

# PROGETTO PVP4GRID – DELIVERABLE D4.2: AUTOCONSUMO E COMUNITA' ENERGETICHE DA FOTOVOLTAICO: QUALI SVILUPPI PER LA RETE ELETTRICA?

**Progetto PV-Prosumers4Grid – Deliverable D4.2**

**Novembre 2019**

A cura di

Riccardo Battisti, Ambiente Italia S.r.l. ([www.ambienteitalia.it](http://www.ambienteitalia.it))

**AMBIENTEITALIA**  
*we know green*



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 764786

## Indice

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>0</b> | <b>LO STUDIO DEL PROGETTO 'PV-PROSUMERS4GRID': CONCETTO E METODOLOGIA.....</b>   | <b>1</b>  |
| <b>1</b> | <b>INTRODUZIONE.....</b>   | <b>2</b>  |
| 1.1      | La rete elettrica e i DSO in Italia.....   | 2         |
| 1.2      | La nuova normativa dell'Unione Europea.....                                      | 4         |
| <b>2</b> | <b>I MODELLI DI AUTOCONSUMO E LA LORO INTERAZIONE CON LA RETE ELETTRICA.....</b> | <b>9</b>  |
| 2.1      | Ipotesi e scenari.....   | 9         |
| 2.2      | Risultati.....   | 11        |
| 2.3      | Conclusioni e messaggi chiave .....  | 17        |
| <b>3</b> | <b>LA RETE ELETTRICA: QUALI BENEFICI E QUALI SFIDE? .....</b>                    | <b>18</b> |
| <b>4</b> | <b>COMUNITA' ENERGETICHE IN ITALIA: LE ESPERIENZE PILOTA.....</b>                | <b>22</b> |

## 0 LO STUDIO DEL PROGETTO 'PV-PROSUMERS4GRID': CONCETTO E METODOLOGIA

Il recente pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (CE4AE) ha introdotto un aggiornamento completo della politica energetica dell'Unione Europea. Insieme ad altri importanti cambiamenti, le nuove regole facilitano i soggetti singoli e collettivi a diventare dei 'prosumer', cioè a produrre, immagazzinare o vendere la propria energia da fonti rinnovabili.

In questo contesto il progetto europeo 'PV-Prosumers4Grid' esplora i concetti di prosumer del fotovoltaico, in particolare in termini di comunità energetiche, effettuando analisi qualitative e simulazioni quantitative e test di configurazioni di prosumer fotovoltaico in otto diversi paesi europei, con l'obiettivo di acquisire una migliore comprensione dei fattori che possono consentire o ostacolare la sostenibilità economica di tali configurazioni.

Il presente rapporto esamina le **implicazioni di queste configurazioni per la rete elettrica e per gli attori** di essa protagonisti, nonché le principali **barriere alla loro piena realizzazione**. Esso, quindi, si rivolge principalmente **agli organismi di regolamentazione, ai gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione (DSO e TSO) e, infine, alle società di commercializzazione dell'energia elettrica**.

L'emergere di prosumer e comunità energetiche propone nuove sfide in termini di requisiti tecnici per il sistema di rete e per la sua gestione, nonché cambiamenti nei modelli di business e questioni normative che possano definire le condizioni quadro ottimali.

Questo rapporto presenta i risultati chiave della simulazione e della sperimentazione di diversi concetti di prosumer concepiti nel progetto in Italia così come le opinioni e le percezioni degli attori coinvolti discusse durante una specifica tavola rotonda organizzata a Milano il 25 settembre 2019.

Il documento è strutturato come segue:

- Il primo capitolo descrive il sistema della rete elettrica e i suoi attori fornendo un'istantanea della situazione attuale in Italia, assieme a una sintesi del nuovo quadro normativo europeo.
- Il secondo capitolo presenta poi i risultati chiave e le conclusioni della simulazione quantitativa e della sperimentazione delle configurazioni PVP4Grid in Italia.
- Il terzo capitolo, inoltre, raccoglie i risultati chiave della tavola rotonda di cui sopra, riassumendo i punti di vista degli attori sui risultati dello studio, così come i relativi benefici e le sfide ancora aperte.
- Il quarto e ultimo capitolo, infine, riporta alcuni esempi 'pioneristici' di comunità energetiche, al momento in fase di sviluppo nel nostro Paese.

# 1 INTRODUZIONE

## 1.1 La rete elettrica e i DSO in Italia<sup>1</sup>

La rete elettrica italiana è per quasi il 70% composta da linee in bassa tensione (BT), vale a dire al di sotto di 1 kV. Il resto si divide tra media e alta tensione (MT e AT). Ciò corrisponde a poco meno di 800.000 km di estensione della rete BT e a circa 350.000 km per quelle MT e AT. L'estensione della linea in relazione al territorio è di poco superiore al valore di 3,5 km/km<sup>2</sup> evidenziando così una tendenza piuttosto diffusa in Europa, vale a dire che la densità delle linee elettriche mostra una correlazione con la densità di popolazione.

Il rapporto di EURELECTRIC citato in nota include l'Italia, assieme a Francia, Estonia, Lettonia e Portogallo, tra i Paesi definiti 'a media concentrazione', caratterizzati da un DSO dominante che gestisce più dell'80% della distribuzione di energia e da molti piccoli operatori locali.

Il nostro Paese, infatti, è caratterizzato proprio da un'elevata presenza di DSO di piccola e media dimensione. Nel 2010, sempre secondo il rapporto citato, si contavano ben 135 operatori di questo tipo mentre solo 2 erano i DSO con più di 100.000 clienti.

Il totale dell'energia elettrica distribuita da tutti questi soggetti ammontava a 264 TWh/anno e il numero di utenti a 31.423.623, dei quali 31.331.656 al di sotto di 1 kV, 90.949 tra 1 e 100 kV e, infine, 1.018 al di sopra di 100 kV.

Dal punto di vista della struttura societaria, poi, l'Italia appare, assieme ad altri Paesi come ad esempio Portogallo, Regno Unito e Spagna, dominata da DSO a carattere privato, diversamente da quanto accade in altri Paesi come Austria o Francia, dove la distribuzione è a carico di aziende pubbliche a livello nazionale. La proprietà dei soggetti che gestiscono la distribuzione è in Italia, come nella maggior parte dei Paesi europei, a carico di società nazionali.

Non esiste una norma o uno standard che descrivano da un punto di vista tecnico la separazione della distribuzione dalla trasmissione. L'eventuale separazione sembra piuttosto essere correlata ai livelli di tensione gestiti dai DSO. Secondo lo standard europeo EN 50160, una tensione nominale può essere classificata come "media tensione" se è compresa tra 1 e 35 kV. Al di sotto di 1 kV, inoltre, è classificata come "bassa tensione" e al di sopra di 35 kV come "alta tensione".

Generalmente, i DSO gestiscono reti MT e BT, che sono tipicamente caratterizzate da strutture radiali. In molti Stati membri, i DSO gestiscono anche alcune reti AT dove la rete di trasmissione

---

<sup>1</sup> Fonti: 'Power distribution in Europe – Facts & figures', EURELECTRIC; 'New Services and DSO Involvement – A CEER Conclusions Paper', Council of European Energy Regulators - Distribution Systems Working Group (DS WG), marzo 2019; 'The role of DSOs in a Smart Grid environment', Paul van den Oosterkamp et al., per conto della Commissione Europea – Direzione Generale Energia, 2014.

non comprende l'intera rete ad alta tensione. In questi casi, i DSO non gestiscono allora solo reti radiali, ma anche reti a maglie. Ciò ha implicazioni sul mercato in quanto i DSO potrebbero essere coinvolti nella gestione della congestione dell'alta tensione dopo la sessione del mercato del giorno prima. In altri paesi, come l'Italia e la Francia, i DSO gestiscono solo reti MT e BT, mentre il gestore della rete di trasmissione gestisce tutte le reti a maglia, il che contribuisce a semplificare i ruoli e le procedure per risolvere le congestioni in alta tensione. I punti di connessione tra DSO e TSO sono in Italia più di 1.700.

In alcuni casi, i DSO possono offrire servizi specifici ai consumatori. Questo può essere il caso dei servizi di misurazione (in base al modello di mercato applicabile) o, ad esempio, delle procedure di connessione iniziale, prima che sia attivato un contratto di fornitura di energia.

La procedura di connessione include spesso un servizio amministrativo che presenta al cliente un bilancio relativo ai lavori necessari nella rete per la connessione e/o il potenziamento. In Italia, ad esempio, i DSO possono interagire direttamente con le nuove connessioni, ma non nel caso di servizi richiesti dai clienti esistenti che dovrebbero essere invece effettuati tramite il fornitore.

