

– ALMA MATER STUDIORUM –
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA
CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA DELL'ENERGIA
ELETTRICA

DIMENSIONAMENTO DI SISTEMI
D'ACCUMULO PER STAZIONI DI
RICARICA RAPIDA PER AUTOVEICOLI
ELETTRICI

CANDIDATO:

Paolo Cherchi

RELATORE:

Prof. Ing. ANTONIO MORANDI

CORRELATORI:

Prof. Ing. GABRIELE GRANDI

Prof. Ing. PIER LUIGI RIBANI

Anno Accademico 2017/2018

Sommario

Sommario	- 3 -
Lista delle figure	- 5 -
Lista delle tabelle	- 9 -
1. Introduzione	- 11 -
2. Impatto della mobilità elettrica	- 13 -
2.1 Stato attuale e proiezioni future	- 14 -
2.1.1 Italia: possibili scenari secondo Terna	- 16 -
2.1.2 Italia: possibili scenari secondo ENTSO-E	- 17 -
2.1.3 Italia: possibili scenari secondo Enel-Ambrosetti	- 17 -
2.1.4 Europa	- 18 -
2.1.5 Mondo	- 19 -
2.2 In termini di Energia	- 20 -
2.2.1 Su scala nazionale	- 20 -
2.2.2 Su scala globale	- 21 -
2.3 In termini di Potenza	- 22 -
2.4 Altri effetti sulla rete	- 27 -
3. Stazioni di ricarica rapida	- 32 -
3.1 Caratteristiche delle batterie per EV	- 34 -
3.2 Processo di carica	- 37 -
3.3 Generalità sull'architettura del sistema	- 39 -
3.4 Stazione di ricarica di tipo <i>Grid-Tied</i>	- 41 -
3.4.1 AC (Livello 1 e 2)	- 42 -
3.4.2 DC (Livello 3)	- 43 -
3.5 Stazioni di ricarica di tipo <i>Micro-Grid</i>	- 46 -
3.6 Stazione di ricarica di tipo <i>Off-Grid</i>	- 48 -
4. Modello di studio di una stazione di ricarica rapida di tipo <i>Micro-Grid</i> .	- 50 -
4.1 Ipotesi di studio	- 51 -
4.1.1 Numero di slot	- 51 -

4.1.2	Potenza assorbita da ogni slot	- 51 -
4.1.3	Limite di potenza scambiata con la rete	- 52 -
4.1.4	Profilo di carico della stazione utilizzato.....	- 52 -
4.1.5	Profilo di potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico.....	- 54 -
4.1.6	Periodo di studio	- 55 -
4.2	Analisi del sistema: considerazioni preliminari.....	- 56 -
4.2.1	Ripartizione delle potenze.....	- 56 -
4.2.2	Gradi di libertà nel dimensionamento.....	- 57 -
5.	Analisi dei risultati	- 60 -
5.1	K=1: dimensionamento impianto PV in termini di energia e picco di potenza prodotte.....	- 60 -
1.1	K=1: dimensionamento ESS in termini di picco di potenza scambiata	- 62 -
5.2	K=1: Risultati ottenuti al variare di En	- 68 -
5.2.1	Andamento dello Stato di Carica durante l'anno	- 68 -
5.2.2	Andamento del SOC nei giorni di scarica più profonda	- 70 -
5.2.3	Potenza fornita nei giorni di scarica più profonda	- 71 -
5.2.4	Profondità dei cicli di carica/scarica	- 72 -
5.2.5	Mancata produzione in termini di energia durante l'anno.....	- 75 -
5.2.6	S=Soddisfacimento della richiesta di carico.....	- 77 -
5.2.7	Energia fornita dalla rete ed energia fornita dal PV	- 79 -
5.3	K=1.3 - dimensionamento ESS per ottenere S=100%	- 81 -
5.3.1	Risultati ottenuti per k=1.3 ed En=22 MWh	- 83 -
5.4	K=1.5 - dimensionamento ESS per ottenere S=100%	- 86 -
5.4.1	Risultati ottenuti per k=1.5 ed En=18 MWh	- 88 -
5.4.2	Rappresentazioni riassuntive dei risultati ottenuti	- 91 -
6.	Conclusioni	- 93 -
8.	Bibliografia	- 97 -

Lista delle figure

Figura 1-1. Scenari di penetrazione di EV previsti per l'Italia al 2030. _____	- 18 -
Figura 1-2. Scenari di penetrazione di EV previsti per l'Europa al 2030. _____	- 19 -
Figura 1-3. Esempio di Wall Box: Enel Box Station 2.0 [18] (1-2a). Esempio di Fast Charging Station prodotta da Ionity. [19] (1-2b) _____	- 25 -
Figura 2-1. Numero di punti di ricarica di tipo Fast-Charge nei maggiori mercati mondiali di auto elettriche al 1 Gennaio 2018. _____	- 34 -
Figura 2-2. Esempio di sistema complessivo di ricarica di un veicolo elettrico. _____	- 38 -
Figura 2-3. Descrizione delle fasi di carica di una batteria a bordo di un EV. _____	- 39 -
Figura 2-4. Andamento di Potenza e SOC durante la ricarica di una Kia Soul EV. [42] _____	- 39 -
Figura 2-5. Schemi a blocchi per i sistemi di ricarica di livello 1 e 2 (parte superiore) e 3 (parte inferiore). _____	- 40 -
Figura 2-6. Esempio di carica-batterie di Livello 1. _____	- 42 -
Figura 2-7. Schema di principio di un carica-batterie trifase on-board. _____	- 43 -
Figura 2-8. Stazione di ricarica DC con LF transformer (A). Stazione di ricarica DC con HF transformer (B) _____	- 44 -
Figura 2-9. Convertitore SAFE. _____	- 45 -
Figura 2-10. Esempio di integrazione tra sistemi di ricarica di Livello 3 con ESS e RES che condividono un unico bus DC. _____	- 46 -
Figura 2-11. Esempio di FCS micro-grid riportato in [44]. _____	- 47 -
Figura 2-12. Esempio di FCS off-grid. _____	- 48 -
Figura 3-1. Layout ipotizzato per la stazione di ricarica. _____	- 50 -
Figura 3-2. Spettro di potenza richiesta ottenuto dallo studio riportato in p.u. [42] _____	- 53 -
Figura 3-3. Profilo di carico giornaliero adattato in sede di dimensionamento. _____	- 54 -
Figura 3-4. Potenza normalizzata prodotta tra il 26/09 e 07/10. _____	- 55 -
Figura 3-5. Energia richiesta dal carico teorico durante l'anno. _____	- 56 -
Figura 3-6. Limitazione della potenza scambiata in carica (a), e scarica (b). _____	- 58 -
Figura 4-1. Energia producibile durante l'anno dall'impianto PV confrontata con quella richiesta dal carico teorico. _____	- 60 -
Figura 4-2. Profilo di potenza producibile dall'impianto fotovoltaico, con picco pari a 1700 kW, in due giorni di Maggio particolarmente favorevoli. _____	- 61 -

Figura 4-3. Rappresentazione della differenza istantanea tra potenza producibile e carico teorico nei 7 giorni in cui compare la maggiore carenza di producibilità nel caso di $k=1$.	- 61 -
Figura 4-4. Differenza tra potenza producibile e carico teorico per 7 giorni estivi con $k=1$. La produzione da PV è quasi in grado di soddisfare la richiesta di carico autonomamente.	___ - 62 -
Figura 4-5. Differenza tra potenza producibile e carico teorico per 7 giorni invernali con $k=1$. La produzione da PV è molto più carente rispetto ai giorni in Fig. 4-4.	_____ - 62 -
Figura 4-6. Rappresentazione parziale del layout della stazione che evidenzia la potenza scambiata tra ESS e rete.	_____ - 63 -
Figura 4-7. Ripartizione della potenza tra ESS e rete.	_____ - 63 -
Figura 4-8. Producibilità teorica da PV per il giorno 10 Novembre.	_____ - 64 -
Figura 4-9. Carico teorico per il giorno 10 Novembre.	_____ - 65 -
Figura 4-10. P_{EG} =Potenza teorica ripartita tra ESS e rete per il giorno 10 Novembre.	___ - 65 -
Figura 4-11. Potenza scambiata con la rete il giorno 10 Novembre.	_____ - 66 -
Figura 4-12. Potenza scambiata con l'ESS il giorno 10 Novembre.	_____ - 66 -
Figura 4-13. Rappresentazione annuale di PEG per $k=1$.	_____ - 67 -
Figura 4-14. Potenza scambiata con la rete su scala annuale.	_____ - 67 -
Figura 4-15. Potenza che dovrebbe essere teoricamente scambiata con l'ESS su scala annuale.	__ - 67 -
Figura 4-16. Andamento del SOC durante l'anno nei diversi casi trattati.	_____ - 69 -
Figura 4-17. Andamento del SOC nei giorni di scarica più profonda per i diversi casi trattati.	- 71 -
Figura 4-18. Potenza fornita dalla stazione rispetto al carico teorico per i casi trattati.	___ - 72 -
Figura 4-19. Punti di discontinuità rilevati per la stima della profondità dei cicli di carica/scarica, nel caso esemplificativo di $k=1$, $E_n=3$ MWh, in un periodo tra l'12/6 e il 13/6.	_____ - 73 -
Figura 4-20. Profondità dei cicli di carica/scarica nei casi presi in esame.	_____ - 75 -
Figura 4-21. Energia della mancata produzione relazionata all'energia totale producibile durante l'anno.	_____ - 77 -
Figura 4-22. Analisi della potenza fornita dalla stazione rispetto al carico teorico.	_____ - 79 -
Figura 4-23. Rappresentazione della potenza fornita dalla rete e prodotta dal PV nei diversi casi.	_____ - 81 -

Figura 4-24. Confronto tra energia producibile durante l'anno e energia richiesta dal carico per $k=1.3$	- 81 -
Figura 4-25. Profilo di potenza producibile dall'impianto per, $k=1.3$ con picco pari a 2200 kW.	- 82 -
Figura 4-26. Figura 5 1. Rappresentazione annuale di P_{EG} per $k=1.3$.	- 82 -
Figura 4-27. Energia scambiata con la rete per $k=1.3$.	- 82 -
Figura 4-28. Potenza scambiata con l'ESS per $k=1.3$.	- 83 -
Figura 4-29. Andamento del SOC annuale per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.	- 83 -
Figura 4-30. Andamento del SOC nei giorni di scarica più profonda per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.	- 83 -
Figura 4-31. Confronto tra profilo di carico teorico e potenza fornita dalla stazione nei giorni di scarica più profonda per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.	- 84 -
Figura 4-32. Profondità dei cicli di carica/scarica per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.	- 84 -
Figura 4-33. Energia della mancata produzione relazionata all'energia totale producibile durante l'anno per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.	- 85 -
Figura 4-34. Analisi della potenza fornita dalla stazione rispetto al carico teorico.	- 85 -
Figura 4-35. Rappresentazione della potenza fornita dall'impianto PV e dalla rete con $k=1$ e $E_n=22$ MWh.	- 86 -
Figura 4-36. Confronto tra energia producibile durante l'anno e energia richiesta dal carico per $k=1.5$.	- 87 -
Figura 4-37. Profilo di potenza producibile dall'impianto per, $k=1.3$ con picco pari a 2500 kW.	- 87 -
Figura 4-38. Rappresentazione annuale di PEG per $k=1.5$.	- 87 -
Figura 4-39. Energia scambiata con la rete per $k=1.5$.	- 88 -
Figura 4-40. Potenza scambiata con l'ESS per $k=1.5$.	- 88 -
Figura 4-41. Andamento del SOC annuale per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.	- 89 -
Figura 4-42. Andamento del SOC nei giorni di scarica più profonda per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.	- 89 -
Figura 4-43. Confronto tra profilo di carico teorico e potenza fornita dalla stazione nei giorni di scarica più profonda per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.	- 89 -
Figura 4-44. Profondità dei cicli di carica/scarica per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.	- 90 -

<i>Figura 4-45. Energia della mancata produzione relazionata all'energia totale producibile durante l'anno per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.</i>	_____ - 90 -
<i>Figura 4-46. Analisi della potenza fornita dalla stazione rispetto al carico teorico.</i>	_____ - 91 -
<i>Figura 4-47. Rappresentazione della potenza fornita dall'impianto PV e dalla rete con $k=1.5$ e $E_n=18$ MWh.</i>	_____ - 91 -
<i>Figura 4-48. Istogramma riassuntivo di S ed $E_m\%$ per i casi trattati.</i>	_____ - 92 -
<i>Figura 5-1. Confronto tra potenza fornita dalla stazione e potenza richiesta dal carico nel periodo tra il 23/06 e il 30/06, dal sistema che prevede $k=1$ e $E_n=3$ MWh.</i>	_____ - 94 -

Lista delle tabelle

<i>Tabella 1–A. Consumo medio di alcuni modelli di auto elettriche utilizzato da Terna per stimare la domanda di energia elettrica di un EV medio (dati aggiornati al 2016).</i>	_____ - 20 -
<i>Tabella 1–B. Classificazione dei sistemi di ricarica in base alla potenza fornita secondo gli standard IEC.</i>	_____ - 22 -
<i>Tabella 1–C. Principali caratteristiche dei carica-batterie utilizzati al giorno d'oggi.</i>	___ - 24 -
<i>Tabella 1–D. Confronto tra consumi e costi di auto a combustibile fossile e auto elettrica [23] [24] [25].</i>	_____ - 30 -
<i>Tabella 1–E. Tabella riassuntiva degli impatti negativi della diffusione dei veicoli elettrici.</i>	- 31 -
<i>Tabella 1–F. Tabella riassuntiva degli impatti positivi della diffusione dei veicoli elettrici.</i>	- 31 -
<i>Tabella 2–A. Tipologie di connettori per le FCS e tipologie di auto elettriche che li utilizzano. [28] [29] [30] [31] [32]</i>	_____ - 32 -
<i>Tabella 2–B. Livelli di potenza e prospettive future per i diversi standard di connessione delle AC e DC Fast Charging Stations (FCS).</i>	_____ - 33 -
<i>Tabella 2–C. Batterie utilizzate dai veicoli elettrici di diversi costruttori [39].</i>	_____ - 35 -
<i>Tabella 4–A. Tabella riassuntiva risultati ottenuti.</i>	_____ - 92 -

1. Introduzione

Con l'avvento della mobilità elettrica la civiltà odierna si prepara ad affrontare numerosi cambiamenti nel modo di spostarsi, utilizzare i veicoli e vivere le città.

La necessità di elettrificare i trasporti deriva da un bisogno sempre maggiore di efficienza energetica e, al pari passo con lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili e delle reti di distribuzione intelligenti, di un modello di sviluppo sostenibile.

Gli effetti benefici della svolta e-Mobility potrebbero mobilitare risorse e competenze, rafforzando la capacità di innovazione e stimolando la creazione di nuove filiere industriali e di servizio collegate direttamente e indirettamente.

Tuttavia, nonostante questi vantaggi, la penetrazione massiva di veicoli elettrici richiede un'indagine approfondita per valutare quale sarà l'impatto sul sistema elettrico dovuto alla diffusione delle stazioni di ricarica, e quali contromisure dovranno adottare gli operatori di sistema per garantirne l'affidabilità.

La potenza richiesta dalle stazioni di ricarica per ricaricare più veicoli contemporaneamente potrebbe costituire un carico eccessivo per il sistema elettrico e in particolare a livello locale per la rete a cui è connessa la stazione, rendendo necessari investimenti al fine di potenziarne i componenti, o a livello di sistema, rendendo necessario un aumento della generazione in modo da coprire il carico nelle ore di punta.

Lo scopo di questa tesi è lo sviluppo di una metodologia che consenta di dimensionare una stazione di ricarica rapida che sia in grado di assorbire una quantità di potenza limitata dalla rete, integrando un sistema di generazione da fotovoltaico e un sistema d'accumulo, e partendo dalla conoscenza dei dati di traffico e di irraggiamento dell'area in cui dev'essere installata la stazione.

Tale metodologia può essere applicata nel caso in cui gli input siano modificati per renderli rispondenti ai casi diversi che si possono presentare nella realtà.

Nel secondo capitolo è stato analizzato lo stato attuale della mobilità elettrica e le previsioni future in Italia e nel Mondo, sia in termini di penetrazione di veicoli elettrici che in termini di impatto energetico.

Nel terzo capitolo si forniscono le principali caratteristiche delle stazioni di ricarica attualmente installate e le tipologie di stazioni di ricarica oggetto di studio in letteratura.

Nel quarto capitolo sono descritte le ipotesi di studio e l'architettura della stazione di ricarica oggetto del dimensionamento.

Nel quinto capitolo sono presentati i risultati ottenuti al variare dei gradi di libertà nel dimensionamento dei componenti in gioco, utilizzati per trarre le conclusioni finali.

2. Impatto della mobilità elettrica

Con il termine *mobilità elettrica* si fa riferimento ai veicoli che utilizzano l'elettricità come principale fonte di energia, con possibilità di ricaricare la batteria collegandosi alla rete elettrica, indipendentemente dal fatto che tali veicoli siano dotati o meno di un motore a combustione interna ausiliario, da utilizzare su lunghe distanze o per mantenere carica la batteria. [1]

Le tipologie di veicoli interessati sono suddivise in letteratura attraverso 3 categorie [2]:

1. HEVs= Hybrid Electric Vehicles. Veicoli ibridi che si muovono grazie alla potenza motrice generata da un motore termico al quale si integra la potenza motrice di un motore elettrico. In questo tipo di veicoli l'energia della batteria è ripristinata durante le frenate e nella marcia a velocità costante dal motore termico, per cui non si ricaricano tramite connessione alla rete elettrica;
2. BEVs= Battery Electric Vehicles. Veicoli elettrici che si muovono grazie alla potenza motrice generata da un motore elettrico. In questo caso l'energia della batteria è ripristinata utilizzando un sistema di ricarica connesso alla rete elettrica;
3. PHEVs= Plugin Hybrid Electric Vehicles. Veicoli ibridi dello stesso tipo del caso 1, ma che hanno la possibilità di ricaricarsi sia durante la marcia del veicolo che tramite connessione alla rete elettrica.

La diffusione di questo tipo di veicoli nel mercato di massa rappresenta una delle più importanti sfide tecnologiche della civiltà odierna per gli anni a venire. I cambiamenti introdotti potranno essere sensibili non solo per il modo in cui ci spostiamo, ma anche per come utilizziamo i nostri veicoli, come viviamo e percepiamo le nostre città, con benefici diffusi in termini di efficienza energetica, sostenibilità ambientale e sicurezza. La sua valorizzazione può inoltre generare effetti positivi in tanti campi correlati e sinergici mobilitando risorse e competenze, rafforzando la capacità di innovazione e stimolando la creazione di nuove filiere industriali e di servizio collegate direttamente e indirettamente. [3]

Tuttavia, nonostante questi vantaggi, la penetrazione massiva di veicoli elettrici richiede un'indagine approfondita per valutare quale sarà l'impatto sul sistema elettrico

dovuto alla diffusione delle stazioni di ricarica, e quali contromisure dovranno adottare gli operatori di sistema per garantirne l'affidabilità. [4]

Lo scopo di questo capitolo è riportare un quadro attuale della diffusione dell'auto elettrica nel nostro paese e nel mondo e delle infrastrutture ad essa correlate, identificando gli impatti che potrebbe generare una probabile svolta della e-Mobility.

2.1 Stato attuale e proiezioni future

Numerosi studi sono stati completati in questo senso [3] [5] [6] [7] .

Dai dati ACI risulta che ad oggi il parco auto elettrico circolante in Italia è trascurabile (< 10.000 auto) con un'incidenza pari al 0,026% se confrontato con il parco auto totale (circa 37 milioni di auto).

Nel mondo, con riferimento ai soli autoveicoli il numero di *full electric* (BEV) e ibridi *plug-in* (PHEV) al 2016 riscontra un aumento del 94% in termini di veicoli prodotti (superando i 2 milioni di unità) e del 72% in termini di nuove immatricolazioni (753.000 unità a fine 2016) rispetto ai dati del 2005.

Anche se l'incidenza relativa degli autoveicoli elettrici resta ancora contenuta (pari allo 0,24% del parco auto globale e all'1,1% delle nuove immatricolazioni), vi sono ampie prospettive di sviluppo: si stima infatti che entro il 2040 i veicoli elettrici supereranno il 50% delle nuove vendite di autoveicoli [3].

L'anno 2030 viene indicato quale possibile orizzonte temporale di riferimento per raggiungere una produzione di massa, con il raggiungimento della parità dei costi per il cliente finale tra auto elettrica e altre modalità di propulsione.

Nonostante tempi e modalità possano differire, affinché questo accada i Governi di molti paesi evoluti hanno definito una visione di medio-lungo termine e identificato gli obiettivi da raggiungere in termini di volumi di auto elettriche circolanti, anche in linea con l'Accordo di Parigi del Dicembre 2015.

Infatti, secondo l'International Energy Agency (IEA), per limitare il surriscaldamento globale al di sotto dei 2°C almeno il 20% dei veicoli su strada dovrà essere elettrico entro il 2030 [5].

Per stimolare la domanda le iniziative maggiormente intraprese riguardano incentivi economici, agevolazioni fiscali, misure di natura non economica (es. parcheggi gratuiti

e/o riservati e altro. Oltre a tutto questo, per uno sviluppo consistente della mobilità elettrica, è indispensabile il potenziamento della rete elettrica .

E' noto infatti che il concetto di "*range anxiety*" degli automobilisti, ossia la paura che l'autonomia delle batterie non sia sufficiente a percorrere il percorso desiderato, sia uno dei principali fattori ostativi all'acquisto di un'auto elettrica, a causa del quale si vede la necessità di aumentare la capillarità delle stazioni di ricarica, privilegiando i punti di ricarica veloce nelle aree extra-urbane e nei luoghi di raccolta pubbliche, e i sistemi di ricarica domestici nelle abitazioni private.

Altri importanti ostacoli alla diffusione dei veicoli elettrici attualmente sono [3] [8]:

- **prezzo di acquisto** delle auto elettriche, ancora non competitivo rispetto a quello dei modelli a motore termico;
- **mancanza di standard uniformi** per le connessioni alle stazioni di ricarica;
- necessità di **standard comunicativi uniformi** tra auto in ricarica e rete;
- **mancanza di tariffe agevolate ed uniformi** per il rifornimento ai punti di ricarica;
- necessità di **adeguare l'assetto normativo nazionale** relativo alla circolazione dei nuovi mezzi elettrici su due e quattro ruote;
- **necessità di prevedere linee guida nazionali** che stabiliscano un approccio uniforme e semplificato per le procedure amministrative necessarie all'installazione delle infrastrutture;
- **informazione ancora limitata** del consumatore rispetto ai vantaggi e alle performance del mezzo elettrico, che portano l'immaginario collettivo ad associare deficit di comfort, estetica e prestazioni all'auto elettrica;
- **scarsa consapevolezza** delle scelte individuali sul benessere collettivo e sulla sostenibilità ambientale, sulle quali la diffusione della mobilità elettrica può dare un sostanziale contributo.

Al fine di ottenere il superamento di questi fattori deterrenti è necessaria la collaborazione tra gli *stakeholder* pubblici e privati per accompagnare il Paese nella transizione verso l'elettrificazione del sistema dei trasporti.

Dal punto di vista dell'operatore del sistema elettrico, la domanda aggiuntiva per la ricarica dei veicoli elettrici dev'essere supportata da una gestione adeguata della

generazione e da un potenziamento delle infrastrutture in modo da garantire la stabilità del sistema.

Le stesse batterie dei veicoli elettrici destinate alla ricarica, che sono all'origine di alcune delle nuove criticità descritte, potrebbero peraltro giocare un ruolo chiave in questo senso: un sistema di ricarica intelligente e bidirezionale, se opportunamente controllato su vasta scala, può essere sfruttato per offrire servizi nel bilanciamento di energia dal gestore della rete

Per questo motivo sarà fondamentale lo sviluppo della tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G) che prevede la possibilità da parte dei veicoli di immettere energia in rete quando sono fermi, agendo come sistemi d'accumulo. Mediante lo sviluppo di una regolamentazione adeguata, criteri di tariffazione e standard comunicativi uniformi tra rete e veicoli, i possessori dei veicoli elettrici potranno essere remunerati per questo servizio con la conseguente riduzione del costo per il mantenimento dell'auto.

E' importante quindi un'adeguata previsione degli scenari di diffusione possibili per valutare i fattori di crescita della domanda elettrica, nonché gli investimenti necessari alle reti di trasmissione e distribuzione per fronteggiare l'impatto della stessa.

2.1.1 Italia: possibili scenari secondo Terna

Con riferimento al mercato italiano, secondo **Terna** gli scenari considerati possibili sono due, entrambi con orizzonte temporale fino al 2030 [7]:

- Scenario **base**: caratterizzato per un livello di crescita economica e demografica più basso e a un minor grado di sviluppo delle risorse rinnovabili. In questo contesto Terna ha ipotizzato un parco circolante di 1.6 milioni di veicoli elettrici al 2030.
- Scenario **sviluppo**: caratterizzato da crescita economica e demografica più significative che coinvolgono anche una maggiore penetrazione di energie rinnovabili, per il quale è stato previsto un parco circolante di auto elettriche pari a 4.5 milioni al 2030.

Gli scenari proposti indicano che i veicoli elettrici potrebbero catturare fino al 27% del mercato delle autovetture entro il 2030.

2.1.2 Italia: possibili scenari secondo ENTSO-E

La medesima analisi compiuta dall'ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operator for Electricity*) nel suo piano decennale prevede due tipi di scenari per il 2030 [7] [9]:

- **Sustainable Transition (ST)**: prevede una riduzione rapida ed economicamente sostenibile delle emissioni di CO₂ con un'elettrificazione più lenta del riscaldamento e dei trasporti rispetto al secondo scenario. In questo caso si stima una penetrazione di EV pari a 4 milioni di unità;
- **Distributed Generation (DG)**: prevede uno sviluppo del sistema elettrico decentralizzato con un ruolo centrale dei consumatori che consente un'elevata penetrazione di veicoli elettrici e generazione da rinnovabili integrate all'ausilio di sistemi di accumulo. In questo caso si stima una penetrazione di EV pari a 6 milioni di unità.

2.1.3 Italia: possibili scenari secondo Enel-Ambrosetti

Nello studio di **Enel & The European House – Ambrosetti** [3] [6] invece sono presenti 4 possibili livelli di sviluppo con orizzonte temporale al 2030: inerziale (calcolato sulla proiezione del tasso di crescita medio annuo nel periodo 2005-2016 citato precedentemente), basso, medio, alto e accelerato. In questo caso si stima che il numero delle auto elettriche possa raggiungere i 2 milioni nello scenario inerziale mentre 9 milioni nello scenario più promettente.

Gli scenari previsti dagli operatori citati con riferimento al caso italiano sono riportati in Fig. 2-1.

Italia: scenari possibili di penetrazione EV al 2030

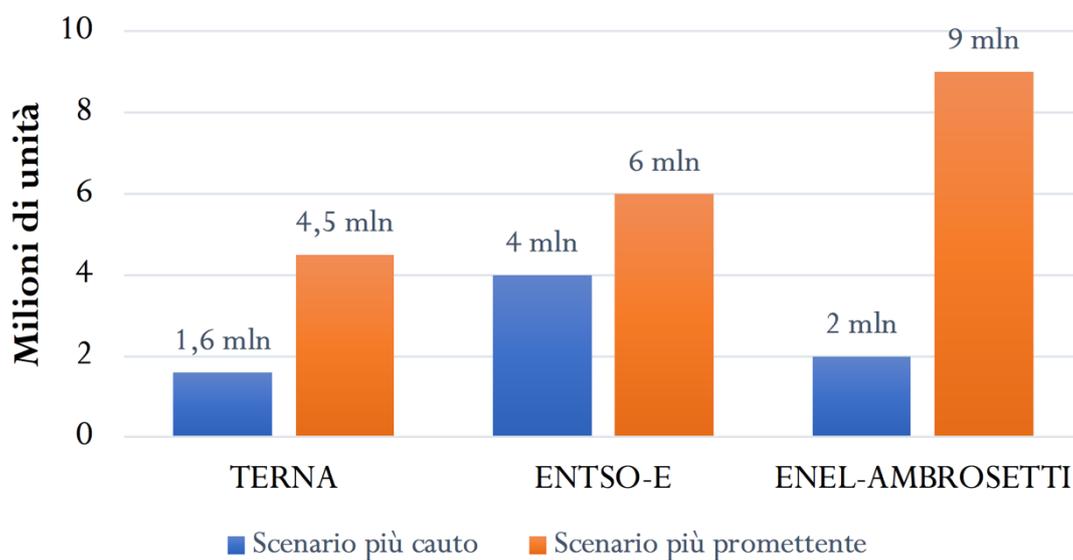


Figura 2-1. Scenari di penetrazione di EV previsti per l'Italia al 2030.

2.1.4 Europa

Lo studio di Terna [6] effettua anche un confronto tra le previsioni per l'Italia con quelle di Germania, Francia e Belgio al 2030.

Per la **Germania** i gestori dei sistemi di trasmissione dichiarano che il numero di veicoli potrebbe variare tra 1.1 e 6 milioni di unità, per la **Francia** le stime sono tra 3.1 e 8.6 milioni di unità mentre per il **Belgio** tra 400.000 e 900.000 unità come riportato in Fig.2-2.

Ci si aspetta quindi una forte crescita del mercato europeo con livelli di ambizione diversi tra paese e paese legati, tra gli altri, alle diverse politiche di incentivo alla sostituzione e rinnovo del parco autovetture.

Europa: scenari possibili di penetrazione EV al 2030

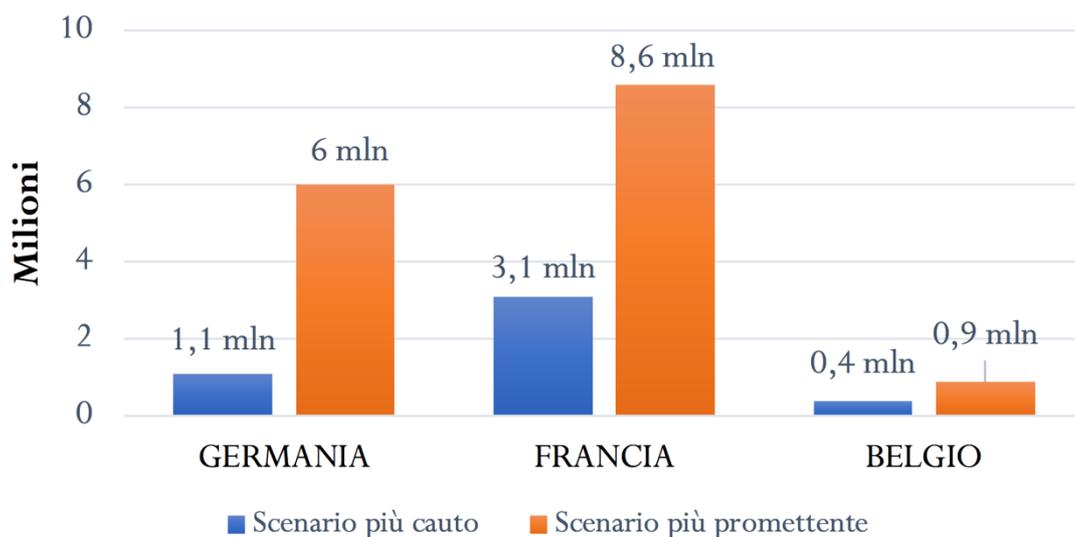


Figura 2-2. Scenari di penetrazione di EV previsti per l'Europa al 2030.

2.1.5 Mondo

Secondo uno studio dell'**International Energy Agency (IEA)** [10] gli scenari possibili su scala globale con orizzonte temporale fino al 2030 sono due:

- **New policies scenario (NPS):** incorpora le politiche che i governi degli stati in tutto il mondo hanno già attuato, insieme agli effetti previsti dagli obiettivi di queste politiche;
- **EV30@30 scenario:** più ambizioso, prevede una diffusione di veicoli elettrici al 2030 che occupi una quota di mercato del 30% a livello globale. Se accompagnato da una riduzione del 50% dell'energia elettrica prodotta da carbone questo tipo di scenario è in linea con gli Accordi di Parigi precedentemente citati. [5]

Allo stato attuale si contano 3.7 milioni di veicoli elettrici su quattro ruote circolanti nel mondo. Il NPS prevede uno *stock* globale di auto elettriche pari a 130 milioni nel 2030 con una crescita media di vendite annuali che aumenterebbe fino al 24%, mentre l'EV30@30 prevede uno stock globale di 228 milioni di unità, in entrambi i casi escludendo i veicoli su due e tre ruote.

Il numero previsto di veicoli elettrici su due e tre ruote risulta invece di 455 milioni per l'NPS e 585 milioni per l'EV30@30.

2.2 In termini di Energia

2.2.1 Su scala nazionale

Con riferimento all'impatto della penetrazione elettrica, Terna dedica il rapporto mensile di Gennaio 2018 alle prospettive future dei veicoli elettrici in Italia e in Europa, in modo da analizzare in questo senso le previsioni della domanda di energia dovute all'installazione di nuove stazioni di ricarica. [6]

Per ottenere tale previsione è necessario formulare diverse assunzioni che possono differire tra i diversi paesi in funzione, ad esempio, del comportamento dei consumatori, densità abitative, distanze medie tra casa e luogo di lavoro, e così via.

