



UNIVERSITÀ DELLA CALABRIA

Dipartimento di Ingegneria Meccanica Energetica e Gestionale

*Dottorato di Ricerca in Scienze e Ingegneria dell'Ambiente, delle
Costruzioni e dell'Energia*

CICLO XXX II

Tesi di Dottorato

**Generazione rinnovabile distribuita e nuovi Modelli di Business di
Comunità per la transizione energetica del sistema elettrico**

Settore Scientifico Disciplinare ING-IND 33
(Sistemi Elettrici per l'Energia)

Coordinatore

Prof. Salvatore Critelli

Supervisori

Prof. Daniele Menniti

Ing. Nicola Sorrentino

Ing. Anna Pinnarelli

Dottorando

Luca Mendicino

CRITELLI SALVATORE
24.03.2020 12:14:58 CET



Il presente lavoro di ricerca è stato finanziato con il supporto di:

Creta Energie Speciali s.r.l. Spin-Off Accademico
*c/o Dipartimento di Ingegneria Meccanica Energetica e Gestionale,
Università della Calabria Via Pietro Bucci cubo 42 C - 7 piano.
Arcavacata di Rende (CS) – Italia;*

e

dal PROGRAMMA OPERATIVO REGIONALE
POR CALABRIA FESR-FSE 2014-2020
ASSE I – PROMOZIONE DELLA RICERCA E DELL'INNOVAZIONE
attraverso il Progetto

*'Modulo abitativo in legno energeticamente autonomo
- Zero Net Energy Wood house: Z-NEWh'*

CUP J97H18000300006

A tutti quelli che credono ancora nella potere della conoscenza,
nella formazione,
nel migliorarsi ogni giorno
come vera arma di progresso e di sviluppo.
A chi non si arrende mai.

Ai miei genitori, a mio fratello
e soprattutto a me stesso,
gli unici che non ci siamo mai abbandonati nei momenti difficili.

***“ Education is the most powerful weapon
which you can use to change the world ”***

Nelson Mandela

SOMMARIO:

LEGENDA	4
PREFAZIONE.....	6
INTRODUZIONE	7
CAPITOLO 1 – GENERAZIONE DISTRIBUITA, RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI E DOMANDA ELETTRICA	10
1.1 CONTESTO DI RIFERIMENTO	10
1.2 INFLUENZE SUL SISTEMA ELETTRICO.....	15
1.3 PRESTAZIONI DEL SISTEMA ELETTRICO E DIMENSIONI CHIAVE	19
1.4 IMPATTI DELLA GD SUL SISTEMA ELETTRICO	21
1.4.1. <i>Dispacciamento ed effetti sul Sistema Elettrico (Sicurezza)</i>	22
1.4.2. <i>Previsione della produzione Rinnovabile (Adeguatezza e Affidabilità)</i>	24
1.4.3. <i>Riduzione di impianti convenzionali (Adeguatezza e Sicurezza)</i>	27
1.4.4. <i>Inversione dei flussi di potenza in rete (Sicurezza)</i>	28
1.4.5. <i>Impatti sul mercato dell'elettricità</i>	29
1.4.6. <i>Impatti sulla tariffa per i consumatori finali</i>	30
1.5 IMPORTANZA DELLA PIANIFICAZIONE DELLE RETI PER L'INTEGRAZIONE	32
1.5.1. <i>Il Distributed Generation Scenario</i>	32
1.5.2. <i>Scenari Nazionali 2019: il contesto Italiano</i>	33
1.6 SOLUZIONI PER L'INTEGRAZIONE DI FRNP NEL SISTEMA ELETTRICO.....	36
1.6.1. <i>Soluzioni Tecnologiche</i>	36
1.6.2. <i>Soluzioni di Mercato</i>	37
CAPITOLO 2 – COMUNITÀ ENERGETICHE E AGGREGATORI.....	38
2.1 STATO DELL'ARTE	38
2.2 LA TRASFORMAZIONE DEGLI UTENTI FINALI	40
2.3 BENEFICI CONNESSI ALL'AUTOCONSUMO	42
2.4 COMUNITÀ ENERGETICHE E OBIETTIVI.....	45
2.5 ELEMENTI A SUPPORTO DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE.....	49
2.5.1. <i>Il ruolo delle reti</i>	49
2.5.2. <i>Le configurazioni fisiche applicabili</i>	50
2.5.3. <i>Le Smart-Grids, Micro-grids e nanogrids</i>	56
2.5.4. <i>Tecnologie abilitanti per controllo e gestione degli utenti attivi</i>	60
2.6 IL RUOLO DEGLI AGGREGATORI.....	61
2.7 I SERVIZI ALLA RETE DA PARTE DEGLI AGGREGATORI	64
CAPITOLO 3 – MODELLI GESTIONALI E DI GOVERNANCE DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE.....	66
3.1 ANALISI DEI MODELLI DI BUSINESS PER RISORSE DISTRIBUITE	66
3.1.1. <i>Solar Business Models</i>	69
3.1.2. <i>Sharing Business Model</i>	70
3.2 MODELLO DI RIFERIMENTO (ICES).....	73
3.2.1. <i>Scambio energetico locale</i>	75
3.3 PROPOSTA DI MODELLO DI BUSINESS E VALORE GENERATO	76
3.4 ASPETTI LEGATI ALL'IMPLEMENTAZIONE	79
3.4.1. <i>Dimensione dell'aggregazione e volumi scambiati</i>	80
3.4.2. <i>Possibili configurazioni di comunità</i>	81
3.4.3. <i>Forma giuridica delle Comunità Energetiche</i>	84
3.4.4. <i>Variabili della Comunità Energetica e Ottimizzazione</i>	85
3.4.5. <i>Sguardo alla Grid Parity, LCOE e PPA</i>	94
CAPITOLO 4 – CASI STUDIO E SCENARI	99
4.1 SCELTA DELLA TAGLIA OTTIMA PER UN IMPIANTO DI GENERAZIONE E ACCUMULO.....	99
4.2 IMPLEMENTAZIONI DI COMUNITÀ ENERGETICA E SCENARI.....	104
4.2.1. <i>SCENARIO_1 (Valutazione variabili di maggior influenza)</i>	108
4.2.2. <i>SCENARIO_2 (Aggregazione di Prosumers)</i>	109

4.2.3.	<i>SCENARIO_3 (Aggregazione di Prosumers e Consumers)</i>	117
4.2.4.	<i>SCENARIO_4 (Aggregazione di Prosumers con MSD)</i>	121
4.2.5.	<i>SCENARIO_5 (Riduzioni REDII per le CER)</i>	125
4.2.6.	<i>SCENARIO_6 (Valutazione riduzione costi della tecnologia)</i>	127
4.3	IMPATTO DEI BENEFICI SOCIO-AMBIENTALI (UN ESEMPIO PRATICO).....	129
CONCLUSIONI		133
APPENDICE: RIFERIMENTI AD APPLICAZIONI NEI PROGETTI FINANZIATI.....		135
	Il progetto “ <i>Power Cloud</i> ”	135
	Il progetto “ <i>Community Energy Storage - ComESto</i> ”	136
	Il progetto “ <i>Z-NEWH: Zero Net Energy Wood House - Modulo abitativo in legno energeticamente autonomo</i> ”	137
BIBLIOGRAFIA		138
INDICE DELLE FIGURE.....		142
INDICE DELLE TABELLE		144

Legenda

Definizione degli acronimi:

- ❖ AT, Alta Tensione
- ❖ AAT, Altissima Tensione
- ❖ ANN, Artificial Neural Network
- ❖ BESS, Battery Energy Storage System
- ❖ BT, Bassa Tensione
- ❖ BRP, Balancing Responsible Party (equivale ad un UdD)
- ❖ BSP, Balancing Service Provider
- ❖ BNEF, Bloomberg New Energy Finance
- ❖ CE, Comunità Europea
- ❖ CEP, Community Energy Provider
- ❖ CER, Comunità Energetiche Rinnovabili
- ❖ CEC, Comunità energetica dei cittadini
- ❖ COE, Cost of Energy
- ❖ DER, Distributed Energy Resources
- ❖ DR, Demand Response
- ❖ DSM, Demand Side Management (o DSR, Demand Side Response)
- ❖ DSO, Distribution System Operator
- ❖ EMS, Energy Management Service
- ❖ EMO, Energy Management Operator
- ❖ ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity
- ❖ ESCo, Energy Service Company
- ❖ EPC, Energy Performance Contract
- ❖ FER, Fonti Energetiche Rinnovabili
- ❖ FPPA, Facilitatore Power Purchase Agreement
- ❖ FV, Fotovoltaico
- ❖ FRNP, Fonti Rinnovabili Non Programmabili
- ❖ GD, Generazione Distribuita (o DG, Distributed Generation)
- ❖ GP, Grid Parity
- ❖ GSE, Gestore dei Servizi Energetici
- ❖ IAFR, Impianti a Fonti Rinnovabili
- ❖ ICT, Information & Communications Technology
- ❖ ICES, Integrated Community Energy System
- ❖ IoT, Internet of Things
- ❖ ISPRA, Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
- ❖ LNG, Liquid Natural Gas
- ❖ LCOE Levelized Cost of Electricity (o LEC, Levelized Electricity Cost)
- ❖ MAPE, Mean Absolute Percentage Error
- ❖ MG, Micro Generazione
- ❖ MSD, Mercato dei Servizi di Dispacciamento
- ❖ MT, Media Tensione
- ❖ PBT, Payback Time
- ❖ PCV, Prezzo Commercializzazione e Vendita
- ❖ PE, Prezzo Energia
- ❖ PEI, Power Electronic Interface
- ❖ P2P, Peer to Peer

- ❖ PG, Piccola Generazione
- ❖ PMI, Piccole e Medie Imprese
- ❖ PMA, Potenza Media Annuale
- ❖ PoD, Point of Delivery (Punto di consegna)
- ❖ PPA, Power Purchase Agreement
- ❖ PUN, Prezzo Unico Nazionale
- ❖ PVMC, Programma Vincolante Modificato e Corretto
- ❖ PVMCi, Programma Vincolante Modificato e Corretto di immissione
- ❖ PVMCp, Programma Vincolante Modificato e Corretto di prelievo
- ❖ Pz, Prezzo Zonale
- ❖ RDE, Riforma del Dispacciamento Elettrico
- ❖ REC, Renewable Energy Community
- ❖ REDII, Renewable Energy Directive II (*DIRETTIVA (UE) 2018/2001*)
- ❖ RID, Ritiro Dedicato
- ❖ RTN, Rete di Trasmissione Nazionale
- ❖ SdA, Sistema di Accumulo
- ❖ SDC, Sistema di Distribuzione Chiuso
- ❖ SSP, Scambio sul posto
- ❖ SPI o DPI, Sistema/Dispositivo di Protezione di Interfaccia
- ❖ SE, Sistema Elettrico
- ❖ SEU, Sistemi Efficienti di Utenza
- ❖ TLCC, Total Life-Cycle Cost
- ❖ TSO, Transmission System Operator
- ❖ TUA, Testo Unico Accise
- ❖ TYNDP, Ten-Years Network Development Plan (o *Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica Europea*)
- ❖ UE, Unione Europea
- ❖ UdD, Utente del Dispacciamento
- ❖ UdDi, Utente del Dispacciamento in Immissione
- ❖ UdDp, Utente del Dispacciamento in Prelievo
- ❖ UVAM, Unità Virtuali Abilitate Miste
- ❖ VBA, Visual Basic for Applications
- ❖ VPP, Virtual Power Plants

Prefazione

L'emergenza climatica e ambientale ha reso inevitabile un cambiamento nella logica di approvvigionamento energetico con l'abbandono dei combustibili fossili ed una transizione verso le fonti di energia rinnovabile indispensabili per la decarbonizzazione del sistema energetico, comportando un ripensamento nel sistema di distribuzione e consumo dell'energia elettrica.

Gli indirizzi strategici globali, europei e nazionali e lo studio degli aspetti legati alla generazione distribuita hanno mostrato gli effetti causati dalle rinnovabili sulle reti elettriche dove insieme al cambiamento del settore energetico si è assistito ad una generale trasformazione degli utenti finali con un ruolo sempre più attivo nel sistema elettrico. L'analisi degli scenari futuri evidenzia come il binomio generazione distribuita-utente attivo, attraverso l'autoconsumo del singolo utente finale nonché in maniera collettiva, concetto ben rappresentato dalle *Comunità Energetiche*, sembrano essere la chiave per raggiungere sia gli obiettivi climatici posti dai futuri scenari Europei e mondiali che la soluzione di alcune problematiche tecniche dovute alla penetrazione delle fonti rinnovabili nelle reti elettriche.

Le aggregazioni di utenti che producono l'energia necessaria per soddisfare i propri fabbisogni elettrici, accumulandola e gestendola al loro interno, esprimono una nuova modalità di approvvigionamento e consumo che valorizza le risorse energetiche distribuite.

Tra le diverse tipologie si è trattata la Comunità Energetica virtuale dove l'aggregazione avviene tra utenti che non sono localizzati in uno stesso sito, ma che mettono a disposizione l'energia autoprodotta da fonti rinnovabili per gli utenti della comunità stessa tramite la rete pubblica e l'utilizzo di tecnologie abilitanti. Sebbene le configurazioni per la creazione di una Comunità Energetica possano essere diverse ci si è concentrati su quella promossa da un soggetto terzo che aggrega utenti in una numerosità tale da rendere fattibile uno schema collettivo.

Il presente lavoro di ricerca ha lo scopo di individuare gli elementi che concorrono alla definizione di un modello di business per la condivisione dell'energia da parte di utenti finali residenziali con impianti di generazione rinnovabile valutando la fattibilità e convenienza di una gestione collettiva.

Viene proposto un metodo per il dimensionamento dell'impianto di generazione e accumulo per un utente finale con elettrificazione dei consumi su cui basare una serie di scenari di simulazione.

Supponendo di mettere a sistema questi utenti secondo uno schema di aggregazione si sono valutati i criteri per la sostenibilità complessiva.

È stato necessario individuare gli attori coinvolti nel modello di business e gli elementi per definire le voci di costo e ricavo dell'Aggregazione prendendo in considerazione alcuni indicatori economici per valutare la sostenibilità. Si sono costruiti i diversi scenari andando a modificare delle variabili ritenute più sensibili (numerosità degli utenti aggregati, percentuale di autoconsumo e prezzi dell'energia) distinguendo gli scenari per tipologia di utenti aggregati (soli utenti attivi e caso di utenti attivi e passivi), ipotesi di fornitura di servizi alla rete e riduzione degli oneri in favore delle comunità energetiche ipotizzando il recepimento delle recenti direttive europee in ambito nazionale. Infine, si è valutata la riduzione dei costi tecnologici o incentivi in favore delle comunità per ottenere tempi di ritorno più brevi. Sulla base dei prezzi applicati nella comunità, la costruzione di prospetti che replicano la spesa elettrica dell'utente finale nel caso Italiano, hanno permesso di valutare i benefici ottenibili dagli utenti. Il lavoro di ricerca è stato strutturato come mostrato di seguito:

- Nel primo capitolo si evidenziano gli impatti causati dalle fonti rinnovabili nel sistema elettrico;
- Nel secondo capitolo si descrivono, le comunità energetiche come possibile soluzione di mercato per favorire l'integrazione della generazione rinnovabile-distribuita nelle reti elettriche insieme al ruolo degli Aggregatori.
- Nel terzo capitolo si presentano alcuni modelli di business per la gestione delle comunità energetiche facendo una proposta nel caso di utenti finali domestici che dispongono di generazione fotovoltaica di piccola taglia;
- Nel corso dell'ultimo capitolo si mostrano i risultati delle simulazioni numeriche su una configurazione di comunità energetica gestita da soggetto terzo Aggregatore.

L'obiettivo del lavoro è quello di proporre e analizzare possibili modelli di mercato che permettano di risolvere le criticità attuali e di affrontare efficacemente i cambiamenti dei prossimi anni.

Introduzione

L'enorme crescita demografica che si è avuta sul pianeta negli ultimi cinquanta anni e la conseguente crescita dei consumi energetici ha comportato la necessità di ridurre fortemente la dipendenza energetica dai combustibili fossili che si sono mostrati responsabili degli effetti diretti sul clima e del suo cambiamento.

Il cambiamento climatico negli ultimi anni è diventato argomento centrale nelle discussioni a livello mondiale, che hanno portato nell'ultimo ventennio ad un susseguirsi di politiche e interventi per poterlo limitare. Tali politiche hanno avuto come primo impatto quello di aumentare l'efficienza dei sistemi energetici e di favorire la produzione di energia tramite fonti rinnovabili per contrastare le emissioni di gas climalteranti ritenute principali responsabili dei cambiamenti sul clima.

Il sostegno politico ha mirato allo sviluppo e alla diffusione di tecnologie di generazione elettrica a basse o zero emissioni, nonché tecnologie associate allo stoccaggio di energia elettrica per ridurre gli sforzi degli operatori di sistema nella gestione della rete elettrica, divenuta sempre più complessa.

Nell'ultimo decennio si è assistito ad una rapida espansione delle fonti rinnovabili, spinte da una generazione di piccola taglia e molto distribuita, favorita dalla grande diffusione di incentivi. Gli utenti del sistema elettrico pertanto, da semplici consumatori hanno trasformato il proprio ruolo diventando utenti attivi del sistema, supportando il raggiungimento degli obiettivi prefissati per gli anni 2020-2030 e portandosi avanti per quanto riguarda gli obiettivi stabiliti dalle politiche in tema energia per il 2050.

Già a partire da prima degli anni 2000 si è iniziato a parlare della de-carbonizzazione dell'economia mondiale attuata più concretamente soltanto negli ultimi anni. Fin dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto (1997) l'Unione Europea e i suoi Stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di misure comunitarie e nazionali di de-carbonizzazione dell'economia, percorso confermato con la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici, svoltasi a Parigi nel 2015 (*COP21*) con l'impegno di contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto dei 2° C rispetto all'era preindustriale per proseguire l'impegno volto a limitare l'aumento di temperatura a 1,5° C.

Il Protocollo di Kyoto nel 1997 ha rappresentato un testo vincolante che aveva ottenuto ampia approvazione, ma imponeva obiettivi per i soli paesi sviluppati sulla base del principio delle "responsabilità comuni ma differenziate". L'idea era che i paesi industrializzati fossero i principali responsabili dei gas serra accumulati in atmosfera e per questo dovessero compiere sforzi per ridurre le proprie emissioni, mentre i paesi meno sviluppati dovessero essere lasciati liberi di incrementare le proprie emissioni al fine di non limitare il processo di sviluppo economico. Dal 1997 tuttavia il contesto è radicalmente mutato e le emissioni dei paesi emergenti hanno assunto un peso crescente, tanto che i dati 2014 hanno mostrato che la Cina rappresentava il principale paese emettitore (30%), superando Stati Uniti (15%) e Unione Europea (10%); l'India si collocava al quarto posto con il 6.5%. L'imposizione di un vincolo al trend delle emissioni dei paesi emergenti, oltre che di quelli sviluppati, risultava quindi imprescindibile ai fini del contenimento della temperatura globale previsto dalla COP21.

Le recenti trattative prima a livello mondiale e poi di Comunità Europea si sono estese ai singoli paesi dell'Unione per arrivare a definire una situazione omogenea che spingesse verso un obiettivo comune dove la riduzione delle emissioni passasse attraverso l'elettrificazione dei consumi.

Tra le principali politiche in tema energia che si sono susseguite a partire dal 2009 con il primo pacchetto clima energia, il Clean Energy Package 2020 (*CEP2020*) [1], si sono stabiliti degli obiettivi vincolanti indirizzati sul taglio del 20% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990), copertura del 20% del fabbisogno energetico ricavato da fonti rinnovabili e miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Nel 2011 due diverse comunicazioni della Commissione Europea [2], [3] hanno posto il problema di delineare una traiettoria (*Roadmap*) per raggiungere un livello di de-carbonizzazione dell'economia dei paesi EU-28 dell'80-95% rispetto al 1990 e di come ottenere questo obiettivo garantendo al contempo la sicurezza energetica e competitività dell'economia europea nel suo insieme.

Le analisi effettuate per la stesura della 'Roadmap 2050' hanno mostrato come non sia possibile perseguire l'ambizioso percorso di de-carbonizzazione solo con le politiche correnti di riduzione della CO₂ messe in atto dagli Stati Membri con il CEP 2020, ma è stato necessario introdurre azioni correttive.

Si sono quindi definiti degli obiettivi intermedi con le azioni correttive introdotte dal Clean Energy Package 2030 [4] (taglio del 40% emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, copertura del 27% di energia rinnovabile sui consumi finali lordi di energia e incremento almeno del 27% dell'efficienza energetica rispetto all'andamento tendenziale definito nel 2007). Si arrivati a delineare anche i comportamenti da adottare con dei piani di azione nazionali per raggiungere gli obiettivi definiti prioritari dalla Comunità Europea basati su cinque dimensioni prioritarie (*Sicurezza energetica, Mercato interno dell'energia, Efficienza energetica, Decarbonizzazione, Ricerca-innovazione e competitività*).

Con il SET (Strategic Energy Technology) Plan [5] si è portata l'innovazione tecnologica al centro delle strategie per ridurre le emissioni e accelerare lo sviluppo delle low-carbon technologies. Aggiornato nel 2015 a livello europeo ha previsto 10 azioni chiave (*key actions*) con l'obiettivo di accelerare la transizione energetica tra cui spiccano le azioni 1-2 per portare l'Europa al primo posto nelle energie rinnovabili sviluppando tecnologie per integrarle nei sistemi elettrici riducendo i costi dell'energia; le azioni 3-4 con lo sviluppo delle smart cities e modelli di partecipazione degli utenti ai mercati con sistemi energetici flessibili e integrati. Tale aspetto è stato confermato nel 2015 dal successivo documento *New Deal For energy consumers* [6], [7] nella quale ci si prefigge di avvicinare l'utente finale ai mercati dell'energia all'ingrosso ed al dettaglio e di sfruttare quanto possibile le nuove tecnologie nel settore energetico, consentendo agli utenti finali di gestire il loro consumo partecipando attivamente alla transizione dalle fonti fossili a quelle rinnovabili.

L'obiettivo è quello di aumentare la responsabilizzazione dell'utente finale nella gestione della rete e soprattutto renderlo partecipe ai meccanismi di mercato sino a farlo diventare uno dei principali attori: l'idea è quella di realizzare delle comunità energetiche in forma di distretti energetici, funzionanti e regolamentati, nella quale gli utenti siano capaci di gestire i propri carichi e i propri sistemi di generazione (elettrici e termici), ma che siano anche utenti che possano svolgere essi stessi il ruolo di fornitori di energia, il tutto con la supervisione di un'entità super partes, definita Aggregatore.

Con riferimento all'Italia, la Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2017 [8] rappresenta un importante tassello della più ampia strategia per lo sviluppo sostenibile contribuendo alla de-carbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici. La SEN si è posta di perseguire tre obiettivi: *competitività del Paese, de-carbonizzazione e Sicurezza, Adeguatezza e Flessibilità delle reti*. L'ultimo obiettivo garantisce rinnovabili elettriche, anche in forma distribuita tramite "nuovi" player di mercato¹ potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso nuovi modelli. In particolare la strategia prevede diverse priorità di azione (*1. Lo sviluppo delle rinnovabili; 2. L'efficienza energetica; 3. Sicurezza Energetica; 4. 'Phase out' dal carbone; 5. Competitività dei Mercati Energetici; 6. Tecnologia, Ricerca e Innovazione*) tra le quali l'azione Competitività dei Mercati Energetici fa un importante riferimento all'autoproduzione e alle Comunità Energetiche nonché all'abilitazione della generazione distribuita e consumatori nei mercati energetici e dei servizi tramite gli Aggregatori.

Il più recente provvedimento infine, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC, 2018) [9] rappresenta uno strumento previsto in sede comunitaria in cui vengono definite le principali politiche e misure a livello Nazionale per l'energia e il clima per rispondere alle cinque dimensioni proposte dall'Unione Europea². L'analisi della dimensione di interesse ai fini della ricerca (mercato interno dell'energia) prevede il ruolo attivo dei consumatori, l'aggregazione di utenze e di impianti di generazione e la partecipazione della generazione distribuita e della domanda al mercato di dispacciamento attraverso soggetti Aggregatori.

¹ Si fa riferimento alla partecipazione ai mercati da parte della domanda, anche in forma aggregata.

² Sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, efficienza energetica, decarbonizzazione, ricerca-innovazione e competitività

Tutto ciò conferma come la riduzione delle emissioni passa inevitabilmente anche dallo sviluppo di generazione elettrica basata su fonti rinnovabili in forma distribuita, con impianti di piccola-media taglia posti in prossimità dei punti di consumo e connessi di norma alle reti di distribuzione in bassa tensione.

L'evoluzione avvenuta sul sistema elettrico a seguito della forte espansione di generazione rinnovabile, associata ad una forte componente di aleatorietà della generazione e variazione della domanda elettrica in continua evoluzione, ha comportato forti sollecitazioni e difficoltà nella gestione del sistema elettrico. Tale aleatorietà ha portato le centrali tradizionali ad intervenire in maniera discontinua per la regolazione dei flussi di potenza in rete, con difficoltà tecniche e conseguenti aggravii di costo dell'intero sistema a discapito dell'economicità della fornitura elettrica per gli utenti finali.

Per sopperire alle problematiche dell'aleatorietà oltre al miglioramento dei sistemi previsionali, l'integrazione dei sistemi di accumulo nella rete gioca un ruolo importante, rendendo la generazione rinnovabile più programmabile. Allo stesso tempo però sono richieste nuove politiche di gestione e controllo. Come individuato nelle varie traiettorie a livello nazionale e internazionale, oltre all'aggregazione di utenti, consumatori e produttori che consente di ottimizzare la gestione dei flussi al fine di massimizzare l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili e minimizzare quello da fonti tradizionali, l'impiego dei programmi di *Demand-Response* permette un utilizzo più razionale dell'energia riducendone i costi.

Nasce così il bisogno di una trasformazione del sistema elettrico che prevede di adeguare le infrastrutture di trasporto e distribuzione verso un nuovo modello di rete elettrica denominato "*Smart Grid*" con strutture e modalità operative fortemente innovative, in grado di garantire uno scambio massiccio di dati e informazioni che favoriscono e supportano uno scambio sempre più efficace di energia, abilitando oltre alla classica funzione di fornitura anche nuovi servizi da parte degli utenti attivi con conseguenti effetti di riduzione dei costi energetici e salvaguardia del sistema elettrico.

Per chiudere il vasto e complesso quadro della trasformazione del Sistema Elettrico (SE), vanno individuati modelli innovativi di mercato dell'energia elettrica e per fare ciò è risultato necessario comprenderne tutti i meccanismi di funzionamento e cogliere le opportunità di sviluppo di un sistema che vede una crescita continua di risorse rinnovabili in un sistema progettato nel passato con una logica differente che sempre più difficilmente si adatta alle esigenze attuali.

Si impone pertanto il ripensamento della modalità gestione di un Sistema Elettrico che deve essere in grado di accogliere ingenti quantità di energia rinnovabile non programmabile e ciò, dalle traiettorie delineate nel contesto nazionale ed europeo, sembrerebbe possibile anche attraverso lo sviluppo delle comunità energetiche.

Capitolo 1 – Generazione Distribuita, Rinnovabili non programmabili e Domanda elettrica

1.1 Contesto di riferimento

Lo sviluppo della generazione di energia elettrica tramite fonti energetiche rinnovabili (FER), come anticipato, ha ricevuto negli ultimi anni un forte impulso con la spinta delle politiche europee in tema di energia ed ambiente volte a promuoverne sia la maggiore diffusione, sia l'efficienza energetica a favore della riduzione di emissioni di gas clima alteranti. Tuttavia la rapida crescita degli impianti FER (in particolare solare fotovoltaico ed eolico) associate ad uno sviluppo diffuso e frazionato di impianti di piccole-medie dimensioni ha comportato sulle reti ciò che generalmente viene definita *generazione diffusa* o *distribuita (GD)*.

La GD nel contesto elettrico moderno interessa principalmente impianti di produzione di energia elettrica tipicamente alimentati da fonti energetiche rinnovabili, di piccola-media taglia connessi di norma alla rete di distribuzione del sistema elettrico e molto spesso posti in prossimità dei punti di consumo.

Questa modalità di produzione di energia, si differenzia nettamente dal classico sistema di generazione dell'energia elettrica del passato caratterizzato da un sistema verticalmente integrato, caratterizzato da un'organizzazione gerarchica del sistema elettrico nella quale le reti elettriche di trasporto e distribuzione univano i punti di immissione, rappresentati da impianti di produzione convenzionali di taglia medio grande (tipicamente centrali termoelettriche), con i punti di prelievo dedicati unicamente al consumo rappresentati da utenti consumatori di energia come famiglie ed imprese. Questa sostanziale differenza nel sistema di generazione dell'energia elettrica vede con la GD un prosperare di punti di immissione e di prelievo anche nei nodi foglia della rete elettrica. In *Figura 1* è mostrata una rappresentazione di questo concetto:

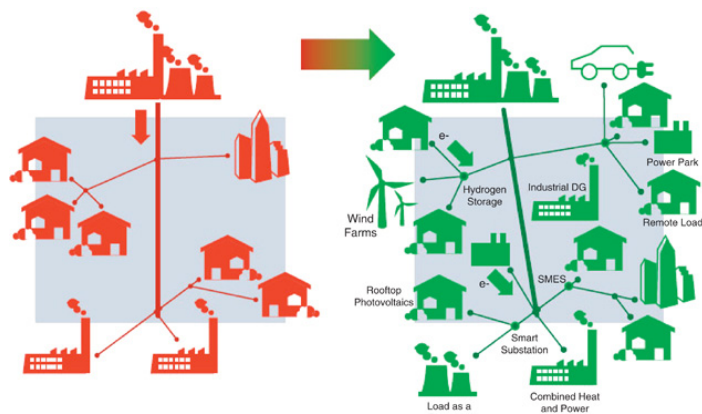


Figura 1 - Transizione del Sistema elettrico, generazione centralizzata e distribuita dell'energia elettrica

Come discusso sulla taglia degli impianti, è importante distinguere anche l'entità e le dimensioni delle unità di generazione. Nel contesto Italiano ad esempio, l'Autorità³ in ambito regolatorio ha adottato una definizione di GD [10] legata principalmente alla dimensione dell'impianto di generazione, dove sono previste le seguenti distinzioni:

- **Piccola generazione (PG)**: insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW;
- **Micro-generazione (MG)**: l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kW.

³ AEEGSI trasformatasi in ARERA dal 2018

Come evidenziato e come sottolinea la stessa Autorità, questa tipologia di impianti di generazione assolve a due tipi di finalità:

- spostare la produzione di energia elettrica in prossimità dei carichi elettrici da alimentare;
- sfruttare le fonti energetiche primarie, di tipo rinnovabile come vento e sole, diffuse in abbondanza sul territorio e costo marginale nullo, non sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

È da sottolineare inoltre come questo tipo di generazione comporta una serie di vantaggi a livello di sistema elettrico:

- **aumenta l'efficienza del sistema**, grazie alla possibilità di produrre localmente l'energia elettrica necessaria alle utenze, si hanno minori perdite di rete dovute al trasporto di energia, con risparmio per l'utente stesso e vantaggi sul sistema elettrico (ad esempio: in MT le perdite sono 3,8% per punti di prelievo e 2,3% per punti di immissione; in BT 10,4% per punti di prelievo e 5,2% per punti di immissione [11]);
- **sfrutta risorse energetiche del territorio** (impianti eolici, idroelettrici, fotovoltaici, a biomasse, a biogas e bioliquidi) nell'ottica di un miglioramento della sostenibilità ambientale;
- **ottimizza delle risorse offerte dal territorio** e dalla filiera produttiva locale;
- **incentivo per il consumatore finale** che si trasforma in una diretta forma di reddito;
- **permette un utilizzo più razionale dell'energia**.

Date queste caratteristiche la GD può costituire uno strumento efficace per conseguire gli obiettivi delle politiche energetiche e ambientali europee discusse, orientate al perseguimento di tre obiettivi:

- i) *sicurezza degli approvvigionamenti e riduzione della dipendenza del fabbisogno energetico;*
- ii) *sostenibilità ambientale, attraverso una riduzione delle emissioni "clima-alteranti";*
- iii) *contenimento dei costi per gli utenti finali del sistema elettrico.*

Se da una parte la generazione da fonte rinnovabile contribuisce in modo significativo al miglior utilizzo delle risorse energetiche e ad una maggior efficienza, allo stesso tempo comporta delle sfide per quel che riguarda le modalità di gestione delle infrastrutture di rete rispetto all'impostazione tradizionale dove produzione e consumo sono nettamente separate (organizzazione gerarchica o verticalmente integrata).

La recente espansione di impianti a fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) come l'eolico e solare fotovoltaico pone, per la loro variabilità produttiva, alcune sfide da affrontare quando queste assumono una quota sensibilmente rilevante all'interno del mix di produzione di energia elettrica del sistema.

In poco più di un decennio il parco di produzione ha quindi registrato un importante rinnovamento. Come mostrato in *Figura 2* a livello Europeo ed in *Figura 3* nel caso Italiano, l'incremento della capacità di impianti FRNP negli ultimi anni si è sensibilmente incrementata:

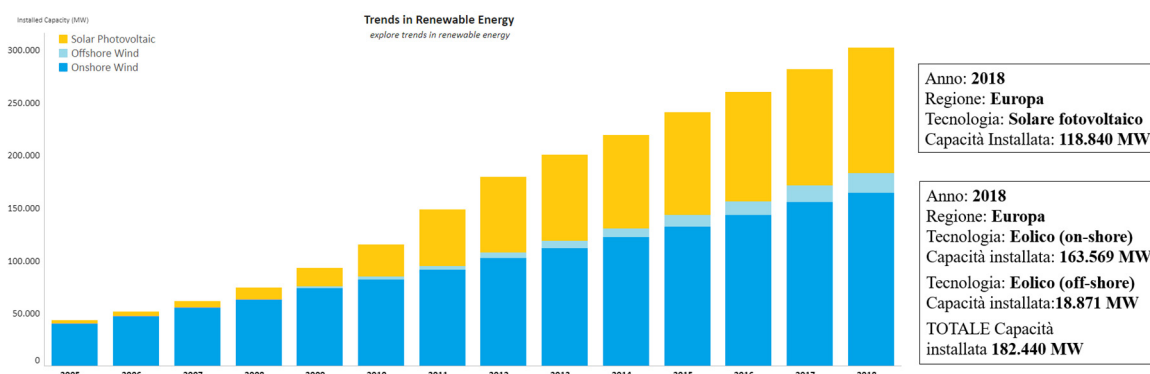


Figura 2 - Trends Rinnovabili (Eolico e Solare) in Europa al 2018 - Fonte: IRENA

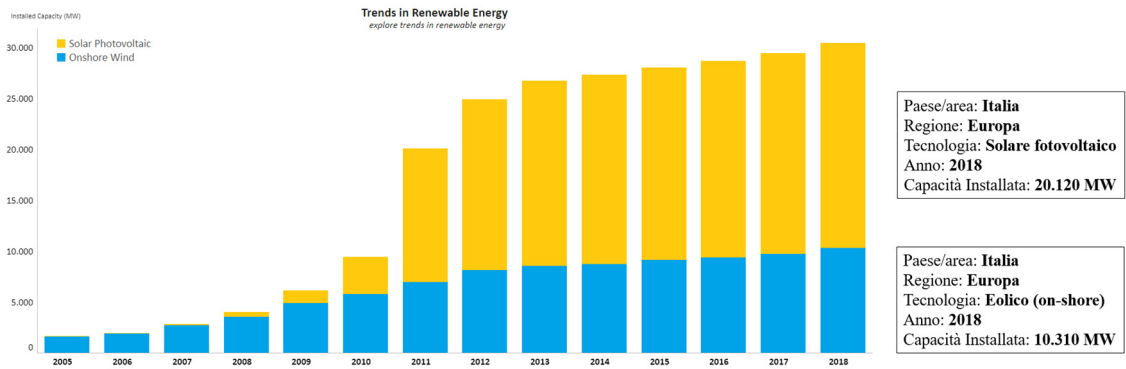


Figura 3 - Trends Rinnovabili (Eolico e Solare) in Italia al 2018 - Fonte: IRENA

L'aspetto più sfidante legato alla GD di tipo rinnovabile però, è legato essenzialmente all'aleatorietà della produzione di alcune tipologie di impianti rinnovabili come l'eolico ed il fotovoltaico e alle conseguenti criticità legate al dispacciamento e al fabbisogno di servizi di riserva. Con la GD serve una maggiore consapevolezza delle problematiche tecniche, economiche e di mercato legate alla loro integrazione nei sistemi elettrici.

Per la gran parte degli impianti a fonte rinnovabile connessi alla rete elettrica, la produzione di energia è non programmabile, ossia non è prevedibile a priori a causa delle caratteristiche della fonte primaria (sole, vento, acqua) e ciò aumenta la complessità di gestione dei flussi di potenza in rete che in base al principio cardine del dispacciamento devono essere costantemente bilanciati. Come si mostra in *Figura 4* e *Figura 5*, difficilmente la produzione stimata da questi due tipi di fonti riesce ad essere prevedibile nonostante le più sofisticate tecniche di predicibilità della produzione rinnovabile:

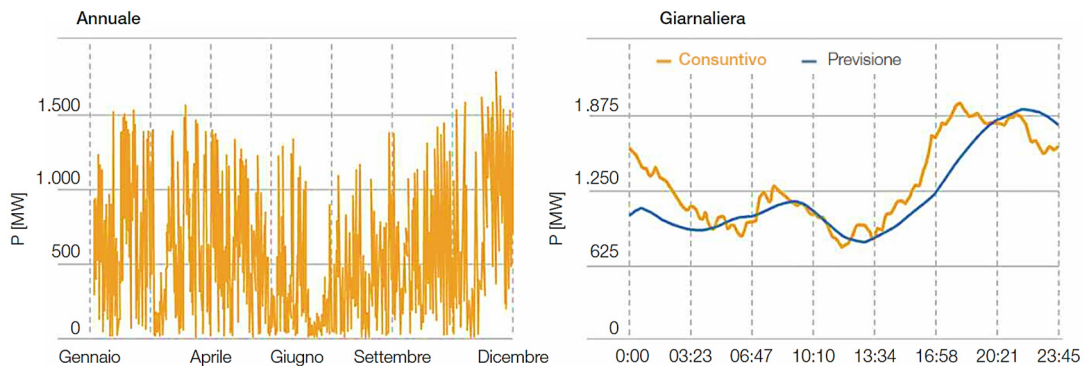


Figura 4 - Variabilità annuale e giornaliera della generazione di un impianto eolico

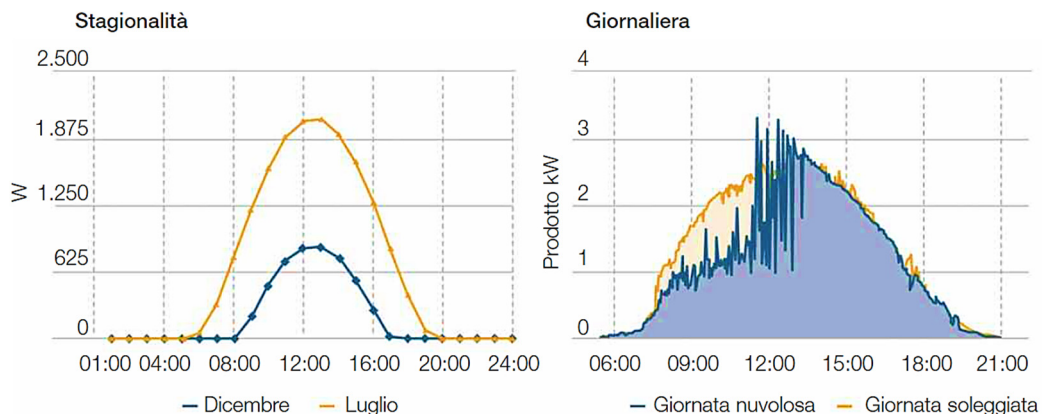


Figura 5 - Variabilità stagionale e giornaliera della generazione di un impianto fotovoltaico

Ancor più rilevanti sono le sfide e le criticità per la rete se insieme alla crescita di FRNP si considera il trend della domanda elettrica, in costante aumento tra il 2002 ed il 2007, che ha subito una considerevole inversione di tendenza a seguito della crisi e nuovamente una crescita per le dinamiche di mercato più attuali:

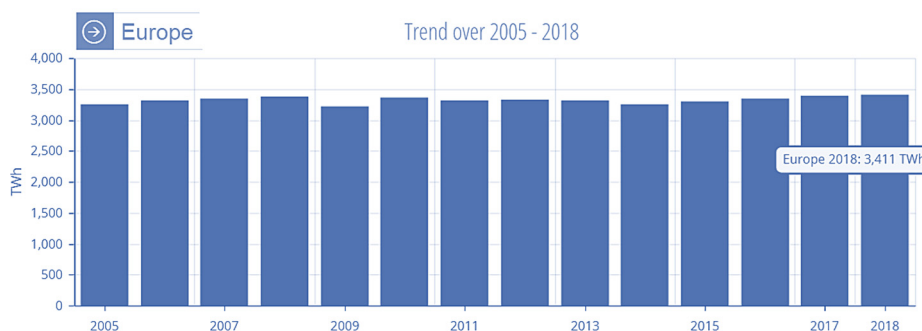


Figura 6 - Trend consumi in Europa al 2018 - Fonte: Enerdata

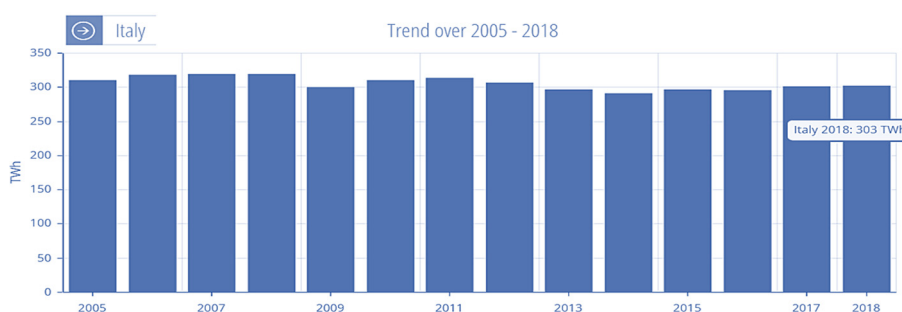


Figura 7 - Trend consumi in Italia al 2018 - Fonte: Enerdata

Ad esempio nel caso Italiano, come previsto dalle analisi del gestore della rete elettrica di trasmissione⁴ (TSO), gli scenari dei prossimi anni, hanno previsto un aumento della domanda sia per l'incremento dei veicoli elettrici e delle mobilità sostenibile che per una generale trasformazione a seguito di una transizione verso una tipologia di consumo orientata al cosiddetto 'tutto elettrico' incentivato anche dai recenti cambiamenti nella struttura della tariffa elettrica per gli utenti finali come affrontato in [12]-[13].

Lo studio delle analisi svolte da TERN in Italia [14] e sintetizzate anche in *Figura 8* mostrano un tasso medio annuo di crescita che va dallo +0,4% al +0,9% determinando in ogni caso nei prossimi anni un incremento dei consumi rispetto ai valori attuali, in tutti i suoi scenari proposti.

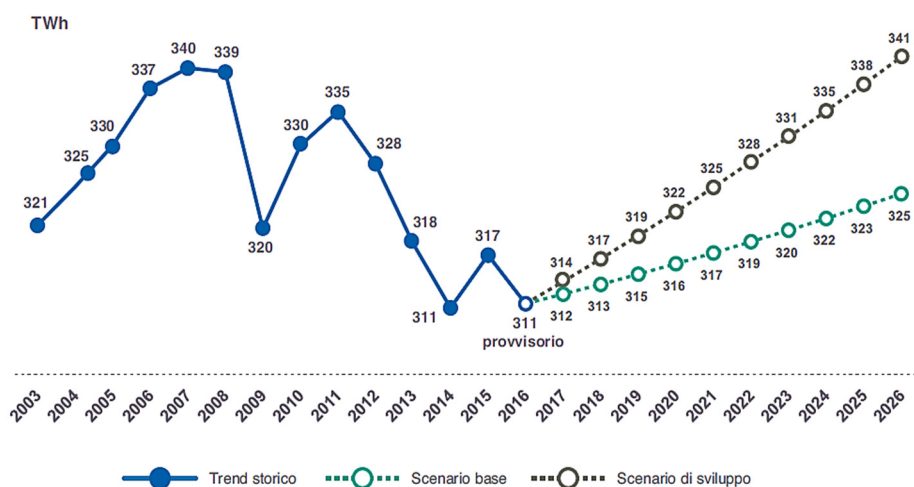


Figura 8 - Domanda energia elettrica (trend storico e previsione Italia), fonte: TERNA

⁴ In Italia, il TSO è TERN S.p.A.

In considerazione di quanto descritto, la penetrazione della produzione da fonti rinnovabili e della generazione distribuita, in concomitanza con la continua variazione della domanda elettrica, ha comportato una differente composizione del parco di produzione con copertura crescente da parte delle fonti rinnovabili. Sempre con riferimento al caso Italiano, il GSE ha pubblicato il rapporto sull'attività energetica del 2018 [15], [16] dove ha confermato il superamento per il quinto anno consecutivo della soglia del 17% di consumi coperti da rinnovabili, che la UE aveva fissato per il 2020: secondo le stime ha raggiunto, nel 2018, il 18,1% del fabbisogno energetico totale da rinnovabili e il 35% di consumi di energia elettrica coperti da impianti di produzione a fonti "green". Infatti come si riporta in [17] la generazione da fonti rinnovabili elettriche nel 2018 in Italia ammonta a 112,8 TWh, a fronte di una domanda elettrica nazionale di 321,9 TWh.

DETTAGLIO FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	[GWh]	% produzione FER	% copertura domanda
Idroelettrica	49.275	43,7%	15,3%
Biomasse **	17.683	15,7%	5,5%
Geotermica	5.708	5,1%	1,8%
Eolica	17.318	15,3%	5,4%
Fotovoltaica	22.887	20,3%	7,1%
Produzione Totale Fonti Energetiche Rinnovabili	112.871	100,0%	35,1%
Termica *	185.046		
Produzione Totale Netta	280.234		
Import	47.179		
Export	3.270		
Saldo Estero	43.909		
Pompaggi	2.233		
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	321.910		

⁽¹⁾ Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio
* La produzione termica è rappresentata al netto delle Biomasse (17.683 GWh) che contribuiscono a parte della produzione da fonti Rinnovabili.
** Un ulteriore contributo alla produzione da fonti rinnovabili è costituito da una quota della produzione termoelettrica ricavata dalle biomasse.

Figura 9 - Dettaglio FER in Italia , anno 2018. Fonte: elaborazione svolta su dati TERNA 2018

Con riferimento alla copertura della domanda elettrica, si mostra in *Figura 10* come la copertura da rinnovabili nell'anno 2018 è del 35% ed il dato in esame è inferiore solo all'anno 2014:

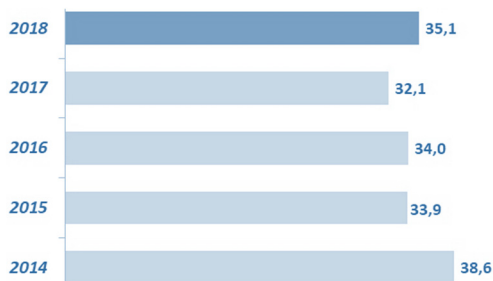


Figura 10 - Quota % rinnovabili su consumi elettrici.

Al momento dell'analisi, Fotovoltaico (5.4%) ed Eolico (7.1%) insieme, coprono quasi il 13% della domanda elettrica:

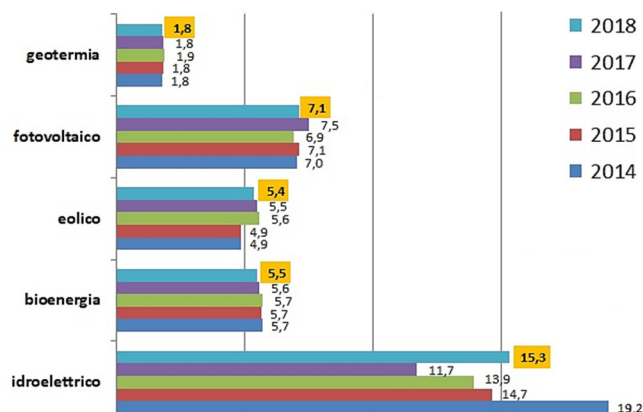


Figura 11 - Quota % rinnovabili per fonte su consumi elettrici.

Sul totale della generazione da fonti energetiche rinnovabili invece, nel 2018, la fonte idroelettrica ha inciso per il 43,7%, la fonte fotovoltaica per 20,3%, seguono bioenergia al 15,7% ed eolico con un 15,3%.

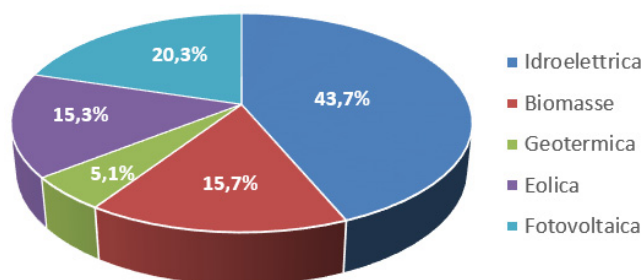


Figura 12 - Quota FER su totale rinnovabili 2018 in Italia

Questo sensibile incremento di generazione da rinnovabili da un lato e una sensibile variazione della domanda dall'altro, si accompagna ad alcune trasformazioni assolutamente necessarie a livello di sistema elettrico per assicurarne una corretta gestione e soprattutto diminuirne i costi. Queste trasformazioni necessarie riguardano principalmente:

- la necessità di sviluppare un'infrastruttura di trasmissione e distribuzione capace di accogliere e consentire l'integrazione di nuova capacità produttiva, prevista in aumento;
- la possibilità di sviluppare sistemi di dispacciamento e controllo che coinvolgano le utenze "attive" connesse alle reti di distribuzione e l'interfacciamento tra queste ed il sistema di trasmissione con la promozione delle cosiddette *Smart Grid* o reti intelligenti.

Le caratteristiche tecnologiche di queste tipologie di generazione, gli schemi d'incentivazione, le regole tecniche per la connessione e la mancata partecipazione ai servizi utili alla rete hanno portato al naturale sviluppo di generazione che efficacemente è in grado di rimanere connessa in condizioni perturbate di rete e in taluni casi di reagire al fine di contribuire alla mitigazione di tali eventi, ma che oggi non può considerarsi sostitutiva alla generazione tradizionale nell'erogazione dei servizi alla rete, se non attraverso delle opportune trasformazioni del sistema elettrico.

Quanto riportato serve a dare un quadro complessivo di come lo sviluppo rapido della generazione rinnovabile e distribuita ha un forte impatto sulle reti di trasmissione e di distribuzione ed in particolare viene richiesta flessibilità e capacità di adattamento del sistema elettrico al rapido mutare degli scenari di produzione e consumo che oggi possono essere sempre più frequenti, anche attraverso opportuni interventi di adeguamento e sviluppo delle reti interconnesse che ne determinano la gestione in Sicurezza.

1.2 Influenze sul Sistema Elettrico

L'attuale assetto del sistema elettrico, come riportato in *Figura 1*, è profondamente cambiato da quello di non molti anni addietro e ciò ha ridotto la disponibilità di capacità di generazione termoelettrica convenzionale (ad esempio *centrali a ciclo combinato, turbogas, ecc*) abilitata alla fornitura di servizi alla rete. Questa situazione, si accentua particolarmente durante i periodi di bassa domanda in cui parte della generazione termoelettrica viene sostituita da quella rinnovabile.

Per dare un'idea, nelle ore centrali del giorno in cui è presente un'elevata produzione rinnovabile (es. fonte solare) e ridotti consumi, si deve ridurre la generazione convenzionale che deve comunque rimanere pronta ad intervenire per rispondere all'intermittenza causata dalle FER.

Questo tipo di situazione genera un fenomeno molto noto conosciuto anche come "*duck curve*" mostrato di seguito in *Figura 13* dove è possibile notare come un grosso ammontare di energia in seguito al grande apporto della fonte solare, pervade la rete nelle ore centrali del giorno mentre di notte scompare. A volte può cessare tutta in una volta e tornare dopo pochi minuti (es. si pensi al passaggio di nuvole), nel caso del vento può

arrivare tutto in una volta e fermarsi dopo un momento. Quando si verificano queste situazioni di eccesso di energia nel sistema, i gestori della rete “tagliano” manualmente la produzione, mettendo fuori uso alcuni impianti, lasciando di fatto che l’energia verde vada sprecata. Detto ciò, la gestione dell’intermittenza è la vera sfida chiave che le fonti rinnovabili come eolico e solare pongono alle reti elettriche per la loro integrazione.

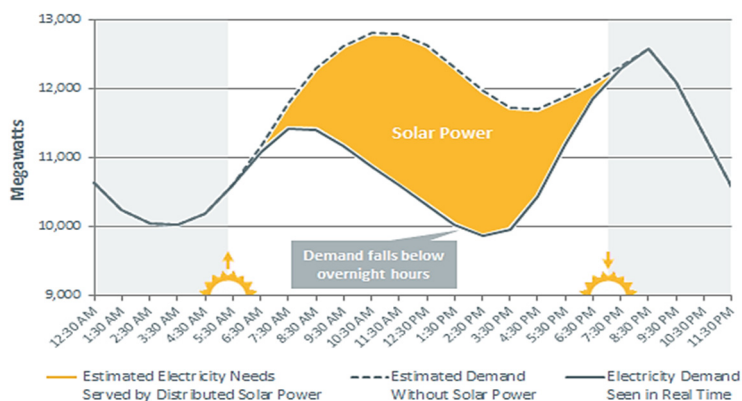


Figura 13 - Esempio di domanda e generazione rinnovabile in una giornata

Per le reti elettriche di oggi, gestire i quantitativi di energia nei momenti di produzione di punta che arrivano con le FER, sia i picchi in alto o in basso della domanda è una sfida. Inoltre, è richiesta elevata rapidità di risposta e che sia affidabile da parte dei generatori connessi alla rete, cosa che non possono garantire quelli alimentati a fonte rinnovabile.

Proprio per questa motivazione, fino ad oggi gli impianti FRNP non hanno avuto la possibilità di offrire servizi alla rete elettrica non potendo operare sui relativi mercati (dispacciamento e bilanciamento) mentre il loro forte sviluppo ha comportato una diminuzione del numero di unità termoelettriche in servizio per via della “priorità di dispacciamento” e quindi, anche una riduzione non solo della capacità di regolazione di frequenza e di tensione, ma anche della stabilità del sistema stesso a cui oggi si cerca di trovare un’impellente soluzione.

La “*priorità di dispacciamento*” per le rinnovabili discende da un principio statuito dall’UE per promuoverne lo sviluppo delle rinnovabili e andare incontro agli obiettivi prefissati di de-carbonizzazione. Questo principio consiste nell’obbligo da parte del gestore della rete di trasmissione (TSO) di programmare e dispatchare l’energia da FER prima di quella generata dalle altre fonti, nei limiti concessi dalla sicurezza del sistema. Tale presupposto trova applicazioni differenti nei vari paesi europei, soprattutto nelle realtà con un’alta penetrazione di FRNP, quali ad esempio, Germania, Spagna e Danimarca. Il dispacciamento prioritario infatti rimane una componente fondamentale delle politiche energetiche volte a garantire un adeguato utilizzo delle risorse rinnovabili, riducendo la dipendenza da quelle fossili e di importazione.

L’effetto combinato, crescita di FRNP associato ad una variazione della domanda elettrica ha aumentato la complessità di gestione del sistema. Si possono riscontrare così comportamenti indesiderati sulla rete elettrica, come disturbi e alterazioni delle grandezze elettriche che si ripercuotono sul livello del servizio, in termini di qualità percepita dagli utenti finali che oggi richiede livelli sempre più elevati e vincoli più stringenti. La modulazione della potenza elettrica generata dalle centrali convenzionali per bilanciare la variabilità di produzione da FRNP ha una complessità maggiore con l’aumentare della produzione rinnovabile soprattutto se si deve mantenere invariato il livello di qualità del servizio fornito.

Per tale motivazione il funzionamento *dinamico* delle reti (trasmissione e distribuzione) in presenza di GD e FRNP è un obiettivo prioritario poiché permette di compensare in misura più o meno efficace tali anomalie. Si sono individuati nel corso della ricerca e mostrati di seguito, una serie di effetti indesiderati che i generatori rinnovabili connessi alla rete elettrica possono provocare.

- **Bilanciamento della rete:** come discusso nel seguito il TSO si occupa dell'esercizio coordinato degli impianti di produzione con il fabbisogno di energia elettrica attraverso l'attività di *Dispacciamento*. Per consentire questo principio cardine del Sistema Elettrico, bilanciare istante per istante tutta la potenza prodotta con tutta la potenza assorbita, gli operatori di rete definiti *Utenti del Dispacciamento (UdD)*, devono programmare in anticipo ed in maniera oraria quale sarà l'energia elettrica prodotta dai propri impianti di produzione (se UdD in Immissione, che definiremo *UdDi*) e l'energia prelevata dai consumatori sotto la propria gestione (se UdD in Prelievo, che definiremo *UdDp*) rispetto al momento effettivo di consegna (periodo rilevante ⁵). In questo modo il gestore della rete di trasmissione organizza per tempo le attività di bilanciamento del sistema tramite offerte di incremento o riduzione di potenza. È possibile così, in tempo reale, inseguire la domanda complessiva bilanciando eventuali deficit o eccessi di produzione.

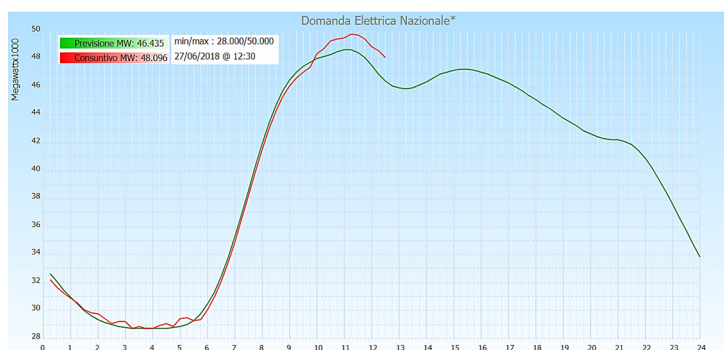


Figura 14 - Esempio di fabbisogno di energia elettrica in tempo reale e stima

È facile comprendere come la priorità di dispacciamento complica notevolmente le attività di bilanciamento del sistema effettuate dal TSO che, in tempo reale, deve avere una panoramica di quale è la produzione ed il carico assorbito per evitare disallineamenti e scongiurare conseguenti 'blackout' del sistema.

- **Congestioni locali:** La maggior parte dei paesi europei hanno evidenziato che vi è stata la necessità di espandere le reti elettriche sia di trasmissione che distribuzione al fine di ridurre i "colli di bottiglia" per non tagliare la produzione da FRNP. Gli impatti sono amplificati dalle posizioni geografiche dei grandi impianti FRNP, di solito posizionati lontano dai centri di consumo.

Anche l'Italia si trova ad affrontare le stesse sfide di altri paesi europei, già in parte evidenziate prima del forte sviluppo delle FER, con il suo sistema di trasmissione longitudinale che vede una forte presenza di FRNP specie al Sud del paese, mentre la domanda (consumo) è localizzata principalmente nel Nord per via dei maggiori insediamenti urbani e siti di produzione industriale. Questo transitare di energia su lunghe distanze crea spesso delle situazioni dove la capacità della linea stessa è sottodimensionata rispetto ai quantitativi di potenza da trasportare creando dei veri e propri colli di bottiglia che danno luogo a dei superamenti dei limiti di transito nei tronchi della rete elettrica. Questo evento comporta problemi come surriscaldamenti della linea stessa e cadute di tensione maggiori dello standard con conseguenze negative per la rete e per il funzionamento dei carichi dei consumatori.

- **Inversione dei flussi:** L'aumento della potenza installata, per l'eolico sulla rete in AT e per il fotovoltaico sulla rete di distribuzione ai livelli MT e BT (oltre il 90%), ha un impatto rilevante non solo sulla rete di distribuzione ma anche su estese porzioni della rete di trasmissione e più in generale sulla gestione del SE nazionale nel suo complesso. La forte penetrazione degli impianti di produzione da FRNP, in particolare fotovoltaico, comporta spesso fenomeni di risalita di potenza dalla rete di distribuzione verso il sistema di trasmissione nei periodi di elevata produzione e basso fabbisogno locale.

⁵ Il periodo rilevante è il periodo di tempo in relazione al quale un UdD acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere o prelevare energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo. Il periodo rilevante per le unità di produzione e di consumo è pari all'ora, quello per le unità di produzione e le unità di consumo abilitate (> 10MVA o 10 MW) è pari a 15 minuti, come definito da Terna.

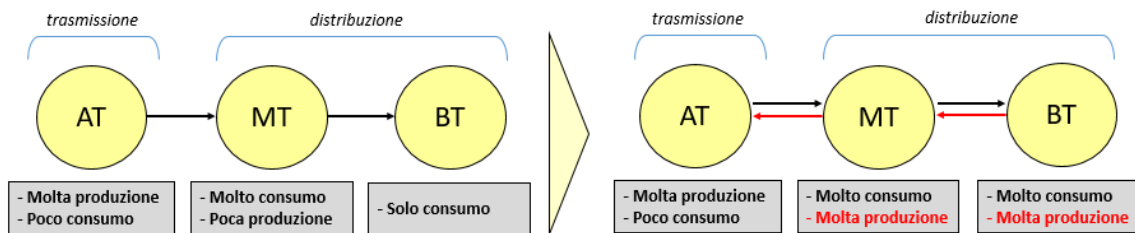


Figura 15 - Inversione dei flussi: fenomeno di risalita verso le reti AT

- **Possibilità di alimentare la rete elettrica anche in assenza di alimentazione:** il fenomeno legato all'inversione dei flussi, la presenza di generatori alimentati da FRNP comporta in mancanza di adeguati sistemi di protezione e di interfaccia (SPI o DPI), la possibile risalita di potenza dalle linee di bassa/media tensione a quelle di alta aumentando i rischi per la sicurezza degli addetti che operano sulle linee stesse.
- **Aumento dei livelli di corto circuito in rete:** la presenza di numerosi produttori indipendenti e di una molteplicità di impianti dislocati può portare a disservizi di maggiore entità poiché la presenza dei generatori diffusi rappresenta un'ulteriore sorgente di alimentazione dei guasti.
- **Influenza negativa sui livelli di tensione:** i generatori degli utenti produttori, in particolari condizioni di funzionamento, possono alterare i valori di tensione anche al di fuori dallo standard. Ad esempio quando la generazione rinnovabile in rete sale oltre i limiti questa influisce sui livelli di tensione che contestualmente tendono a salire pertanto devono essere apportate delle opportune azioni correttive per mantenere i valori nei limiti fissati a secondo delle reti.
- **Overgeneration e interconnessioni:** nel caso di generazione rinnovabile e di bassa domanda come mostrato nella precedente Figura 13, il gestore di rete deve comunque mantenere in attività un numero minimo di unità convenzionali in grado di fornire i necessari servizi di regolazione.

Risulta pertanto sempre più difficile gestire i problemi di *over-generation*, ovvero i surplus di generazione nazionale e/o zonale rispetto al fabbisogno, che presuppongono adeguate interconnessioni sia tra zone nazionali che con l'estero capaci di gestire i transiti di potenza e 'dissipare' l'energia in eccesso o 'prelevare' quella in difetto non prodotta dai generatori convenzionali.

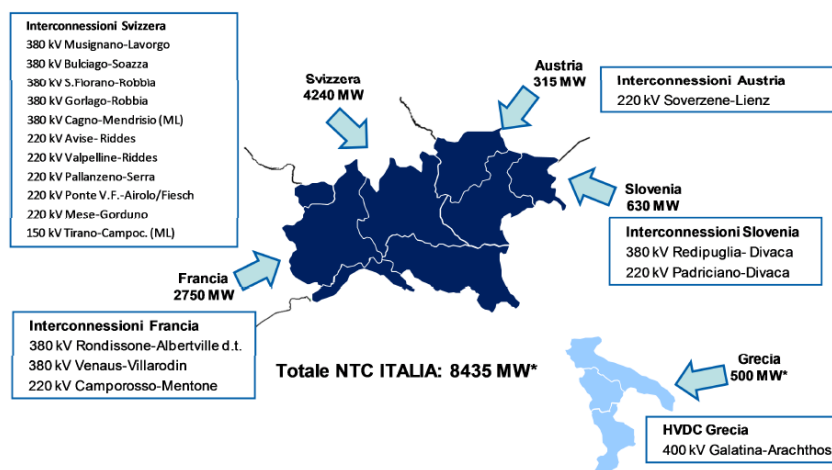


Figura 16 - Interconnessioni con l'estero e capacità di trasporto

Sia attualmente che futuro scenario del sistema, dove le FER giocano un ruolo sempre più predominante, è fondamentale tenere conto delle loro caratteristiche peculiari, ovvero: la non programmabilità per le fonti solare ed eolica; l'incertezza nella previsione della capacità di generazione; in generale, la mancata coincidenza temporale tra produzione e domanda legata agli usi finali dell'energia (detto anche 'grado di matching'). Sono

necessarie, pertanto, azioni di adeguamento al fine di rendere compatibili gli attuali SE con la crescente diffusione di GD da FER. In particolar modo, tali azioni devono essere anticipate tramite la *Pianificazione delle reti* e tutto ciò che è riferibile al continuo inseguimento della condizione di equilibrio tra generazione e domanda elettrica.

Risultano di fondamentale importanza nella pianificazione delle reti, i ‘Piani di Sviluppo’ sia a livello di trasmissione [18] che distribuzione [19]. I piani di sviluppo della rete, come brevemente mostrato nel seguito (*paragrafo 1.5*) rappresentano il principale strumento di pianificazione e attuazione del processo di trasformazione del sistema energetico nazionale in linea con gli obiettivi europei. I piani di sviluppo e le azioni di adeguamento, servono a garantire che il SE abbia i richiesti standard di *Affidabilità* che, come è noto, è elevatissimo e dipende dai livelli di *Adeguatezza*, *Sicurezza*, e *Resilienza* che si riescono a conseguire al fine di garantire la costante copertura della domanda elettrica, nonché l’incremento della continuità del servizio che in questo nuovo assetto dovranno tenere in considerazione dell’evoluzione della GD e impianti FRNP.

1.3 Prestazioni del sistema elettrico e dimensioni chiave

Il sistema elettrico nazionale è la struttura attraverso la quale viene garantito l’equilibrio tra l’energia resa disponibile dai produttori ed il consumo degli utenti finali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza ed efficienza della rete. Tale sistema è costituito dai seguenti sottosistemi:

- **Centrali elettriche**, che trasformano l’energia ricavata da fonti primarie in “elettricità”, immettendola nelle reti di trasmissione ad alta tensione (AT).
- **Reti di trasmissione ad alta tensione** (380 kV - 220 kV - 150 kV), che trasferisce l’energia prodotta dalle centrali alle zone di consumo.
- **Reti di distribuzione**, attraverso la quale avviene la consegna di elettricità in media tensione (MT) e bassa tensione (BT) agli utenti finali (famiglie e imprese eccetto quelle collegate in AT).

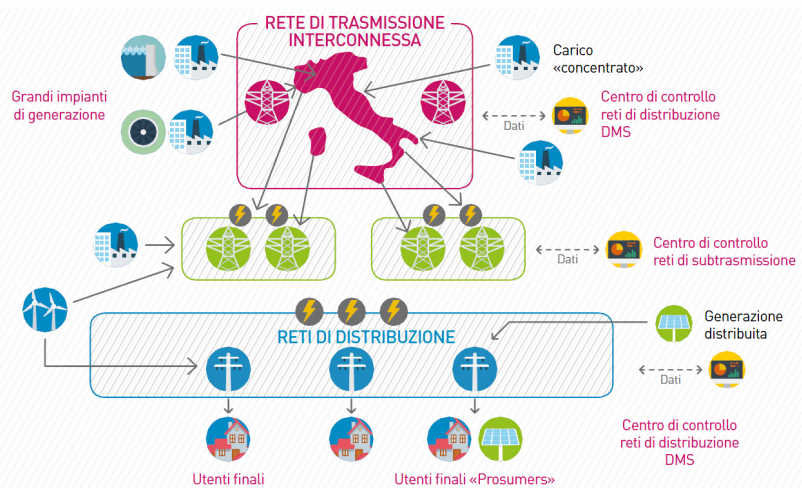


Figura 17 - Il Sistema Elettrico Nazionale, es. caso Italiano

Il trasferimento di grandi quantità di potenza su lunghe distanze è realizzato dalle reti di trasmissione, caratterizzate dalle tensioni più elevate per minimizzare le perdite (altissima tensione (AAT) superiore a 150 kV: in Europa occidentale sono presenti i livelli di tensione 220 kV e 400 kV; alta tensione (AT) da 30 kV a 150 kV) e da una struttura magliata, ossia costituita da un reticolo in cui la potenza ha più percorsi a disposizione fra un nodo e un altro, per garantire la continuità del servizio. La maggior parte degli utenti finali però è collegata alle reti di distribuzione, in media e bassa tensione.

L’esercizio in tempo reale del sistema è svolto dagli operatori dei centri di controllo, che supervisionano il sistema e decidono le azioni necessarie per mantenere o recuperare adeguati livelli di *Sicurezza*. Il sistema elettrico ha come finalità primaria l’equilibrio fra produzione e carico, garantendo il soddisfacimento della

domanda istante per istante (Dispacciamento). Per quantificare le prestazioni di continuità della fornitura del SE è stato introdotto il concetto di *Affidabilità* [20]

❖ *L'Affidabilità è la capacità del un sistema elettrico di fornire con continuità la potenza agli utenti finali entro definiti standard di funzionamento e nella quantità desiderata.*

Essa esprime la probabilità di esercizio soddisfacente del sistema nel lungo termine. Il grado di affidabilità si può misurare attraverso i valori di *tensione* e *frequenza* della rete, durata e intensità delle situazioni di degrado del servizio agli utenti e dipende in primis dall'*Adeguatezza* e dalla *Sicurezza* del sistema che sono concetti distinti pur essendo entrambi riconducibili alla più generale nozione di affidabilità del sistema elettrico [21].

❖ *L'Adeguatezza di un sistema elettrico può essere definita come la capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di Sicurezza e di Qualità del servizio.*

Affinché un sistema elettrico sia giudicato adeguato è necessario che sia dotato di risorse di produzione, accumulo, controllo della domanda e di capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa più un prefissato margine di riserva di potenza (capacità). Ciò implica la pianificazione degli investimenti in capacità di produzione e/o di trasmissione in funzione delle previsioni di crescita della domanda, della sua ripartizione fra le zone di rete e delle risorse di flessibilità disponibili. Il concetto di adeguatezza di una rete è legato al soddisfacimento della domanda di carico senza violazione dei limiti operativi.

❖ *La Qualità del Servizio, con la quale si intende la capacità di garantire la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica) e la qualità dello stesso (frequenza, tensione e forma d'onda)*

❖ *La Sicurezza è la capacità del sistema elettrico di fronteggiare mutamenti dello stato di funzionamento del sistema senza che si verifichino violazioni dei limiti di operatività del sistema stesso (limite di stabilità dinamica, limiti di esercizio degli impianti di produzione e limiti di transito sulle linee) e garantendo continuità dell'alimentazione.*

La sicurezza è sempre relativa a un insieme di contingenze (es. guasti, cortocircuiti o perdita di componenti). Attualmente i gestori del sistema per garantire la sicurezza utilizzano il Criterio N-1, in base al quale il sistema è giudicato sicuro, se anche in caso di perdita di una linea, i più importanti parametri della rete (flussi di potenza, valori di tensione e corrente) si mantengono nei rispettivi limiti operativi. Il criterio di sicurezza N-1 però non garantisce il corretto funzionamento del sistema a fronte di contingenze multiple che, quindi, possono causare pesanti disservizi. Sfortunatamente, superare il criterio N-1 per passare alla sicurezza N-k non è praticabile a causa dei costi richiesti che risultano inammissibili per rendere il sistema sicuro rispetto ad un ventaglio di contingenze decisamente più ampio e severo. Per questo si introduce il concetto di *resilienza*.

Le valutazioni di sicurezza sono fondamentali nella programmazione e nell'esercizio del sistema elettrico, da qualche giorno a qualche ora prima dell'esercizio reale del sistema, e nell'ambiente di controllo in linea.

La Resilienza è la capacità del sistema di reagire agli eventi perturbatori secondo due aspetti distinti, l'assorbimento dei disturbi, con un potenziale di assorbimento che permette al sistema di adattarsi, manifestando una degradazione funzionale graduale al crescere della severità degli eventi; il recupero rapido dai disturbi, con un potenziale di recupero che permette di limitare il disservizio all'utenza.

Un sistema resiliente è in grado di gestire gli eventi che ne compromettono il funzionamento e che non sono compresi nei criteri di sicurezza consueti, permettendo di minimizzare i disservizi e la loro durata attraverso le capacità di assorbimento, adattamento e recupero. Questo aspetto entra in gioco quando le condizioni operative del sistema sono lontane dall'ordinarietà, tipicamente determinato da fattori esogeni esterni (es. temporali, neve e ghiaccio, frane, incendi, cortocircuiti provocati incidenti), dalle mutazioni improvvise di produzione e carico nella rete o da fattori endogeni (es. guasto, invecchiamento degli impianti, problemi di

corrente, tensione e frequenza). Si tratta quindi di tutti quei fenomeni che rischiano di minare la sicurezza del sistema, ed è questo il motivo per il quale c'è bisogno di un sistema capace di resistere alle sollecitazioni e pertanto resiliente.

❖ *L'Efficienza, è un aspetto importante con la quale si intende la capacità di gestire il Sistema Elettrico rispettando tutti i requisiti precedenti (Affidabilità, Adeguatezza, Sicurezza, Qualità del Servizio, Resilienza) al minimo costo complessivo per l'utente finale.*

Dalle definizioni di questi concetti, che rappresentano le dimensioni chiave e gli standard necessari al funzionamento del sistema elettrico nazionale [22] è possibile intuire come le FER in forma distribuita creano un contesto che mette sotto pressione quasi tutte le dimensioni chiave che i gestori di rete devono tenere sotto osservazione per gestire il SE puntando allo stesso tempo all'efficienza visto il costo marginale nullo delle FER.

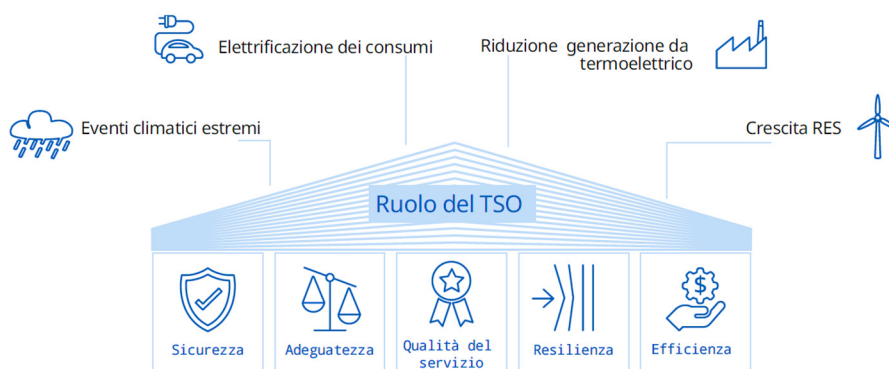


Figura 18 - Dimensioni chiave del Sistema Elettrico, fonte: Elaborazioni Terna 2019

Per quanto riguarda la Resilienza, il concetto generalmente è più legato a cause esterne ma la FER distribuite se opportunamente gestite possono comportare notevoli benefici, ad esempio il sistema potrebbe separarsi in sotto-reti tramite sistemi automatici di andata in isola controllata (*controlled islanding*) riducendo i rischi e gli impatti di eventi critici, migliorando la Resilienza del sistema. Nell'accezione legata alle FER in forma distribuita questa caratteristica si considera come capacità del sistema rispondere alle mutazioni improvvise di produzione e carico nella rete.

1.4 Impatti della GD sul sistema elettrico

La significativa penetrazione di impianti FRNP con priorità di dispacciamento, ha condotto un radicale cambio di paradigma che insieme con la riduzione della domanda, ha comportato una progressiva riduzione della presenza in servizio della generazione tradizionale, al momento l'unica in grado di fornire tutti i servizi per il mantenimento della sicurezza nell'esercizio del SE. Oggi, gli impianti di generazione convenzionali devono inseguire il carico residuo, ossia la quota di carico (al netto di un eventuale carico modulabile) che gli impianti non programmabili non riescono ad alimentare. Tuttavia, gli impianti convenzionali presentano dei requisiti sui tempi di accensione e spegnimento, sulla velocità di variazione di potenza, sul minimo carico tecnico, ecc. Questi requisiti [23] rappresentano dei vincoli che sono tenuti in conto nella fase di programmazione per predisporre i servizi di rete necessari a garantire la sicurezza del sistema.

I vincoli di rete condizionano la possibilità di trasferire potenza e quindi non permettono il pieno sfruttamento delle risorse di generazione più economiche che, in generale, possono essere localizzate lontano dal carico.

Un aspetto cardine per una buona riuscita di tutte le attività connesse ai sistemi elettrici come trattato in [24] e affrontato nel corso della ricerca è rappresentato dal servizio di Dispacciamento che insieme ad altre dinamiche collegate (es. riduzione di impianti convenzionali, inversione dei flussi, FER) incide sulla Sicurezza generale del sistema.

1.4.1. Dispacciamento ed effetti sul Sistema Elettrico (Sicurezza)

Il corretto funzionamento del sistema è garantito dall'attività di dispacciamento effettuata dal TSO attraverso la quale si bilancia istante per istante la quantità di potenza prodotta con la potenza richiesta dai consumatori finali e si gestisce la trasmissione in modo che domanda e offerta elettrica siano sempre in equilibrio, consentendo la continuità della fornitura e i requisiti di affidabilità-sicurezza evitando improvvise interruzioni del servizio di fornitura (blackout).