Attualmente la normativa italiana prevede che nessun investimento effettuato dai DSO nei sistemi di stoccaggio dell'energia possa essere trasferito sulle tariffe della rete di distribuzione, a meno che il DSO non presenti al soggetto regolatore una proposta che fornisca un'analisi costi-benefici in grado di giustificare tali investimenti.

L'Italia, inoltre, è uno dei Paesi europei più avanzati per quanto riguarda la diffusione dei contatori intelligenti ('smart meters').

L'introduzione dei contatori intelligenti in Italia è iniziata nel 2001, raggiungendo una penetrazione del 95% già entro il 2011. È interessante notare che l'introduzione dei contatori intelligenti è iniziata molto prima dell'entrata in vigore di qualsiasi regolamentazione ed è stata effettuata esclusivamente per motivi economici senza una previa analisi costi-benefici da parte dell'autorità di regolazione. Grazie a una maggiore efficienza nelle operazioni di misura, infatti, si è trattato di un intervento che per i DSO ha consentito un rapido ritorno dell'investimento effettuato. Le principali ragioni dietro questa massiccia diffusione sono state la possibilità di una efficiente lettura in remoto, la riduzione delle perdite di energia elettrica, la limitazione delle frodi, il miglioramento delle reazioni ai ritardi o ai mancati pagamenti da parte degli utenti, nonché, infine, l'opportunità di offrire nuovi servizi tra i quali le misure di efficienza energetica.

Il servizio di misurazione è svolto in Italia dai DSO che sono proprietari dei contatori e sono pienamente responsabili delle attività di installazione, manutenzione, lettura dei contatori e gestione dei dati.

Nella maggior parte dei casi si utilizza la risoluzione oraria dei dati. Una risoluzione più elevata, per esempio di quindici minuti, pur andando a vantaggio di alcuni servizi specializzati, complica notevolmente il processo. La disponibilità di dati con maggiore frequenza, inoltre, non necessariamente riduce i consumi qualora non siano presenti dispositivi domestici di tipo domotico in grado di analizzare i profili di consumo.

Un ultimo punto, infine, riguarda il tema caldo degli accumuli e dello stoccaggio di energia elettrica. L'ARERA, l'autorità nazionale di regolazione in campo energetico, ha recentemente commissionato una ricerca accademica<sup>2</sup> per elaborare una metodologia di valutazione degli investimenti effettuati dai DSO su dispositivi di stoccaggio, in particolare per quanto riguarda il loro rapporto costi/benefici socio-economici, tenendo conto delle diverse caratteristiche in termini di topologia e condizioni della rete di distribuzione e di profili di carico e generazione. La metodologia è stata applicata a reti MT statisticamente rappresentative delle diverse tipologie di reti a media tensione nel nostro Paese.

La metodologia di analisi applicata considera le spese in conto capitale per l'investimento negli impianti di stoccaggio e le seguenti categorie di benefici:

0. Spese in conto capitale differite o evitate per elementi della rete (ad esempio revamping o sostituzione di linee e trasformatori)
1. Taglio ('curtailment') evitato per la produzione da rinnovabili
2. Riduzione delle perdite di energia
3. Miglioramento della continuità di fornitura
4. Riduzione dello scambio di potenza reattiva sull'interfaccia TSO/DSO
5. Mitigazione della caduta di tensione
6. Miglioramento delle capacità di regolazione della tensione

L'analisi così condotta ha concluso che un impianto di stoccaggio può essere economicamente efficiente in un orizzonte di medio termine di dieci anni, data la topologia media della rete di distribuzione in Italia e fatte delle ragionevoli ipotesi sui profili di carico e di generazione.

## 1.2 La nuova normativa dell'Unione Europea

Una nuova serie di norme europee recentemente adottate, il cosiddetto pacchetto '[Clean Energy for All Europeans](#)', mira a sviluppare ulteriormente una delle principali iniziative politiche a lungo termine dell'Unione Europea (UE), vale a dire la '[EU Energy Union](#)'.

---

<sup>2</sup> Pilo F., Pisano G. et al, Assessment of Energy Storage Systems Installation in Smart Distribution Networks, AEIT International conference, October 2018. ISBN 978-8-8872-3740-5.

Tra i principali obiettivi di questa iniziativa vi è, tra l'altro, quello di porre le rinnovabili e l'efficienza energetica al centro di un nuovo mercato interno dell'energia e di porre i cittadini al centro della Energy Union. Esso comprende anche degli obiettivi a livello europeo per aumentare la quota di energie rinnovabili nel mix energetico della UE al 32% entro il 2030.

Il nuovo quadro consentirà ai cittadini di partecipare attivamente e paritariamente sul mercato e di beneficiare della transizione energetica. Tale quadro, infatti, mira a responsabilizzare e proteggere i consumatori attraverso una migliore informazione sul consumo energetico e sui costi, contribuendo così a creare una rete di sicurezza per affrontare i problemi della povertà energetica e dei consumatori vulnerabili. Le etichette energetiche e le misure di progettazione ecocompatibile ('Eco-design'), inoltre, sono volte ad aumentare il risparmio economico e l'efficienza energetica.

In aggiunta a tutto ciò, ai consumatori viene data maggiore libertà di scelta nelle loro case, rendendo più facile svolgere un ruolo attivo e impegnarsi come autoconsumatori ('prosumer') nei mercati dell'elettricità, investendo nelle energie rinnovabili per poi consumare, immagazzinare o vendere l'energia che producono e beneficiare del funzionamento e dell'organizzazione dei mercati dell'elettricità.

La necessità di decarbonizzare ulteriormente le economie mondiali per contrastare i cambiamenti climatici e l'ambizione di fare dell'Europa il primo continente climaticamente neutrale dovrebbe essere ulteriormente avallata da quello che il Presidente entrante della prossima Commissione Europea, Ursula von der Leyen, ha scelto di chiamare "European Green Deal", vale a dire una serie di nuove iniziative politiche annunciate per il periodo legislativo 2019-2024 "per ridurre ulteriormente e più velocemente le emissioni, e di almeno il 50% entro il 2030".

Parallelamente, ciascun Stato Membro dell'UE deve recepire le nuove norme nel diritto nazionale e tenerne conto nei rispettivi piani nazionali per l'energia e il clima.

Un percorso così ambizioso richiederà che i cittadini e le cooperative svolgano un ruolo maggiore nell'adozione delle energie rinnovabili attraverso l'autoconsumo. Per sostenere l'imminente processo decisionale in questo senso, i risultati e le raccomandazioni del progetto 'PV-Prosumers4Grid' possono essere utilizzati per affrontare e ridurre gli ostacoli al di là dei quadri normativi europei.

### **Il nuovo quadro normativo europeo per l'autoconsumo**

Sebbene l'autoconsumo non sia un concetto nuovo e i singoli autoconsumatori siano relativamente diffusi in tutta Europa, l'UE obbliga ora i suoi Stati Membri ad adottare quadri normativi in materia

prima della fine del 2019, dimostrando in tal modo la sua visione secondo la quale i consumatori devono partecipare ai mercati dell'energia 'ad armi pari' con tutti gli altri attori del mercato.

Con l'introduzione delle nuove disposizioni e delle relative definizioni, l'UE riconosce formalmente per la prima volta gli "autoconsumatori rinnovabili" e i "clienti attivi" come soggetti autorizzati a produrre, immagazzinare e consumare elettricità da fonti rinnovabili, ma anche a svolgere attività che vanno oltre l'autoconsumo, come la partecipazione a programmi di flessibilità o di efficienza energetica. In questo modo l'elettricità, prodotta individualmente o collettivamente, può essere immessa nelle reti ricevendo una remunerazione che rifletta il valore di mercato a patto che tale ruolo non rappresenti la propria attività commerciale o professionale primaria.

L'elettricità che passa dietro il contatore non deve essere tassata, anche se sono previste eccezioni a tale regola per impianti di potenza superiore a 30 kW, per l'elettricità che beneficia di regimi di sostegno o se vi sono rischi di sistema derivanti dall'aumento della quantità di elettricità immessa in rete (dal 2026 in poi). Tale partecipazione attiva sui mercati dell'energia è ulteriormente rafforzata dall'agevolazione degli accordi di acquisto di energia elettrica (PPA, 'Power Purchase Agreement'), del 'peer-to-peer trading' e dei meccanismi di domanda/risposta.

