



# Evoluzione dei sistemi di controllo negli impianti fotovoltaici abbinati a pompe di calore

*Adeguate strategie di controllo possono attenuare significativamente gli sbilanciamenti elettrici indotti sulla rete nazionale da parte di edifici climatizzati da pompa di calore e dotati di impianto fotovoltaico supportato da accumulo elettrochimico*

di L. Schibuola, M. Scarpa, C. Tambani\*

**L**A DIFFUSIONE DEI SISTEMI di produzione energetica da fonti energetiche rinnovabili, generalmente non programmabili e ampiamente variabili, pone interrogativi in merito al controllo della rete elettrica (Eltawil e Zhao, 2010) e alle conseguenti soluzioni, tanto più considerando le prospettive di forte crescita del settore. Le soluzioni allo studio, in parte applicate, consistono nella transizione alla Smart Grid e nella pianificazione degli scambi d'energia elettrica tra utenze/produttori e rete di distribuzione dell'energia elettrica, attraverso il Demand Side Management (DSM), a livello di singolo edificio o di gruppo d'edifici, come illustrato in [1] e in

(Wang et al., 2014), o mediante appropriate tariffe incentivanti, fino a ipotizzare un diffuso ricorso ad accumuli di energia termica o elettrochimica.

In tale contesto, è stata studiata l'integrazione di accumuli d'energia elettrochimica in sistemi fotovoltaici residenziali, valutando le opportunità introdotte da algoritmi intelligenti di gestione dell'edificio, la cui azione è stata simulata considerando una situazione tariffaria strettamente correlata al prezzo orario dell'elettricità definito dal mercato elettrico, attualmente limitato ai grandi produttori/utilizzatori d'elettricità e non al settore residenziale. Le simulazioni si riferiscono al clima

di Milano e le condizioni meteo utilizzate sono quelle fornite da ARPA Lombardia nel 2012.

I sistemi di accumulo elettrochimico hanno costi d'investimento tuttora alti, anche se sia in Germania [2] che in Regione Lombardia [3] sono già partiti sistemi d'incentivazione ad hoc e la diffusione di autoveicoli parzialmente o integralmente elettrici sta inducendo un rapido miglioramento della tecnologia e della redditività di sistemi di accumulo

elettrochimico. Ulteriori riduzioni di costo sono attese da qui al 2020, secondo le previsioni di molti autori come riscontrabile in [4-9], per cui le batterie d'accumulo, per lungo tempo soluzione costosa e di precaria affidabilità, potranno essere applicate anche nei piccoli sistemi utilizzando FER, grazie ai recenti miglioramenti tecnologici ed economici.

## L'analisi

Di seguito viene illustrato il metodo di analisi seguito.