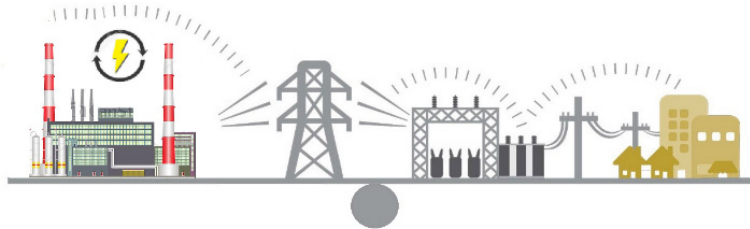


Figura 19 - Equilibrio tra generazione e domanda elettrica (concetto di Dispacciamento)

L'attuale disciplina del dispacciamento sia a livello nazionale che Europeo definisce un punto di dispacciamento per unità di produzione⁶ come il punto in relazione al quale un *UdD* acquisisce il diritto ad immettere o l'obbligo a prelevare energia elettrica nelle/dalle reti.

L'*UdDi* ha il diritto (assume un impegno vincolante) di immettere in rete in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e in ciascun punto di dispacciamento di importazione nella sua responsabilità la quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante di immissione (PVMCi) di immissione relativo al medesimo punto e rispetto al quale è calcolata l'eventuale penalità (sbilanciamento effettivo in immissione).

L'*UdDp* assume l'obbligo in ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo di prelevare energia elettrica dalle reti nella sua responsabilità la quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante di prelievo (PVMCp) e rispetto al quale è calcolata l'eventuale penalità (sbilanciamento effettivo in prelievo).

Il mancato rispetto degli impegni fisici (programmi PVMC) determina quindi una penalità⁷, definito appunto '*sbilanciamento effettivo*' (vedi paragrafo 1.4.2) che viene corretto mediante il ricorso ad azioni di modifica in tempo reale dei livelli di immissioni e di prelievo sempre sfruttando la disponibilità acquisita nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)⁸.

La risoluzione delle *congestioni intrazonali*, la *creazione della riserva*, ed il *bilanciamento in tempo reale* vengono approvvigionati dal gestore di rete tramite la stipula di contratti di acquisto e vendita nel MSD dove gli operatori abilitati⁹ sulla base di *specifici requisiti* [23] presentano delle offerte di acquisto/vendita¹⁰ di energia, e si impegnano a dare la disponibilità in aumento/riduzione della potenza immessa in rete dai propri impianti (analogamente per il prelievo) favorendo l'equilibrio dei flussi di potenza generati e prelevati dalla rete.

⁶ Ciascun punto di dispacciamento relativo a unità rilevanti comprende una sola unità. Invece, ciascun punto di dispacciamento relativo a unità non rilevanti è relativo all'aggregato, per zona, di tutte le unità non rilevanti della stessa tipologia (come individuate dall'articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 111/06) per le quali l'utente del dispacciamento è il medesimo soggetto.

⁷ I costi sostenuti per l'erogazione del servizio di dispacciamento sono sostenuti, in generale, dai soggetti responsabili degli sbilanciamenti e ribaltati ai clienti finali del sistema elettrico tramite il corrispettivo *uplift*.

⁸ Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sul MSD il TSO Terna agisce come controparte centrale e le offerte di acquisto e vendita accettate vengono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid).

⁹ Ai fini del dispacciamento, le unità di produzione si distinguono in abilitate o non abilitate a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento e rilevanti o non rilevanti (ad oggi un'unità è rilevante/abilitata se ha una potenza superiore o uguale a 10 MVA o 10 MW).

¹⁰ L'**acquisto in MSD**, è legato alla disponibilità di un operatore a ridurre la propria produzione/aumentare il prelievo acquistando MWh pagati a Terna. Si parlerà anche di "*offerte a scendere*". La **vendita in MSD**, è riferita alla disponibilità di un operatore di aumentare la propria produzione/diminuire il prelievo vendendo MWh che saranno remunerati dal TSO. Si parla in questo caso di "*offerte a salire*".

Per assicurare il funzionamento del sistema elettrico in condizioni di sicurezza e garantire la continuità e la qualità del servizio, il TSO acquisisce, istante per istante, tutti i dati relativi allo stato del sistema e, in base alle esigenze del momento, mette in atto le opportune azioni correttive:



Figura 20 - Fasi del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

1) **nella fase di programmazione**, si elaborano i piani di esercizio (PVMC) sviluppati sulla base delle previsioni della produzione e della domanda di carico a livello nazionale che consentono di determinare i livelli di produzione, la configurazione di funzionamento della rete e la riserva di potenza;

2) **nella fase di controllo in tempo reale**, analizzando lo stato del sistema elettrico, in modo da intervenire sulla produzione della potenza attiva e reattiva e sull'assetto della rete ottimizzando il servizio, ripristinando eventuali disservizi, controllando le emergenze e coordinando le manovre;

La crescente penetrazione di generazione di natura aleatoria, la mancanza di sincronicità tra produzione e consumo, oggi accentuatasi per effetto della produzione rinnovabile intermittente e di una domanda in crescita, ha portato ad un aumento del livello di incertezza nella fase di programmazione dell'esercizio della rete, rendendo necessarie ulteriori risorse per i servizi ancillari. Ciò implica una maggior ricorso alle attività di dispacciamento discusse, tramite l'avviamento di impianti convenzionali per compensare i deficit energetici. Lo sviluppo delle FER di tipo eolico e fotovoltaico per sua natura *non programmabili* associate alla 'Priorità di dispacciamento' complicano notevolmente l'attività di dispacciamento e ne determinano un'incidenza sui relativi costi. Queste criticità si riflettono in un aumento dei costi MSD, fase in cui gestore di rete movimentava le risorse per risolvere le congestioni, bilanciare il sistema, approvvigionare i margini di riserva per garantire la sicurezza.

A copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse nel MSD, viene applicato un corrispettivo unitario (*uplift*¹¹) nella tariffa elettrica degli utenti finali.

c€/kWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>uplift</i>	0,306	0,341	0,450	0,586	0,707	0,741	0,467	0,920	0,786	0,650
<i>essential plants</i>				0,116	0,128	0,236	0,263	0,252	0,117	0,000
TOTAL COST	0,306	0,341	0,450	0,702	0,835	0,977	0,730	1,172	0,903	0,650
% incr./decr.	-	11,51%	31,85%	56,16%	18,89%	17,04%	-25,33%	60,61%	-22,92%	-28,03%

Figura 21 - Andamento corrispettivo Uplift ed impianti essenziali per la sicurezza

L'analisi effettuata sul corrispettivo uplift in Italia, ha mostrato come è aumentato del +165% dal 2010 (0,34 c€/kWh) al 2017 (0,90 c€/kWh) rendendo il paese uno tra quelli con i più alti costi di dispacciamento (+ 9%

¹¹ *Uplift* – il corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) - è stimato da Terna su base trimestrale e viene fatturato agli utenti del dispacciamento per i prelievi effettivi di energia elettrica del trimestre. L'Uplift è il rapporto tra controvalore delle varie voci di costo che lo compongono (voci di costo previste nell'Articolo 44 della Deliberazione n. 111/06) e la migliore stima dell'energia elettrica prelevata dalle unità di consumo.

del valore del mercato) se paragonato ad altri paesi Europei come ad esempio, Regno Unito (4%) o Germania (5%).

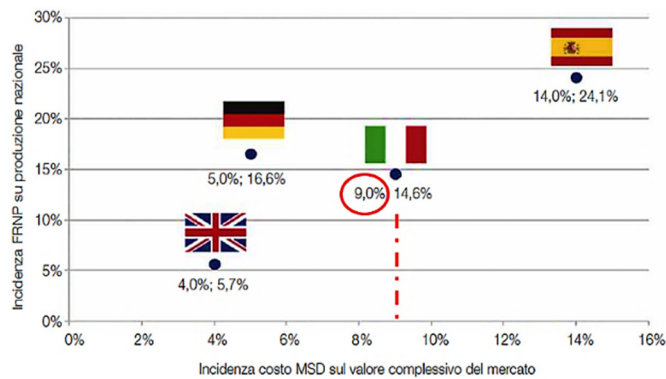


Figura 22 - FRNP e costi di Dispacciamento (Althesys 2014)

È stato pertanto necessario, iniziare prima a livello Europeo e poi nazionale una revisione dell'attuale servizio di dispacciamento [25] capace di integrare il nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento in conseguenza delle maggiori esigenze di flessibilità del sistema.

Con riferimento alla Figura 21 la riduzione dei costi a partire dal 2016 è dovuta anche alle modifiche/riforma del dispacciamento elettrico (RDE) con l'introduzione di una politica di applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento molto più stringente soprattutto per i piccoli impianti FER distribuiti, come riportato nel lavoro svolto e pubblicato in [26].

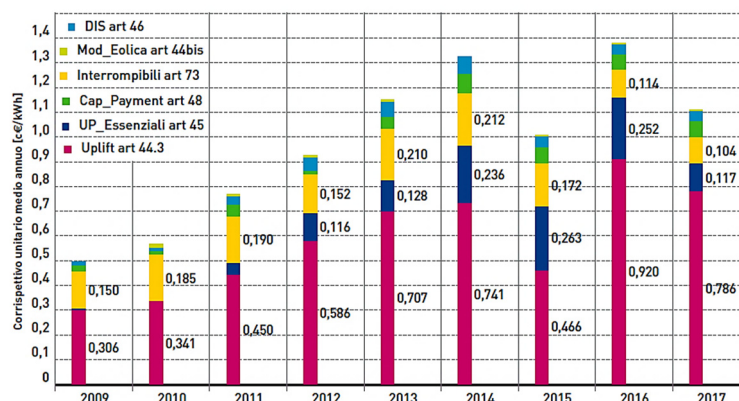


Figura 23 - Andamento corrispettivi medi a copertura dei costi per il servizio di Dispacciamento in Italia

Per contrastare la carenza di risorse che ad oggi sono in grado di fornire servizi in MSD, già da tempo si discute di un possibile ampliamento della platea di unità abilitate (UVAM), tenendo conto dell'evoluzione che ha avuto, da un lato il sistema energetico a favore della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili, e dall'altro lo sviluppo tecnologico per il controllo di risorse diffuse.

1.4.2. Previsione della produzione Rinnovabile (Adeguatezza e Affidabilità)

Con una gestione meno conservativa della rete di trasmissione e distribuzione, diventa indispensabile eseguire per gli impianti FRNP fotovoltaici ed eolici una previsione della produzione il più accurata possibile. La variabilità di tali fonti e l'incertezza associata con le previsioni rappresentano il problema principale per poter garantire la stabilità della rete elettrica. La capacità di effettuare previsioni abbastanza precise è di grande importanza ed è stato definito come uno degli elementi più importanti per l'integrazione della fonte fotovoltaica nella rete elettrica [27]. Il gestore della rete di trasmissione al fine di programmare le attività di dispacciamento, determinare eventuali richieste di riserve e per le operazioni di bilanciamento di potenza in tempo reale ha bisogno di conoscere in anticipo quale è la possibile produzione di tutti gli impianti FRNP connessi alla rete che gli operatori dichiarano tramite i PVMC effettuati sulla base di loro modelli previsionali

che ritengono più opportuni. Si mostra in *Figura 24* e *Figura 25* un esempio di previsione per le due diverse fonti FRNP, fotovoltaico ed eolico che rappresenta il concetto di non programmabilità.

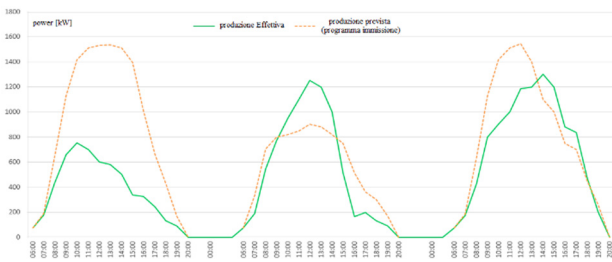


Figura 24 - Esempio produzione e previsione fotovoltaica

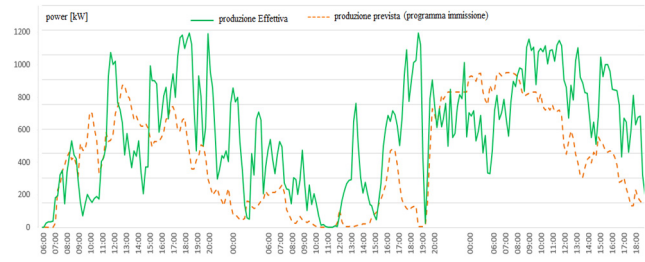


Figura 25 - Esempio produzione e previsione eolica

A causa dell'elevata penetrazione di tali sistemi nella rete elettrica e relativa non programmabilità, è necessario prevedere la produzione da fonte rinnovabile, sia a breve termine che a lungo termine in modo da poter permettere al sistema elettrico di operare in sicurezza. Oltre alle previsioni di lungo periodo (mesi, anni) per programmare eventuali strategie, sono necessarie delle previsioni a breve e brevissimo termine, che vanno da qualche giorno prima a pochi minuti prima rispetto al tempo di consegna dell'energia.

Nel caso delle FRNP i modelli previsionali dipendono da modelli di previsione meteorologica e sono molto spesso implementati attraverso l'utilizzo di Reti Neurali (*Artificial Neural Network, ANN*) che prendono in input una serie di dati storici relativi ad alcune variabili (es. condizione meteo, temperatura, ventosità, radiazione solare, ecc.) con la quale addestrare un modello e restituiscono in output sulla base delle condizioni meteo attese, la produzione futura su base oraria. Le reti vengono così addestrate in maniera continua al fine di ridurre l'errore medio percentuale (*Mean Absolute Percentage Error, MAPE*) tra il risultato effettivo e quello previsto.

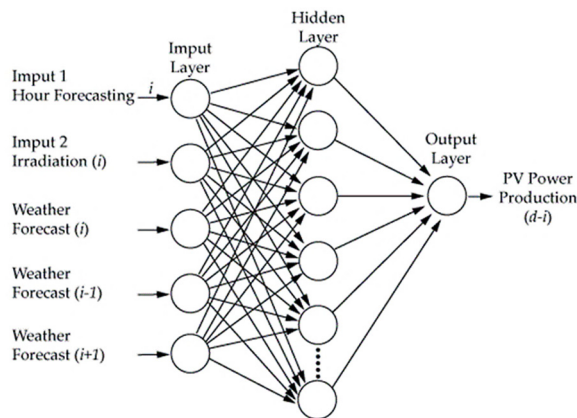


Figura 26 - Struttura di rete neurale utilizzata per la previsione della produzione rinnovabile

L'architettura delle ANNs, come quella riportata in *Figura 26* ed esposta in [28], restituisce in output il valore di produzione attesa per l'ora h del giorno k considerato, ossia P^k_h da utilizzare nei programmi di produzione $PVMC_i$ degli impianti rinnovabili.

In [29] sono implementati tre differenti metodi che prevedono la produzione del giorno successivo attraverso tre feed-forward ANN, come elemento per effettuare la classificazione viene utilizzata la temperatura, riuscendo ad ottenere un MAPE inferiore al 18.8%; analogamente viene effettuato in [30] dove il fattore discriminante per la classificazione dei differenti metodi previsionali è la condizione meteo.

In [31] vengono utilizzate due tipologie di ANN (*ricorrente e feed-forward*) che hanno come input principali la radiazione solare a cielo sereno e la condizione meteo; attraverso tali input si riesce a prevedere la produzione del giorno successivo con un MAPE tra il 16.5% e il 30.7%.

Le eventuali deviazioni tra il profilo di potenza previsto e quello realmente prodotto deve essere bilanciato da altre tecnologie presenti nel sistema elettrico, in particolare dalle unità convenzionali tipicamente

centrali a gas che operano in MSD come generatori di riserva. È facile intuire come una previsione accurata di produzione rinnovabile è molto importante poiché può far diminuire il numero delle unità che operano per la regolazione facendo in modo da ridurre anche il numero di centrali (pronte) che operano in standby, restando a disposizione per fornire eventuali richieste di potenza, riducendo conseguentemente il costo operativo per l'intero sistema elettrico.

Le previsioni di breve termine sono quindi necessarie per l'esercizio quotidiano della rete e per garantire l'operatività in sicurezza del sistema, sia per poter stimare le potenze di produzione delle singole unità e di conseguenza determinare eventuali richieste di riserve per garantire il bilanciamento in tempo reale. Considerando invece il mercato elettrico in cui tali impianti non programmabili si trovano ad operare, le previsioni di breve termine (giorno prima) sono utilizzate per programmare strategie di vendita dell'energia e per minimizzare eventuali oneri di sbilanciamento ai quali essi sono sottoposti.

La disciplina degli Sbilanciamenti

Si definisce sbilanciamento la differenza in valore assoluto, a livello orario, tra le effettive immissioni (produzione effettiva) e i programmi di immissione di una unità di produzione (produzione prevista) afferente ad un punto di dispacciamento. La logica consiste nel far contribuire ai costi di sistema sostenuti dal gestore di rete per compensare l'errore generato dagli UdD per una previsione poco accurata. Quando vi è uno scostamento in negativo vi è una penalità da pagare nei confronti del TSO che si è adoperato per compensare i deficit; quando vi è uno scostamento in positivo ciò significa che gli impianti sottesi al punto di dispacciamento dell'UdD hanno effettivamente prodotto in più rispetto al valore programmato e pertanto vi sarà una remunerazione per l'energia in più immessa sulla rete. Questo approccio varia da paese a paese, infatti in alcuni contesti europei (ad esempio la Spagna) anche nel caso di sbilanciamenti positivi la remunerazione per l'energia immessa in rete non è prevista o è molto ridotta in quanto l'errore previsionale inteso come sbilanciamento positivo è comunque considerato come una difficoltà da gestire provocata alla rete. Come riportato nello studio svolto e pubblicato in [32], in alcuni contesti Europei come la Spagna il costo di sbilanciamento può complessivamente pesare fino a diverse volte in più rispetto al caso Italiano. Questo approccio è utilizzato con il fine di stimolare gli UdD a programmare la generazione degli impianti in modo più accurato possibile.

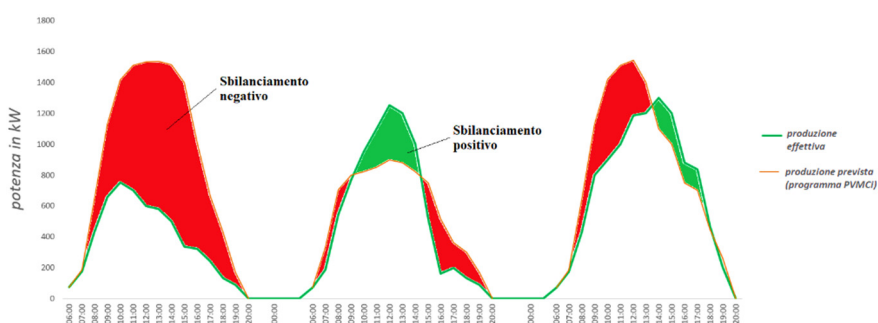


Figura 27 - Esempio di sbilanciamento positivo (verde) e negativo (rosso) per impianto FV

Per semplicità, con riferimento al caso fotovoltaico riportato in Figura 24 vengono mostrati in Figura 27 dei giorni nella quale, relativamente all'immissione, si registrano sbilanciamenti negativi (area in rosso) e sbilanciamenti positivi (area in verde). In sintesi, quando si produce meno del previsto si ha una penalizzazione ad un prezzo maggiorato e quando si produce troppo si viene remunerati meno secondo la regola di riferimento che tiene conto anche degli sbilanciamenti complessivi dell'area in cui l'impianto è localizzato (*Single Price*).

In Italia la disciplina degli sbilanciamenti effettivi relativo a ciascun punto di dispacciamento è normata specificatamente della *delibera n. 111/06* [24] che rappresenta il testo di riferimento. La quantità di energia elettrica immessa in un punto di dispacciamento in eccesso rispetto al relativo programma di immissione è considerata ceduta dall'UdD a Terna nell'ambito del servizio di dispacciamento, mentre quella in difetto

rispetto al relativo programma vincolante modificato di immissione è considerata ceduta da Terna all'UdD nel medesimo ambito.

In Italia, la delibera n. 281/2012 dell'Autorità, ha mosso i primi passi verso una revisione del servizio di dispacciamento (gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica sulla rete) per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da FRNP, in particolare il fotovoltaico, equiparandole alle unità di produzione programmabili, ovvero gli impianti convenzionali. Tale delibera è nata con lo scopo di promuovere una maggiore responsabilizzazione dei produttori da fonti rinnovabili non programmabili sia attraverso un'efficiente previsione dell'energia elettrica da immettere in rete, sia attraverso un'equa ripartizione dei costi indotti sul sistema elettrico (non più attribuiti ai soli consumatori di energia elettrica).

Con riferimento a questo aspetto, nel lavoro effettuato e pubblicato in [26] è stato riportato come l'Autorità ha ritenuto opportuno al posto dell'attuale modalità di gestione degli sbilanciamenti definita *Single Price*, prendere in considerazione l'ipotesi di introdurre una nuova modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti con l'obiettivo di stimolare gli operatori a ridurre gli errori previsionali definita *Dual Price*. Nel nuovo meccanismo proposto, la formazione del prezzo di sbilanciamento oltre che dell'area di localizzazione dell'impianto, dipende anche dallo sbilanciamento dell'unità stessa.

Dalle analisi comparative effettuate, secondo questo nuovo approccio è risultato come la modalità *Dual Price* tende a ridurre di molto la remunerazione dello sbilanciamento positivo rendendo al contempo più onerosi (fino al +300%) i costi relativi allo sbilanciamento negativo e a parità di condizioni un sicuro aumento dei costi connessi agli sbilanciamenti per gli operatori meno prudenti stimolandoli a prendere misure urgenti capaci di garantire un'adeguata previsione della produzione rinnovabile.

1.4.3. Riduzione di impianti convenzionali (*Adeguatezza e Sicurezza*)

La non programmabilità richiede all'aumentare della percentuale di FRNP un aumento della capacità di riserva. La gestione della riserva è più difficile anche in riferimento al carico, che risulta parzialmente coperto dalle unità alimentate da FER e dalla GD specialmente nelle ore centrali del giorno dove vi è il contributo della fonte solare come visto nel *paragrafo 1.2*. Il problema diviene ulteriormente critico qualora condizioni di elevata ventosità si sommano a condizioni di elevata produzione fotovoltaica e di ridotto fabbisogno elettrico. Ciò significa che il parco di produzione deve essere modulato di volta in volta per il carico residuo che non è noto a priori. A fronte di queste situazioni e di particolari vincoli del sistema elettrico determinati dalla configurazione della rete, potrebbe accadere che la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalla GD comporti una riduzione dell'ammontare delle risorse disponibili per il mantenimento in sicurezza del sistema riducendo progressivamente le ore di funzionamento per le centrali elettriche convenzionali.

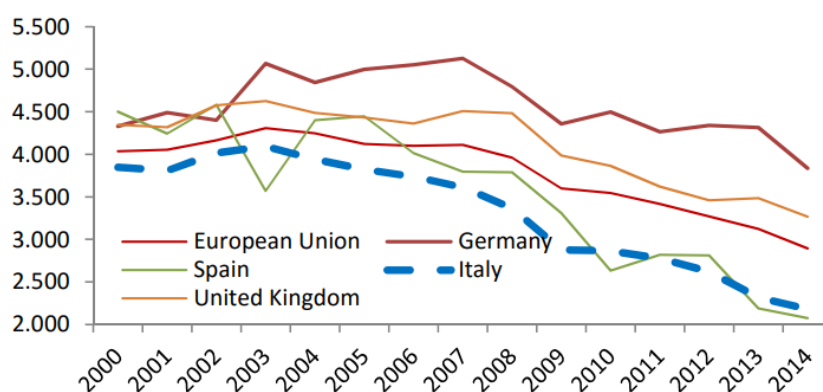


Figura 28 - Ore di funzionamento degli impianti a combustibili fossili in Europa

(Fonti: Agora Energiewende (2016): Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2015. Review of the Developments and Outlook for 2016 Elaborazione dati Entso-E)

Come mostrato in *Figura 28* questa tendenza è in atto sia in Europa che a livello nazionale proprio come conseguenza dell'incremento di impianti FRNP installati.

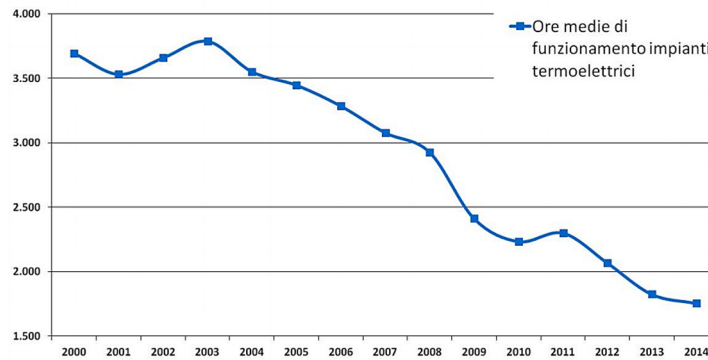


Figura 29 - Ore di funzionamento degli impianti termoelettrici in Italia (elaborazione Assoelettrica su dati GME e TERNA)

Questa situazione porta a ritorni economici ridotti rispetto alle previsioni d'investimento e ad un incremento dei costi operativi. Gli impianti convenzionali infatti sono chiamati, specie in giornate con bassi consumi e alta produzione eolica e/o solare, a frequenti spegnimenti ed accensioni e/o ad inseguire rapide rampe di carico in discesa al mattino ed in salita in serata. In Italia ad esempio, durante l'estate al calare del sole, si hanno rampe in salita di circa 15GW in 3 ore richieste dal carico residuo supportate da fonti convenzionali come cicli combinati ed idroelettrico.

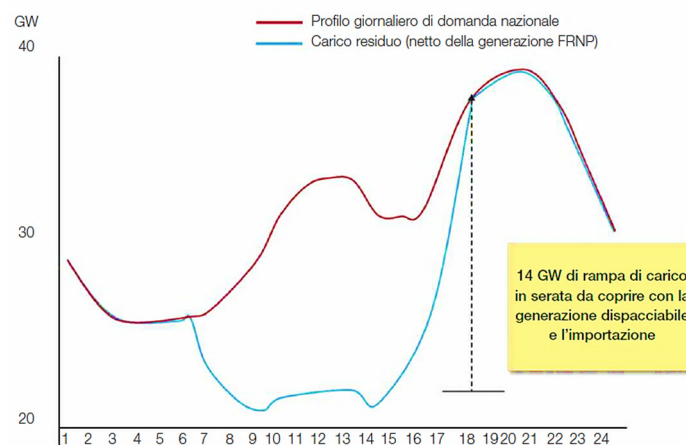


Figura 30 - Profilo di domanda e carico residuo in una giornata soleggiata (es. Italia, fonte dati: Terna)

Queste situazioni sono state chiaramente evidenziate nei rapporti nazionali, per esempio in Germania, Italia, Romania e Cina. In un periodo di caduta della domanda, come quello registrato in Europa, i produttori di elettricità da fonti convenzionali hanno sperimentato una diminuzione dei prezzi nella borsa elettrica generata dalle rinnovabili (Figura 33) e ciò ha portato ad uno stallo degli investimenti in centrali convenzionali.

1.4.4. Inversione dei flussi di potenza in rete (Sicurezza)

I generatori rinnovabili una volta connessi, allo stato attuale producono quando e come vogliono, comportandosi allo stesso modo dei carichi. Quando la generazione supera il consumo, si ha un'inversione di flusso di energia all'interno della rete di distribuzione, con problemi di gestione poiché il sistema elettrico è stato progettato, realizzato in passato con una logica di funzionamento differente (radiale, unidirezionale). Per ovviare al problema oggi la GD viene disconnessa dalla rete (diventando una cosiddetta "isola indesiderata") in presenza di piccole variazioni dei parametri elettrici misurati nel punto di connessione. Attualmente, la soluzione tecnica al problema della formazione di isole indesiderate consiste nell'apertura della protezione di interfaccia del generatore, tramite un controllo remoto da parte del Distributore. Ne consegue che la GD non è integrata e non fornisce servizi al sistema. Salvo i grandi impianti, in molti Paesi la maggioranza degli impianti FRNP sono connessi alla rete di media e bassa tensione, rendendo particolarmente impegnativo il

controllo in tempo reale dalle sale dell'operatore di trasmissione che vede solamente una riduzione dei flussi di potenza nelle cabine primarie (AT) ed al limite una inversione dei flussi. Il problema dell'inversione dei flussi di potenza anticipato nel *paragrafo 1.2* crea quindi squilibri di carico, genera disturbi in rete e distorsioni delle grandezze elettriche ed influisce anch'esso sulla sicurezza del sistema.

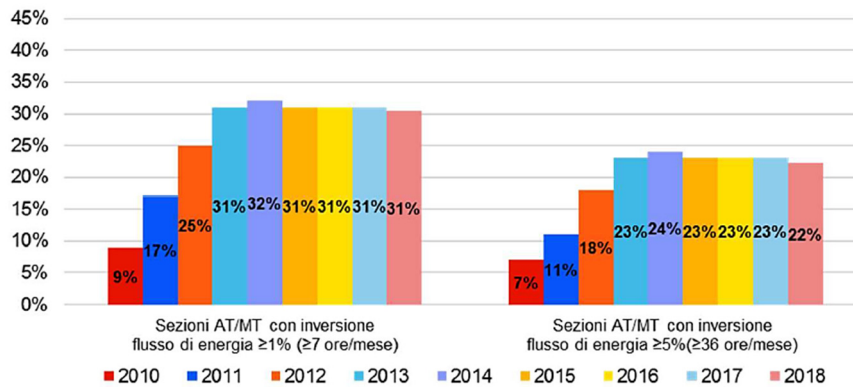


Figura 31 - Sezioni AT/MT sulle quali si è registrata l'inversione del flusso lato MT vs rete di Trasmissione (fonte: e-Distribuzione)

Lo studio nel caso Italiano mostra l'evoluzione della rete di distribuzione in "rete attiva" dove risulta evidente se si considerano i dati relativi alle sezioni AT/MT di e-Distribuzione, ovvero i trasformatori AT/MT installati nelle cabine Primarie, sulle quali si è registrata l'inversione del flusso di energia dal lato MT verso la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Nella *Figura 31* sono riportati i dati di dettaglio dove la percentuale di sezioni AT/MT operanti in condizione di inversione di flusso è aumentata, con riferimento alla durata del flusso inverso, come descritto di seguito:

- dal 9% dell'anno 2010 al 31% dell'anno 2018, per un tempo di inversione di flusso di almeno 7 ore mensili;
- dal 7% dell'anno 2010 al 22% dell'anno 2018, per un tempo di inversione di flusso di almeno 36 ore mensili.

1.4.5. Impatti sul mercato dell'elettricità

La crescita delle FRNP ha avuto anche una forte influenza sui mercati dell'energia elettrica in molti paesi con alta percentuale di rinnovabili. Per esempio, Italia, Germania e Giappone hanno visto una riduzione del prezzo all'ingrosso, un nuovo ordine di merito e un aumento dei costi di dispacciamento e per servizi di bilanciamento dovuti a repentini cambiamenti del profilo di produzione degli impianti rinnovabili eolici e fotovoltaici.

In Italia gli oneri di dispacciamento includendo i servizi ancillari ed i costi di bilanciamento, sono più che raddoppiati dal 2009 al 2017 (*Figura 21* in 1.4.1), inoltre ci sono stati notevoli impatti anche sul mercato dell'elettricità all'ingrosso. In *Figura 32*, si mostra quanto avvenuto in Italia sul prezzo medio giornaliero in borsa (PUN) negli ultimi anni [33].

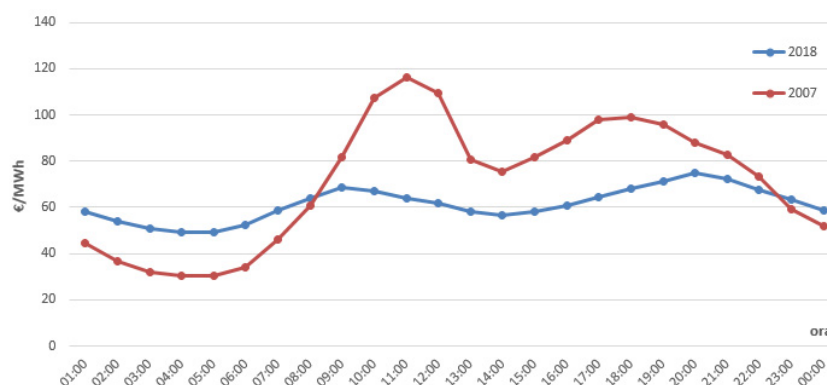


Figura 32 - Profilo di prezzo all'ingrosso medio giornaliero (PUN) in Italia (fonte: elaborazione su dati GME)

È evidente come il valore massimo si sposta dal mattino alla sera quando non c'è più la concorrenza del solare e gli operatori delle centrali convenzionali possono recuperare quanto perso nelle ore di sole. La diminuzione del prezzo in borsa è stata anche dovuta ad una diminuzione del carico (sovraccapacità di produzione) e ad una diminuzione del prezzo del gas. Va ricordato che l'aumento di energia prodotta da FRNP assieme alla riduzione del costo delle fonti fossili, ha portato alla riduzione del prezzo all'ingrosso. Nonostante questa tendenza media, alcune situazioni contingenti come l'impatto della temperatura [34] e/o il fermo di centrali convenzionali estere (es. fermi delle centrali nucleari in Francia per l'importazione di energia) hanno spesso influenzato i prezzi dell'elettricità nel mercato come mostrato di seguito.

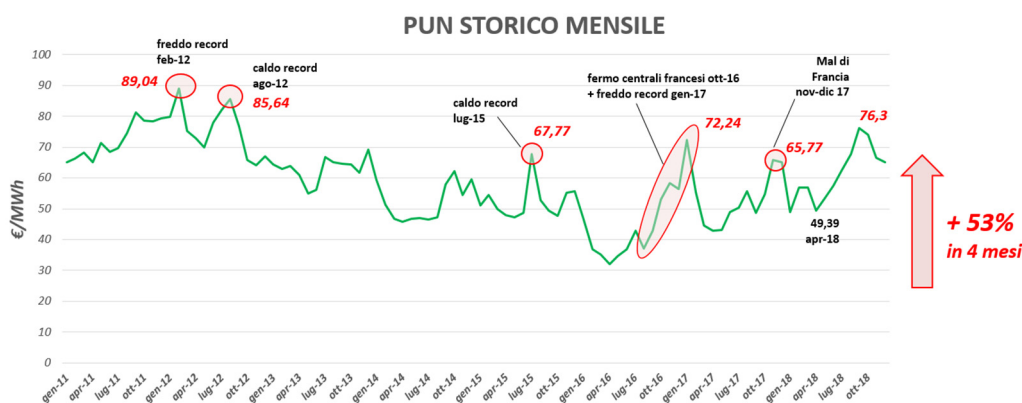


Figura 33 - Situazioni contingenti con impatto sui prezzi in Italia 2011-2018

1.4.6. Impatti sulla tariffa per i consumatori finali

Come visto nel caso del corrispettivo *uplift*, molti dei costi collaterali sostenuti dal sistema per la diffusione delle FRNP sono generalmente trasferiti al consumatore finale di energia elettrica, e questo in aggiunta agli incentivi diretti/espliciti, come ad esempio in Germania, Italia, Giappone e Romania. Il meccanismo di incentivazione delle energie rinnovabili in Italia ha fatto registrare incentivi diretti dal 2008 al 2018 per circa 96 miliardi di euro [35]. Clienti domestici e PMI continueranno, secondo il GSE, a pagare ancora per altri 10 anni alle FER installate incentivi in discesa da 12 a circa 8 miliardi di euro all'anno.

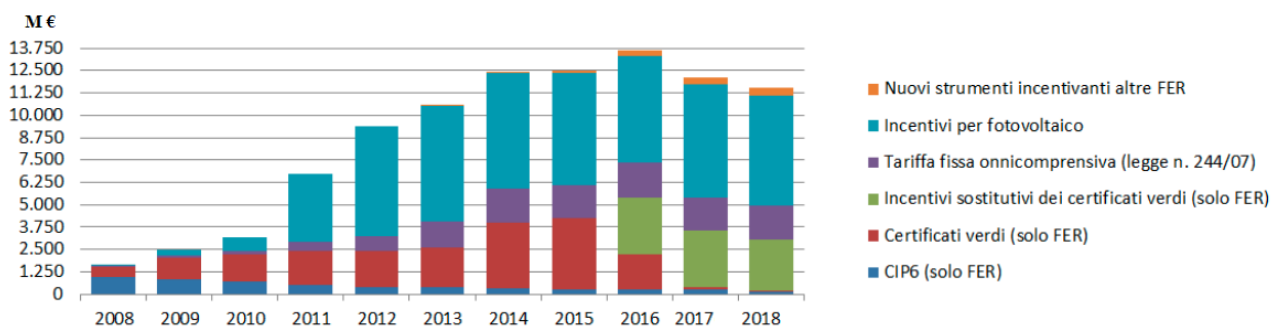


Figura 34 - Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

La ricaduta degli incentivi per le rinnovabili in Italia ha inciso su diverse categorie di clienti con un chiaro aggravio (in aumento) per clienti domestici e del terziario. In particolare la precedente componente tariffaria A_3 sostituita dalla componente A_{SOS} (*Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione*) all'interno degli oneri di sistema, confluisce per oltre il 90% direttamente al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) a copertura degli incentivi alle rinnovabili [36]. La componente tariffaria A_{SOS} è espressa in generale, in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, centesimi di euro/kW impegnato per anno e centesimi di euro/kWh incide per gli utenti *domestici* tipo con un valore totale che va da 3-8 c€/kWh a seconda della residenza anagrafica.

Per gli utenti *non-domestici* l'incidenza è sempre sopra i 5 c€/kWh e viene applicata in maniera distinta a seconda che un utente sia o meno incluso nelle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Come è possibile notare anche grazie agli incentivi alle rinnovabili e alle difficoltà di gestione di quest'ultime, il prezzo dell'energia per un utente domestico 'tipo'¹², dal 2010 è passato da circa 16 c€/kWh a oltre 20 c€/kWh con un'incidenza dei soli oneri generali di sistema che è passata dall'8% nel 2010 a quasi al 23,74% nel 2019.

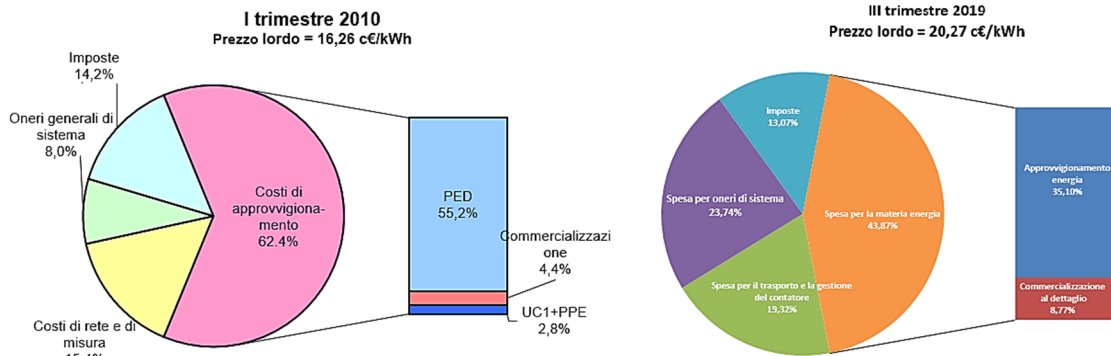


Figura 35 - Composizione % del prezzo elettrico per un consumatore domestico tipo 2010-2019

Se si considera invece l'incidenza della sola quota energia e delle altre componenti è molto evidente come si sia costantemente ridotta a fronte di un pari aumento complessivo delle altre componenti tariffarie, principalmente riconducibili a gli oneri di sistema (oneri generali più altre componenti) come visibile in Figura 36 di seguito.

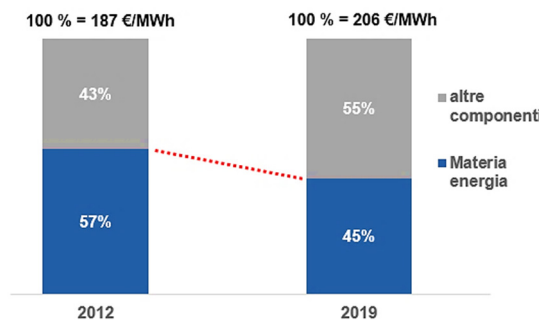


Figura 36 - Evoluzione tariffa elettrica, consumatore domestico tipo 2012-2019

Di seguito in Figura 37 si mostra un dettaglio di come si sia progressivamente ridotta la quota energia e incrementata la quota degli oneri di sistema:

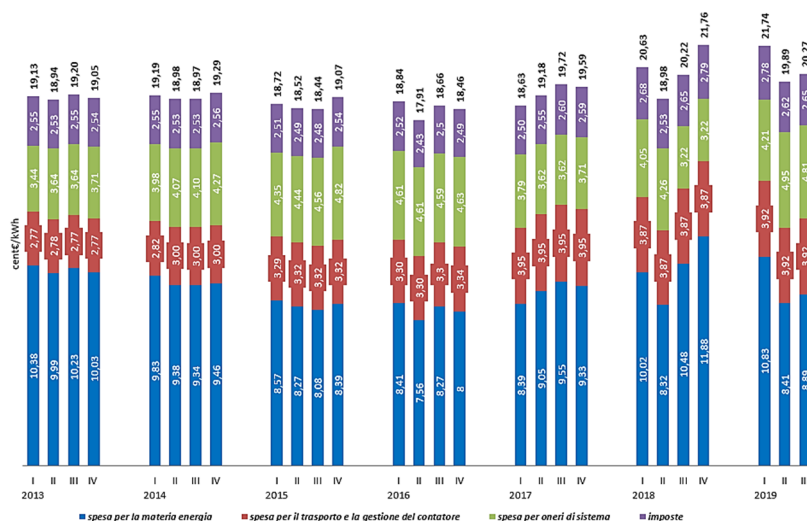


Figura 37 - dettaglio componenti tariffarie consumatore domestico tipo 2013-2019

¹² Si intende generalmente una famiglia con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo

1.5 Importanza della Pianificazione delle Reti per l'integrazione

La garanzia per una progressiva integrazione delle FER e della GD passa da opportuni piano di sviluppo della rete di trasmissione e distribuzione essendo uno strumento di attuazione del processo di trasformazione del sistema energetico, pertanto prevedere opportuni scenari futuri è fondamentale.

A tal proposito l'organizzazione europea ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) propone degli scenari che rappresentano la prima applicazione di un'attività di pianificazione e accompagnano la transizione del Sistema Elettrico verso un nuovo modello "no-carbon" basato sull'integrazione del FER distribuite.

Pilastro fondante nella pianificazione delle infrastrutture energetiche del paese sono gli scenari futuri che rappresentano un punto di riferimento per:

- sviluppare una traiettoria verso i target energetici nazionali ed europei;
- definire un adeguato piano di sviluppo delle infrastrutture di rete;
- testare e valutare la Sicurezza e Adeguatezza del sistema elettrico.

Gli scenari europei di ENTSO-E vengono elaborati ogni due anni secondo due differenti approcci, *top down* che esegue un'analisi dal lato macro al lato micro (forniti direttamente da ENTSO-E) e *bottom up* che giunge ad una visione complessiva partendo da un profondo livello di dettaglio (solitamente forniti dai TSO nazionali). Gli scenari di medio-breve termine, essendo più vicini alla situazione reale della rete, sono di norma forniti dal TSO e definiti come scenari "best estimate".

Gli scenari europei proposti per l'orizzonte temporale 2030-2050 dopo la raccolta dati, validazione, ottimizzazione e analisi del mercato sono riconducibili tre situazioni tra i quali si è posta particolare attenzione e focus su quello definito *Distributed Generation* (DG scenario) [18]. La ripartizione tra scenari è mostrata d seguito:

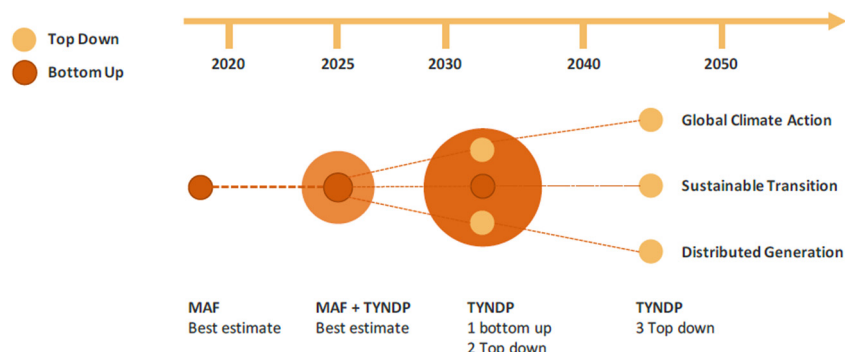


Figura 38 - Approccio top-down e bottom-up per gli scenari ENTSO-E

1.5.1. Il Distributed Generation Scenario

Negli scenari analizzati e proposti da ENTSO-E lo scenario DG è risultato quello più vicino all'obiettivo della ricerca. In questo scenario viene integrato e modellizzato il ruolo del *prosumer*¹³ (vedi *paragrafo 2.2*) che risulta fortemente responsabilizzato nella sfida contro il cambiamento climatico e nel rispetto dei target di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale, in un contesto di forte crescita economica.

È importante sottolineare che i trend descritti si inseriscono in un contesto europeo caratterizzato da un forte indirizzo politico sugli aspetti climatici che accanto alle 'climate actions', promuovono azioni da attuare da parte dei singoli utenti.

In questo scenario, la domanda di energia elettrica aumenta nel settore riscaldamento (passaggio al *tutto elettrico* discusso in precedenza) e dei trasporti sostenibili ma contestualmente si riduce la richiesta domestica

¹³ Utente evoluto che da fruitore passivo della rete (consumatore) diventa produttore e consumatore di energia e parte attiva nello scambio di dati e informazioni sulla rete.

grazie al comportamento attivo dei prosumers e dell'alto grado di efficienza energetica raggiunta dagli edifici e degli strumenti *tecnologici* messi disposizione degli utenti grazie allo sviluppo delle tecnologie *IoT*. La domanda gas registra un incremento nel trasporto, mentre in ambito domestico residenziale si assiste ad una flessione, causata sia dal maggiore utilizzo delle tecnologie di riscaldamento con il vettore elettrico, sia dal miglior isolamento degli edifici. Inoltre, il gas continua ad essere richiesto per sopperire alle situazioni di picco della domanda.

Distributed Generation scenario



punti chiave

- Approccio top-down definito da ENTSO-E in allineamento con ENTSO-G;
- Forte sviluppo economico abilita il ruolo strategico dei prosumers nella sfida contro il cambiamento climatico e nel raggiungimento dei target energetici europei;
- Domanda di energia elettrica in forte aumento, seppur con andamenti differenti nei vari settori;
- Decarbonizzazione dei trasporti guidata dalla diffusione dei veicoli elettrici;
- Aumento delle pompe di calore per riscaldamento;
- Sistemi di storage distribuiti abilitati da innovazione e progresso tecnologico.

Figura 39 - DG scenario proposto da ENTSO-E per la transizione energetica

Nel settore dei trasporti i veicoli elettrici e a gas risultano elementi chiave per il raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni: da un lato il calo dei prezzi delle batterie [37] favorisce la diffusione dei veicoli elettrici, dall'altro si registra un incremento nel ricorso al *LNG* nel settore del trasporto pesante.

Per quanto concerne il riscaldamento, le pompe di calore si configurano come una concreta alternativa alle fonti fossili. In particolare, considerate le misure di efficienza energetica, i prosumers prediligono il ricorso a tecnologie ibride che consentono una maggiore flessibilità nella scelta della fonte energetica più adatta alle loro esigenze.

È importante notare come lo scenario DG evidenzia un generale progresso in termini di generazione di piccola scala con costi soprattutto delle tecnologie solari in continua riduzione dove lo storage domestico distribuito rappresenta un'opzione concreta per molti prosumers. Lo storage di energia elettrica infatti, consente agli utenti di bilanciare generazione e consumi localmente ottenendo un concreto vantaggio economico ma soprattutto apportando benefici al sistema in termini di bilanciamento della potenza in rete.

1.5.2. Scenari Nazionali 2019: il contesto Italiano

Nell'ambito del percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici in cui l'Unione Europea e i suoi Stati membri si sono impegnati, l'Italia ha proseguito il suo percorso di rafforzamento della sostenibilità ambientale, della riduzione delle emissioni, dell'efficienza e della sicurezza del proprio sistema energetico.

Quanto già fatto dall'Italia ha permesso di raggiungere e superare gli obiettivi definiti per l'anno obiettivo 2020, quale ad esempio la copertura dei consumi finali da parte di fonti rinnovabili pari al 18,1% già nel 2018 (vedi *Figura 9* in *paragrafo 1.1*). Nel cammino verso il 2030 l'Italia seguirà il percorso stabilito a livello europeo basato su cinque dimensioni quali:

1. *Decarbonizzazione (incluse le rinnovabili);*
2. *Efficienza energetica;*
3. *Sicurezza energetica;*
4. *Mercato interno dell'energia completamente integrato;*
5. *Ricerca, innovazione e competitività.*

In tale contesto si inserisce l'ultimo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (*PNIEC*) [9] del 2019 nella quale vengono indicati i seguenti obiettivi generali:

- Accelerare il processo di decarbonizzazione;
- Continuare a garantire la sicurezza e la continuità della fornitura energetica;
- Rendere cittadini e imprese protagonisti e beneficiari della transizione energetica;
- Favorire l'evoluzione del sistema elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato sulle fonti rinnovabili;
- Promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore residenziale e nei trasporti, sia l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;
- Sostenere attività di ricerca e innovazione per sviluppare soluzioni innovative che agevolino la transizione energetica;
- Adottare misure che riducano i potenziali impatti negativi della trasformazione energetica, soprattutto dal punto di vista della tutela ambientale;
- Continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione.

In ognuna delle 5 dimensioni in cui si struttura il piano si collocano delle misure settoriali di particolare interesse in cui vengono esplicitate i principali interventi prioritari:

Per quanto riguarda la dimensione '*Decarbonizzazione*' con riferimento al settore elettrico si prevede di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica entro il 2025, con un primo significativo step al 2023, a favore di un mix basato su una quota crescente di rinnovabili e per la parte residua, sul gas. In particolare, per il settore elettrico, le misure previste nel piano saranno finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti e la salvaguardia e il potenziamento del parco di impianti esistenti. Per raggiungere gli obiettivi di penetrazione delle rinnovabili al 2030 per il settore elettrico (quota FER sui consumi elettrici lordi finali 55,4%¹⁴) sono stati identificati come interventi prioritari:

- per **piccoli impianti**, promozione dell'Autoconsumo, incluse le configurazioni multiple (*Comunità Energetiche Rinnovabili*), l'introduzione di procedure semplificate per la costruzione, la messa in esercizio e la gestione degli impianti, l'autorizzazione all'*Aggregazione* ai fini della partecipazione alle procedure di accesso agli incentivi sull'energia immessa in rete;
- per **grandi impianti**, meccanismi di gara competitiva, adottando un approccio di neutralità tra gruppi di tecnologie con strutture e livelli di costi affini, eventualmente con meccanismi di salvaguardia, e promozione dei contratti di acquisto dell'energia a lungo termine (*PPA*);
- per piccoli e grandi impianti, principalmente l'individuazione delle aree adatte alla loro realizzazione, con un approccio che mira al contenimento del consumo del suolo e dell'impatto paesaggistico e ambientale e l'individuazione di strumenti ad hoc per incentivare nuovi impianti basati su tecnologie innovative;

Il target per il settore trasporti nel piano prevede una quota FER sui consumi lordi finali per i trasporti al 21,6%. La penetrazione dell'auto elettrica sarà sostenuta da specifiche misure e rivestirà un ruolo sempre più importante per il raggiungimento dei target rinnovabili nel settore, con l'obiettivo di 6 milioni di auto elettrificate al 2030, di cui 1,6 milioni di veicoli elettrici puri al 2030 con possibilità di supporto alla rete (riferimento *vehicle to grid* o *vehicle to home*) e integrazione con gli edifici per quanto riguarda l'accumulo ed ecco perché ha senso pensare ad un deciso aumento dei consumi elettrici degli utenti finali residenziali.

¹⁴ Diverso è il concetto di fabbisogno energetico totale da rinnovabili (al 18,1% nel 2018) e di consumi di energia elettrica coperti da impianti di produzione a fonti rinnovabili (al 35% nel 2018), come esposto in *Figura 9 del paragrafo 1.1.*

Per quanto riguarda la dimensione '*Sicurezza energetica*', in un contesto di crescente complessità e richiesta di flessibilità del sistema energetico al fine di garantire la sicurezza energetica del paese e raggiungere gli obiettivi 2030, il piano espone obiettivi e misure specifiche per il Sistema Elettrico con l'obiettivo di dotare il sistema di strumenti innovativi e infrastrutture per:

- garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema;
- limitare l'overgeneration (target limite 1 TWh) e garantire la flessibilità del sistema elettrico anche grazie allo sviluppo tecnologico, in un contesto di crescente penetrazione delle FER;
- promuovere la resilienza del sistema verso eventi meteo estremi;
- semplificare e velocizzare le procedure autorizzative per l'esecuzione degli interventi necessari per il sistema elettrico.

Tra le diverse misure proposte si evidenzia in particolare l'utilizzo dei sistemi di accumulo (storage non solo elettrochimico) con uno sviluppo della capacità per un totale di circa 6 GW al 2030, aggiuntivi ad accumuli distribuiti accoppiati agli impianti di generazione, e incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti

Per quanto riguarda la dimensione più importante ai fini della ricerca '*mercato interno dell'energia*' sono previsti obiettivi di integrazione dei mercati; incremento della flessibilità del sistema; mantenimento di adeguati margini di adeguatezza e sicurezza del sistema; riduzione del gap di prezzo tra l'Italia e gli altri Paesi Europei, in modo tale da promuovere la competitività del sistema nazionale. Per il conseguimento dei suddetti obiettivi, sono previste diverse misure tra cui spiccano:

- Lo sviluppo di **sistemi di accumulo** (sia idroelettrico sia elettrochimico), funzionali alla gestione in sicurezza ed efficienza della RTN e all'integrazione FER, per il contenimento dell'overgeneration, con la valutazione di un nuovo quadro regolatorio e di un nuovo modello di mercato;
- La promozione di un'ampia partecipazione ai diversi mercati dell'energia elettrica e dei servizi di tutte le risorse disponibili compresi gli accumuli, le rinnovabili, la domanda;
- Una maggiore flessibilizzazione del parco di generazione estendendo la partecipazione al mercato a nuove risorse flessibili (es. aggregatori di domanda, maggior coinvolgimento di generazione distribuita e lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo);
- Sviluppo dell'**autoproduzione, sia in configurazioni individuali che collettiva**, accelerando il processo di regolazione dei nuovi assetti;
- nell'ambito di un modello di '*central dispatch*', si prevede un ruolo più attivo dei DSO con maggior coinvolgimento nella gestione della rete di distribuzione e nuovi modelli di cooperazione tra il TSO e i DSO;
- La necessità di dotare la rete di dispositivi in grado di aumentarne la controllabilità e la stabilità di produzione e carico (sistemi domotici capaci di effettuare DR, tecnologie ibride, nanogrids e microgrid).

In considerazione di quanto affrontato nel corso della ricerca, si è recepito come l'evoluzione normativa che sta interessando i livelli di governo nazionale ed europeo intendono sviluppare una strategia integrata in ambito energetico che punti alla generazione diffusa tramite la leva dell'*Autoconsumo* individuale e collettivo. Tra le proposte in causa più di frequente vi è la definizione giuridica di auto-consumatore (*Prosumer*) di energia da fonte rinnovabile ed una sua partecipazione attiva ai mercati; obbligo degli stati membri di autorizzare e regolarizzare l'autoconsumo senza che esso sia soggetto ad oneri sproporzionati¹⁵; disposizioni riguardanti la *produzione, consumo, storage e vendita* di energia da parte delle '*Renewable energy communities*'.

¹⁵ Con le modifiche proposte dal Parlamento europeo (DIRETTIVA (UE) 2018/2001) si è proposto che: "Gli Stati membri assicurano che i clienti finali, in particolare domestici, abbiano il diritto di partecipare a una comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile senza perdere i diritti

In questo modo, dal singolo utente auto-consumatore di energia, si può ampliare la scala sino ad arrivare alla creazione di una vera e propria Comunità Energetica, dove i singoli sono in grado di condividere l'energia rinnovabile. Tale organizzazione permette la cessione di energia da utente a utente creando tanti piccoli poli di distribuzione tali da fare concorrenza ai grandi distributori nazionali. Si verrebbe così a creare una vera e propria rete dove gli utenti sono connessi tra loro e sono in grado di gestire gli scambi e i flussi energetici supportati dall'IoT integrato nella rete elettrica che dà vita al concetto di *Smart Grid* (vedi paragrafo 2.6).

1.6 Soluzioni per l'integrazione di FRNP nel sistema elettrico

Lo sviluppo di tecnologie e politiche appropriate, tra cui la regolamentazione e il ridisegno del mercato elettrico giocano un ruolo fondamentale sia nello sviluppo delle energie rinnovabili, sia nella loro efficace integrazione nei sistemi elettrici affinché esse sia recepite come supporto e vantaggio per il sistema elettrico e non come una problematica.

Dagli scenari evolutivi della rete sia a livello Europeo che Nazionale emergono informazioni che permettono di arrivare a soluzioni efficaci e convenienti per l'integrazione della crescente quota di FRNP e in forma distribuita nella rete elettrica. Le soluzioni più interessanti individuate per affrontare queste sfide principali è possibile suddividerle in due categorie tra loro complementari:

la prima riguarda soluzioni basate sulle **tecnologie**, la seconda riguarda soluzioni basate sul ridisegno o adeguamento del **mercato elettrico** al nuovo contesto.

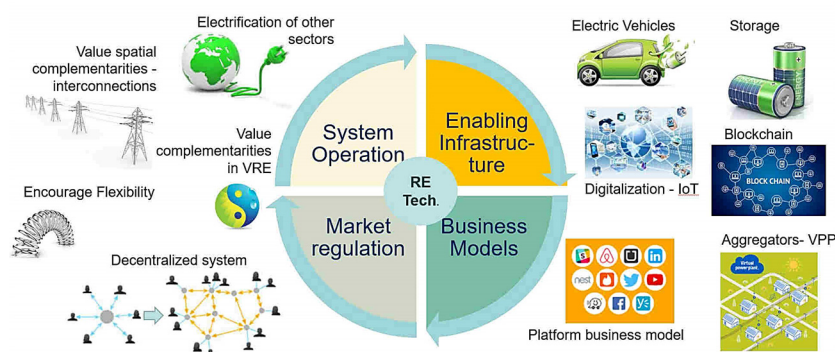


Figura 40 - Soluzioni per la trasformazione del panorama energetico e l'integrazione delle rinnovabili

1.6.1. Soluzioni Tecnologiche

Sul fronte delle tecnologie sono emerse diverse soluzioni:

- Le tecnologie di **accumulo elettrico (SdA)** possono essere un 'game-changer' e contribuire ad affrontare la sfida dell'intermittenza. Tipologie, caratteristiche e localizzazione di sistemi di stoccaggio con batterie e loro costi dipendono dal tipo di servizio che sono chiamati a rispondere;
- Integrazione dei veicoli elettrici con la rete (**vehicle to grid**) e con gli edifici (**vehicle to home**) ovvero il sistema attraverso il quale l'energia delle batterie delle vetture elettriche viene estratta (o accumulata) e scambiata con la rete elettrica consentendo di bilanciare le fluttuazioni della produzione da rinnovabili, per favorire l'autoconsumo o per offrire allo stesso tempo un servizio alla rete;
- Sviluppare **capacità di riserva** e flessibilità di generazione convenzionale, da verificare per quanto riguarda costi e remunerazioni con altre possibili alternative;
- Il **potenziamento delle reti** e dell'infrastruttura di trasmissione e soprattutto di distribuzione in ottica Smart grid, è vitale pur tenendo in conto le problematiche/tempi per la loro realizzazione;

di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni ingiustificate che ne scoraggerebbero la partecipazione a condizione che la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale".

- Sistemi di **flessibilizzazione della domanda** attraverso programmi di **Demand Side Management**¹⁶ (DSM e DR) e sistemi di domotica per regolare in tempi brevi i carichi al fine di far fronte alla carenza temporanea o all'eccesso di energia da fonti rinnovabili non programmabili;
- Sviluppo intenso dello **Smart metering** e **IoT** in abbinamento alle reti elettriche di distribuzione come elementi chiave della rete elettrica basata sulle tecnologie informatiche e di telecomunicazione (ICT);
- Contributo della **blockchain** per rendere le reti elettriche e le relative transazioni economiche più sicure e affidabili;
- **Metodologie previsionali** d'avanguardia al fine di migliorare le previsioni di produzione degli impianti non programmabili e del carico elettrico, per garantire l'affidabilità del sistema elettrico.

1.6.2. Soluzioni di Mercato

Tra le modifiche di progettazione delle logiche di mercato sono emerse:

- **Aggregazione delle offerte** della generazione prodotta da FRNP per facilitare una riduzione della variabilità **complessiva** della fornitura elettrica;
- **Servizi ancillari forniti dalle FRNP**, anche in assenza di sole e vento, con l'aiuto delle nuove tecnologie di inverter. Le responsabilità per il bilanciamento del sistema devono essere condivise equamente tra i partecipanti al mercato, comprese le FRNP;
- **Utilizzo di aree di bilanciamento più grandi** in modo da condividere gli errori di previsione di FRNP in una regione più ampia offre una naturale riduzione dei costi di sbilanciamento del sistema, es. ripartizione statistica dell'errore come menzionato nel lavoro svolto in [26];
- Definizioni di **mercati con aree di tipo nodale** e prezzi nodali, che portano ad una opportuna scelta della località di centrali elettriche rinnovabili e ad una loro più agevole integrazione nel sistema elettrico;
- Cooperazione ottimale tra TSO (reti di trasmissione) e DSO (reti di distribuzione) con nuovi modelli di interazione [38];
- Introduzione dei **mercati della capacità** può contribuire a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, visto che i mercati dell'energia sono spesso insufficienti a garantire l'approvvigionamento in sistemi con una grande quota di FRNP;
- Introduzione di prezzi negativi è ritenuta da alcuni di utilità per un efficace mercato elettrico.
- Introduzione a sistemi di **energy trading tra utenti** (es. peer-to-peer energy sharing) dove l'ausilio della soluzione tecnologica blockchain consentirebbe di effettuare operazioni di brokeraggio energetico tra utenti in aggregazione e in ambito VPP [39].

Come risposta alla problematica di integrazione delle FER esposte, non vi è carenza di tecnologie quanto la necessità di sviluppare modelli e logiche di mercato che siano adeguate al nuovo contesto e soprattutto sostenibili, favorendo un tipo di dispacciamento locale in modo da coordinare il consumo con gli impianti non programmabili di piccola taglia prevedendo l'ausilio dei sistemi di accumulo per evitarne l'intermittenza.

Secondo le recenti normative intervenute sul tema energia, una gestione coordinata degli impianti rinnovabili di piccola taglia consente la compartecipazione dei clienti produttori alla risoluzione delle problematiche da essi stessi generate, attraverso l'erogazione dei '*Servizi di rete*', in particolare attraverso la regolazione della tensione e nei casi più critici, la limitazione temporanea dell'energia immessa in rete (telescatto). In tal modo FRNP e la GD di piccola taglia possono trasformarsi da problema a supporto vero per la rete elettrica.

¹⁶ Demand Side Management (DSM) viene utilizzato per indicare un insieme di azioni volte a gestire in maniera efficiente i consumi di un sito, al fine di ridurre i costi sostenuti per l'approvvigionamento di energia elettrica, per gli oneri di rete e per gli oneri generali di sistema, incluse le componenti fiscali. Tali azioni di ottimizzazione sono volte a modificare le caratteristiche del consumo di energia elettrica al fine di determinare un risparmio sui costi in bolletta.

Capitolo 2 – Comunità Energetiche e Aggregatori

2.1 Stato dell'arte

L'attenzione per le Comunità Energetiche in Europa si è accesa a partire dall'ultimo pacchetto clima energia e con la rivisitazione per il 2030 della direttiva sulle energie rinnovabili, la *Direttiva UE 2018/2001* [38]-[39] del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (conosciuta anche come *REDII*) con la quale si è data una spinta alla loro implementazione prevedendo apposite misure. Nonostante ciò, le iniziative sulle comunità energetiche non sono un fenomeno nuovo ma, si sono sviluppate a partire dalla fine del XIX secolo in diversi paesi. Esperienze simili sono state riproposte in diversi paesi europei con lo sviluppo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili quando negli anni '70 in Danimarca si affermarono le prime cooperative eoliche e successivamente, soprattutto in Belgio e in Germania, in seguito all'incidente di Chernobyl del 1986.

Uno dei primi progetti in tal senso è stato 'Tvindkraft', una turbina eolica costruita e installata nel 1978 da centinaia di persone della comunità danese di Ulfborg. Da allora, le Comunità Energetiche alimentate da fonti rinnovabili (*Renewable Energy Community, REC*) sono cresciute progressivamente ma concentrandosi per lo più in alcuni paesi del nord Europa come la Danimarca, Germania, Olanda e in alcune parti del Regno Unito. Nella ricerca svolta da GreenItaly di Symbola e Unioncamere in [42] si mette in evidenza come in Germania il 42% della potenza rinnovabile è di proprietà di cittadini o di comunità e le forme di cooperative energetiche al 2018 sono quasi mille.

Negli Stati Uniti, ad esempio in California sono esperienze dirompenti, dopo che una legge del 2002 ha reso possibile la costituzione delle Community Choice Aggregation (CCA), aggregazioni di Comuni che possono comprare l'elettricità o sviluppare propri progetti, con una forte attenzione per le rinnovabili. In questo modo 160 città e contee si sono raggruppate in 19 CCA, servendo 10 milioni di utenti che erodono progressivamente spazio alle utility elettriche che temono di perdere dal 60-80% della domanda elettrica nei prossimi 8-10 anni. Le Comunità, oltre a garantire tariffe spesso inferiori rispetto alle compagnie di fornitura elettrica, spingono con forza sull'approvvigionamento da fonti rinnovabili e risultano quindi decisive nel raggiungimento degli ambiziosi obiettivi. È a partire dagli anni 2000 che esse si sono affermate come nuovo paradigma per l'impegno dei cittadini nella transizione energetica, facilitato e guidato dalla liberalizzazione dei mercati energetici, avvenuta in Italia con il Decreto Bersani nel 1999 (*D.lgs 79/99*).

Le Comunità Energetiche, nell'accezione più recente, sono intese come insiemi di utenze che decidono di effettuare scelte comuni per il soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico attraverso un approccio di tipo collegiale basato sull'utilizzo e la condivisione di generazione rinnovabile.

Nelle Comunità Energetiche Rinnovabili gli utenti partecipano direttamente con l'utilizzo e/o il finanziamento di nuovi impianti a fonte rinnovabile. La localizzazione e le dimensioni degli impianti vengono decise in maniera partecipata e il controllo dei progetti rimane sotto la responsabilità della comunità stessa. Inoltre, i benefici economici derivanti hanno un impatto diretto sul territorio e non sono più a vantaggio di anonimi e singoli investitori che spesso vengono considerati dei veri e propri invasori da parte delle comunità locali creando avversione allo sviluppo di fonti rinnovabili, pertanto si pone anche come soluzione all'accettabilità sociale degli interventi di sviluppo di impianti rinnovabili, superando la sindrome *Nimby*¹⁷.

Il meccanismo delle comunità ha trovato supporto legislativo in diversi paesi europei: esenzioni fiscali come nel Regno Unito e in Danimarca; un accesso privilegiato a prestiti derivanti da specifici fondi governativi in Germania e Scozia; una pianificazione energetica che limita la proprietà degli impianti rinnovabili (o almeno una quota di essi) ad attori locali è stata fatta in Danimarca all'inizio degli anni 2000 e più recentemente in Scozia; in alcuni paesi vi sono incentivi differenziati agli impianti rinnovabili che favoriscano i progetti

¹⁷ Con l'acronimo NIMBY (in inglese "Not In My Back Yard" tradotto "non nel mio cortile") si indica la protesta da parte di membri di una comunità contro opere di interesse pubblico sul proprio territorio (ad esempio grandi vie di comunicazione, sviluppi industriali, termovalorizzatori, discariche, depositi di sostanze pericolose, centrali elettriche e simili), ma che non si opporrebbero alla sua costruzione se fossero pensate in un altro luogo.

comunitari (nel Regno Unito è previsto all'interno del Conto Energia, mentre in Germania nelle aste per i nuovi impianti); in Francia invece è incentivata l'elettricità prodotta da impianti finanziati in *crowdfunding* dove la realizzazione del progetto è legata alla raccolta di risorse finanziarie ripartite tra utenti finali che hanno un ritorno dall'investimento o dall'acquisto di energia prodotta dall'impianto realizzato a prezzi più competitivi. Per citarne alcuni, esempi di comunità energetiche in ambito Europeo sono *Som Energia*, *Ecopower cvba*, *Greenpeace Energy*, *Coopstroom*, *Sonnen Community* mentre progetti simili in campo nazionale sono *Energia Consapevole*, *Energia Positiva*, *WeforGreen sharing*, *Modello Tirano*, *Alterenergy*. Recenti studi mostrano come entro il 2025, l'83% dei cittadini europei potrebbe avere un ruolo diretto nello sviluppo delle fonti rinnovabili attraverso nuovi impianti o attraverso la gestione della domanda attiva tramite le comunità energetiche.

Con la direttiva europea *RED II*, si inizia ad introdurre il soggetto giuridico di *Comunità di energia rinnovabile* (CER o REC) definito con l'*Art.22*, come soggetto che possiede e sviluppa progetti finalizzati all'utilizzo di fonti rinnovabili, alle quali viene riconosciuto il diritto produrre, consumare, stoccare, condividere l'energia e ad accedere ai mercati elettrici. Tali comunità energetiche hanno personalità giuridica e si fondano su adesioni aperte e volontarie dove i soci possono essere persone fisiche (utenti finali), autorità locali (incluse le municipalità) o piccole medie imprese (PMI) localizzate nelle vicinanze degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che possono essere di proprietà degli utenti o sviluppati tramite un soggetto terzo.

In altri termini, la CER è una sorta di grande autoconsumatore composto da un insieme di utenti finali, intesa appunto come aggregazione, che istituisce una specie di *'enclave'* all'interno della quale vige una sorta di condivisione dell'energia rinnovabile. A questi utenti verrebbe data la possibilità di associarsi per favorire l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile e di condividere l'energia autoprodotta, purché gli utenti siano collegati alla stessa rete di distribuzione pubblica in bassa tensione.

La missione delle comunità di energia rinnovabile è spesso anche di tipo sociale, e consiste nell'erogazione di benefici ambientali ed economico-sociali ai propri soci e all'area geografica su cui esse insistono senza disperdere l'energia da essi prodotta.

Il concetto di comunità energetica entra ufficialmente in Italia nel 2017 con la *Strategia Energetica Nazionale (SEN)*. A livello nazionale il PNIEC attraverso delle apposite misure, ha impegnato il governo nazionale a dare attuazione alla REDII, con disposizioni immediatamente operative, in ordine all'applicazione delle parti relative all' Autoconsumo (*Art.21*) e alle Comunità Energetiche (*Art.22*).

Secondo quanto proposto in [43] alle comunità energetiche deve essere riconosciuto il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica e di condividere, all'interno della stessa, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile formata da utenti finali, che devono mantenere i loro diritti e doveri in qualità di clienti finali, senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie.

Le comunità dell'energia hanno l'obiettivo di rendere il sistema elettrico locale, più efficiente e resiliente, puntando sulla figura dell'utente *'prosumer'*, ampiamente enfatizzata anche dal documento pubblicato dalla Commissione Europea nel luglio 2015, denominato *"New Deal for Energy Consumer"* [6]-[7], nella quale si evidenzia che è in atto una transizione energetica dalle fonti fossili a quelle rinnovabili che prevede un massiccio utilizzo delle FER e ci si proietta verso un mercato in cui l'utente, fino ad oggi *'consumer'*¹⁸ partecipa attivamente al mercato elettrico sfruttando le nuove tecnologie, abbandonando il ruolo di utente passivo, in favore di una posizione combinata di consumatore e produttore di energia (appunto *prosumer*) che funge anche da fornitore di energia elettrica per se stesso (autoconsumo individuale) o nel caso di condivisione dell'energia anche per altri utenti aggregati (meccanismo autoconsumo collettivo).

¹⁸ Si intende un utente finale passivo inteso come solo consumatore di energia approvvigionata dalla rete elettrica.

2.2 La trasformazione degli utenti finali

Grazie allo sviluppo tecnologico e all'innovazione guidati dalle politiche comunitarie, negli ultimi anni si è assistito alla realizzazione di tecnologie energetiche rinnovabili efficaci, sia per l'uso su larga scala che su piccola scala, insieme a notevoli riduzioni dei costi¹⁹ [44] e dell'LCOE (vedi *paragrafo 3.4.5*).

Di conseguenza, utenti finali come famiglie e imprese, possono sempre più produrre e consumare, in parte o in tutto, la propria energia elettrica prodotta, sia istantaneamente che in maniera differita attraverso l'utilizzo di sistemi di accumulo posti dietro il punto di connessione con la rete (soluzione *'behind-the-meter'*).

Attraverso il processo dell'autoconsumo, gli utenti passivi consumatori, si sono evoluti diventando utenti attivi *prosumer* (vale a dire produttori e consumatori di energia rinnovabile).

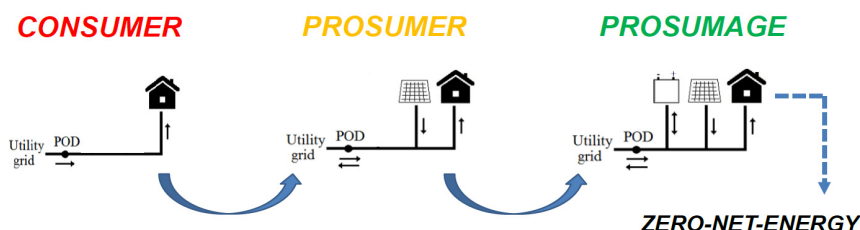


Figura 41 - Processo di trasformazione degli utenti finali

Da semplice utente passivo, il *consumer* è passato prima al ruolo di *prosumer* e con l'avvento dei SdA elettrico [45] a bassa potenza (soluzione tecnologica tra i principali strumenti previsti per gli scenari futuri (in *1.6.1*), gli utenti finali hanno iniziato un altro processo di cambiamento raggiungendo un ruolo più avanzato definito *prosumage* come mostrato in *Figura 41*.

Il termine *prosumer* indica quindi, un semplice consumatore di energia che implementa il concetto di produzione rinnovabile tramite un sistema di generazione locale (es. fotovoltaico); l'energia prodotta dai moduli solari viene consumata localmente mentre la connessione con la rete pubblica permette di compensare l'eventuale generazione inferiore o eccessiva rispetto alla domanda locale.

La situazione evoluta di *prosumage* rappresenta un utente *prosumer* che include una combinazione di autoproduzione e sistema di accumulo al fine di massimizzare l'autoconsumo e ridurre il più possibile l'energia scambiata con la rete. La tendenza più attuale invece, è quella dell'aggregazione di utenti *Consumer*, *Prosumer* e *Prosumage* al fine di costituire aggregazioni di utenti che possono produrre e scambiare l'energia prodotta al fine di aumentare il concetto di autoconsumo collettivo.

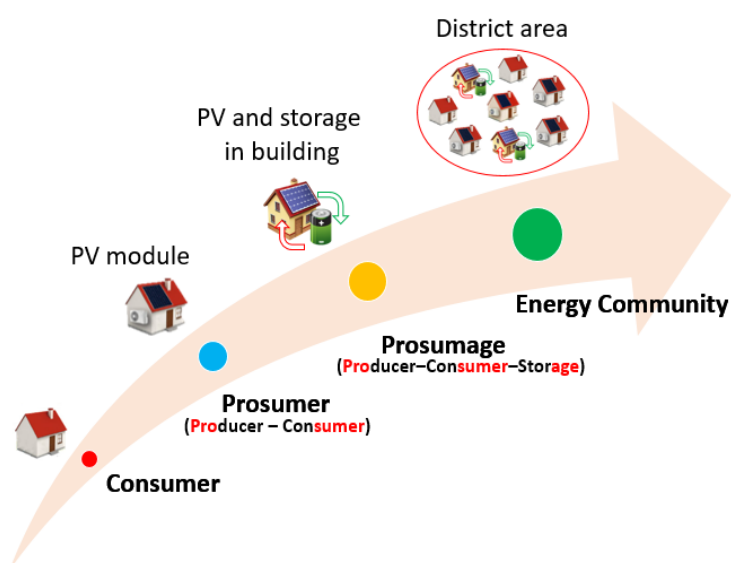


Figura 42 - Trasformazione utente consumatore e scenari evolutivi

¹⁹ Ad esempio, i costi dei moduli fotovoltaici si sono ridotti dell'80% dal 2008 al 2012.

A tale proposito si mostra in *Figura 43* il concetto di energia (area sottesa alla curva di potenza) legata ad un utente prosumage.

