

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Studio di colonnine di ricarica bidirezionali per servizi Vehicle-to-Grid



Relatori

Prof. Enrico Pons

Prof. Andrea Mazza

Prof. Ettore F. Bompard

Candidato

Palmieri Stefano

Luglio 2021

Ringrazio il prof. Enrico Pons ed il prof. Andrea Mazza
per gli insegnamenti che mi hanno trasmesso ed il
sostegno offertomi durante questo percorso.

Un ringraziamento speciale ai miei genitori per il loro
sostegno ed il loro incoraggiamento che mi ha permesso di
raggiungere questo traguardo.

Sommario

Acronimi.....	6
Abstract (italiano).....	7
Abstract (english).....	9
1. Introduzione.....	11
1.1 Ruolo dell'energia elettrica nella transizione energetica	14
2. Evoluzione del sistema elettrico	16
2.1 Smart Grids	16
2.2 Sistemi di accumulo	18
2.3 Tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G).....	19
2.4 Vehicle-to-Home (V2H).....	21
3. Normativa sulla ricarica dei veicoli elettrici	22
3.1 ISO 15118:2019	23
3.2 IEC 61851:2019.....	24
3.3 IEC 61296:2014.....	25
3.4 Norme europee sui requisiti di sicurezza dei componenti.....	26
3.5 Norme per le procedure di test di un sistema V2G	28
3.6 Quadro regolatorio italiano sul V2G	29
4. Caratteristiche di ricarica dei veicoli elettrici	34
4.1 Modalità di ricarica dei veicoli elettrici e tipi di connessione	35
4.2 Requisiti per la ricarica bidirezionale.....	36
5. Normativa sui test sulla colonnina di ricarica.....	38
5.1 Fase di pre-test	38
5.2 Test di performance.....	39
5.2.1 Test potenza continuativa in ingresso al sistema.....	39
5.2.2 Test potenza continuativa in uscita del sistema V2G.....	40
5.2.3 Riserva di potenza attiva	43
5.2.4 Efficienza di conversione	46
5.2.5 Tempo di carica e di scarica.....	50
5.3 Test di interconnessione con la rete	52
5.3.1 Fattore di potenza	53
5.3.2 Potenza reattiva e potenza apparente	53
5.3.3 Contenuto armonico delle correnti	54
5.3.4 Iniezione di corrente continua	56

5.3.5	Risposta alle tensioni anormali	56
5.3.6	Risposta alle frequenze anormali.....	57
5.3.7	Riduzione delle fluttuazioni di potenza sulla rete	58
5.3.8	Prove di cortocircuito	59
5.3.9	Test aggiuntivi	61
5.4	Test di comunicazione	63
5.4.1	Risposta del sistema a rampe di carica/scarica molto elevate	63
6.	Caso studio.....	68
6.1	Set up di laboratorio.....	68
6.2	Test di performance del caso studio	71
6.2.1	Efficienza di conversione della colonnina.....	72
6.2.2	Roundtrip Efficiency	81
6.2.3	Tempo di carica.....	87
6.2.4	Tempo di scarica	88
6.2.5	Processo di “Derating”	89
6.2.6	Test sulla potenza continuativa in uscita dal sistema V2G	93
6.3	Test di interconnessione con la rete	94
6.3.1	Fattore di Potenza	94
6.3.2	Contenuto armonico delle correnti	98
6.3.3	Iniezione di corrente continua	102
6.4	Test di comunicazione	105
6.4.1	Tempi di risposta attuazione nuovi comandi	105
6.4.2	Tempi di risposta tra comandi di carica e scarica	106
6.4.3	Tempi di risposta alla richiesta di “ricarica istantanea” tramite App.....	108
6.4.4	Richiesta di livello di SoC tramite App	110
6.4.5	Richiesta contemporanea di SoC e di scarica	112
6.4.6	Sensibilità minima di variazione di potenza	113
	Conclusioni.....	115
	APPENDICE.....	116
	Evoluzione rete elettrica ed importanza dei sistemi di accumulo	116
	Partecipazione al mercato elettrico dei sistemi di accumulo	118
	Confronto diversi sistemi di accumulo	120
	Batterie	121
	Sistema V2G	137
	Bibliografia e Sitografia	141

Acronimi

V2G	Vehicle to Grid
V1G	Vehicle to Grid unidirectional flow
G2V	Grid to Vehicle
V2H	Vehicle to Home
EV	Veicolo elettrico (Electric Vehicle)
EVSE	Stazione di ricarica (Electric Vehicle supply Equipment)
DC	Corrente Continua (Direct Current)
AC	Corrente Alternata (Alternating Current)
HLC	Hig Level Communication
LLC	Low Level Communication
PWM	Pulse Width Modulation
SECC	Supply Equipment Communication Controller
EVCC	Electric Vehicle Communication Controller
HBM	Sistema di acquisizione dati

Abstract (italiano)

Negli ultimi decenni si è presa sempre più consapevolezza sull'impatto enorme che i Paesi più energivori hanno sul pianeta e i danni irreparabili che vengono causati. Pertanto, è in atto una transizione energetica che spinge verso l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e sostenibili a livello economico, sociale ed ambientale, per sostituire le fonti tradizionali ed altamente inquinanti come i combustibili fossili.

Le fonti energetiche rinnovabili maggiormente sviluppate e diffuse sono senza dubbio il solare fotovoltaico ed eolico, le quali generano energia elettrica che può essere immessa sulla rete. Pertanto il vettore elettrico è fondamentale per poter sfruttare al meglio le fonti rinnovabili e favorire la transizione energetica. Ovviamente, per ottenere ciò, c'è bisogno parallelamente anche dello sviluppo delle infrastrutture di tutto il sistema della rete elettrica, il quale deve essere in grado di mantenere un'adeguata resilienza e resistenza.

Uno dei settori in cui sono maggiormente utilizzati i combustibili fossili è sicuramente quello dei trasporti, e più in particolare il settore delle automobili. La transizione verso i veicoli elettrici che possono essere alimentati attraverso l'energia elettrica, prodotta da fonti rinnovabili, è già in atto, ma lo step successivo e rivoluzionario è rendere questo settore parte attiva del sistema energetico, e non solo passiva come le automobili tradizionali. In tal modo si può supportare, come detto, l'evoluzione fondamentale della rete elettrica, avvicinandosi sempre più al concetto di economia circolare e sostenibile.

Per far ciò sono in via di sviluppo sistemi denominati "Vehicle-to-Grid" (V2G), i quali sono in grado, attraverso apposite colonnine di ricarica, di scambiare energia elettrica tra la batteria dell'auto elettrica e la rete in modo bidirezionale: permettendo la carica dell'auto elettrica, ma anche la scarica parziale per immettere energia sulla rete e sfruttarla dove e quando necessario, ad esempio nelle ore di picco giornaliero. Sviluppati su larga scala, tali sistemi sono dei veri e propri accumuli energetici distribuiti e permettono di conciliarsi al meglio con la generazione rinnovabile distribuita, composta principalmente dal fotovoltaico ed eolico.

In questo documento si vuole innanzitutto analizzare la normativa che regola la ricarica dei veicoli elettrici, la quale garantisce sicurezza ed interoperabilità tra le diverse apparecchiature e veicoli elettrici.

In seguito è stato considerato un caso studio che consiste in un sistema V2G allestito in laboratorio da parte del Politecnico di Torino in collaborazione con Edison. Tale sistema è composto da un'auto elettrica connessa ad un simulatore di rete digitale attraverso una

colonnina di ricarica bidirezionale, la quale ha una potenza nominale di 11 kW in corrente continua.

In laboratorio si vogliono analizzare le caratteristiche principali del sistema V2G e le risposte quando sulla rete elettrica si instaurano condizioni sia normali che anormali. A tal proposito, sono stati descritti i principali test da effettuare sul sistema V2G ed alcuni di questi test sono stati eseguiti in laboratorio e ne sono stati riportati i risultati.

Infine, è presente un'analisi che mette a confronto tre diversi sistemi di accumulo stazionario (batteria a ioni di Litio, batteria sodio-zolfo, batteria di flusso redox) ed un sistema di accumulo composto da un parco di veicoli elettrici in grado di fornire un servizio V2G. Per uniformare il confronto è stata ipotizzata una taglia da 5 MW uguale per tutti e quattro i sistemi, immaginando che si volessero abilitare per la partecipazione al Mercato elettrico dei Servizi di Dispacciamento.

Abstract (english)

In recent decades there has been increasing awareness of the enormous impact that the most energy-intensive countries have on the planet and the irreparable damage that is caused. Therefore, an energy transition is in place that pushes towards the use of renewable and sustainable energy sources at an economic, social and environmental level, to replace traditional and highly polluting sources such as fossil fuels.

The most developed and widespread renewable energy sources are undoubtedly solar photovoltaic and wind, which generate electricity that can be fed into the grid. Therefore, the electric carrier is essential to be able to make the best use of renewable sources and facilitate the energy transition. Obviously, to achieve this, there is also a parallel need for the development of the infrastructure of the entire electricity network system, which must be able to maintain adequate resilience and resistance.

One of the sectors where fossil fuels are most used is certainly transport, and more particularly the automotive sector. The transition to electric vehicles that can be powered by electricity, produced from renewable sources, is already underway, but the next and revolutionary step is to make this sector an active part of the energy system, and not just as passive as traditional cars. In this way we can support, as said, the fundamental evolution of the electricity grid, increasingly approaching the concept of circular and sustainable economy.

To do this are developing systems called "Vehicle-to-Grid" (V2G), which are able, through special charging columns, to exchange electricity between the battery of the electric car and the network in a bidirectional way: allowing the charging of the electric car, but also the partial discharge to inject energy on the network and exploit it where and when necessary, for example in the daily peak hours. Developed on a large scale, these systems are real energy accumulations distributed and allow to best reconcile with the distributed renewable generation, composed mainly of photovoltaic and wind.

The aim of this document is first and foremost to analyse the legislation regulating the charging of electric vehicles, which guarantees safety and interoperability between the various electrical equipment and vehicles.

Later it was considered a case study consisting of a V2G system set up in the laboratory by the Polytechnic of Turin in collaboration with Edison. This system consists of an electric car connected to a digital network simulator through a bidirectional charging column, which has a nominal power of 11 kW in direct current.

In the laboratory we want to analyze the main features of the V2G system and the responses when normal and abnormal conditions are established on the electricity grid. In this regard, the main tests carried out on the V2G system were described and some of these tests were carried out in the laboratory and the results were reported.

At last, there is an analysis that compares three different stationary storage systems (lithium-ion battery, sodium-sulfur battery, redox flow battery) and a storage system consisting of a fleet of electric vehicles capable of providing a V2G service.

To standardize the comparison, a size of 5 MW was assumed equal for all four systems, assuming that they wanted to enable for participation in the Electricity Market of Dispatching Services.

1. Introduzione

La salvaguardia del pianeta ed in particolare il controllo delle alterazioni climatiche è un tema che sta diventando sempre più nevralgico nella società attuale ed è il motivo che spinge a nuovi sviluppi e cambiamenti delle attività antropogene.

Su scala mondiale, La Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) fu aperta alle firme nella Conferenza delle Nazioni Unite sull'Ambiente e lo Sviluppo del 1992, a Rio de Janeiro. Il 12 giugno 1992, 154 nazioni firmarono la UNFCCC [1], che dopo la ratifica obbligava i governi a perseguire un "obiettivo non vincolante" per ridurre le concentrazioni atmosferiche dei gas effetto serra con l'obiettivo di "prevenire interferenze antropogeniche pericolose con il sistema climatico terrestre" [1]. Queste azioni erano dirette principalmente ai paesi industrializzati, con l'intenzione di stabilizzare le loro emissioni di gas serra; altre responsabilità ricadevano invece su tutte le parti della convenzione. Le nazioni firmatarie concordarono di riconoscere "responsabilità comuni ma differenziate", con maggiori responsabilità per la riduzione delle emissioni di gas serra nel breve periodo per i Paesi sviluppati [1].

Secondo i termini dell'UNFCCC, il trattato entrò in vigore il 21 marzo 1994. Da quel momento, le parti si sono incontrate annualmente nella Conferenza delle Parti (COP) per analizzare i progressi nell'affrontare il fenomeno del cambiamento climatico.

In particolare, durante il COP-24 svolta in Polonia nel dicembre 2018, sono state definite regole di attuazione dell'Accordo di Parigi del 2015 [2]. L'obiettivo è quello di ridurre il cambiamento climatico a livello globale e definire un "Rule Book", un libro guida per attuare tutti i principi dell'Accordo. Il limite di 2 °C imposto dalla COP-21 è risultato sufficiente, ed è stato diminuito a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. Pertanto è necessario diminuire del 45% le emissioni di CO₂ nell'aria entro il 2030, percentuale che deve salire al 100% entro il 2050.

Il settore energetico è uno dei principali responsabili della produzione eccessiva dei gas clima-alteranti che sono la principale causa dell'aumento della temperatura media sul pianeta.

L'economia attuale utilizza in modo massiccio i combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale), cioè fonti energetiche del sottosuolo, formatesi milioni di anni fa a seguito della trasformazione in assenza di ossigeno di organismi animali e vegetali.

Si tratta di risorse non rinnovabili, dislocate in modo disomogeneo nel Pianeta, che sono responsabili delle emissioni di gas serra, nonché di altre forme di inquinamento su acqua e suolo.

Il carbone, protagonista della rivoluzione industriale in Inghilterra ed in generale nell'Occidente (ed ora anche in Cina), è ancora utilizzato per la produzione di energia elettrica ed altri usi ma presenta elevati tassi di inquinamento (polveri; ossidi di azoto; ossidi di zolfo; anidride carbonica). A parte i gravi problemi di inquinamento, il carbone tende ad esaurirsi e viene utilizzato all'interno degli stessi Paesi nei quali si trova.

Il petrolio, utilizzato ormai in tutti i settori economici, compresi i trasporti, è concentrato in alcune aree geografiche (Medio oriente, Repubbliche asiatiche ex sovietiche, Africa settentrionale), mentre in quantità più limitata si trova nel Mare del Nord, in Cina ed Indonesia, in Nigeria, in Venezuela, negli USA e in Canada. Proprio questa diseguale distribuzione e l'accresciuta domanda sono cause di instabilità economica e politica. Trattasi di una risorsa che tende ad esaurirsi, sicché il ricorso ad energie alternative appare una necessità.

Il gas naturale (presente soprattutto da Russia e Algeria) gioca oggi un ruolo molto importante.

Trattasi soprattutto di metano, con molte applicazioni industriali e civili con più limitato impatto ambientale (rispetto a carbone e petrolio), destinato in prospettiva non lunga all'esaurimento.

Infatti è il combustibile non rinnovabile verso il quale si vuole spingere per la produzione di energia elettrica.

Il ruolo dei combustibili fossili è destinato a ridursi per ragioni obiettive poiché sono, appunto, energie non rinnovabili.

Inoltre, il nucleare per fissione è utilizzato a fini civili come la produzione di energia elettrica da molti Paesi in Europa, Americhe e Asia, in una percentuale varia (talvolta molto significativa come ad esempio in Francia). Si tratta di un'energia con un limitatissimo impatto ambientale in atmosfera, che presenta tuttavia il problema dello smaltimento dei residui delle reazioni di fissione e, purtroppo, costi ancora elevati per la costruzione, l'esercizio e la dismissione delle centrali.

La maggior parte dei Paesi fa ricorso ai combustibili fossili (petrolio, gas e carbone) per soddisfare la propria domanda di energia. La combustione di tali combustibili rilascia calore, che può essere convertito in energia. Durante il processo, il carbonio contenuto

nel combustibile reagisce con l'ossigeno, producendo CO₂ che viene rilasciata nell'atmosfera. Vengono rilasciati anche inquinanti atmosferici (diossido di zolfo, ossidi di azoto e particolato), con conseguenti effetti sulla qualità dell'aria. Tuttavia, grazie a provvedimenti tecnici e alle migliorie nelle centrali elettriche e termiche, le emissioni d'inquinanti atmosferici sono calate negli ultimi decenni.

I combustibili fossili continuano a dominare il mix di combustibili: circa il 77% del fabbisogno energetico del cittadino europeo medio è soddisfatto da petrolio, gas e carbone. L'energia nucleare fornisce il 14%, mentre il restante 9% proviene da fonti energetiche rinnovabili. Tuttavia, l'energia rinnovabile è in rapida crescita; nel 2010, i sistemi fotovoltaici solari costituivano la principale fonte della nuova capacità installata, mentre il gas e l'eolico si classificavano rispettivamente al secondo e terzo posto.

Pertanto si sta cercando di promuovere sempre più il risparmio energetico, l'aumento dell'efficienza energetica, lo sviluppo di tutte le forme di energie alternative: eolica, solare, geotermica, maree, biomasse, ecc [3].

Dopo trent'anni di studi e di attività sul campo, Jeremy Rifkin decreta la fine dell'era del carbonio e individua nella Terza rivoluzione industriale la via verso un futuro più equo e sostenibile, dove centinaia di milioni di persone in tutto il mondo produrranno energia rinnovabile.

Questo nuovo regime energetico, il quale non sarà più centralizzato e gerarchico ma distribuito e collaborativo, dovrà poggiare su cinque pilastri: la definitiva scelta dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili; la trasformazione del patrimonio edilizio in impianti di microgenerazione; l'applicazione dell'idrogeno e di altre tecnologie di accumulo dell'energia in ogni edificio; l'unificazione delle reti elettriche dei cinque continenti in una inter-rete per la condivisione dell'energia; la riconversione dei mezzi di trasporto, pubblici e privati, in veicoli ibridi elettrici e con cella a combustibile per acquistare e vendere energia [4].

Su scala europea, nell'ambito del Green Deal europeo, nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Ha preso in considerazione tutte le azioni necessarie in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili, e avvierà il processo per formulare proposte legislative dettagliate nel giugno 2021 al fine di mettere in atto e realizzare questa maggiore ambizione [5].

Ciò consentirà all'UE di progredire verso un'economia climaticamente neutra e di rispettare gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi aggiornando il suo contributo determinato a livello nazionale. Il quadro 2030 per il clima e l'energia comprende traguardi e obiettivi strategici a livello dell'UE per il periodo dal 2021 al 2030.

A livello nazionale, l'Italia, in recepimento alle Direttive Europee, ha redatto il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) secondo il quale gli obiettivi principali sono: accelerare il processo di decarbonizzazione, promuovere l'autoconsumo e le comunità dell'energia rinnovabile, favorire l'evoluzione del sistema elettrico verso un sistema più distribuito garantendo sicurezza e continuità della fornitura energetica attraverso adeguati approvvigionamenti da fonti rinnovabili, promuovere l'efficienza energetica, promuovere attività di ricerca ed innovazione [6].

Secondo il PNIEC è previsto oltre al completo phase out dal carbone entro il 2025, che nel 2030 le FER coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4%).

1.1 Ruolo dell'energia elettrica nella transizione energetica

Un ruolo centrale in questa trasformazione energetica è svolto dall'energia elettrica, poiché una maggiore penetrazione del vettore elettrico negli ambiti residenziale, industriale e nel settore della mobilità, insieme con l'incremento della quota delle rinnovabili nel mix di produzione di energia, sono strumenti decisivi per modificare il paradigma energetico e migliorare la qualità della vita nelle grandi metropoli.

L'energia elettrica presenta i seguenti vantaggi [7]:

- è un'energia comoda e facile da usare: basta premere un interruttore e l'energia elettrica è subito disponibile;
- è un'energia pulita: non produce polveri o elementi inquinanti nel momento in cui viene utilizzata;
- si può trasportare con relativa facilità anche a migliaia di chilometri dal luogo di produzione;
- può essere facilmente trasformata in altre forme di energia: meccanica, termica, chimica, luminosa, ecc.

L'energia elettrica ha purtroppo anche degli svantaggi [8]:

- la conversione in energia elettrica degli impianti tradizionali che sfruttano fonti energetiche primarie quali carbone, petrolio, gas, avviene con una notevole perdita energetica, solo il 30 - 40% di energia primaria viene convertita in energia elettrica utilizzabile (pertanto uno dei principali obiettivi futuri è di ridurre tale generazione spostandola su quella rinnovabile);
- l'energia può essere trasportata a grandi distanze ma ciò comporta una perdita energetica.

Inoltre, la principale generazione di energia rinnovabile avviene attraverso il solare e l'eolico, pertanto l'energia prodotta viene convertita in energia elettrica, ed essendo una generazione distribuita sul territorio e soprattutto non programmabile, tutto il settore elettrico deve essere in grado di sopportare e supportare questa trasformazione energetica. Oltre agli investimenti necessari per potenziare la rete elettrica, per riuscire ad avere una rete resistente e resiliente si vogliono promuovere alcuni meccanismi che saranno fondamentali in futuro come l'autoconsumo da parte dei produttori, introducendo la figura del prosumer, l'elettrificazione dei consumi finali e la mobilità elettrica.

2. Evoluzione del sistema elettrico

La rete non ha capacità di accumulo, e l'energia elettrica in eccesso potrebbe provocare inefficienze nel servizio a causa di congestioni. La produzione di energia rinnovabile è principalmente non programmabile e distribuita sul territorio, quindi la rete è sottoposta a stress notevoli, soprattutto quando c'è una grande produzione di energia da fonte rinnovabile e la domanda è più bassa.

In queste situazioni l'eccessiva energia elettrica prodotta risale lungo le ramificazioni della rete, ma il sistema elettrico, progettato come passivo, non è in grado di sostenere questi flussi.

Pertanto il sistema elettrico necessita sicuramente di essere potenziato, quindi l'incremento di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili va accompagnato parallelamente con il miglioramento della rete e con l'installazione di accumuli energetici che permettano di salvaguardare la rete stessa; permettendo inoltre di non sprecare l'energia prodotta in eccesso, sfruttandola invece durante il picco della richiesta.

La rete elettrica però deve essere in grado di comunicare e gestire i generatori, i sistemi di accumulo ed i carichi; ciò può avvenire soltanto attraverso un miglioramento della rete elettrica, con la cosiddetta "Smart Grid", che permette, attraverso l'elettronica e l'informatica, una comunicazione di informazioni e dati in tempo reale e quindi una gestione ottimale dell'energia elettrica.

2.1 Smart Grids

Il concetto di "Smart Grid" è piuttosto qualitativo poiché esistono diversi tipi di implementazione che hanno diversi livelli di complessità. In generale le implementazioni standard consistono nell'uso di sensori e tecnologie di comunicazione avanzate con lo scopo di dare all'utente finale una vasta gamma di servizi attualmente non disponibili.

Una rete di questo tipo costituisce quindi l'integrazione delle tecnologie che consentono di ripensare funzionamento della rete elettrica convenzionale, per rispondere alle seguenti esigenze:

- rilevare i problemi prima che abbiano impatto sul servizio;

- rispondere nel modo più veloce possibile agli input locali;
- comunicare velocemente;
- avere un avanzato sistema diagnostico centralizzato;
- prevedere un feedback di controllo che riporti rapidamente il sistema ad uno stato di stabilità dopo eventuali interruzioni o disturbi di rete;
- adattarsi velocemente alle condizioni variabili del sistema;
- ridurre l'impatto ambientale.

La Smart Grid è in grado di inviare il surplus di energia di determinate aree ad altre zone in quel momento in deficit, il tutto in tempo reale e in modo dinamico.

Si deve inoltre sottolineare che rispetto all'attuale rete di distribuzione in cui il flusso di potenza è unidirezionale (da produttore a consumatore), in una Smart Grid, oltre a promuovere la diffusione delle fonti rinnovabili, si rendono i consumatori parti attive nel processo di fornitura dell'energia grazie anche alla generazione distribuita.

La generazione distribuita è modello di produzione e distribuzione di energia che si basa sull'integrazione nelle reti elettriche di piccoli-medi impianti a fonte rinnovabile e di cogenerazione generalmente connessi alla rete di distribuzione e spesso collocati in prossimità dell'utente finale. In tal modo si dovrebbe ridurre la necessità di investimenti e di infrastrutture per aumentare la capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione e nel contempo si diminuiscono le perdite di rete e i costi di distribuzione. Ciò è in aperta contrapposizione con la gestione tradizionale della rete elettrica, caratterizzata da poche grandi centrali collegate alla rete di trasmissione.

La rete elettrica dovrà garantire standard sempre maggiori rispetto ad affidabilità, sicurezza, potenza, efficienza e riduzione dell'impatto ambientale. Il consumatore potrà diventare produttore (prosumer) e la rete dovrà essere in grado non solo di trasportare l'energia elettrica, ma anche di gestire in modo ottimale i flussi di energia richiesti e prodotti dagli utenti finali. Risulta evidente l'importanza di avere una rete di distribuzione che permetta di raggiungere questi obiettivi, anche in luce alla diffusione dei veicoli elettrici.

La capacità di accumulo di energia elettrica associata a una larga diffusione di veicoli elettrici, infatti, rende possibili nuovi modi di gestione della rete elettrica di distribuzione. L'utilizzo e la distribuzione dell'energia sono determinati in questi casi dal ruolo attivo di più attori, compreso l'utilizzatore finale che, nel caso particolare, può essere anche

possessore di un veicolo elettrico.

2.2 Sistemi di accumulo

Sistemi di accumulo (EES) sono caratterizzati da diverse tipologie, dimensioni, capacità, livelli di tensione e possono svolgere diverse funzioni: dal supporto alla stabilità della rete elettrica alla fornitura di servizi di rete, dall'energy time-shift al mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica, dalla massimizzazione dell'autoconsumo al mantenimento delle reti in isola o al black-start o più in generale al miglioramento dell'affidabilità della rete elettrica.

I principali sistemi di accumulo dell'energia elettrica sono di tipo chimico (idrogeno), elettrochimico (batterie), elettrico (supercapacitori) e meccanico (volani, aria compressa o bacini idroelettrici).

Alcuni di questi sono impianti molto grandi e che necessitano di specifiche caratteristiche geologiche del suolo non sempre presenti, come nel caso dei sistemi ad aria compressa (CAES) o i sistemi di pompaggio. I primi sfruttano l'energia elettrica in eccesso per comprimere aria in una caverna nel sottosuolo e poi recuperarla attraverso una turbina, sfruttando quindi un potenziale di pressione; i secondi, invece, sfruttano una differenza di quota di due bacini, potenziale gravitazionale, pompando l'acqua dal bacino a valle in quello a monte, consumando energia elettrica, e viceversa sfruttano il salto di quota dell'acqua per produrre energia attraverso una turbina, quando è necessario.

L'Italia ha già installata una grande capacità di accumulo attraverso i sistemi di pompaggio, ovvero più di 7 GW, che però difficilmente possa essere ampliata sia per limiti geologici che burocratici.

Attualmente i sistemi di accumulo su cui si punta maggiormente sono le batterie, in particolare quelle a ioni di Litio, che sono caratterizzate da un'elevata densità energetica [Wh/kg], quindi hanno un ingombro ridotto, ed inoltre i tempi di carica relativamente brevi e sono disponibili in qualsiasi taglia.

In Europa, si stanno manifestando esigenze da parte degli operatori delle reti di trasmissione (TSO) di acquistare servizi di flessibilità di riserva primaria. Ad esempio, in Italia, Terna metterà a gara oltre 200 MW di "fast reserve", nella quasi totalità realizzati attraverso sistemi di accumulo con tecnologia elettrochimica [9].

Con lo sviluppo delle Smart Grid e delle microgrid, che implicano un accumulo diffuso presso i clienti/prosumer, si prevede che anche il mercato dei piccoli sistemi EES diventerà significativo.

L'introduzione dei sistemi di accumulo distribuiti, quale quello legato al mondo della mobilità elettrica, aggiunge ulteriori aspetti che dovranno essere opportunamente valorizzati. Infatti un parco di veicoli elettrici connessi alla rete elettrica attraverso le colonnine di ricarica, ed in grado di scambiare energia in modo bidirezionale, sono un sistema di accumulo molto utile per la rete elettrica. A tale proposito l'Italia si prepara ad essere tra i Paesi all'avanguardia per lo sviluppo di infrastrutture Vehicle-to-Grid (V2G) con sistemi aggregati di taglia dell'ordine dei MW e oltre.

La mobilità elettrica, quindi, oltre ad essere un'ottima alternativa ecosostenibile alle auto alimentate a combustibile, che sono molto più inquinanti, può essere una risorsa fondamentale per garantire la resilienza della rete elettrica, rendendo disponibili servizi di riserva per la rete ed anche servizi di controllo della frequenza e della tensione lungo le linee elettriche.

2.3 Tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G)

L'idea che sta alla base del Vehicle-to-Grid (V2G) è il fatto che le autovetture trascorrono la maggior parte della loro giornata ferme in parcheggio; mentre questo fatto per una vettura tradizionale non ha particolari implicazioni, un'auto elettrica potrebbe sfruttare questo periodo "morto" per offrire a chi ne ha bisogno parte dell'energia disponibile nella sua batteria: ecco allora l'idea di un sistema bidirezionale distribuito a cui collegare le vetture elettriche in sosta, in grado di aiutare ad assorbire i picchi di richieste del sistema elettrico durante le ore di punta oppure fornire i cosiddetti "servizi ancillari" alla rete, in modo che all'occorrenza le auto stesse possano trasformarsi in riserve a cui attingere in momenti particolarmente critici per stabilizzare la rete.

Si sta attualmente ancora sperimentando la tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G), che permette uno scambio bidirezionale e intelligente di energia elettrica tra la rete elettrica e l'auto elettrica, attraverso una colonnina di ricarica appropriata.

Bisogna precisare la differenza tra ricarica bidirezionale e ricarica intelligente. La ricarica intelligente si riferisce a qualsiasi tipo di ricarica dei veicoli elettrici (EV) (unidirezionale

o bidirezionale), la cui durata e velocità sono controllate da un dispositivo “intelligente”, grazie alla connessione dati tra il veicolo elettrico e il caricabatterie, invece che attraverso un interruttore manuale. In questo modo è possibile collegare l’automobile alla corrente senza che questa sia costantemente in carica, e decidere invece il momento migliore della giornata per ricaricare in base alla domanda complessiva dell’infrastruttura e al prezzo della corrente.

La ricarica bidirezionale consente il flusso di energia in due direzioni: da e verso l’automobile.

Con la tecnologia V2G, il caricatore degli EV bidirezionale, solitamente una colonnina di ricarica, viene usato per trasferire energia elettrica dalla batteria di un veicolo elettrico alla rete mediante un sistema di conversione da corrente continua (DC) a corrente alternata (AC), solitamente integrato nel caricatore stesso. Ciò consente di bilanciare e regolare il fabbisogno energetico locale, regionale o nazionale attraverso la ricarica intelligente, oltre a permettere di ricaricare i veicoli elettrici durante orari non di punta e di restituire l’energia durante i picchi di domanda. Se consideriamo infatti che per l’80-90% del tempo le automobili rimangono ferme nei loro posto auto [10], con una pianificazione accurata e l’adozione delle giuste infrastrutture, i veicoli elettrici parcheggiati e collegati alla rete possono trasformarsi in un’ingente fonte energetica in grado di stabilizzare le reti elettriche. In questo modo, all’occorrenza, le auto stesse possano trasformarsi in piccole riserve di energia distribuite a cui attingere in momenti particolarmente critici per stabilizzare la rete ed evitare sovraccarichi. I principali servizi ancillari che possono essere offerti alla rete da un sistema V2G sono la regolazione della frequenza e della tensione e la riduzione delle fluttuazioni. Ovviamente, per far ciò è necessaria una comunicazione intelligente tra le colonnine di ricarica dei veicoli elettrici e la rete stessa.

Solitamente le auto sono ricaricate di notte, quando c’è meno richiesta di energia sulla rete, e possa mettere a disposizione la sua riserva durante il giorno, soprattutto durante le ore di punta, se ovviamente le auto non sono usate per spostarsi.

Un’altra possibilità è quella di ricaricare i veicoli elettrici connessi alla rete quando c’è una produzione eccessiva di energia elettrica, solitamente rinnovabile, ed averla a disposizione quando necessario, attuando una strategia di “peak saving/shifting”. In questo modo si riesce a mitigare la variabilità di produzione di fonti energetiche rinnovabili, quali solare ed eolico.

Con la ricarica bidirezionale, il massimo potenziale di accumulo delle batterie degli EV può giovare all'intero sistema energetico. In altre parole, i veicoli elettrici possono essere impiegati come "load following" (inseguimento del carico) delle fonti rinnovabili, ovvero catturando e immagazzinando l'energia solare ed eolica in eccesso per renderla disponibile durante i periodi di elevata domanda o quando la produzione energetica è insolitamente bassa [11].

2.4 Vehicle-to-Home (V2H)

Con la tecnologia Vehicle-to-Home (V2H), il caricatore EV bidirezionale viene usato per trasferire energia elettrica dalla batteria di un veicolo elettrico a una casa o, verosimilmente, a un altro tipo di edificio, mediante un sistema di conversione DC-AC, che è solitamente integrato nel caricatore stesso. Come per il V2G, il V2H aiuta a bilanciare e regolare, su una scala più ampia, la fornitura delle reti locali e addirittura nazionali. Ad esempio, il fatto di ricaricare il proprio veicolo elettrico durante la notte, quando la domanda di potenza elettrica è minore, e di usare poi l'energia accumulata nella batteria per fornire energia alla casa durante il giorno, potrebbe contribuire a ridurre il consumo durante le ore di punta, ovvero quando la richiesta e il carico sulla rete sono maggiori. La tecnologia V2H consentirebbe quindi alle abitazioni di disporre dell'energia sufficiente anche nei momenti di maggiore bisogno, in particolare durante interruzioni di corrente, e di conseguenza, di ridurre la pressione sulla rete elettrica e ottimizzazione della bolletta [11].

3. Normativa sulla ricarica dei veicoli elettrici

Il primo interesse dell'Europa verso questo settore è emerso con la Direttiva 2014/94/UE, del 22 ottobre 2014, nota anche come AFID (Alternative Fuels Infrastructure Directive) [12], a stabilire una serie di misure per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, finalizzata a ridurre al minimo la dipendenza del petrolio ed attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti e individuando il vettore elettrico come una risorsa da sfruttare.

I punti principali di questa direttiva sono:

- Richiedere agli Stati membri di sviluppare quadri politici nazionali per lo sviluppo del mercato dei carburanti alternativi e delle loro infrastrutture;
- Prevedere l'uso di specifiche tecniche comuni per le stazioni di ricarica e rifornimento (interoperabilità);
- Aprire la strada alla creazione di informazioni adeguate per i consumatori sui carburanti alternativi, compresa una metodologia di confronto dei prezzi chiara e solida.

Le principali norme da applicare per un sistema di comunicazione e la connessione tra il veicolo e la rete elettrica sono sintetizzate nella figura seguente.

È da precisare che non c'è ancora una normativa europea che regolamenti la comunicazione tra la colonnina di ricarica e la rete elettrica di alimentazione.

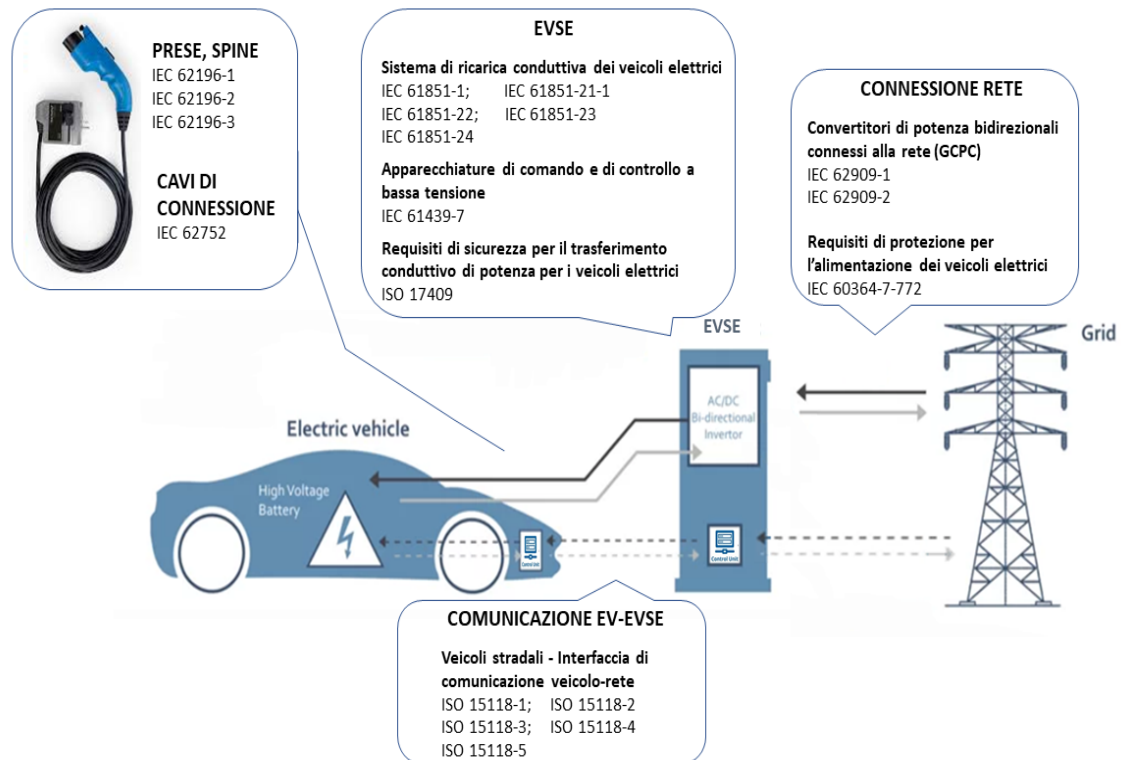


Figura 1. Schematizzazione norme inerenti al V2G

3.1 ISO 15118:2019

La norma ISO 15118 [13], più volte aggiornata, regola i requisiti base dell'interfaccia di comunicazione tra il veicolo elettrico e la rete di ricarica.

Tale norma fornisce il protocollo di comunicazione HLC (High Level Communication) tra il veicolo elettrico (EV) ed il suo sistema di ricarica (EVSE), definendo una panoramica generale e una comprensione comune degli aspetti che influenzano l'identificazione, l'associazione, il controllo di carica o scarica e l'ottimizzazione, il pagamento, il livellamento del carico, la sicurezza informatica e la privacy. Offre un'interfaccia interoperabile EV-EVSE a tutti gli attori della mobilità elettrica oltre al SECC (Supply Equipment Communication Controller).

La norma si applica anche al trasferimento di energia da EVSE alla batteria dell'EV per la ricarica oppure dalla batteria dell'EV all'EVSE per fornire energia a casa, a carichi o alla rete.

La serie ISO 15118 non specifica la comunicazione interna del veicolo tra la batteria e

altre apparecchiature interne.

Questa norma è articolata in più parti riassunte nella Tabella 1.

Tabella 1. Norma ISO 15118

UNI EN ISO 15118-1:2019	Informazioni generali e definizione dei casi d'uso
UNI EN ISO 15118-2:2016	Requisiti per il Protocollo di rete e di applicazione specifica la comunicazione tra veicoli elettrici e i sistemi di ricarica per EV (colonnina).
UNI EN ISO 15118-3:2016	Requisiti per i livelli fisico e di collegamento (per EV basati sulla tecnologia di comunicazione cablata e l'installazione fisica di ricarica)
UNI EN ISO 15118-4:2019	Prove di conformità del protocollo di applicazione e della rete
UNI EN ISO 15118-5:2019	Prove di conformità del layer fisico e del layer di collegamento dei dati
UNI EN ISO 15118-8:2019	Requisiti del layer fisico e del layer di collegamento dei dati per la comunicazione senza fili (tra veicoli elettrici e attrezzature di rifornimento per i veicoli elettrici).

3.2 IEC 61851:2019

La norma europea più importante, che regola diversi aspetti delle colonnine di ricarica dei veicoli elettrici, è la IEC 61851 [14]. Questa definisce le caratteristiche generali e le condizioni operative che devono avere i sistemi di ricarica. Gli aspetti trattati comprendono le caratteristiche e le condizioni di funzionamento del dispositivo di alimentazione e la connessione al veicolo; gli operatori e la sicurezza elettrica di terzi, e le caratteristiche che il veicolo deve rispettare per quanto riguarda l'EVSE a.c./d.c. unicamente quando il veicolo elettrico è a terra.

Tale norma fornisce il protocollo di comunicazione LLC (Low Level Communication) il quale è basato su un sistema PWM (Pulse Width Modulation) e fornisce la sicurezza ai clienti rilevando gli errori molto velocemente.

Tale norma specifica, inoltre, i diversi tipi di connessione che ci possono essere tra i sistemi di ricarica ed il veicolo elettrico, ma non definisce i requisiti minimi per una connessione bidirezionale.

Anche questa norma è suddivisa in più parti elencate nella Tabella 2.

Tabella 2. Norma IEC 61851

EN IEC 61851: 2019 Sistema di ricarica conduttiva dei veicoli elettrici	IEC 61851-1: 2019	Requisiti generali. Esplicita le caratteristiche e le condizioni operative dei sistemi di ricarica degli EV; Specifica I tipi di connessione tra il veicolo ed il Sistema di ricarica.
	IEC 61851-21-1: 2017	Requisiti EMC (compatibilità elettromagnetica) del caricabatterie di bordo del veicolo elettrico per il collegamento conduttivo all'alimentazione CA/CC.
	IEC 61851-23: 2014	Stazione di ricarica dei veicoli elettrici in corrente continua.
	IEC 61851-24: 2014	Comunicazione digitale tra la stazione di ricarica in c.c. ed un veicolo elettrico per il controllo della ricarica in c.c.