Le nuove disposizioni legislative della UE, inoltre, mirano ad affrontare gli ostacoli legati all'eccesso di burocrazia, evitando che i consumatori siano soggetti a requisiti e procedure tecniche e amministrative sproporzionate. Gli autoconsumatori che possiedono impianti di stoccaggio dell'energia, ad esempio, devono avere diritto a una connessione alla rete in tempi ragionevoli.

### **Le disposizioni relative alla rete elettrica**

Da un punto di vista macroeconomico, la sfida più urgente deriva dall'integrazione delle energie rinnovabili nelle reti elettriche, in particolare a livello di distribuzione, dove oltre il 90% di tali fonti è collegato. I costi complessivi del sistema devono essere ripartiti tra tutti gli utenti della rete, trovando nel contempo un equilibrio per perseguire i due principi generali, e potenzialmente contrastanti, della sostenibilità e dell'accessibilità economica.

Sostenibile, perché incentivare i clienti attivi e gli autoconsumatori rinnovabili (nonché l'impegno dei consumatori in altre forme, come le comunità energetiche) aumenta la quota di rinnovabili nel mix energetico dell'Unione Europea contribuendo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Accessibile, perché la maggior parte dei costi di rete in Europa sono ancora condivisi tra tutti gli utenti del sistema e pagati sotto forma di tariffe di rete per garantire le entrate agli operatori di rete.



Ora un numero crescente di consumatori otterrà una maggiore autonomia energetica e di conseguenza contribuirà meno ai costi complessivi del sistema, pur rimanendo nella maggior parte dei casi connesso alle reti di distribuzione per periodi di assenza di sole o vento. I consumatori 'passivi' o senza possibilità di accesso all'autoconsumo da rinnovabili dovranno caricarsi di una quota maggiore del costo del sistema e potrebbero dover far fronte a bollette energetiche crescenti.

Le nuove norme europee, allora, riconoscono e affrontano la necessità di controbilanciare questo conflitto di interessi con alcune disposizioni:

- Gli oneri di rete devono riflettere i costi reali, contribuire alla ripartizione dei costi complessivi del sistema e tenere conto separatamente dell'elettricità consumata dalla rete e dell'elettricità immessa in rete, eliminando gradualmente i sistemi di 'net-metering' dopo il 2023, per garantire che gli autoconsumatori paghino l'intero costo del servizio di utilizzo della rete, non trasferendo i loro costi su tutti gli altri utenti.
- Si devono stabilire dei principi per gli oneri e le tariffe di rete, ad esempio per il collegamento dei consumatori alle reti elettriche, in base ai quali i cittadini non devono essere scoraggiati a diventare autoconsumatori. Le tariffe di distribuzione, inoltre, possono essere differenziate in base ai profili di consumo o di generazione degli utenti.
- I clienti attivi sono finanziariamente responsabili degli squilibri che causano nel sistema elettrico ma possono delegare la loro responsabilità di bilanciamento agli operatori di mercato che offrono tali servizi, cioè i cosiddetti 'aggregatori'. Per quanto riguarda i meccanismi di domanda/risposta, i consumatori devono pagare un indennizzo ad altri operatori del mercato, o al loro soggetto responsabile del bilanciamento, che risultano direttamente influenzati dalla loro attività di domanda/risposta.

Molte delle nuove disposizioni in materia sono mantenute a livello piuttosto generale, poiché la ripartizione dei costi e il finanziamento dell'accesso e dell'utilizzo delle reti differiscono in larga misura all'interno della UE. Molto dipenderà, quindi, da come gli Stati Membri recepiranno le nuove norme nella legislazione nazionale, mentre ulteriori chiarimenti giuridici dovrebbero essere definiti in un Codice di Rete sulla domanda/risposta, ivi compresi anche l'aggregazione e lo stoccaggio dell'energia, che probabilmente svilupperanno ulteriormente il quadro per clienti attivi e autoconsumatori. I Codici di Rete sono regolamenti di attuazione, giuridicamente vincolanti, della Commissione Europea volti a disciplinare tutte le transazioni transfrontaliere del mercato dell'elettricità e il funzionamento del sistema.

Dal punto di vista della rete elettrica, il crescente decentramento del sistema energetico europeo ha un impatto importante su come gestire le reti in modo accessibile, sostenibile e sicuro. Grandi quote di rinnovabili, compresa l'elettricità prodotta dagli autoconsumatori, sono collegate in media e bassa tensione e integrate dal gestore del sistema di distribuzione (DSO) nelle reti. La UE,

pertanto, ha assegnato nuovi ruoli e responsabilità ai DSO che, nella loro funzione di entità monopolistiche regolamentate, diventeranno "facilitatori neutrali del mercato" e dovranno svolgere una gestione più attiva del sistema senza però interferire con i mercati già esistenti.

Pur non facendo esplicito riferimento ai clienti attivi e agli autoconsumatori rinnovabili, ciò si riflette nel nuovo quadro normativo europeo per i DSO, mirando a incentivare l'ulteriore sviluppo di reti "intelligenti, flessibili e digitalizzate", un prerequisito cruciale per la connessione e l'integrazione dell'autoconsumo.

Ciò comporta, in particolare per l'elettricità intermittente, l'uso della flessibilità per spostamento dei carichi e l'adeguamento tra generazione e domanda, l'accesso agli impianti di stoccaggio, le regole per la gestione della congestione (in periodi di forte insolazione o vento), i modelli di scambio e gestione dei dati, l'ulteriore diffusione dei contatori intelligenti e, infine, una migliore cooperazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione (TSO), che gestiscono reti ad alta tensione e a lunga distanza, e i DSO, nonché l'interazione con tutti gli attori di mercato.

Nel complesso, con il nuovo quadro normativo europeo sull'autoconsumo, i principi relativi agli oneri e alle tariffe di rete, nonché le norme per il funzionamento delle reti di distribuzione, la UE sta cercando di stabilire un giusto equilibrio tra le esigenze degli utenti e quelle del sistema elettrico, che gli Stati Membri dovranno ora riflettere tramite l'implementazione nella legislazione nazionale.

## 2 I MODELLI DI AUTOCONSUMO E LA LORO INTERAZIONE CON LA RETE ELETTRICA<sup>3</sup>

Qual è l'impatto economico dei nuovi modelli di autoconsumo collettivo e di comunità energetica sulla rete elettrica e sull'intero sistema?

Per rispondere a questa apparentemente semplice domanda, il progetto 'PV-Prosumers4Grid' ha effettuato un dettagliato studio, esteso a otto Paesi europei tra i quali l'Italia, partendo sia da dati reali sul campo sia da simulazioni al computer.

I principali risultati di questo studio, scaricabile dal sito [www.pvp4grid.eu](http://www.pvp4grid.eu), sono riportati nei paragrafi che seguono. Si invita il lettore, quindi, a fare riferimento proprio a tale studio per ulteriori dettagli su ipotesi di calcolo e relativi risultati.

### 2.1 Ipotesi e scenari

Lo studio ha valutato i benefici della condivisione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici per due configurazioni: il 'gruppo 2', vale a dire un condominio dove sono presenti utenze sia residenziali sia commerciali, e il 'gruppo 3' che costituisce una possibile comunità energetica e, quindi, un ampliamento del gruppo 2. Le caratteristiche delle utenze sono state scelte in base a dati medi Eurostat.

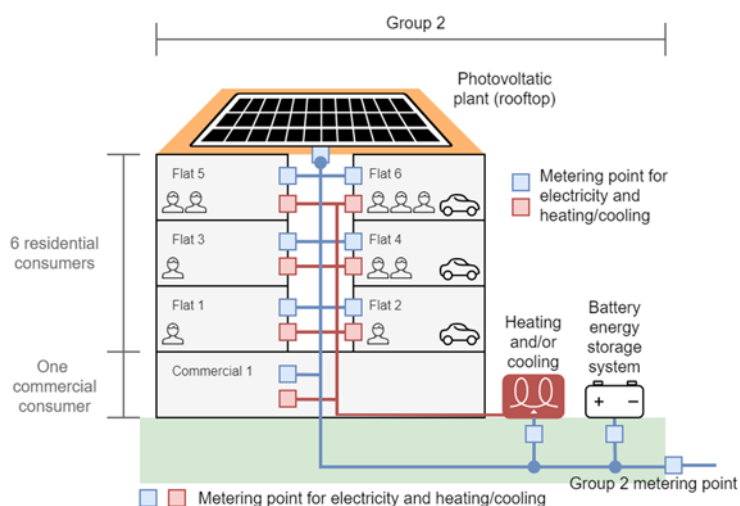


Figura 1: Il gruppo 2: autoconsumo collettivo in un condominio

<sup>3</sup> Fonte: 'QUANTITATIVE ANALYSES OF IMPROVED PVP4GRID CONCEPTS AND REPORT ON TESTING', rapporto del progetto 'PV-Prosumers4Grid' ([www.pvp4grid.eu](http://www.pvp4grid.eu)), 2019.