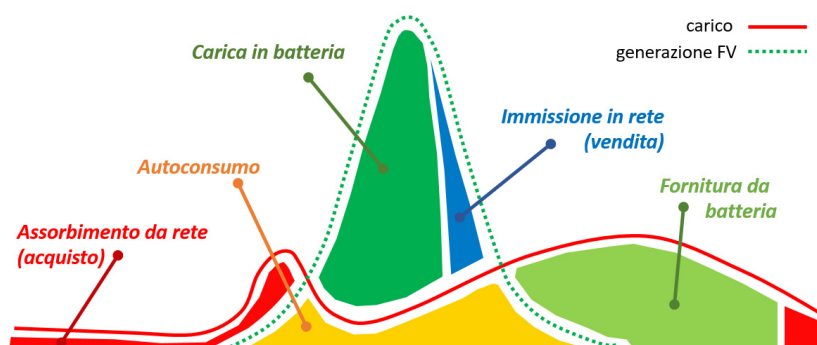


Figura 43 - Profilo esemplificativo di un prosumage

Con riferimento al singolo utente attivo, si mostra un esempio generico di profilo di generazione fotovoltaica (curva verde) e consumo (curva rossa) con le aree di maggiore interesse. Le aree sottese rappresentano rispettivamente:

- Assorbimento da rete (area rossa), quando non vi è generazione o accumulo tale da soddisfare il fabbisogno di energia elettrica che viene prelevata dalla rete elettrica e si configura come acquisto di energia;
- Autoconsumo (area gialla), quando vi contestuale disponibilità di generazione o accumulo per soddisfare il fabbisogno elettrico dell'utente. Si presenta un 'match' tra energia generata e consumo locale;
- Carica del SdA (area verde scura), quando la generazione fotovoltaica eccede il fabbisogno elettrico dell'utente ed il sistema di accumulo è scarico, l'energia carica il sistema di accumulo;
- Immissione in rete (area blu), quando la generazione fotovoltaica eccede il fabbisogno elettrico dell'utente e l'accumulo è carico, l'energia viene immessa in rete. Questa si configura come una vendita di energia (se prevista) alla rete elettrica;
- Utilizzo dello storage (area verde chiaro), quando non vi è generazione fotovoltaica, l'accumulo è carico ed è tale da soddisfare il fabbisogno elettrico dell'utente. Questa situazione, ideale a massimizzare l'autoconsumo dell'utente, permette di annullare o ridurre gli scambi con la rete elettrica.

Poiché i generatori distribuiti assicurano un alto tasso di autoproduzione mentre i sistemi di accumulo garantiscono un alto tasso di autoconsumo, come mostrato in *Figura 41* i moderni consumatori per finalità economiche e/o ambientali, hanno l'aspirazione massima di vivere in abitazioni a energia zero, che rappresenta una situazione di autosufficienza energetica la cui situazione ideale è quella di avere uno scambio nullo con la rete elettrica *Figura 44*. Di conseguenza si cerca sempre di arrivare ad un autoconsumo massimo da parte dell'utente, minimizzando il prelievo da rete e l'immissione in rete, con un bilancio tra energia elettrica immessa e prelevata dalla rete che sia pari a zero.



Figura 44 - Esempio di scambio con la rete singolo utente

Ai fini di un solo utente che tende a massimizzare il beneficio economico inteso come massimo risparmio conseguibile questo approccio potrebbe aver senso ma nel caso di comunità energetica quello che si vuole conseguire è un bilancio energetico complessivamente nullo tra l'insieme di utenti in comunità, minimizzando lo scambio tra l'insieme di utenti della comunità energetica e la rete elettrica. Ciò porta a gestire l'insieme di

utenti in maniera appunto ‘aggregata’ come se l’insieme di utenti finali gestiti si comportasse al pari di un singolo grande utente:

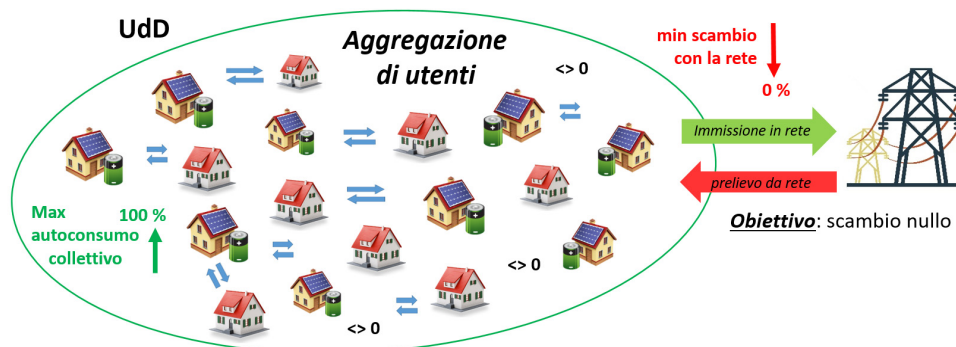


Figura 45 - Esempio di comunità energetica e scambio con la rete esterna

Questo tipo di approccio, presuppone la conoscenza del concetto di UdD (vedi *paragrafo 1.2 e 1.4.1*) che sottintende la presenza di uno o più punti di immissione e/o prelievo che vengono trattati come se fossero un’unica entità. In questo senso è rilevante fare un’importante distinzione tra autoconsumo di un singolo utente e autoconsumo di comunità (o autoconsumo collettivo). A tal proposito vengono di seguito richiamate le definizioni rilevanti sul tema dell’autoconsumo introdotte dalla direttiva *RED II*:

- **Autoconsumatore di energia rinnovabile:** un utente finale che operando in propri siti entro confini definiti 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 (es. *Figura 44*).
- **Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente:** gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente che spesso si riferisce allo stesso edificio.
- **Comunità di energia rinnovabile:** soggetto giuridico che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria di 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 (es. *Figura 45*).

Il concetto di *Prosumer* (o *Prosumage*) e *Autoconsumo* rappresentano pertanto elementi imprescindibili verso la definizione delle comunità energetiche basate sulle fonti rinnovabili.

2.3 Benefici connessi all’Autoconsumo

Per il raggiungimento degli obiettivi europei di produzione di energia elettrica da FER al 2030, con una adeguata normativa, l’autoproduzione di energia elettrica rinnovabile per l’autoconsumo in loco assume un ruolo di crescente importanza;

Il concetto di autoconsumo ampiamente affrontato anche a livello europeo in [7] identifica il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata, sia istantaneamente sia tramite di SdA, indipendentemente dai soggetti (anche diversi tra loro) che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e indipendentemente dalla fonte che alimenta l’impianto di produzione. È più corretto da un punto di vista tecnico, parlare di “*produzione e consumo in sito*” anziché di “*autoconsumo*”, poiché quest’ultimo termine presuppone l’unicità tra il produttore e il cliente finale come si vedrà nelle configurazioni fisiche proposte più avanti (*paragrafo 2.5.2*).

Negli ultimi tempi si sta ponendo grande attenzione al tema dell’autoconsumo elettrico. Sebbene uno degli interessi prevalenti potrebbe essere ricondotto all’aspetto economico a esso associabile, non si deve dimenticare la portata storica connessa a questo processo di evoluzione sistemica. L’autoconsumo elettrico, in sé, potrebbe essere ricondotto a una mera modalità di contabilizzazione di partite energetiche; l’aspetto che

maggiormente rileva è il contesto in cui tutto ciò va ad inserirsi e cioè un sistema energetico che sta attraversando una profonda evoluzione strutturale dove l'uso di risorse rinnovabili e i modi d'uso efficiente dell'energia si stanno allargando sempre più su scala diffusa e locale.

Il ruolo di *prosumer* e di *prosumage* sopra illustrati sono generale e ampiamente riconosciuti come definizioni ma quando sono inseriti nel contesto normativo e legislativo di un determinato paese i ruoli ed i benefici connessi possono variare molto. Ad esempio, nel lavoro svolto e pubblicato in [46] si è mostrato come il valore dell'autoconsumo incide in maniera molto diversa a seconda del paese in cui esso viene considerato, nello specifico caso, tra due paesi europei come Italia e Spagna accomunati da una forte presenza di fonti rinnovabili, regimi tariffari e normative differenti attribuiscono un diverso valore all'autoconsumo di energia rinnovabile nel caso dei prosumers residenziali a causa di una diversa incidenza degli oneri di rete. Analogamente il valore dell'autoconsumo oltre che alla tipologia di utente considerato varia in funzione dei profili di carico.

Da analisi di misura a disposizione su impianti incentivati risulta che le percentuali medie di autoconsumo per utenti privati e imprese in assenza di accumulo elettrico sono le seguenti:

- **utenti non-residenziali (commerciali)** ad es. magazzini, uffici, PMI possono raggiungere alti tassi di autoconsumo di elettricità rinnovabile (50%-80%). Ciò è dovuto principalmente alla buona corrispondenza tra profilo di consumo di energia e quello di generazione rinnovabile (*esempio 1*). Di conseguenza, i sistemi di autoconsumo commerciale sono sempre più praticabili in un numero crescente di Stati membri (ad es. Germania e Italia), dato che i sistemi fotovoltaici su tetto possono produrre elettricità ad un prezzo di 95-100 €/MWh - inferiore alla tariffa elettrica di vendita al dettaglio per i consumatori commerciali.
- **utenti residenziali (privati)**, in assenza di sistemi che aumentano la flessibilità i tassi di autoconsumo sono intorno al 30-35% (*esempio 2*). Con l'utilizzo di Demand-Side Response (*DSR*) e sistemi di accumulo, la percentuale di autoconsumo può salire anche fino al 70%.

Esempio 1:

Una società italiana di trasformazione alimentare situata nella provincia di Roma, con un consumo annuo di circa 850.000 kWh e un profilo della domanda fortemente variabile di giorno, ha installato un impianto fotovoltaico su tetto con una capacità di 320 kWp, producendo circa 420.000 kWh per anno. Grazie al meccanismo di autoconsumo questa PMI è in grado di utilizzare l'89% dell'elettricità solare fotovoltaica prodotta in loco (tasso di autoconsumo), con un risparmio annuo della bolletta dell'elettricità di circa il 35% e una riduzione annuale delle emissioni di CO₂ di oltre 200 tonnellate. Un impianto tedesco di produzione di materie plastiche con sede in Hessen, con un consumo annuo di elettricità di circa 320.000 kWh e un impianto fotovoltaico su tetto di 63 kWp, è stato in grado di auto-consumare direttamente circa l'87% dell'elettricità generata in loco (cioè 60.000 kWh) – vedi Figura 46. Di conseguenza, la società ha ridotto la sua bolletta elettrica di oltre il 15% (~ 50.000 kWh /anno).

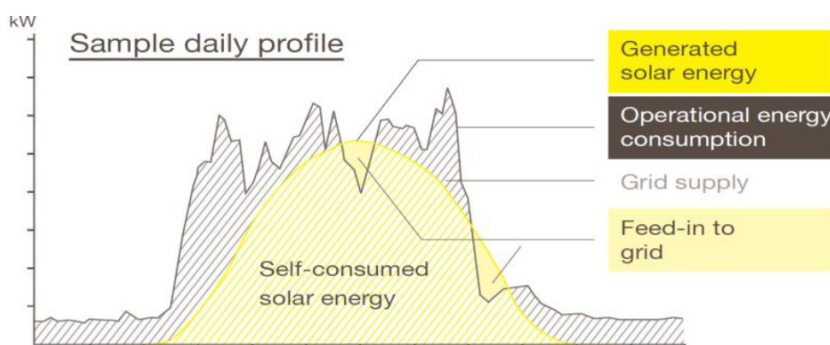


Figura 46 - Esempio di autoconsumo giornaliero in un utente non residenziale (azienda)

Esempio 2:

Considerando una famiglia con un consumo annuo di 4.000 kWh, in genere un tasso di autoconsumo annuo del 30% può essere ottenuto con un impianto fotovoltaico di 3,5 kWp, 3 kWp e 2,75 kWp, rispettivamente a nord, centro e sud d'Italia. Supponendo un costo di installazione totale di 2.200 €/KW+ IVA del 10%, in base allo schema di net-metering esistente una famiglia può risparmiare (in tutti i casi) circa € 720 all'anno sulla sua bolletta elettrica, con un periodo di rimborso di circa 7-9 anni, a

seconda della regione. In Germania, installando un impianto fotovoltaico da 4 kWp, un tipico nucleo familiare di quattro persone con un consumo medio annuo di elettricità di 3.600 kWh potrebbe risparmiare quasi 680 € ogni anno (~ 316 € dall'autoconsumo del 30% dell'elettricità prodotta in loco più ~ 360 € di entrate supplementari dalla vendita di energia elettrica in eccesso alla rete).

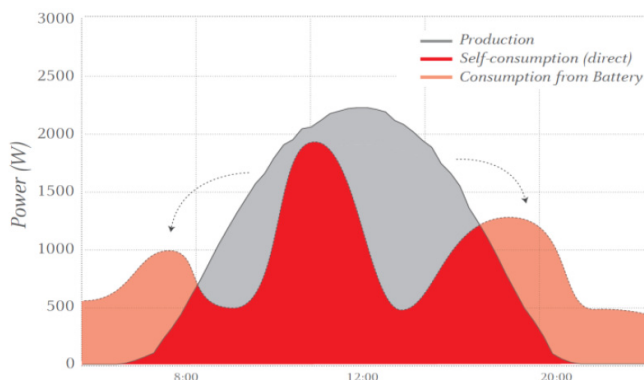


Figura 47 - Esempio di autoconsumo giornaliero per utente residenziale

Tale differenza tra le tipologie di utenze è legata sostanzialmente ai diversi profili di carico. L'utilizzo di SdA e DSR porta a un aumento della media dell'autoconsumo rispettivamente del +30-35% per i privati e del +15-20% per le imprese.

Ad oggi il valore dell'autoconsumo oltre al beneficio ambientale è legato anche ad aspetti tariffari. Infatti, la mancata applicazione all'energia elettrica auto-consumata delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali determina l'insorgere di un incentivo implicito pari al costo evitato delle medesime componenti tariffarie e ciò attribuisce all'autoconsumo un valore maggiore rispetto a quello reale.

In Italia ad esempio, in tali configurazioni per l'energia elettrica autoconsumata (che non utilizza la rete pubblica) non trovano applicazione le tariffe di trasmissione e di distribuzione, né le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema (vedi Figura 35 in paragrafo 1.4.6).

Per quanto riguarda l'autoconsumo da fonti rinnovabili, la RED II stabilisce condizioni abbastanza chiare circa l'applicazione di oneri esentando da essi l'energia definibile come autoprodotta-autoconsumata.

La mancata applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione potrebbe ragionevolmente influenzare il sistema elettrico dall'autoconsumo, la mancata applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema in Italia rappresenta un vero e proprio incentivo implicito stimabile complessivamente in circa 1,4 - 1,7 miliardi di euro/anno [47]-[48].

La valutazione di tali benefici tipicamente connessa al non pagamento della "parte energia" variabile (kWh) delle componenti tariffarie a copertura dei costi di rete, del dispacciamento e degli oneri di sistema e deve essere tuttavia attentamente analizzata nei suoi aspetti evolutivi sulla base di una visione di medio-lungo termine.

In Tabella 1 si mostrano i principali benefici in termini di oneri evitati grazie ad un maggior sfruttamento dell'autoconsumo e della generazione locale:

Tabella 1 - Benefici tariffari dell'autoconsumo da fonti rinnovabili

Onere evitato	Considerazioni
Misura (metering)	Il servizio di misura dell'energia elettrica attualmente è un corrispettivo fisso, ma la gestione di nuovi modelli (soprattutto in materia di auto-consumatori in forma aggregata/collettiva) potrebbe comportare nuovi costi la cui regola di allocazione è tutta da definire.
Distribuzione	Il ricorso a nuovi schemi di aggregazione senza un adeguamento della struttura tariffaria vigente potrebbe comportare una perdita di ricavo consistente per le imprese distributrici che dovrebbero trovare ristoro oltre un eventuale livello di efficientamento indotto sull'uso delle reti da parte della diffusione della generazione distribuita.

Trasmissione	Come noto il costo delle reti è essenzialmente un costo di natura infrastrutturale e quindi fissa: per le utenze in AAT e AT la tariffa di trasmissione, storicamente composta da una sola parte variabile, è stata già accompagnata dall'introduzione di una componente potenza in tempi recenti. L'estensione di tale approccio anche ad altre tipologie di utenze non è da escludere.
Dispacciamento	L'onere di dispacciamento, tipicamente gestito secondo una componente in sola energia, dipende dai costi fissi effettivamente sostenuti per il mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema al netto dei corrispettivi puntuali di sbilanciamento. Ne consegue che al crescere della produzione FRNP il costo del dispacciamento potrebbe aumentare nel tempo.
Oneri di sistema	Gli oneri di sistema sono attesi in riduzione nel M/L periodo sebbene non è noto, al momento se e in quale misura la loro riduzione nel tempo venga destinata ad essere reinvestita per il raggiungimento dei nuovi obiettivi di produzione da FER al 2030. La dinamica attesa attualmente per gli oneri tiene conto unicamente dei regimi di supporto vigenti.

Come mostrato in [49] uno dei problemi principali della gestione della rete di distribuzione è garantire la sua sostenibilità finanziaria. Questa avviene in genere con oneri applicati in bolletta agli utenti finali su base variabile (€/kWh), su base potenza (€/kW) o fissa (€/anno) o su una loro combinazione. In un contesto in cui gli oneri variabili hanno un contributo maggiore per il finanziamento della rete ma i costi fissi diretti rappresentano la maggior parte del budget di rete, i sistemi in autoconsumo possono portare all'erosione delle entrate per gli operatori di rete. Senza affrontare questo problema, lo spostamento dei costi potrebbe alla fine portare alla cosiddetta "spirale della morte", in particolare con lo sviluppo dei sistemi di accumulo. Di solito ci sono due approcci proposti per affrontare questo problema.

Il primo prevede lo spostamento degli oneri variabili verso quelli fissi, con il rischio di spostare troppi costi verso alcuni utenti o famiglie a basso reddito. Il secondo prevede oneri ad hoc per i prosumers, con il rischio di scoraggiare la diffusione di energia rinnovabile.

I costi di distribuzione possono fornire un mezzo per recuperare questi ricavi, offrendo agli utenti una motivazione per utilizzare ancora la rete pubblica per lo scambio di energia e pagare per il suo servizio, anche se a un prezzo ridotto.

2.4 Comunità Energetiche e obiettivi

Le nuove direttive europee in materia di energia sanciscono esplicitamente il ruolo attivo degli utenti nello sviluppo di un futuro sostenibile; questi possono produrre energia per sé stessi e/o per altri utenti in una modalità che prevede l'autoconsumo da parte dell'utente produttore tanto quanto lo scambio dell'energia tra utenti, infatti nella creazione di una comunità energetica, l'elemento caratterizzante oltre al rispetto della definizione e delle condizioni proprie di una comunità energetica (non fine di lucro, beneficio sociale, ambientale, ecc.) è proprio la modalità di scambio dell'energia che tende verso un modello di scambio *peer-to-peer* dove ciascun soggetto è libero di contrattualizzare uno scambio di energia con un suo pari e liberamente con più di un soggetto e viceversa.

Oggi, il termine *Comunità Energetica Rinnovabile* (CER) è spesso usato per descrivere lo sviluppo della generazione distribuita a livello di gruppi di individui, ma può riferirsi a progetti fortemente diversi fra loro. L'elemento in comune è ovviamente l'autoconsumo di energia, con impianti che potrebbero essere parzialmente o interamente di proprietà delle comunità.

L'energia prodotta dalle CER in alcune configurazioni di investimento comune, può essere consumata direttamente dai soci e condivisa fra i soci che hanno partecipato con la propria quota all'investimento per la realizzazione degli impianti rinnovabili.

La comunità energetica permette ai partecipanti di garantirsi un approvvigionamento di energia elettrica autoprodotta a costi di produzione dell'energia (rinnovabile) minori rispetto a quelli di rete (vedi LCOE in *paragrafo 3.4.5*). Il concetto alla base della comunità si basa sull'*autoconsumo collettivo* e sul fatto che in un numero crescente di paesi l'elettricità rinnovabile, prodotta da FER (principalmente da solare fotovoltaico) ha

raggiunto la “grid parity”²⁰ e soprattutto dove i consumatori possono risparmiare generando il proprio fabbisogno scambiandolo con altri utenti della stessa comunità piuttosto che acquistarlo da rete.

La definizione è molto flessibile poiché esistono diversi modelli economici e giuridici che a seconda del contesto possono coinvolgere soggetti diversi (cittadini, imprese o enti locali del settore pubblico).

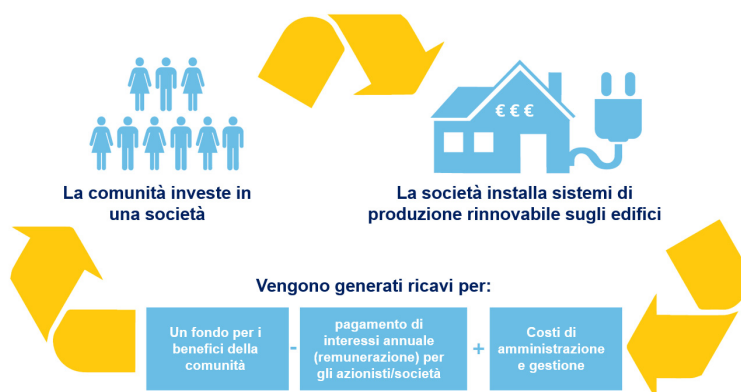


Figura 48 - Concetto di Comunità energetica

La soluzione più pragmatica e attuabile nel caso di comunità energetica è quella di gestire le casistiche secondo i seguenti principi:

- Viene redatto **un bilancio energetico della comunità** in modo che sia individuabile il valore di energia prodotta e consumata all’interno (per motivi di coerenza con il sistema di *settlement*²¹ è necessario che tale bilancio abbia le caratteristiche di un bilancio di tipo orario o quartiorario);
- È presente un **oggetto rappresentante** che gestisce le immissioni e i prelievi nella/dalla rete in termini assoluti e nel loro complesso, nonché le immissioni e i prelievi a saldo della comunità energetica (ad esempio *Aggregatore*, discusso nel *paragrafo 2.6*);
- Ogni **utente della comunità è connesso alla rete ‘con obbligo di connessione di terzi’** e regola con essa l’accesso alla rete alla pari di quanto avviene per qualunque altro utente;
- Il beneficio tariffario associabile all’autoconsumo secondo la regolamentazione di carattere generale produce un vantaggio che viene gestito a livello di contributo erogato alla comunità energetica.

L’effettiva realizzabilità poggia sulla conoscenza del sistema elettrico nel suo complesso, del modello di regolazione e dei processi di gestione sottostanti che devono essere utilizzati in ottica evolutiva al fine di consentire l’esplicitarsi dei benefici attesi sull’autoconsumo nel breve termine.

In *Tabella 2* si riporta un possibile accoppiamento tra definizioni europee e quadro regolatorio in ambito nazionale che fanno confluire la scelta più idonea verso alcune configurazioni già presenti nel mercato.

Tabella 2 - Definizioni europee e quadro regolatorio nazionale

Definizioni attinenti all’autoconsumo nelle Direttive Europee	Nuova Tassonomia dei sistemi energetici di utenza in campo nazionale	
Autoconsumatore	Autoconsumatore	<i>‘SISTEMI ENERGETICI DI UTENZA’</i>
Autoconsumatore collettivo		
Comunità di energia rinnovabile (CER)	Comunità dell’energia (Ce)	
Comunità energetica dei cittadini (CEC)		
Sistema di distribuzione chiuso (SdC)	SdC	

²⁰ Situazione in cui il costo unitario del kWh di energia autoprodotta coincide o è più basso del costo del kWh prelevato dalla rete.

²¹ Si riferisce al sistema di regolazione delle partite economiche.

Tra le varie configurazioni disponibili, si sono individuati i *Sistemi di utenza*²² come configurazione che più si adatta a supportare il modello di comunità energetica. Questa configurazione prevede un collegamento fisico che instaura nei fatti una forma di esclusività di approvvigionamento.

Si nota come la **Comunità Energetica Rinnovabile (CER)** si integra con quanto proposto a livello europeo e vengono riconosciute come vero e proprio soggetto con autonomia giuridica che possiede le seguenti caratteristiche:

- ✓ conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, dove il soggetto è autonomo ed è effettivamente controllato da membri situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione (per questo motivo sarà mostrata la simulazione finale di Prosumer e impianti realizzati da soggetto terzo Aggregatore);
- ✓ i membri partecipanti sono persone fisiche (ma possono essere anche imprese o enti locali, comprese le amministrazioni comunali);
- ✓ l'obiettivo principale è fornire benefici di tipo ambientale, sociale, ai membri della comunità o alle aree locali in cui si applica piuttosto che profitti economici relativamente al singolo partecipante (anche se tale aspetto deve essere necessariamente tenuto in considerazione per favorire l'adesione al modello e di conseguenza la sua sostenibilità economica).

Sulla base delle esperienze finora maturate sia in ambito Europeo che nazionale, si è riscontrato come gli obiettivi siano fattori determinanti per lo sviluppo delle comunità energetiche. Almeno a livello iniziale, la realizzazione di una comunità energetica non può prescindere dalla necessità d'integrazione con l'architettura del mercato esistente andando a integrarsi con essa. In pratica la comunità energetica potrebbe essere ricondotta all'accoppiamento di due punti di dispacciamento (uno in immissione e uno in prelievo) che aggregano i punti di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi nella titolarità dei soggetti dei partecipanti alla comunità, interponendo una fase di contrattazione commerciale tra i medesimi soggetti che costituisce il cuore degli scambi di energia all'interno della comunità energetica.

Nello sviluppo di una comunità energetica quindi, la modalità di commercio/trading dell'energia tende verso un modello di scambio tra utenti che possono massimizzare i ritorni economici oppure a massimizzare l'autoconsumo collettivo in base alla funzione obiettivo del modello di ottimizzazione adottato (es. nel paragrafo 3.4.4).

Nel primo caso si configura un'attività improntata sulla fornitura di servizi e sul trading da parte degli utenti che vogliono ottenere il massimo vantaggio economico. Nel secondo caso l'utente avrà invece una finalità più collettiva improntata a ridurre l'acquisto di energia elettrica dalla rete esterna alla comunità massimizzando l'autoconsumo. Pertanto possono essere distinti due approcci:

1. Brocheraggio Energetico (Servizi e Trading): è previsto un uso dell'energia prodotta da singoli utenti mediante accordi di compravendita organizzati da un soggetto centrale su piattaforme di scambio che consentono un trading di energia a livello locale tra utenti [50].



Figura 49 - Esempio di brokeraggio energetico tra utenti finali

²² Realizza un sistema di utenza un assetto che risponde alternativamente alla definizione di auto-consumatore, comunità energetica o sistema di distribuzione chiuso (SDC).

2. Massimizzazione dell'autoconsumo collettivo (o di comunità): gli utenti cedono l'energia in eccesso per soddisfare i fabbisogni di altri utenti nell'ottica di ridurre al minimo lo scambio di energia con rete elettrica esterna alla comunità (vedi *Figura 45*), aumentando l'autoconsumo complessivo inteso come carico totale rispetto alla generazione interna della comunità energetica.

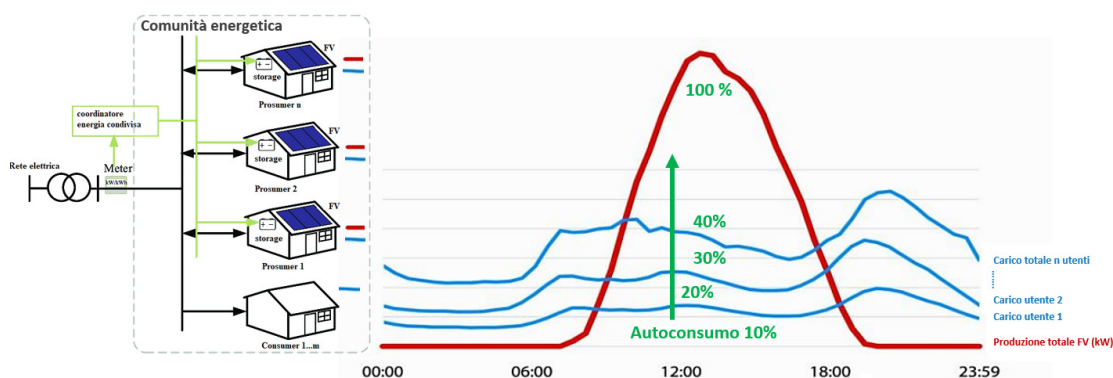


Figura 50 - Incremento dell'autoconsumo collettivo o di comunità

Mentre il concetto di comunità energetica nasce con una finalità improntata alla massimizzazione dell'autoconsumo collettivo per benefici tipo ambientale, economico-sociale ai suoi membri, l'attuale contesto di mercato porta spesso anche ad un obiettivo di tipo economico-finanziari. Il concetto più recente di comunità energetica alla luce delle necessità del sistema elettrico per l'integrazione delle FER punta anche ad associare ulteriori servizi connessi ad un uso consapevole dell'energia dei singoli utenti che se gestiti in maniera aggregata possono fornire un importante contributo alle reti a cui sono connessi, come la gestione delle congestioni sulla rete di distribuzione [51]. Si indicano di seguito alcuni esempi in ambito nazionale come prime esperienze "istituzionali" sulla promozione delle comunità energetiche.

➤ Alcuni esempi di sviluppo di comunità energetiche in ambito Nazionale:

- **Legge regionale Piemonte del 3 agosto 2018, n. 12:** La norma permette ad un gruppo di comuni del *Pinerolese* di creare la prima Oil Free Zone in Italia. L'idea alla base è quella della cooperativa di comuni che in maniera aggregata creano una comunità basata sulla produzione sul posto, l'autoconsumo e l'autoscambio di energia pulita che non solo avrebbe ovvi vantaggi ambientali, ma porterebbe anche risparmi economici per i cittadini e diventerebbe un motore di sviluppo per il territorio. La Regione, attraverso incentivi ad hoc, si impegna a sostenere finanziariamente la fase di costituzione delle comunità energetiche, le quali potranno anche stipulare delle convenzioni con ARERA, al fine di ottimizzare la gestione e l'utilizzo delle reti di energia.

- **Legge della Regione Puglia n. 23 dell'8 luglio 2014 - "Disciplina delle cooperative di comunità":** ha contribuito a dare un primo impulso alla nascita di soggetti, le cooperative di comunità, che valorizzando le competenze della popolazione residente, delle tradizioni culturali e delle risorse territoriali, perseguono lo scopo di soddisfare i bisogni della comunità locale, migliorandone la qualità sociale ed economica, attraverso lo sviluppo di attività economiche eco-sostenibili finalizzate alla produzione di beni e servizi, alla creazione di offerta di lavoro e alla generazione, in loco, di capitale "sociale". L'esperienza più importante è rappresentata dalla comunità di *Melpignano*, cooperativa nata dalla collaborazione tra Legacoop e l'Amministrazione comunale, con l'obiettivo di gestire una rete di produzione di energia solare tramite impianti fotovoltaici posti sui tetti degli edifici pubblici e privati della città. La capacità imprenditoriale della cooperativa ha permesso di ottenere incentivi dal GSE. Tramite questi fondi la cooperativa ha potuto ripagare gli interessi del finanziamento sull'investimento iniziale e creare un fondo. Gli utili sono stati reinvestiti all'interno della comunità prevedendo diversi interventi di rigenerazione dello spazio urbano, a seconda delle scelte effettuate dai cittadini associati. Con la legge 9 agosto 2019, n. 42, la Regione Puglia ha, infatti, istituito il "reddito energetico regionale" che prevede l'erogazione di contributi a fondo perduto interventi di acquisto e installazione di impianti fotovoltaici anche con la possibilità di sistemi di accumulo.

- **Decreto isole minori del 14 febbraio 2017:** Rappresenta un'altra importante esperienza a livello nazionale. Le isole individuate nel Decreto, non interconnesse alla rete elettrica del continente, possono rappresentare un importante modello di sviluppo di comunità energetiche. In tali isole attualmente la produzione elettrica è assicurata da un unico produttore con impianti a fonti convenzionali. Il decreto ha avviato un percorso per rendere le isole indipendenti dal punto di vista energetico, trasformandole in laboratori a cielo aperto, nel cui ambito sperimentare soluzioni innovative ed economicamente sostenibili su reti, impianti di produzione e utenze, per coprire il loro fabbisogno energetico unicamente attraverso la produzione di energia da fonti rinnovabili, permettendo di ottenere indicazioni utili per l'intero sistema nazionale.

2.5 Elementi a supporto delle Comunità Energetiche

L'eccesso di energia immesso nella rete elettrica da parte degli utenti attivi prosumers che quindi non autoconsumano tutta l'energia prodotta (perché non possono o perché non vogliono) può creare nuove sfide per il funzionamento della rete stessa. Nella nuova configurazione improntata sull'autoconsumo degli utenti prosumers è richiesta la partecipazione dei consumatori di energia ai mercati elettrici ed è imprescindibile l'utilizzo di alcuni elementi ritenuti necessari per raggiungere queste sfide.

Oltre a quanto già esposto, sono stati individuati nella ricerca degli elementi chiave per lo sviluppo delle comunità energetiche basate sulle fonti rinnovabili. Una spinta alla diffusione delle comunità energetiche viene dato da alcune configurazioni della rete pubblica di distribuzione attuale a cui si aggiunge una generale trasformazione verso le *Smart Grid* con modalità operative fortemente innovative, in grado favorire lo scambio efficace di energia e di informazioni supportato dall' ICT. In questo scenario è necessario anche lo sviluppo di nuove *tecnologie abilitanti* per il controllo e la gestione degli utenti finali per il controllo dei flussi di potenza (*nanogrids*, *SdA*, *sistemi smart-metering* e *piattaforme di gestione*) capaci di attivare meccanismi in grado di effettuare *Demand Side Management* (DSM) valorizzando maggiormente le risorse distribuite.

2.5.1. Il ruolo delle reti

Le comunità energetiche non sono in genere dotate di una rete propria (ad esclusione dei SDC che sono esclusi per gli utenti finali di tipo civile-residenziale) ma per ovvie ragioni di *monopolio naturale*²³ sfruttano la rete pubblica di distribuzione con obbligo di connessione a terzi. È utile tenere in considerazione il fatto che i principi della creazione del mercato interno sono quelli di consentire la più ampia contendibilità possibile di mercato. La presenza di una rete elettrica in grado di raggiungere ogni utente, garantire la qualità del servizio, le misure necessarie al settlement dei modelli di mercato e consentire libero accesso al mercato nell'ottica di creazione di modalità di aggregazioni commerciali, rappresenta un elemento abilitante. Il ruolo della rete riveste quindi un elemento molto importante, al di là di quello che potrebbe essere la prima impressione.

La normativa nazionale definisce in quali casi è possibile realizzare collegamenti elettrici finalizzati all'autoconsumo su cui si basano le comunità e quali configurazioni elettriche possono essere realizzate, tenendo conto che, in generale, le reti elettriche sono in una situazione di monopolio naturale e che le attività di *trasmissione* e di *distribuzione* dell'energia elettrica sono esercitate in regime di concessione sul territorio nazionale. Secondo questo approccio è necessario garantire il diritto all'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili consentendo linee dirette fra produzione e consumo non contigui e permettendo l'autoconsumo distribuito, sfruttando le reti di distribuzione pubbliche.

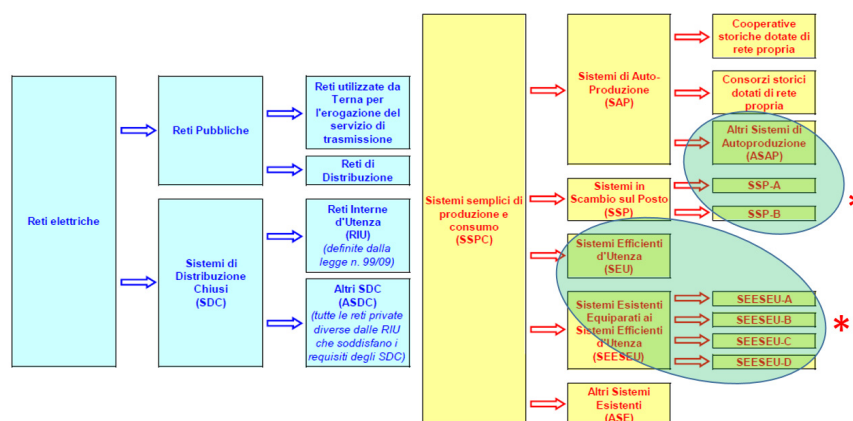


Figura 51 - Tipologie di reti (pubbliche e private) basate sull'autoconsumo nel S.E. italiano

²³ Il monopolio naturale è una configurazione in cui il numero ottimale di imprese presenti sul mercato è uno. Si manifesta quando nell'intervallo di produzione rilevante, ossia nell'intorno del volume di produzione domandato dal mercato, la funzione di costo è subadditiva. Ciò significa che i costi sostenuti da una sola impresa nel produrre l'intera quantità domandata sono inferiori a quelli che sosterebbero due o più imprese contemporaneamente presenti sul mercato. Sotto queste condizioni, la presenza di un unico operatore è più efficiente di una pluralità di imprese, fermi restando i costi sociali comunemente generati da un monopolista.

Con riferimento alla *Figura 51*, ai fini della realizzabilità di comunità energetiche basate su un insieme di utenti attivi domestici residenziali, non vengono presi in considerazione i ‘*Sistemi di Distribuzione Chiusi*’ (SDC) ma solo quelli basati sull’utilizzo della rete pubblica. I SDC [50]-[51] rappresentano un sistema di rete privata, che distribuisce energia elettrica all’interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, eccetto in alcuni casi particolari non rifornisce clienti civili come il caso degli utenti prosumer residenziali che si vuole affrontare.

Si è individuato come le configurazioni applicabili nel caso di utilizzo di rete pubblica sono quelle individuate nell’ambito dei *Sistemi Semplici di Produzione e Consumo* (SSPC)²⁴ [54] ed in particolare i *Sistemi di Autoproduzione* (SAP)²⁵, i *Sistemi Efficienti d’Utenza* (SEU)²⁶, i *Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU* (SESEU)²⁷ e i *Sistemi in Scambio sul Posto* (SSP)²⁸. Tra di essi, ai sensi della normativa vigente, gli unici sistemi che possono essere realizzati *ex novo* sono unicamente gli Altri SAP (ASAP) diversi dalle cooperative e dai consorzi storici, i SEU e i SSP.

Nella categoria degli Altri Sistemi Esistenti (ASE) l’Autorità ha raggruppato tutti i sistemi che, pur non rientrando in specifiche definizioni di SSPC, sono stati realizzati e connessi alla rete pubblica prima dell’entrata in vigore della deliberazione.

Lo studio del contesto Italiano ha portato a ritenere quella dei Sistemi Efficienti di Utenza (o equiparati, SESEU) richiamata nel *paragrafo 2.5.2* come configurazione più adatta. Nel contesto internazionale questa configurazione è meglio conosciuta come soluzione ‘*behind-the-meter*’ per la presenza di un impianto di generazione posto appunto dietro al punto di connessione con la rete pubblica (il contatore).

2.5.2. Le configurazioni fisiche applicabili

Al fine di individuare un modo per rendere remunerativa la produzione di energia da fonte rinnovabile ed in particolare da impianti fotovoltaici (FV), si può partire dall’osservare che **al prelievo di energia dalla rete, sono associati oneri** di diversa natura che **si aggiungono al costo dell’energia vero e proprio**. Pertanto, se mediante un impianto a fonte rinnovabile si riesce a fare in modo di produrre, in toto o in parte, l’energia che serve ad una utenza e di fornirgliela con un collegamento privato, senza alcuna necessità che l’utenza attinga dalla rete tale energia, il primo beneficio sarà quello di non dover pagare gli oneri connessi a questa energia.

- *Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)*

Una tale possibilità è stata introdotta per la prima volta con il decreto legislativo 115/2008 (e s.m.i.) “Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE”, con il quale sono stati introdotti i SEU.

Tale soluzione impiantistica, schematicamente riportata in *Figura 52*, sebbene con tutte le limitazioni della definizione, risponde all’esigenza di fornire direttamente l’energia prodotta da un impianto a fonti rinnovabili (IAFR) ad un’unità di consumo limitandone il prelievo dalla rete pubblica.

²⁴ I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi all’interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Sono sistemi elettrici che possono essere ricondotti a una configurazione semplice in cui vi sia un unico punto di connessione, di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale (cliente finale e produttore possono coincidere con lo stesso soggetto ovvero possono essere soggetti diversi).

²⁵ Si veda l’articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99.

²⁶ Si veda l’articolo 10, comma 1, del decreto legislativo n. 115/08.

²⁷ Si veda l’articolo 10, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08. I SESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in quattro diverse categorie. Si vedano, al riguardo, la deliberazione 578/2013/R/eel (che identifica i SESEU di tipo A, B e C) e i comunicati a essa riferiti e la deliberazione 788/2016/R/eel (che identifica i SESEU di tipo D).

²⁸ I SSP, a loro volta, possono essere di tipo A, se riferiti a impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza ≤ 20 kW e di tipo B con potenza > 20 kW casi.

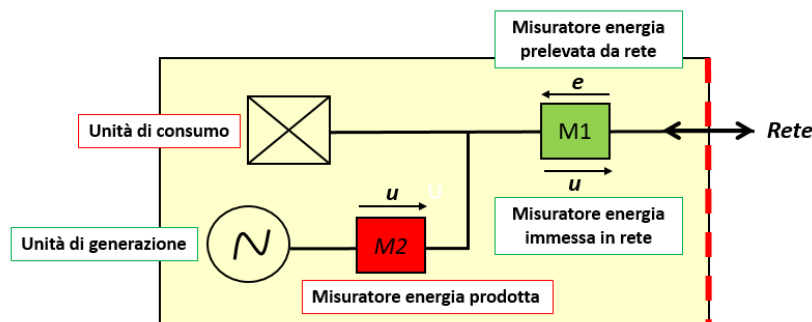


Figura 52 - Generica configurazione di SEU

In tal modo è possibile, con determinate condizioni, tradurre in un ulteriore possibile margine di profitto la quota di oneri (legata alla parte variabile) risparmiata non prelevando l'energia utilizzata dall'unità di consumo e contestualmente prodotta dall'IAFR. Tanto meno sarà l'energia non prelevata dalla rete tanto più saranno i margini di profitto possibili derivanti dall'utilizzo dell'IAFR.

Come accennato nell'introduzione, un SEU per la sua configurazione impiantistica può ridurre in maniera più o meno consistente, la potenza prelevata dalla rete dall'unità di consumo (utente finale) per soddisfare il proprio fabbisogno energetico. A ciò consegue, secondo modalità che vengono stabilite dall'Autorità e secondo quanto previsto dal TUA [55] è possibile suddividere i SEU due categorie distinte in base alla taglia limite dell'impianto (20 kW). Relativamente agli utenti residenziali di piccole dimensioni, si considera la categoria sotto i 20kW, dove l'autoproduzione esclude l'utente dal pagamento delle *Accise*. La configurazione di SEU proposta vede due soggetti coinvolti, il l'utente finale (cliente) e il produttore che fanno nascere diverse possibilità:

- 1) L'utente finale e il produttore **coincidono** (corrisponde ad una configurazione di impianto stand-alone);
- 2) L'utente finale e il produttore **non coincidono** (determinando così altre tre configurazioni):

- a) Il produttore è titolare dei rapporti contrattuali per la vendita e l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete anche se l'utente finale rimane il titolare del punto di connessione (gestisce tutto il fornitore);
- b) L'utente finale è titolare dei rapporti contrattuali per la vendita e l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete (il produttore vende tutta l'energia elettrica prodotta al cliente);
- c) Il produttore è titolare dei rapporti contrattuali per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete e l'utente finale è titolare dei rapporti contrattuali per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dalla rete, mentre la sola energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata viene regolata nell'ambito di un contratto privato (il produttore vende solo una parte di energia prodotta e auto-consumata al cliente).

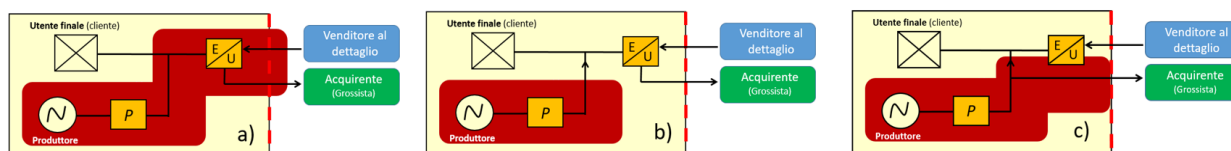


Figura 53 - Configurazioni SEU in caso utente finale e produttore non coincidono

La configurazione 2-c) risulta essere la più interessante. Analizzando nel dettaglio lo schema:

Il Produttore:

- Gestisce i contratti relativi alle immissioni di energia elettrica (ma può anche essere il fornitore della parte di energia prelevata dalla rete);
- È il soggetto responsabile ai fini delle incentivazioni e può accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica;

- Può richiedere il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete (es. ritiro dedicato GSE);
- Può non vendere all'utente finale tutta l'elettricità prodotta, essendo titolare dei rapporti contrattuali per la cessione in rete dell'energia elettrica prodotta non consumata dal cliente (che può destinare ad altri utenti se è anche fornitore di energia elettrica (venditore al dettaglio – Aggregatore)).

L'utente finale:

- È responsabile del contratto relativo al prelievo di energia elettrica dalla rete;
- Ha due fornitori, il produttore (per l'energia autoconsumata) e il venditore al dettaglio (per l'energia prelevata dalla rete) che nel caso può essere lo stesso soggetto come simulato nel corso dell'analisi numerica;
- Deve formalizzare il permesso riconosciuto al produttore per l'utilizzo del proprio punto di connessione, poiché in questo caso il produttore utilizza il punto di connessione nella titolarità del cliente finale.

- Scambio sul posto (SSP)

Lo scambio sul posto avviato nel contesto nazionale Italiano da ARERA con la delibera 570/2012 [56] e regolato su base economica dal GSE. Viene definito come “meccanismo che consente di immettere in rete l'energia elettrica prodotta e non immediatamente utilizzata da un impianto privato, per poi essere riprelevata in un secondo momento per soddisfare i propri consumi”. Nello specifico rappresenta una sorta di compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica prodotta e immessa in rete ed il valore associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione nella quale si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata.

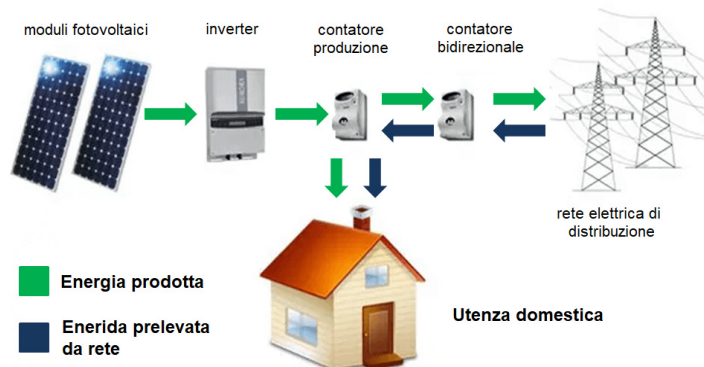


Figura 54 - Schema di funzionamento dello SSP

Secondo lo schema mostrato è possibile capire come un SSP implicitamente fa riferimento ad una configurazione di SEU, ma presenta una dinamica commerciale diversa anche per quanto riguarda le possibili alternative sulla titolarità degli impianti di produzione ed i rapporti contrattuali per la vendita e l'acquisto di energia con la rete pubblica. Nello SSP è previsto (annualmente) un contributo in conto scambio (Cs) che rappresenta un “rimborso” fittizio che ripaga l'utente per l'energia che ha immesso in rete. La forma della remunerazione non è la sola “vendita” dell'energia, ma è la vendita dell'energia più il rimborso di parte di oneri di rete: distribuzione, dispacciamento, misura, e parte degli oneri generali di sistema (*corrispettivo unitario di scambio forfettario, CUsf*). Il contributo Cs di rimborso nel caso di impianti di piccola scala (< 20kW) prevede:

$$Cs = \min [Oe ; Cei] + CUsf * Es$$

Oe = onere energia e corrisponde al prezzo dell'energia prelevata dalla rete e pagato dall'utente;

Cei = controvalore dell'energia immessa e corrisponde al valore economico dell'energia immessa in dall'utente;

CU_{sf} = corrispettivo unitario di scambio forfettario calcolato dal GSE. Nel dettaglio questo valore contiene la media delle tariffe relative ai servizi di rete e degli oneri generali di sistema dell'anno.

Es = energia scambiata (kWh) che prima immessa e poi riprelevata per i consumi.

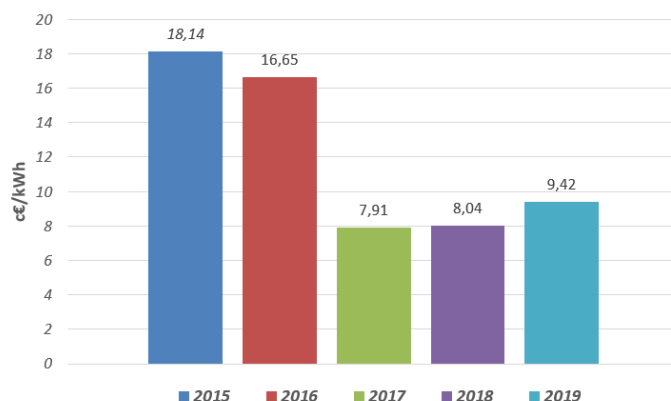


Figura 55 - Valore del corrispettivo CU_{sf} dello SSP in Italia dal 2015-2019

Un'analisi svolta sulla compensazione della quota degli oneri rimborsati (CU_{sf}) per l'energia immessa in rete e poi prelevata successivamente ha mostrato come tale quota è andata drasticamente a ridursi passando dai 18€ / kWh del 2015 agli 8€ / kWh del 2018 per via della riforma della tariffa elettrica che ha spostato parte degli oneri, dalla parte variabile della bolletta elettrica alla parte fissa, rendendo di fatti meno conveniente (rispetto alla situazione tariffaria pre-riforma) il meccanismo dell'autoconsumo con SSP.

Le analisi effettuate sulla valutazione dell'installazione di impianti fotovoltaici in autoconsumo di proprietà dell'utente (stand-alone) con questa modalità, sia per la riduzione del corrispettivo di scambio (Cs) sia per la trasformazione della tariffa elettrica degli utenti finali hanno mostrato un sensibile allungamento dei tempi di recupero nel caso di utenti che realizzano individualmente impianti a servizio dei propri consumi.

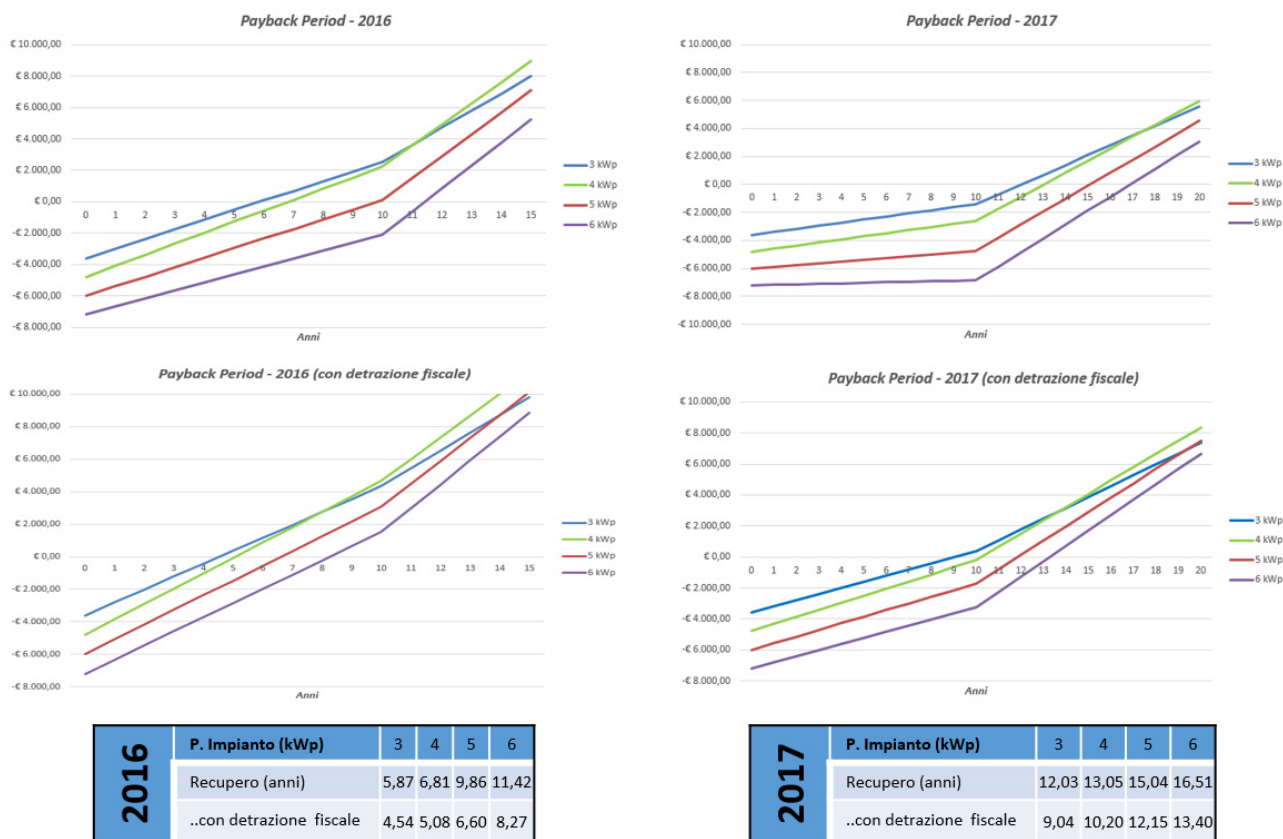


Figura 56 - Valutazioni impianto FV in autoconsumo con SSP in Italia. Utente con consumi > 5.000 kWh

La graduale riforma della tariffa elettrica ha portato nell'arco del triennio 2016-2018 all'abbandono della struttura progressiva – cioè un costo unitario del kWh che cresce per scaglioni all'aumentare dei consumi – ed una rimodulazione dei costi tra corrispettivi fissi (€/anno), quota potenza (€/kW/anno) e quota energia (kWh). La tariffa elettrica per gli utenti domestici, decisa dal Governo nel 1973 a seguito della crisi energetica puntava a disincentivare gli alti consumi di energia elettrica facendo pagare un costo del kWh crescente al crescere dello scaglione di consumo.

Come mostrato in *Figura 57*, tale struttura è rimasta invariata per oltre 40 anni pur in un contesto sociale, economico e tecnologico diverso da quello in cui fu definita, rimanendo per l'Italia *unicum* a livello europeo.

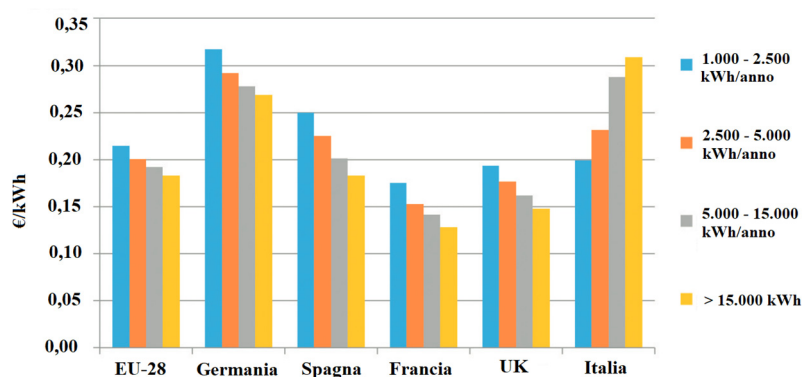


Figura 57 - Progressività della tariffa elettrica in vari paesi europei

La riforma della tariffa elettrica [13] ha portato allo spostamento di parte corrispettivi dalla quota variabile alla quota fissa determinando una minore convenienza dell'autoconsumo che andava a tagliare sensibilmente gli oneri legati alla parte variabile della bolletta. Si è stimato con il passaggio alla nuova struttura tariffaria abbia portato ad una riduzione del valore economico dell'autoconsumo di circa il 35%.

L'analisi svolta sulla tariffa elettrica Italiana nel corso del 2016-2018 e riassunta in *Figura 58* mostra come la cosiddetta 'soglia di indifferenza tariffaria'²⁹ sia andata progressivamente crescendo. Ciò vuol dire che oltrepassato tale soglia di consumo il costo medio del kWh elettrico si riduce rispetto alla precedente struttura tariffaria spingendo in tal modo gli utenti a consumare di più.

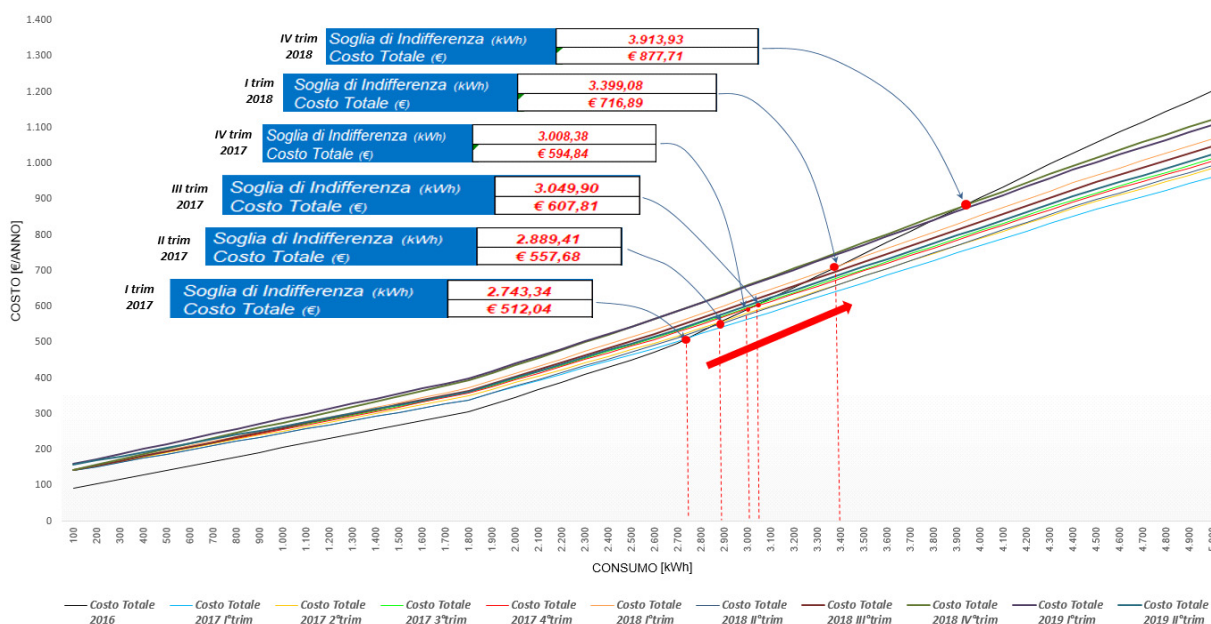


Figura 58 - Spesa elettrica totale per utente domestico nel periodo 2016-2019

²⁹ Si intende il consumo elettrico in kWh tale per cui non c'è differenza tra costo della bolletta elettrica pre-riforma e post-riforma.

In *Figura 59* si mostra l'andamento del costo medio del kWh elettrico al variare dei consumi e dell'aggiornamento tariffario trimestrale mostrando anche in questo caso le soglie di indifferenza.

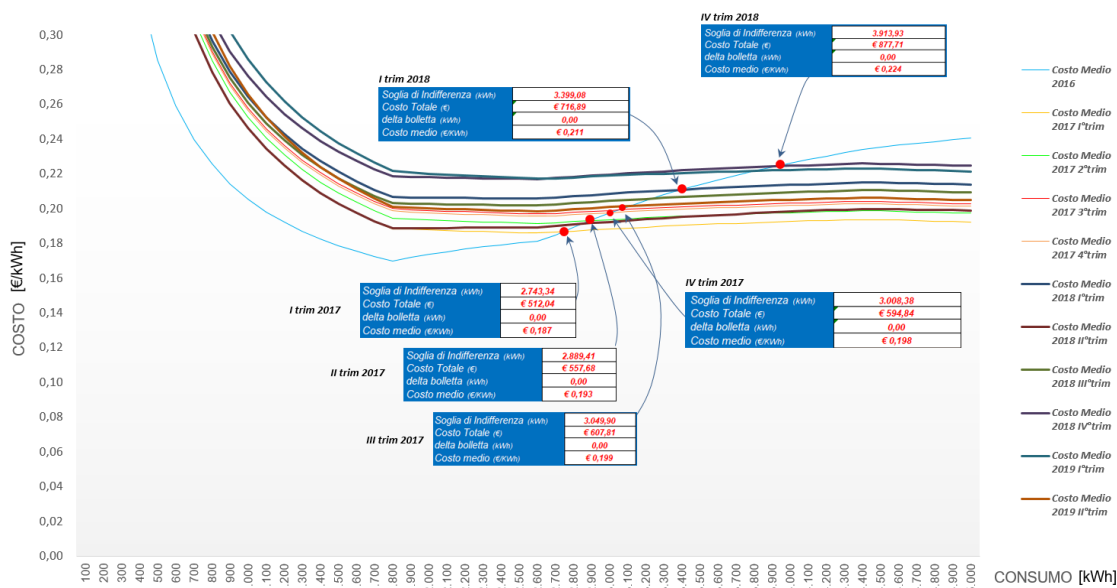


Figura 59 - Costo medio del kWh elettrico per utente domestico nel periodo 2016-2019

È emerso come nel corso del tempo, SSP e più in generale l'autoconsumo, sono diventati sempre meno convenienti per utenti residenziali con alti consumi elettrici soprattutto se non si sceglie adeguatamente la taglia dell'impianto di generazione. Questa tendenza però, apre le porte alla ricerca di nuove modalità per la produzione e consumo di energia da parte degli utenti prosumers attraverso nuovi modelli di business basati appunto sulle aggregazioni e sulle comunità energetiche per ottenere maggiori benefici.

Alla luce degli obiettivi che si vogliono raggiungere, dato lo strumento di sostegno stabilito dalle direttive Europee e Nazionali (non applicazione di oneri sull'energia auto-consumata) è necessario mettere in correlazione i modelli disponibili e la relativa regolamentazione con l'obiettivo di pervenire ad un quadro di applicazione realizzabile.

Mettendo insieme la configurazione dell'utente e la configurazione della rete, l'attuale tassonomia dei sistemi di autoconsumo in ambito nazionale può essere classificata sulla base della presenza o meno di rete/collegamento proprio nel sistema, come indicato di seguito.

Tabella 3 - Tassonomia dei modelli di autoconsumo in ambito Nazionale

		con rete propria		senza rete propria	
		unità di produzione (UP)		unità di produzione (UP)	
		uno	molti	uno	<u>molti</u>
unità di consumo (UC)	uno	SEU	SEU (ma UP dello stesso produttore)	PPA fisici/virtuali (per grandi utenti)	-
	<u>molti</u>	SDC (non disponibile per UC domestiche) Cooperative e Consorzi	SDC (non disponibile per UC domestiche) Cooperative e Consorzi	PPA fisici/virtuali (Cooperative o Consorzi)	Comunità Energetiche (Cooperative o Consorzi)

Quanto esposto serve a capire come lo scambio energetico tra utenti di una comunità energetica (con una forma che può essere cooperativa o consorzio) può avvenire tramite la rete di distribuzione pubblica per valorizzarne la sua utilità di tessuto connettivo tra gli utenti e il suo vantaggio economico/efficienza legato al monopolio naturale mentre la configurazione impiantistica del singolo membro partecipante (utente finale) fa riferimento principalmente ai SEU viste le caratteristiche di adattabilità di questa configurazione.

2.5.3. Le Smart-Grids, Micro-grids e nanogrids

Le reti pubbliche di distribuzione sono state progettate per servire essenzialmente carichi passivi (utenti finali consumatori) sulla base di un flusso monodirezionale dell'energia che arriva dalla rete di trasmissione e attraverso la rete di distribuzione raggiunge i consumatori. Chiaramente la generazione distribuita ha alterato queste premesse creando per la sua ridotta programmabilità, situazioni di degrado della qualità dell'energia erogata e dell'affidabilità del sistema che gli attuali criteri di regolazione e controllo non saprebbero gestire, anche perché scarsamente attrezzati per individuare le specifiche sorgenti di tale degrado.

Il concetto di *Smart Grid* prevede lo sviluppo di una rete di informazione e di una rete di distribuzione in modo tale da consentire di gestire la rete elettrica in maniera 'intelligente' sotto vari aspetti, in maniera efficiente per la distribuzione di energia elettrica e un uso più razionale, minimizzando al contempo sovraccarichi e variazioni della tensione attorno al suo valore nominale.



Figura 60 - Smart Grid e distribuzione virtuale di energia e informazioni

Grazie all'intreccio tra l'elettronica e tecnologie ICT che rendono una rete Smart, la rete è sotto stretto monitoraggio 24 ore su 24, per evitare malfunzionamenti e per aver traccia di tutto il flusso elettrico del sistema. Quando ci sono sovrapproduzioni di energia in alcuni parti del sistema, gli "eccessi" possono essere redistribuiti dove servono grazie ad una gestione dinamica e in tempo reale, quindi intelligente trasportando l'energia in modo bidirezionale (fisicamente o virtualmente) con il supporto di tecnologie abilitanti e DR.

Una *Smart Grid*, è dotata di un sistema di gestione e comunicazione intelligente in grado di poter gestire in maniera ottimale e sicura, situazioni in cui le reti di distribuzione siano oggetti di problemi di inversione dei flussi, dai nodi periferici distribuiti sul territorio verso il centro del sistema. Infatti, la GD richiede anche una maggiore intelligenza nella gestione ottimale del sistema elettrico complessivo in modo tale da consentire di gestire localmente eventuali surplus di energia redistribuendoli in aree continue nella quale si possono presentare deficit, gestendo opportuni sistemi di accumulo o i carichi stessi, in modo dinamico regolando costantemente la generazione relativa alle centrali allacciate alle reti di trasmissione nazionale (produzione centralizzata). A questo punto, è facile comprendere come la differenza sostanziale è che nella rete tradizionale si prevede una distribuzione 'a senso unico' mentre in una rete Smart, il sistema 'a maglia' consente la distribuzione in modo dinamico (bidirezionale) e rappresenta l'infrastruttura di gestione ottimale delle risorse distribuite.

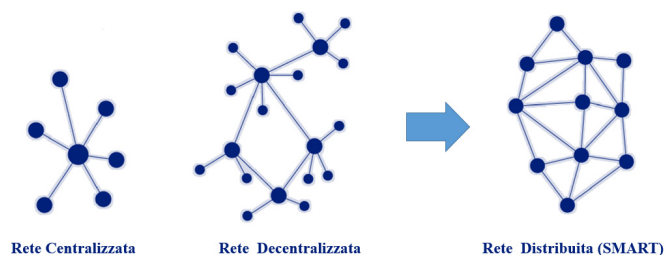


Figura 61 - Evoluzione delle reti verso le Smart Grids

Gli elementi più innovativi di una *Smart Grid* rispetto alla rete tradizionale sono un sistema di acquisizione dati da tutti i dispositivi di misura necessari e un'infrastruttura bidirezionale di comunicazione. In questo modo

la rilevazione di dati distribuiti lungo la rete e la circolazione di queste informazioni consentono di svolgere funzioni che vanno al di là di quelle tradizionali della regolazione e controllo [57].

La rete elettrica diventa quindi intelligente, capace di mettere in comunicazione produttori e consumatori, integrando nella rete pubblica di distribuzione le funzionalità di una rete di informazioni supportata dall'*ICT* e *IoT*. Si prelevano informazioni, in tempo reale da strumenti di monitoraggio (*Smart meters*) presso i suoi nodi, consentendo di tenere traccia di tutto il flusso elettrico del sistema istante per istante nell'ottica di un dispacciamento ottimale riducendo sempre più l'intervento degli impianti convenzionali.

La rete elettrica deve far interagire produttori e consumatori, in grado di determinare in anticipo le richieste di energia e convogliare il flusso elettrico là dove serve. Nella pratica, ciò permette di evitare interruzioni e di ridurre/aumentare il carico/produzione dove necessario.



Figura 62 - Rappresentazione del concetto di Smart Grid

Le comunità energetiche infatti rappresentano uno dei principali elementi costitutivi delle Smart Grid, sia nelle applicazioni tipiche connesse alla rete pubblica (*on-grid*), sia nei casi di assenza della rete elettrica di distribuzione (*off-grid*). Per questo motivo scendendo di livello si devono tenere in considerazione anche i concetti di *microgrid* e *nanogrid* a livello utente, brevemente esposti di seguito.

Microgrids

Riducendo progressivamente le dimensioni, le microgrids sono sistemi elettrici prevalentemente di media-bassa tensione che contengono generazione, carichi, SdA ed una rete elettrica che collega tra di loro questi nodi. Queste reti possono essere gestite localmente e possono funzionare in “isola elettrica” o collegate alla macro rete (Smart-Grid). In questo caso la Smart-Grid vede la micro-grid come un insieme limitato di nodi di carico (che possono essere anche attivi) e l'infrastruttura elettrica interna alla rete può essere vista come rete di distribuzione locale. Si può immaginare la *Smart Grid* come una rete formata da tante altre reti più piccole (*microgrids*), coordinate, che mettono in comunicazione produttori e consumatori. Queste “micro reti” la cui unità elementare corrisponde alla singola abitazione di un utente sono collegate tra loro in modo da potersi scambiare informazioni. Questo approccio rappresenta il modo migliore per riuscire a gestire i picchi di richiesta con la massima efficienza evitando interruzioni e riducendo il carico dove richiesto.

Ogni raggruppamento di nodi (utenti finali) che implementano tecnologie abilitanti è una microgrid; molteplici microgrids possono essere interconnesse tra loro e opportunamente controllate da un soggetto gestore. La gestione ottimizzata di molteplici microreti interconnesse tra loro restituisce una Smart Grid.

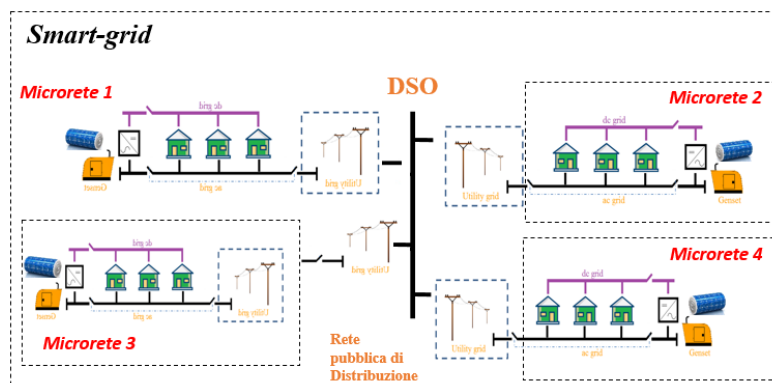


Figura 63 - Contributo delle tecnologie abilitanti alle reti di trasmissione e distribuzione

Nanogrids

Una nanogrid rappresenta l'unità elementare di una Smart-Grid e corrisponde alla rete rappresentata dall'edificio del singolo utente (nodo intelligente) che a secondo del concetto di micro-grid e Smart Grid può essere interconnessa con altri utenti formando una rete più grande. Le nanogrid sono reti che richiedono carichi critici e prioritari e consentono di gestire localmente i flussi di potenza prodotti e assorbiti dai carichi secondo un determinato approccio di ottimizzazione.

Per quanto riguarda questo aspetto, le attività condotte presso il gruppo di ricerca, come riportato in [58]-[59], hanno portato a sviluppare una tecnologia ibrida denominata “*nano Grid for Home Applications*” (*nGfHA*) capace di gestire i flussi di potenza a livello utente e di interagire con altre nanogrid ai fini dello scambio energetico (fisico o virtuale), in ottica comunità energetica.

Una *nGfHA*, è una microgrid di piccola potenza (non superiore a 5kW), destinata prevalentemente all'alimentazione di abitazioni civili basata su un bus in corrente continua (dc bus) al quale si possono collegare diverse tipologie di generatori alimentati da fonti rinnovabili o convenzionali, SdA e almeno un inverter per l'alimentazione di carichi privilegiati che necessitano di continuità assoluta. Una *nGfHA* è progettata e gestita per operare sia in modalità *grid-connected* che in modalità *islanded*.

La *nGfHA* è governata da un *Energy Management System* (EMS) al fine di conseguire un'ottimizzazione locale, come ad esempio, la minimizzazione dell'energia importata dalla rete di distribuzione a cui è connessa o la massimizzazione dell'autoconsumo di energia modulando i carichi elettrici-accumulo tramite programmi di DR eseguiti sulla base di un algoritmo di ottimizzazione che migliora l'efficienza energetica e riduce i costi, proprio come il ‘*Prosumer Problem*’ implementato nel lavoro svolto in [60]. La singola nanorete costituisce quindi un elemento fondamentale per l'implementazione di microreti intelligenti come possono essere le comunità energetiche e per operare in ambiente Smart Grid.

In modalità **grid-connected**, la *nGfHA* è connessa alla rete pubblica di distribuzione in corrente alternata, attraverso una apposita interfaccia (*PEI, Power Electronic Interface*) basata su un inverter controllato in corrente ed in grado di funzionare in maniera bidirezionale. I carichi elettrici potenzialmente alimentabili della *nGfHA* possono essere di tre categorie (*non-essenziali, essenziali e critici*).

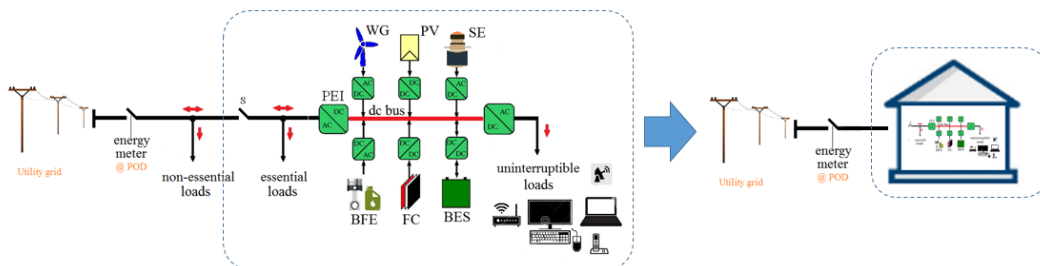


Figura 64 - Rappresentazione schema generale di *nGfHA*

- 1) I carichi elettrici *non-essenziali*, non svolgono mansioni di rilievo pertanto il loro funzionamento può essere bruscamente interrotto senza che ciò determini alcun danno o costo;
- 2) I carichi elettrici *essenziali*, svolgono mansioni di rilievo; sebbene ciò, il loro funzionamento può essere bruscamente interrotto ma deve essere ripristinato dopo poco tempo (es. qualche minuto) affinché detta interruzione non implichi importanti danni o costi;
- 3) Carichi elettrici *critici*, la cui continuità di alimentazione deve essere garantita per via dei costi e dei danni elevati in caso di cessazione del loro funzionamento.

Il convertitore PEI è un ‘voltage source inverter’ di tipo bidirezionale e controllato in corrente; il punto di lavoro di detto convertitore determina la partecipazione della rete di distribuzione all'alimentazione dei carichi elettrici della nanogrid. Una *nGfHA* può funzionare in modalità *islanded* in caso di guasto-rete previa apertura dell'interruttore ‘S’ in *Figura 64*. In tale circostanza, i carichi elettrici non-essenziali appartengono ad una parte

di nGfHA non abilitata al funzionamento islated pertanto essi saranno disalimentati. Al contrario, i carichi elettrici essenziali possono essere nuovamente alimentati modificando il controllo del convertitore PEI da controllo in corrente a controllo in tensione, o accettando una brevissima discontinuità dell'alimentazione (come si verifica nel caso di commutazione rete gruppo, quando si utilizzano gruppi elettrogeni) oppure senza discontinuità di alimentazione (*seamless*) grazie alla possibilità di implementare particolari tecniche di controllo del PEI.

Una nGfHA può anche essere espressamente destinata per funzionare in modalità **islanded**, modalità espressamente prevista per alimentare abitazioni isolate da una rete di distribuzione come nel caso tipico delle singole abitazioni dei villaggi rurali o nei paesi in via di sviluppo. Tramite SdA o generatori ausiliari può modulare i carichi o essere disconnessa dalla rete lavorando in isola ed eventualmente interconnessa con altre in modo da formare una micro-rete isolata come mostrato nel lavoro svolto in [61].

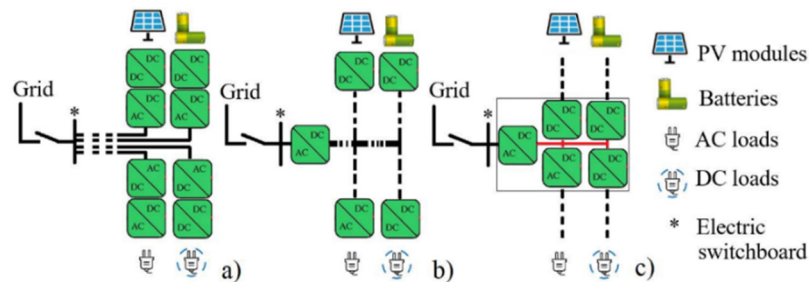


Figura 65 - Nanogrids: a) tipo AC, b) tipo DC, c) tipologia proposta

La nanogrid proposta nonostante possa essere classificata come tecnologia afferente agli inverter ibridi è ben diversa dalle tipiche *off-grid applications* (hybrid-inverters); la differenza è evidente quando si discute sulla possibilità di interconnettere queste tecnologie tra loro. I più diffusi inverter ibridi non sono progettati per connettersi tra loro; alcuni di essi consentono l'interconnessione ma a fronte di un eccessivo sforzo economico e gestionale. Al contrario, una nGfHA consente facilmente l'interconnessione ad altre nanoreti sia per mezzo di una rete privata esercita in corrente continua che per mezzo di una rete esercita in corrente alternata. Quest'ultima può essere eventualmente collegata ad un classico generatore (*genset*) oppure alla rete pubblica di distribuzione dell'energia elettrica.

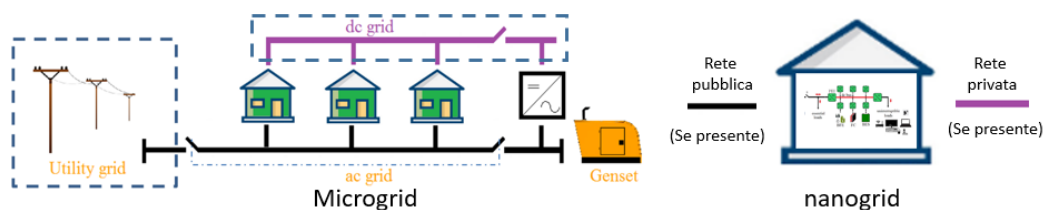


Figura 66 - Interconnessione di nGfHA con rete elettrica ed eventuali generatori ausiliari

La forte propensione della nGfHA all'interconnessione consente di poter affermare che tale nanorete può essere il *building block* di una microrete in forma di comunità energetica, sia essa una *AC-microgrid* che una *DC-microgrid*. La facilità di interconnessione della nanogrid proposta è anche una forte leva per sostenere ed applicare modelli intelligenti di gestione dell'energia sia di tipo centralizzato che distribuito come in questo caso.