Le stime di Terna prendono in considerazione veicoli di tipo BEV che siano utilizzati principalmente per brevi distanze, ad esempio 10.000 km all'anno.

Assumendo un consumo di circa 25 kWh ogni 100 km percorsi, una flotta di 1 milione di veicoli elettrici comporterebbe un consumo di circa 2.5 TWh di elettricità ogni anno.

Di seguito, nella tabella 2-A è riportato il consumo medio di alcuni modelli di auto elettriche dichiarato utilizzato da Terna per giustificare il calcolo [7]:

Tabella 2-A. Consumo medio di alcuni modelli di auto elettriche utilizzato da Terna per stimare la domanda di energia elettrica di un EV medio (dati aggiornati al 2016).

Auto Full Electric	Capacità batteria (kWh)	Autonomia dichiarata (km)	Consumo specifico (kWh/km)	Percorrenza specifica (km/kWh)
BMW 13	19,0	190,0	0,1	10,0
Volkswagen e-up	18,7	160,0	0,1	8,6
Citroen C-Zero	14,5	150,0	0,1	10,3
Nissan Leaf	24,0	100-160	0,2	4,2-6,7
Renault ZOE	22,0	210,0	0,1	9,5
Tesla Model S	70,0	350,0	0,2	5,0

Da cui si può vedere che la stima fatta è coerente (e anche un po' più conservativa) rispetto al consumo medio annuo di un milione di veicoli per le auto riportate in tabella, il quale oscillerebbe tra 1.5 e 2 TWh.

L'analisi prevede, per lo stato italiano, che i veicoli elettrici nel 2030 raggiungano fino al 5.2% della domanda di elettricità del 2016 (di ammontare pari a 295,5 TWh [11]), che corrisponde ad un consumo in termini assoluti che potrebbe oscillare tra i 5 e 16 TWh, a seconda dello scenario che si verificherà.

Considerando che si tratta di una crescita nell'arco di più di 10 anni, Terna considera questo valore piuttosto modesto e gestibile, tenendo comunque presente che l'impatto sui consumi totali sarà presente e che dovrebbe verificarsi per la maggior parte negli ultimi anni dell'orizzonte di previsione, in concomitanza con l'incremento della penetrazione dei veicoli a trazione elettrica nel mercato.

Inoltre, secondo il suo studio [3] Enel evidenzia che attualmente in Italia (in particolare nelle zone meridionali e insulari) esiste un problema di sovra-generazione pari a circa 9 TWh, rispetto a una carenza di riserva energetica di circa 100 GWh, che potrebbe essere colmata attraverso l'utilizzo intelligente di sistemi d'accumulo comunicanti con la rete, tra i quali figurerebbero i veicoli elettrici con la tecnologia V2G.

2.2.2 Su scala globale

Secondo lo studio dell'**International Energy Agency (IEA)** citato in precedenza [10] nel 2017 su scala globale la richiesta di energia da parte degli EV è stata stimata in 54 TWh. La maggior parte della domanda (91%) è attribuita alla Cina, dove il consumo è dovuto principalmente a bus elettrici e mezzi su due ruote. La Cina rappresenta il paese nel mondo con la flotta maggiore, e la Norvegia rappresenta il paese nel mondo dove i veicoli elettrici hanno la più grande quota di mercato.

La stima di energia totale richiesta su scala globale ha visto un incremento del 21% rispetto alla stima del 2016, con una percentuale dello 0.2% rispetto al consumo globale di energia nel 2017.

Nei due possibili scenari descritti nel paragrafo 1.1.5 (New Policies Scenario e EV30@30) l'incremento della domanda in ogni regione dovuta alla penetrazione di veicoli elettrici potrà portare nel 2030 a un consumo di 404 TWh per l'NPS o 928 TWh per l'EV30@30, che corrispondono rispettivamente a 7 volte e 17 volte l'energia consumata dagli EV nel 2017.

2.3 In termini di Potenza

Un altro elemento da considerare è l'impatto del parco auto elettriche circolante rispetto alla potenza richiesta al sistema elettrico. Infatti la diffusione dei veicoli elettrici potrebbe modificare la domanda di picco e, più in generale, modificare il profilo orario dei consumi: fatto questo di particolare interesse dal punto di vista della rete elettrica.

Tra i fattori più importanti nella definizione della potenza richiesta ci sono il comportamento del consumatore e il sistema di ricarica utilizzato [6], va inoltre considerato che l'impatto della ricarica elettrica in termini di congestione interessa maggiormente le infrastrutture di bassa e media tensione poiché le stazioni di ricarica rapida possono essere connesse solo a tali tipologie di reti [12].

Per quanto riguarda il sistema di ricarica, l'unica classificazione in base alla potenza fornita ad oggi disponibile a livello europeo è fornita dallo standard IEC 61851 [13] [14] introdotto dall' International Electrochemical Commission (IEC), come riportato in Tabella 2-B.

Tabella 2–B. Classificazione dei sistemi di ricarica in base alla potenza fornita secondo gli standard IEC.

Livello di Potenza	Connessione	Potenza richiesta massima (kW)	Max corrente assorbita (A)	Locazione
Normal Power	Monofase AC	3.7	10 - 16	Domestica
Medium Power	Monofase o Trifase AC	3.7 - 22	16 - 32	Semi-pubblica
High Power	Trifase AC	> 22	>32	Pubblica
High Power	DC	> 22	>3.225	Pubblica

Di seguito, una breve descrizione delle caratteristiche delle 4 modalità in termini di potenza assorbita:

- **Normal Power (o *slow charging*):** con una potenza nominale massima di 3.7 kW è destinata per applicazioni domestiche o per parcheggi di lunga durata. Per limitare l'impatto che tale sistema avrebbe sull'infrastruttura di fornitura dell'utente privato c'è la possibilità di utilizzare stazioni di ricarica a corrente regolabile, oppure ricaricare durante la notte (momento in cui normalmente le altre utenze elettriche importanti non stanno funzionando) [15]. Nel caso in cui questi accorgimenti non siano possibili o sufficienti, è necessario modificare il contratto di fornitura e richiedere un aumento di potenza al contatore;
- **Medium Power (o *quick charging*):** con una potenza nominale compresa tra 3.7 e 22 kW può essere utilizzata sia per uso privato (con le stesse considerazioni del caso precedente) che pubblico;
- **High Power (o *fast charging*):** con una Potenza nominale maggiore di 22 kW è adatta ad uso pubblico.

Come riportato in Tabella 1-B, il tipo di connessione alla rete dipende dalla potenza richiesta.

Negli Stati Uniti invece i livelli di potenza delle stazioni di ricarica sono regolati dalla SAE (Society of Automotive Engineers) secondo la seguente classificazione [16] [17]:

- **Livello 1:** tipicamente per uso residenziale, utilizza le normali prese di connessione alla rete elettrica a 120 VAC (USA) o 230 VAC (EU), con correnti assorbite dell'ordine di 12-16 A e tempistiche di ricarica dell'ordine di 12-17 ore per ricaricare batterie con capacità media da 24 kWh. A questo livello sono associate operazioni di tipo *slow charging* con livelli di potenza fino a 1.9 kW.
- **Livello 2:** tipicamente per uso pubblico (ad esempio in centri commerciali o uffici), utilizza una connessione diretta del veicolo alla rete trifase a 230 VAC (USA) o 400 VAC (EU), con correnti assorbite nell'ordine dei 15-80 A e tempistiche nell'ordine delle 8 ore per ricaricare batterie con capacità media da 24 kWh. A questo livello sono associati livelli di potenza fino a 19.2 kW;
- **Livello 3:** è il livello associato alle Fast Charging Station, che utilizzano un carica-batterie esterno in grado di applicare una tensione tra 300 e 700 VDC direttamente sulla batteria del veicolo, con correnti che possono raggiungere anche i 400 A e potenze maggiori di 19.2 kW che possono raggiungere anche i 350 kW.

L'incremento della potenza fornita dalla stazione, purché compatibile con i livelli di potenza ammissibili per le batterie, riduce i tempi di ricarica a parità di energia trasferita.

In Tabella 2-C sono riportati le caratteristiche dei sistemi di ricarica-batterie commerciali forniti da Enel o da aziende collaboratrici con Enel (Ionomy [18]) in termini di potenze e tempi di ricarica [6].

Tabella 2–C. Principali caratteristiche dei carica-batterie utilizzati al giorno d'oggi.

Tempo di ricarica per 200 km di raggio d'azione (50 kWh)	Potenza massima erogabile	Categoria	Utilizzo
12 -18 ore	Monofase 3.3 kW	Wall Box (AC)	Domestico
6 – 8 ore	Monofase 7.4 kW	Wall Box (AC)	Domestico
4 -6 ore	Trifase 11 kW	Charging piles (AC)	Edifici privati o stazioni di ricarica pubbliche
2 -4 ore	Monofase 22 kW	Charging piles (AC)	Edifici privati o stazioni di ricarica pubbliche
40 – 60 min	Trifase 43 kW	Charging piles (AC)	Edifici privati o stazioni di ricarica pubbliche
40 – 60 min	DC 50 kW	Charging piles (DC)	Pubblico
20 – 30 min	DC 120 kW	Charging piles (DC)	Pubblico

<10 min	DC 350 kW	Charging piles (DC)	Pubblico
-------------------	-----------	------------------------	----------

Un esempio di Wall Box (AC) dedicata ad uso domestico realizzata da Enel X e riportata in Fig. 2-3a. L'azienda Ionity invece propone stazioni Fast Charging DC come quella riportata in Fig. 2-3b, e prevede l'installazione di 400 stazioni di ricarica che possono fornire un picco di 350 kW [19] lungo le principali autostrade d'Europa entro il 2020. [6]

Tuttavia è necessario specificare che le batterie che possono essere ricaricate alla potenza di picco dalle stazioni Ionity devono essere in buone condizioni e progettate specificatamente per una ricarica ad elevata potenza. Inoltre anche la temperatura ambiente dev'essere moderata, ed è una tipologia di ricarica idonea solo per eseguire cicli di carica parzializzati, altrimenti la potenza erogata viene ridotta per evitare surriscaldamenti e incrementare la vita della batteria [19].



(a)



(b)

Figura 2-3. Esempio di Wall Box: Enel Box Station 2.0 [20] (a). Esempio di Fast Charging Station prodotta da Ionity. [21] (b)

La ricarica di tipo wall box si caratterizza per una potenza nominale inferiore o comunque limitata rispetto alle altre opzioni, ma potrebbe impattare in maniera

consistente sul profilo di carico orario nel momento in cui diventasse particolarmente diffusa.

Uno scenario possibile ipotizzato da Terna prevede l'installazione di 4.5 milioni di wall box, con un rapporto di 0.5 wall box per veicolo elettrico, nello scenario di massima diffusione tra quelli descritti precedentemente. RTE stima un carico fino a 1.5 GW per 1 milione di veicoli elettrici che moltiplicato per il numero di EV nei vari paesi analizzati potrebbe portare la richiesta di potenza in ricarica per EV a livelli importanti rispetto alla domanda di picco.

Una comportamento probabile dei consumatori, con una ricarica dopo lavoro, potrebbe invece aumentare il carico fino a 1.1 GW per 1 milione di veicoli elettrici nelle ore serali, momento particolarmente critico in cui la domanda di energia elettrica è generalmente elevata e caratterizzata da una ramp rate elevato .

L'impatto delle wall box potrebbe comunque essere mitigato dall'introduzione di sistemi di ricarica intelligenti che possano eseguire la ricarica nelle ore notturne quando la domanda di energia elettrica è generalmente più bassa, riducendo l'impatto sul carico di punta.

Le stazioni di ricariche pubbliche con richieste di potenza maggiori si stima che saranno meno numerose delle wall-box, ma potrebbero avere anche un impatto significativo sul carico di picco, considerando soprattutto che una singola stazione potrebbe servire più veicoli contemporaneamente.

Una singola stazione di ricarica *High Power* potrebbe arrivare a richiedere una potenza fino a 5-10 MVA. Se alimentata da rete tale stazione richiederebbe un trasformatore della stessa taglia e costituirebbe un nodo di consumo significativo [6]

Una gestione integrata e intelligente della ricarica (ossia, non solo a livello locale ma dal punto di vista del sistema) potrebbe comunque portare le auto elettriche a costituire una riserva di potenza, considerando che un milione di veicoli elettrici equivale a circa 40-60 GWh in termini di riserva di energia e a 20 – 40 GW in termini di riserva di potenza. [6]

In Italia il numero di punti di ricarica pubblica al 2017 risulta pari 4207 (in 2108 postazioni), dato che la colloca in quinta posizione in ambito europeo dietro a Germania (22708), Regno Unito (13973), Paesi Bassi (10219) e Norvegia (7855). [22]

2.4 Altri effetti sulla rete

Oltre l'impatto in termini di domanda di energia e potenza, un grande volume di penetrazione di veicoli elettrici può avere effetti altri effetti significativi sul sistema elettrico che devono essere presi in considerazione [4]:

- Instabilità della tensione;
- Implicazioni sulla *Power Quality*;
- Incremento delle perdite in rete;
- Sovraccarico dei trasformatori;
- Conseguenze sull'ambiente;
- Impatto economico.

L'incidenza di questi effetti può variare in base a diversi fattori, come ad esempio livello di penetrazione di EV, caratteristiche delle batterie degli EV, posizionamento delle infrastrutture di ricarica, modalità di ricarica. In base a questi fattori è possibile riscontrare:

→ **Instabilità della tensione**: l'incremento della domanda in termini di potenza potrebbe portare il sistema elettrico a funzionare vicino ai limiti di stabilità della tensione, col rischio di causare guasti importanti. Infatti, il carico generato da un veicolo elettrico in ricarica è differente da un tradizionale carico industriale o domestico in quanto costituisce un carico non lineare: richiede un grande quantità di potenza per ricaricare totalmente la batteria nel più breve tempo possibile, con notevoli effetti sulla tensione del nodo di ricarica. Questo effetto risulta accentuato specialmente tenendo conto della grande variabilità della domanda generata dai veicoli elettrici, per cui è necessario per il futuro prevedere modelli di carico sempre più accurati, insieme allo sviluppo di sistemi di controllo adatti a smorzare le variazioni di tensione, che potrebbero anche agire sui tap-changer della rete.

→ **Implicazioni sulla Power Quality**: poiché i carica-batterie delle stazioni di ricarica presentano caratteristiche non lineari sono responsabili della generazione di armoniche indesiderate nella tensione e nella corrente del sistema di distribuzione.

Un altro effetto legato alla Power Quality generato dal carico non lineare dei veicoli elettrici potrebbe essere lo sbilanciamento della terna di tensioni del sistema trifase, condizione per cui i moduli o le fasi delle tensioni applicate sulle fasi potrebbero differire tra loro, con la comparsa di una tensione omopolare, e quindi di una corrente omopolare sul neutro con la generazione di perdite e surriscaldamento.

Altri fenomeni che possono verificarsi in questo senso sono: *Phantom Loading*, sbilanciamento del carico, *DC Offset*. Il Phantom Loading rappresenta il “carico fantasma” costituito dalla potenza assorbita dalle stazioni di ricarica quando sono a vuoto, senza nessun veicolo connesso, e varia a seconda del tipo di stazione di ricarica. Lo sbilanciamento del carico può generarsi se ci sono differenze di corrente assorbita tra le tre fasi di un sistema trifase dovute alla ricarica degli EV, con conseguente sbilanciamento della tensione (vedi sopra). Il DC Offset rappresenta la comparsa di una componente di corrente continua in un sistema in corrente alternata, che può verificarsi in seguito alla saturazione del nucleo dei trasformatori sovraccaricati (approfondito dopo).

- **Incremento delle perdite in rete**: il carico aggiuntivo generato dagli EV incrementerebbe le correnti circolanti in rete e quindi le perdite, che potrebbero essere ridotte adottando strategie di ricarica intelligente.
- **Sovraccarico dei trasformatori**: Insieme alla presenza di armoniche, l'incremento stesso delle correnti circolanti causerebbe sovraccarico dei trasformatori con conseguente invecchiamento precoce dovuto a stress termico. La diffusione capillare delle stazioni di ricarica necessiterebbe dunque una selezione accurata dei trasformatori e un'adeguata pianificazione della rete per ridurre questi effetti negativi.
- **Conseguenze sull'ambiente**: l'impatto della mobilità elettrica rispetto a quella tradizionale è rilevante sia dal punto di vista della compatibilità ambientale (emissioni, rumorosità) che di efficienza energetica [3]. Infatti il motore elettrico ha un'efficienza complessiva superiore al 60 – 70 % rispetto al 15-18 % di quello termico [4].

Per quanto riguarda le emissioni in verità è necessario tenere conto di alcuni aspetti importanti: è riscontrato in letteratura [4] [23] che, se durante l'intero

ciclo di vita il veicolo elettrico viene alimentato con energia elettrica prodotta da carbon-fossile, olio combustibile o carbone di lignite le emissioni risultano maggiori rispetto a quelle di un veicolo con motore a combustione interna (*ICE vehicle*).

Risulterebbe quindi controproducente, dal punto di vista ambientale, promuovere la diffusione di veicoli elettrici nelle regioni in cui queste fonti di energia sono predominanti.

Quest'analisi rafforza ancora di più la necessità di integrare il carico generato dai veicoli elettrici con energia prodotta da fonti rinnovabili. Infatti, qualora la transizione verso le rinnovabili fosse completa, la mobilità elettrica consentirebbe anche al settore dei trasporti di produrre impatto zero.

→ **Impatto economico**: l'impatto economico della mobilità elettrica può essere individuato secondo due prospettive: dal punto di vista dei proprietari di auto elettrica e dal punto di vista dei gestori della rete (*utility companies*) [4]. Dal punto di vista del proprietario dell'auto elettrica, i costi operativi e del "carburante" risultano inferiori grazie alla maggiore efficienza del motore elettrico e la minore costo dell'energia primaria.

In Tabella 2-D è mostrato a titolo esemplificativo il costo al litro e a kWh di due auto della stessa categoria a motore a combustione interna ed elettrica, con i relativi consumi specifici e il costo per percorrere 100 km. I prezzi di benzina e diesel sono riferiti al giorno 6 Dicembre 2018 per un distributore di Bologna [24].

Tabella 2–D. Confronto tra consumi e costi di auto a combustibile fossile e auto elettrica [24] [25] [26].

AUTO	TIPOLOGIA	CONSUMI		COSTO CARBURANTE	COSTO PER 100 KM DI PERCORRENZA
		DICHIARATI DALLA CASA MADRE	CONSUMI PER 100 KM		
VOLKSWAGEN GOLF	Benzina	20,8 km/l	4,8 l/100 km	1.529 €/l	7,35 €
VOLKSWAGEN GOLF	Diesel	25 km/l	4 l/100 km	1.469 €/l	5,87 €
NISSAN LEAF	Elettrica	0.17 kWh/km	17 kWh/100 Km	0.28 €/kWh	4,76 €

E' necessario tuttavia sottolineare che il costo dell'elettricità si riferisce al costo medio a kWh di energia elettrica acquistata in ambito domestico, e che tale costo potrebbe variare se l'energia venisse acquistata da una stazione di ricarica pubblica.

Inoltre, il progresso della tecnologia sta incrementando il ciclo di vita delle batterie utilizzate, anche se i prezzi degli EV restano ancora maggiori se confrontati con quelli dei veicoli con motore a combustione interna.

L'introduzione delle auto elettriche nel mercato di massa e politiche di incentivazione potrebbero in futuro ridurre il costo iniziale per il consumatore. Dal punto di vista dell'ente distributore, l'integrazione degli EV nella rete di distribuzione incrementerebbe i costi di sistema e le perdite, effetti che potrebbero essere però minimizzati per mezzo di una ricarica intelligente (come spiegato sopra). Anche l'integrazione con le fonti rinnovabili può giocare un ruolo importante in questo senso.

La connessione dei veicoli elettrici alla rete di ricarica domestica potrebbe inoltre consentire al consumatore di partecipare a programmi di dispacciamento, riducendo i costi di ricarica.

Di seguito si riporta in Tabella 2-D e Tabella 2-E un sunto degli impatti positivi e negativi della diffusione della mobilità elettrica.

Tabella 2–E. Tabella riassuntiva degli impatti negativi della diffusione dei veicoli elettrici.

N°	IMPATTO NEGATIVO	POSSIBILE RIMEDIO
1	Instabilità della tensione	Sistemi di controllo per smorzare le variazioni
2	Incremento della domanda di picco	Utilizzo della ricarica intelligente e della ricarica controllata
3	Implicazioni sulla Power Quality	Utilizzo della ricarica controllata, filtri e strategie di load-managment
4	Incremento delle perdite in rete	Utilizzo della ricarica controllata e uniformemente distribuita
5	Sovraccarico dei trasformatori	Utilizzo di strategie di load-managment

Tabella 2–F. Tabella riassuntiva degli impatti positivi della diffusione dei veicoli elettrici.

N°	IMPATTO POSITIVO	BENEFICIO
1	Integrazione delle stazioni di ricarica con la rete <i>(Benefici della tecnologia V2G)</i>	Gli EV possono iniettare potenza in rete con l'incremento dell'affidabilità del sistema, nonché la riduzione di perdite, cadute di tensione e oscillazioni di frequenza e tensione
2	Conseguenze sull'ambiente <i>(ipotizzando che la ricarica avvenga in regioni con una certa penetrazione di energia rinnovabile)</i>	Riduzione delle emissioni del sistema di trasporti
3	Economiche	Remunerazione dell'energia ceduta alla rete da parte dei consumatori, riduzione dei costi operativi

3. Stazioni di ricarica rapida

La capillarizzazione delle stazioni di ricarica rapide (comunemente identificate con la sigla *inglese Fast Charging Station – FCS*) risulta di fondamentale importanza per incentivare la diffusione della mobilità elettrica, al fine di ridurre i tempi di ricarica e la *range anxiety* degli utenti. [27]

Questo tipo di stazione comincia ad avere una buona diffusione in Europa ed è equipaggiata con connettori appartenenti a 4 diverse tipologie: CHAdeMO, Tesla Supercharger, CCS e GB/T, riportati in Tabella 3-A insieme alle tipologie di veicoli che li utilizzano [28]:

Tabella 3–A. Tipologie di connettori per le FCS e tipologie di auto elettriche che li utilizzano. [29] [30] [31] [32] [33]

Chademo	CCS (o Combo) Europe	CCS (o Combo) North America	GB/T	Tesla
				
Nissan Leaf, Mitsubishi Outlander PHEV, Kia Soul EV	BMW i3, Volkswagen Golf, Hyundai Ioniq Electric, Chevrolet Bolt, Chevrolet Spark		Veicoli elettrici destinati al mercato cinese	Tesla Model S, Tesla Model X

In Tabella 3-B sono riportate le principali caratteristiche delle tipologie di connettori.

Tabella 3–B. Livelli di potenza e prospettive future per i diversi standard di connessione delle AC e DC Fast Charging Stations (FCS).

Tipo di connessione	Regione di utilizzo (2018)	Potenza tipica di utilizzo (2018)	Massima	
			Potenza Prelevabile per connettore (2018)	Prospetti di sviluppo futuri
CHAdeMO	Giappone, Europa, Nord America	50 kW	200 kW, 400 kW	-
CCS (Combined Charging System) Europe	Europa	50 kW	150 kW, 400 kW	-
CCS North America	United States, Canada	50 kW	150 kW, 400 kW	-
GB/T	Cina	50 kW	237.5 kW	900 kW entro il 2020
Tesla	Tutto il mondo	125 kW	145 kW	200+ kW (potenzialmente >350 kW ma nessuna data specificata)

Di seguito si riporta in Fig. 3-1 un grafico che rappresenta la diffusione dei punti di ricarica di tipo Fast-Charge nei maggiori mercati di EV al 1 Gennaio 2018, in relazione ai tipi di connettori utilizzati (CHAdeMO, CCS, Tesla, GB/T). [28]

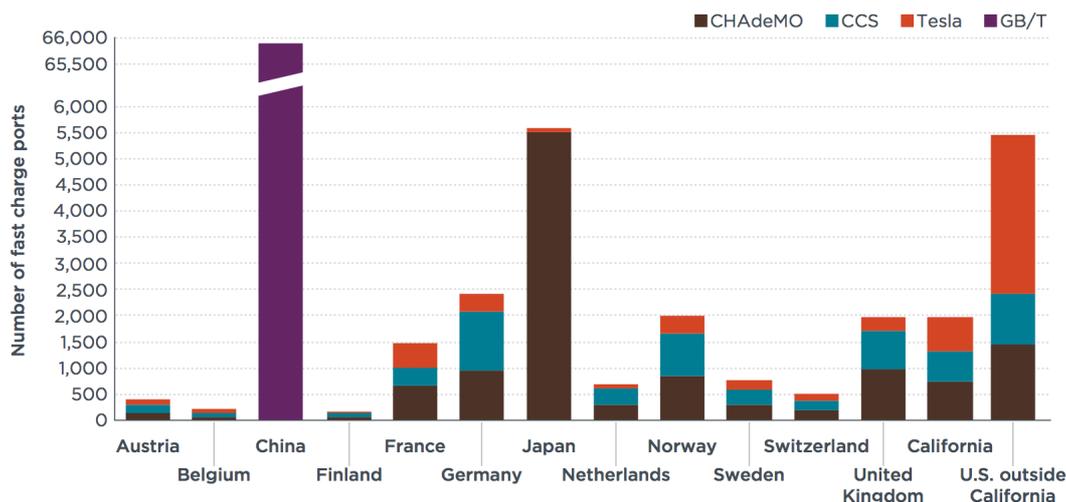


Figura 3-1. Numero di punti di ricarica di tipo Fast-Charge nei maggiori mercati mondiali di auto elettriche al 1 Gennaio 2018.

Allo stato attuale, in Italia si hanno a disposizione 150 stazioni Fast Charge con standard CHAdeMO, 77 con la presa standard CCS, 29 Tesla Superchargers. [34] [35]

Enel si è impegnata in un piano quinquennale con l'obiettivo di installare entro il 2022 14.000 stazioni di ricarica da 22 kW (chiamate *Quick Charge*), 50 kW (chiamate *Fast Charge*) e 350 kW (chiamate *Ultra Charge*). [36]

3.1 Caratteristiche delle batterie per EV

Per comprendere come avviene il processo di carica di una batteria per veicoli elettrici è necessario introdurre alcuni parametri descrittivi sia delle batterie adottate che di tale processo [37] [38] [2].

Le batterie per EV sono differenti da quelle utilizzati da altri dispositivi di elettronica di consumo, come ad esempio computer portatili o smartphones.

Infatti questo tipo di accumulatori deve avere la possibilità di fornire un'elevata potenza (fino a centinaia di kW) e accumulare elevate quantità di energia (fino a decine di kWh), con dimensioni, peso e costi limitati. Le prestazioni richieste cambiano nel caso di veicolo full-electric o ibrido.

La Tabella 3-C mostra le tipologie di accumulo elettrochimico utilizzate da alcuni veicoli elettrici in commercio.

Tabella 3—C. Batterie utilizzate dai veicoli elettrici di diversi costruttori [39].

Veicolo	Tecnologia adottata	Capacità batteria
Mitsubishi iMiEV	Li-ion	16 kWh
Smart Fortwo ED	Li-ion	16.5 kWh
BMW i3	Li-ion	22kWh
Nissan Leaf	Li-ion	30 kWh
Tesla S	Li-ion	90kWh
Chevy Bolt	Li-ion	60 kWh

In letteratura le prestazioni delle batterie vengono analizzate secondo i seguenti parametri [37] [38] [2] [40]:

→ **Capacità nominale**($C_{nom.}$): misurata in Ah (Ampere-ora) rappresenta la quantità di carica che può essere estratta in totale dalla cella secondo determinate condizioni di scarica specificate dal costruttore della batteria, partendo dalla batteria nuova e completamente carica e arrivando a scaricarla completamente.

La capacità nominale potrebbe essere espressa anche in Wh (Watt-ora), secondo la seguente relazione:

$$C_{nom.} [Wh] = C_{nom.} [Ah] \times \text{Tensione media di scarica [V]} \quad (2.1)$$

Le condizioni di scarica definite dal costruttore potrebbero riguardare ad esempio la temperatura di funzionamento o il regime di scarica, definito anche *C-rate*.

- **C-rate nominale**: indica quanto velocemente la batteria viene caricata o scaricata, in relazione alla sua capacità nominale. Ad esempio un C-rate nominale pari a 1C indica che la batteria è pienamente scaricata o caricata in un ora;
- **SOC – State Of Charge**: è un parametro che definisce lo stato di carica della batteria, ovvero a quanto ammonta la carica all'interno della batteria in seguito a un'operazione di carica/scarica, definito in percentuale rispetto alla capacità nominale. E' possibile calcolare il SOC a un tempo di funzionamento t tramite la seguente espressione:

$$\text{SOC} = \frac{\text{Capacità rimanente}}{\text{Capacità nominale}} \quad (2.2)$$

Durante l'utilizzo della batteria, una variazione del SOC tra un tempo iniziale t_0 e un tempo t può essere espressa tramite la seguente relazione:

$$\Delta\text{SOC} = \text{SOC}(t) - \text{SOC}(t_0) = \frac{1}{\text{Capacità nominale [Ah]}} \int_{t_0}^t i(\tau) d\tau \quad (2.3)$$

Dove $i(\tau)$ rappresenta la corrente di carica/scarica della batteria.

In base alle definizioni scritte qualsiasi batteria avrà a disposizione un SOC minimo e massimo da non eccedere durante le operazioni di carica/scarica per evitare degradazioni nelle prestazioni.

- **DOD - Depth Of Discharge**: è un parametro che misura la profondità di scarica della batteria, ovvero quanto la batteria è scarica, in maniera complementare al SOC:

$$\text{DOD} = 1 - \text{SOC} \quad (2.4)$$

- **Tensione ai terminali della cella**: tensione che si stabilisce ai morsetti della batteria quando un carico vi è connesso. Il valore di questa tensione varia al variare dello stato di carica della batteria e dipende dalla corrente di carica/scarica adottata;

- **Tensione di Cut-Off superiore**: è la tensione massima che può essere stabilita ai capi della batteria durante un'operazione di carica per ragioni di sicurezza; Al raggiungimento di questa tensione la carica si assume terminata.
- **Tensione di Cut-Off inferiore**: è la tensione minima che può essere stabilita ai capi della batteria durante un'operazione di scarica per ragioni di sicurezza;
- **Tensione di circuito aperto**: è la tensione che si stabilisce ai capi della batteria quando nessun carico è connesso ai suoi terminali;
- **Energia specifica**: anche chiamata densità gravimetrica di energia è definita la quantità di energia che può essere accumulata dalla batteria per unità di massa [kWh/kg];
- **Potenza specifica**: anche chiamata densità gravimetrica di potenza è definita la quantità di potenza che può essere accumulata dalla batteria per unità di massa [kW/kg];
- **Numero di cicli di carica/scarica**: è il numero di cicli di carica e scarica completi che la batteria può sopportare prima che la sua capacità decada ad un valore pari all'80% della capacità nominale. Questo parametro indica la vita della batteria e dipende dalla temperatura, dal regime di carica/scarica, dal SOC e DOD minimo e massimo raggiunti durante le attività della batteria.

3.2 Processo di carica

Per ottenere la ricarica del veicolo è necessario un sistema di elettronica di potenza che mette in connessione la batteria del veicolo e la rete elettrica. Questo sistema complessivamente è composto da due sottosistemi: la stazione di ricarica, denominata anche *Electric Vehicle Service Equipment* (EVSE) oppure *off-board charger*, e un caricabatterie a bordo dell'auto (*on-board charger*) [16]. Quest'ultimo funziona quando il veicolo è connesso ad una stazione in corrente alternata convertendo il flusso di potenza in DC in base al profilo di carica richiesto dalla batteria. L'insieme dei componenti in gioco è rappresentato in figura 3-2.

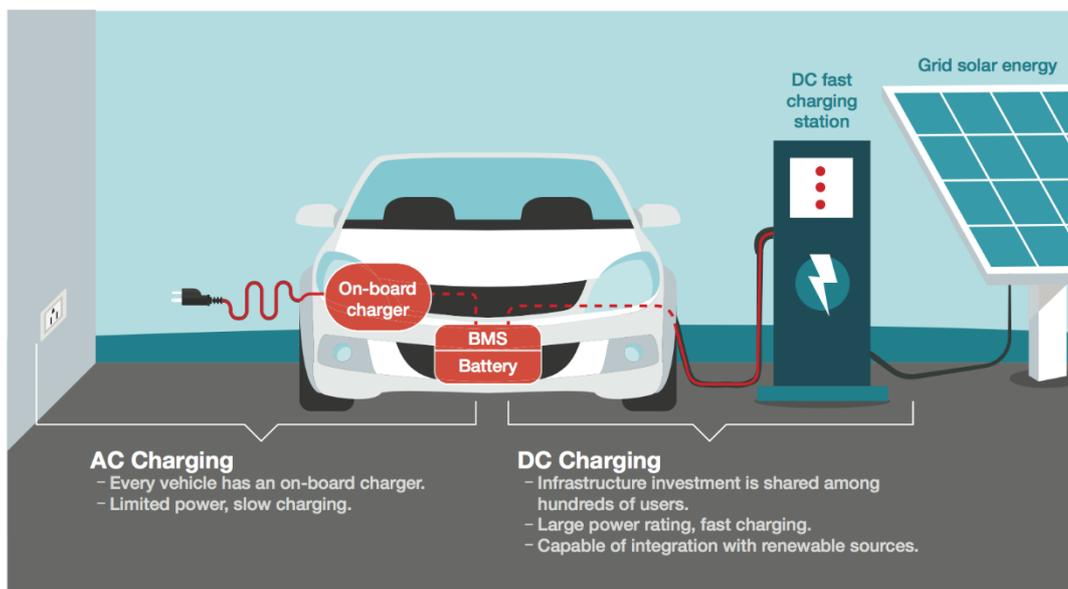


Figura 3-2. Esempio di sistema complessivo di ricarica di un veicolo elettrico.

