



Ricerca di Sistema elettrico

Sintesi di un ciclo di riferimento per un sistema di accumulo collegato in un nodo MT

L. Bartolucci, S. Cordiner, V. Mulone, M. Santarelli

SINTESI DI UN CICLO DI RIFERIMENTO PER UN SISTEMA DI ACCUMULO COLLEGATO IN UN NODO MT

L. Bartolucci, S. Cordiner, V. Mulone, M. Santarelli (Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Roma "Tor Vergata")

Settembre 2018

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2017

Area: Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Progetto: Sistemi di accumulo di energia per il sistema elettrico

Obiettivo: Studio dei fenomeni di invecchiamento, sicurezza e second life - Prove di sicurezza delle batterie

Responsabile del Progetto: Pier Paolo Prosini, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Studio sperimentale-numerico di cicli di prova per dispositivi di storage elettrochimico integrati in sistemi ibridi a MT per l'integrazione della produzione da rinnovabili"

Responsabile scientifico ENEA: Manlio Pasquali

Responsabile scientifico Università di Tor Vergata: Prof. Vincenzo Mulone

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	5
2.1 CASO STUDIO: SISTEMA IBRIDO HRES PER L'EDIFICIO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE DELL'UNIVERSITÀ DI ROMA TOR VERGATA.....	5
2.2 DIMENSIONAMENTO DEL HRES PER L'EDIFICIO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE DELL'UNIVERSITÀ DI ROMA TOR VERGATA.....	7
2.3 CRITERI DI SELEZIONE DELLE GIORNATE CARATTERISTICHE E DEFINIZIONE PROFILI DI CARICO PER L'ACCUMULATORE ELETTOCHIMICO.....	11
3 CONCLUSIONI.....	18
4 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	18
5 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	19

Sommario

Il presente Rapporto Tecnico riguarda la definizione di un ciclo di carico rappresentativo per sistemi di stoccaggio elettrochimico. In particolare si è fatto riferimento allo studio del nodo di MT dell'edificio di Ingegneria Industriale dell'Università di Roma Tor Vergata, di cui sono risultati disponibili i dati di potenza elettrica richiesta durante l'intero anno 2015 con accuratezza di 15 min. Le caratteristiche dell'utenza sono assimilabili a una tipologia di tipo terziario, con consumi prevalenti durante i giorni feriali nelle ore diurne.

A partire da un'analisi accurata dei dati a disposizione, si è proceduto, tramite modello Matlab-Simulink validato mediante confronto con dati sperimentali, allo studio del dimensionamento di un sistema ibrido HRES grid-connected con impianto PV e accumulatore per integrazione energetica delle fonti rinnovabili, in modo da valutare i flussi energetici alla batteria durante l'intero anno.

Sono quindi stati definiti una serie di cicli di riferimento (benchmark) per un sistema di accumulo inserito nel nodo in questione, con l'obiettivo di poter testare moduli di celle in second-life in successive prove di laboratorio. I cicli sono caratterizzati da condizioni di stress medie e particolarmente gravose, tra quelle studiate, ed è stata proposta una metodologia per l'estrazione dei cicli rappresentativi a partire dai dati giornalieri.

I cicli di carico definiti sono caratterizzati da notevole variabilità della corrente, ed è quindi importante ai fini della caratterizzazione della batteria, soprattutto per sistemi second-life, tenere conto delle condizioni reali di utilizzo.

1 Introduzione

L'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili (RES, Renewable Energy Sources) nel portfolio energetico nazionale si può realizzare implementando in maniera sempre più efficace il concetto di generazione distribuita (Distributed Generation, DG) [1,2]. Nel contesto della DG, si è sviluppato nel corso degli ultimi anni il concetto di sistema ibrido (Hybrid Renewable Energy Systems, HRES), caratterizzato dall'integrazione di un sistema di generazione da rinnovabili, tipicamente nel caso italiano un impianto fotovoltaico (PV), con un sistema di stoccaggio a breve termine basato su pacco batterie per integrazione energetica ed opzionalmente un sistema di produzione/stoccaggio/conversione di H₂ basato su elettrolizzatore/serbatoi in pressione/fuel cell per lo stoccaggio energetico stagionale [3]. Nei sistemi HRES è dunque sempre presente un accumulatore elettrochimico, che lavora in modo da fornire potenza al carico integrando la potenza generata dall'impianto PV. Inoltre, i sistemi HRES grid-connected prevedono la possibilità di scambiare energia con la rete nelle due direzioni in modo da evitare sovradimensionamenti dei sottosistemi altrimenti necessari per fare fronte ai sovraccarichi e alla sovra-produzione da fonti rinnovabili intermittenti.

In questo RT si descrivono le attività condotte nel 2017 sulla definizione di cicli di carico reali per accumulatori elettrochimici in "second life" integrati in sistemi di Media Tensione. Le attività descritte partono dalle conclusioni tratte dal report del 2015 [4], dove era stato affrontato il problema della definizione di cicli di carico reali per accumulatori elettrochimici inseriti in sistemi di piccola scala, (dell'ordine di 3 kW di potenza massima), in grado di fare fronte al carico elettrico per un singolo appartamento.

Nel 2017 si è affrontato lo scale-up del sistema, basandosi su dati di carico reali misurati nell'edificio di Ingegneria Industriale dell'Università di Roma "Tor Vergata", facendo ancora riferimento a sistemi "second-life". A tale scopo si è dapprima affrontato il dimensionamento del sistema, basandosi su un modello già validato mediante confronto con dati sperimentali acquisiti presso il laboratorio del Dipartimento di Ingegneria Industriale [4], caratterizzando l'accumulatore elettrochimico all'interno di un sistema per bassa tensione. La logica di controllo del sistema è stata definita secondo regole [5,6], considerando un sistema grid-connected in grado di scambiare energia con la rete nelle due direzioni. I dati meteo sono stati acquisiti mediante la stazione installata presso il Dipartimento di Ingegneria Industriale nel 2015.

L'obiettivo finale è consistito nella definizione di cicli per accumulatori elettrochimici inseriti in sistemi HRES per la generazione distribuita connessi con la rete di Media Tensione in riferimento alla città di Roma dal punto di vista delle condizioni meteo e del profilo di carico. Si è fatto riferimento a condizioni di carico medio, così come a condizioni di carico particolarmente gravoso, ponendo in dovuta evidenza le situazioni di stress potenzialmente affrontate dagli accumulatori durante il normale funzionamento per l'integrazione energetica delle fonti rinnovabili.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1 *Caso studio: sistema ibrido HRES per l'edificio di Ingegneria Industriale dell'Università di Roma Tor Vergata*

Il sistema descritto fa riferimento allo stabile dove ha sede il dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Roma Tor Vergata all'interno del complesso edilizio della macroarea di Ingegneria, che si estende per una superficie di 1800 m² su quattro piani incluso il piano terra (Figure 1-4). Nei piani primo, secondo e terzo gli spazi interni, suddivisi in "lato A" e "lato B", sono principalmente adibiti ad uffici per il personale docente e ricercatori, mentre al piano terra si trovano le stanze dedicate alla segreteria (lato B), un archivio e una biblioteca (lato A). L'edificio è inoltre dotato di alcune aule adibite alla didattica e di alcuni laboratori.



Figura 1 -Pianta piano terra edificio Ingegneria Industriale Università di Roma Tor Vergata.

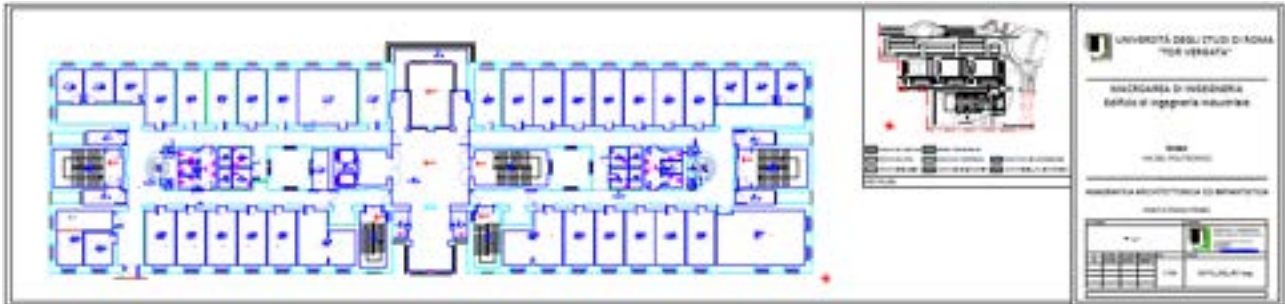


Figura 2 - Pianta primo piano edificio Ingegneria Industriale Università di Roma Tor Vergata.

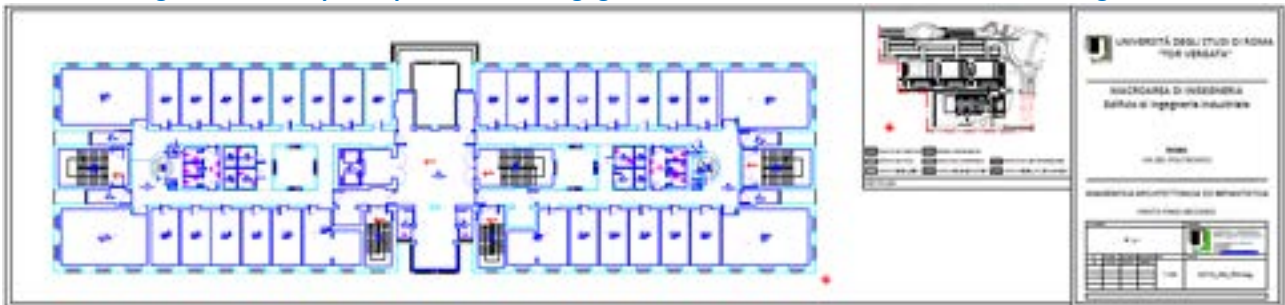


Figura 3 - Pianta secondo piano edificio Ingegneria Industriale Università di Roma Tor Vergata.