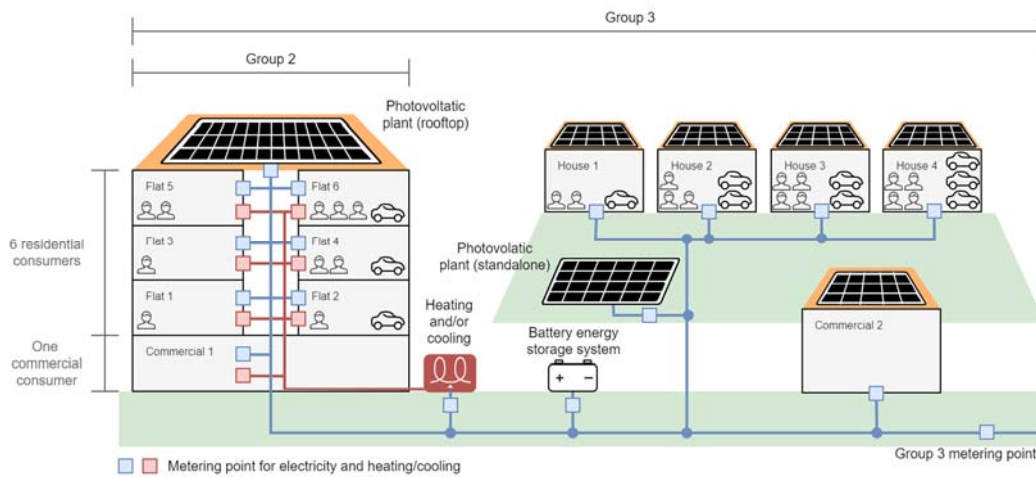


Figura 2: Il gruppo 3: una comunità energetica fotovoltaica

Per quanto riguarda i dati climatici, i calcoli per l'Italia sono stati effettuati prendendo a riferimento la città di Roma.

Sono stati poi analizzati tre scenari lato utenza, per valutare la convenienza dell'impiego di fotovoltaico rispetto all'utilizzo della sola rete elettrica per coprire i consumi, e due scenari lato domanda, come riportato nelle tabelle che seguono.

Tabella 1: Scenari lato utenza (legenda: FV = fotovoltaico; BESS = Battery Energy Storage Systems, accumulo a batterie)

| Scenari lato utenza | Quali investimenti?     | È possibile condividere l'energia prodotta? |
|---------------------|-------------------------|---|
| Rete elettrica      | Nessuno (né FV né BESS) | No  |
| No community        | FV e BESS               | No  |
| Community           | FV e BESS               | Sì  |

Come si evince dalla seconda tabella, lo scenario di domanda futura presuppone una massiccia elettrificazione sia nel settore del riscaldamento sia in quello della mobilità. Particolarmente interessante appare la combinazione del fotovoltaico con sistemi a pompa di calore per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento degli ambienti. Grazie a un adeguato sistema di controllo, infatti, è possibile attivare la pompa di calore in presenza di disponibilità di energia elettrica da fonte solare incrementando così in maniera significativa il tasso di autoconsumo.

Tabella 2: Scenari lato domanda

| Scenari lato domanda | Riscaldamento ambienti e acqua calda sanitaria | Individual Transportation |
|----------------------|--|---------------------------|
| Base                 | Combustibili fossili                           | Combustibili fossili      |
| Futuro               | Pompe di calore elettriche                     | Veicoli elettrici         |

Per ogni combinazione degli scenari ora descritti, il modello di simulazione ha poi effettuato una ottimizzazione di investimenti e flussi energetici al fine di minimizzare i costi complessivi per il sistema e ottenendo quindi i risultati riportati nel paragrafo che segue.

## 2.2 Risultati

### Il 'condominio fotovoltaico'

I risultati più interessanti, sia per il gruppo 2 sia per il gruppo 3, sono quelli economici. In particolare, è interessante vedere come cambiano, nei diversi scenari, i costi totali, che risultano dalla somma dei costi di investimento, dei costi di acquisto dell'elettricità dalla rete e dei costi fissi annuali, ai quali viene sottratto l'eventuale guadagno da sistemi di incentivazione di vario tipo, ad esempio lo scambio sul posto per l'Italia.

Gli output di calcolo mostrano chiaramente per l'Italia, ma anche per gli altri Paesi inclusi nello studio, un calo dei costi totali quando si passa dallo scenario con sola rete elettrica ai due scenari 'fotovoltaici' e, in particolare, a quello 'di comunità', dove è possibile condividere l'energia prodotta sul tetto dell'edificio dove risiedono i consumatori finali.

I risultati sono riportati nei due grafici che seguono: il primo illustra la variazione assoluta dei costi totali nei diversi scenari, mentre il secondo espone ancora la variazione dei costi totali ma in modo relativo, prendendo come riferimento lo scenario 'rete elettrica'.

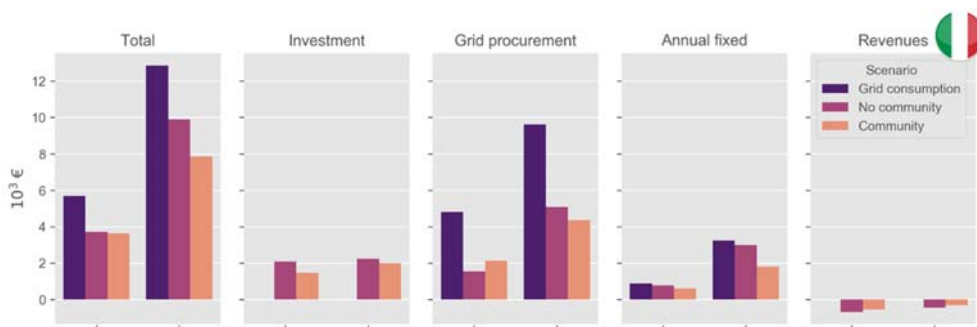


Figura 3: Costi totali assoluti nei diversi scenari per l'Italia (le tre barre a sinistra rappresentano lo scenario 'base' e le tre di destra quello 'futuro') – Gruppo 2

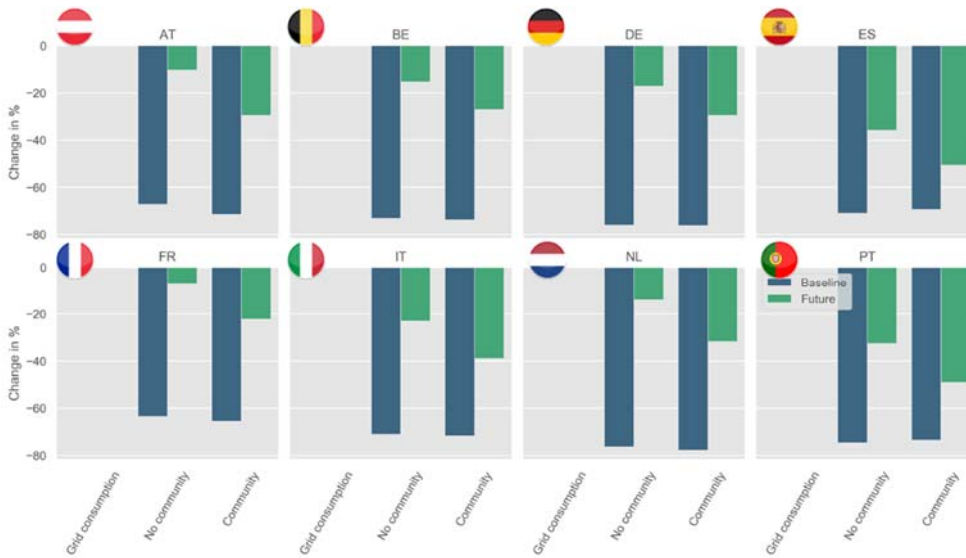


Figura 4: Costi totali relativi nei diversi scenari per tutti i Paesi inclusi nello studio – Gruppo 2

Un altro aspetto centrale per valutare il possibile impatto positivo sul mercato delle nuove configurazioni di autoconsumo riguarda la variazione degli investimenti in impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo, anch'essa valutata dallo studio e riportata nei due grafici che seguono.

