

VALUTAZIONE ENERGETICO-FINANZIARIA DI UNA COMUNITA' ENERGETICA CONDOMINIALE IN ITALIA

Ilaria Abba^a, Francesco Demetrio Minuto^b, Andrea Lanzini^b

^aTEBE-IEEM Group, Dipartimento di Energia, Politecnico di Torino, Corso Duca degli Abruzzi 24 - 10129 Torino, Italia

^bEnergy Center Lab, Politecnico di Torino, Via Paolo Borsellino 38/16, 10138 Torino, Italia

ilaria.abba@polito.it; francesco.minuto@polito.it; andrea.lanzini@polito.it

Abstract

The urbanization process is expected to increase in the next year, so, in a foreseeable future, metropolitan cities will be the center of human activities. The building sector, which is among the most polluting sectors in the urban environment, will be at the center of future discussion. In this framework, the present paper focuses on the most diffused building typology in urban areas, the multi-family house, and mostly on its suitability in being transformed into an energy community. This configuration is particularly interesting because it allows to exploit the energy from renewables, sharing energy fluxes between members, and it directly involves consumers in their own energy choices. After the exposition of some legislative constraints, the paper analyses the financial benefits coming from the self-consumption of a community photovoltaic plant, running energy and financial evaluations, considering several scenarios of incentive measures and network charges applications. Results show that being part of the energy community will lead to an economic saving of 40% on the electricity bill with respect to the reference case.

KEY WORDS: Multi-Family House Energy Communities, Self-Consumption, Self-Sufficiency, Energy Transition in Buildings.

1. Introduzione

Nei prossimi anni, come indicato dai *Sustainable Development Goals* [1], ci si aspetta un rapido incremento del processo di urbanizzazione e, per questo motivo, le città metropolitane ricopriranno un ruolo chiave per lo sviluppo di un futuro pulito e sostenibile. Nelle città, il settore edilizio rappresenta la maggior causa di inquinamento locale dell'aria e di emissioni di gas serra, contribuendo per il 28% alle emissioni totali di CO₂ [2].

Per favorire una transizione verso una società a bassa intensità di carbonio, l'Unione Europea ha posto dei target ambiziosi [3] non solo per quanto riguarda le performance energetiche degli edifici, ma anche sul benessere e sulla salute degli occupanti.

Oggi, infatti, la riduzione dei consumi energetici, pur mantenendo alti livelli di comfort per l'occupante, è diventata una priorità per il sistema edilizio [4] e le città

devono stare al passo.

La diffusione sempre maggiore delle tecnologie rinnovabili, una su tutte il fotovoltaico, ha portato alla riduzione dei loro costi di investimento e manutenzione, rendendole accessibili ad un numero maggiore di cittadini, promuovendo configurazioni di autoconsumo anche in contesto urbano [5]. Questa convenienza economica, abbinata a tecnologie smart capaci di rendere le persone più consapevoli dei propri consumi energetici, ha abilitato una nuova figura, quella del *prosumer* (produttore-consumatore). In questo contesto, il nuovo concetto delle comunità energetiche sembra adattarsi perfettamente con il crescente bisogno del consumatore di avere un ruolo attivo nelle proprie scelte in abito energetico.

2. Obiettivi

Sia dal punto di vista legislativo che da quello della ricerca, le comunità energetiche possono essere considerate un concetto “giovane”, dal momento che prima del 2018 non erano definite a livello di regolamenti o direttive europee. Oggigiorno, nel *Clean Energy Package* sono presenti due definizioni distinte di comunità energetica: nella *Renewable Energy Directive* (RED II) [6] sono definite come *Renewable Energy Community* (RECs), ponendo l'attenzione sull'aspetto della produzione dell'energia; invece, nella *Electricity Market Directive* (EMD II) [7], si sposta il focus sui partecipanti delle comunità, infatti esse sono definite *Citizen Energy Communities* (CECs). Siccome queste configurazioni sono un argomento recente, solo pochi stati europei hanno già previsto e attuato un quadro normativo/regolatorio in supporto alle comunità energetiche [8], e l'Italia non è tra quelli. Per questo motivo, questo articolo si prefigge due obiettivi: il primo è quello di analizzare il contesto normativo vigente, per definire quale configurazione esistente e normata si avvicini di più ad una comunità energetica, il secondo è quello di presentare un'analisi energetico-finanziaria per valutare la fattibilità di una comunità energetica a livello condominiale dotata di un impianto fotovoltaico comunitario, situata nel nord Italia.

