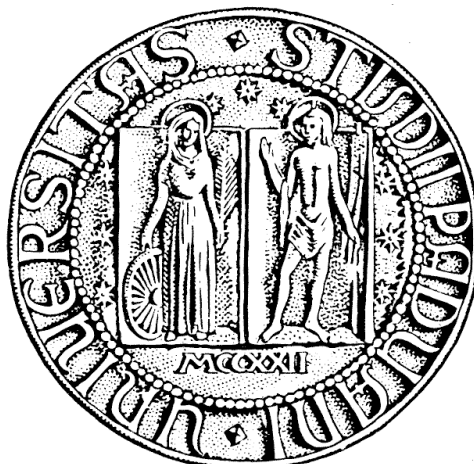


UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA



**DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA
ENERGETICA**

**TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA
ENERGETICA**

Sistemi di accumulo elettrochimico

Progetto pilota: Semesteb

RELATORE: PROF. FABRIZIO DUGHIERO

LAUREANDO: ROBERTO MALUTTA

CORRELATORE: Ph.D. Ing. ALESSANDRO PAPPAROTTO

ANNO ACCADEMICO 2012/2013

Indice

P

Premessa.	1
----------------	---

C

Capitolo 1 Stato dell'arte, il sistema Italia e i sistemi di accumulo.	3
Capitolo 2 Uno sguardo al presente e al futuro.	111
Capitolo 3 Le prospettive e gli scenari futuri.	124
Capitolo 4 Analisi ditta Semesteb.	140
Capitolo 5 Utenza domestica.	173
Capitolo 6 Sistemi di accumulo e V Conto Energia.	190
Capitolo 7 Sistema in isola.	208
Conclusioni	217

A

Allegato 1 Software Matlab sviluppato.	219
---	-----

F

Fonti e Riferimenti.	230
---------------------------	-----

R

Ringraziamenti.	231
----------------------	-----

I

1.1 Introduzione.	3
1.2 Sistemi di accumulo meccanici, elettrici, magnetici.	8
1.3 Sistemi di accumulo elettrochimico.	12
1.3.1 Introduzione.	12
1.4 Fondamenti delle celle elettrochimiche.	13
1.4.1 Il potenziale di equilibrio.	13
1.4.2 Cinetica agli elettrodi con flusso di corrente.	15
1.4.3 Batterie con accumulo interno ed esterno.	18
1.4.4 Grandezze tipiche sistemi elettrochimici di accumulo.	19
1.5 Batterie al piombo-acido.	21
1.5.1 Introduzione.	21
1.5.2 Batterie al piombo-acido reazioni chimiche.	21
1.5.3 Batterie per applicazioni stazionarie. Caratteristiche principali.	23

1.5.4	Curve caratteristiche batterie al piombo-acido.....	25
1.5.5	Metodologie di carica batterie al piombo-acido.	29
1.6	Batterie al piombo-acido VRLA (valve regulated lead acid battery).	36
1.6.1	Introduzione.....	36
1.6.2	Chimica di cella.	39
1.6.3	Curve caratteristiche delle celle cilindriche al piombo-acido VRLA.....	40
1.6.4	Curve caratteristiche delle batterie al piombo-acido VRLA a prisma.	46
1.6.5	Batterie al piombo-acido VRLA a piastre sottili a prismi, curve caratteristiche.	48
1.6.6	Caratteristiche di carica batterie al piombo-acido VRLA.	50
1.7	Batterie al nickel-cadmio.	56
1.7.1	Introduzione.....	56
1.7.2	Reazioni chimiche.....	57
1.7.3	Curve caratteristiche batterie al nichel-cadmio a piastre miniaturizzate.	57
1.7.4	Caratteristica di carica.....	61
1.7.5	Batterie al nickel-cadmio a piastre sinterizzate e ventilate.....	62
1.7.6	Chimica della batteria.....	64
1.7.7	Curve caratteristiche batterie al nichel-cadmio ventilate.....	65
1.7.8	Processo di carica, caratteristiche.	71
1.7.9	Batterie al nichel-zinco.....	74
1.7.10	Chimica della batteria.....	74
1.7.11	Curve caratteristiche batterie al nichel zinco.	75
1.7.12	Processi di carica.	81
1.7.13	Celle al nichel-idrogeno.....	83
1.7.14	Chimica di cella.	86
1.7.15	Curve caratteristiche celle al nichel-idrogeno.	87
1.8	Batterie al Litio.....	89
1.8.1	Batterie al Litio (temperatura ambiente).....	89
1.8.2	Chimica.	89
1.8.3	Caratteristiche batterie $C/LiCoO_2$ agli ioni di litio.	92
1.8.4	Caratteristiche di carica.....	96
1.8.5	Batterie agli ioni di litio a polimeri.....	97
1.8.6	Caratteristiche batterie agli ioni di litio e polimeri.	98
1.8.7	Caratteristica di carica.....	101
1.9	Batterie Redox.	102
1.10	Batterie ad alta temperatura (Sodio zolfo e ZEBRA).....	105

2

2.1	Gli schemi incentivanti esistenti.	111
2.2	La normativa nazionale.....	113
2.3	Le direttive europee.....	122

3

3.1	Analisi di mercato, di investimento ed effetti sistemici.	124
-----	--	-----

4

4.1 Impianto fotovoltaico in facciata Semesteb.	140
4.2 Monitoraggio.....	142
4.3 Caratteristiche fornitura elettrica studio ingegneristico.	144
4.4 Le componenti di costo della bolletta elettrica.	145
4.5 L'analisi dei consumi elettrici.....	147
4.6 I consumi elettrici orari e la produzione fotovoltaica oraria.....	149
4.7 Il software Matlab.	160

5

5.1 Caratteristiche fornitura elettrica utenza domestica.	173
5.2 L'analisi dei consumi elettrici.....	176
5.3 I consumi elettrici e la produzione fotovoltaica oraria.	179
5.4 Il software Matlab.	185

6

6.1 Accumulo ditta Semesteb e V Conto Energia.....	190
6.2 Accumulo utenza domestica e V Conto Energia.	195
6.3 Analisi risultati	200

7

7.1 La componentistica e i casi studio.	208
--	-----

Premessa.

Il seguente lavoro di tesi si giustifica dalla volontà dell'azienda Semesteb S.r.l. di realizzare un impianto di accumulazione alimentato da un impianto fotovoltaico a facciata di recente ultimazione, al fine di apprendere eventuali complicazioni burocratiche e tecniche nella progettazione ed installazione dello stesso sistema a batterie secondarie. In tale lavoro per cui si cercherà di determinare la dimensione del sistema di accumulo per tale ditta. Ulteriore interesse manifestato, è quello di comprendere la taglia ottima del sistema di accumulo per una utenza domestica.

Scopo primario di tali impianti è l'aumento del fattore di autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da un sistema a fonte rinnovabile, nei casi presi in analisi si considerano impianti fotovoltaici.

La realizzazione degli impianti di accumulazione da accoppiare ad impianti fotovoltaici esistenti o ex-novo è un settore che in questi mesi, a seguito del termine del sistema di incentivazione del V Conto Energia, è oggetto di forti interessi da parte dei produttori, progettisti ed installatori di batterie secondarie, inverter e sistemi fotovoltaici.

In questa direzione stanno guardando soprattutto Germania e Stati Uniti che hanno avviato sistemi di incentivazione per la realizzazione di impianti di accumulazione che nel caso della Germania si punta soprattutto sui sistemi di accumulazione elettrochimico, nel secondo caso invece, gli Stati Uniti d'America, si parla di sistemi di accumulo generici, che quindi comprendono tutte le tipologie esistenti. Un inciso particolare per quanto riguarda gli Stati Uniti è il caso della California dove il Governatore mediante la delibera AB 2514 ha imposto alle CPUC di fissare dei target per le utilities di installazione di sistemi di accumulo dell'energia al fine di fornire supporto alla rete elettrica.

Un segnale tangibile riguardo agli effetti del sistema di incentivazione tedesco è la fiera svoltasi a Monaco quest'anno nel mese di giugno, chiamata Intersolar, nella quale oltre ai produttori di pannelli fotovoltaici erano presenti anche i principali produttori di batterie riuniti, nell'associazione EUROBAT (European Automotive and Industrial Battery Manufactures), i quali hanno presentato i loro primi prodotti per gli utenti finali e i loro progetti pilota in fase in studio. Alla fiera erano presenti anche molteplici produttori di inverter che già presentavano le prime versioni equipaggiate di sistema di accumulo e gestione della carica, pronte all'installazione per utenze domestiche e commerciali.

Altra fiera rilevante presente sul suolo nazionale è stata il Solar Expo che ha avuto luogo a Milano dal sei all'otto Maggio di quest'anno.

Il sistema di incentivazione adottato nei paesi sopracitati ha lo scopo primario di spingere notevolmente sui sistemi produttivi di batterie, attuando economie di scala importanti tali di ridurre i costi di produzione, incentivando la ricerca e lo sviluppo di sistemi sempre più compatti e performanti in termini di caratteristiche elettriche (tensione, corrente di scarica e soprattutto densità di energia e potenza e densità ed energia specifiche).

Molte sono le stime e le proiezioni in merito all'evoluzione dei costi dei sistemi di accumulo una tra queste è quella sviluppata dalla McKinsey Quarterly con il suo documento Battery Technology charges ahead del Luglio del 2012 (il suo contenuto verrà presentato nel lavoro di tesi), la quale evidenzia nello specifico una riduzione notevole del costo delle batterie agli ioni di litio tali da rendere il sistema fotovoltaico accoppiato al sistema di accumulo in grado di generare elettricità in grid parity.

Numerosi sono poi gli elaborati pubblicati in questi mesi del 2013 dall'associazione ANIE ENERGIA, un gruppo che rappresenta 337 aziende associate nel settore della produzione, distribuzione ed installazione di componenti per la generazione, trasmissione, accumulo e distribuzione di energia elettrica nel settore

industriale e civile. In questo ultimo anno sono numerosi gli elaborati da parte di questa associazione in merito al settore degli accumulatori elettrochimici.

Scopo ultimo di tutto ciò è permettere la forte penetrazione della generazione elettrica distribuita alimentata da fonti rinnovabili non programmabili (come solare fotovoltaico ed eolico) in modo da rendere reale la completa decarbonizzazione al fine di raggiungere gli impegni presi in ambito di rispetto ambientale.

A livello italiano ancora non esistono sistemi di incentivazione dei sistemi di accumulo di tipo elettrochimico anche se però sono cominciati diversi studi promossi dal ministero e sviluppati da università, AEEG ed ENEA al fine di valutare scenari di sviluppo futuri.

Gli argomenti trattati in questo elaborati saranno dunque i seguenti:

- Capitolo 1: Stato dell'arte, il sistema Italia e i sistemi di accumulo
- Capitolo 2: Uno sguardo al presente e al futuro.
- Capitolo 3: Quadro normativo nazionale.
- Capitolo 4: Analisi ditta Semesteb.
- Capitolo 5: Utenza domestica.
- Capitolo 6: Sistemi di accumulo e V Conto Energia.
- Capitolo 7: Sistemi in isola.

Capitolo 1 Stato dell'arte, il sistema Italia e i sistemi di accumulo^{1,2,3}.

1.1 Introduzione.

Grazie all'introduzione di meccanismi di incentivazioni, noto Conto Energia per il sistema fotovoltaico, ha permesso il passaggio di una potenza installata per tale fonte rinnovabile da soli 9 MW nel 2006 ai 16.5 MW nel 2012, arrivando a coprire circa il 8.5% del fabbisogno energetico nazionale. Il governo italiano prevede che da qui al 2020 le fonti rinnovabili arriveranno a coprire il 36%-38% del fabbisogno elettrico nazionale, raggiungendo una potenza installata di 23 GW per il fotovoltaico e di 9.6 GW. Questa elevata penetrazione di fonti rinnovabili di difficile previsioni, ha effetti sia a livello tecnico sia a livello economico, infatti tali fonti hanno:

- Influenza sull'approvvigionamento delle risorse, sia nella fase di programmazione del Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD), sia nella fase di gestione in tempo reale del Mercato di Bilanciamento (MB);
- Influenza sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema

L'aleatorietà delle fonti rinnovabili infatti comporta criticità per l'approvvigionamento di risorse su MSD e MB in quanto le FRNP modificano significativamente l'andamento dei carichi orari zonali da soddisfare tramite generazione da impianti tradizionali e data la mancanza di informazioni riguardo la produzione zonale oraria non consente di prevedere adeguatamente la quota da offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP) né di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zonali residui ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD. Questo di fatto comporta notevoli oscillazioni del prezzo zonale orario, che in diverse giornate nel periodo estivo arriva ad assumere un prezzo nullo a causa della copertura del carico da FRNP e in un caso addirittura si ha avuto prezzo zonale orario nullo in tutta Italia.

Una prima conseguenza immediata nella difficoltà di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale comporta un incremento di regolazione di frequenza/ potenza sia in aumento che in calare. Inoltre data anche la forte variabilità di produzione da fonte rinnovabile (si pensi ad un parco eolico che smette improvvisamente di generare energia a causa del calo del vento o al passaggio di un fronte nuvoloso su un grande parco fotovoltaico in pieno giorno) è necessario avere una considerevole capacità di potenza in grado di effettuare una rapida modulazione in tempi brevi, in genere garantita dai sistemi di generazione a turbogas, i quali di fatto a causa della forte penetrazione di produzione fotovoltaica (e data la priorità del dispacciamento di tale energia a prezzo marginale nullo) si sono visti calare notevolmente le ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale (infatti originariamente tali impianti venivano impiegati per coprire i picchi di domanda di energia elettrica del mezzogiorno), questo di fatto rende ancora più difficoltosa la definizione dei margini di riserva necessari a soddisfare le utenze elettriche (vedi Figura 1 per esempio).

La riserva primaria (compresa tra il +1.5% ed il $\pm 10\%$, limitatamente per quest'ultimo caso alla zona Sardegna e alla Sicilia nei periodi orari in cui è prevista l'apertura dell'interconnessione con il continente, della potenza nominale per almeno 15 minuti) deve garantire il 50% della totale riserva entro 15 secondi e tutta la riserva, il 100% dunque, entro 30 secondi. Queste tempistiche non sempre sono sufficienti a garantire che la variazione di frequenza sia gestita all'interno di intervalli di tempo accettabili. Per questo motivo, nei

¹ "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", M.Conte, G. Gradi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni, Università degli Studi di Palermo.

² www.energystrategy.it "Smart Grid Report Sistemi di storage ed auto elettrica Luglio 2013", Politecnico di Milano Dipartimento di Ingegneria Gestionale.

³ "Handbook of Batteries" McGraw-Hill, di David Linden e Thomas B. Reddy, terza edizione.

primi istanti successivi alla variazione di frequenza, l'equilibrio è garantito dall'inerzia rotante delle macchine sincrone. Convertendo l'energia cinetica delle masse rotanti in energia elettrica, si contrastano i cambiamenti improvvisi della frequenza limitandone l'escursione e permettendo di attivare i regolatori di velocità delle unità di produzione. La mancanza di inerzia di gran parte delle macchine utilizzate per generare energia da FRNP assieme alla riduzione di macchine tradizionali in esercizio (dunque dotate di masse rotanti e dunque di inerzia cinetica), comportano la diminuzione dell'inerzia del sistema che si traduce in un aumento delle escursioni di frequenza. Questo di fatto complica notevolmente lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture di rete.

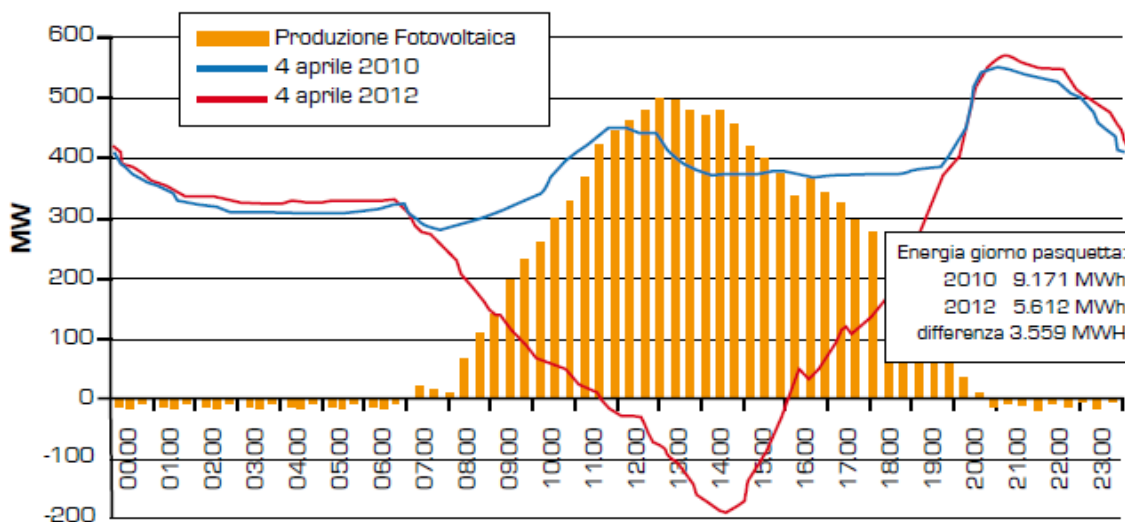


Figura 1 Effetto produzione fotovoltaica sul carico all'interfaccia AT/MT.

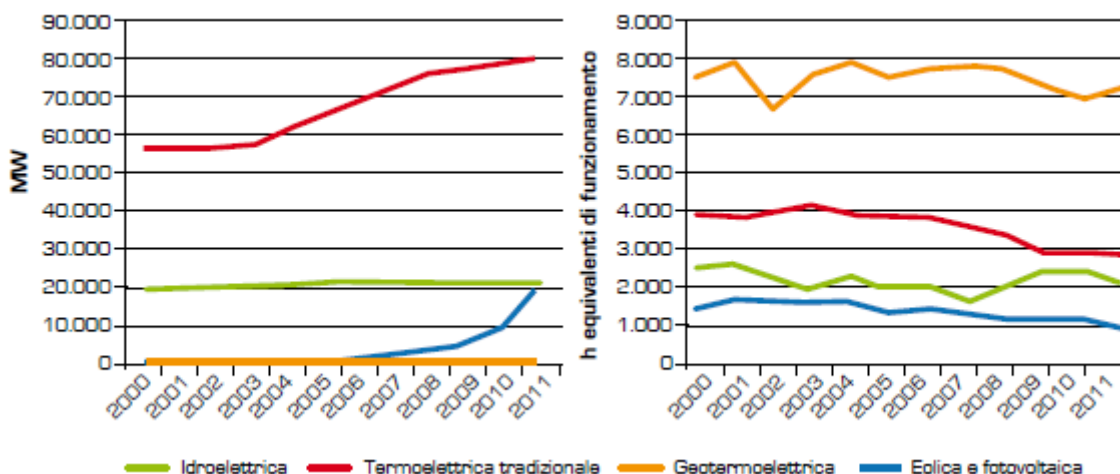


Figura 2 Evoluzione del numero equivalente della generazione in Italia.

Per quanto concerne i sistemi di protezione queste variazioni maggiormente marcate di frequenza dovute alla forte penetrazione da FRNP (fonti rinnovabili non programmabili), può causare la disconnessione dei generatori sincroni causando anche possibili danni a tali sistemi. Questa problematica è stata risolta con l'introduzione dell'Allegato A.70 introdotto da TERNA l'8 marzo 2012 e modificate successivamente dalla norma CEI 0-16 del 2012. Prescrizione principale introdotta è il passaggio dalla soglia di intervento restrittiva per le protezioni di frequenza (soglia limite di funzionamento con frequenza di rete compresa tra 49.7 Hz e 50.3 Hz per 0.1 secondi), applicata in caso di rilevamento di guasti sulla rete di MT e AT, alla soglia permissiva (compresa tra 47.5 Hz e 51.5 Hz per 4 secondi) nelle condizioni di esercizio ordinarie. Il

passaggio da una soglia all'altra è attivata mediante un segnale dal centro di controllo della rete pertinente, inviato ai sistemi di protezione di interfaccia (SPI). Altro fenomeno che viene contrastato è la formazione delle isole indesiderate durante i guasti rilevati in rete. È possibile infatti in condizioni particolari che in seguito ad un guasto e alla successiva disconnessione dalla rete delle utenze, si abbia che le FRNP riescano a mantenere in tensione i carichi, generando per cui un pericolo per il personale preposto ad intervenire sulla rete elettrica guasta che pensa di operare su una linea non alimentata. L'SPI in questi casi ha per cui il compito di disconnettere il sistema di generazione alimentato da FRNP.

Ultimo fenomeno che si è riscontrato è stato l'inversione dei flussi di potenza ovvero, la rete originariamente pensata e progettata come passiva (ovvero energia proveniente da poche e centrali unità di generazione che tramite le linee viene distribuita alle utenze) si ritrova ad essere attiva ovvero ad avere in condizioni di basso carico ed elevata generazione da FRNP si abbia flussi di energia che vanno verso la linea di distribuzione in MT e talvolta anche in AT. Questo fenomeno ha portato all'incremento della tensione nei nodi della rete (quando invece si aveva un progressivo calo della tensione ai nodi dato la passività della rete). Questo fenomeno rende inefficace la regolazione di tensione, che come è strutturata oggi può portare alla disconnessione per il superamento dei limiti superiori di tensione.

Una possibile soluzione a queste criticità può essere risolta dai sistemi di accumulo, che data la loro flessibilità in fatto di dimensione della capacità di energia stoccabile sono facilmente adatti a risolvere sia le criticità a livello locale sia a livello di sistema complessivo, favorendo inoltre un miglior consumo dell'energia prodotta da FRNP.

Per sistema di accumulazione elettrico si intende un dispositivo in grado di immagazzinare l'energia elettrica in un'altra forma tipicamente chimica, nel caso delle batterie, meccanica, nel caso di volani meccanici, aria compressa (sistemi CAES) o bacini idroelettrici dotati di sistemi di pompaggio o infine elettrica mediante condensatori e supercapacitori.

Un'altra metodologia di classificazione degli accumulatori si basa sulle modalità di lavoro e dunque alle modalità di rilascio dell'energia immagazzinata, qui elencati:

- Peak-shaving: consta nello sfruttare l'energia immagazzinata nell'accumulatore per ridurre la potenza di picco prelevata dalla rete o richiesta del generatore, ovvero livellare la curva di carico di un'utenza, questi sistemi sono pensati per fornire energia per periodi di qualche ora (dall'una a cinque) al giorno, applicazione tipica per grandi carichi quali centri commerciali industrie o complessi residenziali;
- Power-quality: il sistema di accumulo ha il compito di fornire per brevi tempi (ordini dei millisecondi o minuti in base all'applicazione) energia per contrastare fluttuazioni della rete dovuti ad esempio a variazioni di tensioni o frequenza che potrebbero portare a danni ad esempio ad un sistema di produzione, manifatturiero;
- Time-shift: accumulo di energia nei periodi nei quali il costo dell'energia è ridotto per poi rilasciare tale energia in periodi nei quali il costo è più elevato;
- Back up power: il sistema di accumulo ha lo scopo di fornire interamente energia al sistema ad esso collegato per far fronte a black-out o per realizzare uno spegnimento controllato di un sistema dalla rete elettrica o per realizzare la riaccensione del sistema elettrico, per periodi in genere dell'ordine dei 15 minuti fino ad un'ora;
- Differimento investimenti di rete: l'installazione di sistemi di accumulo in punti critici della rete elettrica riscontrabili in zone di scarso sviluppo della rete stessa in presenza di un'elevata penetrazione di generazione elettrica da fonti rinnovabili come eolico e solare fotovoltaico, permette il posticipo nel tempo di interventi sulla rete stessa;

- Capacity firming of intermittent renewable resources: il sistema di accumulo viene applicato a quei sistemi di generazione su fonte rinnovabili che per necessità del gestore della rete alla fine di garantire la stabilità di rete deve scollegare dalla stessa, il sistema di accumulo per cui fa si che il sistema di generazione rinnovabile continui ad operare permettendo il rilascio di energia quando il generatore da fonte rinnovabile non opera più.

La Figura 3 mostra le applicazioni principali dei sistemi di accumulo, riportando potenza ed autonomie richieste dal sistema stesso, le modalità di lavoro e il livello di tensione alternata tipico al quale il sistema è applicato. La Figura 4 invece riassume le varie tecnologie di accumulo in base alla potenza all'energia e ai tempi di scarica tipici delle varie tecnologie.

Applicazione	Potenza richiesta [MW]	Autonomia del sistema [min]	Modalità operative	Livello di tensione AC
riserva rapida	10 - 100	10-100	pochi interventi l'anno	MT - AT
riserva rapida per regolazione di frequenza	10 - 100	< 10	continui cicli di carica/scarica non profondi	MT - AT
load levelling	1 - 100	100-1000	cicli di carica e scarica giornalieri	MT - AT
regolazione di tensione	1 - 10	10-100	cicli di carica e scarica giornalieri	MT - AT
T & D facility deferral	0,1 - 10	100	cicli di carica e scarica giornalieri	MT - AT
peak shaving	0,01 - 10	10-100	cicli di carica e scarica giornalieri	BT - MT
accoppiamento alle fonti rinnovabili	0,01 - 100	0,001-1000	variabile a seconda dell'applicazione	variabile
power quality	0,01 - 10	0,001-1	il sistema eroga forti potenze per tempi brevi	BT - MT

Figura 3 Applicazioni dei sistemi di accumulo al sistema elettrico, fonte DOE.

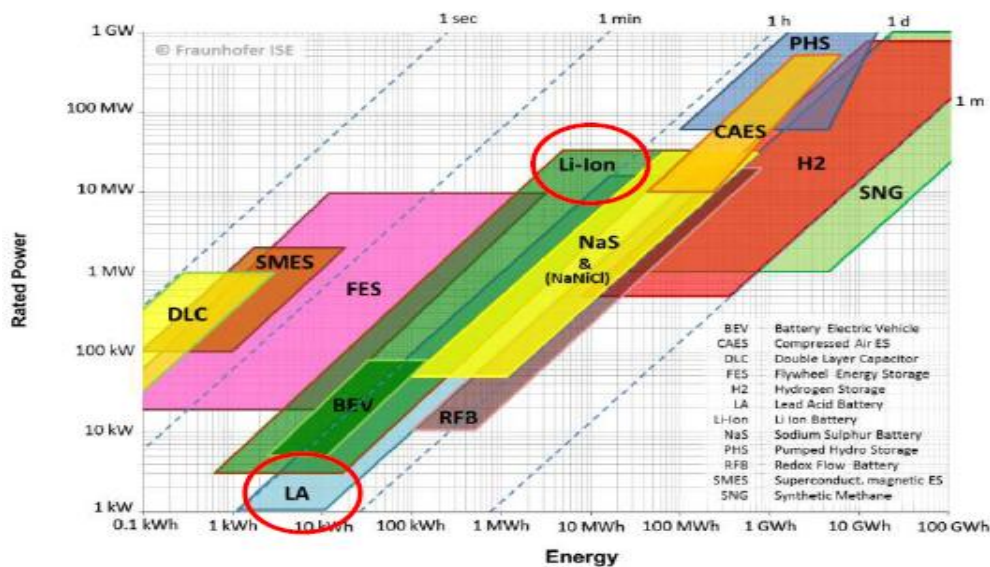


Figura 4 Diagramma riassuntivo tecnologie di accumulo classificate secondo potenze energia e tempi di scarica tipici della tecnologia.

Attualmente i sistemi di accumulo, preponderanti in base alla potenza installata, sono quelli relativi al pompaggio nelle centrali idroelettriche come è possibile vedere in Figura 5, tale scenario è comunque destinato ad evolvere e mutare nei prossimi anni.

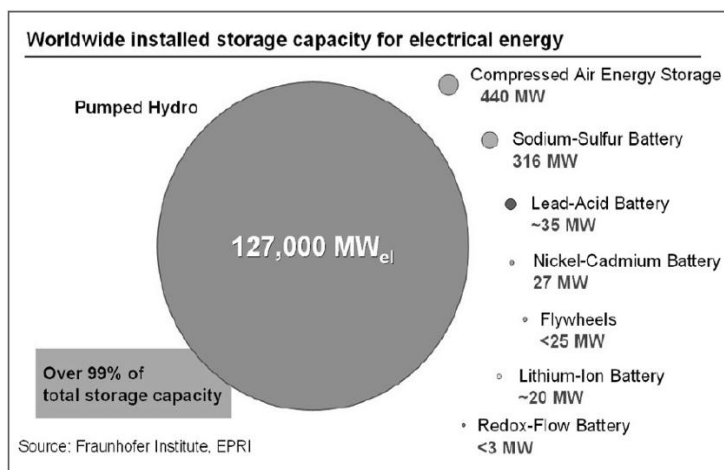


Figura 5 Sistemi di accumulo installati a livello globale fonte EPRI.

Un sistema recentemente introdotto per confrontare tra di loro i vari sistemi di accumulo, elettrochimico e non, è l'indice ESOI dato dal rapporto tra l'energia accumulata per l'intera vita del sistema di accumulo (rappresentata dal prodotto tra cicli vita del sistema, rendimento del sistema e profondità di scarica del sistema) con l'energia spesa per realizzare e l'installazione del sistema stesso.

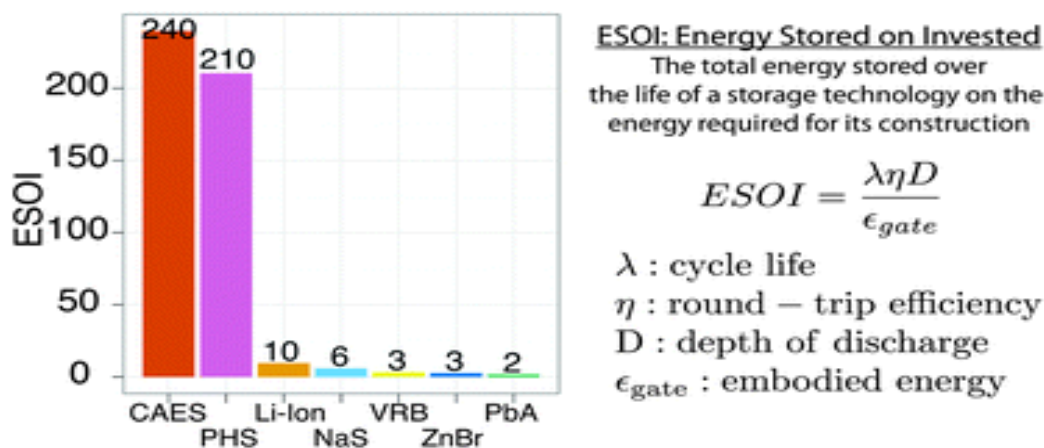


Figura 6 Indice ESOI, confronto tra differenti tecnologie di accumulo.

Questo indice è stato introdotto da Charles Barnhart, ingegnere energetico presso la Stanford University, in un suo lavoro pubblicato sulla rivista Energy & Environmental Science. L'analisi si limita ai sistemi di pompaggio idroelettrici, alla tecnologia dell'aria compressa (CAES) e a cinque tipologie di batterie elettrochimiche: al litio, al sodio-zolfo, allo zinco-bromo, al vanadio (flusso di elettrolita) e alle batterie al piombo. Questo indice di fatto mette in luce il limite principale della maggior parte dei sistemi di accumulo elettrochimico ovvero la vita assai ridotta. Di contro però con questo indice non si evidenzia le problematiche principali dei sistemi a pompaggio e la tecnologia del CAES, ovvero la limitata disponibilità di siti idonei alla realizzazione di suddetti impianti e i tempi di costruzione.⁴

⁴ "Qual è l'accumulo migliore per la rete elettrica", redazione di QualEnergia, 27 marzo 2013.

1.2 Sistemi di accumulo meccanici, elettrici, magnetici.

Pompaggio idroelettrico.

La prima forma di accumulo di energia, consta in impianti idroelettrici predisposti ad operare come gruppi compressori, permettendo nelle ore notturne, caratterizzate da minor costo dell'energia elettrica, di rinviare l'acqua accumulata in un bacino di raccolta a valle del gruppo turbine, nel bacino a monte ad una altezza geodetica maggiore. Le configurazioni di questa tipologia di impianto principalmente sono due; la prima detta tradizionale consta di gruppo di compressore e turbina disposti in parallelo, con due condotte distinte per ogni organo, nella seconda detta RPT (Reversible Pump Turbine) è caratterizzata da una turbina reversibile e dunque presenta una unica condotta. Caratteristiche principali constano in una lunga vita dell'impianto, comunque superiore ai 50 anni e tempi molto rapidi di regolazione. I costi tipici di installazione variano tra i 350 e i 1500 €/kW, a seconda delle caratteristiche delle opere civili da realizzare, che rappresentano la voce principale di costo di tali impianti, a fronte di un costo di gestione e manutenzione di circa 13 €/kW all'anno. Efficienze tipiche spaziano tra il 70% e l'85%. In Italia lo sfruttamento di questa tipologia di impianti si è ridotta notevolmente a causa della forte generazione fotovoltaica che si è sviluppata in questi ultimi anni. Si stima comunque un forte incremento della potenza installata di questa tipologia di impianti passando dagli attuali 127 GW a circa 203 GW nel 2014. Un progetto pilota realizzato a Okinawa in Giappone è quello di un impianto di pompaggio che sfrutta il mare come serbatoio inferiore (Figura 7).



Figura 7 Foto e schema impianto pilota a Okinawa di pompaggio marino, fonte RSE.

Sistemi ad aria compressa.

Noti come sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage), sfruttano come mezzo di accumulo dell'energia l'aria compressa. La compressione dell'aria avviene mediante appositi compressori azionati o da fonti rinnovabili non programmabili o dalla rete elettrica nei periodi di basso costo dell'energia elettrica stessa. L'aria viene generalmente confinata in cavità sotterranee ermetiche (come miniere di sale, grotte rocciose, giacimenti di gas esauriti, strati acquiferi naturali...), ad una pressione che può variare tra i 7 e 10 MPa (ovvero dai 70 ai 100 bar), per poi essere utilizzata quando necessario (tipicamente nei periodi della giornata caratterizzati da più elevato costo per kWh), per la produzione di energia elettrica mediante un impianto

turbogas. L'aria del serbatoio in pressione viene generalmente inviata in uno scambiatore rigenerativo dove vengono riscaldati dai fumi esausti uscenti dal gruppo turbine. L'aria preriscaldata viene dunque miscelata con gas naturale e quindi inviato alla camera di combustione. I fumi ottenuti vengono quindi inviati alla turbina per la produzione di energia meccanica la quale viene convertita dal generatore elettrico accoppiato meccanicamente con il gruppo turbine (Figura 8).

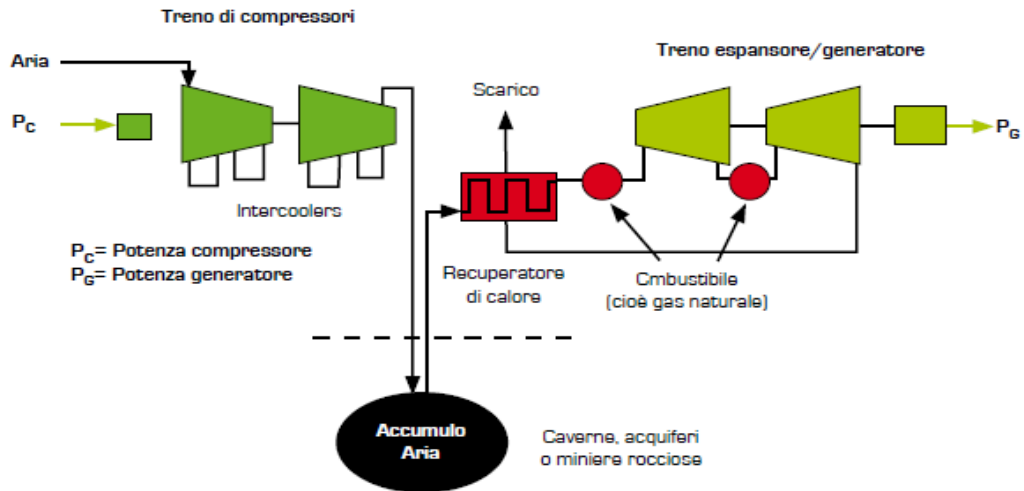


Figura 8 Schema impianto CAES tradizionale.

Le configurazioni esistenti sono poi molteplici:

- CAES tradizionale: l'unica tecnologia attualmente utilizzata per realizzare due impianti attualmente operativi, uno in Germania (a Huntorf e realizzato dalla Altom power nel 1978) e uno negli USA (in Alabama di proprietà della Alabama Electric Co-op costruito nel 1991 da Dresser-Rand, prevede l'utilizzo di una serie di compressori per realizzare la compressione dell'aria, il successivo stoccaggio della stessa, una camera di combustione in cui l'aria si miscela con il gas naturale favorendo la reazione di combustione, la turbina di espansione ed il generatore elettrico.
- CAES con ciclo combinato/ciclo STIG/umidificazione dell'aria: configurazioni alternative che prevedono l'adozione di tecniche per incrementare la potenza e l'efficienza complessiva del sistema, come nel caso del ciclo combinato che consta nel recupero del calore dei fumi espansi in turbina per attivare un ciclo Rankine a valle, oppure l'iniezione di vapore, ottenuto sfruttando il calore dei fumi uscenti, in camera di combustione per aumentare la portata elaborata dalla turbina (ciclo STIG), la soluzione dell'umidificazione dell'aria prevede appunto l'umidificazione dell'aria preriscaldata prima di entrare in camera di combustione.
- CAES adiabatico: permette di utilizzare il calore generato durante le fasi compressione per preriscaldare l'aria prima della sua immissione in turbina. Per questa tecnologia è in fase di sviluppo il progetto pilota Adele, che prevede la realizzazione di un impianto a Stassfurt in Germania.. altro progetto in fase di ultimazione è quello realizzato a Poggio (in Svizzera) sotto il nome del progetto ALACAES.
- Cicli ibridi: un esempio è quello proposto dall'EPRI (Electric Power Research Institute) che prevede l'integrazione di una turbina a gas alimentata con gas naturale in un ciclo CAES tradizionale.

I costi di questa tecnologia sono stimati in circa 400-1150 €/kW per la realizzazione dell'impianto e di 10 €/kW all'anno per la sua gestione e manutenzione. In base al tipo di serbatoio e alla taglia dell'impianto i costi però possono lievitare anche a 700-2600 €/kW.

La capacità di accumulo del sistema è tipicamente di 2-3 kWh/m³ (per avere un confronto tangibile si ricorda che un bacino idroelettrico ha una densità di accumulo di energia tipicamente di 0.3 kWh/m³) tale vantaggio però è fortemente inficiato dall'efficienza globale del sistema di conversione, tipicamente pari al 40% massimo 55% contro quella dell'80% di un sistema di accumulo a bacino idroelettrico. Altro fattore determinante è la necessità di un sito che si adatti alle specifiche dell'impianto, precludendo l'installazione del sistema CAES in determinate aree. Il sistema è in genere impiegato per effettuare la riduzione della potenza di picco richiesta dal sistema, per realizzare la riserva rotante e come supporto per la produzione di energia reattiva.

Volani.

Tali sistemi sfruttano l'energia cinetica posseduta da una massa posta in rotazione attorno ad un asse verticale. La massa rotante è accoppiata meccanicamente ad una macchina elettrica reversibile, cioè che funzioni da motore per ripristinare l'energia accumulata dal sistema e che possa operare come generatore per estrarre l'energia cinetica accumulata. A tale sistema è spesso accoppiato anche un convertitore di potenza per ampliare il campo operativo del sistema. L'energia immagazzinata è data dalla seguente relazione

$$W = \frac{1}{2}J\omega^2$$

Dove:

- W rappresenta l'energia accumulata, espressa in [J]
- J rappresenta il momento di inerzia della massa rotante, espressa in [kg*m²]
- ω rappresenta la velocità angolare, espressa in [rad/s].

