



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO



Ricerca di Sistema elettrico

Sviluppo, messa a punto e sperimentazione di un sistema combinato batterie al litio-ferro-fosfato/FER per applicazioni in bassa tensione. Report 2 -Test e prove di funzionamento, anche in connessione con la rete elettrica di distribuzione.

M. Fiorino, M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo



DEIM – Università di Palermo

Report RdS/2013/249

SVILUPPO, MESSA A PUNTO E SPERIMENTAZIONE DI UN SISTEMA COMBINATO BATTERIE AL LITIO-FERRO-FOSFATO/FER PER APPLICAZIONI IN BASSA TENSIONE. REPORT 2 – TEST E PROVE DI FUNZIONAMENTO, ANCHE IN CONNESSIONE CON LA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE.

M. Fiorino (LAYER Electronics),
M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo (Università di Palermo)

Settembre 2013

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA
Piano Annuale di Realizzazione 2012

Area: Generazione distribuita, reti attive e sistemi di accumulo

Progetto: Sistemi avanzati di accumulo dell'energia

Obiettivo: Sperimentazione e caratterizzazione di moduli e sistemi al litio

Responsabile del Progetto: Mario Conte, ENEA



Il presente documento descrive le attività svolte nel periodo Aprile - Settembre 2013 nell'ambito dell'Accordo di Collaborazione
"Sviluppo, messa a punto e sperimentazione di un sistema combinato batterie al litio-FER per applicazioni in bassa tensione"

Responsabile scientifico ENEA: Giorgio Graditi

Responsabile scientifico DEIM: Mariano G. Ippolito

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO DELLO STABILIMENTO LAYER.....	5
3 ELENCO DELLE PROVE E DEI TEST EFFETTUATI.....	7
3.1 GENERALITÀ.....	7
3.2 TIPOLOGIE DI PROVE EFFETTUATE.....	8
4 RISULTATI DEI TEST E DELLE PROVE SUL DISPOSITIVO.....	8
4.1 PROVE DI FUNZIONAMENTO NELLE DIVERSE MODALITÀ OPERATIVE.....	8
4.2 PROVE SUL DISPOSITIVO PER VERIFICARE IL RISPETTO DEI REQUISITI DELLA NORMA CEI 0-21.....	9
4.2.1 <i>Verifica del parallelo con la rete di distribuzione</i>	9
4.2.2 <i>Verifica del corretto funzionamento del DDI e del SPI</i>	11
4.2.3 <i>Verifica dei limiti di emissione armonica</i>	16
4.2.4 <i>Verifica della erogazione graduale della potenza attiva</i>	17
4.2.5 <i>Verifica dell’erogazione della potenza reattiva</i>	18
4.2.6 <i>Verifica della limitazione della potenza attiva</i>	19
4.2.7 <i>Verifica della componente continua della corrente di uscita</i>	20
4.2.8 <i>Verifica della insensibilità agli abbassamenti di tensione</i>	21
4.3 PROVE SULLE BATTERIE.....	23
4.3.1 <i>Postazione di prova</i>	24
4.3.2 <i>Prova di carica della batteria al litio</i>	25
4.3.3 <i>Prova di scarica della batteria al litio</i>	25
4.3.4 <i>Cicli di scarica a corrente costante</i>	26
5 STRATEGIA DI GESTIONE DEL SISTEMA DI ACCUMULO.....	27
5.1 PREMESSA.....	27
5.2 ALGORITMO DI GESTIONE.....	28
5.2.1 <i>Premessa</i>	28
5.2.2 <i>Descrizione dell’algoritmo</i>	30
5.2.3 <i>Applicazioni e test dell’algoritmo di gestione in ambiente simulato</i>	31
5.2.4 <i>Risultati delle simulazioni</i>	33
6 CONCLUSIONI.....	35
7 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	35
8 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	36
9 CURRICULUM VITAE DEL GRUPPO DI RICERCA.....	37

Sommario

Il presente documento costituisce il report dell'attività svolta nel periodo aprile - settembre 2013 avente per oggetto: "Sviluppo, messa a punto e sperimentazione di un sistema combinato batterie al litio-ferro-fosfato/FER per applicazioni in bassa tensione".

Nel corso di tale attività, sono state eseguite molteplici prove in condizioni reali di funzionamento, integrando il sistema sviluppato (comprendente il pacco-batterie al litio-ferro-fosfato per una capacità complessiva di 16 kWh e l'insieme degli apparati di interfaccia - di potenza e di segnale - di controllo e di protezione), in una rete elettrica di distribuzione di bassa tensione attualmente in esercizio, al fine di verificare sperimentalmente sul campo l'operatività delle funzioni di protezione e comunicazione implementate.

Nel presente Report:

- è descritta la rete alla quale è stato collegato il dispositivo per l'esecuzione dei test e delle prove sperimentali;
- sono elencati i test e le prove eseguite;
- sono riportate le modalità di esecuzione dei test e delle prove;
- è descritto e testato un nuovo algoritmo di gestione del sistema di controllo del dispositivo di accumulo;
- sono riportati i risultati dei test e delle prove.

Le attività sono state condotte in sinergia con il personale tecnico di ENEA e con la collaborazione dell'azienda Layer Electronics s.r.l. di Erice (TP).

1 Introduzione

Nella seconda fase delle attività si è proceduto all'esecuzione di test e prove sperimentali del sistema sviluppato in [1-5], anche in connessione con la rete di distribuzione in bassa tensione.

Il presente documento riferisce su tale attività.

Relativamente alle condizioni di test per le prove in connessione con la rete, in relazione ad alcune criticità relative all'ottenimento delle autorizzazioni necessarie da parte degli enti preposti nei tempi previsti, si è optato per condurre la sperimentazione collegando il dispositivo alla rete di bassa tensione dello stabilimento di Erice (TP) della Layer Electronics s.r.l. (LAYER nel seguito). Tale scelta ha comportato l'ulteriore vantaggio di consentire l'esecuzione di prove di funzionamento delle batterie a diverse temperature, utilizzando la camera climatica presente presso i laboratori della LAYER.

Nella prima parte del presente report vengono riportate le caratteristiche della rete di distribuzione della LAYER e viene illustrata la modalità di connessione del sistema con la rete.

La sezione del presente documento riguardante i test e le prove eseguite all'interno dello stabilimento della LAYER riporta l'elenco delle prove a cui il sistema è stato sottoposto, le modalità operative ed i risultati ottenuti nelle diverse condizioni di prova considerate e previste dalle Norme CEI, in particolare dall'ultima edizione della Norma CEI 0-21 [6].

Infine, nell'ultima sezione del presente documento, si riportano i risultati delle simulazioni effettuate al fine di testare una nuova versione dell'algoritmo di ottimizzazione definito nella precedente annualità [4] del sistema di controllo del dispositivo.

2 Descrizione dell'impianto dello stabilimento LAYER

L'impianto elettrico della LAYER è alimentato in bassa tensione (BT) dalla rete di ENEL Distribuzione SpA.

L'alimentazione è del tipo trifase con neutro, il consumo medio annuo è di circa 32000 kWh, la potenza contrattuale è di 30 kW, quindi adeguata per l'alimentazione del dispositivo durante la fase di carica delle batterie dalla rete.

Dal punto di vista della protezione contro i contatti indiretti il sistema è classificabile come sistema TT.

Il dispositivo è stato collegato a valle dell'interruttore generale dello stabilimento e protetto da un interruttore magnetotermico differenziale avente le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: $U_n = 400$ V
- Numero Poli: 4
- Corrente nominale: $I_n = 32$ A
- Curva di intervento del relé magnetotermico: C
- Classe del relé differenziale: A
- Potere di interruzione nominale: $I_{ccn} = 10$ kA
- Corrente differenziale nominale di intervento: $I_{dn} = 300$ mA.

Lo stabilimento della LAYER è dotato degli impianti di generazione da FER di seguito descritti.

Due impianti FV pilota, il primo con un campo FV costituito da moduli in Si-m, il secondo con un campo FV costituito da moduli in Si a film sottile.

Il campo FV in Si-m è formato da 12 moduli FV con le seguenti caratteristiche:

- Potenza nel punto di massima potenza: $P_{mpp} = 185$ W;
- Tensione nel punto di massima potenza: $U_{mpp} = 36,21$ V;
- Corrente nel punto di massima potenza: $I_{mpp} = 5,11$ A;
- Tensione a vuoto $U_{oc} = 44,9$ V;
- Corrente di corto circuito $I_{sc} = 5,75$ A.

Le specifiche tecniche relative all'intero campo FV sono le seguenti:

- Potenza nel punto di massima potenza: $P_{mpp} = 185 \times 12 = 2220 \text{ W}$;
- Tensione nel punto di massima potenza: $U_{mpp} = 36,21 \times 6 = 217,26 \text{ V}$;
- Corrente nel punto di massima potenza: $I_{mpp} = 5,11 \times 2 = 10,22 \text{ A}$;
- Tensione a vuoto $U_{oc} = 44,9 \times 6 = 269,4 \text{ V}$;
- Corrente di corto circuito $I_{sc} = 5,75 \times 2 = 11,5 \text{ A}$.

Il campo FV realizzato in film sottile è composto da 14 moduli aventi le seguenti caratteristiche:

- Potenza nel punto di massima potenza: $P_{mpp} = 121 \text{ W}$;
- Tensione nel punto di massima potenza: $U_{mpp} = 45 \text{ V}$;
- Corrente nel punto di massima potenza: $I_{mpp} = 2,69 \text{ A}$;
- Tensione a vuoto $U_{oc} = 59,2 \text{ V}$;
- Corrente di corto circuito $I_{sc} = 3,35 \text{ A}$.

Le specifiche tecniche relative all'intero campo FV sono le seguenti:

- Potenza nel punto di massima potenza: $P_{mpp} = 121 \times 14 = 1694 \text{ W}$;
- Tensione nel punto di massima potenza: $U_{mpp} = 45 \times 7 = 315 \text{ V}$;
- Corrente nel punto di massima potenza: $I_{mpp} = 2,69 \times 2 = 5,38 \text{ A}$;
- Tensione a vuoto $U_{oc} = 59,2 \times 7 = 414,4 \text{ V}$;
- Corrente di corto circuito $I_{sc} = 3,35 \times 2 = 6,7 \text{ A}$

Nelle figure 1 e 2 sono mostrati i campi FV utilizzati per la fase di test.



Figura 1. Campo FV in Si-m.



Figura 2. Campo FV in Si-a.

3 Elenco delle prove e dei test effettuati

3.1 Generalità

Il dispositivo è stato testato in collegamento alla rete:

- con diversi regimi di scarica, per testare le prestazioni delle batterie;
- in diverse condizioni di produzione dell'impianto FER, per testare la capacità del dispositivo di andare incontro alle richieste della logica di controllo;
- in assenza di rete ed in condizioni di alimentazione in isola dei carichi dell'impianto a cui è collegato;
- variando la tensione della rete anche significativamente rispetto al valore nominale (condizioni limite per il dispositivo di interfaccia).

Le diverse condizioni di prova consentono di avere un quadro completo del comportamento del sistema ibrido FER-accumulo.

Per simulare il carico è stato utilizzato un banco di resistori trifase da 15 kW e tre banchi di resistori monofase, ciascuno da 75 kW, rappresentati in figura 3.



Figura 3. Banchi di resistori trifase e monofase.

3.2 Tipologie di prove effettuate

Le prove effettuate possono essere distinte nelle seguenti categorie:

- Prove di funzionamento del dispositivo nelle diverse modalità operative;
- Prove sul dispositivo per verificare il rispetto dei requisiti della Norma CEI 0-21;
- Prove sulle batterie al variare della temperatura in camera climatica.

4 Risultati dei test e delle prove sul dispositivo

4.1 Prove di funzionamento nelle diverse modalità operative

Le modalità operative previste per il dispositivo sono le seguenti:

1. Funzionamento da generatore (SUPPLY MODE): in questo caso il sistema di accumulo è in SB e il sistema si comporta da generatore, immettendo tutta la potenza prodotta dal generatore FER in rete;
2. Funzionamento da carico (LOAD MODE): il dispositivo assorbe energia elettrica dalla rete (in presenza o in assenza del generatore FER) con lo scopo di caricare le batterie;
3. Funzionamento da accumulo (STORAGE MODE): il dispositivo immette in rete l'energia accumulata nelle batterie Li-ion e il generatore FER è in modalità SB;
4. Funzionamento in isola (STAND-ALONE MODE): il dispositivo è disconnesso dalla rete elettrica a causa dell'intervento del SPI ed alimenta i carichi privilegiati dell'utenza utilizzando sia il generatore FER che il sistema di accumulo.

Le prove di funzionamento sono state eseguite in accordo al seguente protocollo:

- si impone, manualmente, al dispositivo una delle quattro possibili modalità di funzionamento;
- si attende che il dispositivo si porti nella modalità di funzionamento impostata;
- si lascia il dispositivo nella modalità di funzionamento impostata per 2 minuti;
- si rilevano dal display LCD del dispositivo eventuali messaggi di errore;
- si rileva, soltanto per le modalità SUPPLY MODE, LOAD MODE e STORAGE MODE, l'intervento/il non intervento del dispositivo di interfaccia (DDI);
- si rilevano la tensione ai morsetti di uscita del dispositivo (morsetti c.a.) e altre grandezze elettriche di interesse (potenza generata/assorbita, stato di carica delle batterie, etc.).

Inoltre, è stato anche verificato il corretto funzionamento del dispositivo nel passaggio da una modalità di funzionamento ad un'altra. In esito a questa prima serie di prove è stato verificato che, in tutti i casi esaminati, il dispositivo funziona in maniera corretta, senza restituire errori o malfunzionamenti.