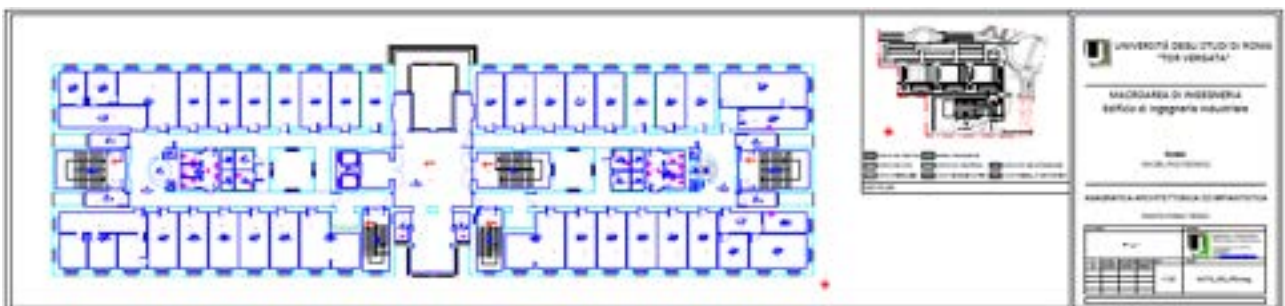


Figura 4 - Pianta terzo piano edificio Ingegneria Industriale Università di Roma Tor Vergata.

La richiesta energetica dell'edificio è dovuta principalmente ai sistemi di sollevamento (ascensori), al pompaggio del fluido termovettore, agli impianti di illuminazione e idraulici, e agli assorbimenti di computer e stampanti per lavoro di ufficio e calcolo.

I consumi energetici sono stati rilevati per un anno, con accuratezza di 15 minuti, dettagliatamente per lato (A-B) di ogni singolo piano, considerati da qui in poi per l'intero edificio (a titolo di esempio riportati in Figura 5 per la giornata del 19/04/2015). Si sottolinea che nelle valutazioni descritte è assente il carico di condizionamento, in quanto fornito dalla centrale termica posta in un altro edificio, mentre viene considerato il carico richiesto dagli impianti di pompaggio dei fluidi termovettori.

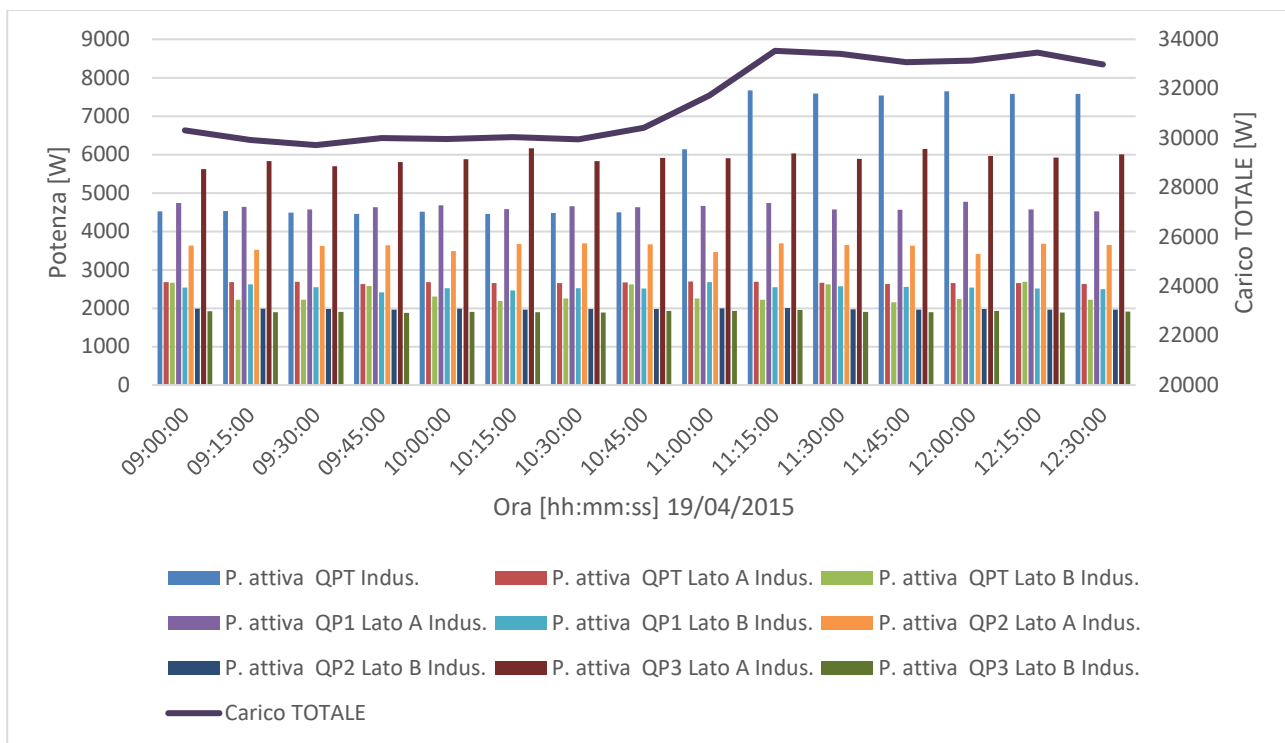


Figura 5 - Andamento del carico richiesto nelle diverse sezioni dell'edificio di Ingegneria Industriale nella giornata del 19/04/2015

Il sistema HRES in analisi è caratterizzato dal layout riportato in Figura 6 ed è della tipologia grid-connected, che prevede un'architettura in parallelo tra accumulatori e impianto fotovoltaico e un collegamento al carico tramite inverter.



Figura 6 –Layout del sistema ibrido HRES per integrazione delle fonti rinnovabili.

2.2 Dimensionamento del HRES per l'edificio di Ingegneria Industriale dell'Università di Roma Tor Vergata

Il comportamento del sistema HRES è stato rappresentato mediante un modello implementato su Matlab-Simulink, la cui validazione è già stata descritta in lavori pubblicati in letteratura [4,6] e nei rapporti precedenti PAR 2014 [8] e PAR 2015 [7]. In particolare il modello di accumulatore al litio già validato in [3,8], e il modello di impianto PV già validato in [8] si sono ritenuti sufficientemente accurati in merito allo scopo del presente RT.

I dati per la valutazione della potenza generata dall'impianto PV sono stati acquisiti presso la stazione meteo installata sul tetto del medesimo edificio del Dipartimento di Ingegneria Industriale, equipaggiata con array di fotodiodi per la misura della radiazione diretta, diffusa e globale. Sia i dati del carico elettrico e meteo fanno riferimento all'anno solare 2015. I dati meteo sono stati acquisiti con campionamento temporale di 10s, mentre i calcoli con il modello Matlab-Simulink sono stati effettuati con un passo temporale di 20s.

Il sistema è stato dapprima valutato in merito al dimensionamento dell'accumulatore elettrochimico al variare della taglia dell'impianto fotovoltaico, espressa in termini di coefficiente di dimensionamento $I_{size}^{-1} = E_{PV} / E_{carico}$ – dove E_{PV} è l'energia rinnovabile disponibile prodotta dall'impianto PV e E_{carico} è l'energia richiesta dal carico durante l'intero anno. Sono stati dunque esaminati diversi dimensionamenti in termini di capacità degli accumulatori mediante il parametro normalizzato $BESS_{size} = E_{BESS} / E_{carico,media}$ dove E_{BESS} è la capacità dell'accumulatore e $E_{carico,media}$ è l'energia richiesta dal carico in media durante una singola giornata.

Il modulo base della batteria considerato è caratterizzato da una tensione nominale di 360V [9] e una capacità di 13 kWh. La massima profondità di scarica è stata assunta pari al 40% in modo da garantire un compromesso ragionevole tra costi di investimento e durata degli accumulatori.

In

Figura 7 è riportato l'effetto dei parametri di dimensionamento I_{size}^{-1} e $BESS_{size}$ sull'energia acquistata dalla rete e venduta alla rete in termini percentuali rispetto al carico annuale richiesto dall'edificio.

Si può notare come, per dimensionamenti ridotti dell'impianto PV, tali parametri siano sostanzialmente indifferenti al dimensionamento dell'accumulatore, dato l'esiguo eccesso di produzione, con frazioni elevate di energia comprata dalla rete. Dimensionamenti maggiori dell'impianto PV richiedono l'impiego di maggiori capacità di accumulo, osservando tuttavia un effetto di saturazione ad alti $BESS_{size}$. Sostanzialmente risulta non conveniente dimensionare la batteria al disopra di un $BESS_{size}$ limite pari a 0.22, corrispondente a 240 kWh di capacità totale, implementabile con 18 sistemi da 13 kWh. L'analisi dell'indice di autoconsumo, riportato in Figura 8, fa emergere come dimensionamenti eccessivi dell'impianto PV portino ad una limitata attitudine a consumare l'energia prodotta da rinnovabili per soddisfare il carico dell'edificio, indipendentemente dalla capacità della batteria. Per tale ragione, come compromesso tra la riduzione dell'energia comprata dalla rete e la capacità di autoconsumare in loco l'energia prodotta da fotovoltaico, si sono scelti valori di $I_{size}^{-1} = 0.6$, corrispondente a 220kWp, e $BESS_{size} = 0.22$.