3. Metodologia

In questa sezione, dopo una breve analisi del contesto normativo, verrà mostrata la metodologia che ha portato alla definizione dei parametri di input del modello e, in seguito, l'algoritmo e gli indicatori definiti per l'analisi energetico-finanziaria.

3.1. Quadro normativo italiano rispetto alle comunità energetiche

Come detto in precedenza, ancora nessuna legge italiana ha recepito le direttive europee sulle comunità energetiche. Nonostante ciò, ricercatori e politici stanno vagliando diverse possibilità per regolamentare queste realtà emergenti in modo efficace.

Affrontando il problema solo dal punto di vista elettrico, oggi in Italia esistono unicamente due configurazioni normate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) [9], e tutto ciò che non rientra in queste due definizioni, non è permesso che venga implementato. Le due configurazioni normate sono le Reti Elettriche e i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC). Nonostante una comunità energetica condominiale (MFH_EC) non possa ricadere pienamente in nessuna delle due categorie, ipotizzando di superare il vincolo che non consente le configurazioni 1-a-molti nei condomini, è possibile includere

il concetto di MFH_EC nei SDC. Al giorno d'oggi, infatti, se si installa un impianto fotovoltaico sul tetto di un condominio, è consentito che esso serva solamente gli spazi e le utenze comuni, come per esempio ascensori, luci delle scale e cantine, realizzando una configurazione 1-a-1 (un produttore e un utilizzatore), mentre è legalmente vietato che l'impianto fotovoltaico possa servire direttamente i singoli appartamenti, in configurazione 1-a-molti (un produttore e molti utenti).

Per rendere queste comunità economicamente attraenti per i cittadini, i legislatori stanno discutendo sulle modalità di applicazione degli oneri di rete. Siccome la MFH_EC scambia flussi energetici con la rete elettrica, anche se in quantità minore rispetto ad un singolo utente, l'esenzione dal pagamento degli oneri non è possibile, ma essi possono essere notevolmente ridotti. Assimilando le MFH_EC ai SDC si può correttamente ipotizzare che gli oneri di rete vengano pagati solamente per l'energia prelevata dalla rete e non sulla quota autoconsumata.

3.2. Modello energetico del condominio

Il primo step è stato quello di costruire i profili di carico elettrico del condominio. Per rendere la metodologia il più generalizzabile possibile, ci si è basati sui dati statistici provenienti da ISTAT [10] per definire la composizione delle famiglie e le abitudini in termini di consumi energetici. Conoscere l'età del capofamiglia di ciascun appartamento è molto importante, poiché l'età influenza notevolmente i consumi energetici e soprattutto la loro distribuzione durante la giornata.

Per conoscere quest'ultimo fattore, è stata sviluppata una nuova metodologia in grado di ricreare i profili elettrici giornalieri nel modo più generico possibile. Per ciascuna classe d'età sono stati utilizzati i Diari sull'Uso del Tempo, collezionati tramite un'indagine dell'ISTAT [10] avvenuta nel 2013. Questi diari, sotto forma di questionari, riportano l'attività del capofamiglia ogni 10 minuti, per diversi giorni della settimana, suddivisi in: giorni lavorativi, sabato e domenica (che include anche i giorni festivi). Per l'attuale studio, sono state di particolare rilevanza le attività domestiche che prevedono l'interazione con apparecchiature elettriche, ad esempio stirare, fare la lavatrice, ecc. Le potenze di picco di ciascun elettrodomestico coinvolto sono state definite in [11].

Dai Diari sull'Uso del Tempo è stato possibile estrapolare il profilo di probabilità giornaliero di ciascun lavoro domestico, con l'indicazione del minutaggio medio dedicato a ciascuna attività. Grazie a questa informazione, il consumo giornaliero di elettricità è stato calcolato moltiplicando la potenza di picco di ciascun elettrodomestico per il tempo di utilizzo.