4.2 Prove sul dispositivo per verificare il rispetto dei requisiti della Norma CEI 0-21

Le prove effettuate sono le seguenti:

1. Verifica del parallelo con la rete di distribuzione;
2. Verifica dei tempi di intervento del DDI al variare della tensione e della frequenza della rete di alimentazione;
3. Verifica dei limiti di emissione armonica, per la classe A (CEI EN 61000-3-2 o CEI EN 61000-3-12), in 3 sessioni (al 33 %, 66 % e 100 % della potenza nominale del dispositivo);
4. Verifica dell'erogazione graduale della potenza attiva;
5. Verifica dell'erogazione della potenza reattiva;
6. Verifica della limitazione della potenza attiva;
7. Verifica della componente continua della corrente di uscita;
8. Verifica della insensibilità agli abbassamenti di tensione.

Le condizioni di prova, in accordo alla Norma CEI 0-21, sono riportate in tabella 1.

Tabella 1. Condizioni di prova

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	20°C ± 2°C
Pressione atmosferica	96 ± 10 kPa
Umidità relativa	65 %
Frequenza	50 Hz
Forma d'onda della tensione di riferimento	Conforme alla CEI EN 50160

4.2.1 Verifica del parallelo con la rete di distribuzione

La prova è stata effettuata al fine di verificare che il dispositivo si colleghi in parallelo alla rete di distribuzione solo quando la frequenza e la tensione, rilevate ai morsetti di uscita in c.a., permangono all'interno dei seguenti limiti per il tempo stabilito dalla Norma CEI 0-21:

- tensione compresa tra l'85 % ed il 110 % di U_n ;
- frequenza compresa tra 49,90 Hz e 50,10 Hz.

La prova è stata eseguita in accordo al seguente protocollo:

- si collega il dispositivo ad un generatore di tensione sinusoidale con frequenza pari a 50 Hz;
- si impone che la tensione di alimentazione sia al di sotto dell'85% di U_n ;
- si avvia il dispositivo in SUPPLY MODE o STORAGE MODE (in questo caso le batterie devono essere a piena carica);
- si verifica dopo almeno 30 s che il dispositivo non eroghi corrente verso la rete;
- se la verifica è positiva, si porta la tensione ad un valore superiore all'85% di U_n ma inferiore al 110% di U_n ;
- si arresta il dispositivo;
- si riavvia il dispositivo;
- si verifica dopo almeno 30 s che il dispositivo eroghi corrente verso la rete;
- si arresta il dispositivo;
- si ripete la prova imponendo che la tensione di alimentazione sia al di sopra del 110% di U_n ;
- si simula il distacco del DDI;
- si verifica che l'erogazione di corrente verso la rete non avvenga prima di 300 s, misurati a partire dall'istante in cui la tensione scende al di sotto del 110% di U_n ;
- si arresta il dispositivo;
- si ripete la prova imponendo che la frequenza di alimentazione sia al di sotto di 49,90 Hz;
- si arresta il dispositivo;
- si ripete la prova imponendo che la frequenza di alimentazione sia al di sopra di 50,10 Hz;

- si simula il distacco del DDI;
- si verifica che l'erogazione di corrente verso la rete non avvenga prima di 300 s.

Il set di prova è coerente con quanto riportato nella figura 21 dell'Allegato B della Norma CEI 0-21, che si riporta di seguito per comodità di lettura come figura 4.



Figura 4. Circuito di prova delle condizioni di connessione (figura 21 della Norma CEI 0-21).

La prova effettuata ha avuto esito positivo. In figura 5 sono riportati alcuni fotogrammi del display del dispositivo in cui si leggono i valori di frequenza utilizzati per la prova:

- A) 49,99 Hz (circa 50 Hz, cioè la frequenza di rete);
- B) 49,86 Hz (al di sotto di 49,90 Hz);
- C) 50,19 Hz (al di sopra di 50,10 Hz).

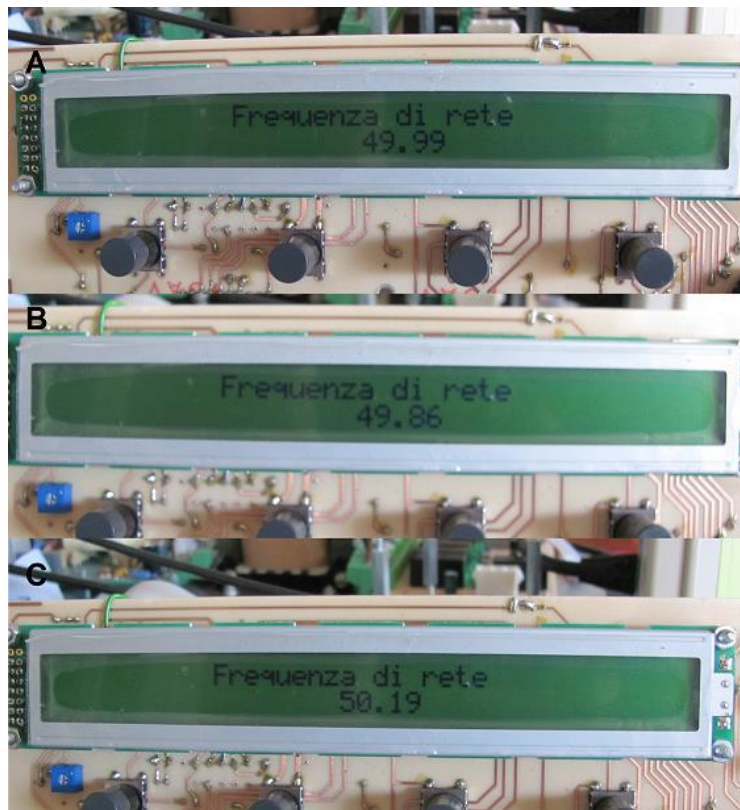


Figura 5. Valori di frequenza di prova.

4.2.2 Verifica del corretto funzionamento del DDI e del SPI

La prova è stata effettuata al fine di verificare i tempi di intervento del DDI del dispositivo. La prova è stata eseguita in accordo alla Norma CEI 0-21 utilizzando una cassetta prova relè e con il dispositivo in SUPPLY MODE.

I valori dei tempi di intervento del SPI misurati sono stati riportati in un'apposita tabella e confrontati con i valori limite imposti dalla succitata Norma.

Di seguito sono riportati il sistema di misura realizzato per la verifica del DDI (figura 6) e alcuni particolari (figure 7 e 8). I segnali di prova sono stati generati con un calibratore Fluke 6100A.



Figura 6. Sistema realizzato per la verifica del DDI.



Figura 7. Particolare del sistema di misura: scheda di interfaccia ethernet e concentratore, da installare in cabina secondaria per la gestione dei dispositivi di interfaccia via power-line.

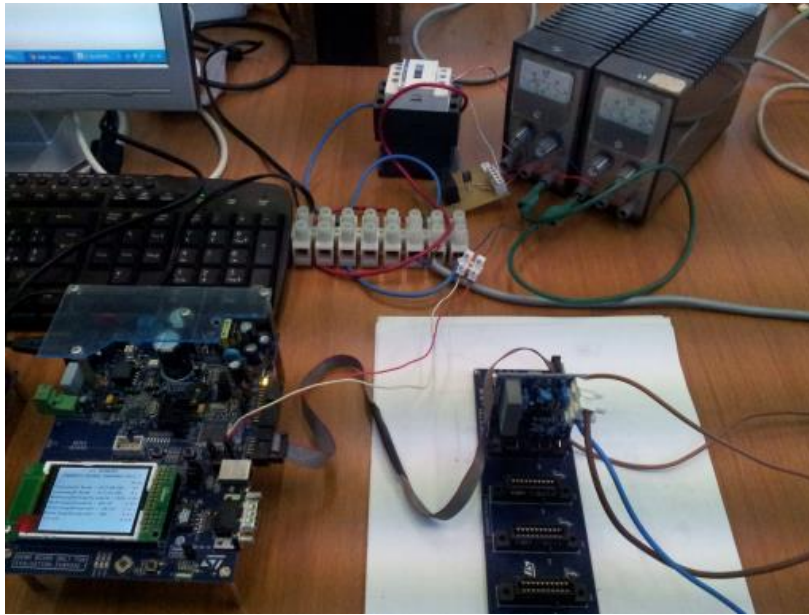


Figura 8. Particolare del sistema di misura: DDI, scheda di acquisizione e contattore.

La prova ha consistito nella:

- verifica del funzionamento della protezione di massima e minima frequenza con due soglie;
- verifica del funzionamento della protezione di massima e minima tensione con due soglie;
- verifica del funzionamento della gestione dello sgancio al DDI, comandando un contattore;
- verifica del funzionamento della comunicazione del DDI utilizzando la porta seriale RS 232 con il dispositivo;
- verifica della comunicazione power-line tra DDI e concentratore in cabina gestito a sua volta da remoto via ethernet.

Il corretto funzionamento del DPI, riguardo le protezioni di tensione e frequenza, è stato verificato tramite la misura dei tempi di intervento riportati nel paragrafo 8.6.2.1 - tabella 8 dell'ultima edizione della Norma CEI 0-21.

La misura dei tempi di intervento è stata eseguita con l'ausilio di un pin di uscita di tipo digitale della scheda del DDI. In particolare il pin è stato portato al livello logico alto, in corrispondenza del superamento della soglia della grandezza (tensione o frequenza), e al livello logico basso, dopo che è stato trasmesso in uscita il segnale di comando al contattore. Questa transizione alto-basso del pin, corrispondente al tempo di intervento, è stata misurata temporalmente tramite un oscilloscopio. A titolo di esempio si riporta in figura 9 la misura del tempo di intervento della protezione di massima frequenza 81>.S1.

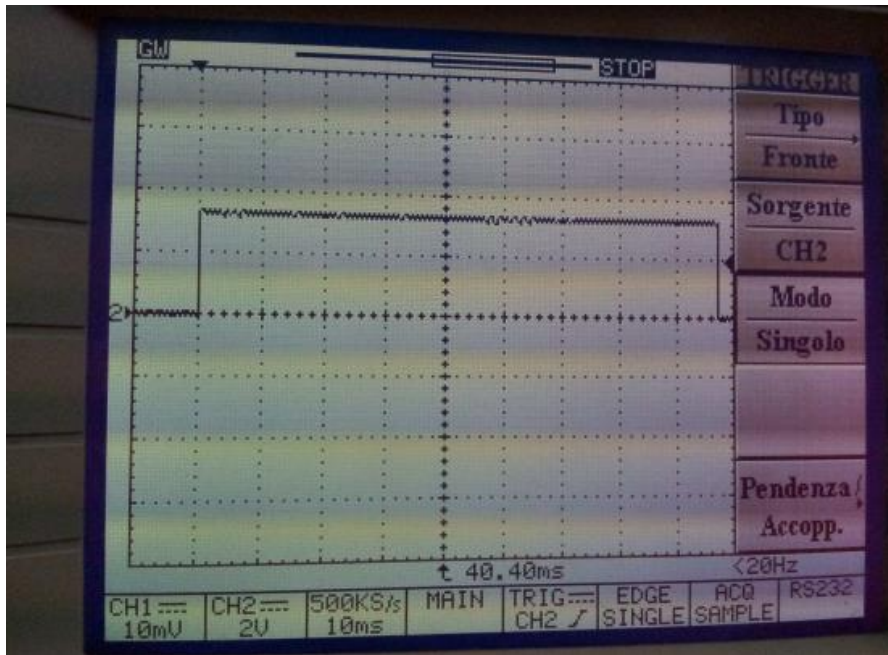


Figura 9. Tempo di intervento della soglia di massima frequenza 81>.S1.

La misura del tempo di intervento è stata di 88 ms, inferiore al tempo prescritto di 0,1 s. In figura 10 si riporta il display del DDI durante lo svolgimento della prova per la verifica della soglia di minima frequenza 81<.S1.

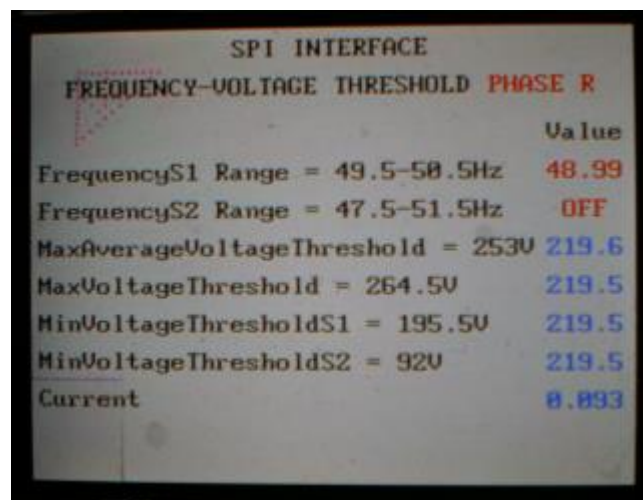


Figura 10. Superamento della soglia di frequenza 81<.S1 sul display del DDI.

In figura 11 si riporta il display del DDI con la segnalazione del superamento della soglia di minima tensione 27.S1.

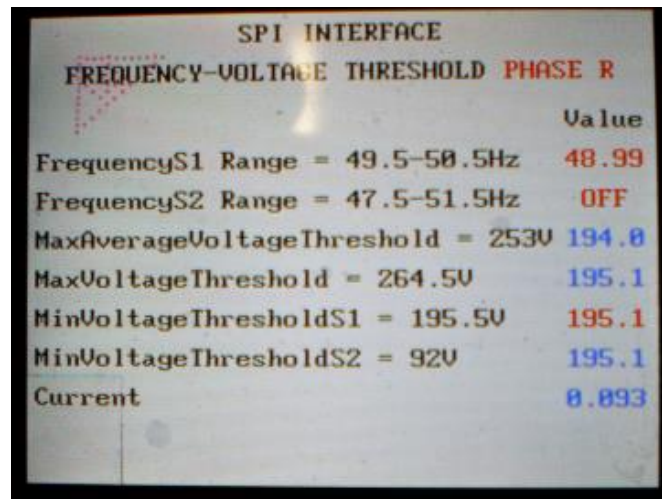


Figura 11. Superamento della soglia di tensione 27.S1 sul display del DDI.