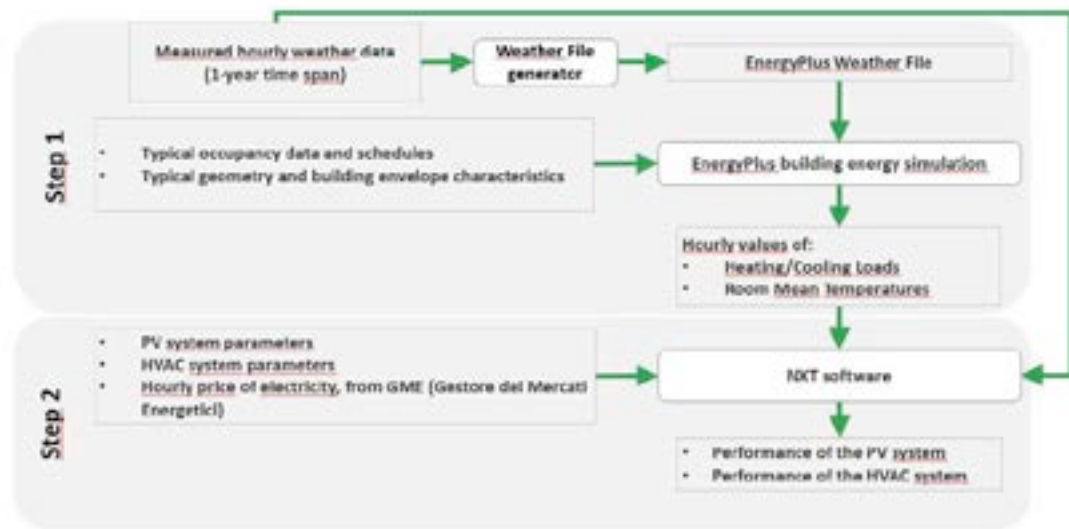


Figura 1 – Procedura generale di calcolo per l'analisi proposta

Tabella 1 – Dati dell'edificio simulato

Area in pianta	503 m <sup>2</sup>	
Numero di piani (riscaldati)	3 (2)	
Volume riscaldato lordo	2715 m <sup>3</sup>	
Destinazione d'uso piano terra	Garage e magazzini	
Destinazione d'uso piani 1 e 2	Appartamenti (totale: 8)	
Ricambi orari per infiltrazione e ventilazione piano terra [vol/h]	0,5	
Ricambi orari per infiltrazione e ventilazione piani 1 e 2 [vol/h]	0,3	
Occupazione massima [m <sup>2</sup> ]	0,025	
Trasmittanza [W/m <sup>2</sup> ·K]	Pavimento	0,29
	Parete esterna	0,33
	Tetto	0,26
	Finestra	1,14
ACS	Consumo giornaliero [l/persona]	50
	Temperatura all'utenza [°C]	45
Consumi elettrici [W/m <sup>2</sup> ]	8	

Tabella 2 – Potenze di progetto e fabbisogni energetici per i servizi di riscaldamento, raffrescamento e ACS

Servizio	Potenza di progetto [kW]	Fabbisogno totale [kWh/anno]	Fabbisogno specifico [kWh/(m <sup>2</sup> ·anno)]
Riscaldamento	18,4	13805	13,4
Raffrescamento	21,1	20760	20,1
ACS	-	13220	12,8



### EVOLUTION OF CONTROL DEVICES IN PV SYSTEMS COUPLED WITH HEAT PUMPS

This paper deals with the study of control strategies for photovoltaic (PV) systems coupled with heat pumps for heating/cooling and domestic hot water production, in the presence of electrochemical storage units. The control strategies are studied from the point of view of the national electricity grid, and in particular by considering the yearly amount and instantaneous level of building's electricity import/export. As a matter of fact, the rapid increase in distributed electricity generation raises issues as for the adequacy of the national conventional distribution network, which is undergoing load conditions far different from the design ones. Electrochemical and thermal storage units, as well as proper control strategies, may help in the limitation of electricity exchange and in the consequent mitigation of stress conditions for the electricity grid. This analysis considers a residential building heated/cooled by a heat pump and hosting a battery-supported PV system, versus the PV capacity and the battery pack capacity. The results of this study show that convenient control strategies may limit the exchange imbalance.

**Keywords:** PV systems, electrochemical storage units, control strategies, exchange of electricity, heat pumps

## La procedura di calcolo

Sono stati sovrapposti due livelli di simulazione, quello dell'involucro edilizio e quello dell'impianto, compresi l'impianto fotovoltaico e il sistema di climatizzazione con pompa di calore e ventilconvettori. È stato inizialmente definito e simulato un edificio di riferimento, fissando i consumi per il riscaldamento, il raffrescamento, la produzione di ACS e i consueti usi elettrici. La stima dei carichi termofrigoriferi è stata effettuata con EnergyPlus [10, 11], sulla base della tipologia costruttiva, del profilo di occupazione e dei consumi di energia elettrica e ACS. I profili orari di consumo termico, frigorifero ed elettrico calcolati sono stati poi forniti quali condizioni di contorno a un software (Schibuola et al., 2013), che permette un elevato grado di dettaglio nell'implementazione delle strategie di controllo del sistema impiantistico simulato. La procedura è schematizzata in Figura 1.

La sovrapposizione di due livelli di simulazione potrebbe implicare incongruenze dovute, per esempio, a carichi di riscaldamento/raffrescamento superiori alla potenza massima dei generatori, specialmente in condizioni meteorologiche avverse; queste criticità sono risolte con:

- l'integrazione di accumuli termici nel sistema impiantistico, a servizio sia del circuito tecnico che di quello dell'ACS;
- l'utilizzo di contatori energetici usati quali reminder per procrastinare carichi eventualmente non soddisfatti, sommandoli ai carichi di riscaldamento/raffrescamento del passo temporale di calcolo successivo, per consentire all'impianto di recuperare temporanee condizioni operative straordinarie (Schibuola et al. 2015).

## L'edificio simulato

Le caratteristiche dell'edificio simulato sono riportate in Tabella 1. Le potenze di progetto in riscaldamento e raffrescamento e i conseguenti fabbisogni energetici specifici per i servizi di riscaldamento, raffrescamento e ACS sono riassunti in Tabella 2.