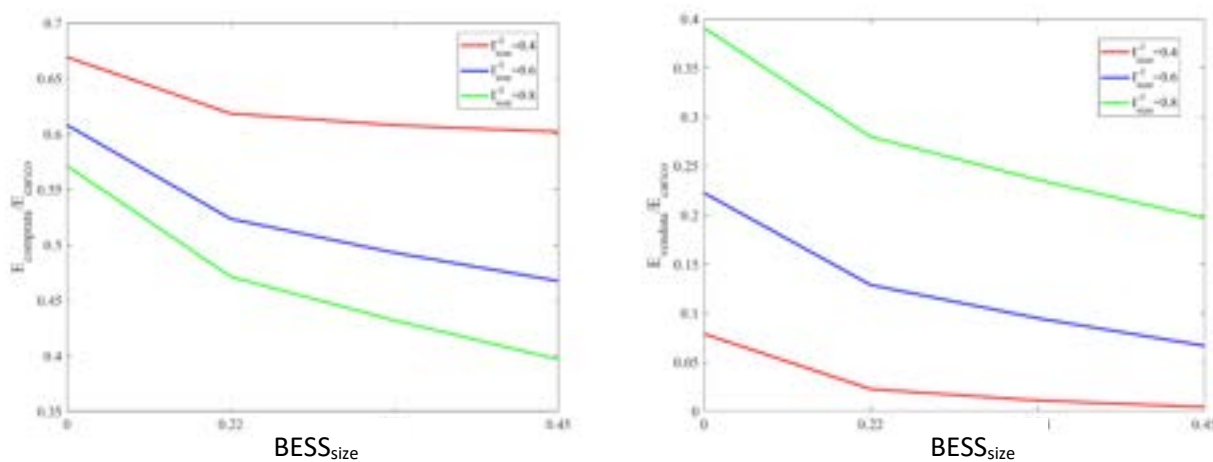


Figura 7. Andamento dell'energia comprata/venduta $E_{comprata}/E_{carico}$ al variare della taglia della batteria normalizzata $BESS_{size}$ e della taglia dell'impianto PV normalizzata I_{size}^{-1} .

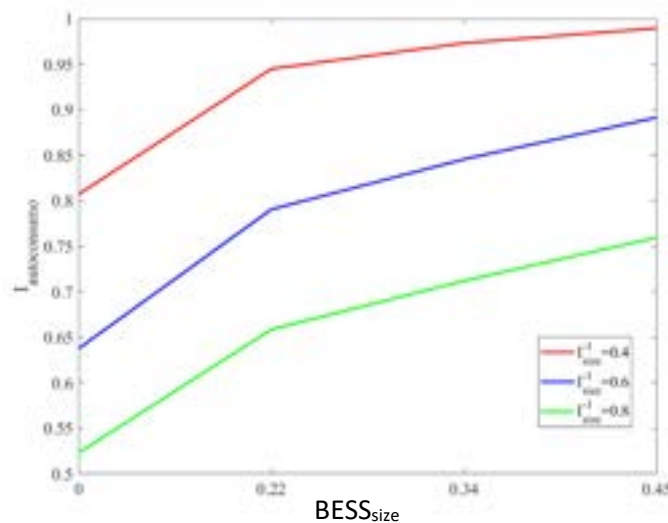


Figura 8. Andamento dell'indice di autoconsumo al variare di $BESS_{size}$ e di I_{size}^{-1} .

Nelle Figure 9-11 sono riportati gli andamenti dello stato di carica (SoC) durante l'anno (8760h dal 1/1/2015 al 31/1/2015) al variare sia del parametro di dimensionamento dell'impianto PV I_{size}^{-1} , sia della capacità di accumulo. Risulta evidente come il sottodimensionamento dell'impianto PV porti a uno sfruttamento poco omogeneo della batteria, soprattutto nella stagione invernale, indipendentemente dal valore della capacità. E' altresì evidente come i due dimensionamenti I_{size}^{-1} 0.6 e 0.8 siano paragonabili dal punto di vista del profilo di SoC durante l'anno, che risulta un ulteriore elemento a supporto della scelta del dimensionamento intermedio $I_{size}^{-1}=0.6$.

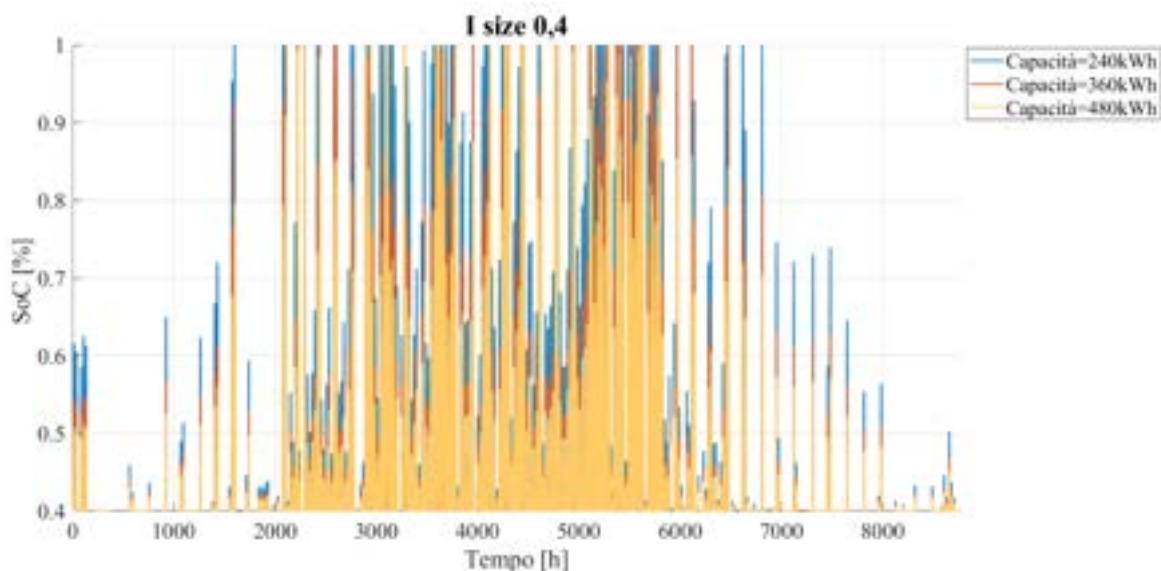


Figura 9. Profilo di SoC durante l'anno 2015 per $I_{size}^{-1}=0.4$ al variare della capacità della batteria.

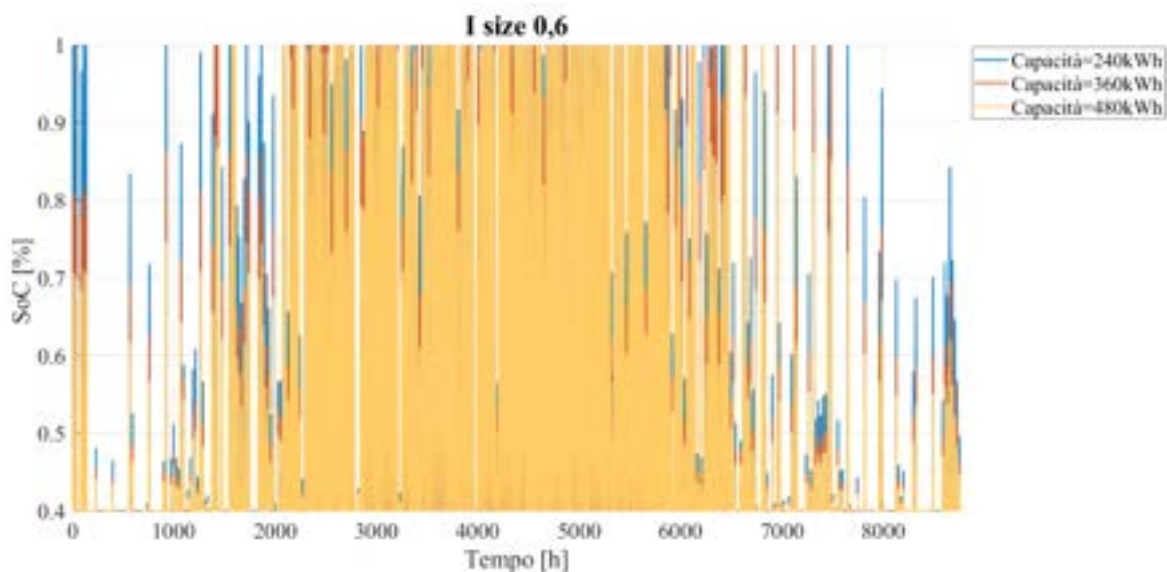


Figura 10. Profilo di SoC durante l'anno 2015 per $Isize^{-1}=0.6$ al variare della capacità della batteria.