In figura 12 si riporta il display del DDI con la segnalazione del superamento della soglia di minima tensione 27.S2.

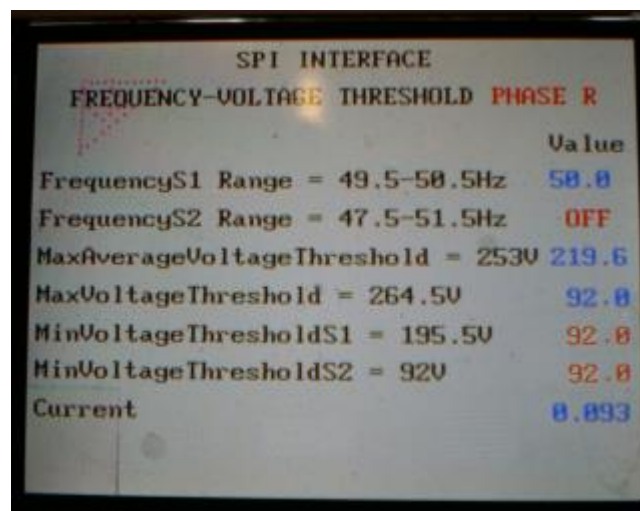


Figura 12. Superamento della soglia di tensione 27.S2 sul display del DDI.

La gestione da remoto tramite ethernet da parte del DSO (Distribution System Operator) è stata emulata attraverso una scheda Arduino nella quale è stato caricato il firmware per la realizzazione e la gestione della pagina web riportata in figura 13.

Send Commands

Meter Address: 2

Parametri di Funzionamento Inverter

Modalità funzionamento Inverter: Grid Connected Cos(Phi)=f(P)

Potenza: Step Potenza | Select Step Values

Contattore: Chiuso

Modulazione PLC: B-PSK

Invia

Notification Area

Waiting data...

Meters Status

Address Contattore	Modalità	Potenza	Actions
--	--		Refresh Status
--	--		Refresh Status

Get Status (BRD)

Figura 13. Pagina WEB di emulazione del DSO.

Tramite la pagina web riportata in figura 13 può essere simulata una ipotetica comunicazione, quindi uno scambio di informazioni, tra il DSO e il concentratore. In particolare è possibile settare i parametri di funzionamento o richiedere lo stato di funzionamento del dispositivo collegato al DDI, ma anche inviare il comando di tele-distacco settando lo stato del contattore (chiuso-aperto)sulla pagina web. I comandi impostati sulla pagina web vengono acquisiti tramite la porta ethernet della scheda Arduino, elaborati e inviati al Concentratore tramite porta seriale. Il concentratore, poi, elabora le informazioni e le invia tramite comunicazione power-line ai vari DDI presenti nella rete. In figura 14 è riportato il display del DDI dove è possibile notare il cambiamento dello stato di funzionamento del dispositivo e della potenza di lavoro a seguito di una serie di comunicazioni power-line.

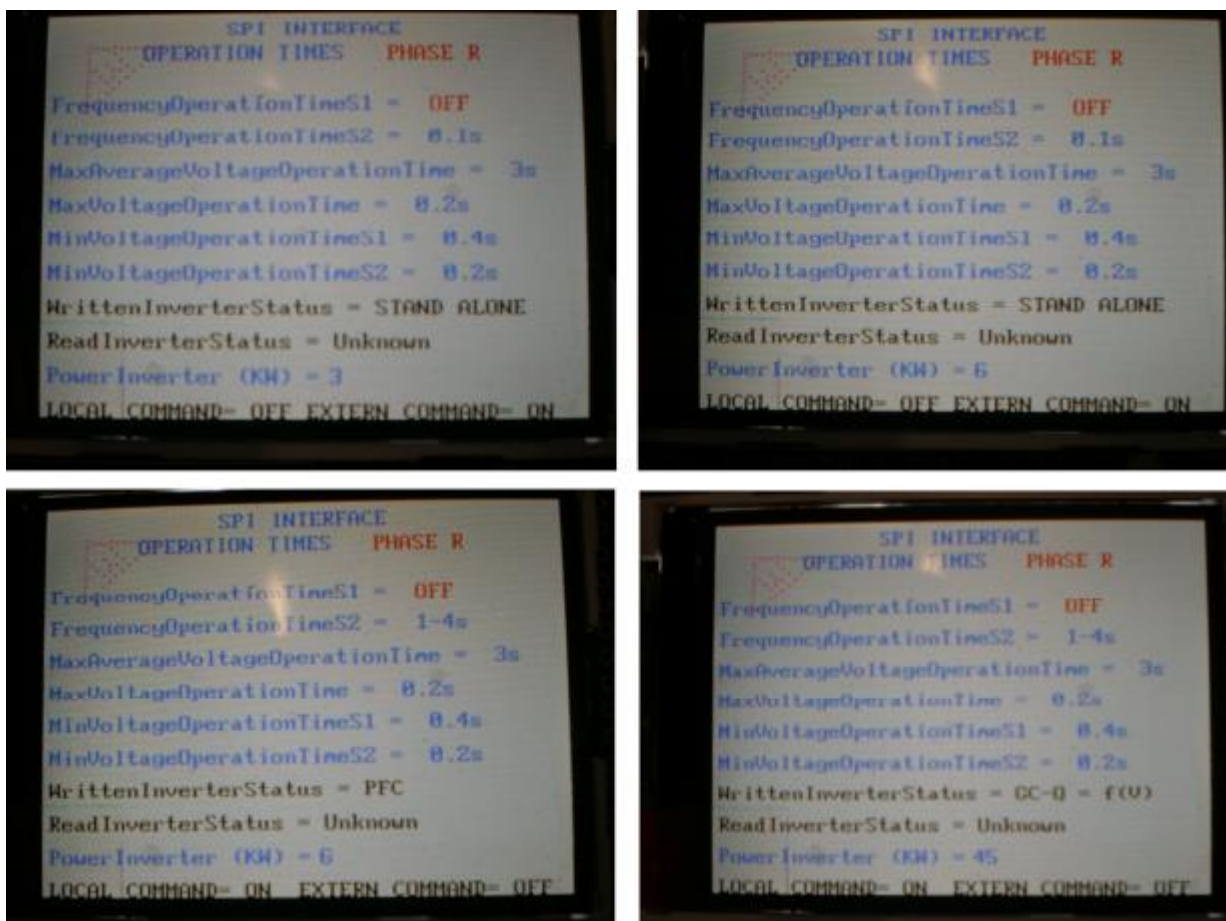


Figura 14. Gestione del dispositivo a distanza e visualizzazione dei comandi sul display del DDI.

4.2.3 Verifica dei limiti di emissione armonica

La prova è stata effettuata con il dispositivo funzionante in SUPPLY MODE rilevando con un analizzatore di rete il contenuto armonico della tensione e della corrente in uscita al dispositivo.

Tale prova ha esito positivo se si verifica che il valore del THD misurato nelle correnti erogate si trova al di sotto dei limiti imposti dalla Norma CEI EN 50160 (8%) [7].

Il set di prova rispecchia quello riportato nella figura 21 dell'Allegato B della Norma CEI 0-21.

La prova ha permesso di rilevare un THD medio 4,68% e pertanto al di sotto del limite normativo.

In figura 15 è riportata la stampa della schermata dell'analizzatore di rete LOVATO utilizzato per la prova, dalla quale si desume il valore del THD massimo rilevato (fase L3 valore 6%).

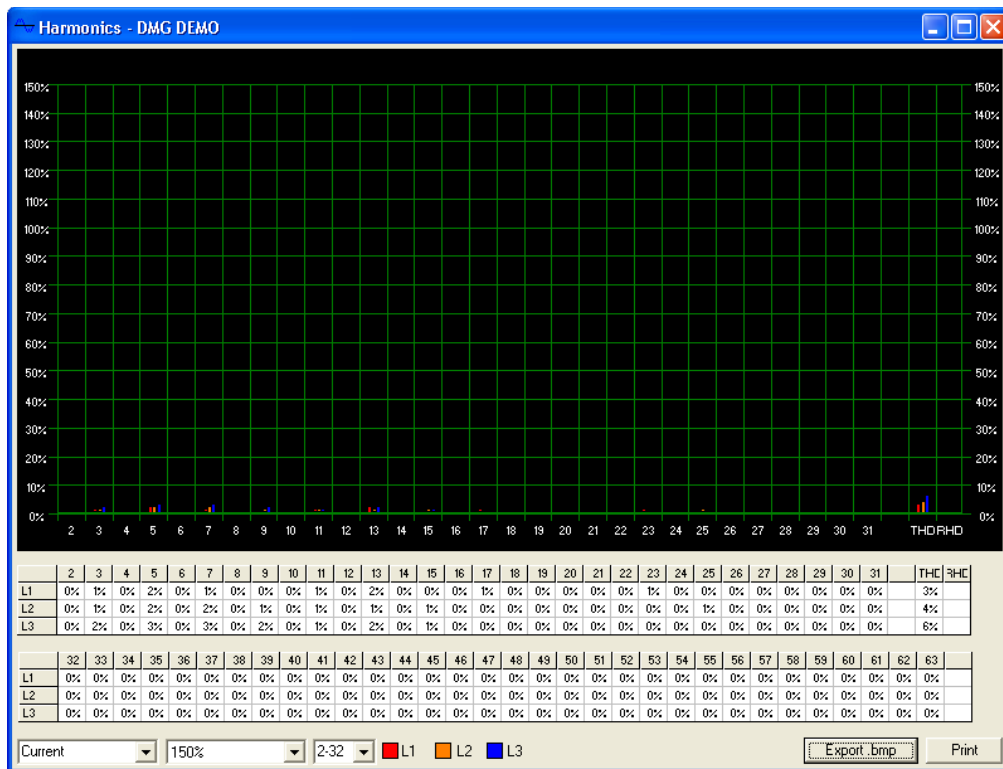


Figura 15. Schermata del software dell’analizzatore di rete con indicazione dei valori massimi del THD.

4.2.4 Verifica della erogazione graduale della potenza attiva

La verifica della erogazione graduale con rampa di salita da “vuoto” al valore nominale in almeno 300 s è stata effettuata con il dispositivo funzionante in SUPPLY MODE registrando con l’analizzatore di rete, durante la fase di connessione del dispositivo alla rete con $0,85 U_n \leq U \leq 1,10 U_n$ e $49,90 \text{ Hz} \leq f \leq 50,10 \text{ Hz}$, i parametri di uscita al dispositivo, con una cadenza di un campione pari al valore medio ogni 200 ms (5 campioni/s).

Tale prova ha esito positivo se i campioni registrati a partire dall’istante in cui l’inverter supera un livello di erogazione di potenza pari al 5% della potenza nominale P_n , riportati su un grafico, sono tutti al di sotto della curva limite $P < 0,333 \% P_n / s$ con uno scarto positivo massimo di $+2,5\% * P_n$.

In figura 16 è riportato il grafico di cui sopra, dal quale si evince che il dispositivo ha superato la prova con successo.

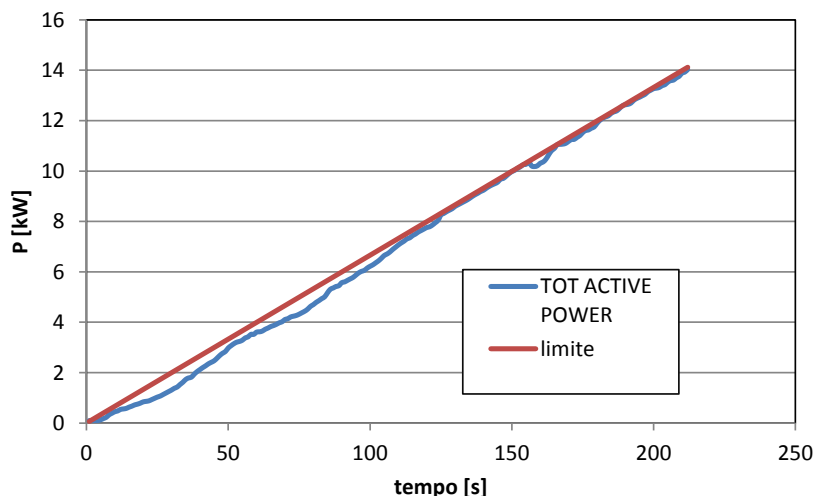


Figura 16. Andamento della potenza in uscita dal dispositivo durante la prova a confronto con la curva limite.

4.2.5 Verifica dell'erogazione della potenza reattiva

La prova è stata effettuata con lo scopo di verificare la "capability" della potenza reattiva del dispositivo al variare della potenza attiva, affinché sia garantito il rispetto dei requisiti costruttivi minimi stabiliti al punto 8.4.4.2 della Norma CEI 0-21, almeno pari a:

- un fattore di potenza istantaneo compreso tra $\cos\varphi=0,90$ in assorbimento di reattivo (comportamento induttivo) e $\cos\varphi=0,90$ in erogazione di reattivo (comportamento capacitivo), secondo la curva di capability "triangolare" riportata in figura 17. In tal caso lo scambio di reattivo è finalizzato alla limitazione della sovratensione o sottotensione di rete causata dalla propria immissione di potenza attiva;
- assorbimento o erogazione di una potenza reattiva fino al 48,43 % della potenza attiva nominale, per qualsiasi valore istantaneo della potenza attiva erogata, secondo la curva di capability "rettangolare" riportata in figura 17, finalizzata alla fornitura di un servizio di rete richiesto dal DSO, alle condizioni oggetto di regolamentazione da parte dell'AEEG.