I campi applicativi di questo sistema di accumulo sono principalmente due ed in base al criterio adottato cambia la struttura del sistema stesso.

Per applicazioni UPS (telecomunicazioni) si adottano volani con masse in acciaio, elevato raggio della massa posta in rotazione e velocità tipiche di 10000 giri al minuto. Le principali limitazioni sono legate ad ingombro e peso del sistema.

Per applicazioni di potenza, in questo caso si adottano rotor più leggeri ma velocità di rotazioni molto più elevate anche superiori ai 100000 giri al minuto con tutte le problematiche legate alla resistenza di materiali che ne conseguono a causa di usura sollecitazioni dinamiche e quant'altro.

Parametri tipici per questi sistemi sono Efficienze dell'ordine dell'80% fino al 90% massimo ed una vita utile che varia tra i 100000 e 1000000 di cicli, potenze specifiche che vanno dai 500 ai 5000 W/kg ed una capacità di immagazzinamento tipicamente inferiore a 20 MW.

I vantaggi di questo sistema sono la facilità della misurazione dello stato di carica che si basa su un semplice misuratore della velocità angolare, l'accumulatore è costituito da materiali inerti non nocivi per l'uomo.

Dato che il sistema opera a numero di giri variabili è necessario utilizzare un convertitore di potenza a frequenza variabile, sia in fase di carica che di scarica del volano.

SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage.

Introdotti negli anni '80, questa tipologia di sistemi di accumulo viene prettamente impiegata per applicazioni atte a migliorare la qualità della fornitura di energia (Power Quality). Il sistema di stoccaggio dell'energia si basa campi magnetici realizzati con una bobina superconduttiva mantenuta temperatura criogenica, all'interno di un contenitore opportunamente isolato. La bobina è alimentata in corrente continua

attraverso un apposito convertitore interposto tra sistema di accumulo e fonte di energia elettrica. Raggiunta la carica del sistema, la bobina viene cortocircuitata da un semiconduttore, anch'esso a temperatura criogena, realizzando la continua circolazione della corrente. Con questo sistema si riesce ad accumulare una quantità elevata di potenza elettrica che può essere rilasciata interamente in tempi molto rapidi nella rete elettrica, attraverso l'apposito inverter.

L'energia immagazzinabile è data dalla seguente equazione

$$E = \frac{1}{2}LI^2$$

Dove L rappresenta l'induttanza della bobina mentre I la corrente circolante nella stessa.

La vita utile per questa tipologia di accumulatore è di circa 20 anni indipendentemente dal numero di cicli realizzati con una efficienza molto elevata compresa tra il 90% e il 95%.

La potenza erogabile da un singolo sistema può raggiungere anche i 3 MW rilasciabili istantaneamente, sono sistemi intrinsecamente sicuri in quanto in caso di danno essi si spengono autonomamente in pochi secondi, non sono presenti parti mobili assoggettate ad usura, le funzionalità del sistema non dipendono né sono influenzate dal numero di cicli di carica scarica né dalla profondità di scarica. Di contro l'energia stoccabile è esigua, rispetto agli accumulatori elettrochimici, raggiungendo valori consoni solo con ingombri eccessivi. Il sistema inoltre richiede l'accoppiamento con sistema di raffreddamento criogeno che influisce notevolmente sul costo del sistema.

Supercapacitori.

Noti anche come condensatori elettrochimici, realizzano l'accumulo dell'energia elettrica mediante campi elettrostatici. L'interesse riguardo questa tecnologia risiede nel fatto che presentano caratteristiche funzionali intermedie tra le batterie elettrochimiche e i condensatori tradizionali. Questi sistemi di stoccaggio infatti sono caratterizzati da processi di carica-scarica attorno al minuto, rendendo per cui questi sistemi adatti a supportare le batterie elettrochimiche durante i picchi di breve durata.

Una cella elementare è costituita da due elettrodi porosi, caratterizzati da un elevato rapporto tra superficie e peso, immersi in una soluzione elettrolitica.

L'energia è accumulata in prevalenza con un processo elettrostatico nella distribuzione superficiale di carica che si forma nella regione di interfaccia tra ogni elettrodo e l'elettrolita. Con l'applicazione di una tensione ai due elettrodi, ai due lati della superficie di interfaccia solido liquido di ciascun elettrodo, si produce un accumulo di cariche elettrostatiche di segno opposto. Le due distribuzioni superficiali di carica sono separate (isolate) da una pellicola di elettrolita di spessore comparabile con le dimensioni molecolari (nota come distribuzione doppio strato). La formazione della distribuzione di carica doppio strato è un meccanismo superficiale e dunque fortemente influenzato dalle caratteristiche superficiali degli elettrodi stessi (tipicamente in carbone attivo, esistono anche elettrodi in grafite a nanotubi, agli ossidi metallici o polimerici).

Valori tipici di potenza specifica ed energia specifica sono rispettivamente 5000 [W/kg] e 4-5 [Wh/kg], un numero di cicli pari a 500000 fino ad un massimo di 1000000, tempi di carica dell'ordine dei secondi, auto-scarica completa dell'ordine variabile dai secondi a dei giorni con efficienze tra l'85 e il 98%. Tali sistemi sono già commercialmente disponibili ma non ancora tecnologicamente maturi.

1.3 Sistemi di accumulo elettrochimico.

1.3.1 Introduzione.

Gli accumulatori elettrochimici sono la modalità più convenzionale per lo stoccaggio di energia elettrica. L'energia elettrica viene convertita in energia elettrochimica mediante reazioni chimiche ed elettrochimiche reversibili (negli accumulatori secondari).

Quando una batteria è collegata ad un carico elettrico, l'elettrodo positivo (catodo) si riduce, acquisendo elettroni, invece l'elettrodo negativo (anodo) si ossida, cedendo elettroni. Nell'elettrolita gli ioni positivi si muovono verso il catodo e gli ioni negativi verso l'anodo. Durante il processo di carica il moto degli ioni è invertito e gli elettrodi ritornano gradualmente allo stato di ossidazione iniziale. In Figura 9 sono riportate le principali tipologie di accumulatori.

Categoria	Coppia elettrochimica	Costruttori Sviluppatori	Stadio di sviluppo	Energia specifica		Efficienza conversione	Apparato di gestione	Rischi sicurezza	Costo materie prime
				Wh/kg	Wh/l				
Temperatura Ambiente Elettrolita acquoso	Piombo acido Pb	a livello mondiale	industriale consolidato	30	80	75%	normalmente non usato	accettati	medio basso
	Nichel-Cadmio Ni-Cd	a livello mondiale	industriale consolidato	50	60	60%	normalmente non usato	accettati	medio
	Nichel-Idr. Met Ni-MH	a livello mondiale	industriale consolidato	60	65	70%	controllo della carica	accettati	alto
	Nichel-Zinco Ni-Zn	a livello pre-indust.	limitato	70	70	60%	controllo della carica	accettati	medio
Litio	Li-Ioni	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	150	200	90%	complesso	(instabilità termica)	molto alto
	Li-Ion Polimeri	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	130	180	90%	complesso	limitati	molto alto
	Li-Metal	a livello preindustr.	sviluppo	180	150	90%	molto complesso	presenti	molto alto
	Li-Metal	Canada	avviata ma interrotta	120	120	88%	molto complesso	presenti	molto alto
Celle alta temperatura	Sodio-Zolfo Na-S	Giappone	industriale limitato	120	140	85%	complesso	presenti	medio
	Sodio-Clor. Met Na-NiCl ₂	Svizzera	industriale limitato	120	120	85%	complesso	limitati	medio

Figura 9 Confronto tra differenti tipi di accumulatori.

In Figura 10 invece sono rappresentati gli andamenti della tensione di cella durante il processo di scarica.

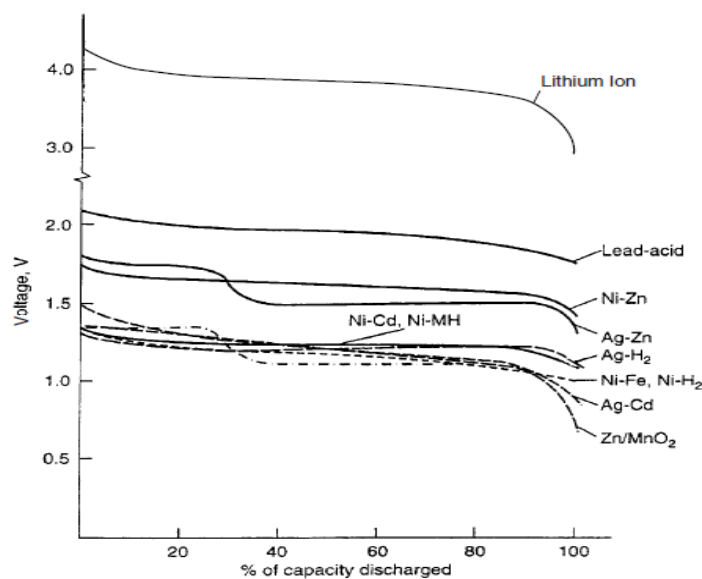
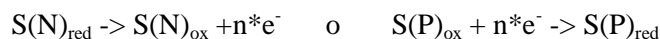


Figura 10 Andamento tensione durante processo di scarica di batterie secondarie convenzionali, con corrente di scarica pari a 5C.

1.4 Fondamenti delle celle elettrochimiche⁵.

1.4.1 Il potenziale di equilibrio.

L'elemento di base di ogni batteria è la cella elettrochimica, costituita da due elettrodi, uno negativo e uno positivo, immersi in un elettrolita. Le sostanze reattive sono contenute negli elettrodi ed è qui che avvengono le reazioni chimiche ed elettrochimiche che danno luogo all'assorbimento o al rilascio di elettroni secondo le seguenti reazioni generiche



Dove N e P indicano gli elettrodi negativi e positivi, S_{red} e S_{ox} indicano gli stati di riduzione od ossidazione dei composti chimici che reagiscono ed n rappresenta il numero di elettroni che caratterizzano il processo. La possibilità di descrivere le reazioni di cella globali in due reazioni agli elettrodi separate è il prerequisito essenziale per la realizzazione di una cella elettrochimica. Solo in questo caso è possibile convogliare gli elettroni legati alle reazioni agli elettrodi in una corrente che possa alimentare un carico mediante la conversione energia chimica in elettrica e viceversa.

La quantità di energia immagazzinabile dalla cella è determinata dal contenuto di energia delle sostanze chimiche che rappresentano lo stato di cella carica e scarica. Conseguentemente, i parametri caratteristici del sistema sono determinati dal numero delle reazioni elettrochimiche e dalle variazioni di energia che avvengono con queste reazioni. L'insieme di queste reazioni risultano nella reazione globale che caratterizza il sistema di accumulo.

Le leggi della termodinamica in questo tipo di sistema sono impiegate per stati all'equilibrio il che vuol dire che la reazione è bilanciata. I parametri termodinamici non dipendono dal sistema di reazioni che avviene ma dipendono unicamente dalla differenza tra i componenti finali ed iniziali della reazione elettrochimica.

Lo scambio di energia è definito dai seguenti parametri termodinamici. Dato che tali parametri riguardano reazioni chimiche o elettrochimiche di fatto si riferiscono alla differenza di tali parametri prima dell'inizio della reazione e dopo il completamento di suddette reazioni.

- Entalpia di reazione ΔH : la quale descrive l'ammontare di energia assorbita o rilasciata dalla reazione. Deriva dall'energia contenuta dal composto chimico
- Entalpia libera di reazione ΔG (o energia libera di Gibbs): la quale rappresenta la massima energia chimica che può essere convertita in energia elettrica e viceversa.
- Entropia ΔS : la quale caratterizza l'energia persa durante il processo chimico o elettrochimico. Tale termine corrisponde al calore minimo disperso quando non c'è alcun flusso di corrente attraverso la batteria.
- T rappresenta la temperatura assoluta del sistema.

La principale equazione che governa tali sistemi è la seguente:

$$\Delta G = \Delta H - T * \Delta S$$

Una semplice relazione che lega ΔG , la massima energia convertibile in energia elettrica, e il potenziale di equilibrio E_0 è

$$\Delta G = -n * F * E_0$$

⁵ "Handbook of Batteries" McGraw-Hill, di David Linden e Thomas B. Reddy, terza edizione.

Dove n è il numero di cariche elettriche scambiate, F è la costante di Farady (pari a 97485 [As]) e il prodotto nFE_0 rappresenta l'energia elettrica generata.

Parametri termodinamici quali ΔH e ΔG dipendono dalle concentrazioni dei componenti reagenti secondo la seguente relazione

$$\Delta G = \Delta G_s + R \cdot T \cdot \sum_i \ln[(a_i)^{j_i}]$$

Dove

- a_i rappresenta l'attività del componente reagente (l'attività descrive l'effettiva concentrazione. Le leggi termodinamiche sono derivate per soluzioni diluite. L'attività è equivalente alla concentrazione in una soluzione molto diluita e può dunque differire dalla concentrazione ad elevate concentrazioni delle specie reagenti in quanto interazioni con gli ioni nella soluzione devono essere considerate);
- j_i numero stechiometrico del componente che prende parte alla reazione
- R costante universale dei gas ideali ($R=8.314[\text{J}/(\text{K} \cdot \text{mole})]$)
- ΔG_s valore del potenziale di Gibbs standard quando tutte le attività sono assunte pari all'unità.

L'equazione di Nernst descrive la dipendenza del potenziale di equilibrio in funzione delle concentrazioni, il termine $E_{0,s}$ rappresenta il potenziale di equilibrio nelle condizioni standard.

$$E_0 = E_{0,s} + \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \cdot \sum \ln[(a_i)^{j_i}]$$

La relazione tra temperatura e potenziale di equilibrio è dato dalla relazione termodinamica seguente.

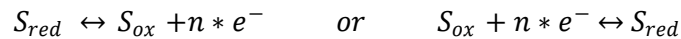
$$\frac{dE_0}{dT} = - \frac{\Delta S}{n \cdot F}$$

La caratterizzazione termodinamica è sempre basata su una cella completa, e la tensione che si deriva da tale caratterizzazione si riferisce alla differenza di potenziale tra due elettrodi. La differenza di potenziale tra elettrodo ed elettrolita, detto anche potenziale assoluto, non può essere determinato tramite tale analisi. Il potenziale di elettrodo è riferito ad una scala dove lo zero è assunto come il potenziale dell'elettrodo standard all'idrogeno (SHE).

L'elettrodo standard d'idrogeno è un elettrodo all'idrogeno immerso in una soluzione acida con ioni H^+ di attività pari a 1 mole/dm³ e la pressione di H_2 pari a 1 atm. È essenziale definire la concentrazione dell'elettrolita in quanto il potenziale dell'elettrodo all'idrogeno dipende dalla concentrazione di ioni H^+ e varia di -0.0592 V quando la concentrazione di H^+ si riduce di un fattore dieci. Altro parametro che influisce tale valore di riferimento è la temperatura che in condizioni standard deve essere pari a 25°C. In caso che la temperatura del sistema differisca da quella delle condizioni standard il coefficiente di temperatura è pari a +0.871 mV/K.

1.4.2 Cinetica agli elettrodi con flusso di corrente.

Quando si ha una corrente che fluisce attraverso la cella, la reazione deve avvenire con una certa velocità. Per ogni ampere secondo generato deve esserci un corrispondente numero di elettroni che si forma. Questo significa che agli elettrodi il processo elementare



deve avvenire $6.42 * 10^{18} / n$ volte (reciproco di una carica elementare). Per permettere tale flusso di corrente, sono richieste forze aggiuntive, le quali hanno lo scopo di spingere il flusso di elettroni e ioni nella direzione richiesta. Queste forze addizionali sono imputabili all'allontanamento dalle condizioni di equilibrio che di fatto significa perdite di energia non recuperabili.

Generalmente, un processo chimico consiste in una serie di reazioni le quali permettono un corrispondente trasferimento di carica, il tasso con il quale ognuna di tali reazioni avviene dipende dai parametri cinetici che caratterizzano tale reazione, come il coefficiente di diffusione o il numero di trasporto. Lo step parziale che risulta più lento in tutta la catena di reazioni è decisivo per la reazione globale stessa. La conseguenza principale è che la limitazione della velocità di reazione non è dovuta dal trasferimento di elettroni stesso, ma spesso è dovuto ad uno step precedente o successivo come ad esempio il tasso di trasporto degli ioni reagenti da e verso la superficie degli elettrodi.

Il tasso di trasporto gioca un ruolo fondamentale, in quanto la conversione elettrochimica può avvenire solo quando i reagenti e gli elettroni sono disponibili nello stesso frangente. Spesso, i reagenti devono essere portati in questi punti o allontanati.

L'equilibrio elettrochimico è sempre caratterizzato da due reazioni, la reazione diretta e quella inversa. La corrente/tensione risultante è detta curva "corrente-tensione". Essa è composta da due curve, una per la reazione diretta e l'altra per la reazione inversa. All'equilibrio entrambe le reazioni sono bilanciate.

Un esempio di tale caratteristica è rappresentato da Figura 11 riferita ad un generico elettrodo. L'asse orizzontale rappresenta il potenziale di elettrodo messo in relazione con il potenziale di equilibrio E_0 . L'asse verticale rappresenta la densità di corrente, che è inoltre rappresentativa della velocità di reazione.

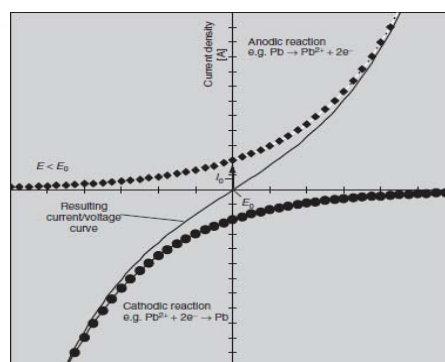


Figura 11 Curva corrente/tensione basata sull'equazione di Butler-Volmer (elettrodo al piombo di una batteria piombo-acido).

L'andamento esponenziale che lega tensione e corrente è dovuto al fatto che la relazione di carica/scarica, che causa il rilascio/assorbimento di elettroni (detta reazione di trasferimento) può essere approssimativamente descritta dall'equazione di Butler-Volmer.

$$i = i_0 * \left\{ \exp \left[\frac{\alpha * F}{R * T} * (E - E_0) \right] - \exp \left[- \frac{(1 - \alpha) * F}{R * T} * (E - E_0) \right] \right\}$$

Dove i è la densità di corrente, i_0 lo scambio di densità di corrente, E il potenziale di lavoro, E_0 il potenziale a circuito aperto e α il fattore di trasferimento il quale descrive l'efficienza della sovratensione della reazione precedente e seguente. La differenza $E-E_0$ è detta sovratensione o polarizzazione. La differenza esprime l'addizionale energia potenziale richiesta per forzare il passaggio della corrente attraverso la superficie. Per cui con opportune sovratensioni posso avere correnti anche enormi, seguendo appunto una legge esponenziale.

Il potenziale di equilibrio E_0 è determinato dal punto in cui sia la reazione diretta che inversa presentano la medesima velocità. Nelle batterie piombo-acido, questo punto corrisponde alla condizione nella quale la velocità di dissoluzione del metallo corrisponde al tasso di deposizione dello stesso, il che significa inoltre che le densità di corrente caratteristiche delle reazioni dirette ed indirette si eguagliano. In sostanza il potenziale di equilibrio rappresenta un punto di equilibrio dinamico.

La densità di corrente per la reazione diretta ed inversa in corrispondenza della tensione a circuito aperto è detta densità di corrente di scambio i_0 , e descrive la velocità con la quale tale stato di equilibrio è raggiunto. La densità di corrente di scambio è un importante parametro cinetico. Elevati valori di densità di corrente di scambio significa che il potenziale di equilibrio è poco stabile, mentre valori bassi di densità di corrente di scambio indica che si può ottenere la polarizzazione del potenziale di elettrodo persino con piccole densità di corrente che fluiscono attraverso gli elettrodi. È inoltre importante che reazioni indesiderate abbiano densità di corrente trascurabili, non incisive.

In letteratura sono disponibili versioni semplificate della relazione di Butler-Volmer. Per elevate sovratensioni causate dai (trans) processi elettrochimici di trasferimento di carica, l'equazione di Tafel è una buona approssimazione

$$(E - E_0)_{trans} = \frac{R * T}{\alpha * F} * \ln \left(\left| \frac{i}{i_0} \right| \right)$$

Usando una scala semi-logaritmica il grafico che si ottiene risulta in un fascio di rette, chiamate rette di Tafel. Per ragioni matematiche, α è assunto positivo per correnti positive e negativo per correnti negative.

Per piccoli valori di sovratensione la relazione di Butler-Volmer viene approssimata dal termine di primo ordine dello sviluppo in serie di Taylor risultando nella seguente equazione

$$(E - E_0)_{trans} = \frac{R * T}{F} * \frac{i}{i_0}$$

Le reazioni elettrochimiche, le reazioni chimiche, come i processi di trasporto che precedono o seguono alle fasi di carica/scarica, portano alla variazione delle concentrazioni delle sostanze reagenti in corrispondenza della superficie dell'elettrodo e con ciò seguire una variazione della caratteristica corrente-tensione della batteria. Ciascuna di queste fasi può portare ad una sovratensione. Se la diffusione di uno dei reagenti verso la superficie dell'elettrodo è la fase più lenta dell'intero processo, la concentrazione di tale sostanza si riduce sempre più al crescere della sovratensione. La condizione limite è raggiunta quando la concentrazione di tale specie è ridotta a zero in corrispondenza della superficie dell'elettrodo. Da questa condizione in poi qualunque ulteriore aumento della sovratensione non porta ad aumenti della corrente.

I processi di diffusione possono essere caratterizzati da una corrente limite i_{lim} la quale descrive il massimo flusso di portatori di carica che possono essere tramite processi di diffusione dalla regione di reazione. La sovratensione legata ai processi di diffusione (diff) possono essere descritti dalla seguente equazione.

$$(E - E_0)_{diff} = \frac{R * T}{n * F} \ln \left(1 - \frac{i}{i_{lim}} \right)$$

Un effetto non sempre descritto esplicitamente è la “produzione” di portatori di carica da un processo chimico. Tipicamente questo termine è incluso nella sovratensione di diffusione, ma per una maggiore comprensione del processo interno alla batteria e degli effetti dell’invecchiamento (invecchiamento e diffusione non sono propriamente collegati) è bene separare i due fenomeni.

Prendiamo ad esempio una batteria piombo-acido. Dal processo elettrochimico descritto dall’equazione di Butler-Volmer o dall’equazione di Tafel gli ioni caricati sono rilasciati nell’elettrolita durante il processo di scarica. Questo aumenta la concentrazione “c” degli ioni caricati nell’elettrolita oltre la concentrazione di equilibrio “c₀” (definito dalla solubilità degli ioni nell’elettrolita) risultando in una sovratensione di concentrazione (conc). La seguente equazione quantifica tale sovratensione

$$(E - E_0)_{conc} = \frac{R * T}{n * F} * \ln \left(\frac{c}{c_0} \right)$$

Quanto più le concentrazioni di ogni specie nella soluzione deviano da questa concentrazione di equilibrio, tanto più il processo chimico è guidato dai gradienti di concentrazione. Nel caso dell’elettrodo al piombo, gli ioni di Pb^{2+} disciolti formano cristalli di solfato di piombo ($PbSO_4$) con SO_4^{2-} . Il tasso di formazione dei cristalli di solfati (e la dissoluzione di tali cristalli durante la carica) determina la concentrazione degli ioni caricati nell’elettrolita e con ciò la sovratensione di concentrazione. Il tasso di formazione e dissoluzione dei cristalli dei solfati dipende fortemente dalle dimensioni, forma e numero dei cristalli stessi. Questi parametri dipendono dalle condizioni operative della batteria e dall’invecchiamento dei materiali attivi. Perciò, l’invecchiamento della batteria e degli elementi strutturali attivi rispecchiano i valori della sovratensione di concentrazione e la sovratensione di trasferimento delle cariche.

La sovratensione di diffusione descrive il trasporto di ioni che sono sufficienti in volume (nelle batterie piombo-acido ciò è rappresentato dagli ioni SO_4^{2-}), cioè un fenomeno classico di trasporto. La sovratensione di concentrazione descrive la generazione in accordo con l’assorbimento di ioni dal processo chimico.

I processi chimici sono sempre regolati dai gradienti di concentrazione. I processi elettrochimici sono regolati dalle correnti esterne. Perciò, il processo elettrochimico deve avvenire con velocità imposte dalle correnti esterne stesse. La velocità delle reazioni chimiche dipende dalle concentrazioni degli ioni. Rispettando il processo di carica/scarica della batteria per cui, il processo elettrochimico avviene senza fornire alcuna carica al flusso di corrente esterna. Il processo chimico ha costante di tempo pari alla velocità del processo il quale dipende dalle concentrazioni nell’elettrolita. In condizioni stazionarie le condizioni di scarica e ricarica, la velocità del processo elettrochimico e chimico devono essere equivalenti. Questo significa che i rapporti di concentrazione degli ioni e la concentrazione di equilibrio nell’elettrolita deve essere costante.

Tutti i processi dipendono fortemente dalla temperatura del sistema. Il legame tra temperatura e velocità di reazione chimica k è descritto dall’equazione di Arrhenius (dove C è una costante opportuna, E_A l’energia di attivazione)

$$k = C * \exp \left(- \frac{E_A}{R * T} \right)$$

L’energia di attivazione per la maggior parte dei processi è dell’ordine di 50 [kJ/mol]. Da questa osservazione segue la regola “incrementi di temperatura di 10 K aumentano la velocità di reazione di un fattore 2”.

1.4.3 Batterie con accumulo interno ed esterno.

Gli accumulatori elettrochimici convertono energia elettrica in energia chimica. Questa energia è accumulata all'interno del composto chimico. Nelle batterie elettrochimiche secondarie questo processo è reversibile. Durante la scarica, l'energia chimica è convertita nuovamente in energia elettrica. Così, come il convertitore determina la potenza di scarica e carica, l'accumulo determina l'energia immagazzinabile. Concetto visibile in Figura 12.

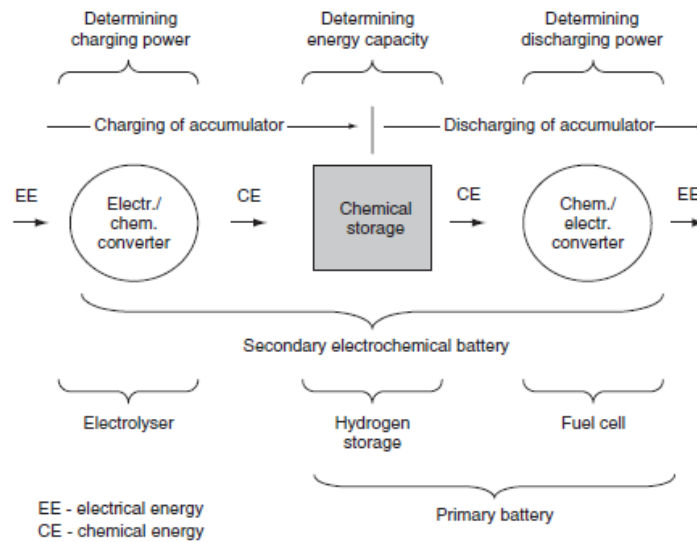


Figura 12 Schema di un sistema di accumulo elettrochimico.

Nelle batterie elettrochimiche secondarie con accumulo interno, il convertitore e l'accumulo non possono essere separati. L'interfaccia del materiale attivo con l'elettrolita equivale al convertitore; la massa attiva è l'accumulo. Nelle batterie elettrochimiche secondarie convenzionali, potenza e capacità sono tra loro strettamente correlate e la scelta di tali termini non può essere slegata come la progettazione stessa della batteria, nella realtà pratica vi è un margine minimo di movimento. Per applicazioni che richiedono elevata potenza e basso accumulo è necessario realizzare elettrodi estremamente sottili che presentano un elevato rapporto superficie per capacità. Tuttavia, tale margine è limitato e questo è lo svantaggio per sistemi autonomi di accumulo dove è richiesto una elevata capacità in termini di energia accumulabile e una potenza moderata. A causa di ciò, sistemi di accumulo elettrochimico con convertitore e accumulo separati sono oggetto di studio.

Una tipologia di sistemi di accumulo con convertitore separati e accumulo esterno sono i sistemi elettrochimici Redox, dove i reagenti come ferro e sali di cromo o sali di vanadio sono dissolti in liquidi e stipati in contenitori. Il convertitore funziona come una fuel cell. Durante la carica o la scarica, l'elettrolita è pompato all'interno del convertitore.

1.4.4 Grandezze tipiche sistemi elettrochimici di accumulo.

Una celle elettrochimica è costituita da due elettrodi uno positivo ed uno negativo in riferimento all'elettrodo di idrogeno standard. La differenza di potenziale tra l'elettrodo positivo e negativo è detto potenziale di cella. Ogni coppia di elementi attivi per la carica scarica del sistema hanno un specifico valore di potenziale elettrochimico. La tensione d'equilibrio di una cella è funzione della concentrazione dell'elettrolita e della temperatura, tale termine va a coincidere con il potenziale a vuoto, misurato con i morsetti della cella a circuito aperto, qualora le sovratensioni interne causate da processi di diffusione sono "livellati". Tale coincidenza di parametri viene raggiunta in condizioni operative in tempi di secondi o ore in base al tipo di tecnologia adottata.

La capacità di una cella è tipicamente misurata in ampere ore Ah. La capacità è determinato da una corrente costante di scarica fino ad un definito valore di tensione di scarica. La capacità dipende notevolmente dalla corrente di scarica e dalla temperatura. I costruttori di batterie possono definire da loro la corrente di scarica in base alla tensione di fine scarica (detta di cut off o interdizione o soglia), in genere si preferisce fissare un periodo di scarica prefissato dipendente dal tipo di batteria. È comunque fondamentale verificare le condizioni di riferimento forniti dai costruttori quando si effettuano comparazioni tra diversi prodotti. La capacità in un regime di scarica qualsiasi può essere determinato mediante i seguenti integrali.

$$C_{Wh} = \int_0^t E(t) * I(t) dt [Wh] \quad C_{Ah} = \int_0^t I(t) dt [Ah]$$

Se il processo di scarica avviene a corrente costante allora è possibile scrivere.

$$C_{Ah} = I * \Delta t [Ah]$$

Tipicamente la tensione di cella varia tra 1.2 V e 3.6 V. A causa di ciò svariate celle sono collegate in serie per formare una stringa con tensione nominale più elevata. La tensione nominale di una batteria è perciò definita dal numero di celle collegate in serie per la tensione nominale di una singola cella. Le batterie sono sempre vendute in blocchi o moduli. Per aumentare la capacità di una batteria più stringhe vengono collegate in parallelo. L'energia nominale contenuta da una batteria Wh è definita dalla tensione nominale di batteria per gli ampere ora nominali della batteria.

Lo stato di carica (SOC state of charge) definisce la capacità che può essere ancora fornita dalla batteria in un istante definito. SOC pari a zero vuol dire che la batteria è completamente scarica. Valore complementare allo stato di carica è la profondità di scarica (DOD depth of discharge) infatti tale valore indica quanta energia è stata erogata infatti:

$$SOC = \frac{Ah \text{ rimanenti nella batteria}}{Ah \text{ nominali}}$$
$$DOD = \frac{Ah \text{ erogati dalla batteria}}{Ah \text{ nominali}} = \frac{Ah \text{ nominali} - Ah \text{ rimanenti}}{Ah \text{ nominali}} = 1 - SOC$$

Un ciclo si riferisce ad un processo di scarica seguito da un processo di carica. Nei data sheet delle batterie il ciclo fa riferimento ad uno stato iniziale di SOC=1 fino ad un valore fissato di DOD. Un ciclo completo nominale si riferisce alla scarica completa di una batteria da SOC=1 fino a DOD=1. I cicli di vita di una batteria rappresenta i numeri di cicli oltre i quali, in funzione del DOD raggiunto nel processo di scarica, la capacità della batteria risulta essere inferiore all'ottanta per cento della capacità di inizio vita della batteria. L'efficienza in capacità η_{Ah} (o ampere-hour efficiency) è definito dal rapporto degli ampere ore scaricati dalla batteria per gli ampere ore di carica della batteria, sotto specifiche condizioni di temperatura e velocità di carica e scarica. Nel caso di processi a corrente costante l'efficienza in capacità è così esprimibile.

$$\eta_{Ah} = \frac{I_S * t_S}{I_C * t_C}$$

Spesso è utilizzato anche il fattore di carica definito come il reciproco dell'efficienza di capacità $1/\eta_{Ah}$.

L'efficienza in energia η_{Wh} è il rapporto tra l'energia scaricata per l'energia caricata in precise condizioni.

La taglia della batteria è data dall'energia nominale contenuta nelle condizioni di carica piena. Per esprimere in altri termini la taglia di una batteria in relazione con il carico al quale deve fornire l'energia, si usa spesso il termine di giorni di autonomia. I giorni di autonomia sono definiti come il rapporto tra l'energia contenuta in una batteria kWh per il consumo medio giornaliero kWh/giorno. Tale termine per cui esprime per quanto tempo il sistema a piena carica riesce ad alimentare il carico ad esso collegato.

La corrente di batteria in genere è data in relazione alla taglia della batteria stessa. Questo in quanto la tensione e le proprietà elettriche che sono corrente dipendenti sono legate alla corrente specifica del carico agli elettrodi in accordo con gli elementi attivi impiegati nella batteria. La batteria di corrente per ciò viene espressa come multiplo degli ampere ora nominali (capacità della batteria) o come multiplo di una corrente di scarica definita. Ad esempio per una batteria di capacità pari a $C=100$ Ah una corrente di 10 A è definita come $0.1 * C$. con I_{10} si indica la corrente che causa la scarica completa della batteria in 10h. la capacità in genere viene indicata con il termine C_x dove x indica il tempo che causa la scarica della batteria.

La tensione di fine carica di una batteria definisce il limite superiore di tensione. La ricarica della batteria in genere non viene arresta con il raggiungimento di tale valore, ma si attua una riduzione della corrente impressa per mantenere il valore della tensione di fine carica nel tempo.

Il tempo di vita di una batteria dipende fortemente dalle condizioni operative e dalla strategia di controllo. I produttori in genere utilizzano due diversi tipi di lifetime: il float lifetime fornisce il tempo di vita sotto condizioni di carica costanti (in assenza di cicli di lavoro differenti) e per continui processi di carica scarica (cycle lifetime). Talvolta è fornito anche lo shelf lifetime che definisce il tempo per la quale la batteria mantiene la sua capacità al di sopra dell'80% rispetto al valore nominale, le batterie infatti sono soggette al degrado delle prestazioni nel tempo anche se non utilizzate.

L'auto scarica descrive le (reversibili) perdite di capacità in condizioni di circuito aperto. La sua entità dipende fortemente dalla temperatura.

Lo stato di salute della batteria è definito come il rapporto tra la capacità attuale e la capacità nominale. Lo stato di salute indica per quanto a lungo il sistema di accumulo potrà sopperire alla sua funzione. In genere per le batterie al piombo-acido lo stato di salute limite oltre il quale si procede alla sostituzione delle batterie è dell'ottanta per cento, le batterie possono operare con stati di salute anche molto inferiori però i giorni di autonomia calano notevolmente.

Parametri molto importanti utilizzati per il confronto tra differenti tipi di batterie sono l'energia specifica Wh/kg, la potenza specifica W/kg, la densità di energia Wh/m³ e la densità di potenza W/m³.

1.5 Batterie al piombo-acido.

1.5.1 Introduzione.

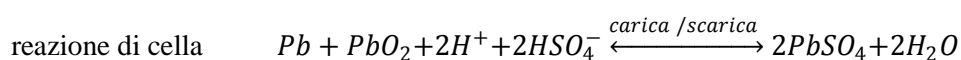
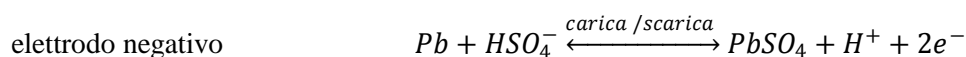
Le batterie al piombo-acido rappresentano la tecnologia più convenzionale e attualmente la più affermata e diffusa nella realtà odierna, infatti furono sviluppate nel 1859 da Planté. La loro forte diffusione è dovuta essenzialmente al basso costo, alla elevata disponibilità di piombo e tecnologia relativamente semplice. Presentano inoltre una buona affidabilità e di infrastrutture di servizio e riciclaggio diffuse sul territorio. I difetti principali constano nella breve vita del sistema, densità di energia e potenza ridotte che di conseguenza per stoccaggi importanti richiedono ingombri consistenti, necessitano di sistemi di ventilazione a causa della formazione di idrogeno nella fase di ricarica della batteria. Le tipologie principali di batterie al piombo-acido sono:

1. Batterie SLI (starting, lighting, ignition).
2. Batterie per trazione di autoveicoli
3. Batterie stazionarie.

Si tratteranno in questo elaborato solo i sistemi di accumulo al piombo acido per applicazioni stazionarie.

1.5.2 Batterie al piombo-acido reazioni chimiche.

Le batterie al piombo-acido consistono in un elettrodo positivo al biossido di piombo (PbO_2) e da un elettrodo negativo costituito da piombo (Pb). Entrambi gli elettrodi contengono una griglia di supporto, realizzata da resistenti leghe di piombo. L'acido solforico (H_2SO_4) opportunamente diluito ($4M$ o $5M$) funge da elettrolita. Quelle che seguono sono le principali reazioni che avvengono agli elettrodi e nell'elettrolita:



PbO_2 e Pb sono convertiti nel solfato di piombo $PbSO_4$ durante la scarica. L'acido solforico che è l'elettrolita si consuma durante il processo di scarica. Perciò la concentrazione dell'acido solforico decresce linearmente con lo stato di carica. Questa è una differenza sostanziale rispetto alle altre batterie, dove l'elettrolita funge solo da conduttore di ioni. In questa tipologia di batterie, si ha un'addizionale fonte di ioni che ha lo scopo di controbilanciare la carica dissolta nell'elettrolita a causa del processo elettrochimico. Quindi l'elettrolita è soggetto a cambi di struttura, come accade per i materiali che compongono gli elettrodi. Questo influisce notevolmente sulle caratteristiche della batteria e sul processo di invecchiamento.

La Figura 13 mostra schematicamente le reazioni che avvengono all'interno della batteria.

L'elettrodo carico è costituito di piombo allo stato solido. Quando in esse fluisce una corrente di scarica, due elettroni vengono prelevati dal piombo metallico e si ha la dissoluzione degli ioni di Pb^{2+} nell'elettrolita. Attraverso i processi di diffusione, gli ioni caricati sono allontanati dalla superficie di reazione. Siccome gli ioni caricati causano uno sbilanciamento degli ioni positivi/negativi all'interno dell'elettrolita, gli ioni negativi devono andare a controbilanciare gli ioni positivi in eccesso. Questi ioni sono forniti dall'acido solforico dell'elettrolita fornendo gli ioni SO_4^{2-} . Gli ioni SO_4^{2-} sono trasportati mediante meccanismi di diffusione dal volume dell'elettrolita verso la regione di reazione dove avvengono le reazioni elettrochimiche. Qui il Pb^{2+} e SO_4^{2-} si incontrano e formano il $PbSO_4$ mediante un processo chimico di precipitazione. Questo risulta nella formazione di cristalli di $PbSO_4$.