In particolare la EN IEC 61851-1 caratterizza i tre modi di ricarica di un veicolo elettrico in corrente alternata; viceversa EN IEC 61851-23 esplica la modalità 4 di ricarica in corrente continua.

I quattro modi di ricarica saranno meglio delineati nel capitolo successivo.

3.3 IEC 61296:2014

La norma europea a cui bisogna far riferimento per i connettori è la EN IEC 61296 [15] che uniforma “Spine, prese fisse, connettori mobili e fissi per veicoli elettrici” per rispettare il principio di interoperabilità delle stazioni di ricarica e dei veicoli.

Tale norma specifica i requisiti per spine, prese, connettori del veicolo, ingressi del veicolo e cavi come descritto nella norma IEC 61851-1.

La serie IEC 62196 è articolata in tre sezioni di seguito riassunte:

- La norma IEC 62196-1 fornisce una descrizione dei requisiti generali dell'interfaccia tra un veicolo elettrico e una stazione di ricarica, nonché requisiti meccanici ed elettrici generali e test per spine, prese, connettori del veicolo e prese del veicolo che devono essere utilizzate per la ricarica di veicoli elettrici. Non descrive design specifici, che possono essere trovati nelle altre parti dello standard.
- La norma IEC 62196-2 estende la norma IEC 62196-1 e descrive progetti specifici di spine, prese, connettori per veicoli, che devono essere utilizzati per la ricarica AC di veicoli elettrici nelle modalità 1, 2 e 3 come descritto dalla norma IEC 61851 -1. In questo modo vengono rispettati i requisiti di compatibilità ed intercambiabilità.

I design specifici sono raggruppati in tre configurazioni:

- Tipo 1 che consiste in un accoppiatore del veicolo (connettore del veicolo e ingresso del veicolo);
- Tipo 2 che consiste in una spina e una presa che supportano la ricarica in modalità 3, e un accoppiatore veicolo, costituito da connettore veicolo e ingresso veicolo, che supporta la ricarica in modalità 2 e 3.
- Tipo 3 che è composta da tre gruppi (A, B e C) ciascuno comprendente una spina, una presa di corrente e un accoppiatore del veicolo (connettore del veicolo e ingresso del veicolo);
- La norma IEC 62196-3 descrive progetti specifici di connettori per veicoli e prese per veicoli che devono essere utilizzati per la ricarica CC di veicoli elettrici in modalità 4 come descritto da IEC 61851-1 e IEC 61851-23. I design specifici sono raggruppati in diverse configurazioni, in particolare CHAdeMO e CSS Combo. I design sono descritti con dettagli sufficienti per consentire la compatibilità tra prodotti di produttori diversi.

3.4 Norme europee sui requisiti di sicurezza dei componenti

EN IEC 61439-7:2020

“Apparecchiature di comando e di controllo a bassa tensione. Parte 7: apparecchiature per applicazioni specifiche come [...] stazioni di ricarica per veicoli elettrici” [16].

Questa parte della serie IEC 61439 stabilisce le definizioni e le condizioni di servizio, requisiti di costruzione, caratteristiche tecniche e requisiti di verifica per i quadri di bassa tensione.

In particolare descrive i requisiti degli assemblaggi destinati a stazioni di ricarica per veicoli elettrici (AEVCS) per la modalità 3 e modalità 4. Sono progettati per integrare le funzionalità e i requisiti aggiuntivi per sistemi di ricarica conduttiva per veicoli elettrici secondo la norma IEC 61851-1.

UNI EN ISO 17409:2020

Questa norma specifica i requisiti di sicurezza elettrica per il collegamento conduttivo dei

veicoli stradali a propulsione elettrica ai circuiti elettrici esterni [17]. I circuiti elettrici esterni comprendono alimentatori elettrici esterni e carichi elettrici esterni. Fornisce i requisiti per le modalità di ricarica 1, 2 e 3 definite nella norma IEC 61851-1, e anche per il trasferimento di energia inversa. Inoltre la norma fornisce i requisiti relativi al collegamento a una stazione di ricarica DC EV isolata secondo la norma IEC 61851-23. In particolare i requisiti di sicurezza riguardano la protezione contro sovracorrenti, sovratensioni, cortocircuiti, incendi ecc.

EN IEC 62752:2016

Tale norma europea caratterizza le specifiche dei “dispositivi di controllo e protezione in cavo per la modalità 2 ricarica di veicoli stradali elettrici” [18].

Si applica ai dispositivi di protezione ed al controllo integrato sul cavo per il modo di ricarica 2 dei veicoli elettrici, denominati IC-CPD, incluse le funzioni di controllo e di sicurezza.

ISO 62909:2019

Questa norma si applica ai “convertitori di potenza bidirezionali connessi alla rete (GCPC)” e definisce i requisiti dei convertitori per la connessione con la rete [19].

La parte 1 di questa serie di norme specifica gli aspetti generali dei GCPC, quali terminologia, specifiche tecniche, prestazioni, sicurezza, “architettura del sistema” e definizioni dei casi di prova. L’“architettura del sistema” definisce l’interazione tra inverter e convertitori, invece i test di prova riguardano la protezione contro cortocircuiti, contatti diretti, contatti indiretti, incendi, pericoli meccanici e la connessione delle singole parti.

Sono definiti i requisiti che sono comuni, generali e indipendenti dalle caratteristiche specifiche dei singoli generatori e stoccaggi bidirezionali.

Invece la parte 2 caratterizza i requisiti di interfaccia tra GCPC e particolari risorse di energia distribuita, tra cui i veicoli elettrici.

IEC 60364-7-722:2018

Questa norma definisce i “requisiti di protezione per i contatti diretti e indiretti e per le sovracorrenti (interruttori)” [20] e si applica:

- ai circuiti previsti per alimentare i veicoli elettrici ai fini della loro carica;
- alle protezioni in caso di corrente che fluisce dai veicoli elettrici verso la rete di alimentazione privata e pubblica.

Se la protezione è affidata ad un interruttore differenziale, deve essere previsto un dispositivo per punto di carica almeno di Tipo A, se si tratta di un circuito monofase, viceversa di tipo B, se si tratta di un circuito trifase. È, infatti, noto che le protezioni differenziali di tipo A non sono sensibili alle correnti differenziali prodotte da tensioni generate da raddrizzatori polifase. Comprensibilmente, il tipo AC non è mai ammesso.

La maggior parte di queste norme europee sono armonizzate CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), e sono state quindi tradotte. In ogni caso tutte le norme europee in vigore possono essere prese come riferimento anche in Italia.

3.5 Norme per le procedure di test di un sistema V2G

Ci sono diverse norme che possono essere applicate per testare un sistema di ricarica V2G. Infatti tali sistemi sono considerati come sistemi di accumulo/produzione di energia distribuita e pertanto si possono applicare le norme inerenti a tale ambito. Le principali norme che indicano le procedure di test da effettuare sono elencate di seguito.

IEC 62933-2-1:2018

Questa norma definisce i parametri e le principali procedure di test per la valutazione dei parametri più importanti ed i requisiti di sicurezza minimi i “sistemi di accumulo di energia elettrica (EES)” nei quali sono incluse le batterie elettrochimiche come quelle dei veicoli elettrici [21].

IEC 61727:2004

Questa norma descrive le caratteristiche che deve avere l'interfaccia con la rete di un

sistema di accumulo. In particolare definisce i requisiti minimi del fattore di potenza, le distorsioni armoniche massime accettabili e i valori massimi di corrente continua immessa sulla rete [22].

IEEE 1547-1:2020

Questa norma sviluppata dal “IEEE Standards Coordinating Committee 21” definisce “le prove standard di conformità per le apparecchiature di interconnessione di risorse di energia distribuita con i sistemi di energia elettrica e interfacce associate” [23].

Sono specificate in questa norma il tipo, la produzione, la messa in servizio e le prove e le valutazioni periodiche che devono essere effettuato per confermare che le funzioni di interconnessione e di interoperabilità delle apparecchiature e sistemi di interconnessione delle risorse energetiche distribuite con il sistema di energia elettrica conformi allo standard IEEE Std 1547.

Le risorse energetiche distribuite (RES) devono soddisfare i requisiti specificati nell'IEEE Std 1547. Procedure di prova e di valutazione standardizzate sono necessarie per stabilire e verificare la conformità a tali requisiti. Queste procedure devono fornire risultati ripetibili e flessibilità per adattarsi a una varietà di tecnologie e funzioni delle risorse energetiche distribuite, nelle quali sono inclusi i veicoli elettrici.

UL 1741:2010

Questa norma definisce i requisiti di “Inverter, converter, controller e apparecchiature di sistema di interconnessione per l'utilizzo con risorse energetiche distribuite” [24].

3.6 Quadro regolatorio italiano sul V2G

Per quanto riguarda le norme vigenti in Italia, sono stati emanati negli anni alcuni decreti legge che attuavano sul territorio nazionale le diverse direttive recepite dall'Unione europea.

Tra questi ha particolare importanza l'articolo 17-septies della legge n°134 del 7 Agosto 2012 (“Misure urgenti per la crescita del Paese”) [25], il quale ha previsto che debba

essere redatto il Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica (PNIRE). Una prima versione del PNIRE è stata redatta nel 2013 dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, e successivamente aggiornata nel 2016.

I principali obiettivi del PNIRE sono:

- garantire un numero di colonnine di ricarica presenti adeguato;
- garantire prezzi ragionati che non includano sovrapprezzi della ricarica proibitivi;
- realizzazione della rete infrastrutturale sul territorio;
- individuazione delle classi delle infrastrutture di ricarica:
 - o Normal power (Slow charging), fino a 3,7 kW
 - o Medium power (Quick charging), da 3,7 fino a 22 kW
 - o High power (Fast charging), superiore a 22 kW
- standardizzazione dei tipi di ricarica, in ambito pubblico (lato infrastruttura) di tipo Normal power (Slow charging) e Medium power (Quick charging) si individua il modo di ricarica “Modo 3” e il connettore “Tipo 2”;

In seguito è stato emanato il Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 che disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi [26]. Tale decreto stabilisce requisiti minimi per la costruzione di infrastrutture per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici.

In particolar modo l’articolo 15 definisce “le misure per agevolare la realizzazione dei punti di ricarica”; come ad esempio la predisposizione all'allaccio per la possibile installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli per gli edifici di nuova costruzione o ristrutturazione.

L’allegato 1, invece, definisce le specifiche tecniche necessarie per i punti di ricarica, quali:

- i punti di ricarica di potenza standard e di potenza elevata a corrente alternata (AC) per veicoli elettrici sono muniti, a fini di interoperabilità, almeno di prese fisse o connettori per veicoli del tipo 2, quali descritti nella norma EN62196-2;
- i punti di ricarica di potenza elevata a corrente continua (DC) per veicoli elettrici sono muniti, a fini di interoperabilità, almeno di connettori del sistema di ricarica combinato “Combo 2”, quali descritti nella norma EN62196-3;

Successivamente è stato emanato il Decreto ministeriale del 30 gennaio 2020 “Vehicle to Grid” che regola i criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, denominata Vehicle-to-Grid [27].

Nel dettaglio il decreto Vehicle to Grid stabilisce in che modo i veicoli elettrici, attraverso le colonnine di ricarica bidirezionale, possano partecipare al mercato per i servizi di dispacciamento (MSD). Per le infrastrutture di ricarica la norma parla di “accesso in forma aggregata”, tramite le cosiddette UVAM. L’acronimo sta per “Unità Virtuali Abilitate Miste”, ossia aggregazioni di unità di produzione non rilevanti, programmabili o non programmabili (inclusi i sistemi di accumulo o “stand alone”) e di unità di consumo. Inoltre si legge nel decreto, che l’Autorità dovrà prevedere che, “almeno nel caso di UVAM costituite esclusivamente da infrastrutture di ricarica, la potenza modulabile, a salire o a scendere, possa essere ridotta fino a 0,2 MW”, rispetto la tradizionale soglia di 1 MW; così da permettere a queste infrastrutture di ricarica di partecipare al mercato. Inoltre, al fine del riconoscimento del contributo in capacità, possono essere definiti valori di durata minima e fasce orarie di fornitura dei servizi che tengano conto anche delle caratteristiche e della specificità delle infrastrutture di ricarica, nonché delle esigenze dei veicoli per la mobilità.

Inoltre, l’articolo 3, comma 3, del decreto ministeriale 30 gennaio 2020, prevede anche che, in collaborazione con il CEI, siano individuate le specifiche tecniche minime da parte dell’Autorità, perseguendo principi di semplicità ed economicità, che i dispositivi ed i misuratori installati presso il punto di connessione, anche già integrati nelle infrastrutture di ricarica, devono possedere ai fini dell’erogazione dei servizi ancillari, e le eventuali apparecchiature di misura, ulteriori rispetto a quelle previste dalla regolazione generale ovvero a quelle già inserite nelle infrastrutture di ricarica e utilizzabili a tal fine. Ciò consentirà di razionalizzare, nel caso delle infrastrutture di ricarica, le specifiche tecniche e costruttive dei dispositivi sopra richiamati (oggi oggetto di potenziale libera iniziativa nel rispetto dei requisiti necessari per l’erogazione dei servizi ancillari), identificando soluzioni minime ai soli fini dell’erogazione dei servizi ancillari.

Sul lato veicoli elettrici, invece il Decreto V2G impone che l’Autorità energetica favorisca la partecipazione dei mezzi al mercato dei servizi provvedendo alla copertura, anche in via forfettaria, dei costi aggiuntivi connessi alla installazione dei dispositivi e dei sistemi di misura, definendo le condizioni necessarie per accedere al beneficio.

Si legge nel provvedimento che il meccanismo dello scambio sul posto continua ad

applicarsi, con modalità semplificate definite da ARERA, anche ai punti di connessione con presenza di infrastrutture di ricarica, con le seguenti modalità:

- a) ferma restando la possibilità di prelevare ed immettere energia attraverso il punto di connessione per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento, il contributo in conto scambio è erogato esclusivamente in riferimento alla produzione dell'impianto a fonti rinnovabili o cogenerativo ad alto rendimento;
- b) i benefici previsti dallo scambio sul posto sono applicati in riferimento alla sola energia prelevata dalla rete alla quale vengono applicate le componenti tariffarie variabili.

Relativamente a tale decreto ministeriale, è da considerare la dichiarazione 201/2020/R/EEL dell'Autorità per l'Energia, ARERA, che delinea “gli orientamenti relativi alla partecipazione dei veicoli elettrici al mercato per il servizio di dispacciamento, per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia Vehicle-to-Grid” [28].

In particolare l'Autorità definisce l'infrastruttura di ricarica dotata di tecnologia vehicle-to-grid è classificata tra i sistemi di accumulo in quanto le batterie elettrochimiche dei veicoli possono operare come generatori di energia elettrica anche quando il veicolo è collegato dalla rete elettrica. I sistemi di accumulo, a loro volta, ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel [29], sono equiparati alle unità di produzione secondo le modalità già previste dalla richiamata deliberazione. Il punto di connessione, identificato dal codice POD, è riferito all'unità di produzione ed è nella titolarità del soggetto che gestisce l'unità medesima; il punto di connessione può anche essere condiviso con altre unità di produzione o di consumo eventualmente presenti (in questo caso, tale punto è nella titolarità del soggetto che gestisce l'unità di consumo).

In questi casi trovano generale applicazione le disposizioni di cui alla deliberazione 574/2014/R/eel in relazione ai sistemi di accumulo (anche per quanto riguarda le condizioni per la connessione e le procedure per la gestione delle anagrafiche).

Inoltre, in tale dichiarazione, l'Autorità specifica che la regolazione del dispacciamento (incluso il progetto pilota UVAM) deve rispettare il principio di neutralità tecnologica: la regolazione non è differenziata sulla base delle fonti o delle tecnologie ed è, pertanto, accessibile anche ai veicoli elettrici in grado di prestare servizi ancillari (indipendentemente dal fatto che le relative infrastrutture di ricarica abbiano configurazione V1G o V2G). L'Autorità, nella suddetta delibera, comunica che non vi

siano elementi contenuti nel regolamento del progetto pilota UVAM che rappresentino barriere tecniche all'inserimento, nell'aggregato, dei punti di connessione afferenti alle infrastrutture di ricarica.

Pertanto, in relazione alla previsione del decreto ministeriale 30 gennaio 2020, all'articolo 3, comma 2, secondo cui, almeno nel caso di UVAM costituite esclusivamente da infrastrutture di ricarica, la potenza modulabile, a salire e/o a scendere, possa essere ridotta dall'attuale 1 MW fino a 0,2 MW, l'Autorità ritiene opportuno salvaguardare il principio della neutralità tecnologica. A tal fine, l'Autorità propone di estendere, in generale e per tutte le UVAM, la riduzione della capacità minima modulabile da 1 MW a 0,2 MW, anziché limitarsi a quelle costituite esclusivamente da infrastrutture di ricarica.

4. Caratteristiche di ricarica dei veicoli elettrici

Come accennato nel paragrafo 3.2 ci sono diversi tipi di ricarica dei veicoli elettrici descritti dalla norma europea EN IEC 61851 [14] e sono sintetizzati nella Tabella 3.

Tabella 3. Caratteristiche diversi modi di ricarica dei veicoli elettrici

	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
Tipologia				
Sistema di regolazione	Assente	Nel cavo di collegamento	Nella colonnina	Nella colonnina
Tipo di corrente	 AC	 AC	 AC	 DC
Ambito prevalente	Privato	Privato	Pubblico	Pubblico
Velocità di ricarica	Lenta (6 - 8 h)	Lenta (4 - 8 h)	Lenta (6 - 8 h) Accelerata (1 - 2 h) Veloce (20 - 30 min)	Veloce (20 - 30 min)
Presa veicolo	 Tipo 1  Tipo 2	 Tipo 1  Tipo 2	 Tipo 1  Tipo 2	 CCS  CHAdeMO
Presa colonnina	Domestica	Domestica Industriale	 Tipo 2	-

L'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici può essere classificata, sulla base dell'accessibilità del punto di ricarica, in:

- “ricarica pubblica”, con la quale si intendono i punti di ricarica installati su suolo pubblico e pertanto ad accesso non discriminatorio;
- “ricarica privata ad uso pubblico”, con la quale si intendono i punti di ricarica installati su suolo privato ma ad accesso non discriminatorio (ad esempio presso centri commerciali od altri punti di interesse);
- “ricarica privata”, con la quale si intendono i punti di ricarica installati tipicamente su suolo privato e ad accesso privato; che può essere ulteriormente suddivisa in residenziale, condominiale, o sul posto di lavoro (accesso ai dipendenti).

Inoltre va precisata la differenza tra “punto di ricarica” e “colonnina di ricarica”: il primo è definito come “un’interfaccia in grado di caricare un veicolo elettrico alla volta” mentre la seconda potrebbe avere diversi allacci che non necessariamente costituiscono diversi punti di ricarica, questi infatti devono essere in grado di ricaricare contemporaneamente più veicoli per essere considerati tali.

Un punto di ricarica può essere:

- “standard”, che consente un trasferimento di potenza pari o inferiore a 22 kW, esclusi i dispositivi di potenza pari o inferiore a 3,7 kW;
- “fast” (elevata), che consente un trasferimento di potenza superiore a 22 kW;
- “ultra-fast”, che consente un trasferimento di potenza superiore a 100 kW.

I punti di ricarica si differenziano per:

- Modalità di ricarica: Modo 1, 2, 3 e 4;
- Tipo di corrente: alternata o continua;
- Tipo di connettore: Tipo 1, Tipo 2, CHAdeMO o CCS Combo.

4.1 Modalità di ricarica dei veicoli elettrici e tipi di connessione

Il Modo 1 consiste nel collegamento diretto del veicolo elettrico alle normali prese di corrente senza il PWM, non è quindi previsto il Control Box. Il Modo 1 di carica si riferisce al collegamento del veicolo elettrico direttamente alla rete di alimentazione AC utilizzando prese e spine normate fino a 16 A, ovvero ordinarie prese e spine per uso domestico (In Italia CEI 23-50) o industriale (CEI EN 60309-2). Pertanto questa modalità è consigliata per veicoli leggeri come biciclette o scooter elettrici. Il funzionamento sicuro di un punto di carica di Modo 1 dipende infatti dalla presenza di adeguate protezioni dal lato impianto: protezione contro le sovracorrenti, impianto di terra, protezione contro i contatti indiretti.

Il modo 2 permette una ricarica sicura domestica/aziendale, lenta o veloce. Sul cavo di alimentazione del veicolo è presente un dispositivo denominato Control Box (Sistema di sicurezza PWM) che garantisce la sicurezza delle operazioni durante la ricarica. Le prese utilizzabili sono quelle domestiche o industriali fino a 32A (sia monofase sia trifase), fino ad un massimo di 22 kW).

Il modo 3 è il modo obbligatorio per una ricarica negli ambienti pubblici. La ricarica deve avvenire tramite un apposito sistema di alimentazione dotato di connettori specifici, è presente il sistema di sicurezza PWM nella stazione di ricarica stessa, inoltre la norma internazionale EN IEC 61851-1 richiede un contatto pilota di controllo tra il sistema di alimentazione e il veicolo elettrico. La ricarica può essere di tipo lento (16A 230V) oppure rapido (fino a 32A, 400V).

Il modo 4 permette la ricarica diretta in corrente continua fino a 200A, 400V. Questo modo di ricarica prevede il collegamento indiretto del veicolo elettrico alla rete CA di alimentazione utilizzando un convertitore esterno, presente nella colonnina, e un conduttore pilota di controllo che si estende alle attrezzature permanentemente collegate alla rete. Esistono due tipi di spine standard per questa ricarica: CHAdeMO (Giapponese) e CCS Combo (Europeo) [30].

Le prime tre modalità di ricarica sono in corrente alternata, quindi necessitano che sul veicolo sia installato un raddrizzatore di corrente che la converta in continua. Generalmente, in questo modo, sono erogate potenze più basse.

La ricarica in corrente continua, invece, necessita di un convertitore esterno al veicolo che permetta di immettere direttamente la corrente CC nella batteria del veicolo. Questa tipologia di ricarica permette di rifornire il veicolo con potenze molto elevate, anche maggiori di 50 kW.

La normativa europea regola anche diversi tipi di connessione per la carica dei veicoli elettrici sono attualmente tre, in funzione del lato o dei lati dotati di connessione non fissa:

- A) il veicolo elettrico è connesso al punto di carica utilizzando un cavo di alimentazione e una spina permanentemente fissati all'EV stesso;
- B) il veicolo elettrico è connesso al punto di carica utilizzando un cavo di alimentazione removibile, provvisto di connettore mobile, e un'apparecchiatura di alimentazione in c.a.;
- C) il veicolo elettrico è connesso al punto di carica utilizzando un cavo di alimentazione e un connettore mobile permanentemente fissati all'apparecchiatura di alimentazione.

4.2 Requisiti per la ricarica bidirezionale

Con Vehicle-to-Grid (V2G), come precedentemente specificato, si intende una modalità di ricarica che prevede la fornitura di servizi di rete da parte dei veicoli elettrici, sulla base di flussi bi-direzionali di energia dalla rete al veicolo e viceversa.

Dal punto di vista della colonnina, per la ricarica in corrente continua, al fine di consentire

uno scambio bidirezionale di energia, è necessario che la colonnina sia dotata di un inverter bidirezionale. Nel caso di ricarica in corrente alternata, non vi sono particolari caratteristiche addizionali, rispetto a quelle delle infrastrutture per la ricarica che si interfacciano con un sistema di gestione centralizzato.

Per quanto concerne le specifiche di connessione, per la ricarica in corrente continua, attualmente il protocollo di riferimento per il V2G è il CHAdeMo, nella sua versione più recente (CHAdeMO 2.0). Esso ad oggi è l'unico standard che abbia superato la fase di definizione normativa e sia effettivamente attivo all'interno di progetti pilota. Parallelamente allo standard giapponese è in via di definizione la ISO 15118-20 [31], che tratterà del trasferimento di potenza bidirezionale sia per la ricarica in corrente continua che alternata, basata sullo standard Combined Charging System (CCS).

Dal punto di vista del veicolo, nel caso di ricarica in corrente alternata, l'implementazione della tecnologia V2G è resa possibile dal fatto che l'inverter posto a bordo del veicolo sia bidirezionale; ciò rappresenta un aggravio di costo lato veicolo. Nel caso invece di ricarica in corrente continua, non sono necessarie particolari modifiche hardware al veicolo.

5. Normativa sui test sulla colonnina di ricarica

5.1 Fase di pre-test

Prima di iniziare con i test veri e propri bisogna effettuare una fase di pre-test nella quale vengono effettuate delle simulazioni per valutare il corretto funzionamento di tutti i componenti del sistema, in modo tale che sia garantita la sicurezza delle apparecchiature e delle persone in qualsiasi condizione.

In una fase preliminare di test si deve controllare il corretto funzionamento di tutto il sistema; pertanto si devono effettuare alcune simulazioni di verifica riguardanti:

- test sul corretto funzionamento dei componenti del sistema. In particolare il sistema protezione deve disattivare il sistema quando la connessione con il circuito di controllo viene persa. In queste condizioni, un convertitore interattivo deve cessare di immettere energia sulla rete in caso di perdita del circuito di controllo. I dettagli della prova si trovano nella norma UL Std. 1741, sezione 47.8 [24].
- unintentional islanding test, per controllare che il generatore non eroghi potenza se il circuito è aperto. La procedura completa per svolgere questa prova viene indicata nella norma IEEE Std. 1547.1, sezione 5.10. [24].

Lo schema di collegamento per effettuare tale test è rappresentato in Figura 2.

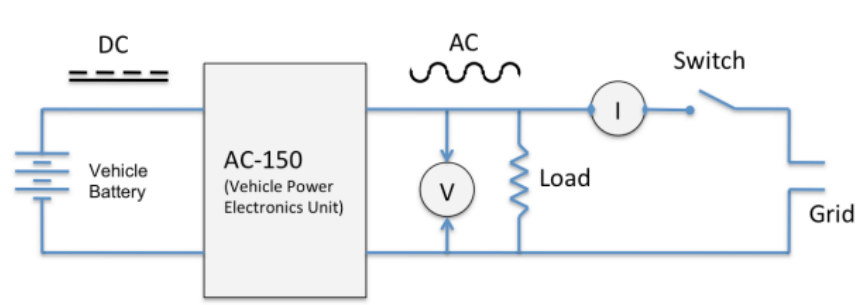


Figura 2. Schematizzazione test unintentional islanding

Implementato il set up, si vuole testare il comportamento del sistema V2G in condizione ordinarie, ovvero quando sulla rete elettrica non è presente nessuna anomalia.

I principali test da condurre che riguardano un sistema V2G sono:

- Test di performance:
 1. potenza continuativa in ingresso del sistema (carica);
 2. potenza continuativa in uscita del sistema (scarica);

3. riserva di potenza attiva del sistema;
 4. efficienza di “roundtrip”;
 5. tempo di carica/scarica completa del veicolo.
- Test di connessione con la rete:
 1. fattore di potenza;
 2. potenza reattiva ed apparente;
 3. contenuto armonico delle correnti;
 4. iniezione di corrente continua;
 5. risposta alle tensioni anormali;
 6. risposta alle frequenze anormali;
 7. riduzioni delle fluttuazioni di potenza sulla rete;
 8. prove di cortocircuito;
 9. test addizionali.
 - Test di comunicazione:
 1. risposta del sistema a segnali di carica e scarica con rampe molto elevate.

Tali test sono stati estrapolati da norme quali IEC 62933-2-1, IEEE 1547.1 ed UL 1741; oppure da studi condotti su sistemi V2G. Di volta in volta verrà indicato da dove è stata presa la procedura di ogni test.

5.2 Test di performance

5.2.1 Test potenza continuativa in ingresso al sistema

IEC 62933-2-1:2018

Con questa prova si vuole verificare che il sistema di accumulo possa assorbire (o essere caricato a) potenza costante per una durata specificata in conformità alle seguenti procedure. La potenza attiva nominale in ingresso al sistema è applicata come valore di potenza costante in questo test.

La norma IEC 62933-2-1 prevede la seguente procedura di test per misurare la potenza attiva di ricarica su un sistema di accumulo (paragrafo 6.2.2.2 della norma):

- a) Il sistema di accumulo deve essere scaricato al livello minimo di energia disponibile conformemente con le specifiche del sistema e le istruzioni operative.
- b) Il sistema di accumulo deve essere caricato al massimo livello di energia disponibile alla potenza nominale di ingresso in conformità alle specifiche del sistema e alle istruzioni operative.

Devono essere misurati la potenza costante in ingresso ed il tempo di carica impiegato.

La tolleranza su tutte le misurazioni della potenza attiva non deve superare il 2 % della potenza nominale.

5.2.2 Test potenza continuativa in uscita del sistema V2G

IEC 62933-2-1:2018

Con questa prova si vuole verificare che il sistema di accumulo possa erogare una potenza costante per una specificata durata secondo le seguenti procedure. La potenza attiva nominale in uscita dal sistema è applicata come valore di potenza costante in questo test.

La norma IEC 62933-2-1 prevede che la procedura di test per misurare la potenza attiva in uscita (di scarica) di un sistema di accumulo sia la seguente:

- a) Il sistema di accumulo deve essere caricato al massimo livello di energia disponibile alla potenza nominale di ingresso in conformità alle specifiche del sistema e alle istruzioni operative.
- b) Il sistema di accumulo deve essere scaricato alla potenza nominale del sistema conformemente le specifiche del sistema e le istruzioni operative. Il sistema deve essere scaricato al livello minimo di energia disponibile associato alle specifiche del sistema e alle istruzioni operative (compresi i tempi di riposo necessari tra il funzionamento di carica e scarica). La potenza nominale è quella in uscita dal sistema.

Bisogna misurare la potenza in uscita ed il tempo di scarica.

La tolleranza su tutte le misurazioni della potenza attiva non deve superare il 2 % della potenza nominale.

National Renewable Energy Laboratory (NREL) [32]

Lo scopo di questa prova è stabilire il livello di potenza di uscita continuativa che il sistema V2G può mantenere per un determinato periodo di tempo alla temperatura ambiente di funzionamento specificata dopo aver raggiunto l'equilibrio termico.

La procedura per svolgere questo test prevede di:

1. Mantenere la temperatura dell'aria ambiente della camera/sala di prova entro 3 °C dalla temperatura di funzionamento nominale specificata nella scheda tecnica del veicolo. Annotare la temperatura ambiente di funzionamento nella Tabella 4, prima colonna. Se il centro di prova non è in grado di mantenere le condizioni di temperatura prescritte, nel verbale di prova deve essere chiaramente indicato che la prova viene eseguita "senza controllo della temperatura".
2. Mantenere il veicolo in un ambiente prima della prova per garantire che il dispositivo sia relativamente caldo all'inizio della prova. Ciò porterà il dispositivo ad una temperatura di funzionamento stabile in un periodo di tempo ragionevolmente breve. Se la temperatura del dissipatore non può essere misurata o se la dimensione della batteria V2G non consente alla colonnina di funzionare fino all'equilibrio termico senza scaricare in modo significativo la batteria, deve essere chiaramente descritta nel verbale di prova come "senza equilibrio termico".
3. Collegare il sistema secondo le istruzioni e le specifiche fornite dal costruttore.
4. Impostare il simulatore di rete per fornire la tensione nominale in corrente alternata sulla base della Tabella 4, prova A.
5. Impostare (o verificare) tutti i parametri del sistema alle impostazioni operative nominali.
6. Verificare il SOC della batteria. Se la batteria SOC è inferiore al 98% (o inferiore al limite superiore specificato dal costruttore), interrompere la prova e avviare la ricarica della batteria. Una volta completata la ricarica, ripetere il passaggio 3-6.
7. Impostare la colonnina per fornire il più vicino possibile al 100% della sua potenza nominale di uscita.
8. Registrare tutte le impostazioni applicabili.
9. Misurare e registrare i seguenti valori ad intervalli di 5 minuti fino al raggiungimento della fine della prova, come descritto nella fase 10 successiva.

Per i seguenti valori è preferibile un campionamento continuo a velocità di trasmissione più elevate e una media ogni 5 minuti:

- Tensione di ingresso (CC e CA)
- Corrente di ingresso (CC e CA)
- Potenza in ingresso (media CC + CA RMS)
- Tensione di uscita (CA)
- Corrente di uscita (CA)
- Temperatura ambiente (°C)
- Temperatura dell'inverter al dissipatore di calore (°C).

10. Terminare il test quando l'uscita della colonnina ritorna al 90% della potenza specificata oppure il sistema si spegne oppure quando la SOC della batteria raggiunge il valore minimo raccomandato dal costruttore. Registrare il motivo della fine del test come "Foldback" "Shutdown" o "Low SOC", a seconda dei casi. "Foldback" si riferisce alla riduzione di potenza dai controlli del veicolo per proteggere il sistema. "Shutdown" si riferisce allo spegnimento dell'inverter tramite controlli di protezione. Il "Low SOC" deve essere registrato quando il tecnico di prova spegne l'inverter per evitare di portare il SOC al di sotto di un valore minimo raccomandato dal costruttore del veicolo.
11. Ripetere i passaggi da 2 a 10 per le condizioni di prova B e C come indicato nella tabella 1. Compilare la tabella con il minimo dei valori di potenza dell'intervallo di 5 minuti per ciascuno dei tre casi.
12. Ripetere i passaggi da 1 a 11 per le temperature ambiente massime e minime ammissibili come specificato nella scheda tecnica del veicolo. Annotare la temperatura ambiente di funzionamento nella Tabella 4. Se la struttura di prova non è in grado di mantenere le condizioni di temperatura prescritte, nel verbale di prova deve essere chiaramente indicato che la prova è stata eseguita "senza controllo della temperatura".

Tabella 4. Condizioni di test sulla potenza in uscita

Temperatura ambiente (°C)	Test	$V_{AC}(V)$	Potenza in uscita (W)
Nominale	A	V_{nom}	
	B	$102\% V_{min}$	
	C	$98\% V_{max}$	
Massima	A	V_{nom}	
	B	$102\% V_{min}$	
	C	$98\% V_{max}$	
Minima	A	V_{nom}	
	B	$102\% V_{min}$	
	C	$98\% V_{max}$	

I convertitori del sistema V2G devono essere sottoposti a prova separatamente per ciascuna tensione nominale.

La durata di questa prova sarà determinata nella maggior parte dei casi dalle dimensioni della batteria. La batteria deve essere il più vicina possibile al 100% SOC (entro i limiti del costruttore) all'inizio della prova. Al termine della prova, la batteria deve trovarsi al SOC più basso consentito dai comandi o dalle specifiche del costruttore del veicolo, come descritto nella fase di prova 10.

Questo è un test di performance; quindi non ci sono criteri specifici per superarlo. Oltre alla rappresentazione tabellare e grafica dei dati misurati, il verbale di prova deve includere la tabella 1 completata. La “potenza di uscita continuativa” dalla colonnina ad una temperatura specifica deve essere indicata come minimo dei tre valori (A, B, C) a tale temperatura, come indicato nella Tabella 4.

5.2.3 Riserva di potenza attiva

National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Lo scopo di questo test è quello di valutare la capacità di un veicolo di fornire una riserva di potenza attiva per la rete utilizzando l'energia immagazzinata nella batteria del veicolo. Di seguito è fornita una procedura di prova generale applicabile ai veicoli tipici V2G che

desiderano fornire funzioni di riserva alla rete elettrica.

Questo test è molto simile al test descritto nel paragrafo precedente (5.2.2) tranne che per il fatto che si sta misurando la durata per la potenza di uscita continuativa a vari livelli di potenza.

La procedura per svolgere questo test prevede gli stessi passaggi del test descritto nel paragrafo precedente (5.2.2) fino allo step 8, poi si deve proseguire in questo modo:

9. Attivare il segnale di avvio esterno che fa funzionare il V2G nella modalità di scarica.
10. Determinare l'ora di inizio (T_{start}) e annotarla nella Tabella 5. T_{start} indica l'ora tra l'inizio del segnale di inizio e quando la generazione di energia V2G raggiunge il 90% del livello di potenza di uscita mirato (Figura 3).
11. Misurare e registrare i seguenti valori ad intervalli di 10 minuti fino al raggiungimento della fine della prova, come descritto nella fase 12 successiva. Per i seguenti valori è preferibile un campionamento continuo a velocità di trasmissione più elevate e a medie di 10 minuti:
 - Tempo
 - Tensione di uscita (CA)
 - Corrente di uscita (CA)
 - Temperatura ambiente ($^{\circ}C$).
12. Terminare la prova quando l'uscita della colonnina ritorna al 90% della potenza specificata o il sistema si spegne o la batteria SOC raggiunge il valore minimo raccomandato dal costruttore. Registrare il motivo della fine del test come "Foldback", "Shutdown" o "Low SOC", a seconda dei casi. Annotare il tempo in cui si verifica la fine del test.
13. Ripetere i passaggi da 2 a 12 per i restanti livelli di potenza della prova A o livelli di potenza regolabili del costruttore analogo, come indicato nella tabella 2. Se i livelli di potenza non possono essere regolati, omettere questa fase.
14. Ripetere i passaggi da 2 a 13 per le condizioni di prova B e C della Tabella 5 per le diverse tensioni CA.
15. Ripetere i passaggi da 1 a 14 per le temperature ambiente massime e minime ammissibili come specificato nella scheda tecnica del veicolo. Annotare la temperatura ambiente di funzionamento nella Tabella 5. Se la struttura di prova non è in grado di mantenere le condizioni di temperatura prescritte, nel verbale di

prova deve essere chiaramente indicato che la prova viene eseguita "senza controllo della temperatura".

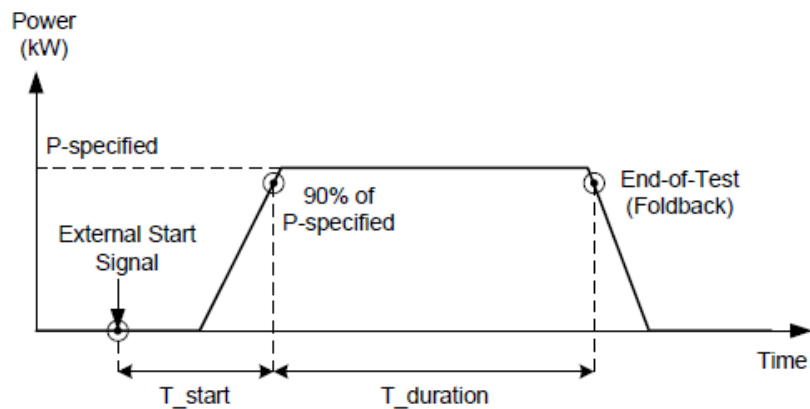


Figura 3. Profilo di potenza di un convertitore durante il test con "Foldback" [32]

Tabella 5. Condizioni di test sulla riserva di potenza attiva

Temperatura ambiente (°C)	Test	V_{AC} [V]	T_{start} [s]	Durata della potenza continuativa in uscita al variare del livello di potenza(s)			
				100%	75%	50%	25%
Nominale	A	V_{nom}					
	B	102% V_{min}					
	C	98% V_{max}					
Massima	A	V_{nom}					
	B	102% V_{min}					
	C	98% V_{max}					
Minima	A	V_{nom}					
	B	102% V_{min}					
	C	98% V_{max}					

I convertitori in grado di collegarsi al sistema a tensioni nominali CA devono essere sottoposti a prova separatamente per ciascuna tensione nominale.

Questo è un test di performance; quindi non ci sono criteri specifici per superarlo. Il verbale di prova deve includere la Tabella 5 completata, che indica il tempo in cui il sistema fornisce la quantità di energia specificata. Per ogni caso di prova, questo può essere calcolato dalla durata registrata tra il tempo di avvio della generazione di energia e il tempo di fine prova. Per ciascuno dei livelli di potenza, il minimo delle nove durate registrate nella Tabella 5 deve essere indicato come “Durata minima della potenza attiva erogata” per quel particolare livello di potenza.

5.2.4 Efficienza di conversione

IEC 62933-2-1:2018

La prova di “roundtrip efficiency” è effettuata per determinare la quantità di energia in uscita che il sistema di accumulo può fornire, rispetto alla quantità di energia immessa nel sistema durante i cicli di carica e scarica precedenti nelle condizioni di prova standard. La “roundtrip efficiency” è il rapporto tra l'energia totale in uscita e l'energia totale in entrata un ciclo di ricarica/scarica utilizzando la potenza nominale in ingresso e in uscita, e valuta l'efficienza energetica di un ciclo; ovvero il sistema è caricato dal livello energetico minimo disponibile al livello energetico massimo disponibile, quindi scaricato nuovamente al livello energetico minimo. La “roundtrip efficiency” dipende dalla capacità energetica effettiva, dalla potenza attiva nominale di carica e dalla potenza attiva nominale di scarica, consumo di energia del sottosistema ausiliario e prova standard condizioni specificate al paragrafo 5.1.3 della norma.

Inoltre, la “roundtrip efficiency” di un sistema di accumulo connesso alla rete dipende sia dall'efficienza del convertitore che dall'efficienza della batteria, ed in particolare è pari al prodotto di queste due efficienze durante l'intero ciclo di carica e scarica.