## I sistemi HVAC e fotovoltaico simulati

Lo schema dei sistemi HVAC e fotovoltaico simulati è riportato in Figura 2.

### Il sistema HVAC

Il sistema è costituito da:

- una pompa di calore per il cui dettaglio si veda (Schibuola et al, 2015);
- un accumulo termico per l'ACS di 50 l/persona, collegato alla pompa di calore con uno scambiatore di calore a piastre;
- un accumulo termico per l'acqua tecnica di 20 l/kW<sub>h,progetto</sub>, direttamente collegato alla pompa di calore;
- i ventilconvettori.

### L'impianto fotovoltaico

Il sistema fotovoltaico on-grid, che fa fronte al fabbisogno d'energia elettrica globale dell'edificio e che è integrato sul versante sud del tetto, utilizza moduli fotovoltaici in silicio monocristallino con efficienza pari al 18,5% e una efficienza media del BoS (Balance of System) pari al 75%.

Il software NXT calcola la resa oraria del sistema fotovoltaico con una procedura di calcolo iterativo. Al fine di prevedere un realistico comportamento della batteria, il programma considera nel calcolo le efficienze e le correnti massime di carica/scarica, simulando il comportamento di accumulatori commerciali. In particolare, sono stati utilizzati dati relativi a unità d'accumulo Li-Ion.

L'impianto fotovoltaico e la sua interazione con l'edificio e la rete elettrica nazionale sono stati studiati con un'analisi parametrica, considerando 7 diverse potenze di picco dell'impianto e 7 capacità di accumulo dell'unità elettrochimica, come riportato in Tabella 3.



Figura 2 – Schema dei sistemi HVAC e fotovoltaico simulati

Tabella 3 – Opzioni della potenza di picco installata e della capacità delle batterie considerate nel corso delle simulazioni eseguite. In parentesi la frazione percentuale rispetto alla configurazione standard (PV4+ACC2)

	Potenza di picco installata [kW]		Capacità delle batterie [kW]
PV0	0,0 (0%)	ACC0	0,0 (0%)
PV1	9,5 (25%)	ACC1	18,9 (50%)
PV2	18,9 (50%)	ACC2	37,8 (100%)
PV3	28,4 (75%)	ACC3	56,7 (150%)
PV4	37,8 (100%)	ACC4	75,6 (200%)
PV5	47,3 (125%)	ACC5	94,5 (250%)
PV6	56,8 (150%)	ACC6	113,4 (300%)

## LA SIMULAZIONE ORARIA SEMPLIFICATA

La simulazione oraria semplificata dei flussi energetici coinvolti nell'azione del sistema fotovoltaico nelle successive 24 ore è basata sui consumi orari di energia elettrica rilevati nel corso delle precedenti 24 ore,  $P_{Needs,h}$  utilizzati quali consumi di riferimento per le successive 24 ore, e la produzione energetica da fonte fotovoltaica,  $P_{PV,h}$ , prevedibile attraverso l'acquisizione online di previsioni meteorologiche. Nel corso della simulazione semplificata, l'algoritmo assegna il flusso di energia elettrica verso l'accumulo elettrochimico per ciascuna delle 24 ore simulate con le Equazioni 1 e 2 rispettivamente per il metodo "1" e per il metodo "2":

$$P_{PV \rightarrow Accu,h} = (P_{PV,h} - P_{Needs,h}) \cdot r_1 \quad (1)$$

$$P_{PV \rightarrow Accu,h} = \max((P_{PV,h} - P_{Needs,h}) - P_{PV,Side} \cdot r_2, 0,0) \quad (2)$$

I valori  $r_1$  e  $r_2$  possono variare da 0,0 a 1,0 e definiscono la ripartizione del surplus di produzione di energia elettrica; in particolare,  $r_1$  definisce la frazione di potenza elettrica in surplus inviata alla batteria nel caso della strategia "1", mentre  $r_2$  contribuisce a definire la potenza elettrica in surplus esportata, da cui la conseguente determinazione della potenza elettrica inviata alla batteria. I valori  $r_1$  e  $r_2$  sono assunti costanti nel corso della simulazione predittiva delle 24 ore successive e

vengono ricalcolati a ogni ora di funzionamento reale dell'impianto attraverso la seguente procedura iterativa:

- viene effettuata la simulazione delle 24 ore successive assumendo  $r_1 = 1,0$  ( $r_2 = 0,09$ ), corrispondente alla strategia "0", memorizzando il valore massimo della capacità raggiunta nell'accumulo elettrochimico nel corso delle 24 ore simulate ( $C_{Accu,Max,+24h,"0"}$ );
- il coefficiente  $r_1$  ( $r_2$ ) viene ricalcolato e mantenuto costante nel corso di un'ulteriore sessione di simulazione delle 24 ore successive, calcolando di nuovo il valore massimo della capacità raggiunta nell'accumulo elettrochimico nel corso delle 24 ore simulate,  $C_{Accu,Max,+24h,"1"}$  ( $C_{Accu,Max,+24h,"2"}$ ). Il ricalcolo di  $r_1$  ( $r_2$ ) avviene iterativamente mediante il metodo di bisezione e le iterazioni vengono arrestate quando si realizza la disequazione 3 (4), in cui  $\epsilon$  è un valore frazionario di tolleranza, assunto, per esempio, pari a 0,001:

$$\frac{C_{Accu,Max,+24h,"0"} - C_{Accu,Max,+24h,"1"}}{C_{Accu,Nom}} < \epsilon \quad (3)$$

$$\frac{C_{Accu,Max,+24h,"0"} - C_{Accu,Max,+24h,"2"}}{C_{Accu,Nom}} < \epsilon \quad (4)$$