Con l'obiettivo di accoppiare la domanda elettrica con la produzione da fotovoltaico, non è sufficiente conoscere il consumo totale giornaliero, ma è indispensabile avere

a disposizione il profilo di carico. Siccome i dati dell'ISTAT non sono stati in grado di fornire tale informazione, è stato necessario trovare un metodo per distribuire i consumi durante il giorno. Per prima cosa, la giornata è stata suddivisa in quattro range: 22 – 7; 7 – 11; 11 – 16; 16 – 22. Ad ogni range orario sono state assegnati arbitrariamente degli elettrodomestici e la potenza di ciascuno step orario è stata ottenuta sommando la potenza di picco di ciascuna apparecchiatura coinvolta [1]:

$$P_{ts} = \sum_{j=1}^n P_{max,appl,j} \quad (1)$$

Dove P_{ts} è la potenza di picco in ciascun range (kW), $P_{max,appl}$ è la potenza di picco di ciascuna apparecchiatura (kW), j rappresenta la j -esima apparecchiatura e n è il numero di elettrodomestici coinvolti in ciascun range. La potenza giornaliera (P_{day}) in kW, invece, è stata calcolata come in [2]:

$$P_{day} = \sum_{i=1}^4 P_{ts,i} \quad (2)$$

Con i che rappresenta l' i -esimo range orario. Dividendo la potenza del range per la potenza totale giornaliera, è stato ottenuto un fattore di peso (w_{ts}), per definire quale fosse l'intervallo orario più energivoro, come in [3]:

$$w_{ts,i} = \frac{P_{ts,i}}{P_{day}} \quad (3)$$

Il fattore di peso è stato poi moltiplicato per il profilo di probabilità giornaliero delle attività domestiche; questo nuovo profilo pesato consente di tenere in conto sia la probabilità che sia stata svolta una determinata attività, sia la rispettiva intensità energetica. Successivamente, il consumo giornaliero è stato moltiplicato per il nuovo profilo di attività pesato, per ottenere i profili di carico giornalieri. Infine, considerando 253 giorni lavorativi, 52 sabato, 52 domeniche e 8 giorni non-lavorativi (tipici valori di un anno non bisestile), è stato calcolato il consumo annuo per ciascuna classe di età. In seguito, al consumo dei carichi variabili è stato aggiunto il carico di base, indipendente dal comportamento degli occupanti.

Siccome l'analisi è stata svolta considerando il condominio come un unico utente, il consumo totale dell'edificio è stato ottenuto aggregando i profili dei singoli appartamenti. Il cosiddetto "caso base" considera che tutto il fabbisogno elettrico venga soddisfatto dalla rete elettrica e le analisi economiche sono state svolte di conseguenza.

3.3. Curve di generazione dell'impianto fotovoltaico

Per simulare la produzione da fotovoltaico e creare i profili di generazione giornalieri, i valori di irradianza e temperatura dell'aria esterna sono stati estrapolati dal software PVGIS sviluppato dal JRC. Per ridurre il costo

computazionale, è stato considerato un solo profilo per ogni stagione. I profili sono stati ottenuti analizzando le serie climatiche storiche di 10 anni (2007-2016) e individuando il profilo più frequente per ogni stagione.

Una volta scelto il tipo di modulo fotovoltaico, noti i valori di irradianza, temperatura e le caratteristiche tecniche della cella, i profili di generazione sono stati calcolati, utilizzando la correlazione tra l'efficienza della cella e la temperatura della stessa, come suggerito da Bottacioli et al. [12]. In seguito, è stata svolta un'analisi di sensitività sulla taglia dell'impianto, partendo dalla situazione di totale riempimento del tetto, per trovare la taglia ottima, in grado di massimizzare i ricavi economici.