Ogni raggruppamento di utenti che implementano tale tecnologia è una *microgrid*; molteplici microgrids possono essere interconnesse tra loro e opportunamente controllate da un soggetto Aggregatore. La gestione ottimizzata di molteplici microgrids interconnesse tra loro restituisce una *Smart Grid*.

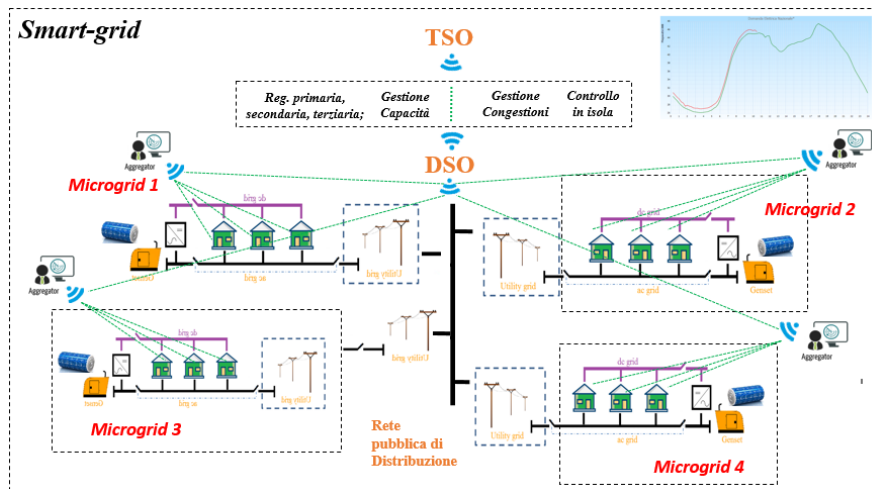


Figura 67 - Contributo dei sistemi ibridi alle reti di trasmissione e distribuzione

A questo punto è possibile intuire come modulando per mezzo di operazioni di DR il funzionamento dei carichi *non-essenziali* (interrompibili), di quelli essenziali e/o sfruttando i sistemi di accumulo sia possibile in ottica Smart Grid rispondere alle eventuali richieste degli operatori di rete (TSO e DSO) per garantire i requisiti essenziali del sistema elettrico e supportare i livelli di servizio richiesti (tensione/frequenza) e/o garantire dispacciamento ottimale del sistema [51]-[62].

2.5.4. Tecnologie abilitanti per controllo e gestione degli utenti attivi

Caratteristica essenziale delle reti intelligenti è la comunicazione bidirezionale tra le utility elettriche e gli utenti prosumers, sfruttando sia i sistemi di misurazione sia ulteriori infrastrutture di comunicazione (pubbliche o private). L'invio di informazioni precise e tempestive sui rispettivi consumi dei prosumers permette di prendere decisioni consapevoli, anche sulla base di incentivazioni economiche, al fine di partecipare attivamente a garantire la stabilità al sistema.

Vi sono alcuni fattori abilitanti che permettono l'integrazione delle risorse energetiche rinnovabili diffuse, ma legate anche allo sviluppo di nuovi ed opportuni modelli di business. Per la realizzazione delle comunità energetiche pertanto, risulta necessario un approccio basato sulle Smart Grids in concomitanza dell'adozione di un set di tecnologie che possono essere classificate, in base alle relative funzionalità:

(i) Sistemi di produzione locale: Riguardano le tecnologie per la produzione e utilizzo dell'energia all'interno delle comunità e sono quelle che consentono di produrre localmente l'energia di cui necessitano le utenze all'interno delle comunità energetica (tipicamente fotovoltaico), di accumularla e di utilizzarla in maniera efficiente.

(ii) Sistemi di controllo dei flussi energetici: Rientrano in questo aspetto le tecnologie hardware abilitanti come la nanogrid proposta in precedenza che rappresenta l'interfaccia verso la rete elettrica e che consente di modulare i flussi energetici, monitorare e controllare da remoto gli asset di produzione/accumulo/consumo di energia degli utenti coordinandoli con i sistemi di gestione all'interno delle comunità.

(iii) Sistemi di Smart Metering: I misuratori intelligenti che costituiscono un collegamento importante tra gli utenti e la rete elettrica nell'ottica di una sua gestione ottimale. Oggi gli utenti prosumers, hanno l'opportunità di sapere in tempo reale quanto consumano/producono che è fondamentale per chi gestisce la rete elettrica, è possibile aggiungere funzionalità per gli utenti e sapere quanto pagano per il loro consumo di elettricità in tempo reale o quanto ricevono per quello che immettono in rete. Questa consapevolezza implica che gli utenti hanno l'opportunità di decidere cosa fare dell'energia prodotta semplicemente modificando il loro comportamento di [63].

(iv) **Agenti software e piattaforme di gestione:** Sono necessari degli agenti software intelligenti che interagendo con i sistemi di misura real-time ed il mercato, scambiano energia seguendo una strategia di ottimizzazione imposta (es. quello che massimizza i profitti o quella che massimizza l'autoconsumo). Queste operazioni vengono eseguite generalmente tramite piattaforme in cui si prescrive il comportamento dell'agente intelligente e si specificano le regole generali quando la vendita di energia alla rete o l'acquisto di energia è più vantaggioso se la strategia è di tipo commerciale. In questo modo è possibile attivare la flessibilità dal lato della domanda racchiuso nel concetto Demand Side Response (DSR) [50]. L'insieme elevato di risorse, richiede piattaforme per la gestione, monitoraggio e controllo degli utenti, acquisire i dati, previsioni di produzione e di consumo e i segnali di prezzo;

Per contribuire alla flessibilità delle risorse distribuite in ottica Smart Grid al fine di garantire elevati livelli di sicurezza e affidabilità della rete che si traduce in un sistema coordinato e bilanciato servono alcuni elementi che interagiscono:

- una rete attiva;
- sistemi di monitoraggio e misurazione puntuale;
- sistemi di controllo della generazione/carico;
- sistemi di storage (non necessariamente in forma elettrochimica);
- sistemi di comunicazione con gli operatori di rete e di mercato.

2.6 Il ruolo degli Aggregatori

Le comunità energetiche quindi rappresentano un modello innovativo di approvvigionamento, distribuzione e consumo con l'obiettivo di agevolare la produzione e lo scambio di energia elettrica generata principalmente da fonti rinnovabili, nonché l'efficientamento e la riduzione dei consumi favorite da un approccio basato sulle Smart-grids.

L'aggregazione di utenti e la condivisione di energia è l'elemento su cui si costituiscono le comunità energetiche possono significativamente accelerare l'integrazione delle FER di piccola scala nel sistema, supportando una domanda elettrica flessibile e diminuire la dipendenza dalla generazione tradizionale. L'aggregazione della domanda attiva ha un ruolo sempre più importante da svolgere per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici massimizzando i benefici derivanti da questo approccio di tipo collettivo.

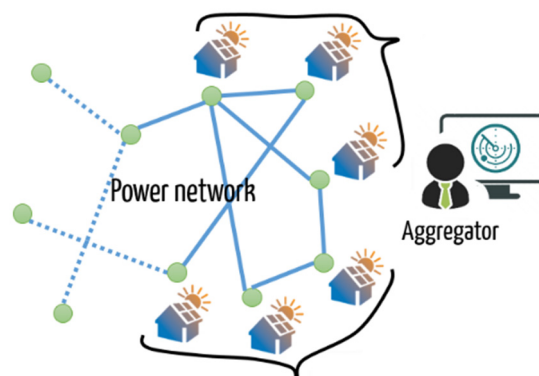


Figura 68 - Logica di un Aggregatore di utenze finali su una rete di Distribuzione

Tale fabbisogno energetico può essere soddisfatto da una microrete che, come visto in precedenza, è una porzione della rete di distribuzione e comprende unità per la generazione distribuita locale, eventuali sistemi di accumulo dell'energia e carichi, rappresentati dagli utenti finali. Le tre caratteristiche essenziali che accostano le comunità energetiche e le microreti sono:

- la loro progettazione secondo un approccio integrato dal punto di vista energetico;
- possibilità di offrire un *servizio elettrico* con diversi livelli di qualità agli utenti;
- presentazione alla rete come una singola unità controllabile per mezzo di tecnologie abilitanti.

Il principale problema osservato, è quello di rendere le unità controllabili. Questo approccio può essere favorito se le utenze sono gestite da unico soggetto gestore che funge da Aggregatore con l'obiettivo di garantire un intervento più tempestivo possibile per cercare di ottimizzare sia i flussi energetici che i benefici complessivi. È emerso nel corso della ricerca come lo sviluppo di microreti governate da un soggetto centrale ha ricadute positive per i partecipanti all'aggregazione, per citarne alcune:

- Effetto statistico dell'aggregazione

Relativamente a gli sbilanciamenti energetici, aggregare risorse sia di generazione che di consumo, consente di ottenere a livello aggregato, uno sbilanciamento minore rispetto ad una gestione effettuata direttamente sulla singola unità, a tutto vantaggio del sistema elettrico. L'aggregazione di utenti finali di tipo prosumer in ambiti territoriali omogenei e definiti, tenendo conto della capacità di trasporto della rete, fornisce anche un'importante contributo alla programmabilità delle fonti rinnovabili intermittenti. Infatti, gestire un portafoglio di impianti di produzione a fonte rinnovabile diversificato sia per localizzazione, che per tecnologia consente di compensare gli sbilanciamenti delle singole unità, ottenendo un portafoglio di produzione rinnovabile aggregato che è più prevedibile e spacciabile.

L'aggregazione consente l'integrazione delle fonti rinnovabili connesse sulla rete di distribuzione, data la loro limitata dimensione. L'aggregatore agirebbe come UdD (UdDi e UdDp) con un unico impianto equivalente dato dalla somma dei singoli impianti nel caso della generazione, ed un unico carico dato dalla somma dei singoli carichi nel caso del prelievo, negoziando pertanto capacità ed energia a livello di portafoglio e inviando al gestore di rete i programmi cumulativi a livello di unità aggregata.

- Partecipazione al mercato

Le ridotte dimensioni rappresentano una delle barriere all'ingresso per i piccoli utenti (dimensioni utente, tariffe di accesso, volumi di energia scambiati) che ne impediscono la partecipazione ai mercati energetici. In forma aggregata invece è possibile una partecipazione diretta ai mercati dell'energia. Il soggetto Aggregatore può essere la soluzione ideale per la gestione di una comunità, sia per quanto riguarda le relazioni interne tra produttori e consumatori della microrete, sia per quanto riguarda la posizione dell'insieme di utenti in relazione al mercato esterno.

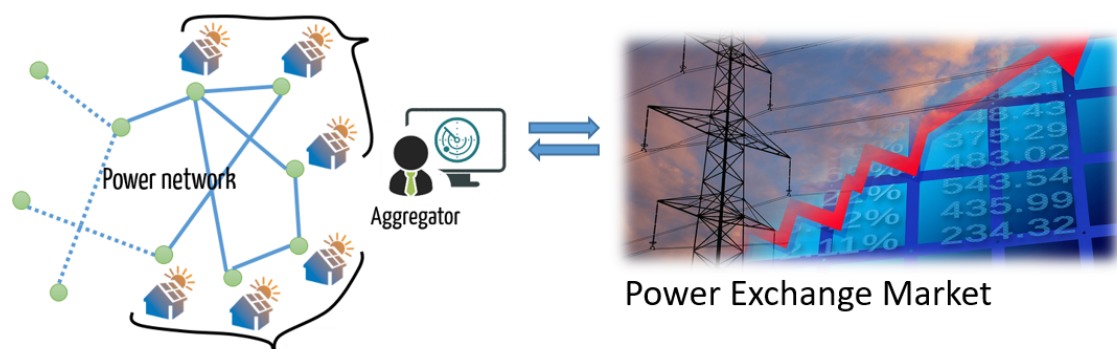


Figura 69 - Aggregatore e funzione di collegamento tra utenti e mercato elettrico

La vera grande limitazione per questi i sistemi di aggregazione fino ad oggi, anche se la situazione è in evoluzione, sta nel fatto che tali figure possono operare solo sui mercati dell'energia (MGP o 'Day Ahead' nei contesti internazionali) e non sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

L'auspicio è che ci sia il giusto avanzamento normativo in favore dei servizi erogabili delle comunità energetiche come quello iniziato con la recente apertura al MSD per unità di produzione alimentate da FER e sistemi di accumulo. In particolare al momento della ricerca, le *Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)* rappresentano la forma di aggregazione virtuale di riferimento nel contesto nazionale Italiano, affrontato con

la delibera 300/2017³⁰ dell’Autorità [64]. I ruoli e i servizi sono in evoluzione ed è necessario non limitare la possibile adozione di soluzioni innovative e generatrici di valore per i consumatori e per il sistema elettrico.

- Consapevolezza energetica, efficienza e sviluppo

L’approccio alle comunità energetiche porta ad una maggiore consapevolezza dei consumi energetici degli utenti pertanto ad un uso più razionale dell’energia, alla crescita sul territorio sia per attrazione di investimenti che ricadute economiche ed occupazionali sul contesto di riferimento.

Si possono riassumere i benefici principalmente in ambientali (meno inquinamento), sociali che sottintende la crescita lavorativa e lo sviluppo locale, beneficio economico inteso come diminuzione dei costi in bolletta per gli utenti appartenenti alla comunità.

Nel caso di comunità energetica gestita da un Aggregatore, il rapporto tra autoproduzione e consumo (autoconsumo collettivo) sicuramente è incrementato per ottenere un maggior vantaggio economico dalla gestione nella sua totalità. Il soggetto gestore, appunto l’Aggregatore, può bilanciare il rapporto tra uso di energia (carico) e produzione interna o, in alternativa, sfruttare il momento per ricaricare i sistemi di accumulo interni (centralizzati) o inviare segnali ai sistemi di accumulo decentralizzati al fine di ridurre gli scambi con la rete esterna quanto più possibile supportando il dispacciamento locale e andando incontro all’obiettivo di autosufficienza energetica in una determinata area di riferimento.

- Controllo e disconnessione dalla rete

Nel caso di una comunità energetica alimentata da FER, l’utilizzo di tecnologie abilitanti con le potenzialità apportate dai sistemi di accumulo può determinare il funzionamento della singola unità o della microrete sia in modalità connessa alla rete principale che in isola controllata.

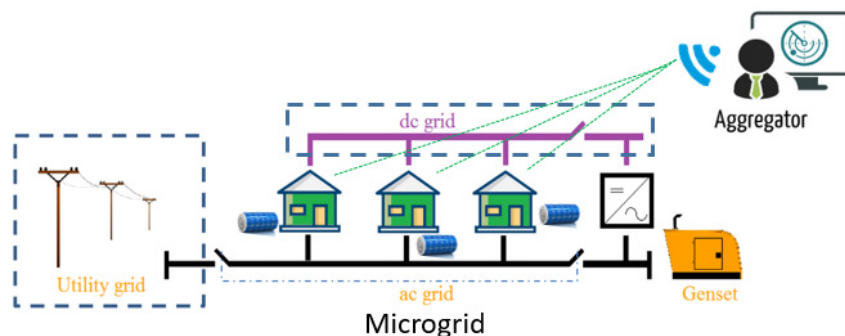


Figura 70 - Microrete e interconnessione con la rete principale

Ad esempio come riportato nel paragrafo 1.4.4 la nascita di problemi legati alle inversioni dei flussi vengono affrontate creando delle “isole indesiderate” tramite la disconnessione degli impianti dalla rete con la conseguenza che la generazione distribuita non è integrata e non fornisce alcun servizio al sistema.

In questo modo l’Aggregatore potrebbe affrontare la disconnessione dalla rete da parte di gruppi di unità o veicolando gli eccessi di produzione sui sistemi di accumulo e ottenere una remunerazione per il servizio.

³⁰ Con tale delibera l’Autorità ha inteso avviare un processo di progressiva apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a risorse attualmente non abilitate, attraverso la definizione di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma organica del dispacciamento.

2.7 I Servizi alla rete da parte degli Aggregatori

L'attuale assetto dei servizi a mercato prevede che il servizio di dispacciamento sia gestito da un unico soggetto, il TSO, che acquisisce istante per istante tutti i dati relativi allo stato del sistema e, in base alle esigenze, mette in atto le opportune azioni correttive. In Italia è Terna che si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema tramite il MSD.

Per adeguare la disciplina del dispacciamento al nuovo contesto strutturale e di mercato in rapido mutamento, risulta pertanto necessario impiegare risorse fornite sia dalla generazione intermittente connessa alle reti di trasmissione (AT e AAT), sia da quella connessa alle reti di distribuzione (MT e BT) come stabilito dalla recente *direttiva elettrica 2019/944* [62] che promuove l'evoluzione del ruolo dei gestori delle reti di distribuzione sempre più chiamati a un ruolo attivo in merito alla gestione delle risorse di flessibilità tramite le risorse connesse alla propria rete [51].

A tale scopo, gli utenti di una comunità energetica possono essere coinvolti nella gestione del servizio sulle reti di distribuzione, attraverso la figura dell'Aggregatore.

Agendo sulla comunità energetica, un Aggregatore ha la possibilità di controllare e operare in tempo reale sugli utenti prosumer abilitati (attraverso azioni di controllo diretto dei carichi – *Direct load control - DLC*), e sugli impianti FER (accoppiati alle unità di accumulo) conseguendo miglioramenti sia sull'efficienza che sulla sicurezza dell'intero esercizio sistema elettrico.

Viene proposta in [65] una nuova strategia di dispacciamento che consente l'integrazione della domanda di carico e dei sistemi di accumulo distribuiti.

In questa visione l'utenza finale diviene 'nodo intelligente', in grado di offrire servizi e disponibilità per incrementare la sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso dove gli utenti finali sono dei 'fornitori' di servizi per i clienti dell'Aggregatore, rappresentati prevalentemente dal DSO e TSO.

Si mostra di seguito una configurazione per l'interazione dei prosumer con il mercato tramite Aggregatore.

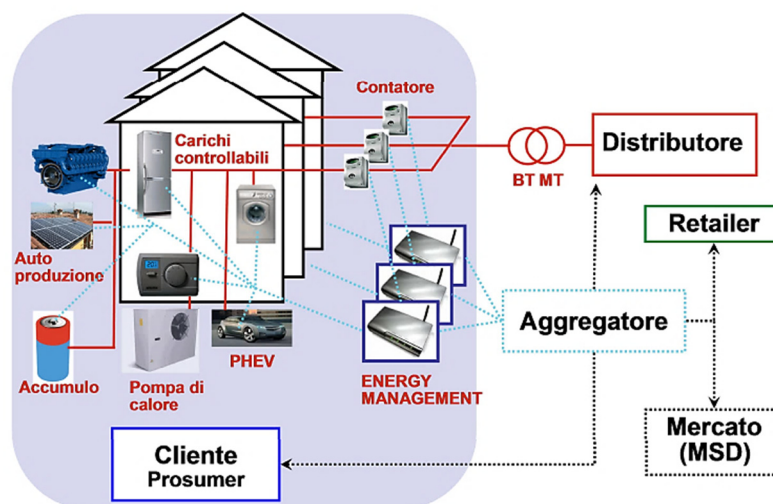


Figura 71 - Come opera l'Aggregatore per la fornitura di servizi alla rete

L'Aggregatore è visto come un intermediario in grado di raggruppare e coordinare le risorse energetiche distribuite (generazione, carichi, accumuli), offrendo servizi energetici. In altri termini, oltre a garantire bilanciamento tra i soggetti della comunità, l'Aggregatore è un soggetto che acquista "servizi di sistema" (riduzione del carico, variazione della potenza attiva) dalle risorse diffuse per venderle al TSO (per risolvere problemi di bilanciamento) o DSO (per supportare la tensione o risoluzione delle congestioni) garantendo che i servizi offerti risorse diffuse siano disponibili quando necessario.

Secondo quanto riportato in [66] alcuni servizi sono interni mentre altri sono servizi di sistema. I servizi interni sono connessi alla fornitura di energia e sono acquistati direttamente o per conto degli utenti consumatori di elettricità. I servizi di sistema possono essere classificati in riserve operative e servizi di rete come mostrato in *Figura 72* e su alcuni di questi l'Aggregatore ne promuove la fornitura ponendosi come facilitatore tra il sistema elettrico e l'utente prosumer.

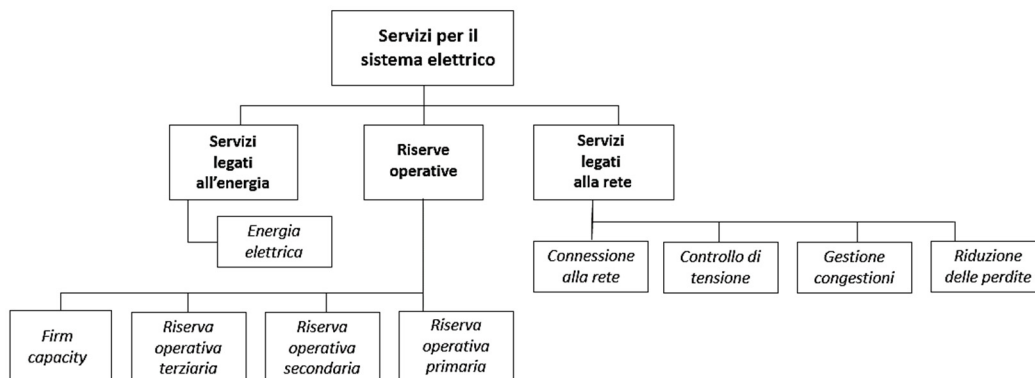


Figura 72 - Servizi elettrici che possono essere offerti

Attualmente il TSO si approvvigiona attraverso meccanismi di mercato le risorse per i servizi di sistema la cui descrizione dettagliata rimanda al Codice di Rete [67] e brevemente riepilogati:

- Risoluzione delle *Congestioni*;
- Regolazione della *Riserva Primaria* (frequenza/potenza);
- Regolazione *Riserva Secondaria* (frequenza/potenza) e *Terziaria*;
- *Bilanciamento*;
- Sistema di Difesa (*Telescatto*);
- Regolazione della *tensione* tramite assorbimento/erogazione di potenza reattiva (*Riserva Primaria* e *Riserva Secondaria*).

Tra i diversi servizi che l'Aggregatore potrebbe offrire alla rete [23], si possono prevedere il supporto alla risoluzione delle congestioni, al controllo della tensione, riduzione dello sbilanciamento, fornitura di energia su mercati organizzati (mercato all'ingrosso, mercato di servizi ancillari [68]), la riduzione dei picchi di carico (*load shaving*), telescatto e riserva di potenza [69].

Diversamente dalle ESCo, già diffuse in un contesto di rete "tradizionale" con la missione di aumentare l'efficienza del cliente finale, l'Aggregatore fornisce un canale di comunicazione tra gli utenti finali e gli altri attori del sistema elettrico. Questo non solo consente di aumentare l'efficienza energetica (come già fanno le ESCo), ma introduce la possibilità di controllare il comportamento degli utenti finali sottesi verso la rete elettrica che diventano così un nodo attivo.

Questo concetto fa sì che sulla stessa scia dell'autoconsumo in forma collettiva, le comunità energetiche possano affacciarsi anche ai mercati dei servizi di rete (*servizi ancillari*) trasformando le risorse distribuite in un supporto per la rete elettrica. In questo senso, il concetto di Aggregatore è del tutto nuovo e intrinsecamente correlato alla rete attiva.

Per perseguire questa strada c'è bisogno di prevedere un meccanismo premiante sull'autoconsumo in dato proprio dalla possibilità di fornire un servizio utile agli operatori di rete che stimoli l'utente finale a rispondere alle richieste e all'utilizzo dei SdA per la massimizzazione sia dell'autoconsumo del singolo ma anche in maniera collettiva. Questo aspetto, nonostante i recenti sviluppi, si trova in una fase prematura nei diversi mercati nazionali.

Capitolo 3 – Modelli gestionali e di Governance delle Comunità Energetiche

I sistemi di generazione rinnovabile abbinati allo stoccaggio elettrico per la condivisione collettiva dell'energia stanno diventando una delle influenze più dirompenti sull'impatto del settore elettrico ma i governi e il settore energetico in generale sono scarsamente preparati ad accogliere questo tipo di evoluzione [70]. Ad oggi, si hanno poche informazioni su come la condivisione tra utenti possa essere combinata con modelli di business e quali sono gli ostacoli principali da affrontare in questo settore.

Il lavoro svolto in [71] indaga, ad esempio, gli ostacoli che i progetti pilota stanno affrontando sul mercato energetico e come la condivisione di energia rinnovabile tra utenti possa essere combinata ad un modello di business³¹. La proposta di valore di tutti questi progetti è quella di aumentare l'autoconsumo locale, ovvero di aumentare l'utilizzo di energia elettrica nell'istante in cui viene prodotta dall'impianto di generazione.

Un ulteriore fattore comune tra i progetti è la principale fonte di finanziamento, la quale deriva dalle sovvenzioni - finanziamenti pubblici - di ricerca e sviluppo. Per alcune categorie di progetti, è l'Aggregatore che si fa carico della realizzazione e gestione dei sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile e dei sistemi di accumulo.

Lo studio propone, inoltre, una dettagliata valutazione degli ostacoli che i suddetti progetti hanno dovuto e devono affrontare. Innanzitutto, non emerge alcun ostacolo di tipo sociale, culturale e comportamentale ma alcuni impedimenti derivano da un quadro normativo per l'uso della rete pubblica che fa da deterrente per l'adozione di modelli condivisi e dai costi che incrinano la possibilità di ottenere un modello di business redditizio. I progetti che impiegano la rete pubblica simulano, anziché implementare completamente, nuovi modelli di business.

3.1 Analisi dei Modelli di Business per risorse distribuite

Per massimizzare la partecipazione degli utenti attivi si rendono disponibili nuove figure, partner energetici, che permettono a tutti gli utenti, anche semplici consumatori domestici, di 'aggregare' capacità di modulazione attraverso nuovi attori (vedi *paragrafo 2.6*) appunto *Aggregatori* di domanda e offerta e di renderla disponibile in maniera concorrenziale con i grandi attori del sistema.

Nel momento in cui si diminuisce la taglia dei soggetti che possono offrire flessibilità al sistema, nasce l'esigenza di aggregare risorse e quindi così come ciascun utente finale può scegliere il proprio fornitore di energia elettrica, così i soggetti che vorranno offrire la propria flessibilità potranno in generale scegliere il proprio Aggregatore.

Gli Aggregatori rappresentano un supporto per i clienti attivi nonché un'opportunità di business offrendo capacità di modulazione al sistema, promuovendo una gestione efficiente dell'energia a livello di prosumer realizzando sistemi locali dell'energia che iniziano a diventare importanti per l'autosufficienza energetica e la sostenibilità. Studi e ricerche su questo tipo di sistemi si sono incrementati significativamente negli ultimi anni e le numerose tecnologie, attori coinvolti e istituzioni, nonché i meccanismi di mercato ne complicano maggiormente l'implementazione. Tale complessità richiede nuovi modelli di gestione, strumenti e disposizioni normative per integrare localmente generazione e domanda.

Capire i business models emergenti nel settore elettrico è importante per assicurare la fattibilità economica e la sostenibilità nel tempo di tali iniziative improntate sulle aggregazioni di utenti e sulla generazione distribuita. I modelli di business dell'energia elettrica sono integrati nei quadri normativi e regolatori che caratterizzano il settore in ciascun paese. Le commissioni regolatorie a livello nazionale disciplinano i ricavi delle società di

³¹ In particolare, è stato condotto uno studio cross-case basato su interviste ad esperti ed analisi dei documenti, che ha coinvolto diversi progetti pilota distribuiti tra Germania ed Australia occidentale. I progetti scelti, che hanno in comune lo stoccaggio di energia da fonti rinnovabili per una comunità di utenti, sono i seguenti: The Alkimos Beach Trial, Am Umstädter Bruch, Eppas, Living Lab Walldorf, Smart Community Speyer, Strombank, White Gum Valley, Quartierspeicher Weinsberg.

distribuzione e i prezzi al dettaglio, pertanto i ricavi e la fattibilità del business dell'energia nelle reti di distribuzione (alla quale sono connessi la maggior parte degli utenti finali) è esposto in parte ai quadri regolatori nazionali. Allo stesso modo, nei mercati all'ingrosso dell'elettricità, le regole di mercato sono stabilite dall'Autorità centrale pertanto i nuovi modelli basati su risorse distribuite devono essere conformi ai regolamenti di mercato stabiliti a livello nazionale.

Partendo dal livello Europeo che è quello più generale, le configurazioni sono molto numerose e complesse per via del numero di attori coinvolti e dei rispettivi ruoli. Vi è sempre la figura di un soggetto giuridico che aggrega le varie unità di carico e/o generazione puntando ad ottimizzare l'approvvigionamento (economicamente) e il consumo di energia (tecnicamente).

In altre parole, gli Aggregatori sono dei facilitatori tra le due parti dei mercati dell'elettricità, gli utenti finali ed il sistema elettrico. Da un lato, sviluppano servizi a valle per i clienti residenziali, industriali o commerciali che possiedono unità di generazione e stoccaggio o possono offrire una risposta alla domanda. D'altra parte, stanno iniziando ad offrire valore agli operatori del mercato a monte, come BRP (Balancing Responsible Party), DSO, TSO e fornitori di energia, per ottimizzare il loro portafoglio e per la gestione del bilanciamento e delle congestioni [72]. Ad esempio, come riportato in [73] i modelli di business in cui si prevede un soggetto che aggrega, mostrano delle configurazioni nella quale questo soggetto può derivare dalla combinazione di diversi ruoli come ad esempio, un fornitore di energia (Supplier), un UdD (responsabile degli sbilanciamenti) e un fornitore di servizi. In alternativa, l'Aggregatore può essere indipendente, quindi agire separatamente dal fornitore di energia e dal BRP che è responsabile del bilanciamento e dal fornitore di servizi (Balancing Service Provider).

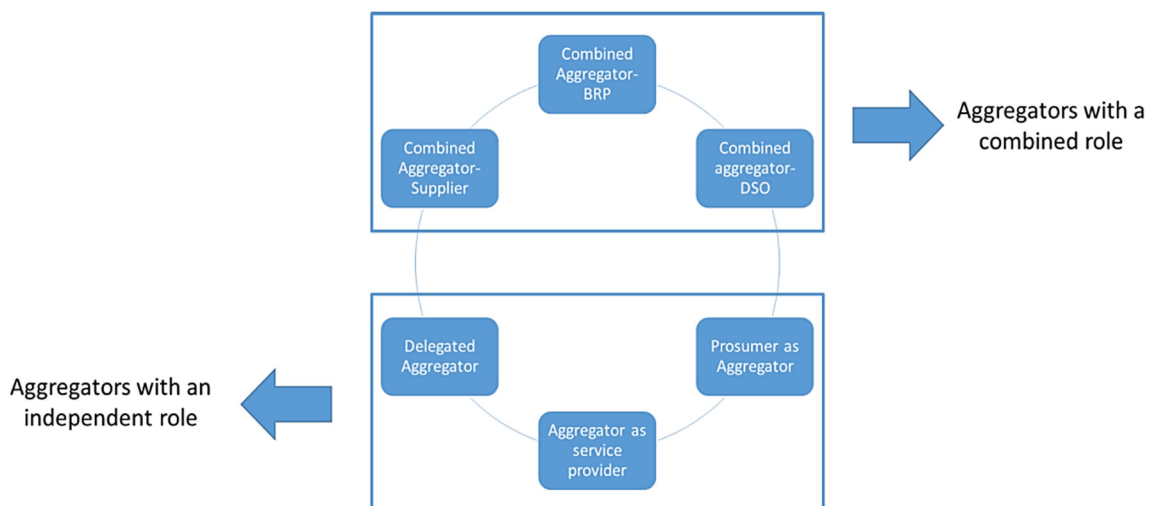


Figura 73 - Business Model basati su Aggregatori in Europa

Tra queste, la forma più adatta agli scopi delle comunità energetiche sembrerebbe quella degli Aggregatori con un ruolo combinato (*'combined'* o *'Integrato'*) perché in molti stati membri dell'unione europea non esiste un quadro chiaro per gli aggregatori indipendenti, e le relazioni tra Aggregatori, BRP e fornitori di servizi non sono sempre bene definite.

Diversamente possono crearsi problemi per quanto riguarda l'equilibrio e le compensazioni finanziarie per i fornitori di energia; allo stesso modo i problemi di trasferimento dei dati possono complicare l'impostazione del mercato. Inoltre, vi sono casi in cui Aggregatori hanno bisogno di un accordo bilaterale con un BRP per coprire i costi di approvvigionamento, il che ostacola l'ingresso nel mercato [74].

Di conseguenza, i *'combined aggregators'* sono più compatibili con la progettazione esistente del mercato elettrico perché evitano livelli di intermediazione, duplicazione di strutture e non richiedono importanti cambiamenti normativi. Inoltre, tra questi, il modello che vede un Aggregatore agire da Supplier e BRP comporta numerosi vantaggi e ridotta complessità dovuta all'assenza di movimentazioni finanziarie tra diversi ruoli di fornitore energia e Aggregatore.

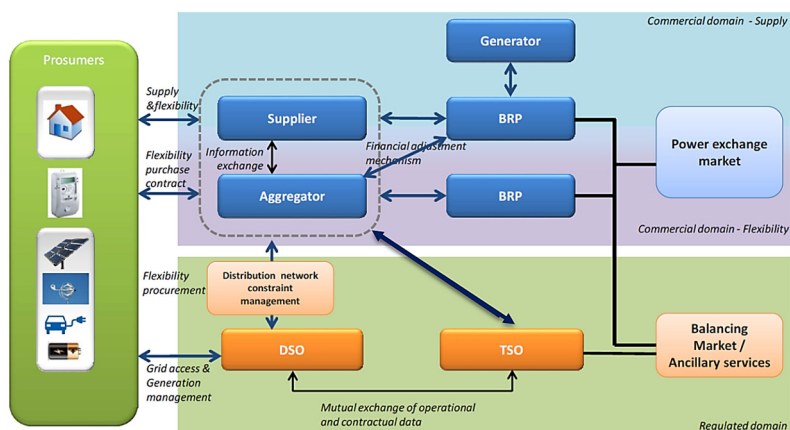


Figura 74 - Possibili relazioni tra i ruoli di mercato coinvolti (fonte: progetto BestRES 2016).

La maggioranza dei modelli citati nello studio ha flussi di entrata che dipendono dalla vendita di energia sui mercati all'ingrosso e al dettaglio derivante da fonte rinnovabile (es. *solare, eolica, biogas, storage*) oltre a ricavi derivanti da un miglior bilanciamento locale, ma si rivolgono a segmenti di clienti diversi divisi tra industriali e residenziali. I ricavi maggiori spesso sono costituiti dalla vendita di energia tramite contratti di lungo termine PPA e contratti EPC³² soprattutto per utenti di grandi dimensioni che richiedono investimenti più importanti. I costi principali sono rappresentati dalla realizzazione degli impianti, dalla tecnologia software per l'aggregazione, dai contratti e dai costi di gestione.

Un recente studio condotto in [75] effettuato su base empirica ha confermato l'esistenza di una moltitudine di modelli di business utilizzati nell'ambito delle risorse energetiche distribuite al fine di impiegarle in modo ottimizzato, garantendo elevati livelli di risposta della domanda, nonché integrazione di servizi connessi alla gestione dell'energia. Lo studio in esame rappresenta sicuramente un punto di riferimento per gli sviluppi della ricerca. L'analisi, effettuata su 144 diverse società il cui core business è basato su risorse energetiche distribuite, mostra dei business model associati al *Demand Response (DR)* e *Sistemi di gestione dell'energia (EMS)*, *sistemi di Storage elettrico*, *Solare Fotovoltaico*.

Molte società del campione fanno un notevole affidamento alle tecnologie ICT per consentire la comunicazione e il controllo delle risorse, in linea con la necessità emerse di avere tecnologie abilitanti per il controllo della generazione e del carico (vedi *paragrafo 2.5.4*). Dallo studio quasi la metà del campione delle aziende in questo campo ha avuto espansione nel periodo 2006-2010, periodo nella quale si è estesa la liberalizzazione del mercato dell'energia sia a livello nazionale che internazionale, individuando il mercato del Nord America ed Europeo come principali aree di sviluppo.

L'overview sui modelli di business in questione mostra come la maggioranza, sia incentrata su servizi energetici tramite *Solare Fotovoltaico* su un segmento di clienti di tipo residenziale e industriale, mentre i servizi di *Demand Response & Energy Management System* oltre che per clienti di tipo residenziale e industriale anche nei confronti degli operatori di sistema.

Con riferimento a questo studio, la struttura dei flussi di ricavo dipende dal segmento di clienti target. In particolare, per i servizi di DR offerti la fonte di ricavo è rappresentata dalla sottoscrizione di fee o commissioni sull'energia (o entrambe) quando si risponde ad una richiesta. Tali commissioni sono in genere strutturate come accordi di risparmio o come commissioni sui guadagni di mercato. Nel caso dei servizi basati su solare fotovoltaico dipendono molto anche dalla vendita o prestito ('lending') degli assets (impianto di generazione, SdA e/o tecnologie abilitanti) che rappresenta un modello molto interessante per gestire risorse energetiche distribuite basate su fonti rinnovabili, in linea con le aggregazioni di utenti prosumers.

³² Contratto EPC. Engineering, Procurement and Construction "(EPC) è una particolare forma di accordo contrattuale utilizzata in alcuni settori in cui il contraente EPC è reso responsabile di tutte le attività dalla progettazione, approvvigionamento, costruzione, messa in servizio e consegna del progetto all'utente finale o proprietario.

3.1.1. Solar Business Models

Molto rilevante nel panorama dei modelli è risultato quello definito “*solar plus storage*”, basato su solare fotovoltaico anche in modalità combinata con sistema di accumulo. Il modello di solare fotovoltaico con accumulo si rivolge a un gruppo diversificato di segmenti di clienti e utilizzano molti modelli di ricavo diversi.

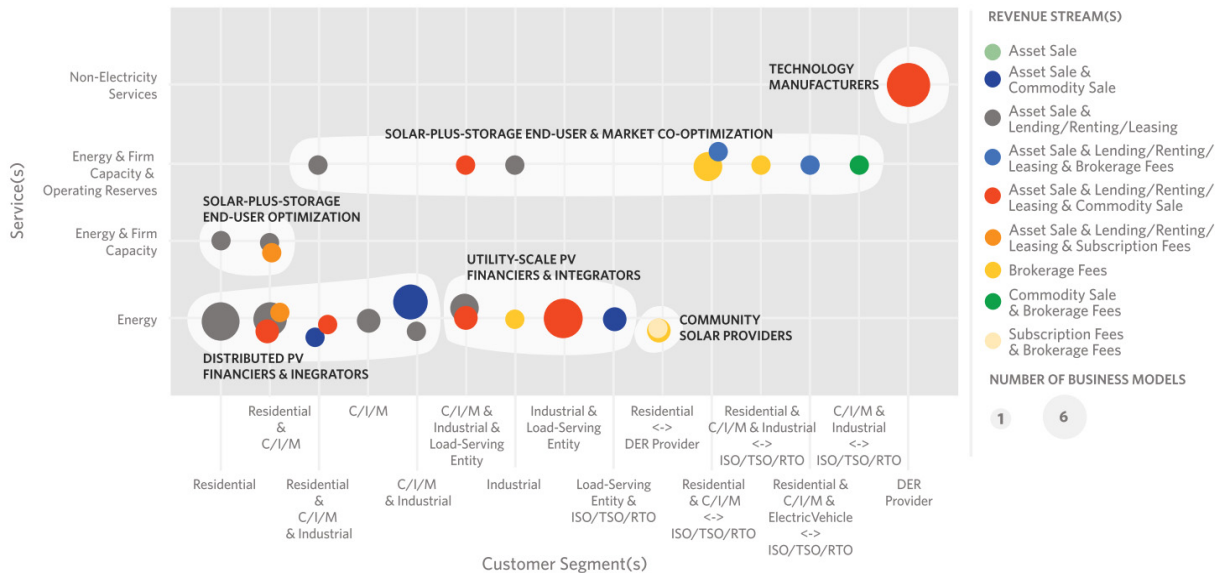


Figura 75 - Tassonomia di modelli basati Solare e Solare plus storage

Alcuni di questi modelli si concentrano sulla connessione delle risorse distribuite basate su fotovoltaico e storage con i mercati dell'elettricità ed il sistema, mentre altri si concentrano principalmente sulla massimizzazione del rendimento ai proprietari degli impianti senza pensare all'integrazione con i mercati dell'elettricità. Viste le proiezioni future del mercato, si ritiene di maggiore interesse il modello con integrazione nel mercato elettrico.

3.1.1.1. Solar-plus-storage end user & system co-optimization business model

È un modello di business che porta sul mercato risorse fotovoltaiche "solide" abbinando alla generazione solare fotovoltaica, l'accumulo elettrico riuscendo a sopperire al problema dell'intermittenza. I flussi di ricavi sono strutturati attorno alla vendita o il finanziamento degli assets e al pagamento di commissioni sul brokeraggio energetico. In alcuni casi ci sono dei singoli soggetti (tipicamente aziende) che detengono il progetto ottenendo ritorni dalla vendita di energia come fornitori (ad esempio nel caso degli accordi di lungo periodo, *Power Purchase Agreements*). Le aggregazioni di fotovoltaico e storage sono spesso definite "centrali virtuali" o "Virtual Power Plants, VPP" quando vengono considerate come un'unica entità che offre servizi al sistema.

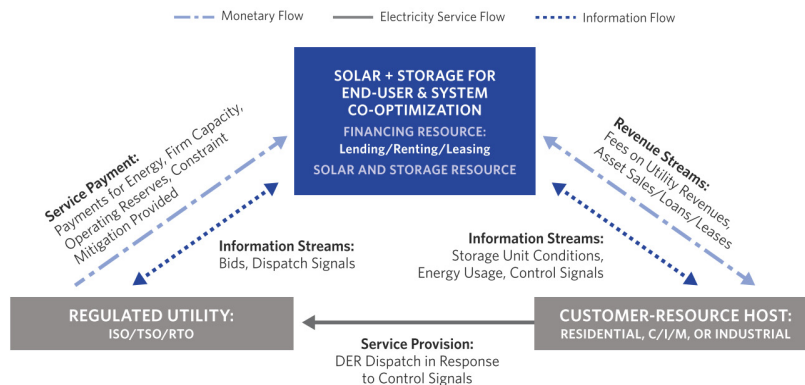


Figura 76 - Modello solar plus storage per utenti finali e ottimizzazione del sistema

Come riportato in [66]-[75] si mostra in *Figura 76* la struttura generica con le relazioni per un modello di questo tipo. Le linee tratteggiate vengono utilizzate tra le operazioni di finanziamento e le operazioni di gestione/implementazione delle risorse di energia più accumulo per indicare che questa operazione potrebbe essere svolta internamente o da partner esterni come appunto un Aggregatore di utenti finali. Molti studi accademici si sono concentrati sui potenziali vantaggi di questo tipo di sistema rappresentato da rinnovabili in abbinamento allo storage distribuito per la fornitura dei servizi di rete.

3.1.1.2. Community solar providers

Altro modello interessante ma che non prevede la fornitura di servizi agli operatori di sistema è il modello Solar community per realizzare comunità energetiche basate sullo scambio di energia prodotta da rinnovabili. Molte utenze residenziali e commerciali, non sono adeguate per installazioni di un impianto di generazione distribuita per diversi motivi, ad esempio a causa dell'ombreggiamento nel caso di fotovoltaici, della proprietà degli spazi o di altri fattori. Il modello "*Community solar*" emerge oltre che per consentire agli utenti situati in aree inadatte di approvvigionarsi di energia verde (solare ma applicabile anche all'eolico) per trarre vantaggio dai benefici derivanti dalle economie di scala.

Il modello può prevedere anche l'installazione di grandi impianti situati lontano dal sito dell'utente consumatore approvvigionati tramite un soggetto che svolge la funzione di facilitatore (Aggregatore-Fornitore-BRP). I clienti possono acquistare i diritti su una parte della produzione dell'impianto oppure acquistare una partecipazione azionaria o condividere i ricavi della quota parte dell'impianto.

Il fornitore di energia della Comunità, vende tipicamente la produzione dell'impianto con un contratto a lungo termine (PPA, nel *paragrafo 3.4.5*) e distribuisce i ricavi associati agli azionisti del progetto. In *Figura 77* si riporta una struttura generale di questo tipo di modello di business applicabile ad una comunità energetica:

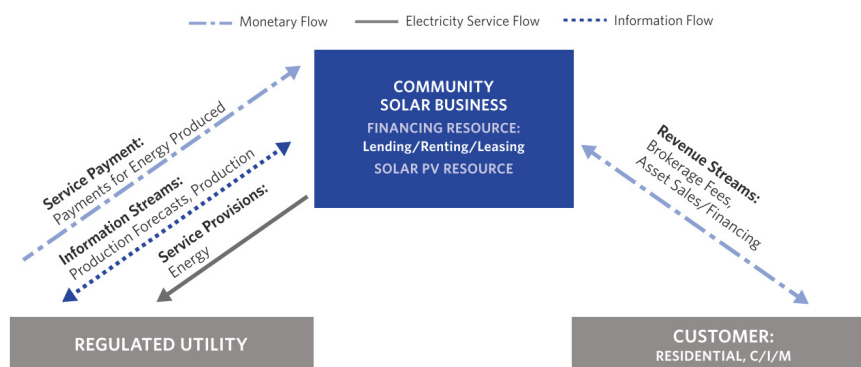


Figura 77 - Struttura del generico B.M. Community basato su solare

Collegato a questa tipologia risulta interessante il modello "*crowd funding*" come ad esempio quello della start-up *Mosaic*³³ che consente agli individui (proprietari di edifici o di attività commerciali) di offrire fondi (in genere sotto forma di debito) per finanziare la costruzione di impianti rinnovabili da cui approvvigionarsi. Dopo aver spostato il proprio modello nel 2014, è ora focalizzata sul finanziamento di progetti solari residenziali facendo leva su capitale di soggetti terzi partner.

3.1.2. Sharing Business Model

Con la liberazione del mercato elettrico e l'idea di consentire il commercio di elettricità tra consumatori ci si è avvicinati al concetto di *sharing economy*. Con lo scopo di attrarre più utenti, molte aziende leader hanno lanciato modelli di business innovativi così da aumentare la redditività, generando maggiori ricavi e

³³ Dopo aver spostato il proprio modello nel 2014, è ora focalizzata sul finanziamento di progetti solari residenziali facendo leva su capitale di soggetti terzi partner.

condividendo i costi di investimento. Dalla sintesi dei progetti relativi alla sharing economy, si è osservato che alcuni progetti si rivolgono a un tipo specifico di utenti, come *DEX* in Australia e *Piclo* nel Regno Unito, in cui sono inclusi solo utenti commerciali. Mentre altri si concentrano su diversi tipi di utenti, come *Sonnen Community* in Germania e *Power Ledger* in Australia, in cui sono inclusi sia utenti residenziali che commerciali.

In [76] si presenta un'analisi economica sui sistemi di accumulo a batterie abbinati a sistemi fotovoltaici distribuiti sulla base di modelli di business con condivisione dell'energia dal quale emergono importanti considerazioni sull'economicità complessiva dei sistemi di accumulo condivisi. Viene proposta l'esistenza di due tipologie di utenti, che danno origine a quattro tipi di scenari diversi:

- S1:** Assenza di storage e di generazione fotovoltaica condivisa;
- S2:** Storage ma assenza di generazione fotovoltaica condivisa;
- S3:** Storage e generazione fotovoltaica condivisa tra lo stesso tipo di utenti;
- S4:** Storage e generazione fotovoltaica condivisa tra diversi tipi di utenti.

S3 e S4 rappresentano dei modelli di business con condivisione energetica ed in particolare S3 viene preso in considerazione con riferimento agli utenti di piccola scala.

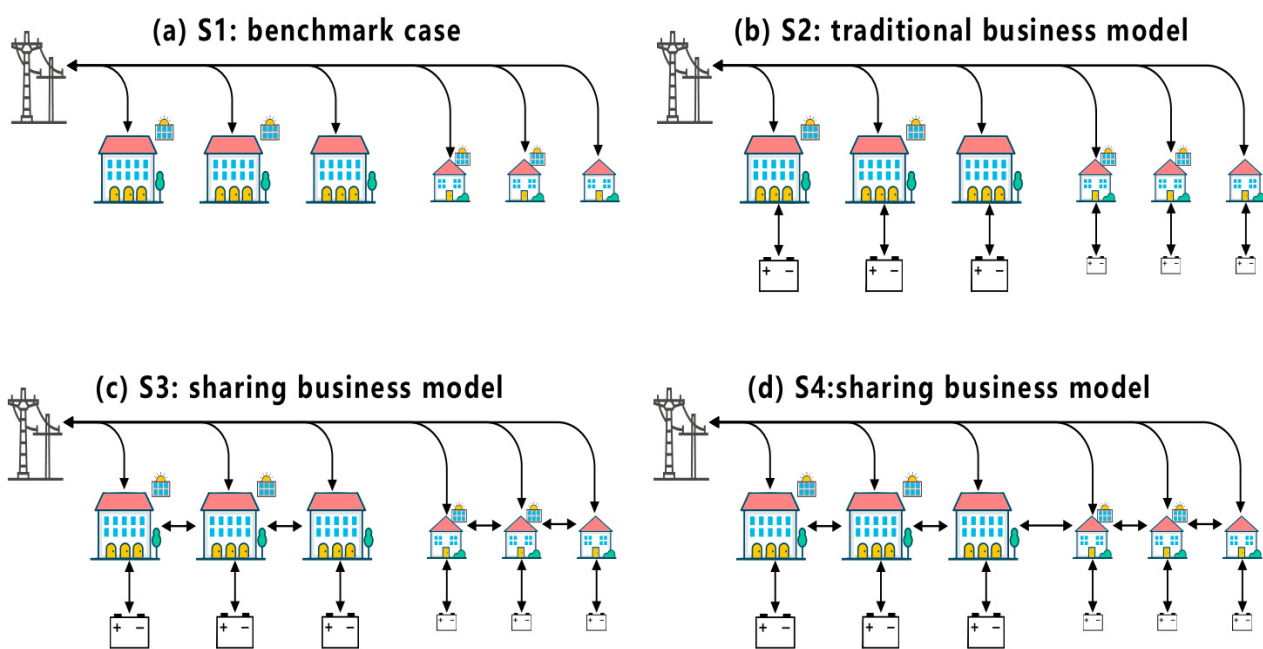


Figura 78 - Illustrazione schematica dei diversi possibili scenari

A seguito di un'analisi economica eseguita su un modello teorico, la ricerca evidenzia degli importanti risultati. I modelli di business S3 e S4 che prevedono la generazione fotovoltaica condivisa tra diversi tipi di utenti possono ridurre le spese di energia elettrica di tutta la comunità. Inoltre, le stesse configurazioni ed in particolare S4, possono ovviamente migliorare il rapporto di autoconsumo del fotovoltaico, indicando un modo possibile per attenuare gli oneri finanziari governativi legati agli schemi 'feed-in tariff'.

In [77] vengono individuati i possibili scenari energetici futuri, a partire da tre approcci: *bottom-up*, *top-down* ed *ibrido*. I sistemi energetici bottom-up sono guidati dalla comunità, mentre quelli top-down sono guidati dalle imprese del settore energetico e dalle autorità locali. Il sistema ibrido prevede partnership tra le autorità locali, le imprese e le comunità.

Nella tabella seguente, vengono illustrate le caratteristiche e le differenze tra i singoli approcci.

Tabella 4 - caratteristiche approcci nello sviluppo di modelli di business energetici.

Bottom-up:				
<i>Sistema</i>	<i>A chi conviene?</i>	<i>Chi si sviluppa?</i>	<i>Decentralizzato</i>	<i>Democratico</i>
Produzione di energia gestita dalla comunità, incluso eventuale stoccaggio.	Comunità	Comunità	Si	Si
Acquisto all'ingrosso di energia o isolamento.	Comunità e fornitori	Comunità e fornitori	No	Si
Trading energetico 'peer to peer' (P2P).	Piccoli acquirenti e venditori	Piccoli acquirenti e venditori	Si	Si, come prosumer
Top-down:				
<i>Sistema</i>	<i>A chi conviene?</i>	<i>Chi si sviluppa?</i>	<i>Decentralizzato</i>	<i>Democratico</i>
Azienda di servizi energetici o autorità locali.	Autorità locale e società in generale attraverso entrate per sostenere i servizi locali.	Autorità sociale	Si	No
Nuovo sviluppo abitativo	Autorità locale e promotore immobiliare	Autorità locale e promotore immobiliare	Si	No
Ristrutturazione o ricostruzione degli alloggi.	Autorità locale, promotore immobiliare e residenti	Autorità locale e promotore immobiliare	Si	In parte, se i cittadini sono coinvolti nel processo decisionale.
La società di energia guida lo schema energetico della comunità.	Società energetica, a volte la comunità locale	Società energetica	Si	No
Ibrido:				
<i>Sistema</i>	<i>A chi conviene?</i>	<i>Chi si sviluppa?</i>	<i>Decentralizzato</i>	<i>Democratico</i>
Vendita di servizi energetici	Consumatori e fornitori di energia	Fornitori di energia ed Aggregatori	Si	In parte, se i consumatori sono attivamente coinvolti.
Proprietà comunitaria degli impianti.	Azienda e comunità energetica.	Aggregatori, Società energetica (ESco)	Si	In parte, dipende dal coinvolgimento della comunità nel processo decisionale.
Progetto energetico con un intermediario (Aggregatore, autorità locale, terzo settore) e la comunità.	Intermediario e comunità	Intermediario in collaborazione con la comunità.	Si	In parte, dipende dal coinvolgimento della comunità nel processo decisionale.
Progetto energetico identificato dagli intermediari, sviluppato e gestito dalla comunità.	Intermediario e comunità.	Comunità locale con il supporto di altre parti interessate.	Si	In parte, dipende dal coinvolgimento della comunità nel processo decisionale

Come è possibile vedere nella tabella, nei progetti che partono dalla comunità il consumatore diventa prosumer (un produttore e un consumatore allo stesso tempo) e possono includere la produzione e lo stoccaggio distribuito dell'energia. Un progetto energetico con queste caratteristiche richiede alti livelli di competenza e notevoli finanziamenti, che molto spesso sono di difficile riscontro in questo sistema.

Un vantaggio dei sistemi **bottom-up** risiede nelle motivazioni che spingono alla creazione della comunità: non solo esclusivamente di tipo economico (risparmi), ma legate anche al desiderio dei partecipanti di "diventare" parte di un gruppo (driver sociale), di contribuire alla green economy (driver ambientale) e/o di diventare indipendenti dal regime centralizzato.

I sistemi **top-down** sono gestiti da grandi organizzazioni, imprese energetiche o autorità locali. In questo contesto, in genere, le decisioni vengono prese dall'alto, ma può essere comunque mantenuta una certa "equità" (in termini di parziale influenza dei membri sulle decisioni aziendali) all'interno delle comunità. Date le

maggiori competenze e possibilità economiche, il sistema top-down può potenzialmente generare maggiori entrate, raggiungere più alti obiettivi di "energia green" e di sviluppo/sostenibilità locale. D'altro canto in tale sistema può venire a mancare il carattere comunitario, basato sul coinvolgimento, che potrebbe non generare supporto e coesione.

I sistemi energetici **ibridi** uniscono il coinvolgimento e l'interesse della comunità, alle risorse e competenze delle imprese e del governo locale. Questi sistemi potrebbero essere una strada importante da intraprendere per lo sviluppo di comunità energetiche locali. L'approccio ibrido rispecchierebbe le diverse possibili forme delle comunità energetiche, da quella che si concentra su attività isolate fino ad un collegamento in rete più ampio.

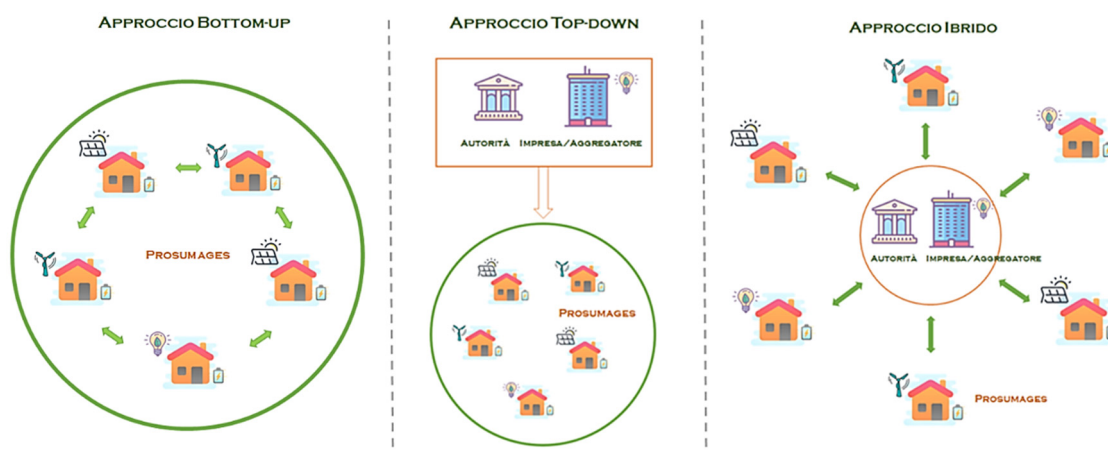


Figura 79 - Approcci nello sviluppo di modelli di business energetici

Le imprese leader del settore energetico devono comprendere in che modo incorporare le comunità energetiche alla realtà esistente considerando nuovi modelli di business. Finora, infatti, le aziende hanno avuto un'interazione limitata con i consumatori invece di considerarli come parte fondamentale del processo di decarbonizzazione.

Queste intuizioni sono utili anche ai nuovi arrivati sul mercato, gli Aggregatori, che possono svolgere un ruolo importante nell'ambito di un approccio ibrido, attraverso lo sviluppo di un mercato per la produzione di energia decentralizzata su piccola scala e di servizi energetici.

Dall'analisi è emerso come i numerosi modelli si concentrano su caratteristiche che dipendono dal business, dalla tipologia di clienti, dalle dimensioni degli impianti. È necessario pertanto un modello che sia 'general purpose' indipendentemente dalla tipologia di utenti e dal servizio offerto e dalla dimensione degli impianti in gioco.

Tutti i modelli affrontati hanno in comune la finalità di integrare risorse distribuite in un sistema che è stato progettato con una logica centralizzata. A livello locale, per aumentare le risorse energetiche distribuite è necessario riorganizzare i sistemi centralizzati. Il concetto ICES di seguito, è presentato come moderno sviluppo per riorganizzare i sistemi energetici ed integrare risorse energetiche distribuite tramite le comunità locali dell'energia.

3.2 Modello di riferimento (ICES)

I modelli analizzati sono ancora troppo specifici e dipendono molto dal contesto normativo di ciascun paese nonostante in ambito Europeo si sta cercando di allineare le politiche nazionali a quelle comunitarie. La sfida principale dei futuri sistemi energetici però, è rappresentata dall'integrazione di livelli crescenti di risorse energetiche distribuite. Il funzionamento integrato delle fonti energetiche distribuite in un contesto locale può portare a un sistema energetico interconnesso e flessibile, robusto con notevoli vantaggi in termini di sicurezza.

Dallo studio riportato in [78] esistono diverse opzioni di sistemi energetici integrati che sono progettati per rispondere a questa sfida. Nello specifico ognuna delle diverse opzioni, differisce negli obiettivi da raggiungere.

Tabella 5 - Overview delle opzioni di integrazione del sistema energetico.

Modello per integrazione DER	Obiettivo
✓ Community micro-grids	Ottimizzare la produzione di elettricità ed il carico elettrico al fine di raggiungere autosufficienza energetica (autarchia) e resilienza nella Comunità.
✓ Virtual power plants (VPPs)	Aggregare e gestire risorse energetiche Distribuite (DERs) per quanto riguarda operatività e dispacciamento.
✓ Energy hubs	Ottimizzazione dell'elettricità, gas, calore e raffreddamento all'interno di un distretto energetico.
✓ Prosumer Community Groups	Scambio di energia tra prosumers che hanno obiettivi simili.
✓ Community energy systems	Investire e gestire il sistema energetico locale.
✓ Integrated community energy systems (ICES)	<i>Approccio multiplo per la fornitura delle comunità locali tramite la propria energia prodotta fra risorse distribuite, carichi flessibili e storage condiviso.</i>

Nonostante la similitudine di alcuni modelli, tutti con la finalità di integrare risorse distribuite in un sistema centralizzato, il modello 'Integrated Community Energy Systems' (ICES) combina le caratteristiche più importanti appartenenti a tutti i modelli indicati e li applica a un sistema energetico a livello di comunità.

Il modello ICES si presenta come approccio per il cambio di paradigma verificatosi nel settore energetico e mira a spostare i sistemi rigidi e centralizzati verso sistemi energetici più flessibili e decentralizzati attraverso un'efficace integrazione tecnologica e di mercato delle risorse, fornendo una piattaforma necessaria per il coinvolgimento della comunità.

In [79] il modello ICES è definito come approccio per soddisfare il fabbisogno energetico di comunità locali tramite tecnologie basate sulle rinnovabili in abbinamento a soluzioni innovative di accumulo energetico e misure di DR per la gestione della domanda.

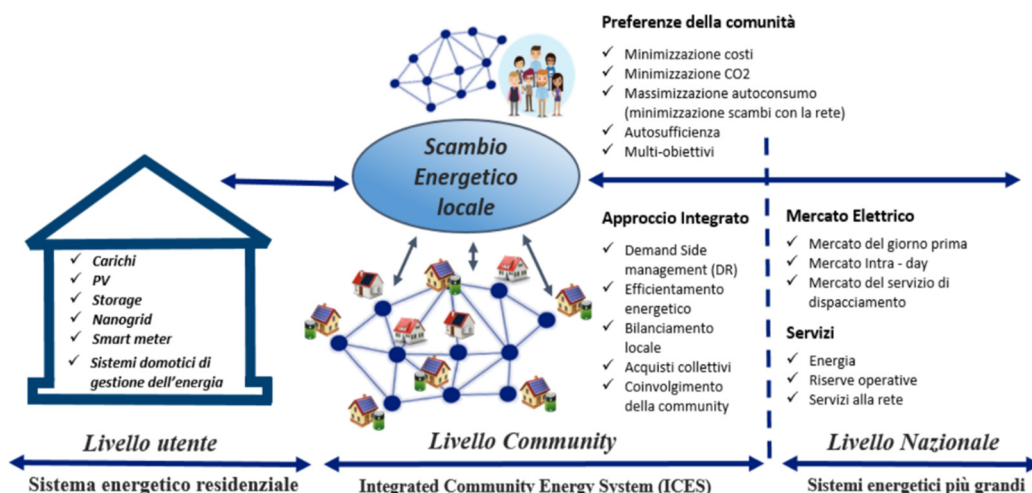


Figura 80 - Funzioni di un ICES

L'applicazione di un ICES comporta la valutazione delle infrastrutture energetiche esistenti e delle risorse disponibili in una comunità. Questo aiuta a trovare soluzioni innovative per i metodi di generazione locale, spostamento dei carichi, bilanciamento locale, acquisti collettivi (economie di scala) e risparmio energetico. In questo senso, il modello ICES si concentra sul ruolo complementare dell'energia ed è in grado di abbracciare l'innovazione tecnologica e sociale nell'integrazione del sistema energetico, come mostrato in Figura 80.

La comunità energetica locale è una componente fondamentale del modello, che può essere intesa da un blocco di utenti in un'area fino ad un intero distretto. L'obiettivo della comunità differisce molto tra i paesi sviluppati e paesi in via di sviluppo, nonché tra le aree urbane e rurali per la presenza o meno della rete elettrica principale dove il modello, se vengono adottate tecnologie abilitanti come le nanogrids (vedi *paragrafo 2.5.3*), si può applicare ugualmente ma con risvolti diversi.

3.2.1. Scambio energetico locale

Lo scambio di energia locale è una caratteristica principale su cui si basa il modello ICES. Lato utente, lo scambio di energia all'interno della comunità avviene tracciando le movimentazioni di energia con il soggetto Aggregatore responsabile dei flussi energetici locali che provvede a riallocare virtualmente gli eccessi di energia a ciascun utente della comunità, mantenendo allo stesso tempo i rapporti con gli operatori di rete.

La connessione con la rete elettrica principale ha un senso strategico per interagire con il mercato energetico nazionale. Ad esempio, l'energia in eccesso può essere venduta a prezzi del mercato all'ingrosso mentre l'ulteriore fabbisogno di energia per coprire la domanda residua può essere acquistata con prezzi al dettaglio. All'interno della comunità invece, gli utenti possono scambiare energia attraverso i prezzi di acquisto/vendita del mercato o determinare localmente dei prezzi con un proprio meccanismo e/o tramite accordi bilaterali che rendono i prezzi più vantaggiosi rispetto agli acquisti di energia dal mercato esterno.

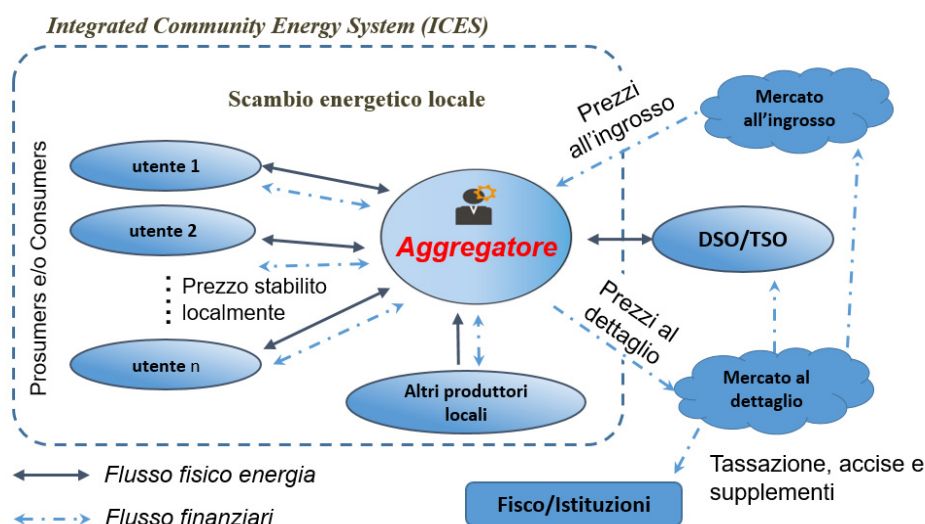


Figura 81 - Scambi energetici e finanziari nel modello ICES

Il tutto prevede all'interno del modello l'inserimento della figura di Aggregatore. Visto il collegamento con gli operatori di sistema (TSO, DSO e mercato esterno) la funzione è anche quella di Energy Management Operator (EMO) per il servizio di Energy Management (EMS) tra utenti finali e operatori di sistema.

Infatti, se inizialmente tali figure erano pensate per gestire solo l'energia non dispacciata al fine di evitare instabilità nel sistema nel suo complesso, successivamente sono diventate delle figure capaci di gestire anche i nuovi tipi di carichi smart utilizzando il paradigma della DR per sfruttare il potenziale in termini di flessibilità degli utenti finali e ricompensare questi ultimi con appositi schemi di 'rewarding'.

Lo scambio energetico locale con la rete deve garantire efficienza, equa ripartizione dei costi, giusti prezzi per la partecipazione e prevenire comportamenti opportunistici, inoltre prevedere meccanismi per ripagare gli investimenti e condividerne i benefici tra gli utenti partecipanti. Tale approccio integrato avvicina la produzione di energia all'utente finale consumatore, riducendo così tutta la complessità della filiera energetica, i costi e le inefficienze associate a un sistema centralizzato. La finalità è principalmente di trovare uno schema per aumentare l'autoconsumo e abbinare domanda e offerta a livello locale aumentandone il *grado di matching* attraverso una figura di coordinamento centrale rappresentata dall'Aggregatore.

3.3 Proposta di Modello di Business e valore generato

L'architettura del modello dipende dalle tecnologie disponibili e dai corrispondenti quadri normativi e di mercato, nonché dagli standard tecnici adottati per le reti. In questo caso la necessità maggiore è la figura centrale di Aggregatore che ha il ruolo di soggetto gestore/facilitatore (detto anche *Community Energy Provider, CEP*). Nell'ambito del modello di business proposto la condivisione di energia elettrica avviene a livello di utente finale domestico residenziale tra abitazioni unifamiliari sfruttando la rete pubblica (Figura 82), ognuno dei quali costituisce un nodo che può condividere energia tra gli utenti stessi della comunità energetica.

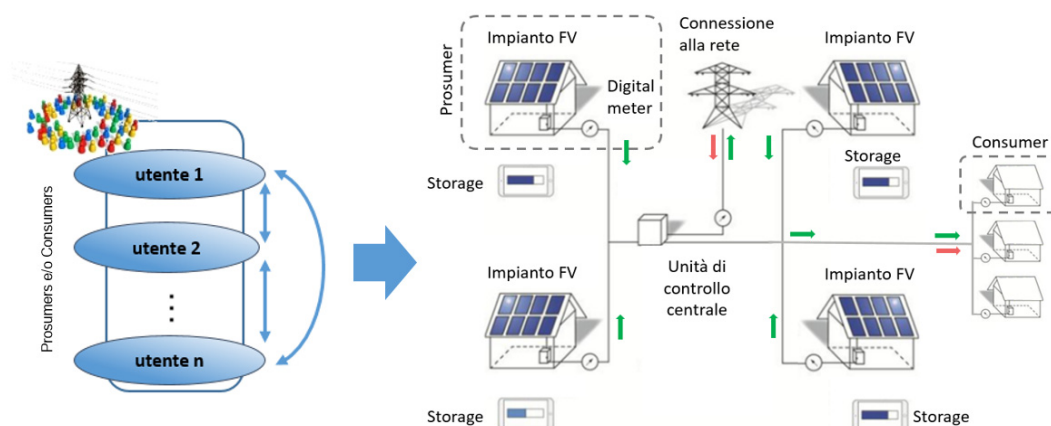


Figura 82 - Condivisione di energia elettrica tra utenti e utilizzo della rete pubblica.

L'uso della rete pubblica nel modello comporta particolari voci di costo (garanzie verso operatori di rete, oneri di dispacciamento in immissione e prelievo, oneri di sistema, sbilanciamenti, corrispettivi di capacità di trasporto, oneri per la gestione di una piattaforma di comunità) che devono essere tenute in considerazione quando si va a costruire i prospetti di conto economico (costi e ricavi) della comunità energetica.

Tabella 6 - Elementi principali del modello di business proposto

Condivisione di energia elettrica tra utenti residenziali con sfruttamento della rete pubblica di distribuzione	
Proposta di valore	Incremento dell'autoconsumo di comunità (autoconsumo collettivo).
Segmento di clienti	Utenti Prosumers/Prosumages nelle vicinanze (rilevanza del contesto geografico/prossimità) con presenza o meno di Consumers (a seconda della configurazione adottata).
Canale di comunicazione per i clienti	Elettricità fornita attraverso la rete pubblica, informazioni sull'energia tramite smart metering (virtuale), piattaforme di gestione e monitoraggio, tecnologie abilitanti.
Relazione tra i clienti	Sul posto e virtualmente tramite le piattaforme di gestione e monitoraggio.
Risorse chiave	Impianto di produzione FER, sistema di accumulo a batterie, smart meters, tecnologie abilitanti.
Attività chiave	SdA per lo stoccaggio di energia rinnovabile prodotta dagli utenti.
Partner chiave	DSO per l'uso della rete pubblica, Aggregatore e TSO.
Linee di ricavo	Fornitura energia in autoconsumo e/o da rete, margini su energia scambiata in comunità, affitto/vendita della tecnologia, altri servizi di rete.
Struttura dei costi	CAPEX e OPEX per installazione assets, costi di gestione (Energy Management), costi di gestione piattaforme software, oneri per l'utilizzo della rete, tasse e imposte.

Si sono individuati per il modello di business proposto, tutti gli attori coinvolti che sebbene possano avere interessi diversi, operano in maniera interdipendente e coordinata.

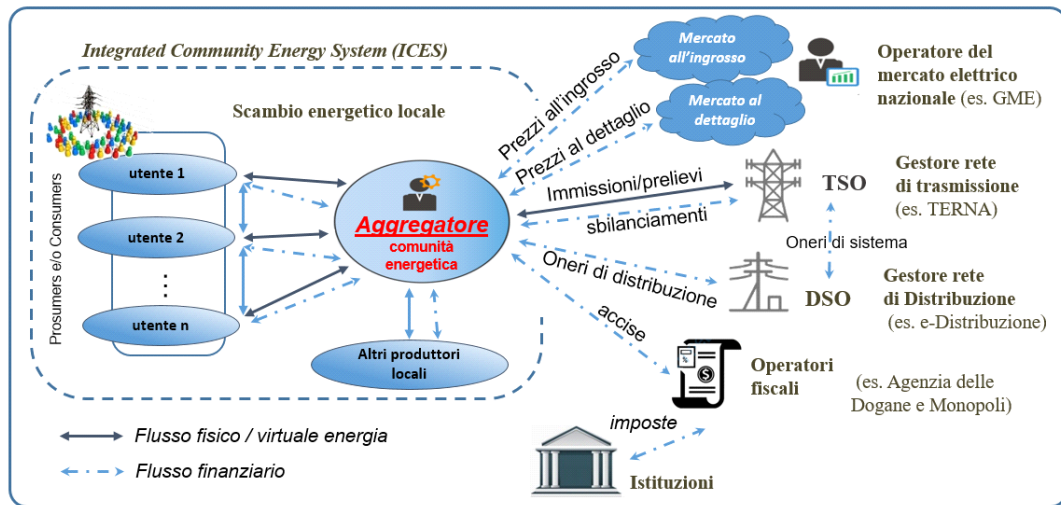


Figura 83 - Schema generale del modello di business

È stato effettuato uno studio su quali sono i principali attori coinvolti che operano nel modello individuato e quali sono i loro interessi nel raggiungere un sistema energeticamente integrato.

Per capire il valore creato dal modello proposto si è utilizzato il framework 'Canvas' che rappresenta il funzionamento del business che in altro modo risulterebbe piuttosto complesso e scarsamente intuitivo. Attraverso l'analisi di nove blocchi standard previsti dal framework, si sono individuate le voci che concorrono alla sostenibilità complessiva del modello, riepilogate brevemente di seguito



Figura 84 - Framework Canvas applicato al modello proposto con Aggregatore

L'individuazione dei soggetti coinvolti ha portato ad una suddivisione in due macro categorie, la prima identificata come *parti in concorrenza* che operano mettendo al primo posto un fine individuale e orientato al beneficio del singolo soggetto, ed una seconda categoria come *parti regolamentate* che operano con finalità orientate al sistema elettrico. Gli attori appartenenti a ciascuna delle rispettive macro categorie sono:

- *parti in concorrenza*: rappresentate dagli utenti attivi e/o passivi della comunità energetica; soggetti produttori proprietari di impianti di generazione da FER; fornitori di servizi (Energy Service Companies - ESCOs); fornitori di tecnologie; l'Aggregatore; Responsabile del bilanciamento (UdD).
- *parti regolamentate*: gestore della rete di trasmissione (TSO), gestore della rete di Distribuzione (DSO), gestore del Mercato elettrico (EMO), soggetti che definiscono la regolamentazione in materia di energia e autorità Governative (ad es. in Italia, ARERA e Agenzia delle Dogane e dei Monopoli).

Di questo insieme di attori per ognuno si sono delineati, quali sono le finalità dei singoli e quali sono le finalità a livello di sistema:

Tabella 7 - Interessi per attori coinvolti nel modello ICES

	Attori	finalità individuali	finalità di sistema
Parti in concorrenza	<i>Utenti della comunità energetica (Prosumers/Consumers)</i>	Utilizzo di energia pulita prodotta localmente, a basso costo; Riduzione dei costi legati all'energia; Fornitura da energia prodotta localmente; Autoconsumo	Vendere il surplus e acquistare i deficit di energia; Riduzione emissioni; Indipendenza energetica e riduzione della dipendenza da impianti convenzionali; Adeguatezza, Qualità, Sicurezza e Resilienza.
	<i>Produttori di energia (Producers)</i>	Investire in energia locale (massimizzando il profitto).	Favorire lo scambio di energia locale.
	<i>Fornitori di energia</i>	Fare profitto con la fornitura per compensare i deficit di energia; Ottimizzazione del portafoglio clienti.	Aumentare le rinnovabili nel proprio portafoglio impianti; Nuovi ruoli e nuovi modelli di business (nuove opportunità).
	<i>ESCOs</i>	Profitti derivanti dall'efficienza energetica, dall'operatività e dall'eventuale gestione dell'energia nella rete locale.	Migliorare le attività di efficienza energetica a livello locale e la gestione dell'energia locale.
	<i>Fornitori di tecnologie</i>	Vendere tecnologia in grado di trasformare i Consumers in Prosumers.	Diffusione di tecnologie per la generazione rinnovabile locale che incentivino il DSM con impatto sull'economia locale e sulle maestranze.
	<i>Aggregatore</i>	Promuovere e integrare FER distribuite; Incrementare l'autoconsumo collettivo; Offrire servizi di rete e massimizzare il valore della flessibilità nel mercato (capacità ed energia).	Rendere il sistema più efficiente favorire la diffusione di energia rinnovabile.
	<i>BRP (UdD)</i>	Ottimizzazione del portafoglio impianti di generazione, riduzione sbilanciamenti, bilanciamento locale e approvvigionamento dell'energia a basso costo.	Riduzione degli sbilanciamenti attraverso scheduling della produzione e del carico accurati per TSO e DSO (Programmi di immissione accurati).
Parti regolamentate	<i>TSO</i>	Mantenere il bilanciamento della generazione e del carico sulla rete di trasmissione a basso costo per gli utenti (ridurre gli oneri di sistema).	Mantenere il bilanciamento tra generazione e carico sulle reti.
	<i>DSO</i>	Distribuire energia sulla rete con Sicurezza, Affidabilità e Qualità del servizio a costi contenuti per gli utenti.	Evitare congestioni di rete; differire gli investimenti di rete; favorire gestione della rete tramite uso delle Smart Grid.
	<i>Gestore Mercato Elettrico</i>	Aumentare l'efficienza del sistema; far incontrare domanda ed offerta di energia; Equità nei prezzi di mercato.	Organizzazione e gestione del mercato energetico, assicurando adeguata disponibilità di energia e una costante vigilanza sui prezzi.
	<i>Autorità coinvolte nella regolazione dell'energia</i>	Assicurare per gli utenti finali la costante vigilanza sulle normative e adempimenti e sui prezzi.	Regolare il sistema elettrico ed il mercato dal punto di vista normativo.