Da segnalare che, poiché in una configurazione aperta alle comunità energetiche l'energia prodotta può essere destinata ai diversi consumatori, aumenta la coincidenza tra disponibilità di elettricità fotovoltaica e domanda degli utenti, incrementando perciò il tasso di autoconsumo e, quindi, riducendo la necessità e la convenienza economica di utilizzare dei sistemi di accumulo.

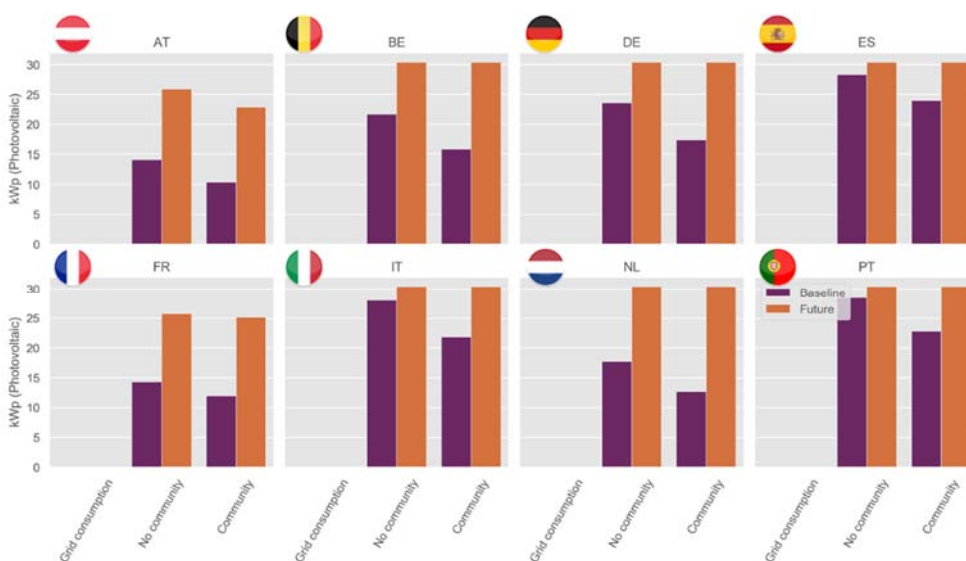


Figura 5: Potenza fotovoltaica installabile nel condominio di riferimento nei diversi scenari per tutti i Paesi inclusi nello studio – Gruppo 2

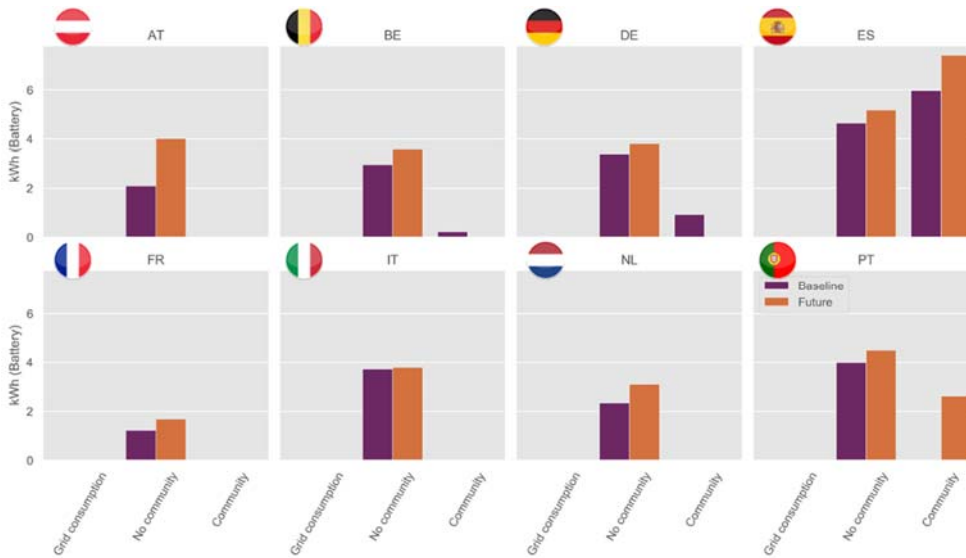


Figura 6: Capacità di accumulo installabile nel condominio di riferimento nei diversi scenari per tutti i Paesi inclusi nello studio – Gruppo 2

Oltre a tali risultati, lo studio ha poi effettuato un'analisi specifica ipotizzando un condominio 'tipo' sito a Roma.

Si tratta di un edificio a 5 piani con 15 appartamenti in totale, 12 dei quali residenziali e 3 appartamenti a uso uffici. È stato allora approntato un confronto tra il costo annuale dello status quo in cui non viene installato nessun impianto fotovoltaico con i costi dopo un investimento fotovoltaico ottimale e nel caso di comunità energetica.

I singoli utenti mostrano un consumo annuale compreso tra 1,7 e 18,5 MWh.

La dimensione massima possibile dell'impianto è limitata dalla superficie del tetto, pari a 200 m<sup>2</sup>, e vale 30,40 kW<sub>p</sub>. Per gli investimenti individuali si presume che la superficie del tetto sia suddivisa uniformemente da tutte le parti e, pertanto, ogni appartamento può utilizzare fino a 13,3 m<sup>2</sup> di tetto che equivalgono a 2,03 kW<sub>p</sub>.

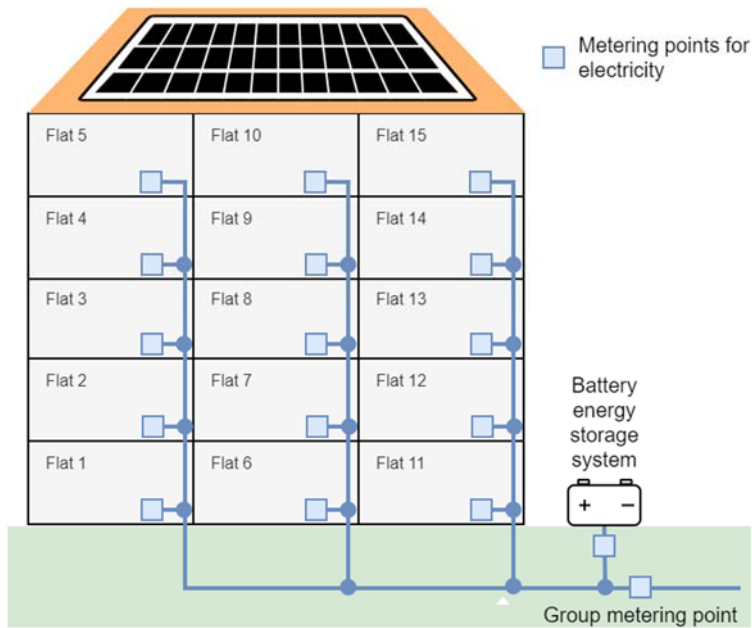


Figura 7: Il condominio oggetto dello studio

Il costo annuo di acquisto dell'elettricità di rete per tutti i consumatori dell'edificio è di 15.680 euro. Grazie poi agli investimenti nel fotovoltaico e nei sistemi di accumulo, i costi diminuiscono del 16% e l'eventuale formazione di una comunità energetica porta a un'ulteriore riduzione dei costi del 22%.

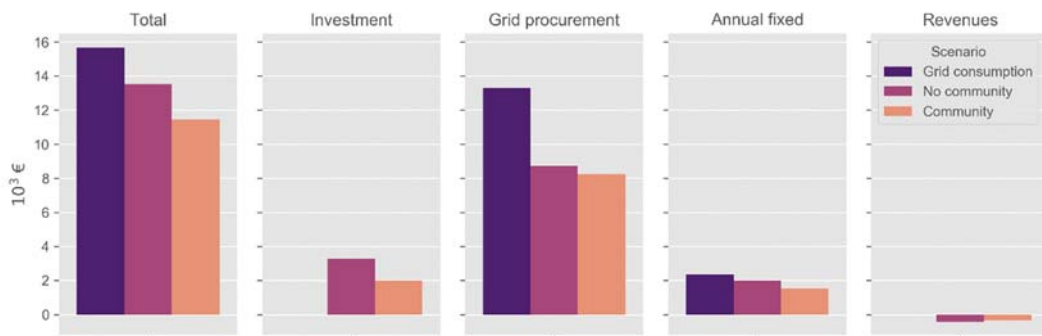


Figura 8: Costi totali nei differenti scenari analizzati – Condominio tipo a Roma

Senza limitazioni di spazio sul tetto, i singoli consumatori avrebbero investito molto di più in impianti fotovoltaici, per una potenza totale installata pari a 118 kW<sub>p</sub>. Nel caso di comunità energetica, però, la condivisione dell'energia generata permetterebbe una ottimizzazione della taglia dell'impianto unico a servizio di tutti i consumatori presenti nell'edificio, che avrebbe una dimensione di soli 67 kW<sub>p</sub>.