3.4. Analisi energetico-finanziaria: Key Performance Indicators

Con l'obiettivo di valutare la fattibilità di una MFH_EC, sono stati eseguiti bilanci di tipo energetico e finanziario. Dal punto di vista energetico, per valutare l'accoppiamento tra richiesta e produzione da fotovoltaico, i dati di input sono stati: il fabbisogno elettrico del condomino (E_{MFH_EC}) e l'energia prodotta dall'impianto rinnovabile (E_{PV}), entrambi forniti in kWh con un intervallo di 15 minuti. L'analisi restituisce come output le seguenti grandezze (kWh):

- l'energia autoconsumata a livello condominiale (E_{SC});
- l'energia elettrica prelevata dalla rete elettrica, in modo da coprire il fabbisogno nei periodi in cui l'impianto fotovoltaico non è sufficiente (E_{PREL});
- l'energia in surplus immessa nella rete elettrica (E_{IMM}).

Per valorizzare al meglio le potenzialità della comunità energetica a livello condominiale, sono stati calcolati due indicatori, autoconsumo (SC) e autosufficienza (SS), definiti come nelle equazioni [4] e [5].

$$SC = \frac{E_{sc}}{E_{pv}} \quad (4)$$

$$SS = \frac{E_{sc}}{E_{MFH_EC}} \quad (5)$$

L'autoconsumo rappresenta la porzione di elettricità generata dall'impianto fotovoltaico che viene utilizzata dagli utenti del condominio, mentre l'autosufficienza indica il contributo della quota autoconsumata sul totale dell'energia consumata dal condominio.

Ponendo l'attenzione sull'analisi finanziaria, l'obiettivo è stato quello di dimostrare la convenienza nell'essere parte di una comunità energetica. Gli output della valutazione energetica sono stati utilizzati come dati di ingresso per quella finanziaria, consentendo di calcolare i

seguenti indicatori di prestazione.

- Net Present Value (NPV) definito come:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (6)$$

In cui N è la vita media dell'impianto fotovoltaico, assunta pari a 25 anni, t è l'intervallo di tempo considerato, i rappresenta il tasso di sconto, posto uguale a 1% (come suggerito in [13]), e C_t è il flusso di cassa all'istante t .

Il flusso di cassa è ottenuto come somma di ricavi e spese, tali per cui i flussi positivi comprendono:

- le detrazioni fiscali per i primi 10 anni di vita dell'impianto, (Ecobonus, Legge 27 Dicembre 2017, n. 205);
- il servizio di Scambio sul Posto, come Eccedenze (C_i) e Contributo in Conto Scambio (CS), regolato dall'ARERA [9].

Per quanto riguarda i flussi di cassa negativi, essi sono:

- i costi di investimento, manutenzione e operazione;
- il costo dell'elettricità e le accise sull'energia prelevata dalla rete, definite da ARERA [9].

- Payback time (PBT) definito come:

$$\sum_{t=0}^{\tau} \frac{C_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (7)$$

Essendo τ l'anno in cui i flussi positivi e negativi si eguagliano. Da quell'anno in avanti il NPV assumerà solo valori positivi.

4. Caso studio

Questo lavoro di ricerca ha coinvolto un condominio situato nel Nord-Ovest della penisola italiana.

L'edificio è composto da dieci appartamenti, disposti su due piani. Basandosi sulla certificazione energetica dell'edificio, è stato possibile notare come nessun impianto a fonte rinnovabile fosse stato precedentemente installato e come tutto il fabbisogno elettrico fosse coperto dalla rete elettrica. Per questo motivo, è stata proposta una soluzione di retrofit che includesse l'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto del condominio. La tipologia di pannello scelta è stato il silicio monocristallino.

Come descritto in precedenza, non essendoci informazioni note riguardanti la composizione delle famiglie del condominio, sono stati considerati valori statistici relativi alla regione scelta (vedi Tab. 1).

Età del capofamiglia	15-24 anni	25-44 anni	45-64 anni	Over 65
Numero di appartamenti	1	3	3	3

Tab.1 - Distribuzione delle classi di età nel condominio in esame
(fonte: propria elaborazione)

Per questa applicazione è stato ipotizzato che tutti i condomini prendano parte all'iniziativa comunitaria e dunque che l'edificio possa essere visto come un'unica utenza da parte della rete elettrica.