Gli interessi per gli attori del sistema ovviamente possono variare nel corso del tempo in funzione dei contesti nazionali e degli sviluppi normativi, delle nuove tecnologie o dei nuovi meccanismi di mercato.

3.4 Aspetti legati all'implementazione

La definizione di una comunità energetica è influenzata da un numero molto elevato di attori e di variabili ed è per tale ragione che non esiste un'unica soluzione che ne determina la fattibilità ma deve esserci una valutazione complessiva che dipende da diverse condizioni che influenzano il modello come ad esempio la localizzazione geografica, la tipologia di utenti coinvolti, la disponibilità di fonti di generazione a disposizione, la presenza o meno di infrastrutture di rete e altri fattori.

Definiti questi aspetti è importante sottolineare che, vi deve essere utilità sia per il gestore della comunità energetica, sia per i singoli utenti aggregati che partecipano al modello di energia condivisa.

Sebbene si è sottolineato come la creazione di comunità energetiche ha numerosi benefici dal punto di vista socio-ambientale, l'aspetto economico è abbastanza rilevante nel guidare gli utenti alla partecipazione in questi nuovi schemi di fornitura. Il modello comunità energetica integrata promette soluzioni positive ma esistono diverse barriere che ne rendono difficoltosa l'implementazione. Queste barriere possono essere riassunte in quattro tipologie (tecnologiche, socio-economiche, ambientali ed istituzionali).

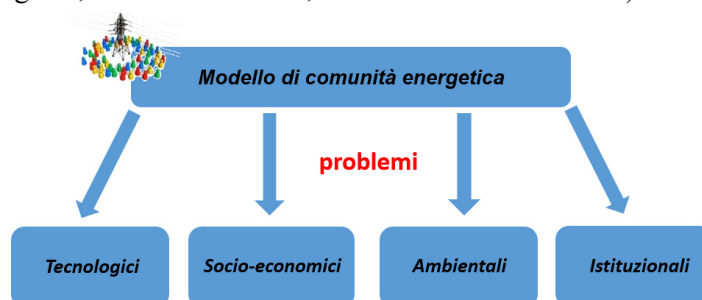


Figura 85 - Barriere legate allo sviluppo del modello ICES

Nonostante i numerosi benefici menzionati, l'integrazione dei sistemi energetici locali in comunità fino ad oggi hanno trovato difficoltà per motivazioni che possono essere ricondotte a quanto riassunto di seguito:

Tabella 8 - Dettaglio barriere legate all'implementazione del modello ICES

A - Tecnologiche	B - Socio-Economiche	C - Ambientali	D - Istituzionali
<ol style="list-style-type: none"> 1. Generazione intermittente da FER e fluttuazione del carico; 2. Bassa efficienza energetica; 3. Costi e durata degli Storage che ne compromettono i tempi di recupero; 4. Bilanciamento locale tra generazione e carico (grado di 'matching' locale); 5. Flessibilità della domanda all'interno della comunità e impatto sui sistemi energetici più grandi (regionali e nazionali); 6. Affidabilità della rete e del carico (diminuzione generale della domanda ma aumento dei picchi di potenza). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Consapevolezza degli utenti del loro ruolo nel mercato elettrico; 2. Alta propensione degli utenti a rimanere passivi (consumers); 3. Incentivi economici per investire in tecnologie; 4. Disponibilità a pagare in più per energia verde prodotta localmente; 5. Carenze di accesso all'energia; 6. Problemi costi benefici per lo stesso attore (tra chi fa l'investimento e chi ne ottiene i benefici); 7. Povertà energetica (nei paesi sviluppati è relativo agli utenti a basso reddito che non posso permettersi l'energia per coprire il proprio fabbisogno o aumentarlo); 8. Sicurezza della fornitura a livello locale; 9. <u>Elevati costi iniziali e finanziamento delle iniziative.</u> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Consapevolezza degli utenti delle problematiche legate al clima e obiettivi da raggiungere; 2. Stimolo alla sensibile riduzione delle emissioni per gli utenti; 3. Gestione dei rifiuti e delle riusabilità dei prodotti (riciclaggio SdA); 4. Problemi legati agli spazi pubblici o privati per l'installazione degli impianti di proprietà della comunità energetica (impianti fotovoltaici e/o eolici richiedono molto spazio, soprattutto se il contesto di riferimento è la città). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mancanza di fiducia e motivazione degli utenti; 2. Democrazia energetica (creazione di strutture decentralizzate); Trasformazione del sistema in decentralizzato che comporta i relativi problemi per i gestori delle reti; 3. Proprietà del modello; partecipazione locale sia privata che pubblica; 4. Mancanza di un'adeguata normativa per la <u>Governance della rete di distribuzione locale</u>, difficoltà di gestire l'auto-regolazione; 5. Mancanza di incentivi e schemi di supporto; 6. <u>Gestione del rapporto contrattuale con gli utenti della comunità energetica.</u>

Diversamente da quanto si possa immaginare, il rallentamento allo sviluppo di comunità energetiche locali, **non è tanto legato alle nuove tecnologie disponibili quanto a questioni legate alla fase di start-up della comunità energetica**, ad un'adeguata normativa in merito (essendo le comunità energetiche di recente proposizione) e ad opportuni rapporti contrattuali che regolano la relazione tra gestore della comunità e utenti finali.

In particolare le principali difficoltà individuate per lo sviluppo di comunità energetiche sono rappresentati da:

- *Ingenti costi iniziali* (B.9), legati alla trasformazione degli utenti e alla fase di start-up della comunità energetica locale;
- *Barriere normative* (D.4), che regolano nel dettaglio la gestione delle comunità energetiche;
- *Forme contrattuali* (D.6), adatte a gestire il rapporto tra gestore della comunità con gli utenti finali.

Il concetto di comunità energetica tuttavia è presentato come modello di sviluppo innovativo in grado di favorire una riorganizzazione locale dell'energia capace di integrare e promuovere localmente una varietà di risorse di generazione distribuite e attuare il coinvolgimento degli utenti attivi.

3.4.1. Dimensione dell'aggregazione e volumi scambiati

Per quanto riguarda la gestione di una comunità energetica rappresentano fattori determinanti per la fattibilità del modello le numerosità in termini di utenti e le dimensioni, i volumi di energia scambiata e altre condizioni che se non sufficienti rendono non sostenibile lo schema pertanto devono essere condotte appropriate valutazioni a seconda del caso specifico da trattare. Per questo motivo nel corso dell'ultimo capitolo saranno affrontate delle di simulazione per verificarne uno dei possibili schemi di configurazione proposti dal modello di comunità energetica.

Dallo lavoro svolto e pubblicato in [59] ad esempio, l'applicazione del modello di comunità energetica nel caso di utenti domestici residenziali avviene attraverso un modello che nel caso specifico viene denominato '*Power Cloud*' nel quale le fonti di ricavo sono rappresentate principalmente da margini derivanti dal trading di energia scambiata tra utenti prosumers e consumers. I risultati dell'analisi hanno mostrato la necessità di almeno 4.000 unità con alto fabbisogno elettrico ripartiti opportunamente tra consumer e prosumer (75% prosumers con tecnologia di proprietà e 25% consumers), ed un volume totale di energia scambiata di almeno 20 GWh per coprire i costi sostenuti da un Aggregatore.

È importante analizzare l'approccio attraverso il quale muoversi, massimizzando i benefici sia per il soggetto Aggregatore (che in ottica di comunità energetica sotto alcune condizioni può essere anche il semplice pareggio dei costi e ricavi sostenuti), sia il beneficio del singolo utente che può essere rappresentato da un costo della fornitura di energia elettrica più vantaggioso rispetto al tipico andamento della tariffa elettrica.

Nonostante alcuni studi mostrano la disponibilità degli utenti a pagare in più l'energia verde prodotta in una comunità energetica, in linea generale il costo della fornitura dovrebbe essere, se non inferiore, almeno uguale al caso in cui l'utente non risulti nella comunità energetica.

Gli utenti infatti, potrebbero risultare poco motivati ad acquistare energia se il COE (*Cost of Energy*) è troppo alto, pertanto è necessario sicuramente che continui a ridursi il suo costo di generazione LCOE (*Levelized Cost of Energy*) da impianti alimentati da FER, per renderlo sempre più comparabile a quello dei sistemi di generazione tradizionali. Sino a pochissimi anni addietro in Italia e all'estero, si è fatto ricorso ad incentivi destinati a coloro i quali investivano nella realizzazione in tali impianti. Con la fine degli incentivi però (in Italia, terminati a luglio 2013 dopo l'ultimo DM 5/7/12/ che prevedeva il V Conto Energia) sono necessari schemi che portino ad una riduzione dei costi e stabilità dei prezzi.

Per fare queste valutazioni oltre ad un modello di business è necessario anche un modello di ottimizzazione che a partire dalle singole voci di costo e di ricavo, permetta di determinare adeguate condizioni nel quale muoversi (ad esempio numero minimo di utenti, prezzi energia prelevata/ceduta) sia dal punto di vista del gestore di comunità sia dal punto di vista del singolo utente partecipante come descritto nel *paragrafo 3.4.4*.

Per quanto riguarda la stabilità dei prezzi come proposto nel *paragrafo 3.4.5* la formula costruita in base ai costi emersi da un modello basato su quello proposto (ICES) ha permesso di definire i valori di LCOE raggiungibile per un impianto fotovoltaico di grande taglia realizzato a servizio di una comunità energetica di utenti residenziali. Come si mostra di seguito le condizioni tali da rendere accettabile un modello di comunità energetica sono influenzate e variano molto in funzione della tipologia di configurazione scelta.

3.4.2. Possibili configurazioni di comunità

La tipologia di configurazione della comunità energetica influenza molto gli investimenti da sostenere, infatti per la realizzazione degli assets di produzione dell'energia rinnovabile e le tecnologie abilitanti necessarie sono richiesti notevoli investimenti la cui valutazione (nonostante la riduzione dei costi) è un aspetto fondamentale per la sostenibilità del modello di comunità energetica.

Tali tecnologie di produzione e controllo degli utenti comportano investimenti che possono essere sostenuti da soggetti diversi a seconda delle configurazioni adottate e sebbene possono essere presenti diverse varianti, queste configurazioni possono essere semplificate in tre tipologie:

- 1 - *membri interni alla comunità investono per proprio conto per la trasformazione in prosumers e scambiano energia (brokeraggio energetico);*
- 2 - *una serie di membri esterni/interni alla comunità investono nella realizzazione di impianti di generazione (centralizzati o decentralizzati) per realizzare lo scambio energia tra utenti;*
- 3 - *un singolo soggetto terzo trasforma gli utenti in prosumers, favorendo lo scambio di energia in comunità e ne ottiene un ritorno (impianti di generazione centralizzati o decentralizzati).*

Configurazione 1 - Singolo utente che investe (stand-alone)

Gli utenti finali, membri della comunità energetica, in questo caso realizzano singolarmente impianti di generazione in maniera decentralizzata adottando ognuno un proprio 'sistema di utenza' per massimizzare il proprio autoconsumo che determinerà una diminuzione dell'energia fisicamente scambiata in rete.

In questo caso, configurazione che per semplicità chiameremo 'stan-alone' il singolo utente opera con una finalità individuale e principalmente di mercato, con una valutazione dei ritorni sull'investimento.

A differenza del sistema SEU in cui l'utente finale e produttore coincidono o del SSP mostrati nel *paragrafo 2.5.2* in questo caso i soggetti aggregati scambiano l'eccesso di produzione con il soggetto gestore della comunità, l'Aggregatore, il quale dovrebbe agire come 'broker' di mercato acquistando e redistribuendo gli eccessi tra gli utenti prosumers e/o su altri utenti consumers (se presenti) massimizzando gli scambi energetici, pertanto richiede un'intensa attività di trading e l'adozione di uno schema che porta ad avere ricavi che fanno riferimento solo all'acquisto e fornitura di energia elettrica.

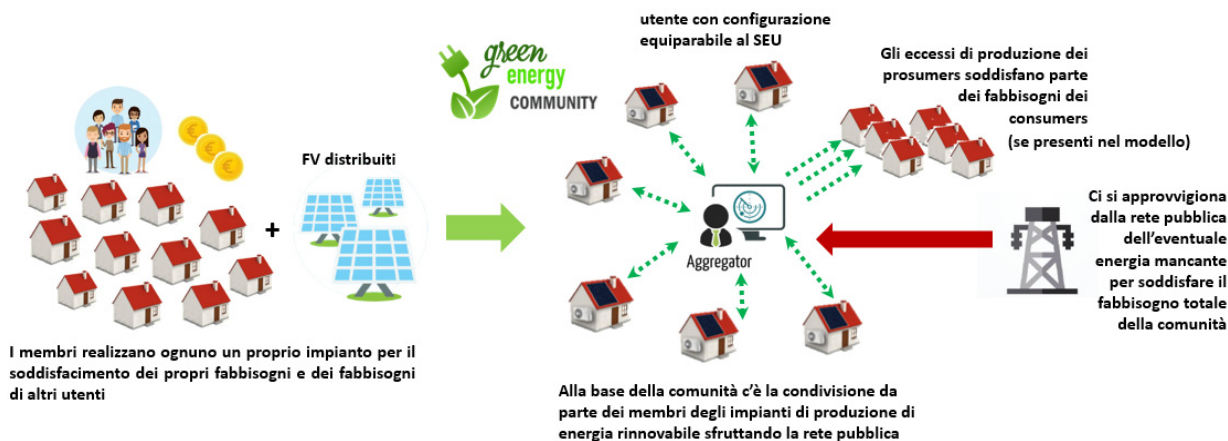


Figura 86 - Comunità energetica con impianti di proprietà dei singoli utenti

In questa configurazione, come riportato nel lavoro svolto e pubblicato in [80] le simulazioni hanno mostrato una ridotta convenienza da parte dell'Aggregatore che si configurerebbe come un semplice fornitore di energia elettrica per la quota approvvigionata dalla rete pubblica. In questo caso c'è una scarsa propensione degli utenti a lavorare in ottica condivisa e di comunità anche perché ogni membro partecipante cercherebbe di perseguire un proprio fine esclusivamente economico di massimizzazione dei benefici. Inoltre, i ridotti margini sull'energia venduta agli utenti per rendere conveniente l'acquisto (-10% circa rispetto al prezzo energia al dettaglio, PE) e l'impossibilità di remunerare maggiormente gli eccessi ai prosumers (+20% rispetto al prezzo di vendita all'ingrosso, Pz) fa sì che per rendere conveniente questo tipo di schema sia richiesto nella comunità energetica un cospicuo numero di utenti da gestire.

Configurazione 2 - Pluralità di soggetti che investono

In questa configurazione, i membri stessi della comunità energetica (e/o membri esterni), in maniera collettiva partecipano alla realizzazione degli impianti di generazione a fonte rinnovabile per il soddisfacimento dei propri fabbisogni elettrici ottenendo dei vantaggi sulla fornitura (se membri interni alla comunità) e dalla vendita dell'energia non auto-consumata al mercato ottenendone un ritorno economico.

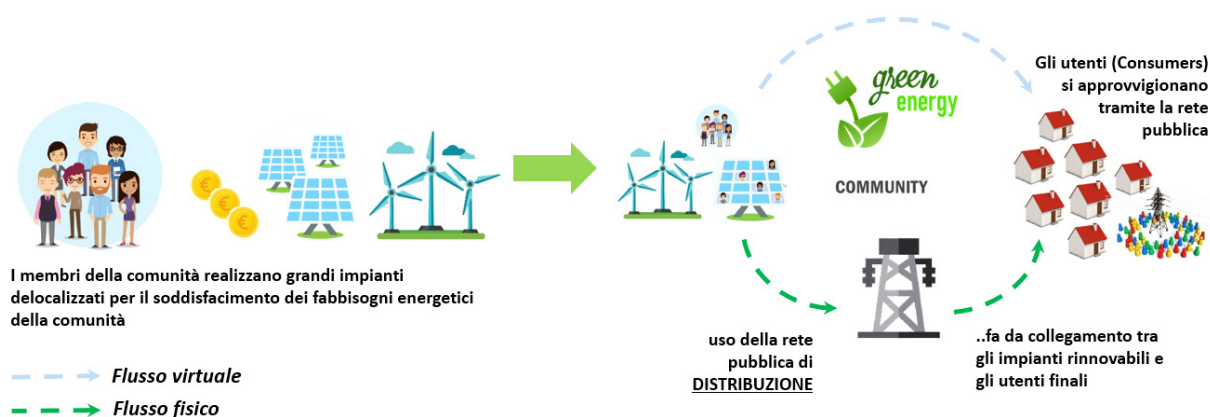


Figura 87 - Comunità energetica con impianti delocalizzati

Come mostrato nel lavoro svolto in [81] rientrano in questa configurazione la realizzazione di impianti rinnovabili tipicamente di dimensioni medio-grandi basati su accordi bilaterali di lungo periodo come i PPA. Se l'impianto non è direttamente a servizio degli utenti che lo realizzano (PPA fisico), si richiedono tempi per ripagare l'investimento e realizzare un certo margine per gli investitori abbastanza lunghi e ciò limita una partecipazione a questo schema da parte degli utenti di piccola scala.

Questa configurazione solitamente risulta una soluzione indicata anche per utenti finali di grandi dimensioni e molto energivori (fabbriche, aziende). Se l'impianto è delocalizzato e quindi realizzato in configurazione virtuale utilizzando la rete pubblica (PPA virtuale), i costi di rete tendono ad erodere i margini ottenibili richiedendo tempi che raggiungono la vita utile dell'impianto per generare elettricità ad un costo comparabile a quello di rete (tipicamente 20-25 anni). Un non coinvolgimento diretto dell'investitore/i nella fornitura implica una scarsa propensione ad attuare una tale forma di finanziamento degli impianti. Tra le forme di finanziamento più diffusa per questa configurazione c'è quella del *crowdfunding* dove un promotore di impianti a fonti rinnovabili chiede fondi ad

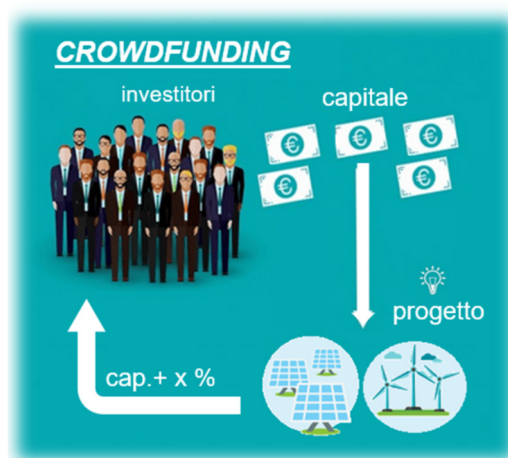


Figura 88 - Schema generale di crowdfunding nel settore energetico

un'ampia platea di potenziali investitori per avviare il progetto. La partecipazione permette di ottenere remunerazioni finanziarie dall'investimento nel progetto tra il 4%-9%, oppure dell'*equity crowdfunding* dove si diventa proprietari dell'impianto in base alla quota di partecipazione.

Gli investitori possono 'prestare' il proprio denaro per aiutare a sviluppare progetti di sostenibilità ambientale, e ricevere non solo un interesse economico sull'investimento, ma anche un grande beneficio ambientale derivante dai progetti stessi. Alcuni esempi di crowdfunding nel settore energetico sono, *Fundera*, *Ecomill*, *Edison Crowd*, *Ener2Crowd*, *Abundance*, *Trillion Fund*, *SunFunder*, *Mosaic*, *Windcentrale*, *Citizenenergy*, *StartEngine*, *Fundeen*.

Configurazione 3 - Soggetto terzo promotore/investitore

In questa configurazione un membro esterno alla comunità energetica, che può essere esempio un produttore, un fornitore di energia, una ESCo, aggrega utenti che sono disposti ad entrare in comunità energetica e acquista per conto dei suoi membri gli assets di produzione necessari. In questo caso il soggetto terzo può finanziare interamente o in parte l'iniziativa e recuperare l'investimento sul singolo utente con fonti di ricavo come la quota di energia auto-consumata nell'ambito di un contratto privato oppure tramite il pagamento di una rata annuale (leasing) sulla cessione dell'impianto, o entrambe le forme.

In questo caso vi è un'importante spinta verso questa forma poiché l'utente finale non ha esborsi iniziali per la realizzazione e installazione degli assets di generazione. Questa configurazione però richiede una notevole capacità finanziaria del soggetto terzo promotore.

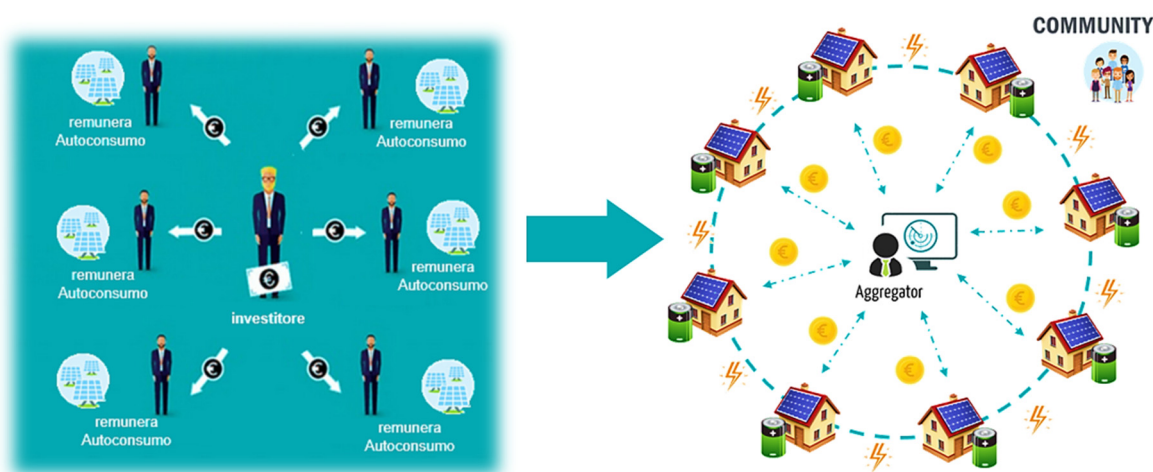


Figura 89 - Comunità energetica con soggetto terzo promotore/investitore

Si considera molto interessante anche il caso in cui lo sviluppo avvenga tramite soggetto Aggregatore-investitore, che sia una 'municipality' ovvero una Pubblica Amministrazione (es. un Comune verso i suoi cittadini) che può vantare già per sua natura l'aggregazione di utenze su cui realizzare impianti per la produzione di energia rinnovabile. Come mostrato nel *paragrafo 2.4*, alcuni progetti italiani in Puglia (Melpignano) e Piemonte (Pinerolo), tramite l'unione di diversi comuni stanno sperimentando questo tipo di configurazione di comunità per raggiungere la numerosità di utenti necessaria a perseguire gli obiettivi preposti di efficienza energetica e riduzione dei costi di rete.

Il sostegno istituzionale svolgerebbe anche un ruolo fondamentale nell'accettazione sociale, sia per la capacità di rendere il progetto più economico o più facile da completare, sia per il potere di opinion leader sul progetto. I dati dello studio pubblicato da *Euro Heat and Power* e finanziato dal progetto europeo 'H2020 TEMPO' mostrano come il settore si stia progressivamente differenziando, includendo tra i promotori di progetti anche soggetti più istituzionali: al dicembre 2017 più del 92% dei progetti sono stati proposti da aziende e solo il 5% da iniziative di comunità che sembrerebbe rendere più indicato un approccio top-down o ibrido rispetto ad un approccio bottom-up.

Lo studio indicato sottolinea i due fattori chiave:

- *L'accesso al capitale*, essendo di fatto una forma innovativa e alternativa alla finanza istituzionale per il finanziamento di progetti energetici. Primi studi in merito sembrano anche dimostrare che l'accesso al capitale sia più veloce e semplice di altre forme alternative di finanziamento;
- *La possibilità di coinvolgimento dei cittadini e stakeholders locali*. Questo permette sia di ampliare il bacino dei potenziali investitori, sia di incrementare la visibilità dei progetti e, potenzialmente, di superare eventuali opposizioni locali grazie alla implicita redistribuzione di risorse sui territori tramite il riconoscimento di ritorni economici agli investitori locali.

In ogni caso, questa forma presuppone disponibilità di capitali da investire nella realizzazione degli assets di generazione e ciò va analizzato dal punto di vista della numerosità minima che una comunità energetica deve avere e dai costi delle tecnologie, per quantificarne l'investimento. Dal lato investitore, che diventa quindi un produttore di energia rinnovabile tramite un VPP, i ricavi saranno formati dalla quota di energia autoconsumata dai singoli utenti della comunità, dalla vendita di energia assorbita dalla rete (fornitura), nonché da eventuali servizi e trading dell'energia sui mercati elettrici. Lato utente invece, si ha sicuramente il vantaggio di un approvvigionamento di energia rinnovabile in autoconsumo con risparmi sul prezzo dell'energia approvvigionata da rete e soprattutto la stabilità dei prezzi nel lungo periodo.

In [82] si sono esaminati i fattori che determinano la dimensione degli investimenti finanziari realizzati dai membri delle comunità di energia rinnovabile. In particolare, vengono analizzati gli aspetti sociali, economici, ambientali ed istituzionali. I risultati hanno mostrato che l'utile sul capitale investito è il fattore determinante più importante per i membri di grandi comunità di interesse, mentre i fattori ambientali, sociali e altri fattori non economici tendono a dominare le motivazioni finanziarie per i membri di comunità più piccole.

3.4.3. Forma giuridica delle Comunità Energetiche

Con riferimento alla forma giuridica quella più collaudata ed applicata in ambito Europeo, è la forma della *Cooperativa energetica* che ricorre quando la persona giuridica persegue il proprio scopo mutualistico mediante scambi aventi ad oggetto la cessione di energia (con eventuale servizi connessi con la produzione e il consumo di energia) ai soci partecipanti. In tal modo l'utente finale consumatore si trasforma in autoproduttore di beni e/o servizi di cui ha bisogno; pertanto, la cooperativa consente al consumatore di tutelare i propri interessi economici senza alcuna intermediazione.

Gli ultimi anni hanno registrato una crescita dell'interesse dei cittadini nel collaborare al fine di produrre e consumare energia sostenibile a livello locale. Viene registrata, infatti, una visibile espansione delle cooperative energetiche, definite come gruppi di cittadini che si organizzano per agire collettivamente per promuovere l'uso delle energie rinnovabili e aumentarne l'efficienza.

Da un punto di vista giuridico, in campo nazionale la realizzabilità delle comunità energetiche rinnovabili può essere prevista tramite uno dei seguenti assetti:

- **Cooperativa**: soggetto giuridico organizzato in forma cooperativa con la finalità di produrre energia elettrica destinata alla fornitura dei propri soci; sono incluse in questo insieme le cooperative storiche, vale a dire ogni società cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1643/62, già esistente alla data di avvio di liberalizzazione del sistema elettrico nazionale entrata in vigore con il *D.lgs 79/99*.
- **Consorzio**: soggetto giuridico organizzato in forma consortile con la cui finalità di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri soci; sono incluse in questo insieme i consorzi o le società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1° aprile 1999 (*consorzi storici*).

Da quanto riportato nel *paragrafo 2.5.2*, mettendo insieme la forma giuridica e la configurazione dell'utente, tenendo conto dell'utilizzo della rete privata per l'autoconsumo e la rete pubblica per la parte di scambio/immissione e di ulteriore fabbisogno di energia, la comunità energetica può essere favorita da una forma giuridica che può essere cooperativa o consorzio aggregando una serie di utenze che implementano la configurazione impiantistica equivalenti ai SEU con impianto fornito da terzi (*SEU tipo-c*) sfruttando come collegamento tra i nodi la rete di distribuzione pubblica. Recenti disposizioni normative prendono in considerazione anche la forma di contratto associativo.

Tabella 9 - Forme giuridiche per il modello di autoconsumo proposto

		unità di produzione (UP)	
		uno (rete locale)	molti (rete pubblica)
unità di consumo (UC)	uno (rete locale)	<i>Contratto privato</i> (SEU tipo-c)	-
	molti (rete pubblica)	<i>Cooperativa energetica</i> o <i>Consorzio</i> (es. PPA fisici/virtuali)	<i>Cooperativa energetica</i> , <i>Consorzio</i> o <i>Contratto associativo</i> (es. Comunità Energetica)

3.4.4. Variabili della Comunità Energetica e Ottimizzazione

L'obiettivo di un problema di ottimizzazione della comunità energetica può essere a quello di massimizzare il beneficio degli attori coinvolti nella comunità: da un lato l'Aggregatore (nel seguito definito anche *Community Energy Provider, CEP*) e dall'altro il beneficio degli utenti finali considerati clienti del modello di business, sia da un punto di vista economico che da un punto di vista energetico (massimo autoconsumo).

L'ottimizzazione può essere affrontata dal punto di vista economico, di tipo energetico o un mix (multi-obiettivo) pertanto una vera e propria ottimizzazione dipende dagli obiettivi che ci si prefigge e va indagata tramite analisi di possibili scenari.

Come riportato nel lavoro svolto e pubblicato in [80] è importante capire quali sono le principali variabili coinvolte all'interno del modello di comunità energetica. Se si osserva da un punto di vista economico, l'Aggregatore raggiungerà il più grande beneficio (CEP_{Profit}) dalla massima differenza tra ricavi e costi dell'attività svolta. Allo stesso tempo, l'utente finale raggiungerà il più grande beneficio ($User_{Profit}$) dalla massima differenza tra l'importo sostenuto per la spesa elettrica prima di entrare in comunità energetica e l'ammontare della spesa elettrica dell'utente finale in configurazione aggregata. Quindi una possibile formulazione economica della funzione obiettivo potrebbe prevedere quanto segue:

$$Max (AggregationEconomicBenefits)$$

dove

- $AggregationEconomicBenefits = CEP_{Profit} + User_{Profit}$, rappresentano rispettivamente il beneficio per Aggregatore (Community Energy Provider) e utente finale;
- $CEP_{Profit} = Revenues_{CEP} - Costs_{CEP}$, è il beneficio dell'aggregatore della comunità energetica;
- $User_{Profit} = Annual\ electricity\ bill\ (not\ aggregated\ end\ user) - Annual\ electricity\ bill_{CEP}\ (Aggregated\ end\ user)$ è il beneficio dell'utente finale.

L'ottimizzazione della comunità energetica deve avvenire tramite problemi di ottimizzazione vincolata nella quale devono essere tenute in considerazione molte variabili e vincoli coinvolti nel modello di business sia per quanto riguarda il gestore della comunità energetica, sia l'utente partecipante. Si mostra di seguito una rappresentazione delle principali variabili coinvolte.

A. CEP profit (Benefici per l'Aggregatore)

L'analisi del beneficio economico della comunità energetica lato Aggregatore è rappresentabile come massima differenza tra costi ($Costs_{CEP}$) e ricavi ($Revenues_{CEP}$) di gestione.

$Costs_{CEP}$ rappresenta i costi sostenuti per la gestione della comunità energetica. Questi costi sono dovuti all'operatore di mercato elettrico (in Italia GME³⁴) per l'utilizzo della piattaforma di scambio dell'energia (in Italia PCE)³⁵, costi per garanzie verso il gestore della rete di trasmissione (TSO, in Italia Terna³⁶) per gli impianti gestiti in immissione, costi verso il gestore della rete di distribuzione (DSO) e costi verso operatori fiscali (in Italia Agenzia delle Dogane e Monopoli, AdM) per accise sull'elettricità. Infine una componente di costo per il servizio di gestione svolto dall'aggregatore. È possibile definire $Costs_{CEP}$ come

$$Costs_{CEP} = C_{PowExcOp} + C_{TSO} + C_{DSO} + C_{Taxes} + C_{ServCEP} \quad (1)$$

+ $C_{PowExcOp}$ rappresenta il costo per la registrazione delle transazioni energetiche di immissione/prelievo tramite la schedulazione dei relativi programmi sulla piattaforma di mercato PCE. $C_{PowExcOp}$ è quindi definito come:

$$C_{PowExcOp} = C_{Plat} + Fee_{plat} + CCT \quad (2)$$

C_{Plat} è il costo fisso di piattaforma 'una tantum'. Fee_{plat} sono 'fee' variabili da corrispondere all'operatore di mercato elettrico sull'energia schedulata in immissione/prelievo sulla piattaforma di scambio PCE.

CCT rappresenta i costi per la capacità di trasporto (in Italia, corrisponde alla differenza tra Prezzo Unico Nazionale (PUN), che è il riferimento per l'acquisto dell'energia da rete per un fornitore ed il prezzo zonale (P_z) che è un riferimento per il prezzo di vendita e l'immissione di energia in rete relativamente alla zona in cui un impianto è localizzato).

- $C_{Plat} = 1\,000.00 \text{ €}$ ³⁷
- $Fee_{plat} = 0.008 \text{ }^{38} ExEn_{Inj} + 0.008 * ExEn_{Drw}$
- $CCT = (PUN - P_z) * ExEn_{Inj}$

dove $ExEn_{Inj}$ è la quantità di energia prodotta e immessa che è registrata e scambiata nel mercato elettrico, mentre $ExEn_{Drw}$ è la quantità registrata e scambiata nel mercato con riferimento al prelievo.

+ C_{TSO} rappresenta i costi dovuti al TSO per la parte relativa all'immissione ($C_{TSO-Inj}$) in rete e la parte relativa ai prelievi da rete ($C_{TSO-Drw}$) per gli utenti della comunità energetica perciò definito come,

$$C_{TSO} = C_{TSO-Inj} + C_{TSO-Drw} \quad (3)$$

$C_{TSO-Inj}$ è composto dalle garanzie da presentare verso il TSO per gli impianti di generazione gestiti nella comunità energetica (aggregazione) è aggiunti ad un contratto di dispacciamento in immissione di un UdDi dato dalla somma delle garanzie (C_{WarInj})³⁹ in funzione della potenza installata, dai costi di sbilanciamento

³⁴ All'interno del mercato elettrico italiano, il GME (Gestore dei Mercati Energetici) è l'operatore del mercato dell'energia che organizza e gestisce il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dopo la liberalizzazione del settore energetico. Sul mercato dell'elettricità gestito dal GME (noto anche come Borsa elettrica italiana, IPEX), i produttori e gli acquirenti vendono e acquistano elettricità all'ingrosso.

³⁵ La piattaforma di scambio di energia nel mercato elettrico italiano si riferisce alla PCE (Piattaforma Conti Energia) gestita dal Gestore dei mercati dell'energia (GME) e viene utilizzata per la registrazione delle transazioni concluse "over the counter". Su questa piattaforma, le parti che hanno stipulato contratti al di fuori di IPEX registrano i propri obblighi commerciali e i relativi programmi di energia elettrica in ingresso e in uscita che si impegnano a svolgere in conformità a tali contratti.

³⁶ Terna SpA rappresenta l'operatore del sistema di trasmissione ed è il proprietario della Rete di trasmissione nazionale italiana, opera sotto un regime di monopolio naturale (quindi è l'unico operatore in Italia per la gestione della rete di trasmissione) e svolge una missione di servizio pubblico per la trasmissione e l'invio di elettricità in tutto il paese. Il 90% della sua attività si svolge nel mercato regolamentato. Il ruolo è essenziale per il funzionamento dell'intero sistema e per garantire l'elettricità ai cittadini e alle imprese.

³⁷ La fee di accesso in PCE (una tantum) è pari a 1 000.00 €.

³⁸ La commissione per MWh scambiato e registrato ammonta a 0.008 €/MWh -<http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/PCE/CorrispettiviPCE.aspx>.

³⁹ La garanzia da fornire al TSO (Terna) è una funzione della potenza installata dell'impianto di produzione aggiunto nel contratto di dispacciamento in immissione - Allegato A.61 - Regolamento del sistema di garanzie di cui all'art. 49 Allegato A alla risoluzione 111/06 AEEGSI - <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/codicedirete.aspx>.

effettivi in immissione ($C_{InjEffInba}$)⁴⁰ e altre componenti (perequative) previste dalla regolamentazione sugli sbilanciamenti ($C_{PerComInj}$)⁴¹. Pertanto $C_{TSO-Inj}$ è definito come:

$$C_{TSO-Inj} = C_{WarInj} + C_{InjEffInba} + C_{PerComInj} \quad (4)$$

- $C_{WarInj} = f(\text{Installed Power})$
- $C_{InjEffInba} = 0.85 \text{ €/MWh}$
- $C_{PerComInj} = 0.215 \text{ €/MWh}$

$C_{TSO-Drw}$ è composto dalle garanzie in prelievo (C_{WarDrw})⁴² da fornire al TSO in base al numero di punti di consegna gestiti (PoD) e sulla base della potenza media annua (PMA) assorbita da rete dagli utenti finali; i costi di sbilanciamento effettivi in prelievo ($C_{DrwEffInba}$)⁴³; altri corrispettivi in prelievo (di non arbitraggio). (C_{DrwArb})⁴⁴ che rappresentano una voce analoga al CCT previsto nella parte di immissione ma in questo caso relativamente al prelievo. $C_{TSO-Drw}$ è definito come segue:

$$C_{TSO-Drw} = C_{WarDrw} + C_{DrwEffInba} \quad (5)$$

- $C_{WarDrw} = f(\text{AnnualAveragePower})$
- $C_{DrwEffInba} = 0.005 \text{ €/kWh}$
- $C_{DrwArb} = 0.0005 \text{ €/kWh}$

Negli oneri dovuti agli operatori del mercato, nel caso dell'energia prelevata dalla rete ci sono altri oneri definiti passanti⁴⁵ e perciò non inclusi nei ricavi dell'Aggregatore poiché sono recuperati dagli utenti finali in bolletta elettrica e rigirati agli operatori del sistema elettrico. In particolare si tratta della parte materia energia (eccetto le componenti PE e PCV), gli oneri di trasporto e gestione del contatore, oneri generali di sistema e Accise.

+ C_{DSO} rappresenta le garanzie da fornire dal DSO pari a tre mensilità degli oneri annuali di gestione e trasporto del contatore (nel seguito $C_{GridServ}$) sostenuti dagli utenti finali, calcolato come:

$$C_{DSO} = \text{Annual energy transport charges} / 4 \quad (6)$$

+ C_{Taxes} è la garanzia da fornire all'operatore fiscale (in Italia AdM) ed è pari a tre mensilità delle accise annuali sostenute dall'utente finale e calcolate come:

$$C_{Taxes} = \text{Annual Excise duty} / 4 \quad (7)$$

+ $C_{ServCEP}$ sono i costi sostenuti dal CEP corrispondenti alla somma degli: ammortamenti degli assets (C_{Dpr}), spese generali (C_{GenExp}), sistema di gestione dei clienti (CRM) necessari per il processo di fatturazione verso gli utenti finali ($C_{BillSist}$) e costi del personale (C_{Empl}) per il personale che gestisce gli utenti finali in prelievo e registra le transazioni su piattaforma. $C_{ServCEP}$ è così definito come:

$$C_{ServCEP} = C_{Dpr} + C_{GenExp} + C_{BillSist} + C_{Empl} \quad (8)$$

⁴⁰ L'analisi eseguita su alcuni impianti FV reali determina uno sbilanciamento effettivo, ovvero l'errore di programmazione generato per un impianto fotovoltaico con una potenza nominale di 1 MWp, di circa 1200,00 €/anno, corrispondente al contributo totale della gestione da versare al GSE nel caso del servizio RID - http://www.esprw.it/download/esprw_281_SbilanciamentoFV.pdf. Il valore rispetto alle ore equivalenti di produzione considerate (1.400 h/anno) determina un costo di 0,85 c€/MWh.

⁴¹ Dall'analisi effettuata su alcuni impianti fotovoltaici nell'area del Sud Italia è stato identificato un costo dovuto alla componente di non arbitraggio che in media nel 2016 è risultata pari a 0,215 €/MWh registrata.

⁴² La garanzia da fornire al TSO (Terna) è una funzione della potenza installata dell'impianto di produzione aggiunto nel contratto di dispacciamento in immissione - Allegato A.61 - Regolamento del sistema di garanzie di cui all'art. 49 Allegato A alla risoluzione 111/06 AEEGSI - <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/codicedirete.aspx>. Dall'analisi effettuata su utenti gestiti in un contratto di dispacciamento in prelievo, è stata identificata una garanzia richiesta da Terna di 46,6 € per cliente con una potenza media annua di 3,34 kW, che corrisponde alla PMA degli utenti domestici.

⁴³ Dall'analisi effettuata su alcuni clienti gestiti da un Fornitore nell'area del Sud Italia è stato identificato un costo dovuto a sbilanciamenti effettivi in prelievo o pari a 0,005 € / kWh.

⁴⁴ Dall'analisi effettuata su alcuni clienti gestiti da un Fornitore nell'area del Sud Italia è stato identificato un costo per non arbitraggio pari a 0,005 € / MWh e quindi 0,0005 € / kWh.

⁴⁵ Commissione a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico [art. 24.6 Del 107/09 (TIS)]; Commissione a copertura dei costi di disponibilità della capacità produttiva [art. 24.5 Del 107/09 (TIS)]; Commissioni a copertura dei costi sostenuti da Terna [art. 24.3 Del 107/09 (TIS)]; commissioni a copertura dei costi per la modulazione eolica [art. 24.7 Del 107/09 (TIS)]; Commissioni a copertura dei costi per le unità essenziali per la sicurezza del sistema [art. 24.2 Del 107/09 (TIS)]; commissioni per la copertura dei costi di approvvigionamento nel MSD [art. 24.1 107/09 (TIS)].

($Revenues_{CEP}$) rappresenta le fonti di ricavo del CEP. Questi ricavi sono formati dalla componente prezzo commercializzazione e vendita (in bolletta PCV) che rappresenta la remunerazione per coprire tutti i costi fissi necessari alla gestione commerciale degli utenti finali. Inoltre contribuiscono ai ricavi, la quota dovuta alla fornitura di energia da rete da parte del fornitore PE_{CEP} e la quota corrispondente alla fornitura di energia in autoconsumo PE_{SEU} nel caso in cui l'impianto è fornito da un soggetto terzo. $Revenues_{CEP}$ è quindi definito come:

$$Revenues_{CEP} = n^{\circ} users * (PCV + (PE_{CEP} * \overline{WDR}_{SingUserProsumer}) + (PE_{SEU} * \overline{WDR}_{SelfCons})) - CE_{Market} * AnExEn_{Market} \quad (9)$$

dove $\overline{WDR}_{SingUserProsumer}$ rappresenta il prelievo medio annuale effettuato dall'utente finale prosumer dalla rete, al netto dell'autoconsumo realizzato con un impianto in SEU che determina un certo autoconsumo ($\overline{WDR}_{SelfCons}$) regolato nell'ambito di un contratto privato ad un prezzo stabilito (PE_{SEU}).

$AnExEn_{Market}$ è la quantità di energia che il CEP acquista sul mercato esterno per soddisfare la domanda relativa al consumo degli utenti finali che non è soddisfatta dell'energia prodotta all'interno della comunità energetica e CE_{Market} il relativo prezzo sul mercato elettrico.

B. User profit (Beneficio per Utente finale)

Concentrandosi sul lato dell'utente finale, il beneficio può essere rappresentato dalla differenza tra l'importo pagato per la spesa elettrica annuale nel caso di *utente non aggregato* (quindi utente finale consumer che nel mercato italiano è definito in condizioni economiche di 'Maggior Tutela') e la spesa elettrica annuale nel caso di *utente finale aggregato* e dotato di tecnologia abilitante. A tal fine, nelle simulazioni verrà valutato il beneficio tra costo della spesa elettrica per utente finale non aggregato (semplice consumer) e il caso di utente finale aggregato trasformato in Prosumer.

B.1 Utente NON-Aggregato (Consumer)

Tenendo conto del caso di un utente domestico residenziale nel mercato regolato [83], il costo della spesa elettrica è costituito da quattro componenti principali: *Materia energia, Trasporto e gestione del contatore (Servizi di rete), Oneri generali di sistema, Tasse (Iva e Accise)*.

È importante dire che nel contesto Italiano l'anno 2017 ha rappresentato un periodo di transizione con il passaggio ad una struttura tariffaria non progressiva, che incoraggerà il consumo di energia dalla rete (eliminando le differenze tra l'utente finale residenziale/non residenziale con una tariffa unica, denominata *Tariffa Domestici (DT)*) spingendo verso l'elettrificazione dei consumi per via di un minor costo del kWh all'aumentare dei consumi. I cambiamenti tariffari intercorsi [84] si riferiscono allo spostamento di componenti fisse e/o variazioni di quote variabile e alcune soglie di consumo. Queste componenti tra il precedente e il nuovo scenario tariffario hanno valori diversi ma il modello di illustrato è sempre valido. Per questi motivi, è possibile valutare il costo della spesa elettrica per un utente finale come segue:

$$B_{DoUser} = C_{EnMat} + C_{GridServ} + C_{SysCh} + C_{UsTax} \quad (10)$$

+ C_{EnMat} rappresenta i costi di approvvigionamento energetico che include i costi *variabili* (CV_{EnMat}) dell'energia, la quota fissa ($FixComp_{EnMat}$) e una quota di potenza ($PwrComp_{EnMat}$), il tutto come definito scenario tariffario Italiano. Il prezzo totale applicato in bolletta per CV_{EnMat} è dato dalla somma dei prezzi delle seguenti componenti: prezzo dell'energia (PE)⁴⁶, dispacciamento (PD), adeguamenti (PPE), componente dispacciamento ($DispBT$); Il prezzo di $FixComp_{EnMat}$ è dato dal prezzo di commercializzazione e vendita (PCV) e dalla quota fissa della componente di dispacciamento ($DispBT$). $PwrComp_{EnMat}$ relativa alla fornitura di energia è attualmente uguale a 0. C_{EnMat} è definito come segue:

$$C_{EnMat} = (CV_{EnMat} * \overline{WDR}_{SingUser}) + FixComp_{EnMat} + (PwrComp_{EnMat} * InstPower) \quad (11)$$

⁴⁶ Il prezzo energia (PE) corrisponde al costo previsto per l'acquisto di energia che viene venduto ai clienti finali e comprende anche le perdite di rete, vale a dire il costo dell'energia che non raggiunge in modo utile il punto di consegna.

dove $\overline{WDR}_{SingUser}$ rappresenta l'energia media annua assorbita dall'utente finale (la stessa quantità considerata in seguito per il Prosumer al netto dell'autoconsumo); $InstPower$ rappresenta la potenza contrattuale (3kW).

+ $C_{GridServ}$ è il costo del trasporto e gestione del contatore ed è anche chiamato 'Servizi di Rete' [85] che comprende rispettivamente le componenti di trasmissione, distribuzione e misurazione ($\tau1$, $\tau2$, $\tau3$), la componente necessaria a coprire gli squilibri di sistema per il trasporto di energia ($UC3$) e coprire una parte dei costi sostenuti dal sistema per sovvenzionare le società che gestiscono le reti di trasporto e distribuzione per azioni che portano a un miglioramento della qualità del servizio ($UC6$). Il prezzo totale applicato in bolletta per la quota variabile $C_{GridServ}$ è dato dalla somma dei prezzi delle tre componenti $\tau3$, $UC3$ e $UC6$ (quota variabile). Il prezzo della quota fissa $FixComp_{GridServ}$ è esattamente pari alla componente $\tau1$. La quota potenza $PwrComp_{GridServ}$ è data dalla somma tra la quota di potenza di $\tau2$ e la quota di potenza di $UC6$, pertanto $C_{GridServ}$ è definito come segue:

$$C_{GridServ} = (C_{V_{GridServ}} * \overline{WDR}_{SingUser}) + FixComp_{GridServ} + (PwrComp_{GridServ} * InstPower) \quad (12)$$

+ C_{SysCh} rappresenta il costo per l'utente finale per gli oneri generali di sistema che comprendono gli importi fatturati per coprire i costi relativi alle attività di interesse generale per l'intero sistema elettrico, dovuti da tutti gli utenti finali che utilizzano il servizio elettrico. Il prezzo totale include le componenti $A2$ (smantellamento del nucleare), $A3$ (incentivi per le fonti rinnovabili), $A4$ (sussidi per il settore ferroviario), $A5$ (ricerca di sistema), Ae (vantaggi per le industrie ad alta intensità energetica), As (costi per bonus elettricità), $UC4$ (piccole società elettriche), $UC7$ (promozione dell'efficienza energetica), MCT (siti che ospitano siti nucleari). Il prezzo totale $C_{V_{SysCh}}$ addebitato in bolletta è dato dalla somma della parte variabile di tutte le componenti elencate. Attualmente per l'utente finale considerato (utente domestico residenziale con una potenza pari a 3 kW) sia la quota fissa $FixComp_{SysCh}$ che la componente variabile $PwrComp_{SysCh}$ sono uguali a 0. C_{SysCh} è definito come segue:

$$C_{SysCh} = (C_{V_{SysCh}} * \overline{WDR}_{SingUser}) + FixComp_{SysCh} + (PwrComp_{SysCh} * InstPower) \quad (13)$$

+ C_{UsTax} rappresenta le accise pagate dall'utente finale in bolletta elettrica che mantengono una struttura a bande e su cui la riforma tariffaria nazionale non ha inciso, poiché la definizione delle accise non riguarda l'Autorità [86] e sono calcolate in base alla relazione seguente:

$$C_{UsTax} = (\overline{WDR}_{SingUser} - 4440) * 0.0227 + 1800 * 0.0454 + 840 * 0.0227 \quad (14)$$

considerando le seguenti soglie:

- 0 - 1800 kWh/anno = 0⁴⁷
- 1800 - 2640 kWh/anno, accisa pari a 2.27 c€/kWh
- 2640 - 4440 kWh/anno, accisa pari a 4.54 c€/kWh
- > 4440 kWh/anno, accisa pari a 2.27 c€/kWh

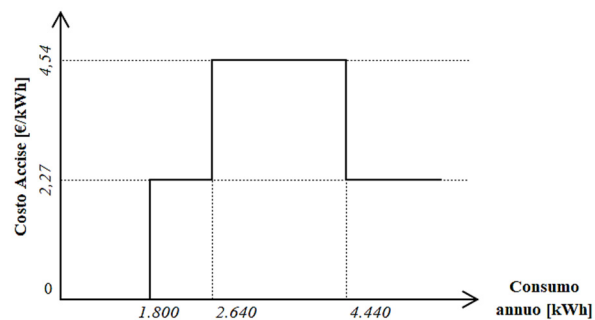


Figura 90 - Struttura tariffaria delle Accise energia elettrica in Italia

B.2 Utente Aggregato (Prosumer)

Considerando lo stesso tipo di utente finale ma, in questo caso dotato di IAFR e tecnologia abilitante, esso sarà sottoposto per la spesa elettrica alle stesse componenti di costo [83], ma in questo caso, la componente correlata all'energia (PE) è relativa ad un prezzo personalizzato fissato dall'Aggregatore (PE_{CEP}) e quindi diverso dal prezzo PE definito dall'Autorità. Il costo della spesa elettrica in questo caso è:

⁴⁷ In caso di fornitura di energia con potenza contrattuale superiore a 1,5 kW e fino a 3 kW: se il consumo è fino a 220 kWh / mese le accise non vengono applicate ai primi 150 kWh, altrimenti i kWh esenti da accisa vengono gradualmente ridotti.

$$B_{DoUserCEP} = [C_{EnMatCEP} + (PE_{SEU} * \overline{WDR}_{SelfCons})] + C_{GridServ} + C_{SysCh} + C_{UsTax} + TechPaym \quad (15)$$

+ $C_{EnMatCEP}$ rappresenta il costo dell'approvvigionamento energetico nell'aggregazione che include i costi variabili dell'energia ($CV_{EnMatCEP}$), la quota fissa ($FixComp_{EnMat}$) e la quota potenza ($PwrComp_{EnMat}$), come definito e illustrato in *B.1*. Diversamente dall'utente finale non aggregato, in questo caso la componente di energia variabile ha un valore diverso a causa della personalizzazione del prezzo dell'energia (PE_{CEP}) definito dall'Aggregatore e una quantità di energia assorbita dall'utente finale considerando una quota di autoconsumo relativa all'impianto di generazione e accumulo installato. Quindi si può definire, $C_{EnMatCEP}$ come segue:

$$C_{EnMatCEP} = (CV_{EnMatCEP} * \overline{WDR}_{SingUserProsumer}) + FixComp_{EnMat} + PwrComp_{EnMat} * InstPower \quad (16)$$

Essendo tutte le altre componenti, oneri dovuti ai diversi operatori di rete, essi rimangono come mostrato in *B.1*. Il consumo di energia da parte del singolo utente finale prosumer aggregato sarà, in questo caso composto da una quota assorbita da rete ($\overline{WDR}_{SingUserProsumer}$) ed una quota autoconsumata localmente ($\overline{WDR}_{SelfCons}$) grazie all'impianto di generazione e accumulo.

$\overline{WDR}_{SingUserProsumer}$, rappresenta l'energia media annua prelevata dalla rete dall'utente finale al netto della relativa quota di autoconsumo considerando l'utente attivo. Il prelievo da rete diventa quindi più basso, $\overline{WDR}_{SingUserProsumer} < \overline{WDR}_{SingUser} \cdot \overline{WDR}_{SelfCons}$ rappresenta la quota di energia autoconsumata localmente dall'utente prosumer in seguito all'installazione dell'impianto di generazione e accumulo, il cui prezzo viene regolato al prezzo PE_{SEU} nell'ambito di un contratto privato con l'Aggregatore.

In questo caso ($\overline{WDR}_{SingUserProsumer} < \overline{WDR}_{SingUser}$) e ($\overline{WDR}_{SingUserProsumer} + \overline{WDR}_{SelfCons} = \overline{WDR}_{SingUser}$)

Le altre componenti di costo che definiscono $B_{DoUserCEP}$ hanno la stessa struttura del caso *B.1* (voci di costo che compongono la bolletta elettrica dell'utente nel caso *B.1*)

$$C_{GridServ} = (CV_{GridServ} * \overline{WDR}_{SingUserProsumer}) + FixComp_{GridServ} + (PwrComp_{GridServ} * InstPower) \quad (17)$$

$$C_{SysCh} = (CV_{SysCh} * \overline{WDR}_{SingUserProsumer}) + FixComp_{SysCh} + (PwrComp_{SysCh} * InstPower) \quad (18)$$

$$C_{UsTax} = (\overline{WDR}_{SingUserProsumer} - 4440) * 0.0227 + 1800 * 0.0454 + 840 * 0.0227 \quad (19)$$

+ $TechPaym$ rappresenta il costo sostenuto dall'utente finale o dall'Aggregatore (a seconda del modello di business adottato) al fine di installare l'impianto di generazione e tecnologia abilitante ($nGfHA$ e sistema di accumulo) per rendere l'utente prosumer. La rata si suppone sia calcolata utilizzando un piano di ammortamento alla francese per un tempo t ad un tasso di interesse i .

$\overline{INJ}_{SingUserProsumer}$ rappresenta l'energia media annua immessa nella rete di distribuzione dall'utente finale prosumer. Tale energia può essere utilizzata dall'Aggregatore per soddisfare i fabbisogni di altri utenti finali in aggregazione. E' importante notare che in una configurazione di modello dove l'impianto sia di proprietà dell'utente, tale quota può essere remunerata secondo una tariffa $PremPrice_{CEP}$ ma nel modello proposto invece è l'Aggregatore che fornisce la tecnologia e l'utente che remunera l'autoconsumo in SEU mentre l'immissione è di proprietà dell'Aggregatore che la destina a ulteriori fabbisogni degli utenti.

C. Vincoli di Bilanciamento sull'energia scambiata

Nella comunità gestita dall'Aggregatore, si definisce anche un'equazione di bilancio dell'energia che è un vincolo importante per il funzionamento del modello. Il bilancio energetico annuale:

$$(AnExEn_{Drw} - AnExEn_{Inj}) - AnExEn_{Market} = 0 \quad (20)$$

dove $AnExEn_{Inj}$ è l'energia media annua immessa nella rete da tutti gli utenti finali al netto dell'autoconsumo, ovvero il numero di utenti finali moltiplicato per l'energia media annua $\overline{INJ}_{SingUserProsumer}$ definita in precedenza.

$$AnExEn_{Inj} = n^{\circ} users * \overline{INJ}_{SingUserProsumer} \quad (21)$$

$AnExEn_{Drw}$ è l'energia media annua assorbita da tutti gli utenti finali, ovvero numero di utenti finali moltiplicato per l'energia media annua assorbita dalla rete $\overline{WDR}_{SingUserProsumer}$ per il singolo utente finale Prosumer (considerata come energia al netto dell'autoconsumo) compreso eventualmente l'energia assorbita $\overline{WDR}_{SingUser}$ da utenti finali consumer qualora siano presenti nell'aggregazione.

$$AnExEn_{Drw} = (n^{\circ} Consumer * \overline{WDR}_{SingUser} + n^{\circ} Prosumer * \overline{WDR}_{SingUserProsumer}) \quad (22)$$

$AnExEn_{Market}$ è stato precedentemente definito nella sezione A. Il concetto di comunità energetica tendenzialmente presuppone che questo valore sia più basso possibile (nessun acquisto da rete) e che $(AnExEn_{Drw} - AnExEn_{Inj}) = 0$, cioè che $AnExEn_{Drw} = AnExEn_{Inj}$ quindi che ci sia un soddisfacimento dei fabbisogni della comunità con produzione propria.

D. Riduzione di prezzo sull'energia assorbita in aggregazione

La riduzione del prezzo relativo alla componente energia (PE_{CEP}) rispetto al caso di utente finale non aggregato può essere definito dal dall'Aggregatore secondo alcuni limiti di convenienza economica, che corrisponde a una percentuale di riduzione applicata al prezzo dell'energia rispetto al servizio di *Maggior Tutela (PE)*⁴⁸. Nello specifico la riduzione di prezzo è legata al numero di utenti finali che determinano i ricavi all'interno della comunità. In generale

$$PE_{CEP} = PE - x \% \quad (23)$$

dove x dipende dal numero di utenti aggregati, $n^{\circ} users$.

E. Premio sull'energia immessa in aggregazione

L'energia prodotta e immessa nella rete non consumata dall'utente finale prosumer, può essere virtualmente utilizzata dal CEP per soddisfare il fabbisogno energetico di altri utenti finali prosumers o consumers. Va sottolineato che a questo scopo è fondamentale l'uso di tecnologie abilitanti e smart metering che permettono al CEP, a livello di aggregazione, di abbinare virtualmente e dimostrare che l'energia assorbita da un utente finale, è stata soddisfatta con la produzione in eccesso iniettata nella rete da un altro utente finale che ha ceduto questa energia al gestore della comunità.

L'utilizzo di questa energia immessa da parte di un utente prosumer è un modo di partecipare al mercato locale come se fosse un piccolo produttore che vende energia sul mercato a un prezzo concordato con il CEP. La valorizzazione di questa energia può essere considerata come percentuale aggiuntiva rispetto alla valorizzazione del prezzo di vendita sul mercato per i grandi produttori (Pz), o ad altre forme (RID, SSP). Pertanto il il prezzo premium per la vendita può è definito come % aggiuntiva rispetto al Pz:

$$PremPrice_{CEP} = Pz (o RID) + y \% \quad (24)$$

L'ottimizzazione dell'aggregazione da un punto di vista economico *Max (AggregationEconomicBenefit)* è solo uno dei possibili tipi di funzione obiettivo.

Si considera anche come possibile obiettivo la massimizzazione del numero di utenti aggregati affinché ci sia il pareggio tra costi e ricavi, se ad esempio si vuole promuovere la realizzazione di impianti. Questo presuppone che possono esserci funzioni obiettivo contrastanti che portano ad analizzare l'aggregazione tramite scenari che devono valutare il giusto *trade-off* tra obiettivi economici e obiettivi legati alla massimizzazione del fabbisogno energetico dell'aggregazione.

A titolo di esempio si mostra come si possono avere funzioni obiettivo diverse a seconda del modello e degli scopi che si prefigge il soggetto Aggregatore e la comunità energetica.

⁴⁸ Per l'analisi, il PE è considerato monorario. Il PE monorario è un'opzione nella quale cui il prezzo è sempre lo stesso in qualsiasi ora del giorno.

Modello con rappresentazione di diverse funzioni obiettivo, vincoli e variabili della Comunità Energetica:

1) Funzione Obiettivo per massimizzazione dei benefici economici per i partecipanti

$$\text{Max } \{ \text{Aggregation Economic Benefit} \} \rightarrow \text{Max } \{ \text{CEP}_{\text{Profit}} + \text{Users}_{\text{Profit}} \} \rightarrow \text{Max } \{ [n^{\circ}\text{users} * \text{PCV}] + [n^{\circ}\text{users} * \overline{\text{WDR}}_{\text{SingUserProsumer}} * \text{PE}_{\text{CEP}}] - (\text{CE}_{\text{Market}} * \text{AnExEn}_{\text{Market}}) + [n^{\circ}\text{users} * \overline{\text{WDR}}_{\text{SelfCons}} * \text{PE}_{\text{SEU}}] \} - \{ C_{\text{PowExcOp}} + C_{\text{TSO}} + C_{\text{DSO}} + C_{\text{Taxes}} + C_{\text{ServCEP}} \} + \{ n^{\circ}\text{users} * [B_{\text{DoUser}} - B_{\text{DoUser CEP}}] \}$$

2) Funzione Obiettivo per massimizzazione utenti in aggregazione

$$\text{Max } (n^{\circ}\text{users}_{\text{Prosumers}}), \text{ se si considerano utenti attivi e passivi, } \text{Max } (n^{\circ}\text{users}_{\text{Consumers}} + n^{\circ}\text{users}_{\text{Prosumers}})$$

3) Funzione Obiettivo per minimizzazione dello scambio di energia con l'esterno della Comunità
min (AnExEnMarket)

sono solo alcune delle possibili funzioni obiettivo, altri schemi potrebbero portare ad esempio alla massimizzazione dell'energia transata tra gli utenti della comunità in modo da realizzare veri e propri schemi di trading energetico. Pertanto la definizione degli obiettivi dipende sempre dal modello che si vuole implementare e dalle finalità che si vogliono perseguire.

Vincoli

- $[\text{Revenues}_{\text{CEP}} - \text{Costs}_{\text{CEP}}] \geq 0 \rightarrow$ vincolo su eventuale utile per l'Aggregatore;
- $(\text{AnExEn}_{\text{Drw}} - \text{AnExEn}_{\text{Inj}}) - \text{AnExEn}_{\text{Market}} = 0 \rightarrow$ bilanciamento dell'energia con il mercato esterno;
- $\text{AnExEn}_{\text{Inj}} = n^{\circ}\text{users}_{\text{Prosumers}} * \overline{\text{IN}}_{\text{SingUserProsumer}} > 0 \rightarrow$ energia immessa dai soli utenti Prosumers;
- $\text{AnExEn}_{\text{Drw}} = n^{\circ}\text{users}_{\text{Prosumers}} * \overline{\text{WDR}}_{\text{SingUserProsumer}} + n^{\circ}\text{users}_{\text{Consumers}} * \overline{\text{WDR}}_{\text{SingUser}} > 0 \rightarrow$ energia prelevata dagli utenti;
- $[\text{Energy bill} - \text{Energy bill}_{\text{CEP}}] > 0 \rightarrow$ vincolo su convenienza economica per l'utente in aggregazione;
- $\text{PE}_{\text{CEP}} = \text{PE} - x \% ; \rightarrow$ convenienza per l'acquisto di energia elettrica prelevata da rete in aggregazione;
- $\text{PE}_{\text{CEP}} > 0 \rightarrow$ non negatività del prezzo energia elettrica prelevata da rete in aggregazione;
- $\text{PE}_{\text{SEU}} \leq \text{PE} \rightarrow$ convenienza del prezzo energia autoconsumata in SEU rispetto a al prezzo energia prelevata da rete non in aggregazione (condizioni di Maggior Tutela);
- $\text{PremiumPrice}_{\text{CEP}} = \text{Pz} + y \% ; \rightarrow$ convenienza del prezzo di cessione energia all' aggregazione rispetto alla cessione sul mercato;
- $\text{PCV}_{\text{CEP}} \geq \text{PCV} \rightarrow$ componente commercializzazione e vendita dell'Aggregatore almeno pari alle condizioni di Maggior Tutela;
- $n^{\circ}\text{users}_{\text{Prosumers}} > 0 \rightarrow$ vincolo di non negatività sul numero di utenti prosumers;
- $n^{\circ}\text{users}_{\text{Consumers}} > 0 \rightarrow$ vincolo di non negatività sul numero di utenti consumers (se presenti nel modello);
- $n^{\circ}\text{users} = n^{\circ}\text{users}_{\text{Prosumers}} + n^{\circ}\text{users}_{\text{Consumers}} ;$
- $1 \leq \text{SZ}_{\text{PV}} \leq 6 \rightarrow$ vincolo sul sistema di generazione fotovoltaica di piccola taglia;
- $\text{AnExEn}_{\text{Inj}} > 0 \rightarrow$ energia media annua immessa nella rete da tutti gli utenti finali Prosumers;
- $\text{AnExEn}_{\text{Drw}} > 0 \rightarrow$ energia media annua prelevata da rete in aggregazione nella rete da tutti gli utenti finali;
- $C_{\text{Plat}} = 1\,000.00 \text{ €} \rightarrow$ costo fisso di piattaforma PCE;
- $\text{Fee}_{\text{Plat}} = 0.008 * \text{ExEn}_{\text{Inj}} + 0.008 * \text{ExEn}_{\text{Drw}} \rightarrow$ costo variabile di piattaforma PCE;
- $C_{\text{WarInj}}(\text{FV}) = 138.000 \text{ €/MWh} \rightarrow$ importo richiesto a garanzia dal TSO per impianti fotovoltaici;
- $C_{\text{InjEffInba}} = 0.85 \text{ €/MWh}$
- $C_{\text{PerComInj}} = 0.215 \text{ €/MWh}$
- $C_{\text{DrwArb}} = 0.0005 \text{ €/kWh}$
- $C_{\text{DrwEffInb}} = 0.005 \text{ €/kWh}$

Variabili

- $n^{\circ}users_{Prosumers}$
- $n^{\circ}users_{Consumers}$ (se presenti nel modello)
- PE_{CEP}
- PE_{SEU}
- $PremiumPrice_{CEP}$
- PCV_{CEP}
- SZ_{PV}
- $x \%$
- $y \%$

Dati - Parametri

- $Costs_{CEP} = C_{PowExcOp} + C_{TSO} + C_{DSO} + C_{Taxes} + C_{ServCEP}$
- $C_{PowExcOp} = C_{Plat} + Fee_{Plat} + CCT$
- C_{Plat}
- Fee_{Plat}
- $CCT = (PUN - P_z) * ExEn_{Inj}$
- $C_{TSO} = C_{TSO-Inj} + C_{TSO-Drw}$
- $C_{TSO-Inj} = C_{WarInj} + C_{InjEffInba} + C_{PerComInj}$
- $C_{WarInj} = f(\text{Installed Power})$
- $C_{InjEffInba}$
- $C_{PerComInj}$
- $C_{TSO-Drw} = C_{WarDrw} + C_{DrwEffInba}$
- $C_{WarDrw} = f(\text{AnnualAveragePower})$
- $C_{DSO} = \text{Annual energy transport charges} / 4$
- $C_{Taxes} = \text{Annual Excise duty} / 4$
- $C_{UsTax} = (\overline{WDR}_{SingUser} - 4440) * 0.0227 + 1800 * 0.0454 + 840 * 0.0227$
- $C_{ServCEP} = C_{Dpr} + C_{GenExp} + C_{BillSist} + C_{Empl}$
- $Revenues_{CEP} = n^{\circ} users * (PCV + (PE_{CEP} * \overline{WDR}_{SingUserProsumer}) + (PE_{SEU} * \overline{WDR}_{SelfCons})) - CE_{Market} * AnExEn_{Market}$
- $\overline{WDR}_{SingUserProsumer}$
- $\overline{WDR}_{SelfCons}$
- $AnExEn_{Market}$
- CE_{Market}
- $User_{Profit} = B_{DoUser} - B_{DoUserCEP}$
- $B_{DoUser} = C_{EnMat} + C_{GridServ} + C_{SysCh} + C_{UsTax}$
- $C_{EnMat} = (CV_{EnMat} * \overline{WDR}_{SingUser}) + FixComp_{EnMat} + (PwrComp_{EnMat} * InstPower)$
- $C_{GridServ} = (CV_{GridServ} * \overline{WDR}_{SingUser}) + FixComp_{GridServ} + (PwrComp_{GridServ} * InstPower)$
- $C_{SysCh} = (CV_{SysCh} * \overline{WDR}_{SingUser}) + FixComp_{SysCh} + (PwrComp_{SysCh} * InstPower)$
- $C_{UsTax} = (\overline{WDR}_{SingUser} - 4440) * 0.0227 + 1800 * 0.0454 + 840 * 0.0227$
- $B_{DoUserCEP} = [C_{EnMatCEP} + (PE_{SEU} * \overline{WDR}_{SelfCons})] + C_{GridServ} + C_{SysCh} + C_{UsTax} + TechPaym$
- $C_{EnMatCEP} = (CV_{EnMatCEP} * \overline{WDR}_{SingUserProsumer}) + FixComp_{EnMat} + PwrComp_{EnMat} * InstPower)$
- $C_{GridServ} = (CV_{GridServ} * \overline{WDR}_{SingUserProsumer}) + FixComp_{GridServ} + (PwrComp_{GridServ} * InstPower)$
- $C_{SysCh} = (CV_{SysCh} * \overline{WDR}_{SingUserProsumer}) + FixComp_{SysCh} + (PwrComp_{SysCh} * InstPower)$
- $C_{UsTax} = (\overline{WDR}_{SingUserProsumer} - 4440) * 0.0227 + 1800 * 0.0454 + 840 * 0.0227$

3.4.5. Sguardo alla Grid Parity, LCOE e PPA

Quando si parla di convenienza nell'approvvigionamento di energia non si può tralasciare il concetto di *Grid Parity* (GP) il cui significato intende un insieme di condizioni economiche caratterizzate dalla prossimità o l'uguaglianza fra il costo di produzione dell'energia elettrica da impianto a fonte rinnovabile in assenza di incentivi (espresso in termini di *LCOE - Levelized Cost of Electricity*) e il costo, complessivo di oneri e tasse, di acquisto dell'energia stessa dalla rete elettrica.

La realizzazione di impianti rinnovabili infatti, è strettamente condizionata anche al costo di acquisto dell'impianto stesso che deve sfruttare le grandi economie di scala ed abbattere i costi di produzione. È importante che il costo di generazione del kWh elettrico prodotto da fonte rinnovabile continui a ridursi in modo essere competitivo rispetto a quello prelevato dalla rete. La sostituzione dei combustibili fossili per lasciare il passo alle fonti rinnovabili, è sicuramente un obiettivo che sembra ormai irrinunciabile. Ma affinché una tale transizione possa avvenire spontaneamente, è necessario individuare e favorire le soluzioni basate sull'autoconsumo per le quali il ricorso alle fonti rinnovabili, sia sufficientemente profittevole per gli investitori. Per fare ciò è necessario sicuramente che continui a ridursi il LCOE degli impianti alimentati a fonti rinnovabili, per renderlo sempre più comparabile a quello dei sistemi di generazione con fonti primarie non rinnovabili (carbone, olio combustibile, nucleare, gas).

Come mostrato in *Figura 97* l'aggiornamento semestrale 2019 dei valori medi di LCOE su scala globale, di Bloomberg New Energy Finance (BNEF) ribadisce come in California, Cina e varie parti d'Europa le rinnovabili hanno raggiunto la *market parity* con i prezzi medi all'ingrosso dell'energia elettrica. I valori medi globali di LCOE per i progetti eolici e solari finanziati sono arrivati rispettivamente a 47-51 dollari per MWh, in calo del 6-11% rispetto ai mesi iniziali del 2019, grazie soprattutto ai prezzi in discesa dei componenti (turbine eoliche e moduli) e alla riduzione dei costi d'investimento per i progetti utility-scale di grandi dimensioni.

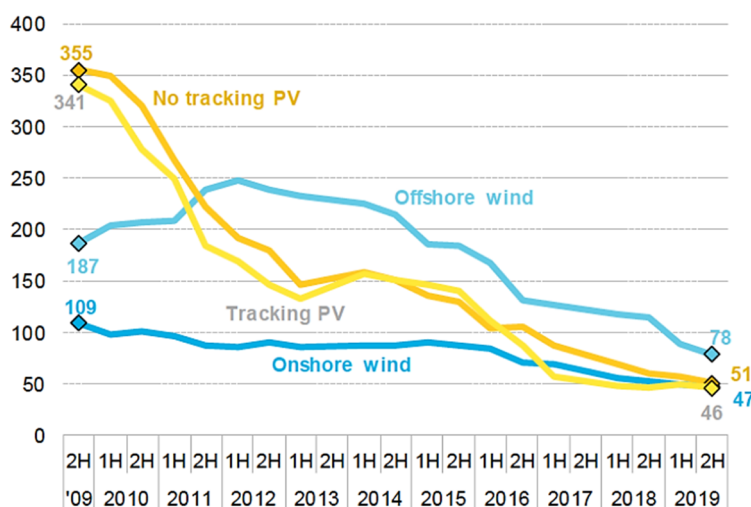


Figura 91 - Valori di LCOE globali (\$/MWh), esclusi sussidi. fonte: Bloomberg NEF

Questa cospicua riduzione del LCOE lo ha fatto avvicinare, ed in alcuni casi scendere, a valori inferiori alla GP, ovvero l'equivalenza tra il costo dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico, ovvero il suo LCOE, ed il prezzo complessivo di acquisto dell'energia elettrica (in €/kWh) prelevata dalla rete (comprensivo di tutti gli oneri) da parte di un utente finale⁴⁹. Al fine di ridurre il LCOE degli IAFR, sino a pochissimi anni addietro in Italia e all'estero, come riportato nel *paragrafo 1.4.6* si è fatto ricorso ad incentivi destinati a coloro i quali investivano nella realizzazione in tali impianti. La GP indica quindi la circostanza in cui un impianto

⁴⁹ La definizione di Grid Parity non è univoca, in letteratura si trovano anche definizioni alternative che ad esempio non confrontano LCOE dell'impianto a fonte rinnovabile con il prezzo complessivo dell'energia prelevata dalla rete ma, confrontano LCOE dell'impianto a fonte rinnovabile con LCOE degli impianti convenzionali (alimentati da fonte fossile).

fotovoltaico o eolico (in questo caso FV), adottando particolari soluzioni impiantistiche sia per piccoli utenti (*SEU*) che per grandi utenti (*PPA*) è in grado di ripagare i propri costi anche senza incentivi economici diretti sulla produzione di energia.

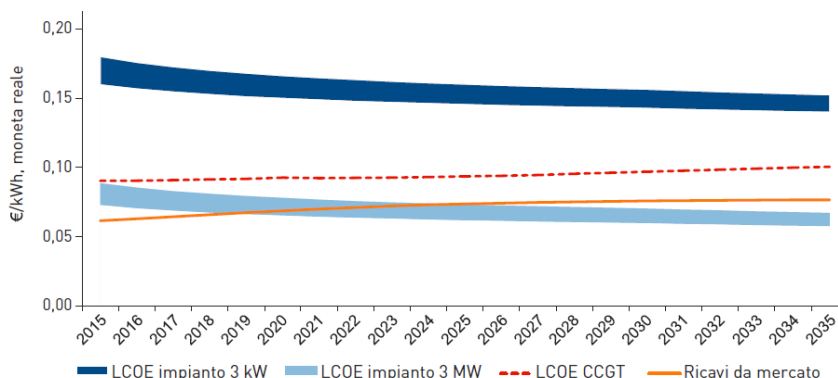


Figura 92 - Valori stimati di LCOE per impianti di generazione FV di piccola, utility scale, e convenzionali

Questo aspetto è fondamentale per lo sviluppo delle comunità energetiche perché oltre ai benefici di tipo ambientali e al miglioramento di gestione della rete elettrica, determina convenienza economica sul prezzo di acquisto dell'energia in comunità che soddisfa autonomamente i propri fabbisogni (tramite impianti realizzati appositamente e posti in prossimità del luogo di consumo).

La valutazione dell'LCOE è quindi una valutazione economica del costo totale medio per costruire e gestire un'attività di generazione di energia durante il suo ciclo di vita utile, rapportata alla produzione totale di energia nel corso dello stesso intervallo di tempo. Ovviamente il LCOE dipende da molti fattori ed in particolare dalla producibilità dell'impianto. A parità di altri fattori, il LCOE sarà tanto più basso quanto più alta sarà la producibilità dell'impianto. La definizione base di LCOE è rappresentata dall'equazione:

$$LCOE = \frac{\text{Total Lifetime Cost}}{\text{Total Lifetime Energy Production}} \quad (25)$$

Sebbene LCOE sia una tecnica ben sviluppata e standard nell'economia del settore energetico, diversi autori affrontano la costruzione del modello in diversi modi.

Sulla conoscenza del costo livellato dell'energia LCOE [87] si basano gli investimenti nella realizzazione di nuovi impianti FER come per esempio i contratti di *Power Purchase Agreement* detti anche PPA. I PPA sono contratti basati sulle prestazioni che mirano a creare un accordo "equo" e controllato per l'acquisto e la vendita di energia elettrica tra un consumatore di energia (definito acquirente o Buyer) e un produttore di energia (definito fornitore o Seller) tramite impianti a fonte rinnovabile la cui vendita dell'energia è stabilita su un orizzonte temporale sufficientemente lungo (solitamente tra 5-15 anni) tale da ripagare i costi di realizzazione e gestione dell'impianto e ad avere un costo dell'energia generata (LCOE) paragonabile o inferiore a quello di rete ma stabile nel tempo.