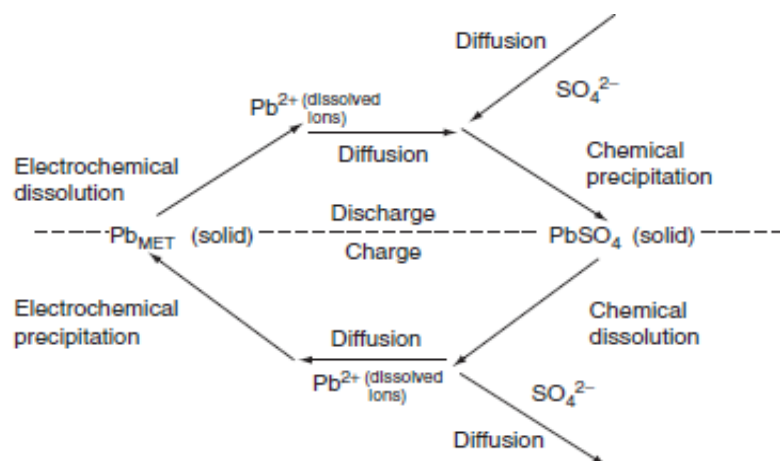


Figura 13 Schema del processo di carica/scarica di una batteria piombo-acido in corrispondenza dell'elettrodo al piombo.

Durante la carica della batteria avviene il processo inverso. Gli ioni di Pb^{2+} sono prelevati dall'elettrolita per formare Pb solido durante il processo elettrochimico di precipitazione. Questi ioni sono trasportati dalla zona di reazione mediante processi di diffusione. Per stabilizzare la concentrazione di Pb^{2+} nell'elettrolita, avviene un processo chimico di dissoluzione dei cristalli di $PbSO_4$. Inoltre a causa degli ioni positivi che sono rimossi dall'elettrolita a causa del processo elettrochimico di precipitazione, gli ioni di SO_4^{2-} devono essere allontanati dalla regione di reazione al fine di assicurare la neutralità elettrica.

Tutti questi processi causano sovratensioni.

1. Dissoluzione elettrochimica causata dalla precipitazione descritta dall'equazione di Butler-Volmer.
2. trasporto degli ioni di Pb^{2+} a seguito delle leggi di diffusione causano sovratensioni di diffusione
3. trasporto degli ioni di SO_4^{2-} descritti dalla legge di diffusione, legge della migrazione di carica ionica in un campo elettrico e fluidodinamica causata dalla variazione del volume poroso durante la carica e scarica, le quali risultano in sovratensioni di diffusione.
4. Precipitazione chimica o dissoluzione del $PbSO_4$ in forma cristallina, forzata dall'allontanamento della concentrazione ionica nell'elettrolita dalle condizioni di equilibrio portando alla formazione di sovratensioni da concentrazione.

Tutti i processi dipendono dalla temperatura e dalla concentrazione dell'elettrolita. La concentrazione influisce sulla densità di corrente di equilibrio del processo 1, il tasso di diffusione del processo 2 e 3 e ha un forte impatto nella concentrazione di equilibrio di Pb^{2+} e per cui influisce anche il processo 4. L'invecchiamento della batteria e le condizioni operative hanno un significativo impatto nelle sovratensioni causate dai processi 1 e 4. Questo è dovuto principalmente dai cambiamenti della superficie interna del materiale attivo e carico (Pb) come nella zona del $PbSO_4$.

La tensione nominale di una batteria piombo-acido è di 2 V mentre la tensione a vuoto è di 2.1 V in base alla concentrazione dell'elettrolita.

Un'altra reazione che avviene in parallelo è l'elettrolisi dell'acqua. Quando l'elettrolita è acquoso e la tensione di cella è prossima ai 2.5 V, l'elettrolisi dell'acqua avviene continuamente. L'idrogeno e l'ossigeno vengono prodotti rispettivamente in corrispondenza dell'elettrodo negativo e dell'elettrodo positivo. Fortunatamente, la sovratensione agli elettrodi al piombo deve essere molto elevata prima che abbia luogo la produzione di tali gas, talmente elevata che per lo più tale produzione è inibita. Questo fa sì che la batteria piombo-acido sia molto stabile anche con potenziali di 2 V. L'entità dell'auto-scarica a causa della formazione di gas è del 2-5 per cento per mese.

Elettrodo positivo $2H_2O \rightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^-$

Elettrodo negativo $4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$

Reazione di cella $2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$

L'auto scarica in genere è più rapida se la cella è contaminata con vari catalizzatori di ioni metallici. Ad esempio, l'antimonio che riesce a diffondere fino a raggiungere l'elettrodo negativo da quello positivo, realizza una zona localizzata di scarica della cella che causa la conversione di piombo attivo in $PbSO_4$. A causa dell'antimonio le batterie con l'invecchiamento arrivavano a raggiungere perdite di auto-scarica pari al 2-5% al giorno alla temperatura di 25°C. Batterie prive di antimonio invece presentano perdite per auto-scarica anche minori dello 0.5% per giorno alla temperatura sempre di 25°C. L'auto-scarica può essere minimizzata conservando le batterie a temperature comprese tra 5 e 15°C.

1.5.3 Batterie per applicazioni stazionarie. Caratteristiche principali.

Le batterie per applicazioni stazionarie sono progettate con un eccesso di elettrolita al fine di minimizzare la manutenzione delle stesse, la capacità è limitata da vincoli legati dall'elettrodo positivo nella forma di piastra. Tali batterie sono predisposte per essere parzialmente sovraccaricate, questo presuppone la presenza di un elevato volume dell'elettrolita e come effetto indesiderato causa la corrosione della griglia che funge da elettrodo positivo che si riscontra nell'espansione o "crescita" della stessa. Tale fenomeno è previsto e per cui vi è un'intercapedine tra l'elettrodo e la parte della batteria che permette una crescita dello spessore del 10%. Se la crescita è superiore al 10% si ha una significativa perdita di materiale attivo necessario per l'avvenire delle reazioni elettrochimiche tale che si deve sostituire la batteria. La piastra positiva influisce maggiormente sulle performance e sulla vita della batteria. Le tipologie più utilizzate sono le piastre a pasta piane molto utilizzate negli Stati Uniti per via del loro basso costo, della scarsa necessità di effettuare manutenzione e della bassa generazione di idrogeno. La struttura tubolare e di Planté sono maggiormente utilizzate in Europa per via della maggior vita delle batterie. Un'altra concezione di progettazione sono le batterie cilindriche della Lucent Technologies (Bell Laboratories Figura 14) le quali con una serie di innovazioni dovrebbero permettere di far raggiungere la vita di tali batterie fino ai 30 anni. Per limitare la crescita dell'elettrodo positivo si utilizza piombo puro invece di una lega di piombo-calcio. Altri sistemi per ridurre la crescita dell'elettrodo positivo sono l'utilizzo di piastre circolari leggermente concave all'elettrodo positivo, tale forma permette inoltre di garantire un buon contatto con il materiale attivo per lo svolgimento delle reazioni elettrochimiche.

La Figura 15 mostra l'andamento della crescita dei piatti con l'invecchiamento delle batterie in test sperimentali, i test hanno inoltre evidenziato un aumento della capacità con la crescita delle piastre.

L'aumento della capacità prevista è dello 0.25% all'anno o del 3.8% in 15 anni e un accrescimento dell'elettrodo dello 0.027% per anno o dello 0.4% totale in 15 anni, con sistema alla temperatura di 22°C.

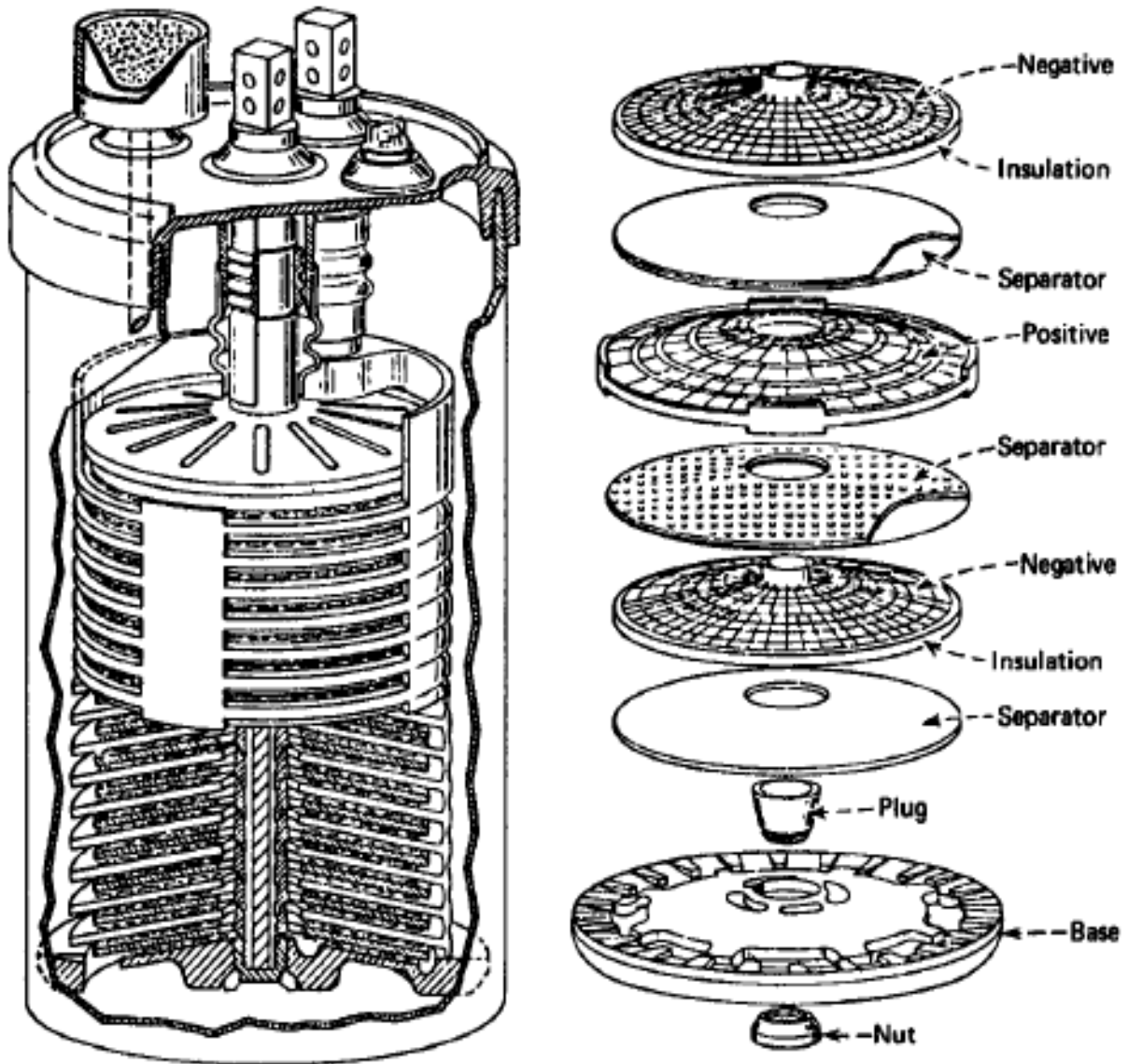


Figura 14 Esploso di una batteria piombo-acido (Bell System).

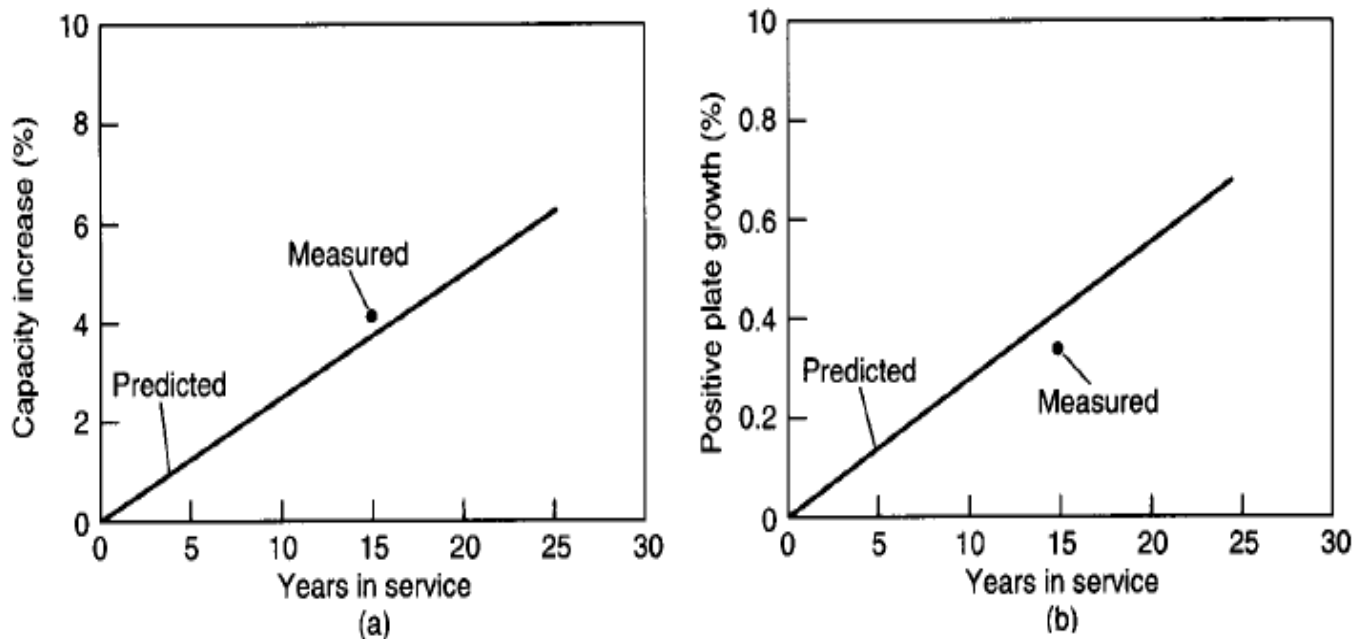


Figura 15 Andamenti di crescita capacità (a) e crescita elettrodo positivo (b) previsto ed effettivo.

1.5.4 Curve caratteristiche batterie al piombo-acido.

La caratteristica di scarica tipica di una batteria a piastre di pasta piana a differenti velocità di scarica è mostrata in Figura 16 mentre l'effetto della velocità di scarica sulla capacità è mostrata in Figura 16. la scarica di una batteria in genere è indicata tramite il numero di ore entra la quale avviene tale scarica oppure mediante il C-rate.

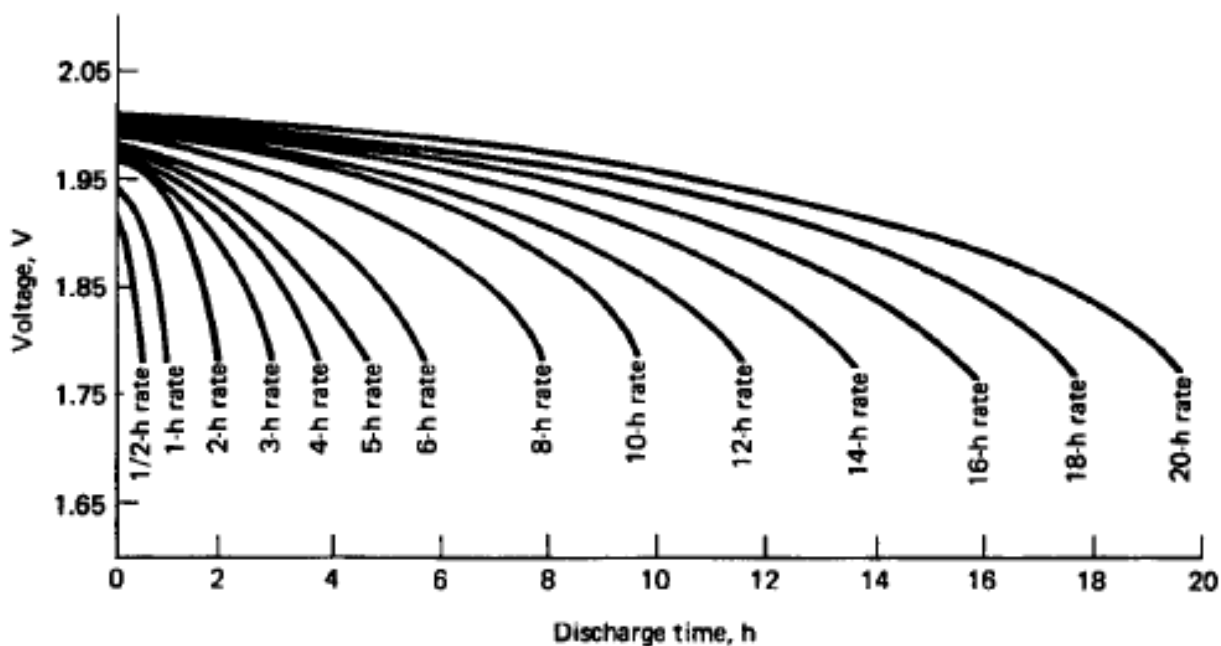


Figura 16 Caratteristica di scarica di batterie stazionarie al piombo-acido a 25°C.

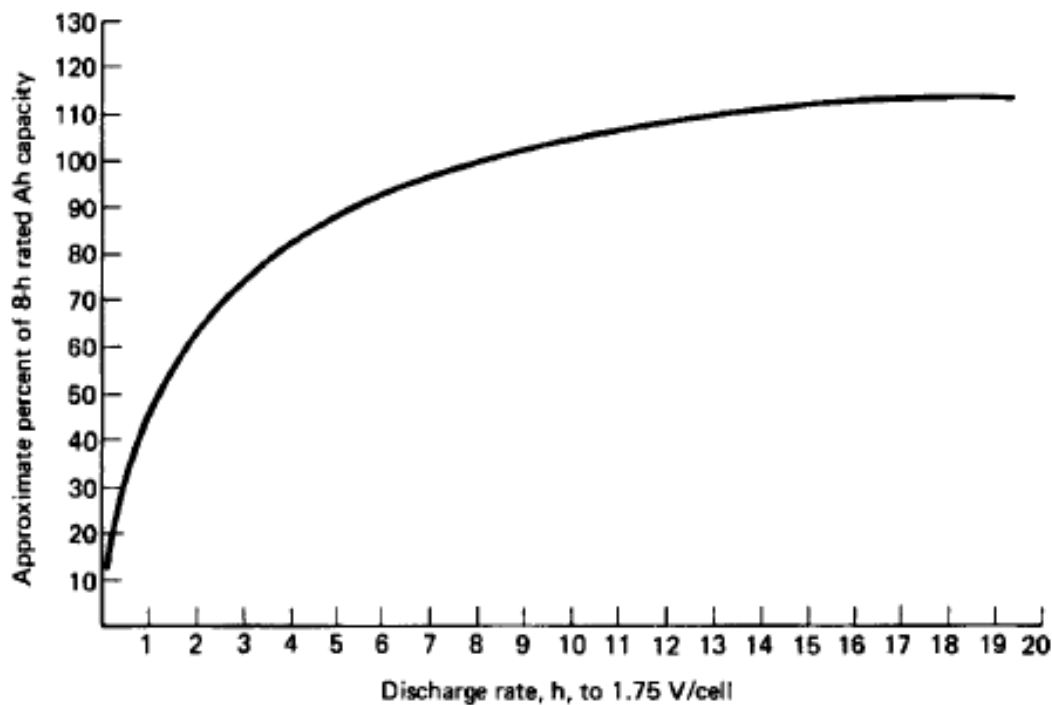


Figura 17 Effetto della velocità di scarica sulla capacità di cella alla temperatura di 25°C per una batteria stazionaria fino alla tensione di fine scarica di 1.75V.

La Figura 18 mostra le caratteristiche specifiche di una batteria a 25°C. Tale grafico è composto da due sezioni, la prima sezione quella inferiore mostra su scala logaritmica la capacità in funzione della corrente specifica al variare della tensione fino alla tensione di fine scarica. Nella parte superiore invece su scala semilogaritmica mostra la tensione di cella a differenti stati di scarica e differenti velocità di scarica.

La temperatura ottimale di funzionamento è tra i 20 e i 30°C, possono comunque essere tollerate temperature comprese tra i -40°C e i 50°C. L'effetto della temperatura sulla capacità è visibile in Figura 19. Temperature operative troppo elevate aumenta l'auto-scarica, riduce i cicli vita e altri effetti nocivi.

La Figura 19 paragona le perdite di energia per auto scarica di differenti tipi di batteria. Per batterie completamente cariche, le perdite per auto-scarica alla temperatura di 25°C per le celle a piastra di in piombo-antimonio è di circa l'uno per cento per mese, del tre per cento per le celle di Planté e di circa del 7-15% per le celle in piombo-antimonio. Ad elevate temperature le perdite di auto scarica raddoppiano ogni 10°C di sovratemperatura.

La Figura 20 mostra la dipendenza tra la vita della batteria in base al tasso di accrescimento della griglia k per effetto della corrosione e la temperatura operativa del sistema per diverse leghe per al griglia che funge da catodo.

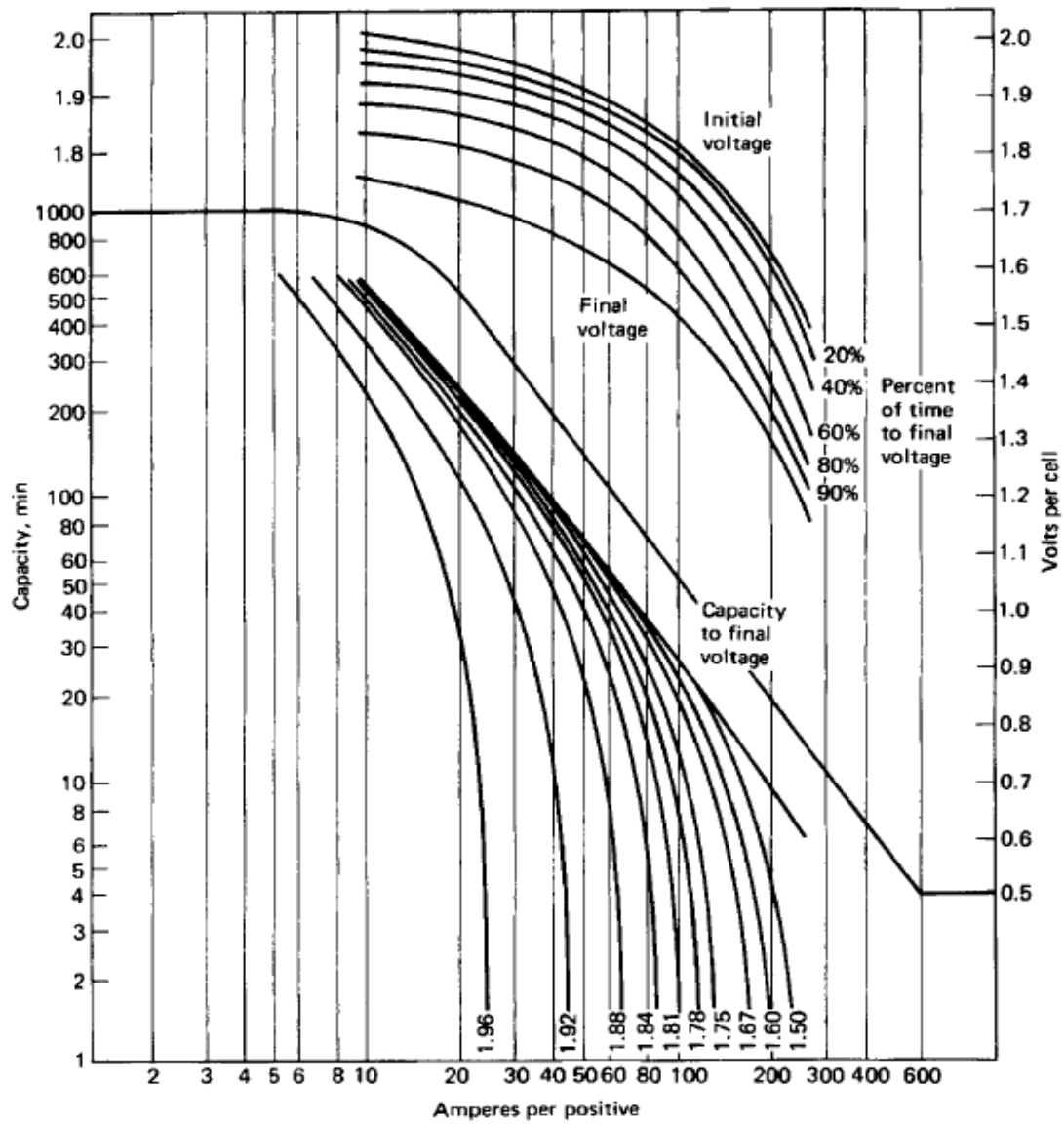


Figura 18 Batteria stazionaria al piombo-acido a 25°C piatto a pasta piana all'antimonio, capacità di 125 Ah e velocità di scarica di 8 h.

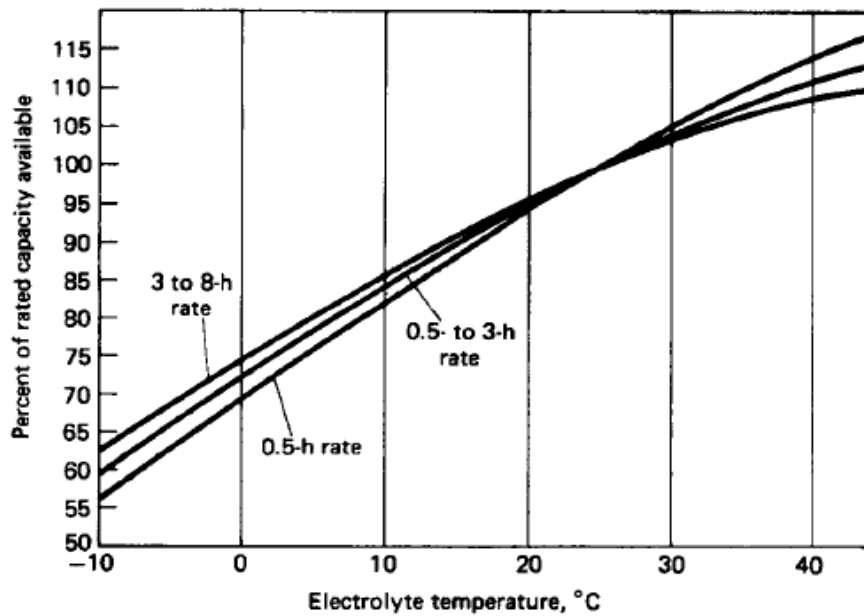


Figura 19 Capacità in funzione della temperatura operativa di una batteria stazionaria al piombo-acido.

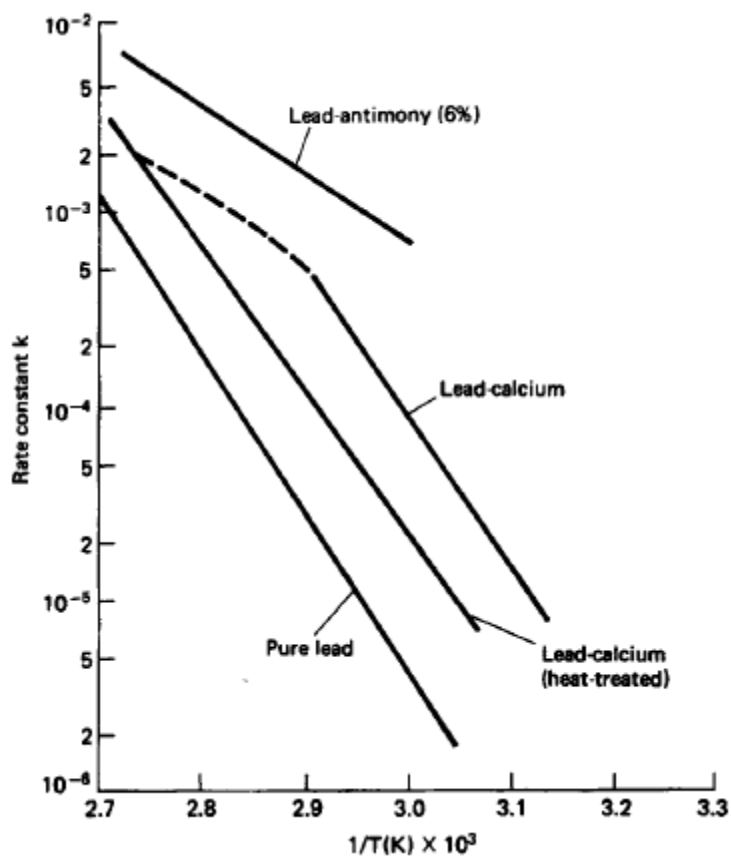


Figura 20 Tasso di corrosione $\log k$ in funzione di $1/T$ per differenti leghe costituenti le griglie di batterie.

1.5.5 Metodologie di carica batterie al piombo-acido.

Nei processi di carica, l'energia elettrica in corrente continua è utilizzata per convertire il solfato di piombo nell'elettrodo positivo in biossido di piombo, mentre in corrispondenza dell'elettrodo negativo del solfato di piombo in piombo metallico e la rigenerazione dell'elettrolita che passa da basse concentrazioni di acido solforico ad elevate concentrazioni (la massa specifica passa da 1.21 a 1.30). Durante il processo di carica e scarica i materiali solidi che entrano in soluzione nell'elettrolita come ioni, precipitano in un composto solido differente. Questo causa una redistribuzione degli elementi attivi. Tutto ciò fa sì che i materiali attivi tendano ad avere difetti cristallografici il che fa sì che si riduca l'attività chimica ed elettrochimica. Per cui le batterie al piombo-acido non sono reversibili a livello fisico come lo sono a livello chimico. Questo degrado fisico delle batterie può essere minimizzato con appositi metodi di ricarica, perfino le batterie scartate come morte possono essere rigenerate con un processo di ricarica lungo e lento (3 o 4 giorni a 2 o 3 A per una batteria di tipo SLI).

Per ottimizzare la vita di queste batterie è fondamentale la modalità di ricarica delle batterie. Per effettuare un corretto processo di carica della batteria questi sono gli step fondamentali:

1. La corrente all'inizio della ricarica della batteria deve avere un valore tale da non produrre una tensione media nella stringa di batteria maggiore della tensione di formazione di gas (circa 2.4 V per cella).
2. Durante la ricarica e finché essa non è completata la corrente deve essere controllata per mantenere la tensione al di sotto del valore di tensione per la quale si hanno la formazione di gas come l'idrogeno. Per minimizzare il tempo di ricarica la tensione deve essere appena al di sotto di tale valore limite.
3. Quando la ricarica è completata, la velocità di carica deve essere ridotta fino ad un valore detto di fine carica che consta in una corrente costante in genere di 5 A per una batteria da 100 Ah.

I principali metodi di ricarica che ottemperano a queste regole sono conosciute come:

1. Corrente costante, unico valore.
2. Corrente costante, step decrescenti di valori di corrente.
3. Corrente costante modificata.
4. Potenziale costante.
5. Potenziale costante modificato con corrente iniziale costante.
6. Potenziale costante modificato con velocità di ricarica finale costante.
7. Potenziale costante modificato con velocità di carica iniziale e finale costante.
8. Ricarica taper.
9. Ricarica pulsante.
10. Ricarica trickle.
11. Ricarica float.
12. Ricarica rapida.

Carica a Corrente costante: questa metodologia (Figura 21) è poco applicata alle batterie piombo-acido. Questo a causa della necessità di regolare la corrente altrimenti la corrente di carica deve essere tenuta ad un basso livello, tanto che i tempi di ricarica sono molto lunghi tipicamente di 12 ore o più. Questa tipologia di carica è utilizzata per piccole batterie o in laboratori per la semplicità della valutazione degli ampere-ora immessi e per la semplicità dei dispositivi necessari per realizzare tale tipologia di carica.

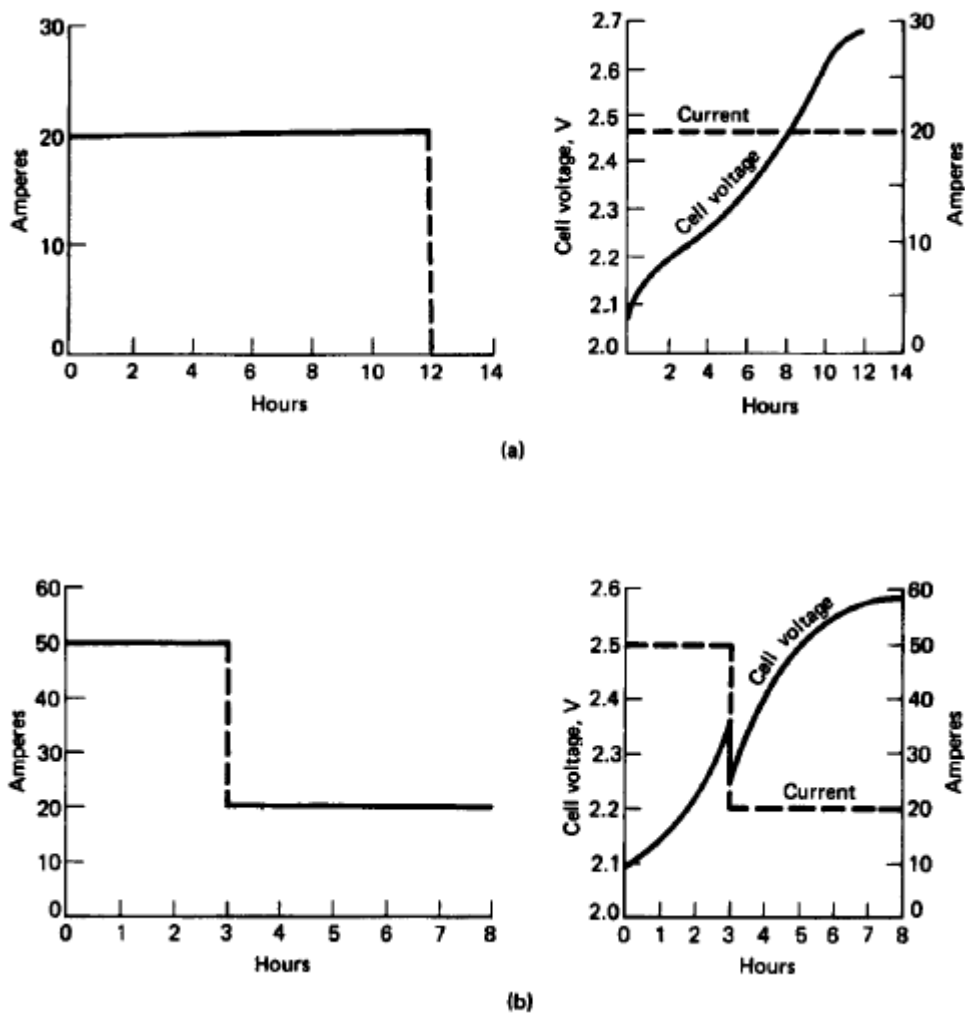


Figura 21 Processi tipici di carica costante ad uno step (a) o a due step (b).

Carica a potenziale costante: nelle normali applicazioni industriali le procedure di ricarica delle batterie sono la 5, la 7 e la 8 mentre il metodo 5 è utilizzato per la ricarica delle batterie di veicoli elettrici, telefoni, e sistemi di potenza non interrompibili dove i circuiti di ricarica sono legati alle batterie. In quest'ultimo caso la corrente di ricarica presenta un valore limite e questo valore di corrente è mantenuto finché la tensione della batteria non raggiunge un determinato valore. Quindi la tensione viene mantenuta costante finché non comincia il processo di scarica. La Figura 22 illustra tale processo.

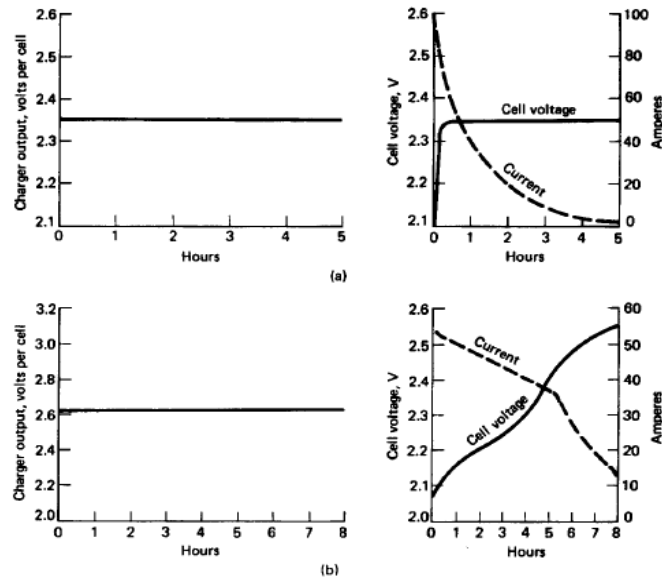


Figura 22 (a) processo di carica a potenziale costante, (b) processo di carica a potenziale costante modificato.

Carica Taper: è una variazione della carica a potenziale costante modificato, utilizzando sistemi di controllo meno sofisticati per ridurre i costi di equipaggiamento. Le caratteristiche della carica taper è mostrato in Figura 23 .

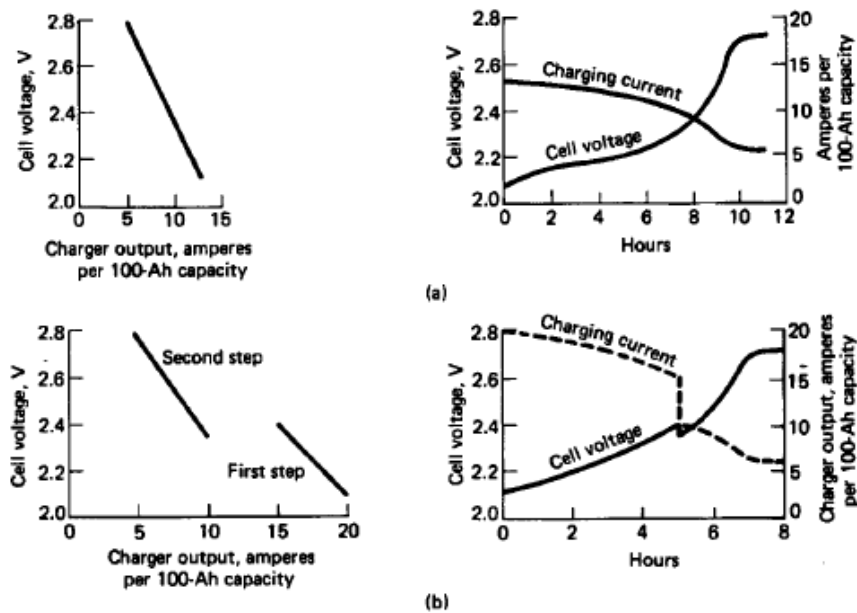


Figura 23 Ricarica Taper a step singolo (a) e a due step (b) per una batteria piombo-acido.

Ricarica pulsante: utilizzata anche per i veicoli a trazione elettrica, soprattutto in Europa. In questa tipologia di ricarica il sistema di carica è periodicamente isolato dalle batterie effettuando nel contempo la misura della tensione a circuito aperto. Se la tensione di circuito aperto è minore di un valore prestabilito, dipendente dalla temperatura del sistema, il caricatore non fornisce energia alle batterie. Quando la tensione di circuito aperto invece scende al di sotto di tale valore limite il caricatore invia un impulso in corrente continua per un periodo fissato. La durata dell'apertura del circuito e dell'impulso sono scelti in modo tale da effettuare la carica completa della batteria. Quando i sistemi di controllo della batteria avvertono che essa è prossima al completamento della carica il caricatore impone la velocità di fine carica e impulsi di carica brevi sono inviati alla batteria per mantenere lo stato di carica completo. La Figura 23 illustra tale processo.