Questa prova deve essere eseguita seguendo i passaggi descritti di seguito e il ciclo eseguito fornisce la quantità totale di energia nel punto di connessione che equivale alla capacità energetica del sistema.

Gli step da seguire per condurre il test sono:

- a) Il sistema di accumulo deve essere scaricato al livello minimo di energia disponibile conformemente con le specifiche del sistema e le istruzioni operative.

- b) Il sistema di accumulo deve essere caricato al massimo livello di energia disponibile alla potenza nominale di ingresso in conformità alle specifiche del sistema e alle istruzioni operative.
- c) Il sistema di accumulo deve essere scaricato alla potenza nominale del sistema conformemente le specifiche del sistema e le istruzioni operative. Il sistema deve essere scaricato al livello minimo di energia disponibile associato alle specifiche del sistema e alle istruzioni operative (compresi i tempi di riposo necessari tra il funzionamento di carica e scarica).

Devono essere misurati e registrati la potenza costante in uscita, il tempo di scarica e il consumo di energia del sottosistema ausiliario. La capacità energetica effettiva è calcolata con la Formula (1) come segue:

$$E_o = \sum_{i=1}^n P_{O_i} * \Delta t - E_{aux_o} \quad (1)$$

dove:

- E_o è l'energia totale in uscita calcolata nel punto di connessione [Wh];
- P_{O_i} è la potenza attiva al tempo i-esimo, misurata nel punto di connessione [W];
- Δt è l'intervallo di tempo di misurazione [h];
- n è il tempo di carica e scarica [h];
- E_{aux_o} è il consumo di energia del sottosistema ausiliario, misurato nel punto di connessione del sottosistema [Wh]. Tale contributo è considerato solo se il sottosistema ausiliario è alimentato da una sorgente diversa rispetto a quella che alimenta il sistema principale.

Questo test deve essere eseguito applicando la potenza attiva di carica nominale di ingresso e potenza attiva di scarica nominale.

La “roundtrip efficiency” può essere calcolata attraverso la Formula (2) seguente per N cicli (almeno due):

$$\eta_{rt} = \frac{E_o - E_{aux_o}}{E_1 - E_{aux_1}} \quad (2)$$

dove:

- E_o è l'energia totale in uscita calcolata nel punto di connessione [Wh]. Sono considerate le perdite di energia di conversione ed anche quelle a causa del sottosistema ausiliario solo se connesso alimentato dalla stessa sorgente del sistema principale;

- E_1 è l'energia totale in ingresso calcolata nel punto di connessione [Wh];
- E_{aux_o} è il consumo di energia del sottosistema ausiliario misurato nel punto di connessione del sottosistema ausiliario durante le operazioni di scarica [Wh], questo contributo è considerato solo se il sottosistema ausiliario è alimentato da una sorgente diversa rispetto a quella che alimenta il sistema principale;
- E_{aux_1} è il consumo di energia del sottosistema ausiliario misurato nel punto di connessione del sottosistema ausiliario durante le operazioni di ricarica [Wh], questo contributo è considerato solo se il sottosistema ausiliario è alimentato da una sorgente diversa rispetto a quella che alimenta il sistema principale.

La “roundtrip efficiency” deve essere riportata nella Tabella 6. Se si effettua una prova supplementare eseguita oltre i due cicli minimi richiesti, si aggiunge una riga supplementare alla Tabella 6. I valori medi sono calcolati per ogni misurazione e per ogni andata e la “roundtrip efficiency” è valutata sulla base di tali valori medi.

Tabella 6. Risultati test "roundtrip efficiency"

	E_o [Wh]	E_1 [Wh]	E_{aux_o} [Wh]	E_{aux_1} [Wh]	η_{rt} [%]
Test 1					
Test 2					
Media					

National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Questo test ha lo scopo di stabilire l'efficienza di conversione dell'inverter tra la batteria del veicolo e l'uscita CA in funzione del livello di potenza in uscita.

La procedura per svolgere questo test prevede i seguenti passaggi:

1. Seguire gli step di configurazione da 1 ad 8 descritti nel precedente paragrafo (5.2.2).
9. Misurare e registrare i seguenti valori ad intervalli di 30 secondi per 3 minuti. Per i seguenti valori è preferibile un campionamento continuo a velocità di trasmissione più elevate:

- Tensione di ingresso (CC e CA)
 - Corrente di ingresso (CC e CA)
 - Potenza in ingresso (media CC + CA RMS)
 - Tensione di uscita (CA)
 - Corrente di uscita (CA)
 - Temperatura ambiente (°C)
 - Temperatura dell'inverter al dissipatore di calore (°C).
10. Ripetere la fase 9 per i restanti livelli di potenza della prova A o per livelli di potenza analoghi regolabili del costruttore, come indicato nella Tabella 7. Se i livelli di potenza non possono essere regolati, omettere questa fase.
11. Ripetere i passaggi da 2 a 10 per le condizioni di prova da B a C nella Tabella 7 cambiando la tensione CA.
12. Ripetere i passaggi da 1 a 11 per le temperature ambiente massime e minime ammissibili come specificato nella scheda tecnica del veicolo. Annotare la temperatura ambiente di funzionamento nella Tabella 7. Se la struttura di prova non è in grado di mantenere le condizioni di temperatura prescritte, nel verbale di prova deve essere chiaramente indicato che la prova viene eseguita "senza controllo della temperatura".

Tabella 7. Condizioni di test per l'efficienza energetica

Temperatura ambiente (°C)	Test	V _{AC} (V)	T _{start} [s]	Efficienze a diversi livelli di potenza in uscita dall'inverter AC (%)			
				100%	75%	50%	25%
Nominale	A	V _{nom}					
	B	102% V _{min}					
	C	98% V _{max}					
Massima	A	V _{nom}					
	B	102% V _{min}					
	C	98% V _{max}					
Minima	A	V _{nom}					
	B	102% V _{min}					
	C	98% V _{max}					

In tutti i casi per le prove di cui sopra, l'uscita CA sarà misurata sul lato rete di qualsiasi trasformatore richiesto dal costruttore. Se non è fornito dal costruttore, si ottiene e si utilizza un trasformatore conforme o superiore alle specifiche minime del costruttore. I

verbali di prova devono descrivere tutti i trasformatori inclusi nelle misurazioni e indicare se tali trasformatori sono forniti o richiesti dal costruttore.

Se possibile, il funzionamento di strategie di controllo avanzate dovrebbe essere disabilitato per ridurre l'errore di misurazione che sarebbe associato a cambiamenti nel punto operativo. Se ciò non è possibile, è importante che la frequenza di campionamento delle apparecchiature di monitoraggio sia almeno 3-5 volte l'intervallo di campionamento dei sistemi di controllo. Per eliminare l'influenza della strategia di controllo occorre quindi utilizzare una media adeguata.

Tale test è un test di performance, pertanto non prevede dei requisiti minimi per il superamento.

5.2.5 Tempo di carica e di scarica

National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Lo scopo di questa prova è determinare il tempo necessario per caricare completamente un veicolo V2G utilizzando il metodo di ricarica raccomandato dal costruttore a partire da uno stato di carica specificato a una determinata temperatura ambiente di funzionamento.

Questo test è importante per capire quanto spesso si può usare il veicolo V2G per supportare la riserva di rete.

La procedura per svolgere questo test prevede i seguenti passaggi:

1. Seguire gli step di configurazione 1 e 2 descritti nel paragrafo precedente (5.2.2)
3. Scaricare la batteria al SOC più basso possibile e annotare tale valore nella Tabella 8.
4. Collegare il sistema secondo le istruzioni e le specifiche fornite dal costruttore.
5. Impostare il simulatore di rete per fornire la tensione di ricarica CA specificata dal costruttore.
6. Impostare (o verificare) tutti i parametri del caricabatterie alle impostazioni di funzionamento nominali.
7. Registrare tutte le impostazioni applicabili.

8. Avviare la ricarica e annotare l'ora di inizio.
9. Misurare e registrare i seguenti valori a intervalli di 10 minuti fino a quando il SOC della batteria raggiunge il 100%. Per i seguenti valori è preferibile un campionamento continuo a velocità di trasmissione più elevate e a medie di 10 minuti:
 - Orario
 - Tensione di ingresso (CA)
 - Corrente di ingresso (CA)
 - Batteria SOC (%)
 - Temperatura ambiente (°C).
10. Ripetere i passaggi 2-9 per i livelli SOC rimanenti della prova A indicati nella tabella 3. Durante il passaggio 3, per raggiungere ciascun livello SOC caricare il veicolo se SOC della batteria è inferiore o scaricare il veicolo verso la rete se SOC della batteria è superiore. Se SOC non è disponibile, i livelli di tensione della batteria possono essere utilizzati come al posto dello SOC.
11. Ripetere i passaggi da 1 a 10 per le temperature ambiente massime e minime ammissibili, come specificato nella scheda tecnica del veicolo. Annotare la temperatura ambiente di funzionamento nella Tabella 8. Se la struttura di prova non è in grado di mantenere le condizioni di temperatura prescritte, nel verbale di prova deve essere chiaramente indicato che la prova viene eseguita "senza controllo della temperatura".

Tabella 8. Condizioni di test sul tempo di ricarica

Temperatura ambiente (°C)	Test	Tempo necessario per la ricarica completa partendo da diversi livelli di carica (s)					
		% Più bassa	30%	45%	60%	75%	90%
Nominale	A						
Massima	B						
Minima	C						

Per valutare il tempo di scarica bisogna eseguire gli stessi step da 1 ad 11, ad eccezione del 10 che viene sostituito dal seguente:

10. Ripetere i passaggi 2-9 per i livelli SOC rimanenti della prova A indicati nella tabella 4. Durante il passaggio 3, per raggiungere ciascun livello SOC caricare il veicolo se SOC della batteria è inferiore o scaricare il veicolo verso la rete se SOC

della batteria è superiore. Se SOC non è disponibile, i livelli di tensione della batteria possono essere utilizzati come al posto dello SOC.

Tabella 9. Condizioni di test sul tempo di scarica

11. Temperatura ambiente (°C)	Test	Tempo necessario per la scarica completa partendo da diversi livelli di carica (s)					
		100%	90%	75%	60%	45%	30%
Nominale	A						
Massima	B						
Minima	C						

Questo è un test di performance, quindi non ci sono criteri specifici di superamento. Il verbale di prova deve includere la Tabella 8 e la Tabella 9, completate, che indicano il tempo necessario per caricare e scaricare completamente il veicolo da un SOC specifico a una certa temperatura. Dovrebbero essere sviluppate anche un insieme di curve che mostrano il tempo di ricarica e di scarica rispetto a vari SOC di partenza e varie temperature di funzionamento.

5.3 Test di interconnessione con la rete

Questa sezione contiene vari test per determinare l'interconnessione sicura del sistema V2G alla rete elettrica. La maggior parte di questi test sono descritti sulla base delle norme IEC 61727:2004 ed IEEE Std. 1547.1:2020 che discute le procedure di prova di conformità per le apparecchiature che connettono risorse energetiche distribuite con sistemi di energia elettrica.

Alcuni dei test IEEE Std. 1547.1:2020 sono irrealizzabili o ridondanti per l'elettronica V2G e sono discussi come test aggiuntivi alla fine di questa sezione.

È importante notare che i veicoli V2G possono essere in grado di collegarsi alla rete diversi livelli di tensione (ad es. 120V, 240V AC rms); pertanto, tutte le prove di interconnessione discusse in questa relazione dovranno essere condotte per tutti i livelli di tensione di connessione possibili.

5.3.1 Fattore di potenza

IEC 61727:2004

La norma definisce il “fattore di potenza” come il rapporto tra l’energia attiva (in kWh) e la radice quadrata della somma dei quadrati dell’energia attiva (kWh) e l’energia apparente (in kvarh), in un certo periodo di tempo.

L’espressione del fattore di potenza è calcolato con la Formula (3) seguente:

$$PF = \frac{E_{attiva}}{\sqrt{E_{attiva}^2 + E_{app}^2}} \quad (3)$$

La norma definisce che il sistema di accumulo deve un fattore di potenza in ritardo maggiore di 0,9 quando la potenza in uscita è maggiore del 50% della potenza nominale dell’inverter.

5.3.2 Potenza reattiva e potenza apparente

IEC 62933-2-1:2018

Se il sistema ha un valore nominale di potenza reattiva, la prova di potenza reattiva deve essere condotto come segue:

- a) Il set point della potenza attiva del sistema deve essere impostato a 0.
- b) Il set point della potenza reattiva deve essere regolato sulla potenza reattiva nominale positiva e mantenuto per 1 min. Si misura la potenza reattiva nel punto di connessione.
- c) Il set point della potenza reattiva deve essere regolato sulla potenza reattiva nominale negativa e mantenuto per 1 min. Si misura la potenza reattiva nel punto di connessione.

Se il sistema ha un valore nominale di potenza reattiva, la prova di potenza apparente deve essere condotto come segue. Il valore di potenza apparente può essere verificato utilizzando i risultati delle prove della potenza attiva e reattiva. I casi di prova alla potenza attiva nominale e la potenza reattiva nominale possono essere trattati come casi di prova tipici per la prova della potenza apparente.

5.3.3 Contenuto armonico delle correnti

IEC 61727:2004

Si desidera avere bassi livelli di armoniche di corrente e tensione poiché distorsioni elevate aumentano la potenzialità di effetti negativi sulle apparecchiature collegate alla rete elettrica.

I livelli delle distorsioni di tensioni accettabili dipendono dalle caratteristiche del sistema di distribuzione, dal tipo di servizio, dai carichi/apparecchiature collegati e da prassi consolidata.

L'uscita del sistema di accumulo dovrebbe avere bassi livelli di distorsione della corrente per garantire che non siano causati effetti negativi ad altre apparecchiature collegate alla rete elettrica.

La distorsione totale della corrente armonica (THD) deve essere inferiore al 5 % del valore di uscita nominale dell'inverter. Il THD è calcolato con la seguente Formula (4):

$$THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_n^2}}{V_1} \quad (4)$$

dove:

V_n è il valore efficace della ennesima armonica;

V_1 è il valore efficace della componente fondamentale.

Le singole armoniche sono limitate alle percentuali rispetto alla fondamentale elencate nella Tabella 10.

Tabella 10. Limiti di distorsione della corrente secondo la norma [22]

Odd harmonics	Distortion limit
3 rd through 9 th	Less than 4,0 %
11 th through 15 th	Less than 2,0 %
17 th through 21 st	Less than 1,5 %
23 rd through 33 rd	Less than 0,6 %

Even harmonics	Distortion limit
2 nd through 8 th	Less than 1,0 %
10 th through 32 nd	Less than 0,5 %

Le armoniche pari in questi intervalli devono essere inferiori al 25 % rispetto ai limiti della armonica dispari elencata più bassa.

IEEE Std. 1547.1:2020

Lo scopo di questa prova è misurare le singole armoniche di corrente e la distorsione di corrente nominale totale del sistema V2G in condizioni di funzionamento normali.

La procedura di prova dettagliata può essere trovata nella norma IEEE Std. 1547.1, sezione 5.12. [23]

È importante garantire che le armoniche misurate che superano i limiti ammissibili indicati nella IEEE Std. 1547, non sono causati dalle caratteristiche della rete elettrica simulata.

Si tratta di una prova di superamento/insuccesso de il sistema V2G è considerato conforme se le singole armoniche di corrente e la distorsione della corrente nominale totale non superano i limiti specificati nella norma IEEE Std. 1547. Per un sistema V2G multifase, ciascuna delle fasi deve rispettare i limiti specificati.

5.3.4 Iniezione di corrente continua

IEC 61727:2004

La norma definisce che un sistema che immette energia elettrica in rete non deve iniettare un valore di corrente continua maggiore dell'1% del valore di uscita nominale dell'inverter di corrente, durante qualsiasi condizioni operative.

5.3.5 Risposta alle tensioni anormali

IEC 21727:2004

La norma, nella sezione 5.2.1, specifica che quando la tensione di interfaccia tra il sistema di accumulo e la rete si discosta dalle condizioni specificate nella Tabella 11 il sistema di accumulo deve smettere di alimentare la rete. Questo deve avvenire per qualsiasi fase di un sistema multifase.

Il sistema deve rilevare una tensione anomala e rispondere. Le seguenti condizioni devono essere soddisfatte, utilizzando le misure del valore efficace delle tensioni nel punto di connessione con la rete.

Tabella 11. Limiti consentiti dal test sulle tensioni anormali

TENSIONE (nel punto di connessione)	Trip Time massimo
$V < 0,5 \times V_{\text{nominale}}$	0,1 s
$50 \% \leq V < 85 \%$	2,0 s
$85 \% \leq V \leq 110 \%$	Continuità operativa
$110 \% < V < 135 \%$	2,0 s
$135 \% \leq V$	0,05 s

Il "Trip time" è il tempo che intercorre tra l'istante in cui si verifica la condizione anormale e l'istante in cui l'inverter smette di alimentare la rete elettrica.

Lo scopo del ritardo consentito è quello di superare disturbi a breve termine per evitare interventi molto frequenti. Il sistema può non cessare l'alimentazione se la tensione ritorna alle normali condizioni di funzionamento continuo entro il "trip time" massimo.

IEEE Std. 1547.1:2020

Questa serie di test è utilizzata per garantire che l'inverter si disconnetta dalla rete ogni volta che i livelli di tensione escono dagli intervalli specificati.

In questa analisi sono considerati i limiti indicati dalla IEEE Std. 1547. L'inverter non deve solo disconnettersi dalla rete di alimentazione quando viene raggiunta una soglia di tensione, ma deve anche farlo in un determinato lasso di tempo.

La procedura per svolgere questo test utilizza le funzioni di “ramp and step” definite in IEEE Std. 1547.1, allegato A. Questa procedura deve essere ripetuta per le prove sia in sovratensione che in sottotensione rispetto al range ammissibile, in condizioni operative nominali. La procedura è composta da due parti:

1. un test di magnitudo per determinare la soglia della tensione di rete a cui l'inverter si disconnette;
2. un test temporale per determinare il tempo necessario all'inverter per disconnettersi dopo il superamento della soglia di tensione. La procedura di prova dettagliata può essere trovata nella norma IEEE Std. 1547.1, sezione 5.4.

Si tratta di una prova di superamento/insuccesso e il sistema V2G deve essere considerato conforme se rispetta l'intervallo di tensione e l'intervallo di tempo specificati nella norma IEEE Std. 1547.

5.3.6 Risposta alle frequenze anormali**IEC 21727:2004**

La norma definisce che se la frequenza di rete supera le condizioni specificate il sistema di accumulo deve smettere di alimentare la rete. Inoltre l'unità può non smettere di alimentare la rete se la frequenza ritorna ai valori di condizione nominale entro il “trip time” massimo specificato.

Quando la frequenza di rete si discosta di più di ± 1 Hz rispetto al valore nominale il sistema deve interrompere l'alimentazione entro 0,2 secondi.

Lo scopo del ritardo consentito è quello di superare disturbi a breve termine per evitare eccessivi interventi fastidiosi. Il sistema non deve cessare l'alimentazione se la tensione ritorna alle normali condizioni di funzionamento continuo entro il “trip time” specificato.

IEEE Std. 1547.1:2020

Questa serie di test è utilizzata per garantire che l'inverter si disconnetta dalla rete ogni volta che la frequenza esce dagli intervalli specificati in IEEE Std. 1547. L'inverter non deve solo disconnettersi dalla rete di alimentazione quando viene raggiunta una soglia di frequenza, ma deve anche disconnettersi in un determinato lasso di tempo.

La procedura di tale test è la stessa di quella descritta nel paragrafo 5.3.5 e si trova dettagliata nella norma in IEEE Std. 1547.1, sezione 5.5.

Si tratta di una prova di superamento/insuccesso e il sistema V2G deve essere considerato conforme se rispetta la gamma di frequenze e l'intervallo di tempo specificati nella norma IEEE Std. 1547.

5.3.7 Riduzione delle fluttuazioni di potenza sulla rete**IEC 62933-2-1:2018**

Il sistema di accumulo dovrebbe avere una funzione volta a ridurre la fluttuazione di potenza causata dalle generazioni di energia rinnovabile quali fotovoltaico ed eolico. Il sistema di accumulo può ridurre l'interferenza della fluttuazione sulla rete con le sue operazioni di carica e scarica. La riduzione della fluttuazione deve essere testata con un sistema di generazione fluttuante o segnali simulati della potenza generata da un sistema fluttuante.

La prova di riduzione della fluttuazione viene eseguita secondo la seguente procedura:

- a) Il sistema EES è collegato alla rete elettrica ed è regolato per essere nella modalità di riduzione della fluttuazione (o impostato per fornire la funzione di stabilizzazione della fluttuazione).
- b) Il generatore di energia rinnovabile fornisce una potenza in uscita fluttuante alla rete elettrica. Devono essere registrati in uno specifico intervallo di tempo il set point della potenza attiva in uscita dal sistema di energia rinnovabile (P_R) ed il set point della potenza attiva totale in uscita verso la rete (P_G).

Deve essere impostato un corretto intervallo corretto Δt . Come mostrato nella Figura 4, la deviazione di potenza ΔP è calcolata attraverso la potenza totale in uscita registrata P_G , Formula (5):

$$\Delta P(t) = P_G(t + \Delta t) - P_G(t) \quad (5)$$

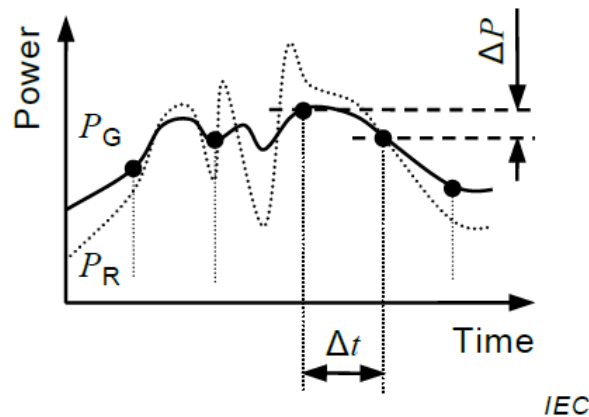


Figura 4. Test sulla stabilizzazione della potenza di rete [21]

La qualità della riduzione della fluttuazione può essere riportata attraverso una distribuzione del ΔP .

5.3.8 Prove di cortocircuito

IEEE Std. 1547.1:2020

Lo scopo di questa prova è di caratterizzare la risposta del sistema V2G ai guasti di cortocircuito sulla rete di distribuzione.

Per comprendere appieno le risposte della rete elettrica e del sistema V2G e i potenziali impatti della risposta ai guasti del sistema V2G su varie funzioni protettive del relè quali il differenziale, la distanza e le funzioni direzionali, è necessario un insieme completo di registrazioni oscillografiche di tensioni e correnti. Le forme d'onda di tensione e corrente consentono di determinare i valori efficaci e le fasi di tutte le grandezze misurate nelle condizioni di guasto testate.

Devono essere applicate le seguenti condizioni:

- a) Per ogni fase guasta al suolo, la sorgente di prova CA deve essere configurata in modo che tensione(i) della fase guasta nella posizione a-a della Figura 5 sono mantenute a meno del 5% del valore nominale assorbendo la corrente di uscita del sistema V2G da testare a tutti i fattori di potenza da testare
- b) Per ogni guasto fase-fase, la sorgente di prova CA deve essere configurata in modo che le tensioni di fase nella posizione a-a tra due fasi guaste sono mantenute a meno di 5% del valore nominale assorbendo la corrente di uscita del sistema V2G da testare a tutti i fattori di potenza da testare.
- c) Per tutte le prove di guasto, tutte le tensioni fase-terra non guaste devono essere mantenute tra il 90% e 138% del valore nominale.
- d) Per tutte le prove di guasto, la frequenza della tensione nella posizione a-a è calcolata in media su dieci cicli e deve rimanere compresa tra 49,0 Hz e 51,0 Hz.

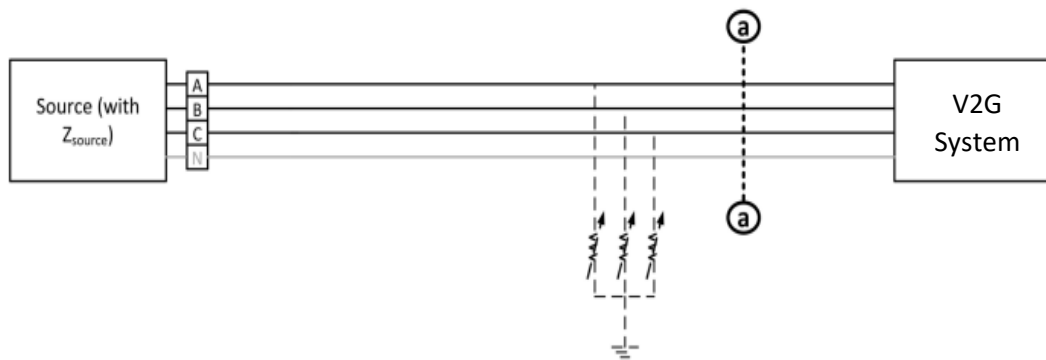


Figura 5. Schema di test per valutare la risposta del sistema V2G a correnti di guasto [32]

La prova deve essere eseguita con il sistema V2G da testare che opera alla potenza nominale apparente massima con un fattore di potenza unitario, fattore di potenza in anticipo minimo e fattore di potenza in ritardo minimo.

Durante tutte le prove, la sorgente di alimentazione in ingresso deve essere dimensionata e azionata in modo da non limitare i valori di uscita dei componenti da testare. Inoltre, i valori interruzione di tensione e di frequenza dei componenti da testare devono essere fissati il più lontano possibile dai valori nominali. Il “tempo di attesa” tra i diversi test deve essere il più lungo possibile.

Prova di guasto monofase-terra: questa prova si applica agli inverter monofase o trifase. Per testare un sistema monofase, esso deve essere collegato alla fase guasta.

1. Consentire all'inverter di raggiungere l'uscita in stato stazionario alla sua potenza nominale di uscita.

2. Applicare il guasto in modo che la tensione di fase-terra guasta raggiunga e rimanga all'interno dei limiti di tensione in fase guasta specificati nel punto a) precedente entro 1 ms, mentre le tensioni delle fasi non guaste continuano a soddisfare i requisiti di fase indicati nel punto c) precedente. Ripetere questa prova altre quattro volte per un totale di cinque campioni. In ogni prova, il guasto si verifica in un punto diverso sulla forma d'onda della tensione. La serie di dati da riportare come risultato ufficiale della prova deve essere quella che produce la più lunga durata della corrente di guasto.
3. Per un inverter trifase, ripetere i passaggi da 1 a 2 anche per le altre due fasi.
4. Ripetere la prova per tutte le modalità di guasto.

Nella norma IEEE Std. 1547.1, sezione 5.18 sono indicate le procedure per i test delle correnti di guasto anche per guasti fase-fase, trifase-terra e fase-fase-terra.

Bisogna conoscere ogni forma d'onda della tensione da fase-terra, ogni forma d'onda della corrente di fase e forma d'onda della corrente neutra misurata alla posizione a-a (Figura 5) per ciascun tipo di guasto sottoposto a prova.

La finestra di dati deve includere un minimo di 100 ms di dati pre-guasto e deve essere sufficientemente lunga da catturare l'intera corrente di guasto transitoria. Il diagramma dell'apparecchiatura di prova deve essere chiaramente etichettato con i dati, comprese le descrizioni degli elementi e dei parametri utilizzati nella prova.

UL Std. 1741:2005

Lo scopo di questa prova è quello di caratterizzare la risposta del convertitore V2G quando sottoposto a una condizione di uscita in cui è presente un guasto di cortocircuito. I dettagli del test possono essere trovati nella norma UL 1741, sezione 47.3.

5.3.9 Test addizionali

IEEE Std. 1547.1:2020

Sono di seguito descritti alcuni dei test IEEE Std. 1547.1 che potrebbero essere irrealizzabili oppure ridondanti per l'elettronica di un sistema V2G.

Il test di stabilità della temperatura verifica che l'elettronica del sistema mantenga l'accuratezza di misura dei parametri nell'intervallo di temperatura specificato. Le prove del costruttore sulle funzioni di protezione, monitoraggio e controllo per l'elettronica di alimentazione del sistema V2G, nell'intervallo di temperatura specificato, possono essere accettate in luogo di ulteriori test di terze parti o del proprietario, se non è disponibile un ambiente di prova a temperatura controllata. La prova di stabilità della temperatura è descritta nella norma IEEE Std. 1547.1, sezione 5.3.

La prova sulla potenza inversa viene eseguita per caratterizzare la precisione della protezione da potenza inversa del sistema V2G. Questa prova è una variazione della prova di “unintentional islanding” e dovrebbe essere richiesta solo per i dispositivi elettronici di alimentazione V2G che utilizzano la protezione del flusso di potenza inversa o minima per disconnettersi dalla rete quando è presente una condizione di “unintentional islanding”. I dettagli della procedura di prova dell'alimentazione inversa si trovano nella norma IEEE Std. 1547.1, sezione 5.9.

Ulteriori prove sono quelle di integrità di interconnessione che comprendono: una prova di protezione dalle interferenze elettromagnetiche (EMI), una prova di resistenza alle sovratensioni e una prova dielettrica dei dispositivi in parallelo (come un interruttore). Nella prova di protezione EMI, i dispositivi elettronici di potenza V2G sono testati per verificare che l'influenza dell'EMI non comporta un cambiamento di stato o un malfunzionamento delle funzioni di interconnessione.

Lo scopo della prova di resistenza alle sovratensioni è verificare il livello di protezione contro le sovratensioni specificato dal costruttore del veicolo elettrico.

La prova dielettrica determina se il dispositivo in parallelo (come un contattore o un interruttore) al veicolo elettrico, in normale temperatura di funzionamento, può resistere all'applicazione di un potenziale di prova di 1000 V rms in AC, più il 220% della tensione nominale AC rms per 1 minuto senza interruzione.

Le procedure di queste ultime tre prove dettagliate e i requisiti possono essere trovati nella norma IEEE Std. 1547.1, sezione 5.8.

Potrebbe essere difficile condurre queste prove a causa di problemi di sicurezza, indisponibilità di strumenti speciali, e la possibilità che il sistema V2G possa essere danneggiato. In alcuni casi, i risultati delle prove di fabbrica certificate (ad es. quelli

eseguiti dal fabbricante) possono essere sufficienti al posto di ulteriori test di terze parti o del proprietario.

UL Std. 1741

Nella norma UL Std. 1741, sezione 47.2 viene definita la procedura per assicurare che il sistema V2G non si guasti se è sottoposto a condizioni sovraccarico.

5.4 Test di comunicazione

5.4.1 Risposta del sistema a rampe di carica/scarica molto elevate

IEC 62933-2-1:2018

La norma definisce che lo “step response time” del sistema è la durata dell'intervallo di tempo tra l'istante iniziale T_0 , quando il nuovo set point è ricevuto dal sistema che è in stand-by, o quando un parametro della rete cambia in modo da attivare la risposta del sistema, e il l'istante T_3 in cui la potenza attiva nel punto di connessione raggiunge con un'approssimazione di 2 % il set point definito, come mostrato in figura 6. Il set point di riferimento per la definizione dello “step response time” è la potenza nominale in ingresso/uscita.

Il “ramp rate (RR)” del sistema è il tasso medio di variazione della potenza attiva per unità di tempo tra T_2 e T_1 , come mostrato in Figura 6. T_1 è il momento in cui la potenza attiva nel punto di connessione diventa superiore a 10% del valore del set point. T_2 è il momento in cui la potenza attiva diventa superiore al 90 % del valore set point.

Il “ramp rate (RR)” del sistema viene calcolato attraverso la Formula (6).

Il set point di riferimento per la definizione del “ramp rate” è la potenza nominale in ingresso/uscita per valutare il “ramp rate” di carica e scarica.

$$RR = \frac{P(T_2) - P(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (6)$$

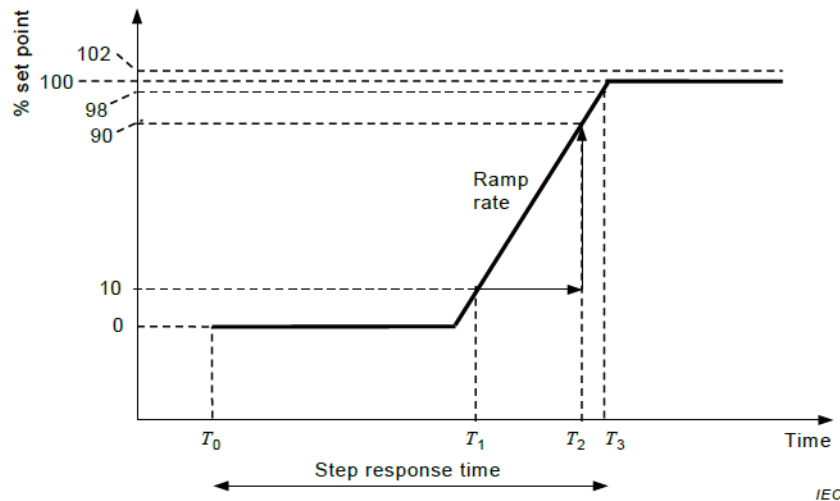


Figura 6. "Step response time" e "ramp rate" di un sistema di accumulo [21]

La procedura da seguire per effettuare il test sul "response time" del sistema, descritta dalla norma IEC 62933-2-1 [21], è elencata di seguito. Il sistema di accumulo assorbe o fornisce la potenza attiva conformemente al set point che indica la potenza nominale in ingresso/uscita. Il set point e la potenza in ingresso/uscita devono essere registrati con un sistema di acquisizione dati ad intervalli di tempo regolari, con una risoluzione adeguata del tempo.

- Il sistema di accumulo deve essere caricato o scaricato al 50 % dell'energia disponibile;
- Il set point deve essere pari a zero. Il valore set point deve essere mantenuto finché l'uscita non raggiunga l'intorno ($0 \pm 2 \%$) della potenza nominale in ingresso;
- Il set point deve essere cambiato in potenza nominale in ingresso. Il valore del set point deve essere mantenuto fino a quando la potenza attiva raggiunge la potenza nominale in ingresso, nell'intorno del 2%. Il "response time" e il "ramp rate" per la fase c) sono registrati rispettivamente come SRT_1 e RR_1 ;
- Il set point è cambiato a zero. Il set point deve essere mantenuto finché la potenza attiva raggiunge l'intorno ($0 \pm 2 \%$) della potenza nominale in ingresso. Il "response time" e il "ramp rate" per la fase d) sono registrati rispettivamente come SRT_2 e RR_2 ;
- Il sistema di accumulo deve essere caricato o scaricato al 50 % dell'energia disponibile o al valore della capacità specificato e concordato tra il fornitore e l'utilizzatore del sistema;

- f) Il set point deve essere cambiato in potenza nominale di uscita. Il valore del set point deve essere mantenuto fino a quando la potenza attiva raggiunge la potenza nominale di uscita, nell'intorno del 2%. Il "response time" e il "ramp rate" per la fase f) sono registrati rispettivamente come SRT₃ e RR₃;
- g) Il set point deve essere pari a zero. Il valore set point deve essere mantenuto fino a quando la potenza attiva raggiunge l'intorno ($0 \pm 2 \%$) della potenza nominale in ingresso. Il "response time" e il "ramp rate" per la fase g) sono registrati rispettivamente come SRT₄ e RR₄.

Per la stabilità della rete, T_{0b}, T_{0c}, T_{0d} e T_{0e}, devono tener conto del tempo supplementare tra il momento in cui si verifica il parametro della rete (frequenza, tensione) e il momento in cui il set point viene inviato dal sistema di controllo del sistema di accumulo.

Queste prove devono essere ripetute più di due volte.

La Figura 7a) mostra la procedura descritta dallo step b) allo step g); lo step a) è omissso. La Figura 7b) mostra lo step c); la Figura 7c) mostra lo step d); la Figura 7d) mostra lo step f); la Figura 7e) mostra lo step g).

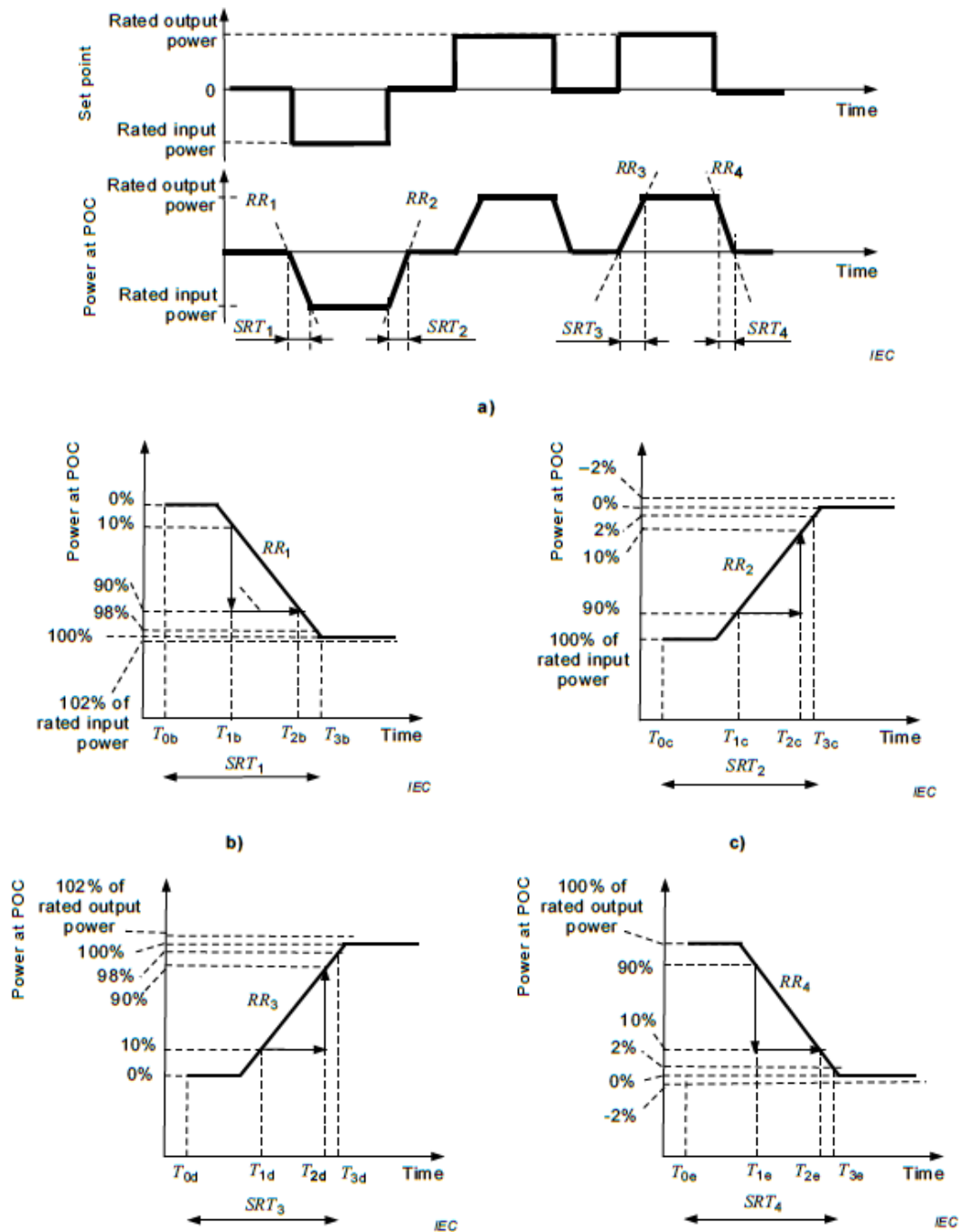


Figura 7. Test sulla risposta del sistema [21]

Istituto Dom Luiz, Facoltà di Scienze, Università di Lisbona [33]

Il modello di prova proposto riguardante il test sulla risposta del sistema viene illustrato nella Figura 8 e può essere diviso in due sezioni, dove la prima è progettata per valutare la sensibilità alle variazioni di comando dell'EVSE e la seconda per valutare la sua risposta a rampe elevate. Il modello è progettato in modo che la valutazione prenda in considerazione anche una gamma di potenza richieste di ramping.

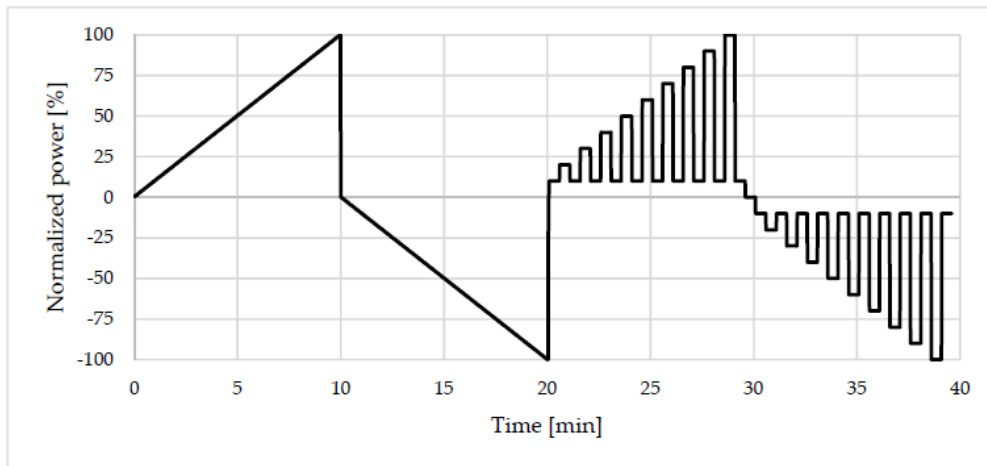


Figura 8. Modello dei livelli di potenza durante il test sulla risposta delle rampe

Nella prima sezione del test (cioè, i primi 20 min), sono inviati all'EVSE set point di potenza consecutivamente, separati da intervalli di 3 secondi. Le richieste partono dallo 0,5% della potenza nominale dell'EVSE e progressivamente aumento dello 0,5% fino al 100%.