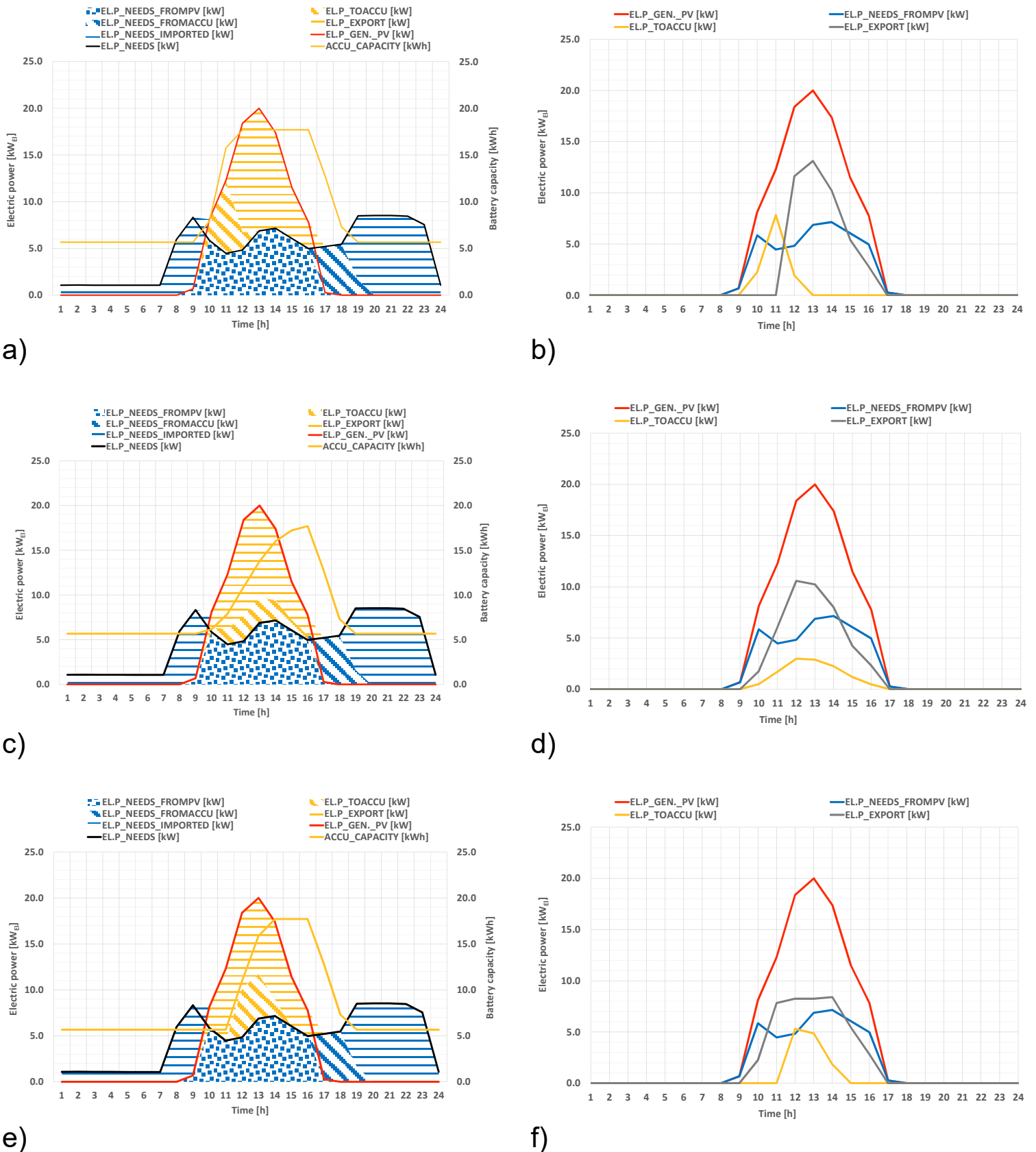
## LE STRATEGIE DI CONTROLLO

- modalità di controllo "0": costituisce la strategia di regolazione di riferimento, caratterizzata da un accumulo prioritario e non programmato. L'energia elettrica prodotta in esubero dal campo fotovoltaico viene inviata al sistema d'accumulo elettrochimico e, in caso di raggiunta massima capacità, viene esportata alla rete elettrica nazionale. Nelle Figure 3a e 3b è illustrata la ripartizione della potenza elettrica distribuita nel corso della giornata, dalle quali è evidente la rapidità con cui la batteria giunge alla massima capacità e il conseguente rilevante picco d'esportazione verso la rete nazionale. Per ridurre questo inconveniente sono state definite e valutate le strategie "1" e "2";
- modalità di controllo "1": è una strategia di controllo ad accumulo modulato in cui un algoritmo predittivo definisce direttamente la frazione in esubero di

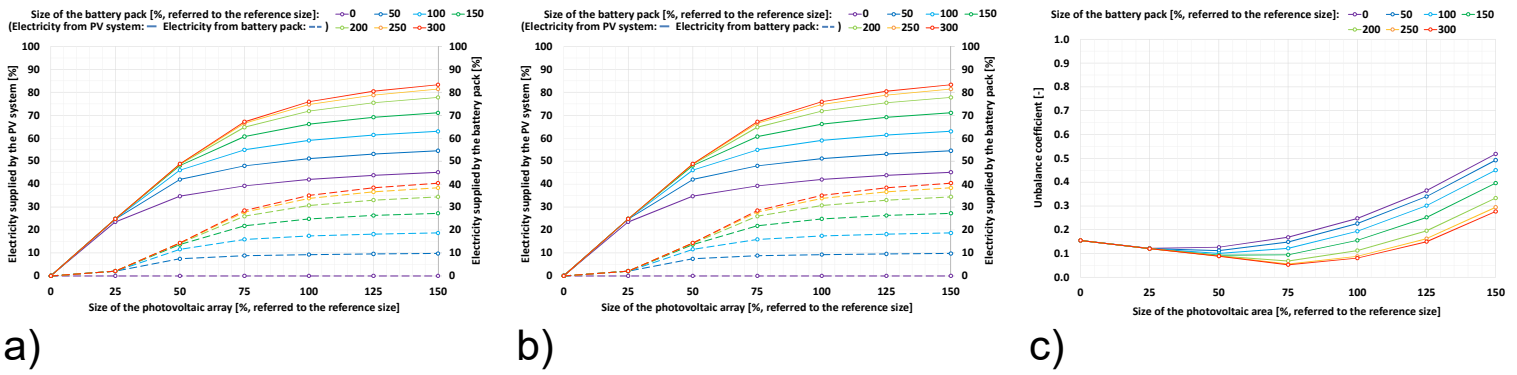
produzione fotovoltaica da inviare alla batteria, mirando a mantenere la batteria ricettiva anche nelle ore pomeridiane con l'invio alla rete di una quantità di energia proporzionale al surplus previsto nel corso della giornata. Questa strategia tende a imitare la forma "a campana" della produzione fotovoltaica, mantenendo il profilo di produzione e interfacciamento tipicamente associato dal gestore di rete agli impianti fotovoltaici, come emerge dalle Figure 3c e 3d;

- modalità di controllo "2": è una strategia di controllo ad accumulo modulato in cui un algoritmo predittivo mantiene la potenza esportata dall'impianto al di sotto di una potenza di soglia variabile di giorno in giorno e pari a  $r_2 \cdot P_{PV,Size}$ . In tal modo il profilo d'esportazione non mantiene la forma tipica per gli impianti fotovoltaici, ma vengono limitati drasticamente i picchi d'esportazione, come evidente nelle Figure 3e e 3f.