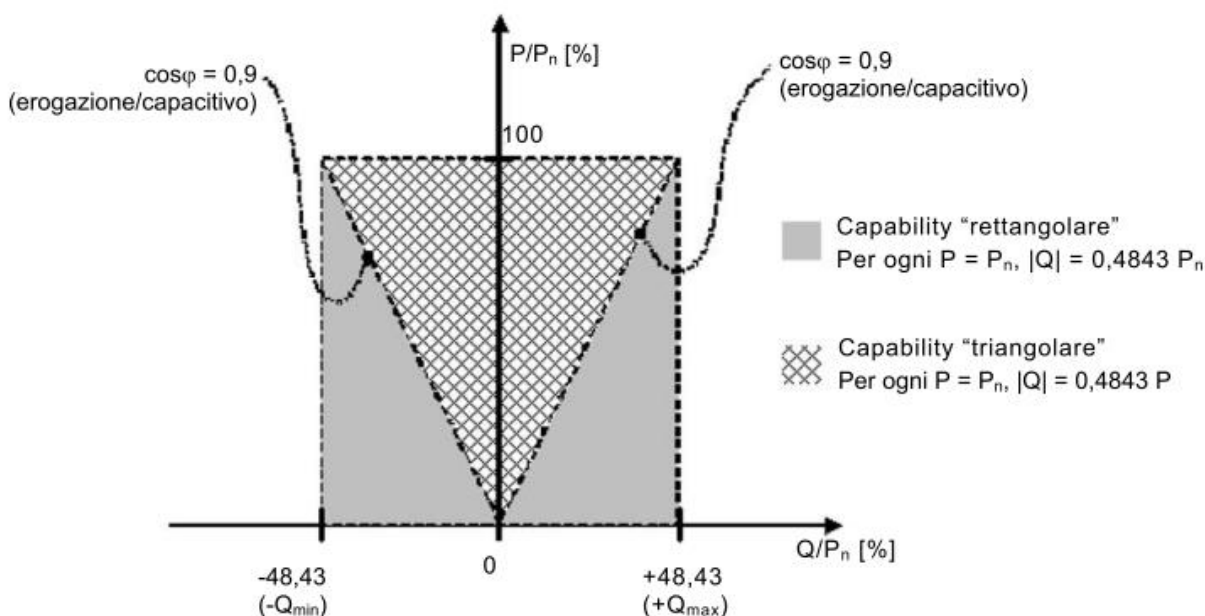


Figura 17. Curve di capability "triangolare" e "rettangolare", per impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW (Fonte CEI 0-21).

La prova è stata eseguita in accordo al seguente protocollo:

- si collega il dispositivo a una sorgente c.c. artificiale (non impianto FER);
- il convertitore è impostato affinché possa rispettivamente assorbire (comportamento induttivo) ed erogare (comportamento capacitivo) la massima potenza reattiva disponibile per ciascun livello della potenza attiva erogata, in base alla propria capability;
- si regola la sorgente c.c. in modo tale che il convertitore possa erogare una potenza attiva compresa dell'intervallo [40-50] % della potenza nominale (valori medi ad 1 min calcolati sulla base dei valori misurati alla frequenza fondamentale su finestra di 200 ms);
- si registrano 3 valori della potenza reattiva induttiva e 3 per quella capacitiva, come valori medi ad 1 min calcolati sulla base delle misure alla frequenza fondamentale su finestra di 200 ms;
- si registrano i valori misurati impostando la potenza reattiva erogata a 0 ($\cos\varphi = 1$);
- si riporta in una tabella la potenza reattiva assorbita (e erogata), espressa sia in valore assoluto che in termini di $\cos\varphi$.

La prova si intende superata se sono verificate le condizioni espresse al punto B.1.2.2.2 della Norma CEI 0-21, ovvero se il valore della potenza reattiva assorbita ed erogata è almeno pari, in valore assoluto, al 48,43% della potenza attiva nominale del dispositivo.

La tabella 3, riportante i valori di potenza reattiva sia assorbita che erogata e il $\cos\varphi$ in funzione della potenza attiva erogata, dimostra il superamento della prova. In tabella 3 la lettera "i" indica il comportamento induttivo, la lettera "c" quello capacitivo.

Tabella 3. Risultati del test di verifica dell'erogazione della potenza reattiva.

Prova	carico	P [kW]	Q [kVAR]	(Q/P)%	$\cos\varphi$
1	i	8,10	3,97	49,01%	0,898
2	i	8,01	3,97	49,56%	0,896
3	i	8,04	3,97	49,38%	0,897
1	c	7,94	-3,90	49,12%	0,898
2	c	7,98	-3,89	48,75%	0,899
3	c	8,00	-3,91	48,88%	0,898

4.2.6 Verifica della limitazione della potenza attiva

La prova è stata effettuata con lo scopo di verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva in caso di sovrافrequenza, attraverso l'estrapolazione di un grafico di P in funzione della frequenza.

La prova è stata eseguita in accordo al seguente protocollo:

- si collega il dispositivo a una sorgente c.c. artificiale (non impianto FER);
- si portano tutti i parametri del dispositivo ai rispettivi valori di normale esercizio, tali che la potenza in c.a. in uscita sia uguale alla potenza in c.a. massima erogabile;
- si misura la potenza erogata in corrispondenza dei valori di frequenza riportati di seguito e rispettando l'ordine dell'elenco:
 - 1) $f = 47,51$ Hz
 - 2) $f = 50$ Hz + 0,2 Hz
 - 3) $f = 50$ Hz + 0,40 Hz
 - 4) $f = 50$ Hz + 0,60 Hz
 - 5) $f = 50$ Hz + 1,49 Hz
 - 6) $f = 50$ Hz + 0,11 Hz
 - 7) $f = 50$ Hz;
- si riportano i valori misurati, in un grafico avente in ascissa la frequenza ed in ordinata il rapporto tra la potenza misura e la potenza nominale P/P_n ;
- si ripete la prova partendo da una condizione iniziale di erogazione del 50% della potenza massima erogabile.

L'esito della prova è considerato positivo se per le due serie di misure (al 100% e al 50% della potenza massima erogabile) sono soddisfatte le due condizioni:

- per ciascuna delle prime 6 misure lo scostamento tra il valore atteso di potenza attiva (vedi Allegato F, CEI 0-21) e quello misurato rientra all'interno di una tolleranza pari a $\pm 2,5\% P_n$, dove P_n è la potenza nominale del dispositivo;
- al ritorno della frequenza di rete al valore nominale (settima misura), il dispositivo mantiene il livello minimo di potenza raggiunto nella fase precedente di aumento della frequenza per un tempo minimo di attesa pari a 5 minuti, terminato il quale ripristina l'erogazione in maniera graduale con un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della potenza erogata prima dell'aumento di frequenza.

Il dispositivo ha superato la prova in modo soddisfacente. A titolo di esempio, in figura 18 è riportato il grafico del rapporto P/P_n relativo alla prova eseguita a potenza nominale. Lo scarto massimo tra i valori misurati e quelli della curva di riduzione della potenza attiva in sovra frequenza dell'Allegato F della Norma CEI 0-21 (curva in azzurro in figura 18) è stato pari a 2,27% P_n e quindi inferiore al limite di 2,5% P_n .

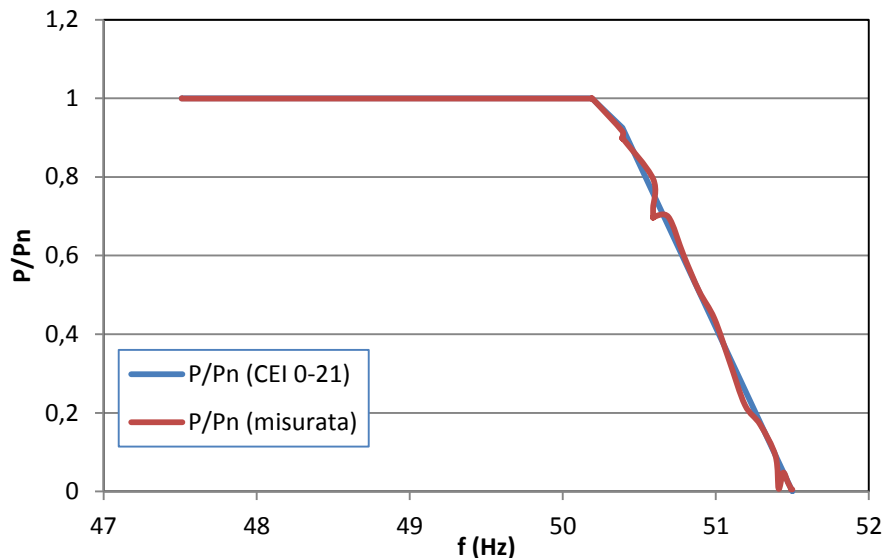


Figura 18. Confronto tra la curva P/P_n imposta dalla Norma CEI 0-21 e quella misurata, al variare della frequenza.

4.2.7 Verifica della componente continua della corrente di uscita

La prova è stata effettuata con lo scopo di verificare l'immissione di corrente continua in rete da parte del dispositivo funzionante in SUPPLY MODE o STORAGE MODE.

La prova è stata eseguita in accordo al seguente protocollo:

- si collega il dispositivo a una sorgente c.c. (rappresentante il generatore FER) e ad una sorgente c.a. artificiale (rappresentante la rete);
- si porta la tensione c.a. al valore nominale della tensione di rete $\pm 1\%$, (frequenza pari a $50 \pm 0,2$ Hz). La distorsione totale di tensione (THD) deve essere inferiore al 2,5% con il dispositivo spento. E' possibile collegare il dispositivo alla rete invece che alla sorgente c.a. se la rete fornisce i livelli di tensione e frequenza desiderati;
- si regola la sorgente c.c. in modo che la potenza c.a. in uscita dal dispositivo, misurata in VA, risulti pari a $(100 \pm 5) \%$ del valore nominale;
- si lascia il sistema operare nelle condizioni impostate al punto precedente per almeno 5 minuti o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna;
- si misura la componente continua della corrente immessa in rete (frequenza < 1 Hz) su ciascuna delle fasi di uscita. La misura deve essere effettuata mediando la grandezza misurata su una finestra temporale di ampiezza massima 1 sec, registrandone l'andamento per un periodo minimo di 5 minuti e acquisendo un numero minimo di campioni pari al reciproco della finestra temporale su cui è stata mediata la grandezza (nel caso 1 sec, almeno 300 campioni). Con le stesse modalità si dovranno misurare e registrare la corrente rms e la tensione rms di uscita dell'inverter;
- si effettua il calcolo del valore medio della corrente rms e della tensione rms su ciascuna fase. Per ciascuna grandezza la media deve essere calcolata considerando tutti i campioni rilevati durante il periodo di misura;
- si verifica che il valore medio della corrente rms su ciascuna fase sia entro il 5 % del valore nominale;

- si verifica che il valore medio della tensione rms su ciascuna fase sia entro il 5 % del valore nominale;
- si calcola il valore medio della componente continua della corrente su ciascuna fase. La media deve essere calcolata considerando il modulo (senza segno) del valore di ciascun campione registrato durante ciascun periodo di osservazione di 5 minuti;
- per ciascuna fase, si divide il valore medio della componente continua calcolata per il valore nominale della corrente di uscita del convertitore e si moltiplica questo rapporto per 100. I valori così calcolati rappresentano la percentuale di corrente continua immessa in rete per ciascuna fase, rispetto alla corrente nominale del convertitore. Si riportano tutti i valori misurati e calcolati in un'apposita tabella.

L'esito della prova è considerato positivo se la componente continua misurata secondo questa procedura rientra nei limiti specificati ($0,5\% I_{nV}$ in accordo al punto 8.4.4.1 della Norma CEI 0-21).

La tabella 4 riassume i risultati della prova effettuata.

Tabella 4. Valori di corrente continua immessi in rete dal dispositivo.

Livello di potenza (%VA nominali)	$(100 \pm 5) \%$
Ic.c. (mA)	267
Ic.c. (% I_n)	1,16%

L'esito della prova mostra che il dispositivo deve essere collegato alla rete di distribuzione mediante un trasformatore di isolamento esterno, così come previsto dalla stessa Norma CEI 0-21.

4.2.8 Verifica della insensibilità agli abbassamenti di tensione

La prova è stata effettuata con lo scopo di verificare che:

- nella zona tratteggiata di figura 19 il dispositivo, operante in SUPPLY MODE, non si disconnetta dalla rete;
- nella zona in grigio di figura 19 il dispositivo, operante in SUPPLY MODE, possa scollegarsi dalla rete
- entro 200 ms dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso tra +10% e -15% della tensione nominale, il dispositivo riprenda l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto con una tolleranza massima del $\pm 10 \%$ della potenza nominale. Nella fascia tra 85 % e 90 % della tensione nominale è ammessa una riduzione della potenza erogata in base ai limiti della corrente massima di uscita dal generatore.