5. Risultati /Conclusioni

5.1. Risultati

La sezione seguente illustra i risultati dell'analisi energetica e finanziaria, con l'obiettivo di dimostrare la convenienza delle comunità energetiche condominiali e di trovare la taglia ottima dell'impianto fotovoltaico, in grado di massimizzare i profitti della comunità. Le valutazioni sono state svolte per tutte le stagioni e per i tre giorni tipo (lavorativi, sabato e domenica). Di seguito verranno mostrati solo alcuni esempi.

5.1.1. Risultati energetici

Partendo dai dati sui consumi energetici, la figura (vedi Fig. 1) mostra il profilo condominiale di richiesta giornaliero in un tipico giorno lavorativo. I profili, ottenuti con la procedura sopra descritta, sono coerenti con i profili di carico reali, dal momento che presentano due picchi nelle ore dei pasti. I profili di carico per sabato e domenica presentano trend simili.

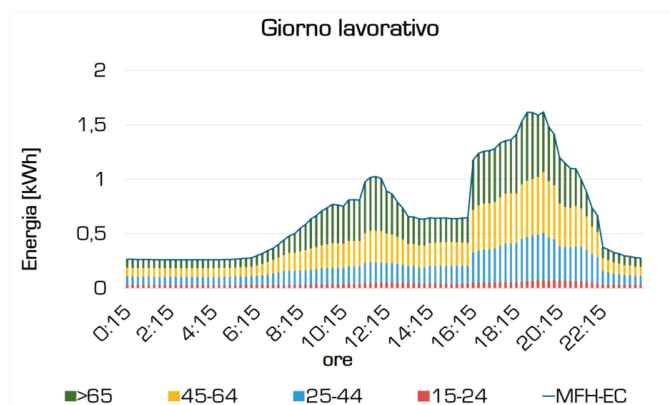


Fig.1 - Domanda energetica suddivisa per classi di età
(fonte: propria elaborazione)

La prossima figura (vedi Fig. 2) mostra un esempio dell'accoppiamento tra la domanda elettrica della MFH_EC e l'energia prodotta dal fotovoltaico in un tipico giorno lavorativo primaverile. Il consumo totale dell'edificio è suddiviso in una quota di energia autoconsumata (area verde) e una porzione di energia prelevata dalla rete elettrica quando la generazione da fotovoltaico non è sufficiente (area gialla). L'area blu, invece, rappresenta la quota di energia prodotta dal PV che eccede la domanda

e che viene immessa in rete per non essere sprecata.

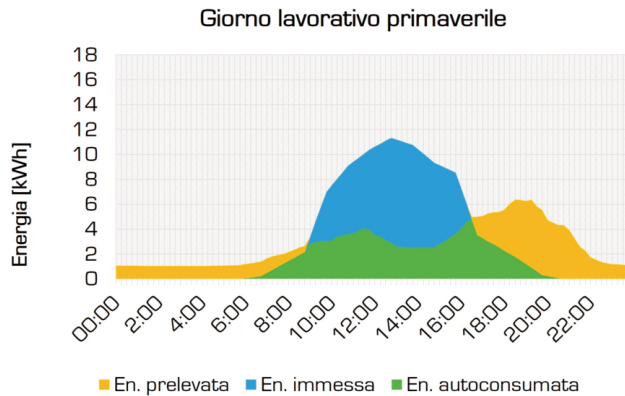


Fig. 2 - Flussi energetici durante un giorno lavorativo primaverile
(fonte: propria elaborazione)

Dal bilancio energetico è stato possibile calcolare gli indici di autoconsumo e autosufficienza, come descritto in (5) e (6), (vedi Tab. 2).