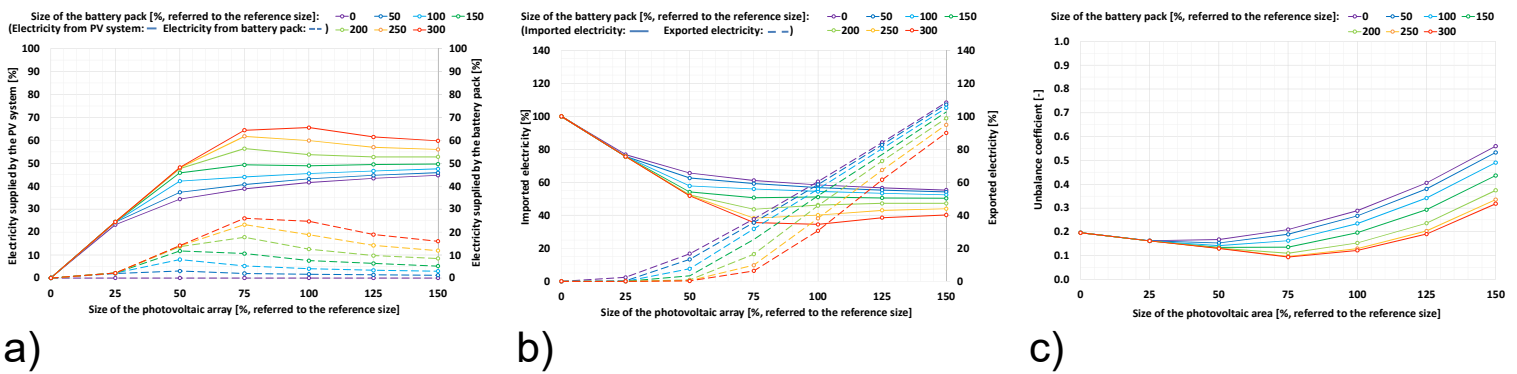
Figura 3 – Confronto tra le 3 modalità di controllo considerate



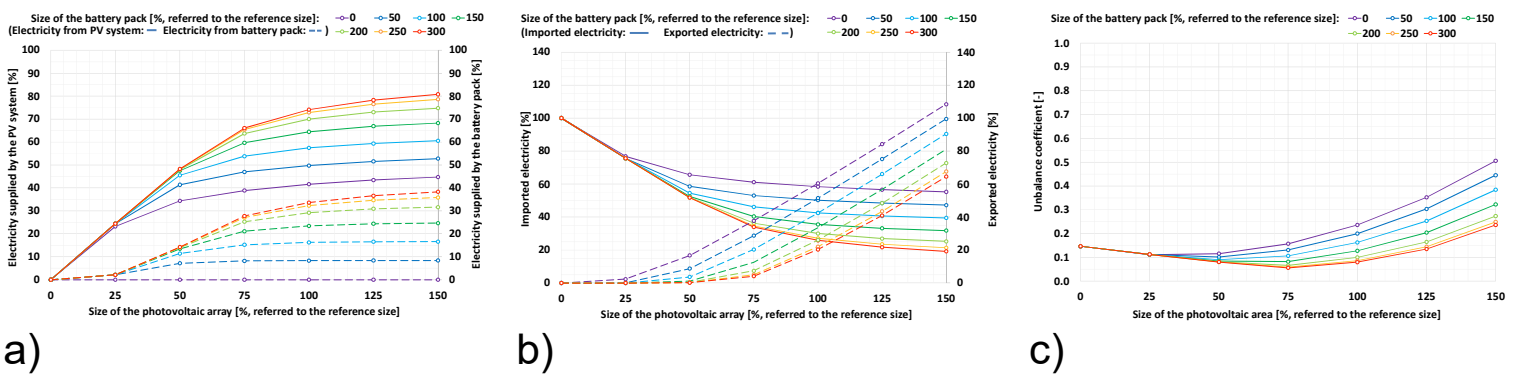
**Figura 4 – Strategia di controllo “0”:** frazioni annuali di energia elettrica fornite direttamente all’utenza da parte dell’intero sistema fotovoltaico e da parte del solo accumulo elettrochimico (a), frazioni di energia elettrica importate ed esportate (b) ed entità dello sbilanciamento quadratico (c)