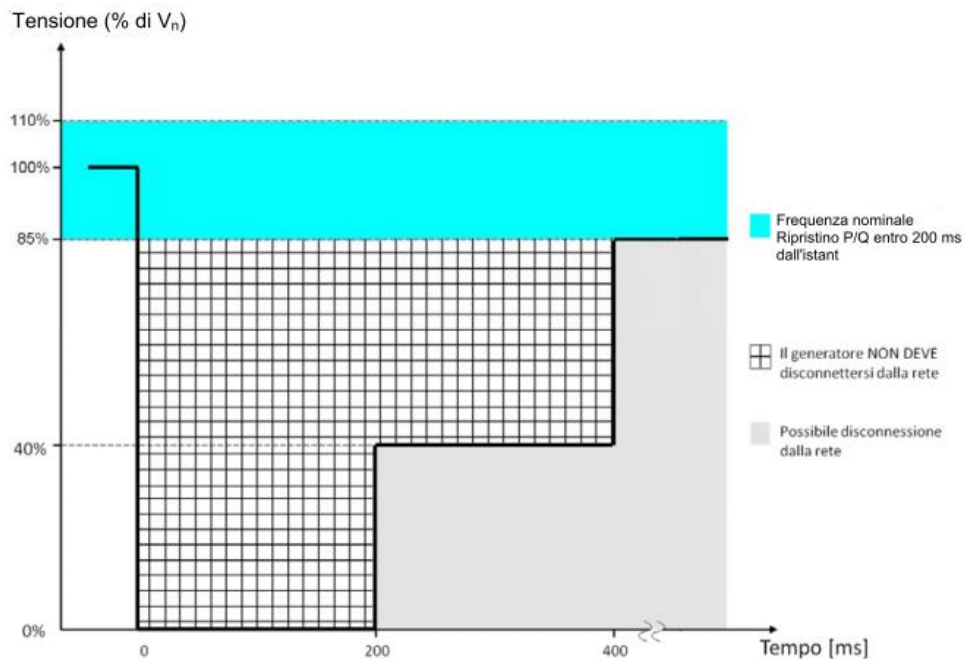


Figura 19. Requisiti LVFRT (Fonte CEI 0-21).

La prova è stata eseguita in accordo al seguente protocollo:

- si collega il dispositivo a una sorgente c.c. e ad un circuito di prova come quello rappresentato in figura 20;
- si disabilita la protezione di interfaccia al fine di evitare scatti intempestivi durante l'esecuzione della prova;
- si seleziona la modalità SUPPLY MODE;
- si porta il dispositivo in una condizione di lavoro in cui esso eroga una potenza superiore al 90 % della potenza nominale;
- si lascia il sistema in questa condizione per almeno 5 minuti o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al dispositivo;
- si simula una delle condizioni di guasto riportate in figura 21;
- si rileva l'andamento temporale di potenza attiva P, potenza reattiva Q e tensioni di fase ai morsetti di uscita come valori rms a media mobile di un ciclo di rete e con aggiornamento ogni mezzo ciclo (10 ms), su una finestra temporale che decorre da 100 ms prima dell'inizio della prova e termina almeno dopo 400 ms dalla fine del transitorio di tensione (onde poter verificare il ripristino della potenza attiva e reattiva). Il transitorio di tensione finisce quando la tensione rientra oltre il 85 % del valore di tensione nominale;
- nello stesso periodo di osservazione si rilevano gli oscillogrammi delle tensioni e delle correnti di fase (eventualmente con dettaglio ingrandito dell'andamento durante i fronti di salita e discesa di tensione).

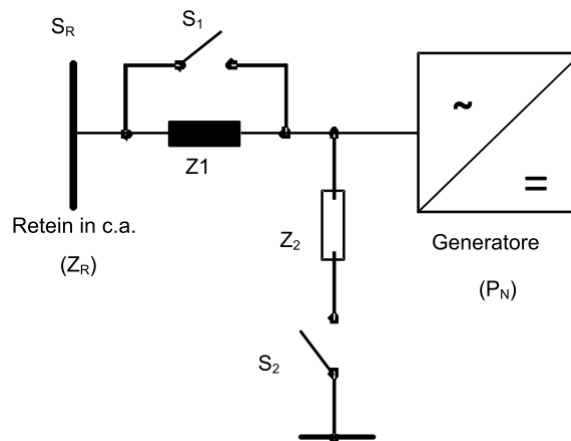


Figura 20. Circuito di prova per verifica requisiti LVFRT (Fonte CEI 0-21).

Elenco prove	Ampiezza residua della tensione fase-fase V/V_{nom}	Durata [ms]	Forma(*)
1 – guasto simmetrico trifase	$0,05 \pm 0,05$ (V_1/V_{nom})	200 ± 20	
2 – guasto simmetrico trifase	$0,45 \pm 0,05$ (V_2/V_{nom})	400 ± 20	
3 – guasto asimmetrico bifase	$0,05 \pm 0,05$ (V_3/V_{nom})	200 ± 20	
4 – guasto asimmetrico bifase	$0,45 \pm 0,05$ (V_4/V_{nom})	400 ± 20	
5 – guasto asimmetrico bifase in BT	$0,05 \pm 0,05$ (V_5/V_{nom})	200 ± 20	
6 – guasto asimmetrico bifase in BT	$0,45 \pm 0,05$ (V_6/V_{nom})	400 ± 20	

* A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transitori (simulatore o rete di impedenze), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata inferiore a 10ms

Figura 21. Condizioni di guasto per verifica requisiti LVFRT (Fonte CEI 0-21).

La prova è stata eseguita con successo.

4.3 Prove sulle batterie

Le prove hanno avuto come obiettivo il rilevamento degli andamenti della tensione in funzione della capacità scaricata per diversi valori della corrente di scarica e della temperatura ambiente. La batteria al litio-ferro-fosfato utilizzata nelle prove è rappresentata in figura 22. Il pacco-batterie è dotato di un sistema di bilanciamento delle tensioni di cella (BMS), anch'esso rappresentato in figura 22. Nei paragrafi che seguono verrà descritta la postazione di prova utilizzata per i test, le modalità di carica/scarica della batteria ed i risultati delle prove.



Figura 22. La batteria litio-ferro-fosfato

4.3.1 Postazione di prova

La postazione di prova è costituita dai seguenti elementi:

- alimentatore c.a. esterno;
- carico resistivo programmabile;
- sistema di acquisizione dati;
- sistema per il condizionamento della temperatura delle batterie (camera climatica).

La figura 23 riporta una rappresentazione schematica del circuito di prova.

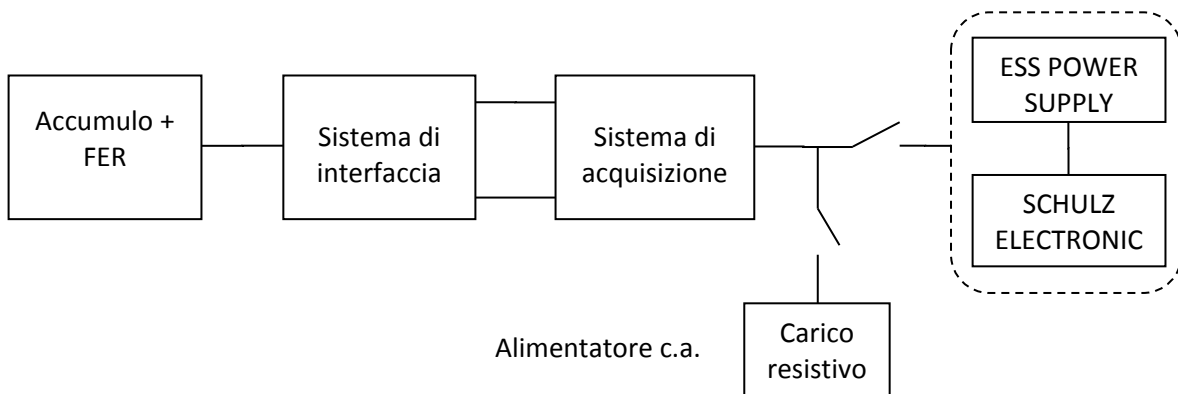


Figura 23. Rappresentazione schematica del circuito di prova

Per la ricarica delle batterie sono stati utilizzati due alimentatori connessi in serie. Il primo, denominato "ESS POWER SUPPLY", è in grado di generare una tensione massima di 300 V ad una corrente massima di 30A. Il secondo, denominato "SCHULZ ELECTRONIC", permette di generare una tensione massima di 400 V ad una corrente massima di 50 A.

Il sistema di acquisizione utilizza interamente i dati elaborati dal BMS interno al sistema di accumulo. Tali dati sono estratti e "loggati" con l'ausilio di un computer collegato al BMS tramite interfaccia RS-485.

Per la misura della corrente di carica/scarica è stato utilizzato un sensore di corrente ad effetto Hall del tipo: LEM HASS 50S, interno al pacco-batterie.

Per le prove di scarica della batteria è stato utilizzato un carico resistivo con impedenza variabile tra 5 e 50 Ω (rispettivamente per la scarica a 2C e a 0.2C).

Per il controllo della temperatura, infine, è stata utilizzata la camera climatica realizzata su specifiche dall'azienda Royal-Frigo (mostrata in figura 24), presente nei laboratori della LAYER.

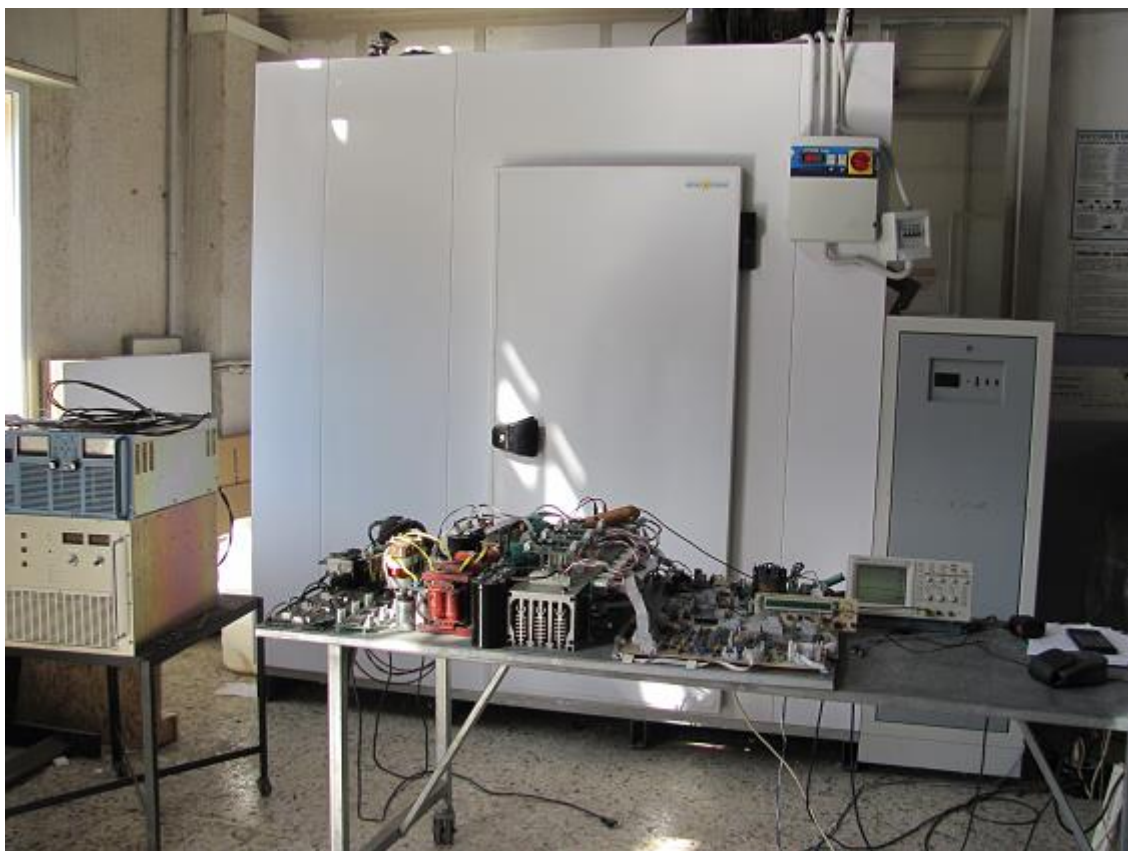


Figura 24. Camera climatica di prova.

4.3.2 Prova di carica della batteria al litio

La carica avviene collegando la batteria in parallelo all'alimentatore c.a. (il carico resistivo è disinserito). La modalità di carica utilizzata nelle prove comprende una fase di carica a corrente costante, fino al valore di tensione massimo fissato dal costruttore, ed una fase a tensione costante, con corrente che si riduce gradualmente fino ad un valore minimo, che individua la ricarica a fondo della batteria. Questa modalità di carica permette la ricarica completa della batteria. Durante la fase a corrente costante, la corrente di carica deve essere sempre mantenuta al di sotto del limite massimo indicato dal costruttore.

4.3.3 Prova di scarica della batteria al litio

La scarica avviene collegando la batteria al carico resistivo, opportunamente programmato in relazione al valore della corrente di scarica (l'alimentatore c.a. è disinserito). La modalità di scarica utilizzata nelle prove

consiste in una fase di scarica a corrente costante. La corrente di scarica continuativa viene mantenuta al di sotto del limite indicato dal costruttore. Nel corso delle prove è stato necessario monitorare la temperatura della batteria per evitare che possa superare il limite massimo ed interrompere la prova al verificarsi di tale condizione.

4.3.4 Cicli di scarica a corrente costante

Lo scopo di queste prove è il rilevamento degli andamenti della tensione in funzione della capacità scaricata per diversi valori della corrente di scarica e della temperatura ambiente.

Prima della prova la batteria viene caricata a fondo con la procedura di carica descritta nel paragrafo 4.3.2 e con corrente costante pari a 0,5 C (condizioni di carica standard) e tenuta in camera termica a temperatura controllata per il numero di ore necessario al raggiungimento della temperatura di prova.

La prova di scarica consiste in:

- una scarica della batteria a corrente costante fino al raggiungimento della tensione di fine scarica (scarica completa della batteria);
- un periodo di standby, durante il quale la temperatura della batteria viene riportata al valore impostato nella camera termica;
- una ricarica completa, con le medesime modalità descritte nel paragrafo 4.3.2.

La prova è stata effettuata secondo due diverse modalità:

- mantenendo la temperatura costante mediante la camera climatica (+25°C) e ripetendo la prova per quattro diversi valori della corrente di scarica (0.2C, 0.5C, 1C, 2C).
- mantenendo la corrente di scarica costante, e pari a 0.5C (modalità di scarica standard) e facendo variare il valore della temperatura ambiente mediante la camera climatica. Dato che nel range compreso tra 25°C e 60°C, le curve rilevate variano molto poco, sono state considerate temperature comprese nell'intervallo 15°C ÷ 30°C.