	Inverno	Primavera	Estate	Autunno	Totale
Autosufficienza [%]	34	53	56	38	45
Autoconsumo [%]	53	44	33	46	41

Tab. 2 - Risultati dell'analisi energetica
(fonte: propria elaborazione)

La tabella (vedi Tab. 2) evidenzia le differenze tra i due indicatori, che sono caratterizzati da un comportamento speculare. Come ci si aspettava, l'autosufficienza risulta essere maggiore in primavera ed estate. La produzione da fotovoltaico, infatti, dipende dai valori di irradianza solare che sono più alti in primavera ed estate, andando ad aumentare il peso del fotovoltaico sui consumi energetici. Al contrario, l'autoconsumo è maggiore in inverno, questo perché, essendo la richiesta elettrica costante durante l'anno e minore la produzione da PV nei mesi invernali, la quota autoconsumata risulta maggiore. Siccome i due indicatori sono inversamente proporzionali, è stata condotta un'analisi di sensitività per valutare la taglia ottimale dell'impianto fotovoltaico, in grado di massimizzare entrambi gli indicatori. La taglia dell'impianto è stata fatta variare da 5.2 kW fino a 41.1 kW (vedi Fig. 3), valore corrispondente alla capacità massima installabile sul tetto dell'edificio (supponendo di avere la possibilità di riempire l'intero tetto con i moduli fotovoltaici).

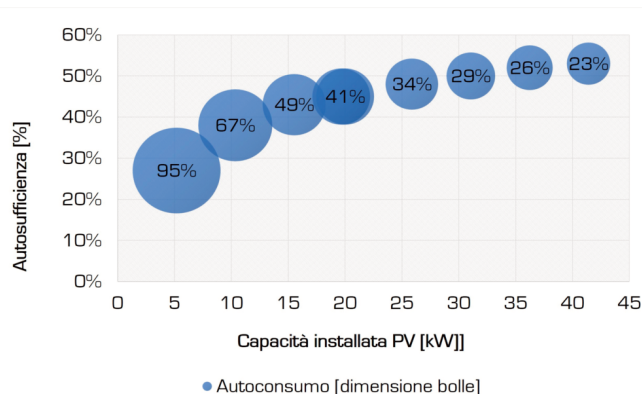


Fig. 3 - Variazione degli indici all'aumentare della taglia dell'impianto PV
(fonte: propria elaborazione)

Nel grafico la dimensione delle bolle rappresenta la percentuale di energia autoconsumata. A causa dell'andamento opposto dei due indici, l'autoconsumo sarà massimo per piccole taglie, mentre l'autosufficienza raggiungerà il picco per taglie maggiori. Focalizzandosi sull'andamento dell'autosufficienza, si nota come per taglie superiori ai 25 kW essa presenti un plateau. Questo è un risultato interessante, perché segnala come, da un punto di vista energetico, aumentare troppo la taglia dell'impianto (con conseguente sforzo economico) corrisponda solo ad un minimo incremento dell'autosufficienza. Questa considerazione avrà implicazioni anche sull'analisi finanziaria. Per tutte le ragioni sopra citate, un impianto da 20 kW di capacità installata è stato scelto come buon compromesso tra autoconsumo e autosufficienza.

5.1.2. Valutazione finanziaria

Prima di entrare nel dettaglio della discussione dei risultati della valutazione finanziaria, è necessario un breve commento sui contributi positivi e negativi del calcolo del NPV. Come descritto in precedenza, i flussi positivi contengono le detrazioni fiscali sul costo d'investimento, le eccedenze elettriche vendute alla rete [C] e il contributo in conto scambio [CS]. Il piano di sostegno al fotovoltaico differenzia gli incentivi in base alla taglia dell'impianto, in particolare un'installazione di capacità inferiore ai 20 kW riceve un maggior contributo in conto scambio [14].

Al contrario, Ci cresce all'aumentare della taglia del PV, poiché la differenza tra l'elettricità immessa e prelevata da rete è più elevata. La detrazione fiscale è invece proporzionale al costo d'investimento iniziale, dunque aumenta al crescere della capacità installata.

Detto questo, il risparmio nella bolletta elettrica dovuto al fatto di essere parte di una MFH_EC è duplice. Infatti, la comunità energetica aggiunge valore alla produzione da rinnovabile, consentendo di scambiare l'energia prodotta tra gli appartamenti dei condomini, incrementando l'autoconsumo e conseguentemente andando a ridurre il costo dell'energia. In aggiunta a ciò, questa configurazione consente di risparmiare sulla quota fissa (€/POD) e sulla quota potenza (€/kW) degli oneri di rete, dal momento che la comunità è vista come un'unica utenza dalla rete elettrica.