Ricarica trickle: si tratta di una corrente costante di ricarica a bassa velocità (tipicamente pari a $C_x/100$), la quale viene mantenuta per garantire la piena carica della batteria, permettendo di ottemperare alle perdite di auto scarica o per ricaricare la batteria nel caso di utilizzo intermittente.

Ricarica float: è una modalità di ricarica a basso potenziale costante usato per mantenere le condizioni di piena carica della batteria. Utilizzato prevalentemente per le batterie di uso stazionario che possono essere ricaricate da un terminale in corrente continua.

Ricarica rapida: in molte applicazioni è importante effettuare la ricarica delle batterie in periodi di un'ora o meno. In questi casi è importante mantenere sotto controllo le condizioni di ricarica, al fine di mantenere la morfologia dell'elettrodo, per prevenire l'aumento della temperatura (al fine di evitare la formazione di fenomeni di corrosione, elevata solubilizzazione dei materiali, decomposizione....) e per evitare fenomeni di sovraccarica e formazione di idrogeno. I metodi per ottenere ciò sono molteplici.

1.5.6 Manutenzione.

Le batterie al piombo-acido per usi industriali tipicamente funzionano correttamente per dieci anni. Una corretta manutenzione può allungare notevolmente tale periodo di vita. Cinque regole per una corretta manutenzione sono:

1. Buon accoppiamento tra caricatore e tipologia di batteria.
2. Evitare scariche eccessive della batterie.
3. Mantenere il livello dell'elettrolita a livelli consoni (aggiungere acqua quando richiesto).
4. Mantenere la batteria pulita.
5. Evitare il surriscaldamento delle batterie

Ulteriore accorgimento da effettuare è il bilanciamento delle celle collegate in serie, tale procedura deve essere effettuata periodicamente.

La ricarica: una scorretta ricarica delle batterie è causa della riduzione della vita delle batterie. Fortunatamente le caratteristiche fisiche e chimiche delle batterie piombo-acido fanno sì che il controllo di tale processo sia abbastanza semplice. Se la batteria utilizza un caricatore di energia a corrente continua ad una corretta tensione, la batteria assorbirà la corrente che può accettare correttamente ed essa si ridurrà man mano che si raggiunge la piena carica. Altro parametro da controllare è il peso specifico dell'elettrolita.

Scariche profonde: devono essere evitate il più possibile. Il calo della tensione oltre limiti specificati riduce la concentrazione dell'elettrolita, il che ha un effetto deleterio sulla struttura porosa della batteria e dunque sulla sua vita (Figura 24).

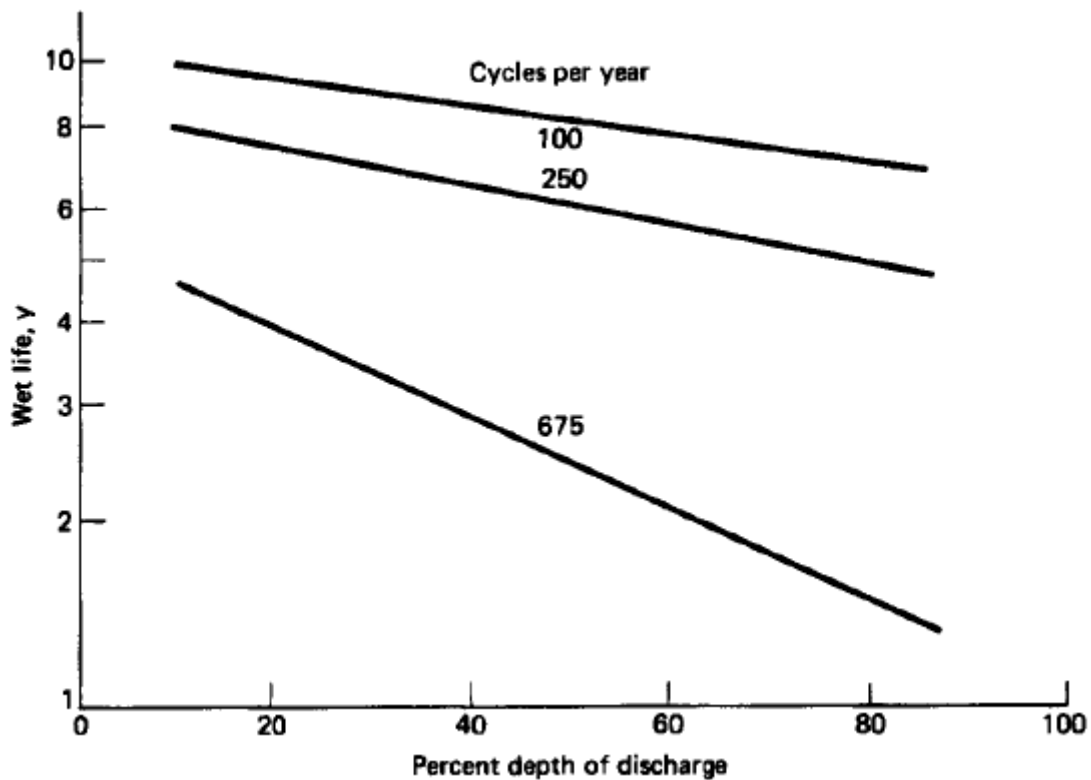


Figura 24 Effetto delle scariche profonde e numero di cicli per anno sulla vita della batteria a 25°C.

Livello dell'elettrolita: durante il normale esercizio, l'acqua viene persa dalla batteria a causa dell'evaporazione e dell'elettrolisi in idrogeno e ossigeno, i quali vengono dispersi in atmosfera. L'evaporazione, fatta eccezione per climi secchi, è trascurabile rispetto all'elettrolisi dell'acqua. È molto importante mantenere il livello dell'elettrolita sia per garantire il trasporto degli ioni ma anche perché permette lo smaltimento di calore dai piatti che fungono da elettrodi. Infatti le zone delle piastre non coperte dall'elettrolita, a causa di un suo consumo, non sono soggette alle reazioni elettrochimiche e sono dunque sede di concentrazione di calore. Per ridurre i consumi di acqua da parte delle batterie sarebbe utile utilizzare sistemi di ricombinazione di idrogeno ed ossigeno in ogni cella possibile. L'aggiunta di eventuale acqua deve essere effettuata a fine carica e prima della fase di equalizzazione della carica. In climi freddi l'acqua non deve essere aggiunta senza miscelazione dell'intera massa. L'acqua aggiunta deve essere distillata o demineralizzata o comunque acqua che è stata approvata per l'uso nelle batterie. Deve essere evitato l'eccessivo riempimento perché l'elettrolita acido causerebbe la corrosione e altri fenomeni che portano alla riduzione della capacità della batteria.

Pulizia: può prevenire i fenomeni nocivi legati alla corrosione della cella. Le batterie in genere accumulano polvere e sporcizia che deve essere periodicamente rimossa per evitare che possa diventare sede di correnti parassite. Altro problema da evitare è che il coperchio si bagni in caso di eccessivo riempimento della batteria con acqua. La componente acida dell'elettrolita rimarrebbe nel coperchio causandone la corrosione. Per evitare ciò bisogna neutralizzare l'acido lavando la batteria con una soluzione di soda caustica e acqua calda.

Surriscaldamenti: le sovrature sono estremamente nocive per le batterie specialmente con temperature superiori ai 55°C a causa del tasso di corrosione, della solubilizzazione dei componenti metallici e dei fenomeni di auto scarica. Per ripristinare la capacità iniziale della batteria che opera in condizioni di sovraturatura, sono necessari processi di ricarica che richiedono energie sempre maggiori. Questo in

quanto la gran parte dell'energia viene assorbita dai fenomeni di elettrolisi dell'acqua. Inoltre per mantenere lo stato di carica completo della batteria a temperature maggiori di quelle standard richiede sovraccariche per ciclo sempre maggiori (10% a 25-35°C, 40% a 60-70°C).

Bilanciamento delle celle: le batterie composte da un numero elevato di celle collegate in serie in una stringa durante un processo di carica scarica può presentare degli sbilanciamenti di tensione che limitano di fatto i processi di carica e scarica stessi. Tali celle saranno soggette a sovraccariche maggiori e dunque a consumi di acqua maggiori, rendendo di fatto la manutenzione più frequente se non si interviene. La carica di equalizzazione ha lo scopo di bilanciare le celle di una stringa a piena carica. La ricarica di equalizzazione consta in una normale carica estesa per 3 fino a 6 ore, al tasso di 5 ampere per una batteria di 100 Ah. Questo processo deve continuare finché il peso specifico dell'elettrolita non sale ad un valore costante accettabile. La frequenza di tale processo è specificato dal costruttore per ogni tipologia di batteria.

Effetto di parametri operativi sulla vita della batteria.

I parametri operativi che hanno la più grossa influenza sulla vita della batteria sono la profondità della scarica, i numeri di cicli effettuati per anno, il sistema di controllo della carica, il tipo di accumulo e la temperatura operativa del sistema.

1. Aumentare la profondità della scarica diminuisce la vita della batteria come si può vedere in Figura 25.
2. Aumentare il numero di cicli per anno diminuisce la vita della batteria.
3. Eccessivo surriscaldamento porta all'aumento dei fenomeni di corrosione, la perdita di materiale attivo e riduzione della vita della batteria.
4. L'accantonamento di batterie scariche favorisce la solforazione e la riduzione della capacità delle batterie.
5. Processi di ricarica appropriati e strumentazione idonea permettono l'aumento della vita delle batterie grazie al raggiungimento dello stato di carica desiderato con la sovratensione minima necessaria.
6. La stratificazione dell'elettrolita in celle di grande dimensioni può limitare il processo di carica, l'energia erogabile dalla batteria e ridurre la vita stessa del sistema di accumulo. Durante il processo di carica, l'acido solforico che si forma in corrispondenza dei pori dei piatti degli elettrodi presenta una concentrazione maggiore rispetto a quello che si forma nella massa dell'elettrolita. Questo acido solforico si accumula sul fondo della batteria causando una stratificazione dell'acido solforico. Questa stratificazione si intensifica nei periodi di carica non caratterizzati dalla formazione di vapore o idrogeno. Nei periodi di scarica della batteria, l'acido nei pori dei piatti e vicino alla superficie degli stessi viene diluito, questo fenomeno però raramente compensa la stratificazione che avviene nel processo di carica specialmente se la scarica avviene in tempi brevi. Per ridurre la stratificazione si può deliberatamente permettere la formazione di gas nelle fasi finali della carica oppure il mescolamento dell'elettrolita mediante l'impiego di pompe. Fondamentale per quanto concerne la stratificazione è la forma della cella stessa, le condizioni operative e il sistema di ricircolo dell'elettrolita se presente.

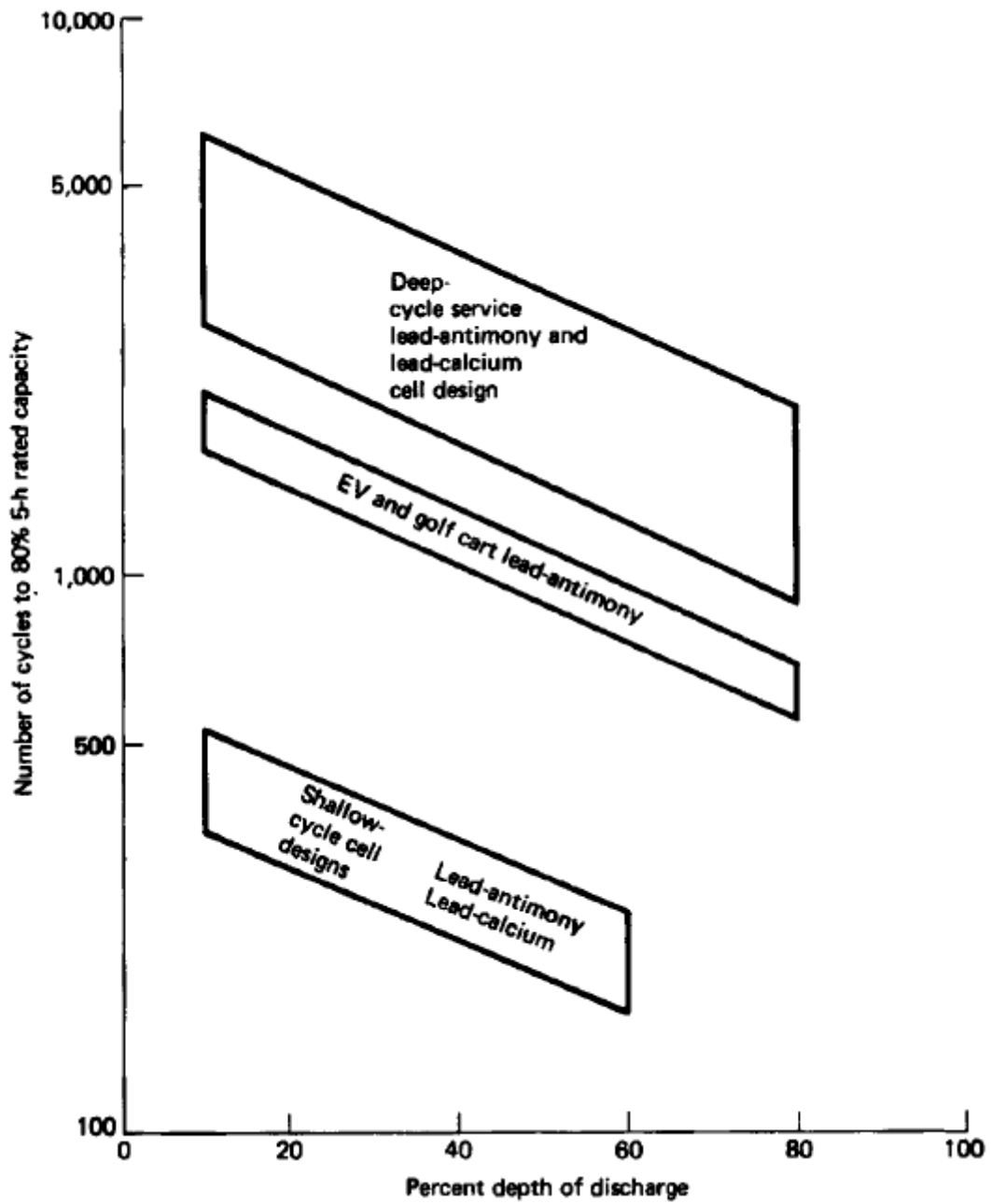


Figura 25 Effetto della tipologia di cella, della profondità di scarica sul numero di cicli di vita a 25°C.

1.6 Batterie al piombo-acido VRLA (valve regulated lead acid battery).

1.6.1 Introduzione.

La prima differenza sostanziale dalle batterie al piombo acido è la quantità molto ridotta (detto elettrolita "affamato") di elettrolita, assorbito in un separatore o fissato da un apposito gel. In molte tipologie di celle VRLA la capacità è limitata unicamente dal materiale attivo messo a disposizione dall'elettrodo positivo. La carenza di elettrolita e l'eccesso di materiale attivo all'elettrodo negativo favoriscono la ricombinazione dell'ossigeno durante le fasi di sovraccarica. La valvola di rilascio è generalmente chiusa per evitare infiltrazioni di ossigeno portate dall'aria esterna. Il range di pressioni di ventilazioni dipende dal tipo di cella adottata e va dai 25 fino a 45 psi o da 1 a 2 psi per le celle più grandi. L'elettrolita come anticipato prima può essere fissato in due modi:

- Elettrolita assorbita: uno strato assorbente e altamente poroso, realizzato con microfibre di vetro, parzialmente riempito di elettrolita, che funge da separatore e da riserva di elettrolita.
- Gel elettrolitico: si aggiunge fumo di silice all'elettrolita, il quale ne causa l'addensamento fino allo stato di gel. Con il susseguirsi delle fasi di carica, si ha la perdita progressiva di acqua che causa l'essiccazione del gel finché non si cominciano a formare crepe e fessure nello stesso. Tali fessurazioni sono vie che permettono all'ossigeno di reagire e ricombinarsi.

L'assorbimento del gel è da notare avviene sia per via chimica che per via fisica, inoltre è da evidenziare che la silice reagisce con l'acido solforico. Un vantaggio ulteriore del gel elettrolitico è che la batteria può essere posizionata in qualunque modo senza avere fuoriuscite di elettrolita appunto. Un difetto di questa "configurazione" dell'elettrolita è che si perde un valido sistema di condurre e dissipare il calore sviluppato dalla batteria e dunque quest'ultima è più facilmente soggetta a surriscaldamento. Per cui per garantire il corretto funzionamento della cella ad elevate temperature operative (maggiori o uguali a 40°C) o evitare surriscaldamenti causati da ricombinazione dell'ossigeno e soprattutto non comprometterne la vita utile è bene adottare sistemi opportuni. La Tabella 1 riporta i principali vantaggi e svantaggi degli accumulatori VRLA.

Tabella 1 Principali vantaggi e svantaggi delle batterie VRLA.

Advantages	Disadvantages
Maintenance-free	Should not be stored in discharged condition
Moderate life on float service	Relatively low energy density
High-rate capability	Lower cycle life than sealed nickel-cadmium battery
High charge efficiency	Thermal runaway can occur with incorrect charging or improper thermal management
No "memory" effect (compared to nickel-cadmium battery)	More sensitive to higher temperature environment than conventional lead-acid batteries
"State of charge" can usually be determined by measuring voltage	
Relatively low cost	
Available from small single-cell units (2 V) to large 48 V batteries	

A livello costruttivo le celle VRLA si distinguono in celle cilindriche, prismatiche e a piastre sottili prismatiche, visibili rispettivamente negli esplosi di Figura 26, Figura 27 e Figura 28

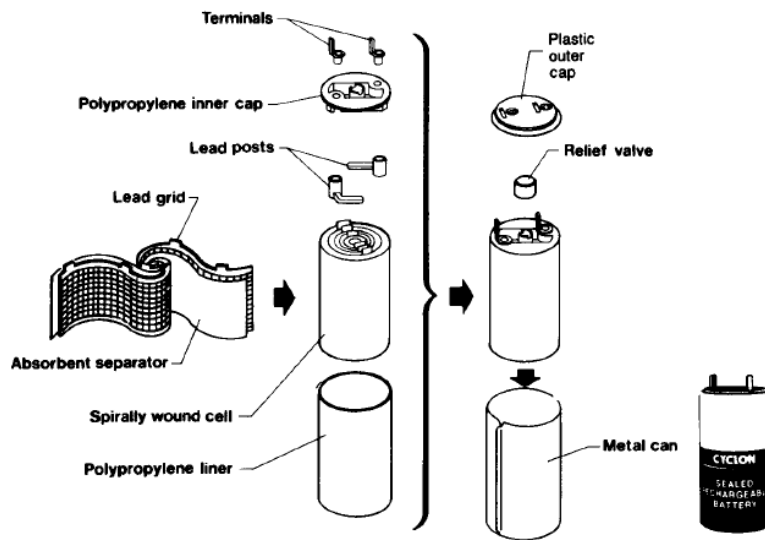
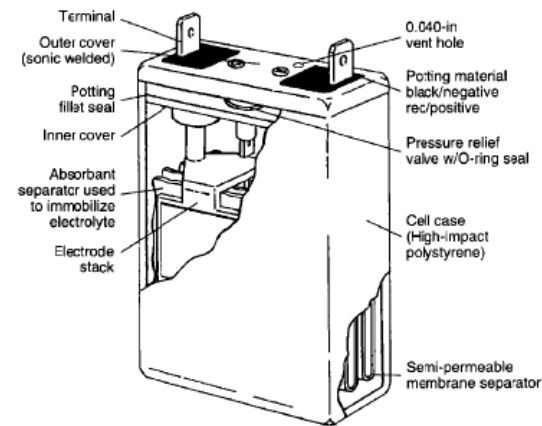
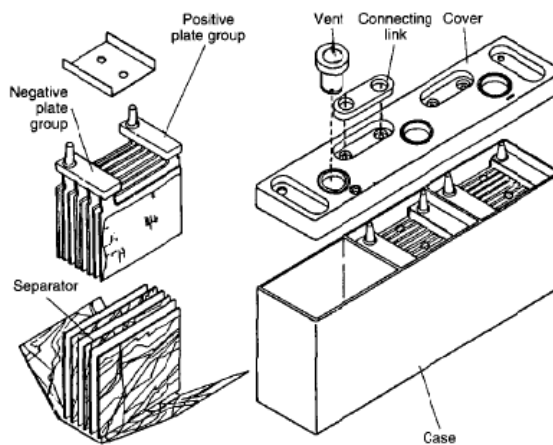


Figura 26 Componenti di una cella VRLA.



(a)



(b)

Figura 27 Cella al piombo-acido a prisma e batteria monoblocco. (a) sezione bella, (b) esploso cella e batteria.

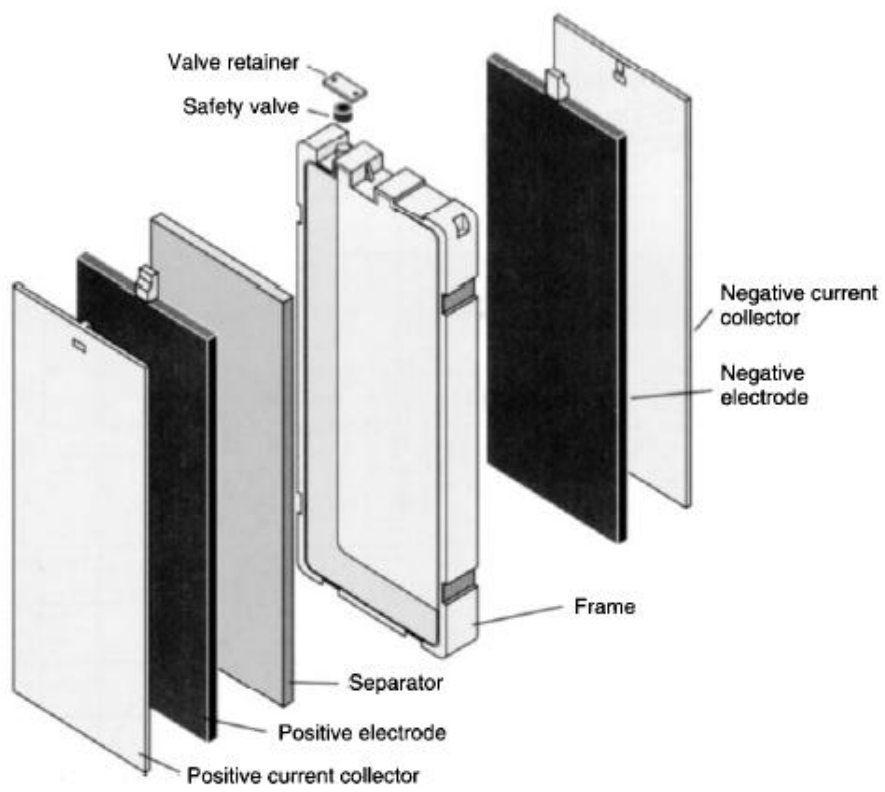
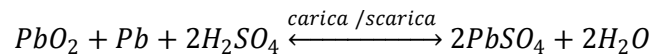


Figura 28 Esploso di una tipica cella a sottili piastre a prisma.

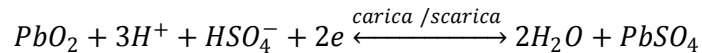
1.6.2 Chimica di cella.

Nonostante le caratteristiche differenti rispetto alle batterie al piombo-acido tradizionali, le reazioni chimiche coinvolte sono le stesse.

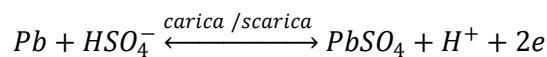
La reazione globale risulta essere



La reazione all'elettrodo positivo risulta essere

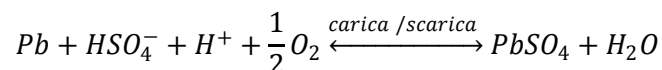


La reazione all'elettrodo negativo invece è



Quando la cella è carica, le particelle di $PbSO_4$, sono divise in piombo spugnoso all'elettrodo negativo e in ossido di piombo PbO_2 all'elettrodo positivo. Quando la carica si sta completando e la maggior parte del $PbSO_4$ è convertito cominciano ad avvenire la reazione di sovraccarica. A differenza delle convenzionali batterie al piombo-acido caratterizzate dalla formazione di ossigeno ed idrogeno durante questa fase, negli accumulatori VRLA, la maggior parte dell'ossigeno generato si ricombina con il piombo presente nella piastra dell'elettrodo negativo (in presenza di H_2SO_4 e tanto più veloce è la sua diffusione sulla superficie della piastra), mentre la maggior parte dell'idrogeno è rilasciato in atmosfera attraverso l'ausilio per l'appunto del sistema di ventilazione.

Il tutto secondo la reazione,



Nelle celle al piombo-acido ordinarie la diffusione dei gas sono processi molto lenti, tanto che tutto l'idrogeno e l'ossigeno che si formano, fuoriescono dalla cella prima che si ricombinino. Nelle batterie VRLA le piastre, molto vicine all'interno della batteria, sono separate, come già detto da una superficie costituita da fibre di vetro porose. La cella inoltre è riempita con l'elettrolita strettamente necessario per coprire la superficie delle piastre e i singoli filamenti di vetro del separatore, questo per creare le condizioni di scarsità ("starved" letteralmente significa affamato) di elettrolita. questa condizione permette la il trasferimento omogeneo dei gas prodotti tra le piastre, favorendo la ricombinazione. La valvola di sicurezza funge da controllo per la pressione interna del sistema di accumulazione, ed ha lo scopo inoltre di trattenere i gas all'interno sufficientemente a lungo da permettere l'avvenire dei fenomeni di diffusione. Il risultato è che l'acqua, piuttosto che essere rilasciata nell'atmosfera, viene riciclata elettrochimicamente al fine di abbattere l'eccesso di sovracorrenti al di là di quella necessaria per la conversione del materiale attivo. Quindi la cella può essere sovraccaricata tanto da convertire idealmente tutta l'acqua, al tasso di carica raccomandato. Con tassi di carica superiori (ad esempio oltre C/3), la formazione di gas è tale che il processo di ricombinazione non è più altrettanto efficiente, e sia che l'ossigeno che l'idrogeno sono rilasciate dalla cella tramite il ventilatore. Per cui la carica a tali tassi deve essere evitata.

1.6.3 Curve caratteristiche delle celle cilindriche al piombo-acido VRLA.

Tensione. La tensione nominale di una cella VRLA è di 2.0 V ed è tipicamente scaricata fino alla tensione di 1.75 V sotto carico. La tensione a circuito aperto dipende dallo stato di carica come è possibile vedere nella Figura 29, basata su una corrente di scarica di C/10. La stessa tensione di circuito aperto può essere utilizzata per approssimare lo stato di carica. La misura della tensione di circuito aperto, la determinazione dello stato di carica è basata sulla relazione tra la forza elettromotrice (OCV) e la concentrazione dell'acido solforico nella batteria.

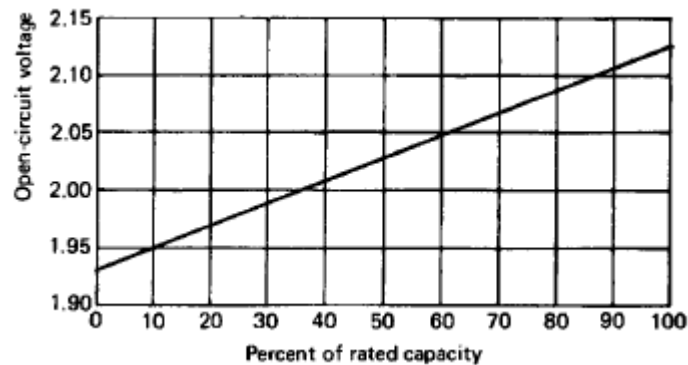


Figura 29 Tensione di circuito aperto in relazione con lo stato di carica.

Caratteristica di scarica. L'andamento della tensione di scarica, di una cella VRLA, in funzione di varie temperature, da -40°C a 65°C, a differenti correnti di scarica è mostrato in Figura 30. La caratteristica è basata su piccole batterie, da 2.5 Ah e 5 Ah. Le caratteristiche di scarica di batterie più grandi come quelle da 25 Ah sono leggermente differenti. Questo è dovuto alla maggiore grandezza delle piastre che fa sì che l'impedenza interna per unità di capacità risulti leggermente minore con elevate correnti di scarica e basse temperature. La Figura 30, Figura 31, Figura 32 mostra l'andamento della tensione di scarica per una cella da 2.5 Ah a 25°C, la quale dimostra le buone caratteristiche della tensione anche ad elevate correnti di scarica.

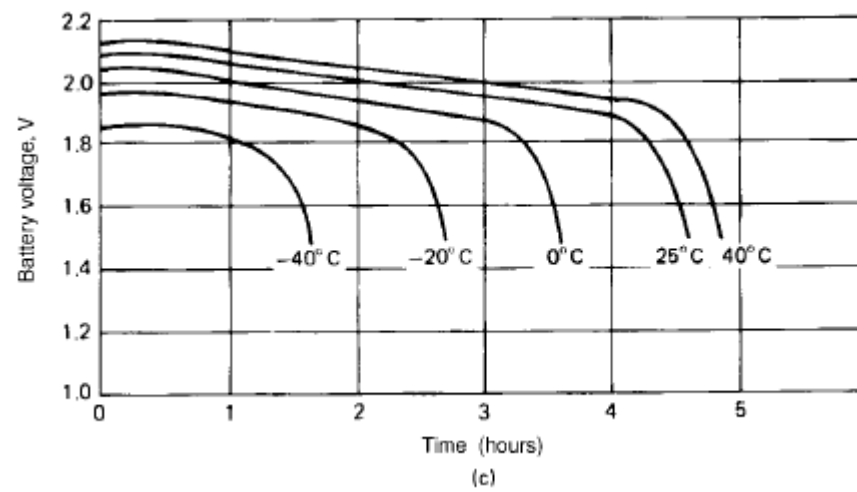
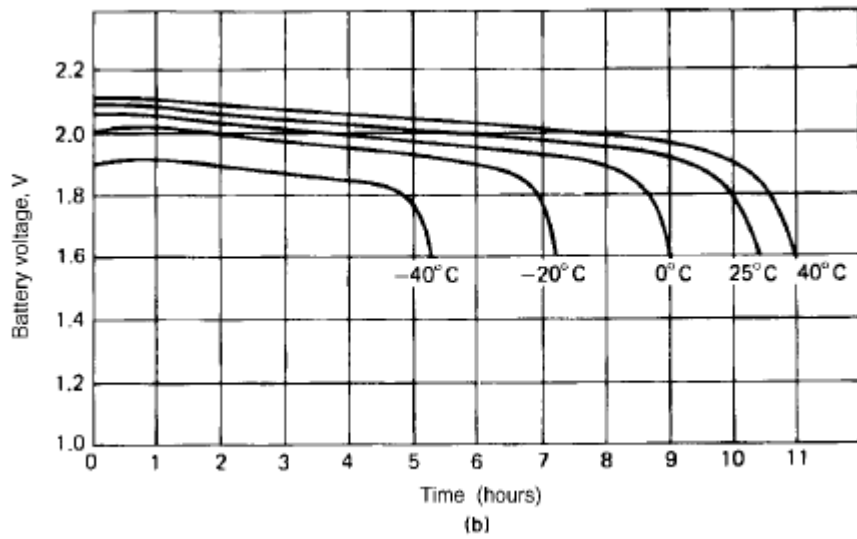
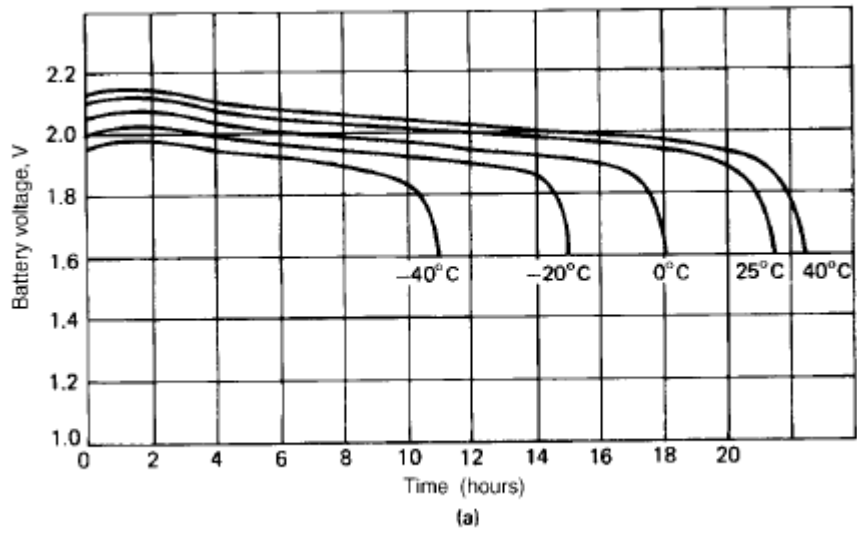


Figura 30 Caratteristica di scarica di una batteria cilindrica VRLA. (a) a C/20, (b) a C/10, a C/5.

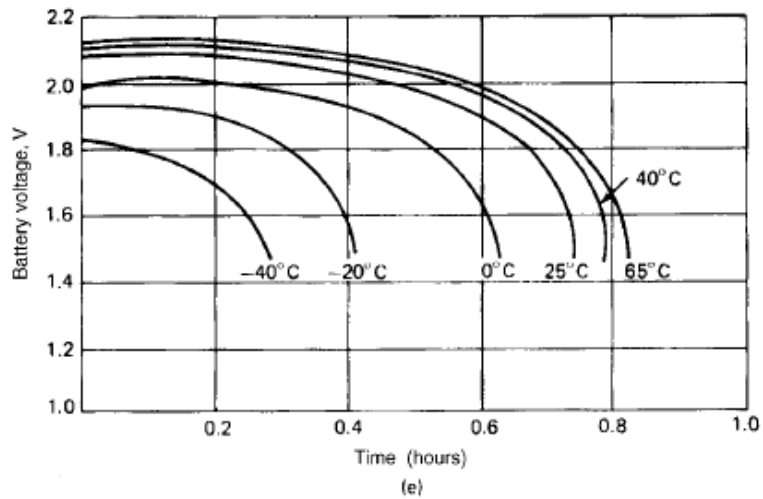
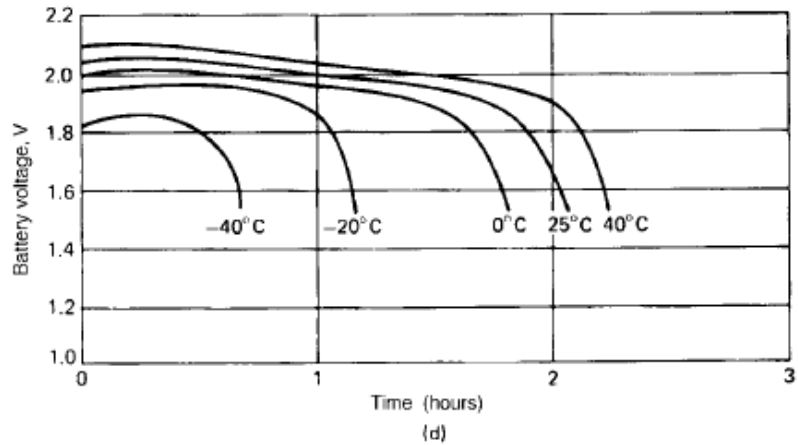


Figura 31 (d) a C/2.5, (e) a 1C.

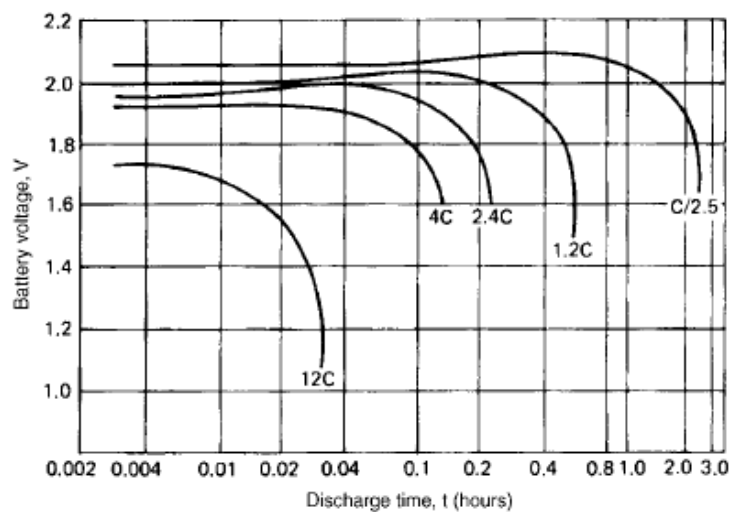


Figura 32 Caratteristica di scarica di una batteria VRLA cilindrica a 25°C ed elevate correnti di scarica.

Effetto della temperatura e corrente di scarica. La capacità di una batteria VRLA, come la gran parte delle batterie dipende dalla temperatura e la corrente di scarica. L'effetto della temperatura a C/10 , a C e a 5C è mostrato in Figura 33.

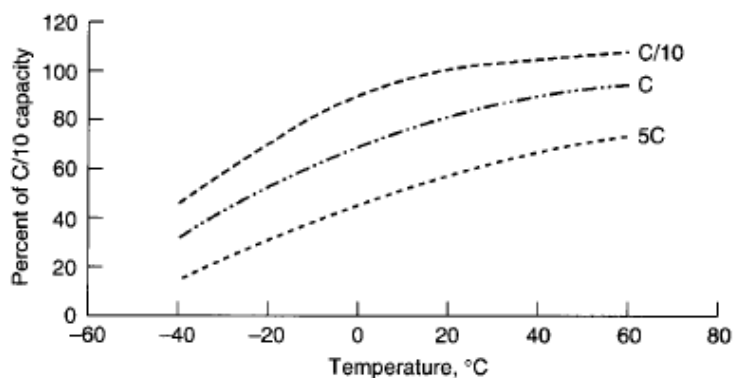


Figura 33 Effetto della temperatura sulla capacità di batterie cilindriche.

Livello di scarica. Come tutte le batterie ricaricabili, la scarica delle batterie VRLA fino al 100% della capacità della stessa, può ridurre la vita dell'accumulatore e la sua abilità di effettuare la ricarica. La tensione di fine scarica in funzione della corrente di scarica è visibile in Figura 34. Le curve inferiori mostrano la tensione minima al di sopra delle quali non si hanno effetti deleteri sul processo di carica. Per raggiungere il punto di ottimo nella vita e nella capacità di carica, la cella deve essere scollegata dal carico quando la tensione è compresa nella zona grigia compresa tra due curve caratteristiche.

Al di sotto di tali curve si verificano le condizioni di scarica profonda, nella quale si ha il calo nell'elettrolita acido degli ioni di solfato diventando principalmente acqua, la quale può creare severi problemi. La mancanza di ioni di solfato, i quali fungono da conduttori, possono causare l'aumento dell'impedenza interna, riducendo il flusso di corrente. Per ripristinare le condizioni ordinarie potrebbe essere necessario modificare il tempo e la tensione del processo di carica.