Gli andamenti della tensione in funzione della capacità scaricata, per diversi valori della corrente di scarica, sono evidenziati in figura 25.

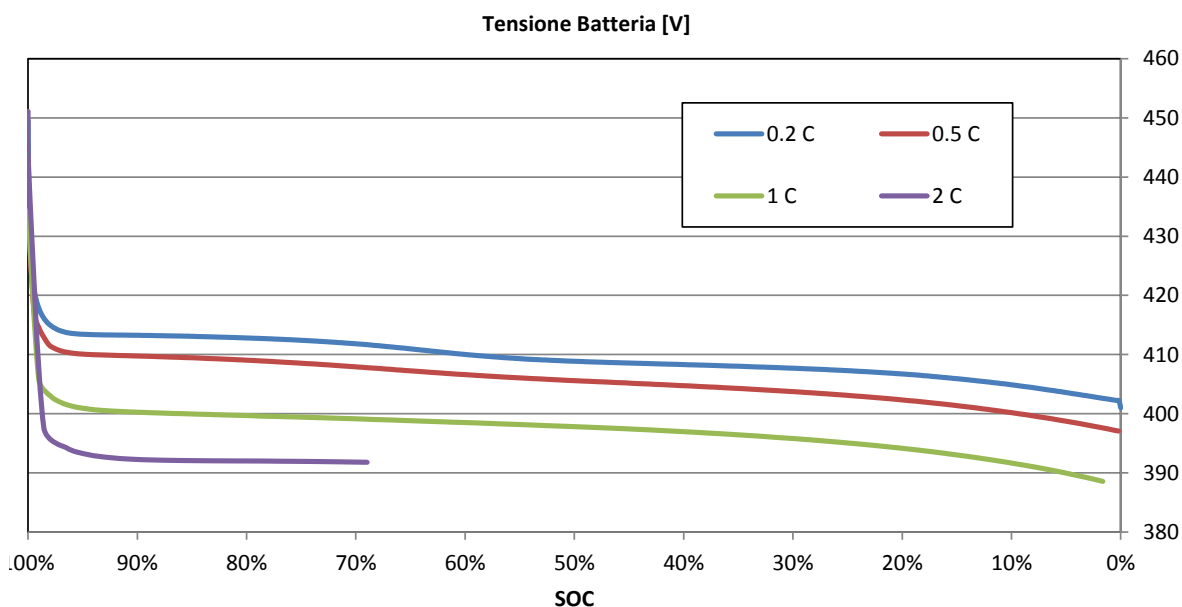


Figura 25. Andamento della tensione in funzione del SOC della batteria al variare della corrente di scarica.

Dagli andamenti tracciati si evince un abbassamento del profilo di tensione al crescere del valore della corrente di scarica. Ciò è dovuto alla resistenza interna della batteria che aumenta con la corrente, comportando un abbassamento del profilo di tensione. Dal momento che il valore della tensione di

fine scarica è indipendente dal regime di lavoro, ciò comporta una riduzione della capacità della batteria all'aumentare del regime di scarica, come si può osservare nei profili di tensione riportati in figura 25. Si precisa, infine, che la prova di scarica a 2C è stata interrotta prima della scarica completa, a causa del raggiungimento del valore limite di temperatura.

Gli andamenti della tensione in funzione della capacità scaricata, per diversi valori della temperatura ambiente sono evidenziati in figura 26.

Non è stato possibile effettuare prove in prossimità o al di sotto dei 10°C in quanto questa è la temperatura minima di funzionamento del BMS indicata dal costruttore.

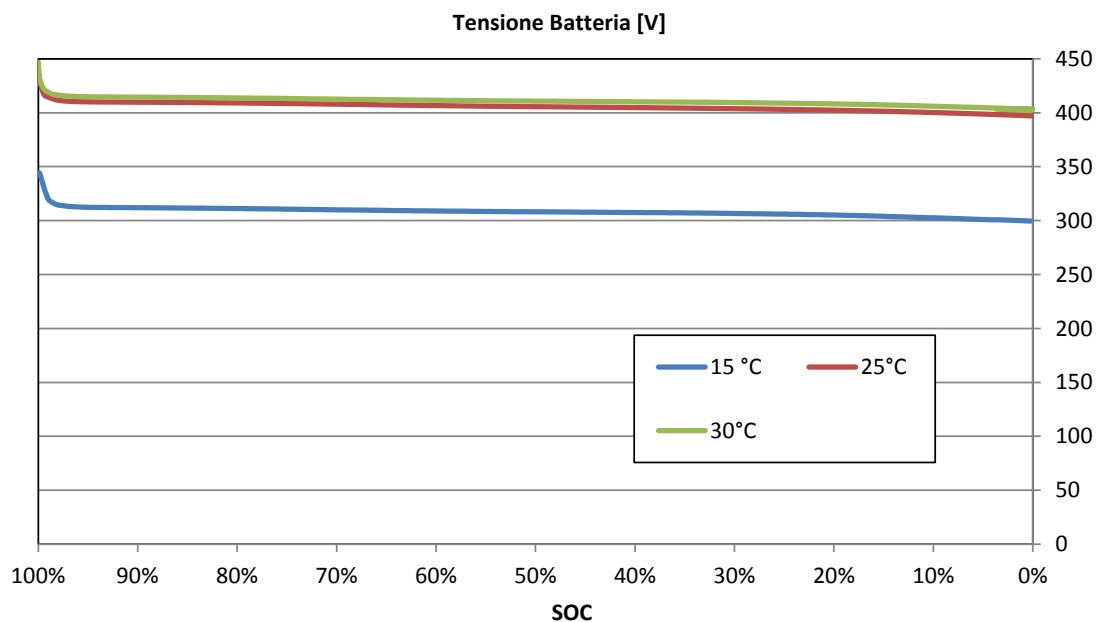


Figura 26. Andamento della tensione in funzione del SOC della batteria al variare della temperatura.

5 Strategia di gestione del sistema di accumulo

5.1 Premessa

Per individuare una strategia di gestione ottimale del sistema di accumulo, in presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili, è innanzitutto necessario valutare gli effetti che la variabilità della generazione rinnovabile ha sulla gestione del carico elettrico nel suo complesso.

Il modo più immediato per comprendere l'impatto della generazione da fonte rinnovabile sulla rete elettrica è quello di considerare la stessa non come "aumento della generazione disponibile", bensì come "riduzione del carico" nel sistema elettrico. In tal modo, la funzione delle unità di base diventa quella di bilanciare il "carico residuo", P_R , definito come il carico effettivo, P_L , meno l'energia prodotta dalle fonti rinnovabili, P_{FER} :

$$P_R = P_L - P_{FER} \quad (1)$$

Il carico residuo viene determinato, con cadenza giornaliera, tenendo conto dell'andamento presunto del diagramma di carico e del diagramma di produzione dell'impianto da FER, relativo al giorno successivo. Per la determinazione del diagramma giornaliero del carico residuo è stata fatta, inoltre, l'ipotesi di massimizzare l'energia prodotta dall'unità FER, in modo da garantire il massimo trasferimento di energia.

Ciò, evidentemente, allo scopo di massimizzare il beneficio economico per l'utente finale. Di conseguenza gli impianti FV saranno chiamati ad erogare, in ogni istante, tutta l'energia disponibile, in relazione al valore istantaneo della risorsa solare.

Nei paragrafi che seguono verrà descritto l'algoritmo utilizzato per l'ottimizzazione del funzionamento della sorgente di accumulo secondo una logica di gestione "di massimo tornaconto economico", tale da garantire la massimizzazione del beneficio economico per l'utente finale (benefit legato al load-shifting).

Rispetto a quanto riportato in un precedente report [1], l'algoritmo di gestione dell'accumulo è stato semplificato e posto in una forma diversa, per adattarlo alle nuove condizioni operative del sistema in esame. In particolare, sono state considerate alcune ipotesi semplificative, di seguito riassunte:

Prima ipotesi semplificativa

Si assume che il sistema di accumulo compia dei cicli di carica/scarica completi. Di conseguenza lo stato di carica della batteria (SOC), durante gli intervalli di standby, potrà assumere solamente i seguenti due valori:

- SOC=10% (storage completamente scarico);
- SOC=100% (storage completamente carico).

Il soddisfacimento di tale ipotesi semplificativa presuppone la scelta di un adeguato criterio di dimensionamento per lo storage. In particolare, se l'accumulo viene dimensionato per una frazione del carico assorbito dall'utente, la condizione sopra esplicitata sarà sempre soddisfatta.

Seconda ipotesi semplificativa

Si suppone che la batteria impieghi un'ora per caricarsi/scaricarsi completamente, quindi:

- durata di scarica/carica = 1 h.

Non sono pertanto ammessi intervalli di carica/scarica consecutivi (un intervallo di carica è sempre alternato ad un intervallo di scarica, e viceversa).

L'assunzione di tali ipotesi semplificative consente di porre l'algoritmo di gestione del dispositivo di accumulo in una forma più semplice rispetto a quella descritta in [1], come verrà dettagliato nei successivi paragrafi. Inoltre, nelle nuove ipotesi semplificative, la verifica delle condizioni di sovraccarico della batteria non è più necessaria, dal momento che le semplificazioni assunte escludono questa possibilità. Avendo, infatti, ipotizzato una durata di carica/scarica del pacco-batterie pari ad 1 ora, la batteria si carica/scarica completamente in ciascuno degli intervalli orari.

5.2 Algoritmo di gestione

5.2.1 Premessa

Di seguito viene descritto l'algoritmo di controllo per la definizione degli intervalli di carica/scarica del dispositivo di accumulo.

Per il test dell'algoritmo si è fatto riferimento ad un prezzo orario dell'energia pari al PUN (Prezzo Unico Nazionale) pur non corrispondendo, nell'attuale contesto regolatorio nazionale, a quello riconosciuto ai clienti in bassa tensione; tale assunzione ha il solo fine di testare l'algoritmo immaginando di utilizzare il PUN come un segnale di prezzo proveniente dal mercato dell'energia elettrica.

Una volta stimato il profilo di carico giornaliero equivalente per l'utente finale (somma del diagramma di carico e del profilo di generazione degli impianti di GD), l'algoritmo è in grado di determinare univocamente gli intervalli di carica/scarica del dispositivo di accumulo, in modo da massimizzare il beneficio economico per l'utente finale, per le successive 24 ore.

Il sistema di elaborazione, leggendo i valori del prezzo orario per le successive 24 ore, ricava il valore medio, PUNm, come evidenziato nel diagramma sottostante (figura 27).

Il generico intervallo orario può assumere i seguenti stati di funzionamento:

- 1) standby;
- 2) carica/scarica potenziale;
- 3) carica/scarica effettiva.

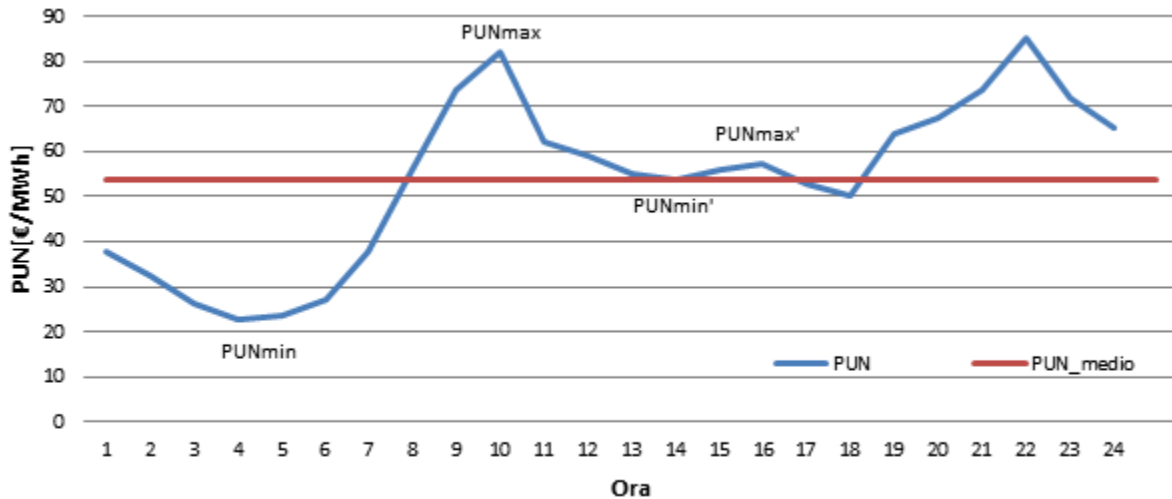


Figura 27. Valori del PUN (€/MWh) nelle 24 ore, per un giorno “tipo” infrasettimanale

Valgono, inoltre, le seguenti considerazioni:

- inizialmente tutti gli intervalli sono in stato di standby;
- ciascun intervallo può commutare, inizialmente, dallo stato di standby iniziale a quello di carica/scarica potenziale. Da quest’ultimo stato è possibile commutare in uno stato di carica/scarica effettiva oppure ritornare in uno stato di standby, in relazione al soddisfacimento o meno di una condizione di vincolo. Nel momento in cui un intervallo commuta in uno stato di carica/scarica effettiva, esso diviene definitivo, per cui non sono ammessi ulteriori cambiamenti di stato;
- in fase di elaborazione dell’algoritmo non possono sussistere più di due intervalli di carica/scarica potenziale simultaneamente;
- al termine del processo di elaborazione dell’algoritmo, gli stati di funzionamento possibili sono solo 1) e 3) (non sono ammissibili intervalli di carica/scarica potenziale).

E’ necessario, come accennato, introdurre una condizione di vincolo, per evitare che la batteria si carichi e scarichi in intervalli in cui lo scarto tra i valori del PUN è troppo piccolo. Se così fosse, infatti, la riduzione di vita del dispositivo, dovuta all’esecuzione di un ciclo di carica/scarica non sarebbe compensata da un adeguato vantaggio economico per l’utente finale.