Il PPA è un modo interessante per lo sviluppo di impianti rinnovabili che hanno un costo di investimento iniziale (*Capex*) molto elevato, come i grandi parchi eolici e fotovoltaici. Gli investimenti in conto capitale incidono fino al 90% sul valore totale di progetto, mentre in genere i costi operativi (*Opex*) e di manutenzione sono più bassi. Le opzioni possibili sono:

- a) **On-site Power Purchase Agreement (PPA fisico)**, detto anche *Behind the Meter PPA* dove l'impianto di generazione è connesso direttamente al carico al di sotto del contatore di scambio con la rete;
- b) **Virtual Power Purchase Agreement**: in questo caso l'impianto di generazione e consumo sono connessi attraverso la rete pubblica, dislocati in posti diversi e gestiti da un soggetto che ricopre il ruolo di Udd in Immissione/Prelievo (che può essere anche il soggetto Aggregatore).

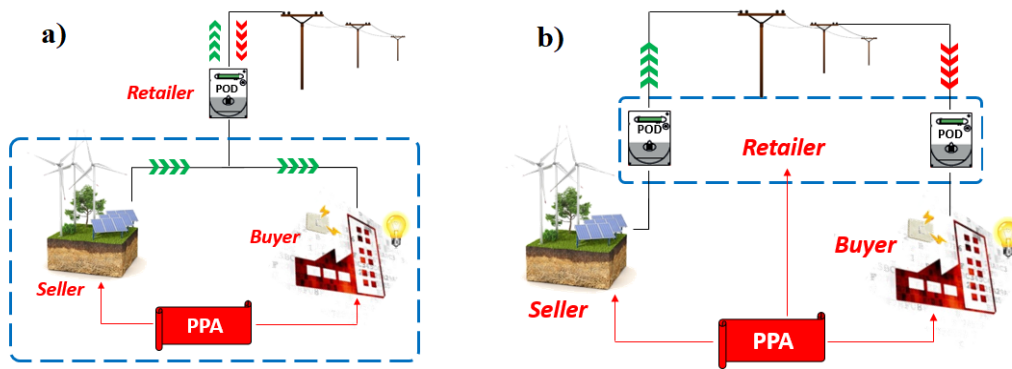


Figura 93 - Configurazione a) PPA on-site (o fisico) e b) PPA virtuale

Tra i vantaggi più rilevanti questa forma contrattuale garantisce stabilità del prezzo dell'energia nel tempo. Il prezzo, generalmente fisso su un orizzonte temporale lungo per entrambe le controparti, agevola la 'bancabilità' e la remunerazione dell'impianto.

Sono fattori determinanti che pregiudicano la fattibilità dell'iniziativa la scelta del tipo di impianto di produzione del Seller (di conseguenza il suo profilo di generazione) ed il tipo profilo di carico del Buyer che devono avere il più alto grado di matching possibile.

La strutturazione di rapporti di vendita e acquisto di lungo termine tramite i PPA attualmente sono la forma più di contrattualizzazione energetica che promette meglio tra i grandi operatori.

La scelta del prezzo del contratto influisce sui tempi di ritorno dell'investimento e sulla redditività del progetto, è necessaria pertanto un'accurata valutazione del LCOE per sostenere gli investimenti in nuovi impianti di generazione a fonti rinnovabili. Mentre il LCOE rappresenta il costo di pareggio per generare energia, rappresentato dal costo per kWh ed è generalmente calcolato come costo totale durante il ciclo di vita dell'impianto (TLCC) rapportato ai kWh di energia prodotta durante la vita del progetto, il COE è il costo per acquistare energia. Secondo questa definizione, il COE può essere uguale al LCOE (per bilanciare i costi di generazione) ma deve essere maggiore del LCOE per ottenere dei profitti. Tuttavia, affinché un progetto sia finanziariamente sostenibile, il prezzo nominale del PPA ovviamente deve essere superiore al suo LCOE

Nel lavoro svolto e pubblicato in [81] si è costruita una formula che include le principali voci di costo per la realizzazione di un impianto fotovoltaico di grande taglia (20 MWp) includendo tutte le voci di costo relative alla realizzazione del progetto (CAPEX) che i costi di gestione (OPEX) tramite un modello simile a quanto proposto nel paragrafo 3.3 riportato di seguito in Figura 94, utilizzato per fornire utenti delocalizzati di taglia piccola-media tramite un accordo PPA di lungo periodo sul prezzo.

- I = Costi di investimento
- Costi per Garanzie
 - GT = Garanzie verso TSO
 - GD = Garanzie verso DSO
 - GM = Garanzie verso Mercato
 - GEx = Garanzie verso AdM
- OM = Costi operativi e manutenzione
- EMC = Costi di gestione energia
- CI(p) = Costi di sbilanciamento
- CN(p) = Costi per congestioni
- CM(p) = Costi di mercato
- n = vita utile dell'impianto
- r = tasso di attualizzazione

$$LCOE_{VCRPPA} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{(1+GT_i+GD_i+GM_i+GEX_i+OM_i+EMC_i+CI(p)_i+CN(p)_i+CM(p)_i)}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (26)$$

In particolare nel lavoro è stata costruita una formula per la valutazione del LCOE che includesse tutte le voci di costo sostenute nella realizzazione di un parco fotovoltaico a servizio di utenti finali considerando dati reali. L'acquirente (utente finale) si impegna ad acquistare energia dal fornitore che in questo caso è un soggetto investitore/produttore che svolge la funzione di facilitatore (FPPA) per la realizzazione dell'impianto. In questo caso la sicurezza del ritorno dell'investimento è data dalla stipula di un contratto tra le parti per un periodo di tempo sufficientemente lungo tale da ripagare il produttore dell'investimento effettuato per realizzare l'impianto, più un certo margine di profitto.

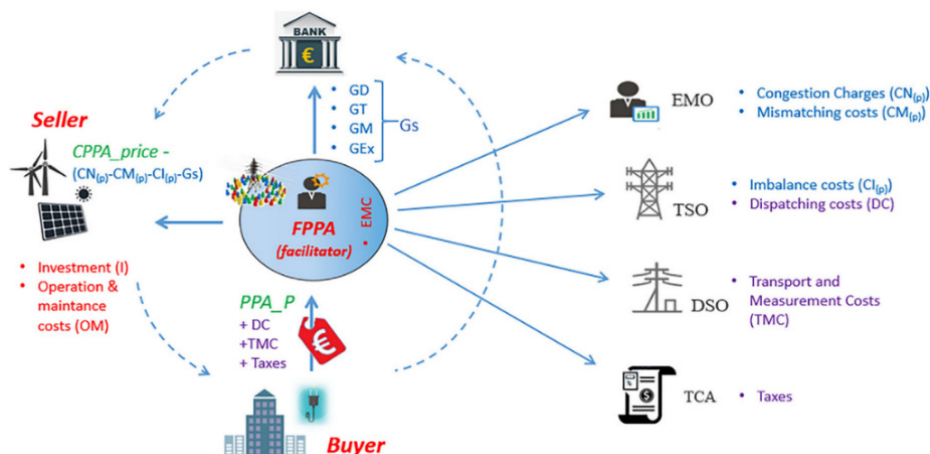


Figura 94 - Rapporti contrattuali in un Power Purchase Agreement e costi connessi

Particolare enfasi è stata posta sull'analisi di sensitività in base alle diverse sovrapposizione dei profili di produzione e carico. Considerando una sovrapposizione standard del 50% tra profilo di produzione e carico degli utenti finali, con una scelta di prezzi compresa tra 75 €/MWh e 100 €/MWh, i risultati hanno mostrato una lunghezza contrattuale tra i 7 anni e 10 anni almeno per recuperare l'investimento ma tempi più lunghi per ottenere anche margini aggiuntivi. I risultati hanno mostrato come nel corso della sua vita utile l'impianto raggiunge un LCOE di 73€/MWh (7,3 c€/kWh) con dati al 2018. Questo tipo di modello è anche utilizzato per realizzare grandi impianti di produzione rinnovabile a servizio di utenti tramite l'utilizzo della rete pubblica come la 'configurazione 2' proposta nel paragrafo 3.4.2.

Nel caso degli utenti residenziali di piccola taglia considerando una sovrapposizione standard del 50% tra profilo di produzione e carico degli utenti finali, e considerando una copertura del fabbisogno utente del 60%, con una scelta di prezzi compresa tra 75 €/MWh e 100 €/MWh, i risultati hanno mostrato una lunghezza contrattuale tra i 12 anni e 13 anni per recuperare l'investimento ed un LCOE legato al recupero dell'impianto di circa 8,5 c€/kWh, più alto rispetto al caso di utenti energivori probabilmente e dovuto al fatto di un minor grado di sovrapposizione rispetto al caso dei grandi utenti che spesso concentrano i consumi nelle ore centrali della giornata. Con le ipotesi di copertura e prezzi adottati, i risultati hanno mostrato come, nel corso della sua vita utile (superiore ai 20 anni) l'impianto riesce a raggiungere un LCOE di circa 61 €/MWh (6,1 c€/kWh) con dati al 2018. Si mostra di seguito una rappresentazione grafica.

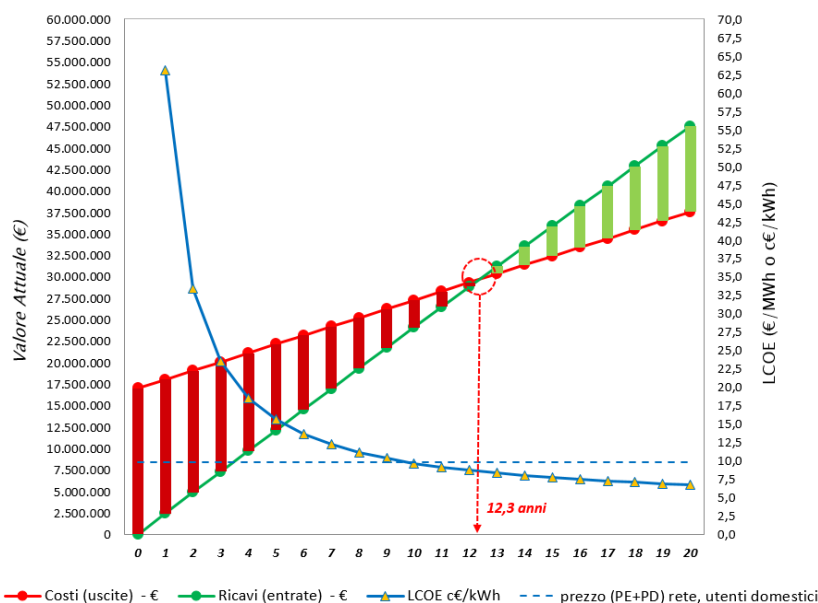


Figura 95 - Valori di LCOE e recupero impianto FV centralizzato (in PPA) per utenti residenziali

Si mostra di seguito in *Figura 99* come varia il valore di LCOE al variare della percentuale di fabbisogno utente coperto dalla generazione rinnovabile e della percentuale di generazione rinnovabile che risulta in ‘match’ con il carico complessivo.

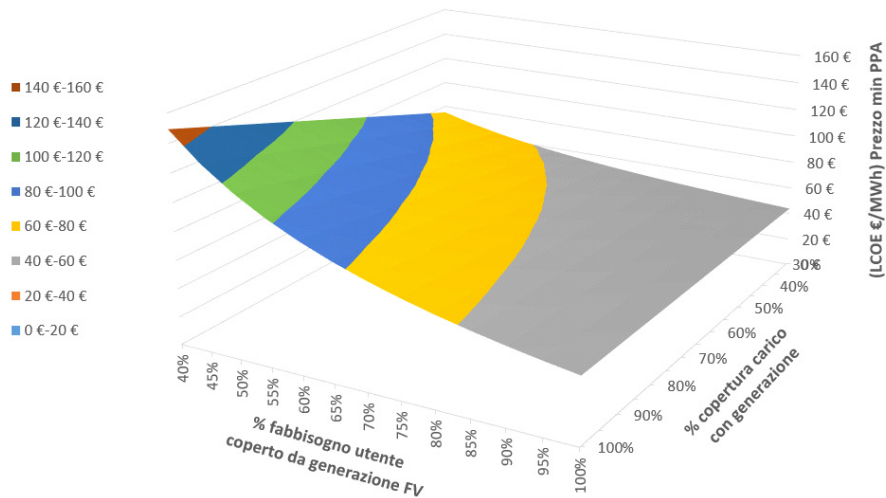


Figura 96 - Sensitività del LCOE per FV centralizzato (in PPA) per utenti residenziali

Come riportato in [49] invece, per quanto riguarda i valori di LCOE riferiti a piccoli impianti decentralizzati di utenti residenziali (quindi in una configurazione opposta rispetto a quella centralizzata appena mostrata), si riesce a generare elettricità a prezzi tra 10-15 c€/kWh nell’arco della vita utile che comparato ai prezzi al dettaglio (generalmente maggiori di 20 c€/kWh) permette di ottenere margini nell’ordine di 4-5 c€/kWh.

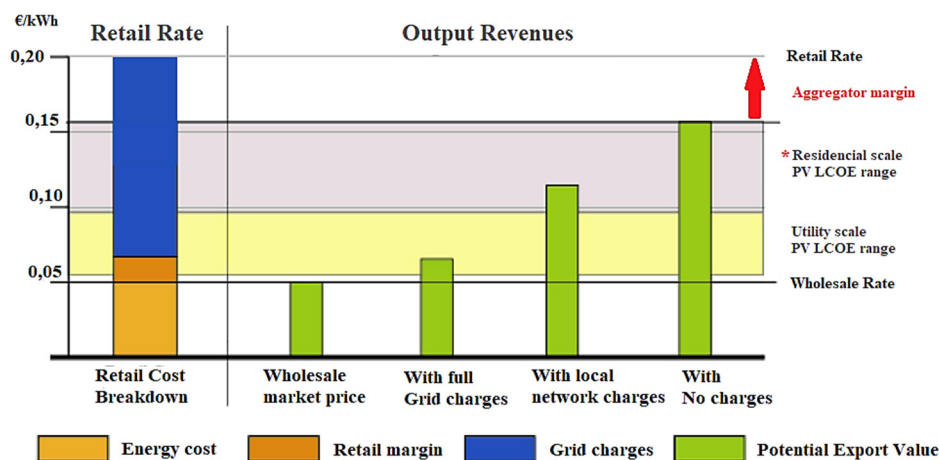


Figura 97 - LCOE per impianti FV su scala residenziale e possibili margini

Si può notare come, applicando le *configurazioni 2) e 3)* mostrate nel *paragrafo 3.4.2* ad una comunità energetica è possibile realizzare impianti di generazione sia di grande che di piccola scala che generano elettricità a prezzo inferiore a quello di rete.

Nel caso di impianti realizzati da terzi questi possono essere ripagati con la quota di autoconsumo che ridurrà i tempi di recupero tanto più sarà il valore di autoconsumo che si riesce a raggiungere anche con il supporto dei SdA e delle tecnologie abilitanti che permettono di redistribuire virtualmente gli eccessi di energia su altri utenti della comunità.

Per tale motivo, nell’ultimo capitolo si conduce un’analisi numerica per indagare la numerosità minima di un’aggregazione ed i prezzi affinché questa sia realizzabile, tenendo in considerazione tutti i costi e ricavi coinvolti nel modello di comunità energetica proposto.

Capitolo 4 – Casi studio e scenari

Nel presente capitolo viene approfondito il caso di simulazione basato su una configurazione di impianti distribuita come la ‘*configurazione 3*’ proposta nel paragrafo 3.4.2 che permette di trarre utili considerazioni sulla fattibilità del modello comunità energetiche formata da utenti residenziali, basandosi su una serie di dati reali e introducendo all’interno del modello tecnologie abilitanti (*nGfHA* e *SdA*) come elementi in grado di aumentare i livelli di autoconsumo collettivo e di redistribuire virtualmente l’energia tra utenti della stessa comunità.

4.1 Scelta della taglia ottima per un impianto di generazione e accumulo

La configurazione impiantistica dei sistemi efficienti di utenza (o equivalenti), sembra essere lo schema più adatto a favorire lo sviluppo di comunità energetiche sia nel caso di piccoli utenti che nel caso di utenti più grandi (attuabile tramite contratti PPA di tipo fisico o virtuale) che sfruttano la rete pubblica. Per quanto riguarda gli utenti residenziali la configurazione proposta rende nuovamente interessante la promozione di impianti e la produzione di energia rinnovabile.

Il dimensionamento ottimale degli impianti in autoconsumo e i relativi sistemi di accumulo che possono essere eventualmente integrati in comunità energetica dipendono fortemente dai profili di generazione e consumo degli utenti in aggregazione pertanto i ragionamenti non possono essere fatti in funzione di uno specifico profilo ma in funzione dei livelli di autoconsumo raggiungibile da parte degli utenti coinvolti rispetto ad un determinato consumo ipotizzato.

Un metodo individuato nel corso della ricerca e proposto nel lavoro svolto in [88] si basa sulla costruzione di curve di durata del carico e della generazione, basate sui dati storici raccolti attraverso l’uso di Smart Meters posti direttamente sugli impianti di generazione e carico di utenti domestici.

Il risultato di questo lavoro rappresenta un utile strumento in grado di fornire supporto al dimensionamento di un impianto fotovoltaico. A differenza degli altri metodi in letteratura utilizzati per il dimensionamento, questo utilizza una cronologia dei dati con risoluzioni temporali molto elevate, in grado di misurare le rampe di potenza che si verificano durante il regime transitorio che si stabilisce quando un’apparecchiatura o qualsiasi altro carico è collegato alla rete.

La possibilità di campionare i valori di potenza con una frequenza molto fitta (nell’ordine dei secondi) consente una costruzione veritiera e rappresentativa dei profili di potenza relativi ad un utente. Nel caso specifico si è considerato un utente con elettrificazione dei consumi (come indicato dalle future traiettorie del Sistema Elettrico) con un fabbisogno annuo di circa 5.000 kWh. Tale tipologia di utente è stata presa a riferimento nel caso della simulazione numerica di comunità energetica.

A. Curva di durata del carico

In generale, una curva di durata rappresenta l’andamento di un particolare tipo di carico elettrico nel tempo. Nel corso di un arco temporale (ad esempio di un anno), essa mostra in ascissa la durata per la quale il carico viene mantenuto superiore o uguale al valore indicato nelle ordinate (valore di potenza). Riportando in ordine decrescente i valori di potenza del carico, l’area sottostata al profilo di durata, ovvero il suo integrale, esprime l’energia assorbita nell’intervallo temporale di riferimento.

Un punto di partenza per costruire la curva di durata del carico è conoscere il diagramma di carico giornaliero per la maggior parte dei giorni dell’anno, quindi mediare i valori ottenuti per avere un trend medio annuale rappresentativo dell’utente analizzato. Nell’esempio di seguito, i valori istantanei del carico sono stati raccolti attraverso l’installazione di uno Smart Meter realizzato presso il laboratorio di ricerca⁵⁰ opportunamente programmati, in modo da avere un profilo di carico più dettagliato possibile. Una misurazione eseguita dallo Smart Meter con una frequenza di 5 secondi consente di identificare le rampe di carico e conoscere i picchi di

⁵⁰ LASEER (Laboratorio di Sistemi Elettrici per l’Energia e le fonti Rinnovabili) dell’UNICAL dove si conduce ricerca teorico/sperimentale nell’ambito dei Sistemi Elettrici ed Elettronici per l’Energia e le Fonti Rinnovabili

potenza effettivi richiesti dall'utente. In questo caso, è stato monitorato un utente domestico passivo (Consumer) che consiste in un'abitazione indipendente situata nel Sud Italia, con una superficie di 100 m², occupata principalmente da quattro persone. L'utente in questione è collegato alla rete di distribuzione e ha una potenza contrattuale di 3 kW. La curva di durata del carico richiesta dall'utente è riportata *Figura 98*. Ogni valore in ascissa rappresenta il numero di ore dell'anno in cui la potenza richiesta è uguale o superiore al valore corrispondente riportato in ordinata. L'area sottostante esprime l'energia elettrica assorbita all'anno (Wh/anno).

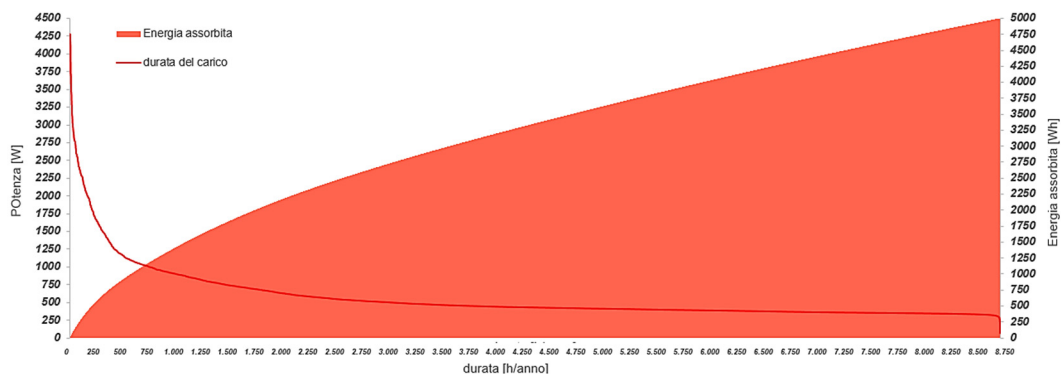


Figura 98 - Curva di durata del carico ed energia assorbita

Guardando la figura precedente si capisce come per la maggior parte delle ore, circa 8.000 h/anno, si ha un carico tra i 500-1.000W, mentre per circa 700 h/anno un carico tra i 1.000-3.000W e solo in pochissimi casi si è sfiorata la potenza contrattuale. Questa considerazione è confermata dalla *Figura 99* che rappresenta il profilo istantaneo nell'anno.

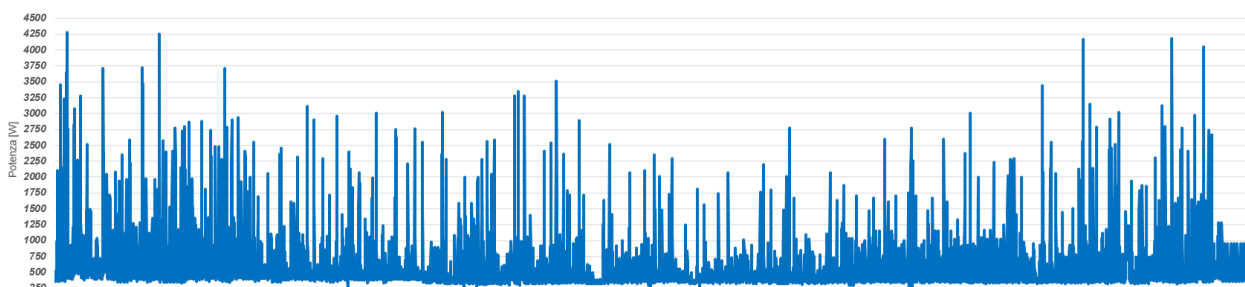


Figura 99 - Esempio di profilo di carico istantaneo del carico

B. Curva di durata della generazione

Il punto di partenza per costruire le curve di durata della generazione di un impianto fotovoltaico è conoscere il diagramma di produzione giornaliero per la maggior parte dei giorni dell'anno, quindi mediare i valori raccolti per avere un andamento medio annuale rappresentativo dell'impianto. Per questa analisi sono stati raccolti i valori di potenza istantanea di un impianto fotovoltaico di potenza 2.2 kWp situato in zona Sud Italia in provincia di Cosenza, facendo riferimento alla sua potenza unitaria (1 kWp) con una produzione di 1.429 kWh/kWp nell'anno (ore equivalenti).

Anche in questo caso, lo Smart Meter è stato programmato per eseguire misurazioni con una frequenza di 5 secondi. La curva di durata del sistema di produzione è riportata in *Figura 100*. Ogni valore in scala ascissa rappresenta il numero di ore dell'anno in cui la potenza generata è stata uguale o superiore al valore corrispondente riportato in ordinata. L'area sottostante esprime l'energia elettrica prodotta nell'anno (espressa in Wh/anno).

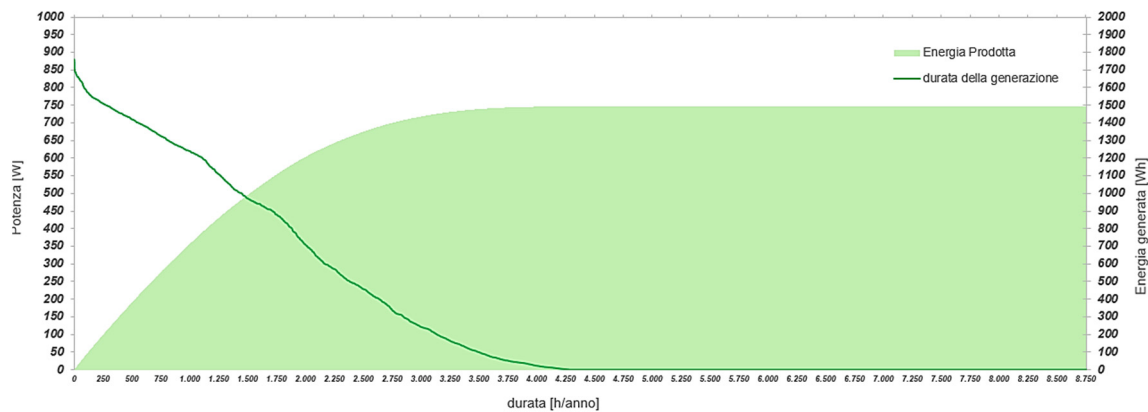


Figura 100 - Curva di durata della generazione ed energia prodotta

Si può notare come la potenza generata rimane inferiore a 50 W/kWp per oltre la metà del tempo, 4.837 h/anno (dovuto al tipo di fonte), e per 3.923 h/anno con una potenza generata superiore a 50W/kWp.

C. Metodo proposto

Lo scopo del metodo è determinare il dimensionamento ottimale del sistema fotovoltaico in grado di generare una quantità annua di energia pari al fabbisogno energetico annuale richiesto dal carico. In altre parole, è necessario determinare una dimensione tale per cui l'area sottesa al profilo di durata della generazione corrispondente è uguale all'area sottesa al profilo di durata del carico (dimensionamento ottimale).

Nel caso in esame, lo Smart Meter ha raccolto una quantità sufficiente di dati storici giornalieri relativi ai fabbisogni energetici. A partire da questi dati è stato possibile valutare la domanda energetica annuale per l'utente finale. I valori di energia sono pari a:

$$E_{\text{anno}} = 5.000 \text{ [kWh/anno]}$$

al quale corrispondono i seguenti valori medi mensili e giornalieri:

$$E_{\text{mese}}^{\text{avg}} = 416.6 \text{ [kWh/mese]}$$

$$E_{\text{giorno}}^{\text{avg}} = 13.9 \text{ [kWh/giorno]}$$

A partire dalla curva di durata della generazione mostrata in *Figura 100*, il metodo consente di definire le dimensioni esatte del sistema fotovoltaico al fine di prevedere una produzione annua di energia pari al precedente consumo di energia annuo. In particolare, il metodo si basa su una procedura grafica in cui vengono confrontate, l'area sottesa alla curva della durata della generazione e l'area sottesa alla curva della durata del carico. Il metodo suggerisce una dimensione ottimale dell'impianto fotovoltaico di 3.35 kWp.

$$P_{\text{ott}} = 3.35 \text{ [kWp]}$$

La generazione annuale stimata (G), relativa all'impianto fotovoltaico con questa dimensione, viene calcolata a partire dai dati storici di produzione giornaliera relativi all'impianto fotovoltaico. Il valore calcolato è uguale a:

$$G_{\text{anno}} = 1.492 \text{ [kWh/kWp anno]} \times 3.35 = 5.000 \text{ [kWh/kWp anno]}$$

al quale corrispondono i seguenti valori medi mensili e giornalieri:

$$E_{\text{mese}}^{\text{avg}} = 416.6 \text{ [kWh/mese]}$$

$$E_{\text{giorno}}^{\text{avg}} = 13.9 \text{ [kWh/giorno]}$$

A partire dai dati storici di produzione relativi all'impianto fotovoltaico discussi, viene calcolata la curva di durata della generazione dell'impianto fotovoltaico individuato.

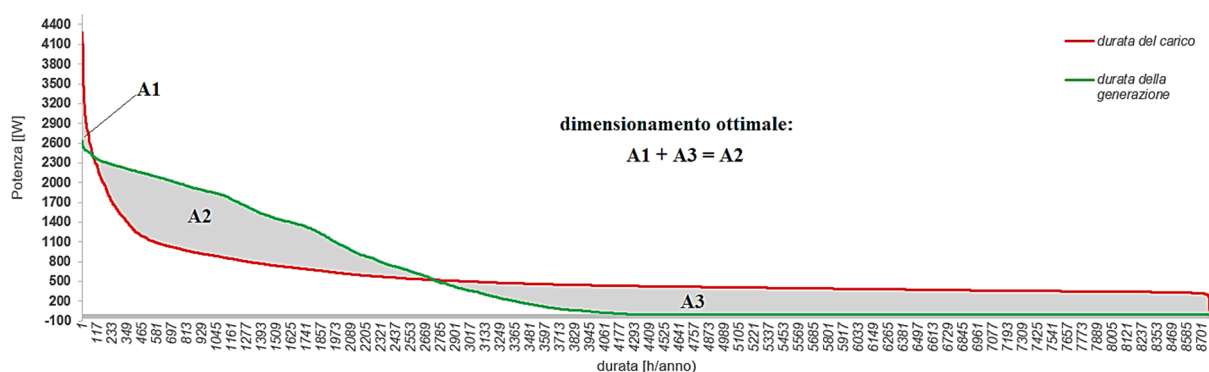


Figura 101 - Curva di durata della generazione e carico e dimensionamento

Come mostrato in *Figura 101*, l'area sottesa alla curva di durata della generazione (e superiore alla curva di durata del carico) coincide con la somma delle aree sottese alla curva della durata del carico (e superiore alla curva di durata della generazione). Ciò conferma che la produzione dell'impianto fotovoltaico soddisfa la domanda di energia richiesta dall'utente consumatore. Infatti è possibile notare in figura come le aree circoscritte indicate con A1, A2 e A3 soddisfano la condizione:

$$A1+A3 = A2 = 2.109 [kWh]$$

Considerando le dimensioni di impianti arrotondate a quelle disponibili sul mercato si può considerare un impianto da 3 kWp che restituisce i seguenti valori:

$$G_{\text{anno}} = 4.478 [kWh/kWp \text{ anno}]$$

$$E_{\text{mese}}^{\text{avg}} = 373 [kW/mese]$$

$$E_{\text{giorno}}^{\text{avg}} = 12.5 [kW/giorno]$$

D. Scelta della taglia del Sistema di Accumulo

Determinata la dimensione del sistema fotovoltaico, il passo successivo è dimensionare il sistema di accumulo elettrico. Il dimensionamento ottimale per il sistema di accumulo a batteria è immediato. Al fine di garantire l'autonomia dell'utente in una prospettiva annuale, la capacità utile deve essere pari alla quantità di energia prodotta in eccedenza rispetto alla domanda di carico, ovvero la quantità di energia dell'area A2 che per le ragioni precedenti è pari (o quasi) alla quantità di energia richiesta dal carico ma non prodotta dall'impianto fotovoltaico rappresentata dall'area A1+A3. Di conseguenza, considerando l'impianto di dimensioni 3 kWp il sistema di accumulo richiede una capacità annuale pari a:

$$C_r^y = 1.636 [kWh/anno]$$

al quale corrispondono i seguenti valori medi mensili e giornalieri:

$$C_{\text{mese}}^{\text{avg}} = 136 [kWh/mese]$$

$$C_{\text{giorno}}^{\text{avg}} = 4.5 [kWh/giorno]$$

La tecnologia di accumulo elettrochimico è diversificata ed in rapida evoluzione, poiché la penetrazione su larga scala della generazione rinnovabile intermittente sembra sempre più inevitabile. Esistono molti criteri su cui valutare la tecnologia di accumulo. Alcune tecnologie di storage potrebbero essere più adatte per applicazioni su larga scala (macro-grid) mentre una varietà di tecnologie di accumulo a batterie elettrochimiche è attualmente disponibile per applicazioni di accumulo elettrico su scala ridotta [89]-[90].

Attualmente tra le diverse tecnologie di accumulo, quelle agli ioni di litio possono essere la migliore scelta per le applicazioni su micro-grid in climi temperati, a causa della loro efficienza energetica, elevata potenza specifica ed energia e un mercato in evoluzione [91]. Nel seguente metodo di dimensionamento verrà presa in considerazione idealmente una tecnologia della batteria agli ioni di litio con una massima profondità di scarica.

Altrimenti supponendo un uso quotidiano del sistema di accumulo e generalmente caratterizzati da una profondità massima di scarica P_{sc} (es 80%-90%), la capacità totale del sistema di accumulo deve essere pari a $C_{giorno}^{avg} / P_{sc}$ aumentandone così le dimensioni.

E. Valutazioni per configurazioni di impianto stand-alone

Per valutare l'opportunità in ottica comunità energetica, c'è bisogno di avere un riscontro con i risultati di una configurazione dove è il singolo utente che realizza l'impianto di generazione (*configurazione 1* nel paragrafo 3.4.2) per rendersi conto se, e come, è possibile ottenere risultati analoghi o migliorativi ma in ottica condivisa piuttosto che agire singolarmente da parte di un utente finale.

Per fare ciò si sono prese come riferimento sia le valutazioni mostrate in precedenza (*Figura 56* nel paragrafo 2.5.2 con SSP) che uno studio sulla valutazione di impianto fotovoltaico per utente residenziale nella quale le stime sono state effettuate tramite simulazioni energetiche dell'impianto fotovoltaico (taglia di 3-4-5-6 kWp) accoppiato ad un accumulo elettrochimico al litio, per utenti più o meno energivori.

In particolare, sono stati utilizzati profili di carico reali, relativi ad utenti con un consumo annuo da 2.000-6.000 kWh/anno. A ciascun livello di consumo è stato associato un accumulo con taglia ottimale (tipicamente tra 4 e 6 kWh), che minimizzi il tempo di recupero dell'investimento in anni (Pay Back Time, PBT).

Dalle simulazioni sono state dedotte le percentuali di autoconsumo ottenibili con l'introduzione dell'accumulo, e in base a questo sono stati calcolati i tempi di recupero dell'investimento.

Per farlo si sono calcolati i flussi di cassa annuali prima e dopo l'introduzione dell'accumulo derivanti dalla differenza tra ricavi (che hanno considerato introiti da incentivi e detrazioni fiscali) e costi (prelievo dalla rete con tariffa TD non progressiva), attualizzando i flussi di cassa con un tasso del 2,5%. I risultati sono mostrati di seguito:

Tabella 10 - PBT per ciascuna combinazione di carico e taglia FV con accumulo

		Consumo annuale				
		2.000 kWh	3.000 kWh	4.000 kWh	5.000 kWh	6.000 kWh
Potenza impianto FV	2 kW	10,1	8,4	18,9	> 20	> 20
	3 kW	10,3	8,6	7,9	12,2	17
	4 kW	> 20	7,5	6,5	8,2	9,5
	5 kW	> 20	9,3	5,7	6	7,7
	6 kW	> 20	> 20	6,7	5,4	6,4

Come mostrato in *Tabella 10*, con l'incrementarsi del consumo dell'utente, aumenta la convenienza dell'accumulo e si riduce il PBT dell'investimento. È necessario però che l'utente sia equipaggiato con un impianto adeguato.

Su utenti con basso consumo annuale, per esempio, il risparmio dovuto al maggior autoconsumo non ha un impatto sufficientemente elevato sulla già bassa spesa annuale, e non copre il costo dell'investimento (prima colonna di tabella). Per utenti energivori equipaggiati con impianti fotovoltaici di piccola taglia, l'autoconsumo è già sufficientemente elevato anche in assenza di sistemi di accumulo, e l'investimento non risulta quindi molto redditizio (tempi di rientro oltre i 10 e 20 anni, porzione in alto a destra della tabella).

Per l'utente residenziale preso come riferimento nella simulazione di comunità energetica, analisi fatte su una configurazione stand-alone (*'configurazione 1' in 3.4.2*) mostrano un PBT tra 8-12 anni.

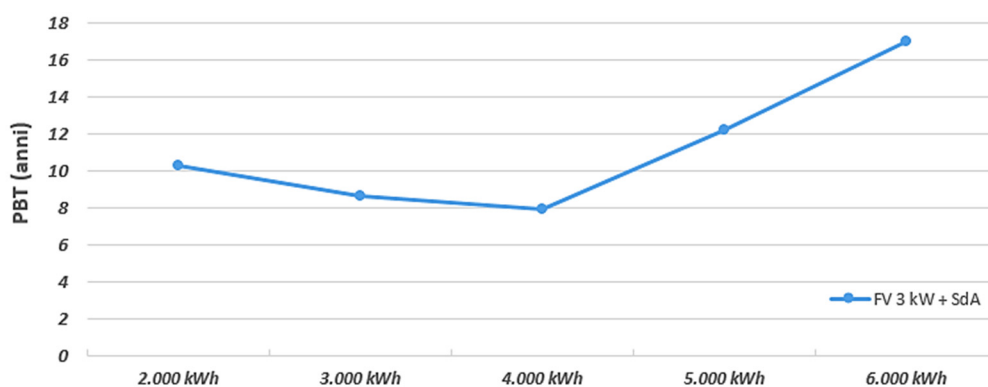


Figura 102 - PBT per impianto 3kW con SdA in funzione dei consumi

Questi risultati possono migliorare in funzione del profilo di consumo medio giornaliero del singolo utente (o in ottica comunità, dell'aggregazione). La redditività dell'investimento, dipende infatti dall'incremento percentuale di autoconsumo derivante dall'introduzione dell'accumulo ed è lecito avere tempi di recupero ancora minori per utenti con consumi particolarmente concentrati nelle ore serali.

Buona parte degli utenti mediamente energivori, equipaggiati con impianti fotovoltaici adeguati, i tempi di rientro dell'investimento in media intorno ai 7 anni ma solo con incentivazioni e detrazioni fiscali.

La domanda che ci si è posti è stata quella di valutare se è possibile ottenere risultati migliorativi o almeno pari con un modello di comunità energetica dove l'utente venga coinvolto da un soggetto terzo che promuove la realizzazione di impianti FER.

4.2 Implementazioni di Comunità Energetica e Scenari

Sulla base di quanto affrontato, si è valutata un'analisi di fattibilità per una comunità energetica basata sulla tipologia di utente 'residenziale' che prevede la trasformazione di utenti consumer in utenti attivi prosumers con sistema di accumulo, prendendo in considerazione dati reali per simulare una configurazione realizzata da Aggregatore.

In particolare la soluzione adottata prevede un insieme di utenti finali aggregati secondo il modello di business indicato nel *paragrafo 3.3* basato su una configurazione in autoconsumo che soddisfa i fabbisogni utente mediante energia prodotta tramite fotovoltaico in abbinamento a SdA elettrochimico. E' stata considerata come apparecchiatura di conversione e interfaccia verso la rete la tecnologia abilitante nanogrid (*nGfHA*) indicata in 2.5.3 che consente di gestire i flussi di potenza tra le diverse sorgenti, sistemi di accumulo e la rete aumentando i livelli di autoconsumo collettivo nell'ambito della comunità energetica.

Per la gestione del comportamento 'effettivo' dei prosumers aggregati, sono necessari sistemi ad alte prestazioni per il monitoraggio della potenza prodotta dagli impianti di produzione e assorbita dai carichi, valorizzando il comportamento dei programmi di DR.

Con riferimento ai piccoli utenti su base residenziale, l'obiettivo è di valutare l'impatto della numerosità necessaria di utenti gestiti e dei prezzi da applicare, per la sostenibilità economica dello schema collettivo. Si tratta in sintesi, di far convergere gli obiettivi degli attori coinvolti al variare di una serie di parametri considerando diversi possibili scenari.

Si è supposto che la comunità energetica entri a regime in maniera graduale in 4 anni e che la base temporale di proiezione sia di almeno 15 anni. In base alle ipotesi di lavoro, si sono definiti per l'Aggregatore i prospetti di conto economico e flussi di cassa al fine di calcolare il Valore Attuale Netto (VAN), l'Indice di Profitabilità (IP) e il Pay Back Time finanziario usati come elementi per le valutazioni.

In tutti gli scenari, è stato preso in considerazione che:

- I soggetti che si ipotizza di aggregare ai fini delle valutazioni sono utenti finali Consumers trasformati in utenti attivi Prosumers che soddisfano il proprio bisogno di energia elettrica mediante una configurazione impiantistica basata su un sistema efficiente di utenza tipo-c (*Figura 103*) nella quale:
 - o a) Il *Produttore/Aggregatore* è titolare dei rapporti contrattuali per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di generazione di cui è proprietario;
 - o b) L'*utente finale* (cliente) è titolare dei rapporti contrattuali per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dalla rete e questa energia gli viene venduta dall'Aggregatore ad un prezzo stabilito in aggregazione ($PE_{CEP} = PE_{Aggregazione}$);
 - o c) La sola energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione distribuiti e istantaneamente consumata dall'utente finale (autoconsumo) viene regolato nell'ambito di un contratto privato ad un prezzo prefissato (PE_{SEU});
 - o d) L'energia prodotta dall'impianto e immessa in rete è di proprietà dell'Aggregatore che potrà redistribuirla/compensarla con i fabbisogni di altri utenti all'interno della stesa comunità energetica o vendendola attraverso i meccanismi di mercato dell'energia elettrica all'ingrosso;
- Il sistema di generazione locale è basato sulla taglia di impianto fotovoltaico, 3 kW che permette di escludere l'utente dal campo di applicazione delle accise sull'energia autoconsumata (< 20kWp).

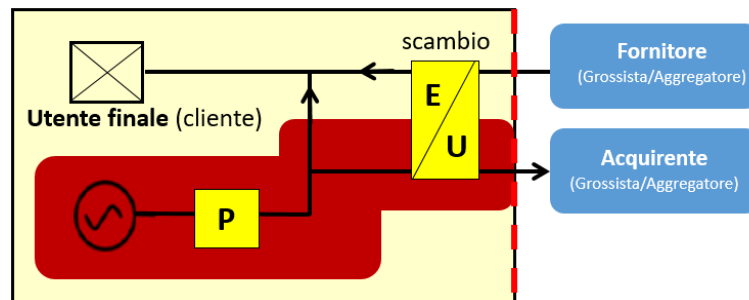


Figura 103 - Configurazione SEU(o equivalente) di tipo-c

- Gli eccessi di energia provenienti dalla produzione da parte dei Prosumers vengono venduti dall'Aggregatore direttamente "al dettaglio" ad altri utenti della comunità energetica o al "mercato all'ingrosso" utilizzando il Prezzo Zonale (Pz) secondo le forme previste dall'attuale quadro regolatorio;
- L'energia necessaria ai soggetti aggregati Prosumers (i cui impianti in alcune ore della giornata hanno una produzione insufficiente), che l'Aggregatore non può coprire ricorrendo alle eccedenze, viene acquisita dall'Aggregatore dal "mercato all'ingrosso" al Prezzo Unico Nazionale (PUN). L'Aggregatore soddisfa così la ulteriori necessità di energia dei soggetti aggregati rivendendo ad essi, "al dettaglio", l'energia così acquisita al prezzo stabilito all'interno dell'aggregazione (PE_{CEP});

Le **ipotesi di base** che accomunano i vari scenari di cui si è anticipato nell'introduzione sono di seguito elencate:

- A. Il singolo utente finale ha un fabbisogno annuo tenendo conto di uno scenario con elettrificazione dei consumi, pari a circa 5.000 kWh/anno;
- B. Gli impianti di generazione considerati sono esclusivamente impianti a fonte rinnovabile non programmabile, di tipo fotovoltaico (FV);
- C. L'impianto FV di ciascun utente ha una potenza pari a 3 kWp (situazione più diffusa risultata come taglia indicata, in abbinamento al sistema di accumulo considerato);
- D. La producibilità annua stimata degli impianti FV installati nella comunità, ipotizzando una corretta installazione, si suppone essere quella del Sud Italia, posta prudenzialmente pari a 1.430 kWh/kWp;
- E. La producibilità annua dell'impianto di generazione è pari a circa 4.288 kWh/anno;

- F. il costo del kWp degli impianti FV (senza apparecchiature di conversione per l'interfaccia verso la rete) viene posto inizialmente pari 800 €/kWp;
- G. La tecnologia abilitante (nanogrid, *nGfHA*) fa anche da apparecchiatura di conversione verso la rete ed è considerata in abbinamento a sistema di accumulo (SdA) avente capacità pari a 4.5 kWh;
- H. La nanogrid in abbinamento al SdA ha un costo pari a 4.100 €;
- I. Il sistema di accumulo ha un costo pari a 600 €/kWh;
- J. Il costo complessivo della dotazione tecnologica per la realizzazione del SEU è pari a 6.500 €;
- K. La vita utile delle dotazioni tecnologiche si assume pari a 20 anni;
- L. Prezzo energia prelevata in autoconsumo viene posto a 20 c€/kWh (PE_{SEU}) rispetto a quello prelevato da rete dopo aver valutato il costo totale del kWh del mercato in regime tutelato (che si concluderà a breve e comporterà un aumento dei prezzi) che risulta superiore e soprattutto variabile;
- M. L'investimento per la dotazione tecnologica è a carico dell'Aggregatore come nella configurazione promossa da soggetto terzo. Si suppone che l'Aggregatore copra il costo dell'investimento pagando una quota annua calcolata con ammortamento alla francese al tasso del 2% annuo in 10 anni (tasso per i finanziamenti a M/L periodo).

In particolare si sono valutati diversi scenari come riportato in *Tabella 11* al variare di alcuni parametri ritenuti più sensibili come:

- Percentuale di autoconsumo dell'utente Prosumer;
- Prezzo dell'energia PE_{CEP} praticato dall'Aggregatore agli utenti che acquistano/prelevano energia all'interno della comunità;
- Riduzione di costo della tecnologia (sia per sconti, per quantità/economie di scala, sia per eventuale riduzione dovuta al consolidamento delle tecnologie stesse);
- Partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento inteso come margine aggiuntivo sulla base della analisi condotte da un apposito studio;
- Evoluzione normativa in ottica comunità energetiche come proposto dalla commissione europea che probabilmente consentirà di eliminare o compensare parte degli oneri relativi allo scambio energetico di comunità (*REDII*) sulla rete.

Tabella 11 - Scenari di Simulazione

<i>Parametri</i>	<i>SCENARIO_1</i>	<i>SCENARIO_2</i>	<i>SCENARIO_3</i>	<i>SCENARIO_4</i>	<i>SCENARIO_5</i>	<i>SCENARIO_6</i>
Tipologia utenti	Prosumers	Prosumers	Prosumers + Consumers	Prosumers	Prosumers	Prosumers
% riduzione Costo tecnologia (economie di scala)	0 %	fino al 30%	fino al 30%	fino al 30%	fino al 30%	output (da individuare)
% Autoconsumo minimo (vs produzione)	Output (da individuare)	70% (60% fabbisogno)	70% (60% fabbisogno)	60 % (51% fabbisogno)	Da 60% -70% (60% fabbisogno)	70% (60% fabbisogno)
% Riallocazione" energia all'interno della comunità	50-100%	100%	100%	100%	100%	100%
Partecipazione a MSD	Nessuna	Nessuna	Nessuna	Si	Si	Nessuna
Benefici REDII (Direttiva UE 2018/2001) <i>Riduzione oneri per le Comunità Energetiche</i>	Nessuna	Nessuna	Nessuna	Nessuna	Si	Nessuna

Le analisi sono basate sulla creazione di una rete di utenti residenziali che, in forma aggregata partecipano all'investimento finalizzato alla promozione di impianti FER per il soddisfacimento di parte dei fabbisogni elettrici della comunità tramite auto-produzione. L'obiettivo è di determinare l'impatto sui tempi di ritorno per verificarne la sostenibilità complessiva e valutarne un confronto con una situazione stand-alone.

La simulazione rappresenta uno strumento capace di valutare la scelta di configurazione di comunità energetica attraverso la valutazione di alcuni indicatori come il VAN (positivo) dei flussi di cassa generati nell'orizzonte temporale considerato applicando in tasso di sconto del 4% e tramite l'indice di profittabilità (IP).

Il valore attuale netto è la somma delle entrate e delle uscite monetarie di un investimento al momento attuale

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+i)^t}$$

dove

t = Intervallo temporale

n = Durata in anni

I_0 = Investimento al punto di partenza ($t = 0$)

$CF = (E_t - U_t)$ = Flusso di cassa

E_t = Entrate al momento t

U_t = Entrate al momento t

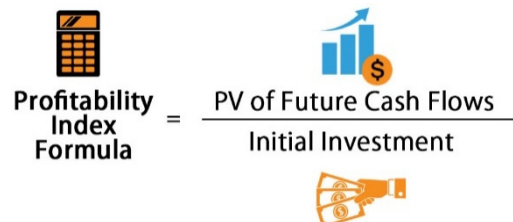
i = Tasso di sconto in %

L'indice di profittabilità invece, misura il valore creato per unità monetaria (1€ o 1\$) di un investimento ed è calcolato seguendo la logica:

$$IP = \frac{\text{Valore Attuale dei flussi di cassa futuri}}{\text{Investimento Iniziale}}$$

$$IP = \frac{VAN + \text{Investimento iniziale}}{\text{Investimento iniziale}}$$

$$IP = 1 + \frac{VAN}{\text{Investimento iniziale}}$$



The diagram illustrates the Profitability Index Formula. On the left, there is a calculator icon above the text 'Profitability Index Formula'. This is followed by an equals sign and a fraction. The numerator of the fraction is 'PV of Future Cash Flows', which is accompanied by a bar chart icon with an upward arrow and a dollar sign. The denominator is 'Initial Investment', which is accompanied by a funnel icon with dollar signs.

La regola di valutazione stabilisce che:

- Se $IP > 1$, buon investimento.
- Se $IP < 1$, investimento non conveniente.

Altro elemento per la valutazione individuato per gli scenari simulati è stato il tempo di ritorno dell'investimento (Payback Time, PBT) andando a vedere il periodo entro il quale la configurazione genera flussi finanziari di cassa cumulati positivi.

In tutti gli scenari la propensione per l'utente di aderire all'aggregazione, è stata calcolata come beneficio conseguibile rispetto alla spesa elettrica annuale (bolletta) dello stesso tipo di utente nel mercato tutelato. Tramite la costruzione di un simulatore di bolletta elettrica in Excel VBA, il costo annuale al 2018 di un utente consumer con fabbisogno 5.000 kWh, è stato calcolato in € 1.123,50 e rappresenta il riferimento per il confronto lato utente nelle valutazioni di convenienza.

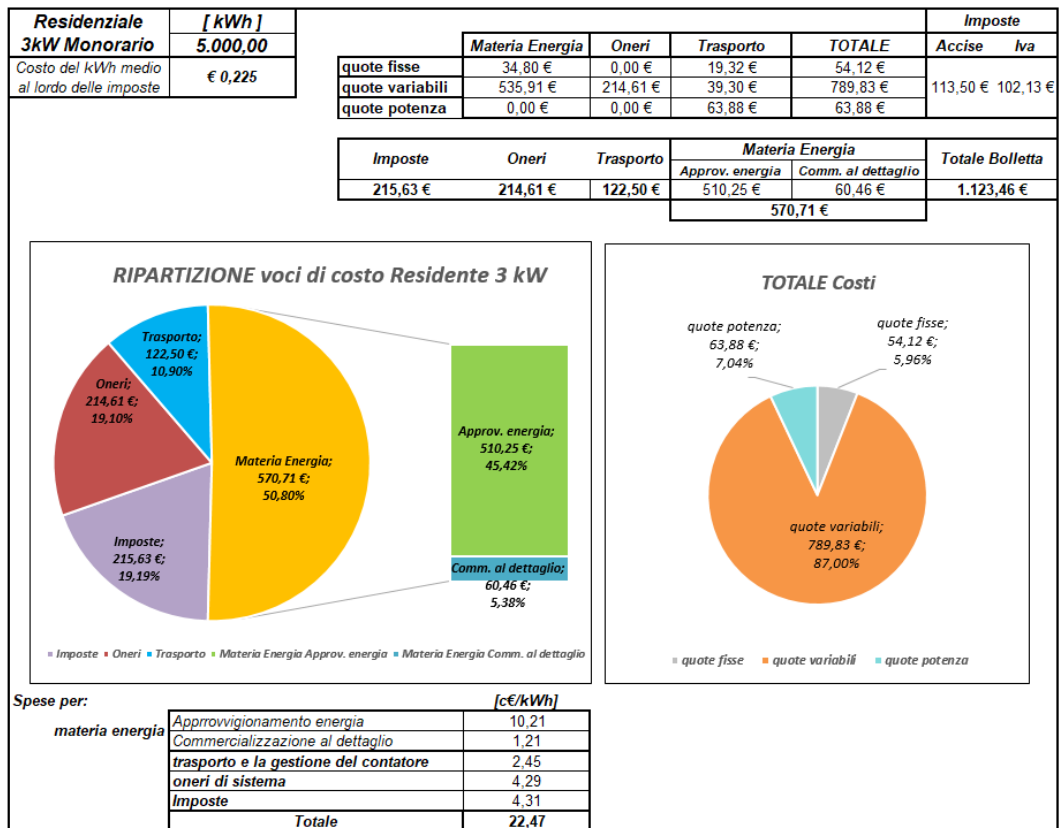


Figura 104 - Spesa elettrica utente residenziale 5.000 kWh - IV trimestre 2018

Le simulazioni condotte sulla base del modello implementato in Microsoft Excel che replica tutti i costi e ricavi per l'aggregatore, sono state finalizzate ad individuare una 'taglia minima' dell'aggregazione (numero) di utenti finali che renda recuperabile l'investimento nella configurazione adottata, valutate tramite la generazione di diversi scenari misurano la sensibilità delle variabili considerate sul risultato finale.

Tale convenienza è una stima ed i risultati sono da intendersi come un possibile set di condizioni soglia di sostenibilità-accettabilità. Queste, infatti, variano al variare delle aspettative dei possibili attori, in particolare dalle aspettative di risparmio degli utenti e dal livello di redditività atteso dal soggetto promotore (Aggregatore) che potrebbe essere un investitore, una ESco, un Produttore di energia. I risultati delle simulazioni svolte (non esaustive di tutte le possibili casistiche e configurazioni esistenti) sono riportati di seguito.

4.2.1. SCENARIO_1 (Valutazione variabili di maggior influenza)

Le condizioni previste nello Scenario_1 hanno permesso di fare una prima valutazione della taglia dell'aggregazione di utenti finali in funzione della percentuale di autoconsumo dei prosumers, del prezzo energia prelevata dalla rete ($PE_{Aggregazione}$) all'interno comunità energetica/aggregazione e del prezzo per l'energia autoconsumata (PE_{SEU}). Alle ipotesi generali si aggiungono le seguenti ipotesi per lo specifico scenario:

IPOTESI aggiuntive per lo scenario considerato:

- Redistribuzione dell'energia in eccesso derivante dai prosumer all'interno della comunità tra 50-100%;
- Nessuna riduzione di costo della tecnologia;
- Prezzo energia prelevata da rete in aggregazione ($PE_{Aggregazione}$) stabilito in maniera tale da renderlo competitivo rispetto al prezzo energia prelevata da rete non in aggregazione ($PE_{Aggregazione} < PE_{Mercato\ tutelato}$);
- Nessuna partecipazione ad eventuale mercato dei servizi di rete;

RISULTATI SCENARIO_1:

Sulla base delle ipotesi assunte in questo scenario i risultati hanno mostrato un VAN negativo ed un indice di profittabilità inferiore a 1. Si è riscontrato come, per iniziare ad ottenere risultati positivi ci sarebbe da agire sull'autoconsumo degli utenti che dovrebbe essere dell'80% (considerato rispetto alla produzione) ma con un numero minimo di utenti Prosumers superiore a 3.000 unità. La riduzione degli utenti è possibile solo con un incremento delle percentuali di autoconsumo infatti, si potrebbero avere circa 2.000 utenti qualora l'autoconsumo fosse superiore al 90% e addirittura superiore a 1.500 utenti se ci fosse un completo autoconsumo ma quest'ultima condizione allo stato attuale appare difficilmente realizzabile.

Il prezzo per l'energia autoconsumata (PE_{SEU}) dovrebbe risultare **superiore a 20 c€/kWh** (e questo determinerebbe la non convenienza rispetto al prelievo da rete che alle condizioni attuali per il consumo ipotizzato risulta pari a 22,5 c€/kWh) ed un prezzo per la sola componente energia prelevata dalla rete ($PE_{Aggregazione}$) **superiore a 10 c€/KWh** (100 €/MWh).

Tabella 12 - Risultati dello Scenario_1 e informazioni rilevanti

Autoconsumo minimo	80%	90%	100%
n° minimo di Prosumers	>3.000	2.000	1.500
PE_{SEU}	> 20 c€/kWh		
$PE_{Aggregazione}$	> 10 c€/kWh		
PBT	superiore a 13 anni		

Se si volesse tenere il prezzo energia in aggregazione ($PE_{Aggregazione}$) più competitivo rispetto a quello di mercato ($PE_{Mercato\ tutelato}$) inteso come prelievo da rete elettrica 'esterna', l'Aggregatore dovrebbe gestire un notevole numero di utenti (tra 5.000-10.000 unità) e ciò comporterebbe un incremento abbastanza rilevante della quota di investimento iniziale per il soggetto investitore. I tempi di recupero dell'investimento di questa configurazione con le condizioni ipotizzate supererebbero i 13 anni.

Si ritiene questo scenario molto utile in termini di informazioni restituite ma poco utilizzabili da un punto di vista pratico e implementativo. È importante perciò trovare una leva su cui agire per determinarne una maggior sostenibilità e fattibilità dell'iniziativa.

Si è notato quindi come tale scenario restituisce risultati positivi solo con condizioni che allo stato attuale potrebbero determinare la non convenienza economica rispetto agli attuali prezzi del mercato elettrico.

4.2.2. SCENARIO_2 (Aggregazione di Prosumers)

Dallo Scenario_1 senza una riduzione di costo delle tecnologie coinvolte appare poco realizzare un risultato significativo per l'Aggregatore nonostante i notevoli benefici che potrebbero essere ottenuti dagli utenti prosumers coinvolti. Nel presente scenario pertanto si è valutata la configurazione di comunità energetica facendo delle considerazioni aggiuntive rispetto alle ipotesi di base, quindi modificando alcuni parametri che hanno influenza sul risultato complessivo della simulazione.

IPOTESI aggiuntive per lo scenario considerato:

- Riduzione di costo della tecnologia del 30% (economie scala e/o abbattimento costi per consolidamento della tecnologia fotovoltaica e dei sistemi di accumulo);
- Riallocazione al 100% degli eccessi di energia prodotta dai prosumers all'interno della comunità

Nel modello costruito, sono stati valutati tutti i costi sostenuti ed i ricavi generati dall'Aggregatore per definire il valore dei flussi di cassa finanziari nell'arco temporale di progetto variando il prezzo dell'energia autoconsumata praticato all'utente (PE_{SEU}) ed il prezzo per l'energia assorbita dalla rete ($PE_{Aggregazione}$) fornita dall'Aggregatore all'interno della comunità energetica di cui esso, secondo le ipotesi del modello, è anche fornitore. Inoltre, l'Aggregatore rialloca alla stessa comunità gli eccessi dei singoli prosumers aggregati.

Il prezzo dell'energia PE_{SEU} è stato scelto in modo da essere più vantaggioso (minore o almeno uguale) rispetto al costo del kWh prelevato da rete che supera i 22 c€/kWh. Il prezzo ($PE_{Aggregazione}$) per il fabbisogno mancante fornito in comunità dall'Aggregatore si è scelto comparandolo sia al mercato tutelato che valutando il possibile vantaggio del singolo utente finale. Con i prezzi scelti allo stesso tempo si è dovuta individuare la percentuale di Autoconsumo minimo (con l'ausilio della tecnologia abilitante) che l'utente deve garantire affinché si ottengano risultati positivi sia per l'Aggregatore che per l'utente nella configurazione proposta.

RISULTATI SCENARIO_2:

Fissate le ipotesi di base e aggiuntive, i risultati hanno mostrato che per ottenere VAN positivo e IP maggiore di 1, sono necessarie le seguenti condizioni:

- Il prezzo dell'energia autoconsumata (PE_{SEU}) deve avere un valore che sia nella fascia **15-20 c€/kWh**;
- La tecnologia abilitante in abbinamento coordinato con il sistema di accumulo, deve garantire **non meno del 70%** di autoconsumo (rispetto alla generazione del singolo utente);
- Il prezzo per l'energia prelevata da rete in aggregazione ($PE_{Aggregazione}$) deve risultare nella fascia **55-80€/MWh** (5,5-8 c€/kWh).

Di seguito, si può notare come tali soglie di prezzo e autoconsumo generano una situazione positiva per VAN (e analogamente per l'IP) e determinano una gestione positiva di utenti in comunità che oscilla tra i 3.000 e 6.750 utenti.

In *Tabella 13* si mostra come per avere un costo energia autoconsumata (PE_{SEU}) più conveniente rispetto al prelievo da rete, siano necessari almeno 4.000 utenti se lo si considera a 15 c€/kWh, 2.000 utenti a 17,5 c€/kWh e 1.500 utenti a 20 c€/kWh. Il confronto è stato fatto con il costo del kWh prelevato da rete da un utente consumer che è pari a circa 20 c€/kWh.

Tabella 13 - VAN dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e PE_{SEU}

F.O. = VAN		PE_{SEU} - €/MWh						
		0,050	0,075	0,100	0,125	0,150	0,175	0,200
250		-4.034.559	-3.813.003	-3.589.446	-3.365.890	-3.141.334	-2.917.778	-2.693.222
500		-4.464.777	-4.027.664	-3.574.452	-3.126.240	-2.719.028	-2.321.816	-1.940.604
750		-4.904.721	-4.232.853	-3.620.797	-3.034.58	-2.462.333	-1.896.622	-1.340.427
1.000		-5.338.566	-4.528.461	-3.747.31	-2.985.64	-2.230.595	-1.489.821	-762.987
1.250		-5.840.537	-4.862.878	-3.902.663	-2.948.55	-2.022.184	-1.103.194	-204.272
1.500		-6.374.390	-5.204.598	-4.057.58	-2.926.47	-1.814.137	-724.977	351.107
1.750		-6.902.556	-5.548.878	-4.212.87	-2.904.02	-1.607.123	-347.083	866.122
2.000		-7.441.882	-5.892.499	-4.368.116	-2.882.56	-1.407.184	30.791	1.328.300
2.250		-7.985.005	-6.238.116	-4.523.23	-2.860.08	-1.210.681	399.844	1.758.016
2.500		-8.484.124	-6.586.890	-4.678.40	-2.839.55	-1.012.674	738.696	2.168.200
2.750		-9.019.501	-6.938.444	-4.833.56	-2.817.03	-815.218	1.054.304	2.578.484
3.000		-9.566.906	-7.280.498	-5.011.72	-2.796.51	-622.817	1.368.244	2.988.688
3.250		-10.104.315	-7.627.475	-5.188.92	-2.774.03	-441.759	1.682.181	3.398.881
3.500		-10.641.721	-7.974.389	-5.341.08	-2.756.61	-269.483	1.991.085	3.809.095
3.750		-11.179.126	-8.321.003	-5.519.25	-2.746.78	-107.468	2.296.839	4.219.309
4.000		-11.716.532	-8.667.677	-5.674.41	-2.736.95	47.896	2.600.377	4.629.524
4.250		-12.254.001	-9.015.894	-5.844.77	-2.727.14	200.628	2.899.484	5.039.738
4.500		-12.792.067	-9.362.819	-6.011.31	-2.719.54	353.363	3.198.007	5.449.954
4.750		-13.330.833	-9.709.443	-6.181.86	-2.713.79	506.098	3.492.547	5.859.570
5.000		-13.869.599	-10.056.968	-6.360.40	-2.713.57	658.833	3.787.274	6.269.586
5.250		-14.408.366	-10.403.996	-6.538.98	-2.715.64	811.565	4.080.584	6.679.600
5.500		-14.947.134	-10.751.116	-6.707.52	-2.717.69	964.300	4.370.711	7.089.616
5.750		-15.485.900	-11.100.88	-6.886.07	-2.719.73	1.117.085	4.661.118	7.499.632
6.000		-16.024.667	-11.451.61	-7.054.61	-2.721.77	1.269.770	4.951.496	7.909.648
6.250		-16.563.436	-11.813.37	-7.223.19	-2.722.85	1.422.503	5.240.254	8.319.662
6.500		-17.102.202	-12.174.09	-7.403.74	-2.724.89	1.575.288	5.527.104	8.729.678
6.750		-17.641.968	-12.534.82	-7.576.28	-2.726.94	1.727.993	5.813.944	9.139.694
7.000		-18.181.734	-12.895.54	-7.750.83	-2.728.98	1.880.788	6.100.784	9.549.710

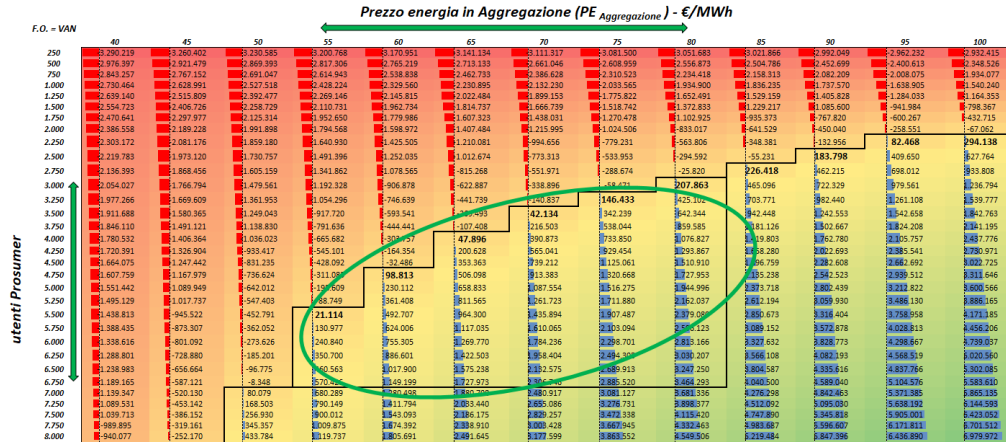
In *Tabella 14* è possibile notare invece come la soglia di autoconsumo tale da garantire una situazione accettabile deve essere almeno del 70%, con una percentuale di autoconsumo che può decresce all'aumentare del prezzo PE_{SEU} riferito all'energia autoconsumata.

Tabella 14 - VAN dell'Aggregatore in funzione di % Autoconsumo Prosumers e PE_{SEU}

F.O. = VAN		PE_{SEU} - €/kWh						
		0,050	0,075	0,100	0,125	0,150	0,175	0,200
30%		-10.98.886	-9.624.315	-8.307.745	-7.028.046	-5.798.633	-4.659.210	-3.589.714
35%		-11.022.452	-9.591.119	-8.306.787	-7.028.046	-5.798.633	-4.659.210	-3.589.714
40%		-11.056.017	-9.557.923	-8.273.591	-7.000.850	-5.770.437	-4.631.014	-3.561.518
45%		-11.089.582	-9.524.727	-8.240.395	-6.973.654	-5.742.241	-4.602.818	-3.533.322
50%		-11.123.147	-9.491.531	-8.207.200	-6.946.458	-5.714.045	-4.574.622	-3.505.126
55%		-11.156.712	-9.458.335	-8.174.004	-6.919.262	-5.685.849	-4.546.426	-3.476.930
60%		-11.190.277	-9.425.139	-8.140.808	-6.892.066	-5.657.653	-4.518.230	-3.448.734
65%		-11.223.842	-9.391.943	-8.107.612	-6.864.870	-5.629.457	-4.489.034	-3.420.538
70%		-11.257.407	-9.358.747	-8.074.416	-6.837.674	-5.601.261	-4.460.838	-3.392.342
75%		-11.290.972	-9.325.551	-8.041.220	-6.810.478	-5.573.065	-4.432.642	-3.364.146
80%		-11.324.537	-9.292.355	-8.008.024	-6.783.282	-5.544.869	-4.404.446	-3.335.950
85%		-11.358.102	-9.259.159	-7.974.828	-6.756.086	-5.516.673	-4.376.250	-3.307.754
90%		-11.391.667	-9.225.963	-7.941.632	-6.728.890	-5.488.477	-4.348.054	-3.279.558
95%		-11.425.232	-9.192.767	-7.908.436	-6.701.694	-5.460.281	-4.319.858	-3.251.362
100%		-11.458.797	-9.159.571	-7.875.240	-6.674.498	-5.432.085	-4.291.662	-3.223.166

Fissato il prezzo (PE_{SEU}) pari a 15 c€/kWh e la percentuale di autoconsumo 70% si è valutato il prezzo per la quota di energia assorbita da rete all'interno della comunità. Si mostra in *Tabella 15* la matrice dei possibili risultati in funzione delle variabili n° Prosumer e $PE_{Aggregazione}$, dove il valore all'interno della singola cella rappresenta il VAN dei flussi di cassa dell'investimento sull'orizzonte temporale considerato.

Tabella 15 - VAN dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e $PE_{Aggregazione}$

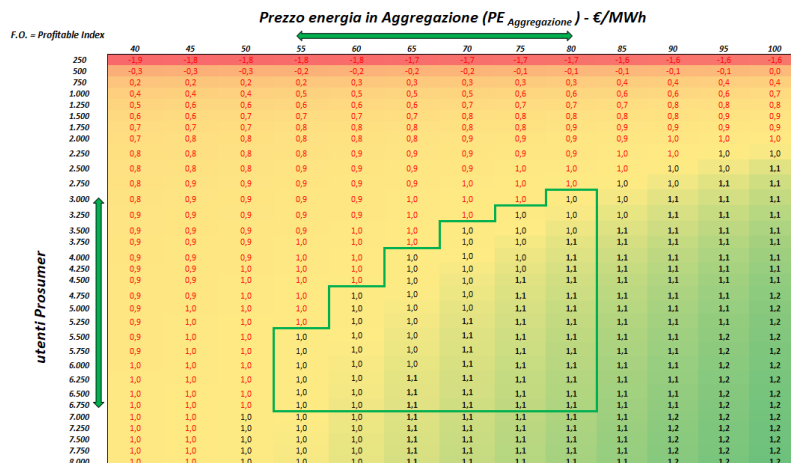


I risultati, hanno mostrato come le soluzioni minime praticabili sono tra **3.000 - 6.750 utenti** con un prezzo ($PE_{Aggregazione}$) tra i 55-80 €/MWh. Un valore di autoconsumo e di prezzo più bassi rispetto a quelli considerati comporterebbero un incremento eccessivo di utenti da gestire a seguito di bassi ricavi da parte del soggetto Aggregatore. In quest'ottica gestire oltre 6.750 utenti, comporterebbe maggior effort di gestione ma anche eccessivi costi legati agli investimenti nel caso in cui è il soggetto Aggregatore a sostenerli come nella configurazione proposta.

Del resto, un investimento a carico del singolo utente determina tempi di ritorno troppo lunghi (superiori a 12 anni come mostrato in *Tabella 10* per una configurazione simile) e allo stesso tempo non si sosterebbe l'Aggregatore per via di una fonte di ricavo troppo ridotta legata alla sola quota di energia prelevata dalla rete da parte degli utenti (circa 40% del fabbisogno totale). A ciò si aggiungerebbe l'investimento da parte dell'utente finale. Un coinvolgimento diretto dell'utente nella gestione della produzione e del consumo implicherebbe una scarsa propensione ad entrare in comunità energetica che dovrebbe essere guidata solo ed esclusivamente da motivazioni di tipo sociale.

A titolo di esempio, si mostra invece la stessa matrice dei possibili risultati dove il valore all'interno della singola cella rappresenta l'IP dell'investimento sullo stesso orizzonte temporale.

Tabella 16 - IP dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e $PE_{Aggregazione}$



Si mostra in *Tabella 17* la matrice dei possibili risultati in funzione delle variabili n° Prosumer /Autoconsumo da raggiungere avendo fissato il prezzo ($PE_{Aggregazione}$) a 65€/MWh. Si deve considerare che il prezzo energia del mercato tutelato (> 80€/MWh) è superiore al valore scelto e la fine del mercato tutelato comporterà un quasi certo incremento dei prezzi al dettaglio.

Tabella 17 - VAN dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e % Autoconsumo

F.O. = VAN		Autoconsumo (rispetto a produzione)									
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
250		-3.18E+44	-3.78E+45	-3.58E+78	-3.48E+10	-3.38E+43	-3.28E+76	-3.18E+104	-3.08E+135	-2.97E+162	-2.86E+189
500		-4.0E+47	-3.8E+50	-3.58E+115	-3.38E+80	-3.18E+95	-2.91E+51	-2.71E+33	-2.51E+08	-2.31E+94	-2.15E+75
750		-4.2E+47	-3.9E+66	-3.6E+82	-3.3E+88	-3.04E+34	-2.75E+20	-2.46E+33	-2.17E+30	-1.89E+11	-1.61E+70
1.000		-4.5E+808	-4.1E+839	-3.7E+781	-3.3E+540	-2.99E+299	-2.60E+47	-2.23E+95	-1.85E+25	-1.48E+53	-1.11E+70
1.250		-4.9E+853	-4.4E+802	-3.9E+751	-3.4E+700	-2.96E+649	-2.49E+521	-2.02E+84	-1.55E+97	-1.09E+58	-64E+88
1.500		-5.3E+901	-4.8E+845	-4.3E+804	-3.8E+723	-3.29E+655	-2.73E+81	-2.18E+77	-1.63E+39	-1.08E+64	-62E+68
1.750		-5.8E+920	-5.3E+822	-4.7E+851	-4.1E+756	-3.57E+728	-2.92E+75	-2.26E+23	-1.60E+23	-971E+62	-359E+83
2.000		-6.3E+939	-5.8E+799	-5.1E+817	-4.5E+775	-3.89E+800	-3.14E+68	-2.40E+84	-1.68E+25	-99.488	734.386
2.250		-6.8E+955	-6.3E+772	-5.6E+823	-4.9E+791	-4.28E+869	-3.43E+58	-2.63E+84	-1.81E+27	-395E+84	409.170
2.500		-7.3E+968	-6.8E+742	-6.1E+772	-5.4E+804	-4.76E+935	-4.19E+45	-3.37E+74	-2.50E+21	-107E+01	748.479
2.750		-7.8E+981	-7.3E+713	-6.6E+832	-5.9E+817	-5.44E+101	-4.84E+31	-3.91E+81	-3.05E+89	175.265	1.064.832
3.000		-8.3E+994	-7.8E+683	-7.1E+892	-6.4E+829	-6.22E+967	-5.67E+45	-4.62E+87	-3.69E+92	409.242	1.379.888
3.250		-8.8E+1007	-8.3E+656	-7.5E+955	-6.7E+845	-7.00E+936	-6.41E+39	-5.19E+93	-4.04E+97	643.317	1.694.485
3.500		-9.3E+1022	-8.8E+627	-8.0E+1013	-7.2E+858	-7.98E+900	-7.41E+33	-6.04E+99	-4.59E+101	877.344	2.004.107
3.750		-9.8E+1035	-9.3E+597	-8.5E+1076	-7.7E+871	-8.86E+864	-8.29E+27	-7.09E+103	-6.14E+105	1.111.371	2.310.187
4.000		-1.03E+1048	-9.8E+568	-9.0E+1139	-8.2E+884	-9.74E+828	-9.17E+21	-7.90E+105	-6.69E+109	1.345.398	2.614.380
4.250		-1.08E+1061	-1.03E+539	-9.5E+1202	-8.7E+897	-1.062E+792	-1.005E+15	-8.71E+107	-7.44E+111	1.579.284	2.913.810
4.500		-1.13E+1074	-1.08E+510	-1.00E+1265	-9.2E+910	-1.146E+756	-1.089E+9	-9.52E+109	-8.19E+113	1.813.883	3.213.203
4.750		-1.18E+1087	-1.13E+481	-1.05E+1328	-9.7E+923	-1.230E+720	-1.173E+3	-1.033E+111	-9.24E+115	2.048.882	3.508.480
5.000		-1.23E+1100	-1.18E+452	-1.10E+1391	-1.02E+936	-1.314E+684	-1.257E+3	-1.117E+113	-1.008E+117	2.280.711	3.803.477
5.250		-1.28E+1113	-1.23E+423	-1.15E+1454	-1.07E+949	-1.398E+648	-1.341E+3	-1.201E+115	-1.092E+119	2.514.587	4.096.875
5.500		-1.33E+1126	-1.28E+394	-1.20E+1517	-1.12E+962	-1.482E+612	-1.417E+3	-1.285E+117	-1.176E+121	2.748.586	4.387.600
5.750		-1.38E+1139	-1.33E+365	-1.25E+1580	-1.17E+975	-1.566E+576	-1.493E+3	-1.369E+119	-1.260E+123	2.982.185	4.678.764
6.000		-1.43E+1152	-1.38E+336	-1.30E+1643	-1.22E+988	-1.650E+540	-1.579E+3	-1.453E+121	-1.344E+125	3.216.800	4.969.809
6.250		-1.48E+1165	-1.43E+307	-1.35E+1706	-1.27E+1001	-1.734E+504	-1.661E+3	-1.537E+123	-1.428E+127	3.448.880	5.258.327
6.500		-1.53E+1178	-1.48E+278	-1.40E+1769	-1.32E+1014	-1.818E+468	-1.743E+3	-1.621E+125	-1.512E+129	3.683.679	5.545.889
6.750		-1.58E+1191	-1.53E+249	-1.45E+1832	-1.37E+1027	-1.902E+432	-1.853E+3	-1.705E+127	-1.596E+131	3.917.208	5.833.628
7.000		-1.63E+1204	-1.58E+220	-1.50E+1895	-1.42E+1040	-1.986E+396	-1.963E+3	-1.787E+129	-1.680E+133	4.150.835	6.121.215
7.250		-1.68E+1217	-1.63E+191	-1.55E+1958	-1.47E+1053	-2.070E+360	-2.073E+3	-1.869E+131	-1.764E+135	4.384.960	6.408.975
7.500		-1.73E+1230	-1.68E+162	-1.60E+2021	-1.52E+1066	-2.154E+324	-2.183E+3	-1.951E+133	-1.848E+137	4.618.270	6.698.238
7.750		-1.78E+1243	-1.73E+133	-1.65E+2084	-1.57E+1079	-2.238E+288	-2.293E+3	-2.033E+135	-1.932E+139	4.844.380	6.983.700
8.000		-1.83E+1256	-1.78E+104	-1.70E+2147	-1.62E+1092	-2.322E+252	-2.403E+3	-2.113E+137	-2.012E+141	5.070.880	7.271.883
8.250		-1.88E+1269	-1.83E+75	-1.75E+2210	-1.67E+1105	-2.406E+216	-2.513E+3	-2.193E+139	-2.092E+143	5.307.187	7.558.824
8.500		-1.93E+1282	-1.88E+46	-1.80E+2273	-1.72E+1118	-2.490E+180	-2.623E+3	-2.273E+141	-2.172E+145	5.538.507	7.846.886
8.750		-1.98E+1295	-1.93E+17	-1.85E+2336	-1.77E+1131	-2.574E+144	-2.733E+3	-2.353E+143	-2.252E+147	5.769.283	8.133.949
9.000		-2.03E+1308	-1.98E+1	-1.90E+2400	-1.82E+1144	-2.658E+108	-2.843E+3	-2.433E+145	-2.332E+149	5.998.471	8.421.911
9.250		-2.08E+1321	-2.03E+28	-1.95E+2463	-1.87E+1157	-2.742E+72	-2.953E+3	-2.513E+147	-2.412E+151	6.227.687	8.709.972
9.500		-2.13E+1334	-2.08E+59	-2.00E+2526	-1.92E+1170	-2.826E+36	-3.063E+3	-2.593E+149	-2.492E+153	6.456.906	8.996.935
9.750		-2.18E+1347	-2.13E+90	-2.05E+2589	-1.97E+1183	-2.910E+0	-3.173E+3	-2.673E+151	-2.572E+155	6.686.124	9.284.197
10.000		-2.23E+1360	-2.18E+121	-2.10E+2652	-2.02E+1196	-2.994E+64	-3.283E+3	-2.753E+153	-2.652E+157	6.915.382	9.571.760

In *Tabella 18*, si mostra la stessa matrice dei possibili risultati dove il valore all'interno della singola cella è rappresentato dal valore dell'IP dell'investimento sullo stesso orizzonte temporale.