Un altro problema che può insorgere nei casi di scarica profonda peggiori, è l'aumento della solubilità del solfato di piombo della piastra nell'elettrolita acquoso. Durante la carica, l'acqua e gli ioni di solfato nel solfato di piombo si trasformano in acido solforico, lasciando un precipitato di piombo metallico nel separatore. Questo piombo metallico può causare il cortocircuito tra le piastre causando la rottura della cella dunque.

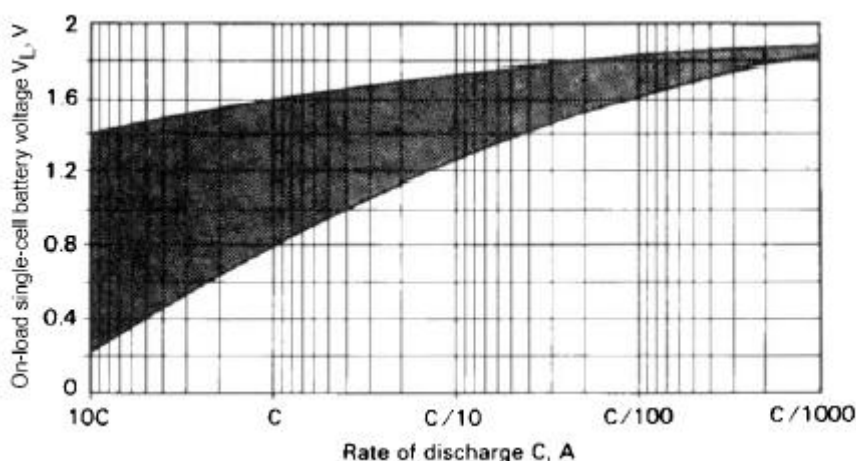


Figura 34 Tensioni di scarica limite per una cella VRLA.

Auto scarica. Tale processo ovviamente dipende dalla temperatura del sistema e dalla stabilità termodinamica del materiale attivo. Nelle batterie VRLA di tipo cilindrico, lo stoccaggio dell'energia può avvenire per lunghi periodi senza danni come si può vedere in Figura 35 che mappa la massima capacità immagazzinabile in funzione della temperatura del sistema. Tale grafico inoltre rappresenta il numero

massimo di giorni per il quale il sistema di accumulo, ad una fissata temperatura compresa tra 0°C e 70°C, la tensione a circuito aperto scende a 1.81 V da 2.18 V.

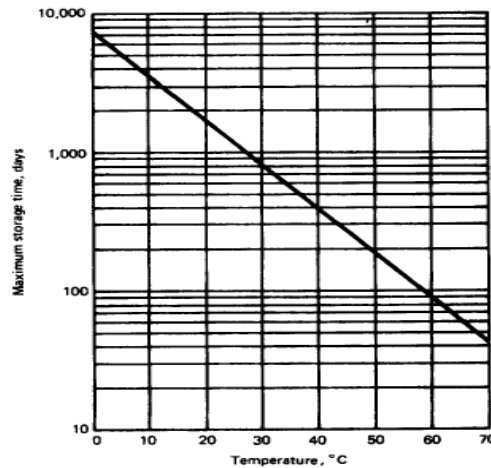


Figura 35 Caratteristica della capacità di una batteria VRLA in funzione della temperatura.

La cella non deve mai scendere al disotto della tensione di 1.76 V per i fenomeni di auto-scarica, in quanto si avrebbero variazioni non indifferenti nel processo di carica e sarebbe difficile valutare la vita del sistema.

L'auto scarica di una batteria VRLA non è lineare, quando la cella si trova in elevato valore di stato di carica, maggiore o uguale all'80% tipicamente, l'auto scarica è molto forte, tanto che il passaggio dalla piena carica fino al SOC pari al 90% può avvenire nell'arco di una o due settimane, a temperatura ambiente. Al contrario, per passare da SOC pari al 20% fino al 10% ci vogliono una decina o più di settimane di tempo. La Figura 36 mostra la non linearità del processo di scarica.

Tramite la Figura 35 e la Figura 36 è possibile valutare il numero di giorni prima che un batteria caricata debba essere ricaricata a causa dei fenomeni di auto scarica. La Figura 37 invece mostra il numero di giorni dopo i quali una batteria completamente carica deve essere ricaricata in funzione della temperatura ambiente.

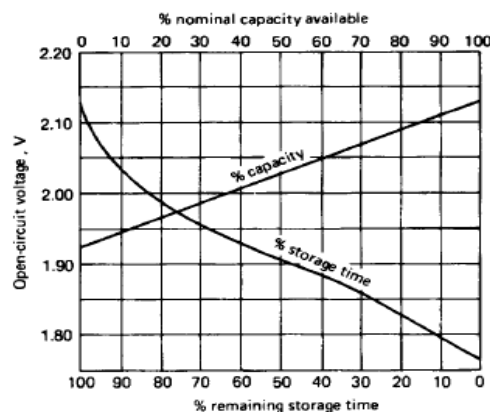


Figura 36 Tensione a vuoto in funzione del numero di giorni rimanenti prima della scarica completa per auto scarica.

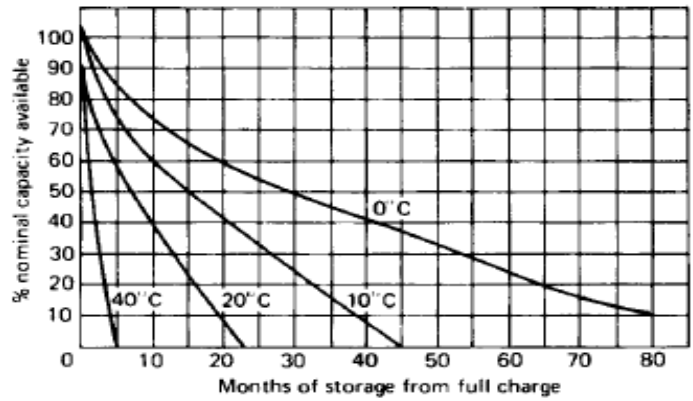


Figura 37 Capacità rimanente di una batteria VRLA dopo la carica della stessa.

Cicli vita. Ovviamente i cicli vita di una batteria VRLA dipendono anch'essi dalle modalità d'uso della stessa, dall'ambiente, dalle modalità di carica e scarica. La Figura 38 e la Figura 43 riassumo l'influenza di vari parametri sui cicli vita dell'accumulatore. Anche se dagli andamenti sembra carpire che una bassa tensione di carica sembra avere un effetto nocivo sulla vita della batteria, questo non è sempre vero in quanto dipende anche dalla frequenza di carica del sistema stesso in generale comunque la tensione ottima da adottare nel processo di carica della batterai è di 2.45 V. La vita media di questi sistemi in genere è di 8 anni alla temperatura ambiente, valutata mediante test di invecchiamento rapidi. La Figura 38 mostra l'andamento della vita media del sistema di accumulo in funzione della temperatura ambiente.

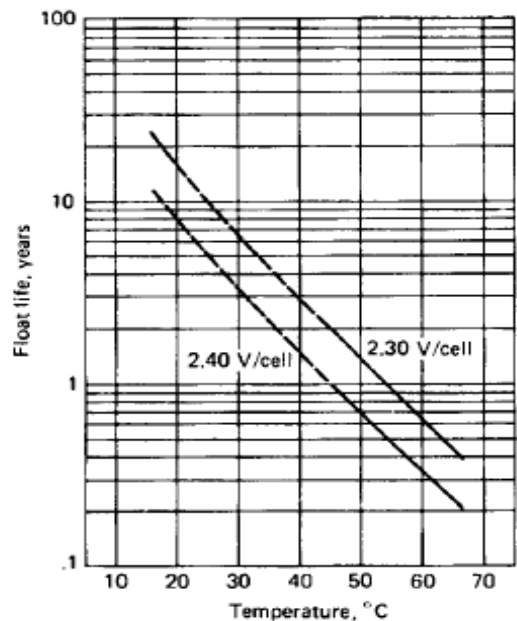


Figura 38 Vita media di una batteria VRLA.

1.6.4 Curve caratteristiche delle batterie al piombo-acido VRLA a prisma.

La caratteristica di scarica tipica per questa tipologia di batterie è visibile in Figura 39.

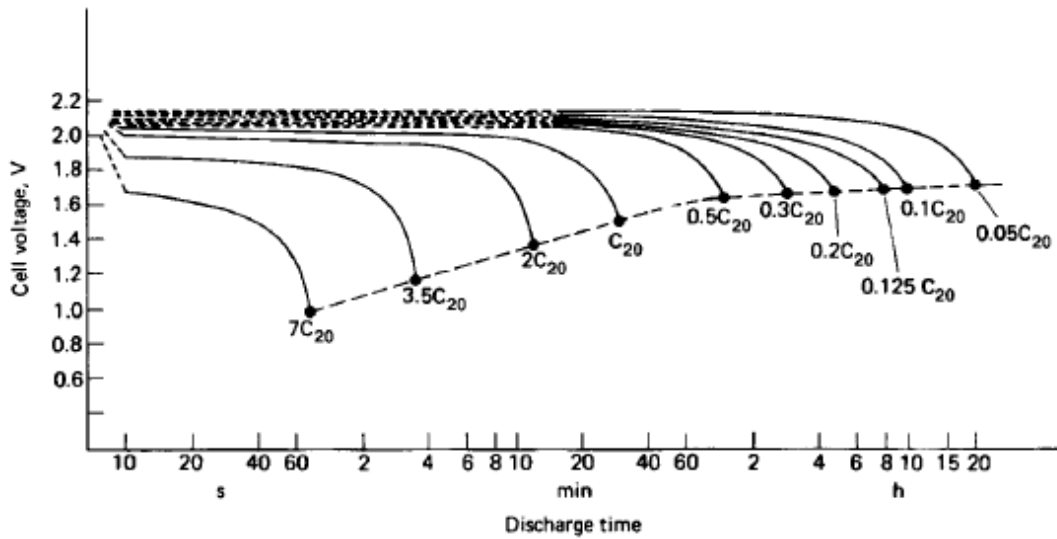


Figura 39 Curva di scarica di una batteria a prisma di tipo VRLA a differenti correnti di scarica (valore base di riferimento $C/20$).

La Figura 40 mostra invece l'effetto della temperatura sulla capacità erogabile dalla batteria.

La Figura 41 invece illustra il tempo di servizio della batteria a prismi in funzione della corrente di scarica e della temperatura, qui si può vedere che l'accumulatore può operare in un ampio range di temperature. Le temperature raccomandate in ogni caso per la fase di scarica sono tra i -15°C e 50°C , in fase di carica tra 0°C e 40°C per lo stoccaggio dell'energia tra i -15°C e 40°C .

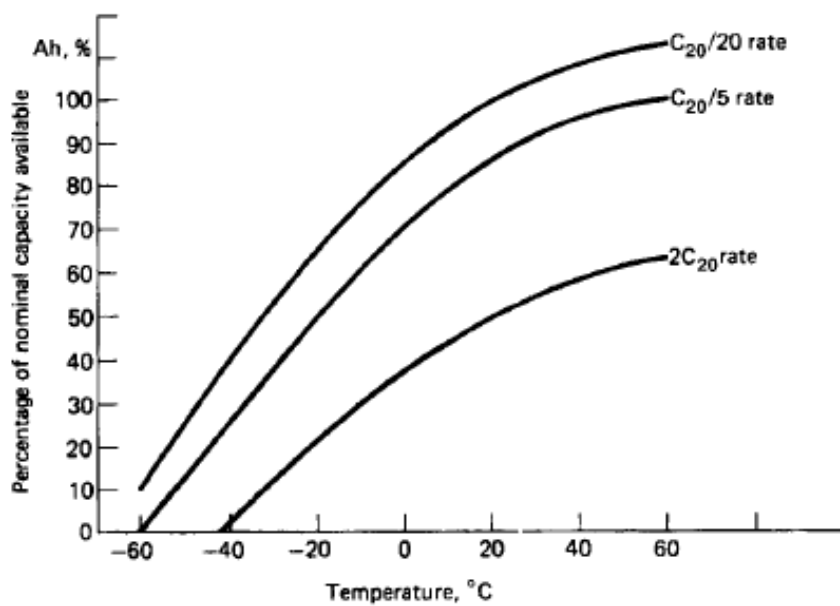


Figura 40 Effetto della temperatura sulla capacità erogabile da una batteria a prismi al piombo-acido di tipo VRLA.

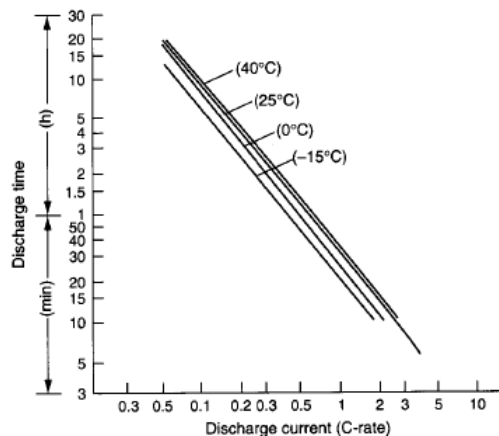
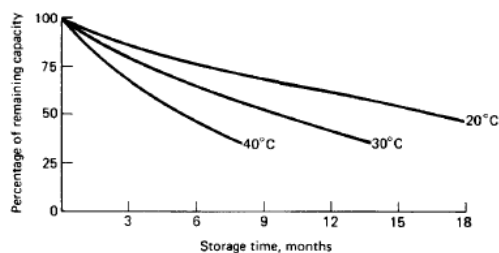
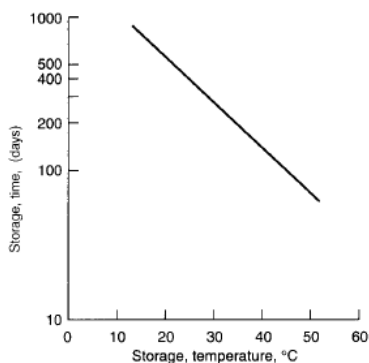


Figura 41 Tempo di servizio in funzione della corrente di scarica.

La Figura 42 (a) e (b) invece illustrano rispettivamente l'entità dei fenomeni di auto scarica in funzione del tempo di inattività della batteria e della temperatura dello stoccaggio. Esso si stima comporti a perdite del 4% dell'energia stoccata ogni mese ed è bene effettuare la carica quando l'SOC scende al di sotto del 50%.



(a)



(b)

Figura 42 Caratteristiche di auto scarica di una batteria al piombo-acido a prismi di tipo VRLA. (a) auto scarica in funzione del tempo di stoccaggio, (b) auto scarica in funzione della temperatura ambiente.

La Figura 43 invece mostra i cicli vita della batteria in funzione della profondità di scarica.

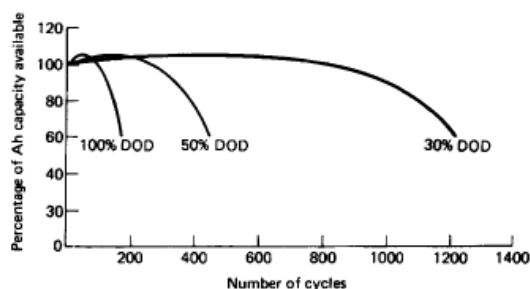


Figura 43 Cicli vita in relazione al DOD di una batteria a prismi a piombo-acido a 20°C.

1.6.5 Batterie al piombo-acido VRLA a piastre sottili a prismi, curve caratteristiche.

Gli andamenti sono simili a quelle delle altre batterie sigillate. Il loro vantaggio sta nel risparmio di spazio ottenuto con questa tipologia di accumulatore, permettendo un aumento della densità di energia in raffronto con le altre tipologia di batteria.

La Figura 44 mostra l'andamento della caratteristica di scarica in funzione della corrente di scarica e della durata del processo di scarica.

La Figura 45 mostra invece l'andamento della capacità erogabile dall'accumulatore rispetto al valore nominale in funzione della temperatura della corrente di scarica..

La Figura 46 mostra invece l'andamento della tensione di cella in funzione della corrente di scarica e carica rispettivamente.

La Figura 47 mostra invece la durata del processo di scarica in funzione della temperatura e della corrente di scarica.

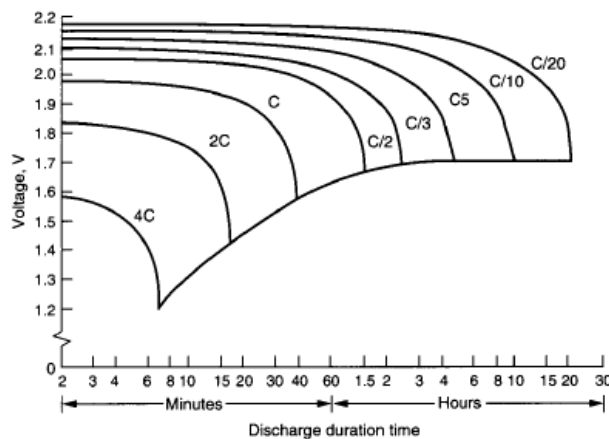


Figura 44 Caratteristica di scarica batteria di una singola cella a sottili piastre prismatiche a 20°C.

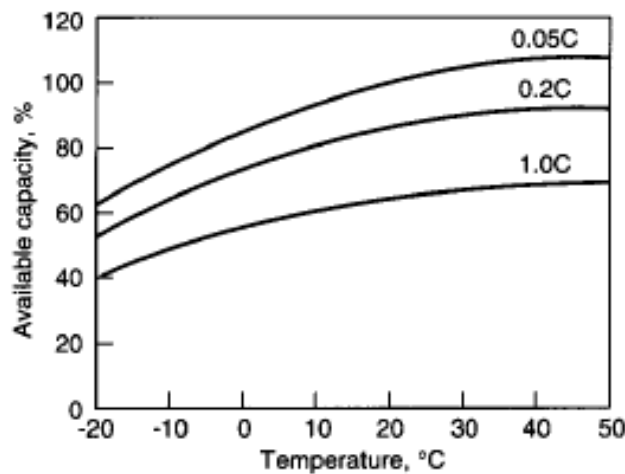


Figura 45 Effetto della temperatura sulla capacità di scarica di una batteria a piastre sottili prismatiche.

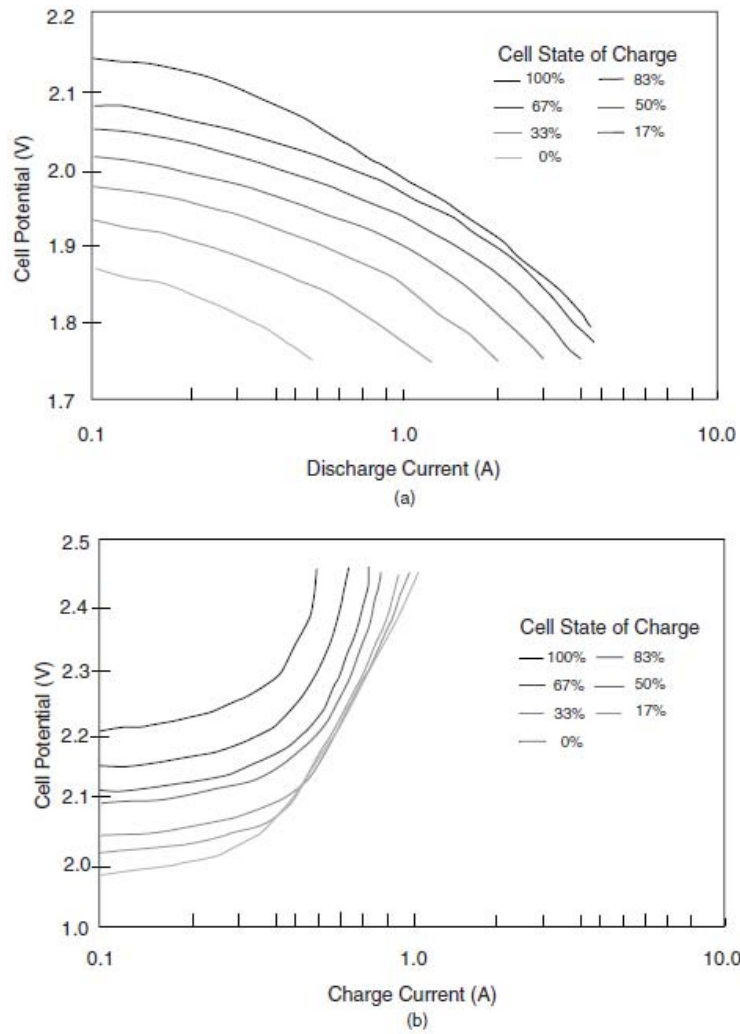


Figura 46 Caratteristica di polarizzazione in base allo stato di carica nelle fasi di (a) scarica e (b) carica.

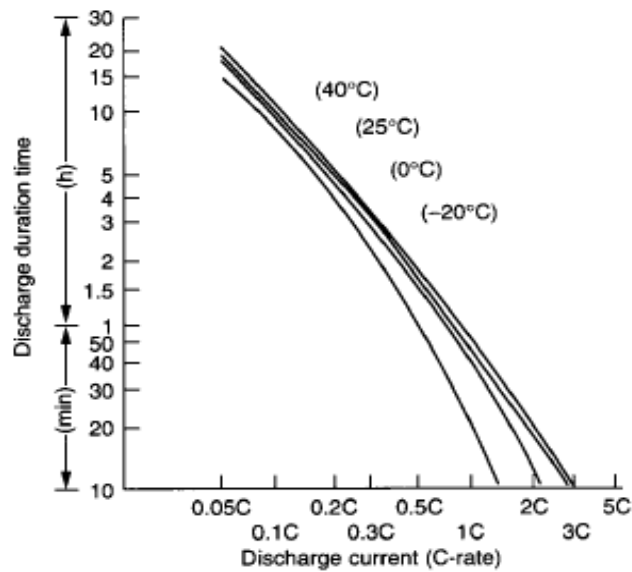


Figura 47 Tempo di servizio di una batteria a piastre sottili prismatiche.

1.6.6 Caratteristiche di carica batterie al piombo-aido VRLA.

Il processo di carica migliore per le batterie VRLA è quello a tensione costante, comunque con i corretti accorgimenti anche le altre modalità possono essere utilizzate.

Carica a tensione costante.

Come già detto è il sistema più efficiente per effettuare la carica della batteria. La Figura 48 mostra il tempo di carica necessario a differenti valori di tensione di carica, per una cella completamente scarica (DOD=100%). Queste tempistiche sono effettive se il sistema di ricarica è in grado di fornire correnti fino a 2C, se tale dispositivo non è in grado di erogare tale corrente allora i tempi di ricarica si allungano di un tempo in ore pari al limite di corrente, ad esempio se la corrente massima erogabile è pari a C/10, il tempo si allunga di 10 ore.

La Figura 49 mette in relazione la corrente di carica con il tempo necessario per una batteria da 2.5 Ah, con tensione di carica pari a 2.45 V con la corrente limitata a 2, 1 e 0.3 A. come detto prima l'unico parametro a cambiare è il tempo necessario.

La Figura 50 mostra il tasso di carica in funzione del tempo, lo stato di carica sempre in funzione del tempo, la capacità di scarica in funzione del tempo per due valori differenti di tensione (a) a 2.35 V e (b) a 2.50 V.

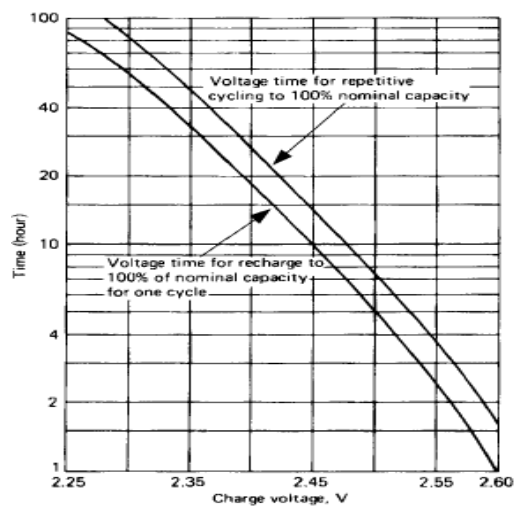


Figura 48 Tensione di carica in funzione del tempo a 25 °C.

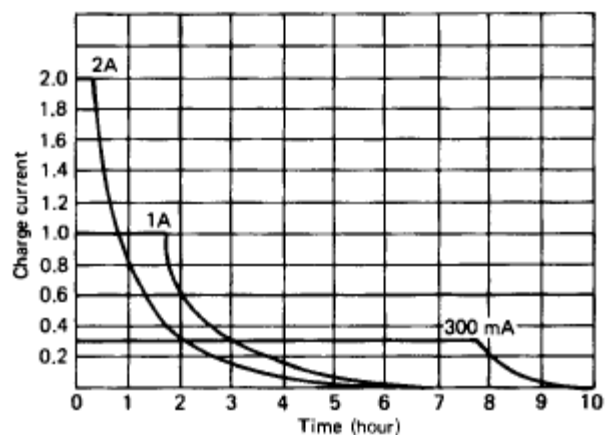


Figura 49 Corrente di carica in funzione del tempo di carica alla tensione di 2.45 V costante.

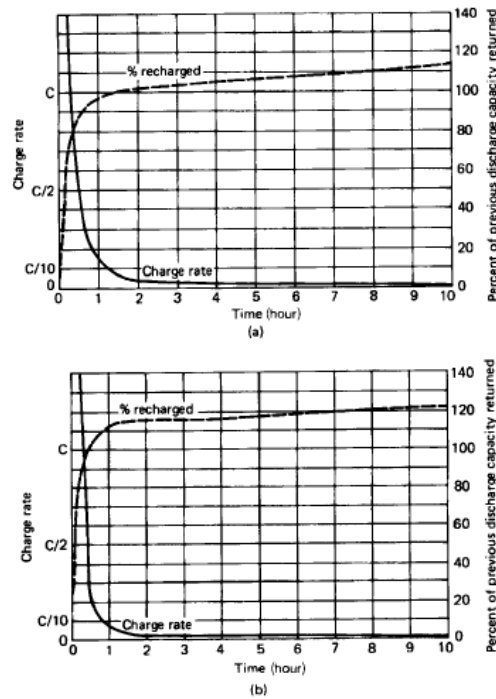


Figura 50 Tasso di carica e percentuale di ricarica in funzione del tempo a (a) 2.35 V e (b) 2.50 V.

Carica rapida.

Tale sistema di carica permette il ripristino completo della capacità in meno di 4 ore. L'ampia superficie utile delle piastre sottili utilizzate nelle batterie VRLA, permettono riduzione della densità di corrente tali da permettere un miglioramento del processori carica rapida rispetto alle convenzionali batterie al piombo-acido. La Figura 51 permette di vedere l'andamento del processo di carica in tempi dell'ordine dell'ora con tre differenti valori di tensione. Il caricatore è in grado di fornire correnti fino a 5C. la batteria in se può accettare elevati correnti però solo nella fase iniziale della carica stessa: ad esempio con tensione di carica pari a 2.55 V l'accumulatore può accettare la massima corrente per 3-4 minuti. Nel caso di ripristino della capacità con tensione pari 2.70 V si ha una fase iniziale di sovraccarica dopo il trentesimo minuto a causa del riscaldamento interno.

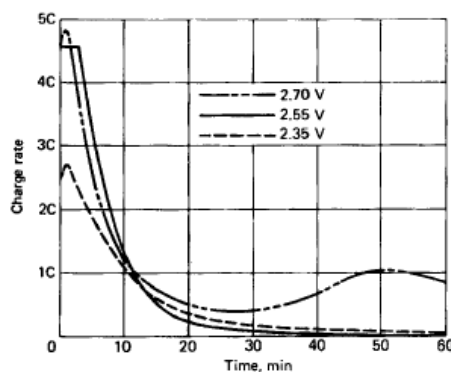


Figura 51 Tasso di carica in funzione del tempo e della tensione.

La Figura 52 invece mostra il tasso di carica normalizzato con l'efficienza del processo stesso in funzione del tempo, espresso in minuti, per tre differenti valori di tensione. l'efficienza è ottenuta dividendo gli ampere-ora restituiti dal ciclo in analisi per quelli restituiti dal ciclo precedente.

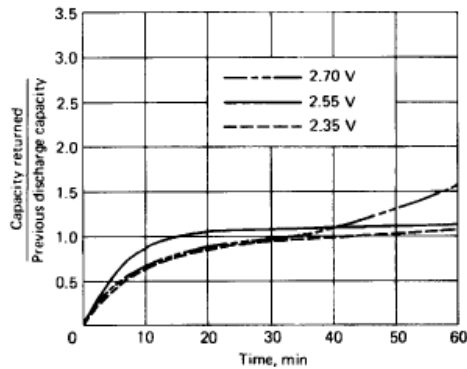


Figura 52 Efficienza di carica in funzione del tempo e in funzione di tre differenti tensione di processo.

Tali grafici dimostrano che la batteria a piastre sottili di tipo VRLA può raggiungere la piena carica in un'ora. Che i parametri di carica preferibili sono tensioni costanti che vanno da 2.5 V a 2.55 V per cella e con correnti di carica pari a 3C fino a 4C. caricare la batteria per tempi prolungati alla tensione di 2.7 V risulta invece dannoso per il sistema.

Carica float.

In questa tipologia di carica la tensione del processo, al fine di massimizzare la vita dell'accumulatore, deve essere compresa tra i 2.3 V e i 2.4 V per cella. Valori superiori possono portare ad una accelerazione dei fenomeni di corrosione interni.

La Figura 53 fornisce l'andamento della tensione di batteria, durante la carica float, alle temperature di 25°C e 65°C, oppure il tasso di carica accettabile dall'accumulatore stesso, in modo che la carica sia sufficientemente lunga da permettere il raggiungimento della sovratensione di equilibrio. Le elevate temperature causano il calo della vita dell'accumulatore e la riduzione della tensione necessaria al processo, questo a causa del maggior tasso di reazioni che avvengono. Un coefficiente correttivo per valutare la tensione di carica corretta per temperature molto maggiori a 2°C è, in via approssimativa, di -2.5 mV/°C. La Figura 54 mostra la tensione di carica più adatta a differenti valori di temperatura. La Figura 54 mostra inoltre la compensazione della tensione con l'invecchiamento dell'accumulatore, ovvero in funzione del numero di cicli di carica-scarica effettuati.

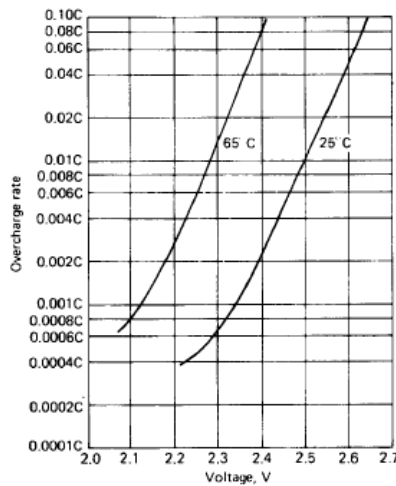


Figura 53 Correnti di sovraccarica e tensioni.

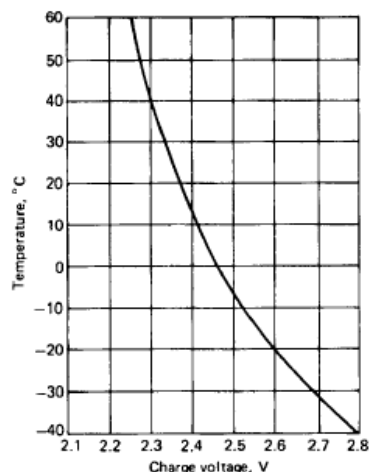


Figura 54 Tensione di carica raccomandata in funzione della temperatura.

Carica a corrente costante.

Questo è un altro sistema valido per effettuare la carica del sistema. Ottenuto mediante un generatore di corrente e adatto nel caso di svariate celle collegate in serie, permettendo l'eliminazione di sbilanciamenti all'interno della batteria. La carica a corrente costante permette infatti un ripristino eguale in tutte le celle della capacità indifferentemente della tensione ai capi di ogni cella. Come si può vedere in Figura 55, verso la fine della carica si ha un incremento rapido della tensione, questo è dovuto alle sovratensioni che si instaurano sulle piastre quando il materiale attivo su di esse è convertito, in piombo dal solfato di piombo in corrispondenza della piastra negativa, e dal solfato di piombo in ossido di solfato nella piastra positiva.

Tale metodo di carica è efficiente se effettuato con correnti di carica inferiori a $C/500$ e se protratto dopo il completamento della carica può risultare dannoso per la stessa. In genere il forte aumento di tensione che si verifica in prossimità del completamento della carica è un valido indicatore per terminare il processo stesso.

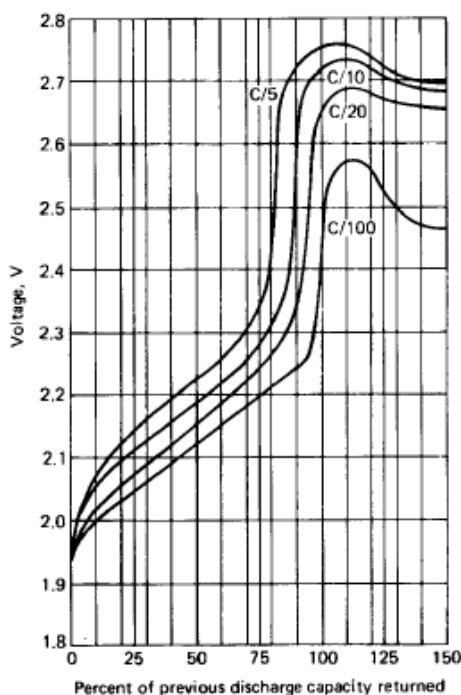


Figura 55 Andamento della tensione in funzione di differenti tassi di carica a 25°C.

Efficienza di carica in corrente.

Dato dal rapporto tra la corrente utilizzata per la conversione elettrochimica del materiale attivo per la corrente totale fornita alla cella (differiscono a causa di reazioni parassite come la corrosione e la produzione di gas come idrogeno ed ossigeno), risulta essere molto elevata per le batterie di tipologia VRLA. tale parametro risulta essere direttamente dipendente dallo stato di carica dell'accumulatore. La Figura 56 mostra l'efficienza in corrente in funzione della tensione di cella per una tensione di carica costante. L'aumento della tensione di cella causa il calo dell'efficienza a causa dell'aumento delle correnti parassite. Il calo è molto evidente con tensioni comprese tra i 2.15 V e i 2.18 V, valori per la quale la tensione non è più in grado di supportare le reazioni di carica.

La Figura 57 mostra invece l'andamento dell'efficienza in funzione del logaritmo delle correnti di carica costanti. Ad elevate correnti di carica l'efficienza cala a causa dell'avvicinarsi alle condizioni di piena carica con un tasso di reazioni di carica più elevato, maggiori sovratensioni e maggiori produzioni di gas. A tassi di carica ridotti invece la corrente riesce solo a compensare le reazioni parassite senza dare effetto utile.

La Figura 58 mostra invece la quantità di carica accettata in base allo stato di carica e in funzione dalla temperatura del sistema e del tasso di carica.

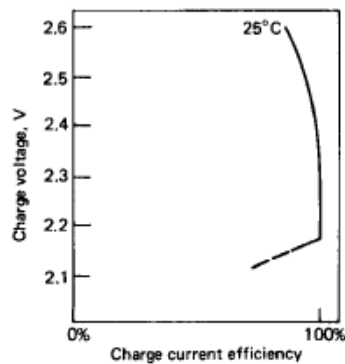


Figura 56 Efficienza di carica a tensione costante.

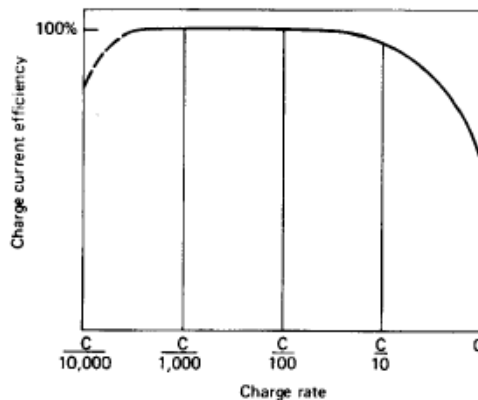


Figura 57 Efficienza di carica a corrente costante.

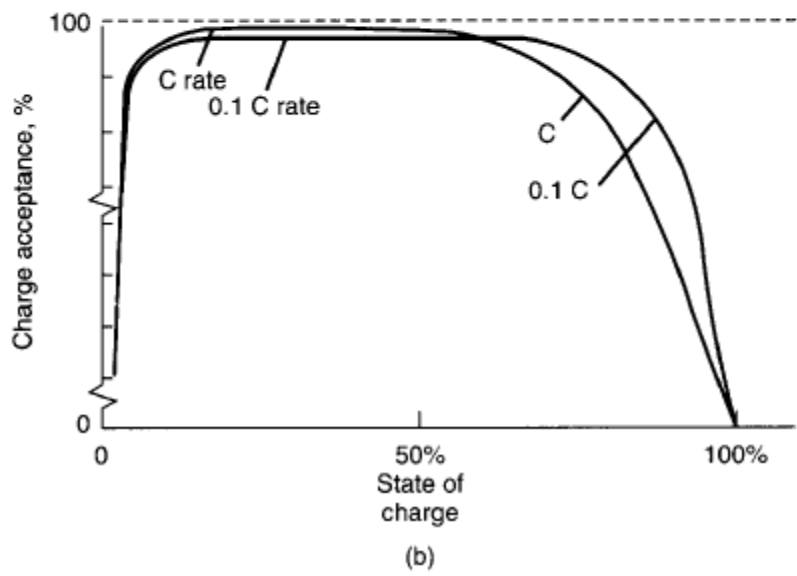
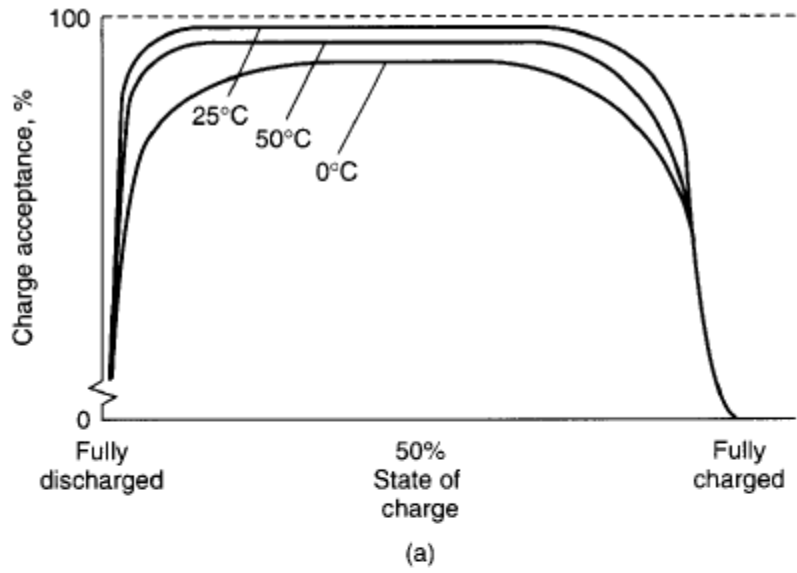


Figura 58 Carica accettata a differenti valori di (a) temperatura, (b) correnti di carica.

1.7 Batterie al nickel-cadmio.

1.7.1 Introduzione.

Una delle tipologie di batterie più mature a livello tecnologico sono le batterie a piastre miniaturizzate e ventilate (Figura 59). È una batteria molto affidabile, robusta, dotata di lunga vita operativa e in grado di operare in range ampio di temperature. Può immagazzinare energia per un periodo prolungato di tempo in qualunque condizione senza subire deterioramenti. Può subire forti sollecitazioni meccaniche ed elettriche, come ad esempio sovraccarica e corto cortocircuiti ed inoltre necessita di scarsa manutenzione. Il costo per watt-ora è inferiore rispetto a molte batterie alcaline ma comunque nettamente superiore a quello delle batterie al piombo acido, inoltre sono caratterizzate da una bassa densità di energia e infine hanno lo svantaggio di contenere cadmio (bandito dall'Unione Europea).