A tal fine viene calcolato un indice, denominato “scarto limite del PUN - PUN_LIM ”, definito come lo scarto tra due valori del PUN al di sotto del quale non è conveniente far compiere un ciclo di carica/scarica alla batteria. In altre parole, l’algoritmo non avvierà il ciclo di carica/scarica se lo scarto tra i valori del PUN corrispondenti ai due intervalli, DEV_PUN , è inferiore al valore di soglia PUN_LIM :

$$DEV_PUN < PUN_LIM \quad (2)$$

Il valore limite dello scarto del PUN (PUN_LIM) può essere calcolato conoscendo il costo per ciclo dell’accumulo, Cu (€/ciclo).

Infatti, il valore limite dello scarto dei PUN si ottiene dalla seguente condizione di uguaglianza:

$$Benefit_LS = f(DEV_PUN) = Cu \quad (3)$$

dove “Benefit_LS = f(DEV_PUN)” è il vantaggio economico per l’utente finale derivante dal loadshifting, espresso in funzione dello scarto tra i valori del PUN, DEV_PUN.

5.2.2 Descrizione dell’algoritmo

L’algoritmo prende in esame, uno per volta, tutti i 24 intervalli del periodo di riferimento, partendo dal primo, in ordine crescente. Si assume, come condizione di partenza, che lo stato di carica iniziale della batteria sia nullo.

L’algoritmo si compone di nove *step*, dettagliatamente descritti di seguito:

Step 1

Individua tutti gli intervalli consecutivi per i quali sussiste la condizione:

$$PUN_i < PUN_m \quad (4)$$

Tra tutti questi intervalli, individua quello corrispondente al valore minimo del PUN (PUNmin), e commuta il suo stato da standby a carica potenziale.

Step 2

Individua i successivi intervalli consecutivi per i quali sussiste la condizione $PUN_i > PUN_m$. Tra tutti questi intervalli individua quello corrispondente al massimo valore del PUN (PUNmax), e commuta il suo stato da standby a scarica potenziale.

Step 3

Calcola lo scarto tra i due valori del PUN relativi agli intervalli che hanno commutato il proprio stato a “potenziale”: ($DEV_PUN = PUN_{max} - PUN_{min}$). Confronta DEV_PUN con lo scarto limite PUN_LIM.

- Se $DEV_PUN > PUN_LIM \rightarrow$ commuta definitivamente lo stato dei due intervalli di carica/scarica da “potenziale” a “effettivo” e ricomincia dal punto 1.
- Se $DEV_PUN < PUN_LIM \rightarrow$ mantieni per i due intervalli lo stato di carica/scarica potenziale e passa al punto successivo.

Step 4

Individua, tra i successivi intervalli consecutivi, tutti quelli per i quali sussiste la condizione: $PUN_i < PUN_m$. Tra tutti gli intervalli selezionati, scegli come potenziale intervallo di carica quello a cui corrisponde il minimo valore del PUN, PUNmin’.

Step 5

Confronta il valore del PUN dell’intervallo di carica potenziale appena commutato con il PUN del precedente intervallo rimasto in stato di carica potenziale e verifica la condizione:

$$(PUN_min') < (PUN_min) \quad (5)$$

- Se la precedente disuguaglianza è verificata \rightarrow commuta definitivamente lo stato dell’ultimo intervallo di carica (PUN_min’) da “potenziale” a “effettivo” e commuta definitivamente lo stato del precedente intervallo di carica (PUN_min) da “potenziale” a “standby”.
- Se la precedente disuguaglianza non è verificata \rightarrow commuta definitivamente lo stato dell’ultimo intervallo di carica da “potenziale” a “standby” e mantieni inalterati i precedenti.

Step 6

Calcola lo scarto tra i due valori del PUN relativi agli intervalli che hanno commutato il proprio stato in “potenziale”: ($DEV_PUN = PUN_{max} - PUN_{min}$). Confronta DEV_PUN con lo scarto limite PUN_LIM.

- Se $DEV_PUN > PUN_LIM$ → commuta definitivamente lo stato dei due intervalli di carica/scarica da “potenziale” a “effettivo” e ricomincia dal punto 1.
- Se $DEV_PUN < PUN_LIM$ → mantieni per i due intervalli lo stato di carica/scarica potenziale e passa al punto successivo.

Step 7

Individua, tra i successivi intervalli consecutivi, tutti quelli per i quali sussiste la condizione: $PUN_i > PUN_m$.

Tra tutti gli intervalli selezionati, scegli come potenziale intervallo di scarica quello a cui corrisponde il massimo valore del PUN, PUN_{max}' .

Step 8

Confronta il valore del PUN dell'intervallo di scarica potenziale appena commutato (PUN_{max}') con il PUN del precedente intervallo rimasto in stato di scarica potenziale (PUN_{max}) e verifica la condizione:

$$(PUN_{max}') > (PUN_{max}) \quad (6)$$

- Se la precedente disuguaglianza è verificata → commuta definitivamente lo stato dell'ultimo intervallo di scarica (PUN_{max}') da “potenziale” a “effettivo” e commuta definitivamente lo stato del precedente intervallo di carica (PUN_{max}) da “potenziale” a “standby”.
- Se la precedente disuguaglianza non è verificata → commuta definitivamente lo stato dell'ultimo intervallo di scarica da “potenziale” a “standby” e mantieni inalterati i precedenti.

Step 9

Calcola lo scarto tra i due valori del PUN relativi agli intervalli di carica e scarica che hanno commutato il proprio stato in “potenziale”: ($DEV_PUN = PUN_{max} - PUN_{min}$). Confronta DEV_PUN con lo scarto limite PUN_LIM .

- Se $DEV_PUN > PUN_LIM$ → commuta definitivamente lo stato dei due intervalli di carica/scarica da “potenziale” a “effettivo” e ricomincia dal punto 1.
- Se $DEV_PUN < PUN_LIM$ → mantieni per i due intervalli lo stato di carica/scarica potenziale e ricomincia dal punto 4.

L'algoritmo termina nel momento in cui si conteggia l'ultimo intervallo del periodo di riferimento (timeslot 24).

5.2.3 Applicazioni e test dell'algoritmo di gestione in ambiente simulato

L'algoritmo descritto nel precedente paragrafo è stato implementato e testato in ambiente simulato facendo riferimento alle condizioni di seguito sintetizzate.

Scelta dei parametri del modello

Per determinare la strategia di gestione ottimale del dispositivo di accumulo, è stato necessario individuare tutti i parametri necessari a definire univocamente il problema, in particolare:

- parametri di riferimento del dispositivo di accumulo;
- profili base del diagramma di carico;
- profilo di produzione dell'impianto FV;
- piano tariffario per l'utenza presa in esame.

I parametri di riferimento per il pacco-batterie al litio sono riportati in tabella 5:

Tabella 5. Parametri di riferimento del pacco-batterie al litio

Capacità C [kWh]	Tempo di carica/scarica [h]	Efficienza η [%]
16	1	90

Per la determinazione del profilo base si è fatto riferimento a diagrammi di carico acquisiti da misure sul campo e relativi ad un’utenza industriale di piccola taglia. Nello specifico ci si è riferiti al diagramma di carico giornaliero dell’azienda LAYER. E’ stato inoltre ipotizzato un assorbimento a fattore di potenza unitario. Il diagramma di carico rilevato è relativo ad una giornata del mese di luglio ed è riportato in figura 28. Le misure sono state campionate con cadenza pari al minuto e mediate in ciascuno degli intervalli orari di riferimento.

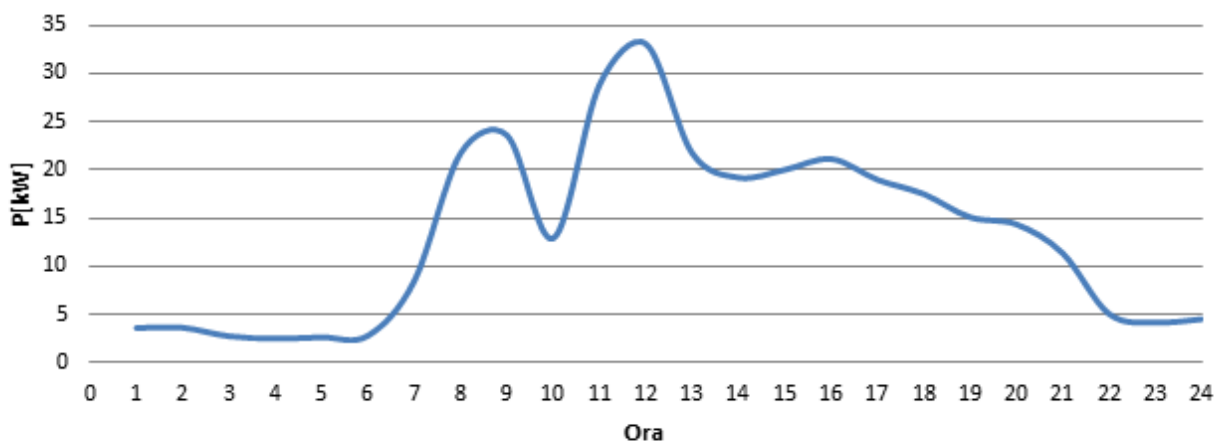


Figura 28. Valori della potenza assorbita dalla LAYER nel giorno di riferimento.

Ai fini delle simulazioni si è tenuto conto della presenza di un impianto fotovoltaico di potenza di picco pari a 3 kWp.

La produzione dell’impianto fotovoltaico è stata stimata facendo riferimento al mese di luglio. Per la determinazione del profilo di potenza prodotta dall’impianto fotovoltaico si è ricorso al database internazionale di JRC Institute for Energy and Transport – PV-GIS [8], scegliendo per il calcolo della radiazione solare la città di Erice (TP) dove è stato sviluppato il prototipo.

In figura 29 si riporta, per l’utenza presa in esame, il profilo della potenza prodotta dall’impianto fotovoltaico unitamente al diagramma di carico giornaliero equivalente (somma del diagramma di carico della LAYER e del profilo di generazione dell’impianto FV). Si è assunto convenzionalmente un segno positivo per la potenza assorbita dal carico ed un segno negativo per la potenza prodotta dall’impianto FV. Si nota che il diagramma di carico equivalente (Layer+FV) presenta un valore di picco inferiore di circa 3 kW rispetto al diagramma di carico dell’utenza passiva, riportato in figura 28, per effetto della potenza iniettata dal generatore FV nelle ore centrali della giornata.

Osservando il diagramma di carico equivalente di figura 29 si nota, inoltre, che la prima ipotesi semplificativa dell’algoritmo di gestione dell’accumulo (batteria dimensionata per una frazione del carico assorbito dall’utente) non è, in realtà, soddisfatta (l’accumulo impegna una potenza pari a 16 kW, contro un picco massimo del diagramma di carico pari a circa 30 kW). Ciò è dovuto al fatto che, diversamente da quanto inizialmente preventivato, non è stato possibile in questa fase testare il dispositivo di conversione nei locali del DEIM, per ragioni sia tecniche che logistiche, e ciò ha comportato un sovradimensionamento del dispositivo di accumulo rispetto al carico assorbito dall’utenza.

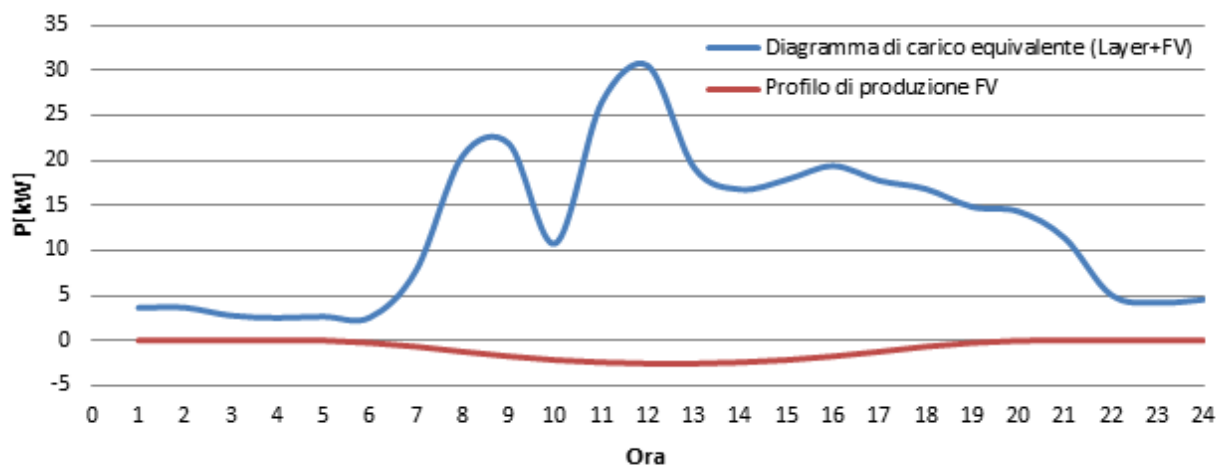


Figura 29. Diagramma di carico “equivalente” della LAYER (in blu) e profilo di generazione dall’impianto FV (in rosso), per il giorno di riferimento.

Come valori del prezzo orario dell’energia sono stati assunti gli effettivi valori del PUN riscontrati nel giorno di riferimento, pubblicati dal GME (Gestore del Mercato Elettrico) [9]. Tali valori di prezzo orario non corrispondono al reale profilo tariffario per il consumo di energia elettrica dell’azienda LAYER, ma sono stati ugualmente considerati nella logica precedentemente esposta. I valori del prezzo orario dell’energia sono riportati in tabella 6.