L'interfacciamento tra il caricatore a bordo connesso alla stazione AC e la batteria avviene per mezzo di un sistema chiamato Battery Management System (BMS).

In presenza di una stazione di ricarica DC invece il caricatore a bordo viene bypassato e la stazione di ricarica si interfaccia direttamente col BMS.

La velocità del trasferimento di energia durante la carica è dipendente da 2 fattori: tensione ai capi della batteria (V) e corrente che fluisce all'interno della batteria (A).

La potenza trasferita dipende dal prodotto tra queste due grandezze per cui a parità di tensione, più è bassa la corrente maggiori saranno i tempi di ricarica. Il processo di carica per le batterie di un'auto elettrica consiste in 3 fasi. [41]

La prima è la fase di *pre-charge* durante la quale la corrente viene mantenuta costante a un valore contenuto e la tensione viene costantemente incrementata. La seconda fase, chiamata *constant current* (CC) comincia quando lo stato di carica della batteria (*State of Charge* – SOC) raggiunge il 10%: dopo quest'avvenimento la corrente viene mantenuta costante a un valore adeguatamente alto fino a che la tensione ai capi della batteria non raggiunge un valore massimo. Raggiunto questo valore comincia la terza fase chiamata *constant voltage* (CV) in cui la tensione viene mantenuta costante ad un valore massimo ritenuto di sicurezza e la corrente continua a circolare, seppure con ampiezza decrescente, determinando l'aumento della tensione fino a un valore massimo. Se il veicolo comincia la ricarica ad un SOC maggiore del 10% la fase di pre-charge non si verifica, per cui può essere omessa come mostrato in figura 3-3.

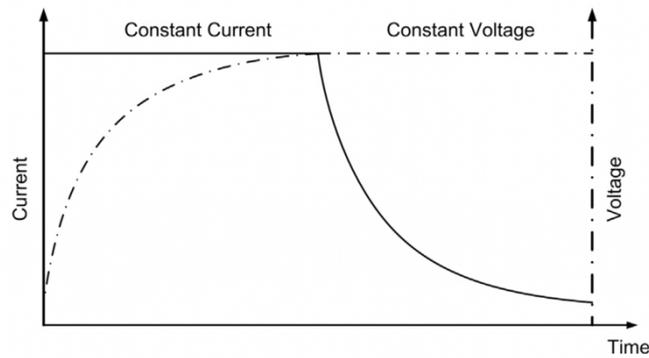


Figura 3-3. Descrizione delle fasi di carica di una batteria a bordo di un EV.

In Fig. 3-4 è mostrato, a titolo di esempio, il profilo di potenza assorbito in ricarica da una Kia Soul EV, equipaggiata con un batteria da 27 kWh, connessa a una stazione di ricarica da 120 kW. [42]

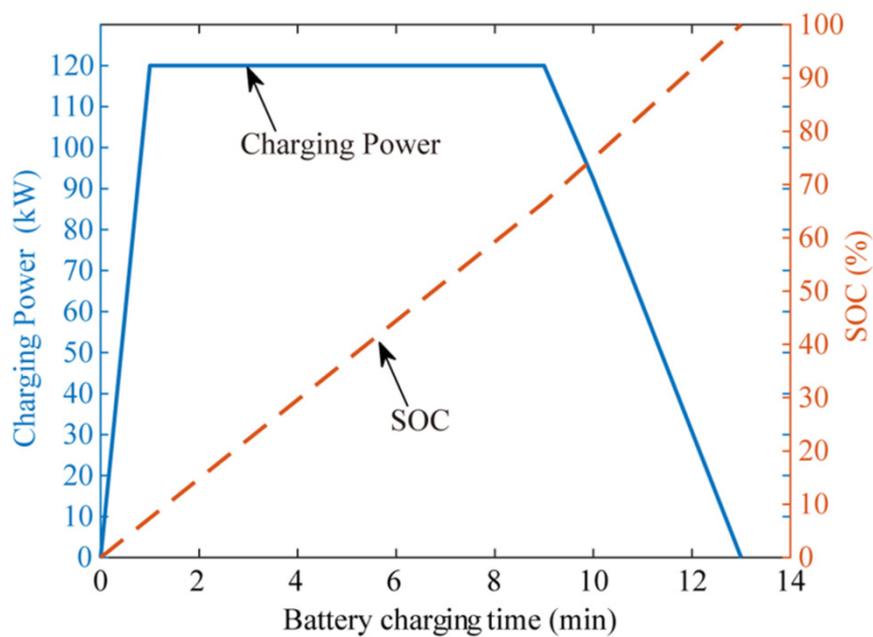


Figura 3-4. Andamento di Potenza e SOC durante la ricarica di una Kia Soul EV. [42]

3.3 Generalità sull'architettura del sistema

Le operazioni di ricarica sono regolamentate in Europa e Stati Uniti dagli standard IEC e SAE che definiscono le tipologie dei dispositivi di ricarica, come descritto nel paragrafo 1.3 [16] [17].

Di seguito si riporta in figura 3-5 uno schema a blocchi dei sistemi di ricarica per i livelli 1,2,3 definiti dallo standard SAE.

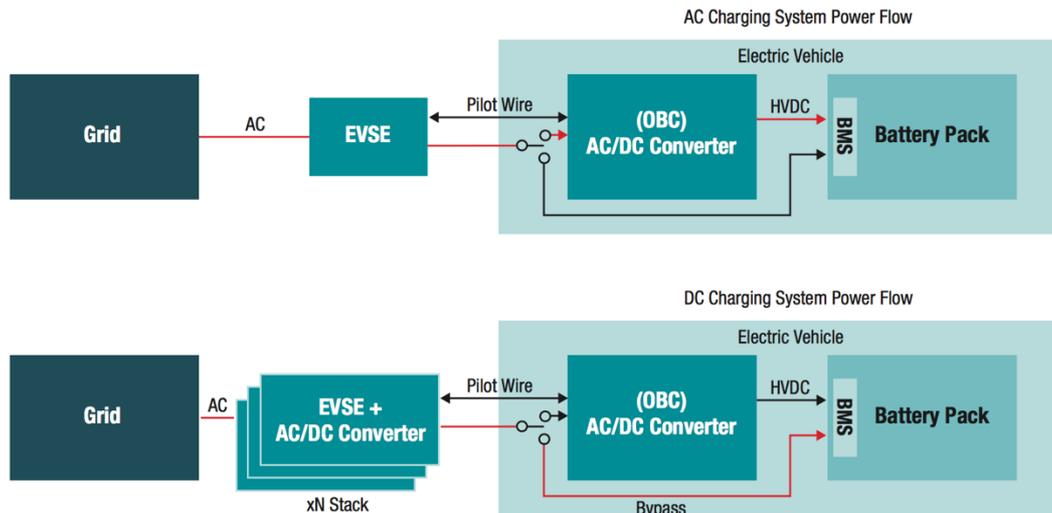


Figura 3-5. Schemi a blocchi per i sistemi di ricarica di livello 1 e 2 (parte superiore) e 3 (parte inferiore).

Nella parte inferiore della figura si può vedere come la ricarica in DC bypassa il convertitore AC/DC.

I modi di ricarica sono invece definiti dallo standard IEC 62196 che prevede [43]:

- **“Mode 1” - slow charging from a household-type socket-outlet:** il veicolo è collegato alla rete elettrica mediante le normali prese di corrente (standard 10 A) presenti nelle abitazioni. Per utilizzare la modalità 1, l'impianto elettrico deve essere conforme alle norme di sicurezza e deve avere un sistema di messa a terra, con un interruttore automatico per la protezione contro il sovraccarico e una protezione differenziale.
- **"Mode 2" - slow charging from a household-type socket-outlet with an in-cable protection device:** Il veicolo è collegato alla rete elettrica principale tramite diverse famiglie di prese. La ricarica è effettuata tramite la rete monofase o trifase e l'installazione di un cavo di messa a terra. Il dispositivo di protezione è integrato nel cavo.
- **"Mode 3" - slow or fast charging using a specific EV e PHEV socket-outlet with control and protection function installed:** Il veicolo è collegato direttamente alla rete elettrica tramite presa e spina specifica ed un circuito dedicato. Un dispositivo con funzione di controllo e di protezione viene inserito in modo permanente nell'installazione. Questa è l'unica modalità di ricarica consentita per l'uso pubblico ed in grado di soddisfare il livello di sicurezza stabilito dalle norme europee.

- **"Mode 4" - fast charging using an external charger:** il veicolo elettrico è collegato alla rete di distribuzione principale attraverso un carica batterie esterno. Il controllo, le funzioni di protezione e il cavo di carica del veicolo sono inseriti in modo permanente nella struttura di rifornimento.

Come spiegato in precedenza, rispetto ai precedenti modi il modo 4 non richiede un raddrizzatore a bordo dell'auto, con ricadute in termini di minor peso e semplicità di costruzione del veicolo.

Per la ricarica a corrente continua (CC) inoltre sono stati definiti due sotto-modi di funzionamento:

- **DC Level 1** (fino a 500V e 80A, potenza 40 kW)
- **DC Level 2** (fino a 500 V e 200A, potenza 100 kW): con quest'ultima modalità si stima che il tempo tipico per una ricarica completa possa ridursi fino a soli 10 minuti circa.

Per descrivere più nel dettaglio l'architettura del sistema in questa tesi si farà riferimento a 3 diverse tipologie di stazione ricarica [44]:

- **Grid-Tied:** è costituita solamente da un carica-batterie connesso direttamente alla rete elettrica;
- **Microgrid:** è costituita da un carica-batterie integrato con sistema di accumulo e impianto fotovoltaico, con la possibilità di prelevare potenza dalla rete ma in caso di necessità (fisiche e/o economiche della rete o della stazione) di disconnettersi dalla la rete e funzionare autonomamente;
- **Off-grid:** ha la stessa composizione della stazione microgrid ma viene dimensionata in modo tale da funzionare in isola con l'autosufficienza totale dalla rete.

3.4 Stazione di ricarica di tipo *Grid-Tied*

Di seguito si riporta una descrizione dei componenti principali per stazioni di ricarica AC e DC di Livello 1,2 e 3 [17].

3.4.1 AC (Livello 1 e 2)

Come menzionato precedentemente, le stazioni di ricarica AC di Livello 1 e 2 necessitano di un convertitore AC/DC a bordo dell'automobile che interfacci la rete AC con la batteria dell'auto.

Le stazioni di **Livello 1** (*on-board slow charging devices*) hanno un'architettura di conversione della potenza simile a un convertitore a doppio stadio, dove il secondo stadio può anche essere dotato di isolamento galvanico in modo da isolare il veicolo connesso dalla rete. Il primo stadio è dedicato ad una conversione AC/DC con un raddrizzatore attivo o passivo connesso ad un dispositivo di Power Factor Correction (PFC). In entrambi i casi le armoniche iniettate in rete devono essere contenute in accordo con gli standard IEC 61000-3-2, IEC-1000-3-2, e IEEE- 519. Generalmente la topologia di questo sistema prevede un raddrizzatore seguito da un convertitore DC boost che funziona anche come PFC.

Il secondo stadio è composto dal convertitore DC/DC che regola il profilo di carica della batteria, può essere dotato di isolamento galvanico e a seconda della topologia del primo stadio ha la possibilità di supportare flussi bidirezionali di potenza.

Un esempio di questo tipo, che può essere alimentato anche da un sistema monofase è riportato in Fig. 3-6.

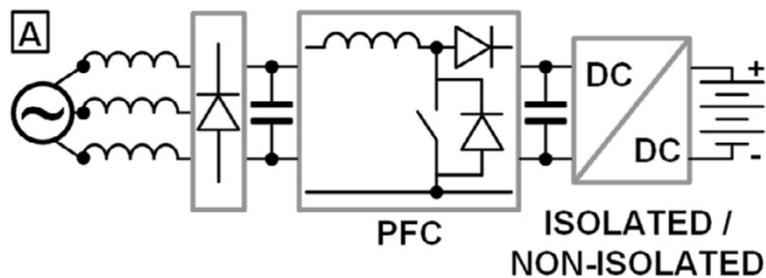


Figura 3-6. Esempio di carica-batterie di Livello 1.

Da sinistra (lato rete) verso destra (lato veicolo) il sistema prevede un raddrizzatore passivo (convertitore AC/DC) con un dispositivo PFC che evita implicazioni sulla Power Quality sul lato rete, come richiesto dagli standard, e infine un convertitore DC/DC di tipo ZVS (Zero Voltage Switching).

I carica-batterie di **Livello 2** (*on-board slow semi fast charging devices*) vengono dimensionati per funzionare a picchi di potenza fino a 19.2 kW senza necessità di carica-

batterie off-board. Uno schema di riferimento per questa tipologia con connessione trifase è rappresentato in Fig. 3-7.

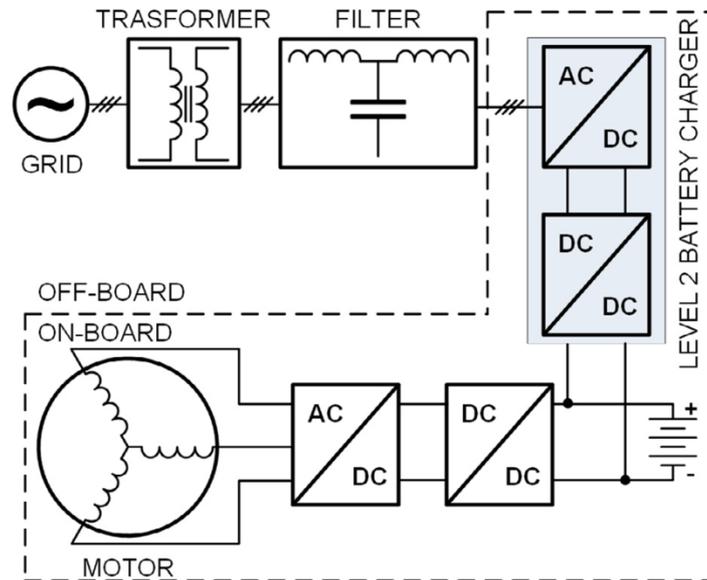


Figura 3-7. Schema di principio di un carica-batterie trifase on-board.

Uno dei principali problemi di questi sistemi è la necessità di ridurre il peso complessivo che impatta sia sulle prestazioni che sui costi del veicolo.

Il caso preso in esame in Fig. 2-7 si riferisce a una potenza di 3.3 kW che viene trasmessa alla batteria per mezzo di due stadi di conversione AC/DC e DC/DC con la possibilità anche in questo caso di ottenere flussi bidirezionali tra batteria e rete.

3.4.2 DC (Livello 3)

Nel caso di una stazione di ricarica di tipo Fast-Charge i requisiti principali da tenere in conto per il dimensionamento del convertitore DC/DC sono i seguenti:

- Isolamento galvanico tra il veicolo connesso e la rete che garantisca la sicurezza dell'utente durante le operazioni di ricarica;
- Ampi range di variazione della tensione di alimentazione (100-600 V) in modo da consentire l'interfacciamento del sistema con diverse tipologie di EV e diverse tecnologie di batterie;
- Limitazione dei ripple di tensione e corrente in modo evitare malfunzionamenti o ridurre la vita della batteria (max 1% per la corrente e 5% per la tensione);
- Potenza disponibile tale da ridurre il più possibile i tempi di ricarica, compatibilmente con le tecnologie di batterie adottate;

- Tempi di ricarica minori di 10 minuti per raggiungere l'80% del SOC della batteria.

I problemi principali da affrontare in questo caso sono relativi a dimensioni, peso e costi del sistema, ragion per cui questi carica-batterie sono di tipo off-board e sono allocati generalmente nei comuni rifornitori di carburante.

Due esempi di stazione di ricarica di tipo DC per potenze **fino a 100 kW** è riportata in Fig. 3-8, nel caso A è presente un trasformatore in bassa frequenza (LF transformer), nel caso B un trasformatore ad alta frequenza (HF transformer) integrato all'interno del convertitore DC/DC.

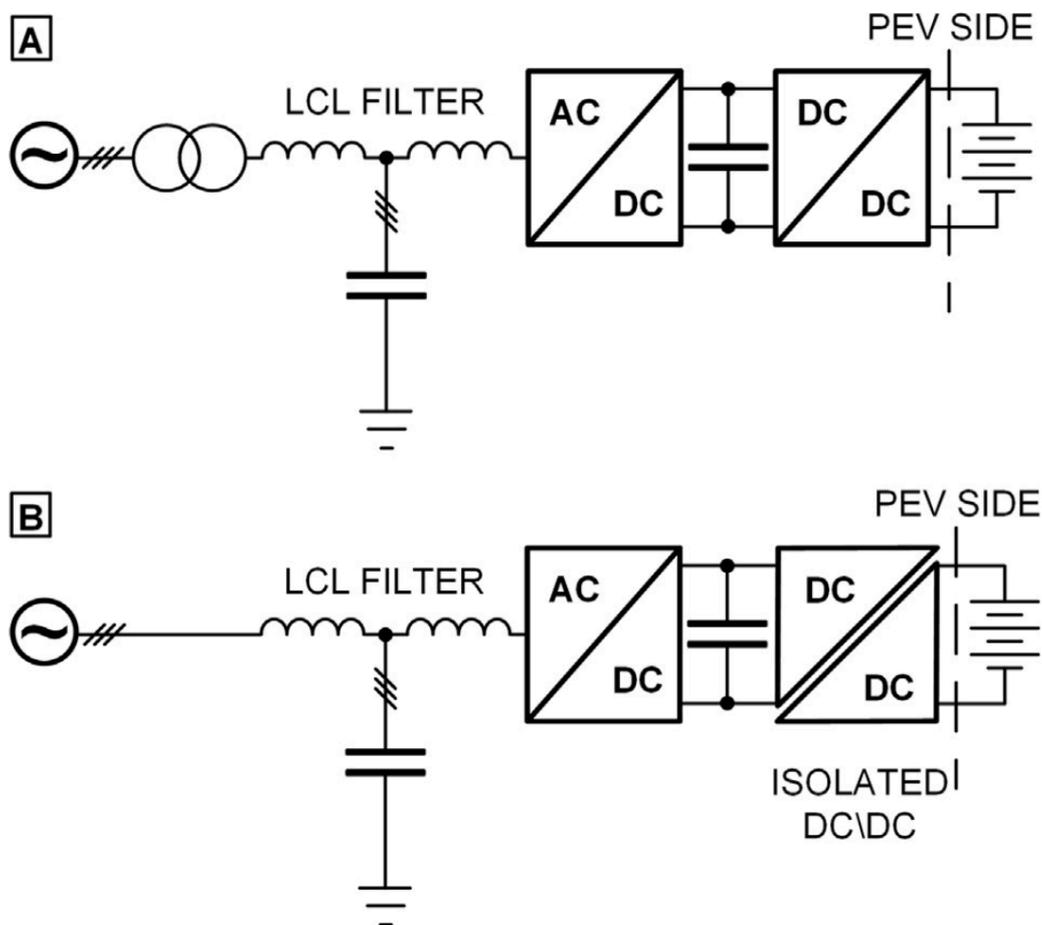


Figura 3-8. Stazione di ricarica DC con LF transformer (A). Stazione di ricarica DC con HF transformer (B)

Nel caso A il dimensionamento del sistema conduce a un convertitore molto voluminoso e costoso, e la frequenza di commutazione dev'essere mantenuta bassa per ridurre le perdite per commutazione e reverse recovery.

Il sistema B invece è realizzato con un convertitore DC/DC isolato che funziona a 8 kHz. In questo caso però il dimensionamento del convertitore DC/DC è strettamente

correlato ai componenti parassiti del trasformatore e l'efficienza è limitata dalle perdite di commutazione.

La potenza può essere incrementata utilizzando più convertitori in parallelo.

Sia la configurazione A che quella B possono essere connessi alla rete BT che MT tramite convertitori bidirezionali AC/DC, ad esempio controllati con tecnica di modulazione PWM e chiamati Synchronous Active Front End (SAFE), come riportato in Fig. 3-9.

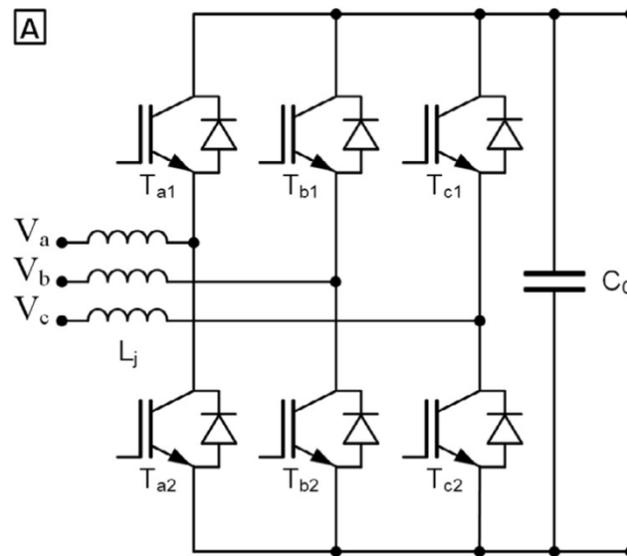


Figura 3-9. Convertitore SAFE.

Per potenze **maggiori di 100 kW** gli effetti negativi sulla rete discussi nel Capitolo 1 diventano significativi. Nell'ottica di ridurre quest'impatto la realizzazione di infrastrutture integrate tra FCS, sistemi di generazione da fonti rinnovabile (Renewable Energy Sources – RES) e sistemi di accumulo di energia a terra (Energy Storage Systems – ESS) diventa necessaria. Il dimensionamento di una tale sistema con riferimento ad un caso di studio di interesse applicativo è discusso nei capitoli 3 e 4.

L'integrazione può avvenire attraverso sistemi di generazione da eolico e fotovoltaico, e sistemi di accumulo elettrochimico quali batterie o supercapacitori.

Tuttavia, è possibile anche l'utilizzo di ESS con diversi principi di funzionamento come volani, stazioni di pompaggio, sistemi di stoccaggio di aria compressa e idrogeno o SMES (Superconductive Magnetic Energy Storage System) fino a creare sistemi di accumulo ibridi con più tecnologie insieme [45], con integrazione tale da creare vere e proprie microreti per le FCS, come spiegato nel prossimo paragrafo.

3.5 Stazioni di ricarica di tipo *Micro-Grid*

In letteratura col termine Micro-Grid (in italiano *microrete*) si fa riferimento a un gruppo localizzato di sorgenti e sistemi d'accumulo di energia elettrica che normalmente opera connesso ed in sincronia con la rete elettrica, ma che a seconda delle necessità (fisiche e/o economiche) può essere disconnesso e funzionare autonomamente [46].

Un esempio di stazione di ricarica di tipo Micro-Grid può essere rappresentato in Fig. 3-10, in cui il sistema d'accumulo (storage), la generazione prodotta da rinnovabili (renewable sources) e la stazione di ricarica (PEV side) condividono un unico bus DC [17].

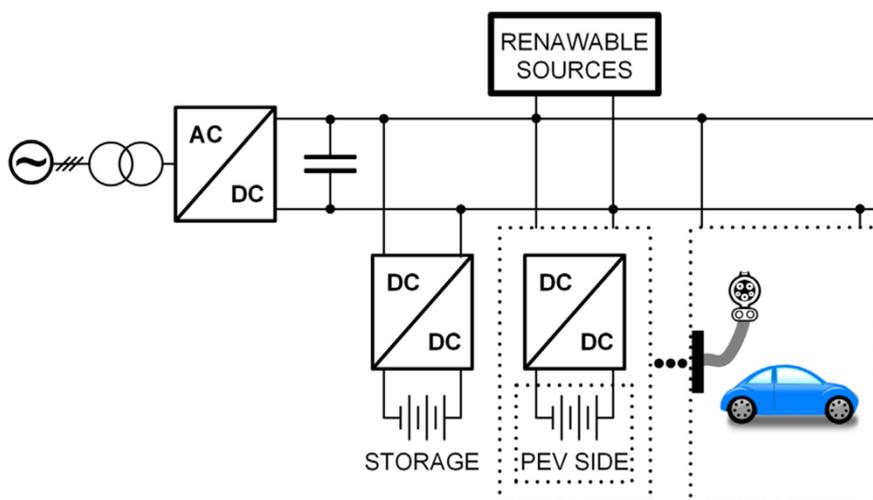


Figura 3-10. Esempio di integrazione tra sistemi di ricarica di Livello 3 con ESS e RES che condividono un unico bus DC.

Questo tipo di sistemi possono essere controllati in maniera centralizzata o distribuita, con la possibilità di offrire servizi al gestore di rete secondo diverse logiche, che dipendono dal SOC dei sistemi d'accumulo in gioco, la potenza scambiata tra la rete e la FCS e la disponibilità delle fonti rinnovabili. La connessione alla rete permette il soddisfacimento della richiesta di carico anche nel momento in cui la disponibilità delle fonti rinnovabili venga a mancare; nel caso in cui dovesse esserci eccedenza di potenza prodotta dalle fonti rinnovabili rispetto al carico, l'ammontare di tale eccedenza potrebbe essere immesso in rete.

L'integrazione tra fonti rinnovabili e stazioni di ricarica rapida, oltre ad avere un impatto sulla riduzione delle emissioni, risulterebbe essenziale anche per ridurre i picchi di potenza richiesti alla rete e quindi le esigenze di dimensionamento.

Per impianti di piccola potenza si può considerare anche la possibilità di realizzare una micro-grid FCS nella quale il sistema d'accumulo è rappresentato dalla batteria del veicolo connesso durante la ricarica, come si può vedere in Fig. 3-11 [44].

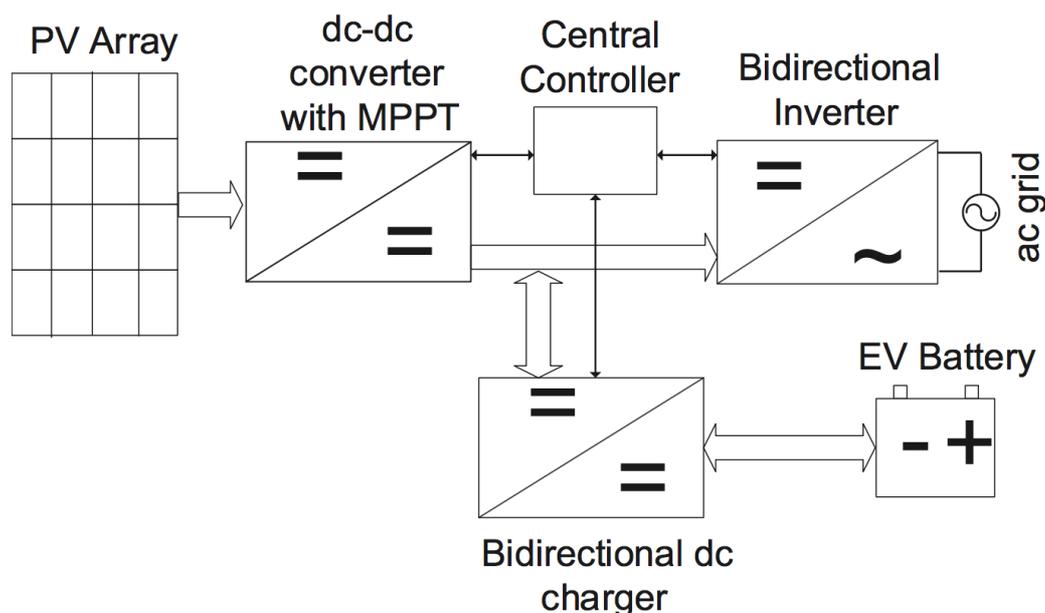


Figura 3-11. Esempio di FCS Micro-Grid riportato in [44].

I principali componenti di questo sistema sono: un impianto fotovoltaico (PV array), un convertitore DC/DC che integra anche algoritmi di MPPT (Maximum Power Point Tracking) per ottimizzare la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico, un carica-batterie bidirezionale per la batteria dell'auto e un inverter bidirezionale per l'interfacciamento del sistema alla rete. I convertitori sono controllati da un controller centralizzato che ha il compito di ripartire i flussi di potenza secondo logiche predefinite, che dipendono dalla disponibilità di energia prodotta dal fotovoltaico, dal carico connesso e dal costo dell'energia importata dalla rete. Tramite i convertitori bidirezionali si ha la possibilità di implementare 5 diverse possibilità di funzionamento:

1. **Charging by PV only** – se l'energia prodotta dal fotovoltaico è sufficiente a ricaricare il veicolo, la ricarica viene alimentata utilizzando soltanto tale energia, e la stazione viene disconnessa dalla rete;
2. **Charging by grid only: inverter in rectification** – se la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico è totalmente insufficiente ad alimentare il carico (in

- caso di radiazione solare incidente nulla o quasi nulla), la ricarica viene alimentata utilizzando soltanto energia assorbita dalla rete;
3. **Charging by PV and grid: inverter in rectification** – se la potenza prodotta dall’impianto fotovoltaico è insufficiente ad alimentare una ricarica totalmente indipendente dalla rete, il deficit di potenza rispetto alla richiesta del carico viene fornito dalla rete;
 4. **No charging: inverter in inversion** – quando non vi è nessun veicolo connesso alla stazione, la potenza prodotta dal fotovoltaico può essere venduta alla rete dopo essere convertita da DC ad AC tramite l’inverter;
 5. **Vehicle to grid: inverter in inversion** – in certe ore del giorno, quando il prezzo dell’energia è alto e vi sono veicoli connessi alla stazione di ricarica che rimangono parcheggiati a lungo, vi è la possibilità di vendere l’energia contenuta nelle batterie dei veicoli alla rete.

3.6 Stazione di ricarica di tipo *Off-Grid*

Questo tipo di stazioni di ricarica prevede l’utilizzo unico di una fonte rinnovabile (ad esempio un impianto fotovoltaico) per alimentare i veicoli elettrici in ricarica, senza possibilità di scambi di potenza con la rete. A causa della non programmabilità della fonte rinnovabile questo tipo di sistema non è molto popolare comparato alla stazione Micro-Grid, ma può essere conveniente ad esempio in aree in cui l’approvvigionamento di energia dalla rete risulta difficoltoso, o in cui il gestore della rete ritiene antieconomico predisporre le strutture per effettuare ciò.

Un tipico esempio di questo sistema è riportato in Fig. 3-12 [44].

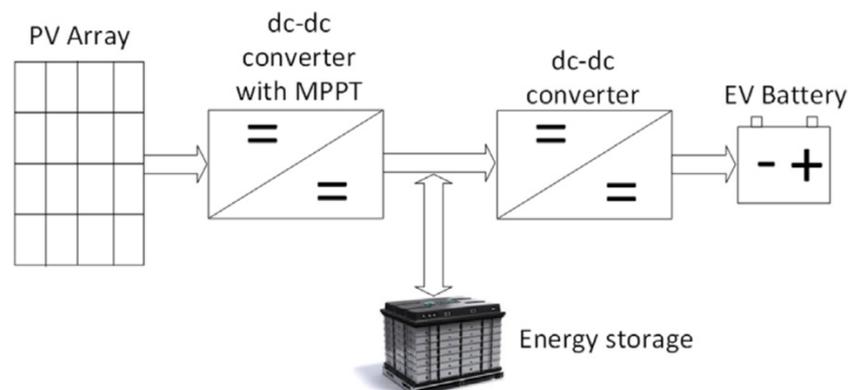


Figura 3-12. Esempio di FCS *off-grid*.

In questo caso la ricarica viene realizzata connettendo l'impianto fotovoltaico al veicolo per mezzo di sistema d'accumulo (Energy storage), che ha la possibilità di accumulare energia quando la potenza richiesta dal carico è inferiore a quella prodotta, e viceversa fornire energia al carico quando quella prodotta non è sufficiente a soddisfarne le esigenze. Un'altra funzione del sistema d'accumulo è quella di smussare le variazioni improvvise di potenza prodotta dal fotovoltaico. Una connessione diretta tra PV ed EV senza ESS sarebbe possibile ma poco pratica, poiché renderebbe la ricarica impossibile nel caso in cui l'energia prodotta da fotovoltaico venisse a mancare. I convertitori utilizzati in questo caso sono unidirezionali.