### **La comunità energetica**

I risultati relativi al gruppo 3, vale a dire a una comunità energetica tipo, sono molto simili a quelli riportati nella sezione precedente anche se è necessario sottolineare due differenze fondamentali:

- Il più elevato numero di consumatori implica un fabbisogno energetico totale più alto ma anche una migliore flessibilità del sistema.
- Gli investimenti non sono limitati al solo utilizzo dei tetti dei condomini ma anche, ad esempio, di spazi disponibili a terra.

I due grafici che seguono riportano le variazioni, totali e relative, dei costi complessivi nei diversi scenari esaminati.

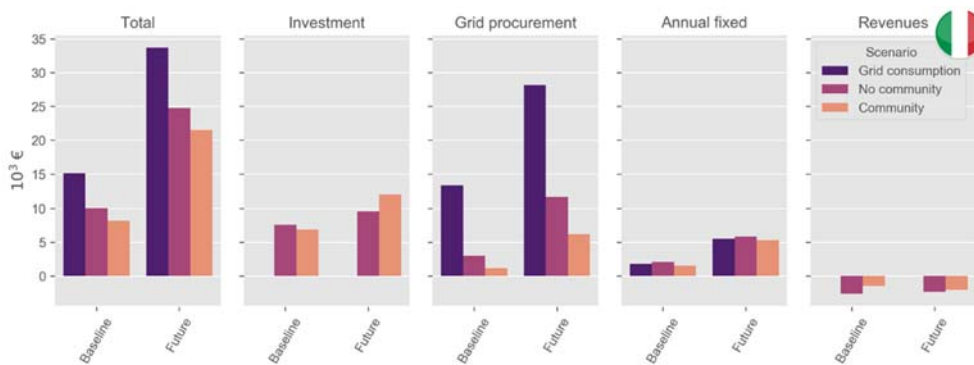


Figura 9: Costi totali assoluti nei diversi scenari per l'Italia (le tre barre a sinistra rappresentano lo scenario 'base' e le tre di destra quello 'futuro') – Gruppo 3

Così come evidenziato nei risultati del gruppo 2, l'inserimento della possibilità di condividere l'energia, andando quindi verso configurazioni di autoconsumo più flessibili, porta sempre e comunque dei palesi vantaggi economici al sistema.

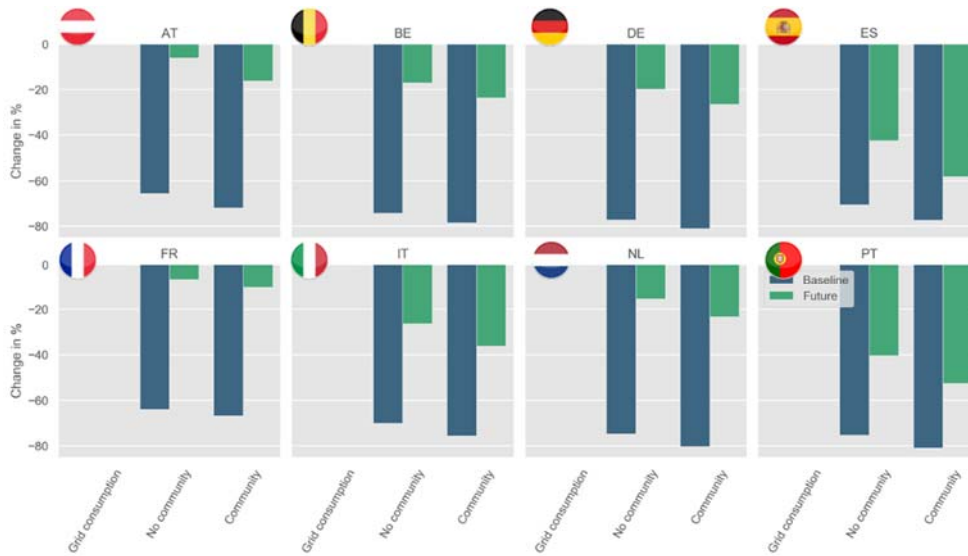


Figura 10: Costi totali relativi nei diversi scenari per tutti i Paesi inclusi nello studio – Gruppo 3

Anche gli investimenti in impianti fotovoltaici e relativi sistemi di accumulo crescono notevolmente negli scenari di comunità, soprattutto nel caso di massiccia elettrificazione futura, come riportato nel grafico che segue.

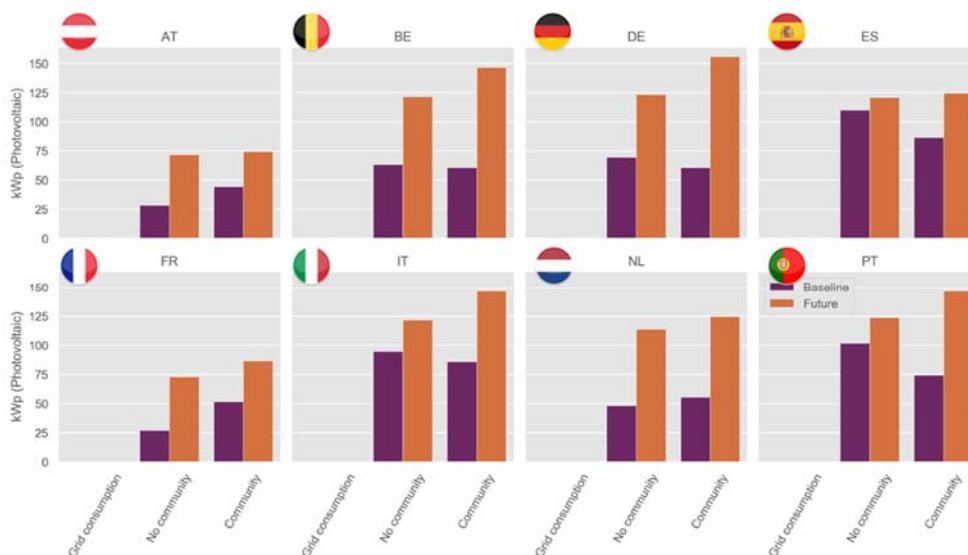


Figura 11: Potenza fotovoltaica installabile nel condominio di riferimento nei diversi scenari per tutti i Paesi inclusi nello studio – Gruppo 3

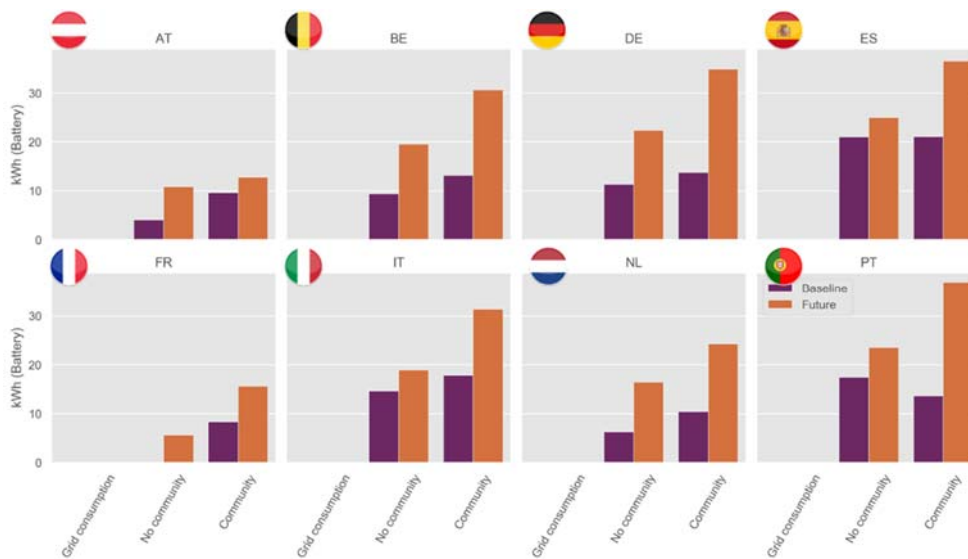


Figura 12: Capacità di accumulo installabile nel condominio di riferimento nei diversi scenari per tutti i Paesi inclusi nello studio – Gruppo 3

## 2.3 Conclusioni e messaggi chiave

Lo studio ha messo in evidenza, innanzitutto, come le condizioni specifiche nei diversi Paesi europei, al momento in essere o realizzabili in futuro, possono influenzare notevolmente lo sviluppo e la convenienza economica delle comunità energetiche e, più in generale, delle configurazioni di autoconsumo collettivo.