Per questi motivi, è stato possibile ottenere un risparmio globale in bolletta pari al 40% rispetto al caso base, dovuto per l'80% all'incremento dell'autoconsumo e per il 20% alla riduzione degli oneri di rete. Anche per l'analisi finanziaria è stata condotta un'analisi di sensitività, volta a identificare la taglia dell'impianto che fosse in grado di massimizzare il NPV e minimizzare il PBT.

La figura (vedi Fig. 4) mostra il trend dei due indicatori rispetto alla capacità installata. Ad un primo sguardo è possibile notare come per una capacità di 20 kW, la curva del NPV (blu) presenti il massimo globale, mentre il PBT (arancione) raggiunga uno dei minimi locali.

Analizzando più nel dettaglio la curva del *NPV*, si possono osservare tre diverse pendenze:

- da 10 a 20 kW la pendenza è positiva, perché il *CS* ha un valore maggiore e le accise sono pagate solo per l'elettricità prelevata dalla rete;
- tra 20 e 20.01 kW *NPV* presenta un rapido decremento, poiché *CS* è minore e le accise vengono pagate anche sulla quota di energia autoconsumata;
- da 20.01 e 41.4 kW la pendenza torna positiva poiché il peso delle eccedenze inizia a diventare rilevante, mentre il costo di investimento è meno impattante rispetto alle spese globali.

Per quanto riguarda il *PBT*, invece, il suo crescere con l'aumentare della taglia installata dipende principalmente dall'aumentare del costo d'investimento.

Per questi motivi, la taglia ottimale è di circa 20 kW, valore che porta ad un *PBT* di 8 anni ed un *NPV* di quasi 42000 €. A seconda delle decisioni dei membri della comunità, questi soldi possono essere utilizzati per coprire le spese comuni del condominio, oppure possono essere ridistribuiti ai singoli membri. I risultati finanziari sono coerenti con l'analisi energetica svolta in precedenza.

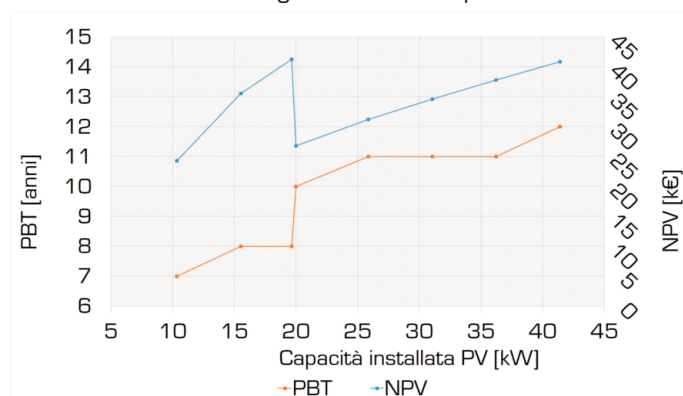


Fig. 4 - Variazione di NPV e PBT all'aumentare della taglia dell'impianto PV (fonte: propria elaborazione)

5.2. Conclusioni

Al giorno d'oggi il settore energetico è in continua evoluzione, per questo motivo stanno prendendo piede nuovi concetti di scambio di flussi energetici. In questo contesto, le emergenti comunità energetiche sembrano inserirsi perfettamente nei concetti di decentralizzazione, integrazione con fonti rinnovabili e coinvolgimento dei cittadini. Siccome in un futuro prossimo le città diventeranno sempre di più il centro delle attività umane, in questo articolo l'attenzione è stata posta sul più piccolo componente della città: il condominio. Pertanto, con le dovute assunzioni, è stata dimostrata la convenienza energetica ed economica dell'appartenere ad una comunità energetica condominiale. Una volta caratterizzato l'edificio dal punto di vista geografico, è stata proposta una metodologia per creare profili di carico di domanda elettrica e di generazione da fotovoltaico. La nuova metodologia si

è basata su dati statistici derivanti da campagne ISTAT, dunque può essere facilmente generalizzabile a qualsiasi condominio in una qualsiasi regione italiana. Dalle analisi energetico-finanziarie è emerso come queste configurazioni siano sostenibili e convenienti dal punto di vista del consumatore. Inoltre, è stata condotta un'analisi di sensitività per identificare la taglia ottima del fotovoltaico, risultata essere di 20 kW, capace di essere un buon compromesso tra autosufficienza e autoconsumo, e in grado di massimizzare NPV e minimizzare PBT.