Le capacità tipiche di queste batterie vanno dai 5 ai 1200 Ah e sono quindi utilizzate per un vasta tipologia di applicazioni, la maggior parte è utilizzata in campo industriale ma trovano utilizzi anche in campo militare ed aerospaziale. Ovviamente in base all'applicazione a cui debbono far fronte la progettazione di queste varia, infatti a titolo di esempio in base all'applicazione le batterie a piastre miniaturizzate sono disponibili con piatti di tre tipi di spessori differenti.

Piastre progettate con spessori minimi per avere la massima superficie esposta per volume di materiale attivo sono utilizzate per batterie a cui è richiesta una elevata velocità di scarica. Piastre invece con spessori elevati per ottenere il massimo volume attivo per superficie di piatto esposta sono utilizzate per batterie con bassi tassi di scarica.

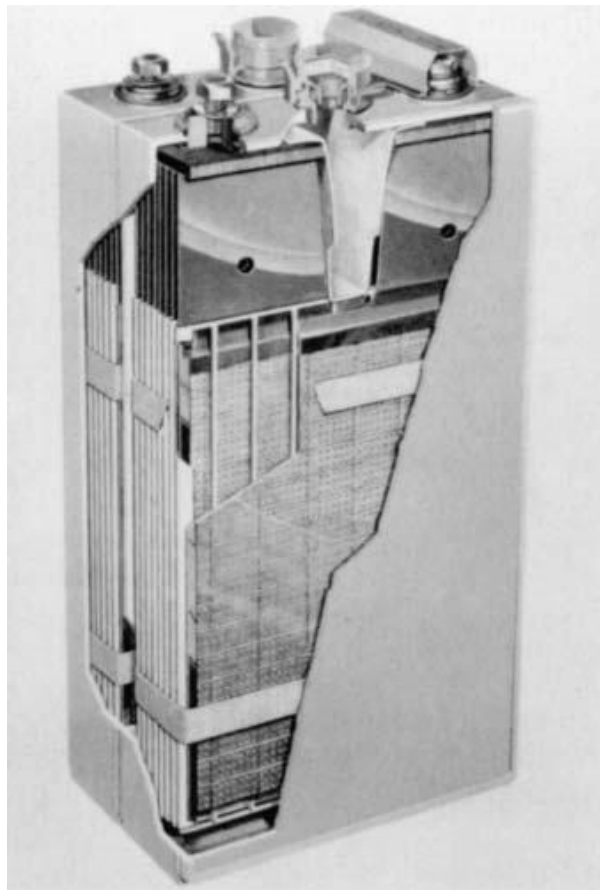
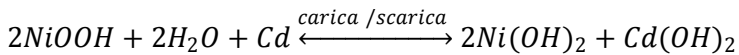


Figura 59 Cella a piastre miniaturizzate.

1.7.2 Reazioni chimiche.

La reazione chimica di base è la stessa per ogni tipo di cella al nickel cadmio qualunque sia il materiale utilizzato per realizzare le piastre. La reazione di carica scarica risulta essere, in forma semplificata:



Durante la scarica, l'ossido-idrossido trivalente di nickel viene ridotto in idrossido di nickel bivalente accompagnato dal consumo di acqua. Durante la carica invece avviene la reazione opposta. La forza elettromotrice di cella è di 1.29 V.

L'elettrolita composto da idrossido di potassio, non subisce significative variazioni di composizione chimica o di peso specifico durante i processi di carica-scarica, come invece si è riscontrato nelle batterie al piombo-acido. Mediante l'aggiunta di idrossido di potassio all'elettrolita si ottiene l'aumento dei cicli vita della cella e le prestazioni della stessa in condizioni di alta temperatura.

1.7.3 Curve caratteristiche batterie al nichel-cadmio a piastre miniaturizzate.

Densità di energia ed energia specifica.

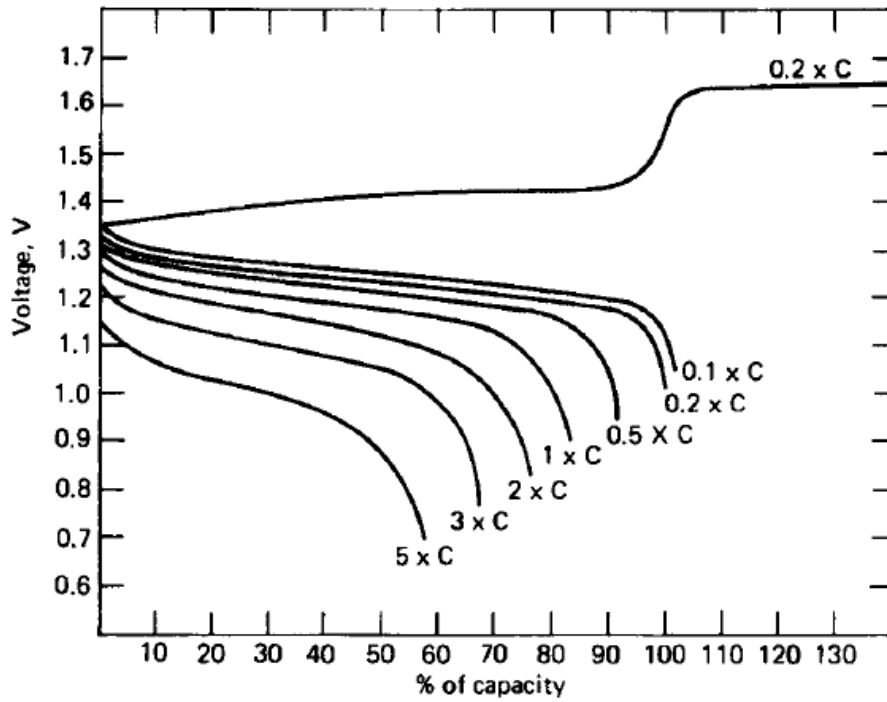
Valori tipici di energia specifica e di densità di energia per batterie a singola cella a piastre miniaturizzate sono 20 Wh/kg e 40 Wh/L, le performance migliori disponibili in commercio sono 27 Wh/kg e 55 Wh/L. per batterie complete invece i valori corrispondenti che si trovano sono 19 Wh/kg e 32 Wh/L e 27 Wh/kg e 44 Wh/L. i dati sono basati sulla capacità nominale e tensione di scarica media con scarica in 5 ore.

Proprietà del processo di scarica-carica.

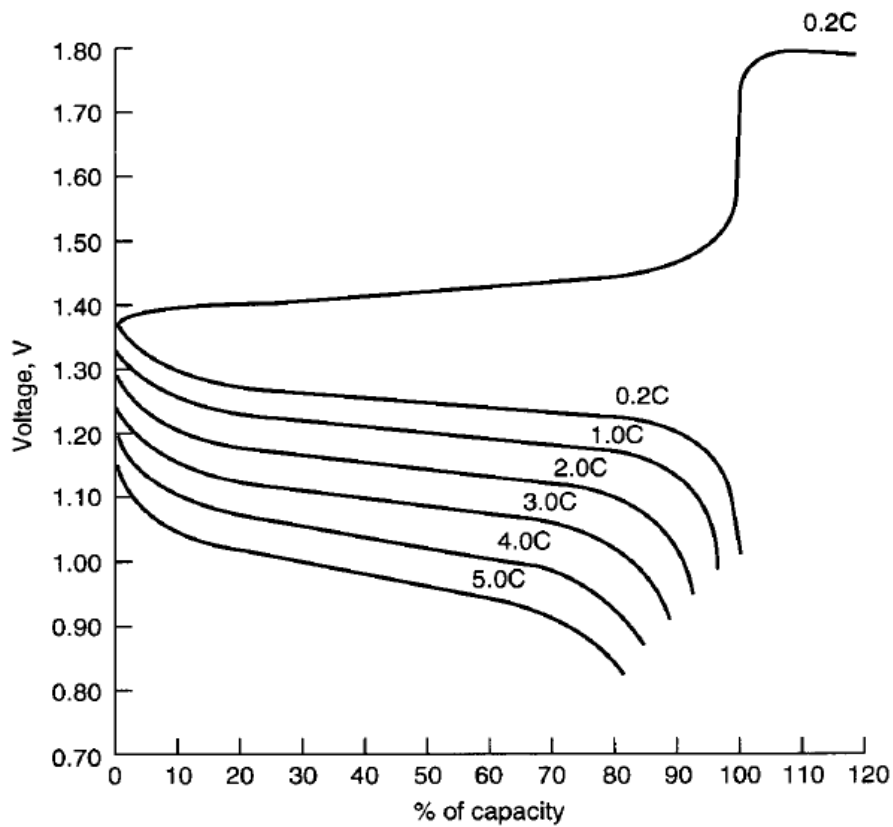
La tensione nominale di una batteria al nickel-cadmio è di 1.2 V. Benché, il tasso di scarica e temperatura influenzino la caratteristica di scarica, la loro influenza è decisamente minore rispetto al caso delle batterie al piombo-acido. Possono operare in un ampio range di temperature ed inoltre il tasso di scarica non influenza notevolmente la capacità. Le tipiche caratteristiche di scarica per batterie a piastre compatte e piastre legate con plastica sono mostrate in Figura 60. Perfino con correnti di scarica pari a 5C (con C valore in Ah della capacità) una batteria con piastre miniaturizzate può fornire fino al 60% della sua capacità nominale mentre le batterie legate con plastica addirittura forniscono fino all'80%. La capacità della batteria in funzione della tensione di cut-off è illustrata in Figura 61 e in Figura 62.

Le batterie al nickel-cadmio a piastre miniaturizzate possono operare a temperature inferiori ai -20°C con l'elettrolita standard. Se invece si utilizza un elettrolita più concentrato la batteria può operare fino ai -50°C. La Figura 63 mostra l'effetto della temperatura sulle performance relative per una batteria al nickel-cadmio con elettrolita standard. Tali batterie possono operare anche ad elevate temperature infatti si è dimostrato che tali batterie possono operare per lunghi periodi a 45 fino a 50°C senza effetti dannosi.

La Figura 64 mostra l'andamento della tensione in funzione del tasso di scarica. La batteria può erogare correnti fino a 20C in un secondo raggiungendo la tensione finale di 0.6 V.



(a)



(b)

Figura 60 Caratteristica di carica scarica di una batteria al nickel-cadmio a 25°C. (a) Batteria a piatti compatti, elevato tasso di scarica. (b) Batterie con piastre legate con plastica, elevato tasso di scarica.

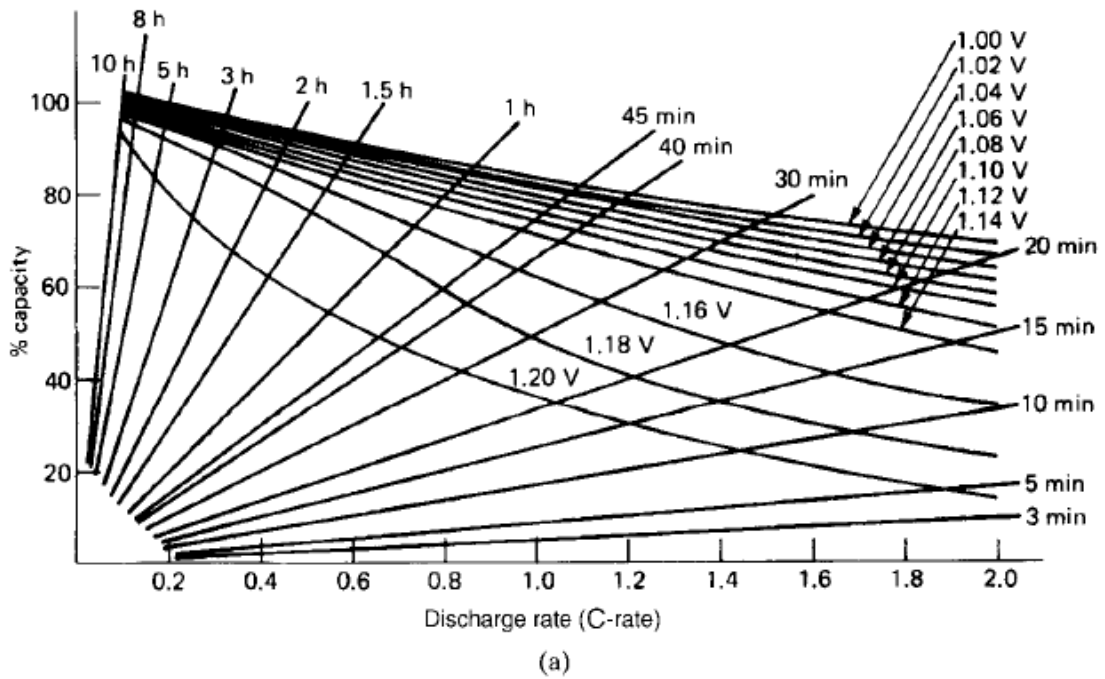


Figura 61 Caratteristica di scarica per batterie al nickel-cadmio a 25°C; capacità in funzione del tasso di scarica e la tensione di cut-off. (a) batteria con piastre compatti, elevato tasso di scarica.

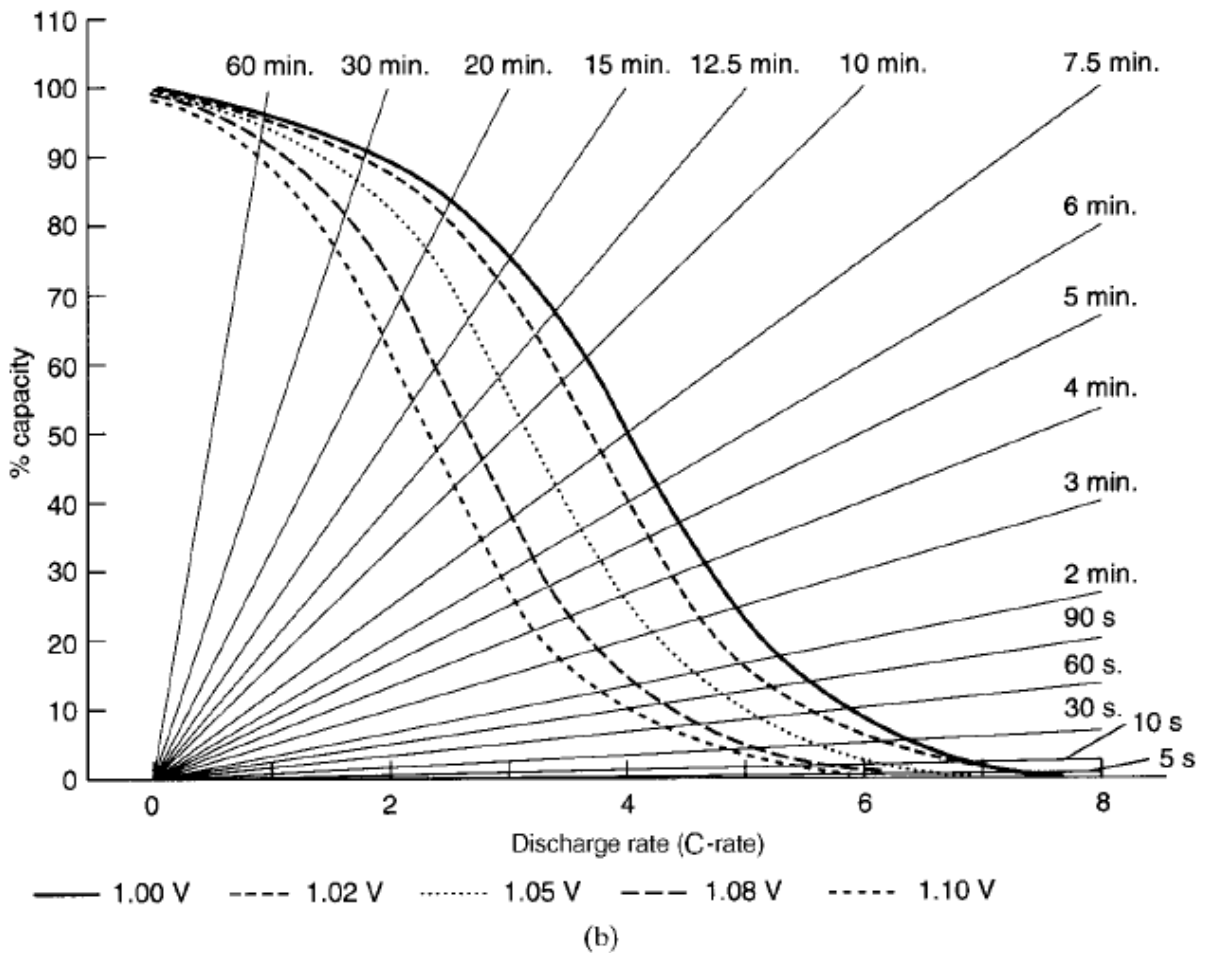


Figura 62 Caratteristica di scarica per batterie al nickel-cadmio a 25°C; capacità in funzione del tasso di scarica e la tensione di cut-off. (b) piastre legati con plastica, elevato tasso di scarica.

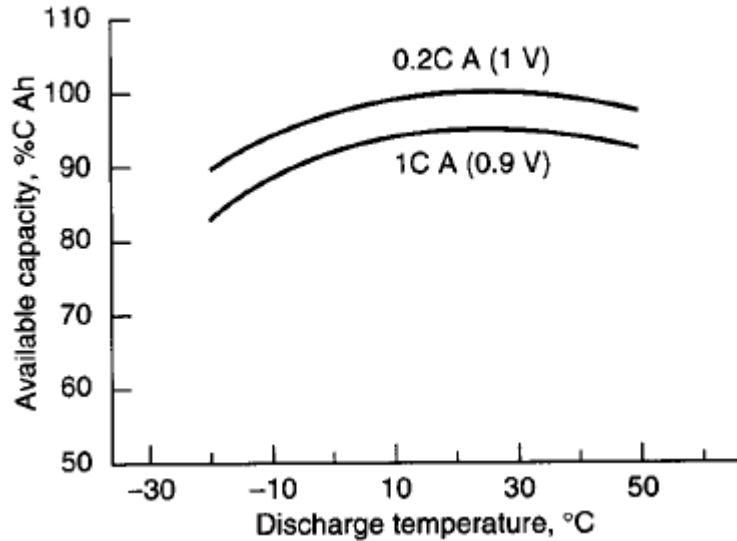


Figura 63 Capacità disponibile a differenti temperature per batterie al nickel-cadmio con elettrolita standard, piena carica a 25°C.

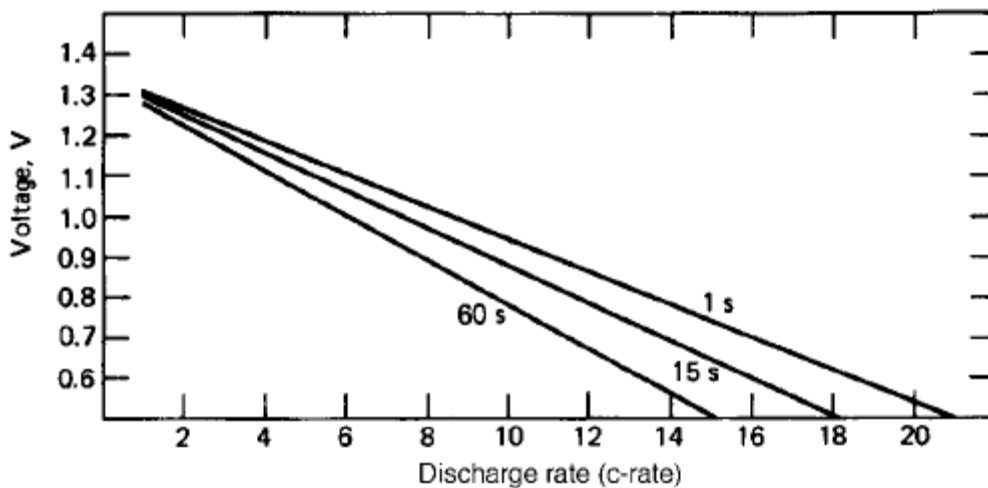


Figura 64 . Caratteristica tensione-corrente per una batteria a piatti compatti ad elevato tasso di scarica a 25°C.

Conservazione della carica.

La caratteristica di conservazione della carica di una batteria a piastre compatte a 25°C è mostrato in Figura 65, tale caratteristica è dipendente dalla temperatura e si è verificato che la perdita di capacità a 45°C è superiore di tre volte rispetto alla perdita di capacità a 25°C. a livello pratico non c'è auto-scarica a temperature inferiori di -20°C. Le batterie con piastre legate con materiali plastici hanno caratteristiche analoghe.

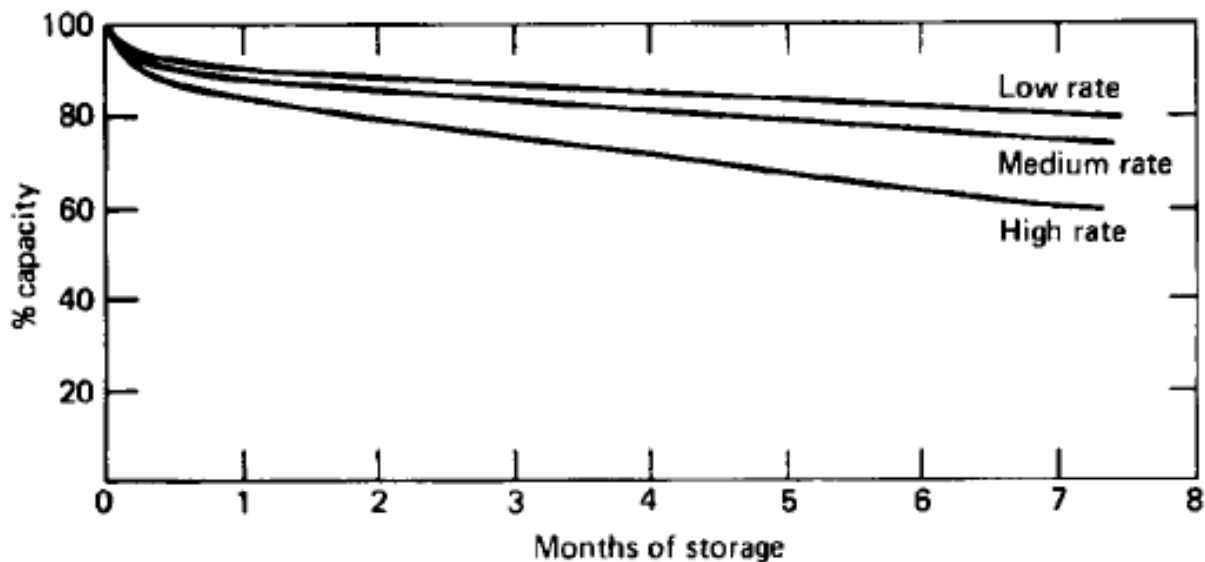


Figura 65 Conservazione della carica di una batteria a piastre compatte a 25°C.

Vita della batteria.

Sotto normali condizioni una batteria al nickel-cadmio può raggiungere i 2000 cicli. La vita in anni è in genere compresa tra gli 8 e i 25 anni. I fattori che influenzano la vita della batteria sono la temperatura operativa, la profondità di scarica e il regime di carica. Per quanto concerne la temperatura sono preferibili temperature medie o basse. Il funzionamento ad alte temperature necessita dell'aggiunta periodica di elettrolita. Ciò che caratterizza l'affidabilità di queste batterie è data dalla forte resistenza meccanica, dall'assenza di attacchi corrosivi da parte dell'elettrolita verso gli elettrodi ed altri componenti della cella, e la capacità della batteria di resistere ad abusi elettrici come la sovraccarica e la possibilità di mantenere a lungo la carica in qualsiasi stato di carica.

1.7.4 Caratteristica di carica.

Le batterie al nickel-cadmio a piastre compatte possono essere caricate a corrente costante oppure a tensione costante oppure a tensione costante modificata. La caratteristica di carica a corrente costante è mostrata in Figura 60. La carica è normalmente effettuata in 5-h o 7-h per una batteria completamente scarica. La caratteristica di carica a tensione costante con i limiti di corrente è mostrata in Figura 66. La corrente è sempre limitata tra i 0.1C e i 0.4C A, mentre la tensione viene mantenuta tra i 1.5 e 1.65 V per cella. La ricarica avviene in 5 o 25 ore a seconda delle limitazioni di corrente e dal tipo di cella. In alcune applicazioni è necessario mantenere la batteria ad un elevato stato di carica. Un sistema tipico per ottenere ciò è collegare la batteria in parallelo con una sorgente ordinaria di corrente e relativo carico e variare la tensione tra 1.4 e 1.45 V per cella. L'efficienza in ampere-ora di una batteria a piastre compatte è del 72% (carica completa e scarica completa). L'efficienza in watt-ora si aggira sul 60%.

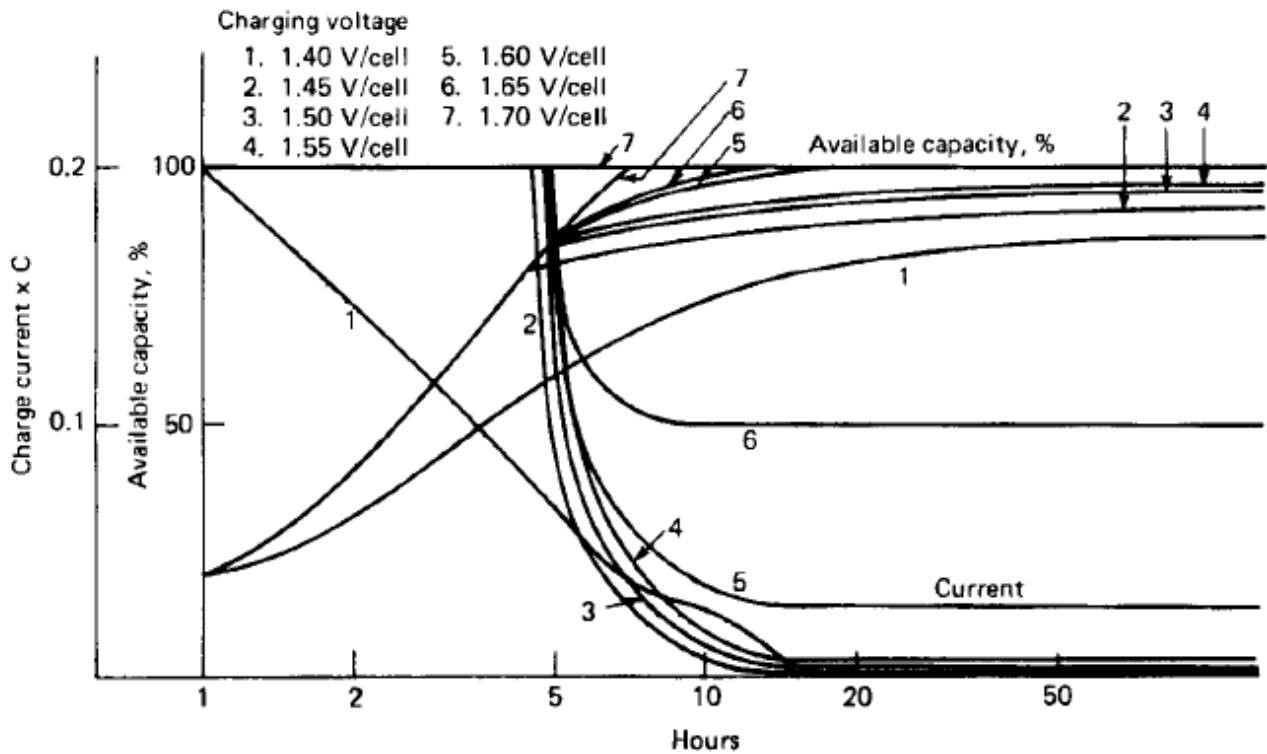


Figura 66 Caratteristica di carica a tensione costante con corrente limitata a 0.2C per una batteria a piastre compatte a 25°C.

1.7.5 Batterie al nickel-cadmio a piastre sinterizzate e ventilate.

La realizzazione delle piastre mediante il processo di sinterizzazione permette di ottenere piastre dagli spessori minori rispetto alle piastre compatte inoltre presentano una resistenza minore, permettendo inoltre performance migliori con elevati tassi di scarica e alle basse temperature. Caratteristica peculiare della batteria è una curva di scarica piatta ed una influenza dalla temperatura e dai processi di carica scarica di quest'ultima minore rispetto ad altri sistemi di batteria. Altro pregio di rilievo è una maggiore densità di energia (50% in più rispetto alle batterie a piastre compatte). Presenta gli stessi pregi delle batterie con piastre compatte risultando però più costosa rispetto a quest'ultima. Altro difetto di rilievo consta nella necessità di controllare la temperatura durante il processo di carica per ottimizzare la vita della batteria a piastre sinterizzate. In Figura 67 è visibile uno schema di questa tipologia di batterie, la Figura 68 invece mostra uno spaccato di una batteria. Le celle ventilate sono progettate in modo che entrambi gli elettrodi raggiungano la piena carica allo stesso tempo. come spiegato precedentemente l'elettrodo positivo prima di raggiungere la piena carica è caratterizzato dalla formazione di ossigeno, il quale se riesce ad oltrepassare la barriera di gas e a raggiungere l'elettrodo negativo si ricombina con l'idrogeno generando calore. Questo fenomeno oltre ad impedire il raggiungimento della piena carica, causa una riduzione della tensione di cella a causa del calo di polarizzazione dell'elettrodo in cadmio. Per garantire la massima capacità della batteria sono dunque necessarie alcune precauzioni, come ad esempio interporre tra gli elettrodi uno strato di gas che funge da barriera e bagnare le piastre con eccessi di elettrolita.

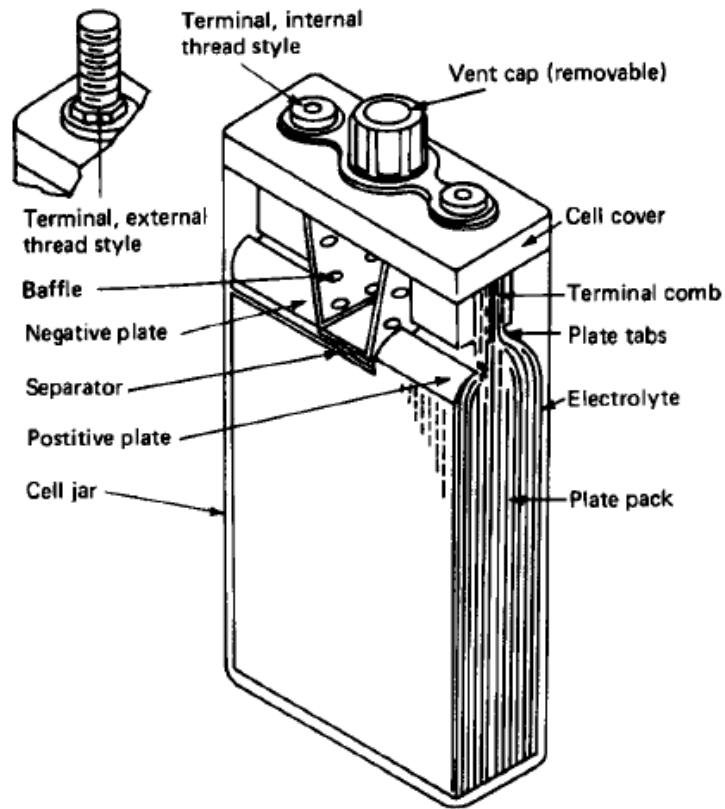


Figura 67 Sezione di una cella al nickel-cadmio con piastre ventilate e sinterizzate.

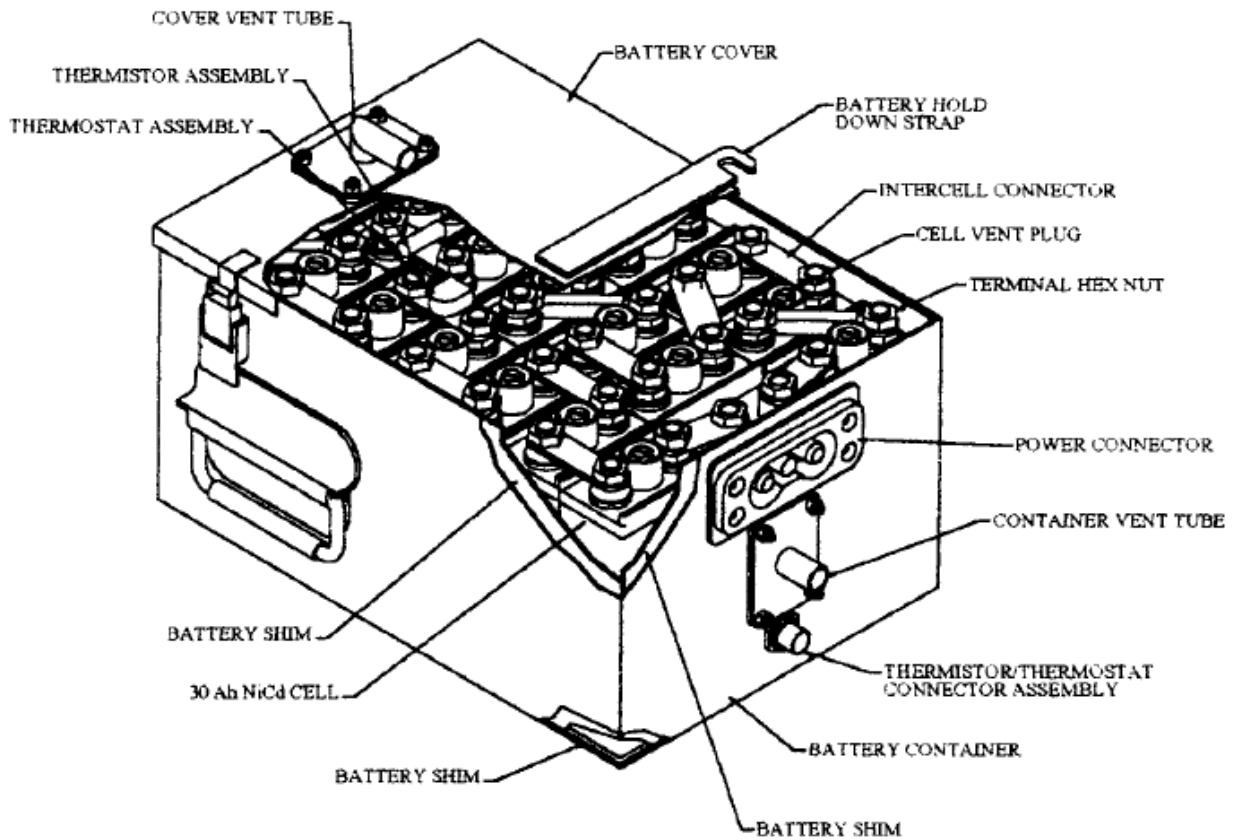
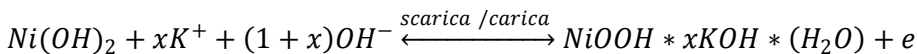


Figura 68 Batteria al nichel-cadmio ventilata (Eagle-Picker Technologies, Power System Dept.)

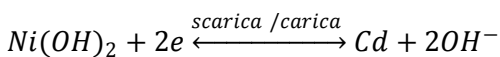
1.7.6 Chimica della batteria.

Nella fase di scarica, l'elettrodo positivo composto da idrossido di nickel e l'elettrodo negativo composto in idrossido di cadmio sono separati da un materiale che funge da barriera gassosa e da separatore elettrica. L'elettrolita in genere consta in una soluzione al 31% di idrossido di potassio che copre interamente le piastre e il separatore.

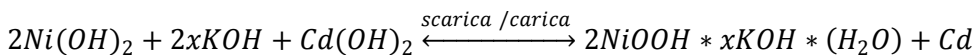
Nelle batterie a piastre sinterizzate il materiale attivo è legato ai pori della struttura sinterizzata in nickel. L'idrossido di nickel, assieme al 3 fino al 10% di idrossido di cobalto consta nel materiale attivo dell'elettrodo positivo mentre l'idrossido di cadmio è il materiale attivo dell'elettrodo negativo. Le reazioni elettrochimiche di carica e scarica dell'elettrodo positivo è molto complessa e non pienamente compresa, soprattutto per quanto riguarda il ruolo del cobalto come materiale attivo. Per semplicità consideriamo il ruolo dell'idrossido di nickel nell'elettrodo positivo nelle reazioni di scarica e carica. Durante la carica l'idrossido di nickel dell'elettrodo positivo si ossida nell'ossido-idrossido di nickel ($NiOOH$). Il potassio e l'acqua fanno parte dei materiali attivi nella forma di idrossido di potassio secondo la seguente equazione:



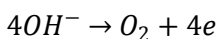
La frazione di potassio che è legata con l'ossido-idrossido di potassio è rappresentato da x . Il valore è molto basso (molto inferiore a 1.0) e varia in base alle reazioni di processo. L'idrossido di cadmio dell'elettrodo negativo è ridotto a cadmio metallico durante la carica:



La reazione globale di carica-scarica è

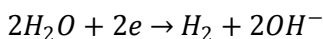


Analizzando la reazione chimica si potrebbe pensare che si potrebbe misurare lo stato di carica della batteria attraverso la variazione di peso specifico della batteria. Purtroppo, il complicato ruolo del potassio come materiale attivo e l'accumulo di carbonati all'interno del volume dell'elettrolita rendono questo tipo di misura inutile. L'elettrodo positivo non accetta carica e converte l'idrossido di nickel in ossido-idrossido di nickel, al potenziale termodinamico reversibile. Di fatto a bassi tassi di carica, avviene la reazione di gassificazione secondo la reazione qui sotto:



Se il tasso di carica è aumentato apprezzabilmente, questa reazione risulta nella formazione di ossigeno con sovratensioni tali da far avvenire principalmente la reazione di formazione di ossido-idrossido di nickel dall'idrossido di nickel al posto della formazione di ossigeno. Comunque quando l'80% dell'idrossido di potassio è convertito in ossido-idrossido di potassio, la reazione di formazione dell'ossigeno riprende fino al raggiungimento del 100% dello stato di carica.

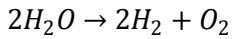
L'elettrodo negativo accetta carica fino al raggiungimento della carica completa, a quel punto avviene la reazione di formazione dell'idrogeno in base alla seguente reazione



La reazione di formazione di idrogeno, con un tasso di carica pari a C/10, avviene quando la tensione di cella è prossima a 1.6 V.

La sovratensione della reazione di formazione dell'idrogeno all'elettrodo di cadmio è abbastanza elevata, circa 0.11 V al tasso di C/10. Conseguentemente c'è un notevole aumento nella tensione causando la sovraccarica dell'elettrodo negativo.

Durante la sovraccarica, tutta la corrente è usata per il processo di elettrolisi dell'acqua in idrogeno ed ossigeno come mostrato dalla reazione globale



La reazione di sovraccarica causa il consumo dell'acqua e dunque l'abbassamento del livello dell'elettrolita nella cella. La perdita di acqua può essere limitata controllando la sovraccarica. Le celle sono costruite con un 50% di eccesso di capacità nell'elettrodo negativo.

1.7.7 Curve caratteristiche batterie al nichel-cadmio ventilate.

Caratteristica di scarica.