Per la seconda sezione, sono inviate una sequenza di rampe di potenza positive e negative di modulo crescente; partendo dal 10% della potenza nominale e aumentando del 10 % ad ogni step fino ad arrivare alla potenza nominale completa (che per la colonnina di ricarica considerata nel caso studio corrisponde ad 11 kW). Ogni set point, in questa sezione, è separato da un intervallo di 30 secondi per garantire delle misurazioni stabili. Ognuna delle due sezioni del test deve essere implementata sia nella modalità di ricarica sia nella modalità di scarica.

Devono essere misurati o dedotti i flussi di potenza attiva e reattiva. Misurare ulteriori variabili, quali corrente o tensione e il loro contenuto di distorsione armonica, può aggiungere valore e consentire una migliore comprensione del sistema V2G e il suo impatto sulla rete elettrica.

6. Caso studio

6.1 Set up di laboratorio

Si realizza in laboratorio un sistema di ricarica di un'auto elettrica connessa alla rete in modo bidirezionale, in modo che possa anche erogare potenza elettrica verso la rete.

In questo modo si possono misurare le grandezze elettriche in gioco quando il sistema opera in modalità V2G e si vogliono valutare le risposte della rete elettrica in diverse condizioni di esercizio, sia ordinarie che non ordinarie.

Il tipo di ricarica che viene implementata tramite questo sistema è la modalità 4 definita dalla normativa IEC 61851-24:2014 [14], ovvero il collegamento in corrente continua tra il veicolo e la colonnina, attraverso una connessione di tipo C con un connettore di ricarica CHAdeMO, illustrato in Figura 9, la cui normativa di riferimento è la IEC 62196-3:2014 [15].



Figura 9. Tipo di spina della colonnina di ricarica installata in laboratorio

Lo schema di collegamento degli apparecchi è illustrato nella Figura 10, mentre la Figura 11 e la Figura 12 illustrano il set up reale del sistema in laboratorio.

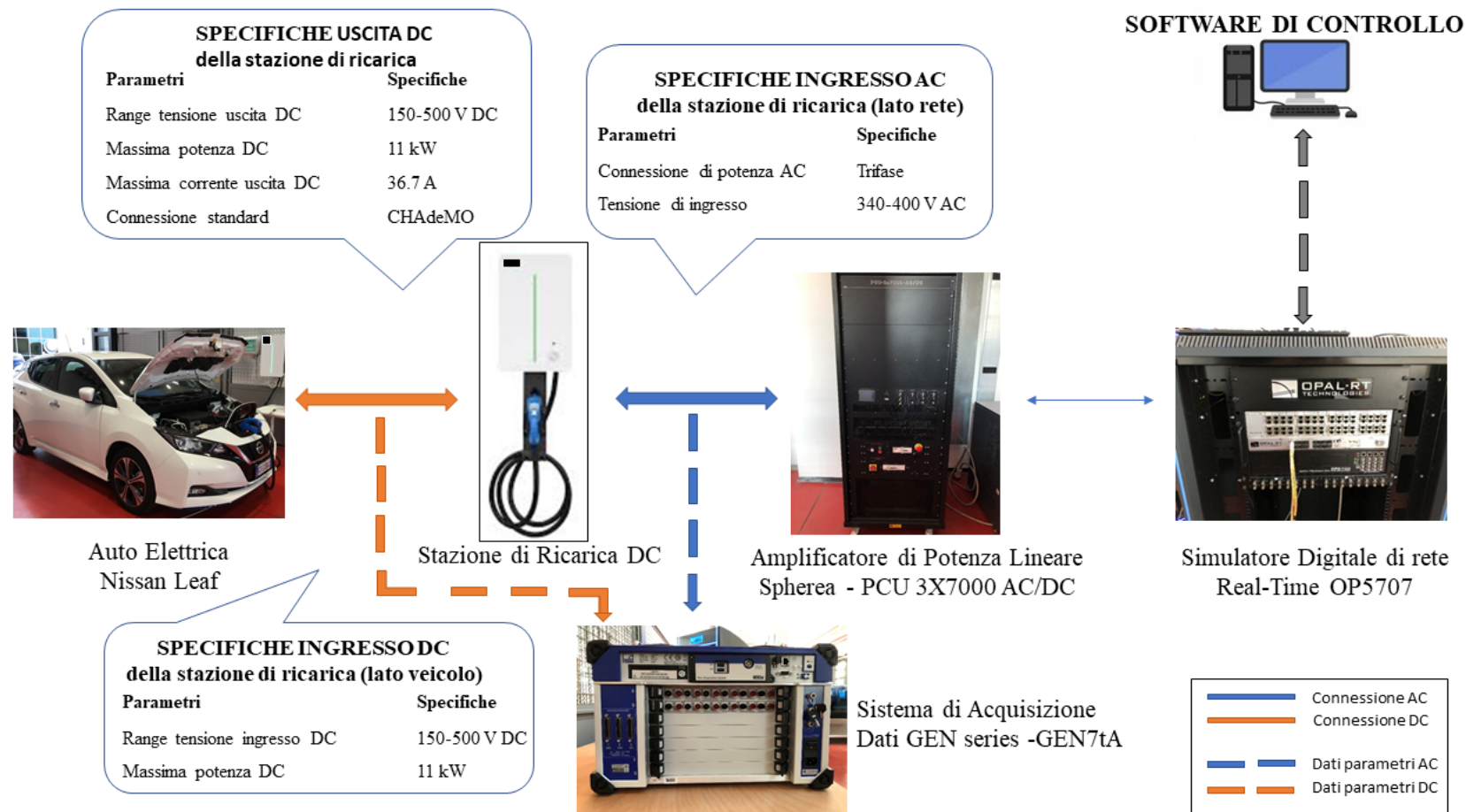


Figura 10. Schematizzazione sistema di laboratorio



Figura 11. Set up di laboratorio lato DC



Figura 12. Set up di laboratorio lato AC

In questo sistema il veicolo elettrico non è connesso alla rete di alimentazione reale, perché essa è simulata tramite il software RT-Lab che implementa un modello di rete costruito attraverso l'ambiente di programmazione Simulink. La tensione di rete è costruita attraverso il programma stesso, pertanto è una sinusoide perfetta ed il modello permette di impostare il livello di tensione di rete desiderato. Tale modello viene simulato in tempo reale attraverso un simulatore digitale (OPAL-RT OP5700).

Il simulatore real-time è connesso ad un amplificatore di potenza (Spharea - PCU 3X7000 AC/DC) che permette l'accoppiamento con la colonnina di ricarica che lavora con potenze molto più elevate rispetto al simulatore. L'amplificatore riceve un segnale da 12 V dal simulatore real-time e lo amplifica alla tensione operativa della colonnina. L'amplificatore è in grado di creare una forma d'onda uguale a quella generata dal simulatore di rete.

Quando la colonnina opera in modalità di scarica essa può essere connessa alla rete elettrica reale oppure all'amplificatore, sul quale si possono inserire delle resistenze aggiuntive che dissipano l'energia elettrica inviata dalla colonnina.

L'auto elettrica che è stata utilizzata nei test di laboratorio è una Nissan LEAF, la cui batteria ha una capacità di 60,0 kWh.

Poiché si opera secondo la modalità di ricarica C [14], è presente un collegamento in corrente continua tra la colonnina ed il veicolo ed è necessario il convertitore di corrente AC/DC già installato nella colonnina stessa. Le misurazioni delle grandezze in DC (corrente e tensione) possono essere effettuate anche attraverso i sensori presenti all'interno della colonnina di ricarica.

La stazione di ricarica è in grado sia di prelevare e che immettere potenza in rete, permettendo quindi una connessione bidirezionale con la rete. Quindi la colonnina è in grado di operare sia in modalità di carica (G2V), trasferendo potenza dalla rete alla batteria del veicolo, sia, viceversa, in modalità di scarica (V2G).

La potenza nominale della colonnina di carica è di 11 kW, mentre la potenza nominale di scarica realmente misurata è di 10 kW.

Tramite il software di controllo centrale è possibile inviare le richieste di carica e scarica alla colonnina attraverso una connessione internet. I comandi possono essere gestiti sia tramite connessione API attraverso la piattaforma LabView, oppure attraverso l'App con la quale si possono inviare solo comandi di carica del veicolo.

Per registrare i parametri del sistema è utilizzato un sistema di acquisizione dati (HBM GEN series -GEN7tA) che permette di registrare le varie grandezze con una precisione migliore rispetto al simulatore digitale, sia dal lato in corrente continua (dopo la conversione della colonnina) che quello in corrente alternata (in ingresso alla colonnina).

Il software Perception è utilizzato per processare e salvare i dati registrati dal sistema di acquisizione dati.

Attraverso il sistema di diagnostica di batterie di auto elettriche è possibile avere ulteriori dati del lato del sistema in corrente continua, che riguardano quindi la batteria.

Per misurare la corrente sono usate delle apposite sonde di corrente che misurano le tre correnti trifase scambiate tra l'amplificatore e la colonnina, un'altra sonda, invece, misura la corrente continua scambiata dalla colonnina con la batteria del veicolo elettrico.

Le tensioni della colonnina sono state rese disponibili al sistema di acquisizione dati attraverso delle scatole di derivazione.

6.2 Test di performance del caso studio

Alcuni dei test indicati dalle norme, precedentemente descritti, sono stati effettuati sul sistema di laboratorio per valutare le performance principali e verificare che siano rispettati i requisiti minimi di sicurezza e corretto funzionamento definiti dalle norme.

La procedura di avviamento per azionare correttamente il sistema ed eseguire i test è la medesima in tutti i casi e viene di seguito descritta:

- Avviare il simulatore real-time;
- Impostare i parametri di tensione di rete desiderati sul simulatore real-time;
- Avviare il sistema di acquisizione dati;
- Connettere le sonde di corrente lato AC e lato DC (verificandone il corretto orientamento e l'offset);
- Avviare l'amplificatore di rete e connetterlo con la colonnina di ricarica;
- Connettere la colonnina di ricarica al veicolo quando è pronta (indicato con il colore blu);
- Verificare la corretta connessione tra la colonnina ed il veicolo (indicato con il colore verde);
- Procedere con l'invio del set point alla colonnina tramite LabView oppure App.

Per tutti i test eseguiti sono stati misurati due diversi “Stati di carica (SoC)” della batteria, ovvero quello “Reale” e quello “Display” che compare sull'interfaccia con l'utente. È stato deciso di considerare per tutti i test il “SoC Display” poiché è il più conservativo. Infatti, per SoC prossimi al livello minimo il “SoC Display”, è più basso del “SoC Reale” della batteria. Viceversa, per SoC prossimi al livello massimo, il “SoC Display” è più alto del “SoC Reale” della batteria. Oltretutto, il “SoC Display” va precisamente da un valore minimo pari al 35% ad un valore massimo pari al 100%, invece il “SoC Reale” ha dei valori limite che possono leggermente cambiare ma senza mai raggiungere i valori 35% e 100%.

Di seguito sono descritti i test effettuati ed evidenziati i risultati principali.

6.2.1 Efficienza di conversione della colonnina

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è quello di valutare l'efficienza di conversione della colonnina sia in fase di carica (modalità G2V) che in modalità di scarica (V2G). in diverse condizioni operative. Si valuta come cambia l'efficienza al variare di tre parametri:

- Potenza scambiata;
- Stato di carica (SoC) della batteria;

- Tensione di rete (AC).

Procedura

Il sistema è stato avviato come riportato al paragrafo 6.2.

La procedura applicata è simile a quella riportata nel paragrafo 5.2.4, descritta dall'istituto NREL, ma implementando anche diverse misurazioni al variare degli stati di carica di partenza.

Non sono state effettuate valutazioni in merito alla dipendenza dalla temperatura esterna, la quale era pari a circa 25°C in ogni situazione di test analizzata.

I valori di potenza scambiata considerati sono stati precisamente: 3kW (potenza minima), 5 kW, 7 kW, 9 kW e P_{nom} (potenza nominale);

I valori dello stato di carica considerati sono stati: 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90%.

Le tensioni di rete AC considerate sono state: 250 V, 230 V, 200 V.

La potenza minima alla quale la colonnina può scaricare oppure ricaricare è 3 kW; invece la potenza massima (nonché nominale) di carica è pari ad 11 kW. La potenza massima di scarica è pari a 10 kW. È stato considerato un passo dei valori di potenza di 2 kW per evitare una sovrapposizione dei dati.

I valori massimi e minimi di tensione considerati sono nel range delle tensioni ammissibili da parte della colonnina, il cui range operativo in tensione concatenata è 340-440 V, con tensione nominale pari a 400 V. Si è pertanto voluto valutare l'efficienza a tre livelli di tensione: massima, nominale e minima. I livelli di tensione implementati nel sistema sono tensioni stellate, perché richieste dal modello Simulink.

Le tensioni di rete usate per i test (250 V, 230 V e 200 V), riportate in Tabella 12, sono leggermente più conservative rispetto a quella massima e minima ammissibili dalla colonnina per motivi di sicurezza.

Tabella 12. Valori di tensione limite e quelli applicati nel test di efficienza

	Tensione concatenata [V]	Tensione stellata [V]	Tensione usata nei test [V]
Tensione minima consentita	240	196,3	200
Tensione nominale colonnina	400	230,94	230
Tensione massima consentita	440	254,03	250

Per ognuno dei livelli di SoC indicati, sono stati imposti i tre livelli di tensione e per ognuno di questi è stata calcolata e registrata l'efficienza ad ogni livello di potenza. Ciò è stato ripetuto sia in fase di carica (G2V), che in fase di scarica (V2G).

Risultati

I grafici riportati nella Figura 12 e Figura 13 mostrano come varia l'efficienza della colonnina in base, rispettivamente, ai diversi livelli di carica e diversi livelli di scarica, al variare anche dello stato di carica della batteria. Ogni figura riporta le efficienze considerando anche i tre livelli di tensione di rete sia per la scarica che per la carica del veicolo.

Si nota come l'efficienza di conversione sia maggiore per potenze prossime a quella nominale in entrambe le modalità operative, inoltre più ci si allontana dalla potenza nominale della colonnina più l'efficienza scende rapidamente.

Si può verificare che quando la batteria ha un basso stato di carica l'efficienza è maggiore, ma va evidenziato che la dipendenza dell'efficienza dal SoC non è molto marcata: lo evidenzia il fatto che le curve dei diversi stati di carica sono abbastanza vicine tra di loro. Si evidenzia inoltre che solo nella modalità di scarica (V2G), l'efficienza di conversione per SoC minori del 65% è maggiore di circa l'1% rispetto all'efficienza per SoC maggiori del 65%.

Si nota come l'efficienza è più alta per valori di tensione elevati: infatti, è maggiore se la colonnina viene alimentata a 250 V rispetto che alla tensione nominale di 230 V.

Infine si evidenzia che l'efficienza di conversione in modalità di scarica (V2G) è sempre più alta rispetto alla modalità di carica (G2V), a parità di SoC e livello di potenza impostata.

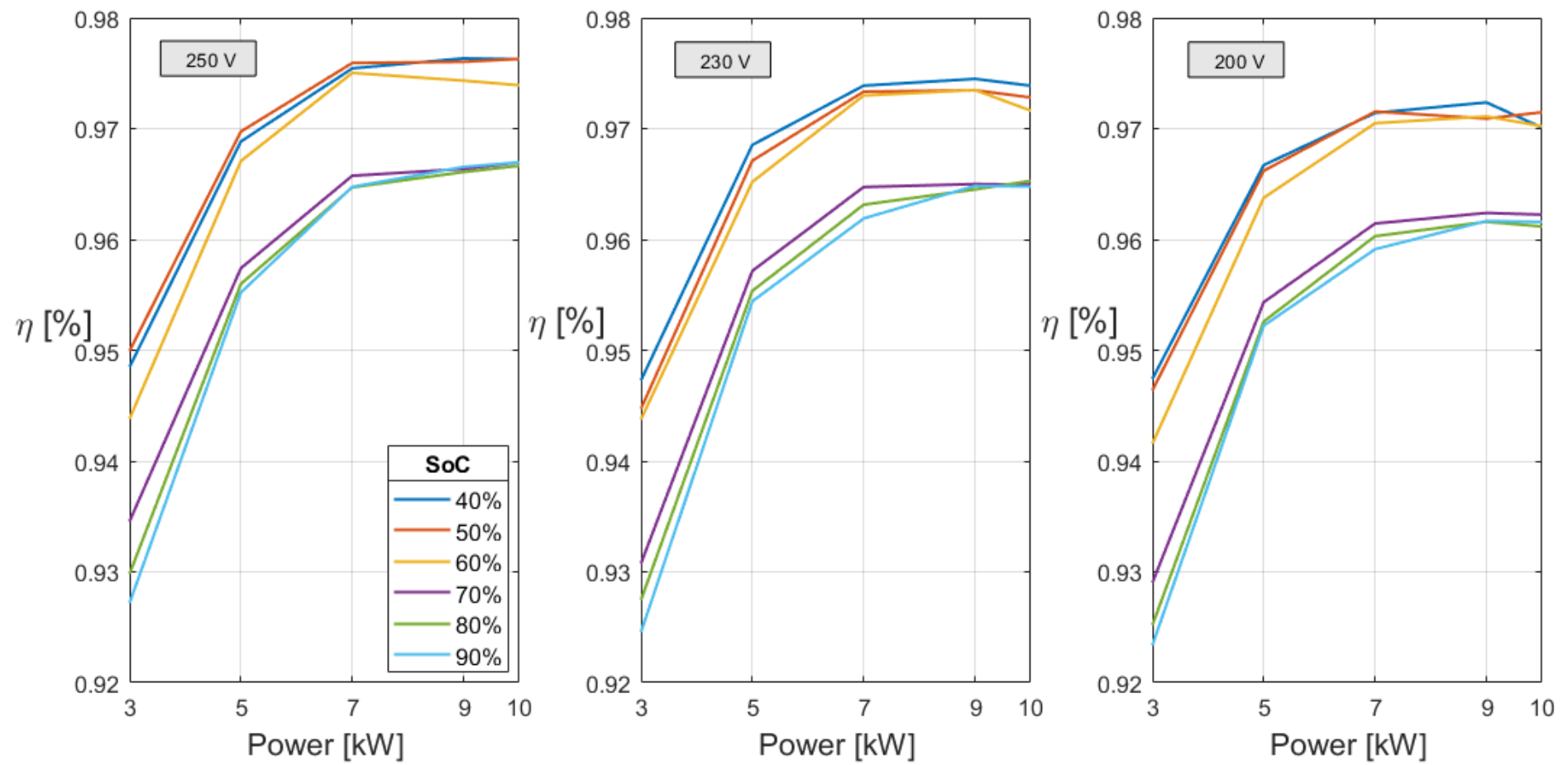


Figura 12. Efficienza in fase di V2G al variare di SoC e Potenza per diverse Tensioni di alimentazione

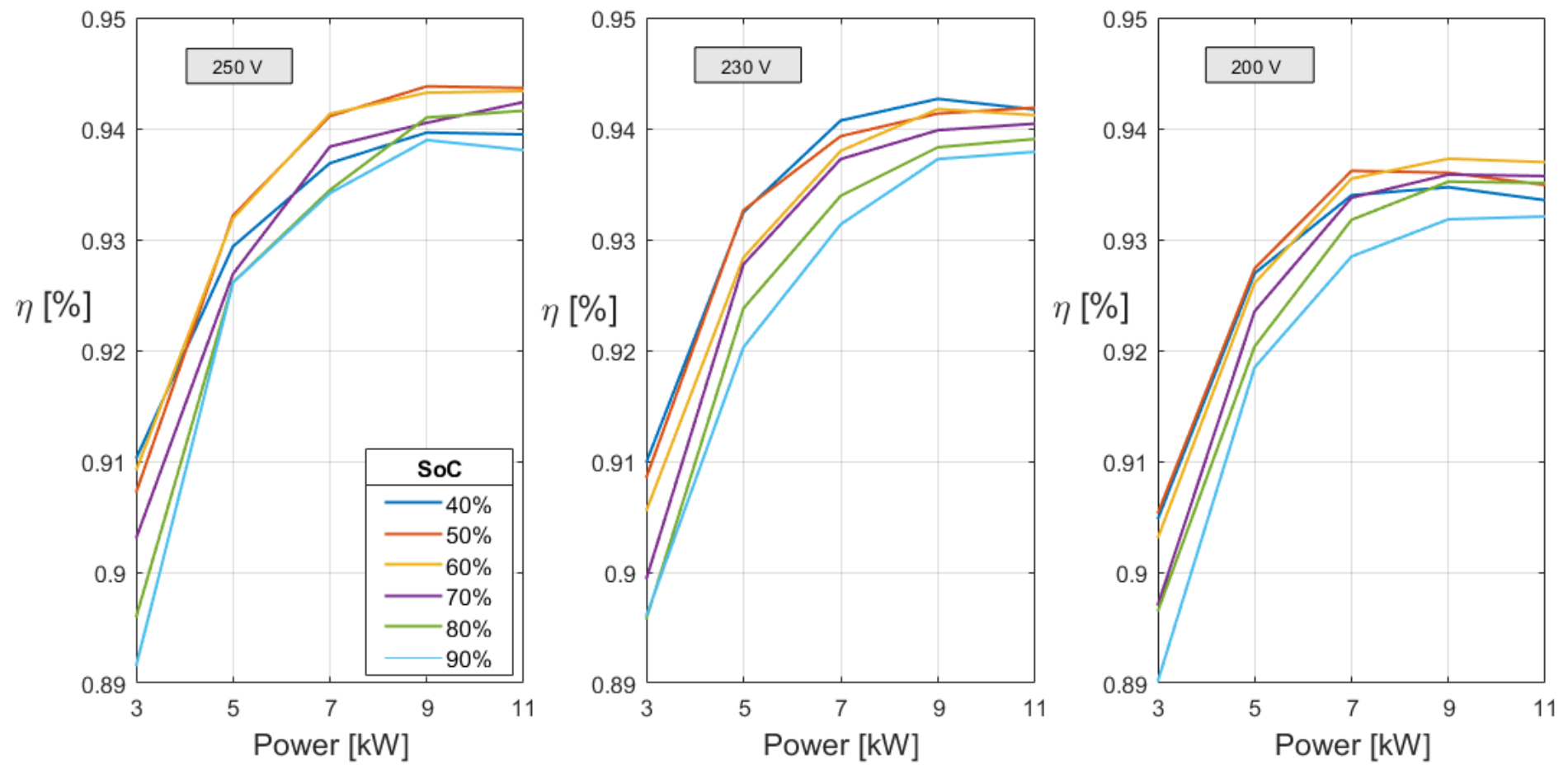


Figura 13. Efficienza in fase G2V al variare di SoC e Potenza per diverse Tensioni di alimentazione

La Figura 14 evidenzia maggiormente la relazione precedentemente descritta tra l'efficienza e la variazione di tensione di rete, ovvero che per tensioni più elevate l'efficienza è maggiore.

Sono stati riportati solo i grafici in modalità di scarica (V2G) e carica (G2V) a potenza nominale per evitare ridondanze; anche per gli altri livelli di potenza le conclusioni che emergono sono le medesime.

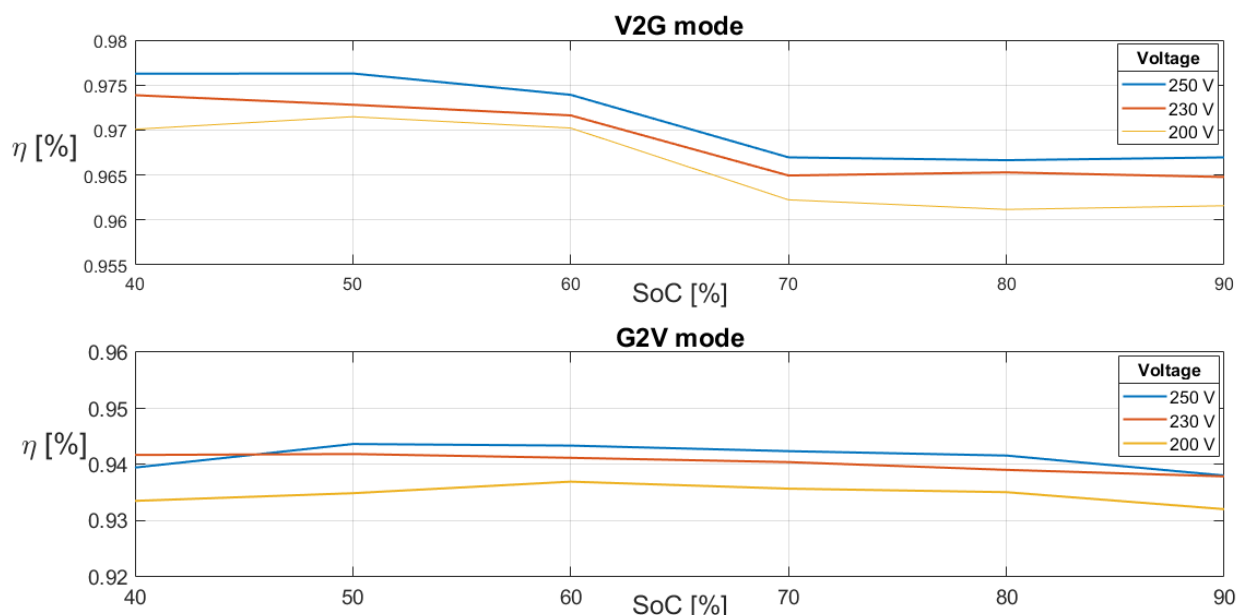


Figura 14. Efficienza in fase V2G e G2V a potenza nominale, al variare di SoC e Tensione di alimentazione

La Figura 15 offre un altro punto di vista dei grafici mostrati precedentemente e sono stati riportati solo i valori di efficienza in modalità di scarica (V2G) e di carica (G2V) al livello di tensione nominale, pari a 230 V.

La Figura 16 e la Figura 17 sono un ulteriore modo per comprendere la dipendenza dell'efficienza dal SoC e dalla potenza di carica/scarica. Sono state riportate solo le figure che rappresentano la scarica (V2G) e la carica (G2V) alla tensione nominale di 230 V.

Infine si evidenziano nella Tabella 13 i valori di efficienza più rilevanti emersi da questo test:

Tabella 13. Valori di efficienza più rilevanti

Efficienza	Valore	Potenza [kW]	SoC [%]	Tensione [V]
Massima a Tensione Nominale	0,9745	9	40	230
Media a Potenza Nominale in V2G	0,9689	10	-	230
Media a Potenza Nominale in G2V	0,9404	11	-	230
Massima in modalità G2V	0,9438	9	50	250
Massima in modalità V2G	0,9763	9	40	250
Minima in modalità G2V	0,8902	3	90	200
Minima in modalità V2G	0,9238	3	90	200

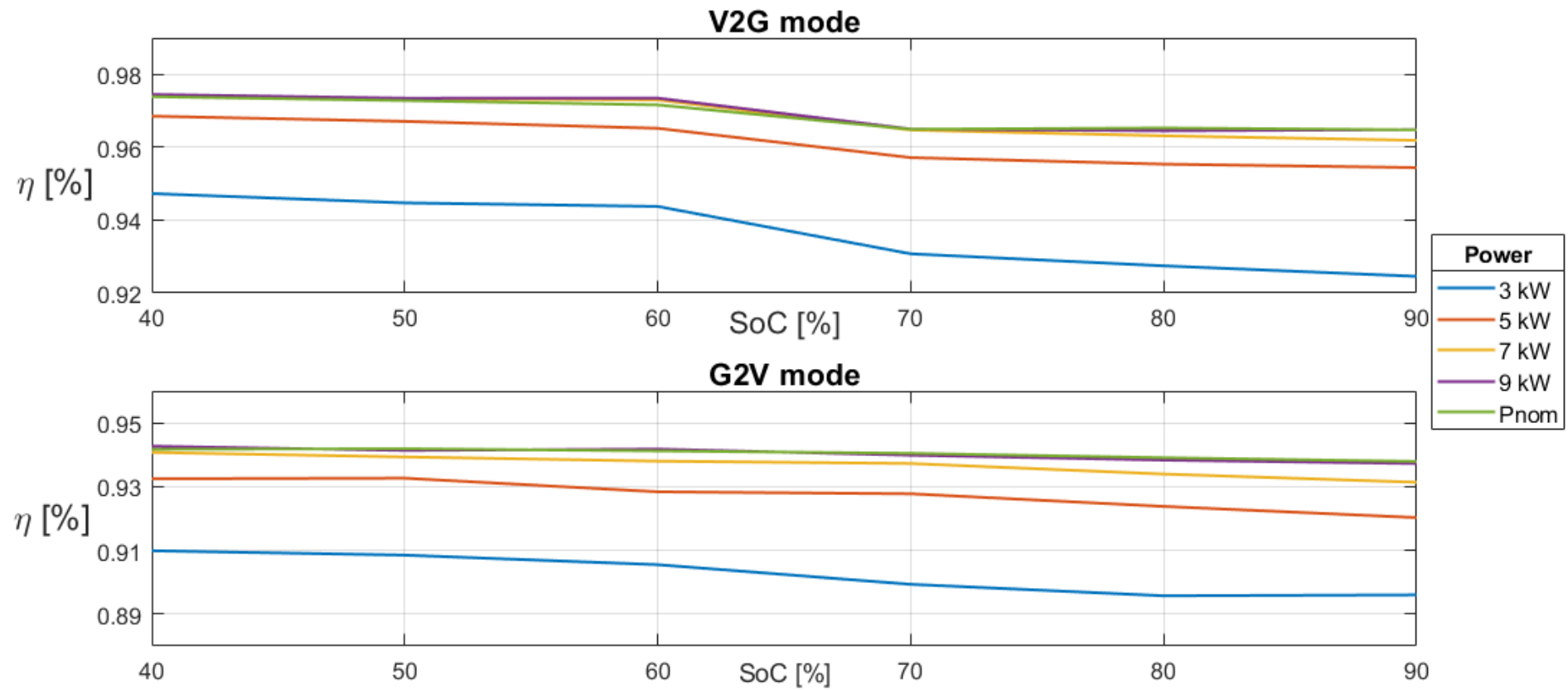


Figura 15. Efficienza in fase V2G e G2V a tensione nominale, al variare di SoC e Potenza

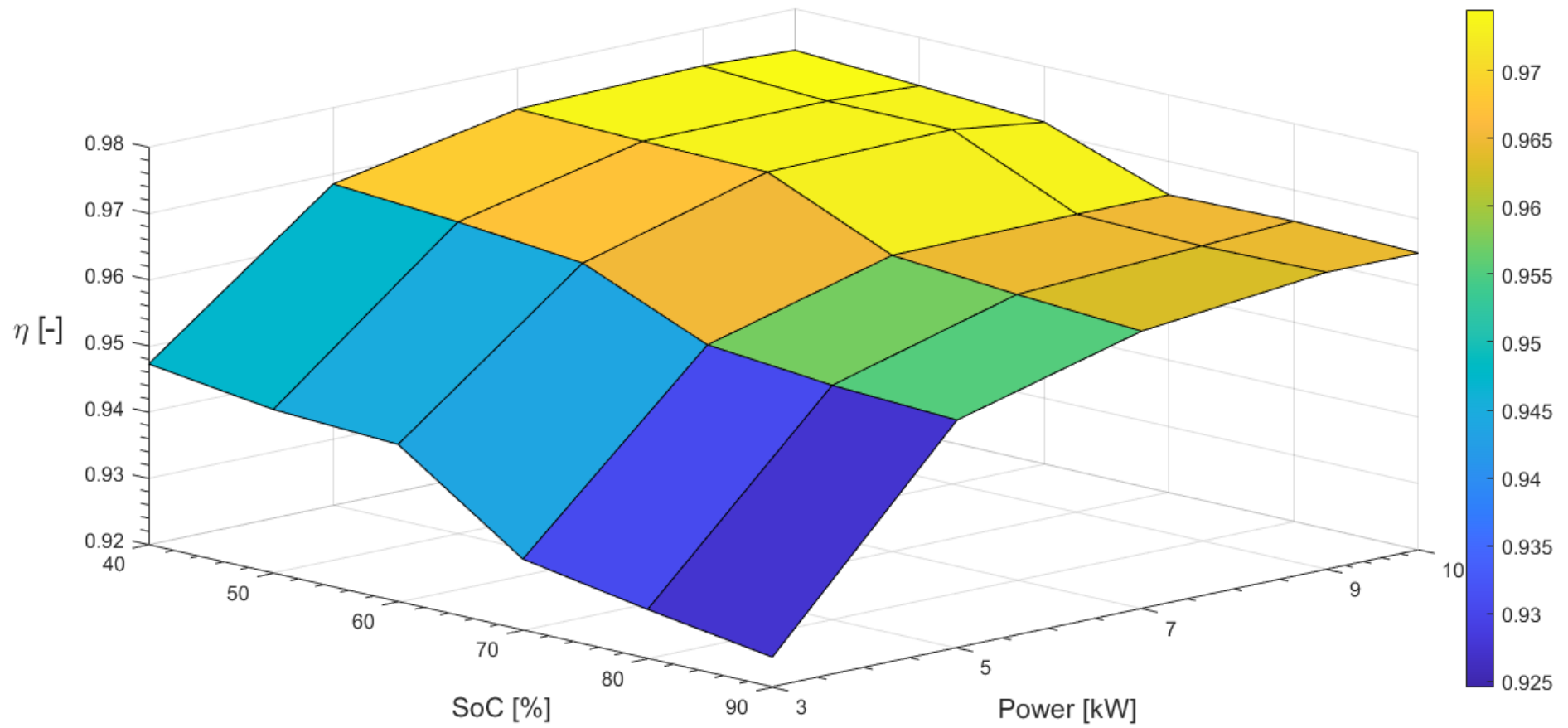


Figura 16. Colormap dell'efficienza in fase V2G a tensione nominale, al variare di SoC e Potenza

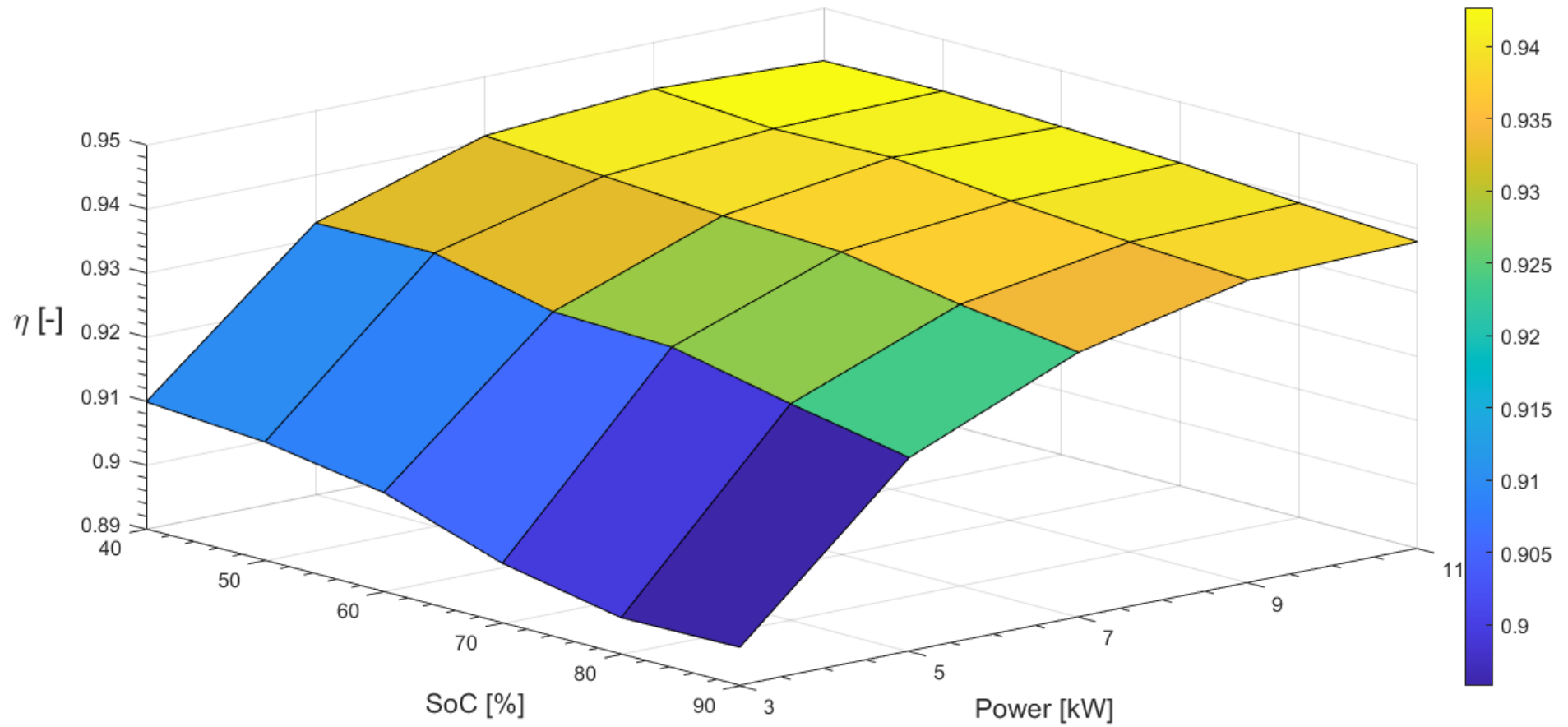


Figura 17. Colormap dell'efficienza in fase di G2V a tensione nominale, al variare di SoC e Potenza

6.2.2 Roundtrip Efficiency

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è valutare l'efficienza del sistema in un ciclo completo di carica e scarica: partendo dal valore minimo ammissibile di SoC della batteria, caricare fino al valore massimo di SoC e scaricare tornando al valore minimo.

Procedura

Il sistema è stato avviato come riportato al paragrafo 6.2.

La procedura dettagliata di tale test è indicata dalla norma IEC 62933-2-1:2018 [21] ed è stata precedente descritta nel paragrafo 5.2.4.

Il test è partito dal livello più basso di carica della batteria disponibile (SoC=35%) ed è stata eseguita una carica a potenza nominale (11 kW) fino al raggiungimento del SoC pari al 100%, valore in cui avviene l'autospegnimento del sistema di ricarica.

La scarica a potenza nominale (10 kW) viene impostata non appena si è completata la carica, per evitare autoconsumi elevati che falsificherebbero il test.

Quando il SoC raggiunge il 35% la scarica cessa istantaneamente ed il test è terminato.

La colonnina di ricarica resta connessa alla batteria, ma senza scambiare potenza.

La norma consiglia di ripetere il ciclo di test almeno due volte e considerare la media di valori di "roundtrip efficiency" registrati.

Il test invece è stato effettuato completamente soltanto una volta, in condizioni ambiente pari a:

- Temperatura ambiente $< 25^{\circ}\text{C}$;
- Altitudine < 1000 m;
- Umidità $< 95\%$.

Sono stati misurati i valori di energia scambiata dal sistema con la rete ($E_{AC_{G2V}}$ e $E_{AC_{V2G}}$), richiesti dalla norma e, in aggiunta, sono stati calcolati i valori di energia (in corrente continua) scambiati tra la colonnina e la batteria del veicolo elettrico ($E_{DC_{G2V}}$ e $E_{DC_{V2G}}$). Lo schema è riportato in Figura 18.

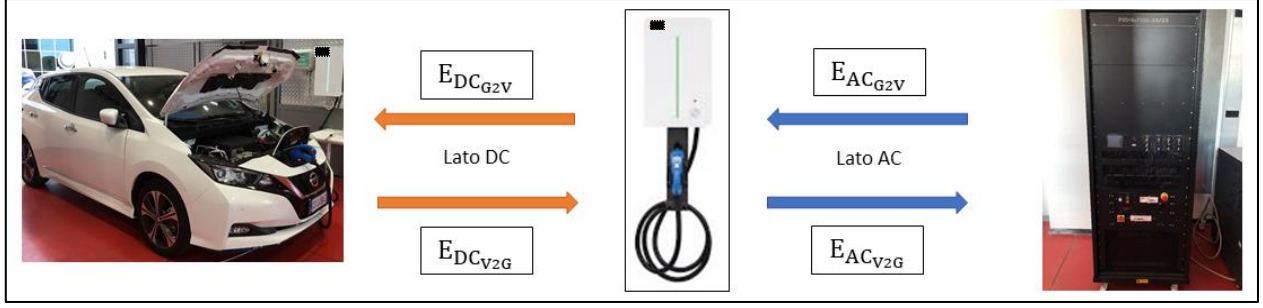


Figura 18. Energie misurate per il calcolo delle efficienze

Attraverso questi valori è possibile calcolare:

- “Roundtrip efficiency”;
- Efficienza della batteria;
- Efficienza della colonnina di ricarica.