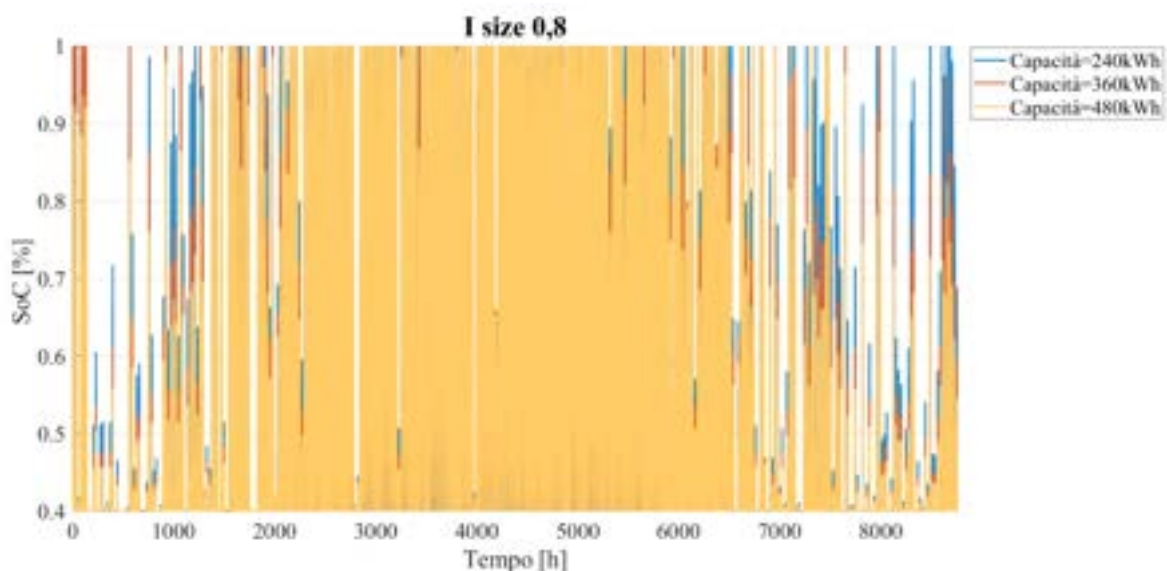


Figura 11. Profilo di SoC durante l'anno 2015 per $Isize^{-1}=0.8$ al variare della capacità della batteria.

Sono invece riportati in Figura 12 i profili relativi a una settimana primaverile del 2015, al variare dei parametri di dimensionamento principali, dove risulta evidente la grande variabilità del range di stato di carica della batteria in funzione della particolare situazione meteorologica e di carico.

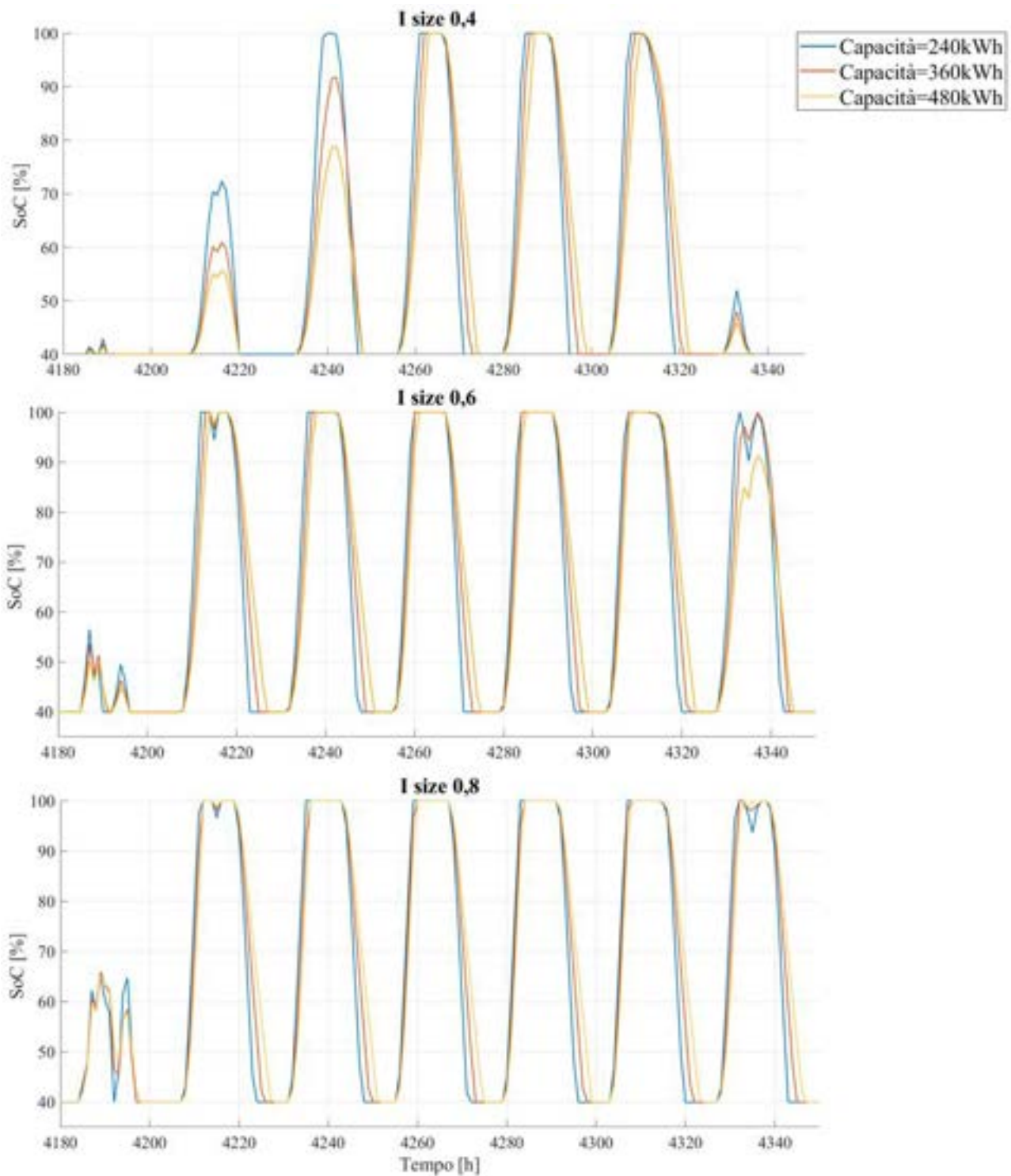


Figura 12. Profili di SoC durante una settimana primaverile del 2015 per $I_{size}^{-1}=0.4$, $I_{size}^{-1}=0.6$, $I_{size}^{-1}=0.8$ al variare della capacità della batteria.

2.3 Criteri di selezione delle giornate caratteristiche e definizione profili di carico per l'accumulatore elettrochimico

Una volta caratterizzato l'andamento annuale delle grandezze caratteristiche significative al variare delle stagioni, si è individuato un criterio per la selezione delle giornate rappresentative dal punto di vista del comportamento dell'accumulatore. A tale scopo sono stati definiti tre parametri principali di interesse:

- Il parametro I_{batt}^2 / I_{batt}^2 definisce in ogni giornata la corrente media quadratica alla batteria, normalizzata rispetto alla corrente quadratica media della stagione di riferimento (Figura 12).
- Il parametro E_{PV} / E_{PV} definisce in ogni giornata l'energia prodotta dall'impianto PV rispetto all'energia prodotta media nella stagione di riferimento (Figura 13).
- Il parametro $|dG/dt|$ definisce l'entità della variabilità della radiazione totale solare in ogni giornata in media (Figura 14).

I primi due parametri consentono di selezionare sinteticamente le giornate caratterizzate da un comportamento "medio" del sistema in base all'entità del carico alla batteria I_{batt}^2 / I_{batt}^2 e della produzione di energia da parte dell'impianto PV. Le quattro giornate rappresentative medie (una per stagione) evidenziate in Figura 13 e Figura 14 presentano contemporaneamente i due parametri con valori circa unitari, ed hanno quindi caratteristiche per definizione medie rispetto al comportamento stagionale. Sono inoltre riportati nelle figure parametri stagionali e le deviazioni standard. D'altro canto, è utile individuare le giornate rappresentative peggiori dal punto di vista della sollecitazione dell'accumulatore, selezionando altre quattro giornate (una per stagione evidenziate in Figura 15) in cui il valore del parametro $|dG/dt|$ risulta massimo.

Day	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1	4.318	2.961	4.338	1.120	1.308	1.137	0.961	0.994	1.166	1.939	1.717	0.088	
2	4.316	0.315	0.005	1.120	1.302	1.430	1.136	1.062	1.064	4.578	1.968	0.000	
3	0.014	0.055	4.317	0.363	1.295	1.171	0.781	1.009	0.762	4.392	1.296	0.021	
4	4.347	0.050	0.200	0.101	1.120	1.138	0.955	1.031	1.114	2.177	1.961	2.234	
5	4.325	0.000	0.000	1.117	1.148	1.196	1.243	1.042	1.005	4.511	1.660	0.288	
6	4.318	0.002	4.356	1.172	1.130	1.248	0.985	1.108	1.249	4.915	4.420	0.274	
7	0.000	1.292	4.334	1.274	1.241	1.108	0.854	0.934	1.206	4.471	4.387	0.267	
8	0.000	4.331	4.329	1.121	1.026	1.241	1.140	0.796	0.566	0.091	0.756	0.004	
9	0.086	0.386	4.599	1.123	1.051	1.125	1.031	1.567	1.132	0.000	0.549	0.064	
10	0.268	1.211	4.433	1.124	1.299	1.291	0.902	1.036	0.685	4.577	1.346	0.242	
11	0.000	1.711	4.345	1.120	1.120	1.380	0.999	0.956	0.908	4.428	0.912	1.420	
12	0.067	1.850	5.022	1.121	1.121	1.037	1.442	0.954	1.064	0.169	0.668	1.811	
13	0.072	0.306	4.315	1.124	1.154	1.102	1.004	1.018	0.160	0.000	0.000	0.000	
14	0.007	4.366	4.206	1.120	0.025	0.066	0.939	1.000	1.134	2.454	4.384	0.021	
15	0.018	1.273	0.000	1.124	1.124	1.294	1.017	0.865	0.556	0.295	0.361	0.002	
16	0.129	0.000	0.000	1.120	0.981	1.451	1.011	0.940	0.985	4.814	0.011	0.000	
17	0.936	0.660	0.000	1.112	1.176	1.079	0.861	0.927	1.113	1.134	0.004	0.114	
18	0.000	1.844	4.694	1.121	1.121	1.059	0.970	1.038	0.987	0.191	0.711	0.012	
19	0.038	2.528	4.330	1.181	1.186	1.411	1.086	0.987	1.088	0.138	0.029	2.328	
20	0.000	3.233	4.781	1.120	1.201	0.988	0.910	1.007	1.025	0.001	0.000	4.625	
21	0.000	0.408	0.439	1.125	1.504	1.263	1.170	0.944	4.381	0.333	2.654	0.011	
22	0.000	4.122	0.282	1.167	1.180	1.266	0.986	0.996	5.064	1.747	0.000	0.045	
23	0.026	2.690	1.571	1.344	1.107	1.123	0.923	1.222	5.087	4.375	0.029	0.181	
24	4.541	0.514	0.027	1.122	1.348	0.960	0.837	1.061	4.397	3.985	0.287	0.642	
25	0.741	0.159	0.404	1.126	1.488	1.005	0.960	0.981	4.199	0.015	0.000	2.274	
26	0.019	0.136	0.683	0.001	1.146	1.052	1.136	0.976	4.528	0.008	0.025	1.755	
27	0.177	4.326	1.124	0.014	0.881	0.917	1.151	0.976	3.495	0.000	1.170	3.807	
28	0.207	4.533	1.124	1.180	1.081	0.994	0.870	0.933	4.385	2.078	4.377	2.581	
29	0.000		1.150	1.629	1.088	1.574	1.227	0.993	0.590	3.491	0.062	1.840	
30	0.000		1.125	1.035	1.191	1.040	0.901	1.063	0.600	0.582	0.122	1.069	
31	0.037		1.203		1.112		0.930	0.984		4.390		0.532	
	$I_{batt} = 1.2 A$		$I_{batt} = 2.4 A$			$I_{batt} = 2.4 A$			$I_{batt} = 1.2 A$				
	$\sigma_{batt} = 1.0$		$\sigma_{batt} = 1.8$			$\sigma_{batt} = 2.1$			$\sigma_{batt} = 0.9$				