**Figura 5 – Strategia di controllo “1”:** frazioni annuali di energia elettrica fornite direttamente all’utenza da parte dell’intero sistema fotovoltaico e da parte del solo accumulo elettrochimico (a), frazioni di energia elettrica importate ed esportate (b) ed entità dello sbilanciamento quadratico (c)



**Figura 6 – Strategia di controllo “2”:** frazioni annuali di energia elettrica fornite direttamente all’utenza da parte dell’intero sistema fotovoltaico e da parte del solo accumulo elettrochimico (a), frazioni di energia elettrica importate ed esportate (b) ed entità dello sbilanciamento quadratico (c)



### Le strategie di regolazione

Nel corso dell’analisi sono stati implementati i controlli di pompa di calore e impianto fotovoltaico.

### La strategia di regolazione della pompa di calore

La modalità di controllo assunta per la pompa di calore ne impone l’accensione e lo spegnimento

in funzione del corrente prezzo dell’energia elettrica, attraverso il confronto tra questo e due valori di soglia predefiniti,  $C_{EI,ON,Max}$  e  $C_{EI,OFF,Min}$  (con  $C_{EI,ON,Max} < C_{EI,OFF,Min}$ ), che rappresentano il prezzo dell’energia elettrica rispettivamente massimo per l’accensione forzata e minimo per lo spegnimento forzato, secondo la seguente logica:

- $C_{EI,h} < C_{EI,ON,Max}$ : la pompa di calore viene

forzatamente accesa, compatibilmente con la disponibilità degli accumuli termici a essere ulteriormente caricati;

- $C_{EI,h} > C_{EI,OFF,Min}$ : la pompa di calore viene forzatamente spenta, a meno dell’eventuale necessità di ricaricare gli accumuli termici;

- $C_{Ei,ON,Max} < C_{Ei,h} < C_{Ei,OFF,Min}$ : la pompa di calore si accende/spenge solo in base ai livelli termici dei serbatoi.

I valori di  $C_{Ei,ON,Max}$  e  $C_{Ei,OFF,Min}$  sono stati calcolati partendo dalla distribuzione di Gauss che approssima il diagramma delle frequenze di accadimento dei costi orari dell'energia elettrica e sono posti a  $\pm 0,3\sigma$  rispetto al valore medio annuale, così da coprire in modo sufficientemente equilibrato le tre condizioni operative considerate. Maggiori dettagli sono disponibili in (Schibuola et al. 2015).

## La strategia di regolazione dell'impianto fotovoltaico

Per l'impianto fotovoltaico sono state considerate 3 modalità di regolazione, che si distinguono per la modalità di utilizzo dell'energia elettrica sovrapprodotta dal campo fotovoltaico, in quanto se il campo fotovoltaico riesce a far fronte al corrente consumo di energia elettrica, il surplus può essere esportato o riversato nell'accumulo elettrochimico in base a specifiche strategie atte ad attenuare l'entità dell'interazione tra utenza e rete elettrica nazionale. Sono state individuate tre strategie di controllo, quella di riferimento, "0", con priorità d'invio all'accumulo elettrochimico, e due ad accumulo modulato, "1" e "2", che utilizzano algoritmi predittivi che eseguono una simulazione oraria semplificata dei flussi energetici coinvolti nell'azione del sistema fotovoltaico nelle successive 24 ore.

## Risultati

Nelle Figure 4, 5 e 6 sono illustrati i risultati ottenuti per ciascuna strategia di controllo in relazione ai seguenti parametri:

- entità dell'autoconsumo e frazione del fabbisogno coperta dall'accumulo elettrochimico;
- entità delle importazioni/esportazioni;
- entità dello sbilanciamento indotto sulla rete,  $k$ , calcolato secondo l'equazione 5, con  $P_{Needs,Max} = 15,6$  kW e  $n$  pari al numero di ore in cui è verificata la disequazione 6. La definizione di  $k$  utilizza una potenza quadrata in modo da dare maggior risalto agli eventi di importazione/esportazione di maggiore entità:

$$k = \frac{\sum_{h=1}^{8760} \left( \frac{P_{Imp,h} + P_{Exp,h}}{P_{Needs,Max}} \right)^2}{P_{Imp,h} + P_{Exp,h} > 0} \quad (5)$$