La “roundtrip efficiency” del sistema è definita dalla norma come il rapporto tra l’energia totale in uscita (E_{ACV2G}) e l’energia totale in ingresso (E_{ACG2V}), considerando l’intero ciclo di carica e scarica eseguito alla potenza nominale. L’energia in ingresso è riferita alla carica (G2V), mentre quella in uscita è riferita alla scarica (V2G).

Quindi la “roundtrip efficiency” è calcolata tramite la Formula (7):

$$\eta_{RT} = \eta_{AC} = \eta_{WB} * \eta_{BATT} = \frac{E_{ACV2G}}{E_{ACG2V}} \quad (7)$$

L’efficienza della batteria è calcolata con la Formula (8):

$$\eta_{BATT} = \eta_{DC} = \frac{E_{DCV2G}}{E_{DCG2V}} \quad (8)$$

L’efficienza della colonnina (“WallBox” WB) di ricarica si può ricavare dalla Formula (9):

$$\eta_{WB} = \frac{\eta_{RT}}{\eta_{BATT}} \quad (9)$$

Le efficienze della colonnina in modalità di carica (G2V) e di scarica (V2G) sono state anche calcolate separatamente tramite le seguenti Formula (10) e Formula (11):

$$\eta_{WB_{G2V}} = \frac{E_{DCG2V}}{E_{ACG2V}} \quad (10)$$

$$\eta_{WB_{V2G}} = \frac{E_{ACV2G}}{E_{DCV2G}} \quad (11)$$

Ovviamente risulta che: $\eta_{WB} = \eta_{WB_{G2V}} * \eta_{WB_{V2G}}$.

Risultati

Le misurazioni, riportate in Tabella 14 hanno rilevato i seguenti valori di energia scambiata in fase di carica (G2V) ed in fase di scarica (V2G), sia lato AC che lato DC.

Tabella 14. Valori delle energie scambiate durante il test

CARICA	$E_{AC_{G2V}}$ [kWh]	36,653
	$E_{DC_{G2V}}$ [kWh]	34,317
SCARICA	$E_{DC_{V2G}}$ [kWh]	-33,390
	$E_{AC_{V2G}}$ [kWh]	-31,748

Applicando le formule precedentemente riportate per il calcolo delle diverse efficienze, si sono ottenuti i risultati mostrati in Tabella 15.

Tabella 15. Valori delle efficienze del sistema

Roundtrip efficiency Totale	η_{RT}	86,62%
Roundtrip efficiency Batteria	η_{BATT}	97,30%
Roundtrip efficiency Colonnina	η_{WB}	89,02%
Efficienza colonnina G2V	$\eta_{WB_{G2V}}$	93,63%
Efficienza colonnina V2G	$\eta_{WB_{V2G}}$	95,08%

I valori delle energie scambiate durante questo test sono riportati nella Figura 18 nella quale l'intera torta rappresenta l'energia totale in ingresso al sistema $E_{AC_{G2V}}$ ed i vari spicchi sono la ripartizione di tale energia.

Le perdite di energia maggiori avvengono nella colonnina in modalità di carica ($\Delta E_{WB_{G2V}}$), pari al 6% di quella iniziale. Le seconde sono dovute all'energia persa dalla colonnina in modalità di scarica ($\Delta E_{WB_{V2G}}$), pari al 4% dell'energia totale in ingresso. Le ultime perdite avvengono nella batteria (ΔE_{BATT}), pari al 3% dell'energia in ingresso.

Infine l'energia $E_{AC_{V2G}}$ è quella totale che esce dal sistema nella fase di scarica.

I valori delle perdite durante il "roundtrip efficiency" test sono riportate in Tabella 16.

Tabella 16. Perdite di energia durante la "roundtrip efficiency"

Perdite colonnina G2V	$\Delta E_{WB_{G2V}}$	$E_{AC_{G2V}} - E_{DC_{G2V}}$	2,335 kWh
Perdite colonnina V2G	$\Delta E_{WB_{V2G}}$	$E_{DC_{V2G}} - E_{AC_{V2G}}$	1,643 kWh
Perdite batteria	ΔE_{BATT}	$E_{DC_{G2V}} - E_{DC_{V2G}}$	0,927 kWh

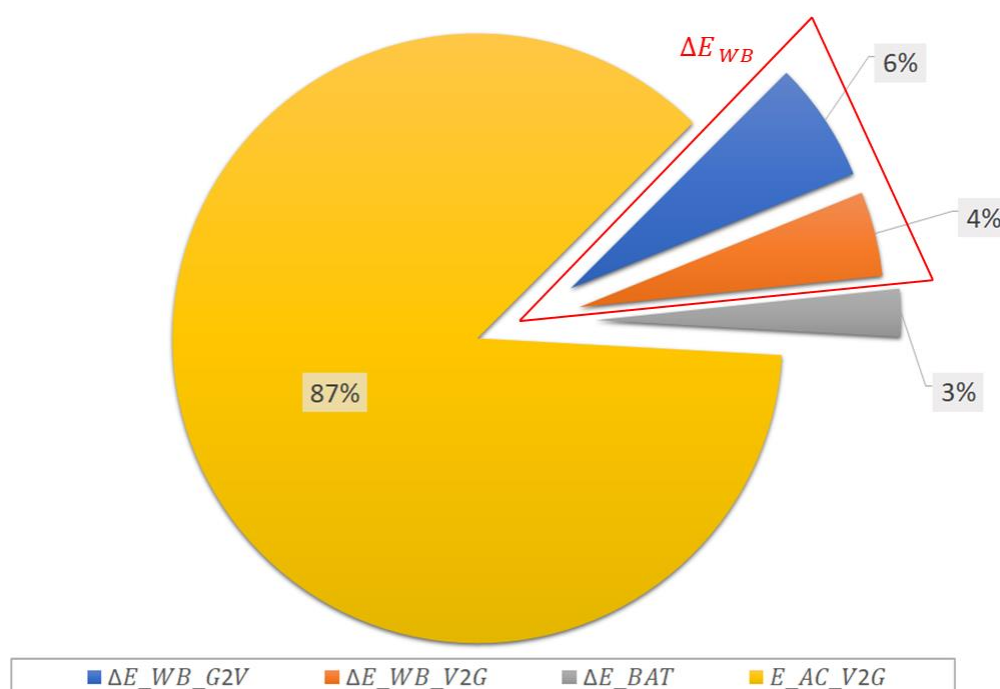


Figura 19. Perdite di energia durante il "roundtrip efficiency" test

Si nota, inoltre, come l'efficienza di conversione della colonnina in modalità di scarica (V2G) sia più elevata di quella in modalità di carica (G2V), confermando i risultati emersi dal test sull'efficienza di conversione precedentemente riportato.

È interessante rilevare che appena si è raggiunto un SoC pari al 90%, sia iniziato il processo di "derating" che verrà meglio approfondito nella prossima sezione.

Per valori di SoC prossimi a quello massimo (sopra il 95%), la potenza di carica a volte è scesa a valori molto bassi, prossimi a zero, per poi risalire leggermente, fino all'autospegnimento della colonnina una volta raggiunto il livello di carica massimo.

Durante questo test sono state misurate la potenza nominale in ingresso alla colonnina e la potenza nominale in uscita dalla colonnina nelle due modalità operative, in modo da valutare le perdite di conversione ed efficienze puntuali della colonnina in fase di carica e di scarica.

In particolare, si è notato che i rendimenti G2V e V2G della colonnina sono decrescenti nel tempo e che il rendimento in fase di scarica ha avuto una decrescita maggiore rispetto all'altro.

I risultati, riportati nella Tabella 17 e Tabella 18, evidenziano che il ΔP , ovvero le perdite causate dalla conversione, aumentano con il passare del tempo, a parità di potenza, a causa dell'aumento graduale della temperatura della colonnina che ne condiziona il funzionamento. Più precisamente la perdita ΔP , nella modalità G2V, parte da un valore iniziale di circa 645 W, per poi aumentare fino al valore di 722 W prima dell'inizio del "derating" e successivamente decrescere poiché si riduce la

potenza trasmessa dalla colonnina. La fase di “derating” è evidenziata in grigio nella Tabella 17.

Nella modalità V2G, invece, la perdita ΔP parte da un valore iniziale di circa 375 W per aumentare continuamente fino al valore di 938 W. L’aumento ha una crescita più rapida rispetto alla fase di carica, poiché in questo caso la temperatura cresce più rapidamente in quanto la fase di scarica è avvenuta subito dopo quella di carica e la colonnina non ha avuto il tempo di raffreddarsi.

Si nota che le perdite nella fase di carica (G2V) partono da un valore più elevato rispetto al valore di partenza delle perdite nella fase di scarica (V2G). Ciò implica che le perdite totali misurate nel periodo totale di carica ($\Delta E_{WB_{V2G}}$) sono comunque maggiori rispetto a quelle del periodo completo di scarica ($\Delta E_{WB_{V2G}}$), sebbene queste ultime abbiamo un aumento più elevato durante il processo.

Tabella 17. Andamento efficienza colonnina in fase di carica

ΔP_{G2V} [W]	SoC [%]	η_{WB_G2V}	Time
645,08	35	94,13	00:00
648,51	40	94,09	00:10
651,26	42	94,06	00:20
657,32	46	94,01	00:30
657,03	49	94,01	00:40
665,21	52	93,94	00:50
665,07	55	93,93	01:00
668,73	59	93,90	01:10
673,84	62	93,85	01:20
680,05	65	93,80	01:30
672,61	68	93,86	01:40
681,14	71	93,79	01:50
687,16	74	93,73	02:00
682,71	77	93,77	02:10
685,41	80	93,75	02:20
688,04	83	93,72	02:30
696,91	86	93,64	02:40
722,05	89	93,41	02:50
711,09	92	93,51	03:00
608,21	95	93,43	03:10
379,29	96	91,12	03:20
320,36	97	85,67	03:30
330,74	97	87,24	03:40
268,14	98	80,84	03:44
			3h 44min

Tabella 18. Andamento efficienza colonnina in fase di scarica

ΔP_{V2G} [W]	SoC [%]	η_{WB_V2G}	Time
374,39	98	96,36	00:00
379,56	97	96,30	00:10
375,05	94	96,35	00:20
372,93	91	96,37	00:30
367,45	88	96,42	00:40
369,12	85	96,40	00:50
367,00	82	96,42	01:00
372,21	79	96,37	01:10
374,24	76	96,35	01:20
391,89	72	96,18	01:30
412,62	69	95,98	01:40
446,34	66	95,65	01:50
494,47	62	95,18	02:00
544,10	59	94,69	02:10
598,71	56	94,16	02:20
641,58	52	93,74	02:30
689,70	49	93,26	02:40
743,40	45	92,73	02:50
810,20	41	92,08	03:00
906,45	37	91,14	03:10
938,25	35	90,83	03:15
			3h 15min

Il test è stato ripetuto una seconda volta per verificare la dipendenza delle efficienze della colonnina dalla temperatura.

Ma nella seconda prova, i rendimenti della colonnina in fase di carica e di scarica si sono mantenuti circa costanti per tutto il tempo di prova, sebbene la temperatura sia aumentata da un valore iniziale di 35°C ad un valore finale di 63,5°C al completamento del ciclo.

In questa prova il rendimento in carica, $\eta_{WB_{G2V}}$, ha mantenuto per tutto il periodo un valore nell'intorno di $93,3 \pm 0,2$ %.

Invece il rendimento in scarica, $\eta_{WB_{G2V}}$, è stato di $96,6 \pm 0,2$ %.

È da precisare che questa volta, a differenza della prima prova, è stata effettuata prima la fase di scarica e poi la fase di carica.

6.2.3 Tempo di carica

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è valutare il tempo impiegato dal sistema per caricare completamente la batteria partendo dal livello di carica minimo a potenza nominale di carica e tensione nominale di rete.

Procedura

La procedura applicata è simile a quella riportata nel paragrafo 5.2.5, descritta dall'istituto NREL. A differenza di tale procedura, il test è stato eseguito soltanto partendo dallo stato di carica minimo ammissibile e senza nessun controllo sulla temperatura ambiente.

È stata avviata la carica partendo dal SoC minimo della batteria (35%) fino ad arrivare alla carica completa alla quale avviene l'autospegnimento della colonnina di ricarica.

La carica è avvenuta a potenza nominale (11 kW) e a tensione di rete nominale (230 V).

Ogni 10 minuti sono stati registrati i valori di:

- Corrente;
- Tensione;
- Potenza lato AC;
- Potenza lato DC.

È stato valutato il tempo complessivo per eseguire la prova, da quando è partita effettivamente la carica finché non è stato raggiunto il SoC massimo al quale è avvenuto l'autospegnimento della colonnina di ricarica.

Risultati

I risultati del test, riportati nella Tabella 17 precedente, mostrano che il tempo di carica complessivo è stato di 3 ore e 44 minuti. In particolare dopo 3 ore e 10 minuti è iniziato il processo di “derating” della potenza (evidenziato in grigio nella tabella) che ha iniziato a decrescere rispetto al suo valore nominale.

Si nota come l'aumento della temperatura causa un aumento delle perdite, e quindi una riduzione del rendimento.

6.2.4 Tempo di scarica

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è valutare il tempo impiegato dal sistema per scaricare completamente la batteria partendo dal livello di carica massimo a potenza nominale di scarica e tensione nominale di rete.

Procedura

La procedura applicata è simile a quella riportata nel paragrafo 5.2.5, descritta dall'istituto NREL. A differenza di tale procedura, il test è stato eseguito soltanto partendo dallo stato di carica massimo ammissibile e senza nessun controllo sulla temperatura ambiente.

È stata avviata la scarica partendo dal SoC massimo della batteria (100%) fino ad arrivare alla scarica completa, quando il SoC raggiunge il valore del 35%.

La scarica è avvenuta a potenza nominale (10 kW) e a tensione di rete nominale (230 V).

Ogni 10 minuti sono stati registrati i valori di:

- Corrente;
- Tensione;
- Potenza lato AC;
- Potenza lato DC.

È stato valutato il tempo complessivo per eseguire la prova, da quando è partita effettivamente la scarica finché non è stato raggiunto il SoC minimo di 35% e il valore di potenza è diventato costantemente pari a zero.

Risultati

I risultati del test, riportati nella Tabella 18 precedente, mostrano che il tempo di scarica complessivo è stato di 3 ore e 10 minuti.

Il tempo di scarica completa è inferiore al tempo di carica e il processo di “derating” che avviene durante la carica non influenza tale risultato, in quanto la carica per l'intero periodo di 3 ore e 15 minuti avviene a potenza costante (11 kW).

Nella fase di scarica (V2G) l'incremento della temperatura più elevato e pertanto le perdite crescono più velocemente con il passare del tempo.

6.2.5 Processo di “Derating”

Obiettivo

L’obiettivo di questo test è quello di caratterizzare e descrivere il fenomeno di “detering” che avviene durante il processo di carica e di scarica della batteria.

Procedura

Come per il test per la valutazione della “roundtrip efficiency”, paragrafo 6.2.2, il test è partito dal livello più basso di carica della batteria disponibile (SoC=35%) ed è stata eseguita una carica a potenza nominale (11 kW) fino al raggiungimento del SoC pari al 100%, valore in cui avviene l’autospegnimento del sistema di ricarica.

La scarica a potenza nominale (10 kW) viene impostata non appena si è completata la carica, per evitare autoconsumi elevati che falsificherebbero il test.

Quando il SoC raggiunge il 35% la scarica cessa istantaneamente ed il test è terminato.

Risultati

Il veicolo elettrico usato per i test, Nissan Leaf, utilizza una batteria a ioni di litio.

Il sistema di controllo di questo tipo di batterie applica il processo di “derating” (o “depowering”) per salvaguardare la vita utile della batteria.

Il processo di “derating” consiste in una graduale riduzione della potenza di carica o di scarica della batteria quando ci si avvicina al SoC limite (superiore per la carica ed inferiore per la scarica).

Come mostrato in Figura 20, il profilo di carica è quello tipico delle batterie a ioni di litio, denominato CC-CV (Costant Current - Constant Voltage).

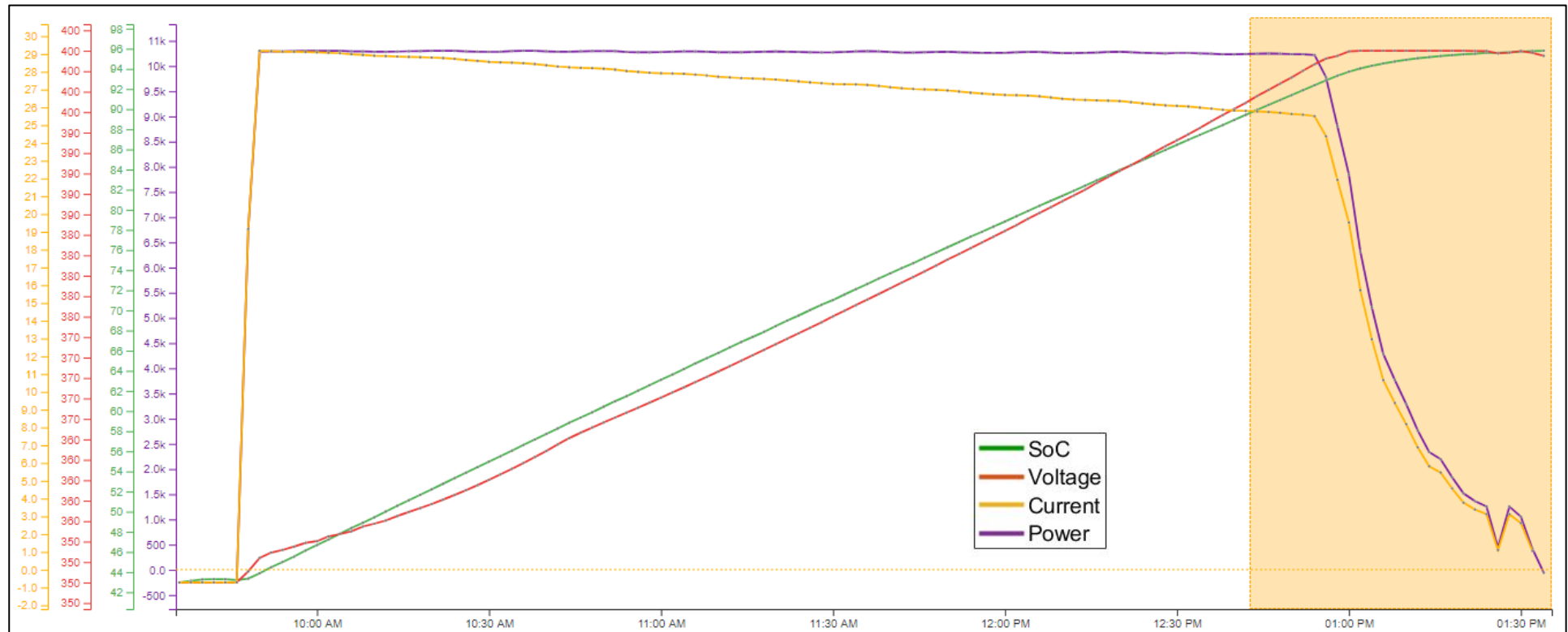
Infatti durante la prima parte della carica la potenza è sempre al suo valore nominale (11 kW) fino al 94 % di carica e si può dire che la carica avviene circa a corrente costante (CC), anche se in realtà decresce leggermente.

Successivamente inizia il processo di “derating” durante il quale la potenza gradualmente cala fino ad arrivare al punto di completamento della carica (SoC pari al 100%) al quale avviene l’autospegnimento della colonnina di ricarica. Durante questo periodo la carica avviene a tensione costante (CV).

Si nota inoltre come, nell’ultimo periodo della fase di scarica, si sia avuta una riduzione più brusca della potenza, che è arrivata a valori prossimi allo zero per poi risalire e completare la carica. Questi fenomeni non sono per nulla rari e dipendono sempre dal sistema di gestione della batteria che modula la potenza in ingresso per salvaguardare la batteria stessa.

La Figura 21 mostra invece la fase di scarica durante la quale la potenza di scarica è sempre costante e non è presente nessun processo di “derating”.

Si nota che durante la scarica, la corrente cresce leggermente in modulo, invece la tensione decresce linearmente con la riduzione del SoC dal valore massimo (98%) al valore minimo (35%), non chiaramente individuabili nell’immagine che racchiude tutto il processo di scarica.



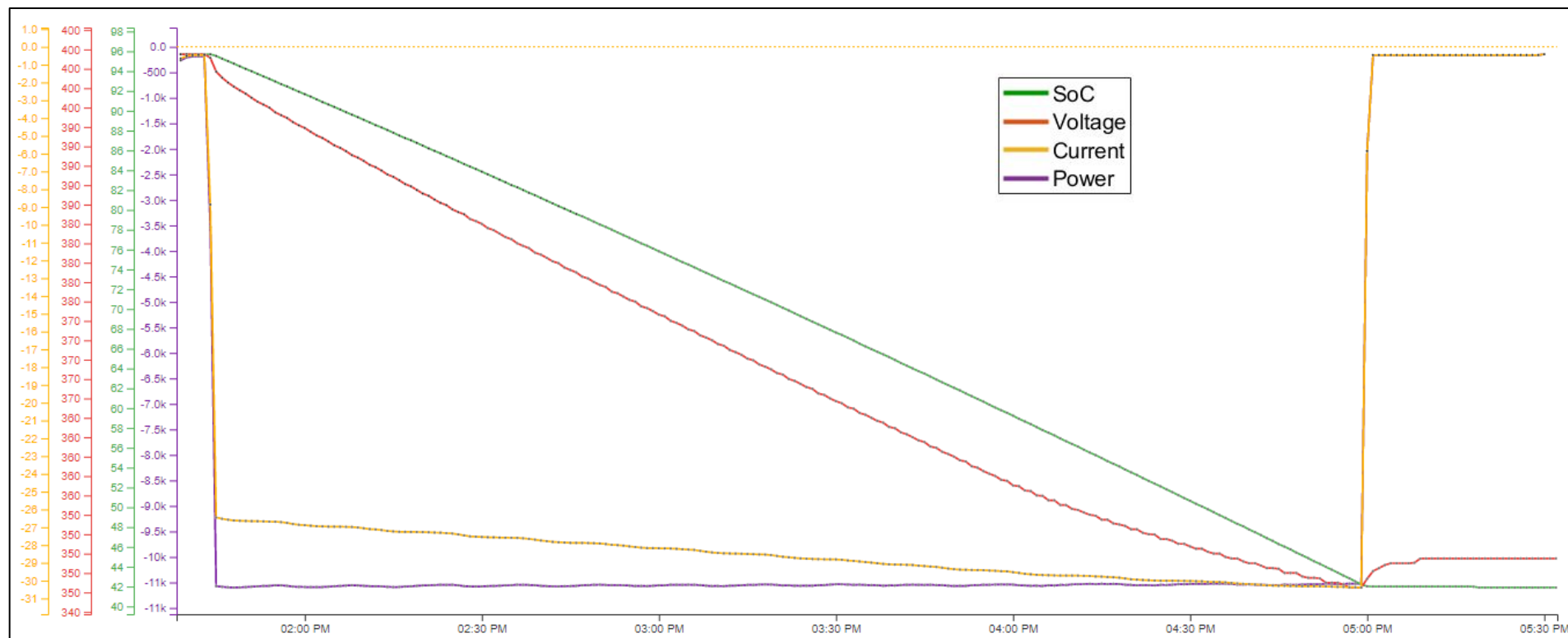


Figura 21. Fase di scarica (V2G) completa

6.2.6 Test sulla potenza continuativa in uscita dal sistema V2G

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è quello di valutare che in fase di scarica a potenza nominale, in un certo intervallo di tempo, il valore di potenza non si discosti troppo dal valore di potenza nominale e, inoltre, si vuole identificare il valore minimo di potenza registrato (massimo scostamento dal valore nominale).

Procedura

Il sistema è stato avviato come riportato al paragrafo 6.2.

La procedura per eseguire questo test è indicata nella norma IEC 62933-2-1:2018 [21] e descritta nel paragrafo 5.2.2. Tale norma prevede di valutare che per l'intero periodo di scarica a potenza nominale l'effettivo valore di potenza in uscita registrato non si discosti di più del 2% dal valore nominale.

Invece la procedura di test descritta dall'istituto NREL per questo test, riportata nel paragrafo 5.2.2, prevede di misurare, durante il periodo di scarica a potenza nominale, il valore più basso raggiunto realmente dalla potenza in uscita in diverse condizioni operative, più precisamente al variare della temperatura ambiente e della tensione di alimentazione.

Il test è stato eseguito in diverse condizioni operative, ovvero per tensioni di rete pari a 200 V, 230 V e 250 V senza il controllo della temperatura ambiente.

Partendo dallo stato di carica massimo (100%), è stata eseguita la scarica completa della batteria a potenza nominale (10kW) e sono stati registrati i seguenti valori ogni 10 secondi:

- Tempo
- Potenza in uscita (AC) e in ingresso (DC);
- Corrente in ingresso (AC) e in uscita (DC);
- Tensione in ingresso (AC) e in uscita (DC).

Risultati

I risultati dei test, riportati in Tabella 19, evidenziano che per durante il test con tensione pari a 230 V, la potenza in uscita (P_{AC}) dalla colonnina non si è mai discostata dal valore nominale (10 kW) per più del 2%, pertanto il vincolo della norma IEC 62933-2-1:2018 è rispettato. Il test a tensione nominale è terminato quando è stato raggiunto il SoC minimo pari al 35%.

Si è valutato che il discostamento massimo della potenza nominale in uscita dalla colonnina è pari a 1,15% della potenza nominale. Tale valore coincide proprio con il valore minimo di potenza raggiunto dal sistema, pari a 9,884 kW (dopo 2:15 ore dall'avvio) che doveva essere valutato secondo la procedura proposta dall'istituto NREL.

Anche durante il test con la tensione di 250 V, la potenza in uscita (P_{AC}) dalla colonnina non si è mai discostata dal valore nominale (10 kW) per più del 2%: in particolare, lo scostamento massimo è stato dello 0,96%, che equivale ad una potenza minima di 9,903 kW registrato dopo 5 minuti e 30 secondi dall'inizio della prova. La prova è terminata dopo soltanto 7 minuti e 30 secondi poiché il sistema è entrato in protezione.

Durante il test con la tensione di 200 V, invece, la potenza in uscita (P_{AC}) dalla colonnina ha superato il valore massimo del 2 % della potenza nominale concesso dalla norma. Infatti, lo scostamento massimo stato pari dell'8,66%, per un valore di potenza di 9,134 kW, che si è mantenuto circa costante per gli ultimi 2 minuti della prova prima che il sistema di entrasse in protezione e successivo spegnimento. La durata totale della prova è stata di 13 minuti.

Tabella 19. Valori di potenza minima in uscita dal sistema in modalità V2G, alla potenza nominale

Tensione [V]	P_{min} uscita [kW]	Max Scostamento %	Motivo fine test
200	9,134	8,66%	Autospegnimento
230	9,884	1,15%	Completamento scarica
250	9,903	0,97 %	Autospegnimento

6.3 Test di interconnessione con la rete

6.3.1 Fattore di Potenza

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è quello di calcolare il fattore di potenza durante la carica e la scarica della batteria del veicolo elettrico, in diverse condizioni operative, e verificare che siano rispettati i requisiti minimi sul fattore di potenza imposti dalla norma IEC 61727:2004 [22], precedentemente elencati nel paragrafo 5.3.1.

In particolare, il fattore di potenza deve essere superiore a 0,9 per potenze maggiori del 50% della potenza nominale dell'inverter.

Per il sistema in analisi, la potenza nominale in modalità di scarica (V2G) è pari a 10 kW, mentre per la modalità di carica (G2V) è pari a 11 kW.

Procedura

Il sistema è stato avviato come riportato al paragrafo 6.2.

È stato valutato il fattore di potenza sia in modalità di scarica (V2G) che in modalità di carica (G2V), al variare di tre parametri:

- Potenza scambiata;
- Stato di carica (SoC) della batteria;
- Tensione di rete (AC).

La scelta dei valori di tali parametri è stata giustificata già nel precedente test sull'efficienza.

I valori di potenza scambiata considerati sono stati precisamente: 3kW (potenza minima), 5 kW, 7 kW, 9 kW e P_{nom} (pari a 10 kW per la modalità V2G e a 11 kW per quella G2V).

I valori dello stato di carica considerati sono stati: 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90%.

Le tensioni di rete AC considerate sono state: 250 V, 230 V, 200 V.

Risultati

I risultati del test mostrano che le richieste della normativa sui valori minimi del fattore di potenza vengono rispettate, pertanto il test può ritenersi superato.

Per di più, il fattore di potenza supera il valore minimo di 0,9 per qualsiasi livello di potenza (anche inferiore al 50%), in entrambe le modalità di funzionamento (carica e scarica), a qualsiasi livello di tensione di rete e partendo da qualsiasi SoC della batteria.

I grafici riportati in Figura 22 e Figura 23 mostrano che non c'è una chiara relazione tra il fattore di potenza e lo stato di carica (SoC) della batteria, in quanto le curve a diversi SoC non sono ben distinguibili.

Al contrario, la dipendenza del fattore di potenza rispetto alla potenza scambiata è chiara: infatti, per potenze superiori al 50% della potenza nominale, il fattore di potenza è molto più alto rispetto ai valori più bassi di potenza. Inoltre, anche a potenze più alte, al crescere di queste ultime il fattore di potenza è maggiore, sebbene con una variazione molto meno ripida.

La Figura 22 mostra l'andamento del fattore di potenza in modalità di scarica (V2G) e di carica (G2V) alla tensione di rete di 230 V.

Soltanto per completezza, la Figura 23 mostra invece l'andamento del fattore di potenza in modalità di scarica (V2G) e di carica (G2V) alla tensione sia di 250 V che di 200 V.

Le valutazioni che si possono fare a diversi livelli di tensione sono le medesime.

Le linee tratteggiate evidenziano le soglie del 50% potenza nominale indicate dalla norma.

Il valore più basso del fattore di potenza emerso è pari a 0,997 ed è stato registrato durante una scarica alla potenza di 5 kW, partendo dal 60% di SoC e con una tensione di rete di 250 V.

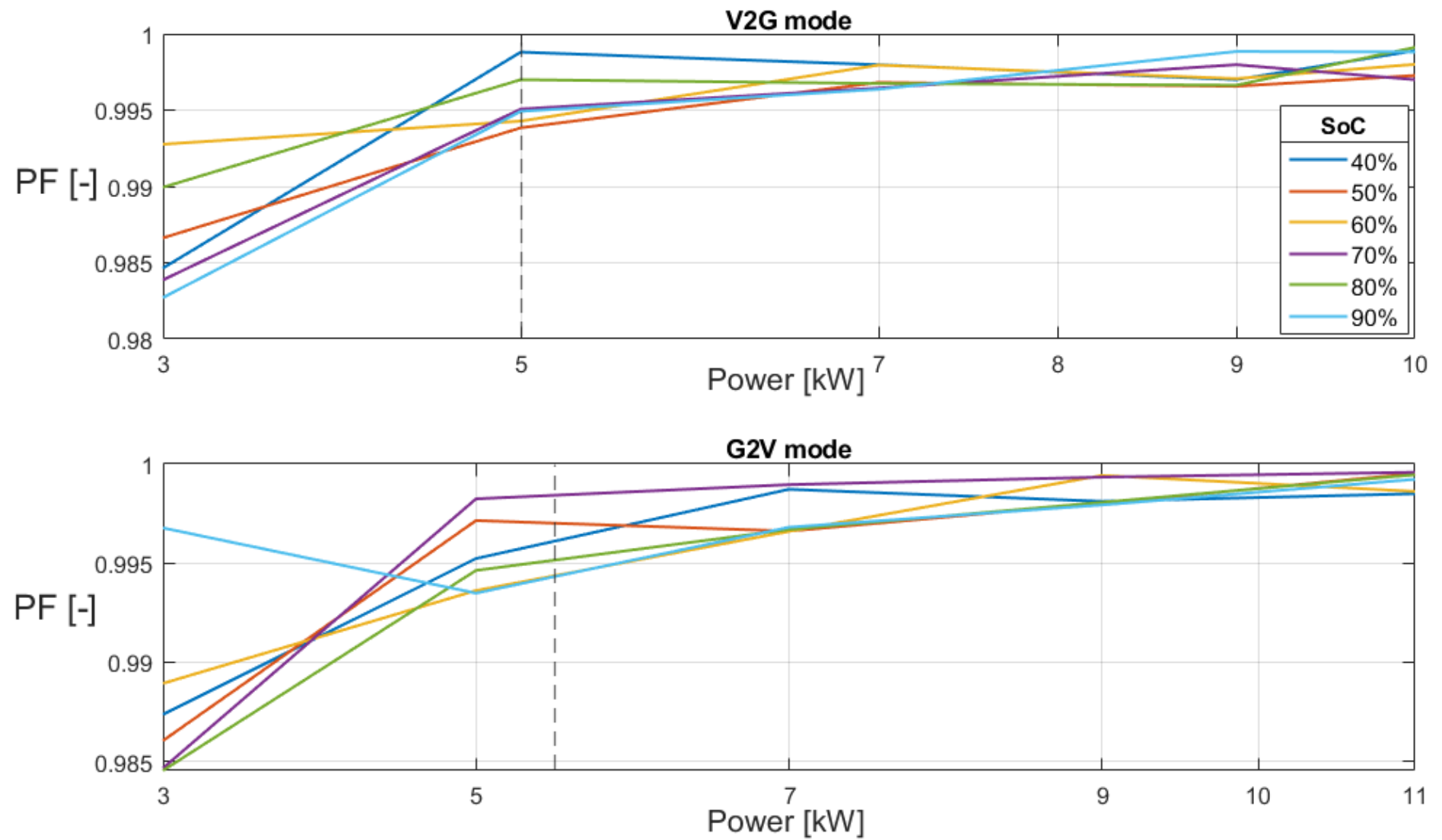


Figura 22. Fattore di potenza in fase di scarica (V2G) e carica (G2V) alla tensione nominale, al variare della Potenza e del SoC

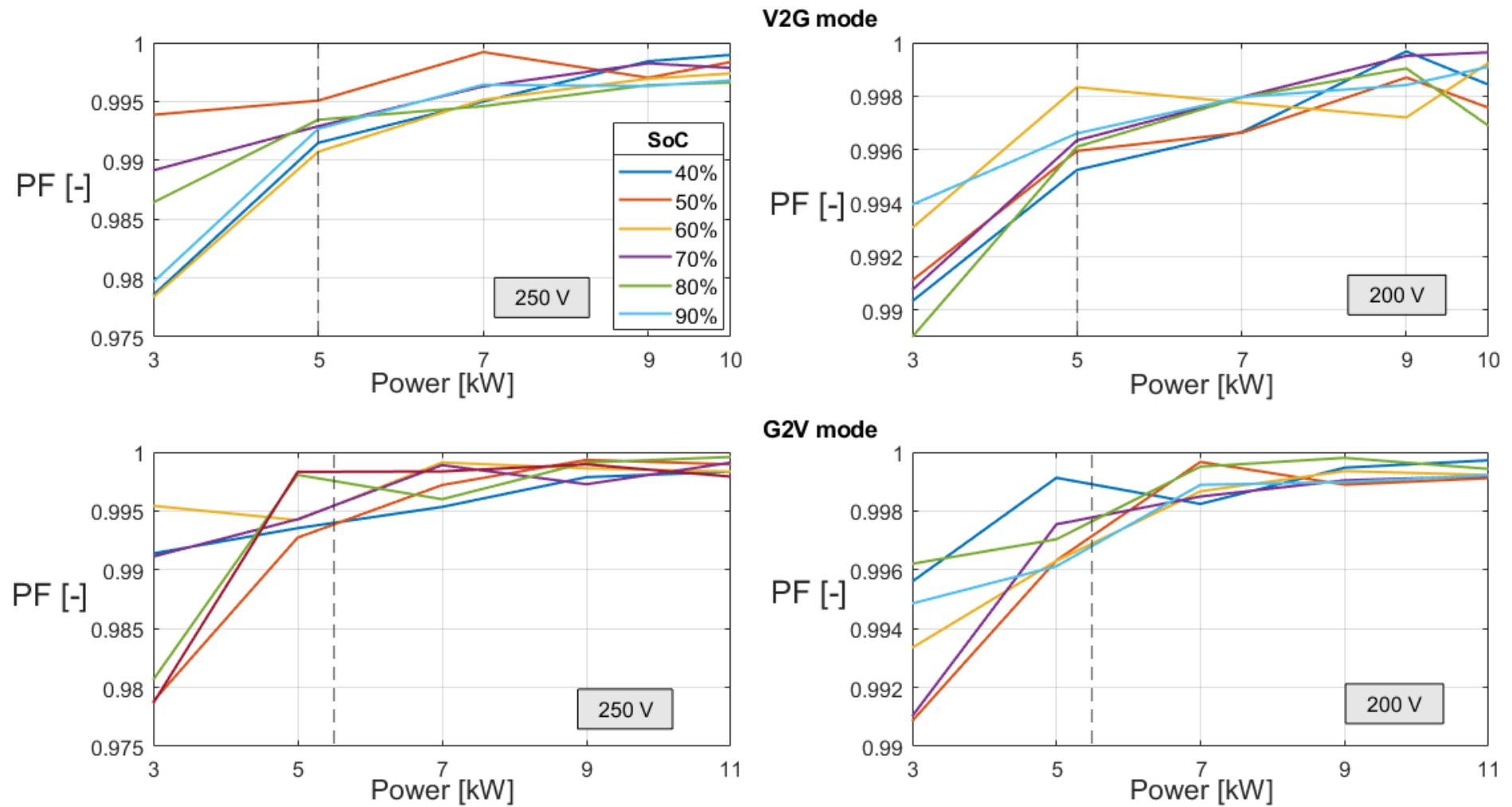


Figura 23. Fattore di potenza in fase di scarica (V2G) e carica (G2V) a tensione anormali, al variare della Potenza e del SoC

6.3.2 Contenuto armonico delle correnti

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è quello di valutare il contenuto armonico delle correnti trifase, sia in modalità di carica che di scarica, e verificare che rispettino i limiti indicati dalla norma IEC 62933-2-1:2018 [21], precedentemente riportati nel paragrafo 5.3.3.

Procedura

La procedura prevede di avviare il sistema, come riportato al paragrafo 6.2, ed alimentarlo alla tensione nominale. Il sistema deve operare in condizione di potenza nominale.

Sono stati campionati e registrati, tramite il sistema di acquisizione dati, le correnti trifase, sia in fase di carica (G2V) che in fase di scarica (V2G)

La finestra di acquisizione dati è stata di 2 secondi, con una frequenza di campionamento pari a 20000 campioni al secondo, ottenendo una risoluzione pari a 0,5 Hz.

Risultati

La Figura 24 mostra lo spettro armonico di una delle tre correnti, in modalità di carica (G2V). In rosso è stato delineato il limite per ogni valore di armonica ammesso dalla norma.

I risultati in fase di carica sono gli stessi anche per le altre due correnti.

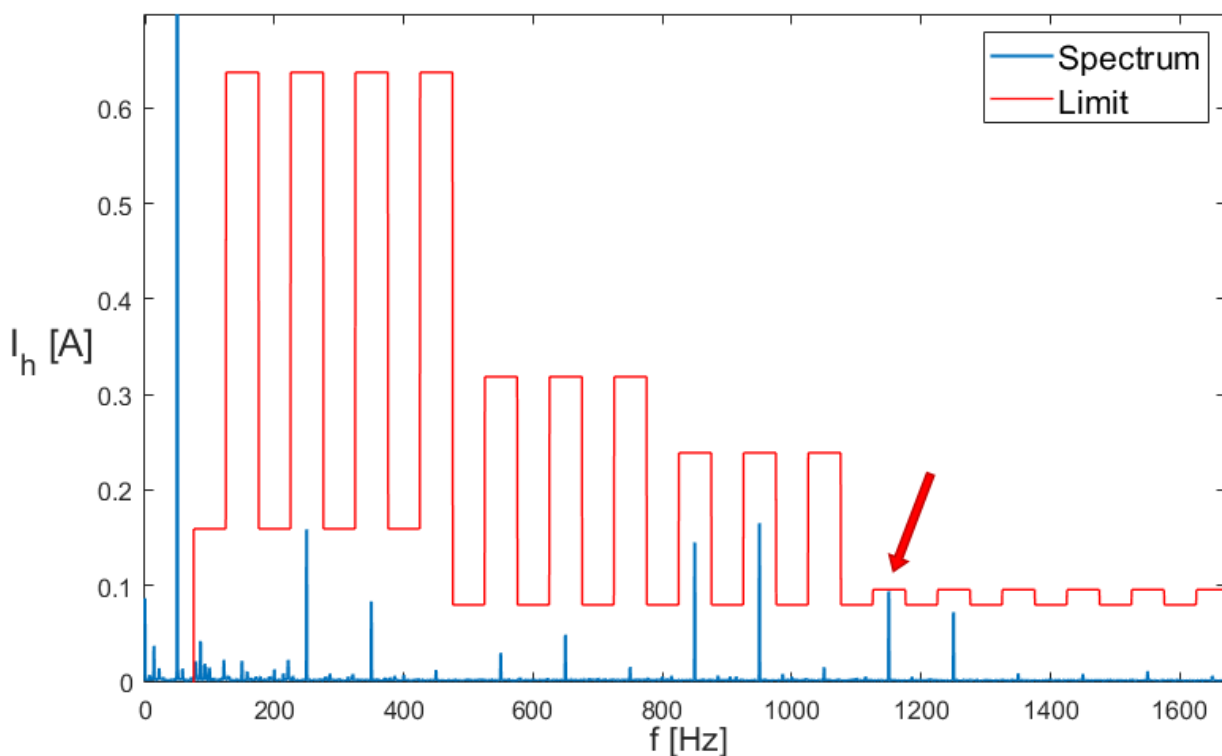


Figura 24. Spettro armonico della corrente I_B in fase di carica (G2V)

Si nota come tutte le armoniche siano al di sotto del valore massimo. Più precisamente la 25^a, indicata dalla freccia, ha un valore molto prossimo al limite. La Figura 25, che riporta un ingrandimento su tale armonica, evidenzia come il limite massimo non viene superato, anche se di poco.