Tabella 6. Valori del PUN in €/MWh nel giorno di riferimento

Ora	PUN	Ora	PUN
0	42,79	12	59,40
1	33,36	13	57,33
2	26,39	14	61,19
3	24,89	15	65,00
4	28,86	16	70,20
5	35,06	17	68,29
6	52,82	18	69,86
7	61,22	19	73,69
8	69,84	20	76,46
9	74,58	21	78,66
10	65,80	22	70,55
11	64,64	23	63,61

5.2.4 Risultati delle simulazioni

Si precisa che le simulazioni effettuate non hanno come obiettivo quello di esaminare la fattibilità economica del progetto, per la cui verifica sarebbe necessario considerare un periodo di riferimento almeno annuale e numerosi altri fattori (costo di acquisto iniziale del pacco-batterie, costi di gestione e manutenzione, prezzo reale dell’energia, ecc.), ma unicamente quello di evidenziare, in termini quantitativi, il vantaggio economico per l’utente finale derivante dall’utilizzo di dispositivi di accumulo operanti secondo logiche di load-shifting, indipendentemente dai costi sostenuti per la realizzazione dell’intervento.

A tale scopo si considera, come intervallo di riferimento, il periodo giornaliero preso in esame, e si valuta il risparmio sul costo della bolletta elettrica derivante dal funzionamento dell’accumulo secondo logiche di loadshifting.

In figura 30 è riportato l’andamento dei valori del PUN per il giorno di riferimento (in blu) unitamente al suo valor medio (in rosso).

In questa fase si assume per lo scarto limite del PUN - PUN_{LIM} , un valore indicativo, pari a 25 €/MWh.

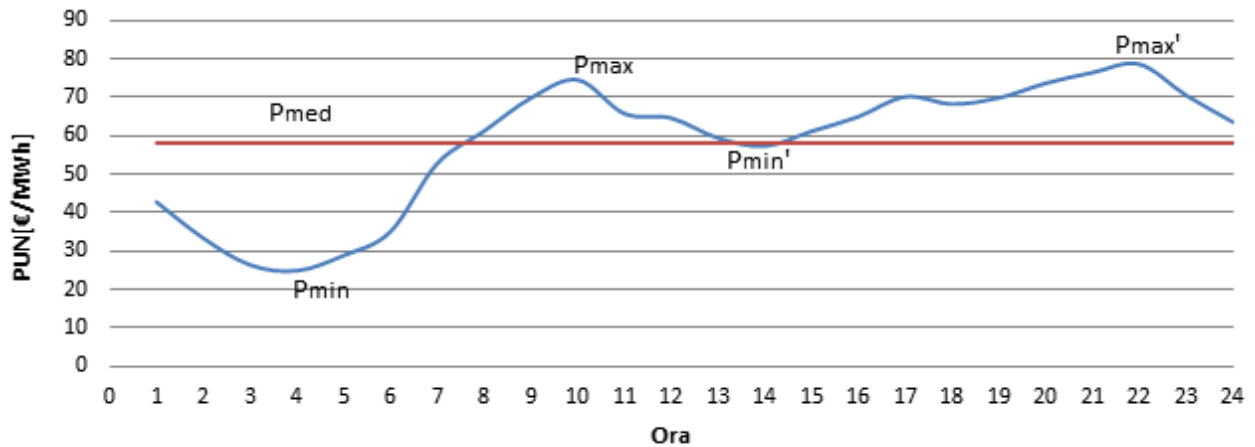


Figura 30. Valori del PUN nelle 24 ore per il giorno di riferimento.

L’algoritmo di gestione del dispositivo di accumulo, descritto nei paragrafi precedenti, individua una prima coppia di valori massimi e minimi del PUN (P_{min} e P_{max}) nelle ore antimeridiane, ed una seconda coppia (P_{min}' e P_{max}') nelle ore post meridiane. La prima coppia di valori rispetta la condizione:

$$DEV_PUN < PUN_LIM \quad (7)$$

per cui gli intervalli corrispondenti a tali valori del PUN vengono riconosciuti come intervalli di carica/scarica “effettivi”. Diversamente, per la seconda coppia di valori la condizione (7) non è verificata, per cui l’algoritmo attribuisce ad essi uno stato di standby.

In conclusione, il dispositivo di accumulo compirà un unico ciclo di carica/scarica nel periodo giornaliero di riferimento, compiendo un ciclo di carica completo nell’intervallo 4 ed un ciclo di scarica completo nell’intervallo 9. Diversamente, se lo scostamento tra i valori del PUN nelle ore post meridiane fosse stato superiore al PUN_LIM , l’algoritmo avrebbe comunicato alla batteria di eseguire due processi di carica/scarica, nell’arco della stessa giornata.

La figura 31 evidenzia come si modifica il diagramma di carico della LAYER per effetto dei cicli di carica/scarica del dispositivo di accumulo.

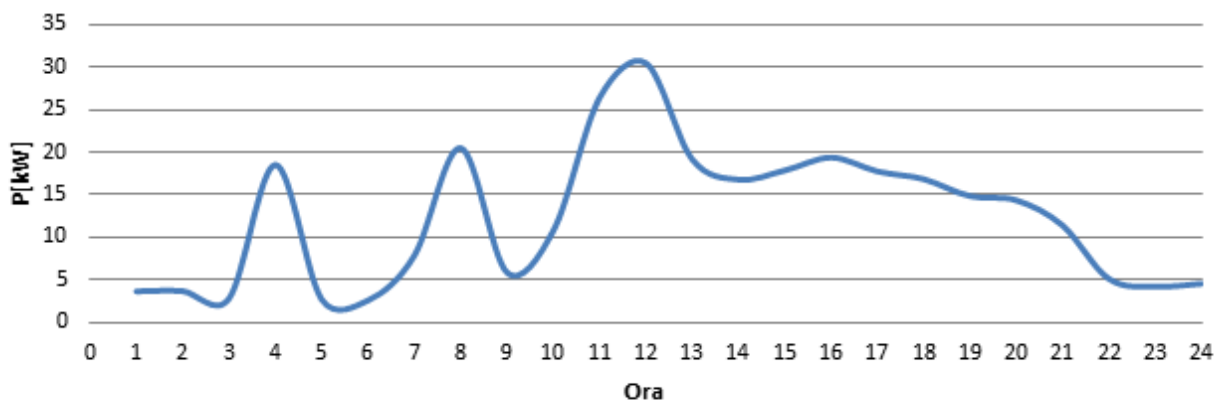


Figura 31. Diagramma di carico risultante della LAYER, considerando operativo il dispositivo di accumulo.

Se confrontato con il diagramma di carico equivalente di figura 29, si nota la presenza di un ulteriore picco di potenza tra le 3:00 e le 4:00, dovuto all’energia assorbita dalla batteria durante il processo di carica, ed una riduzione della potenza assorbita tra le 8:00 e le 9:00, dovuta all’energia rilasciata dalla batteria durante il processo di scarica.

Si calcola, infine, il risparmio giornaliero sul costo della bolletta elettrica derivante dal funzionamento dell'accumulo secondo logiche di load-shifting. Come già accennato, tale risparmio ha valore puramente indicativo, in quanto viene (tra l'altro) valutato facendo riferimento ad un prezzo orario dell'energia (PUN) che non corrisponde a quello riconosciuto alla LAYER per la fornitura di energia elettrica.

Indicando con P_{n_acc} la potenza impegnata dal dispositivo di accumulo durante i processi di carica/scarica, il beneficio per l'utente finale può essere valutato come:

$$\text{Benefit} = P_{n_acc} \times (P_{max} - P_{min}) = 16 \times (74,58 - 28,86) \times 10^{-3} = 16 \times 0,04572 = 0,731 \text{ €/giorno}$$

6 Conclusioni

Nel presente documento sono stati presentati i risultati della seconda fase delle attività svolte nell'ambito della ricerca dal titolo: *"Sviluppo, messa a punto e sperimentazione di un sistema combinato batterie al litio-ferro-fosfato/FER per applicazioni in bassa tensione"*.

In particolare:

- sono stati presentati i risultati della fase di test e prove, anche in connessione con la rete di distribuzione BT, del dispositivo;
- è stato presentato e testato in ambiente simulato un nuovo algoritmo di gestione del sistema ibrido accumulo/FER.

I risultati dei test effettuati hanno confermato le prestazioni attese. Le valutazioni economiche condotte, immaginando di basare il controllo delle batterie su logiche di load-shifting, pur avendo un valore puramente indicativo per le ipotesi assunte, rilevano vantaggi economici comunque abbastanza contenuti. Si conferma, ancora una volta, la necessità di prevedere nell'attuale quadro regolatorio un adeguato sistema di remunerazione dei servizi "di sistema" che un dispositivo ibrido accumulo/FER può rendere alla rete, al fine di giustificarne l'adozione e lo sviluppo.

7 Riferimenti bibliografici

1. A. Cataliotti, M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo, M. Conte, G. Graditi, M. Pasquali, "Progettazione di un sistema di controllo ed interfaccia per sistemi combinati accumulo-FER. Report 1 - Documento di specifica", Report RdS/2012/248.
2. M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo, M. Conte, G. Graditi, M. Pasquali, "Progettazione di un sistema di controllo ed interfaccia per sistemi combinati accumulo-FER. Report 2 - Progettazione esecutiva, realizzazione del prototipo e prova", Report Rds/2012/305.
3. M. Fiorino, M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo, M. Conte, G. Graditi, M. Pasquali, "Sviluppo, messa a punto e sperimentazione di un sistema combinato batterie al litio-ferro-fosfato/FER per applicazioni in bassa tensione. Report 1 -Sviluppo sperimentale e perfezionamento degli apparati di controllo e comunicazione", Report RdS/2013/...
4. L. Dusonchet, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo, "An optimal operating strategy for combined RES-based Generators and Electric Storage Systems for load shifting applications", In 4th IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives 2013, Maggio 2013, Istanbul (Turchia), pp.1-6.
5. M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo, G. Graditi, "A New Device for the Control and the Connection to the Grid of Combined RES-based Generators and Electric Storage Systems", In International Conference ICCEP 2013, Giugno 2013, Alghero (Italia), pp. 1-6.
6. Norma CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
7. Norma CEI EN 50160: Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.

8. European Commission -<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/#content> - JRC's Institute for Energy and Transport – PV-GIS.
9. GME – Gestore del Mercato Elettrico - <http://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>.

8 Abbreviazioni ed acronimi

BT: Bassa Tensione
CEI: Comitato Elettrotecnico Italiano
DDI: Dispositivo di Interfaccia
FER: Fonti energetiche rinnovabili
FV: Fotovoltaico
GD: Generazione Distribuita
MT: Media Tensione
PLC: Power Line Communication
PUN: PrezzoUnicoNazionale
SPI: Sistema di protezione di interfaccia

9 Curriculum Vitae del Gruppo di Ricerca

Michele Fiorino (1967) è Responsabile del reparto progettazione e Responsabile Garanzia Qualità ISO 9001 presso la Layer Electronics s.r.l. di Erice (TP).

Nel 1997 è responsabile del progetto di un UPS gestito da microcontrollore finanziato nell'ambito del "POP Sicilia 94/99 misura 3.3" in collaborazione con il CRES di Monreale (PA). Nel 1999 è Technical Manager in nell'ambito del programma "ESPIRIT-FUSE", per la progettazione di un inverter da 40 kVA controllato da microprocessore in collaborazione con il CRES. Dal 2001 è Coordinatore di vari progetti di "Inverter per immissione in rete" di energia prodotta da fonti rinnovabili, per l'installazione in impianti Eolici e Fotovoltaici. Nel 2010 cura i rapporti con il laboratorio UnderwritersLaboratories "UL INTERNATIONAL ITALIA". Dal 2011 ad oggi è Coordinatore di due progetti finanziati dalla Reg. Sicilia nell'ambito della "linea di intervento 4.1.1.1 del POR FESR 2007-2013" e "linea di intervento 4.1.1.2 del POR FESR 2007-2013" in collaborazione con il DEIM dell'Università di Palermo e il CNR.

Mariano Giuseppe Ippolito (1965) è Professore associato di Sistemi Elettrici per l'Energia presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università degli Studi di Palermo.

I suoi principali interessi di ricerca ricadono su diverse aree tematiche dei sistemi elettrici di potenza, quali: pianificazione strategica e progettazione di sistemi di distribuzione, controllo (compensazione e riconfigurazione) delle reti MT, aspetti di power quality, nuovi algoritmi di load-flow e di power-tracing, stabilità dei sistemi elettrici, generazione distribuita e reti di distribuzione attive, dispacciamento e controllo ottimale dei sistemi di generazione e di accumulo elettrico in reti automatizzate, microgrids e smart-grids. In questi campi ha pubblicato più di 120 articoli tra atti di convegni e riviste scientifiche nazionali ed internazionali.

Enrico Telaretti (1975) è Assegnista di ricerca presso il DEIM dell'Università degli Studi di Palermo nel gruppo Sistemi Elettrici per l'Energia.

I suoi principali interessi di ricerca sono nel campo dell'analisi dei sistemi elettrici di potenza, dello studio dei guasti nelle reti di distribuzione, della generazione distribuita e del suo impatto sulle reti. Negli ultimi anni si è occupato dell'integrazione dei sistemi di produzione da FER e dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche e nelle smart-grids. E' autore di numerosi articoli pubblicati su riviste e su proceedings di convegni internazionali.

Gaetano Zizzo (1976) è Ricercatore nel settore Sistemi Elettrici per l'Energia presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università degli Studi di Palermo.

I suoi principali interessi di ricerca riguardano l'analisi dei sistemi elettrici di potenza, la sicurezza elettrica nelle reti MT e AT, gli impianti di terra globali, la diagnostica nelle reti di distribuzione e trasmissione, il fotovoltaico e la generazione distribuita in genere, le politiche di incentivazione di impianti da FER e le applicazioni della domotica e della building automation. E' autore di numerosi articoli pubblicati su riviste e su proceedings di convegni nazionali ed internazionali.