La Figura 69 mostra un andamento tipico del processo di scarica per questa tipologia di batterie, con curve parametrizzate a differenti valori di corrente di scarica (costante durante il processo). La Figura 70 mostra invece l'influenza sul processo di scarica della temperatura. Questa batteria come si può vedere dalla Figura 70 sono caratterizzate da un andamento della tensione in fase di scarica molto piano per la gran parte del processo stesso. La Figura 71 invece mostra la tensione a differenti valori di corrente di scarica e diversi valori SOC finali. A causa della resistenza interna molto esigua inoltre la batteria è capace di fornire elevati impulsi di corrente che possono raggiungere anche valori pari a 20C fino a 40C. a causa di ciò questa tipologia di batterie può essere utilizzata in applicazioni come l'avviamento di motori che richiedono elevate potenze.

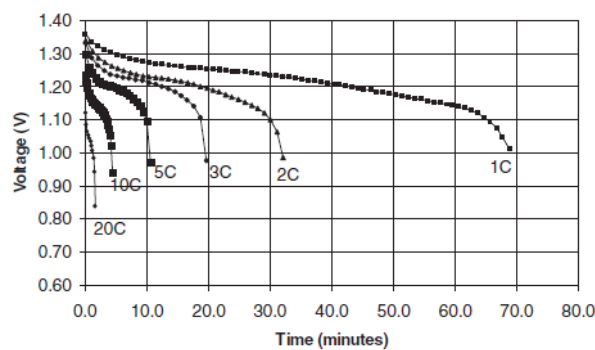


Figura 69 Curva di scarica a 25°C a differenti tassi di scarica.

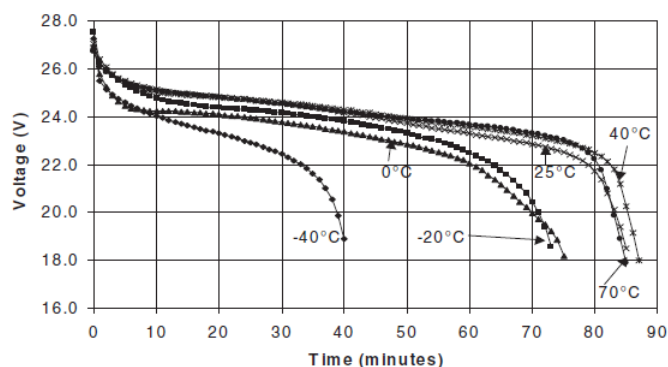


Figura 70 Caratteristica di scarica di una batteria composta da 20 celle con corrente di scarica pari a 1C a differenti valori di temperatura.

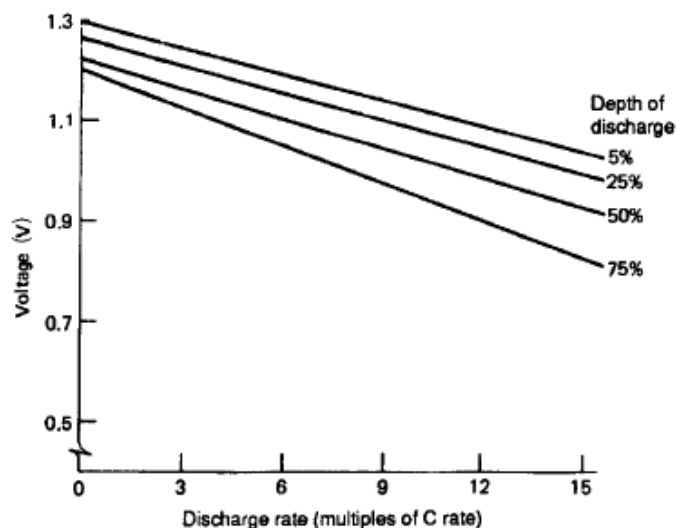


Figura 71 Andamento tensione in fase di scarica a differenti valori di profondità di scarica a 25°C.

Capacità, dipendenza da parametri operativi.

La capacità della batteria al nickel-cadmio ventilata è dipendente sia dalla temperatura che dalla corrente di scarica. La dipendenza della capacità con la corrente fornita al carico e la temperatura sono visibili in Figura 72 e Figura 73. Le prestazioni della batteria alle basse temperature possono essere migliorate impiegando il 31% di *KOH* (punto eutetico peso specifico 1.3 nell'elettrolita il quale congela a -66°C. Concentrazioni superiori o inferiori comportano il congelamento dell'elettrolita a temperature superiori. Ad esempio adottando il 26% di *KOH* nella miscela il punto di congelamento si riscontra essere a -42°C oppure con il 60% di *KOH* il punto di congelamento risulta di -35°C. questa tipologia di batteria può essere utilizzata anche ad elevate temperature però è richiesto un controllo ferreo soprattutto in fase di carica, in quanto l'esposizione per elevati periodi in questa fase a temperature eccessive può portare alla riduzione di vita utile dell'accumulatore.

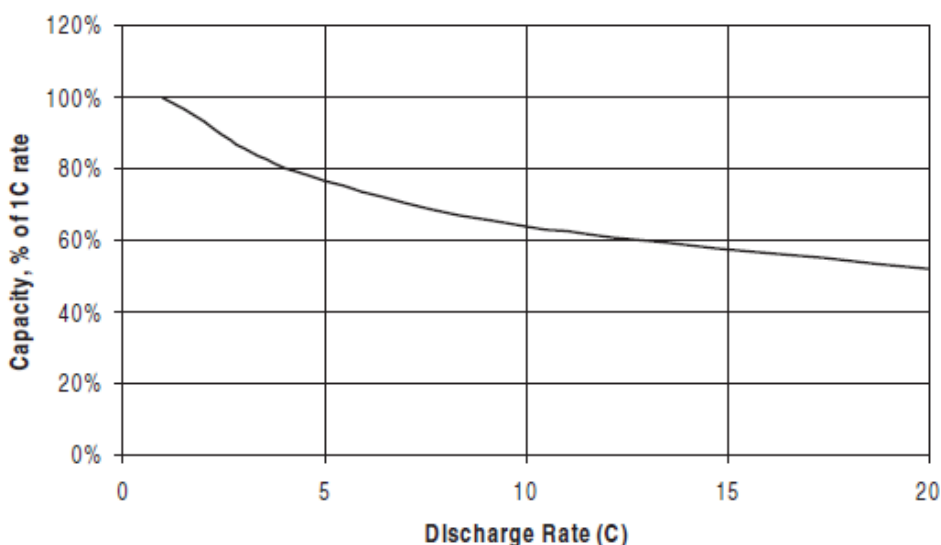


Figura 72 Capacità effettiva in funzione della corrente di scarica.

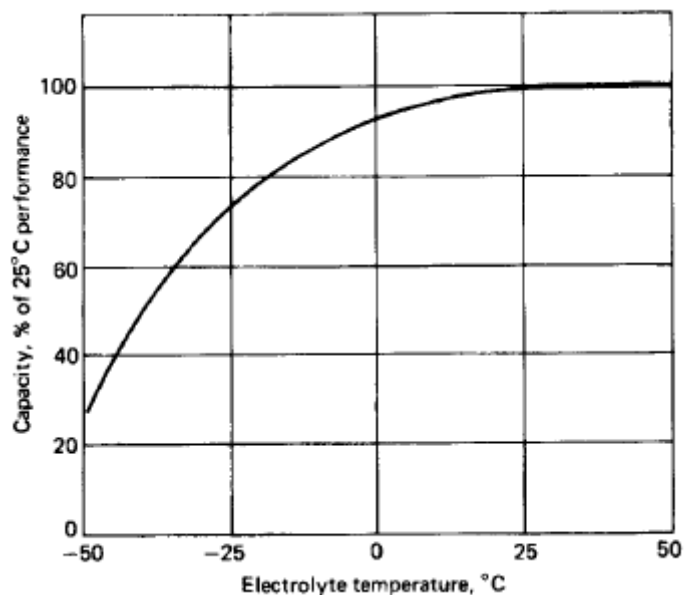


Figura 73 Riduzione della capacità in funzione della temperatura con una corrente di scarica pari a 1C.

Corrente di massima potenza, parametri incidenti.

Il valore della I_{mp} , che una batteria è in grado di erogare, è massima a piena carica e con elettrolita a 25°C. L'effetto riduttivo su tale parametro verso lo stato di carica della batteria e la temperatura dell'elettrolita è mostrato rispettivamente in Figura 74 e Figura 75. L'effetto approssimativo sulla capacità di compresenza di entrambi i fattori negativi (bassa temperatura dell'elettrolita e stato di carica ridotto), può essere dedotto moltiplicando tra loro i singoli fattori. Nel qual caso la batteria sia utilizzata con elevate corrente di scarica il riscaldamento legato a tale corrente può innalzare la temperatura operativa.

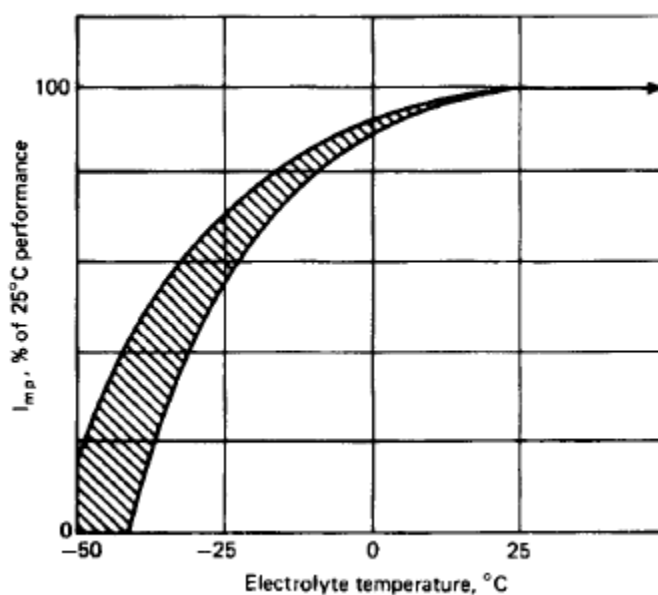


Figura 74 Effetto della temperatura sulla corrente di massima potenza di una batteria completamente carica.

Densità di energia e potenza.

I valori tipici per questa tipologia di batterie è visibile nella Tabella 2.

Tabella 2 Densità di energia e potenza caratteristici di una batteria ventilata al nichel-cadmio a piastre sinterizzate (singola cella).

Capacity specific (single cell, C rate)	25–31 Ah/kg
Capacity density	48–80 Ah/L
Specific energy (C rate)	30–37 Wh/kg
Energy density	58–96 Wh/L
Power specific (at maximum power)	330–460 W/kg
Power density	730–1250 W/L

Vita utile.

La vita utile normalizzata per peso o volume di una batteria al nichel-cadmio ventilata con piastre sinterizzate a differenti correnti di scarica e alla temperatura di 25°C è mostrata approssimativamente in Figura 75 e Figura 76.

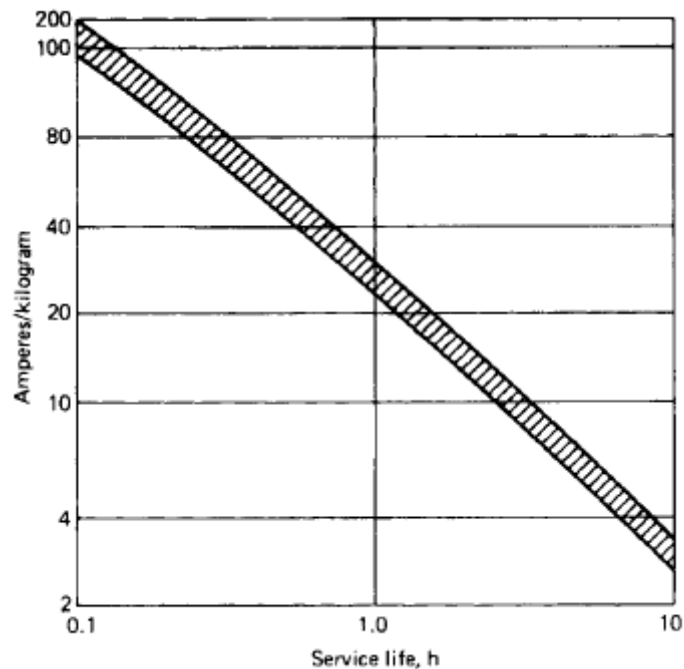


Figura 75 Vita utile tipica di una batteria al nichel-cadmio ventilata a piastre sinterizzate a 25°C (per unità di peso).

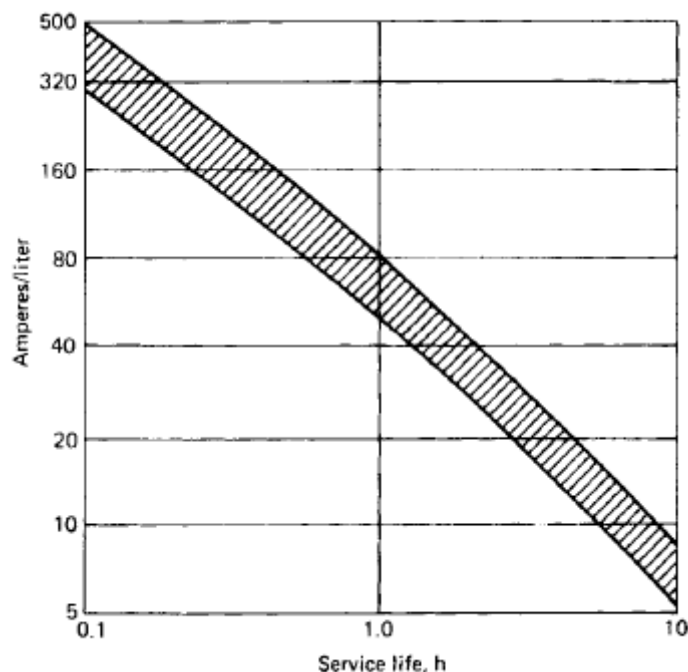


Figura 76 Vita utile per una batteria al nichel-cadmio ventilata a piastre sinterizzate a 25°C (per unità di volume).

Mantenimento dello stato di carica.

Il mantenimento della carica si riferisce all'ammontare di energia erogabile della batteria dopo un periodo prolungato di inattività con i morsetti della batteria a circuito aperto. I meccanismi che causano la riduzione della carica accumulata anche con batteria scollegata sono due, il processo di auto scarica e le perdite di tipo elettrico tra celle contigue.

L'auto scarica delle celle è una proprietà intrinseca della cella stessa. Analisi sperimentali hanno evidenziato che la relazione tra energia persa per auto scarica e tempo di stoccaggio con batteria scollegata è di tipo semilogaritmico con sufficiente approssimazione come mostrato in Figura 77. L'auto scarica di una cella è influenzata essenzialmente dalle impurità contenute nella cella stessa e dalla stabilità elettrochimica degli elettrodi stessi.

L'effetto della temperatura è mostrato in Figura 78, dove la costante di tempo (t_c), il tempo entro il quale la capacità si riduce al 36.8% rispetto alla capacità iniziale è messo in relazione con la temperatura. La temperatura alla quale si trova l'accumulatore è un fattore fondamentale per il processo di auto scarica. Il secondo meccanismo di perdita di energia, la perdita di carica causata da perdite di tipo elettrico è influenzato dalla modalità di uso della batteria e dalla sua manutenzione lungo l'arco della sua vita. Ad esempio un numero eccessivo di cicli di carica scarica causano l'aumento di tali perdite. Altro fattore influente le perdite elettriche è la pulizia della batteria stessa, infatti se la sommità della batteria è bagnata da idrossido di potassio posso avere perdite di capacità tra celle contigue. Questa forma di perdita è difficilmente prevedibile e inoltre limita la capacità della batteria a quella della cella con minore capacità, causando inoltre uno sbilanciamento della tensione tra celle. Le perdite di questo tipo possono essere estinte mediante una opportuna manutenzione ed effettuando la ricarica dei dispositivi.

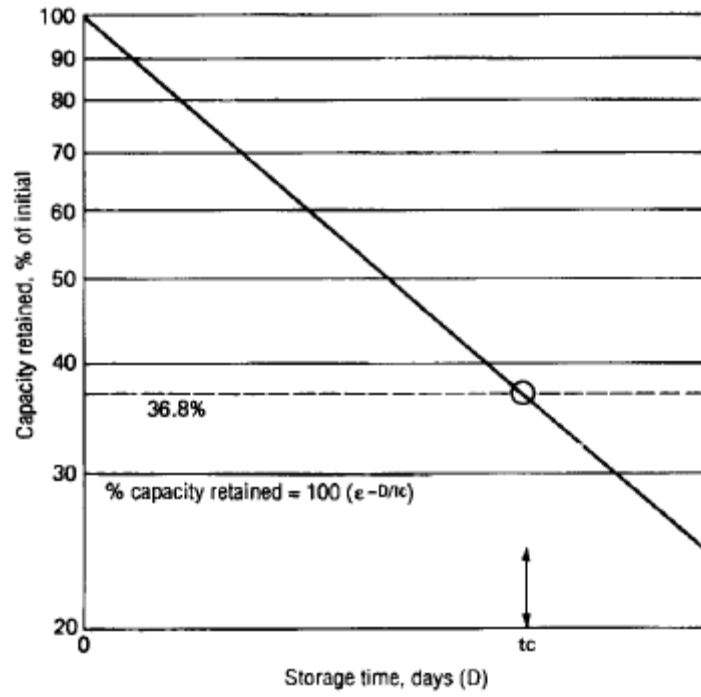


Figura 77 Mantenimento della carica in funzione del tempo di stoccaggio a circuito aperto.

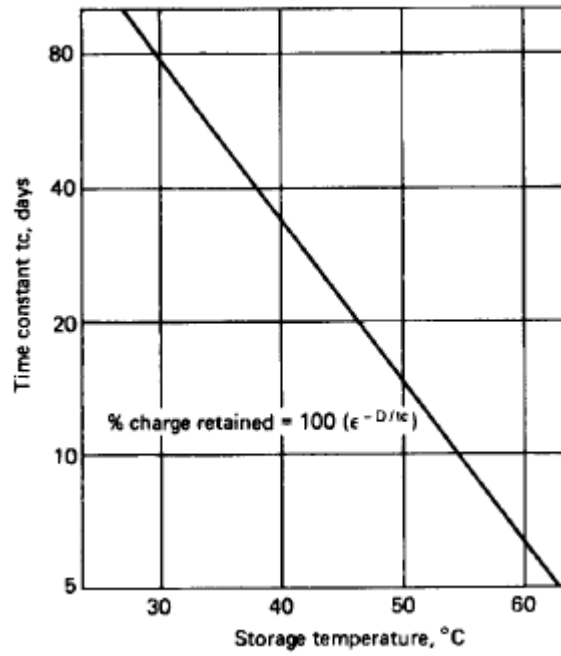


Figura 78 Mantenimento della carica a tempo costante al variare della temperatura di stoccaggio.

1.7.8 Processo di carica, caratteristiche.

Il funzionamento di una cella di tipo ventilato differisce da quello sigillato per la presenza di una barriera di gas tra i due elettrodi costituenti la cella, tale barriera ha lo scopo di impedire la migrazione delle specie gassose che si formano in corrispondenza di un elettrodo verso l'altro e dunque impedire la ricombinazione delle specie gassose che si formano con le reazioni elettrochimiche. Tutto ciò porta all'instaurarsi di una sovratensione durante la fase di sovraccarica della batteria. Tale sovratensione viene utilizzata come segnale in retro azione per controllare il sistema di ricarica della batteria stessa. A causa dell'allontanamento dei gas per via della ventola, si ha un consumo di acqua che bisogna periodicamente fornire alla batteria per assicurare il corretto funzionamento della batteria.

Il segnale di sovratensione utilizzato dai sistemi di carica della batteria è mostrato in Figura 79. La conseguenza di questa curva che mostra di fatto la risposta in tensione a corrente costante, è la corrente di risposta a tensione costante che ci si aspetta avrà andamento speculare rispetto a quello in Figura 79 ed è infatti visibile in Figura 80.

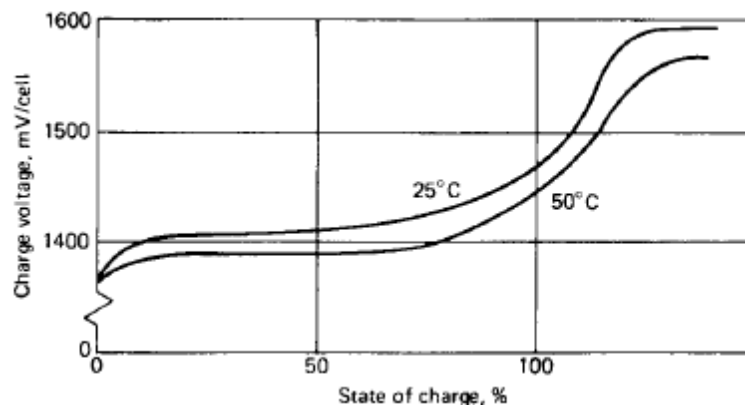


Figura 79 Tensione durante processo di carica a corrente costante.

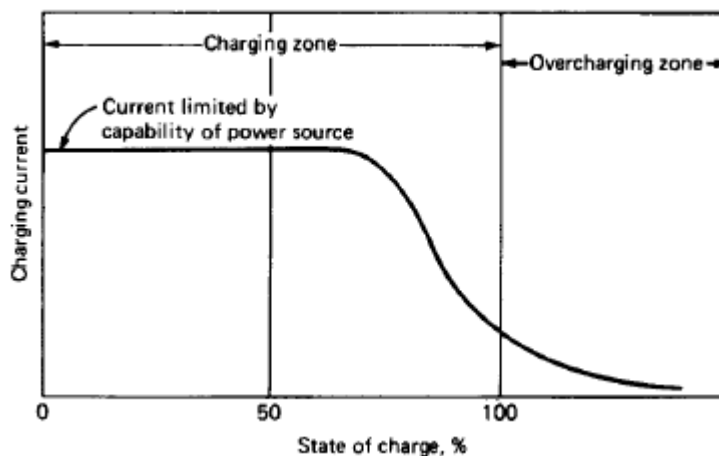


Figura 80 Corrente di carica a tensione costante.

Carica a tensione costante.

La carica a tensione costante (CP) è il primo metodo utilizzato ed attualmente in uso in applicazioni particolari come veicoli dell'aviazione. In questa applicazione, come per le macchine, è presente un generatore in corrente continua accoppiato meccanicamente con il motore dell'aereo. La tensione del generatore è in genere regolata a 1.4 fino a 1.5 V per cella. La Figura 80 mostra l'andamento della corrente di carica per il processo a tensione costante. Quando la batteria raggiunge la piena carica si ha un calo della corrente di carica al fine di ottenere una sovratensione eguale alla tensione regolabile del sistema di generazione. La carica a tensione costante richiede considerazioni molto accurate sulla scelta della tensione di carica appunto e mantenere una accurata manutenzione al fine di garantire il mantenimento della piena carica nei momenti di non utilizzo della batteria (riduzione per auto-scarica) e ridurre il consumo di acqua dovuto all'evaporazione della stessa nelle fasi di sovraccarica. Questo è difficile da ottenere nel caso di temperatura operativa della batteria soggetta a forti variazioni, dato che la sovratensione è dipendente dalla temperatura stessa.

Carica a corrente costante, tensione di carica controllata.

Uno dei sistemi più efficienti e semplici consta nella carica con corrente pari a C (in Ah si ricorda) costante e fine della sua erogazione quando la batteria raggiunge una tensione detta di cut-off (VCO) valore che in genere è pari a 1.5 V per cella. Il sistema di carica si avvia nuovamente quando il sistema di controllo della batteria avverte che la tensione a vuoto è inferiore ad un valore impostato, ad esempio un valore tipico è 1.36 V per cella. Un diagramma che illustra questo processo è illustrato in Figura 81.

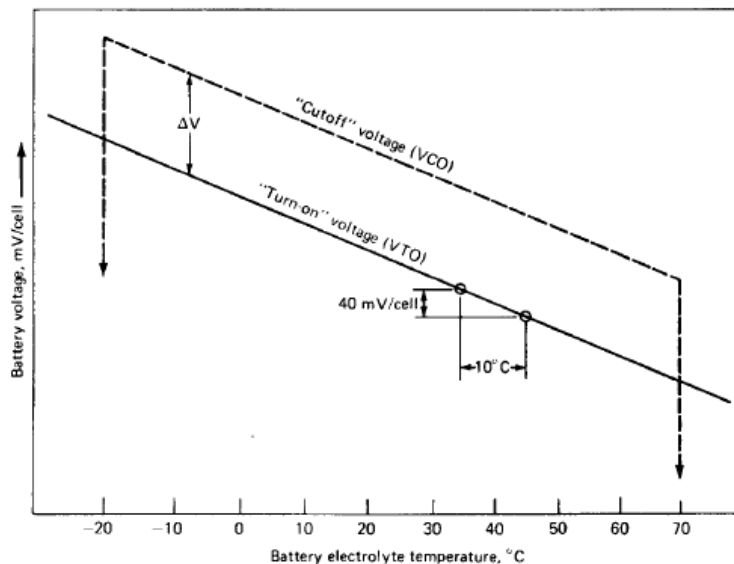


Figura 81 Sistema di controllo della tensione in funzione della temperatura della batteria.

Compensazione in temperatura della tensione di carica.

Sia per il sistema di carica a corrente costante che per il sistema a tensione costante, si è evidenziato che la scelta della tensione è influenzato dalla necessità di ridurre il consumo di acqua e il mantenimento di un elevato stato di carica. La variazione della tensione di sovraccarica in funzione della temperatura di batteria rende ancora più complicato l'ottenimento del giusto compromesso. L'effetto della tensione è mostrato nella curva di Tafel visibile in Figura 82. La relazione tra le curve di Tafel a differenti temperature mostra un coefficiente di temperatura di $-4\text{mV}/^\circ\text{C}$ in condizioni di corrente costante.

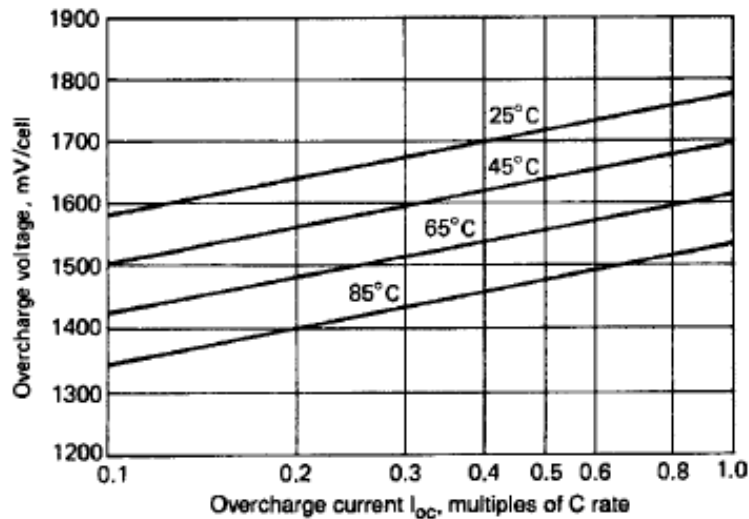


Figura 82 Curva di Tafel, tensione di sovraccarica in funzione di corrente e temperatura.

Al fine di evitare gli effetti nocivi della variazione della temperatura per cui è bene tenere conto nei processi di carica a tensione costante o a corrente costante del coefficiente di temperatura sopra citato e utilizzare quindi sistemi elettrici sensibili alla temperatura come i termistori al fine di avere un adeguato segnale di controllo. È fondamentale che il sistema sensibile alla temperatura sia influenzato dalla temperatura di cella e non dalla temperatura ambiente, pena la perdita della corretta compensazione in temperatura durante il processo di carica.

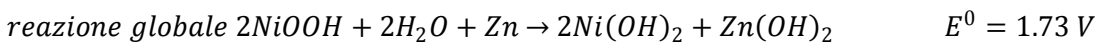
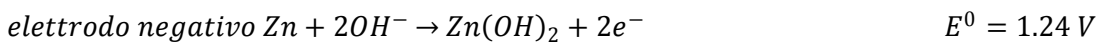
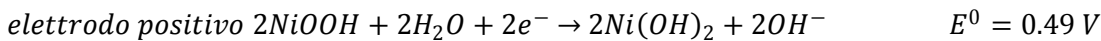
1.7.9 Batterie al nichel-zinco.

Le batterie al nichel-zinco sono un sistema alcalino ricaricabile, nate nel 1901 da un brevetto russo di Michaelowski e fortemente sviluppate nel 1970 per venire incontro al sempre maggior interesse per i veicoli elettrici a causa della crisi petrolifera del periodo. Ottenute dalla combinazione di un elettrodo al nichel, simile a quello usato nelle batterie al zinco argento. Attualmente è in grado di fornire dai 50 ai 60 Wh/kg e dagli 80 ai 120 Wh/L in base al tipo di progettazione della batteria. Tale sistema può garantire oltre 500 cicli con DOD (profondità di scarica) del 100% e oltre un migliaio di cicli con DOD ridotti.

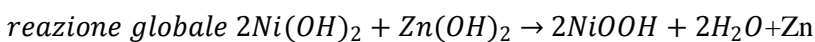
1.7.10 Chimica della batteria.

Tale sistema utilizza un elettrodo positivo in nichel/ossido di nichel e un elettrodo negativo in zinco/ossido di zinco. Durante la scarica della batteria l'ossido-idrossido di nichel si riduce in idrossido di nichel e zinco metallico. Il complesso di reazioni elettrochimiche del zinco nella soluzione alcalina è piuttosto complesso per cui le reazioni presentate sono a titolo indicativo. La tensione di circuito aperto teorico è di 1.73 V. Quando la batteria è sovraccarica, si produce ossigeno in corrispondenza dell'elettrodo di nichel mentre in corrispondenza dell'elettrodo in zinco si ha produzione di idrogeno. In caso di scarica profonda, si ha formazione di idrogeno in corrispondenza dell'elettrodo in nichel mentre all'elettrodo in zinco si può avere formazione di ossigeno. Nella realtà pratica, queste reazioni sono influenzate dal bilancio del materiale attivo presente e dall'utilizzo del materiale attivo degli elettrodi. Le reazioni chimiche semplificate sono:

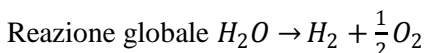
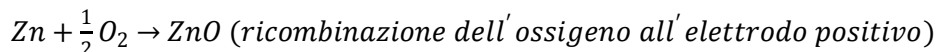
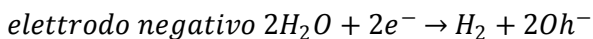
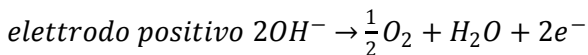
Scarica.



Carica.



Sovraccarica.



L'idrossido di nichel attivo ha una energia specifica teorica pari a 289 mAh/g mentre l'ossido di zinco ha una energia specifica sempre teorica pari a 659 mAh/g. globalmente la batteria al nichel-zinco ha una energia specifica teorica pari a 334 Wh/kg. Le batterie reali operano con una tensione di scarica che varia tra 1.55 a 1.65 V e può fornire circa 70 Wh/kg in base al tipo di progettazione, l'energia specifica reale come si può notare è lontana dal valore teorico.

1.7.11 Curve caratteristiche batterie al nichel zinco.

Nella Tabella 3 sono illustrate le caratteristiche principali delle batterie al nichel-zinco, le quali in base ai criteri di progettazione adottato possono fornire tra i 50 e i 70 Wh/kg e tra gli 80 e i 120 Wh/L. Come per tutte le batterie la vita di esse dipendono fortemente dalle condizioni ambientali in cui è posta la batteria dalle condizioni operative, dalla profondità di scarica raggiunta nei vari cicli operativi e dal processo di carica adottato. In condizioni di laboratorio possono garantire 500 cicli con scarica completa e oltre 10000 cicli nel caso di DOD inferiore al 10%.

Tabella 3 Caratteristiche principali delle batterie al nichel-zinco.

Parameter	Nickel-zinc
Cathode electrochemistry	Ni(OH) ₂ /NiOOH
Anode electrochemistry	ZnO/Zn
Theoretical specific energy (Watt-hours per kilogram)	334
Electrolyte (% potassium hydroxide)	20 to 25
Nominal cell voltage (Volts)	1.65
Operating temperature range (°C)	-20 to 50
Specific energy (Watt-hours per kilogram)	50-60
Energy density (Watt-hours per liter)	80-120
Specific power (Watts per kilogram)	280
Power density (Watts per liter)	420
Charge retention (percent loss per month @ 25°C)	<20
Cycle life (cycles @ 100% DOD)	~500

Caratteristica di scarica.

La Figura 83 mostra l'andamento della tensione di scarica in funzione della profondità di scarica e della corrente di scarica che può variare da C/20 fino a 6C. La capacità nel caso di basse correnti di scarica può raggiungere i 35 Ah (nel caso di batterie con design a prisma). La batteria viene scaricata alla temperatura ambiente di 23°C senza necessità di raffreddamento attivo. La Figura 84 mostra invece la tensione media al carico fornita dalla batteria al variare della corrente di scarica e della temperatura. Si può vedere che al di sotto di correnti di scarica pari a 2C, la tensione di batteria è indipendente dalla temperatura in un range compreso tra i 0°C e i 40°C. Al crescere della corrente di scarica, la temperatura ha un effetto sempre più predominante sulla tensione di batteria, a causa dell'aumento dell'impedenza della batteria (e in secondo luogo di fenomeni di polarizzazione) a basse temperature. Ad esempio con correnti di scarica pari a 6C e temperatura pari a 0°C la tensione di batteria scende a 1.32 V. la tensione della batteria invece a 6C di corrente di scarica e a 40°C è pari a 1.5 V. L'effetto della temperatura inoltre non è lineare e ciò è dovuto a diversi fattori tra i quali la non linearità dell'impedenza dell'elettrolita, cinetica delle reazioni agli elettrodi e polarizzazione in funzione della temperatura. La Figura 85 invece mostra la capacità fornita dalla batteria al nichel-zinco in funzione del tasso di scarica C e della temperatura. Al crescere della corrente di scarica, la tensione fornita dalla batteria cala a causa delle perdite di polarizzazione e di impedenza. Da Figura 83 si può vedere comunque che la capacità è pressoché indipendente dalla corrente di scarica, fino a tassi di scarica pari a 6C, la dipendenza con la temperatura è invece marcata, passando da 40°C a 0°C si ha un calo della capacità erogabile dalla batteria di un 12%.

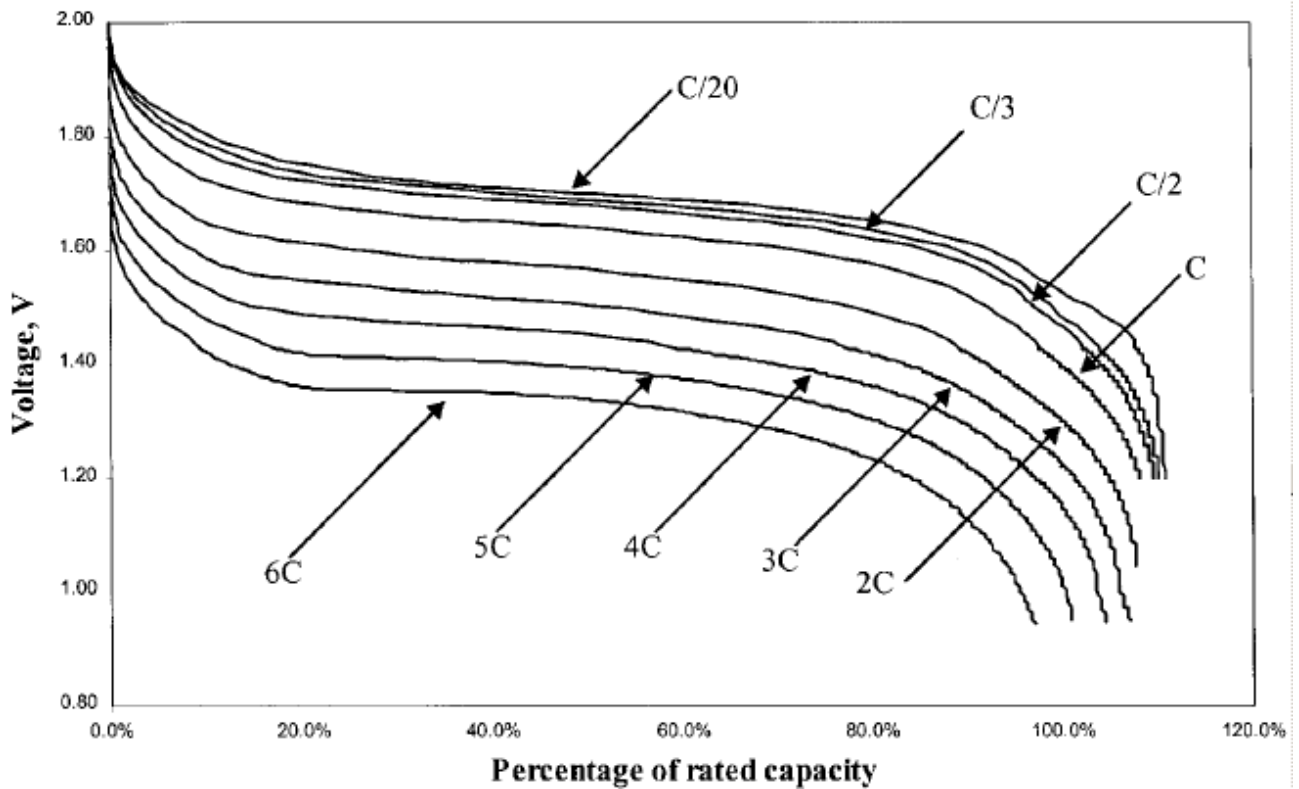


Figura 83 Curve di scarica di una batteria al nichel-zinco da 1.65 V. scarica della batteria a temperatura ambiente. scariche a C/20, C/3, C/2 e C fino alla tensione di cut-off pari a 1.2 V. A 2C fino alla tensione di 1.05 V. A 3C, 4C, 5C e 6C fino a 0.95 V.

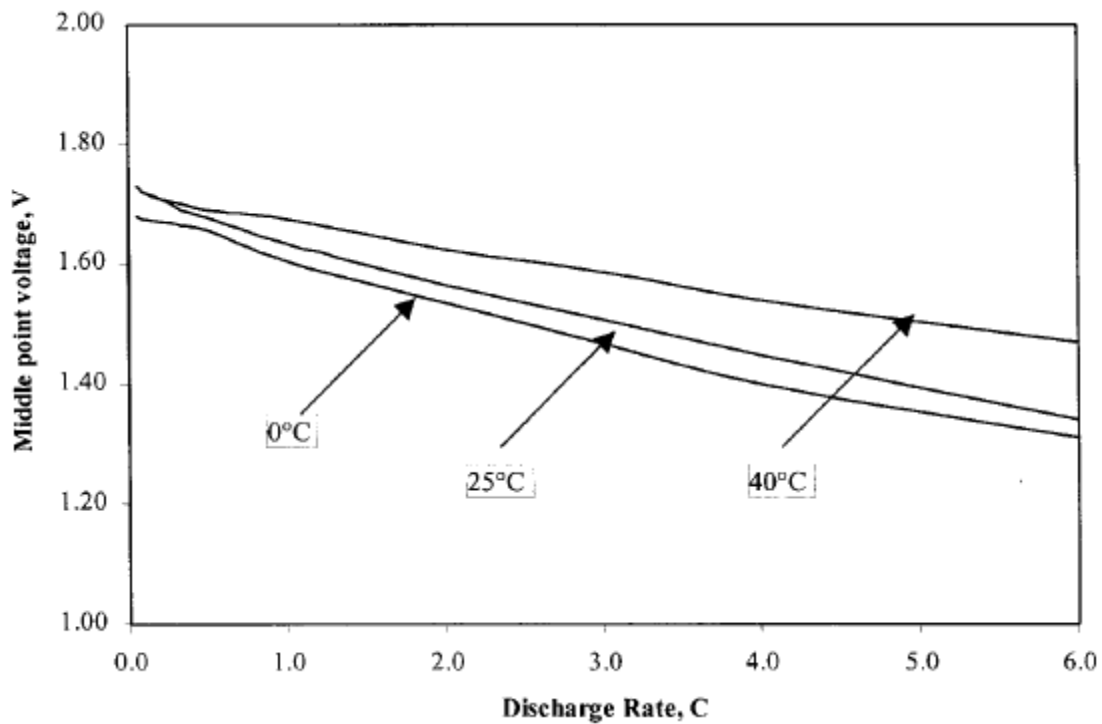


Figura 84 Tensione media di una batteria al nichel-zinco in funzione della corrente di scarica e della temperatura (Cortesia della Evercel Corp.)