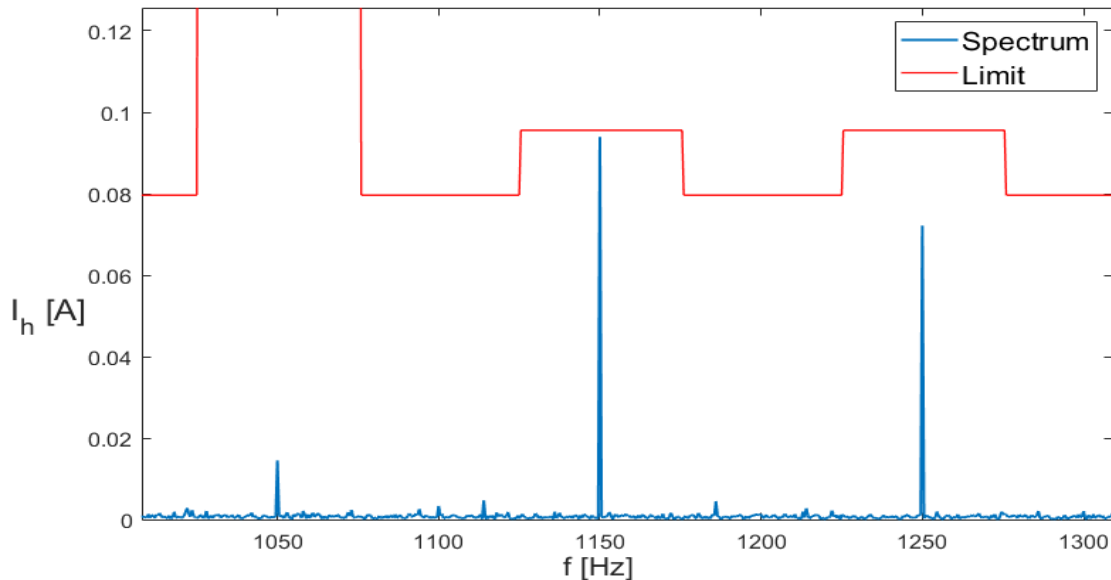


Figura 25. Ingrandimento sulla 25^a armonica (G2V)

La Figura 26 riporta lo spettro armonico della stessa corrente nella fase di scarica (V2G). In rosso viene evidenziato il limite imposto dalla norma.

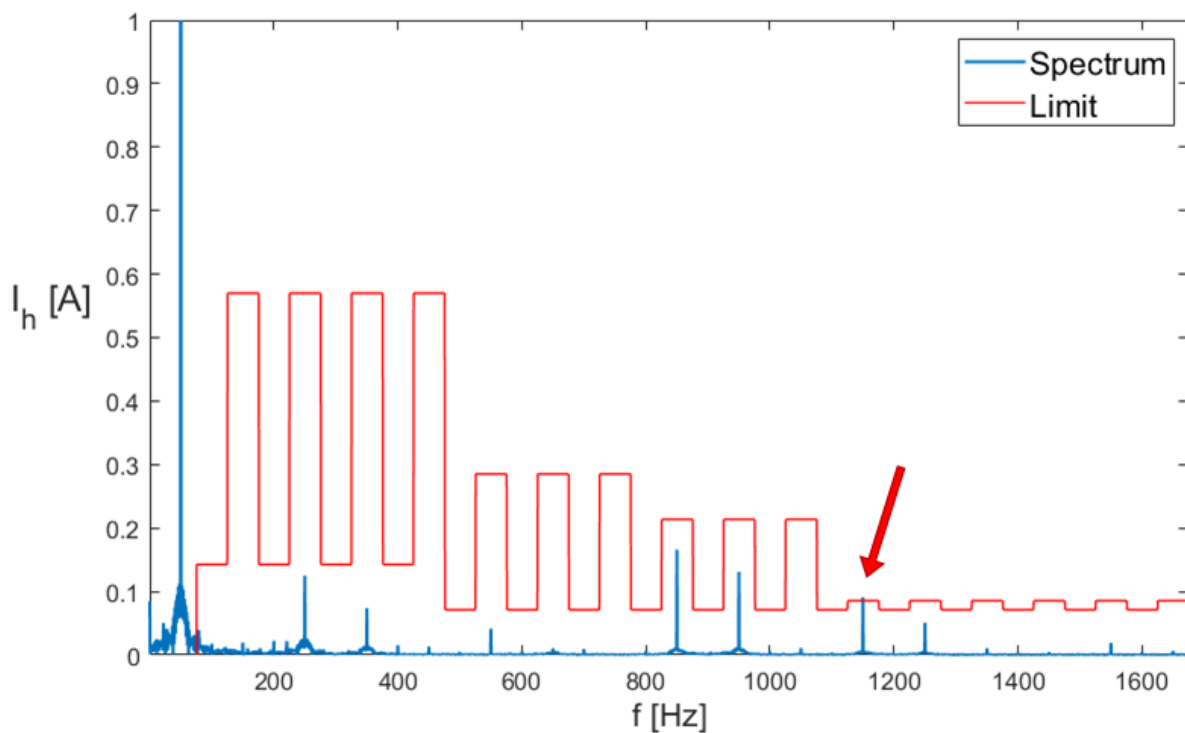


Figura 26. Spettro armonico della corrente I_B in fase di scarica (V2G)

Come indicato dalla freccia la 25^a armonica sembra superare il limite.

Ingrandendo su tale punto, nella Figura 27 si nota che effettivamente la 25^a armonica supera il valore massimo. Ciò accade anche per una delle altre due correnti.

Questo risultato è stato convalidato da una seconda prova di questo test e potrebbe essere causato da qualche errore di misurazione.

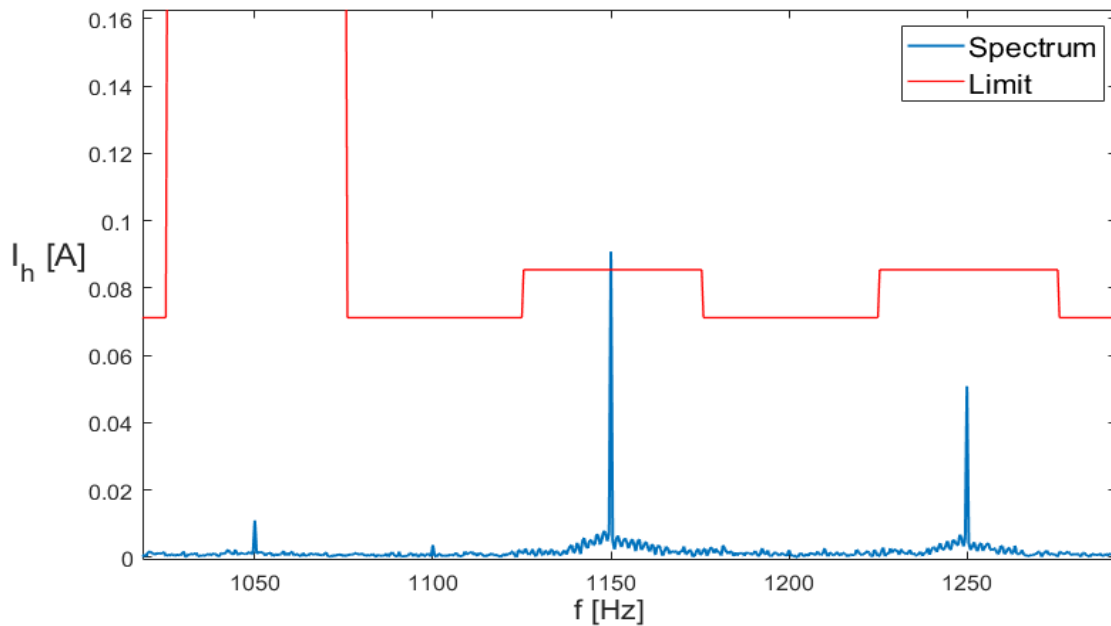


Figura 27. Ingrandimento sulla 25^a armonica (V2G)

La Figura 28 e la Figura 29 rappresentano la stessa corrente in fase di carica (G2V) e scarica (V2G), ma con scala logaritmica.

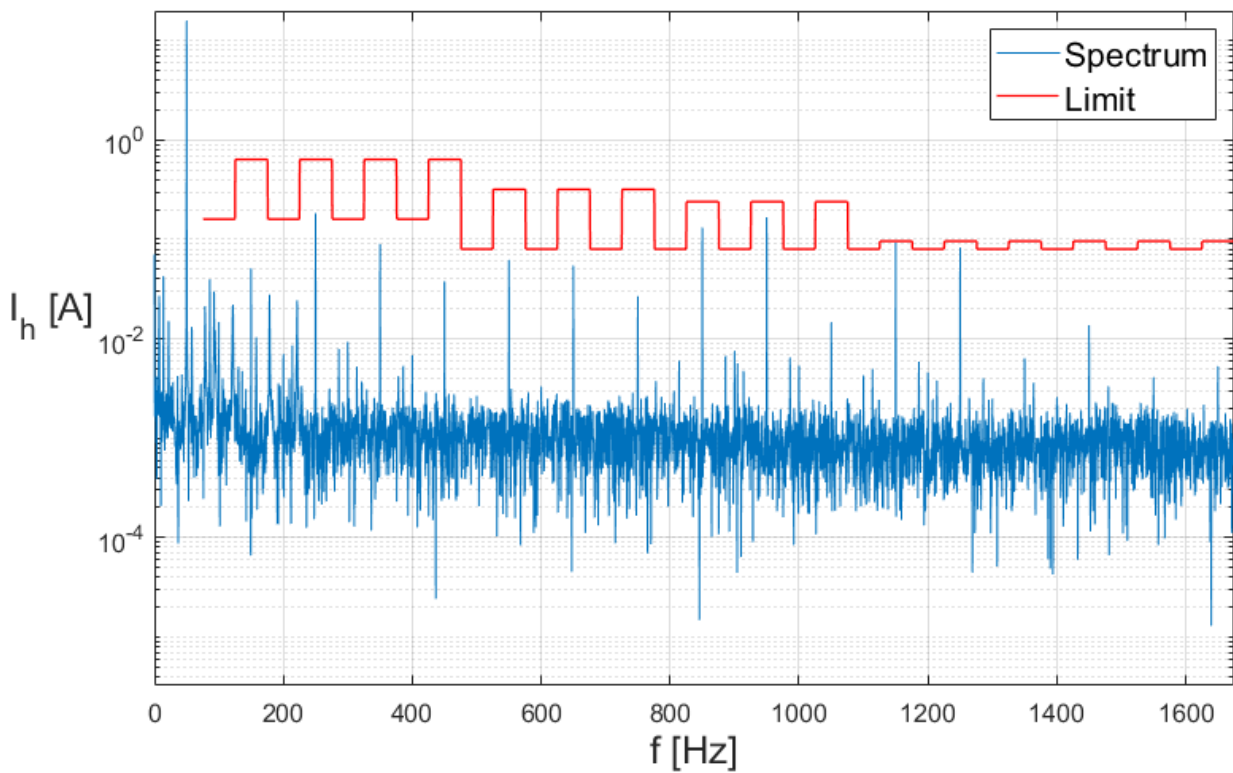


Figura 28. Spettro armonico della corrente I_B in fase di carica (G2V)

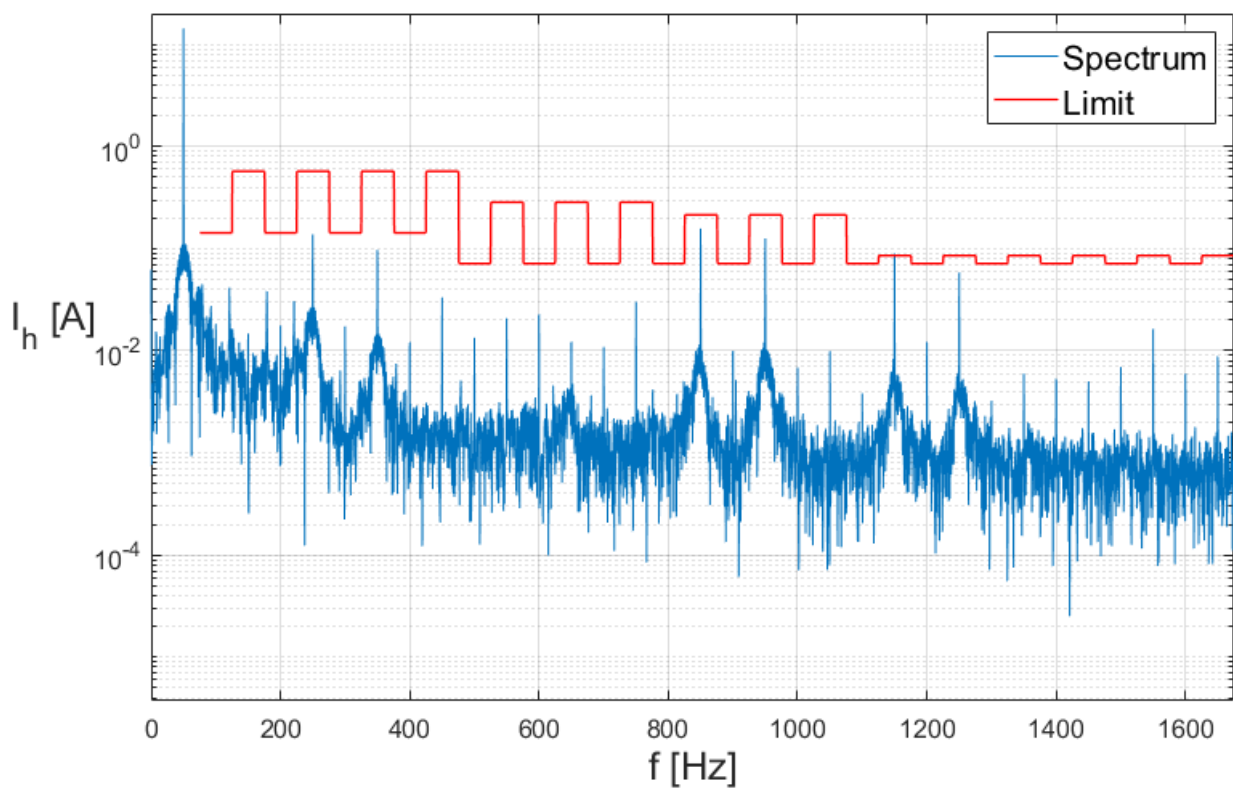


Figura 29. Spettro armonico della corrente I_B in fase di scarica (V2G)

La norma prevede anche il calcolo della distorsione armonica totale (in inglese “total harmonic distortion”, da cui l'acronimo THD), che è un parametro che informa della distorsione che un dispositivo introduce nei segnali elettrici che lo attraversano.

La Formula (4) applicata è la seguente:

$$THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_n^2}}{V_1} \quad (4)$$

dove:

V_n è l'ennesimo valore efficace della ennesima armonica;

V_1 è il valore efficace della componente fondamentale.

Tale parametro è stato calcolato per le tre diverse correnti, sia in modalità di carica che in modalità di scarica ed i valori sono stati riportati nella Tabella 20.

Tutte le correnti rispettano la norma, poiché il rispettivo valore di THD non supera il 5%.

Tabella 20. Valori THD

V2G		G2V	
THD_A	2,0559 %	THD_A	2,1240 %
THD_B	1,9963 %	THD_B	1,9802 %
THD_C	2,0828 %	THD_C	2,2336 %

Infine si nota, dalle figure precedenti, che le inter-armoniche presenti nella corrente in modalità di scarica (V2G) è molto maggiore rispetto a quelli della modalità si carica (G2V). Tuttavia, poiché il THD calcolato tiene conto solo del valore efficace delle singole armoniche, il THD valutato in modalità V2G è minore di quello valutato in modalità G2V; infatti, dalle figure si nota che i valori di picco delle armoniche sono più alti nella modalità V2G rispetto a quella G2V.

6.3.3 Iniezione di corrente continua

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è quello di valutare l'iniezione di corrente continua delle correnti trifase, sia in modalità di carica che di scarica, e verificare che non superino il limite dell'1% del valore di uscita nominale dell'inverter di corrente. Tale limite è indicato dalla norma IEC 62933-2-1:2018 [21], precedentemente riportati nel paragrafo 5.3.4.

Procedura

La procedura, uguale a quella del test riportato nel paragrafo 6.3.2, prevede di avviare il sistema ed alimentarlo alla tensione nominale. Il sistema deve operare in condizioni di potenza nominale.

Sono stati campionati e registrati, tramite il sistema di acquisizione dati, le correnti trifase, sia in fase di carica (G2V) che in fase di scarica (V2G).

La finestra di acquisizione dati è stata di 2 secondi, con una frequenza di campionamento pari a 20000 campioni al secondo, ottenendo una risoluzione pari a 0.5 Hz.

Risultati

I risultati, riportati in Figura 30 e Figura 31, mostrano come il sistema rispetti il limite di corrente continua immessa in rete, dettato dalla norma, per ogni corrente ed in entrambe le modalità di funzionamento. Più precisamente, in Tabella 21 vengono riportati i valori di corrente continua effettivamente misurati.

Tabella 21. Misure di iniezione di corrente continua

		Valore [A]	1% $I_{\text{calcolata}}$ [A] (Limite)
G2V	I_{DCa}	0,0707	0,1588
	I_{DCb}	0,0867	0,1588
	I_{DCc}	0,0685	0,1588
V2G	I_{DCa}	0,0623	0,1443
	I_{DCb}	0,0848	0,1443
	I_{DCc}	0,0685	0,1443

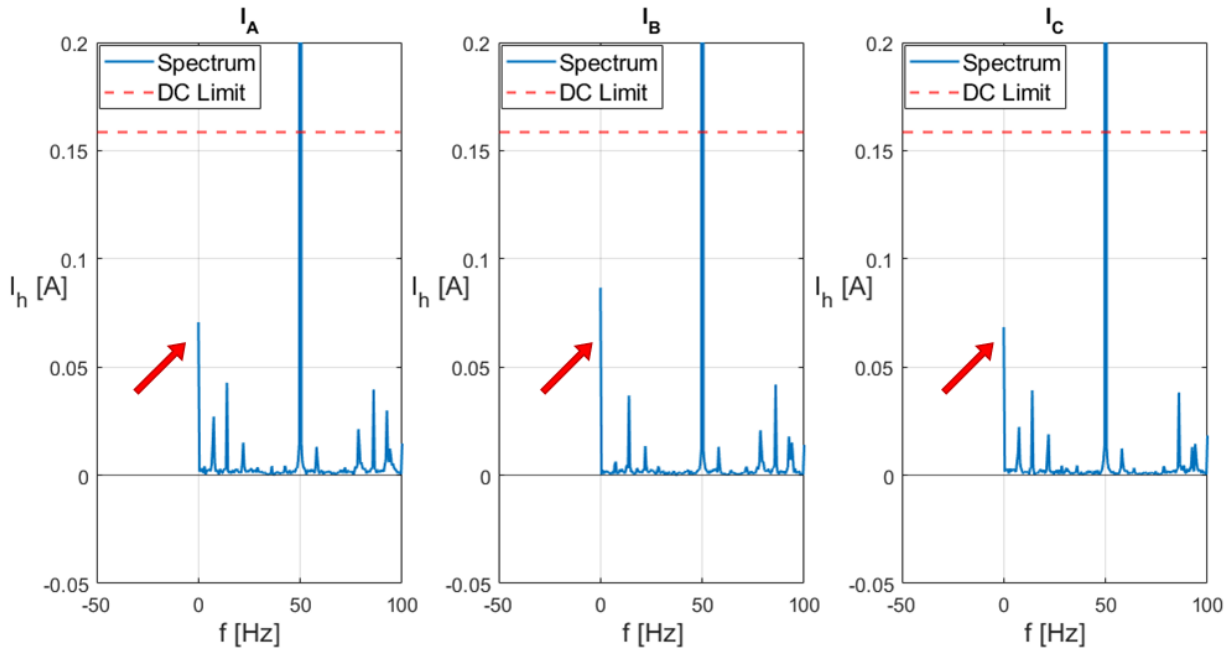


Figura 30. Valore di corrente continua delle tre correnti trifase in G2V

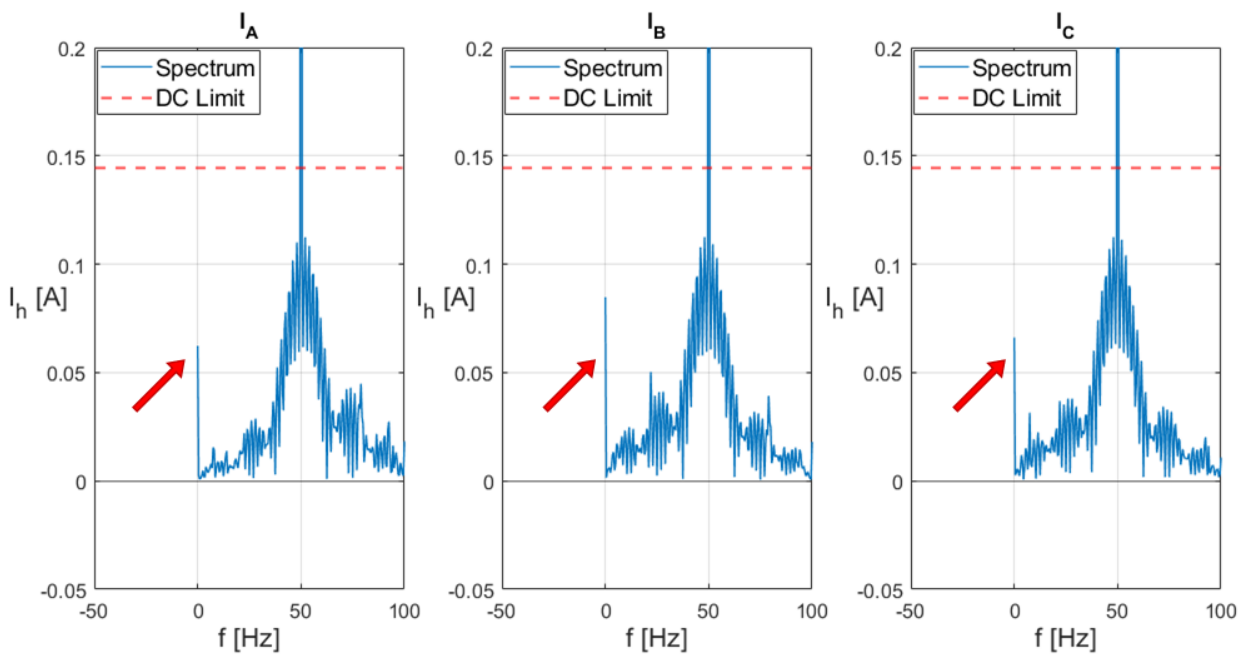


Figura 31. Valore di corrente continua delle tre correnti trifase in V2G

6.4 Test di comunicazione

6.4.1 Tempi di risposta attuazione nuovi comandi

Obiettivo

L'obiettivo del test è quello di valutare lo “step response time” ed il “ramp rate” del sistema definito dalla norma IEC 62933-2-1:2018 [21], descritta nel paragrafo 5.4.1.

Procedura

Il sistema è stato inizializzato come riportato al paragrafo 6.2 e predisposto per la fase di carica. Sono stati preimpostati, tramite il sistema di controllo API, diversi set point in ingresso a diversa potenza alternata: 3 kW, 5kW, 7 kW, 9kW più un comando di richiesta di potenza nulla (0 kW), a distanza di 4 minuti l'uno dall'altro.

È stata misurata la potenza continua in uscita dalla colonnina per valutare lo “step response time” ed il “ramp rate” del sistema.

Più precisamente, lo “step response time” del sistema è la durata dell'intervallo di tempo tra l'istante iniziale T_0 , quando il nuovo set point è ricevuto dal sistema che è in stand-by, e il l'istante T_3 , in cui la potenza attiva nel punto di connessione raggiunge con un'approssimazione di 2 % il set point definito.

Il “ramp rate (RR)” del sistema, invece, è il tasso medio di variazione della potenza attiva per unità di tempo tra T_2 e T_1 . T_1 è l'istante in cui la potenza attiva nel punto di connessione diventa superiore a 10% del valore del set point. T_2 è l'istante in cui la potenza attiva diventa superiore al 90 % del valore set point. Il set point di riferimento per la definizione del “ramp rate” è la potenza nominale in ingresso per valutare il “ramp rate” di carica.

$$RR = \frac{P(T_2) - P(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (6)$$

Risultati

Dalla Figura 32 si nota il tempo trascorso tra l'istante in cui sono stati inviati i comandi, rappresentati dalle linee rosse tratteggiate, e l'effettivo raggiungimento del set point impostato tenendo conto dell'approssimazione concessa della norma.

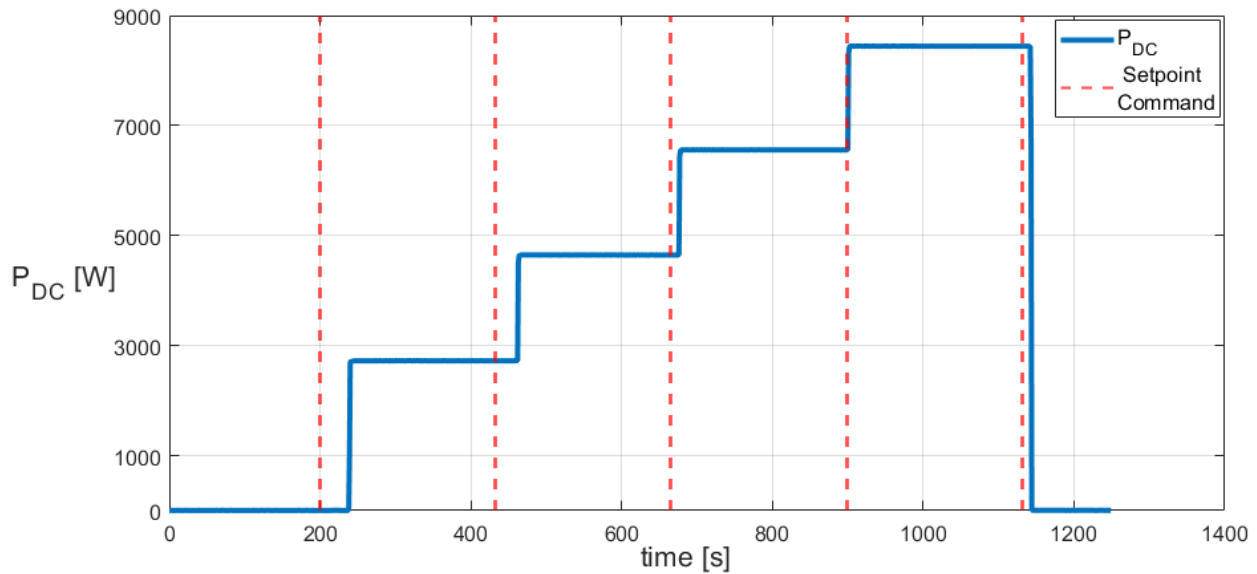


Figura 32. Comunicazione dei comandi in fase di carica

Nella Tabella 22 sono stati riportati i risultati di tale test.

Tabella 22. Valori di "step response time" e "ramp rate" in carica

Potenza richiesta [kW]	"step response time" [s]	"ramp rate" [$\frac{\text{kW}}{\text{s}}$]
3	39 sec	1,35
5	29 sec	0,95
7	13 sec	0,89
9	3 sec	0,87
0	10 sec	4,22

Emerge che per i primi comandi impostati tramite API, il sistema ha uno "step response time" molto più lungo rispetto ai comandi successivi, che iniziano molto più rapidamente.

Il tempo considerato nella valutazione del "ramp rate", invece, è risultato essere costante per tutti i comandi e pari a 2 secondi. Si nota come il "ramp rate" diminuisca all'aumentare della potenza richiesta, a parità di ΔP , mentre il "ramp rate" a scendere (da 9 kW a 0 kW) è molto più elevato.

6.4.2 Tempi di risposta tra comandi di carica e scarica

Obiettivo

L'obiettivo del test è quello di valutare lo "step response time" ed il "ramp rate" del sistema definito dalla norma IEC 62933-2-1:2018 [21], descritta nel paragrafo 5.4.1.

A differenza del test precedente, si vogliono valutare tali parametri passare dalla modalità di scarica (V2G) a quella di carica (G2V), e viceversa, entrambe a potenza nominale.

Procedura

Il sistema è stato inizializzato come riportato al paragrafo 6.2 e sono stati preimpostati, tramite il sistema di controllo API, tre set point di carica a potenza nominale (11 kW) e tre sepoint di scarica a potenza nominale (10 kW), in modo alternato, a distanza di 3 minuti l'uno dall'altro.

È stata misurata sia la potenza alternata che la potenza continua scambiata dalla colonnina.

Per valutare lo “step response time” ed il “ramp rate” del sistema sono stati considerati i valori della potenza alternata, ovvero la potenza in ingresso.

Per misurare lo “step response time” il tempo di inizio è l'istante in cui viene inviato il comando, invece il tempo finale deve essere preso a 10,78 kW (98% di P_{nom}) nella fase di carica, invece nella modalità di scarica il tempo finale coincide con la potenza pari a $-9,8$ kW (98% di P_{nom}).

Per calcolare ogni “ramp rate”, il valore finale di potenza alternata da considerare in fase di carica (G2V) deve superare 9,9 kW (90% della potenza nominale), invece in fase di scarica il valore di potenza deve superare -9 kW (90% della potenza nominale).

Risultati

La Figura 33 mostra il tempo trascorso tra l'istante in cui sono stati inviati i comandi di carica e scarica e l'effettivo tempo trascorso per raggiungere tale potenza, tenendo conto dell'approssimazione concessa della norma.

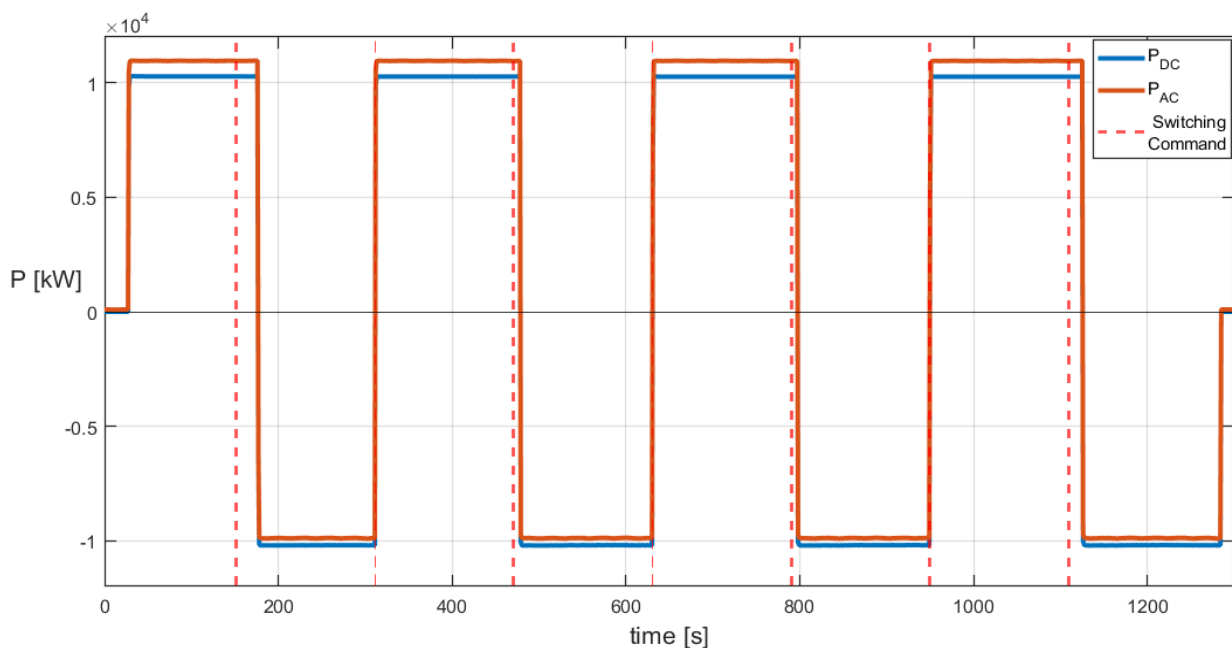


Figura 33. Comunicazione dei comandi cambiando modalità operativa G2V - V2G

La differenza delle due potenze (alternata e continua) nella modalità V2G è minore, poiché il rendimento di conversione della colonnina è maggiore rispetto alla modalità G2V, come visto nei test sull'efficienza riportati nel paragrafo 6.2.1.

Nella Tabella 23 sono riportati i risultati del test.

Tabella 23. Valori di "step response time" e "ramp rate" cambiando modalità G2V - V2G

Potenza richiesta [kW]	"step response time" [s]	"ramp rate" [$\frac{\text{kW}}{\text{s}}$]
- 10	26 sec	10,5
11	2 sec	12,2
- 10	9 sec	18,9
11	2 sec	11,12
- 10	9 sec	18,9
11	2 sec	10,5
- 10	18 sec	18,9

Si nota come lo "step response time" del comando di carica (potenza positiva) è molto minore rispetto al comando di scarica (potenza negativa).

Infatti, quando il sistema passa da V2G a G2V, l'inizio della carica è quasi contemporaneo al comando preimpostato tramite API, mentre per la scarica c'è un ritardo evidente.

Tuttavia "ramp rate" in fase di scarica sono più elevati rispetto a quelli in fase di carica, infatti il tempo impiegato in modalità V2G è solo di 1 secondo, a parte il primo.

Come per il test riportato nel paragrafo 6.4.1, il primo comando impiega sempre un tempo più lungo per raggiungere l'effettivo punto operativo.

6.4.3 Tempi di risposta alla richiesta di "ricarica istantanea" tramite App

Obiettivo

L'obiettivo del test è di valutare il comportamento del sistema quando è in modalità di scarica e viene richiesta una ricarica immediata tramite l'apposita funzione sull'App di gestione.

Si vuole valutare anche lo "step time response" ed il "ramp rate" del sistema per ogni comando inviato, definito dalla norma IEC 62933-2-1:2018 [21], descritta nel paragrafo 5.4.1.

Procedura

Il sistema è stato avviato come riportato al paragrafo 6.2 ed è stata impostata una scarica a -7 kW tramite sistema API. Mentre il sistema operava in modalità V2G, sono stati inviati tramite App tre richieste di carica immediata, che avviene automaticamente a potenza nominale.

Sono stati registrati i tempi di attivazione e stacco di tale funzione sull'App per valutare lo "step time response".

Sono stati misurati i valori della potenza alternata e della potenza continua scambiati dal sistema durante il test per calcolare lo "step response time" ed il "ramp rate".

Per misurare lo "step response time" il tempo di inizio è l'istante in cui viene inviato il comando.

Il tempo finale deve essere preso a 10,78 kW (98% di P_{nom}) nella fase di carica, invece nella modalità di scarica il tempo finale coincide con la potenza pari a - 6,86 kW (98% di -7 kW).

Per calcolare ogni "ramp rate", il valore finale di potenza alternata da considerare in fase di carica (G2V) deve superare 9,9 kW (90% della potenza nominale), invece in fase di scarica il valore di potenza deve scendere oltre -6,3 kW (90% della potenza nominale).

Risultati

I risultati evidenziano che, come mostrato in Figura 34, le richieste di carica immediata vengono subito soddisfatte anche se il sistema sta operando in modalità V2G.

Si è notato, inoltre, che le richieste inviate tramite App hanno sempre la precedenza rispetto ai setpoint di potenza impostati tramite API, anche se sono comandi di carica.

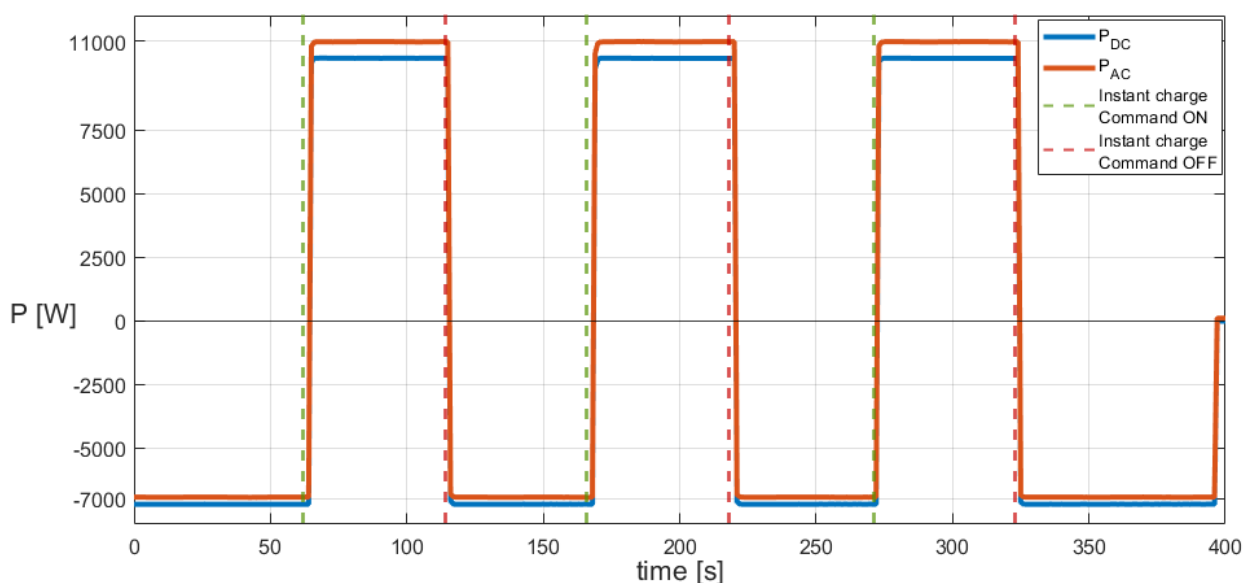


Figura 34. Risposta a comandi di carica immediata tramite App durante la fase V2G

Nella Tabella 24 sono riportati i risultati del test.

Tabella 24. Valori di "step response time" e "ramp rate" della richiesta di carica istantanea durante il V2G

Potenza richiesta [kW]	"step response time" [s]	"ramp rate" [$\frac{\text{kW}}{\text{s}}$]
11	3 sec	16,2
-7	2,5 sec	16,2
11	3,5 sec	16,2
-7	3 sec	16,2
11	2 sec	16,2
-7	2 sec	16,2

Le differenze riscontrate nei diversi "step response time" sono dovute al tempo che intercorreva tra l'invio del comando e l'effettiva attuazione. In ogni caso lo "step response time" è molto veloce, come quello nella modalità di carica tramite API misurato nel test riportato nel paragrafo 6.4.2.

Si nota che per tutti i setpoint il "ramp rate" è uguale, poiché la differenza di potenza che il sistema deve applicare è sempre la stessa ed impiega sempre un secondo.

6.4.4 Richiesta di livello di SoC tramite App

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è di valutare il comportamento del sistema quando viene utilizzata la funzione dell'App che permette di impostare un certo livello di SoC da raggiungere entro una certa finestra oraria.

Procedura

Il sistema è stato predisposto come riportato al paragrafo 6.2.

Tramite App si può programmare una carica impostando:

- SoC desiderato;
- Finestra oraria entro la quale il sistema deve raggiungere tale SoC.

Sono stati impostati diversi livelli di carica a diverse finestre di orario per valutare se il sistema è in grado di soddisfare tali richieste o meno, ed eventualmente in che modo.

È stata misurata la potenza attiva scambiata dal sistema per valutarne il funzionamento in risposta a questi specifici comandi.

Risultati

Si è notato che se la richiesta programmata è molto distante nel tempo, il sistema non inizia subito la carica poiché è in grado di stimare il tempo necessario per raggiungere il setpoint impostato a seconda del SoC iniziale e della fascia oraria impostata. Pertanto, il sistema non modula la potenza in ingresso, ma lascia passare del tempo senza caricare per poi iniziare la carica a potenza nominale.

Se il comando impostato è in un tempo ravvicinato oppure richiede un SoC molto più alto di quello iniziale, il sistema inizia subito la carica a potenza nominale che si ferma una volta raggiunto il setpoint.

Se il sistema non riesce a raggiungere il SoC richiesto nel tempo indicato, la carica si interrompe al punto raggiunto dal sistema nell'orario indicato nella programmazione.

La Figura 35 mostra che, partendo da un SoC pari a 55%, è stato richiesto di raggiungere il SoC del 60% in un intervallo di tempo di 15 minuti e distante 10 minuti dall'invio del comando. Dopo un periodo iniziale in cui il sistema non ha caricato, è partita la carica a potenza nominale ed il SoC desiderato è stato raggiunto nella finestra oraria programmata.