Figura 13. Parametro I_{batt}^2 / I_{batt}^2 nelle giornate dell'anno solare 2015.

Day	E_{PV}/E_{in}													
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec		
1	0.988	0.872	1.550	1.039	0.973	1.308	1.266	1.132	0.804	1.276	1.138	0.886		
2	0.974	1.226	0.658	1.031	1.133	1.379	1.146	1.095	0.958	1.905	1.598	0.442		
3	0.263	0.619	1.873	0.346	1.213	1.362	1.258	1.154	0.583	1.393	1.543	0.670		
4	0.934	0.752	0.840	0.248	1.301	1.327	1.265	1.531	0.568	1.332	1.133	0.783		
5	0.997	0.132	0.257	1.051	0.897	1.038	1.165	1.129	0.821	1.500	1.080	0.482		
6	0.981	0.629	1.978	1.048	1.246	1.040	1.150	0.949	0.900	1.448	1.221	0.662		
7	0.548	0.829	1.962	1.038	1.236	0.787	1.235	0.992	0.727	1.796	1.243	0.450		
8	0.367	1.124	2.051	1.083	1.146	1.130	1.133	1.028	0.543	0.869	1.226	0.739		
9	0.883	1.272	1.979	1.080	1.189	1.379	1.105	0.557	0.892	0.264	0.869	0.830		
10	0.673	1.476	1.833	0.952	1.267	1.204	1.086	0.805	0.546	1.609	1.153	0.885		
11	0.235	1.445	1.725	1.064	1.258	0.991	1.201	1.117	0.930	1.788	1.158	0.864		
12	1.032	1.192	1.937	1.081	1.254	0.900	1.024	1.064	0.639	0.677	0.949	0.700		
13	1.023	0.861	1.987	0.979	1.008	1.003	1.179	0.974	0.473	0.424	0.139	0.613		
14	0.649	1.109	1.230	1.050	0.348	0.518	1.172	0.803	0.777	1.213	1.001	0.837		
15	0.818	0.861	0.309	1.131	0.602	1.018	1.197	0.606	0.553	0.970	1.084	0.713		
16	0.856	0.455	0.268	0.825	1.257	1.078	1.189	1.000	0.866	1.533	0.833	0.808		
17	0.748	1.247	0.580	1.005	1.290	1.425	1.233	1.128	0.687	0.659	0.589	0.833		
18	0.246	1.527	2.098	0.915	1.186	1.438	1.229	0.757	0.684	0.866	1.013	0.469		
19	0.853	1.372	2.064	1.125	0.851	1.079	1.202	1.046	0.567	0.941	0.448	0.812		
20	0.211	1.402	1.793	1.185	1.078	1.084	1.180	1.091	0.883	0.635	0.096	1.351		
21	0.202	0.767	0.396	1.162	0.855	1.241	1.007	1.109	2.166	1.161	0.703	0.890		
22	0.314	1.053	0.479	0.880	0.543	1.098	1.014	1.003	1.460	1.551	0.389	0.807		
23	0.646	1.576	0.704	1.027	0.710	0.716	1.096	0.589	2.051	1.325	0.690	0.864		
24	1.108	1.012	0.256	0.568	1.110	1.269	1.163	0.929	1.763	0.987	0.974	0.626		
25	0.659	0.885	0.657	0.877	1.066	1.323	1.148	1.077	1.959	0.970	0.193	0.851		
26	0.898	0.830	0.593	0.265	0.734	1.326	1.224	1.050	1.991	0.771	0.562	0.783		
27	1.168	1.786	0.941	0.165	1.408	1.253	1.212	1.038	1.397	0.361	0.974	0.935		
28	1.195	1.644	0.936	0.933	1.194	1.133	1.221	1.017	1.600	1.185	0.828	0.913		
29	0.438		0.741	0.981	1.179	1.087	1.088	1.022	1.057	1.186	0.876	0.845		
30	0.319		1.023	1.233	1.158	1.262	0.972	0.985	0.259	0.748	0.872	0.753		
31	0.486		0.992		1.211		1.095	0.948		1.328		0.609		
$E_{PV} = 111.78 \text{ kWh}$												$E_{PV} = 277.46 \text{ kWh}$	$E_{PV} = 302.82 \text{ kWh}$	$E_{PV} = 119.78 \text{ kWh}$
$\eta_{PV} = 57.1$												$\eta_{PV} = 82.1$	$\eta_{PV} = 67.8$	$\eta_{PV} = 54.1$

Figura 14. Parametro $\frac{E_{PV}}{E_{in}}$ nelle giornate dell'anno solare 2015.

Day	$ dG/dt $											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0.043	0.578	0.355	0.487	0.523	0.208	0.189	0.400	0.154	0.025	0.050	0.431
2	0.080	0.094	0.257	0.068	0.931	0.167	0.053	1.285	0.589	0.894	0.035	0.041
3	0.066	0.180	0.244	0.076	0.640	0.190	0.404	0.443	0.531	0.259	0.054	0.054
4	0.175	0.189	0.250	0.180	0.416	0.115	0.109	0.896	0.631	0.890	0.361	0.193
5	0.048	0.027	0.034	0.035	0.108	0.137	0.055	0.123	0.742	0.866	0.162	0.062
6	0.048	0.071	0.051	0.427	0.825	0.297	0.093	0.063	0.850	0.885	0.229	0.049
7	0.174	0.590	0.080	0.565	0.217	0.214	0.141	0.074	0.473	0.457	0.124	0.340
8	0.060	0.181	0.086	0.140	0.407	0.607	0.052	0.162	0.627	0.453	0.057	0.165
9	0.127	0.485	0.225	0.054	0.502	0.201	0.682	0.052	0.152	0.118	0.043	0.163
10	0.084	0.047	0.186	0.130	0.252	0.111	0.454	0.424	0.020	0.020	0.112	0.077
11	0.050	0.068	0.633	0.542	0.138	0.200	0.407	1.162	0.291	0.912	0.047	0.053
12	0.090	0.262	0.354	0.036	0.174	0.171	0.218	0.065	0.103	0.185	0.085	0.050
13	0.046	0.145	0.046	0.053	0.333	0.170	0.878	0.044	1.015	0.138	0.055	0.129
14	0.205	0.435	0.241	0.139	0.380	1.798	0.314	0.206	0.572	0.158	0.028	0.107
15	0.253	0.257	0.037	0.095	0.181	0.160	0.229	0.950	1.500	0.854	0.128	0.060
16	0.217	0.048	0.020	0.138	0.607	1.308	0.068	0.289	1.132	0.792	0.048	0.074
17	0.331	0.390	0.034	1.183	0.305	0.776	0.188	0.736	0.044	0.624	0.130	0.045
18	0.034	0.134	0.324	1.180	0.046	0.171	0.050	0.274	0.684	0.277	0.103	0.046
19	0.190	0.123	0.049	0.707	0.110	0.140	0.068	0.381	0.376	0.648	0.213	0.103
20	0.035	0.148	0.102	0.305	0.811	1.170	0.055	0.571	0.380	0.190	0.161	0.045
21	0.043	0.216	0.260	0.054	1.428	0.968	0.126	0.337	0.037	0.043	0.028	0.048
22	0.035	0.082	0.051	0.171	0.480	0.428	0.082	0.046	0.093	0.147	0.162	0.088
23	0.229	0.260	0.346	1.789	0.217	0.951	0.056	0.625	1.500	0.051	0.253	0.051
24	0.130	0.580	0.451	0.687	0.104	0.974	0.272	1.327	0.379	0.047	0.265	0.155
25	0.052	0.127	0.410	0.424	0.390	0.453	0.746	0.828	0.331	0.162	0.074	0.087
26	0.085	0.139	0.182	0.449	0.887	0.498	1.239	0.044	0.189	0.186	0.037	0.055
27	0.095	0.052	0.278	0.081	0.140	0.159	0.286	0.108	0.378	0.102	0.280	0.046
28	0.065	0.287	0.163	0.189	0.050	0.288	0.682	0.043	0.211	0.051	0.052	0.048
29	0.104		0.185	1.144	0.009	0.413	0.063	0.042	0.308	0.546	0.068	0.111
30	0.126		0.889	0.981	0.130	0.922	0.412	0.041	0.342	0.487	0.128	0.053
31	0.178		1.171		0.086		0.554	0.053		0.074		0.290

Figura 15. Parametro $|dG/dt|$ nelle giornate dell'anno solare 2015.