Tabella 18 - IP dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e % Autoconsumo

F.O. = Profitable Index		Autoconsumo (rispetto a produzione)									
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
250		-2.3	-2.2	-2.1	-2.0	-1.9	-1.8	-1.7	-1.6	-1.5	-1.4
500		-0.8	-0.7	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.2	-0.1	0.0	0.1
750		-0.2	-0.1	-0.1	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5
1.000		0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
1.250		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9
1.500		0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0
1.750		0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0
2.000		0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1
2.250		0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1
2.500		0.4	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1
2.750		0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.2
3.000		0.5	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2
3.250		0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2
3.500		0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2
3.750		0.5	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2
4.000		0.5	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2
4.250		0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2
4.500		0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2
4.750		0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2
5.000		0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2
5.250		0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2
5.500		0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2
5.750		0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2
6.000		0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2
6.250		0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
6.500		0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
6.750		0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
7.000		0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
7.250		0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
7.500		0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
7.750		0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
8.000		0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
8.250		0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
8.500		0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
8.750		0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
9.000		0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
9.250		0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
9.500		0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
9.750		0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
10.000		0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2

Una volta determinati questi valori all'interno della comunità energetica, prezzo energia nella comunità ($PE_{Aggregazione}$) di 65€/MWh, autoconsumo del 70% e relativo prezzo dell'autoconsumo che mostrano i migliori risultati in termini di VAN e IP, si è provato ad approfondire il caso di 4.000 utenti. A questo punto è stato importante andare a valutare la situazione sia dal punto di vista del soggetto Aggregatore che dal punto di vista del singolo utente Prosumer in aggregazione.

• **Punto di vista Aggregatore:**

Dalle analisi svolte sui valori dei flussi di cassa è emerso che si richiede un tempo di superiore ai 10 anni per recuperare l'investimento iniziale sostenuto dall'Aggregatore in tutti i casi dai 4.000-6.500 utenti con una leggera riduzione nel caso in cui si hanno più utenti. Si mostra di seguito un riepilogo dell'analisi nel caso di 4.000 utenti prosumers:

Tabella 19 - Prospetto flussi di cassa Aggregatore nello Scenario_2 con 4.000 utenti

Anni	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Risultato netto	108.595,64 €	113.815,65 €	119.035,65 €	124.255,66 €	- 197.580,62 €	- 192.580,62 €	- 192.580,62 €	- 192.580,62 €	- 192.580,62 €	- 192.580,62 €	171.974,30 €	446.818,58 €	721.662,86 €	996.507,14 €	996.507,14 €
Ammortamento HW	455.000,00 €	910.000,00 €	1.365.000,00 €	1.820.000,00 €	1.820.000,00 €	1.820.000,00 €	1.820.000,00 €	1.820.000,00 €	1.820.000,00 €	1.820.000,00 €	1.365.000,00 €	910.000,00 €	455.000,00 €	- €	- €
Ammortamento SW - EMS	1.000,00 €	2.000,00 €	3.000,00 €	4.000,00 €	5.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Ammortamento imm. (garanzie)	50.261,17 €	94.978,04 €	139.694,92 €	184.411,79 €	184.411,79 €	184.411,79 €	184.411,79 €	184.411,79 €	184.411,79 €	184.411,79 €	134.150,62 €	89.433,74 €	44.716,87 €	- €	- €
CF da attività corrente	614.856,81 €	1.120.793,69 €	1.626.730,57 €	2.132.667,45 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.671.124,92 €	1.446.252,33 €	1.221.379,73 €	996.507,14 €	996.507,14 €
Acquisto immobilizzazioni materiali	4.550.000,00 €	4.550.000,00 €	4.550.000,00 €	4.550.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Immobilizzazioni fin. (garanzie)	502.611,72 €	447.168,72 €	447.168,72 €	447.168,72 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CF da attività di investimento	- 5.052.611,72 €	- 4.997.168,72 €	- 4.997.168,72 €	- 4.997.168,72 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CF annuale	- 4.437.754,91 €	- 3.876.375,03 €	- 3.370.438,15 €	- 2.864.501,27 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.811.831,17 €	1.671.124,92 €	1.446.252,33 €	1.221.379,73 €	996.507,14 €	996.507,14 €
Valore cumulato di cassa	- 4.437.754,91 €	- 8.314.129,94 €	- 11.684.568,09 €	- 14.549.069,37 €	- 12.737.238,20 €	- 10.925.407,04 €	- 9.113.575,87 €	- 7.301.744,71 €	- 5.489.913,54 €	- 3.678.082,37 €	- 2.006.957,46 €	- 560.705,13 €	660.674,60 €	1.657.181,74 €	2.653.688,89 €

Questa situazione implica che la comunità energetica una volta a regime (nella simulazione gli impianti sono stati installati progressivamente in 4 anni in maniera uguale per ogni anno) richiede circa 8 anni per generare flussi di cassa finanziari cumulati positivi.

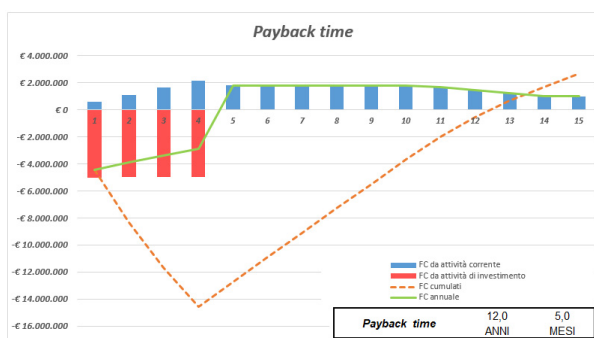


Figura 105 - Flussi di cassa e PBT Aggregatore nello Scenario_2 con 4.000 utenti

Indagando i risultati emerge come il prezzo dell'autoconsumo (PE_{SEU}) nel modello, è una variabile molto sensibile ed è troppo basso per determinare un rientro più breve. Si è provato pertanto a rieseguire l'analisi con un prezzo pari a 20 c€/kWh e $PE_{Aggregazione}$ come in precedenza poiché risulterebbe peggiorativo rispetto al prezzo di mercato. Variare il prezzo del prelievo da rete non avrebbe molto senso in quanto è una variabile poco sensibile rispetto al risultato finale visto che buona parte dell'energia è in autoconsumo fisicamente o virtualmente. Si mostra di seguito un'analisi di sensitività sui due tipi di prezzi PE_{SEU} e $PE_{Aggregazione}$ in funzione del numero di utenti coinvolti in comunità.

Tabella 20 - Sensitività del PBT al variare di n° utenti Prosumers e $PE_{Aggregazione}$

F.O. = Payback period

Prezzo energia in Aggregazione ($PE_{Aggregazione}$) - €/MWh

	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
250	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni
500	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni
750	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni
1.000	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,6	14,2	13,8	13,4	13,0
1.250	>15 anni	14,6	14,1	13,7	13,3	12,9	12,6	12,3	12,1	11,9	11,8	11,6	11,5
1.500	13,2	12,9	12,6	12,3	12,0	11,8	11,7	11,5	11,4	11,2	11,1	11,0	10,9
1.750	12,3	12,0	11,8	11,6	11,5	11,3	11,2	11,1	10,9	10,8	10,7	10,6	10,5
2.000	11,7	11,6	11,4	11,3	11,1	11,0	10,9	10,8	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3
2.250	11,4	11,3	11,2	11,0	10,9	10,8	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1
2.500	11,2	11,1	11,0	10,9	10,8	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0
2.750	11,1	11,0	10,9	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,1	10,0	9,9
3.000	11,0	10,9	10,8	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,1	10,0	9,9	9,8
3.250	10,9	10,8	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7
3.500	10,8	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6
3.750	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5
4.000	10,7	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5
4.250	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4
4.500	10,6	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4
4.750	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3
5.000	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3
5.250	10,5	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3
5.500	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2
5.750	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2
6.000	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2
6.250	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2
6.500	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2

I risultati hanno mostrato come il tempo di recupero in questo caso può arrivare a 10 anni, riducendosi di circa 2 anni rispetto alla situazione precedente. In *Tabella 20* si lascia invariato PE_{SEU} (pari a 20 c€/kWh) mentre in *Tabella 21* si lascia invariato $PE_{Aggregazione}$ (pari a 65 €/MWh).

Tabella 21 - Sensitività del PBT al variare di n° utenti Prosumers e PE_{SEU}

F.O. = Payback period		PE_{SEU} - €/kWh						
		0,050	0,075	0,100	0,125	0,150	0,175	0,200
utenti Prosumer	250	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni
	500	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni
	750	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni
	1.000	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni
	1.250	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	12,9
	1.500	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,3	11,8
	1.750	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	13,0	11,3
	2.000	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	12,4	11,0
	2.250	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,6	11,9	10,8
	2.500	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	13,9	11,7	10,7
	2.750	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	13,5	11,4	10,5
	3.000	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	13,2	11,3	10,4
	3.250	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	12,9	11,2	10,4
	3.500	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	12,8	11,1	10,3
	3.750	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	12,6	11,0	10,2
	4.000	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	12,5	11,0	10,2
	4.250	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	12,3	10,9	10,1
	4.500	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	12,2	10,9	10,1
	4.750	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	12,1	10,8	10,1
	5.000	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,8	12,1	10,8	10,0
5.250	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,7	12,0	10,7	10,0	
5.500	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,6	11,9	10,7	10,0	
5.750	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,5	11,9	10,7	9,9	
6.000	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,4	11,8	10,7	9,9	
6.250	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,3	11,8	10,6	9,9	
6.500	>15 anni	>15 anni	>15 anni	14,2	11,8	10,6	9,9	

La migliore situazione si ottiene in corrispondenza del massimo numero di utenti appartenente al range scelto da cui derivano i valori di VAN e IP più elevati. Si mostra di seguito un riepilogo dell'analisi condotta nel caso di 6.500 utenti prosumers.

Tabella 22 - Prospetto flussi di cassa Aggregatore nello Scenario_2 con 6.500 utenti

Anni	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Risultato netto	483.241,92 €	576.209,38 €	719.176,83 €	862.144,28 €	440.672,41 €	443.422,41 €	443.422,41 €	443.422,41 €	443.422,41 €	443.422,41 €	894.741,77 €	1.341.363,72 €	1.787.985,68 €	2.234.607,63 €	2.234.607,63 €
Ammortamento HW	739.375,00 €	1.478.750,00 €	2.218.125,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.218.125,00 €	1.478.750,00 €	739.375,00 €	- €	- €
Ammortamento SW - EMS	1.000,00 €	2.000,00 €	3.000,00 €	4.000,00 €	5.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Ammortamento imm. (garanzie)	81.205,66 €	153.870,57 €	226.535,49 €	299.200,41 €	299.200,41 €	299.200,41 €	299.200,41 €	299.200,41 €	299.200,41 €	299.200,41 €	217.994,75 €	145.329,83 €	72.564,92 €	- €	- €
CF da attività corrente	1.254.822,58 €	2.210.829,95 €	3.166.837,32 €	4.122.844,69 €	3.702.372,82 €	3.700.122,82 €	3.700.122,82 €	3.700.122,82 €	3.700.122,82 €	3.700.122,82 €	3.330.861,52 €	2.965.443,56 €	2.600.025,60 €	2.234.607,63 €	2.234.607,63 €
Acquisto immobilizzazioni materiali	7.393.750,00 €	7.393.750,00 €	7.393.750,00 €	7.393.750,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
immobilizzazioni fin. (garanzie)	812.056,55 €	726.649,17 €	726.649,17 €	726.649,17 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CF da attività di investimento	- 8.205.806,55 €	- 8.120.399,17 €	- 8.120.399,17 €	- 8.120.399,17 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CF annuale	- 6.950.983,97 €	- 5.909.569,22 €	- 4.953.561,85 €	- 3.997.554,48 €	3.702.372,82 €	3.700.122,82 €	3.700.122,82 €	3.700.122,82 €	3.700.122,82 €	3.700.122,82 €	3.330.861,52 €	2.965.443,56 €	2.600.025,60 €	2.234.607,63 €	2.234.607,63 €
Valore cumulato di cassa	- 6.950.983,97 €	- 12.860.553,19 €	- 17.814.115,05 €	- 21.811.669,53 €	- 18.109.296,71 €	- 14.409.173,89 €	- 10.709.051,08 €	- 7.008.928,26 €	- 3.308.805,45 €	391.317,37 €	3.722.178,89 €	6.687.622,45 €	9.287.648,04 €	11.522.255,68 €	13.756.863,31 €

Si può notare come rispetto al caso precedente l'incremento del numero di utenti e del prezzo $PE_{Aggregazione}$ porta ad una sensibile riduzione del PBT.

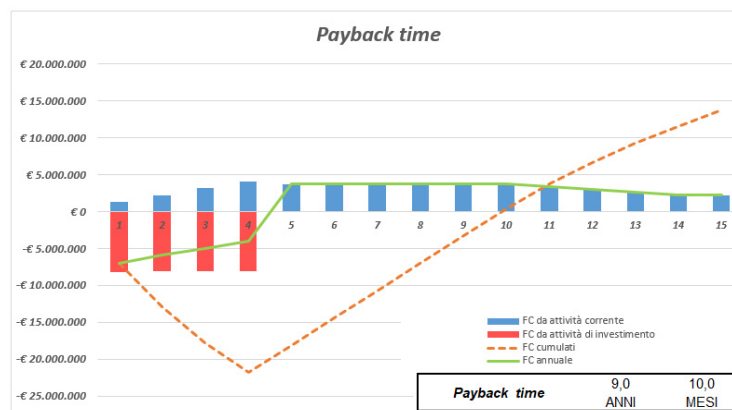


Figura 106 - Flussi di cassa e PBT per l'Aggregatore nello Scenario_2 con 6.500 utenti

• **Punto di vista utente Prosumer (rispetto a Consumer standard)**

Il beneficio dal lato del singolo utente in aggregazione è risultato di circa un 9% annuale rispetto alla situazione di utente consumatore operante nel mercato tutelato (consumer standard) considerando la situazione al momento dell'analisi (2018). Un confronto con le situazioni di mercato successive confermano la validità del prezzo applicato, anche se è emerso dalla ricerca, come le tendenze in atto sulla tariffa elettrica per gli utenti finali tendono ad erodere questa percentuale per via di uno spostamento delle componenti tariffarie dalla quota variabile alla quota fissa proprio per il generale incremento dell'autoconsumo degli utenti finali. Questa situazione è comunque ritenuta molto interessante poiché l'utente finale non supporta costi per l'investimento iniziale, sostenuti invece dall'Aggregatore. Si mostra di seguito il prospetto per l'utente in aggregazione nello scenario considerato.

	<u>Utente in Aggregazione (Prosumer)</u>			<u>Utente standard (Consumer)</u>			<u>delta</u>	
Autoconsumo	SEU	€ 600,35	58,6%	-	0,0%	-€ 600,35	-58,6%	
prelievo da rete	Materia Energia	€ 201,91	19,7%	Materia Energia	€ 570,71	50,8%	€ 368,80	31,1%
	Oneri di sistema	€ 78,59	7,7%	Oneri di sistema	€ 214,61	19,1%	€ 136,03	11,4%
	Oneri di Trasporto	€ 100,11	9,8%	Oneri di Trasporto	€ 122,50	10,9%	€ 22,39	1,1%
	Tasse (Iva e Accise)	€ 43,01	4,2%	Tasse (Iva e Accise)	€ 215,63	19,2%	€ 172,62	15,0%
	TOTALE	€ 1.023,97	100,0%	TOTALE	€ 1.123,46	100,0%	€ 99,49	risparmio utente aggregato
						8,86%		

Figura 107 - Situazione tariffaria per utente aggregato (prosumer) e non aggregato (consumer standard)

È possibile notare come il beneficio economico annuale conseguito dall'utente in aggregazione sia contenuto ma cambia profondamente la struttura dei costi per l'utente finale che oltre a ridurre gli scambi con la rete (minore prelievo grazie all'autoconsumo locale) riduce le quote relative alle altre componenti tariffarie.

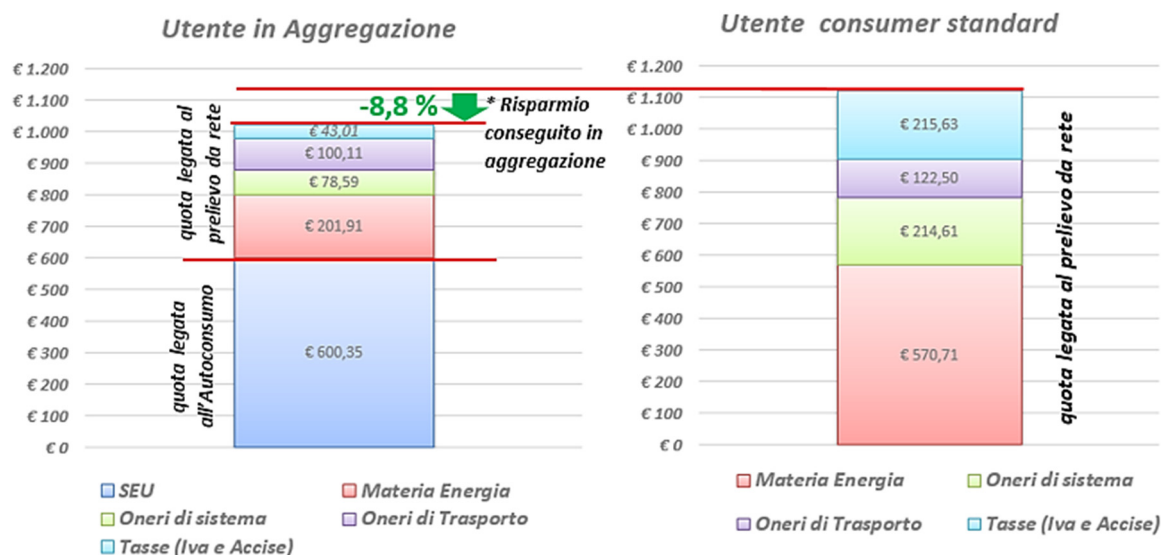


Figura 108 - Valori della spesa energetica annuale in €

Di seguito in Figura 109 si mostra l'incidenza percentuale delle singole componenti sul costo totale per l'utente finale. È possibile notare anche in questo caso come un utente in aggregazione con le ipotesi considerate determina una quota che per il 58% è legata all'autoconsumo, mentre riduce del 30% i costi relativi alla materia energia prelevata da rete, dell'11% la quota relativa agli oneri generali di sistema e dell'1% la parte relativa al trasporto e di circa il 15% la parte relativa alla tassazione composta da IVA e Accise.

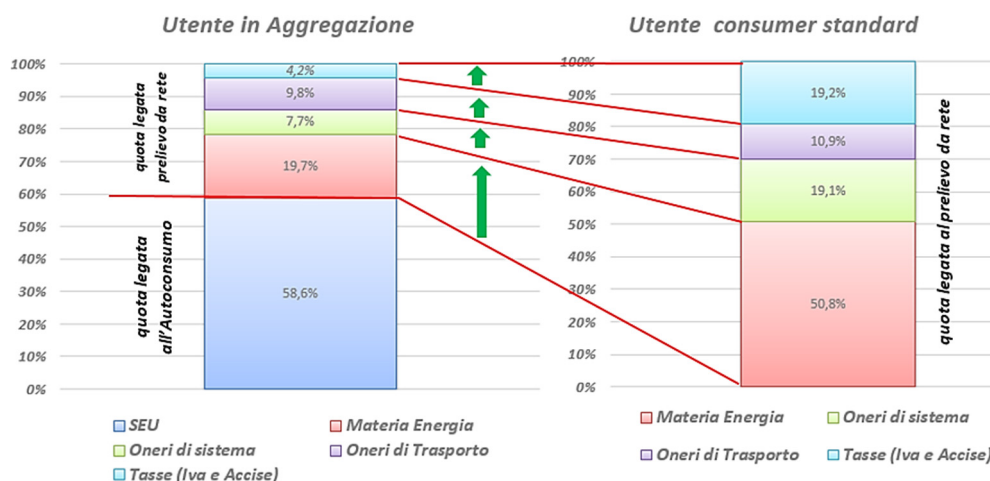


Figura 109 - Valori % della spesa energetica annuale

Questi risultati consentono di determinare anche per l'utente finale che diventa attivo (prosumer con storage) quali sono i risparmi cumulati. È possibile osservare come, anche attualizzando i flussi di cassa nel tempo (tasso di sconto al 2.5%), l'utente ottiene circa un 9% annuo di risparmio senza nessun investimento iniziale si approvvigiona di energia pulita da impianti fotovoltaici promuovendo l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili distribuite.

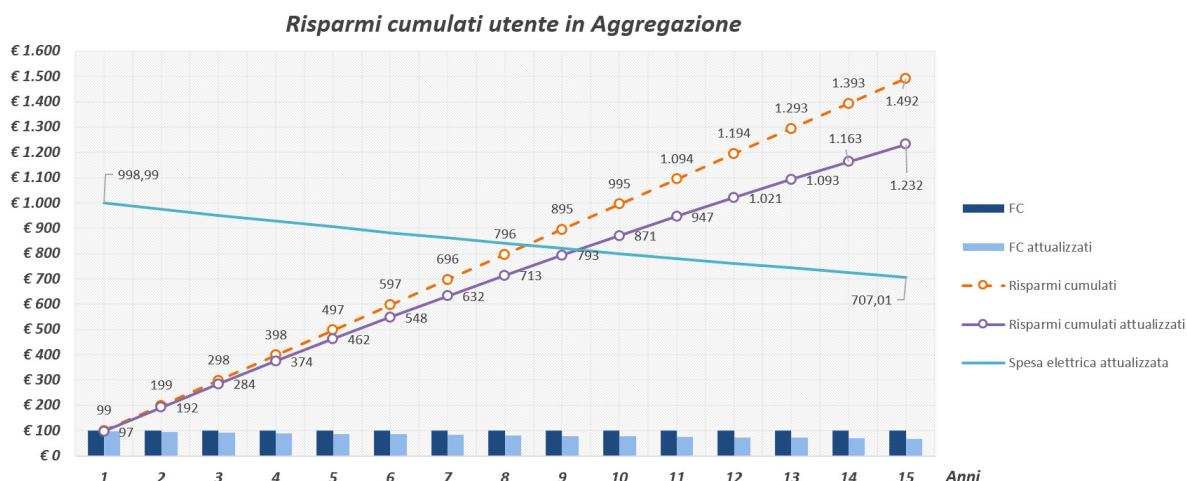


Figura 110 - Vantaggi dal lato del singolo utente (prosumer) in Aggregazione

I livelli di accettabilità per l'utente finale non sono definiti né definibili a priori in quanto vanno inquadrati nel contesto nazionale ed in funzione delle possibili situazioni di mercato.

Considerazioni sulla simulazione:

La soluzione è realizzabile ma con moderati benefici economici per gli utenti in aggregazione (rispetto alla situazione classica di utente consumer del mercato tutelato) ciò assicura però una stabilità del prezzo nel lungo periodo e l'assenza di investimento iniziale da parte dell'utente finale. Oltre all'aspetto puramente economico, che non è l'aspetto principale nella creazione delle comunità energetiche, questo tipo di configurazione può garantire un incentivo alla realizzazione di modelli (*community solar* e *shared generation*) per la diffusione di impianti di piccola taglia di tipo rinnovabile favorendo produzione e consumo locale distribuito. Alcuni elementi però che potrebbero costituire un ostacolo devono essere affrontati, ad esempio:

- L'utente finale deve stipulare un contratto con l'Aggregatore e consentire la cessione del tetto (aspetto giuridico-contrattuale). Qui entra in gioco la scelta di opportuni schemi contrattuali per regolare i rapporti tra le parti coinvolte.

- L'utente dovrebbe permettere la fornitura dell'energia prelevata da rete all'Aggregatore (aspetto commerciale) in modo da favorire i suoi margini di guadagno per mantenere l'operatività necessaria;
- È richiesto un rapporto utente finale-Aggregatore per un periodo di tempo sufficientemente lungo tale da garantire all'Aggregatore il recupero degli assets installati, impianto e tecnologie abilitanti (che risulta **tra i 7,5 - 10,5 anni**). Ciò avviene tramite la fornitura in linea diretta dell'energia prodotta e autoconsumata dall'utente o tramite lo scambio virtuale dell'energia prodotta dai prosumers. Come visibile in *Figura 108* si tratta di circa 600 € annui a fronte di un investimento complessivo che varia tra i 4.500-6.500 €/utente a seconda delle ipotesi di riduzione dei costi sulla tecnologia abilitante.

La redistribuzione all'interno della comunità energetica dell'eccedenza (quota pari al 100%) non autoconsumata dai prosumers determina un miglioramento dei risultati anche se le differenze non sono sensibili (si ha ancora uno scambio in acquisto con il mercato esterno fuori dal perimetro di comunità energetica per la parte di energia mancante, circa 14% in assorbimento). Analizzando i risultati si è visto come ciò dipenda dalla dinamica del mercato e dei prezzi attuali. La cessione di energia alla rete elettrica con il quadro attuale avviene al prezzo di vendita all'ingrosso (prezzo P_z) che risulta vicino al prezzo pagato dall'utente per l'energia acquistata in aggregazione ($PE_{\text{Aggregazione}}$). Vi è da considerare però che, come successo in altri paesi analizzati nel corso della ricerca (es. la Spagna) qualora la cessione alla rete dovesse avere una valorizzazione nulla o essere tassata, allora il ritorno per l'Aggregatore sarebbe più elevato.

Per quanto riguarda invece un possibile aumento delle taglie della tecnologia intesa come maggiore potenza dell'impianto FV e maggiore capacità del SdA, a valle di una serie di simulazioni, si è visto come a fronte di maggior energia da gestire nella comunità, si determina una sensibile crescita degli investimenti iniziali; in questo modo si realizzerebbero solo sistemi in autoconsumo totale (*autarchici*) che soddisferebbero sì le esigenze degli utenti con sistemi sovradimensionati e soddisfacimento dei fabbisogni quasi tutto in autoconsumo senza alcun utilizzo della rete pubblica né scambi con essa. Questa situazione potrebbe essere degenerativa per il sistema in quanto la mancanza di utilizzo della rete pubblica e pagamento delle relative tariffe, determinerebbe nel lungo periodo la non sostenibilità della rete elettrica di distribuzione stessa con impossibilità di mantenerla [49]. Una situazione del genere però, consente di introdurre nel modello anche utenti che non possono installare o sono sprovvisti di sistemi di generazione a cui poter destinare gli eccessi di energia dei prosumers e allo stesso tempo contenere gli investimenti rendendo ugualmente realizzabile la configurazione mista di Consumer e Prosumers.

4.2.3. SCENARIO_3 (Aggregazione di Prosumers e Consumers)

Lo scenario precedente ha mostrato tempi di ritorno nell'ordine dei 10 anni con un significativo numero di utenti. Per diminuire il numero di unità prosumers che comportano un sensibile investimento e per aumentare la quota di energia gestita all'interno della comunità energetica si è valutata l'introduzione di utenti *Consumer*. Questo scenario prevede una modifica delle ipotesi di base in funzione dei risultati ottenuti nello *Scenario_2* al fine di definire una situazione migliorativa e rendere maggiormente accettabile la configurazione di comunità energetica di soli utenti prosumers con accumulo. La modifica delle ipotesi di base è ritenuta sempre in linea con gli scenari evolutivi del mercato basate sull'aggregazione di utenti finali.

IPOTESI aggiuntive per lo scenario considerato:

- Riduzione di costo della tecnologia del 30% (economie scala e/o abbattimento costi per consolidamento della tecnologia fotovoltaica e dei sistemi di accumulo);
- Riallocazione al 100% degli eccessi di energia prodotta dai prosumers all'interno della comunità;
- L'utente consumer non essendo dotato di tecnologia abilitante adotta un sistema di misurazione (*Smart Meter*) che permette all'Aggregatore di avere informazioni riguarda il profilo di consumo esatto e poterne gestire al meglio la fornitura;

- L'utente consumer acquista dall'Aggregatore l'energia prelevata da rete al prezzo ($PE_{Aggregazione}$) stabilito all'interno della comunità energetica;
- L'eccesso di energia prodotta, non autoconsumata e accumulata da tutti gli utenti *Prosumers* (30% a prosumer), va a coprire una parte del fabbisogno elettrico degli utenti consumers (si considera un 60%), questo implica come vincolo che:

$$n^{\circ} \text{ Prosumers} \times \text{immisione in Rete Prosumer} = n^{\circ} \text{ Consumers} \times 60\% \text{ fabbisogno elettrico Consumer};$$

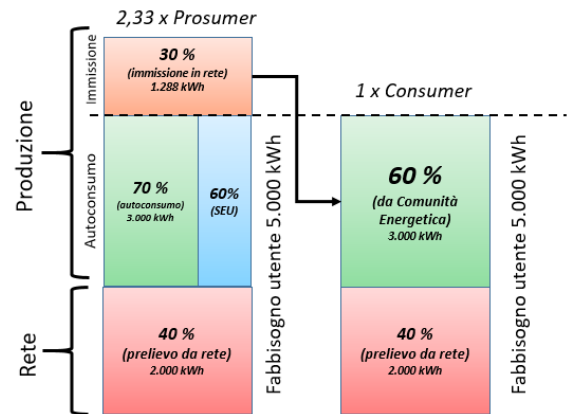
RISULTATI SCENARIO_3:

L'introduzione dell'utente di tipo *Consumer* nella comunità energetica aggregata permette una riduzione degli utenti *Prosumers* e come conseguenza degli investimenti iniziali da sostenere, che si riducono.

Con le ipotesi adottate, emerge come ci sia bisogno di poco più di due utenti *Prosumers* per soddisfare energeticamente il 60% del fabbisogno elettrico di un solo utente *Consumer*.

In queste condizioni, come mostrato in *Tabella 23* il numero minimo di utenti per rendere accettabile la configurazione mista e per ridurre l'investimento può arrivare anche tra 1.000-1.500 utenti *Prosumers* e almeno altri utenti di tipo *Consumer* all'interno dell'aggregazione ma ciò non è detto che determini risultati desiderati.

Figura 111 - Composizione % di produzione e consumi per utenti coinvolti:



In generale si può considerare qualsiasi aggregazione formata da 'X' utenti *Prosumers* e 'Y' utenti *Consumers* dove $Y = X/2,33$

Tabella 23 - Numero di utenti *Prosumers* al variare degli utenti *Consumers*

		utenti Consumer												
F.O. = VAN		214	429	643	858	1072	1286	1501	1715	1930	2144	2359	2573	2787
utenti Prosumer	500	-1.845.340	-1.750.478	-1.663.575	-1.582.647	-1.502.480	-1.422.313	-1.342.149	-1.262.577	-1.183.004	-1.103.432	-1.024.976	-947.903	-870.829
	1.000	-684.412	-606.268	-528.600	-450.933	-373.465	-296.391	-219.318	-142.245	-65.172	11.901	88.426	162.184	233.007
	1.500	425.763	499.194	570.490	639.694	706.374	770.993	831.656	890.498	947.239	1.003.184	1.059.129	1.114.970	1.170.606
	2.000	1.385.566	1.440.054	1.494.424	1.548.793	1.603.163	1.657.533	1.711.902	1.766.272	1.820.642	1.874.804	1.928.864	1.982.925	2.036.985
	2.500	2.221.707	2.275.174	2.328.640	2.382.107	2.435.574	2.489.041	2.542.507	2.595.974	2.649.440	2.702.897	2.756.354	2.809.811	2.862.268
	3.000	3.042.135	3.095.602	3.149.069	3.202.536	3.255.945	3.309.242	3.362.539	3.415.836	3.469.132	3.522.429	3.575.726	3.629.023	3.682.319
	3.500	3.862.562	3.916.029	3.969.382	4.022.679	4.075.975	4.129.272	4.182.569	4.235.866	4.289.162	4.342.459	4.395.756	4.449.053	4.502.349
	4.000	4.682.821	4.736.117	4.789.414	4.842.711	4.896.007	4.949.304	5.002.601	5.055.898	5.109.194	5.162.491	5.215.788	5.269.085	5.322.381
	4.500	5.502.851	5.556.147	5.609.444	5.662.741	5.716.038	5.769.334	5.822.631	5.875.928	5.929.224	5.982.521	6.035.818	6.089.115	6.142.411
	5.000	6.322.883	6.376.179	6.429.476	6.482.773	6.536.069	6.589.366	6.642.663	6.695.960	6.749.256	6.802.553	6.855.850	6.909.147	6.962.443
	5.500	7.142.913	7.196.209	7.249.506	7.302.803	7.356.100	7.409.396	7.462.693	7.515.990	7.569.287	7.622.583	7.675.880	7.729.177	7.782.473
	6.000	7.962.945	8.016.241	8.069.538	8.122.835	8.176.132	8.229.428	8.282.725	8.336.022	8.389.318	8.442.615	8.495.912	8.549.209	8.602.505
6.500	8.782.975	8.836.271	8.889.568	8.942.865	8.996.162	9.049.458	9.102.755	9.156.052	9.209.349	9.262.645	9.315.942	9.369.239	9.422.535	

Sebbene con le ipotesi del caso può essere ridotto il numero di utenti, i risultati sui tempi di ritorno dell'investimento mostrano come non si ottenga mai un periodo di recupero dell'investimento inferiore a 10 anni.

Tabella 24 - PBT in funzione delle possibili combinazioni *Prosumers* e *Consumers*

F.O. = Payback period		utenti Consumer												
		214	429	643	858	1072	1286	1501	1715	1930	2144	2359	2573	2787
utenti Prosumer	500	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15
	1.000	>15	14,8	14,4	14,1	13,7	13,4	13,1	12,9	12,6	12,5	12,3	12,2	12,0
	1.500	11,7	11,7	11,6	11,5	11,4	11,4	11,3	11,2	11,1	11,1	11,0	11,0	10,9
	2.000	11,0	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5
	2.500	10,6	10,6	10,6	10,5	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3	10,3
	3.000	10,4	10,4	10,4	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,1
	3.500	10,3	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,0
	4.000	10,2	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
	4.500	10,1	10,1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9
	5.000	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
	5.500	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8
	6.000	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8
6.500	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	

Una situazione che comunque consente di ottenere tempi di ritorno di 10 anni e mantenere più bassi gli investimenti iniziali può essere quella di gestire 3.000 utenti prosumers e circa 1.286 utenti consumers. In questo caso si mostra a titolo di esempio la situazione per Aggregatore e per utente finale appartenente alla comunità.

- **Punto di vista Aggregatore:**

A fronte di una sensibile riduzione dell'investimento iniziale che si riduce di oltre il 50% rispetto allo scenario precedente, i risultati hanno mostrato che anche in questo caso è sempre necessario un periodo di almeno 10 anni per ottenere il recupero dell'investimento.

Tabella 25 - Prospetto flussi di cassa Aggregatore nello Scenario_3 con 3.000 utenti attivi

Anni	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Risultato netto	100.129,69 €	172.491,35 €	244.853,00 €	317.214,65 €	359.708,40 €	162.458,40 €	162.458,40 €	162.458,40 €	162.458,40 €	162.458,40 €	373.351,98 €	581.007,36 €	788.662,73 €	996.318,10 €	996.318,10 €
Ammortamento HW	341.250,00 €	682.500,00 €	1.023.750,00 €	1.365.000,00 €	1.365.000,00 €	1.365.000,00 €	1.365.000,00 €	1.365.000,00 €	1.365.000,00 €	1.365.000,00 €	1.023.750,00 €	682.500,00 €	341.250,00 €	- €	- €
Ammortamento SW - EMS	1.000,00 €	2.000,00 €	3.000,00 €	4.000,00 €	5.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Ammortamento imm. (garanzie)	42.139,88 €	78.498,10 €	114.803,32 €	151.108,54 €	151.108,54 €	151.108,54 €	151.108,54 €	151.108,54 €	151.108,54 €	151.108,54 €	108.915,67 €	72.610,44 €	36.305,22 €	- €	- €
CF da attività corrente	484.572,57 €	935.489,45 €	1.386.406,32 €	1.837.323,20 €	1.680.816,95 €	1.678.566,95 €	1.678.566,95 €	1.678.566,95 €	1.678.566,95 €	1.678.566,95 €	1.506.017,65 €	1.336.117,80 €	1.166.217,95 €	996.318,10 €	996.318,10 €
Acquisto immobilizzazioni materiali	3.412.500,00 €	3.412.500,00 €	3.412.500,00 €	3.412.500,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Immobilizzazioni fin. (garanzie)	421.928,77 €	363.052,22 €	363.052,22 €	363.052,22 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CF da attività di investimento	- 3.834.428,77 €	- 3.775.552,22 €	- 3.775.552,22 €	- 3.775.552,22 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CF annuale	- 3.349.856,20 €	- 2.840.062,78 €	- 2.389.145,90 €	- 1.938.229,03 €	1.680.816,95 €	1.678.566,95 €	1.678.566,95 €	1.678.566,95 €	1.678.566,95 €	1.678.566,95 €	1.506.017,65 €	1.336.117,80 €	1.166.217,95 €	996.318,10 €	996.318,10 €
Valore cumulato di cassa	- 3.349.856,20 €	- 6.189.918,98 €	- 8.579.064,88 €	- 10.517.293,90 €	- 8.836.476,96 €	- 7.157.910,01 €	- 5.479.343,07 €	- 3.800.776,12 €	- 2.122.209,17 €	- 443.642,23 €	1.062.375,42 €	2.398.493,23 €	3.564.711,18 €	4.561.029,28 €	5.557.347,38 €

Anche questa situazione implica che la comunità energetica una volta a regime (impianti installati progressivamente in 4 anni in maniera analoga per ogni anno) richiede oltre 6 anni per generare flussi di cassa finanziari cumulati positivi (dopo il decimo anno).

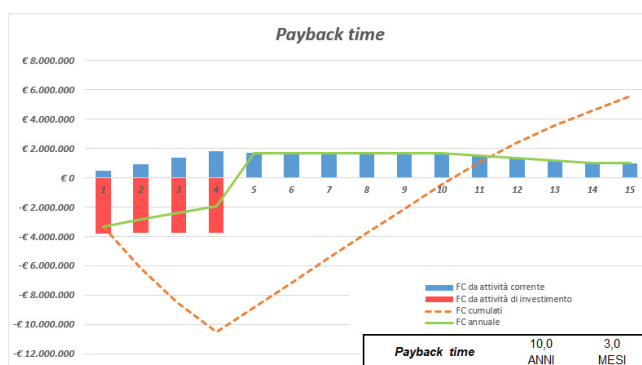


Figura 112 - Flussi di cassa e PBT Aggregatore nello Scenario_3

I vantaggi di questa situazione sono riconducibili alla minore capacità di investimento e complessivamente minori utenti da gestire, mantenendo allo stesso tempo un PBT vicino alla migliore situazione proposta nello scenario precedente.

- **Punto di vista utente Prosumer (rispetto a Consumer standard):**

Lato utente Prosumer in aggregazione non vi è alcuna variazione rispetto allo Scenario_2 mostrato in precedenza mostrato in 4.2.2.

- **Punto di vista utente Consumer in Aggregazione (vs Consumer standard):**

Dal lato del singolo utente Consumer in aggregazione, il beneficio economico è risultato del 4% annuo rispetto all'utente standard a fronte di un contenuto investimento iniziale sostenuto in questo caso dall'utente Consumer per l'installazione della tecnologia Smart Meter capace di garantire all'Aggregatore il monitoraggio continuo dell'utenza. In questo caso per gli utenti consumers i vantaggi sono riconducibili ad una migliore gestione e consapevolezza dei consumi da parte dell'utente che può così capire il suo comportamento e gestire meglio i consumi. L'utente utente finale supporta un minimo costo per il sistema di monitoraggio (150 € considerando

l'ipotesi di riduzione del 30% sui costi) che attraverso i vantaggi di prezzo in aggregazione vengono recuperati dall'utente già dal terzo anno a fronte anche di una maggiore consapevolezza energetica dell'utente.

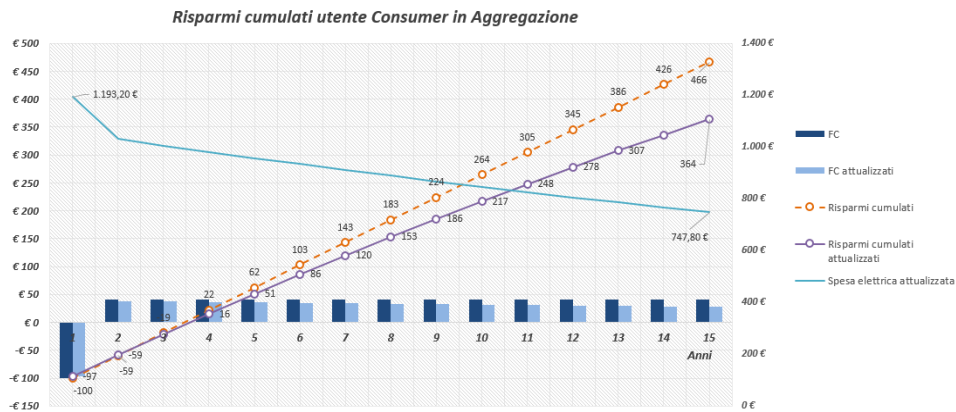


Figura 113 - Vantaggi dell'utente Consumer in Aggregazione

Considerazioni sulla simulazione:

Questa configurazione del modello che prevede l'inserimento di utenti passivi, a cui si fornisce energia derivante dall'eccesso degli utenti prosumer in aggregazione risulta fattibile ma restano da considerare tempi di ritorno. Si può notare in *Tabella 26*, come considerando un prezzo in aggregazione ($PE_{Aggregazione}$) pari a 65€/MWh e considerando il PE_{SEU} sempre pari a 20 c€/kWh, l'inserimento della tipologia di utente passivo consente di gestire complessivamente lo stesso numero di utenti totali rispetto allo *Scenario_2* ma di ottenere tempi di ritorno più brevi. Ad esempio, nello *Scenario_2* con 4.000 utenti Prosumers si otteneva un tempo di recupero di 12 anni e 5 mesi, (vedi *Figura 105*) mentre nel caso di 6.500 utenti Prosumers si otteneva un tempo di recupero di 9 anni e 10 mesi (vedi *Figura 106*).

In questa scenario, è possibile notare come con circa 4.000 utenti (2.750 Prosumers e 1.179 Consumer) si ottiene un tempo di ritorno di 10,4 anni riducendo, sia i tempi di recupero di circa due anni che l'investimento iniziale dovuto alla riduzione di utenti Prosumers. Nel caso di circa 6.500 utenti (4.500 Prosumers e 1.930 Consumer) si ottiene un tempo di ritorno pressoché simile, di 10 anni, ma con un investimento iniziale più contenuto.

Tabella 26 - PBT al variare di Prosumers, Consumers e prezzo in aggregazione

		Prezzo energia praticato in Aggregazione (PE aggregatore) - €/MWh														
F.O. = Payback period		40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100		
utenti Prosumer	250	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	107	357
	500	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	214	714
	750	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	>15	14,7	13,9	13,3	322	1.072
	1.000	>15	>15	>15	>15	>15	14,8	13,9	13,1	12,5	12,1	11,8	11,5	11,2	429	1.429
	1.250	>15	>15	14,8	13,9	13,1	12,4	12,0	11,7	11,4	11,1	10,8	10,6	10,4	536	1.786
	1.500	14,9	13,9	13,1	12,4	11,9	11,6	11,3	11,0	10,8	10,6	10,4	10,2	10,0	643	2.143
	1.750	13,5	12,8	12,2	11,7	11,4	11,1	10,9	10,7	10,5	10,2	10,1	9,9	9,7	750	2.500
	2.000	12,7	12,2	11,7	11,4	11,1	10,8	10,6	10,4	10,2	10,0	9,9	9,7	9,6	858	2.858
	2.250	12,3	11,8	11,4	11,1	10,9	10,7	10,4	10,2	10,1	9,9	9,7	9,6	9,4	965	3.215
	2.500	11,9	11,5	11,2	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,8	9,6	9,5	9,3	1.072	3.572
	2.750	11,7	11,3	11,1	10,8	10,6	10,4	10,2	10,0	9,8	9,7	9,5	9,4	9,2	1.179	3.929
	3.000	11,5	11,2	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,8	9,6	9,5	9,3	9,2	1.286	4.286
	3.250	11,4	11,1	10,8	10,6	10,4	10,2	10,0	9,9	9,7	9,5	9,4	9,3	9,1	1.394	4.644
	3.500	11,3	11,0	10,8	10,6	10,3	10,1	10,0	9,8	9,6	9,5	9,3	9,2	9,1	1.501	5.001
	3.750	11,2	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7	9,6	9,4	9,3	9,2	9,0	1.608	5.358
4.000	11,1	10,9	10,6	10,4	10,2	10,0	9,9	9,7	9,6	9,4	9,3	9,1	9,0	1.715	5.715	
4.250	11,1	10,8	10,6	10,4	10,2	10,0	9,8	9,7	9,5	9,4	9,2	9,1	9,0	1.822	6.072	
4.500	11,0	10,8	10,6	10,3	10,1	10,0	9,8	9,6	9,5	9,3	9,2	9,1	8,9	1.930	6.430	
4.750	11,0	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,8	9,6	9,5	9,3	9,2	9,0	8,9	2.037	6.787	
5.000	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7	9,6	9,4	9,3	9,1	9,0	8,9	2.144	7.144	
5.250	10,9	10,7	10,5	10,2	10,1	9,9	9,7	9,6	9,4	9,3	9,1	9,0	8,9	2.251	7.501	
5.500	10,9	10,6	10,4	10,2	10,0	9,9	9,7	9,5	9,4	9,2	9,1	9,0	8,8	2.359	7.859	
5.750	10,8	10,6	10,4	10,2	10,0	9,8	9,7	9,5	9,4	9,2	9,1	9,0	8,8	2.466	8.216	
6.000	10,8	10,6	10,4	10,2	10,0	9,8	9,7	9,5	9,4	9,2	9,1	8,9	8,8	2.573	8.573	
6.250	10,8	10,6	10,4	10,2	10,0	9,8	9,6	9,5	9,3	9,2	9,1	8,9	8,8	2.680	8.930	
6.500	10,8	10,5	10,3	10,1	9,9	9,8	9,6	9,5	9,3	9,2	9,0	8,9	8,8	2.787	9.287	
														utenti Consumer	utenti Totali = Prosumers + Consumers	

Dalle simulazioni condotte, è emerso come non siano ottenibili situazioni migliorative per ridurre ulteriormente i tempi di recupero se non tramite configurazioni alternative che prevedono la partecipazione degli utenti ai mercati energetici. Per questo scopo una possibile soluzione potrebbe essere è quella discussa e ipotizzata della partecipazione degli utenti al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

4.2.4. SCENARIO_4 (Aggregazione di Prosumers con MSD)

Si valuta come possibile soluzione ai lunghi tempi di recupero una eventuale partecipazione degli utenti attivi al mercato dei servizi di rete. Come riportato nel lavoro svolto dal gruppo di ricerca in [92], la fornitura di servizi di rete da parte di utenti attivi dotati di SdA e tecnologie abilitanti, permette di ottenere ulteriori proventi a fronte della disponibilità ad erogare o assorbire potenza alla rete elettrica.

Secondo questo approccio è plausibile suddividere la gestione del sistema di accumulo dell'utente destinandone una quota alla fornitura dei servizi alla rete. Pertanto, rispetto a quanto utilizzato negli scenari di simulazione precedenti, l'utilizzo del SdA (4.5 kWh) comporta una riduzione della capacità utile a 3 kWh e del relativo autoconsumo (che sarà ridotto) mentre la restante parte (1.5 kWh) del SdA è destinata alla fornitura di servizi di rete.

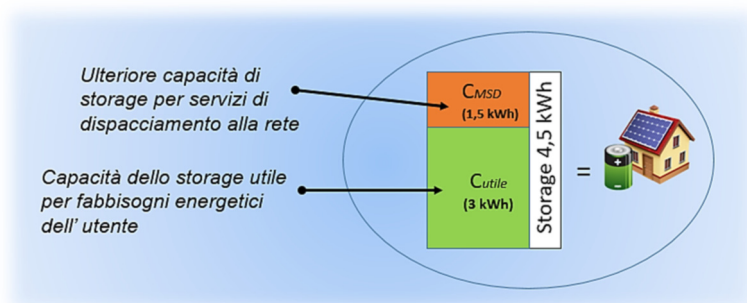


Figura 114 - Logica di partecipazione al mercato MSD con Sistema di Accumulo

In questo tipo di configurazione, possibile tramite l'utilizzo delle tecnologie abilitanti discusse, si ipotizza di attivare il sistema di storage su richiesta dell'Aggregatore. Dalle analisi condotte in [92] la vendita di servizi alla rete può arrivare a generare un valore aggiuntivo di ricavi, di circa 85 €/kWh per SdA destinato ai servizi per utente all'anno. Ciò determina da un lato un incremento dei ricavi (condivisibili tra Aggregatore ed utenti) ma dall'altro una riduzione dell'autoconsumo per via della riduzione di taglia utile dello storage utilizzabile per i fabbisogni energetici dell'utente.

RISULTATI SCENARIO_4

I risultati di questo scenario hanno mostrato che, qualora l'Aggregatore non condividesse con l'utente finale nessun beneficio dalla partecipazione ai mercati, potrebbe ottenere direttamente dei ritorni di circa 9,4 anni.

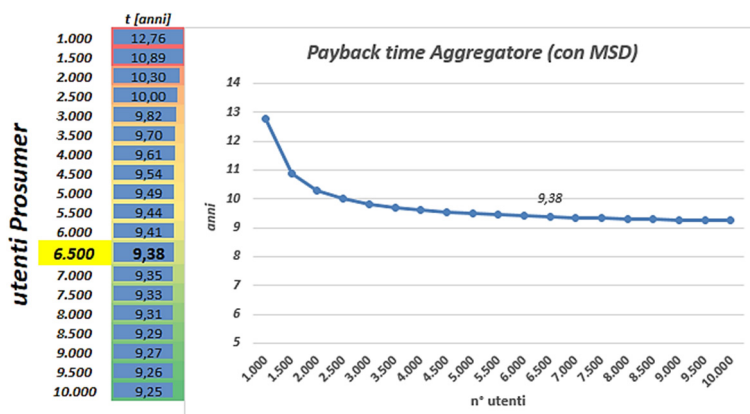


Figura 115 - PBT Aggregatore senza condivisione dei benefici MSD

Senza una soluzione di condivisione dei benefici si porterebbe l'utente (che ha un autoconsumo ridotto del 10%) ad avere una situazione leggermente peggiorativa rispetto allo Scenario_2 con una minima convenienza dell'8% annuale. Si è quindi provato a valutare una soluzione di condivisione dei benefici derivanti dagli introiti aggiuntivi MSD con l'utente finale secondo una percentuale predefinita come mostrato in Tabella 27.

Tabella 27 - Matrice dei risultati al variare della condivisione dei benefici MSD tra Aggregatore e utente attivo

F.O. = Payback period		Condivisione benefici da MSD (€/anno) con utente										
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
utenti Prosumer	1.000	12,76	13,17	13,68	14,20	14,76	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni	>15 anni
	1.500	10,89	11,03	11,20	11,38	11,56	11,75	11,97	12,31	12,68	13,09	13,60
	2.000	10,30	10,43	10,55	10,68	10,82	10,96	11,12	11,29	11,47	11,67	11,95
	2.500	10,00	10,12	10,24	10,36	10,48	10,62	10,75	10,89	11,03	11,20	11,37
	3.000	9,82	9,93	10,03	10,15	10,27	10,40	10,53	10,66	10,79	10,93	11,09
	3.500	9,70	9,80	9,90	10,01	10,12	10,24	10,37	10,50	10,63	10,77	10,91
	4.000	9,61	9,71	9,81	9,91	10,01	10,13	10,26	10,38	10,51	10,64	10,78
	4.500	9,54	9,64	9,74	9,84	9,94	10,05	10,17	10,29	10,42	10,55	10,68
	5.000	9,49	9,58	9,68	9,78	9,88	9,98	10,10	10,22	10,35	10,48	10,61
	5.500	9,44	9,54	9,63	9,73	9,83	9,93	10,04	10,16	10,29	10,42	10,55
	6.000	9,41	9,50	9,59	9,69	9,79	9,89	10,00	10,12	10,24	10,37	10,50
	6.500	9,38	9,47	9,56	9,66	9,76	9,86	9,96	10,08	10,20	10,33	10,45
	7.000	9,35	9,44	9,54	9,63	9,73	9,83	9,93	10,04	10,17	10,29	10,42
	7.500	9,33	9,42	9,51	9,61	9,71	9,81	9,91	10,01	10,14	10,26	10,39
	8.000	9,31	9,40	9,49	9,59	9,68	9,78	9,89	9,99	10,11	10,23	10,36
	8.500	9,29	9,38	9,47	9,57	9,67	9,76	9,87	9,97	10,09	10,21	10,34
9.000	9,27	9,37	9,46	9,55	9,65	9,75	9,85	9,95	10,07	10,19	10,31	
9.500	9,26	9,35	9,44	9,54	9,63	9,73	9,83	9,94	10,05	10,17	10,30	
10.000	9,25	9,34	9,43	9,52	9,62	9,72	9,82	9,92	10,03	10,15	10,28	

L'analisi dei tempi di ritorno per l'Aggregatore ha portato a dedurre che, con la situazione di mercato attuale non sembrano essere raggiungibili tempi più brevi dei 9 anni in quanto comportano: o un elevato numero di utenti da gestire oppure un incremento della taglia dei sistemi di accumulo che determinano ulteriori costi per l'Aggregatore con benefici che non sarebbero giustificati dalle remunerazioni conseguibili nonostante l'ipotesi di fornitura di servizi in MSD da parte delle risorse distribuite in corso di definizione nel mercato elettrico.

Si è anche valutato un possibile incremento di taglia dei SdA e di conseguenza la quota da destinare ai servizi per MSD valutando gli effetti sul PBT. Ciò determina da un lato un incremento dei ricavi ma dall'altro un incremento di costi dovuti all'aumento di taglia della capacità del SdA (e che deve essere recuperato).

Tabella 28 - Matrice dei risultati al variare degli utenti Prosumers e SdA

F.O. = Payback period		taglia storage (con MSD)						
		3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0
utenti Prosumer	1.000	>15 anni	>15 anni	13,61	12,76	12,26	11,87	11,57
	1.500	11,80	11,44	11,13	10,89	10,69	10,51	10,35
	2.000	10,90	10,67	10,47	10,30	10,15	10,02	9,90
	2.500	10,50	10,31	10,15	10,00	9,88	9,77	9,68
	3.000	10,26	10,09	9,94	9,82	9,72	9,62	9,53
	3.500	10,09	9,94	9,81	9,70	9,60	9,51	9,43
	4.000	9,97	9,84	9,72	9,61	9,52	9,43	9,35
	4.500	9,89	9,76	9,64	9,54	9,45	9,37	9,29
	5.000	9,82	9,70	9,59	9,49	9,40	9,32	9,25
	5.500	9,77	9,65	9,54	9,44	9,36	9,28	9,21
	6.000	9,72	9,60	9,50	9,41	9,32	9,25	9,18
	6.500	9,68	9,57	9,47	9,38	9,29	9,22	9,15
	7.000	9,65	9,54	9,44	9,35	9,27	9,20	9,13
	7.500	9,62	9,51	9,42	9,33	9,25	9,18	9,11
	8.000	9,60	9,49	9,39	9,31	9,23	9,16	9,09
	8.500	9,58	9,47	9,38	9,29	9,21	9,14	9,08
9.000	9,56	9,45	9,36	9,27	9,20	9,13	9,07	
9.500	9,54	9,44	9,34	9,26	9,19	9,12	9,06	
10.000	9,53	9,42	9,33	9,25	9,17	9,11	9,04	

Il risultato migliore che si riesce ad ottenere è di 9 anni, ma soltanto considerando una numerosità del campione molto elevata. Questo miglioramento non così marcato, è dovuto principalmente al costo di capacità aggiuntiva in kWh del SdA (con le ipotesi fissate 420 €/kWh aggiuntivo) che restituisce un margine di 85 €/kWh/anno e che necessita quindi di almeno 5 anni per ripagarsi.

• **Punto di vista Aggregatore:**

Con le ipotesi considerate e i ricavi da MSD per utente (nella simulazione è stata considerata una condivisione dei benefici con l'utente del 30%) si mostra di seguito un riepilogo dei flussi di cassa con il tempo di rientro per 6.500 utenti aggregati:

Tabella 29 - Prospetto flussi di cassa Aggregatore nello Scenario_4

Anni	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Risultato netto	459.983,87 €	629.693,27 €	799.402,67 €	969.112,07 €	547.640,19 €	550.390,19 €	550.390,19 €	550.390,19 €	550.390,19 €	550.390,19 €	1.002.012,15 €	1.448.936,69 €	1.895.861,24 €	2.342.785,79 €	2.342.785,79 €
Ammortamento HW	739.375,00 €	1.478.750,00 €	2.218.125,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.957.500,00 €	2.218.125,00 €	1.478.750,00 €	739.375,00 €	- €	- €
Ammortamento SW - EMS	1.000,00 €	2.000,00 €	3.000,00 €	4.000,00 €	5.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Ammortamento imm. (garanzie)	81.755,82 €	154.970,91 €	228.185,99 €	301.401,07 €	301.401,07 €	301.401,07 €	301.401,07 €	301.401,07 €	301.401,07 €	301.401,07 €	219.645,25 €	146.430,17 €	73.215,08 €	- €	- €
CF da attività corrente	1.282.114,69 €	2.265.414,18 €	3.248.713,66 €	4.232.013,14 €	3.811.541,27 €	3.809.291,27 €	3.809.291,27 €	3.809.291,27 €	3.809.291,27 €	3.809.291,27 €	3.439.782,40 €	3.074.116,86 €	2.708.451,32 €	2.342.785,79 €	2.342.785,79 €
Acquisto immobilizzazioni materiali	7.393.750,00 €	7.393.750,00 €	7.393.750,00 €	7.393.750,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Immobilizzazioni fin. (garanzie)	817.558,22 €	732.150,84 €	732.150,84 €	732.150,84 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CF da attività di investimento	- 8.211.308,22 €	- 8.125.900,84 €	- 8.125.900,84 €	- 8.125.900,84 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CF annuale	- 6.929.193,53 €	- 5.860.486,66 €	- 4.877.187,18 €	- 3.893.887,70 €	3.811.541,27 €	3.809.291,27 €	3.809.291,27 €	3.809.291,27 €	3.809.291,27 €	3.809.291,27 €	3.439.782,40 €	3.074.116,86 €	2.708.451,32 €	2.342.785,79 €	2.342.785,79 €
Valore cumulato di cassa	- 6.929.193,53 €	- 12.789.680,19 €	- 17.666.867,37 €	- 21.560.755,07 €	- 17.749.213,80 €	- 13.939.922,53 €	- 10.130.631,27 €	- 6.321.340,00 €	- 2.512.048,73 €	1.297.242,54 €	4.737.024,94 €	7.811.141,80 €	10.519.593,12 €	12.862.378,91 €	15.205.164,69 €

Come è possibile notare dal prospetto, i flussi di cassa finanziari cumulati generati dall'attività cominciano a diventare positivi dopo 9 anni e 7 mesi.

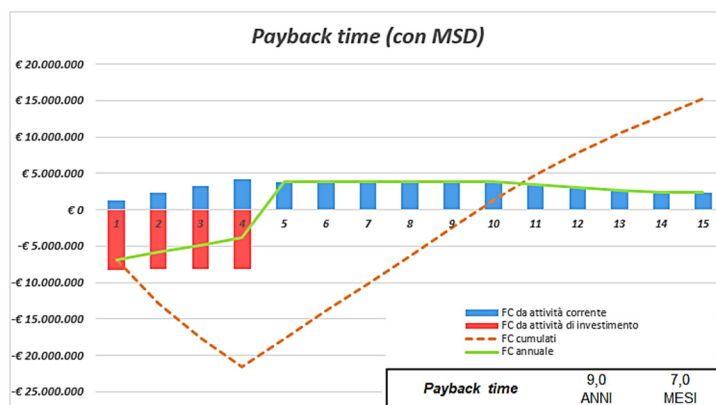


Figura 116 - Flussi di cassa e PBT Aggregatore nello Scenario_4

Il valore del VAN è positivo e quello del IP risulta pari a 1,34 confermando una bontà dell'iniziativa.

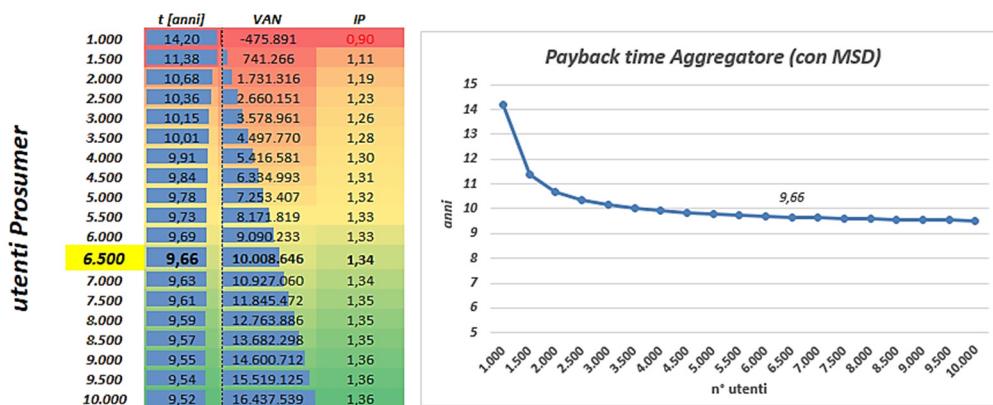


Figura 117 - PBT, VAN e IP Aggregatore nello Scenario_4

• **Punto di vista utente prosumer in Aggregazione con MSD (rispetto a Consumer standard):**

Questi risultati consentono di valutare una partecipazione dell'utente finale al mercato dei servizi di dispacciamento tramite Aggregatore che condivide i ricavi direttamente con l'utente Prosumer gestito che consente all'Aggregatore di destinare parte della sua capacità di accumulo ai servizi di rete. Nel caso di condivisione dei ricavi derivanti dalla fornitura di servizi alla rete (nella simulazione è stato considerato un 30% dei benefici condivisi con l'utente) i risultati per l'utente finale in aggregazione mostrano un incremento dei benefici al 12% annuo (risparmio netto di circa 135 €/anno).

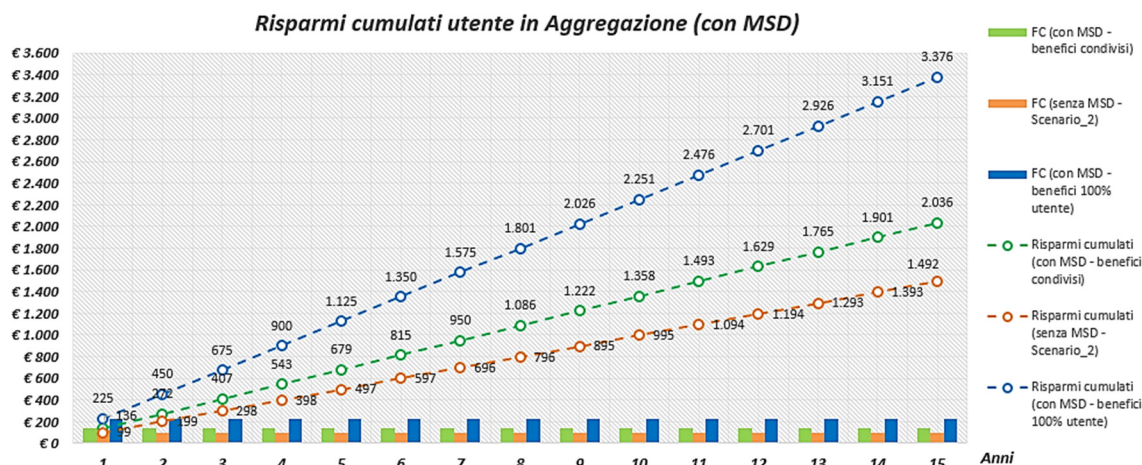


Figura 118 - Beneficio utente (prosumer) in Aggregazione con MSD (beneficio: 0, condiviso, 100%)

Considerazioni sulla simulazione:

Questo tipo di scenario sembra risultare maggiormente interessante e profittevole, determinando rientri più brevi nel prossimo futuro con la spinta da parte delle politiche nazionali ed europee verso la partecipazione ai mercati dei servizi di rete da parte degli utenti attivi connessi alla rete di distribuzione, dalla quale si potranno conseguire ulteriori margini di profitto ed una maggiore propensione e stimolo verso l'aggregazione di utenti finali attivi.

Visto l'utilizzo e la condivisione dei SDA, la validità di uno schema di questo tipo può risultare interessante a fronte di una sensibile riduzione dei costi della tecnologia di accumulo (che incide in maniera importante sui costi) e/o soprattutto di una maggiore valorizzazione economica dei servizi offerti alla rete elettrica.

Tabella 30 - PBT Aggregatore al variare dei parametri n° utenti Prosumer e ricavi MSD

F.O. = Payback period	ritorno da MSD (€/anno utente)						
	50	100	200	300	400	500	600
1.000	>15 anni	>15 anni	12,48	11,34	10,54	9,90	9,40
1.500	12,40	11,66	10,76	10,07	9,52	9,05	8,64
2.000	11,34	10,89	10,19	9,62	9,14	8,71	8,32
2.500	10,92	10,55	9,90	9,38	8,92	8,51	8,14
3.000	10,69	10,34	9,73	9,22	8,78	8,38	8,03
3.500	10,53	10,19	9,61	9,12	8,68	8,29	7,95
4.000	10,41	10,08	9,52	9,04	8,61	8,23	7,89
4.500	10,32	9,99	9,45	8,98	8,55	8,18	7,84
5.000	10,25	9,93	9,40	8,93	8,51	8,14	7,80
5.500	10,20	9,88	9,36	8,89	8,48	8,11	7,77
6.000	10,15	9,84	9,32	8,86	8,45	8,08	7,75
6.500	10,11	9,81	9,29	8,83	8,42	8,06	7,73
7.000	10,07	9,78	9,26	8,81	8,40	8,04	7,71
7.500	10,05	9,76	9,24	8,79	8,38	8,02	7,69
8.000	10,02	9,73	9,22	8,77	8,37	8,00	7,68
8.500	10,00	9,72	9,20	8,75	8,35	7,99	7,67
9.000	9,98	9,70	9,19	8,74	8,34	7,98	7,66
9.500	9,96	9,68	9,18	8,73	8,33	7,97	7,65
10.000	9,95	9,67	9,16	8,72	8,32	7,96	7,64

Come mostrato in Tabella 30 la valorizzazione dei servizi MSD porta effettivamente a rendere il rientro molto più contenuto ed interessante se questo riuscirà in futuro, a raggiungere un valore che di circa 3-5 volte maggiore rispetto ai valori considerati che comunque corrisponde ad un incremento delle valorizzazioni previste attualmente dalle UVAM. In alternativa a ciò si dovrebbe ottenere una cospicua riduzione dei costi della tecnologia di accumulo come previsto dai futuri scenari di mercato [45].

4.2.5. SCENARIO_5 (Riduzioni REDII per le CER)

Come definito dalla risoluzione approvata dalla commissione sull'affare n° 59 sul sostegno alle attività produttive⁵¹ in seguito alla memoria ARERA 94/2019/I/com in [43] per dare attuazione alla Direttiva UE 2018/2001 (REDII) si rende necessario: "...assicurare che i membri della comunità mantengano i loro diritti e doveri in qualità di clienti finali e che, da una parte, la condivisione non sia considerata ai fini fiscali quale vendita di energia e, dall'altra, siano pagati i corrispettivi per la distribuzione di energia, ma non quelli per il trasporto e almeno in parte il dispacciamento se l'energia è simultaneamente prodotta e consumata all'interno dei membri della comunità, senza essere veicolata sulla RTN. Il tutto secondo criteri di sostenibilità dei costi per la generalità dei cittadini e delle imprese, che non devono vedere aggravati i propri costi in bolletta".

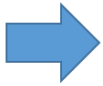
Sulla base di queste nuove considerazioni in favore delle Comunità di Energia Rinnovabile si è costruito un nuovo scenario che prevede le seguenti ipotesi per valutare eventuali effetti della misura proposta.

IPOTESI aggiuntive per lo scenario considerato:

- Non applicazione degli oneri di trasporto (energia non è veicolata su RTN). Per tale ipotesi si è considerata la riduzione a 0 della componente tariffaria σ_3 (tariffa per il servizio di trasmissione, $TRAS_E$) che copre per i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale - (misura a beneficio dell'utente);
- Oneri di distribuzione ridotti per l'utente in aggregazione. Per questa ipotesi, si è considerata una riduzione del 50% delle componenti tariffarie σ_1 e σ_2 che per gli utenti domestici coprono i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione - (misura a beneficio dell'utente);
- Detassazione ai fini fiscali dell'energia scambiata in comunità, intesa come riduzione del 50% delle imposte relative alla vendita dell'energia da parte della comunità energetica come previsto dalla risoluzione - (misura a beneficio sia dell'Aggregatore che per utente);
- Applicazione parziale degli oneri di dispacciamento per energia consumata all'interno della comunità. Per questo aspetto, si è considerata una riduzione del 50% del PD - (misura a beneficio dell'utente);
- Riduzione delle perdite di rete (10,4% in BT) - (misura a beneficio dell'Aggregatore e dell'utente).

L'applicazione di queste misure alla comunità energetica implica che l'utente Prosumer in aggregazione venga esonerato dal pagamento degli oneri di trasporto (componente $\sigma_3= 0,00724 \text{ €/kWh}$, nella voce della bolletta "Trasporto e gestione del contatore"). Per quanto riguarda gli oneri di distribuzione si considera una riduzione del 50% sulla quota fissa e quota potenza rispetto a quanto previsto dalla struttura tariffaria per l'utente domestico.

	σ_1	σ_2	σ_3	UC3	UC5	Trasporto e gestione del contatore
Quota energia (euro/kWh) - kWh/anno:						
da 0 a 1800	-	-	0,00734	0,00072	0,00002	€ 0,00788
oltre 1800	-	-	0,00000	0,00072	0,00002	€ 0,00074
Quota fissa (euro/anno)	20,28000	-	-	-	-	€ 20,28000
Quota potenza (euro/kW/anno)	-	21,24000	-	-	0,05340	€ 21,29340

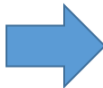


	σ_1	σ_2	σ_3	UC3	UC5	Trasporto e gestione del contatore
Quota energia (euro/kWh) - kWh/anno:						
da 0 a 1800	-	-	0,00000	0,00072	0,00002	€ 0,00074
oltre 1800	-	-	0,00000	0,00072	0,00002	€ 0,00074
Quota fissa (euro/anno)	10,14000	-	-	-	-	€ 10,14000
Quota potenza (euro/kW/anno)	-	10,62000	-	-	0,05340	€ 10,67340

Figura 119 - Riduzione delle componenti di gestione e trasporto del contatore

- Il pagamento parziale degli oneri di dispacciamento (riduzione del 50%) della componente PD in bolletta pagata dall'utente.

	PE Aggregazione						Materie energia
	monorario			biorario			
	fascia unica	fascia F1	fascia F23	PD	PCV	DISPbt	
Quota energia (euro/kWh) - kWh/anno:							
da 0 a 1800	€ 0,06500	€ 0,05504	€ 0,05336	€ 0,01273	€ -	€ -	€ 0,07702
oltre 1800	€ 0,06500	€ 0,05504	€ 0,05336	€ 0,00637	€ -	€ -	€ 0,07702
Quota fissa (euro/anno)	-	-	-	-	€ 65,38480	€ 17,37760	€ 48,00700
Quota potenza (euro/kW/anno)	-	-	-	-	-	-	€ -



	PE Aggregazione						Materie energia
	monorario			biorario			
	fascia unica	fascia F1	fascia F23	PD	PCV	DISPbt	
Quota energia (euro/kWh) - kWh/anno:							
da 0 a 1800	€ 0,06500	€ 0,05504	€ 0,05336	€ 0,00637	€ -	€ -	€ 0,07066
oltre 1800	€ 0,06500	€ 0,05504	€ 0,05336	€ 0,00637	€ -	€ -	€ 0,07066
Quota fissa (euro/anno)	-	-	-	-	€ 65,38480	€ 17,37760	€ 48,00700
Quota potenza (euro/kW/anno)	-	-	-	-	-	-	€ -

Figura 120 - Pagamento parziale degli oneri di dispacciamento

⁵¹ https://www.senato.it/japp/bgt/showdoc/print/18/SommComm/0/1112811/doc_dc-allegato_a

Si applica una detassazione ai fini fiscali (riduzione delle imposte del 50%) per l'energia scambiata in comunità sia all'utente finale che all'Aggregatore;

- **Punto di vista Aggregatore:**

Nonostante le ipotesi migliorative ad hoc di questo scenario i risultati hanno mostrato tempi di ritorno di circa 9 anni. In una prima fase iniziale ci si sarebbe aspettato un risultato decisamente migliore ma, analizzando i risultati a cui tali ipotesi hanno portato, ci si è resi conto come i benefici siano più che altro orientati all'utente finale mentre solo alcune delle considerazioni fatte portano un concreto beneficio per il soggetto Aggregatore. Ad esempio, gli oneri di trasporto, gli oneri di dispacciamento e di sistema sono definiti "passanti" cioè pagati al fornitore dagli utenti finali direttamente in bolletta, in questo caso è l'Aggregatore che li trasferisce agli operatori di sistema. Questo fa sì che vi sia un miglioramento della situazione dal lato utente finale ma scarsi benefici dal lato Aggregatore che riduce i tempi di recupero (9,1 anni) ma non quanto ci si aspetterebbe. Come nello 'Scenario_4', la scelta fatta è stata di ipotizzare una condivisione dei benefici derivanti con il soggetto Aggregatore determina per quest'ultimo un miglioramento di circa 1 anno, arrivando a raggiungere gli 8 anni.

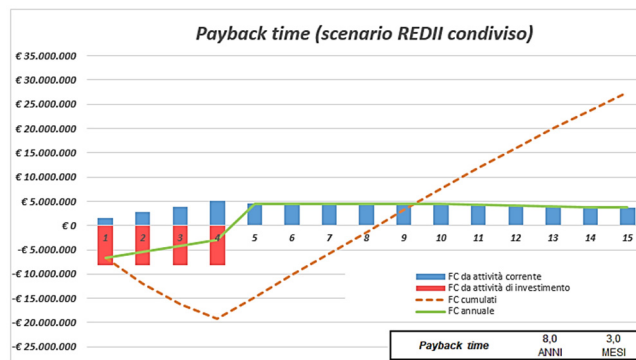


Figura 121 - PBT Aggregatore nello Scenario_5 (REDII con condivisione dei benefici utente/Aggregatore)

Analizzando il piano finanziario dell'Aggregatore si nota come in questa situazione dall'ottavo anno in poi l'Aggregatore genera flussi di cassa cumulati positivi.

- **Punto di vista Utente Prosumer in Aggregazione con condivisione dei benefici (vs Consumer standard):**

Analizzando i risultati positivi dell'utente finale in Aggregazione come mostrato in Figura 122, esso raggiunge un miglioramento inteso come riduzione del costo in bolletta del 17% (circa 190 €/anno).

Per consentire un vantaggio anche per il soggetto Aggregatore inteso come riduzione dei tempi di ritorno, i benefici per l'utente in comunità vengono condivisi al 50% con l'Aggregatore. Questa situazione, non peggiorativa per l'utente finale (come riporta la risoluzione di riferimento) determina una riduzione del beneficio all'8% riconducendo ad una situazione simile a quella dello Scenario_2 precedente.

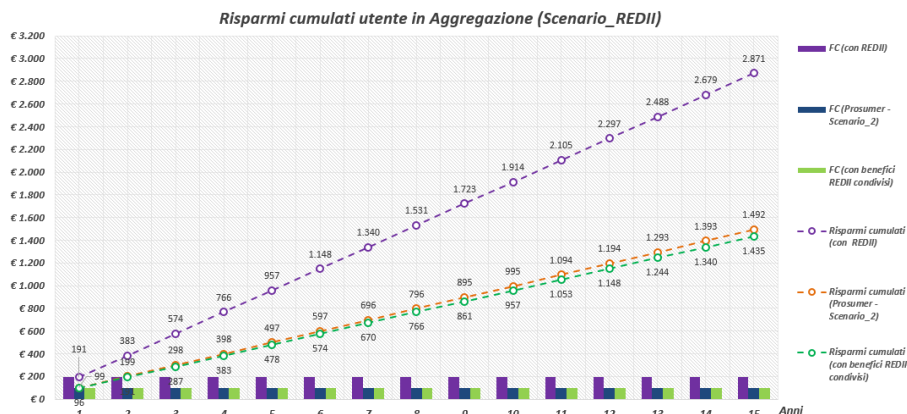


Figura 122 - Beneficio utente scenario REDII e REDII condiviso (rispetto a Scenario_2)

Considerazioni evolutive sulla simulazione:

Valutando lo *Scenario_4* e *Scenario_5* una sensibile miglioramento al modello si ha avrebbero se si mettessero insieme questi due scenari (che rappresentano le traiettorie verso il quale il quadro regolatorio Nazionale ed Europeo si sta muovendo) ossia applicare una politica in favore delle comunità energetiche rinnovabili (*Scenario REDII*) e al contempo garantire la partecipazione degli utenti attivi ai servizi di rete (*Scenario MSD*). Sotto queste due ipotesi, mettendo insieme i due scenari si ha un importante spinta nei tempi di recupero per un Aggregatore che può ridursi fino a circa 8 anni e allo stesso tempo avere una riduzione dei costi per l'utente abbastanza significativa, circa un 12% annuale.