4. Modello di studio di una stazione di ricarica rapida di tipo Micro-Grid

Lo scopo di questa tesi è studiare il comportamento di una stazione di ricarica di tipo Micro-Grid, ossia costituita da un carica-batterie integrato con sistema di accumulo e impianto fotovoltaico, con il supporto di scambi di energia bidirezionali con la rete, in cui il sistema d'accumulo (ESS), l'impianto fotovoltaico (PV power plant) e la stazione di ricarica (Charging slot) condividono un unico bus DC al quale è connessa anche la rete stessa.

Il layout ipotizzato è riportato in Fig. 4-1. Maggiori dettagli sono descritti nel seguito.

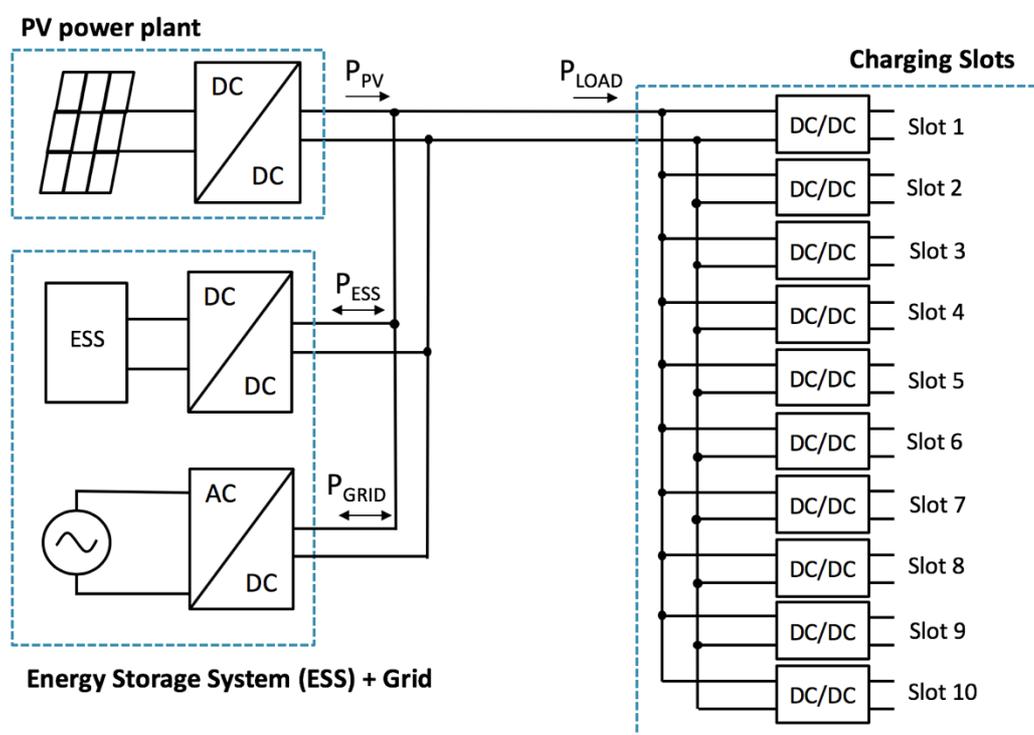


Figura 4-1. Layout ipotizzato per la stazione di ricarica.

Dove:

- P_{PV} è la Potenza generata dall'impianto fotovoltaico;
- P_{ESS} è la potenza scambiata col sistema d'accumulo;
- P_{GRID} è la potenza scambiata con la rete (limitata a 100 kW);
- P_{LOAD} è la potenza richiesta dal carico, ossia la potenza complessivamente assorbita da tutte le slots.

Sono prese in considerazione diverse condizioni di dimensionamento energetico sia dell'impianto PV che dell'ESS. In questo capitolo vengono descritte le ipotesi di studio adottate. Alcune di queste ipotesi risultano necessariamente semplificative in quanto in molti casi non sono disponibili dati reali. Tuttavia si evidenzia che lo scopo principale della tesi è lo sviluppo di una metodologia che consenta di dimensionare i componenti del sistema, a partire dagli input costituiti dai dati traffico e di irraggiamento dell'area in cui dev'essere installata la stazione. Tale metodologia può essere applicata nel caso in cui siano tali input siano modificati per renderli più rispondenti ai casi reali .

4.1 Ipotesi di studio

4.1.1 Numero di slot

Il numero di slot della stazione considerata è pari a 10. Si è fatta l'ipotesi che la stazione di ricarica rapida sia posizionata lungo un'autostrada, per cui si è preso come riferimento il numero di pompe di carburante per un comune distributore posto su in tale locazione.

Nel caso si abbiano a disposizione dei dati riferiti al traffico e alla penetrazione di EV nell'autostrada considerata, il numero di slot è un parametro strategico che può essere utilizzato per ridurre i tempi di coda il più possibile. [47]

4.1.2 Potenza assorbita da ogni slot

Per determinare la potenza massima prelevabile da ogni singolo slot si è preso come riferimento la batteria di un veicolo elettrico di piccola taglia, la Kia Soul EV. Considerando che la capacità della batteria di una Kia Soul è pari a 27 kWh, ipotizzando un regime di carica a 5C si ottiene:

$$\text{Potenza_slot} = 27 \times 5 = 135 \text{ kW}$$

Per cui il picco di potenza assorbita dalla stazione risulta 1350 kW.

Alcuni veicoli elettrici possiedono batterie di capacità superiore, come la Nissan Leaf (40 kWh) [48] ma in questo caso si è voluto portare in conto che a questo tipo di

stazione di ricarica possano accedere anche auto ibride di tipo plug-in, che presentano batterie di capacità inferiori [49] e per le quali la Potenza_slot sarebbe sovradimensionata.

4.1.3 Limite di potenza scambiata con la rete

La ragione per cui si è scelto di studiare una stazione di tipo Micro-Grid è quella di limitare la potenza scambiata con la rete, allo scopo di ridurre gli effetti negativi discussi in precedenza e in particolar modo evitare che il nodo di connessione della stazione diventi un nodo di consumo significativo.

Infatti, se una stazione di questo tipo fosse Grid-Tied necessiterebbe di una potenza di picco di 1350 kW e la rete potrebbe non essere in grado di fornirla, richiedendo un aumento della generazione e investimenti in termini di potenziamento delle infrastrutture (condutture, trasformatori). Per questo motivo si è scelto di limitare la potenza scambiata con la rete a 100 kW, valore riscontrato in letteratura come limite oltre il quale gli effetti negativi della rete diventano significativi. Il limite impone che se la potenza richiesta dal carico eccede la potenza producibile dall'impianto fotovoltaico, la rete ha la capacità di intervenire soltanto entro 100 kW. Lo stesso discorso può essere fatto al viceversa: se la produzione da PV eccede la richiesta di carico la rete può accogliere potenza soltanto entro 100 kW.

4.1.4 Profilo di carico della stazione utilizzato

La determinazione del profilo di potenza giornalmente richiesta dalla stazione rappresenta un nodo cruciale per il dimensionamento energetico della stazione di ricarica. Le difficoltà in questo campo riguardano principalmente il fatto che i dati per determinare tale profilo sono stocastici in natura, dipendendo da fattori quali:

- ordine di arrivi di EV alla stazione;
- stato di carica iniziale delle batterie in ricarica;
- capacità delle batterie installate sulle auto;
- velocità di percorrenza dei veicoli che percorrono l'autostrada;
- autonomia che si intende acquisire con la ricarica.

La variabilità di questi parametri è influenzata dai comportamenti e dalle preferenze soggettive degli utenti [50]. Un altro fattore di incertezza è che la scarsa penetrazione di EV e di infrastrutture di ricarica rende difficile la reperibilità di questi dati.

In questa tesi si è scelto di adottare un profilo di carico giornaliero ottenuto a partire da su dati reali relativi alla mobilità elettrica nel Sud-Ovest della Germania [51]. Tali dati si riferiscono a tre indagini diverse condotte dal Ministero degli Affari Economici ed Energia tedesco, e descrivono circa 30.000 eventi di ricarica riferiti a un parco auto di più di 400 EV, acquisiti tra fine 2011 e fine 2015.

Ognuno di questi dati comprende misurazioni continue prelevate durante la ricarica, come ad esempio il profilo di variazione del SOC della batteria dell'auto durante la ricarica; e altre informazioni di rilievo quali: valore del SOC iniziale, valore del SOC finale, tempi di ricarica e tempi di parcheggio, posizione della stazione di ricarica utilizzata.

Il diagramma di carico giornaliero della stazione di ricarica fornito da questo studio è ottenuto dalla simulazione di 250 eventi di ricarica compiuti da una flotta di 100 EV che ricaricano almeno una volta al giorno ad una potenza di 50 kW, usando una media di numeri di eventi di ricarica per veicolo per giorno di 1,54. Lo spettro ottenuto dalla simulazione ha un tempo di campionamento di 15 minuti ed è rappresentato in Fig. 4-2.

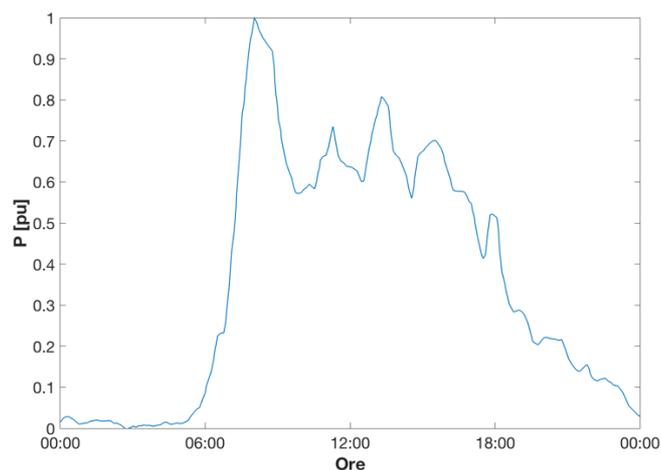


Figura 4-2. Spettro di potenza richiesta ottenuto dallo studio riportato in p.u. [51]

I dati ottenuti da questo diagramma sono stati adattati alla potenza massima erogabile dalla stazione di ricarica oggetto del dimensionamento che è di 1350 kW. In base a questa assunzione si ricava il profilo di carico riportato in Fig. 4-3.

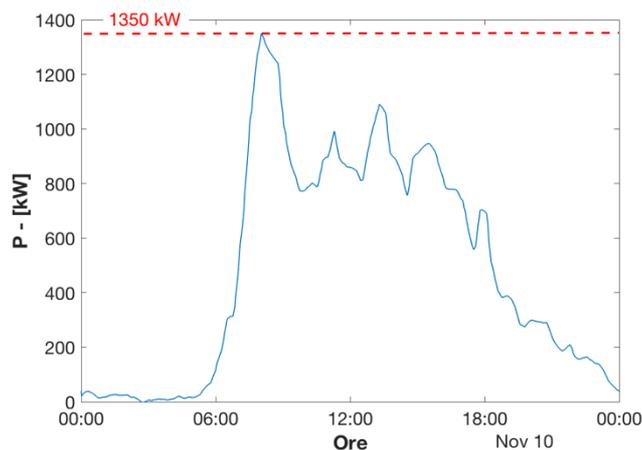


Figura 4-3. Profilo di carico giornaliero adattato in sede di dimensionamento.

Questo profilo di carico è utilizzato come *carico teorico giornaliero*, ovvero carico che teoricamente dovrebbe essere giornalmente soddisfatto ma che non sempre è possibile soddisfare, a causa della mancata contemporaneità della potenza prodotta da PV e alle dimensioni talvolta limitate della capacità del sistema d'accumulo, come mostrato nel Capitolo 4. Data la mancanza di ulteriori informazioni nello studio si è assunto inoltre che tale profilo si ripeta identicamente tutti i giorni dell'anno. La variazione dei profili di carica a seconda dei giorni (in particolare la variazione tra i giorni infrasettimanali e quelli del fine settimana) può essere facilmente tenuta in conto nella metodologia sviluppata non appena sono disponibili informazioni a riguardo.

4.1.5 Profilo di potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico

Per stimare la potenza producibile dall'impianto PV durante l'anno si è fatto ricorso a dati reali di potenza prodotta in un anno da un impianto esistente, con tempo di campionamento pari a 1 minuto. I dati originali sono confidenziali, ma sono riportati normalizzati in Fig. 4-4 su un arco di tempo settimanale, nella settimana dell'anno in cui cade il giorno con maggiore carenza di producibilità.

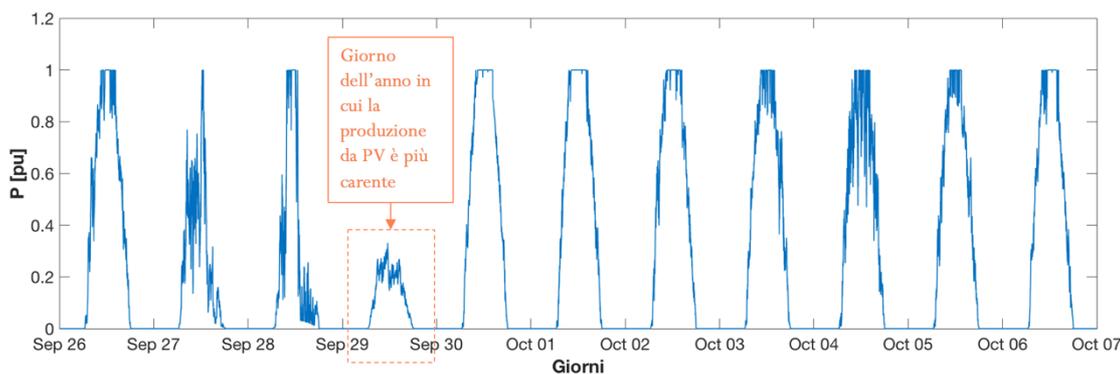


Figura 4-4. Potenza normalizzata prodotta tra il 26/09 e 07/10.

Il picco di potenza producibile dipende dal dimensionamento che si sceglie per l'impianto fotovoltaico e costituisce un grado di libertà nel dimensionamento della stazione.

A causa della mancata contemporaneità tra potenza prodotta dal PV e richiesta del carico ci saranno momenti di mancata produzione e momenti di carenza di produzione, in cui dovranno intervenire l'ESS e la rete a fornire la differenza di potenza $P_{LOAD} - P_{PV}$ ciascuno entro i propri limiti.

4.1.6 Periodo di studio

Lo studio è stato condotto tramite simulazioni Matlab-Simulink su base annuale ipotizzando che il profilo di carico teorico si ripeta identico durante tutti i giorni dell'anno. Quest'ultima assunzione è un'assunzione forte, dovuta alla mancanza di dati reali provenienti dalle stazioni di ricarica e che può essere sostituita, qualora si avessero a disposizione, da dati più precisi per incrementare l'affidabilità degli studi futuri.

Integrando il profilo di carico giornaliero ripetuto tutti i giorni dell'anno si ottiene l'energia richiesta dalla stazione in un anno, che ammonta a 4300 MWh come mostrato in Fig. 4-5.

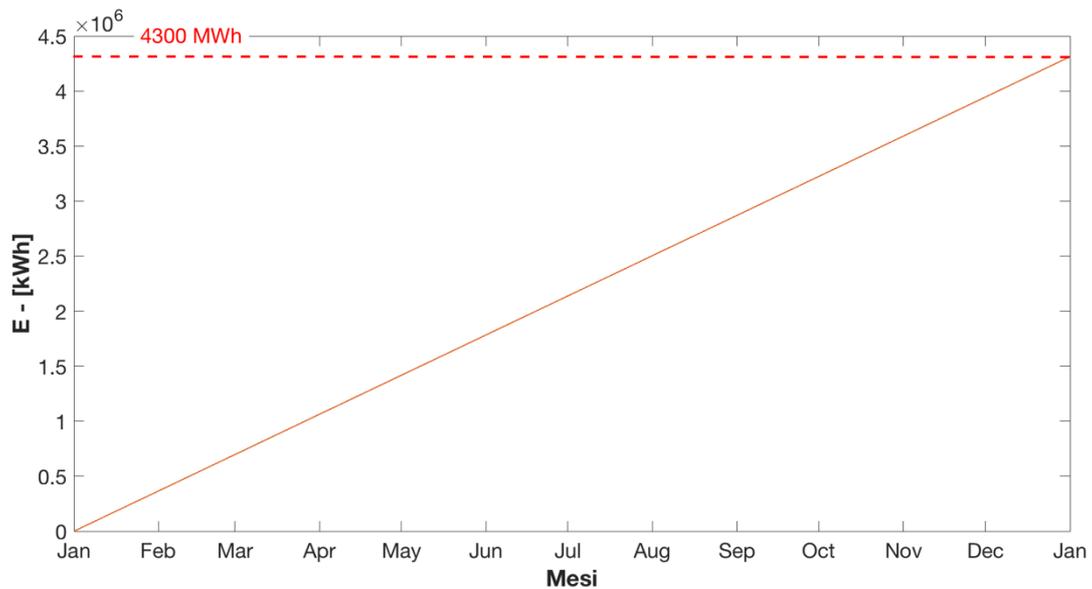


Figura 4-5. Energia richiesta dal carico teorico durante l'anno.

4.2 Analisi del sistema: considerazioni preliminari

L'obiettivo di questa tesi è analizzare il comportamento della stazione su base annuale agendo su:

- Dimensionamento del picco di potenza producibile e energia producibile durante l'anno dall'impianto;
- Dimensionamento della potenza di picco scambiata e dell'energia nominale dell'ESS.

4.2.1 Ripartizione delle potenze

Dal bilancio di potenza del sistema riportato in Fig. 3-1 si ottiene la seguente relazione:

$$P_{PV} + P_{ESS} + P_{GRID} = P_{LOAD}$$

Si assume per P_{PV} , P_{ESS} , P_{GRID} la convenzione del generatore, ossia

- $P > 0$ -> Potenza erogata;
- $P < 0$ -> Potenza assorbita;

Per quanto riguarda il carico si adopera la convenzione dell'utilizzatore, per cui $P_{LOAD} > 0$ rappresenta una potenza assorbita dal carico. La potenza assorbita dal carico risulta

sempre positiva in quanto non si considera possibilità di fornire potenza all'ESS o alla rete secondo la tecnologia V2G.

La potenza P_{EG} che la rete e il sistema di accumulo devono complessivamente fornire risulta:

$$P_{EG} = P_{LOAD} - P_{PV} = P_{ESS} + P_{GRID}$$

Tale potenza deve essere ripartita tra la batteria e la rete. Imponendo uno scambio con la rete massimo di ± 100 kW si ottiene la potenza scambiata col sistema d'accumulo, da cui i requisiti in termini di potenza di picco che tale sistema deve soddisfare, come si vedrà nel dettaglio in seguito.

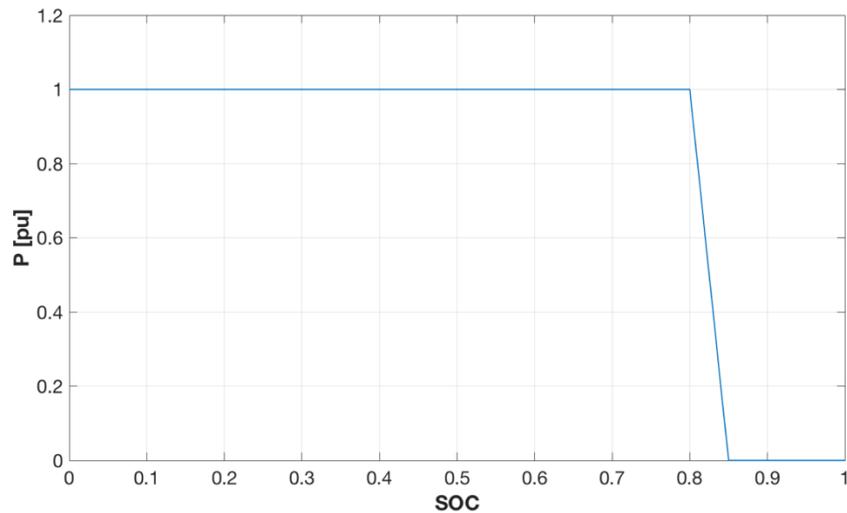
4.2.2 *Gradi di libertà nel dimensionamento*

- $k = \frac{E_{PV}}{E_{LOAD}}$: rappresenta il rapporto tra l'energia prodotta durante l'anno dall'impianto fotovoltaico e l'energia richiesta durante l'anno dal carico. Questo parametro è stato utilizzato come fattore di scala per dimensionare il picco di potenza necessaria all'impianto fotovoltaico.
- **En** : Energia nominale del sistema d'accumulo.
- **SOC_lim**: intervallo di valori di SOC consentiti per l'ESS oltre i quali interviene la limitazione della potenza scambiata in carica o scarica, necessario per preservare la vita e il corretto funzionamento dell'ESS.

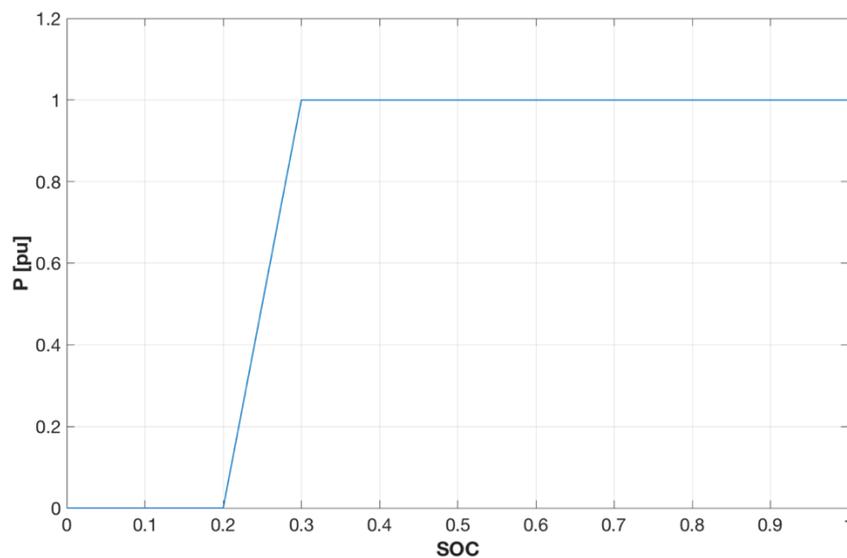
Si è imposto di limitare la potenza scambiata in carica/scarica a quando il SOC è compreso tra 0.2 e 0.85, tali dati son in linea con i limiti utilizzati nella pratica per batterie reali di grossa taglia. Si ottiene quindi:

$$0.2 > SOC_lim < 0.85$$

Come mostrato in Fig. 4-6.



(a)



(b)

Figura 4-6. Limitazione della potenza scambiata in carica (a), e scarica (b).

E' possibile notare che per $0.2 < \text{SOC} < 0.3$ e $0.8 < \text{SOC} < 0.85$ la potenza viene limitata e il sistema d'accumulo non è più in grado di fornire tutta la potenza richiesta ma solo una percentuale ridotta.

Questo comporta una profondità di scarica $\text{DOD} = 1 - \text{SOC}$ compresa tra 0.15 e 0.8, che si traduce in escursioni massime di profondità di scarica *Delta-DOD* comprese tra 0 e 65.

Le escursioni *Delta-DOD* possono essere utilizzate per dare una stima numero della profondità dei cicli di carica/scarica, come verrà descritto in seguito.

- **Pmax_grid** : limite di potenza scambiata con la rete imposto a 100 kW per ridurre gli effetti negativi discussi nel Capitolo 2. Può essere variato per

esigenze di progetto e a seconda della capacità della rete alla quale è connessa la stazione. In una strategia di controllo intelligente del sistema potrebbe essere variato in maniera dinamica durante l'anno.

Un ulteriore parametro che è necessario assegnare è lo Stato di carica iniziale SOC_0 . Questo influenza per lo più le prestazioni del sistema nei primi giorni dell'anno. Si è scelto di considerare l'ESS sempre inizialmente carico al massimo della sua capacità -> $SOC_0=0.85$.

5. Analisi dei risultati

In questo capitolo vengono analizzati e confrontati i risultati ottenuti dall'analisi del comportamento del sistema al variare dei gradi di libertà k e E_n .

5.1 $K=1$ - dimensionamento impianto PV in termini di energia e picco di potenza prodotte

Variando il fattore k si ha la possibilità di incrementare o ridurre il picco di potenza producibile dall'impianto PV e quindi l'energia producibile durante l'anno.

Imponendo $k=1$ si ottiene che alla fine dell'anno l'energia producibile dall'impianto è pari a quella richiesta dal carico teorico, come mostrato in Fig. 5-1, mentre il picco di potenza producibile è pari a 1700 kW come mostrato in Fig. 5-2.

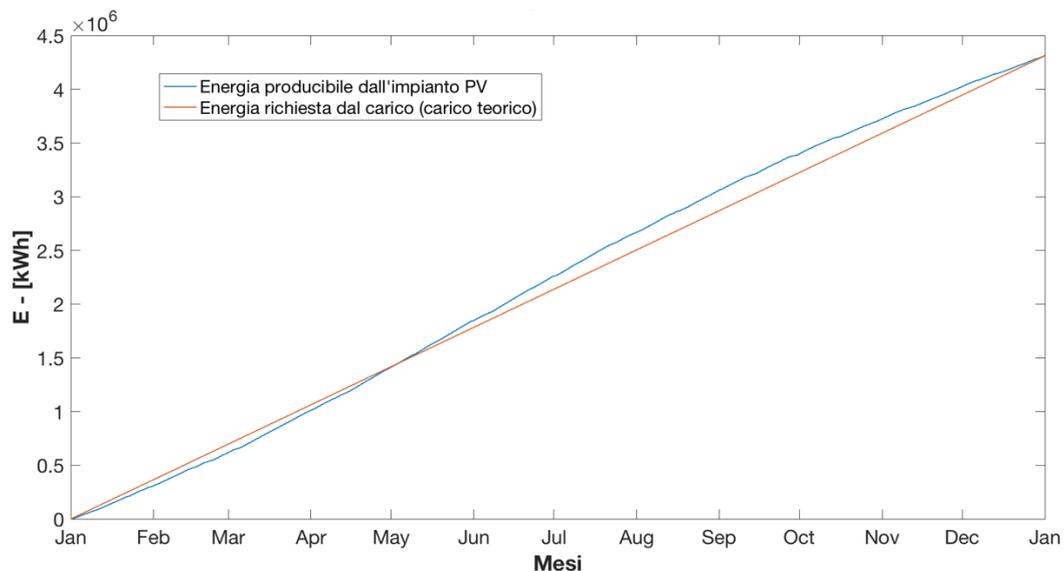


Figura 5-1. Energia producibile durante l'anno dall'impianto PV confrontata con quella richiesta dal carico teorico.

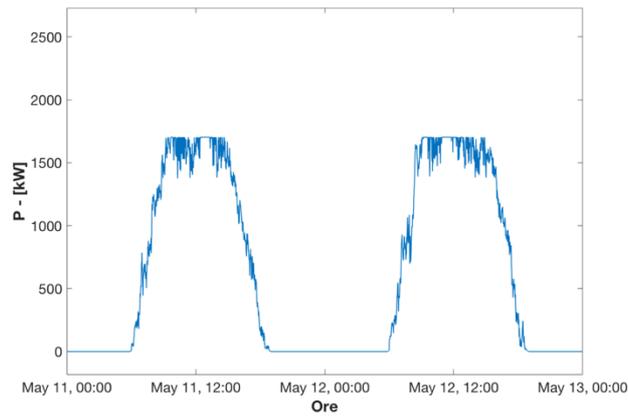


Figura 5-2. Profilo di potenza producibile dall'impianto fotovoltaico, con picco pari a 1700 kW, in due giorni di Maggio particolarmente favorevoli.

A causa della mancata contemporaneità tra potenza prodotta dal PV e richiesta del carico ci saranno momenti di mancata produzione e momenti di carenza di produzione, in cui dovranno intervenire l'ESS e la rete a fornire la differenza di potenza $P_{LOAD} - P_{PV}$ ciascuno entro i propri limiti, come mostrato in Fig. 5-3, nei 7 giorni tra Settembre e Ottobre che racchiudono il giorno in cui si ha maggiore carenza di producibilità.

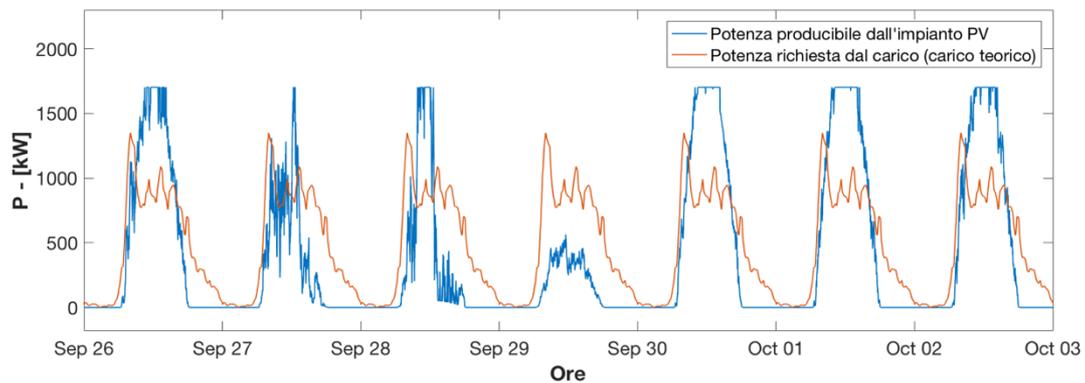


Figura 5-3. Rappresentazione della differenza istantanea tra potenza producibile e carico teorico nei 7 giorni in cui compare la maggiore carenza di producibilità nel caso di $k=1$.

La mancata contemporaneità può essere identificata anche su base stagionale: ci sono infatti dei periodi dell'anno in cui la produzione da PV è maggiormente in grado di soddisfare la richiesta di energia dal carico (Fig.5-4) e mesi in cui c'è una maggiore carenza di produzione (Fig. 5-5).

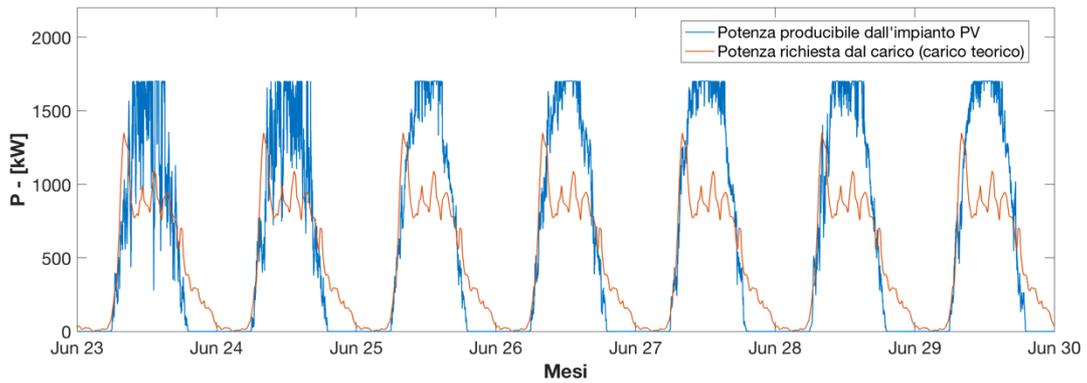


Figura 5-4. Differenza tra potenza producibile e carico teorico per 7 giorni estivi con $k=1$. La produzione da PV è quasi in grado di soddisfare la richiesta di carico autonomamente.

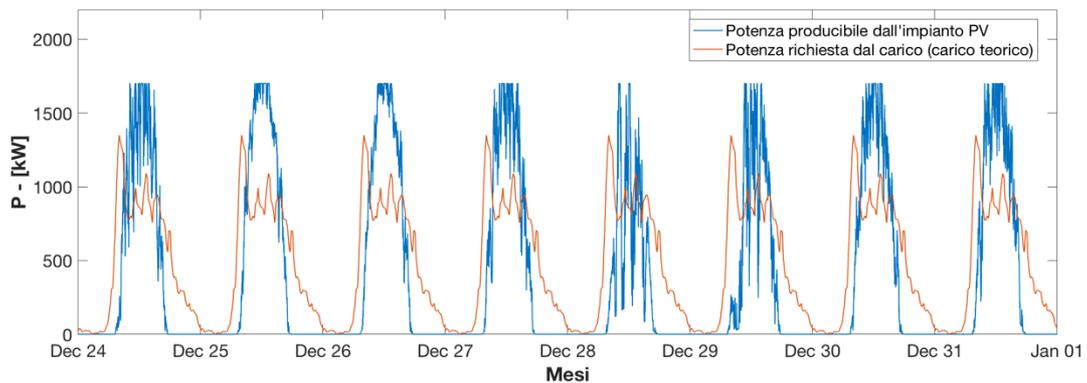


Figura 5-5. Differenza tra potenza producibile e carico teorico per 7 giorni invernali con $k=1$. La produzione da PV è molto più carente rispetto ai giorni in Fig. 4-4.

1.1 $K=1$: dimensionamento ESS in termini di picco di potenza scambiata

Per ottenere il picco di potenza per il quale dev'essere dimensionato il sistema d'accumulo è necessario preliminarmente quantificare la potenza che dev'essere ripartita tra sistema d'accumulo e rete, che rappresenta la quantità $P_{EG} = P_{ESS} + P_{GRID}$ identificata in Fig. 5-6.