Questa analisi ha consentito di mostrare come solo il 47.5% della superficie del tetto dovrà essere coperta dai pannelli per raggiungere la taglia ottima. Parlando in termini finanziari, il beneficio della partecipazione alla comunità si è dimostrato duplice. Da un lato, l'alto livello di autoconsumo ha portato ad una riduzione del costo del combustibile, mentre dall'altro lato l'essere parte di una comunità energetica ha consentito al condominio di essere visto come un'unica utenza dalla rete elettrica e di pagare meno le quote fisse e potenza della bolletta.

Il punto di forza di questo lavoro è la flessibilità della metodologia utilizzata, la quale consente di valutare differenti configurazioni e scenari tecnologici. Infatti, sviluppi futuri del lavoro avranno l'obiettivo di studiare diversi interventi di retrofit, come ad esempio l'introduzione di un accumulo elettrico per gestire meglio il surplus da fotovoltaico, oppure l'installazione di pompe di calore per considerare anche la domanda termica.

L'analisi potrebbe anche essere estesa a più condomini per valutare lo scambio di flussi elettrici tra edifici differenti. In aggiunta a ciò, si potrebbero valutare anche le implicazioni sociali (ad esempio la salute), per investigare nel dettaglio l'impatto di queste comunità energetiche sul benessere dei consumatori.

Bibliografia

- [1] United Nations Sustainable Development Goals. Maggiori informazioni su: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/>
- [2] IEA, Tracking buildings. Maggiori informazioni su: <https://www.iea.org/reports/tracking-buildings>
- [3] European Commission, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. European Union, Brussels, 2011
- [4] Heidari L., Younger M., Chandler G., Gooch J., Schramm P., Integrating health into buildings of the future. Journal of solar energy engineering, vol. 139(1), 010802, 2016
- [5] Schiera D.S., Minuto F.D., Bottaccioli L., Borchellini R., Lanzini A., Analysis of Rooftop Photovoltaics Diffusion. In: Energy Community Buildings by a Novel GIS - and Agent-Based Modeling Co-Simulation Platform. In: IEEE Access, n.7, pp. 93404 - 93432, 2019
- [6] European Commission: Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). European Union, Brussels, 2018
- [7] European Commission: Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the council of 5 June 2019 on common rules for

the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast). European Union, Brussels, 2019

[8] Frieden D., Tuerk A., Roberts J., D'Herbement S., Gubina A.F., Komel B., *Overview of emerging regulatory frameworks on collective self-consumption and energy communities in Europe*. In: 16th International Conference on the European Energy Market (EEM) 2019, pp. 1 - 6, IEEE, Ljubljana, 2019

[9] ARERA Homepage. Maggiori informazioni su: <https://www.arera.it/it/index.htm>,

[10] ISTAT Homepage. Maggiori informazioni su: <http://dati.istat.it/Index.aspx>,

[11] Ortiz J., Guarino F., Salom J. Corchero C., Cellura M., *Stochastic model for electrical loads in Mediterranean residential buildings: Validation and applications*. In: Energy and Buildings, n. 80, pp. 23 - 36, 2014

[12] Bottaccioli L., Patti E., Macii E., Acquaviva A., *GIS-Based Software Infrastructure to Model PV Generation in Fine-Grained Spatio-Temporal Domain*. In: IEEE Systems Journal n. 12(3), pp. 2832 - 2841, 2018

[13] Energy Strategy Group, Renewable Energy Report 2018. Maggiori informazioni su: <http://www.energystrategy.it/report/renewable-energy-report.html>

[14] GSE Homepage. Maggiori informazioni su: <https://www.gse.it/>