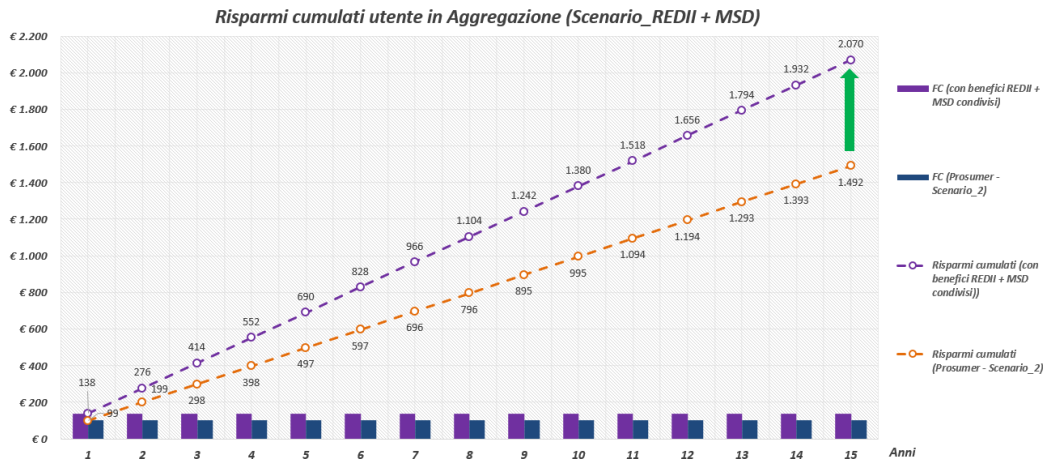


Figura 123 - Beneficio utente scenario (REDII + MSD condiviso) rispetto a Scenario_2

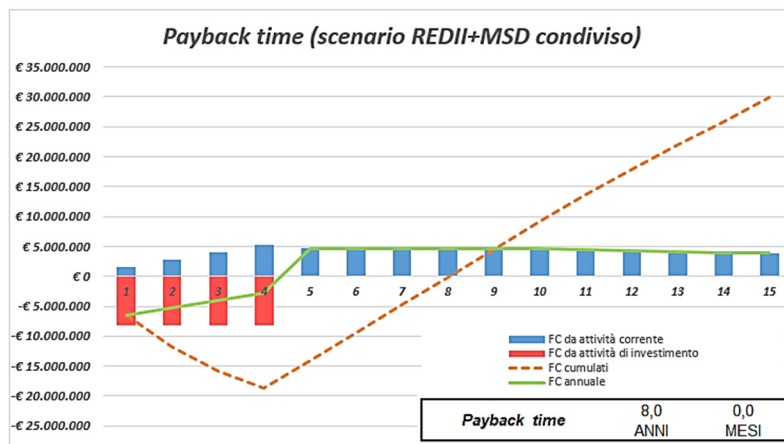


Figura 124 - PBT Aggregatore nello Scenario_5 (REDII + MSD con 6.500 utenti e condivisione dei benefici utente/Aggregatore)

4.2.6. SCENARIO_6 (Valutazione riduzione costi della tecnologia)

Dalle simulazioni condotte e dai diversi scenari elaborati nel corso della ricerca si è dedotto come in questa configurazione i costi delle tecnologie influenzano in maniera notevole i risultati e necessitano di importanti riduzioni (o incentivi destinati anche per gli Aggregatori) per favorire lo sviluppo di un modello di comunità basato sulla condivisione energetica tra utenti aggregati da parte di uno stesso soggetto centrale, l'Aggregatore. A questo punto rispetto alla configurazione più realizzabile allo stato attuale, proposta con lo '*Scenario_2*' e '*Scenario_3*', si è cercato di indagare come dovrebbero ridursi in percentuale i costi della tecnologia affinché il tempo di recupero dell'investimento possa ridursi rispetto a quello ottenuto da un utente in configurazione singola che adotta un sistema di generazione di piccola taglia come quello indicato (FV 3kWp e SdA 4,5 kWh).

I risultati in *Tabella 31*, mostrano tutte le combinazioni di, numero di utenti e riduzione di costo della tecnologia evidenziando che, è ancora necessaria una riduzione di costo delle tecnologie abbastanza marcata (tra il 55-65%) per ottenere tempi di recupero nell'intervallo tra 7-8 anni senza prendere in considerazioni altre ipotesi aggiuntive, come ad esempio la partecipazione al *MSD* o politiche mirate alla riduzione degli oneri per favorire lo sviluppo del modello di comunità di energia rinnovabile previsto dalla direttiva *REDII*.

Tabella 31 - PBT in funzione dei parametri utenti / riduzione % costo tecnologia

F.O. = Payback period		% Riduzione costo della tecnologia										
		30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%
utenti Prosumer	3.000	10,4	10,0	9,7	9,3	8,9	8,4	8,0	7,5	6,9	6,4	5,8
	3.500	10,3	9,9	9,5	9,1	8,7	8,3	7,8	7,3	6,8	6,3	5,7
	4.000	10,2	9,8	9,4	9,0	8,6	8,2	7,7	7,2	6,7	6,2	5,6
	4.500	10,1	9,7	9,3	9,0	8,5	8,1	7,7	7,2	6,7	6,1	5,6
	5.000	10,0	9,7	9,3	8,9	8,5	8,1	7,6	7,1	6,6	6,1	5,5
	5.500	10,0	9,6	9,2	8,9	8,4	8,0	7,6	7,1	6,6	6,0	5,5
	6.000	9,9	9,6	9,2	8,8	8,4	8,0	7,5	7,0	6,5	6,0	5,4
	6.500	9,9	9,5	9,2	8,8	8,4	7,9	7,5	7,0	6,5	6,0	5,4
	7.000	9,9	9,5	9,1	8,7	8,3	7,9	7,5	7,0	6,5	6,0	5,4
	7.500	9,8	9,5	9,1	8,7	8,3	7,9	7,4	7,0	6,5	5,9	5,4
	8.000	9,8	9,5	9,1	8,7	8,3	7,9	7,4	6,9	6,4	5,9	5,4
	8.500	9,8	9,4	9,1	8,7	8,3	7,8	7,4	6,9	6,4	5,9	5,3
	9.000	9,8	9,4	9,1	8,7	8,3	7,8	7,4	6,9	6,4	5,9	5,3
	9.500	9,8	9,4	9,0	8,7	8,2	7,8	7,4	6,9	6,4	5,9	5,3
10.000	9,8	9,4	9,0	8,6	8,2	7,8	7,4	6,9	6,4	5,9	5,3	

Questo risultato fa dedurre come per l'avanzamento verso le comunità di energia rinnovabile intese come configurazioni adatte a soddisfare i fabbisogni energetici sia individuali che 'collettivi' in un contesto locale, supportando la rete di distribuzione, siano ancora necessarie importanti misure di incentivazione non solo a favore dei singoli che potrebbero essere poco motivati alla condivisione dell'energia e alla sua gestione in ottica di comunità, ma anche a favore dei soggetti promotori e coordinatori di utenti finali come possono essere gli Aggregatori di utenti finali attivi che opererebbero per conto della comunità.

Con questa configurazione di modello il vantaggio risiede nello sviluppo e promozione di FER di piccola taglia in forma distribuita anche per utenti finali che diversamente non sarebbero stimolati a farlo.

Considerazioni generali sul Business Model e Scenari

Come succede per i grandi utenti consumatori con i contratti di PPA, fissare un contratto di lungo periodo di almeno 8-10 anni per la fornitura di energia elettrica e non sostenere investimento iniziale da parte dell'utente consumatore può favorire o comunque non impedire la realizzabilità di questo tipo di configurazione di mercato ancora di non semplice applicazione per via di una normativa ancora incerta ed in fase di definizione. Bisogna valutare alcuni fattori come, la sicurezza che si concede all'utente di proteggersi rispetto alle fluttuazioni di prezzo dell'energia nel mercato e avere comunque dei margini aggiuntivi nel caso di una completa apertura degli utenti al mercato dei servizi di dispacciamento come sta avvenendo con le Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), il tutto senza sostenere investimento iniziale da parte dell'utente finale.

A valle delle simulazioni condotte sul modello di business studiato, si è osservato come la struttura dei costi ha un'incidenza di costi fissi importante sulla costituzione di un soggetto Aggregatore che sostiene elevati costi operativi, di gestione e di garanzia nei confronti degli operatori del mercato elettrico.

Sul fronte dei ricavi invece, i margini sull'energia fornita tramite acquisto da mercato sono ridotti mentre il ritorno maggiore è dovuto all'autoconsumo (fisico o virtuale) sia individuale che di comunità essendo a costo marginale nullo per via della fonte rinnovabile. È necessario però recuperare i costi degli assets di produzione che richiedono un certo numero di anni per remunerare l'investimento effettuato.

Mentre il prezzo dell'energia in autoconsumo e la relativa quota percentuale di autoconsumo individuale o collettiva rappresentano variabili sensibili, il prezzo dell'energia prelevata da rete esterna invece, è una variabile poco sensibile sul risultato finale. I fattori principali su cui agire maggiormente sono:

- Livelli di autoconsumo minimo da raggiungere con le tecnologie abilitanti a disposizione per aumentare l'autoconsumo individuale o collettivo;

- Fornitura da parte degli utenti finali di eventuali servizi alla rete in modo da avere margini aggiuntivi;
- Riduzione dei costi delle tecnologie abilitanti che rappresentano un elemento chiave su cui agire tramite incentivazioni.

Analizzando la struttura del modello di comunità energetica costruito emerge come mediamente quasi in tutti gli scenari la struttura dei costi al variare degli utenti coinvolti, abbia in percentuale, una prevalenza di costi fissi rispetto a quelli variabili (rispettivamente un'incidenza di circa 75% e 25%), che si ripartiscono in base al numero di utenti e si riducono man mano che la comunità energetica entra a regime per arrivare a ridurre questo gap fino ad equilibrarsi.

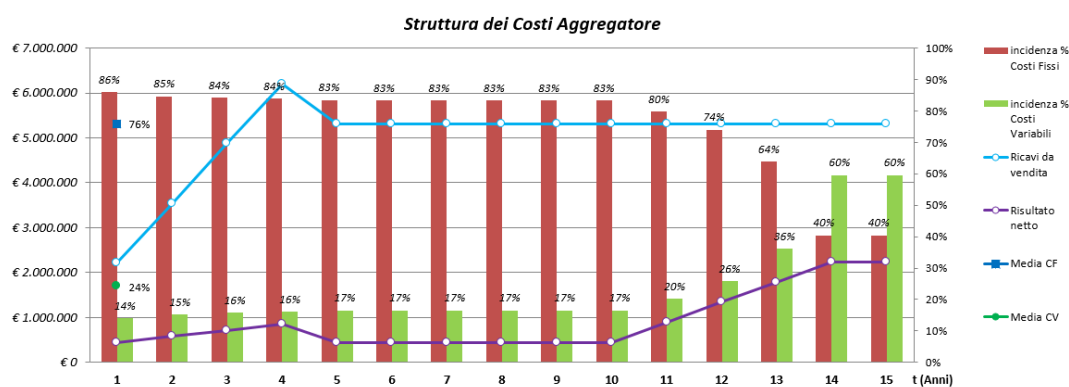


Figura 125 - Struttura dei costi Aggregatore di una comunità energetica

Questo risultato significa che, fin quando la comunità energetica non entra a regime e l'Aggregatore non recupera gli investimenti (nel caso mostrato circa 9 anni), la maggior parte degli sforzi dell'Aggregatore devono essere concentrati per ripagare una struttura che è piuttosto onerosa con margini ottenibili che sono contenuti se si sceglie di mantenere i prezzi dell'energia molto più competitivi rispetto a quelli del mercato elettrico attuale che lavora con un'ottica centralizzata e di economie di scala che mal si adatta al nuovo contesto di mercato elettrico che procede nel verso della generazione distribuita.

La situazione cambia una volta che la comunità energetica entra a regime e si è recuperato il costo degli assets, avendo un'incidenza dei costi fissi sul totale del 60% e del 40% per quanto riguarda i costi variabili.

4.3 Impatto dei benefici socio-ambientali (un esempio pratico)

Creare un'aggregazione di utenti attivi per la condivisione di energia basata su sistemi fotovoltaici di piccola taglia va ben oltre il significato di installare un semplice impianto su tetto. Questo meccanismo oltre a fornire benefici economici all'utente finale, comporta benefici ambientali e contribuisce attivamente alla riduzione delle emissioni atmosferiche. Produrre e consumare energia rinnovabile vuol dire utilizzare energia elettrica che altrimenti verrebbe prodotta da impianti convenzionali (con fonti fossili) di cui il sistema per anni è stato vincolato ad avere e soprattutto a controllare e gestire.

È bene rendersi conto sempre più come lo sviluppo in tal senso non può essere legato soltanto ad obiettivi economico-finanziari. Essere consapevoli che una comunità energetica fa la differenza e contribuisce a migliorare l'ambiente circostante è fondamentale.

Il concetto di grid-parity è molto importante ma ha dei limiti, se si vuole effettivamente favorire la transizione energetica deve essere tenuta in conto anche la propensione di un utente a pagare di più per produrre e consumare energia rinnovabile che sicuramente ha ricadute di immagine più ampie nei casi di utenti commerciali (un esempio è il valore del 'green brand') rispetto agli utenti residenziali. I prezzi dell'energia prodotta da fonte fossile sono resi economici dal concetto di grande produzione verticale e gerarchica dei grandi impianti convenzionali pertanto inseguire il concetto di grid-parity o scendere al di sotto di essa nel caso delle comunità energetiche può condurre a risultati discordanti a discapito dei reali obiettivi globali futuri.

Per capire il beneficio ambientale che si otterrebbe se si scegliesse di favorire il passaggio alle comunità energetiche basate sull'autoconsumo di energia elettrica pulita può essere spiegato con qualche semplice passaggio su quanta anidride carbonica (CO₂) si evita di immettere in atmosfera.

Per sapere quanto può impattare positivamente un impianto fotovoltaico sull'ambiente e di conseguenza un'intera comunità energetica, si dovrebbe sapere con certezza da quali fonti fossili comprare l'energia nel caso in cui non si avesse a disposizione un sistema di generazione locale. Si dovrebbe sapere se l'energia necessaria viene prodotta da una centrale termica, idroelettrica o eolica o nucleare, ma ovviamente questo non è possibile. Per avere una stima di ciò si può utilizzare un dato che rappresenta il valore medio di emissioni di CO₂ dovuto alla produzione dell'energia elettrica utilizzata, chiamato "Fattore di emissione del mix elettrico". Questo valore è reso pubblico e aggiornato dal Ministero dell'Ambiente e al momento dell'analisi il valore medio del fattore in Europa è pari 0,531kg di CO₂ equivalente /kWh.

L'ultimo rapporto ISPRA mette in evidenza il valore di emissione del parco termoelettrico nazionale di numerosi paesi europei nella quale l'Italia grazie all'ampio utilizzo di gas naturale nel settore termoelettrico risulta seconda solo alla Svezia che fa ampio utilizzo di bioenergie e biomasse. Ad esempio nel 2017 il fattore di emissione di gas serra per l'Italia era pari a 410 grammi di CO₂ equivalente/kWh.

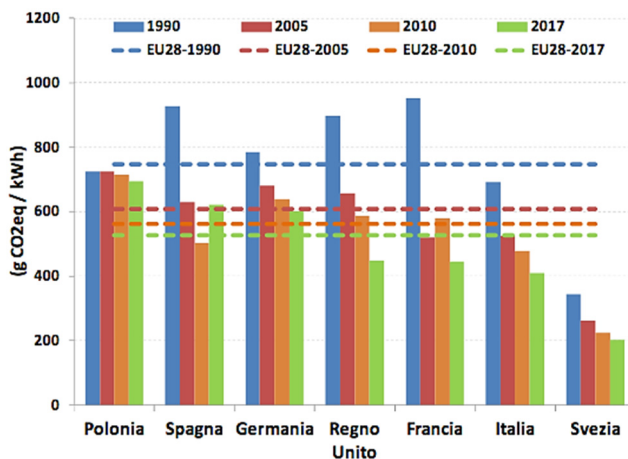


Figura 126 - Fattore di emissione di CO₂ in EU per produzione energia con parco termoelettrico

Per completezza si mostra come, se si considera l'intero parco di generazione totale con tutte le fonti energetiche, aggiungendo quindi anche il contributo delle fonti rinnovabili e del nucleare l'Italia perde alcune posizioni. In questo caso il fattore di emissione per l'Italia scende a 312 grammi di CO₂ equivalente/kWh grazie all'importante contributo delle fonti rinnovabili. Altri paesi come la Francia e Svezia possono vantare un fattore di emissione complessivamente bassissimo a causa dell'utilizzo della fonte nucleare per produrre la maggior parte dell'energia.

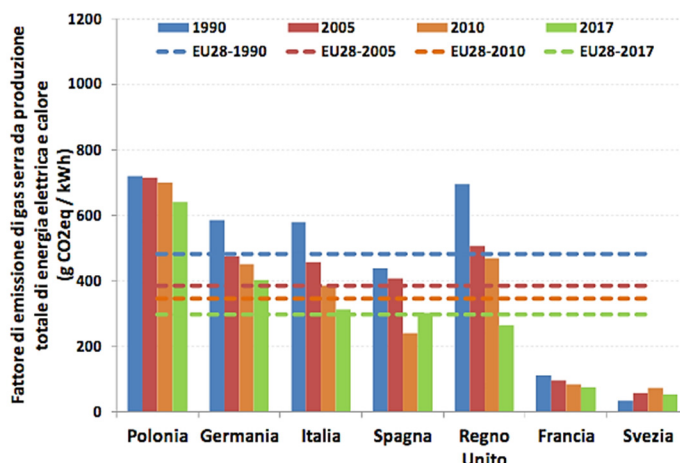


Figura 127 - Fattore di emissione di CO₂ in EU per produzione energia da totale fonti

Se si considera pertanto l'ultimo valore medio di emissione del parco termoelettrico a livello europeo e quindi della sola fonte convenzionale, allora per produrre un kWh elettrico⁵², vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili ed emessi nell'aria circa 0,531 kg di anidride carbonica. Si può assumere quindi che ogni kWh elettrico prodotto da un sistema di generazione fotovoltaica evita l'immissione in atmosfera di 0,531 kg di anidride carbonica.

Per quantificare il beneficio che una soluzione aggregata ha sull'ambiente è opportuno riferirsi all'esempio pratico di 6.500 utenti affrontato negli scenari di simulazione.

Considerando che la produzione annuale degli impianti fotovoltaici installati su tetto (ad esempio in zona Sud Italia) con una potenza di picco di 1 kWp (orientati a Sud con inclinazione 30°) risulta circa 1.429 kWh/kWp, l'emissione di anidride carbonica evitata in un anno si calcola moltiplicando il valore dell'energia elettrica prodotta dai sistemi di generazione rinnovabile per il fattore di emissione del mix elettrico. Per stimare l'emissione evitata nel tempo di vita utile dall'impianto è sufficiente moltiplicare le emissioni evitate annue per gli anni di vita utile stimata degli impianti della comunità (circa 25 anni). Si possono effettuare dei semplici calcoli basati sui seguenti dati:

- Produttività impianto per kWp (*Prod*): 1.429 kWh/kWp per anno
- Potenza impianti installati (*P_{Imp}*): 3 kWp
- Fattore di emissione del mix elettrico (*FeMix_{Elettrico}*): 0,531kg CO₂/kWh
- Stima di numerosità dell'aggregazione considerata (*N*): 6.500 utenti
- Anni di vita utile (*V_{utile}*): 25
- Beneficio ambientale: $Prod \times P_{Imp} \times FeMix_{Elettrico} \times V_{utile} \times N$
- Beneficio ambientale: $1.429 \text{ kWh/kWp} \times 3 \text{ kWp} \times 0,531 \text{ kg CO}_2/\text{kWh} \times 25 \times 6.500 = 369.915 \text{ tCO}_2$
- Beneficio ambientale annuo = CO₂ evitate = 14.797 tCO₂ / anno

Il fabbisogno totale di una comunità energetica come stimata nelle analisi, se fosse interamente soddisfatto tramite fonte convenzionale richiederebbe 32.5 GWh con la produzione di 17.258 tCO₂/anno (considerando il *FeMix_{Elettrico}*). Tramite gli impianti di comunità, per il soddisfacimento dei fabbisogni elettrici si evitano ben 14.797 tCO₂/anno producendo soltanto 2.461 tCO₂/anno. Ogni impianto della comunità energetica evita quasi 2,3 tCO₂/anno. Se ulteriormente si considera che, l'assorbimento medio di CO₂ di un albero in un anno può arrivare a 20-25 kg CO₂, ogni impianto della comunità per analogia equivale a 90 alberi che in un anno assorbono le emissioni prodotte da impianti convenzionali qualora gli stessi kWh elettrici fossero prodotti in maniera tradizionale. Anche considerando il fattore di emissione in fase costruttiva dell'impianto di generazione utilizzato, i risultati sarebbero comunque molto notevoli.

Vedendo i numeri si capisce ancora meglio quanto un semplice impianto di generazione a fonte rinnovabile possa fare la differenza. Se ogni edificio possedesse un impianto di generazione a fonte rinnovabile certamente le condizioni inquinanti attuali migliorerebbero notevolmente nonostante l'ulteriore complessità di controllo per il sistema allo stesso tempo però, attenuata da uno sviluppo tecnologico sempre più avanzato.

Con il quadro attuale emerge che per dare impulso allo sviluppo di un modello di comunità di energia rinnovabile, devono essere tenuti in conto non solo ed esclusivamente benefici di tipo economico ma anche benefici di tipo sociale, ambientale o di miglioramento delle condizioni esistenti sulle reti. Basta considerare una serie di conseguenze che le comunità di energia comportano, come:

- Riduzione di emissioni climalteranti. L'aggregazione produce, auto-consuma e scambia energia rinnovabile riducendo i consumi di energia prodotta da fonte fossile e relative emissioni;
- La riduzione degli impatti sulla rete elettrica di distribuzione, a causa della riduzione degli scambi di energia sulla rete di bassa tensione grazie alla produzione locale;

⁵² Spiegazione fornita da Ministero dell'Ambiente - www.minambiente.it

- La riduzione dei fenomeni di risalita sulle reti di alta tensione per via della produzione locale e scambio di energia sulla stessa rete di distribuzione in bassa tensione. Inoltre, un minor transito di energia dalle reti di trasporto alle reti di distribuzione;
- Il minor transito di energia sulle reti di distribuzione, inoltre comporta una riduzione dei costi per gli investimenti per ampliamenti o rinforzi della rete. La presenza di impianti in autoconsumo riduce i picchi di potenza a cui il gestore della rete dovrebbe far fronte in caso contrario;
- La riduzione dei costi di dispacciamento per il bilanciamento locale della potenza in rete viene favorito sia dalle tecnologie abilitanti con accumulo che dal fenomeno statistico dell'aggregazione (distribuzione degli errori);
- La possibilità di proteggersi rispetto alle fluttuazioni di prezzo dal mercato da parte degli utenti è un aspetto molto importante;
- Nel caso in cui il soggetto Aggregatore è un Produttore-Investitore, si assicura sostenibilità e certezza dei ricavi nel tempo;
- Realizzare sistemi di generazione senza investimento iniziale consente di avere un impianto anche a chi effettivamente non ha disponibilità con un impatto sociale positivo e la riduzione della povertà energetica che rappresenta un grande problema a cui l'Europa cerca di porre rimedio.
- Gli impatti sull'economia locale non sono trascurabili. La delimitazione geografica delle comunità (detta perimetro) consente per quanto riguarda gli acquisti di tecnologia, un indotto economico sulle maestranze molto significativo. Le attività di installazione, monitoraggio e manutenzione di impianti aiuterebbero ad innalzare il livello sociale ed economico delle aree in cui si sviluppano le comunità stesse;
- Maggiore consapevolezza energetica degli utenti partecipanti all' aggregazione che, tramite le tecnologie abilitanti di cui vengono dotati, possono monitorare i propri consumi e a seguito di ciò modificare i loro comportamenti e abitudini legate al consumo di energia elettrica diventando utenti attivi con la possibilità di partecipare al mercato elettrico come previsto dalle direttive Europee;
- Maggiore propensione degli utenti a partecipare a schemi che apportano benefici ambientali, al contesto locale a cui appartengono.

Tutte queste considerazioni permettono di iniziare a guardare al futuro e alle rinnovabili con una prospettiva diversa e non solo esclusivamente economica essendo consapevoli del fatto che la scelta porta ad importanti conseguenze con effetti positivi sia sull'ambiente che sul sistema elettrico in generale.

Conclusioni

Nel prossimo futuro il business delle utility elettriche non sarà più quello di vendere solo energia, ma il loro successo sarà legato a come si potranno gestire e collegare tra loro migliaia di produttori-consumatori di energia da fonti rinnovabili. La produzione di energia da fonti rinnovabili proverrà da un elevato numero di impianti in autoproduzione posti sui singoli edifici, gestendo questo enorme network in tempo reale ed in maniera coordinata grazie all'informatizzazione di ogni singolo impianto. L'energia sarà quindi rinnovabile in porzioni sempre maggiori, stoccando l'energia con sistemi di accumulo individuale e a basso costo, sostenibile e con prezzi più stabili rispetto alle fonti fossili il cui approvvigionamento è spesso causa di conflitti nel mondo. Tutti gli utenti diventeranno così produttori-consumatori e la combinazione di solare con energy storage in Virtual Power Plant (VPP) potrà offrire servizi accessori alla rete di distribuzione locale contribuendo così alla gestione e stabilità della rete stessa, diventando un'attività remunerativa, pulita e autogestita.

Dalla ricerca svolta e dagli scenari di simulazione condotti è emerso come, con riferimento agli utenti finali residenziali, in una comunità energetica il numero di utenti nel portafoglio di un Aggregatore è uno dei fattori più importanti per la sostenibilità del business di comunità. Con dimensioni ridotte della comunità energetica, i ricavi diminuiscono sensibilmente, mentre i costi di funzionamento dell'Aggregatore rimangono pressoché invariati. Questo fa sì che i costi di funzionamento siano significativamente maggiori per bassi numeri di utenti gestiti rispetto ai casi di grandi dimensioni dove i costi si ripartiscono su un volume più ampio.

In tal caso, i profitti ottenuti negli scenari con livelli di partecipazione più elevati permettono di mantenere i prezzi dell'elettricità più competitivi rispetto ai casi di ridotte dimensioni dell'aggregazione.

Generalmente i profitti sono principalmente legati alla vendita di energia in autoconsumo facendo leva sulla sensibile riduzione degli oneri legati alla quota variabile che rende l'autoconsumo più conveniente ma che deve concorrere al recupero degli elevati costi di investimento in tecnologia; i margini sull'energia prelevata o scambiata da rete invece sono ridotti.

Tra i modelli di business *behind-the-meter*, la riduzione della quota variabile (€/kWh) degli oneri rappresenta finora la parte forte nei mercati dell'energia elettrica che comportano un costo significativo.

C'è da dire però che se si dovesse verificare un maggior spostamento degli oneri sulla quota fissa o addirittura, se come ipotizzato dovessero essere posti successivamente nella fiscalità generale allora verrebbero a mancare tutta una serie di condizioni tali da rendere poco conveniente il modello stand-alone e investire in impianti di proprietà da parte dell'utente finale, pertanto si considera più interessante la configurazione con soggetto terzo.

Le dimensioni dell'aggregazione di utenti nella comunità energetica ne determinano il successo, infatti nelle simulazioni dove si superano le diverse migliaia di unità aggregate (3.000 - 6.500 utenti) si ottengono maggiori profitti e i costi che si distribuiscono su un numero sufficiente di unità. I risultati possono essere decisamente migliorati se le unità aggregate sono suddivise in maniera opportuna tra utenti Consumer e Prosumers come mostrato nello *Scenario_3* dove si ottengono effetti simili allo *Scenario_2* ma con costi di investimento più contenuti. A causa degli elevati costi per la creazione degli Aggregatori, situazioni con bassi numeri di unità aggregate (dimensioni inferiori a 1.500 unità) sono difficilmente redditizie con risultati persino negativi nei casi di dimensioni troppo ridotte. La configurazione in questi casi risulta fattibile soltanto con un aumento dei prezzi dell'energia in comunità tali da rendere lo schema non conveniente rispetto al mercato elettrico attuale. Altra caratteristica emersa dalle simulazioni è il raggiungimento di un obiettivo annuale di autoconsumo minimo del 70% rispetto alla quota dell'energia prodotta in comunità.

I ridotti margini sui prezzi all'ingrosso nelle situazioni con dimensioni contenute e bassi volumi di energia scambiata portano ad una redditività che non va oltre un certo limite, pertanto l'Aggregatore dovrebbe concentrare la propria attività a offrire anche flessibilità sul mercato dei servizi di dispacciamento o in eventuali futuri mercati della rete di distribuzione. L'Aggregatore deve fornire flessibilità sul mercato e dividerne i benefici con gli utenti. Con la ristrutturazione del mercato elettrico, i prodotti più piccoli e flessibili potrebbero anche apparire come un'opzione commerciale redditizia, considerando che un Aggregatore deve garantire il prodotto energetico flessibile con capacità superiore a 1 MW per poter partecipare al mercato di

dispacciamento. L'introduzione di ulteriori servizi svolti alla rete come ipotizzato nello "Scenario_4" e tramite politiche appropriate allo sviluppo delle comunità energetiche come simulato nello "Scenario_5" possono sostenere ancora di più lo sviluppo delle aggregazioni di utenti in comunità energetiche riducendo il tempo di recupero degli ingenti investimenti in costi fissi da sopportare da parte del soggetto Aggregatore per rendere gli utenti attivi. Una soluzione utile, potrebbe anche essere quella di includere nelle aggregazioni, utenti già dotati di impianto di generazione adeguando soltanto le tecnologie abilitanti in modo da includerli nella comunità regolando nell'ambito di un contratto privato soltanto l'acquisto e la cessione di energia.

Da quanto affrontato nel corso della ricerca, diversamente dalla configurazione proposta, l'attuale situazione di mercato determina una scarsa propensione degli utenti finali a partecipare in maniera diretta a forme di comunità dell'energia nella quale siano gli utenti finali a dotarsi di impianti di generazione e storage, scoraggiati dagli elevati costi in fase iniziale. In questo caso l'utente finale, sebbene possa ottenere una consistente riduzione di energia prelevata dalla rete, sostiene investimenti che richiedono tempi di recupero sempre più lunghi. C'è da dire che, difficilmente un singolo utente riesce a conseguire i vantaggi delle economie di scala che solo un Aggregatore può avere, o di coordinare la fornitura e le compensazione/autoconsumo virtuale di energia tra prosumers con l'impiego di tecnologie abilitanti e opportuni sistemi di gestione e monitoraggio.

Senza un soggetto terzo come l'Aggregatore, la trasformazione in utente attivo con l'uso di tecnologie abilitanti potrebbe rappresentare ancora un ostacolo o forse solo una soluzione di nicchia per utenti molto informati, amanti della tecnologia e senza grossi problemi economici.

Il punto critico di questo modello di business è dover gestire un potenziale numero estremamente elevato di punti di consegna (PoD, in un perimetro che potrebbe essere delle cabine secondarie), con relativi costi ed per questo motivo che è importante che le politiche energetiche continuino inevitabilmente a sostenere lo sviluppo delle comunità energetiche, magari anche tramite incentivi sia impliciti che espliciti, anche direttamente agli Aggregatori in questa configurazione o sul singolo utente finale nelle configurazioni diverse.

Nei casi mostrati le ipotesi per l'Aggregatore erano basate sul presupposto di avviare da zero l'attività. Se si considerassero invece realtà già esistenti, produttori da FER, fornitori di energia o ESCo, la loro transizione verso l'Aggregazione e i costi associati potrebbero essere più bassi e quindi dimensioni ridotte di aggregazione possono restituire comunque risultati positivi. Si aprono poi una serie di punti di domanda a cui deve essere data risposta:

Un sistema di questo tipo richiede un rapporto contrattuale di medio-lungo periodo tra utente finale e Aggregatore che deve essere in grado di ripagare gli asset installati ed i costi della struttura pertanto vanno definiti dei tempi minimi di partecipazione. L'affidabilità e la durata degli assets sono un altro elemento da considerare, infatti nella proposta sono a carico del soggetto terzo che detiene gli impianti ed esonera l'utente finale dalla manutenzione, dall'installazione e dall'onere di acquisto della tecnologia.

Questo mercato è ovviamente dipendente dalla struttura tariffaria e dal profilo di carico elettrico del sito del cliente finale in cui l'energy storage viene installato. Resta anche la questione dell'affidabilità dell'autoconsumo virtuale di energia all'interno della comunità e degli scambi che apre le porte al mondo della certificazione delle transazioni energetiche, aspetto che può essere affrontato tramite l'utilizzo della 'blockchain' associata all'energia che non rientra nel focus della ricerca.

Per gli investitori nel più ampio mercato elettrico in evoluzione, le applicazioni di solare in abbinamento con energy storage forniscono una copertura dal rischio di nuovi possibili quadri regolatori contro i cambiamenti climatici e il ritiro dal mercato di centrali di generazione convenzionali alimentate a combustibili fossili.

Mostrare ad ognuno l'importanza che hanno le comunità energetiche, l'installazione della fonte rinnovabile negli usi residenziali e quanto l'uso dei sistemi in autoconsumo possano davvero fare la differenza nella vita quotidiana rappresentano un impegno da perseguire ma anche la chiave dello sviluppo elettrico del futuro sia per ridurre l'impatto ambientale che per implementare una gestione innovativa delle reti elettriche di cui c'è urgente bisogno.

Appendice: Riferimenti ad applicazioni nei progetti finanziati

Molti argomenti della ricerca sono stati affrontati nel corso di tre progetti finanziati in ambito nazionale che tendono ad accelerare il processo di transizione e la realizzazione delle comunità energetiche. Il primo è il progetto «**Power Cloud: Tecnologie e Algoritmi nell'ambito dell'attuale quadro regolatorio del mercato elettrico verso un 'new deal' per i consumatori e i piccoli produttori di energia da fonti rinnovabili**», il secondo è il progetto **ComESto** acronimo di “Community Energy Storage”, il terzo progetto è **Z-NEWH** “Zero Net Energy Wood House”.

Il progetto “Power Cloud”

Finanziato con fondi PON IMPRESE E COMPETITIVITÀ 2014-2020 (BANDO HORIZON 2020) - DECRETO DEL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO 1 GIUNGO 2016 - Prog: F/050159/03/X32 il progetto è portato avanti dai partners: *VT Solutions, Università della Calabria (UNICAL) e Innova S.r.l.*

L'obiettivo è di creare i presupposti per la realizzazione di Comunità Energetiche all'interno delle quali i cittadini potranno partecipare al mercato dell'energia come produttori/consumatori (prosumers) o semplici consumatori (consumers), controllando i propri sistemi di generazione, di accumulo e i propri carichi con opportune tecnologie abilitanti e algoritmi. Attraverso la supervisione di un'entità super partes, l'Aggregatore, ai membri della Comunità è consentito di rispondere in tempo reale ai segnali del mercato elettrico attuando programmi di DR.

Il focus del progetto è sulla *GESTIONE IN TEMPO REALE*, tramite la creazione di una piattaforma software per il coordinamento dei profili di carico e produzione degli utenti, in real-time e per lo svolgimento delle transazioni economiche di energia.

L'Aggregatore gestisce la Comunità Energetica in tempo reale, per consentire ai prosumer e ai consumer di rispondere ai segnali del mercato anche sfruttando le moderne tecnologie di accumulo elettrochimico (ad esempio accumulatori al litio) inoltre, coordina gli scambi di energia tra i prosumers e consumers della Comunità governando le transazioni fisiche ed economiche di compravendita dell'energia (certificate grazie all'utilizzo della tecnologia *blockchain*).

L'obiettivo finale è quello di limitare l'approvvigionamento di energia al di fuori della Comunità Energetica soprattutto se prodotta da fonti fossili. Coordinare la produzione e il consumo localmente e in tempo reale consente di minimizzare gli scambi di energia con il mondo esterno tendendo ad una “autarchia energetica”.

Il progetto prevede la creazione della piattaforma software per il coordinamento dei profili di carico e di produzione dei prosumer/consumer attraverso il controllo di tecnologie abilitanti appositamente concepite allo scopo. In particolare si tratta di tecnologie per lo smart metering, fondamentali per monitorare istante per istante i profili di potenza dell'intera Comunità e dell'interfaccia tra utenti e la rete pubblica di distribuzione che prende il nome di *nanoGrid for Home Applications (nGfHA)* progettata e realizzata presso il LASEER (Laboratorio per i Sistemi Elettrici e le Fonti Rinnovabili) di UNICAL. La nanogrid consente la gestione in tempo reale dell'energia assorbita o erogata da ciascun membro e tra gli stessi membri della Comunità, attraverso la rete di distribuzione pubblica (o privata) e consente anche di fornire servizi al Sistema Elettrico Nazionale, su richiesta dell'Aggregatore.

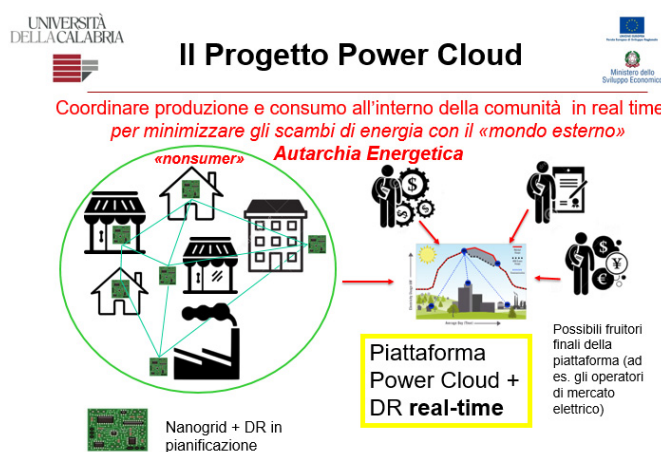


Figura 128 - Idea del progetto 'Power Cloud'

Il progetto “Community Energy Storage - ComESto”

Finanziato con fondi PON MIUR PNR 2015-2020, Progetto n. ARS01_01259. Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR, il progetto è portato avanti da 15 partner, *E-Distribuzione*, con ruolo di Capofila, che coordina tre università Italiane (*Università della Calabria, Università degli Studi e l'Università Politecnica delle Marche*) e altri 11 partner (*Evolvere, Telecom Italia, Green Energy Storage s.r.l., ENEA – Agenzia Nazionale, Fondazione Bruno Kessler, Enel Italia s.r.l., Distretto Tecnologico High -Tech Scarl, Greenenergy S.p.A., Ocima s.r.l., Spintel s.r.l., Ten Project s.r.l.*).

Il progetto, parte dalla piattaforma real-time sviluppata in Power Cloud, che punta alla creazione di Comunità Energetiche all'interno delle quali i cittadini potranno partecipare al mercato dell'energia come produttori/consumatori (Prosumer) o semplici consumatori (Consumer), controllando i propri sistemi di generazione, di accumulo e i propri carichi, ma si concentra sulle tecnologie di accumulo distribuito più idonee. Tali tecnologie si integrano con le nanogrid, il sistema ibrido di alimentazione elettrica capace di gestire diverse tipologie di generazione e sistemi di accumulo, ideata, progettata e realizzata dal gruppo di Ricerca Unical.

Considerando una diffusione massiva e distribuita dei sistemi d'accumulo prevalentemente presso i clienti finali, il progetto si pone l'obiettivo di realizzare un sistema di accumulo distribuito per una comunità di utenti gestita in forma aggregata, in cui sono coinvolti Prosumers e Consumers ed i cui impianti sono gestiti in tempo reale utilizzando programmi di Demand Response (DR) capaci di coordinarsi con i sistemi di generazione da FER e gli accumuli dei Producer che fanno parte dell'aggregazione.

La finalità è quella di rendere l'utente finale attore proattivo nella gestione dei propri consumi, massimizzando l'uso di energia derivante da FER ed ottimizzando il processo produzione-domanda, al fine di conseguire una maggiore efficienza, e quindi una convenienza economica negli usi finali dell'energia.

Tale obiettivo lo si intende raggiungere attraverso sistemi energetici integrati e flessibili (nanogrid), l'uso di batterie e sistemi di accumulo (storage) e anche attraverso il coinvolgimento degli utenti di città che, in genere, non possono assumere (per ragioni prevalentemente legate alla non disponibilità di spazi e superfici idonee per l'installazione di impianti di generazione da FER e di sistemi di accumulo dell'energia prodotta) il ruolo di Prosumer, ma solo quello di Consumer.

Attraverso l'utilizzo della tecnologia abilitante nanogrid anche per i Consumers, è possibile mettere a sistema, con conseguenti vantaggi economici in termini di consumi, le potenzialità dei sistemi di accumulo, della DR e dei sistemi domotici che determinano le funzionalità delle “smart-home”.

Il progetto si concentra principalmente su due aspetti:

- Realizzazione, sperimentazione e validazione di un sistema ibrido (nanogrid), per utenze singole di potenza non superiore ai 5kW (tipicamente abitazioni civili), ovvero una nGfHA;
- Individuazione delle tipologie di accumulo per fornire servizi (di potenza e/o energia) più adatte alle applicazioni delle nanogrid e alla sperimentazione di soluzioni ‘behind the meter’ presso gli utenti finali Producers che insieme ai Consumer sono aggregati in ComESto.

Le tipologie di accumulo su cui si concentra il progetto sono l'accumulo convenzionale come le *batterie a litio a flusso, accumulo termico*; accumulo non convenzionale come *accumulo Idrogeno, celle a combustibile, Biodiesel* tramite transesterificazione di oli esausti, *accumulo idrico* e accumulo disponibile dai *veicoli elettrici*. All'interno del progetto infatti vengono inglobati anche i veicoli elettrici, oramai entrati a pieno nel mercato delle auto. Questi, infatti, possono essere usati come sistema di accumulo per immettere/prelevare energia sulla/dalla rete elettrica (Vehicle to Grid) al pari degli altri tipi di accumulo, fornendo anche eventuali servizi e scambiare energia con le abitazioni (Vehicle to Home).

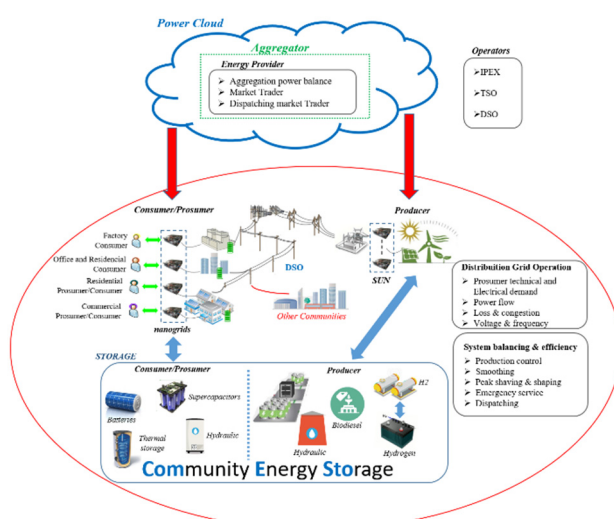


Figura 129 - Modello del progetto 'ComESto'

Il progetto “Z-NEWH: Zero Net Energy Wood House - Modulo abitativo in legno energeticamente autonomo”

Finanziato con fondi POR CALABRIA FESR-FSE 2014-2020, CUP J97H18000300006 il progetto è portato avanti dalle società *Alfano S.p.A.*, *Mannella S.r.l.*, *Creta Energie Speciali S.r.l.* e da *Università della Calabria*. L'idea, si inquadra nel più ampio contesto della transizione energetica in atto, dove i moduli abitativi autosufficienti possono essere considerati elementi di una comunità energetica che tramite opportune tecnologie abilitanti possono funzionare in maniera isolata o connessi alla rete elettrica e se necessario scambiare energia tra diverse unità abitative.

Azzerare i consumi energetici di un'abitazione producendo l'energia per i propri fabbisogni elettrici da risorse naturali risulta possibile attraverso sistemi tecnologici che consentono l'uso diretto dell'energie rinnovabili in abbinamento a delle tecnologie passive edilizie per ridurre i consumi.

La proposta progettuale definisce pertanto una soluzione integrata architettonica-edile per la realizzazione di moduli abitativi prefabbricati, realizzati in legno che tramite il ricorso a particolari tecniche impiantistiche destinate a sfruttare a pieno le fonti di energia rinnovabili tendono all'autarchia energetica delle abitazioni (Zero Net Energy House) e quindi a rendere le unità abitative energeticamente autosufficienti.

La caratteristica di autosufficienza energetica rende il prodotto utile sia per applicazioni stabili che per situazioni di emergenza in ambienti critici.

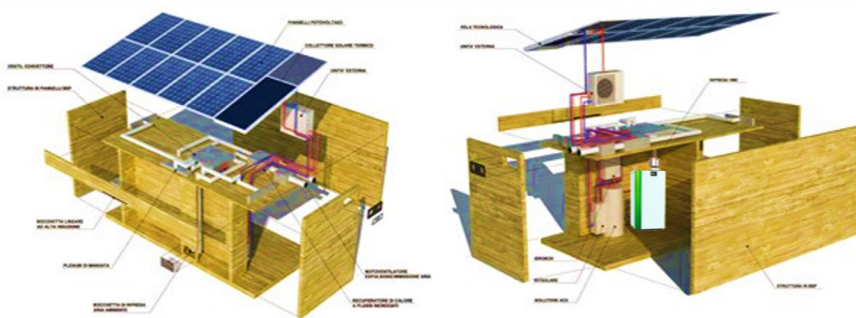


Figura 130 - Modulo abitativo autosufficiente proposto in Z-NEWH

Infatti, nelle tecnologie impiantistiche l'uso delle nanogrid all'interno dei moduli che integrano generazione rinnovabile (*fotovoltaico, microeolico, microcogeneratori stirling, generatori a biocombustibile*), accumulo e sistemi di smart metering permettono di assimilare il modulo abitativo energeticamente autonomo ad un'unità elementare di una comunità energetica che può essere connesso o disconnesso dalla rete e funzionare anche in maniera isolata sia in casi eccezionali che in casi di necessità richiesti dal gestore della rete.

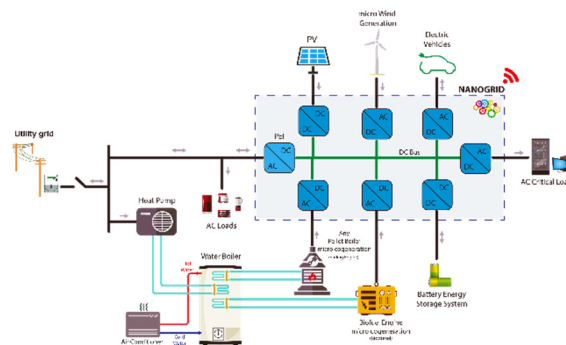


Figura 131 - Schema impiantistico del modulo Z-NEWH

Il funzionamento in maniera isolata permette di proporre i moduli prefabbricati come soluzioni innovative per applicazioni speciali, rivolte a fronteggiare le emergenze conseguenti a gravi catastrofi naturali dove il funzionamento del modulo, in combinazione con la tecnologia abilitante nanogrid che integra, accumulo a litio, impianto a fonte rinnovabile, micro-cogeneratore Stirling che produce energia elettrica e calore, permettono di raggiungere gli obiettivi di indipendenza ed autarchia energetica.

Bibliografia

- [1] European Commission, “2020 climate & energy package | Climate Action.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en. [Accessed: 24-Sep-2019].
- [2] EUROPEAN COMMISSION, “A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050,” 2011.
- [3] European Commission, “Energy Roadmap 2050,” p. 53, 2011.
- [4] European Commission, “2030 climate & energy framework | Climate Action.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en. [Accessed: 24-Sep-2019].
- [5] European Commission, “The Integrated Strategic Energy Technology (SET) Plan for Transforming the European Energy System through Innovation,” 2017.
- [6] E. Parliament, “A New Deal for energy consumers The New Deal and Energy Union,” no. January, 2016.
- [7] European Commission, “Delivering a New Deal for Energy Consumers,” vol. 15, no. 7, p. 10, 2015.
- [8] Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, “Strategia Energetica Nazionale (SEN): DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 12 Giugno 2017 Indice,” 2017.
- [9] MISE, MATTM, and MIT, “Proposta di Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC), 2018,” *Mise; Mattm; Mit*, no. 31 December 2018, pp. 1–237, 2018.
- [10] ARERA, “ARERA - Delibera 427/2014/I/eel.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/schedetecniche/14/427-14st.htm>. [Accessed: 04-Sep-2019].
- [11] ARERA, “ARERA - Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita e del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/15/377-15.htm#>. [Accessed: 24-Sep-2019].
- [12] ARERA, “293/2015/R/eel - Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/dc/15/293-15.jsp>. [Accessed: 04-Sep-2019].
- [13] ARERA, “582/2015/R/eel - Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Contestuale aggiornamento delle compensazioni di spesa per i clienti domestici in disagio.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/15/582-15.htm>. [Accessed: 26-Sep-2019].
- [14] TERNA SpA e gruppo TERNA, “SCENARI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA 2016-2026.”
- [15] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), “Rapporto delle attività 2018,” 2018.
- [16] GSE, “BILANCIO DI SOSTENIBILITÀ BILANCIO DI 2018 NUOVE ENERGIE PER IL FUTURO.”
- [17] TERNA, “Trasmettiamo energia, Dati Provvisori di Esercizio del Sistema Elettrico Nazionale,” 2018.
- [18] TERNA, “Piano di Sviluppo della Rete,” 2019.
- [19] E-Distribuzione, “Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di E-Distribuzione,” 2019.
- [20] D. Hill, “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [21] AEEGSI (ARERA), “Sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica di cui all’ articolo 1 del decreto legislativo 19 dicembre 2003 , n . 379 : criteri e condizioni,” 2005.
- [22] R. Sull, *Resilienza del sistema*. RSE View.
- [23] S. Rossi, M. Benini, and M. Gallanti, “Partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento: Attuali requisiti e possibili evoluzioni,” *Energ. Elettr.*, vol. 93, no. 4, pp. 9–15, 2016.
- [24] ARERA, “Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/06/111-06.htm>. [Accessed: 04-Sep-2019].
- [25] Gazzetta ufficiale dell’Unione europea, “REGOLAMENTO (UE) 2017/ 2195 DELLA COMMISSIONE - del 23 novembre 2017 - che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico.”
- [26] N. Sorrentino, L. Mendicino, D. Menniti, M. Mercuri, A. Pinnarelli, and P. Vizza, “Corrispettivi di sbilanciamento :

confronto tra ‘ Single Price ’ e ‘ Dual Price ’ per impianti fotovoltaici non rilevanti elettrico,” *L’Energia Elettr.*, pp. 25–32, 2018.

- [27] R. Manoel, T. I. Thomas, M. Gaetan, K. Paul, D. B. Karel, and M. Croufer, “Connecting the sun competing in the energy sector – On the road to large scale pv grid integration,” in *2nd Solar Integration Workshop*, 2012.
- [28] G. Brusco, A. Burgio, D. Menniti, A. Pinnarelli, N. Sorrentino, and P. Vizza, “Quantification of forecast error costs of photovoltaic prosumers in Italy,” *Energies*, vol. 10, no. 11, 2017.
- [29] M. Ding, L. Wang, and R. Bi, “An ANN-based approach for forecasting the power output of photovoltaic system,” in *Procedia Environmental Sciences*, 2011, vol. 11, no. PART C, pp. 1308–1315.
- [30] J. Shi, W. J. Lee, Y. Liu, Y. Yang, and P. Wang, “Forecasting power output of photovoltaic systems based on weather classification and support vector machines,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2012, vol. 48, no. 3, pp. 1064–1069.
- [31] T. Cai, S. Duan, and C. Chen, “Forecasting power output for grid-connected photovoltaic power system without using solar radiation measurement,” in *2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2010*, 2010, pp. 773–777.
- [32] A. Burgio *et al.*, “Towards a Single Balancing Market for Europe: Imbalance Costs for a 1MW PV Plant in Italy and Spain,” in *Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, EEEIC/I and CPS Europe 2018*, 2018.
- [33] GME - Gestore dei Mercati Energetici, “Esiti dei mercati - MGP - esiti.” [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/it/Esiti/MGP/EsitiMGP.aspx>. [Accessed: 26-Sep-2019].
- [34] G. Ciapponi, G. Perico, and A. Ben, “‘ Hot Summer 2015 ’: l’ impatto delle temperature sul prezzo elettrico,” *L’Energia Elettr.*, vol. 2015, pp. 47–53, 2015.
- [35] ARERA, “ARERA - Costo degli strumenti di incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/dati/eemprodinc24.htm>. [Accessed: 05-Sep-2019].
- [36] ARERA, “ARERA - Oneri generali di sistema e ulteriori componenti.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/elettricità/auc.htm>. [Accessed: 05-Sep-2019].
- [37] P. Dickon, P. D’Aprile, and J. Newman, “The new economics of energy storage,” *McKinsey Sustain. Resour. Product. Pract.*, vol. August, 2016.
- [38] AEEGSI (ARERA), “DCO 354/2013/R/eel: Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnov,” 2013.
- [39] C. Long, J. Wu, Y. Zhou, and N. Jenkins, “Peer-to-peer energy sharing through a two-stage aggregated battery control in a community Microgrid,” *Appl. Energy*, vol. 226, no. March, pp. 261–276, 2018.
- [40] European Commission, “Renewable energy directive | Energy,” 2018. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview#content-heading-1>. [Accessed: 26-Sep-2019].
- [41] European Commission, “DIRETTIVA (UE) 2018/2001 (REDII) DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO,” 2018.
- [42] GreenItaly & Unioncamere, “GreenItaly 2019 Una risposta alla crisi, una sfida per il futuro,” 2019.
- [43] ARERA, “94/2019/I/com - Memoria dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito all’affare sul sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (atto n. 59),” 2019.
- [44] G. Kavlak, J. McNerney, and J. E. Trancik, “Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules,” *Energy Policy*, 2018.
- [45] D. Frankel and A. Wagner, “Battery storage: The next disruptive technology in the power sector,” *McKinsey Sustain. Resour. Product. Pract.*, no. 5, pp. 18–23, 2017.
- [46] L. Mendicino *et al.*, “Prosumers in the regulatory framework of two EU members: Italy and Spain,” *Proc. 2017 IEEE 14th Int. Conf. Networking, Sens. Control. ICNSC 2017*, pp. 25–30, 2017.
- [47] ARERA, “RELAZIONE ANNUALE ARERA - Stato dei Servizi - Volume 1,” 2019.

- [48] ARERA, “RELAZIONE ANNUALE ARERA - Attività Svolta - Volume 2,” 2019.
- [49] R. Moura and M. C. Brito, “Prosumer aggregation policies, country experience and business models,” *Energy Policy*, vol. 132, no. July 2018, pp. 820–830, 2019.
- [50] G. C. Lazaroiu and M. Roscia, “Blockchain and smart metering towards sustainable prosumers,” *SPEEDAM 2018 - Proc. Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives, Autom. Motion*, pp. 550–555, 2018.
- [51] European Commission, “REGOLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell’energia elettrica (rifusione),” vol. 2019, no. 5, pp. 54–124, 2019.
- [52] ARERA, “d.lgs 539/2015 - Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi di distribuzione chiusi.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/15/539-15.htm>. [Accessed: 30-Sep-2019].
- [53] ARERA, “d.lgs 788/2016 - Completamento della regolazione in materia di sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo. Aggiornamento del registro delle reti interne di utenza e proroga della data di entrata in vigore del testo integrat.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/16/788-16.htm>. [Accessed: 30-Sep-2019].
- [54] ARERA, “d.lgs 578/2013 - Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/13/578-13.htm>. [Accessed: 30-Sep-2019].
- [55] Agenzie delle Dogane, “TUA -TESTO UNICO ACCISE, DECRETO LEGISLATIVO 26 ottobre 1995, n. 504, aggiornato al 31/07/2015,” 2015.
- [56] ARERA, “Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l’erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l’anno 2013,” 2013. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/12/570-12.htm>. [Accessed: 10-Oct-2019].
- [57] V. K. Sood, D. Fischer, J. M. Eklund, and T. Brown, “Developing a communication infrastructure for the smart grid,” *2009 IEEE Electr. Power Energy Conf. EPEC 2009*, vol. 4, pp. 1–7, 2009.
- [58] G. Barone *et al.*, “A local real-time controller to face the problem of power imbalance in a VED consisting of several DC Microgrids,” *EEEIC 2016 - Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, pp. 1–6, 2016.
- [59] D. Menniti *et al.*, “Nanogrids for Home Application in a Power Cloud framework,” *AEIT 2016 - Int. Annu. Conf. Sustain. Dev. Mediterr. Area, Energy ICT Networks Futur.*, pp. 1–6, 2016.
- [60] D. Menniti *et al.*, “A unified model for the optimal management of electrical and thermal equipment of a prosumer in a DR environment,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1791–1800, 2019.
- [61] G. Brusco *et al.*, “A compact nanogrid with a behavior-tree control for islanded applications and remote areas,” *ICNSC 2018 - 15th IEEE Int. Conf. Networking, Sens. Control*, pp. 1–6, 2018.
- [62] European Commission, “DIRETTIVA (UE) 2019/ 944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO - del 5 giugno 2019 - relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/ 27/ UE.”
- [63] Y. Wang, Q. Chen, T. Hong, and C. Kang, “Review of Smart Meter Data Analytics: Applications, Methodologies, and Challenges,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 3125–3148, 2019.
- [64] AEEGSI (ARERA), “Del. 300/2017/R/EEL - Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (msd) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. istituzione di progetti pilota in vista,” vol. 2004, pp. 1–24, 2017.
- [65] S. Favuzza, M. G. Ippolito, F. Massaro, E. R. Sanseverino, and E. Telaretti, “Strategie e scenari di aggregazione delle risorse distribuite nel mercato elettrico,” *Energ. Elettr.*, vol. 93, no. 1–2, pp. 57–65, 2016.
- [66] I. Pérez Arriaga *et al.*, *Utility of the Future - Envisioning a Future with Distributed Energy Resources*. 2016.
- [67] Terna, “Codice di trasmissione dispacciamento , sviluppo e sicurezza della rete,” 2006.
- [68] E. M. Carlini, G. Bruno, L. Campisano, L. Bonuglia, and L. Ortolano, “La fornitura dei servizi ancillari da parte delle risorse distribuite,” *L’Energia Elettr.*, vol. 93, no. 3, pp. 31–37, 2016.
- [69] A. Marangoni, “La partecipazione delle energie rinnovabili ai servizi di rete: fattibilità e potenzialità,” *L’Energia Elettr.*, pp. 21–30, 2016.
- [70] S. Agnew and P. Dargusch, “Effect of residential solar and storage on centralized electricity supply systems,” *Nat.*

Clim. Chang., vol. 5, no. 4, pp. 315–318, 2015.

- [71] S. C. Müller and I. M. Welpé, “Sharing electricity storage at the community level: An empirical analysis of potential business models and barriers,” *Energy Policy*, vol. 118, no. May 2017, pp. 492–503, 2018.
- [72] J. Villar, R. Bessa, and M. Matos, “Flexibility products and markets: Literature review,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 154, pp. 329–340, 2018.
- [73] BestRES, “Existing business models for renewable energy aggregators,” *BestRES Proj. Rep. D2.1*, no. June 2016, 2016.
- [74] P. W. Bierling, R. Fonteijn, and P. H. Nguyen, “Review of multi-BRP, aggregator settlement models at large-scale connections in the European electricity system,” *Proc. - 2018 53rd Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2018*, pp. 1–6, 2018.
- [75] S. P. Burger and M. Luke, “Business models for distributed energy resources: A review and empirical analysis,” *Energy Policy*, 2017.
- [76] Y. Tang, Q. Zhang, H. Li, Y. Li, and B. Liu, “Economic analysis on repurposed EV batteries in a distributed PV system under sharing business models,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 4304–4310, 2019.
- [77] R. Helen and D. Sally, “Future pathways to mainstreaming community energy - ScienceDirect.”
- [78] B. P. Koirala, E. Koliou, J. Friege, R. A. Hakvoort, and P. M. Herder, “Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 722–744, 2016.
- [79] G. Mendes, C. Ioakimidis, and P. Ferrão, “On the planning and analysis of Integrated Community Energy Systems: A review and survey of available tools,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011.
- [80] Menniti D *et al.*, “Analysis of the Power Cloud Framework benefits and the role of the City Energy Provider in the new Italian electricity tariff scenario,” -, pp. 1–11, 2017.
- [81] L. Mendicino, D. Menniti, A. Pinnarelli, and N. Sorrentino, “Corporate power purchase agreement: Formulation of the related levelized cost of energy and its application to a real life case study,” *Appl. Energy*, 2019.
- [82] T. Bauwens, “Analyzing the determinants of the size of investments by community renewable energy members: Findings and policy implications from Flanders,” *Energy Policy*, vol. 129, no. October 2018, pp. 841–852, 2019.
- [83] ARERA, “Guida alla lettura delle voci di spesa per i clienti serviti in regime di tutela.” [Online]. Available: <https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/guida-voci-di-spesa/eletricita>. [Accessed: 25-Nov-2019].
- [84] ARERA, “293/2015/R/eel - Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica.” [Online]. Available: <https://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/15/293-15.jsp#>. [Accessed: 25-Nov-2019].
- [85] ARERA, “Tariffe trasmissione, distribuzione e misura - clienti domestici.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/eletricita/d2d3.htm>. [Accessed: 25-Nov-2019].
- [86] S. Maggiore and M. Gallanti, “Analisi della spesa energetica di un ’ abitazione alla luce delle recenti proposte tariffarie dell ’ Autorità,” *L’Energia Elettr.*, vol. 6, pp. 37–45, 2015.
- [87] S. B. Darling, F. You, T. Veselka, and A. Velosa, “Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 4, no. 9, pp. 3133–3139, 2011.
- [88] L. Mendicino, D. Menniti, A. Pinnarelli, N. Sorrentino, and S. Mendicino, “The usefulness of a smart meter for Optimal Sizing of a PV and storage system and an active participation of the end-user,” *Power Energy*.
- [89] L. Brandeis, D. Sprake, Y. Vagapov, and H. Tun, “Analysis of electrical energy storage technologies for future electric grids,” *Proc. 2016 IEEE North West Russ. Sect. Young Res. Electr. Electron. Eng. Conf. EIConRusNW 2016*, pp. 513–518, 2016.
- [90] Energy Hunters, “Sistemi di accumulo di energia elettrica – Classificazione, caratteristiche vantaggi e svantaggi - Energy Hunters.” [Online]. Available: <http://www.energyhunters.it/sistemi-di-accumulo-di-energia-eletrica-classificazione-caratteristiche-vantaggi-e-svantaggi/>. [Accessed: 03-Mar-2020].
- [91] V. Baglio, A. Paolone, A. Sanson -Cnr, P. P. Prosini -Enea, E. Micolano, and L. Pellegrino -Rse, “Sistemi di accumulo elettrochimico - descrizione tecnica.”
- [92] P. Vizza, D. Menniti, A. Pinnarelli, N. Sorrentino, and G. Barone, “A profitability analysis of a consumers aggregation with storage system in dispatching market,” in *EEM19 - International Conference on the European Energy Market*, 2019, pp. 0–4.

Indice delle Figure

Figura 1 - Transizione del Sistema elettrico, generazione centralizzata e distribuita dell'energia elettrica	10
Figura 2 - Trends Rinnovabili (Eolico e Solare) in Europa al 2018 - Fonte: IRENA	11
Figura 3 - Trends Rinnovabili (Eolico e Solare) in Italia al 2018 - Fonte: IRENA	12
Figura 4 - Variabilità annuale e giornaliera della generazione di un impianto eolico.....	12
Figura 5 - Variabilità stagionale e giornaliera della generazione di un impianto fotovoltaico	12
Figura 6 - Trend consumi in Europa al 2018 - Fonte: Enerdata.....	13
Figura 7 - Trend consumi in Italia al 2018 - Fonte: Enerdata	13
Figura 8 - Domanda energia elettrica (trend storico e previsione Italia), fonte: TERNA	13
Figura 9 - Dettaglio FER in Italia , anno 2018. Fonte: elaborazione svolta su dati TERNA 2018	14
Figura 10 - Quota % rinnovabili su consumi elettrici	14
Figura 11 - Quota % rinnovabili per fonte su consumi elettrici	14
Figura 12 - Quota FER su totale rinnovabili 2018 in Italia.....	15
Figura 13 - Esempio di domanda e generazione rinnovabile in una giornata	16
Figura 14 - Esempio di fabbisogno di energia elettrica in tempo reale e stima	17
Figura 15 - Inversione dei flussi: fenomeno di risalita verso le reti AT.....	18
Figura 16 - Interconnessioni con l'estero e capacità di trasporto	18
Figura 17 - Il Sistema Elettrico Nazionale, es. caso Italiano	19
Figura 18 - Dimensioni chiave del Sistema Elettrico, fonte: Elaborazioni Terna 2019	21
Figura 19 - Equilibrio tra generazione e domanda elettrica (concetto di Dispacciamento)	22
Figura 20 - Fasi del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).....	23
Figura 21 - Andamento corrispettivo Uplift ed impianti essenziali per la sicurezza.....	23
Figura 22 - FRNP e costi di Dispacciamento (Althesys 2014)	24
Figura 23 - Andamento corrispettivi medi a copertura dei costi per il servizio di Dispacciamento in Italia	24
Figura 24 - Esempio produzione e previsione fotovoltaica.....	25
Figura 25 - Esempio produzione e previsione eolica	25
Figura 26 - Struttura di rete neurale utilizzata per la previsione della produzione rinnovabile	25
Figura 27 - Esempio di sbilanciamento positivo (verde) e negativo (rosso) per impianto FV.....	26
Figura 28 - Ore di funzionamento degli impianti a combustibili fossili in Europa.....	27
Figura 29 - Ore di funzionamento degli impianti termoelettrici in Italia	28
Figura 30 - Profilo di domanda e carico residuo in una giornata soleggiata	28
Figura 31 - Sezioni AT/MT sulle quali si è registrata l'inversione del flusso lato MT vs rete di Trasmissione.....	29
Figura 32 - Profilo di prezzo all'ingrosso medio giornaliero (PUN) in Italia (fonte: elaborazione su dati GME)	29
Figura 33 - Situazioni contingenti con impatto sui prezzi in Italia 2011-2018	30
Figura 34 - Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	30
Figura 35 - Composizione % del prezzo elettrico per un consumatore domestico tipo 2010-2019	31
Figura 36 - Evoluzione tariffa elettrica, consumatore domestico tipo 2012-2019	31
Figura 37 - dettaglio componenti tariffarie consumatore domestico tipo 2013-2019	31
Figura 38 - Approccio top-down e bottom-up per gli scenari ENTSO-E	32
Figura 39 - DG scenario proposto da ENTSO-E per la transizione energetica	33
Figura 40 - Soluzioni per la trasformazione del panorama energetico e l'integrazione delle rinnovabili	36
Figura 41 - Processo di trasformazione degli utenti finali	40
Figura 42 - Trasformazione utente consumatore e scenari evolutivi	40
Figura 43 - Profilo esemplificativo di un prosumage.....	41
Figura 44 - Esempio di scambio con la rete singolo utente	41
Figura 45 - Esempio di comunità energetica e scambio con la rete esterna.....	42
Figura 46 - Esempio di autoconsumo giornaliero in un utente non residenziale (azienda).....	43
Figura 47 - Esempio di autoconsumo giornaliero per utente residenziale	44
Figura 48 - Concetto di Comunità energetica	46
Figura 49 - Esempio di brokeraggio energetico tra utenti finali	47
Figura 50 - Incremento dell'autoconsumo collettivo o di comunità.....	48
Figura 51 - Tipologie di reti (pubbliche e private) basati sull'autoconsumo nel S.E. italiano	49
Figura 52 - Generica configurazione di SEU	51
Figura 53 - Configurazioni SEU in caso utente finale e produttore non coincidono	51
Figura 54 - Schema di funzionamento dello SSP	52

Figura 55 - Valore del corrispettivo CUsf dello SSP in Italia dal 2015-2019.....	53
Figura 56 - Valutazioni impianto FV in autoconsumo con SSP in Italia. Utente con consumi >5.000 kWh.....	53
Figura 57 - Progressività della tariffa elettrica in vari paesi europei	54
Figura 58 - Spesa elettrica totale per utente domestico nel periodo 2016-2019.....	54
Figura 59 - Costo medio del kWh elettrico per utente domestico nel periodo 2016-2019.....	55
Figura 60 - Smart Grid e distribuzione virtuale di energia e informazioni	56
Figura 61 - Evoluzione delle reti verso le Smart Grids.....	56
Figura 62 - Rappresentazione del concetto di Smart Grid	57
Figura 63 - Contributo delle tecnologie abilitanti alle reti di trasmissione e distribuzione.....	57
Figura 64 - Rappresentazione schema generale di nGfHA	58
Figura 65 - Nanogrids: a) tipo AC, b) tipo DC, c) tipologia proposta	59
Figura 66 - Interconnessione di nGfHA con rete elettrica ed eventuali generatori ausiliari	59
Figura 67 - Contributo dei sistemi ibridi alle reti di trasmissione e distribuzione	60
Figura 68 - Logica di un Aggregatore di utenze finali su una rete di Distribuzione	61
Figura 69 - Aggregatore e funzione di collegamento tra utenti e mercato elettrico	62
Figura 70 - Microrete e interconnessione con la rete principale.....	63
Figura 71 - Come opera l'Aggregatore per la fornitura di servizi alla rete.....	64
Figura 72 - Servizi elettrici che possono essere offerti	65
Figura 73 - Business Model basati su Aggregatori in Europa.....	67
Figura 74 - Possibili relazioni tra i ruoli di mercato coinvolti (fonte: progetto BestRES 2016).	68
Figura 75 - Tassonomia di modelli basati Solare e Solare plus storage.....	69
Figura 76 - Modello solar plus storage per utenti finali e ottimizzazione del sistema	69
Figura 77 - Struttura del generico B.M. Community basato su solare	70
Figura 78 - Illustrazione schematica dei diversi possibili scenari.....	71
Figura 79 - Approcci nello sviluppo di modelli di business energetici.....	73
Figura 80 - Funzioni di un ICES.....	74
Figura 81 - Scambi energetici e finanziari nel modello ICES.....	75
Figura 82 - Condivisione di energia elettrica tra utenti e utilizzo della rete pubblica.....	76
Figura 83 - Schema generale del modello di business	77
Figura 84 - Framework Canvas applicato al modello proposto con Aggregatore.....	77
Figura 85 - Barriere legate allo sviluppo del modello ICES.....	79
Figura 86 - Comunità energetica con impianti di proprietà dei singoli utenti.....	81
Figura 87 - Comunità energetica con impianti delocalizzati.....	82
Figura 88 - Schema generale di crowdfunding nel	82
Figura 89 - Comunità energetica con soggetto terzo promotore/investitore	83
Figura 90 - Struttura tariffaria delle Accise energia elettrica in Italia.....	89
Figura 91 - Valori di LCOE globali (\$/MWh), esclusi sussidi. fonte: Bloomberg NEF.....	94
Figura 92 - Valori stimati di LCOE per impianti di generazione FV di piccola, utility scale, e convenzionali.....	95
Figura 93 - Configurazione a) PPA on-site (o fisico) e b) PPA virtuale.....	96
Figura 94 - Rapporti contrattuali in un Power Purchase Agreement e costi connessi.....	97
Figura 95 - Valori di LCOE e recupero impianto FV centralizzato (in PPA) per utenti residenziali.....	97
Figura 96 - Sensività del LCOE per FV centralizzato (in PPA) per utenti residenziali.....	98
Figura 97 - LCOE per impianti FV su scala residenziale e possibili margini.....	98
Figura 98 - Curva di durata del carico ed energia assorbita.....	100
Figura 99 - Esempio di profilo di carico istantaneo del carico	100
Figura 100 - Curva di durata della generazione ed energia prodotta	101
Figura 101 - Curva di durata della generazione e carico e dimensionamento.....	102
Figura 102 - PBT per impianto 3kW con SdA in funzione dei consumi	104
Figura 103 - Configurazione SEU(o equivalente) di tipo-c	105
Figura 104 - Spesa elettrica utente residenziale 5.000 kWh - IV trimestre 2018.....	108
Figura 105 - Flussi di cassa e PBT Aggregatore nello Scenario_2 con 4.000 utenti	113
Figura 106 - Flussi di cassa e PBT per l'Aggregatore nello Scenario_2 con 6.500 utenti.....	114
Figura 107 - Situazione tariffaria per utente aggregato (prosumer) e non aggregato (consumer standard)	115
Figura 108 - Valori della spesa energetica annuale in €	115
Figura 109 - Valori % della spesa energetica annuale	116
Figura 110 - Vantaggi dal lato del singolo utente (prosumer) in Aggregazione	116

Figura 111 - Composizione % di produzione e consumi per utenti coinvolti	118
Figura 112 - Flussi di cassa e PBT Aggregatore nello Scenario_3	119
Figura 113 - Vantaggi dell' utente Consumer in Aggregazione	120
Figura 114 - Logica di partecipazione al mercato MSD con Sistema di Accumulo	121
Figura 115 - PBT Aggregatore senza condivisione dei benefici MSD	121
Figura 116 - Flussi di cassa e PBT Aggregatore nello Scenario_4	123
Figura 117 - PBT, VAN e IP Aggregatore nello Scenario_4.....	123
Figura 118 - Beneficio utente (prosumer) in Aggregazione con MSD (beneficio: 0, condiviso, 100%)	124
Figura 119 - Riduzione delle componenti di gestione e trasporto del contatore	125
Figura 120 - Pagamento parziale degli oneri di dispacciamento.....	125
Figura 121 - PBT Aggregatore nello Scenario_5 (REDII con condivisione dei benefici utente/Aggregatore)	126
Figura 122 - Beneficio utente scenario REDII e REDII condiviso (rispetto a Scenario_2).....	126
Figura 123 - Beneficio utente scenario (REDII + MSD condiviso) rispetto a Scenario_2	127
Figura 124 - PBT Aggregatore nello Scenario_5.....	127
Figura 125 - Struttura dei costi Aggregatore di una comunità energetica.....	129
Figura 126 - Fattore di emissione di CO ₂ in EU per produzione energia con parco termoelettrico	130
Figura 127 - Fattore di emissione di CO ₂ in EU per produzione energia da totale fonti.....	130
Figura 128 - Idea del progetto 'Power Cloud'	135
Figura 129 - Modello del progetto 'ComEsto'.....	136
Figura 130 - Modulo abitativo autosufficiente proposto in Z-NEWH.....	137
Figura 131 - Schema impiantistico del modulo Z-NEWH.....	137

Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Benefici tariffari dell'autoconsumo da fonti rinnovabili	44
Tabella 2 - Definizioni europee e quadro regolatorio nazionale	46
Tabella 3 - Tassonomia dei modelli di autoconsumo in ambito Nazionale	55
Tabella 4 - caratteristiche approcci nello sviluppo di modelli di business energetici.	72
Tabella 5 - Overview delle opzioni di integrazione del sistema energetico.....	74
Tabella 6 - Elementi principali del modello di business proposto	76
Tabella 7 - Interessi per attori coinvolti nel modello ICES.....	78
Tabella 8 - Dettaglio barriere legate all'implementazione del modello ICES	79
Tabella 9 - Forme giuridiche per il modello di autoconsumo proposto	85
Tabella 10 - PBT per ciascuna combinazione di carico e taglia FV con accumulo	103
Tabella 11 - Scenari di Simulazione	106
Tabella 12 - Risultati dello Scenario_1 e informazioni rilevanti	109
Tabella 13 - VAN dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e PE _{SEU}	110
Tabella 14 - VAN dell'Aggregatore in funzione di % Autoconsumo Prosumers e PE _{SEU}	110
Tabella 15 - VAN dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e PE _{Aggregazione}	111
Tabella 16 - IP d dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e PE _{Aggregazione}	111
Tabella 17 - VAN dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e % Autoconsumo	112
Tabella 18 - IP dell'Aggregatore in funzione del n° di utenti Prosumers e % Autoconsumo	112
Tabella 19 - Prospetto flussi di cassa Aggregatore nello Scenario_2 con 4.000 utenti	113
Tabella 20 - Sensitività del PBT al variare di n° utenti Prosumers e PE _{Aggregazione}	113
Tabella 21 - Sensitività del PBT al variare di n° utenti Prosumers e PE _{SEU}	114
Tabella 22 - Prospetto flussi di cassa Aggregatore nello Scenario_2 con 6.500 utenti	114
Tabella 23 - Numero di utenti Prosumers al variare degli utenti Consumers.....	118
Tabella 24 - PBT in funzione delle possibili combinazioni Prosumers e Consumers.....	118
Tabella 25 - Prospetto flussi di cassa Aggregatore nello Scenario_3 con 3.000 utenti attivi.....	119
Tabella 26 - PBT al variare di Prosumers, Consumers e prezzo in aggregazione.....	120
Tabella 27 - Matrice dei risultati al variare della condivisione dei benefici MSD tra Aggregatore e utente attivo	122
Tabella 28 - Matrice dei risultati al variare degli utenti Prosumers e SdA	122
Tabella 29 - Prospetto flussi di cassa Aggregatore nello Scenario_4	123
Tabella 30 - PBT Aggregatore al variare dei parametri n° utenti Prosumer e ricavi MSD.....	124
Tabella 31 - PBT in funzione dei parametri utenti / riduzione % costo tecnologia.....	128