Da questo punto di vista, gli aspetti più rilevanti sono senza dubbio il costo dell'elettricità da rete nonché la sua struttura tariffaria, in quanto direttamente collegati alla redditività di autoconsumare l'energia prodotta da impianti fotovoltaici.

In ogni caso, comunque, configurazioni aperte e flessibili dove i consumatori possono condividere l'energia prodotta incrementando il tasso di autoconsumo e riducendo quindi l'immissione in rete di eventuali surplus, magari anche utilizzando sistemi di accumulo elettrochimico, sembrano decisamente più convenienti dal punto di vista dei costi complessivi.

Tali configurazioni, inoltre, permettono di stimolare e incrementare il mercato della tecnologia fotovoltaica, così come quello delle batterie di accumulo.

Un altro aspetto da sottolineare è che, tramite le comunità energetiche, anche soggetti che non hanno accesso al fotovoltaico, ad esempio per limitazione dello spazio disponibile sul tetto o per restrizioni edilizie, possono comunque goderne i vantaggi e i conseguenti risparmi.

Un'ulteriore conclusione da sottolineare è che i benefici di un autoconsumo diffuso e flessibile sono più evidenti nello scenario futuro di una massiccia elettrificazione anche nei settori del riscaldamento e dei trasporti.

### 3 LA RETE ELETTRICA: QUALI BENEFICI E QUALI SFIDE?

Una tavola rotonda organizzata il 25 settembre a Milano da Ambiente Italia, in collaborazione con l'associazione Italia Solare, è stata l'occasione per presentare e commentare i risultati dello studio del progetto PVP4Grid, nonché per discutere le possibili future normative che in Italia regoleranno l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche.

La tavola rotonda, organizzata con la formula delle 'porte chiuse' e moderata da Ambiente Italia, ha visto la partecipazione di 11 attori chiave del settore e i principali messaggi usciti dalla discussione saranno qui riportati in forma anonima.

I punti più rilevanti evidenziati nell'analisi sono i seguenti:

#### 1. Commenti allo studio del progetto PVP4Grid

- Studi di questo genere sono cruciali per l'interazione con i decisori politici così da fondare le loro decisioni su basi scientifiche.
- Sarebbe interessante e necessario aggiungere alcune analisi di sensibilità, ad esempio relativamente all'inclusione, nei calcoli economici, degli oneri generali di sistema e delle altre componenti tariffarie, tenendo conto anche di una loro eventuale riduzione futura dovuta alla diminuzione degli incentivi in Conto Energia, e quindi della loro incidenza in bolletta, a partire dal 2025.
- Sempre relativamente alle analisi di sensibilità, sarebbe utile valutare l'impatto dell'eliminazione dello scambio sul posto, un meccanismo che, con grande probabilità, è destinato a scomparire nel giro di qualche anno.
- Sebbene sia corretto centrare i risultati sull'energia prodotta (kWh), ciò potrebbe risultare incompleto poiché, quando ragioniamo sulle tariffe destinate ai costi di rete, bisogna considerare anche la riduzione degli oneri a carico della comunità, in quanto il profilo di prelievo della rete si modifica riducendosi grazie all'apporto della produzione fotovoltaica.
- Non è detto che, come invece assunto nello studio, l'aumento dei costi dell'elettricità dovuto all'incremento della domanda in uno scenario futuro di elettrificazione spinta avvenga realmente perché una priorità politica, condivisa da tutti gli attori in gioco, è che i costi energetici per gli utenti finali non crescano.
- In realtà non è corretto dire che l'aumento dell'autoconsumo diminuisce le entrate per i DSO perché si tratta, in sostanza, di camere di compensazione. Se, quindi, l'ammontare complessivo per la gestione del sistema viene speso, questo costo è comunque coperto in toto.
- L'incremento dell'autoconsumo non costituisce alcun 'pericolo' per la rete elettrica.

## 2. Considerazioni e proposte sulla futura normativa

### ○ Elementi generali

- Il recepimento della nuova legislazione europea è un'occasione da non perdere per rivisitare la normativa nazionale mettendo al centro l'utente finale e il suo diritto all'autoconsumo.
- Prima di tutto, è importante capire quali elementi delle normative di altri Paesi europei che hanno anticipato la legiferazione sull'autoconsumo collettivo e sulle comunità energetiche possano essere mutuati e trasferiti all'Italia.
- La nuova normativa deve essere in grado di creare un sistema che funzioni a regime e non sulla base di investimenti spot.
- La transizione energetica ci mette di fronte a una rivoluzione e, perciò, si richiederà anche una nuova infrastrutturazione del sistema.
- Il supporto e l'apertura alle nuove configurazioni di autoconsumo da fonti energetiche rinnovabili devono essere accompagnate da una chiara e ferma disincentivazione dell'utilizzo dei combustibili fossili, ovviamente motivata dai costi 'nascosti' che essi generano per la società.
- È importante tenere separati, da una parte, la regolazione che deve essere sempre neutra e punta solo all'adeguatezza del sistema e, dall'altra, gli eventuali meccanismi incentivanti di singole tecnologie o soluzioni.
- Le nuove regole devono concedere grande flessibilità agli operatori e, allora, le comunità energetiche ne discenderanno come la scelta più efficiente, frutto proprio di queste regole.
- La trasposizione della nuova normativa europea a livello nazionale potrebbe fondarsi su quattro elementi chiave: 1) Chi è il cliente finale elettrico che vogliamo nel futuro? Ciò, infatti, può comportare una modifica delle regole attuali. Più questo mattoncino sarà piccolo e più si può combinare con altri. Se, invece, il mattoncino iniziale fosse troppo grande, si rischierebbe di perdere gli elementi che vi sono sotto di esso. 2) Qual è la natura della rete a cui questo soggetto è connesso? Ciò può anche contemplare un eventuale ripensamento e una revisione del regime delle concessioni. Quando e dove ha senso realizzare le reti private? L'attuale definizione di SDC (Sistema di Distribuzione Chiuso) è importante perché contestualizza le reti private in modo utile. 3) La regolazione deve muovere e rimuovere le inefficienze restando neutra dal lato tecnologico così che tutti possano partecipare al sistema, ivi compresi i servizi ancillari.

L'autoconsumo, infatti, è un aspetto tecnico indipendente dalla fonte di generazione. Poiché esso riduce le perdite di rete, le tariffe di rete devono essere sempre più 'cost reflective', così come anche il dispacciamento. 4) Gli incentivi devono essere il più possibile espliciti per essere in grado di catturare esternalità ed efficienza.

○ **Rete pubblica o reti private**

- La strada maestra non sarà probabilmente quella delle reti private perché esse comportano quasi sempre maggiori costi rispetto a quella pubblica e anche perché i servizi ancillari locali acquisiranno sempre maggiore importanza e, quindi, è cruciale che i soggetti che forniscono questi servizi siano connessi al sistema centrale così da ottimizzare la gestione dei flussi energetici.
- L'esperienza pratica dimostra che, laddove vi sono evidenti economie di scala, il monopolio naturale nella gestione della rete risulta più efficiente.
- L'autoconsumo in sito non ha alcuna correlazione con il fatto che la rete in gioco sia pubblica o privata.

○ **Oneri e costi di rete**

- La sostenibilità economica e finanziaria delle comunità energetiche non può e non deve basarsi sull'esenzione degli oneri di sistema perché, essendo più efficiente di altre soluzioni, non ne ha affatto bisogno.
- Potrebbe essere utile che l'Europa guidasse e indirizzasse la regolazione e la gestione dei costi degli oneri di sistema, arrivando a una sorta di armonizzazione delle tariffe.
- I 'contro-interessati' all'esenzione degli oneri per l'autoconsumo sono gli altri clienti, vale a dire quelli che non possono permettersi, o che comunque non vogliono scegliere, certe soluzioni.
- Il costo fisso, che oggi è centrato sull'impegno di potenza, potrebbe in futuro essere spostato e regolato sulla domanda di picco dell'intero condominio.

○ **Condomini e comunità energetiche**

- Le norme dovranno ben distinguere tra due elementi tra loro molto diversi, vale a dire l'autoconsumo collettivo, ad esempio in un condominio, e la configurazione estremamente più complessa della comunità energetica.
- Gli ostacoli fino a oggi incontrati dagli sviluppatori pionieristici delle comunità energetiche non sono mai stati di natura tecnica ma, piuttosto, relativi ad aspetti regolatori e burocratici. È fondamentale, quindi, che la nuova normativa rimuova queste barriere.