Sono riportati in Figura 16 e Figura 17 l'andamento della potenza del carico, del PV e scambiata con la batteria, e lo stato di carica, per le giornate rappresentative invernale rispettivamente media, e peggiore. E' importante sottolineare il fatto che le potenze si riferiscano a quelle scambiate da un solo elemento del sistema di accumulo. Risulta evidente come già le condizioni medie siano critiche per il carico alla batteria, e

come la giornata peggiore selezionata dia luogo a elevate correnti di carica e scarica in condizioni di stato di carica molto ridotto, che risulta quasi costantemente pari al 40% per tutta la giornata.

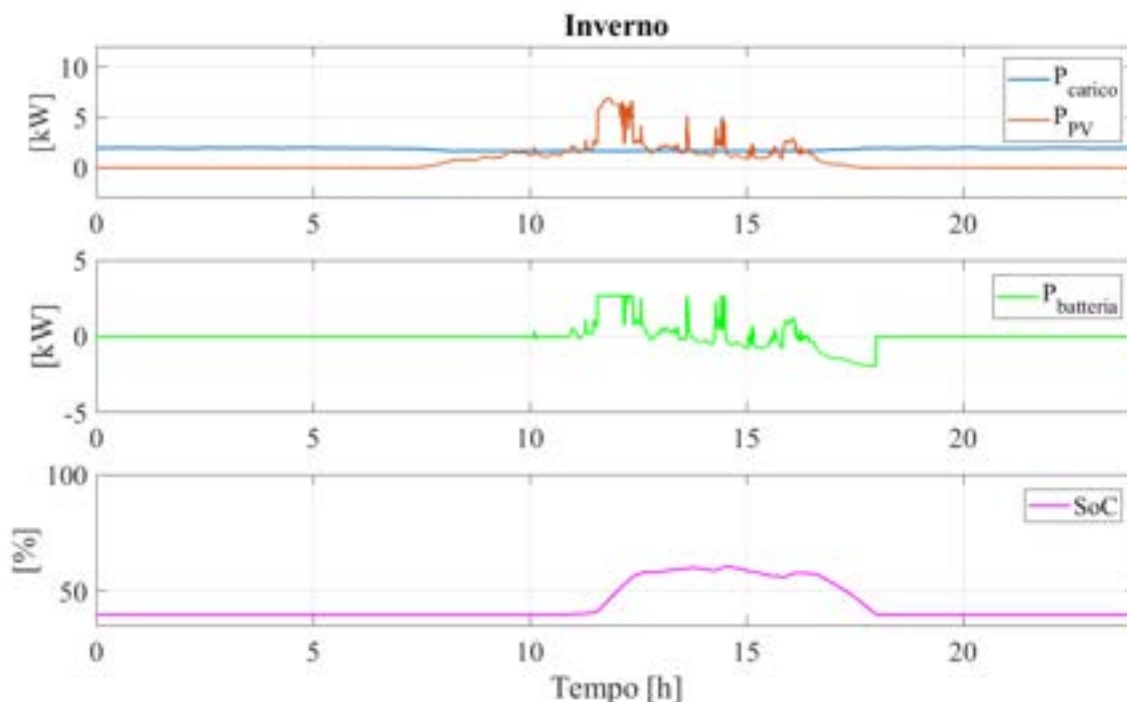


Figura 16. Giornata rappresentativa media della stagione Invernale – andamento di carico e produzione da PV (sopra), della potenza scambiata con la batteria (centro) e dello stato di carica della batteria (sotto)

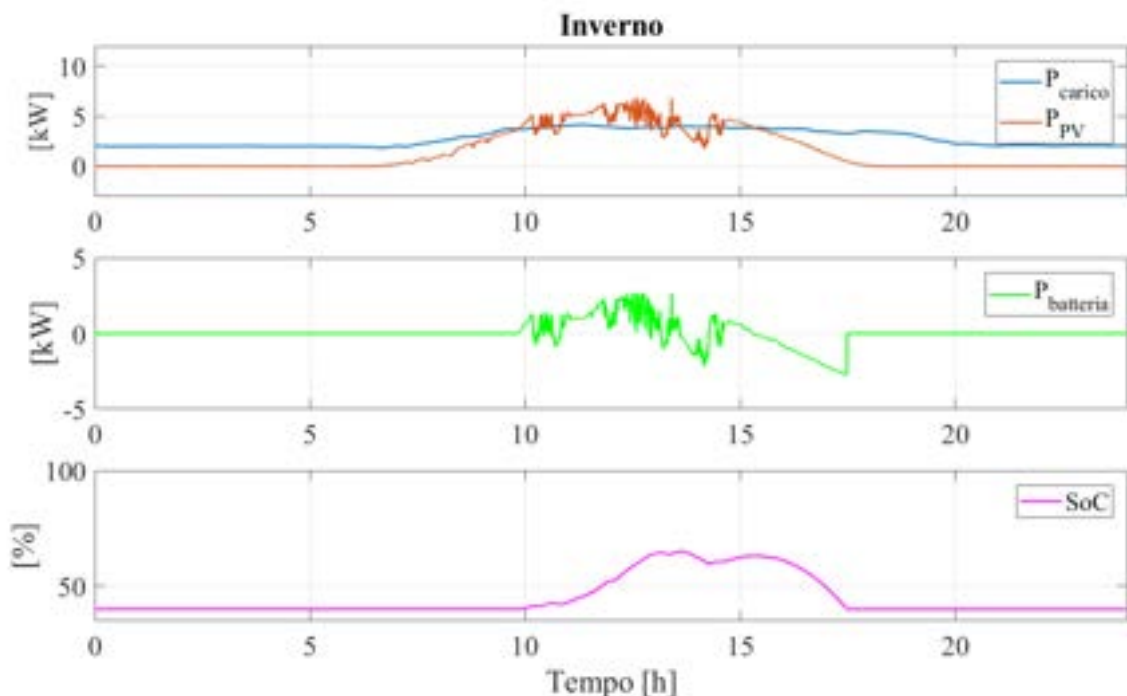


Figura 17. Giornata rappresentativa peggiore della stagione Invernale – andamento di carico e produzione da PV (sopra), della potenza scambiata con la batteria (centro) e dello stato di carica della batteria (sotto).

Considerazioni simili possono essere tratte per la stagione primaverile, i cui profili di carico sono riportati in Figura 18 e Figura 19, e che presentano una situazione relativamente meno critica dato che le situazioni di

carico più gravoso per la batteria si presentano in condizioni operative caratterizzate da SoC maggiore rispetto alla stagione invernale.

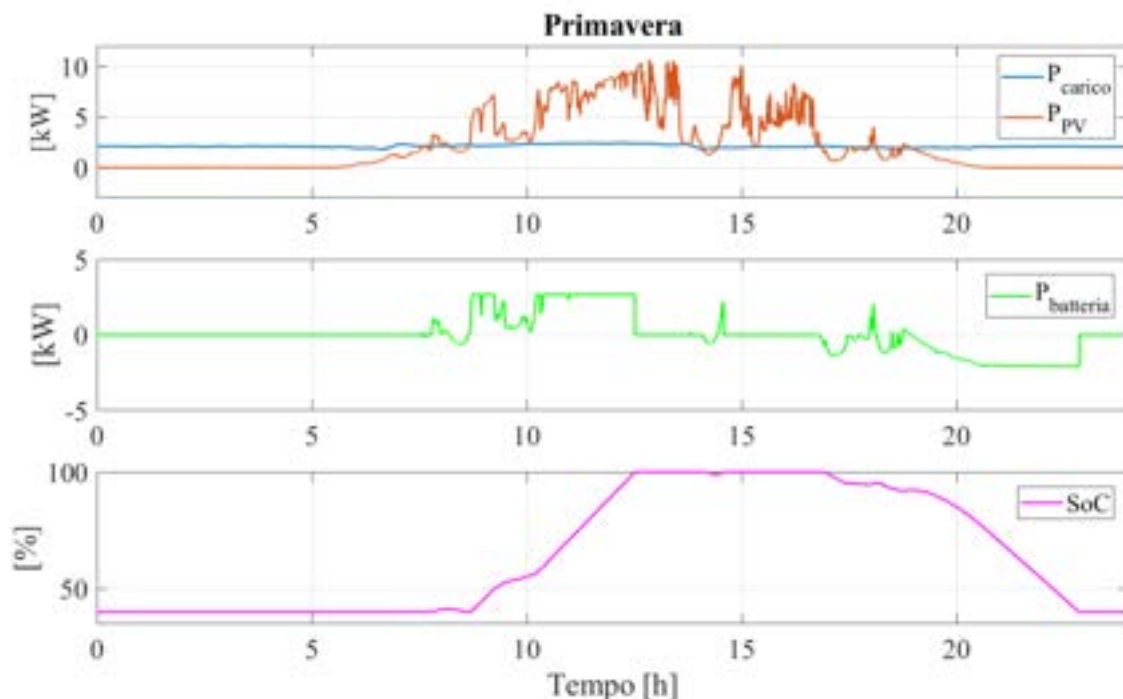


Figura 18. Giornata rappresentativa media della stagione primaverile – andamento di carico e produzione da PV (alto), della potenza scambiata con la batteria (centro) e dello stato di carica della batteria (basso).