In particolare, il confronto tra le Figure 4a, 5a e 6a mostra che la strategia di regolazione "0" assicura il massimo sfruttamento dell'energia fotovoltaica prodotta, in particolare rispetto alla strategia "1", che dimostra un livello di autonomia globale significativamente inferiore, indice di uno scarso sfruttamento dell'accumulo elettrochimico. La strategia "2" assicura invece livelli di autonomia globale inferiori di pochi punti percentuali rispetto a quelli della strategia "0". Questi risultati sono confermati dalle Figure 4.b, 5.b e 6.b, che testimoniano l'elevato grado di esportazione, e quindi d'importazione, connesso all'uso della strategia "1". Le Figure 4c, 5c e 6c, relative alla limitazione delle potenze elettriche scambiate con la rete nazionale in importazione ed esportazione, mostrano che la strategia di controllo "2" abbatte del 25% il coefficiente di sbilanciamento, soprattutto nel caso di configurazioni contraddistinte da grande capacità delle batterie e confermano che la strategia di controllo "1" ha scarsa capacità di sfruttamento delle potenzialità dell'accumulo. Si osservi che in tutte e tre

le modalità di controllo il minimo dello sbilanciamento viene ottenuto dimensionando il campo fotovoltaico al 75% di quanto necessario per produrre l'intera energia elettrica annualmente richiesta dall'edificio simulato.

## CONCLUSIONI

Lo studio presentato dimostra come adeguate strategie di controllo possano significativamente attenuare gli sbilanciamenti elettrici indotti sulla rete nazionale da parte di edifici climatizzati da pompa di calore e dotati di impianto fotovoltaico supportato da accumulo elettrochimico. Risulta quindi chiaro il vantaggio di incentivare la diffusione di sistemi di controllo integrato dei sistemi fotovoltaici che operano in sovrapposizione al sistema di gestione della pompa di calore SG ready operante sulla base del prezzo corrente dell'energia elettrica. Nell'analisi illustrata, la strategia di controllo migliore appare la strategia "2" e cioè quella che fissa una potenza massima in esportazione determinata, giorno per giorno, in funzione dei consumi energetici e della producibilità fotovoltaica previsti nelle 24 ore successive, capace di abbattere fino al 25% lo sbilanciamento tra l'edificio e la rete elettrica, assicurando contemporaneamente un'elevata quota di autoconsumo dell'energia prodotta. I recenti progressi delle tecnologie domotiche permettono un'agevole realizzazione di tale dispositivo di controllo a costi accessibili. ■

\* *Luigi Schibuola*, Università IUAV di Venezia – Membro del Consiglio Direttivo di AiCARR  
*Massimiliano Scarpa*, Università IUAV di Venezia – Socio AiCARR  
*Chiara Tambani*, Università IUAV di Venezia

## BIBLIOGRAFIA

- Eltawil M.A., Zhao Z. 2010. Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 112–129.
- Schibuola L., Scarpa M., Tambani C. 2013. A Design Tool To Assess The Exploitation Of Renewable Energy In: Buildings. *Proceedings of BS2013, Chambéry*, 3120–3127.
- Schibuola L., Scarpa M., Tambani C. 2015. Demand response management by means of heat pumps controlled via real time pricing. *Energy and Buildings*, 90, 15–28.
- Wang S., Xue X., Yan, C. 2014. Building power demand response methods toward smart grid. *HVAC&R Research*, 20(6), 665–687.

## WEBGRAFIA

- [1] <https://emp.lbl.gov/sites/default/files/report-lbnl-1252d.pdf>
- [2] [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-\(275\)/#1](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-(275)/#1) (in tedesco).
- [3] [https://www.gse.it/normativa\\_site/GSE%20Documenti%20normativa/LOMBARDIA\\_DGR\\_nX4769\\_\\_28\\_01\\_2016.pdf](https://www.gse.it/normativa_site/GSE%20Documenti%20normativa/LOMBARDIA_DGR_nX4769__28_01_2016.pdf)
- [4] <https://arena.gov.au/assets/2015/07/AECOM-Energy-Storage-Study.pdf>
- [5] <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/workinggroup/transportation/evworkshop/pdf/maples.pdf>
- [6] <https://about.bnef.com/blog/bloomberg-new-energy-finance-league-table-results-2010/>
- [7] <https://www.navigantresearch.com/>
- [8] <http://www.irena.org/publications/2015/Jan/Battery-Storage-for-Renewables-Market-Status-and-Technology-Outlook>
- [9] <http://reneweconomy.com.au/2014/citigroup-solar-battery-storage-socket-parity-in-years-57151>
- [10] <https://energyplus.net/>
- [11] <https://energyplus.net/weather>