Si può inoltre osservare come nella fase finale, una volta raggiunto il SoC desiderato, la potenza si sia azzerata. Ma a causa dell'autoconsumo del veicolo, il SoC è sceso nuovamente dell'1% e, poiché la finestra oraria programmata non era ancora terminata, il sistema ha effettuato una nuova carica a potenza nominale per riportare il SoC al valore impostato.

A volte si possono notare dei cali istantanei di potenza probabilmente causati dalla modalità con cui il sistema interroga il cloud per valutare il punto di funzionamento che deve raggiungere.

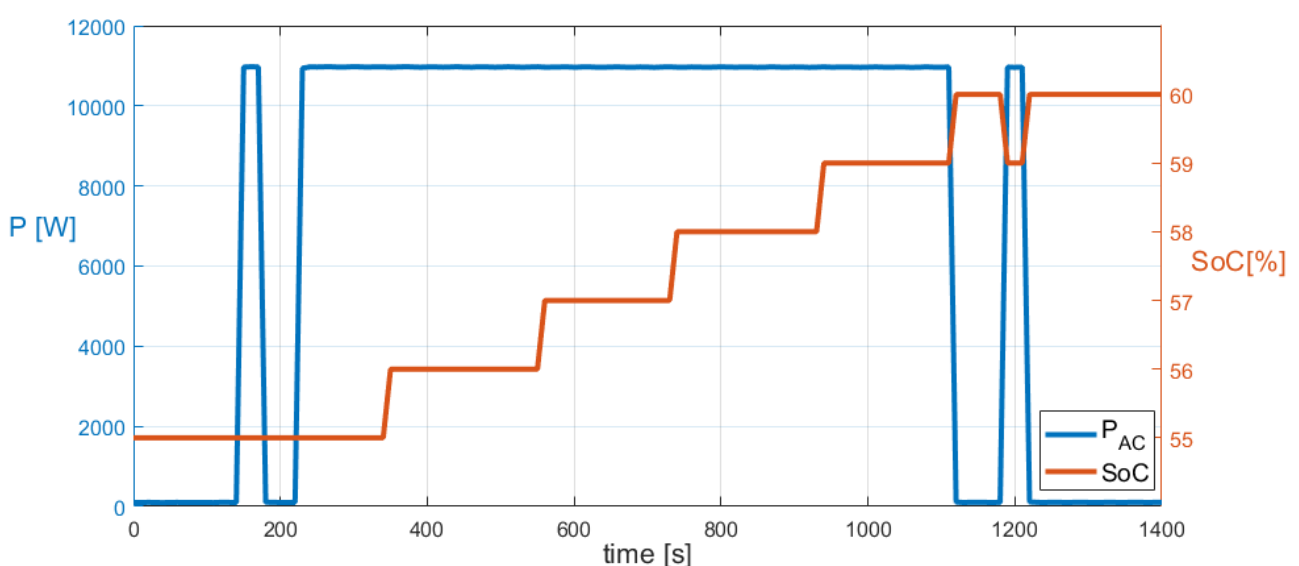


Figura 35. Funzionamento del sistema per raggiungere un SoC programmato tramite App

6.4.5 Richiesta contemporanea di SoC e di scarica

Obiettivo

L'obiettivo di questo test è di valutare se il sistema è in grado di fornire un servizio V2G quando viene utilizzata l'App per impostare un certo livello di SoC da raggiungere entro una certa finestra oraria.

Procedura

Il sistema è stato avviato e connesso come precedentemente descritto.

Sono stati impostati diversi livelli di carica a diverse finestre orarie e, contemporaneamente, è stata richiesta una scarica a -3 kW tramite API. Ciò per valutare se il sistema è in grado di rispettare il programma impostato tramite App, ma contemporaneamente fornire anche un servizio V2G.

È stata misurata la potenza attiva scambiata dal sistema per valutarne il funzionamento in risposta a questi specifici comandi.

Risultati

È emerso che se la richiesta di scarica coincide con il periodo in cui il sistema deve caricare la batteria per arrivare al setpoint programma, allora la modalità V2G non viene mai attivata dal sistema. Pertanto, come prevedibile, emerge che i comandi di carica inviati tramite App hanno la priorità sui comandi di scarica inviati tramite API.

Tuttavia se la fase di carica non parte immediatamente, il sistema è in grado di soddisfare per un certo periodo di tempo le richieste di V2G inviate tramite API, fin quando non valuta che i livelli di SoC raggiunto sia troppo basso per continuare la scarica ed inizia subito a caricare la batteria per raggiungere il setpoint programmato tramite App.

In Figura 36 è mostrato come, partendo da un SoC pari a 69%, è stato richiesto di raggiungere il SoC del 75% in un intervallo di tempo di 15 minuti e distante 40 minuti dall'invio del comando. Considerando il SoC e il tempo impostato, il sistema non ha iniziato subito la carica.

È stata inviata la richiesta di scarica da -3 kW tramite API (7 minuti dopo l'impostazione della carica), la quale si è avviata con successo poiché il sistema non aveva ancora avviato la carica.

Successivamente il sistema ha interrotto autonomamente la scarica, sebbene il comando tramite API fosse ancora attivo, per iniziare a caricare la batteria e raggiungere il punto programmato. Questo probabilmente perché ha valutato che se il SoC fosse sceso al di sotto del 66% non avrebbe raggiunto in tempo il setpoint programmato.

Il SoC impostato (75%) è stato raggiunto 3 minuti prima della finestra oraria programmata.

Si possono notare dei picchi di potenza inversa sia in fase di scarica che in fase di carica probabilmente causati dalla modalità con cui il sistema interroga il cloud per valutare il punto di funzionamento che deve raggiungere. Tali picchi in fase di carica coincidono spesso con la variazione del SoC della batteria, a conferma del fatto che il sistema gestisce queste contemporaneità di comandi basandosi principalmente sul livello di tale parametro.

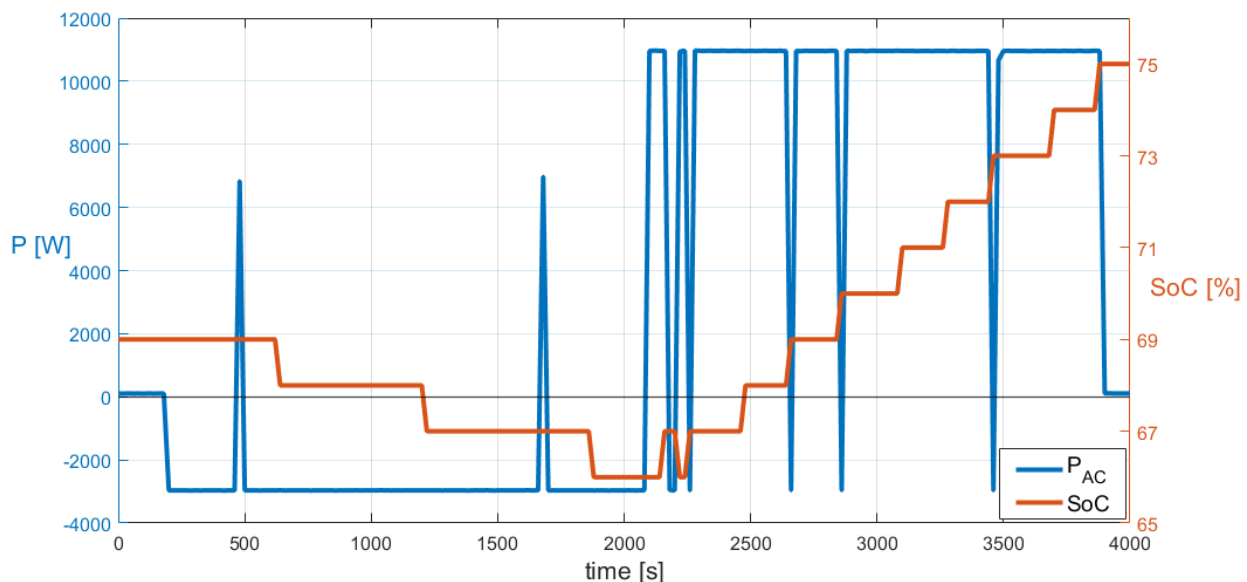


Figura 36. Richiesta di V2G mentre è stato impostato un setpoint di carica tramite App

6.4.6 Sensibilità minima di variazione di potenza

Obiettivo

L'obiettivo del test è quello di valutare la sensibilità minima del livello di potenza che il sistema è in grado di ricevere ed applicare con una variazione percepibile.

Procedura

Il sistema è stato avviato con la procedura precedentemente descritta e sono stati preimpostati consecutivamente quattro diversi livelli di potenza alternata in modalità di carica, comandati tramite API. Più precisamente i valori impostati sono stati: 5000 W, 5020 W, 5030 W, 5035 W.

È stata misurata la potenza alternata che effettivamente il sistema forniva durante il tempo di test.

Risultati

La Figura 37 mostra che è evidente una variazione di potenza per ogni livello di potenza impostato, anche per il passo più piccolo graficato, pari a 5 W, si nota che la potenza in ingresso al sistema

aumenta. Per un passo ancora inferiore a 5 W non si nota alcuna variazione di potenza, sebbene il sistema di comando API permetta una definizione della potenza con precisione anche di 1 W.

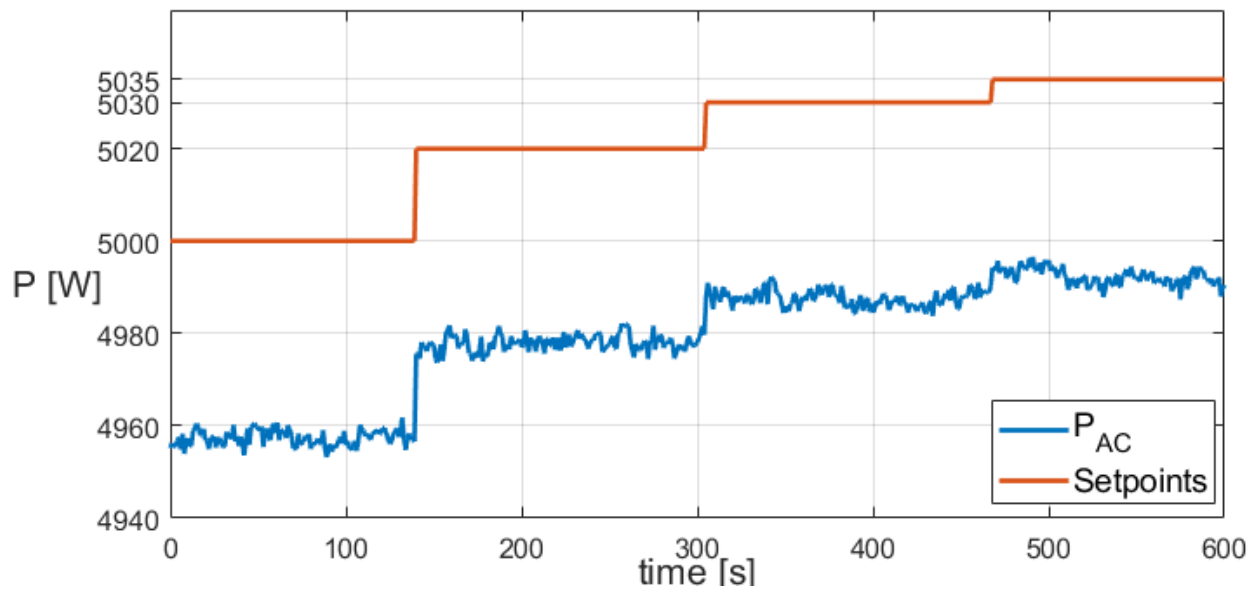


Figura 37. Sensibilità di variazione di potenza in ingresso

Conclusioni

In tale elaborato si è cercato di approfondire la tematica del Vehicle-to-Grid, la quale è una soluzione molto promettente per sostenere il processo di transizione energetica verso le fonti rinnovabili che coinvolge pienamente tutto il sistema elettrico.

Si è cercato, quindi, di dare una visione di insieme dei sistemi V2G approfondendone le caratteristiche principali ed il reale funzionamento in laboratorio.

Inizialmente si è cercato di delineare la normativa che regola la conformità della realizzazione delle colonnine di ricarica dei veicoli elettrici e della loro connessione con la rete elettrica.

Successivamente sono state analizzate le norme che si applicano in generale ai sistemi di accumulo elettrici: infatti, le colonnine di ricarica che forniscono un servizio V2G rientrano in tale gruppo e sono pertanto soggette alle stesse regole.

È stata specificata anche la regolamentazione italiana per la partecipazione dei sistemi V2G al mercato elettrico come sistema di accumulo.

Sono state poi evidenziate le norme che definiscono i test da effettuare su tali sistemi per valutare le performance in diverse condizioni operative, la corretta interconnessione con la rete elettrica e la comunicazione con il software di controllo.

Alcuni dei suddetti test sono stati realmente svolti su un sistema V2G allestito in laboratorio dal Politecnico di Torino. Pertanto, sono state descritte le procedure e i risultati di questi test.

Potrebbe essere uno spunto per studi futuri valutare l'impatto che ha sulla rete elettrica un sistema di accumulo composto da un parco di colonnine di ricarica bidirezionali.

APPENDICE

Evoluzione rete elettrica ed importanza dei sistemi di accumulo

Da alcuni anni, la struttura del portafoglio di generazione elettrica italiana è soggetta ad un grosso cambiamento: la forte crescita della produzione rinnovabile, dettata dai trattati per la salvaguardia ambientale, sta diventando sempre più pesante a discapito della generazione da fonte fossile. In 10 anni, la produzione da fonte eolica e fotovoltaica è aumentata: nel 2018, essa era pari a $40,37 \frac{TWh}{anno}$ (13,93% della produzione complessiva) rispetto ai $5,05 \frac{TWh}{anno}$ (1,58% della produzione complessiva) prodotti nel 2008. La potenza installata di questi impianti è incrementata da meno di 7,3 GW nel 2010 a 30,34 GW nel 2018. Nella Figura 38 è riportato il mix produttivo degli anni precedenti, mettendo in luce come esso sia cambiato in maniera considerevole.

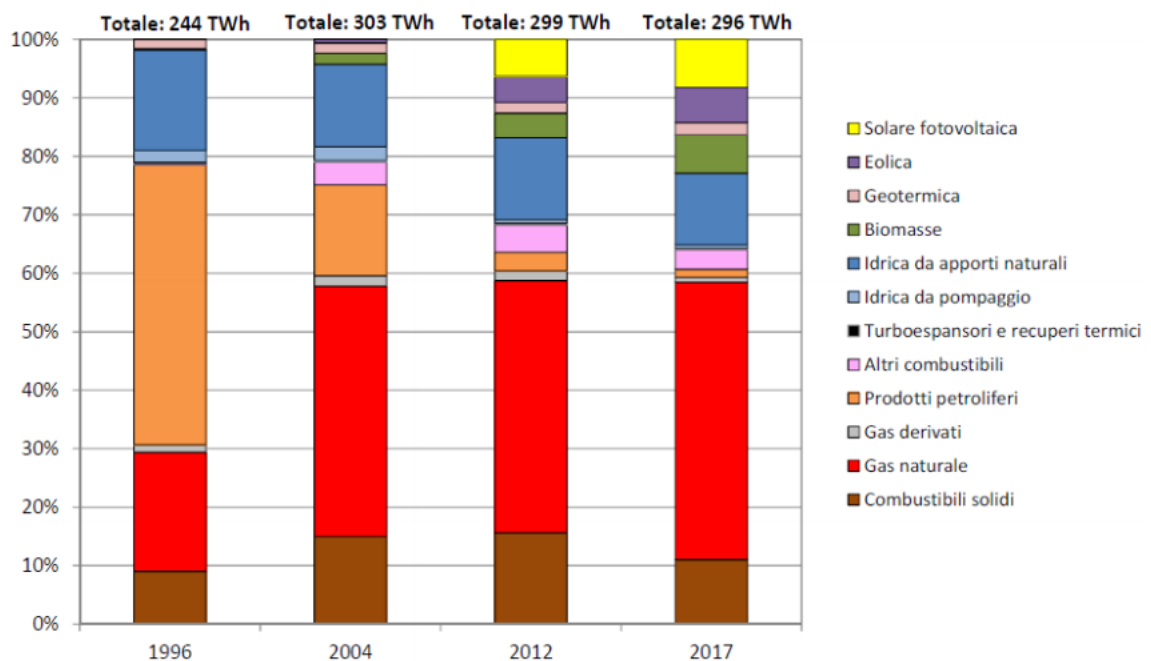


Figura 38. Variazione del mix produttivo in Italia (Fonte: ARERA [34])

Gli impianti rinnovabili hanno la peculiarità di dover esser costruiti dove la fonte è disponibile e possono produrre solo quando la fonte è effettivamente esistente. Infatti, nel territorio italiano si ha una forte percentuale di produzione rinnovabile non programmabile (fotovoltaico e in particolar modo l'eolico) nelle regioni meridionali, mentre i consumi sono concentrati nelle regioni del nord. La produzione da impianti fotovoltaici è concentrata nelle ore centrali della giornata, mentre l'andamento tipico dei consumi prevede una forma a doppia gobba: presenta due picchi uno a metà mattinata e l'altro nel tardo pomeriggio/sera. Questi sfasamenti tra produzione rinnovabile e consumi provocano

un probabile distacco degli impianti rinnovabili o una diminuzione delle importazioni di energia dall'estero, quando si è in mancanza di ulteriori risorse di modulazione a scendere o per risolvere i momenti in cui si ha un eccesso di produzione rinnovabile in contesti particolari.

La concentrazione della produzione rinnovabile comporta, inoltre, un diverso utilizzo degli impianti termoelettrici non più chiamati a sopperire al carico base del fabbisogno elettrico, ma ad essere più flessibili e complementari alla produttività degli impianti a fonte rinnovabile non programmabile. Un punto di criticità è infatti l'inseguimento delle rampe serali della domanda. Solitamente, nelle ore serali, si ha il picco di domanda e la produzione da fonte fotovoltaica va a calare in quanto il sole inizia a tramontare. La somma di questi due effetti implica una rampa ancor più ripida da sopperire mediante l'uso di tecnologie programmabili e all'avanguardia per quanto riguarda la capacità di modulazione e i tempi di risposta. Le risorse più adatte sono le unità idroelettriche di produzione o pompaggio o impianti termoelettrici mantenuti al minimo tecnico durante la fase antecedente in cui non è necessaria la loro produzione. Agli impianti tradizionali infatti, è richiesta maggior flessibilità: sono chiamati a lavorare a carico parziale per molte ore ed inoltre il numero di accensioni e spegnimenti è aumentato. Ciò comporta uno sfruttamento non ottimale della risorsa riducendo l'efficienza del processo di conversione energetica e un aumento della fatica sopportata dalla tecnologia. Gli impianti più idonei sono i turbogas ad elevata efficienza. Nonostante l'avanguardia tecnologica, questa risorsa potrebbe non riuscire a sostenersi economicamente in queste condizioni. Per questo ulteriore motivo, è necessaria una riforma del mercato.

L'apertura del mercato del dispacciamento è una riforma a cui si sta lavorando da tempo e che è ancora in corso.

Le misure già intraprese sono in atto a seguito della pubblicazione della delibera 300/2017/R/eel [35]. Nel 2010, agli impianti eolici di grossa taglia era stata imposta la prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la diminuzione delle immissioni e l'insensibilità ai buchi di tensione [36]. Nel 2012 è stato introdotto l'obbligo d'installazione di dispositivi per prevenire la disconnessione degli impianti della generazione distribuita per variazioni di frequenza [36]. Si cerca di ridurre l'incertezza delle immissioni in rete grazie a nuove tecnologie. Una minor incertezza diminuirebbe la richiesta di risorse e, di conseguenza, ridurrebbe i costi per le utenze finali.

Nel 2017 infine, sono stati avviati dei progetti piloti per aprire il mercato del dispacciamento a una platea maggiore di soggetti [35]. Tra i nuovi possibili protagonisti, si trovano gli impianti a fonte rinnovabile non programmabile di grossa taglia che potrebbero offrire servizio a scendere. Per queste tecnologie, la modulazione a salire sarebbe penalizzata dall'aleatorietà della fonte e dai periodi di richiesta lunghi. Gli impianti di generazione distribuita se programmabili, possono offrire senza

problemi servizi sia a salire sia a scendere. Nel caso in cui non siano programmabili, valgono le stesse considerazioni fatte per i grandi impianti rinnovabili. Il sistema che potrebbe veramente essere un sostituto alla pari delle attuali centrali tradizionali nel mercato del dispacciamento, è il sistema di accumulo.

Le batterie sarebbero capaci di fornire tutti i servizi richiesti, garantendo tempi di regolazione nulla, ma con durata del servizio limitata in base alla capacità installata. Infine, si permette la partecipazione al mercato, anche alle unità di consumo che si possono considerare alla pari dei sistemi di generazione programmabili, caratterizzate anch'esse da tempi di regolazione nulli [37].

L'evoluzione della regolazione del dispacciamento prende forma con lo scopo di rendere la gestione del servizio più efficiente. L'evoluzione consiste nella revisione dei servizi ancillari; la definizione delle norme con cui le fonti rinnovabili, la generazione distribuita e le unità di consumo possono fornire i servizi.

Le nuove tecnologie possono partecipare al mercato del dispacciamento sottoforma di unità virtuali abilitate (UVAM), tra cui rientrano anche i sistemi di accumulo funzionali alla mobilità elettrica, essendo questi del tutto equiparabili, con riferimento ai punti di connessione con la rete presso i quali avviene la carica/scarica, ad altri sistemi di accumulo. Queste unità sono aggregate d'impianti di consumo e produzione appartenenti alla stessa zona di mercato.

In particolare, L'UVAM è un aggregato di unità di consumo, unità di produzione e sistemi di accumulo (incluse le stazioni di ricarica funzionali alla "e-mobility"), ossia di punti connessi alla rete a qualunque livello di tensione, ciascuno dei quali:

- risieda nel medesimo perimetro di aggregazione;
- riferito alle unità di consumo, non risulti inserito nel contratto di dispacciamento di Acquirente Unico;
- Ciascun punto di connessione incluso nelle UVAM sia dotato di una "Unità Periferica di Monitoraggio" (UPM) e di un misuratore almeno orario;
- non risulti qualificato ai fini della partecipazione al Mercato della Capacità.

Partecipazione al mercato elettrico dei sistemi di accumulo

Poiché la nuova apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) riguarda unità di produzione e unità di consumo anche di piccola taglia, diventa importante valutare le loro possibili aggregazioni, affinché il contributo che possono dare al sistema non sia trascurabile e sia più semplice la loro partecipazione a MSD. L'aggregato ai fini della partecipazione a MSD prende il nome di UVA

(Unità Virtuale Abilitata).

L'aggregazione ai fini di MSD non può trascurare i reali vincoli di rete perché altrimenti risulterebbe inutile se non addirittura dannosa per il sistema. In generale, l'aggregato ai fini della partecipazione a MSD (ove consentito) potrebbe non coincidere con l'aggregato ai fini della partecipazione a MGP/MI.

Infatti, dal punto di vista del sistema elettrico, l'aggregato è l'equivalente di un singolo impianto che fornisce servizi ancillari. La movimentazione di uno qualunque dei suoi componenti per erogare i servizi richiesti non deve generare nuovi problemi derivanti da vincoli di rete perché non ci sarebbe più il tempo necessario per risolverli.

In particolare si vuole valutare la partecipazione delle UVAM, e più in generale dei sistemi di accumulo, al servizio di bilanciamento.

Tale servizio consiste nella variazione in tempo reale del livello d'immissione delle unità precedentemente selezionate nella fase di programmazione per la riserva terziaria, oppure tramite l'accettazione delle offerte presentate sul mercato del bilanciamento per garantire l'uguaglianza tra immissioni e prelievi, risolvere le congestioni di rete e ripristinare i margini di riserva secondaria. Per mantenere il bilanciamento, l'unità abilitata deve iniziare la modulazione entro 5 minuti dall'ordine di dispacciamento se i suoi componenti fossero già stati in sincronismo con la rete, altrimenti ha a disposizione 15 minuti di tempo dall'arrivo dell'ordine di dispacciamento per modificare la propria immissione o prelievo.

Inoltre, per richieste sia a salire che a scendere, la potenza massima abilitata e minima abilitata non inferiori in valore assoluto a 1 MW. Invece per richieste solo a salire la potenza massima abilitata deve essere maggiore di 1 MW e la potenza minima abilitata pari a 2kW; viceversa per le richieste solo a scendere la potenza minima abilitata deve essere maggiore di 1MW in valore assoluto e potenza massima abilitata pari a -2kW.

Alcuni vincoli da rispettare riguardano la misura della potenza per ogni punto di prelievo: se la potenza modulabile è inferiore o pari a 1 MW, la misurazione deve essere effettuata ogni 60 secondi; viceversa se invece è maggiore di 1 MW, deve essere effettuata ogni 4 secondi.

Per quanto riguarda la misura della potenza per ogni punto di immissione, se la potenza modulabile è inferiore a 250 kW la misurazione deve essere effettuata ogni 60 secondi; viceversa, se è maggiore o uguale a 250 kW, la misurazione deve essere effettuata ogni 4 secondi.

Inoltre, il rapporto tra Potenze Modulabili in incremento incluse nelle UVAM e Potenza Massima Abilitata non deve essere superiore al 50% (Terna può eliminare tale requisito).

Il documento di Terna “Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento” [38] descrive i requisiti e le modalità per la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), caratterizzate dalla presenza di unità di produzione (rilevanti e non rilevanti), sistemi di accumulo e unità di consumo, inserite anche in contratti di dispacciamento di utenti diversi.

Tale documento precisa che rientrano nelle UVAM anche i sistemi di accumulo funzionali alla mobilità elettrica, essendo questi del tutto equiparabili, con riferimento ai punti di connessione alla rete presso i quali avviene la carica/scarica, ad altri sistemi di accumulo: tale progetto pilota si configura, pertanto, anche come abilitatore della tecnologia “vehicle to grid” al MSD [38].

Inoltre il documento redatto da Terna “Approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per soggetti titolari di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al Mercato dei Servizi di Dispacciamento” descrive le modalità per l’approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per il tramite di UVAM [39].

In particolare introduce:

- la definizione di un’asta annuale ed aste mensili con fabbisogni dedicati;
- la definizione di due fasce di disponibilità, dalle 15:00 alle 17:59 e dalle 18:00 alle 21:59 ed introduzione di tre prodotti;
- i test di affidabilità per un numero massimo di 4 test per ciascuna UVAM nel corso dell’anno.

I test, che verranno effettuati attraverso l’invio di un ordine di dispacciamento senza preavviso accettando offerte fuori ordine di merito economico, avranno una durata minima di 1 ora e massima di 2 ore. In caso di fallimento di 3 test, anche non consecutivi, nel corso dell’anno, l’UVAM viene disabilitata dal MSD e, in presenza di Quantità Assegnate, il contratto a termine viene risolto.

Confronto diversi sistemi di accumulo

In questa sezione dell’elaborato si vogliono confrontare diversi sistemi di accumulo stazionari ed UVAM (sistema V2G) a parità di servizi offerti alla rete attraverso il mercato dei servizi di dispacciamento.

In particolar modo, si vogliono evidenziare i vantaggi e gli svantaggi di tre sistemi di accumulo a batteria (batteria a ioni di litio, batterie al sodio ad alta temperatura e batterie di flusso redox), ed un aggregato di colonnine di ricarica elettrica che forniscono un servizio V2G.

Si ipotizza che tutti i sistemi abbiano una taglia di 5 MW e vengono installati per partecipare al Mercato elettrico dei Servizi di Dispacciamento offrendo alla rete un servizio di bilanciamento.

In tal modo, è facile confrontare i diversi tipi di accumulo evidenziando i vantaggi e gli svantaggi di ognuno.

Batterie

Le caratteristiche principali di un sistema di accumulo a batteria riguardano essenzialmente le proprietà di accumulo e quelle operative e sono: densità di energia e di potenza, efficienza energetica in carica e scarica, autoscarica, tempi di carica e scarica, comportamento in diverse condizioni di stato di carica, vita utile (in anni e cicli), tempi di realizzazione, affidabilità, materiali utilizzati, costo e sicurezza nell'uso, nella realizzazione e nell'eventuale smaltimento. L'importanza delle caratteristiche sopra indicate è fortemente condizionata dall'applicazione e dal metodo di accumulo. Queste caratteristiche diventano criteri di valutazione in fase di progettazione e scelta del sistema di accumulo, che prevalentemente mirano a favorire gli aspetti economici ed anche ambientali del sistema individuato. Attualmente, nelle reti elettriche, si utilizzano con diverse possibili funzioni diverse tipologie di accumulo: pompaggio d'acqua in bacini di accumulo di elevate dimensioni, aria compressa in serbatoi naturali (CAES = compressed air energy storage), magneti superconduttori (SMES = superconducting magnets energy storage), volani (flywheels), accumulatori elettrochimici (vari tipi di batterie: sodio-zolfo = NaS; NaNiCl_2 = ZEBRA; ZrBr; Piombo-Acido), accumulo di energia termica, supercondensatori. La Figura 39 riassume alcune caratteristiche peculiari dei principali sistemi di accumulo attualmente utilizzati o studiati che sono maggiormente dettagliate nella Tabella 25, Tabella 26, Tabella 27 e Tabella 28.

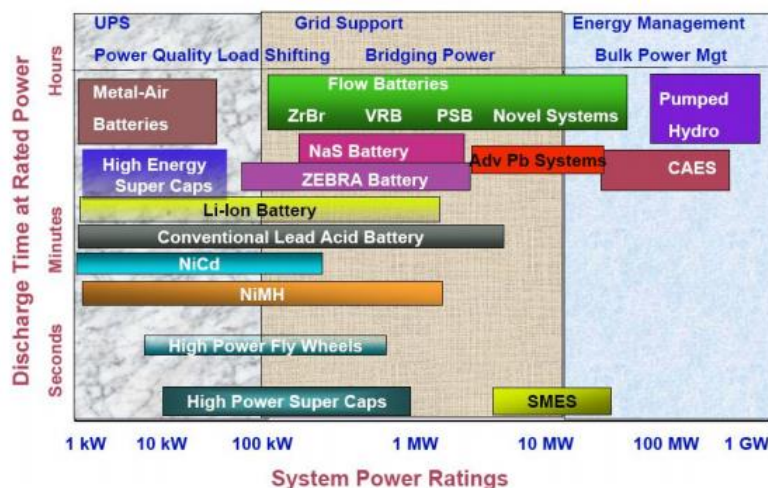


Figura 39. Caratteristiche di diversi sistemi di accumulo. (Fonte: EPRI, 2008 [40])

Tabella 25. Confronto di diversi sistemi di accumulo per l'applicazione in reti elettriche (Fonte: IEA [40])

Accumulo	Potenza	Durata della scarica	Efficienza (%)	Vita utile, anni	Total Capital Cost (USD/kW)
CAES (100-300 MW)	15-400 MW	2-24 h	54 (Eff _{NG} =1) 54 (Eff _{NG} =0,54) 88 (Eff _{NG} =0,39)	35	600-750
Pompaggio acqua	250 MW>1 GW	12 h	87	30	2700-3300
Ioni di litio	5 MW	15 min a diverse h	90 (DC)	15	4000-5000
Piombo acido	3-20 MW	10 min a diverse h	75-80 (DC) 70-75 (AC)	4-8	1740-2580
Sodio Zolfo, NaS	35 MW	8 h	80-85 (DC)	15	1850-2150
VRB Flow Battery	4 MW	4-8 h	75-80 (DC) 63-68 (AC)	10	7000-8200
ZnBr FlowBattery	40-100 kW, 2 MW	2-4 h	75-80 (DC) 60-70 (AC)	20	5100-5600
Volani	750-1650 kW	15 sec a 15 min	93	20	3695-4313
ZEBRA	<10 MW	fino a 8 h	80-85 (DC)	>1500 cicli	1500-2000
Fe/Cr Flow Battery	<10 MW	2-4 h	50-65	20	200-2500
Zn/aria	20 Kw-10 MW	3-4 h	40-60	Centinaia di cicli	3000-5000
SMES	1-3 MW	1-3 sec	90	>30000 cicli	380-490
SMES di grande taglia	100-200 MW	100 sec (MWh) 0,5-1 h (100 MWh) 5-10 h (GWh)	90	>30000 cicli	700-2000
supercondensatori	10 MW	fino a 30 sec	90	>50000 cicli	1500-2500

NG= gas naturale; DC=corrente continua; AC= corrente alternata

Tabella 26. Confronto tra diverse tipologie di accumulo elettrochimico. (Fonte [41])

Sistema di accumulo	Densità di energia [Wh/kg]	Vita utile, ore	Efficienza (%)	Densità di potenza [W/kg]
Batteria a piombo	35	1000	>80	180
Batteria Sodio-zolfo				
Sodio-zolfo	150-240	>800	80	120-230
Sodio-cloruro di nichel	90-120	1200	80	1550
Nichel-Metallo				
Nichel-cadmio	50-80	2000	75	200
Nichel-idruri di metallo	70-95	<3000	70	200-300
Batteria ioni di litio				
Ioni di litio	118-250	>2000	>95	200-430
Polimeri di litio	130-225	>1200	>91	260-450
Batteria a flusso Redox (VRB)	10-50	13000	85	>50
Idrocarburi				
Idrogeno (fuel cell)	39720	4000	50	>300
Gasolina	12890	150-400	<30	-
Supercapacitori	10-30	1×10^6	95	>10000

Tabella 27. Confronto tra diversi sistemi di accumulo elettrochimico. (Fonte [42])

Tecnologia	Rendimento energetico (%)	Rendimento amperometrico (%)	Vita attesa (cicli) DOD 80%
Piombo	80	85	1000
Nichel-cadmio	65	75	1000
Nichel-idruri di metallo	65	75	1500
Sodio-cloruro di nichel	85	100	4000
Sodio-zolfo	85	100	4500
Ioni di litio	90	100	5000
Batteria a flusso al vanadio (VRB)	75	85	10000

Il rendimento energetico, per una batteria, è dato dal rapporto tra l'energia scaricata a potenza nominale, partendo da piena carica fino alla scarica completa, e l'energia fornita alla batteria per riportarla nello stato di carica iniziale. Nel caso di un sistema di accumulo completo, interfacciato in rete con un convertitore elettronico, è necessario comprendere nel calcolo il rendimento del convertitore e l'energia spesa per alimentare gli ausiliari (qualora non siano alimentati direttamente dalla batteria).

Il rendimento amperometrico, o faradico, è dato dal rapporto tra la carica estratta dalla batteria partendo piena carica (Stato di Carica-SOC pari a 100%) fino a piena scarica e la carica che è necessaria fornire alla batteria per riportarla nello stato di carica iniziale. Avere un rendimento amperometrico unitario semplifica la gestione della batteria perché permette di stimare in modo più

semplice lo stato di carica attraverso l'integrazione della corrente. Alcune tecnologie hanno rendimenti amperometrici inferiori al 100% perché sono presenti reazioni parassite (ad esempio l'elettrolisi dell'acqua che avviene nelle batterie ad elettrolita acquoso in fase di ricarica). [42]

Tabella 28. Confronto tra diversi sistemi di accumulo elettrochimico (Fonte [42])

Tecnologia	Costo di installazione [€/kWh di capacità]	Costi O&M fissi [€/kWh di capacità*anno]	Costi O&M variabili [€/kWh scaricati*anno]
Piombo	300	15	0,087
Nichel-cadmio	800	15	0,304
Nichel-idruri di metallo	800	15	0,304
Sodio-cloruro di nichel	560	10	0,034
Sodio-zolfo	500	10	0,031
Ioni di litio	500	10	0,023
Batteria a flusso al vanadio (VRB)	800	15	0,013

Il costo di O&M di un sistema di accumulo con batterie dipende dagli interventi di manutenzione ordinaria (rabbocco dell'elettrolita nelle batterie al piombo, serraggio periodico dei morsetti, costo dell'energia per l'alimentazione di sistemi di climatizzazione/ventilazione, ecc.), cui si aggiunge il costo di sostituzione della batteria se raggiunge la condizione di fine vita prima dei 20 anni di durata dell'impianto (un valore di riferimento ritenuto ragionevole). La durata di vita della batteria, diversa per ciascuna tecnologia, dipende anche dal tipo di applicazione in quanto da questa dipende il numero di cicli di lavoro completati annualmente dall'impianto.

La Tabella 28 riporta i costi di installazione (espressi in euro/kWh) di un sistema di accumulo completo per tecnologia e i costi di O&M annuali. Per il calcolo dei costi di O&M variabili si è ipotizzato che il sistema compia un ciclo di scarica/carica a DOD 80% al giorno (come può accadere in applicazioni di time-shift). Altre applicazioni possono comportare dei valori differenti; ad esempio, un sistema che svolge un servizio di regolazione primaria e regolazione di tensione, a seconda di come viene dimensionato, effettua giornalmente molti più cicli ma con una DOD non superiore al 20% [42].

Il payback time risulta fortemente dipendente dal tipo di applicazione. Con l'attuale sistema regolatorio italiano, per quasi tutte le applicazioni a supporto del sistema elettrico considerate in vari studi economici, il payback time è stimato superiore ai 10 anni e in alcuni casi si ipotizza che non venga mai raggiunto [42].

I servizi che un sistema di accumulo gestionale in grado di fornire si dividono in “Servizi di Potenza” e i “Servizi di Energia”. I primi riguardano gli aspetti relativi alla potenza del sistema di accumulo, alla velocità di risposta dello stesso e ai benefici apportati dal sistema di accumulo relativamente allo

scambio di potenza della rete elettrica cui è connesso. I secondi riguardano gli aspetti energetici, quindi sono intrinsecamente legati allo scambio di potenza che si protrae su intervalli di tempo maggiori rispetto ai primi. Entrambi i servizi sopra definiti sono a loro volta scomponibili, in base alle funzioni svolte e ai criteri di dimensionamento e impiego, in quattro sotto-sezioni, che risultano essere i seguenti [40]:

- Security
- Power Quality
- Mercato
- Differimento del carico sulla rete.

Negli ultimi anni sono stati sviluppati ed applicati diversi sistemi di accumulo di tipo elettrochimico per applicazioni di grandi dimensioni nelle reti elettriche. Uno dei principali ostacoli ad un uso più esteso di tali sistemi è stato principalmente il costo: per particolari applicazioni di dimensioni limitate, si è avuta una discreta diffusione delle batterie al piombo ed alcaline (nichel-cadmio e nichel-idruri metallici) per i gruppi di continuità, mentre per le batterie ad alta temperatura (sodio-zolfo e sodio-cloruro di nichel) è avvenuta una importante crescita delle applicazioni solo in Giappone e Stati Uniti.

Si stanno studiando, specificatamente per le reti elettriche, altre tipologie di batterie del tipo cosiddette a flusso (od anche redox a flusso), come le Zinco-Bromo (ZnBr) e le Vanadio Redox (VRB), di cui alcune caratteristiche sono state riportate in Figura 39 e in Tabella 25. Questi sistemi presentano vantaggi e limiti di natura tecnologica ed economica, che li rendono competitivi in diverse applicazioni (come chiaramente risulta dal confronto di Tabella 25).

Rispetto però alle batterie a base di litio, è possibile individuare una serie di aspetti che rendono gli altri sistemi di accumulo elettrochimico meno interessanti: le batterie convenzionali al piombo (anche nelle versioni più innovative) e quelle alcaline hanno dei limiti prestazionali o di costo, che sono all'incirca simili a quelli delle batterie più innovative come quelle ad alta temperatura e redox; di contro, i sistemi al litio hanno l'indubbio vantaggio strategico di essere un componente adatto per numerose applicazioni e sono, pertanto, prodotti in continua evoluzione tecnologica con notevoli prospettive di miglioramento per tutte le applicazioni e con aspettative di mercato così rilevanti, da far ritenere una rapida riduzione dei costi come un elemento certo, associato alle economie di scala attese dall'aumento della produzione previsto sia nell'elettronica di consumo che nei veicoli a trazione elettrica [40].

Purtroppo, però, il litio ha problemi di distribuzione geografica, infatti non è omogeneamente presente su tutto il pianeta.

Batterie a ioni di litio

Non esiste una sola batteria al litio ma moltissimi tipi diversi che differiscono tra loro per materiali elettrodici e/o elettrolitici. L'unico elemento che unisce queste batterie è lo ione portatore della carica elettrica (ione litio, Li^+). Il litio è l'elemento avente il potenziale ($E_0 = -3.045 \text{ V}$, riferito ad un elettrodo di riferimento) più negativo e quindi, accoppiandolo a un altro elemento si ottiene una elevata differenza di potenziale (il motore di una batteria) che è direttamente proporzionale all'energia di una cella.

Le batterie al litio, rispetto ad altri tipi di batterie ed anche rispetto ad altri sistemi di accumulo, presentano un importante vantaggio che li rende in qualche modo preferibili ai sistemi di accumulo alternativi: la disponibilità e realistica certezza di vari campi di applicazione con ampi mercati collegati, che ne possono quindi garantire un continuo sviluppo e miglioramenti sia in termini tecnici che economici in quanto si possono realizzare ampie economie di scala produttiva.

La batteria al litio ha prestazioni e costi variabili con i materiali prescelti e non esiste un sistema di accumulo ideale per tutte le applicazioni alle reti elettriche; altrettanto si può dire per le batterie al litio, che necessitano ancora di attività di ricerca, sviluppo e industrializzazione.