- Si deve valorizzare il fatto che la comunità energetica stimola un ruolo attivo dei consumatori incrementando, inoltre, la loro consapevolezza sui temi energetici.
- Le nuove regole non dovranno creare un monopolio di fatto delle grandi utility nella gestione delle comunità energetiche.
- La nuova legislazione dovrebbe cercare, in parallelo, di modificare la governance dei condomini agevolando alcuni aspetti ancora troppo farraginosi come, ad esempio, la modalità della ripartizione delle spese.
- Sarà necessario stimolare, agevolare e incentivare i meccanismi di domanda-risposta, che aiutano in modo sostanziale l'efficienza e, quindi, la convenienza economica di una comunità energetica.
- Bisogna evitare che le comunità energetiche esercitino una sorta di 'cannibalismo' rispetto al diritto del singolo autoconsumatore.
- Un atteggiamento ancora piuttosto diffuso tra le utility è quello di non vedere di buon occhio l'autoconsumo a livello condominiale.
- È fuor di dubbio che i DSO dovranno essere in grado di fornire nuovi servizi ai consumatori finali e ciò potrebbe anche rappresentare una opportunità per questi soggetti. Un esempio di questi nuovi servizi è quello della misurazione dei prelievi di energia fornita dai DSO agli utenti negli impianti fotovoltaici che in Austria servono i condomini in configurazione di autoconsumo collettivo.

## 4 COMUNITA' ENERGETICHE IN ITALIA: LE ESPERIENZE PILOTA

### La comunità energetica di Berchidda<sup>4</sup>

Il comune di Berchidda, sito nella provincia di Sassari e caratterizzato da una popolazione di poco inferiore alle 3.000 unità, è uno dei pochi comuni della regione sarda ad avere la proprietà della rete di distribuzione elettrica urbana. Grazie a una concessione rilasciata al Comune dal

Ministero delle Attività Produttive, infatti, il Comune si occupa della distribuzione di energia elettrica su reti in media e bassa tensione per la consegna ai clienti finali allacciati alla rete

comunale. L'idea aggiuntiva, inoltre, è quella di acquisire anche la rete nella zona dell'agro, attualmente di proprietà dell'E-distribuzione. Tale passaggio è, al momento, in corso di completamento.

Questa peculiarità ha portato all'idea di realizzare una esperienza pionieristica di comunità energetica proprio sul territorio comunale, arrivando alla 'smart grid' di Berchidda, come previsto dalla delibera n. 46/7 del 10.8.2016 della Giunta Regionale.

Dal punto di vista economico, due sono gli stanziamenti programmati: € 1.000.000,00 per acquisizione del ramo d'azienda di E-distribuzione e per la realizzazione dei lavori di adeguamento ed efficientamento della rete nei due Comuni di Berchidda e di Benetutti (Fondi POR FESR 2014-2020, DGR n. 60/12 del 8.11.2016) e € 2.000.000,00 di integrazione per la acquisizione del ramo d'azienda di E-distribuzione nella zona dell'agro del Comune di Berchidda e per lavori di adeguamento ed efficientamento (Fondi FSC linea di azione 1.6.2. del DGR n.51 / 17 del 17.11.2017).

Il progetto, denominato Berchidda Energy 4.0 ambisce a rendere il territorio una 'Smart Local Energy Community' secondo tre direttrici chiave:

- produzione distribuita di energia da fotovoltaico, utilizzando anche i tetti degli edifici dei cittadini e delle aziende del comune di Berchidda, con sistemi di accumulo concentrato e distribuito;
- partecipazione attiva degli utenti grazie alla realizzazione di sistemi intelligenti per la gestione della domanda;
- impiego di vettori energetici e/o soluzioni tecnologiche alternative per la produzione

---

<sup>4</sup> Fonte: 'Il progetto per lo sviluppo di una comunità energetica nel comune di Berchidda', Emilio Ghiani, Università di Cagliari, nel convegno 'Facciamo una Comunità Energetica: sistemi FV, accumuli e mobilità elettrica', Cagliari, 4 ottobre 2019.



- di energia di tipo programmabile, nel caso si voglia arrivare a una rete completamente indipendente.

I 67 impianti fotovoltaici attualmente presenti nel territorio comunale, corrispondenti a una potenza di 600 kW<sub>p</sub>, coprono solo il 12% dei quasi 6 GWh/anno di consumi ma il progetto dovrebbe portare all'installazione di ulteriori 1.500 kW<sub>p</sub> per arrivare a un output solare di circa 3 GWh/anno, così da soddisfare il 50% della domanda.

Per quanto riguarda poi il coinvolgimento degli utenti, sarà predisposto un'applicativo, per ambienti IOS e Android, per il controllo della domanda che permetterà di conoscere, in forma anonima, il comportamento energetico dei vicini e di clienti simili così da innescare meccanismi di emulazione positivi. Lo stesso applicativo, inoltre, consentirà l'accesso ai dati per valutare il vantaggio economico della partecipazione alla comunità o di valutare i maggiori costi sostenuti per la mancata partecipazione.

Circa 50 nuclei familiari saranno poi equipaggiati con sistemi domotici avanzati e di apparecchiature intelligenti (lavatrici, piani di cottura, scaldacqua a pompa di calore, ecc.) e dei relativi attuatori e sistemi di controllo, mentre tra 800 e 100 abitazioni potranno invece beneficiare di sistemi domotici base.

Nelle abitazioni dotate di tetti fotovoltaici, infine, saranno implementati 30 progetti pilota di accumuli con capacità di 10 kWh ciascuno.

Dal punto di vista economico, l'importo necessario per la realizzazione dell'intero progetto è di poco superiore ai 4 milioni di euro ed è stata stimata una riduzione attesa di costi che per il Comune vale circa 722.000 € all'anno mentre per i cittadini consumatori è pari a un risparmio attorno al 30%.

#### **Bologna: fare comunità per ridurre le tariffe<sup>5</sup>**

È proprio il contenimento delle bollette elettriche l'obiettivo principale di un progetto pilota di comunità energetica in via di realizzazione a Bologna, in particolare nel quartiere Pilastro-Roveri. Questo risultato sarà raggiunto grazie alla azione sinergica di più misure, vale a dire l'ottimizzazione dei consumi degli utenti coinvolti, l'immagazzinamento dell'energia prodotta, un massiccio ricorso alla generazione distribuita e, chiaramente, l'impiego di fonti energetiche rinnovabili.

A beneficiare di questo sistema a elevata efficienza e notevole flessibilità operativa, saranno non solo i singoli cittadini ma anche le circa 900 aziende presenti nel quartiere.

---

<sup>5</sup> Fonte: 'Energia: al via a Bologna la prima comunità energetica' ([www.enea.it/it/Stampa/news/energia-al-via-a-bologna-la-prima-comunita-energetica](http://www.enea.it/it/Stampa/news/energia-al-via-a-bologna-la-prima-comunita-energetica)).

Il progetto di formazione di questa comunità energetica, che si pone il fine ultimo di combattere il sempre più preoccupante fenomeno della cosiddetta 'povertà energetica', rientra nel progetto GECO (acronimo di 'Green Energy Community') promosso e coordinato dall'Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile (AESS) e avente come partner anche ENEA e Università di Bologna. L'iniziativa, inoltre, vede la partecipazione di CAAB/FICO e dell'Agenzia locale di sviluppo Pilastro-Distretto Nord Est.

Il progetto GECO è stato finanziato, per un ammontare di 2,5 milioni di euro, dal fondo europeo EIT Climate-KIC, ed è anche connesso a Roveri Smart Village, un'iniziativa promossa da ENEA, a partire dal 2017, presso il distretto industriale bolognese delle Roveri e a cui l'Agenzia collabora come soggetto promotore della cabina di regia costituita dal Comune di Bologna.

Per quanto riguarda i ruoli dei diversi attori, l'Università di Bologna avrà il compito di sviluppare modelli per la gestione ottimale dei flussi energetici e delle risorse di generazione, mentre l'ENEA dovrà studiare un modello di business fondato sulla tecnologia blockchain, finalizzato a rendere flessibile la domanda di energia dei partecipanti alla comunità energetica. L'ENEA, inoltre dovrà allestire una piattaforma ICT per la raccolta dei dati, al fine di migliorare la consapevolezza dei consumatori nei confronti delle loro necessità quotidiane di energia.