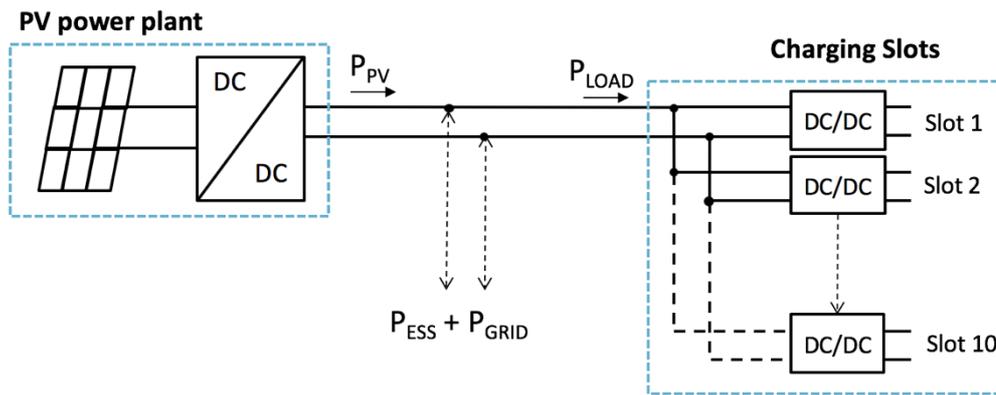


Figura 5-6. Rappresentazione parziale del layout della stazione che evidenzia la potenza scambiata tra ESS e rete.

Dall'uguaglianza:

$$P_{EG} = P_{LOAD} - P_{PV} = P_{ESS} + P_{GRID}$$

E' possibile determinare la potenza che dev'essere ripartita tra ESS e rete per tutti i giorni dell'anno, come mostrato nella seconda parte dello schema in Fig. 5-7.

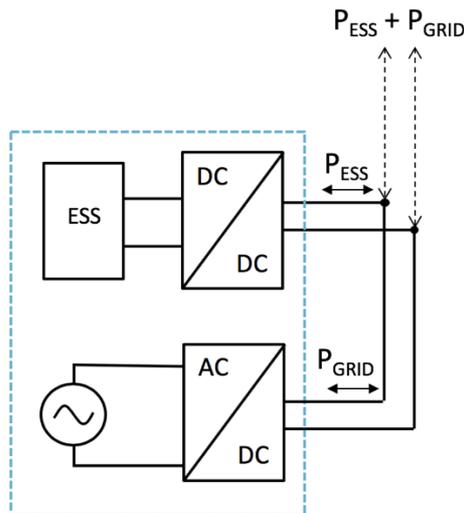


Figura 5-7. Ripartizione della potenza tra ESS e rete.

Di questa, una porzione viene scambiata con la rete (P_{GRID}) con una limitazione pari a 100 kW, e la restante parte, secondo l'equazione:

$$P_{EG} - P_{GRID} = P_{ESS}$$

Risulta essere la potenza scambiata col sistema d'accumulo, che può essere valutata minuto per minuto durante l'anno al fine di determinare il picco di potenza scambiata per il quale dev'essere dimensionato l'ESS.

- Se $P_{ESS} > 0$ la potenza sarà erogata dal sistema d'accumulo al carico;
- Se $P_{ESS} < 0$ la potenza sarà assorbita dal sistema d'accumulo e fornita al carico.

In entrambi i casi lo scambio di potenza dev'essere compatibile i limiti di funzionamento dell'ESS descritti in precedenza.

A causa della limitazione dello scambio di potenza con la rete, se per il sistema d'accumulo $SOC > 0.85$ e $P_{ESS} < 0$ si avrà un eccesso di disponibilità che si trasforma in mancata produzione. Al contrario, se (P_{ESS} richiesta > 0 e $SOC < 0.2$), la potenza disponibile non sarà sufficiente a coprire tutta la domanda.

Le possibili soluzioni a questo problema sono due:

1. Utilizzo di un secondo sistema d'accumulo che abbia la possibilità di accumulare energia nei momenti dell'anno in cui si ha maggiore mancata produzione, consentendo all'impianto PV di lavorare il più possibile al MPPT e restituendo questa energia nei momenti dell'anno in cui si ha carenza di produzione.
2. Utilizzo di una strategia di limitazione della potenza scambiata con la rete intelligente che possa incrementare o ridurre questa energia in base ad esigenze di rete durante i momenti dell'anno o della giornata.

Dalle simulazioni condotte nel caso di $k=1$, uno dei giorni in cui $P_{ESS} + P_{GRID}$ raggiunge il suo picco è il 10 di Novembre, per il quale si ha una producibilità teorica riportata in Fig. 5-8, e un carico teorico riportato in Fig. 5-9.

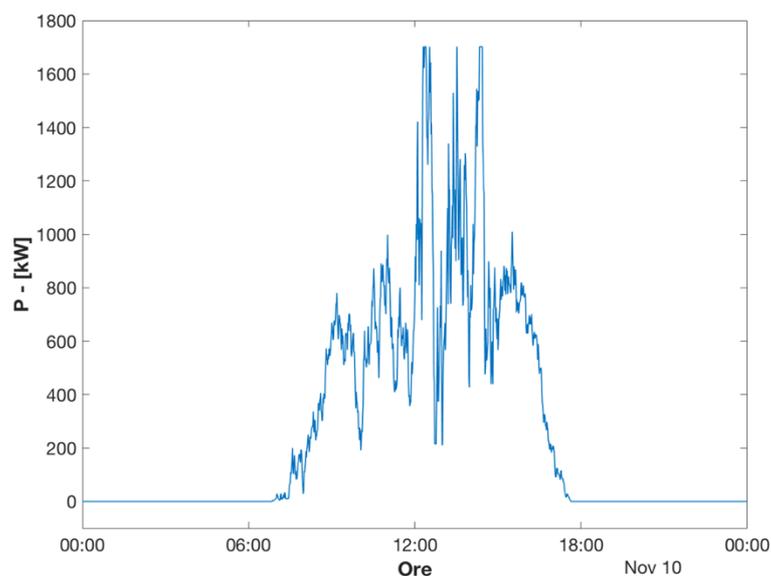


Figura 5-8. Producibilità teorica da PV per il giorno 10 Novembre.

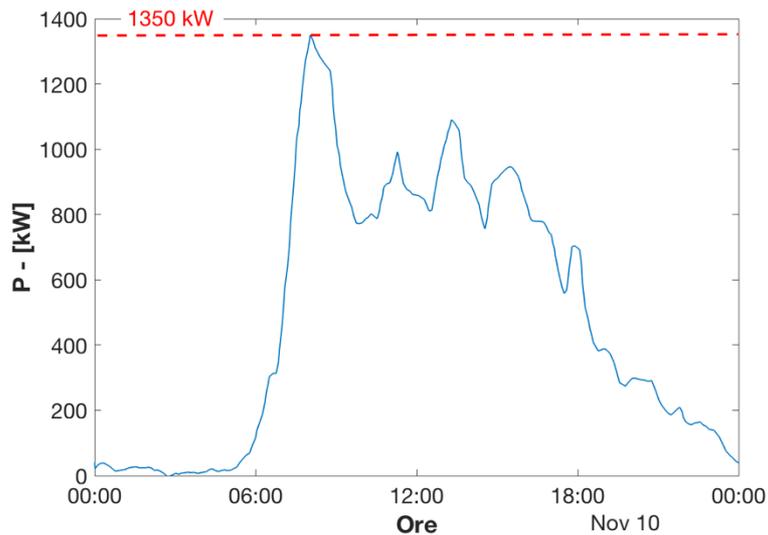


Figura 5-9. Carico teorico per il giorno 10 Novembre.

Dalla differenza tra queste due curve si ha la possibilità di ricavare il profilo giornaliero di P_{EG} che evidenzia un picco di potenza di 1300 kW, come evidenziato in Fig. 5-10.

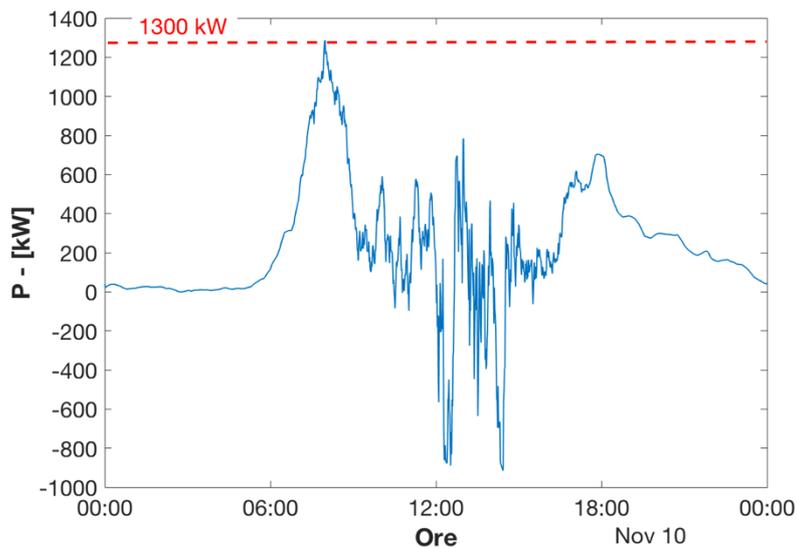


Figura 5-10. P_{EG} =Potenza teorica ripartita tra ESS e rete per il giorno 10 Novembre.

Se la rete e il sistema d'accumulo fossero complessivamente in grado di erogare questa potenza durante il giorno 10 Novembre non si avrebbe mancata produzione e insoddisfazione della richiesta di carico teorico.

Determinata la potenza totale $P_{EG} = P_{ESS} + P_{GRID}$ e imponendo un limite di potenza scambiata con la rete di 100 kW si ha la possibilità di determinare la potenza scambiata con la rete, rappresentata in Fig. 5-11.

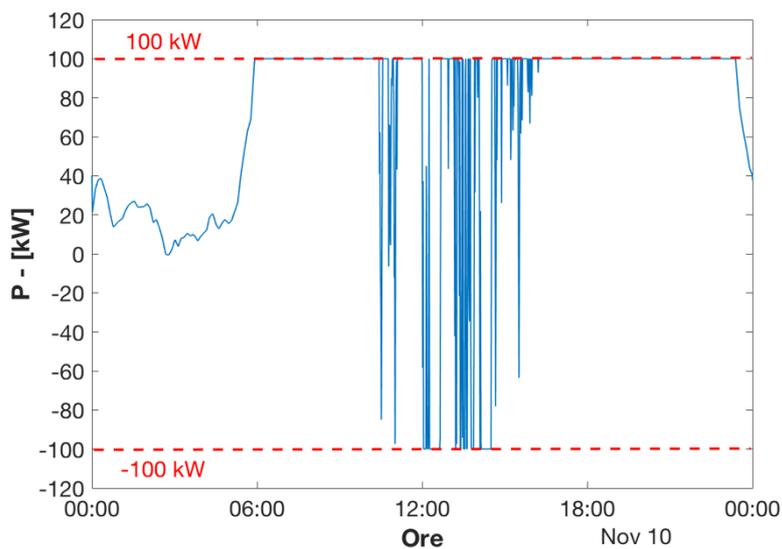


Figura 5-11. Potenza scambiata con la rete il giorno 10 Novembre.

Sottraendo dal profilo di P_{EG} la potenza scambiata con la rete si può determinare la potenza scambiata con l'ESS giornalmente, e il picco di potenza ad esso associato (1200 kW), come mostrato in Fig. 5-12.

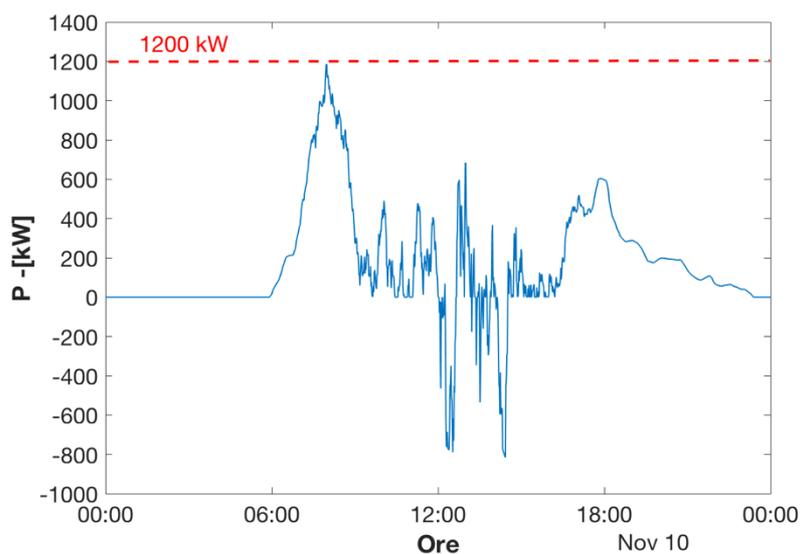


Figura 5-12. Potenza scambiata con l'ESS il giorno 10 Novembre.

Lo stesso procedimento può essere ripetuto su scala annuale, si riportano di seguito i grafici di P_{EG} su scala annuale con i relativi picchi di potenza che dev'essere scambiata con ESS e rete (Fig. 5-13).

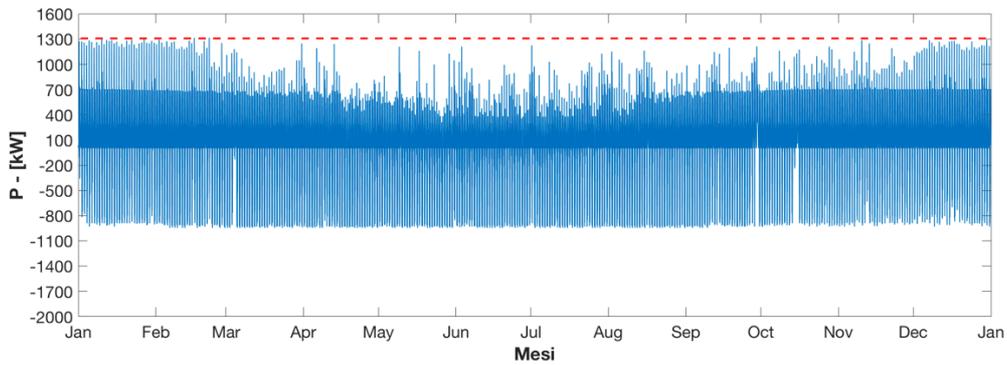


Figura 5-13. Rappresentazione annuale di P_{EG} per $k=1$.

Dall'analisi grafica è possibile riscontrare che il picco di P_{EG} risulta essere pari a 1.3 MW di potenza erogata.

Imponendo il limite di potenza scambiato con la rete a 100 kW si ottiene la potenza scambiata con la rete su scala annuale, come mostrato in Figura 5-13.

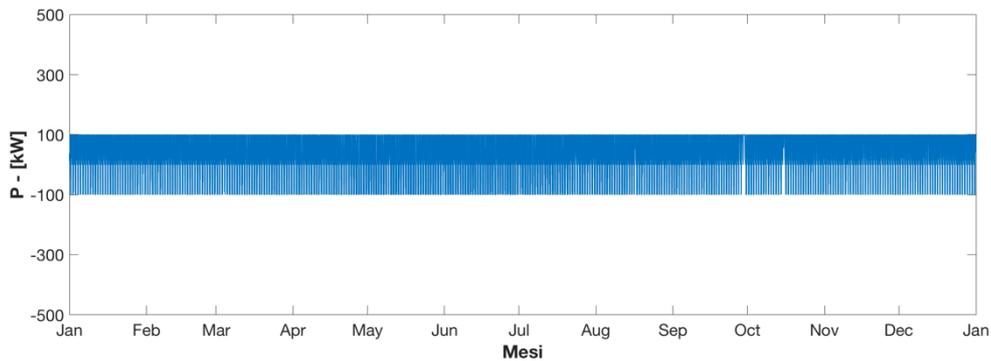


Figura 5-14. Potenza scambiata con la rete su scala annuale.

Sottraendo P_{GRID} alla P_{EG} su scala annuale è possibile determinare il picco di potenza che durante l'anno dev'essere scambiato con l'ESS, come si vede in Fig. 5-15.

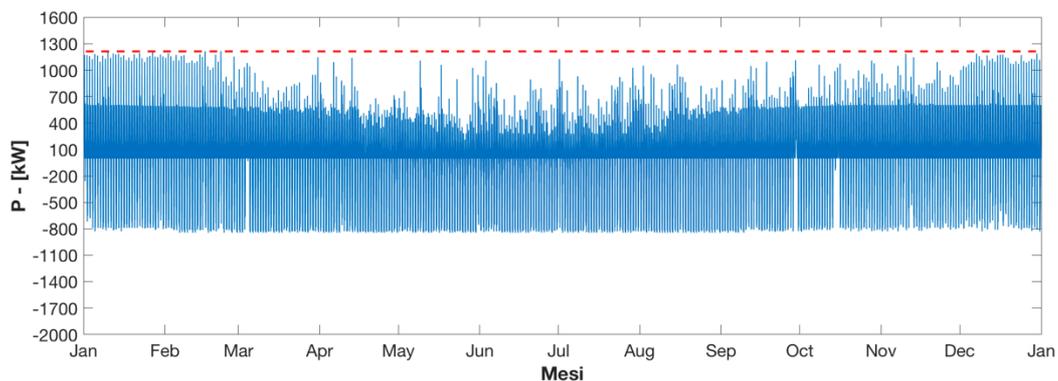


Figura 5-15. Potenza che dovrebbe essere teoricamente scambiata con l'ESS su scala annuale.

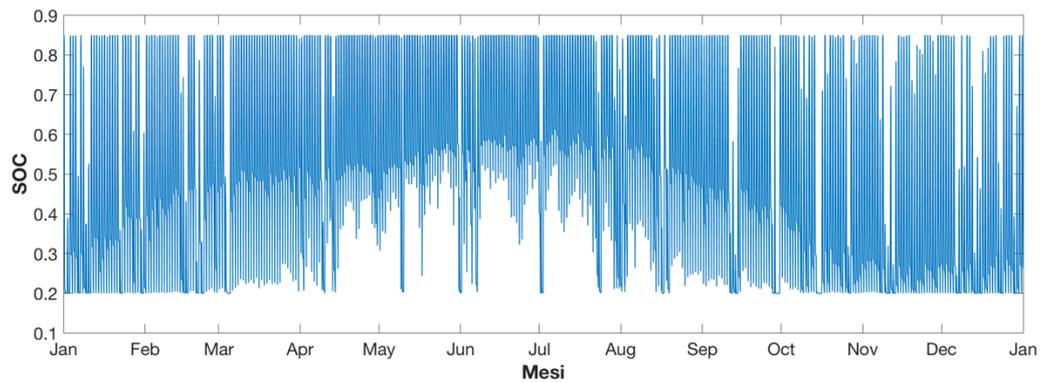
Dall'analisi grafica è possibile riscontrare che il picco di P_{ESS} risulta essere 1.2 MW di potenza erogata.

5.2 K=1 - risultati ottenuti al variare di En

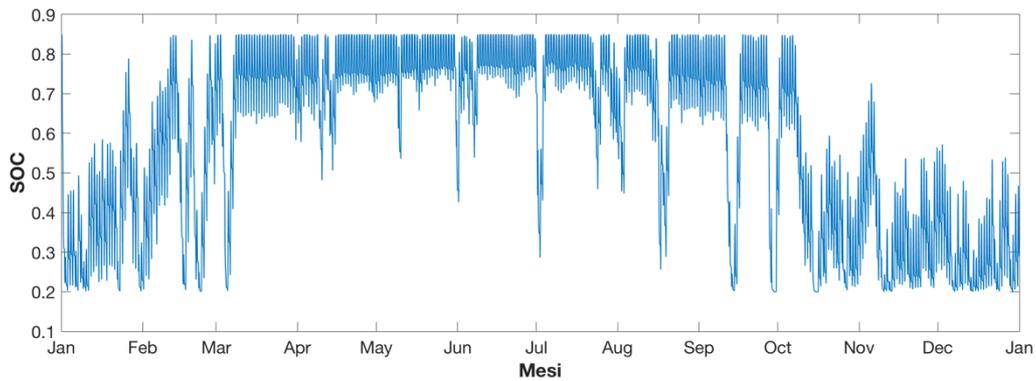
Durante il lavoro di analisi del sistema sono stati simulati diversi casi al variare di En. Di seguito si riportano i dati estrapolati.

5.2.1 Andamento dello Stato di Carica durante l'anno

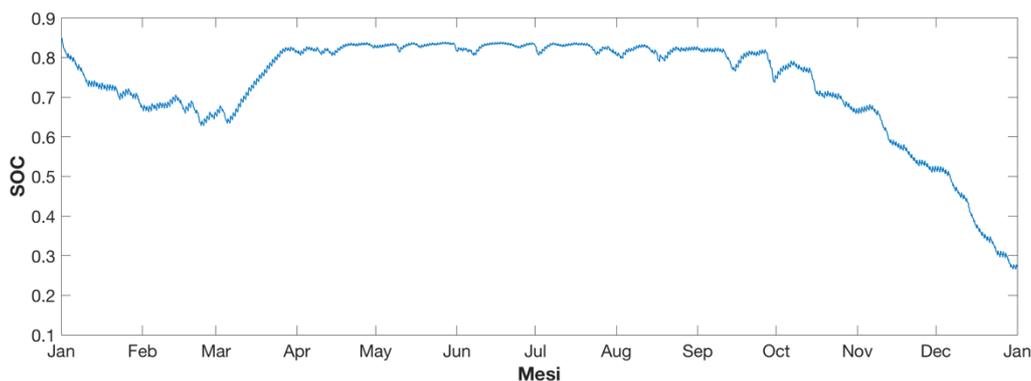
In Fig. 4-16 sono riportati i risultati ottenuti per quanto riguarda l'andamento dello stato di carica durante l'anno per diversi valori di En.



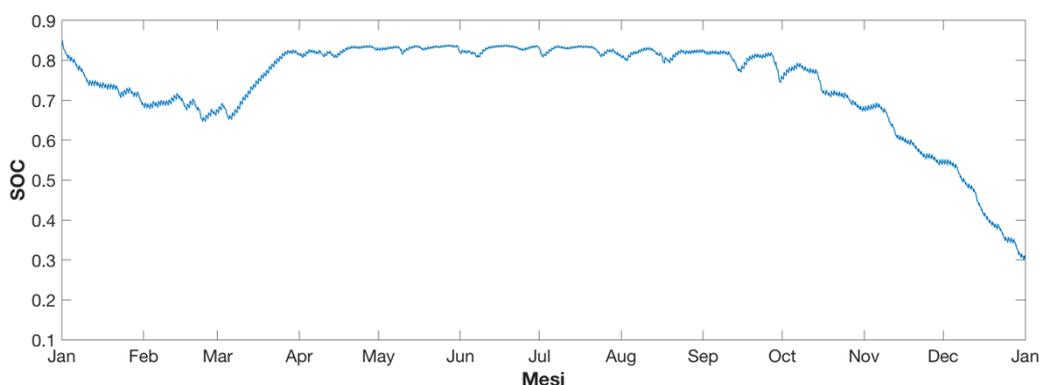
(a) $k=1$, $E_n=3$ MWh



(b) $k=1$, $E_n=10$ MWh



(c) $k=1$, $E_n=200$ MWh



(d) $k=1$, $E_n=220$ MWh

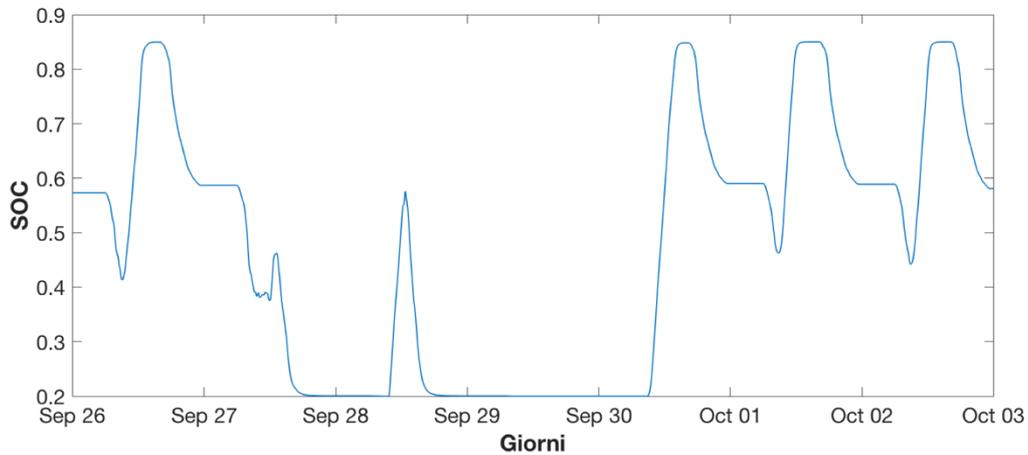
Figura 5-16. Andamento del SOC durante l'anno nei diversi casi trattati.

Dall'analisi grafica è possibile riscontrare che minore è l'energia nominale del sistema d'accumulo, maggiore è la profondità dei cicli di carica/scarica durante l'anno, che si traduce in un maggiore sfruttamento dello stesso.

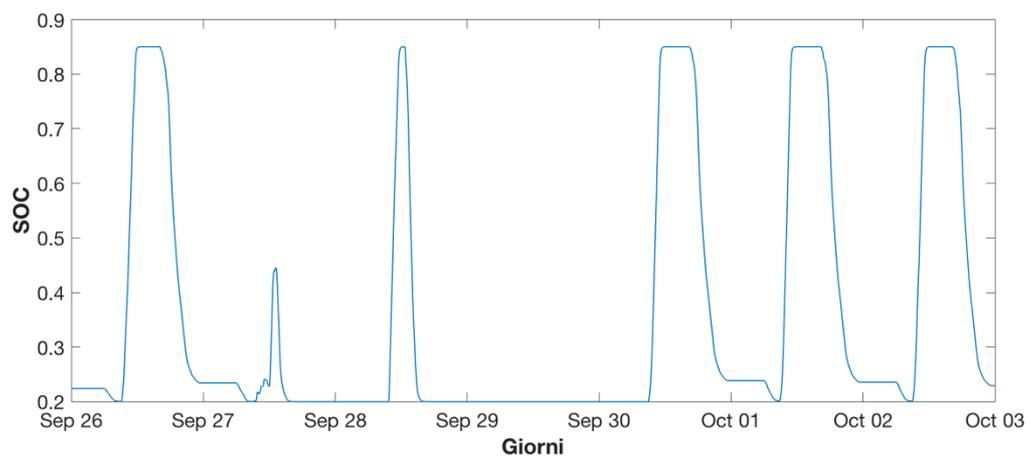
Un'altra informazione che emerge è che al crescere di E_n cambiano i giorni dell'anno nei quali il sistema d'accumulo si scarica maggiormente. Analizzando infatti i giorni di scarica più profonda, si può vedere che per $E_n=200$ MWh e $E_n=220$ MWh i giorni in cui l'ESS raggiunge la scarica più profonda sono alla fine dell'anno, mentre per $E_n=3$ MWh e $E_n=10$ MWh il giorno di scarica più profonda è un giorno di fine Settembre. Questo perché gli ESS con capacità maggiore si scaricano fino a SOC abbastanza bassi durante fine autunno/ inizio inverno e fanno fatica a ricaricarsi a causa di una producibilità ridotta del fotovoltaico in quel periodo dell'anno, mantenendo il loro stato di carica basso nell'intervallo in cui agisce la limitazione di scarica.

5.2.2 *Andamento del SOC nei giorni di scarica più profonda*

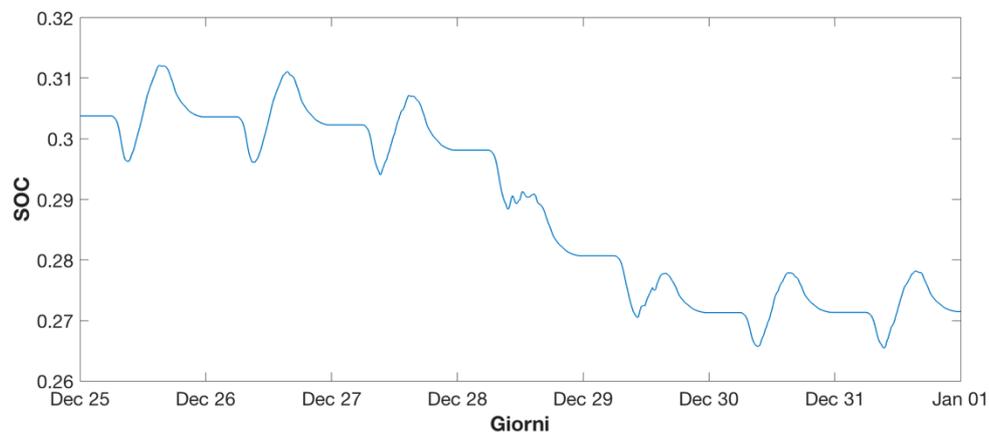
In Fig. 5-17 sono riportati i risultati ottenuti per quanto riguarda l'andamento dello stato di carica durante i giorni di scarica più profonda per diversi valori di E_n .



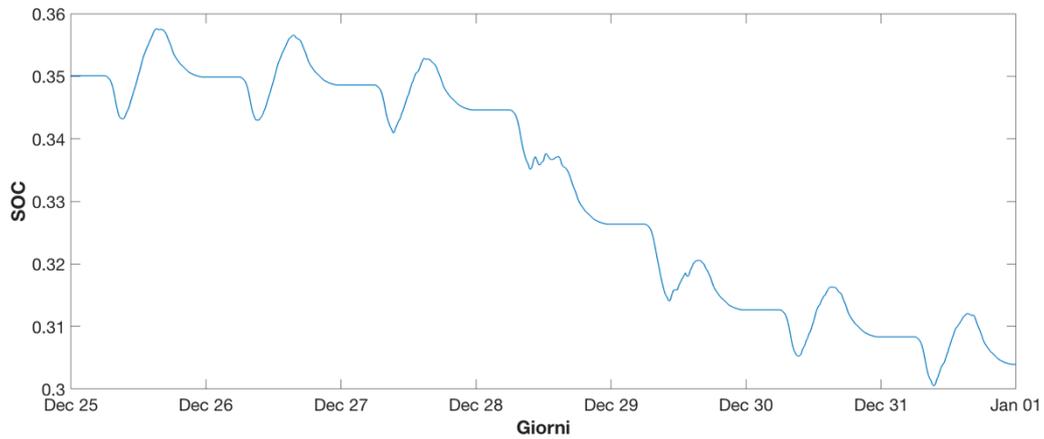
(a) $k=1$, $E_n=3$ MWh



(b) $k=1$, $E_n=10$ MWh



(c) $k=1$, $E_n=200$ MWh



(d) $k=1$, $E_n=220$ MWh

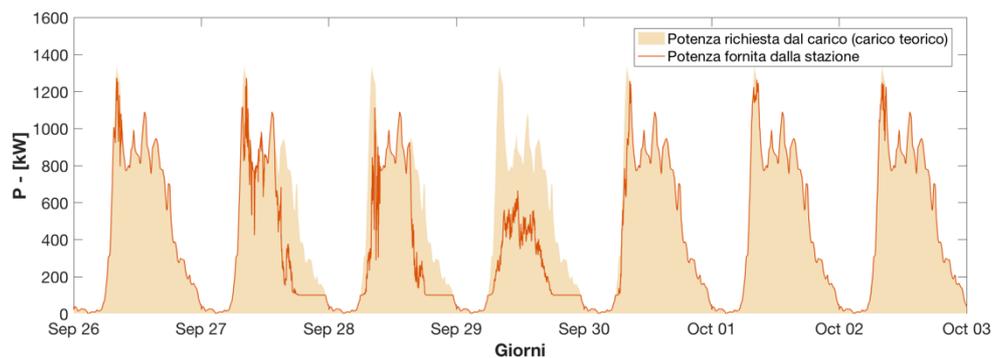
Figura 5-17. Andamento del SOC nei giorni di scarica più profonda per i diversi casi trattati.

Dall'analisi grafica è possibile evidenziare che nei primi due casi l'ESS nei giorni più critici resta completamente scarico, senza avere possibilità di dare supporto all'impianto PV e alla rete neanche nella mattina successiva.

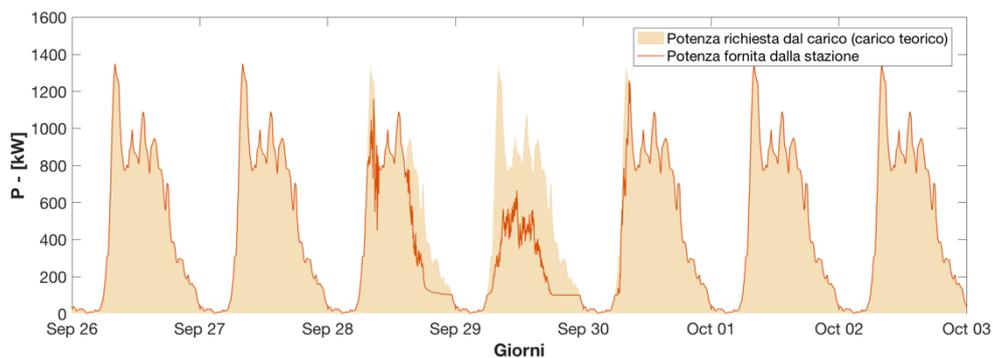
Nel trend evidenziato per il caso (c) è possibile notare che il SOC durante gli ultimi quattro giorni dell'anno resta sempre inferiore di 0.3 perciò la potenza fornita al carico viene limitata, cosa che non si verifica per il caso (d).