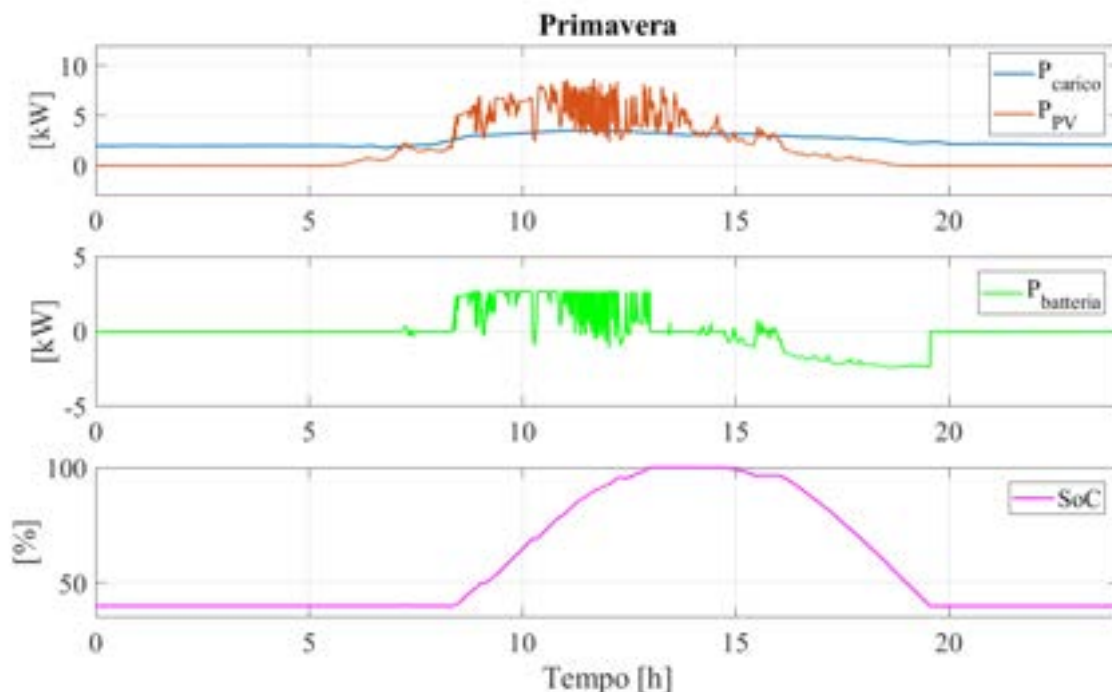


Figura 19. Giornata rappresentativa peggiore della stagione primaverile – andamento di carico e produzione da PV (alto), della potenza scambiata con la batteria (centro) e dello stato di carica della batteria (basso).

La stagione autunnale differisce da quella primaverile innanzi tutto per la giornata rappresentative media decisamente meno gravosa (Figura 20) accompagnata da una giornata rappresentativa peggiore (Figura 21) notevolmente ben più problematica della giornata peggiore primaverile. In sintesi, la stagione autunnale

presenta intrinsecamente una variabilità delle condizioni di stress della batteria molto più accentuata rispetto alla primaverile.

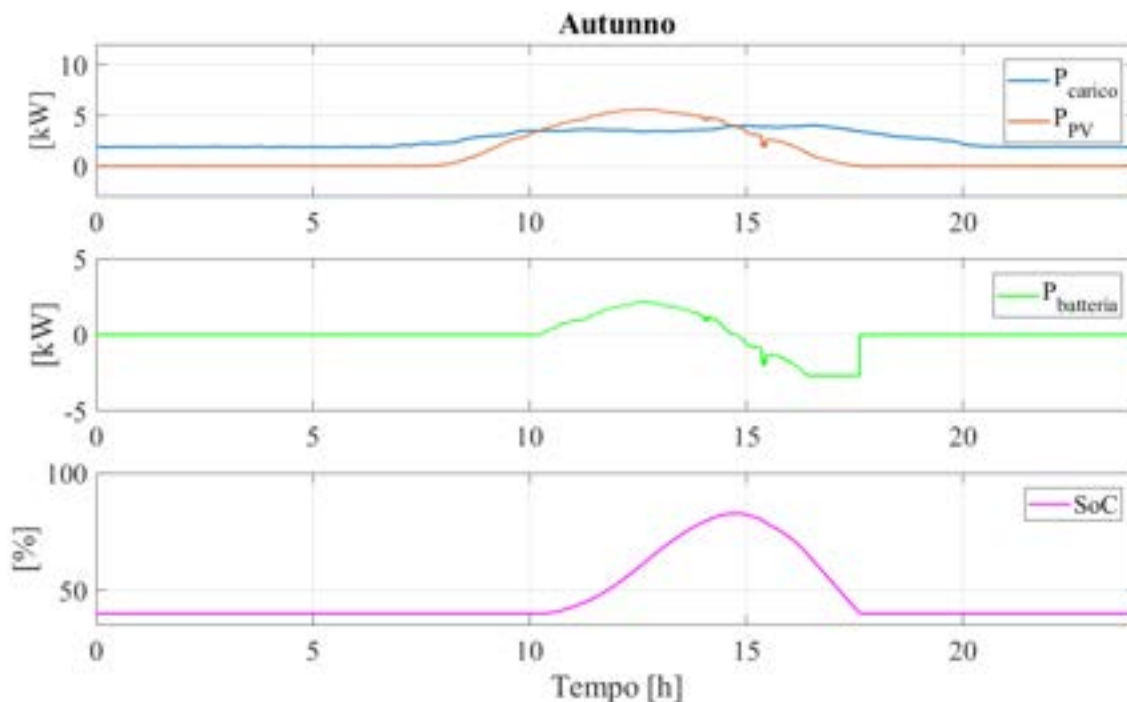


Figura 20. Giornata rappresentativa media della stagione autunnale – andamento di carico e produzione da PV (alto), della potenza scambiata con la batteria (centro) e dello stato di carica della batteria (basso)

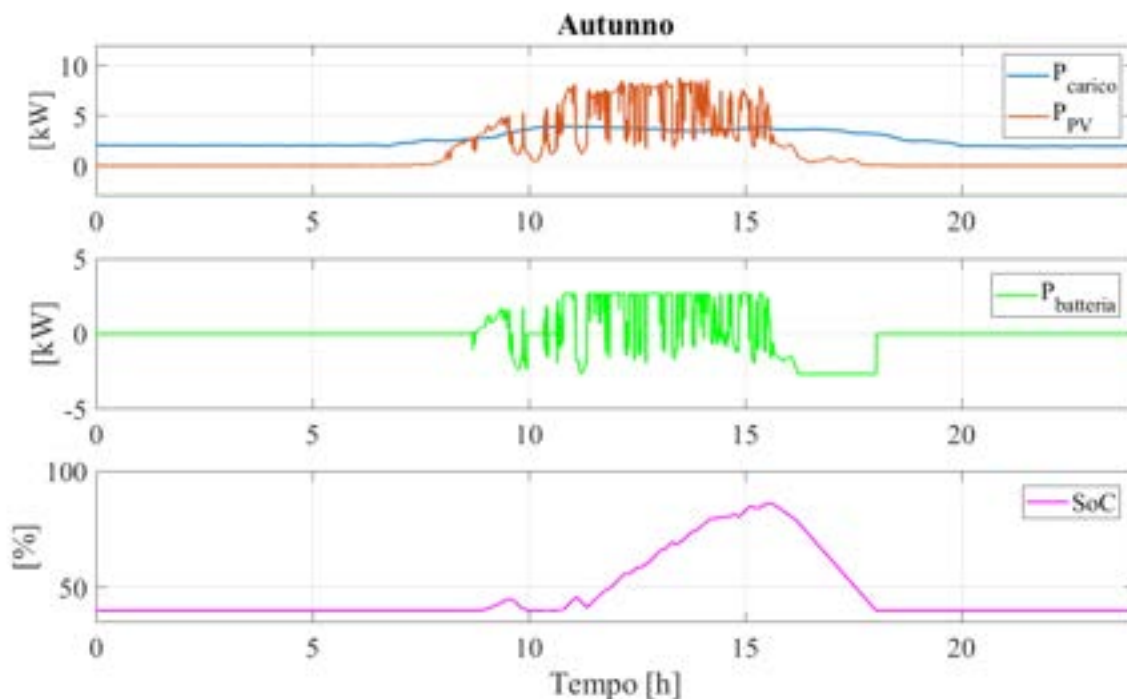


Figura 21. Giornata rappresentativa peggiore della stagione autunnale – andamento di carico e produzione da PV (alto), della potenza scambiata con la batteria (centro) e dello stato di carica della batteria (basso)

Infine, per quanto riguarda la stagione estiva, la giornata rappresentativa media (Figura 22) è caratterizzata da profili di carico più regolari e prevedibili, dato che le condizioni meteo sono più favorevoli, con condizioni di carica e scarica della batteria molto vicine a quanto teoricamente prevedibile. La giornata peggiore,

caratterizzata da radiazione elevata e cielo nuvoloso (Figura 23), presenta una fluttuazione del carico soprattutto in condizioni di carica.