Infatti ci sono, per esempio, batterie al litio che possiedono una potenza specifica (potenza per unità di peso, come quelle con ossido di titanio nel materiale anodico) molto elevata, che può essere utilizzata per fronte ad applicazioni in cui è necessario fornire elevate quantità di energia in tempi molto brevi. Di contro, ci sono batterie al litio con elevata energia specifica che sono in grado di fornire l'energia accumulata in tempi lunghi, non compatibili con prestazioni di potenza.

Le batterie al litio si possono distinguere in due tipologie principali:

- Litio metallico
- Litio-ione

Per quanto riguarda le batterie litio metallico, esse sono caratterizzate dal fatto che l'anodo è costituito da litio metallico, mentre l'elettrolita può essere sia solido che liquido. I materiali usati per l'elettrolita possono essere di tipo ceramico, vetroso o polimerico. Questa batteria presenta notevoli vantaggi in quanto è caratterizzata da un'elevata capacità, una bassa resistenza interna, una elevata potenza specifica (W/kg) ed energia specifica (Wh/kg).

Tuttavia la batteria a litio metallico ha avuto una limitata diffusione a causa dell'estrema reattività dello ione litio metallico, il che rende la batteria potenzialmente pericolosa.

Le batterie a ioni di litio (a volte dette anche polimeriche), invece, utilizzano materiali elettrodici ad

intercalazione, che riescono ad accumulare e rilasciare elevate quantità di litio in maniera reversibile. In questo caso, l'anodo ha prestazioni inferiori rispetto a quelle del litio metallico, ma essendo meno reattivo, offre una maggiore stabilità e sicurezza [42].

Queste celle non contengono litio in forma metallica in nessuno dei due elettrodi, garantendo così una maggiore sicurezza a parità di energia specifica.

I vantaggi delle batterie a ioni di litio, rispetto agli altri sistemi elettrochimici di accumulo, sono moltissimi [40]:

- tensione molto alta (da 3 a 4,2 V). Ciò significa che, per una data tensione di batteria, sono necessarie un minor numero di celle ed associate connessioni ed elettronica per sistema batterie ad alta tensione;
- alta densità di energia molto alta (fino a 530 Wh/l), come conseguenza dell'alta tensione di cella;
- alta energia specifica molto alta (fino a 230 Wh/kg), conseguenza dell'esiguo spessore delle celle;
- alta potenza specifica (fino a 500 W/kg per 20 s), conseguenza dell'esiguo spessore delle celle;
- efficienza coulombica di quasi il 100%;
- efficienza energetica maggiore del 90%;
- la potenza di carica e scarica è normalmente indipendente dallo stato di carica, al netto di stati di carica molto prossimi allo 0% e al 100%;
- possibilità di ottimizzazione per applicazioni che richiedono energia o potenza. Le celle per batterie al litio si dividono in celle per applicazioni di energia e celle per applicazioni di potenza: queste ultime hanno un rapporto superficie/volume più grande delle precedenti in modo da dissipare il maggiore calore prodotto;
- numero di cicli molto elevato;
- possibilità di scarica ad un alto rateo di corrente (attualmente sono disponibili sul mercato batterie che consentono scariche fino a 40 volte il valore della corrente nominale). L'alto rateo di scarica significa che per l'uso automotive la potenza richiesta per l'avviamento a freddo o la potenza di spinta per veicoli ibridi può essere fornita da una batteria di capacità inferiore;
- bassa autoscarica (3 ÷ 5% al mese);
- possibilità di ricarica rapida;
- possibilità di esecuzione di micro cicli;
- lunga durata della carica dopo immagazzinamento;
- non presentano effetto memoria;

- bassa manutenzione (sono sigillate);
- tempo di avvio da stato di fermo nell'ordine dei minuti (non è necessaria alcuna fase di predisposizione termica);
- accettano cariche e scariche profonde (100% della capacità e 80% della potenza);
- spessori sottili;
- lunga vita. Il ciclo vita può essere significativamente esteso usando circuiti di protezione della batteria. Ciò compensa gli alti costi iniziali della batteria;
- disponibilità di un ampio intervallo di valori di capacità (da 50 mAh fino a 1000 Ah) e di un ampio numero di produttori.

Invece, gli svantaggi tipici di questo sistema di accumulo a ioni di litio sono:

- potenzialmente pericolose, necessitano di un sistema di protezione per evitare sovraccariche e sovrascariche;
- è necessaria una gestione termica per mantenere la temperatura nel campo di valori definiti dal costruttore ed evitare la deriva termica. La temperatura influenza notevolmente sicurezza, prestazioni e vita delle batterie;
- la sovraccarica può danneggiare le batterie ed originare condizioni rischiose, includendo la perdita di gas ed il rilascio di vapori infiammabili del solvente elettrolitico. Per evitare la sovraccarica, le batterie agli ioni di litio richiedono un accurato controllo della tensione di ogni singola cella. L'accurato ed affidabile controllo della tensione di cella e temperatura è quindi un requisito essenziale per la lunga vita e la sicurezza delle batterie litio-ioni per tutti gli usi;
- tempi di ricarica spesso troppo lunghi;
- costi ancora elevati rispetto agli altri accumulatori (ad esempio le batterie al piombo);
- necessità di controllo delle batterie (bilanciamento se più di tre in serie);
- invecchiamento crescente con il tempo di stoccaggio, la temperatura e lo stato di carica;
- preparazione condotta in ambiente controllato;
- temperatura di utilizzo compresa tra -20 e +40°C e solo occasionalmente superiore a +55°C;
- la natura degli elementi utilizzati influenza notevolmente le performance e le caratteristiche della batteria;
- difficile smaltimento e riciclaggio.

Il litio ha un modesto peso atomico e una notevole reattività: ciò fa anche sì che esso e tutti i materiali utilizzati nella costruzione dell'accumulatore debbano essere manipolati in un ambiente estremamente controllato e privo di umidità. Di conseguenza anche lo stesso accumulatore al litio è potenzialmente

pericoloso perciò bisogna porre molta attenzione sia durante la preparazione di quest'ultimo che nelle fasi successive di esercizio o di riciclo.

Nella Tabella 29 vengono confrontate le principali batterie a ioni di litio in via di sviluppo.

Tabella 29. Caratteristiche di alcune batterie a ioni di litio in via di sviluppo [40]

Sistema	NCA grafite	LFP grafite	MS TiO	MNS TiO	MN grafite
Elettrodi					
Positivo:	LiNi _{0,8} Co _{0,15} Al _{0,05}	LiFePO ₄	LiMn ₂ O ₄	LiMn _{1,5} Ni _{0,5} O ₄	Li _{1,2} Mn _{0,6} Ni _{0,2} O ₄
Negativo:	Grafite	Grafite	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂	Grafite
Capacità [mAh/g]					
Positivo:	155	162	100	130	275
Negativo:	290	190	170	170	290
Tensione al 50% del SOC [V]	3,6	3,35	2,52	3,14	3,9
Sicurezza	Discreta	Buona	Eccellente	Eccellente	Eccellente
Potenziale vita	Buono	Buono	Eccellente	Sconosciuto	Sconosciuto
Costo	Moderato	Moderato	Basso	Moderato	Moderato
Stato dell'arte	Scala pilota	Scala pilota	Sviluppo	Ricerca	Ricerca

NCA=nichel-cobalto; LFP= litio ferro fosfato; MNS= manganese spinello; MN=manganese ossido

Per l'analisi che si vuole portare avanti, l'impiego di un sistema di accumulo a ioni di litio con una taglia pari a 5 MW per la partecipazione al servizio di Bilanciamento del Mercato Elettrico comporta delle ottime prestazioni, ingombro non eccessivo, ma costi ancora abbastanza elevati e problemi relativi alla sicurezza.

Un sistema di accumulo a ioni di litio da 1 MW/1 MWh occupa circa 300 m² (piazzola 15x20 m). Considerando l'utilizzo di cinque moduli per raggiungere la potenza nominale di 5 MW, le relative infrastrutture ausiliarie per la connessione alla rete elettrica ed il controllo, ed il distanziamento necessario tra i diversi moduli che permette un agevole posizionamento ed il ricambio dell'aria di raffreddamento, si stima un'occupazione del suolo di circa 2500 m² per questa tipologia di sistema di accumulo.

Tali dimensioni sono state stimate considerando l'occupazione dei sistemi di accumulo a litio impiegati nei progetti pilota "Power Intensive" di Terna, in Sicilia e in Sardegna [53].

Per perseguire gli obiettivi sperimentali, gli impianti sono composti da un'area dei sistemi di accumulo suddivisa in piazzole (una per tecnologia) ed un'ulteriore area per la connessione delle sezioni di potenza, il controllo e la supervisione.

Batterie Sodio-Zolfo (NaS)

Le basse densità energetiche che si riescono ad ottenere con gli accumulatori più tradizionali quali quelli al piombo o al nichel-cadmio, e l'utilizzo di materiali che sono costosi, scarsi in natura e in alcuni casi di importanza strategica (come il nichel), ha spinto, negli anni scorsi, molte aziende e molti ricercatori a cercare delle nuove coppie elettrochimiche formate da materiali economici e abbondanti in natura ma che garantiscano elevate densità di energia.

Il sodio è stato quindi individuato come un ottimo materiale da utilizzare come elettrodo nelle celle perché è economico, abbondante in natura, non tossico, ha un'alta densità di carica gravimetrica e ha un potenziale elettrochimico molto negativo ($E_0 = -2,71$ V).

Negli anni '60 viene individuata una nuova coppia elettrochimica: la coppia sodio-zolfo.

Si è subito visto che affinché tale coppia elettrochimica potesse garantire il massimo delle prestazioni, era necessario utilizzare lo zolfo e il sodio allo stato liquido (e perciò a temperature sensibilmente superiori a quella ambiente).

Dopo un ampio programma di sviluppo, test e di dimostrazioni, TEPCO e NGK hanno iniziato a commercializzare con successo la tecnologia in Giappone dall'aprile 2002 con il marchio batteria "NaS" [45].

La struttura più utilizzata per la costruzione delle celle NaS viene definita a sodio centrale e presenta alcuni vantaggi quali [46]:

- potenziale molto elevato per cella e grande affidabilità delle batterie;
- elevata potenza e densità di energia;
- maggiore sicurezza della batteria come conseguenza di un elevato grado di partizionamento dei materiali reattivi;
- flessibilità necessaria per soddisfare una vasta gamma di applicazioni;
- grande tolleranza agli shock termici e meccanici.

Oltre ad avere l'elettrolita solido, un'altra caratteristica peculiare di questa di questa tecnologia è quella di avere una temperatura di lavoro che si aggira attorno ai 300-350°C, necessari sia per mantenere allo stato fuso i materiali degli elettrodi, sia per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. Per tale motivo, tale batteria viene anche chiamata batteria ad alta temperatura.

Il punto di forza di questa tecnologia è l'energia specifica molto più elevata di quella degli accumulatori con elettrolita acquoso (circa quattro volte quella di un accumulatore al piombo): per tale motivo, essa ha visto una notevole attività di ricerca e sviluppo sia per applicazioni su veicoli elettrici sia per applicazioni allo stazionario.

Trattandosi, come già detto, di una batteria ad alta temperatura, essa ha bisogno di una coibentazione

termica particolarmente efficace per diminuire il più possibile la dispersione termica. Essa è inoltre dotata di un sistema di riscaldamento interno che si attiva quando la temperatura scende sotto un certo valore limite. Con la batteria a riposo, l'autonomia termica può essere di qualche giorno ma non è infinita. Questo costringe il sistema di riscaldamento ad essere attivo e a collegare la batteria alla rete elettrica per alimentarlo.

Un'altra caratteristica molto importante è che la risposta dinamica della cella sodio-zolfo è molto veloce e rende la batteria particolarmente adatta ad applicazioni di Power Quality.

I principali vantaggi di questo tipo di batteria sono [47]:

- numero di cicli di vita abbastanza elevato;
- elevata energia e buona densità di potenza;
- il rendimento amperometrico praticamente unitario, grazie alla mancanza di reazioni parassite;
- l'assenza di auto scarica, grazie al fatto che l'elettrolita solido è un perfetto isolante elettronico: questo comporta che la batteria abbia un'efficienza coulombica pari al 100%;
- la capacità della cella è indipendente dal regime di scarica e dalla temperatura;
- funzionamento della batteria flessibile;
- le prestazioni della batteria non sono influenzate dalla temperatura ambiente per il fatto che lavora a temperature maggiori di 250°C e grazie anche all'elevata coibentazione termica;
- assenza di effetto memoria;
- potenzialmente più economiche rispetto ad altre batterie di analoghe prestazioni;
- facile da smaltire e riciclare.

Gli svantaggi di questo tipo di batterie riguardano:

- l'elevata temperatura di esercizio che è intorno ai 250-350°C, che deve essere mantenuta durante il periodo di scarica, implicando un notevole consumo energetico;
- costi di produzione abbastanza alti;
- necessità di un sistema di gestione della temperatura interna;
- la potenza di carica è strettamente dipendente dallo stato di carica;
- tempo di avvio da stato di fermo fino a 12h per warm up del Sistema (necessaria una fase di predisposizione termica);

La batteria sodio-zolfo è vantaggiosa dal punto di vista ambientale, perché è completamente chiusa e sigillata, il che impedisce emissioni di sostanze potenzialmente tossiche durante il funzionamento. Inoltre, più del 99% dei materiali utilizzati per la costruzione della batteria può essere riciclato. Solamente il sodio deve essere maneggiato con cura in quanto materiale fortemente reattivo; inoltre

queste batterie richiedono una limitata manutenzione periodica.

Da un punto di vista operativo, le NaS garantiscono elevate efficienze di carica e di scarica e una durata di vita di circa 15 anni, che è ben più elevata di quella di altre categorie di batterie, quali per esempio quella agli ioni di litio¹.

La tensione a circuito aperto della cella totalmente carica a 350 °C è 2,075 V.

Alle elevate temperature in cui opera la batteria, il sodio e zolfo, nonché il polisolfuro prodotto dalla reazione, si trovano allo stato liquido, il che contribuisce all'elevata reattività degli elettrodi.

Pertanto, una batteria sodio-zolfo presenta elevata potenza e densità di energia, stabilità alla temperatura, bassi costi e buoni livelli di sicurezza.

L'energia specifica della batteria raggiunge 760 Wh / kg a 350 °C, facendo sì che le dimensioni di tale batteria siano di circa un terzo dello spazio richiesto per la batteria al piombo per applicazioni commerciali simili.

Il sistema di batterie NaS incorpora un sistema di conversione di potenza bidirezionale (PCS) per controllare la carica della batteria e la scarica, nonché un sistema di gestione della batteria (BMS) che protegge la batteria.

Le batterie NaS attualmente vengono utilizzate per la maggior parte nell'ambito dell'accumulo stazionario di potenza e in tale ambito le tipologie costruttive di tali batterie possono sostanzialmente essere divise in due grandi categorie [48]:

- I moduli di tipo PS (moduli Peak Shaving, il sistema di accumulo è dimensionato per tagliare una parte dei picchi dei profili di carico), solitamente hanno un'energia specifica di circa 130 Wh/kg corrispondente ad una densità di energia di circa 160 Wh/l.
- I moduli di tipo PQ (moduli di Power Quality) hanno energie specifiche di 110 Wh/kg, possono erogare per pochi secondi picchi di potenza di 250 kW, pari a 5 volte la potenza nominale dell'accumulatore stesso, e hanno una potenza specifica di 100 W/kg.

Il modulo PS è progettato per un lungo periodo di scarica ed è caratterizzato da una modesta caduta di tensione, mentre il modulo PQ è progettato per fornire elevati impulsi di potenza con tensione di scarica a partire da 0,9 Vpc.

Le differenze di design più importanti tra i due tipi di batterie riguardano i collegamenti tra le celle e la protezione elettrica.

¹ Il tempo di vita di una batteria è legato alle modalità di lavoro a cui è sottoposta, ossia esiste una relazione di proporzionalità inversa tra il numero di cicli di lavoro che la batteria riesce a completare nella sua vita utile e la profondità di scarica di tali cicli.

Inizialmente i sistemi di batteria al sodio (quindi NaS e ZEBRA) sono stati sviluppati per l'alimentazione dei veicoli elettrici, ma durante gli ultimi 20 anni la batteria NaS ha perso terreno nei confronti delle ZEBRA per quando riguarda la propulsione elettrica ed il suo utilizzo si è incentrato maggiormente su applicazioni stazionarie di potenza di tipo industriali e commerciali, fino a circa 50 MW / 400MWh per installazione.

Di seguito è riportato un elenco di settori nei quali la batteria NaS è già utilizzata oppure rappresenta una valida scelta in un futuro prossimo come sistema di accumulo elettrochimico.

I principali campi di applicazione in cui le NaS trovano utilizzo sono [49] [50]:

- Sistemi alimentazione di emergenza:

Poiché le interruzioni di corrente a causa di guasti o sovraccarichi sono frequenti nella maggior parte delle reti elettriche moderne, è necessaria l'installazione di una fonte di energia ausiliaria per le infrastrutture ritenute critiche, che sia in grado di fornire l'alimentazione durante la perdita non pianificata di tensione.

Quindi le NaS, grazie alla loro elevata potenza e capacità intesa come Ah, possono rappresentare dei sistemi di alimentazione di emergenza in caso di mancanza di tensione di rete per l'illuminazione di sicurezza, per il controllo del traffico, per l'approvvigionamento idrico, per le comunicazioni durante e dopo gli eventi gravi quali calamità naturali.

Attualmente, i sistemi di batterie NaS con potenza dell'ordine dei MW, possono essere configurati per fornire fino a 8 ore di alimentazione in caso di emergenza.

- Livellamento del carico:

La batteria NaS può essere utilizzata dai gestori di rete nazionali come sistema di accumulo in grado di erogare energia ai carichi durante i periodi di picco della domanda da parte delle utenze, in modo tale da ridurre il carico sulla rete durante tali periodi. Inoltre, sono in grado di immagazzinare energia dalla rete durante i periodi di bassa domanda, che di solito si verifica nelle ore notturne. Quindi, tali batterie servono ad attuare un “livellamento del carico”, ossia far sì che la rete eroghi una potenza a sostanzialmente di valore costante alle utenze, indipendentemente dalle richieste di quest'ultime, in quanto i picchi di potenza dei carichi vengono coperti con le NaS. Eventuali surplus di potenza in rete rispetto a quella richiesta dai carichi vengono immagazzinati in tali accumulatori. Questo permette di ottimizzare le attività di generazione, trasmissione e distribuzione da parte del gestore di rete nazionale.

Tali tipologie di batterie sono state precedentemente denominate NaS PS (Peak Shaving).

I benefici derivanti dall'implementazione di questo sistema di accumulazione sono di ordine economico in quanto riguardano gli investimenti evitati o ritardati in aggiornamenti del

sistema di grandi dimensioni per soddisfare il carico durante i periodi di maggiore richiesta, che spesso avviene solo per pochi giorni all'anno.

- Regolazione della frequenza:

In questo caso le sodio-zolfo vengono utilizzate dagli operatori di rete per mantenere la stabilità e l'affidabilità di quest'ultima in corrispondenza a variazioni di alimentazione e della domanda da parte dei carichi. In particolare, tali accumulatori possono essere utilizzati per attuare la regolazione di frequenza, ma anche come riserva di potenza attiva.

Tali sistemi NaS sono particolarmente adatti alla regolazione di frequenza, che richiede la continua iniezione o assorbimento di potenza attiva per mantenere sostanzialmente paritari (una certa tolleranza) il valore della potenza assorbita dai carichi e il valore della potenza generata dai generatori di rete. La risposta istantanea ed il controllo preciso delle batterie NaS fanno sì che esse (con potenze dell'ordine dei MW) siano degli ottimi sistemi di regolazione di rete da affiancare alle convenzionali centrali di regolazione della frequenza.

Le batterie NaS utilizzate per questa funzione vengono denominate NaS PQ (Power Quality).

- Sistemi di accumulo per impianti a fonti rinnovabili

Negli ultimi anni, l'energia elettrica prodotta mediante l'utilizzo delle risorse rinnovabili ha visto un aumento sempre più marcato. Questo comporta degli aspetti positivi per l'ambiente, ma anche delle problematiche che interessano soprattutto i gestori di rete, ossia tali impianti a fonti rinnovabili sono tutti intermittenti e garantiscono limitati gradi di affidabilità per quanto riguarda la producibilità.

Perciò tali impianti hanno problemi di regolazione e gestione dell'energia prodotta: per tale motivo anche in questo caso le batterie NaS possono svolgere un ruolo importante nell'uso e nella gestione di tali impianti a fonti rinnovabili.

Esse sono in grado di gestire questi funzionamenti intermittenti e, grazie alla loro capacità di immagazzinamento di energia e di successiva erogazione, sono in grado di modulare e rendere più omogenea la fornitura di energia alle utenze, compensando il più possibile la fluttuazione del livello di potenza prodotto da tali impianti.

Tenendo conto dell'analisi che si vuole portare avanti in questo elaborato, un sistema di accumulo a batteria NaS di taglia pari a 5 MW/ 40 MWh presenta, come le batterie a ioni di litio, ottime prestazioni, ingombro non eccessivo, ma costi ancora abbastanza elevati e problemi relativi alla sicurezza, questi ultimi relativi soprattutto alle temperature di esercizio elevate che potrebbero essere

cause di incendio soprattutto in seguito ad eventuali catastrofi naturali (quali terremoti ecc.).

Relativamente all'ingombro, un sistema di accumulo NaS occupa circa 3500 m², tenendo in considerazione anche tutti i sistemi ausiliari necessari.

Tali dimensioni sono state stimate considerando l'occupazione di tre impianti SANC (Sistema di Accumulo Non Convenzionale) installati da Terna, ciascuno collegato ad una Stazione Elettrica 20/150 kV di connessione alla RTN [51]:

- Ginestra SANC: impianto di taglia in potenza di 12 MW e capacità energetica netta di circa 80 MWh, localizzato nel comune di Castelfranco in Miscano (BN) ed afferente alla dorsale 150 kV "Benevento 2 – Montefalcone – Celle San Vito";
- Flumeri SANC: impianto di taglia in potenza di 12 MW e capacità energetica netta di circa 80 MWh, localizzato nel comune di Flumeri (AV) ed afferente alla dorsale 150 kV "Benevento 2 – Bisaccia 380";
- Scampitella SANC: impianto di taglia in potenza di 10,8 MW e capacità energetica netta di circa 72 MWh, localizzato nel comune di Scampitella (AV) ed afferente alla dorsale 150 kV "Benevento 2 – Bisaccia 380".

Batterie a flusso Redox

A differenza delle normali batterie ricaricabili (piombo-acido, litio-ioni, sodio zolfo, ecc.), nelle batterie a flusso redox le specie chimiche attive si trovano direttamente in soluzione nel liquido elettrolita (es. acido solforico): l'accumulo energetico vero e proprio è realizzato per mezzo di due serbatoi, contenenti, rispettivamente, l'anolita (in cui è dissolta la specie che ossida) e il catolita (in cui si trova la specie che si riduce). I due fluidi vengono pompati attraverso il cosiddetto stack, ovvero il reattore e cuore della cella, in cui avviene la reazione redox e le due soluzioni scambiano ioni attraverso una membrana semipermeabile.

Le batterie a flusso possono essere "ricaricate" rapidamente sostituendo l'elettrolita liquido mentre simultaneamente si recupera il materiale esausto per poter essere ri-energizzato.

Si può definire una batteria di flusso come un tipo speciale di batteria ricaricabile in cui la dissoluzione di fluidi elettroattivi nell'elettrolito e lo stoccaggio esterno dei reagenti permettono l'impostazione dei parametri elettrici. Inoltre essendo i reagenti stoccati all'esterno si evitano fenomeni di autoscarica che sono presenti nei sistemi di batterie di primo o secondo grado.

Le batterie a flusso differiscono dalle celle a combustibile perché in una batteria la densità di energia è limitata dalla capacità d'immagazzinamento del fluido, mentre le celle a combustibile, essendo rifornite esternamente, permettono la regolazione della potenza e dei parametri elettrici.

Inoltre nelle batterie di flusso la reazione chimica indotta spesso è reversibile: ad esempio, sono generalmente batterie di secondo tipo che possono essere ricaricate senza sostituire il materiale elettroattivo [52].

Le batterie a flusso redox presentano i vantaggi seguenti:

- layout flessibile (a causa della separazione dei componenti di potenza e dei componenti di energia);
- ciclo di vita lungo (maggiore di 20 anni);
- non hanno bisogno di livellare la carica;
- assenza di emissioni nocive (in comune con quasi tutte le batterie);
- alcuni tipi (es. quelle al vanadio) hanno un sistema semplice per la determinazione della carica residua;
- bassa manutenzione (miglioramento, sotto il profilo costi/kWh, dei costi di manutenzione nei confronti della tradizionale batteria al piombo);
- assenza di corrosione sugli elettrodi;
- tempi di risposta rapida (in comune con quasi tutte le batterie);
- tolleranza al sovraccarico/sovrascarico;
- completamente riciclabili.

In particolare, studi effettuati all'Università del Nuovo Galles del Sud hanno mostrato che queste batterie possiedono un tempo di risposta inferiore a mezzo millisecondo per una variazione di carico del 100%, e resistono a sovraccarichi del 400% per 10 secondi. Il tempo di risposta è limitato principalmente dal sistema elettrico. L'efficienza complessiva in applicazioni pratiche è circa 65-75%.

La caratteristica senza dubbio più interessante riguarda la possibilità di disaccoppiare il dimensionamento in potenza da quello in energia: se infatti la potenza erogabile è determinata grosso modo dal numero di celle nello stack, la capacità di storage dipende essenzialmente dal volume di elettrolita impiegato. È dunque virtualmente possibile aumentare a piacere la capacità di accumulo del sistema (fino a circa 100 MWh), semplicemente incrementando il numero di serbatoi connessi all'impianto di pompaggio. Questa particolarità conferisce alla batteria proprietà modulari e la rende estremamente competitiva per l'accumulo di lungo periodo, tradizionalmente affidato al pompaggio idroelettrico (PHES).

D'altra parte i principali svantaggi sono:

- le batterie di flusso sono molto più complicate delle batterie standard, visto che possono richiedere l'utilizzo di pompe, sensori, unità di controllo e vasche di contenimento secondarie;

- la densità energetica varia considerevolmente ma è in genere molto più bassa rispetto alle batterie portatili come quelle a ioni di litio (circa 25 Wh/kg di elettrolita). Tuttavia, in applicazioni stazionarie, questo parametro non è fondamentale.

Si vuole considerare l'installazione di un sistema di accumulo di taglia pari a 5 MW, composto da batterie di flusso Redox, per fornire servizi di bilanciamento alla rete elettrica.

I sistemi di accumulo redox da 0,5 MW/1,5 MWh installate necessitano di una piazzola di installazione pari a circa 15x20m per gli stack di conversione. Oltre agli stack di conversione, assimilabili ai rack (armadio) della soluzione litio, le batterie a flusso sono caratterizzate dalla presenza di serbatoi contenenti l'elettrolita [53].

Pertanto, un sistema da 5 MW occupa in totale circa 6000 m², considerando anche le infrastrutture per la connessione alla rete elettrica e controllo, ed il distanziamento necessario tra i diversi moduli che permette un agevole posizionamento ed il ricambio dell'aria di raffreddamento.

Tali dimensioni sono state stimate considerando l'occupazione dei sistemi di accumulo a litio impiegati nei progetti pilota "Power Intensive" di Terna, in Sicilia e in Sardegna [53].

Per perseguire gli obiettivi sperimentali, gli impianti sono composti da un'area dei sistemi di accumulo suddivisa in piazzole (una per tecnologia) ed un'ulteriore area per la connessione delle sezioni di potenza, il controllo e la supervisione.

Sistema V2G

Per quanto riguarda gli accumulo distribuiti si vuole focalizzare l'attenzione sulla tecnologia V2G delle colonnine di ricarica elettrica bidirezionale. Come precisato precedentemente, tali sistemi rientrano nelle UVAM e pertanto devono rispettare i requisiti precedentemente elencati per poter partecipare al mercato elettrico ed offrire servizi di bilanciamento alla rete.

I principali vantaggi offerti da questa tipologia di accumulo rispetto a quelli tradizionali sono [54]:

- notevole capacità di riserva distribuita sul territorio;
- gestione e bilanciamento intelligente dell'energia elettrica;
- ottimizzazione dei costi di esercizio delle vetture elettriche;
- contribuzione per un sistema elettrico più affidabile, efficiente e sostenibile.

Ovviamente è da considerare anche un importante limite di questa tipologia di accumulo, ovvero che sia necessario avere i veicoli elettrici connessi alle colonnine per permettere al sistema V2G di operare nel modo ottimale.

A tal proposito, i veicoli delle flotte commerciali sono particolarmente adatti per le applicazioni V2G,

soprattutto perché hanno modelli di utilizzo regolari e prevedibili e spesso rientrano in azienda alla fine della giornata lavorativa, rimanendo fermi per tutta la notte. Molte analisi hanno evidenziato come la maggior parte dei veicoli elettrici resti parcheggiata per moltissimo tempo nell'arco di una giornata.

Tali condizioni sono ideali per consentire alla tecnologia V2G di utilizzare l'energia immagazzinata nelle batterie e assicurarsi poi che i veicoli siano completamente carichi e pronti all'uso la mattina successiva.

I principali svantaggi della tecnologia V2G sono [55]:

- necessità della disponibilità “tecnica” del veicolo elettrico connesso alla rete;
- necessità di ampi spazi ed infrastrutture che permettano la connessione di tutte le colonnine di ricarica con la rete in un unico punto;
- le batterie impiegate per il V2G sono sottoposte ad un maggiore “stress” in termini di cicli di carica e scarica e questo porta una velocità di deterioramento anche del 30% maggiore che in condizioni normali;
- è necessario lo sviluppo di soluzioni tecnologiche (software di gestione), attraverso un coordinamento di ecosistema, che veda i produttori di auto, colonnine e i gestori della rete cominciare a parlare una lingua comune;
- introduzione della figura dell'aggregatore che consente l'accesso al mercato di un largo numero di risorse di piccola taglia.

Per poter permettere ai singoli veicoli di accedere ai servizi di rete è necessario introdurre la figura dell'aggregatore per avere un'interfaccia veloce tra i veicoli connessi e il gestore della rete. L'aggregatore è necessario sia per questioni normative che per evitare un alquanto improbabile possibilità di controllo diretto da parte del gestore di rete di migliaia di veicoli. L'aggregatore riunisce un gran numero di vetture elettriche e le gestisce come una “unità virtuale abilitata di produzione mista (UVAM) potendo prelevare energia dalla rete nel caso di mercato “lungo” (eccesso di offerta) o potendo immettere energia nel caso di mercato “corto” (eccesso di domanda). Perché questo sia possibile, è tuttavia necessario che l'aggregatore conosca la disponibilità dei singoli veicoli sotto il suo controllo nei diversi momenti della giornata, per poter disporre di un'indicazione rispetto alla quantità di energia che può prelevare e/o immettere in rete in un dato istante. È inoltre evidente che deve essere poi commisurata la flessibilità del servizio con la protezione delle necessità individuali, in quanto ad ogni proprietario che rende disponibile il veicolo deve essere garantita una carica “minima” nel caso di necessità.

In tale elaborato si vuole confrontare una UVAM composta da colonnine di ricarica bidirezionali con accumuli stazionari di taglia 5 MW.

Pertanto, se si considerano colonnine da 11 kW come quella utilizzata dei test di laboratorio descritti nella sezione precedente, per raggiungere una taglia da 5MW occorrono con 455 colonnine di ricarica. Se si considerano, invece, delle colonnine di ricarica veloci da 22 kW ne occorrerebbero la metà, ovvero 257. Si è tenuto conto dell'ipotesi semplificativa secondo cui tutte le colonnine di ricarica sono collegate ad un'auto elettrica e disponibili per offrire il servizio V2G.

Si vuole calcolare, in prima approssimazione, il suolo occupato per allestire delle stazioni di ricarica per 257 auto, attraverso quindi colonnine di ricarica da 22 kW.

Ovviamente le auto devono essere quanto più raggruppate possibile per occupare meno spazio e per facilitare l'interconnessione con la rete elettrica.

Se si considera ogni posto auto di dimensioni 2,5x4 metri, il suolo occupato è già di circa 2500 m²; inoltre si deve tener conto delle corsie necessarie per consentire un ingresso ed in uscita agevole delle auto (circa 2000 m²), pertanto si arriverebbe ad uno spazio necessario di almeno 4500 m².

Tali dimensioni, necessarie per un sistema V2G da 5 MW, non sono proibitivi, ma necessitano di un accurata valutazione soprattutto a causa del fatto che non sono indipendenti, ma strettamente correlate ad una vasta presenza di veicoli elettrici. Pertanto, sarebbe ottimale la loro installazione in grandi città densamente popolate, dove però è più difficile trovare spazi adeguati.

A tal proposito, a Torino, nel piazzale logistico del Drosso di Mirafiori, è stato avviato il progetto pilota Vehicle-to-Grid (V2G) di mobilità elettrica da parte di Fca, Engie Eps e Terna [56]. Tale progetto prevede che entro la fine del 2021 siano interconnessi con la rete fino a 700 veicoli elettrici, risultando l'infrastruttura più grande al mondo di questo tipo mai realizzata. La gestione della seconda fase sarà principalmente dettata da logiche di economicità: gli obiettivi saranno fornire servizi alla rete elettrica di Terna, con una capacità regolante fino a 25 MW e garantire un risultato economico positivo per FCA ed ENGIE Eps.

Le auto sono collegate ad appositi punti di ricarica bidirezionali fast charge con una potenza fino a 50 Kw.

La Tabella 30 riporta il confronto tra i sistemi di accumulo in merito alla superficie totale occupata dai diversi impianti, a parità di taglia di 5 MW.

Tabella 30. Confronto superficie occupata dai diversi sistemi di accumulo

Tecnologia di accumulo	Superficie sistema di accumulo [m²]	Superficie infrastruttura ausiliaria [m²]	Superficie totale occupata [m²]
Batteria Li-ion	1500	1000	2500
Batteria NaS	2500	1000	3500
Batteria a flusso redox	3750	2500	6250
Sistema V2G	2500	2000	4500

Bibliografia e Sitografia

- [1] “United Nations Framework Convention on Climate Change”, Nazioni Unite, 1992
- [2] “Accordo di Parigi”, Nazioni Unite, 2015
- [3] “La transizione energetica in Italia e il ruolo del settore elettrico e del gas”, Terna, Snam, Cpd, 2019
- [4] J. Rifkin, “La terza rivoluzione industriale”, Mondadori, 2011
- [5] “Green Deal europeo”, Bruxelles, 2019
- [6] “Piano Energia e Clima (PNIEC)”, Ministero dello Sviluppo Economico, 2020
- [7] S. Maglia, “Diritto e Gestione dell’ambiente”, Inerio Editore, II edizione, 2013
- [8] “Energia elettrica: produzione e importanza”, 2021. Disponibile su:
www.informazioneambiente.it
- [9] G. Crugnola, “Sistemi di accumulo dell’energia elettrica”, Ceimagazine, 2020. Disponibile su: <https://ceimagazine.ceinorme.it/>
- [10] “Fca, nasce a Torino l'impianto pilota Vehicle-to-Grid più grande al mondo”, 2020. Disponibile su: www.torinotoday.it
- [11] “La ricarica bidirezionale è il futuro dei veicoli elettrici”, 2021. Disponibile su:
www.blog.wallbox.com
- [12] Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, 22 ottobre 2014
- [13] UNI EN ISO 15118:2019 “Veicoli stradali - Interfaccia di comunicazione veicolo-rete”, 2019
- [14] EN IEC 61851:2019 “Electric vehicle conductive charging system”, 2019
- [15] EN IEC 62196:2014 “Spine, prese fisse, connettori mobili e fissi per veicoli elettrici”, 2014
- [16] EN IEC 61439-7:2020 “Apparecchiature di comando e di controllo a bassa tensione. Parte 7: apparecchiature per applicazioni specifiche come [...] stazioni di ricarica per veicoli elettrici”, 2020
- [17] UNI EN ISO 17409:2020 “Veicoli elettrici stradali - Trasferimento di potenza conduttiva - Requisiti di sicurezza”, 2020
- [18] EN IEC 62752:2016 “In-cable control and protection device for mode 2 charging of electric road vehicles (IC-CPD)”, 2016
- [19] ISO 62909:2019 “Bi-directional grid-connected power converters”, 2019
- [20] IEC 60364-7-722:2018 “Low-voltage electrical installations - Part 7-722: Requirements for special installations or locations - Supplies for electric vehicles”, 2018

- [21] IEC 62933-2-1:2018 “Electrical energy storage (EES) systems - Part 2-1: Unit parameters and testing methods - General specification”, 2018
- [22] IEC 61727:2004 “Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface”, 2004
- [23] IEEE 1547-1:2020 “IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces”, IEEE SA, 2020
- [24] UL 1741:2010 “Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources”, UL Standard, 2010
- [25] Legge 7 agosto 2012, n. 134. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante Misure urgenti per la crescita del Paese
- [26] Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. “Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi”
- [27] Decreto ministeriale 30 gennaio 2020 - Vehicle to grid. “Criteri e modalità per favorire l'integrazione tra veicoli elettrici e rete elettrica”
- [28] “Documento per la consulenza 201/2020/R/EEL. “Orientamenti relativi alla partecipazione dei veicoli elettrici al mercato per il servizio di dispacciamento, per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia Vehicle to Grid”, ARERA, 2020
- [29] Deliberazione 574/2014/R/EEL, “Disposizioni relative all’integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale”, ARERA, 20 Novembre 2014
- [30] “Smart mobility report - La sostenibilità nei trasporti: opportunità e sfide per la filiera e gli end user”, Politecnico di Milano, 2020
- [31] ISO 15118-20 “Road vehicles — Vehicle to grid communication interface - Part 20: 2nd generation network layer and application layer requirements”, 2020
- [32] S. Chakraborty, W. Kramer, B. Kroposki, “Interim Test Procedures for Evaluating Electrical Performance and Grid Integration of Vehicle-to-Grid Applications”, NREL, 2011
- [33] Casaleiro, R. Silva, J Serra, “Plug-in Electric Vehicles for Grid Services Provision: Proposing an Operational Characterization Procedure for V2G Systems”, Instituto Dom Luiz, Facoltà di Scienze, Università di Lisbona, 2020
- [34] “Stato di Utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita”, ARERA, 2019
- [35] Deliberazione 393/2015/R/eel “Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in

- vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo”, ARERA, 05 Maggio 2017
- [36] G. Ciaccia, “Integrazione delle FER nel sistema elettrico: stato e prospettive”, ARERA, 2019
- [37] M. Bernardi, “L’apertura del mercato del dispacciamento in Italia alle fonti rinnovabili: il caso studio di un parco eolico”, Università degli studi di Padova, 2020
- [38] Terna, “Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento”, 2021
- [39] “Approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per soggetti titolari di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al Mercato dei Servizi di Dispacciamento”, Terna, 2021
- [40] F. Alessandrini, G. B. Appetecchi, M. Conte, “Studio di fattibilità tecnica sull’applicabilità delle batterie al litio nelle reti elettriche – Stato dell’arte e limiti scientifici e tecnologici”, ENEA, 2010
- [41] N. Zimmerman, “Vanadium Redox Flow Battery”, Università Malardalen, Svezia, 2014
- [42] V. Baglio, A. Paolone, A. Sanson, P.P. Prosini, E. Micolano, L. Pellegrino, “Sistemi di accumulo elettrochimico” CNR, ENEA, RSE
- [43] S. Palmieri, “Modelling and comparison of Batteries on Simulink”, Politecnico di Torino, 2020
- [44] F. Vellucci, G. Pede, “Sviluppo di moduli batterie litio-ioni per avviamento e trazione non automotive”, ENEA, 2011
- [45] A. Bito, “Overview of the Sodium-Sulfur Battery for the IEEE Stationary Battery Committee”, Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 2005
- [46] C. Daniel, J.O. Besenhard, “Handbook of battery materials”, Oak Ridge(USA), Wiley-Vch, 2008
- [47] D. Linden T.B. Reddy, “Handbook of Batteries”, McGraw-Hill, Third Edition
- [48] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, “Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate Report 1 - Analisi dello stato dell’arte”, Report RdS/2011/303, ENEA 2011
- [49] C.H. Dustmann, A. Bito, “Safety”, Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, ELSEVIER, 2009
- [50] F. Peretti, “Modelli circuitali di celle elettrochimiche della famiglia Na-Beta”, Università degli studi di Padova, 2015

- [51] “Rapporto pubblico anno 2017 – II anno di sperimentazione di progetti pilota di accumulo energetico a batterie di tipo Energy Intensive”, Terna, 2018
- [52] “Batteria di flusso”, Wikipedia
- [53] M. Petrucci, “Progetti pilota Power Intensive”, Terna, 2017
- [54] G. Torchiani, “Vehicle to grid: come funziona e quali sono i vantaggi”, 2021. Disponibile su: www.lumi4innovation.it
- [55] D. Chiaroni, “Fornitore oltre che consumatore il mezzo elettrico si evolve così”, la Repubblica, 2018. Disponibile su: www.repubblica.it
- [56] Terna, “Inaugurato a Mirafiori il progetto pilota Vehicle-to-Grid”, 14 Settembre 2020