5.2.3 Potenza fornita nei giorni di scarica più profonda

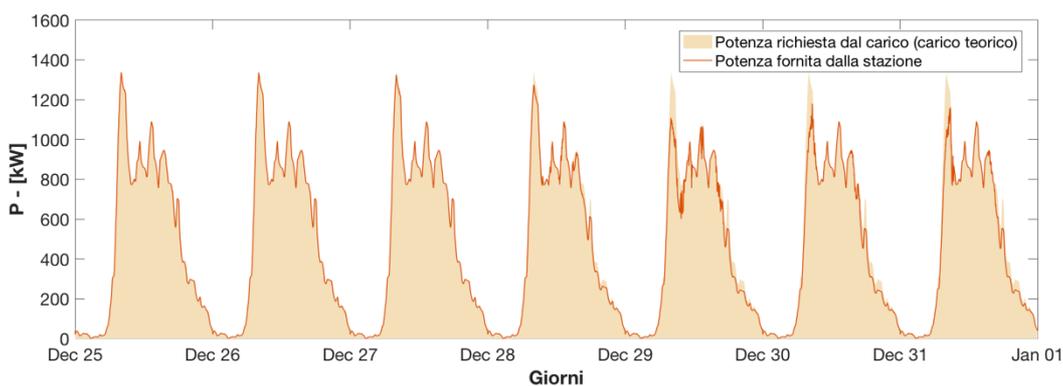
In Fig. 5-18 sono riportati i risultati ottenuti in termini di potenza fornita al carico per i casi trattati, nei giorni dell'anno in cui l'ESS si scarica maggiormente.



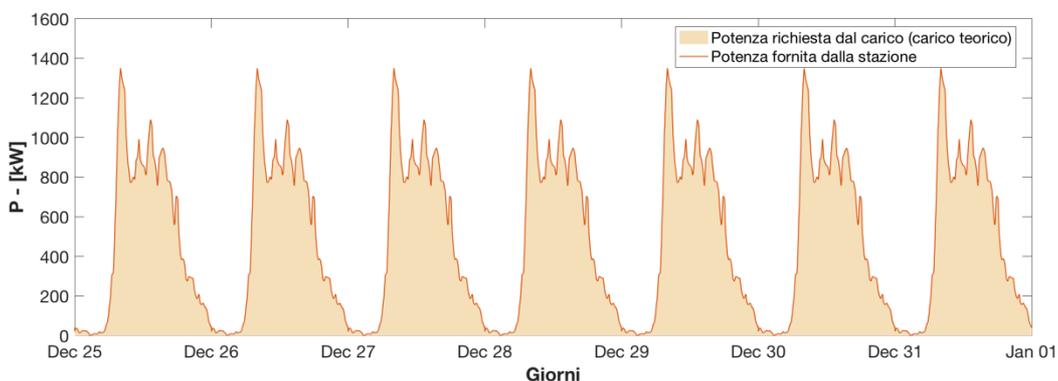
(a) $k=1$, $E_n=3$ MWh



(b) $k=1$, $E_n=10$ MWh



(c) $k=1$, $E_n=200$ MWh



(d) $k=1$, $E_n=220$ MWh

Figura 5-18. Potenza fornita dalla stazione rispetto al carico teorico per i casi trattati.

Dall'analisi grafica emerge che per ottenere fornire una potenza pari a quella del carico anche nei giorni più critici dell'anno e senza sovradimensionare l'impianto fotovoltaico è necessario utilizzare un sistema d'accumulo con $E_n=220$ MWh.

5.2.4 Profondità dei cicli di carica/scarica

Per la stima della profondità dei cicli di carica/scarica dell'ESS nei diversi casi trattati si è fatto ricorso al calcolo del DOD istantaneo e al rilevamento tramite un programma

Matlab dei punti di discontinuità all'interno del vettore di dati, come si può vedere per via grafica in Fig. 5-19.

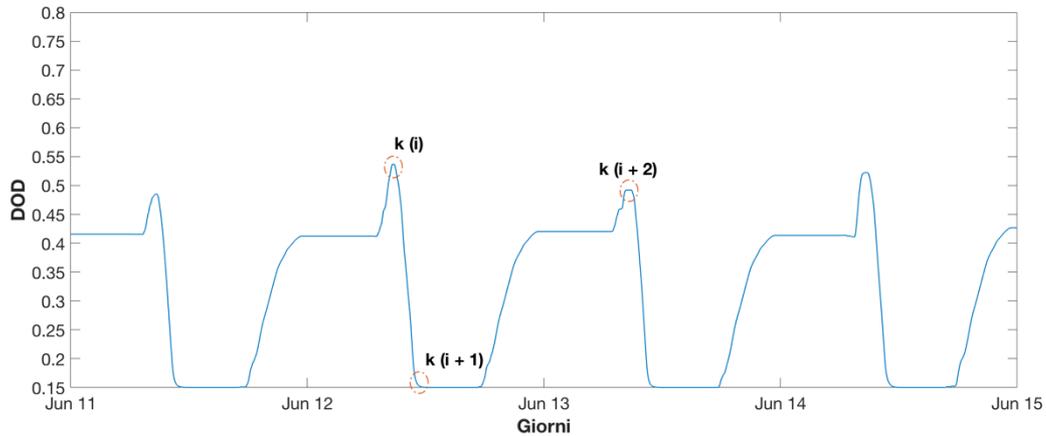


Figura 5-19. Punti di discontinuità rilevati per la stima della profondità dei cicli di carica/scarica, nel caso esemplificativo di $k=1$, $E_n=3$ MWh, in un periodo tra l'12/6 e il 13/6.

L'escursione di DOD per ogni ciclo è stata definita come segue:

$$\text{Delta-DOD} = \frac{k(i)+k(i+2)}{2} - k(i+1)$$

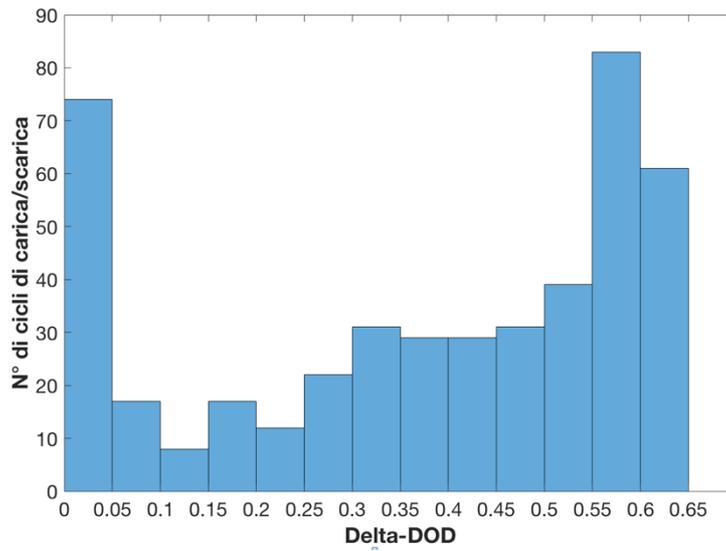
In base a questa stima un ciclo di carica/scarica completo presenta un escursione:

$$\text{Delta-DOD}_{\text{MAX}} = \frac{0.8+0.8}{2} - 0.15 = 0.65$$

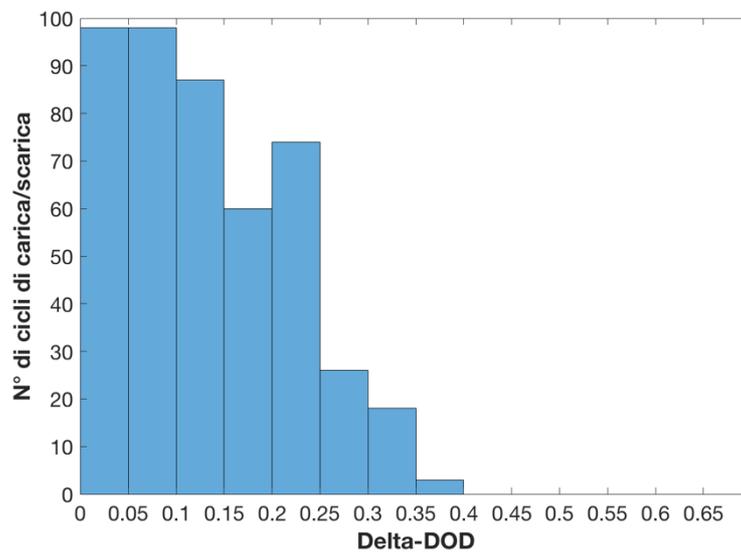
Per cui i valori di Delta-DOD sono compresi totalmente entro un intervallo tra 0 e 0.65.

Conteggiando l'occorrenza dei valori di Delta-DOD è stato possibile fornire una stima della profondità dei cicli di carica/scarica effettuati.

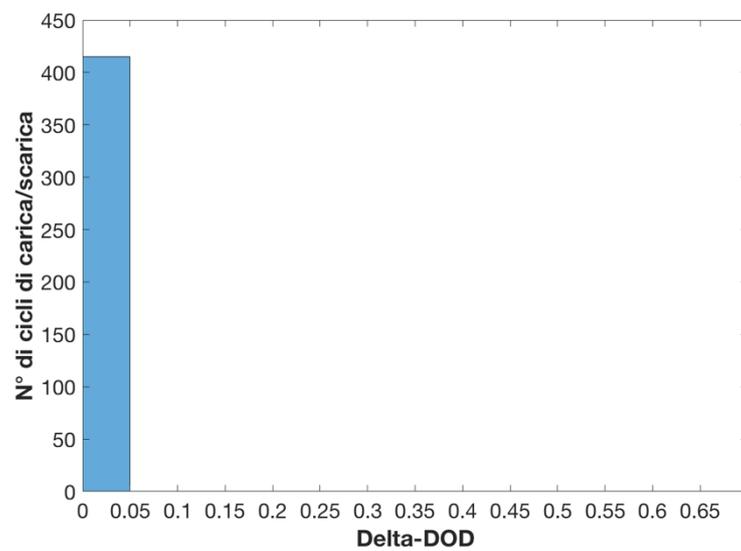
In Fig. 5-20 sono riportati la distribuzione delle profondità dei cicli di carica e scarica compiuti dalla batteria durante un anno casi trattati.



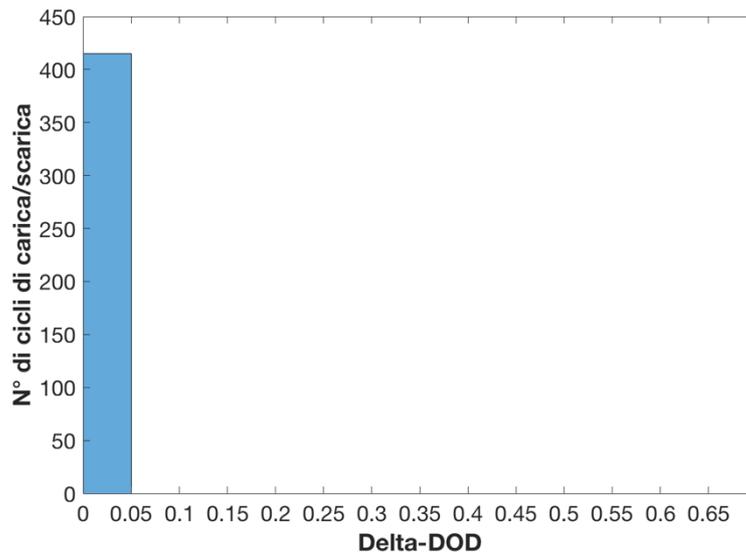
(a) $k=1$, $E_n=3$ MWh



(b) $k=1$, $E_n=10$ MWh



(c) $k=1$, $E_n=200$ MWh



(d) $k=1$, $E_n=220$ MWh

Figura 5-20. Profondità dei cicli di carica/scarica nei casi presi in esame.

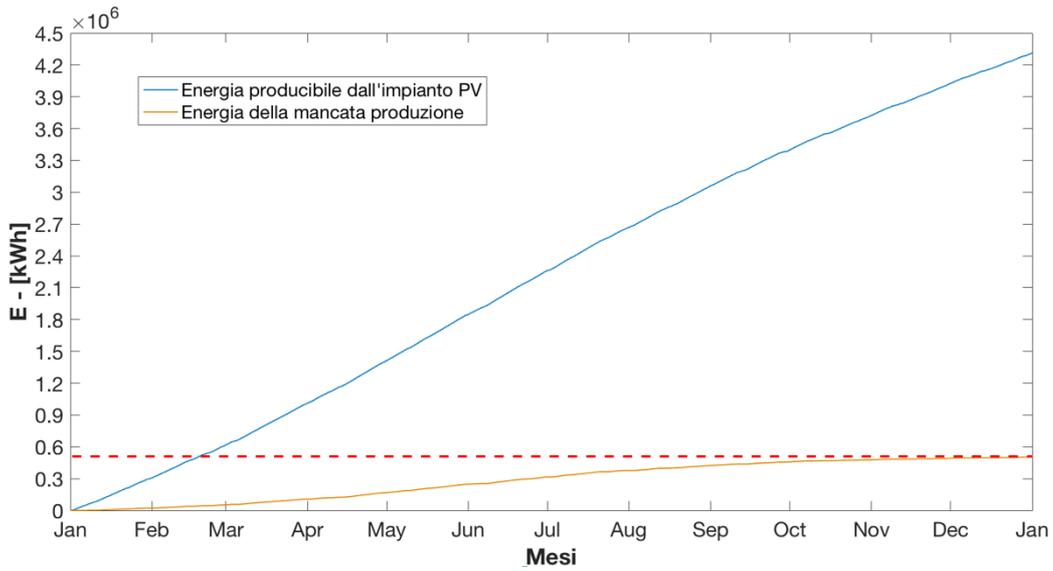
Gli istogrammi mostrano come al crescere della capacità dell'ESS i cicli di carica/scarica diventano sempre più parziali, confermando un minore sfruttamento dell'ESS e quindi una vita più lunga dello stesso.

5.2.5 Mancata produzione in termini di energia durante l'anno

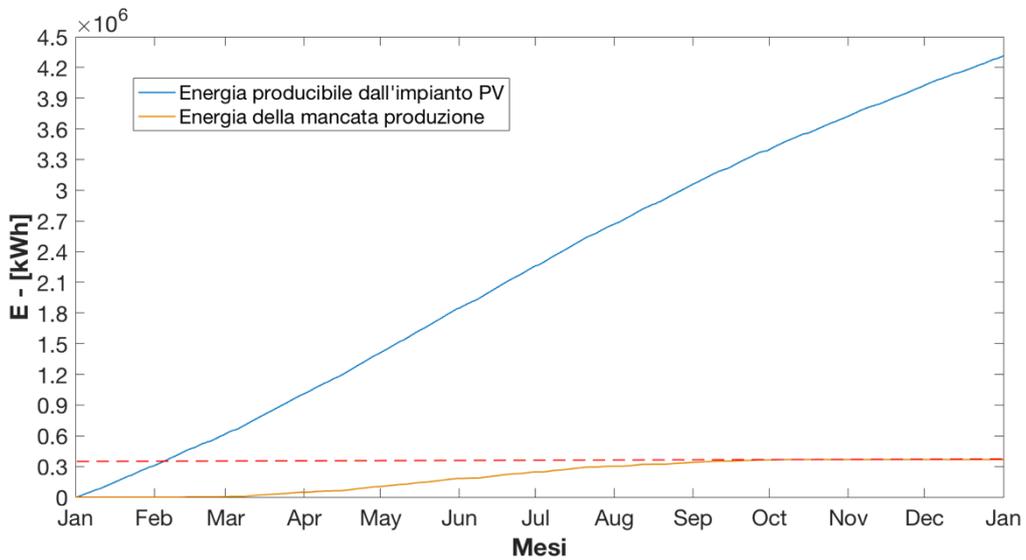
In Fig. 5-21 sono riportati i risultati ottenuti in termini di mancata produzione relazionata all'energia totale producibile dall'impianto fotovoltaico per i casi trattati.

Sono stati calcolati due parametri:

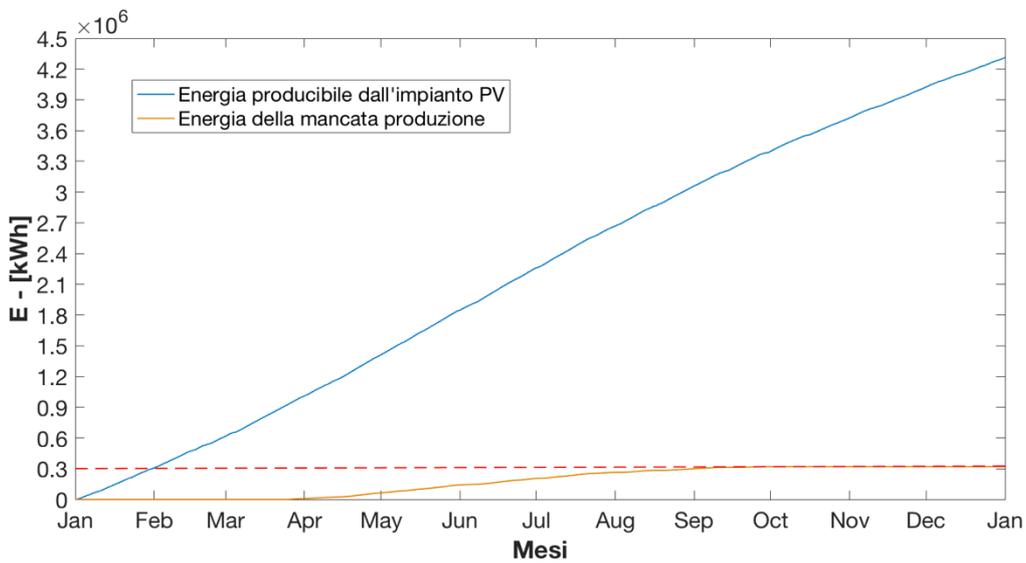
- **Em**=entità della mancata produzione alla fine dell'anno, espressa in MWh;
- **Em%**=mancata produzione alla fine dell'anno espressa in percentuale della massima energia producibile.



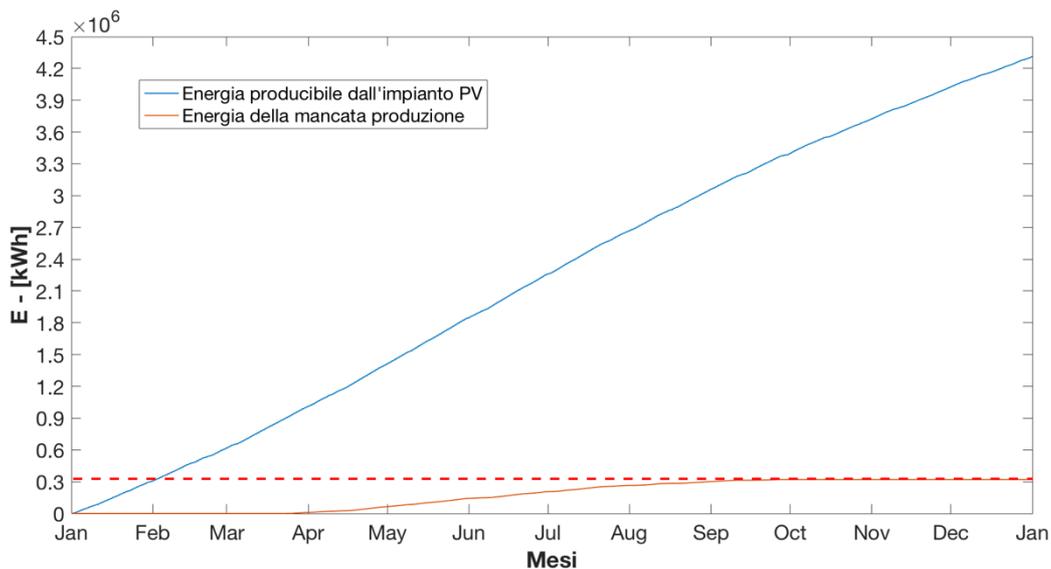
(a) $k=1$, $E_n=3$ MWh, $E_m=500$ MWh, $E_m\%=11\%$



(b) $k=1$, $E_n=10$ MWh, $E_m=370$ MWh, $E_m\%=8.5\%$



(c) $k=1$, $E_n=200$ MWh, $E_m=320$ MWh, $E_m\%=7.4\%$



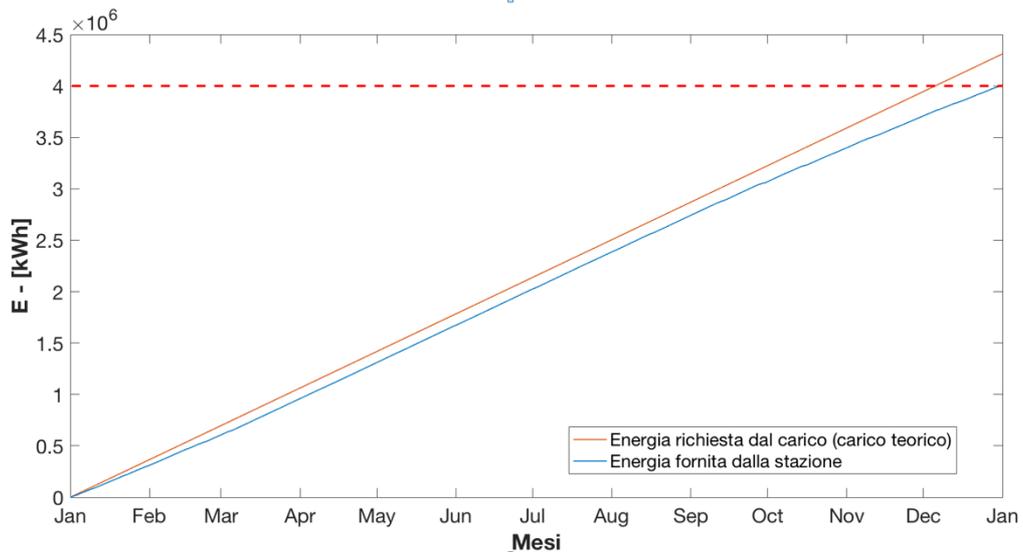
(d) $k=1$, $E_n=220$ MWh, $E_m=320$ MWh, $E_m\%=7.4\%$

Figura 5-21. Energia della mancata produzione relazionata all'energia totale producibile durante l'anno.

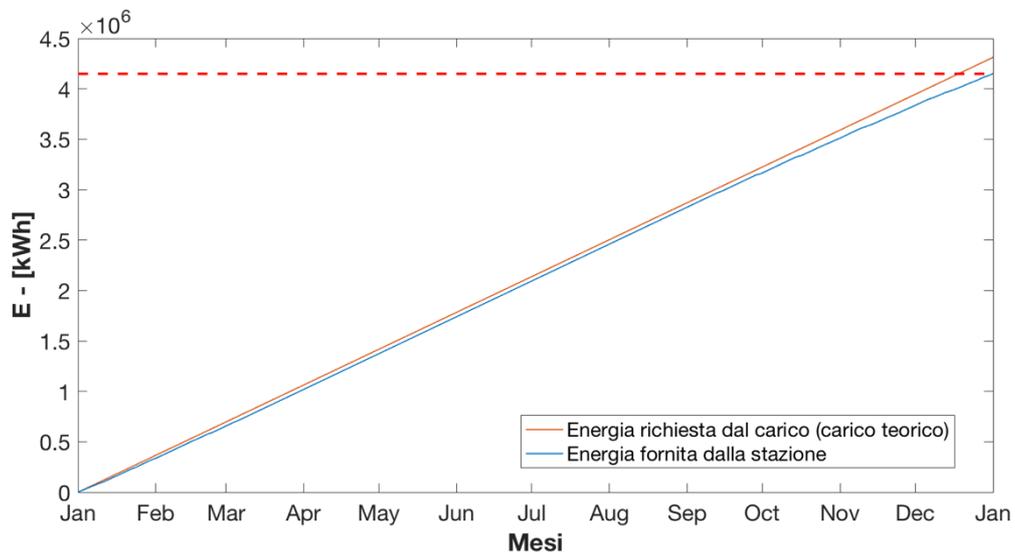
I grafici prodotti evidenziano come al crescere della capacità dell'ESS la mancata produzione si riduce, tuttavia nei casi (c) e (d) è possibile riscontrare che la mancata produzione satura a un valore del 7.4% dell'energia totale producibile, segno che in alcuni momenti dell'anno l'ESS rimane troppo carico per accogliere ulteriore energia che si traduce in energia non prodotta. Aumentando il fattore k la mancata produzione aumenta.

5.2.6 S =Soddisfacimento della richiesta di carico

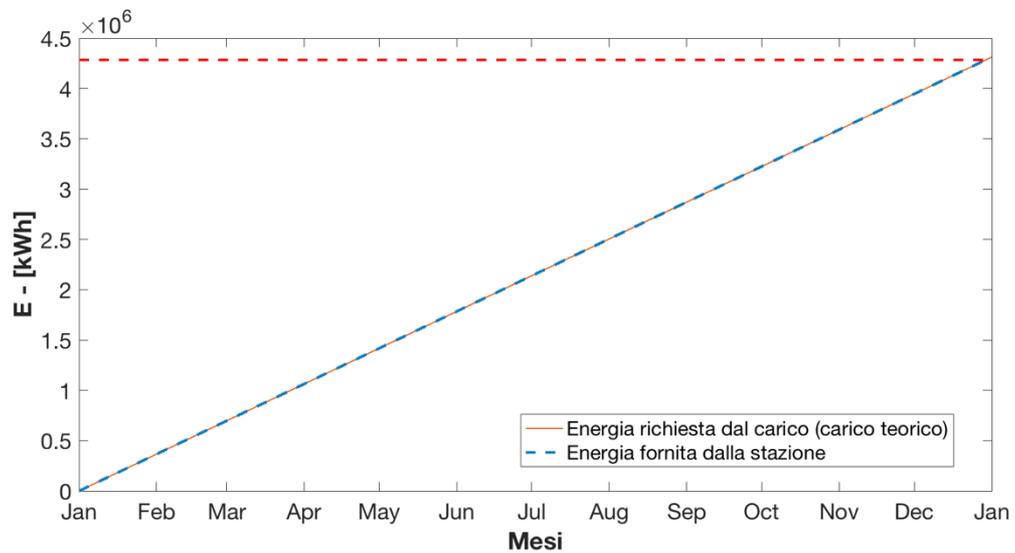
E' stata analizzata anche la capacità delle diverse configurazioni di soddisfare la richiesta di carico tramite un parametro S che esprime la percentuale di energia fornita dalla stazione in relazione a quella richiesta dal carico teorico. Le due curve delle due energie sono state riportate in Fig. 5-22 coi rispettivi valori di S .



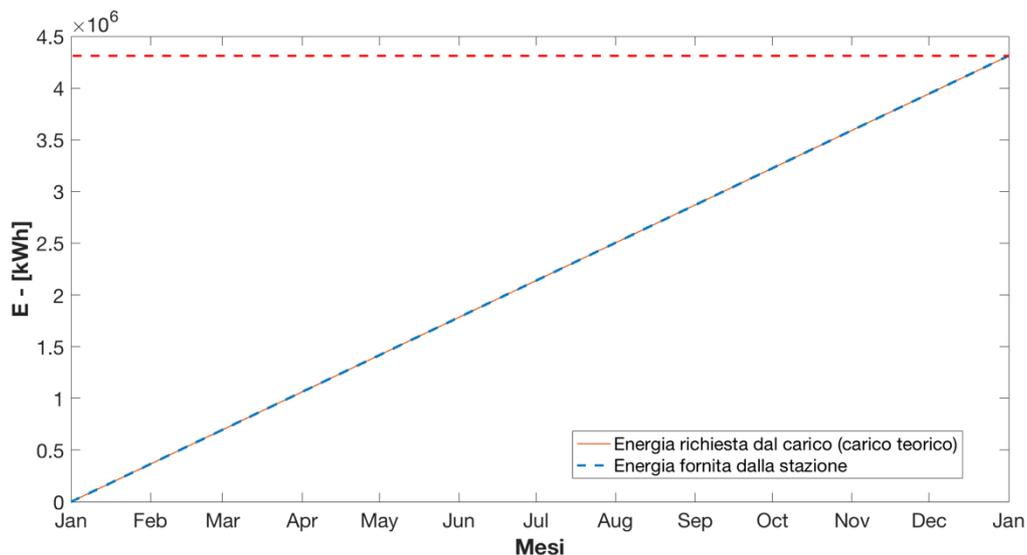
(a) $k=1$, $E_n=3$ MWh, $S=93\%$ NON MALE



$k=1$, $E_n=10$ MWh, $S=96\%$



$k=1$, $E_n=200$ MWh, $S=99,9\%$



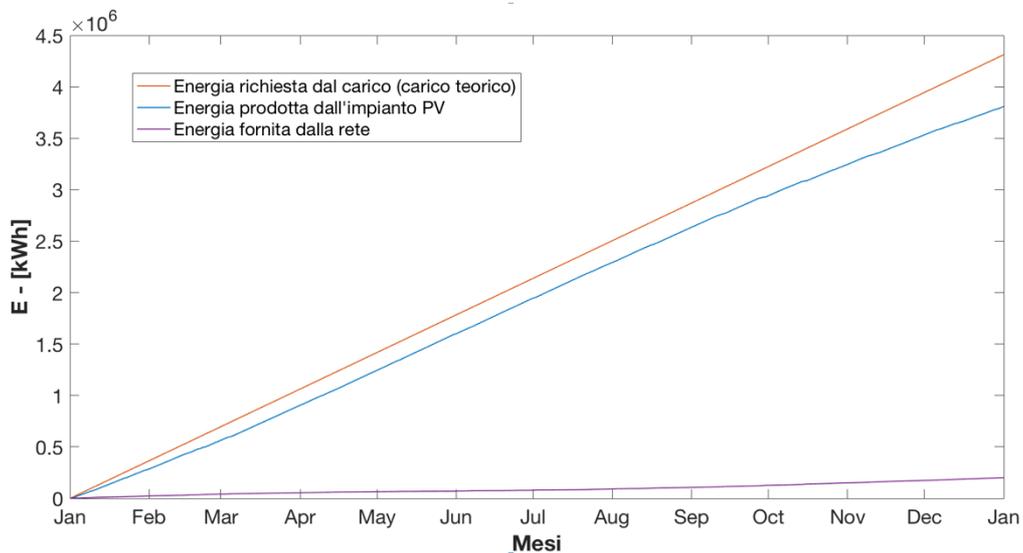
(b) $k=1$, $E_n=220$ MWh, $S=100\%$

Figura 5-22. Analisi della potenza fornita dalla stazione rispetto al carico teorico.

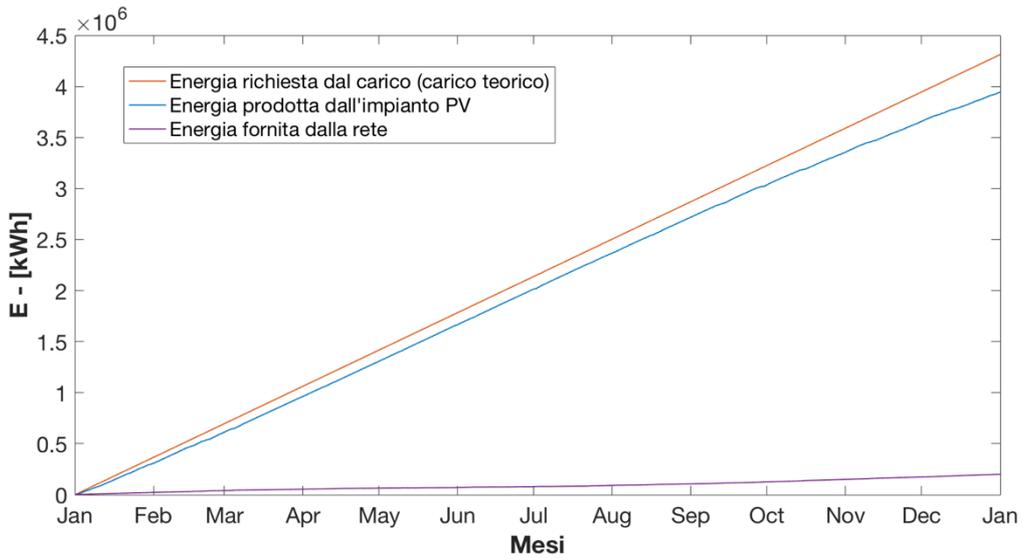
Minore soddisfazione della richiesta di carico si traduce in aumento delle code e tempi di ricarica più lunghi per gli utenti connessi.