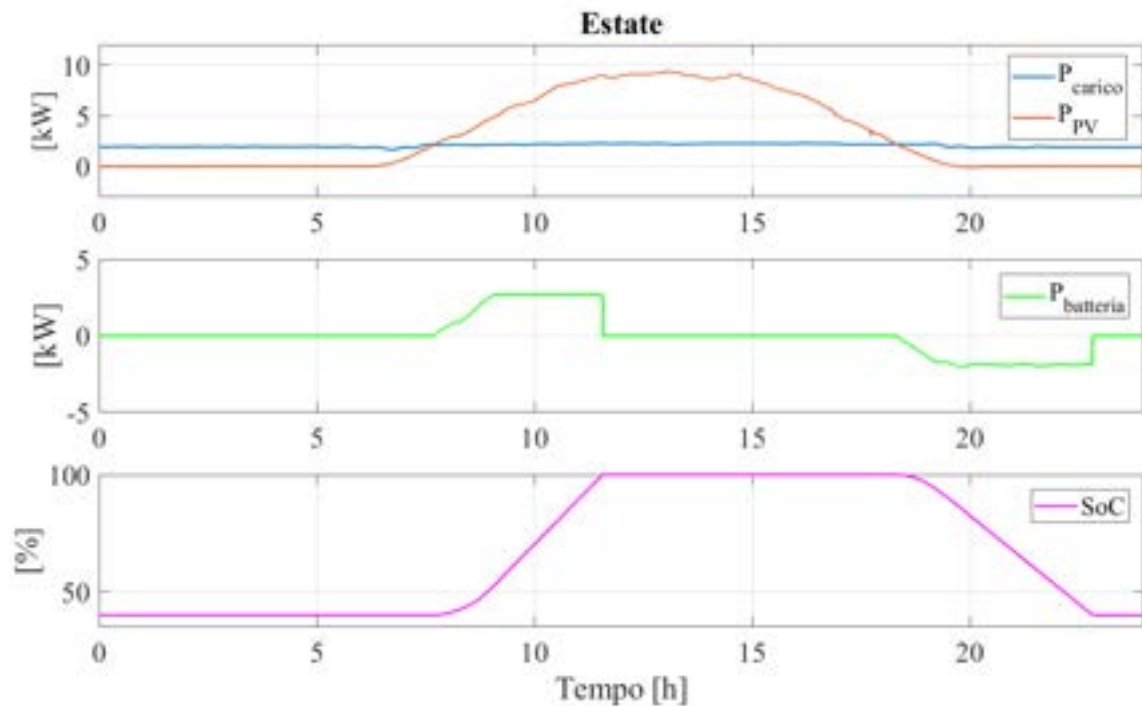


Figura 22. Giornata rappresentativa media della stagione estiva – andamento di carico e produzione da PV (alto), della potenza scambiata con la batteria (centro) e dello stato di carica della batteria (basso)

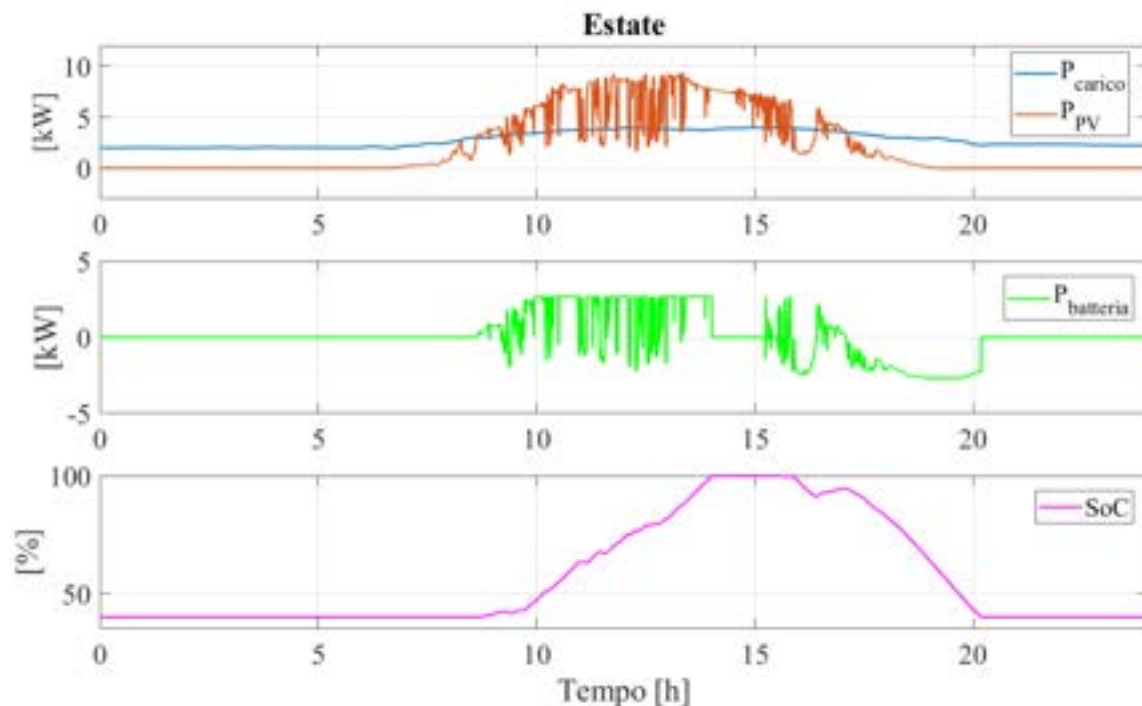


Figura 23. Giornata rappresentativa peggiore della stagione estiva – andamento di carico e produzione da PV (alto), della potenza scambiata con la batteria (centro) e dello stato di carica della batteria (basso)

3 Conclusioni

Nel presente RT sono state illustrate attività di ricerca atte a definire cicli di riferimento per lo studio di accumulatori elettrochimici in “second-life”, con l’obiettivo di rappresentare condizioni vicine al funzionamento reale quando la batteria sia parte di un sistema ibrido HRES grid-connected, per integrazione di impianti fotovoltaici.

I cicli di riferimento sono stati definiti partendo da dati di carico elettrico reale misurati nel Dipartimento di Ingegneria Industriale dell’Università di Roma “Tor Vergata”, per il quale sono anche disponibili dati meteo in termini di radiazione solare totale.

I principali risultati ottenuti consentono di trarre le seguenti conclusioni sintetiche:

- Il dimensionamento ottimale del sistema HRES è caratteristico del caso in esame, e consente di evitare sovradimensionamenti dell’impianto PV e dell’accumulatore, permettendo al contempo di mantenere sufficientemente elevato l’indice di autoconsumo di energia prodotta da fonti rinnovabili.
- Sono stati individuati due criteri per la selezione delle giornate rappresentative medie e peggiori, in base alla valutazione di indici di corrente e di produzione da fotovoltaico normalizzati per ogni stagione, e alla variabilità della radiazione solare.
- Nelle diverse stagioni si è osservata una notevole variabilità tra le condizioni rappresentative medie e “peggiori”. La stagione invernale si è rivelata particolarmente critica dato che il carico risulta particolarmente variabile in condizioni di stato di carica (SoC) della batteria minima. Le stagioni intermedie, in particolare quella autunnale, sono caratterizzate da notevole variabilità delle condizioni di carico. La stagione estiva è caratterizzata da carico elevato, ma variabilità intrinsecamente più ridotta, grazie alle condizioni meteo più favorevoli.

4 Riferimenti bibliografici

1. B. Faessler, M. Schuler, M. Preissinger, P. Kepplinger, “Measure in Low-Voltage Distribution Grids with Distributed Generation”, *Energies*, 10 (2017).
2. A.S. Brouwer, M. van den Broek, W. Zappa, W.C. Turkenburg, A. Faaj. “Least-cost Options for Integrating Intermittent Renewables in Low-Carbon Power Systems”. *Applied Energy*, 161 (2016), pp. 48-74.
3. L. Bartolucci, S. Cordiner, V. Mulone, V. Rocco, J.L. Rossi, “Hybrid Renewable Energy Systems for Renewable Integration in Microgrids: Influence of Sizing on Performance”, *Energy*, 152 (2018).
4. S. Cordiner, V. Mulone, “Studio Numerico-Sperimentale di Cicli di Prova per Dispositivi di Storage Elettrochimico Integrati in Sistemi Ibridi per la Generazione da Fonti Rinnovabili”, Report RdS/PAR2015/196 (2016).
5. H. He, R. Xiong, K. Zhao, Z. Liu, Energy Management Strategy Research on a Hybrid Power System by Hardware-in-loop Experiments, *Applied Energy*, 112 (2013).
6. G. Bruni, S. Cordiner, M. Galeotti, V. Mulone, M. Nobile, V. Rocco, Control Strategy Influence on the Efficiency of a Hybrid Photovoltaic-Battery-Fuel Cell System Distributed Generation System for Domestic Applications, *Energy Procedia*, 45 (2014).
7. G. Bruni, S. Cordiner, V. Mulone, “A Study on the Energy Management in Domestic Micro-Grids based on Model Predictive Control Strategies”. *Energy Conv and Manag*, 102 (2015), pp 50-58.
8. S. Cordiner, V. Mulone, “Modelli preliminari di funzionamento e invecchiamento di celle al litio”, Report RdS/PAR2014/181 (2015).
9. F. De Lia, S. Castello, R. Schioppo, “Progettazione di Sistemi di Accumulo e di Gestione e Controllo Integrati in Impianti Fotovoltaici per Usi Residenziali e Commerciali”, Report RdS/OAR2015/203 (2016).

5 Abbreviazioni ed acronimi

BESS=Battery Energy Storage System

DC=Direct Current

DG=Distributed Generation

HRES=Hybrid Renewable Energy Systems

PV=PhotoVoltaic

SoC=State Of Charge