5.2.7 Energia fornita dalla rete ed energia fornita dal PV

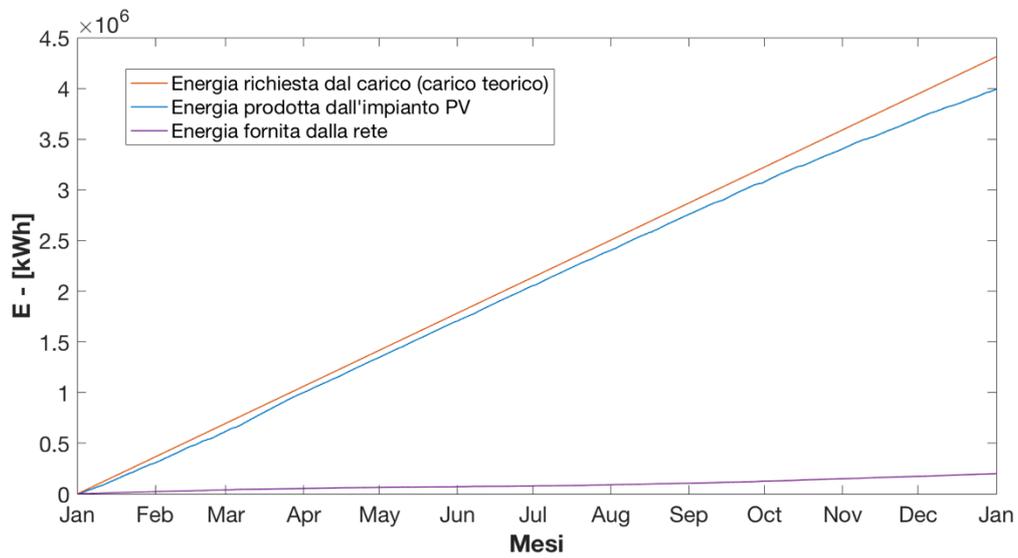
In Fig. 5-23 sono riportate le energie fornite da carico e rete durante l'anno, in relazione alla richiesta del carico teorica.



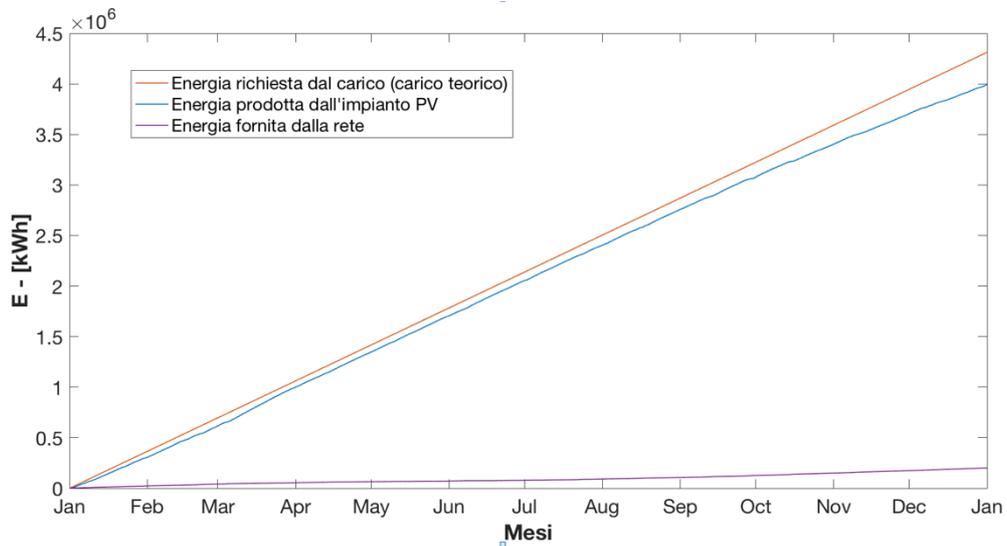
(a) $k=1$, $E_n=3$ MWh



(b) $k=1$, $E_n=10$ MWh



(c) $k=1$, $E_n=200$ MWh



(d) $k=1$, $E_n=220$ MWh

Figura 5-23. Rappresentazione della potenza fornita dalla rete e prodotta dal PV nei diversi casi.

E' possibile riscontrare dall'analisi dei grafici che all'aumentare delle dimensioni dell'ESS aumenta l'energia prodotta dall'impianto PV, mentre l'energia fornita dalla rete resta pressoché costante.

5.3 $K=1.3$ - dimensionamento ESS per ottenere $S=100\%$

Per ridurre la capacità dell'ESS è possibile agire sul parametro k per aumentare l'energia producibile dall'impianto fotovoltaico. Per valori di $k > 1$ l'energia producibile dall'impianto PV durante l'anno sarà maggiore di quella teorica richiesta dal carico.

Di seguito si riportano gli andamenti di energia producibile dal fotovoltaico durante l'anno con $k=1.3$ confrontata con quella richiesta dal carico (Fig. 5-24) e il profilo di potenza producibile relativo a due giorni di Maggio esemplificativi in cui la produzione è particolarmente abbondante, con un picco pari a 2200 kW (Fig. 5-25).

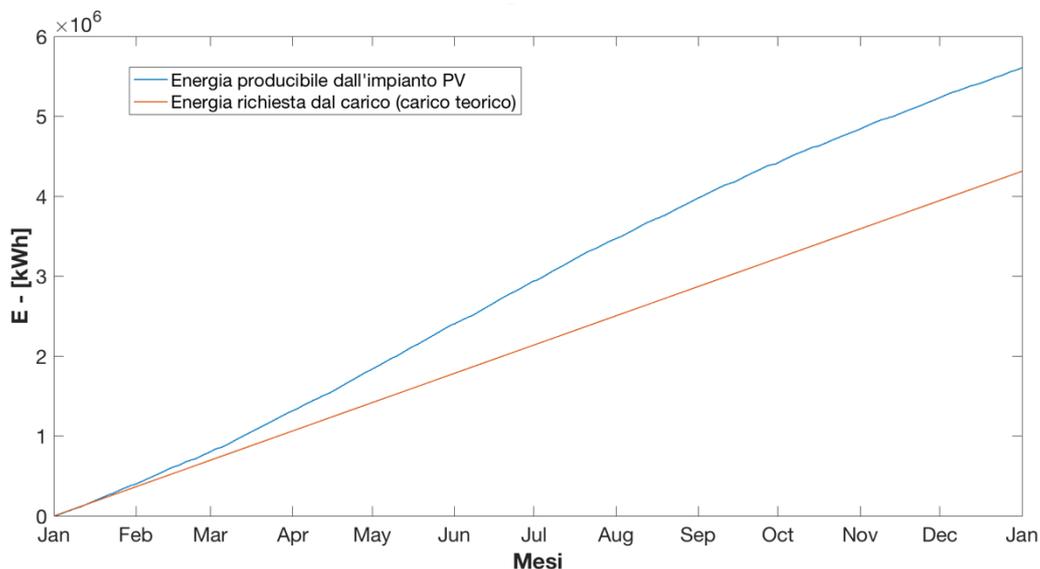


Figura 5-24. Confronto tra energia producibile durante l'anno e energia richiesta dal carico per $k=1.3$

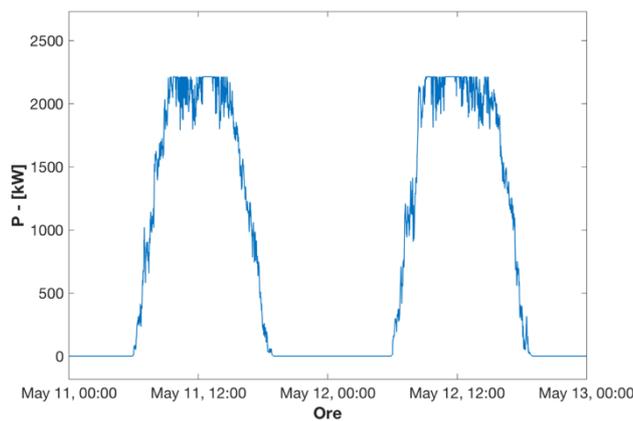


Figura 5-25. Profilo di potenza producibile dall'impianto per, $k=1.3$ con picco pari a 2200 kW.

Si riportano di seguito i grafici di P_{EG} su scala annuale con i relativi picchi di potenza che dev'essere scambiata con ESS e rete (Fig. 5-13).

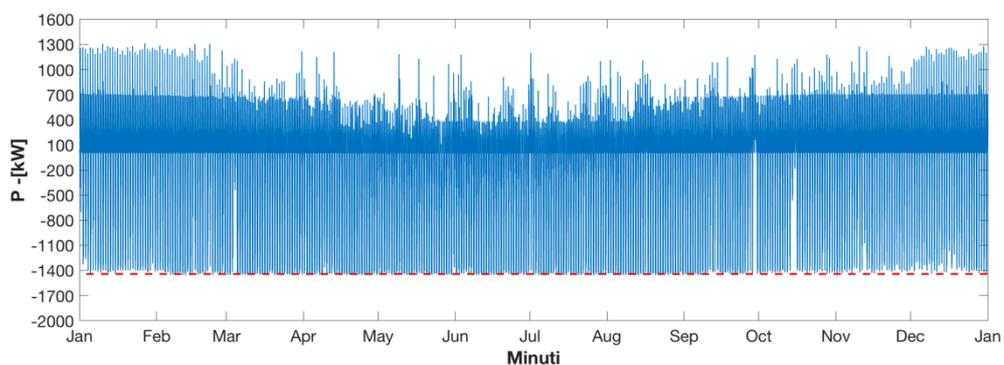


Figura 5-26. Figura 5.1. Rappresentazione annuale di P_{EG} per $k=1.3$.

Imponendo il limite di potenza scambiata con la rete a 100 kW si ottiene la potenza scambiata con la rete su scala annuale (Fig. 5-27).

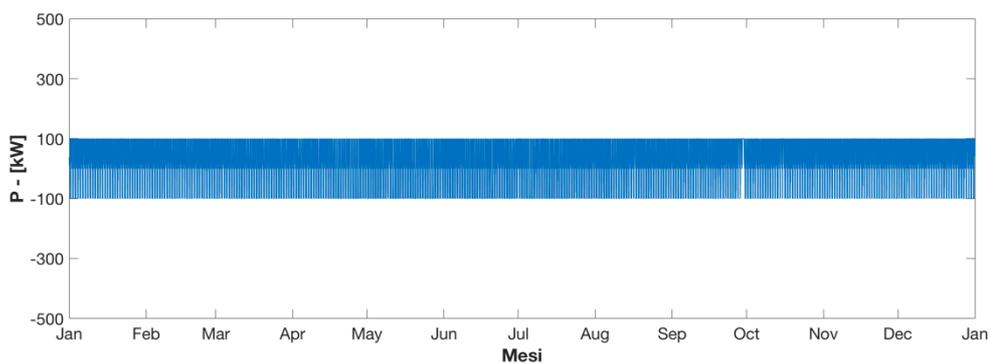


Figura 5-27. Energia scambiata con la rete per $k=1.3$.

Sottraendo P_{GRID} alla P_{EG} su scala annuale è possibile determinare il picco di potenza che durante l'anno dev'essere scambiato con l'ESS, come si vede in Fig. 5-28.

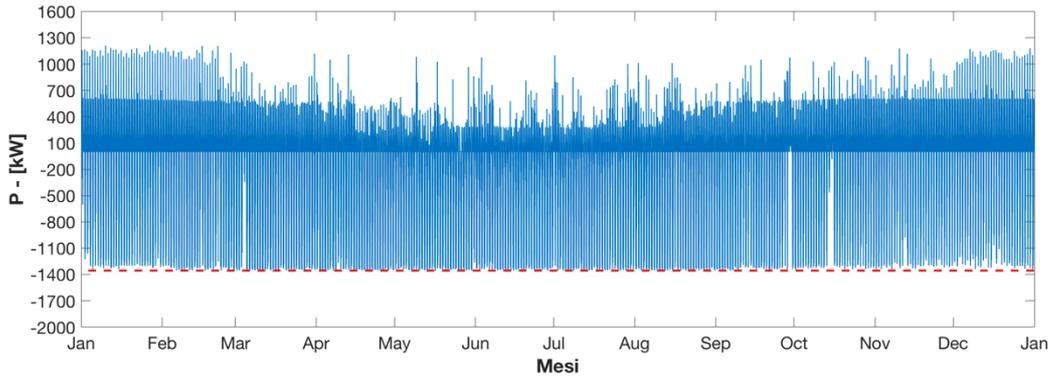


Figura 5-28. Potenza scambiata con l'ESS per $k=1.3$.

Dall'analisi grafica è possibile riscontrare che il picco di P_{ESS} risulta essere 1.35 MW di potenza assorbita.

5.3.1 Risultati ottenuti per $k=1.3$ ed $E_n=22$ MWh

Utilizzando $k=1.3$ è possibile ottenere $S=100\%$ utilizzando un sistema d'accumulo con $E_n=22$ kWh. Di seguito si riportano i risultati ottenuti per questo caso.

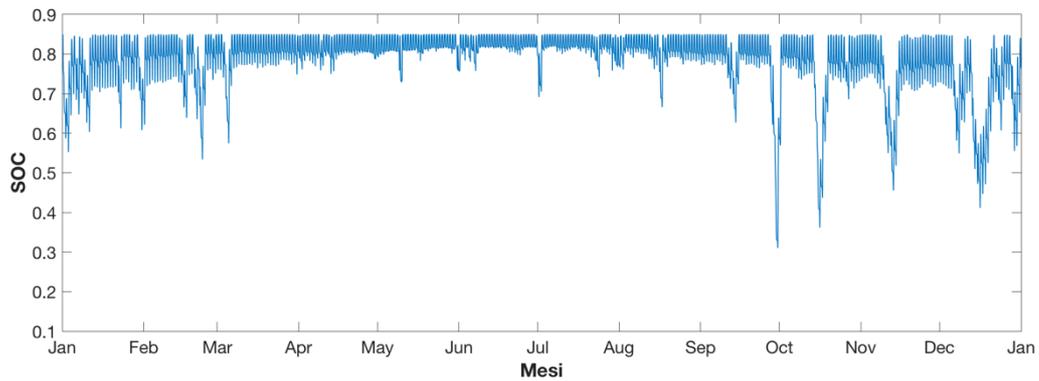


Figura 5-29. Andamento del SOC annuale per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.

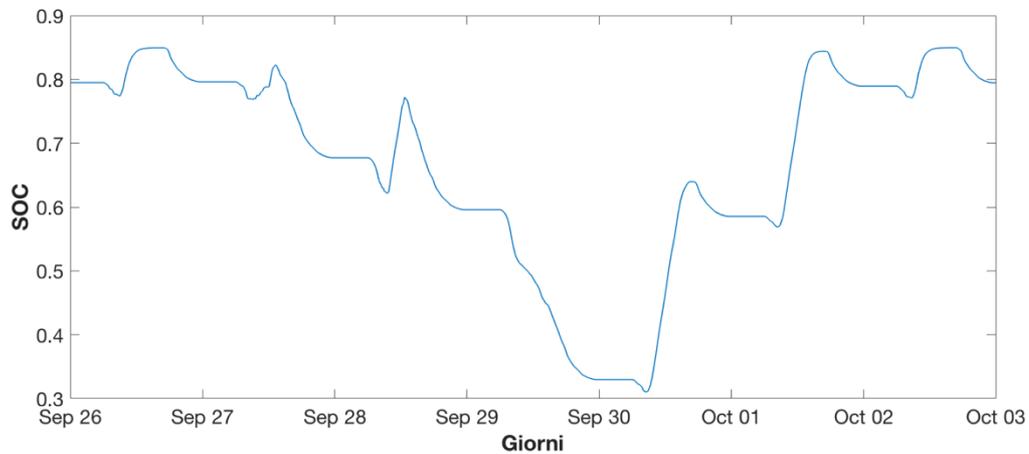


Figura 5-30. Andamento del SOC nei giorni di scarica più profonda per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.

Dalla Fig. 4-30 emerge che nel giorno di scarica più profonda l'ESS non si scarica completamente ma riesce a conservare energia sufficiente per alimentare il carico anche nel picco di potenza richiesto la mattina seguente, come mostrato anche in Fig. 5-31.

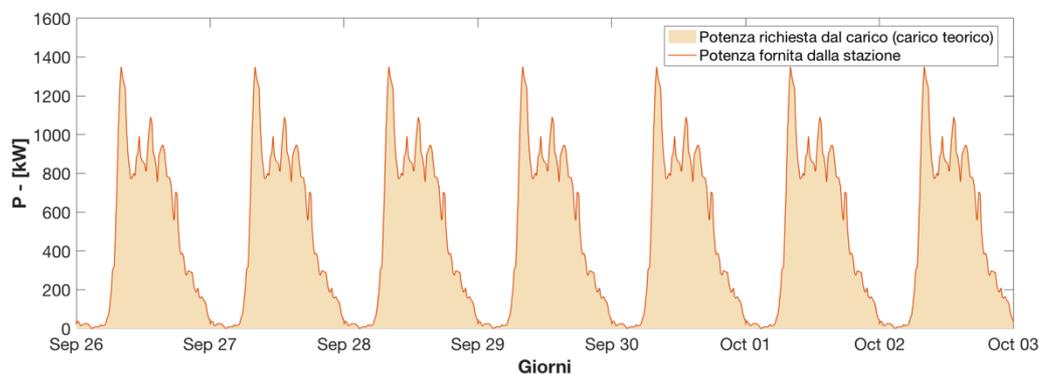


Figura 5-31. Confronto tra profilo di carico teorico e potenza fornita dalla stazione nei giorni di scarica più profonda per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.

L'analisi dei cicli di carica/scarica evidenzia cicli fortemente parzializzati con Delta-DOD sempre inferiore a 0.2.

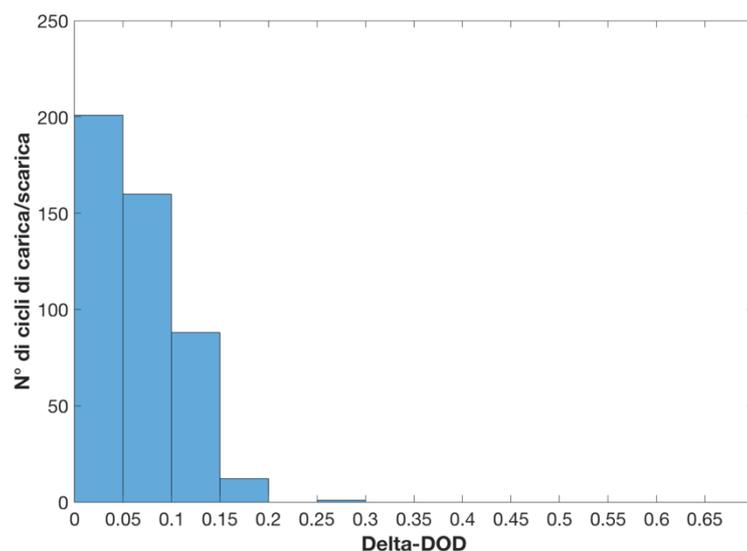


Figura 5-32. Profondità dei cicli di carica/scarica per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.

In questo caso la mancata produzione ammonta ad un valore $E_m=1400$ MWh, con una percentuale $E_m\%=25\%$ sull'energia totale producibile, maggiore rispetto ai casi di $k=1$, come mostrato in Fig. 5-33.

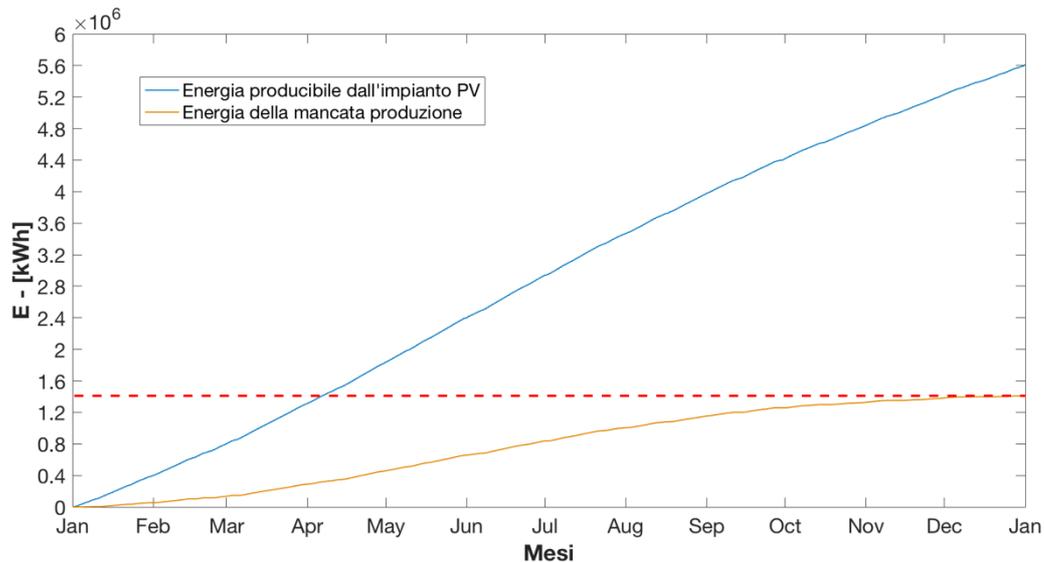


Figura 5-33. Energia della mancata produzione relazionata all'energia totale producibile durante l'anno per $k=1.3$, $E_n=22$ MWh.

In Fig. 4-34 è possibile riscontrare che la soddisfazione della richiesta di carico teorico è pari al 100% poiché le due curve coincidono.

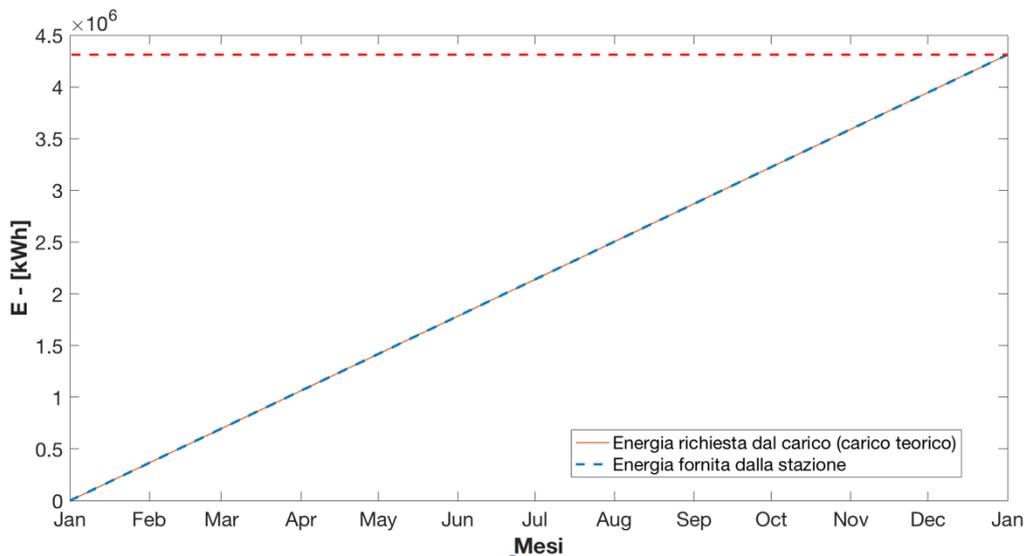


Figura 5-34. Analisi della potenza fornita dalla stazione rispetto al carico teorico.

L'analisi dei grafici in Fig. 5-35 evidenzia che l'energia prodotta dall'impianto PV aumenta rispetto al caso di $k=1$ mentre l'energia fornita dalla rete si riduce.

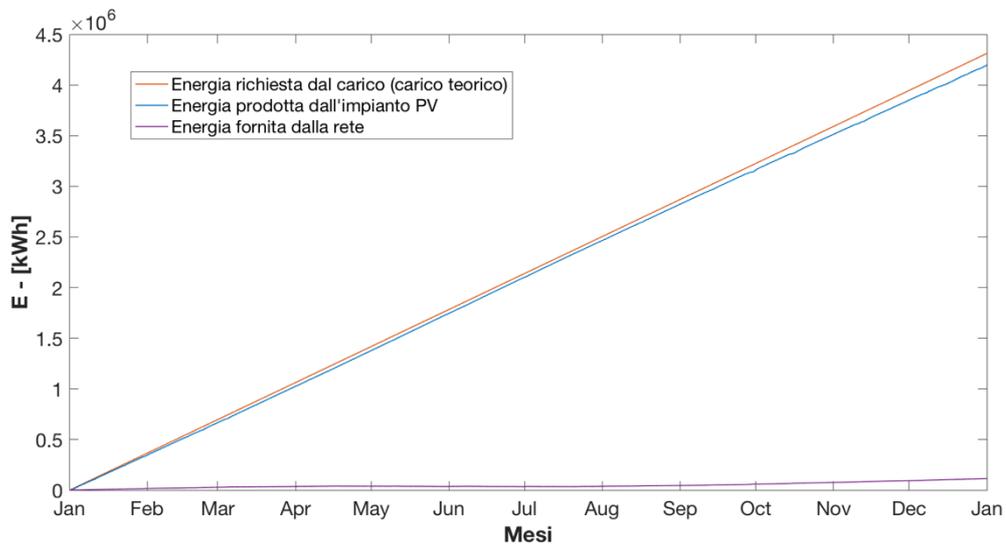


Figura 5-35. Rappresentazione della potenza fornita dall'impianto PV e dalla rete con $k=1$ e $E_n=22$ MWh.

5.4 K=1.5 - dimensionamento ESS per ottenere S=100%

Portando il fattore k ad un valore pari a 1.5 è possibile ottenere $S=100\%$ utilizzando un sistema d'accumulo con $E_n=18$ kWh, quindi riducendo ulteriormente la capacità dell'ESS.

Di seguito si riportano gli andamenti di energia producibile dal fotovoltaico durante l'anno confrontata con quella richiesta dal carico (Fig. 4-36) e il profilo di potenza producibile relativo a due giorni di Maggio esemplificativi in cui la produzione è particolarmente abbondante, con un picco pari a 2500 kW (Fig. 5-37).

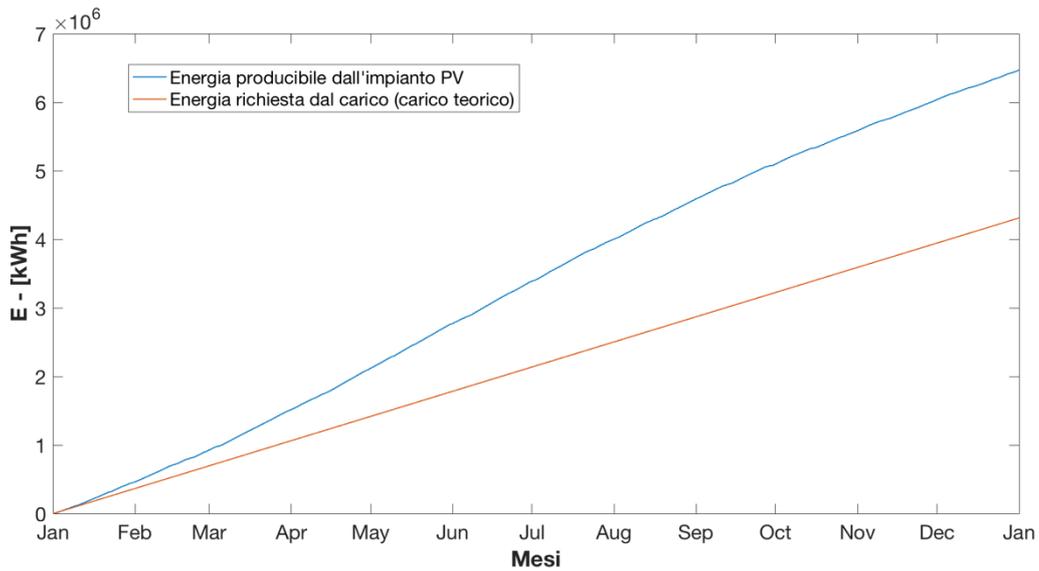


Figura 5-36. Confronto tra energia producibile durante l'anno e energia richiesta dal carico per $k=1.5$.

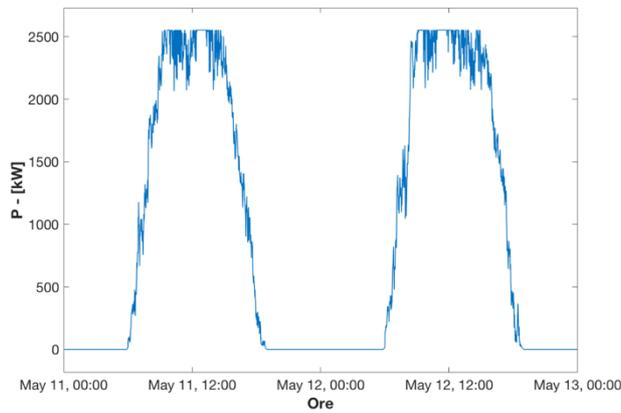


Figura 5-37. Profilo di potenza producibile dall'impianto per, $k=1.3$ con picco pari a 2500 kW.

Si riportano di seguito i grafici di P_{EG} su scala annuale con i relativi picchi di potenza che dev'essere scambiata con ESS e rete (Fig. 5-38).

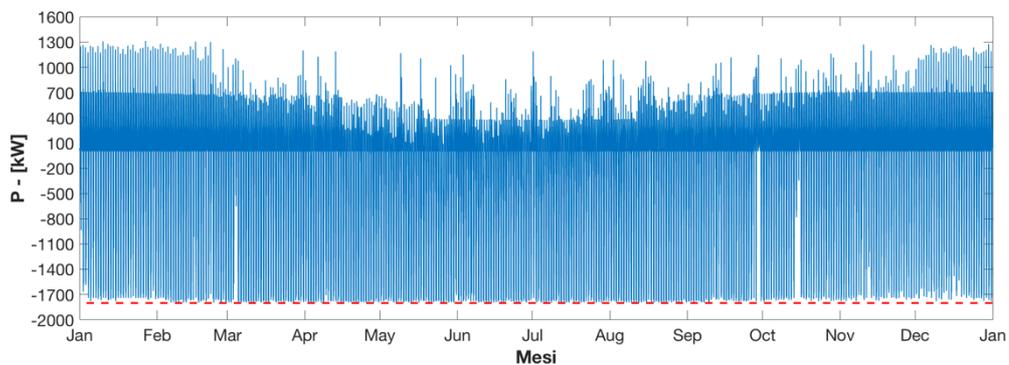


Figura 5-38. Rappresentazione annuale di P_{EG} per $k=1.5$.

Imponendo il limite di potenza scambiata con la rete a 100 kW si ottiene la potenza scambiata con la rete su scala annuale (Fig. 5-39).

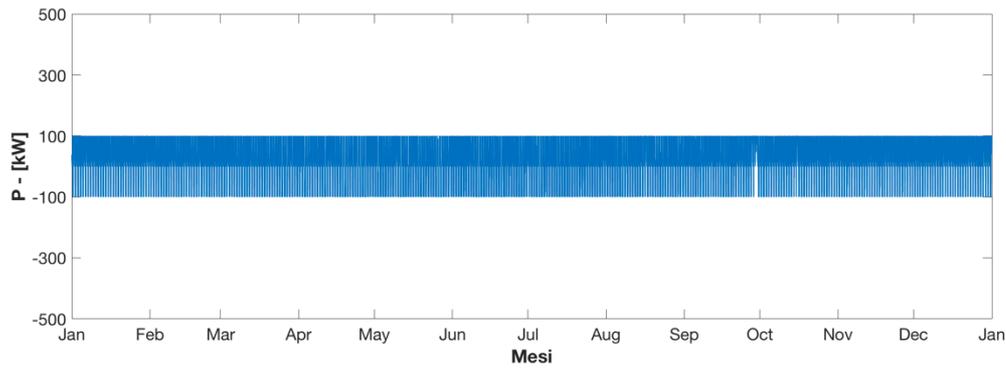


Figura 5-39. Energia scambiata con la rete per $k=1.5$.

Sottraendo P_{GRID} alla P_{EG} su scala annuale è possibile determinare il picco di potenza che durante l'anno dev'essere scambiato con l'ESS, come si vede in Fig. 5-40.

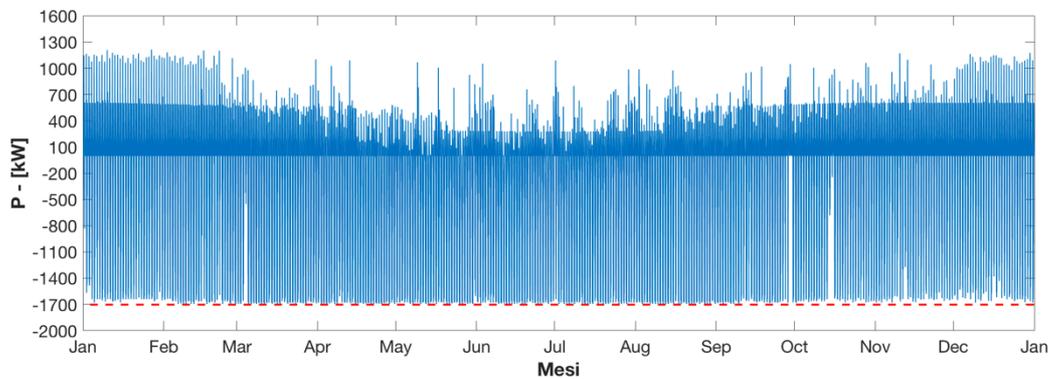


Figura 5-40. Potenza scambiata con l'ESS per $k=1.5$.

Dall'analisi grafica è possibile riscontrare che il picco di P_{ESS} risulta essere 1.7 MW di potenza assorbita.

5.4.1 Risultati ottenuti per $k=1.5$ ed $En=18$ MWh

Utilizzando $k=1.3$ è possibile ottenere $S=100\%$ utilizzando un sistema d'accumulo con $En=18$ kWh. Di seguito si riportano i risultati ottenuti per questo caso (Fig. 5-41 e Fig. 5-42).

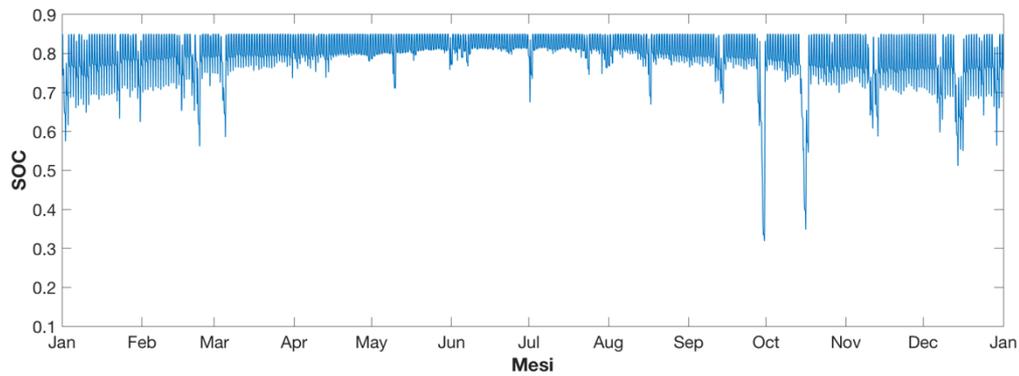


Figura 5-41. Andamento del SOC annuale per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.

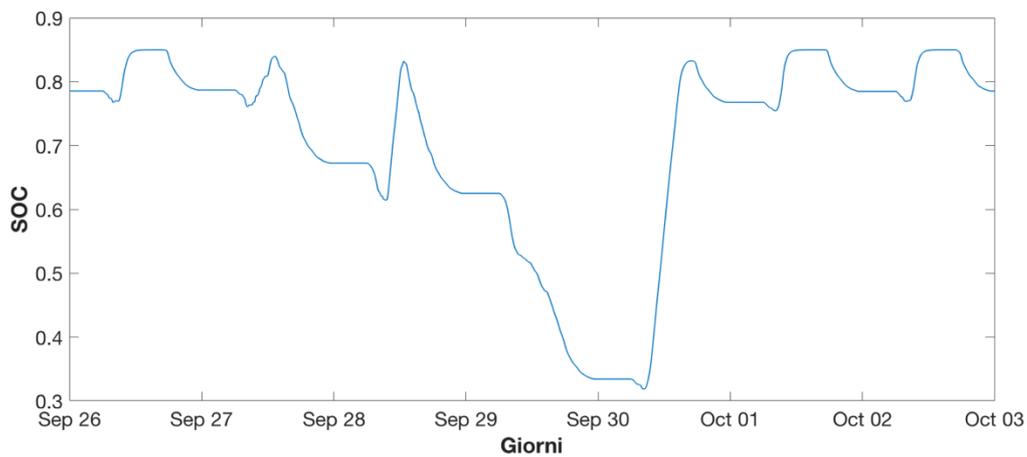


Figura 5-42. Andamento del SOC nei giorni di scarica più profonda per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.

Dalla Fig. 5-43 emerge che nel giorno di scarica più profonda l'ESS non si scarica completamente ma riesce a conservare energia sufficiente per alimentare il carico anche nel picco di potenza richiesto la mattina seguente, come mostrato anche in Fig. 5-31.

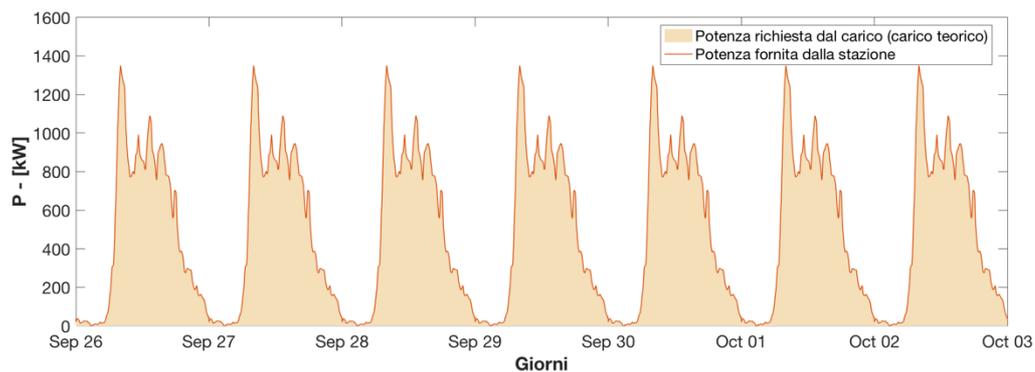


Figura 5-43. Confronto tra profilo di carico teorico e potenza fornita dalla stazione nei giorni di scarica più profonda per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.

L'analisi dei cicli di carica/scarica evidenzia cicli fortemente parzializzati con un Delta-DOD sempre inferiore a 0.2.

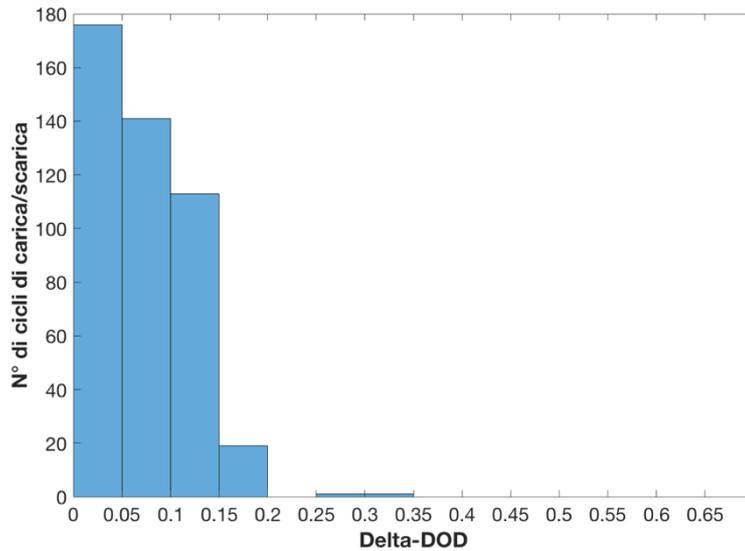


Figura 5-44. Profondità dei cicli di carica/scarica per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.

In questo caso la mancata produzione ammonta ad un valore $E_m=2200$ MWh, con una percentuale $E_m\%=34\%$ sull'energia totale producibile, maggiore rispetto ai casi di $k=1$ e $k=1.3$, come mostrato in Fig. 5-33.

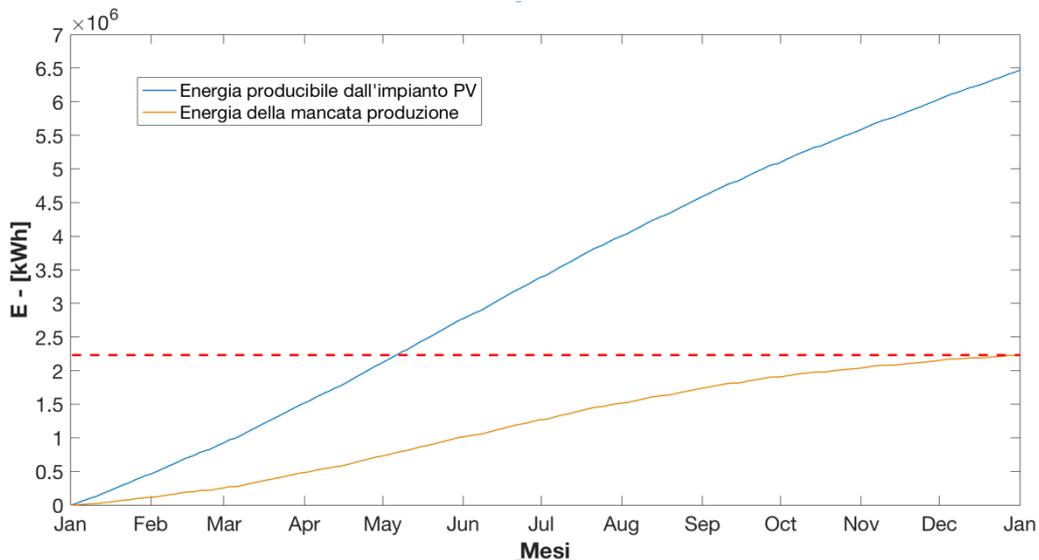


Figura 5-45. Energia della mancata produzione relazionata all'energia totale producibile durante l'anno per $k=1.5$, $E_n=18$ MWh.

In Fig. 5-46 è possibile riscontrare che la soddisfazione della richiesta di carico teorico è pari al 100% poiché le due curve coincidono.

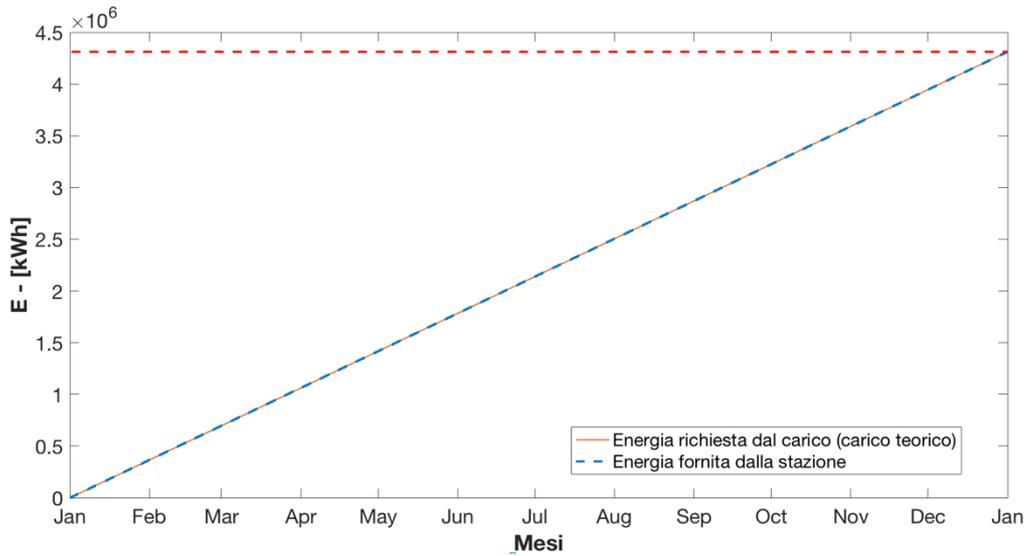


Figura 5-46. Analisi della potenza fornita dalla stazione rispetto al carico teorico.

L'analisi dei grafici in Fig. 5-47 evidenzia che l'energia prodotta dall'impianto PV aumenta rispetto al caso di $k=1$ e $k=1.3$ mentre l'energia fornita dalla rete si riduce.

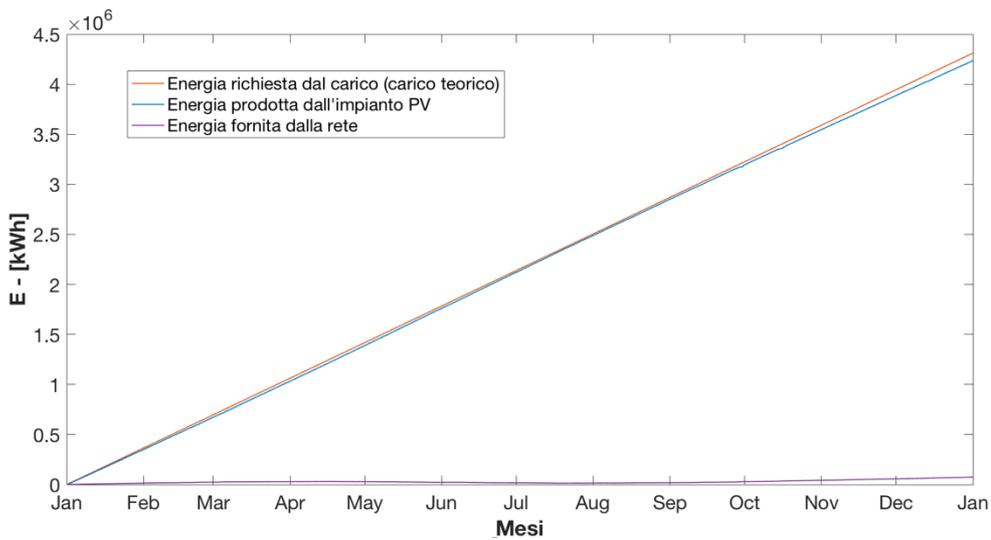


Figura 5-47. Rappresentazione della potenza fornita dall'impianto PV e dalla rete con $k=1.5$ e $E_n=18$ MWh.

5.4.2 Rappresentazioni riassuntive dei risultati ottenuti

Di seguito si riporta una tabella e un istogramma riassuntivi dei risultati ottenuti.

Tabella 5–A. Tabella riassuntiva risultati ottenuti.

k	En [MWh]	SOC ₀	Pess_max [MW]	C- rate max	Pgrid_max [kW]	Em [MWh]	Em%	S[%]
1	3	0.85	1.2	0.4	100	500	11%	93%
1	10	0.85	1.2	0.12	100	370	8.5%	96%
1	200	0.85	1.2	0.006	100	320	7.4%	99.9%
1	220	0.85	1.2	0.005	100	320	7.4%	100%
1.3	22	0.85	1.35	0.06	100	1400	25%	100%
1.5	18	0.85	1.7	0.09	100	2200	34%	100%

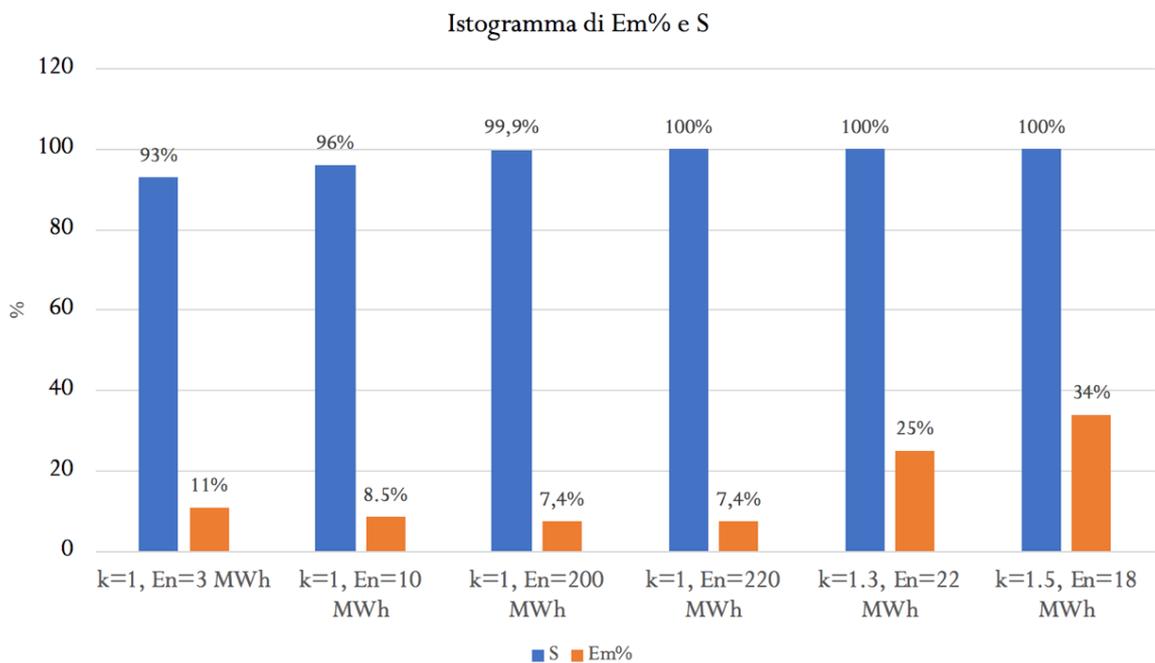


Figura 5-48. Istogramma riassuntivo di S ed Em% per i casi trattati.

6. Conclusioni

Dagli studi condotti in questa tesi emerge che l'integrazione tra sistemi d'accumulo e generazione da fotovoltaico può essere una soluzione idonea a soddisfare la richiesta di potenza di una stazioni di ricarica rapida per autoveicoli elettrici, mantenendo la potenza scambiata con la rete entro limiti prestabiliti, in modo tale da ridurre gli effetti negativi dei picchi di potenza assorbiti.

Tuttavia, al fine di soddisfare totalmente la richiesta di energia da parte del carico durante l'anno si ritiene necessario un ESS con capacità di 220 MWh o, in alternativa, il sovradimensionamento dell'impianto fotovoltaico in termini di energia prodotta rispetto a quella del carico teorico.

E' stato riscontrato inoltre che all'aumentare della capacità dell'ESS cambiano i giorni più critici dell'anno in cui l'ESS raggiunge profondità di scarica maggiori.

Capacità inferiori a 220 MWh con $k=1$ producono in alcuni periodi dell'anno ricariche più lente e aumento delle code nella stazione.

L'utilizzo di $k>1$ tuttavia incrementerebbe la mancata produzione con un ridotto sfruttamento dell'impianto PV che non funzionerebbe sempre al MPP.

Una soluzione che consentirebbe di ottimizzare ulteriormente il sistema, consentendo di sfruttare al massimo l'energia del fotovoltaico riducendo la mancata produzione, potrebbe essere accoppiare all'ESS considerato "primario" un ESS secondario, che accumuli energia su base stagionale nei periodi in cui il carico teorico è maggiormente soddisfatto e la rilasci nei periodi in cui la potenza fornita è più carente. In questo caso anche la soluzione con ESS=3 MWh ($S=93\%$) potrebbe rivelarsi interessante, poiché durante i mesi estivi i cicli di carica/scarica risultano quasi sempre incompleti, da cui se ne deriva che la potenza da PV e l'En dell'ESS sono abbastanza sufficienti per soddisfare il carico teorico, come si può vedere anche in Fig. 6-1.

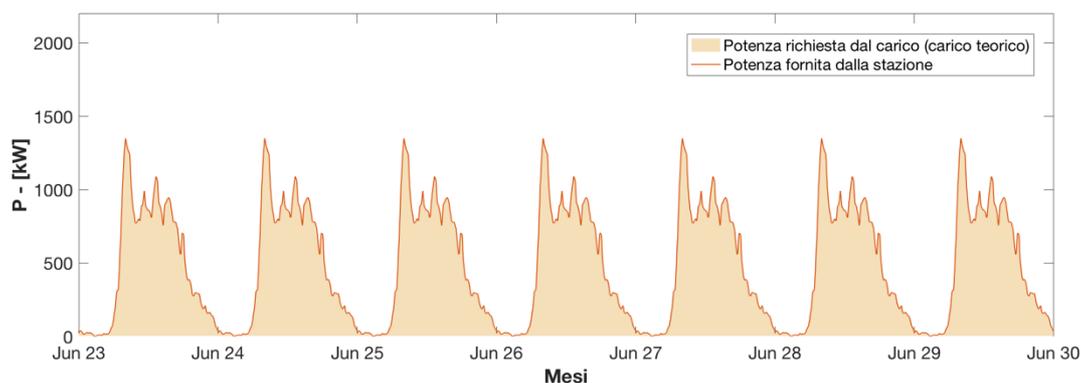


Figura 6-1. Confronto tra potenza fornita dalla stazione e potenza richiesta dal carico nel periodo tra il 23/06 e il 30/06, dal sistema che prevede $k=1$ e $E_n=3$ MWh.

L'utilizzo di un ESS secondario che accumuli energia su base stagionale potrebbe essere vantaggioso per ognuna delle soluzioni analizzate, anche nel caso di totale soddisfacimento del carico teorico, poiché l'energia accumulata dalla altrimenti mancata produzione potrebbe essere gestita dalla rete in sede di dispacciamento.

La mancata produzione potrebbe essere ridotta anche nell'ipotesi di una gestione intelligente e dinamica del limite di potenza scambiato dalla rete durante l'anno, che potrebbe essere anche portato a $P_{max_grid}=0$ per studiare il comportamento della stazione in off-grid.

Per gli sviluppi futuri è necessario inoltre indagare in maniera quantitativa l'influenza della profondità dei cicli di scarica sulla vita dell'ESS, che si riduce all'aumentare di E_n . In questo studio si è messa punto la metodologia per l'identificazione delle taglie dei vari componenti sulla base dei dati di affluenza alla stazione e dei dati di irraggiamento, entrambi ottenibili su base statistica. Il soddisfacimento integrale della domanda di carico presuppone il sovradimensionamento dell'impianto PV e/o del sistema di accumulo. Note le taglie dei componenti nei vari scenari, la scelta tra quale dei due componenti (PV o ESS) sovradimensionare, oppure la decisione di rinunciare a soddisfare la richiesta di carico in ogni momento dell'anno, può essere fatta sulla base di considerazioni economiche che tengano conto anche di un modello di vita del sistema d'accumulo dipendente dalla tecnologia considerata.

Si vogliono infine specificare i limiti di questo studio:

- Diagramma di carico con risoluzione ogni 15 minuti;
- Diagramma di carico ripetuto uguale per tutti i giorni dell'anno;

- Mancanza di dati reali significativi sul numero dei veicoli connessi alla stazione dovuti alla scarsa penetrazione dei veicoli elettrici;
- Mancanza di dati reali significativi sul comportamento degli utenti dovuti alla scarsa capillarizzazione di infrastrutture di ricarica;
- L'eventuale presenza di altre stazioni di ricarica nella stessa autostrada influenza la potenza richiesta giornalmente alla singola stazione;
- Profilo di potenza producibile utilizzato non è riferito alla stessa area (Sud-Ovest della Germania) alla quale sono riferiti i dati di traffico di partenza e il profilo di potenza teorica assorbita giornalmente dalla stazione.

La precisione dei risultati ottenuti potrebbe essere migliorata utilizzando un profili di carico reali con tempi di campionamento al minuto, o profili di carico simulati che variano giornalmente in base a dati di traffico reali. Tutte queste varianti possono facilmente integrate nella metodologia sviluppata qualora i dati reali fossero disponibili.

8. Bibliografia

- [1] «www.luce-gas.it,» 10 Luglio 2018. [Online]. Available: <https://luce-gas.it/attualita/11528-e-mobility-enel-nel-2017-colonnine-ricarica-su-tutte-autostrade>.
- [2] C.Rossi, *Dispense del corso "Sistemi per la Propulsione Elettrica"*, Bologna: Università di Bologna, 2018.
- [3] T. E. House-Ambrosetti e E. S.p.A, «E-MOBILITY REVOLUTION-Gli impatti sulle filiere industriali e sul sistema-Paese: quale Agenda per l'Italia,» Enel Energia, 2018.
- [4] Md. Mainul Islam, Hussain Shareef e Azah Mohamed, «A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles,» *Elsevier*, pp. 403-420, 2016.
- [5] I. E. Agency, «Paris Declaration on Electro-Mobility and Climate Change & Call to Action - Lima - Paris Action Agenda,» 2015. [Online]. Available: <https://www.iea.org/media/topics/transport/pariselectromobilitydeclaration.pdf>.
- [6] G. T. Terna S.p.A, «www.terna.it,» 31 Gennaio 2018. [Online]. Available: <http://www.terna.it/SistemaElettrico/Dispacciamento/DatiEsercizio/RapportoMensile.aspx>.
- [7] T. S. & G. Terna, «www.terna.it,» 5 Maggio 2017. [Online]. Available: <http://www.terna.it/SistemaElettrico/StatisticheePrevisioni/PrevisionidellaDomandaElettrica.aspx>.
- [8] «www.alvolante.it,» [Online]. Available: https://www.alvolante.it/da_sapere/auto-elettriche-guida-alla-ricarica-italia-352687.
- [9] T. S. e. G. Terna, «www.terna.it,» 2018. [Online]. Available: <http://download.terna.it/terna/0000/1016/83.PDF>.

- [10] I. E. A. (IEA), «www.iea.org,» 30 May 2018. [Online]. Available: <https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2018>.
- [11] T. S.p.A., «www.terna.it,» 2016. [Online]. Available: <http://download.terna.it/terna/0000/0994/85.PDF>.
- [12] I. Mobility, «<https://www.its-mobility.de/>,» February 2017. [Online]. Available: https://www.its-mobility.de/download/HEV/Dokumentation/Willrett_IAV_HEV_2017.pdf.
- [13] S. -. E. Solutions. [Online]. Available: http://anie.it/wp-content/plugins/acd-attach-document/acd-get-document.php?post_ID=8083&file_name=scame-parre.pdf.
- [14] D. Sbordone, I. Bertini, B. Di Pietra, M.C. Falvo, A. Genovese e L. Martirano, «EV fast charging stations and energy storage technologies: A real implementation in the smart micro grid paradigm,» *Elsevier*, pp. 96-108, 2015.
- [15] E-station, «<https://www.e-station.it/ricarica-auto-elettrica-a-casa.html>,» [Online]. Available: www.e-station.it.
- [16] Xun Gong e Jayanth Rangaraju, «Taking charge of electric vehicles – both in the vehicle and on the grid,» Texas Instruments, 2018.
- [17] Luigi Rubino, Clemente Capasso e Ottorino Veneri, «Review on plug-in electric vehicle charging architectures integrated with distributed energy sources for sustainable mobility,» *Applied Energy*, p. 438–464, 2017.
- [18] «www.enel.com,» [Online]. Available: <https://www.enel.com/it/media/press/d/2018/05/enel-insieme-a-ionity-sviluppa-la-prima-rete-di-stazioni-di-ricarica-ultrarapida-da-350-kw-in-italia>.
- [19] Ionity, «www.ionity.eu,» [Online]. Available: <https://ionity.eu/en/design-and-tech.html>.
- [20] E. X, «www.enelx.it,» [Online]. Available: <https://www.enelx.com/it/it/e-shop/emobility-tutti-i-prodotti/stazioni-ricarica-veicoli-elettrici-soluzioni/box-station>.

- [21] [Online]. Available: <https://www.enelx.com/it/it/e-shop/emobility-tutti-i-prodotti/stazioni-ricarica-veicoli-elettrici-soluzioni/box-station>.
- [22] F. Gemelli, «www.it.motor1.com/,» 24 Ottobre 2017. [Online]. Available: <https://it.motor1.com/news/221467/colonnine-di-ricarica-auto-elettriche-chi-vince-e-chi-perde-in-europa/>.
- [23] Troy R. Hawkins, Bhawna Singh, Guillaume Majeau-Bettez e Anders Hammer Strømman, «Comparative Environmental Life Cycle Assessment of Conventional and Electric Vehicles,» *Journal of Industrial Ecology*, vol. 17, n. 1, pp. 53-64, 2012.
- [24] [Online]. Available: <https://www.prezzibenzina.it/>.
- [25] «www.gruppoacquistoauto.it,» [Online]. Available: <https://www.gruppoacquistoauto.it/strumenti-utili/comparazione-dei-costi-del-carburante/>.
- [26] «www.patentati.it,» [Online]. Available: <https://www.patentati.it/listini-auto/marca/Volkswagen/golf.html>.
- [27] Antonino Genovese, Giancarlo Giuli e Massimo Mancini, «Diffusione della ricarica rapida in ambito urbano,» ENEA, Ministero dello Sviluppo Economico, 2016.
- [28] Michael Nicholas e Dale Hall, «www.theicct.org,» 1 January 2018. [Online]. Available: <https://www.theicct.org/publications/fast-charging-lessons-learned>.
- [29] P. Contact, «www.phoenixcontact.com,» 2017. [Online]. Available: https://www.phoenixcontact.com/assets/downloads_ed/global/web_dwl_promotion/52006703_EN_DE_E-Mobility_LoRes.pdf.
- [30] «www.en.ofweek.com,» [Online]. Available: <https://en.ofweek.com/Product/Chademo-Plug-250amp-Chademo-Connectors-prod-17230-539410.html>.
- [31] «www.zap-map.com,» [Online]. Available: <https://www.zap-map.com/charge-points/connectors-speeds/>.

- [32] «www.chargehub.com,» [Online]. Available: <https://chargehub.com/en/electric-car-charging-guide.html#publiccharging>.
- [33] C. Steitz, «www.reuters.com,» Reuters, 24 January 2018. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/article/us-autos-electricity-charging/plug-wars-the-battle-for-electric-car-supremacy-idUSKBN1FD0QM>.
- [34] P. Pizzichetti, 12 Agosto 2018. [Online]. Available: <http://guidaelettrico.altervista.org/ricarica-rapida-viaggiare-in-italia-con-lauto-elettrica/>.
- [35] «www.hdmotori.it,» 12 Giugno 2018. [Online]. Available: <http://www.hdmotori.it/2018/06/12/tesla-supercharger-22-nuove-stazioni-italia/>.
- [36] Enel, «www.corporate.enel.it,» 15 Novembre 2017. [Online]. Available: <https://corporate.enel.it/it/storie/a/2017/11/mobilita-elettrica-piano-infrastrutture-colonnine>.
- [37] Kwo Young, Caisheng Wang, Le Yi Wang e Kai Strunz, «Electric Vehicle Battery Technologies,» in *Electric Vehicle Integration 15 into Modern Power Networks*, New York, Springer Science+Business Media, 2013, pp. 15-56.
- [38] A. Morandi, *Dispense del corso "Accumulo dell'Energia Elettrica"*, Bologna: Università di Bologna, 2017.
- [39] «www.batteryuniversity.com,» [Online]. Available: https://batteryuniversity.com/learn/article/electric_vehicle_ev.
- [40] Farhan H. Malik e Matti Lehtonen, «Minimization of Queuing Time of Electric Vehicles at a Fast Charging Station,» IEEE, Espoo, Finland, 2017.
- [41] Jerome Jacob Mies, Jurjen Rienk Helmus e Robert van den Hoed, «Estimating the Charging Profile of Individual Charge Sessions of Electric Vehicles in The Netherlands,» *World Electric Vehicle Journal*, 2018.
- [42] Mariz B. Arias, Myungchin Kim e Sungwoo Bae, «Prediction of electric vehicle charging-power demand in realistic urban traffic networks,» *Applied Energy*, vol. 195, p. 738–753, 2017.

- [43] M. d. I. e. d. Trasporti, «Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNire),» *Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana*, 30 Giugno 2016.
- [44] Abdul Rauf Bhatti, Zainal Salam, Mohd Junaidi Bin Abdul Aziz, Kong Pui Yee e Ratil H. Ashique, «Electric vehicles charging using photovoltaic: Status and technological review,» *Elsevier*, pp. 34-47, 2016.
- [45] Reza Hemmati e Hedayat Saboori, «Emergence of hybrid energy storage systems in renewable energy and transport applications – A review,» *Elsevier*, pp. 11-23, 2016.
- [46] [Online]. Available: <https://building-microgrid.lbl.gov/about-microgrids>.
- [47] Farhan H. Malik e Matti Lehtonen , «Minimization of Queuing Time of Electric Vehicles at a Fast Charging Station,» in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Torino, Italy, 2017.
- [48] Nissan, «www.nissan.it,» [Online]. Available: <https://www.nissan.it/veicoli/veicoli-nuovi/leaf/autonomia-batteria.html>.
- [49] «www.hdmotori.it,» [Online]. Available: <http://www.hdmotori.it/2018/06/21/auto-ibride-2018-modelli-commercio-italia/>.
- [50] Farhan H. Malik, Matti Lehtonen, Eero Saarijärvi e Amir Safdarian, «A Feasibility Study of Fast Charging Infrastructure for EVs on Highways,» *Praise Worthy Prize*, 2014.
- [51] Johannes Schauble, Thomas Kaschub, Axel Ensslen, Patrick Jochem e Wolf Fichtner, «Generating electric vehicle load profiles from empirical data of three EV fleets in Southwest Germany,» *Cleaner Production*, pp. 253 - 266, 2017.
- [52] Robert Bass e Nicole Zimmerman, «Impacts of Electric Vehicle Charging on Electric Power Distribution Systems,» Portland State University, 2013.
- [53] Luigi Rubino, Clemente Capasso e Ottorino Veneri, «Review on plug-in electric vehicle charging architectures integrated with distributed energy sources for sustainable mobility,» *Elsevier*, p. 438–464, 2017.

- [54] Md Shamiur Rahman, M. J. Hossain, F. H. M. Rafi e Junwei Lu, «EV Charging in a Commercial Hybrid AC/DC Microgrid: Configuration, Control and Impact Analysis,» in *Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2016.
- [55] J. Halliwell, Electric Power Research Institute (EPRI), 30 September 2015. [Online]. Available: <https://certs.lbl.gov/sites/all/files/5b-halliwell-plugin-ev-charging.pdf>.