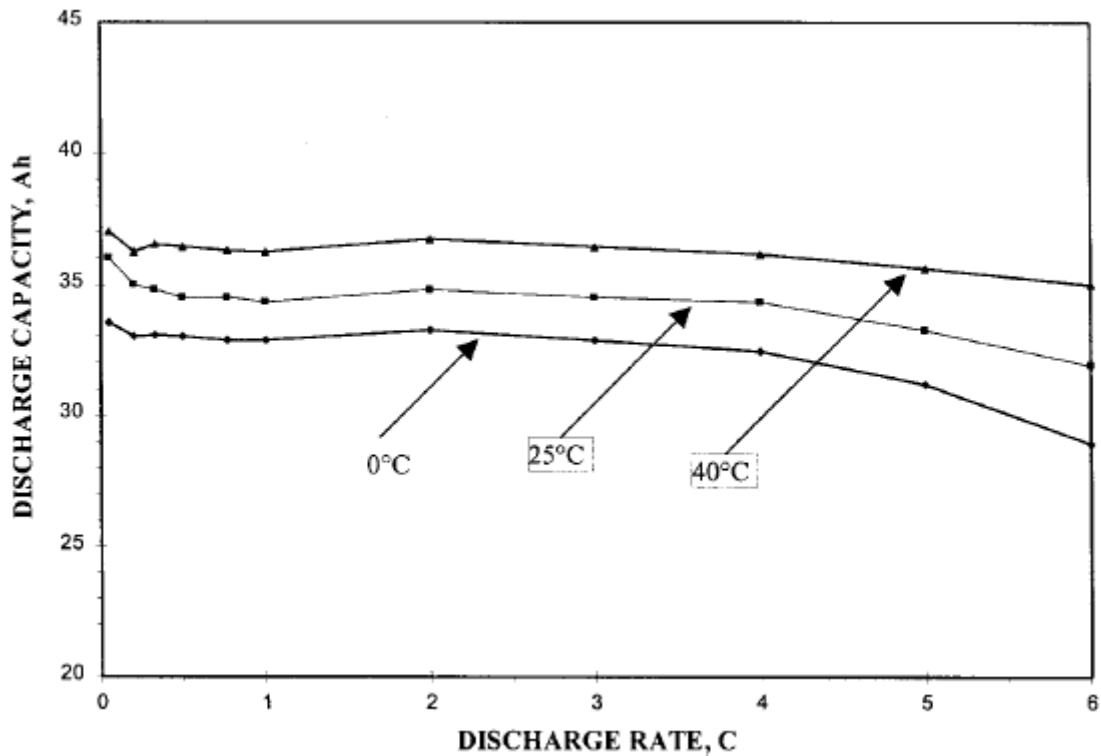


Figura 85 Capacità erogabile di una batteria al nichel-zinco di capacità nominale pari a 30 Ah, in funzione della corrente di scarica e della temperatura.

La Figura 86 invece mostra l'energia specifica (espressa in Wh/kg) ottenibile da una tipica batteria al nichel-zinco in funzione della capacità fornita dalla stessa, tale relazione è lineare. L'energia specifica è fortemente dipendente dalla specifica modalità di progettazione della stessa e può variare con i processi chimici effettivi anch'essi legati al tipo di batteria.

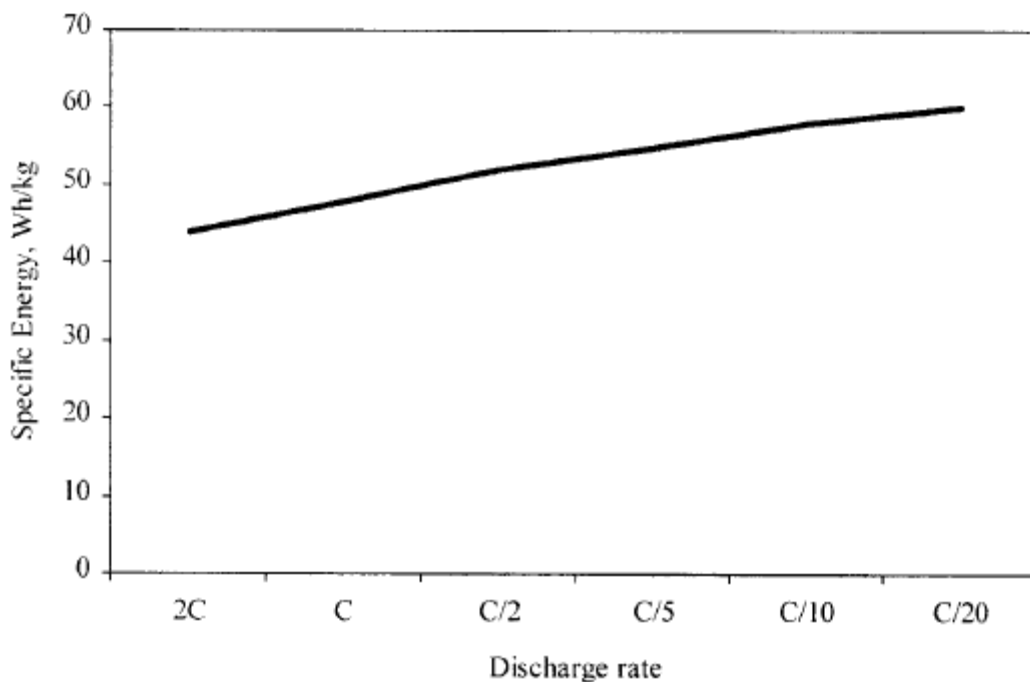


Figura 86 Energia specifica di una batteria al nichel-zinco in funzione del tasso di scarica. Batteria scaricata a temperatura ambiente. Scarica a 2C fino a 1.05 V per tutti gli altri tassi di scarica fino a 1.2 V.

Dipendenza dalla temperatura dei parametri di batteria.

In Figura 87 la capacità della batteria è messa in funzione delle correnti di scarica ed in funzione della temperatura. Con basse correnti di scarica la dipendenza con la temperatura è di andamento lineare. Con correnti di scarica pari a 6C la caratteristica comincia a perdere la sua linearità, a causa della crescente conduttività dell'elettrolita al di sopra dei 30°C.

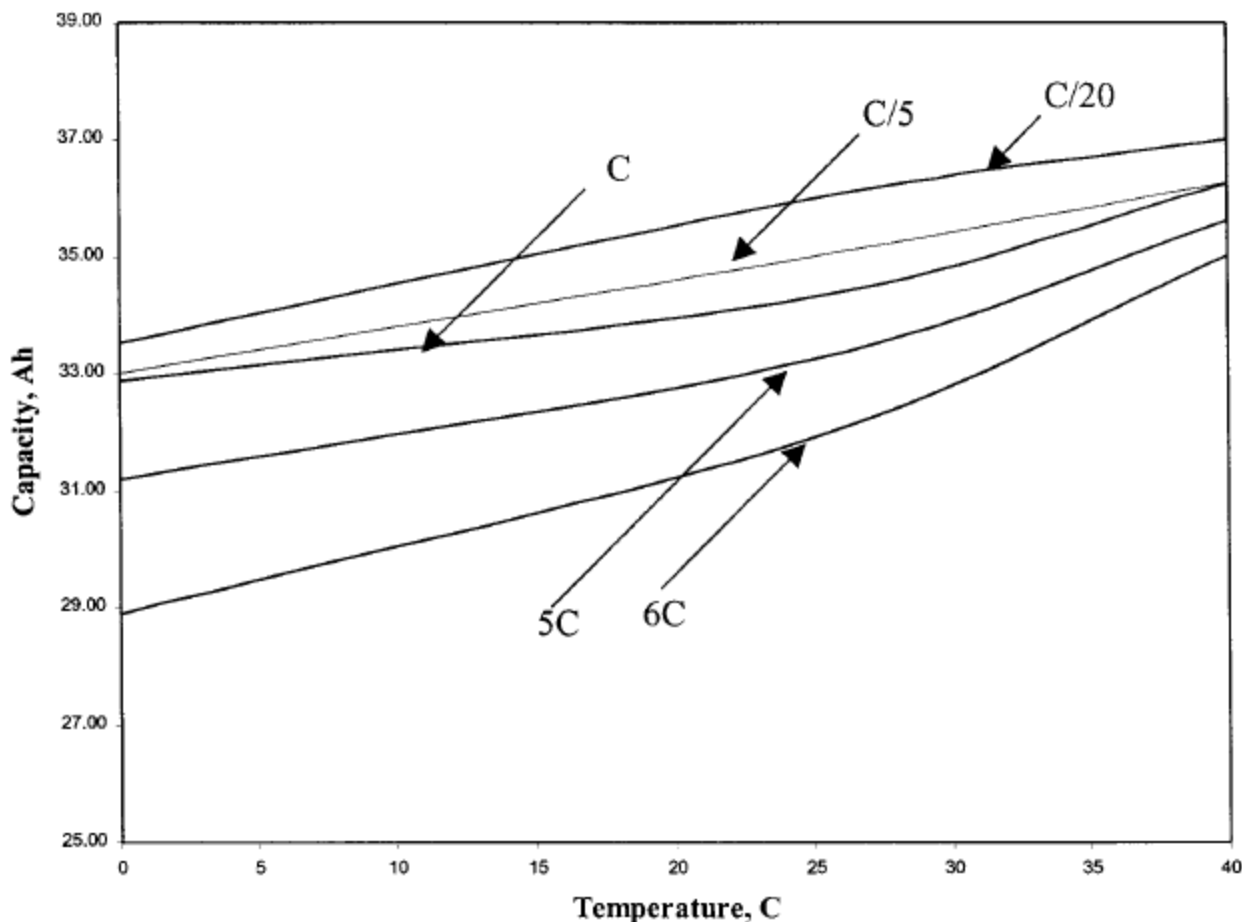


Figura 87 Capacità di scarica di una batteria di capacità nominale 30 Ah, a differenti temperature e correnti di scarica. Scarica fino a 1.2V per C/20 e C/5; scarica fino a 0.95 V per 5C e 6C (da Evercel Corp.).

Mantenimento della carica.

Una batteria al nichel-zinco completamente carica, a circuito aperto, alla temperatura ambiente di 25°C, è soggetta alla perdita del 20% dell'energia immagazzinata dopo un periodo di un mese. Il processo di auto scarica come per la maggior parte della batterie aumenta al crescere della temperatura ambientale.

Andamento tipico del processo di auto scarica è visibile in Figura 88. Come accade per molte tipologie di batterie la tensione decade esponenzialmente nei primi giorni per poi stabilizzarsi e mantenere un valore pressoché costante nel tempo, salvo fatto un leggero calo visibile in Figura 88. La perdita di capacità immagazzinata nella batteria è stimata del circa 1% per giorno dopo la fase iniziale, di circa 4-5 giorni, caratterizzata da una maggiore perdita. Se la batteria viene lasciata per un periodo sufficientemente lungo scollegata, essa può scaricarsi completamente, nel qual caso ciò accada ci vorranno 3-4 cicli per il pieno recupero della capacità della batteria e per poter tornare in servizio in modo efficace.

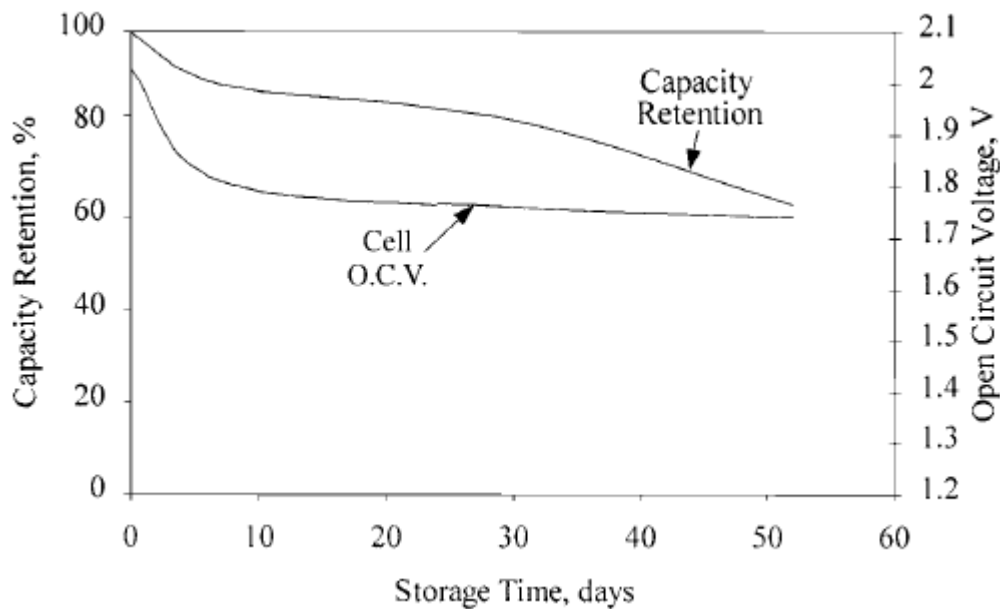


Figura 88 Auto scarica di una batteria al nichel-zinco a temperatura ambiente

Cicli vita.

Come già detto precedentemente le batterie al nichel zinco sono in grado di effettuare circa 500 cicli nel caso di DOD pari al 100%. Con il normale operare della batteria e i relativi cicli di carica scarica si ha una naturale calo della capacità della batteria a causa di cambiamenti fisici e degradamenti dei processi chimici. In base alle modalità di progettazione della batteria tale calo di capacità è valutabile. La Figura 89 mostra la capacità fornita da una batteria al nichel-zinco di 30 Ah di capacità nominale in funzione dei cicli effettuati. La batteria caratterizzata in questo grafico è della Evercel Corp. dotata di elettrodo al nichel legato con plastica e grafite e di elettrodo allo zinco legato con plastica e calcio. Tale batteria è in grado di effettuare 600 cicli con DOD pari all'80% e 550 cicli con DOD pari al 100%.

La Figura 90 invece mostra la tensione media (MPDV), in funzione dei cicli effettuati dalla batteria, la quale è soggetta ad un calo simile a quello che caratterizza la capacità della batteria stessa. L'MPDV è definito come quella tensione che si avrebbe al punto medio del processo di scarica considerando la metà della capacità rimanente. Quello mostrato in Figura 90 è un test di laboratorio accelerato nel quale vengono effettuati poco più di tre cicli al giorno, quando nella maggior parte dei test di laboratorio si effettua un solo ciclo al giorno. Il calo è lineare fino ad un punto determinabile nel quale la batteria non riesce più a sopportare la corrente di scarica imposta dal carico. La Figura 91 mostra come la batteria in analisi in queste condizioni di test riesce ad effettuare correttamente 600 cicli (con DOD del 100%).

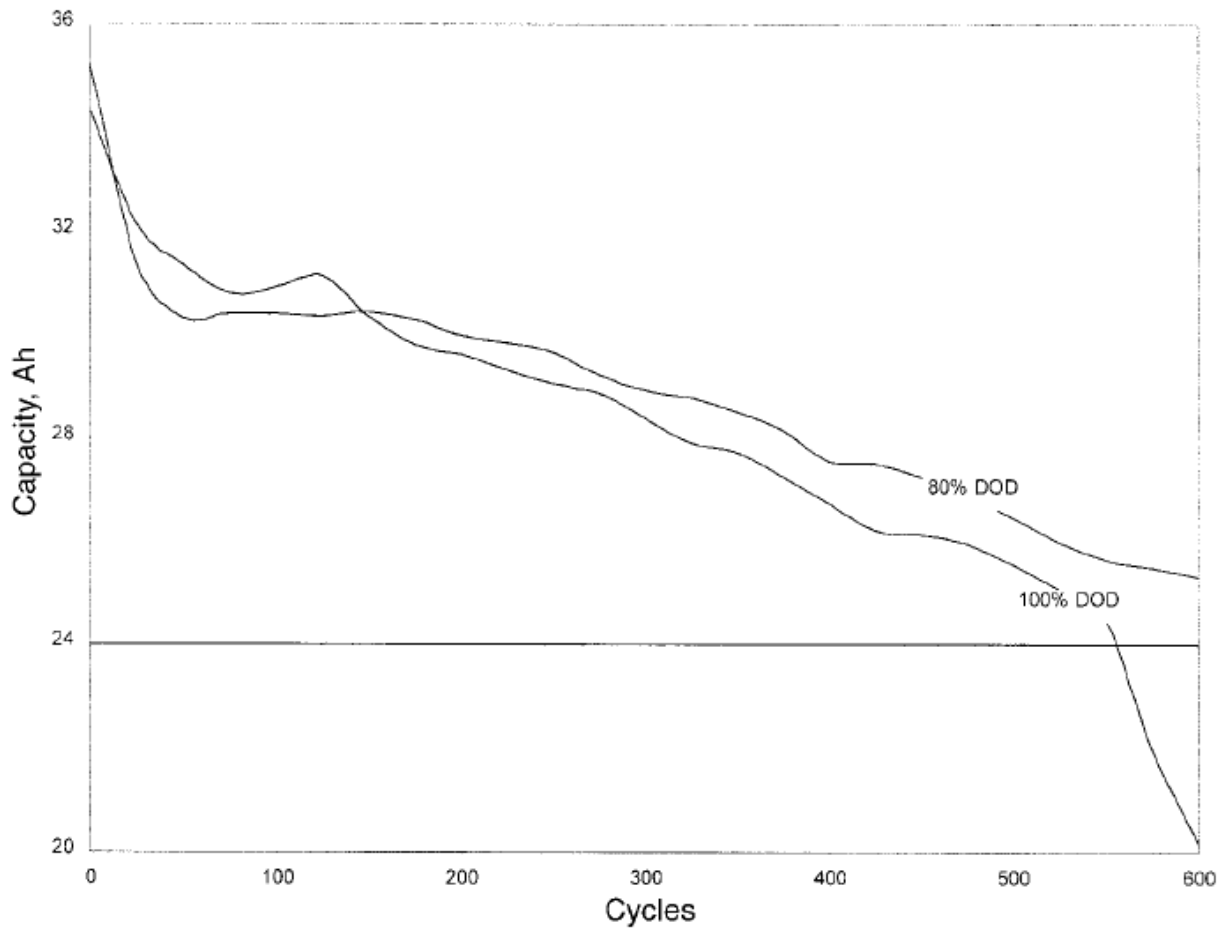


Figura 89 Cicli vita di una batteria al nichel-cadmio da 12 V e 30 Ah. Test effettuato con DOD dell'80% dalla JBI.

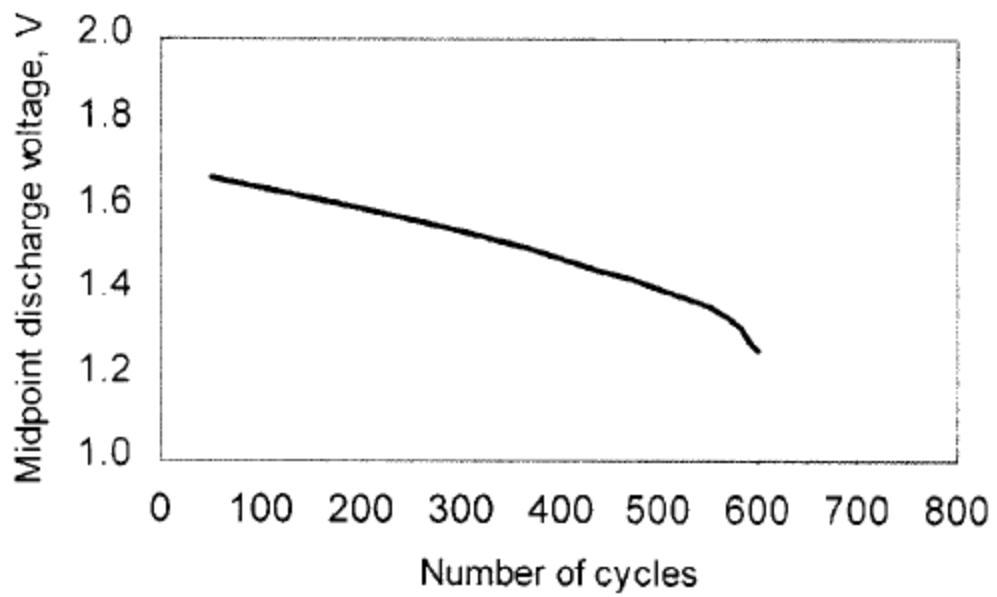


Figura 90 MPVD di una batteria al nichel-cadmio in funzione del numero di cicli con corrente di scarica pari a C/2.

Profondità di scarica.

La Figura 91 mostra la relazione tra cicli vita di una batteria in funzione della profondità di scarica. Tale grafico può essere un metodo empirico per progettare una batteria e il relativo accumulo di modo che il sistema abbia il numero di cicli vita desiderati.

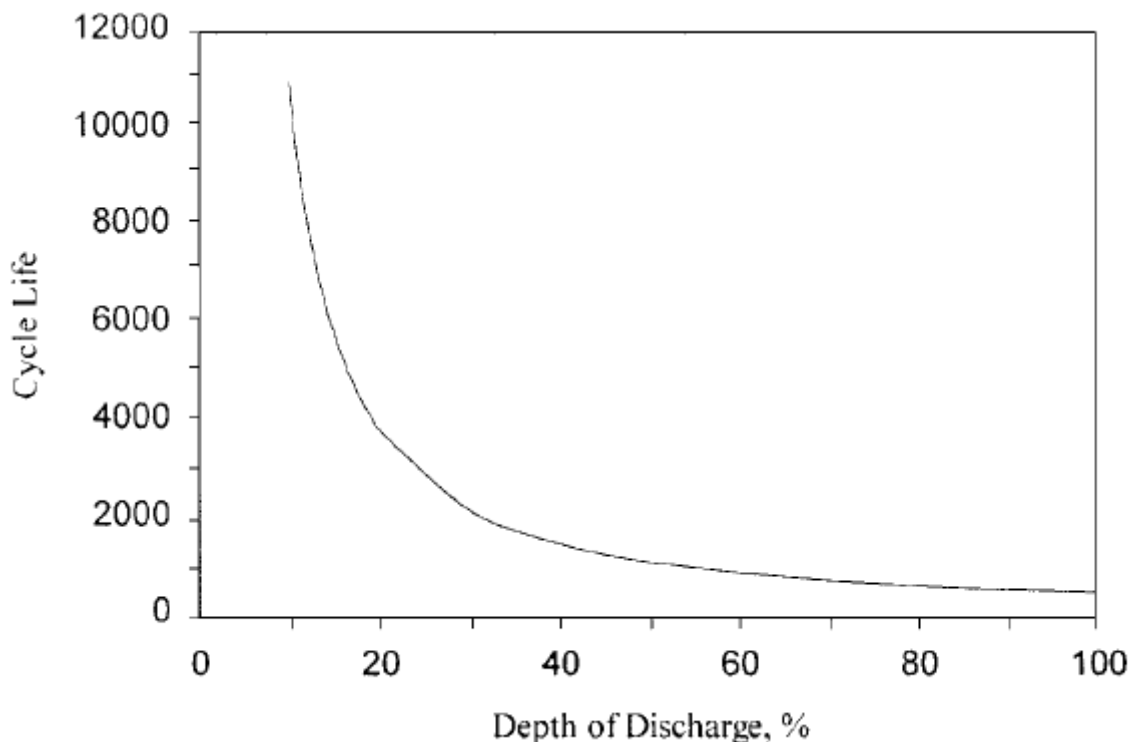


Figura 91 Vita di una batteria al nichel-zinco in funzione del DOD.

1.7.12 Processi di carica.

Al fine di evitare danni al sistema di accumulazione o la riduzione delle sue prestazioni è necessario adottare sistemi adatti di ricarica che nel caso delle batterie al nichel-zinco è molto sentito in quanto fornire la carica inappropriata può causare la dissoluzione o la migrazione dello zinco che costituisce l'elettrodo durante i processi di sovraccarica. Quindi i sistemi di carica dei sistemi di accumulazione più comuni sono le ricariche a due fasi una in corrente e l'altra in tensione costante (CC/CV), con la fase a corrente costante CC terminata da una tensione limite compensata in temperatura. La fase in tensione costante CV può essere terminata quando la corrente cala al di sotto di un valore limite o dopo un periodo prestabilito. Si possono applicare altri sistemi di carica della batteria ma è fondamentale seguire le indicazioni del costruttore del sistema di accumulazione. Il primo parametro fondamentale è il tempo entro il quale deve avvenire la carica dell'accumulatore, questo definisce il costo del sistema di carica e la sua progettazione stessa.

Carica Rapida.

Per quelle applicazioni che richiedono un uso frequente, è possibile utilizzare un sistema di carica rapida ad elevata corrente, il quale utilizza sistemi di carica dotati di algoritmi più sofisticati del processo prima presentato. Il sistema di carica rapida è in grado di realizzare la carica completa in 2.5 h, è adatto per piccoli sistemi di accumulazione dove non sono richieste elevate correnti, questo perché elevate correnti di carica possono causare elevate temperature di sistema che comprometterebbero le caratteristiche della batteria. In un tipico ciclo ad elevata temperatura, la batteria è caricata con una corrente pari a $C/2$ fino ad uno stato di carica del 95%. Segue quindi un periodo di riposo di 5 minuti per consentire la depolarizzazione della

batteria e la stabilizzazione della tensione. Quando si riapplica la corrente di carica, la batteria è sottoposta ad una tensione costante, permettendo la carica completa. La Figura 92 mostra un processo standard a due fasi di carica utilizzato per una batteria al nichel-zinco. La tensione aumenta all'avvicinarsi del termine del processo di carica, questo è infatti il segnale di piena carica del sistema. Raggiunto questo punto la corrente viene ridotta per compensare il calo dell'efficienza in capacità della batteria, questo aiuta inoltre a ridurre la formazione di gas. Tipicamente la corrente di carica è solo il 10% di quella utilizzata nella fase iniziale. È necessario un sistema di back up per fornire il limite di tempo di terminazione del processo per evitare sovratemperature. La tensione di fine carica dipende sia dalla temperatura che dalla corrente di carica. Si ha un aumento della tensione di carica ad elevate correnti di carica a causa della impedenza di batteria e della polarizzazione. A causa della dipendenza della temperatura è necessario effettuare la compensazione in temperatura della tensione e dunque adottare sistemi opportuni quali i termistori. I benefici sono comunque maggiori dei costi di questo sistema aggiuntivo.

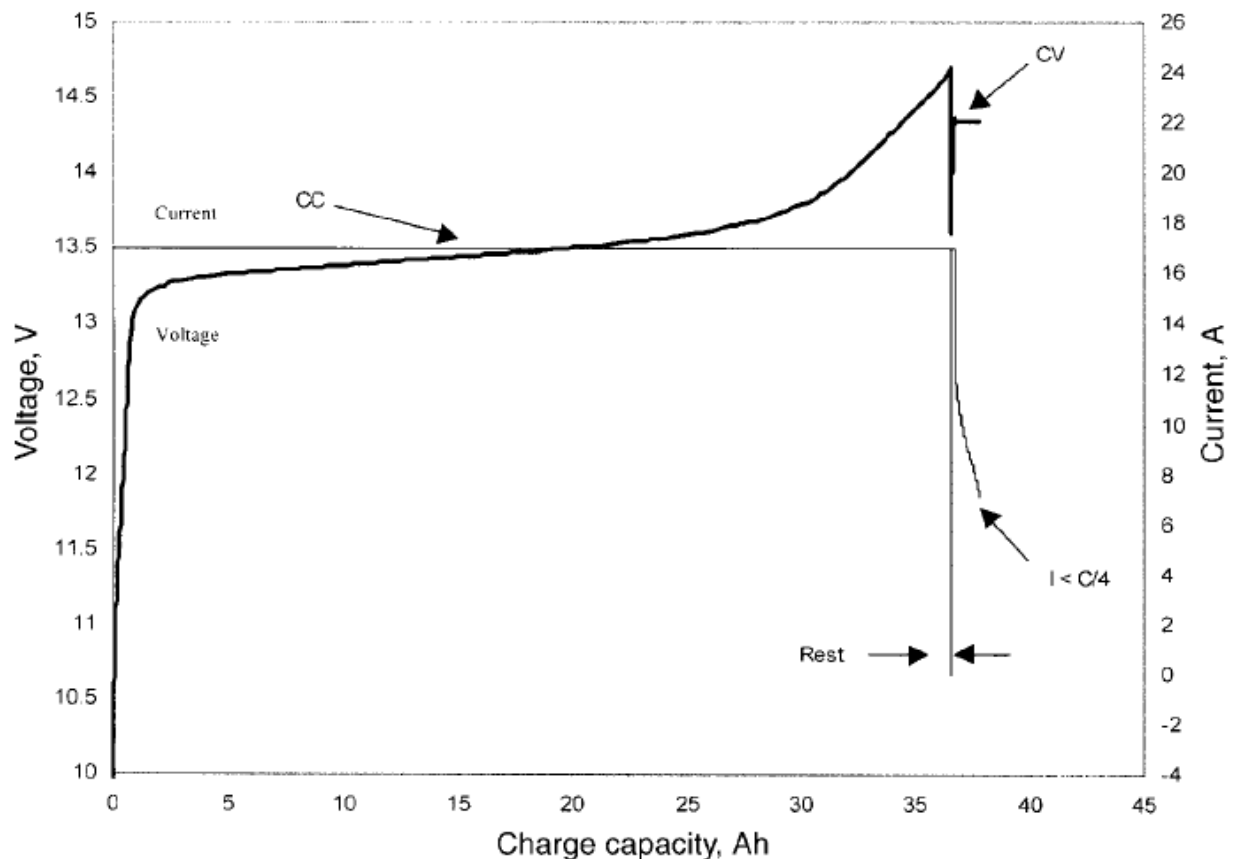


Figura 92 Batteria al nichel-zinco da 30 Ah, profilo di carica a temperatura ambiente. Carica a $C/1.75$ fino a 14.7 V quindi 14.35 V con $I < C/4$.

1.7.13 Celle al nichel-idrogeno.

Si tratta di una batteria secondaria sigillata ottenuta dalla combinazione con una fuel cell. L'elettrodo positivo è realizzato in ossido di nichel, lo stesso di una cella al nichel-cadmio, mentre l'elettrodo negativo è d'idrogeno proveniente da una fuel cell. La Tabella 4 riassume i principali vantaggi e svantaggi.

Tabella 4 Vantaggi e svantaggi principali di una batteria al nichel-idrogeno

Advantages	Disadvantages
High specific energy (60 Wh/kg)	High initial cost
Long cycle life, 40,000 cycles at 40% DOD for LEO applications	Self-discharge proportional to H ₂ pressure
Long lifetime in orbit, over 15 years for GEO applications	Low volumetric energy density: 50–90 Wh/L (IPV cell) 20–40 Wh/L (battery)
Cell can tolerate overcharge and reversal	
H ₂ pressure gives an indication of state of charge	

I punti caratteristici salienti sono il numero elevato di cicli vita, l'elevata energia specifica, l'elevata densità di potenza e la tolleranza a sovraccariche o inversioni. Pensate inizialmente per applicazioni aerospaziali (utilizzate specialmente per sonde di comunicazione commerciale, sonde orbitali sincrone con l'orbita terrestre ecc.) se ne sta valutando l'utilizzo appunto per applicazioni stazionarie per accumulo di energia rinnovabile non programmabile.

Tale tipologia di accumulatore è pensata volta per volta in base al tipo di applicazione per la quale è utilizzata. I vincoli di tipo meccanico e termico sono i primi parametri che influiscono sulla configurazione ed interfacciamento delle stesse batterie. Le migliori condizioni operative si riscontrano infatti se il sistema opera tra i -10°C e i 10°C. Questo controllo della temperatura permette la minimizzazione delle dimensioni e del peso della batteria. Altri sistemi adottati per migliorare le performance dell'accumulatore sono il monitoraggio della pressione di esercizio tramite indicatori di tensione o trasduttori, sistemi di monitoraggio della tensione per singola cella, sistemi di condizionamento termico della batteria ridondanti e diodi di bypass per ogni cella. Quest'ultimo sistema è fondamentale per non compromettere l'accumulatore in caso di rottura di una singola cella. È presente una protezione che verifica il corretto flusso di energia nella fase di carica, realizzato mediante tre diodi al silicio collegati in serie, mentre nella fase di scarica si utilizza un diodo a barriera di Schottky. Le configurazioni sono multiple, un esempio è riportato in Figura 93.

La Figura 94 mostra invece un accumulatore composto da cinque celle da 6 V per una capacità complessiva di 100 Ah assemblato in un contenitore a pressione, per applicazioni terrestri.

La Figura 95 e la Figura 96 illustrano l'energia specifica e la densità di energia di progetto in basi a differenti criteri di progettazione della cella al nichel-idrogeno. I valori possono differire in base al costruttore.

In generale, l'energia specifica aumenta con l'aumento della capacità.

La scelta del numero di separatori influisce sul peso (sulla quantità di elettrolita) e quindi l'energia specifica di cella.

La densità di energia è in primo luogo funzione del range di pressioni di progetto o dal volume libero nella cella. La maggior densità di energia la si riscontra alla massima pressione di esercizio.



Figura 93 Assemblaggio di batterie al nichel-idrogeno DMPS, 100-Ah.

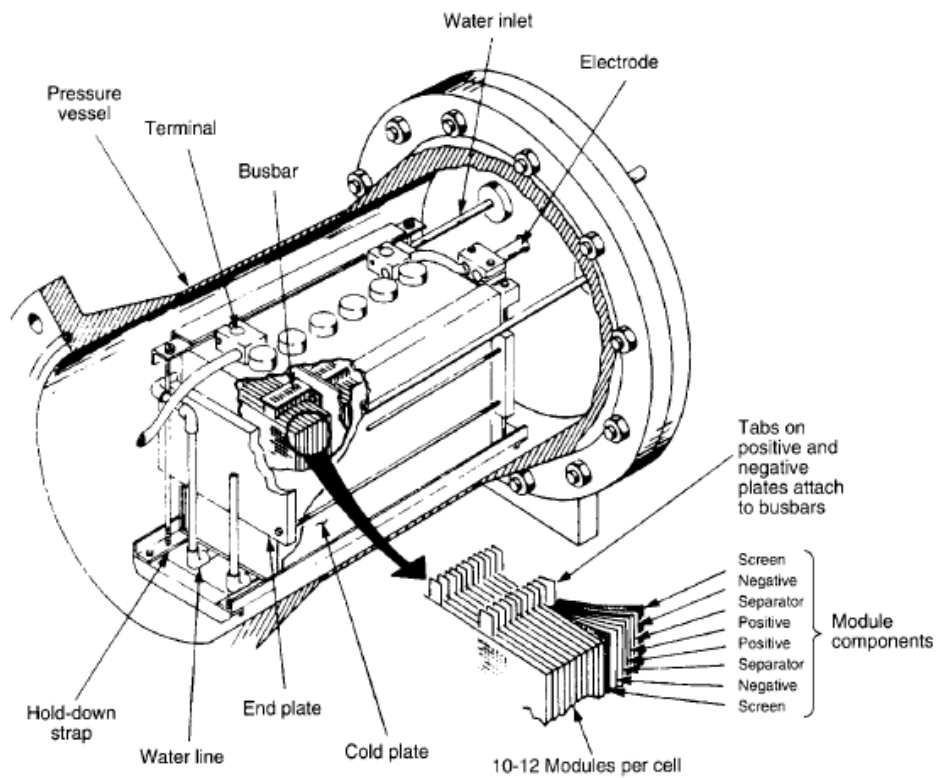


Figura 94 Batteria al nichel idrogeno da 100 Ah per applicazioni terrestri.

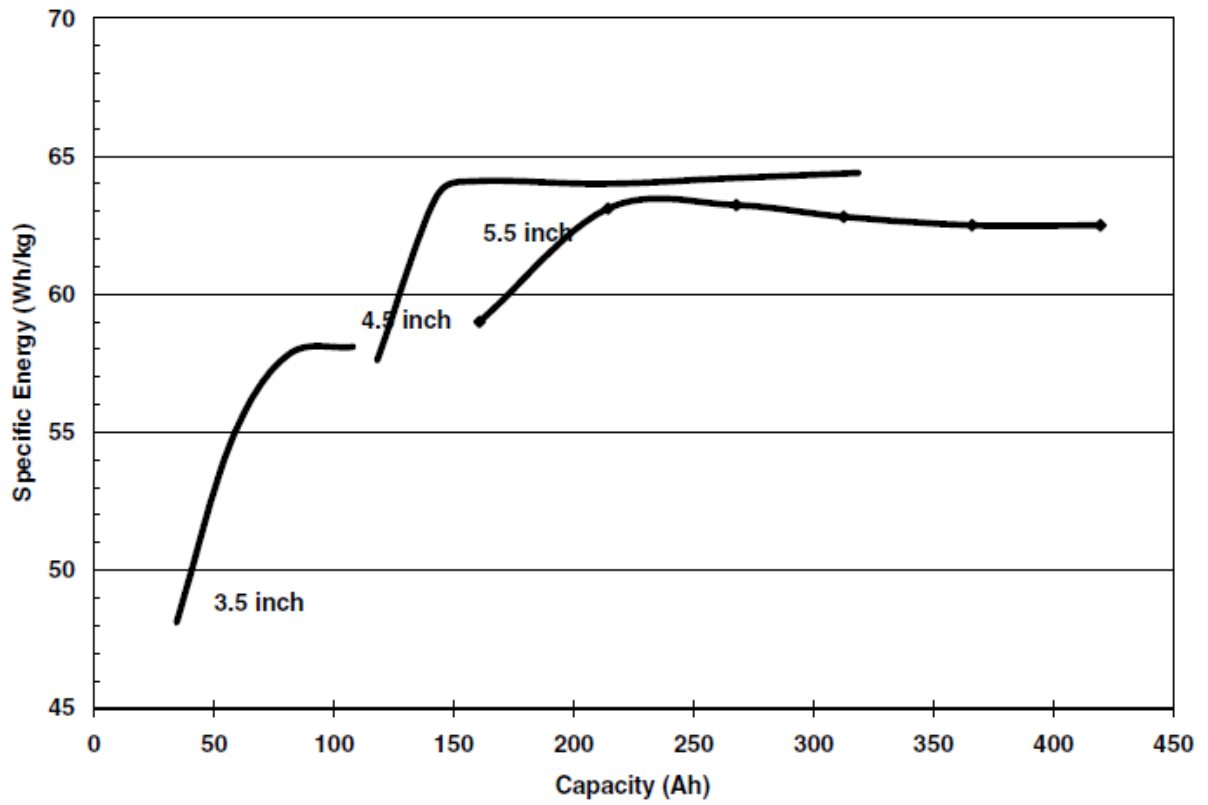


Figura 95 Energia specifica di una cella al nichel-idrogeno.

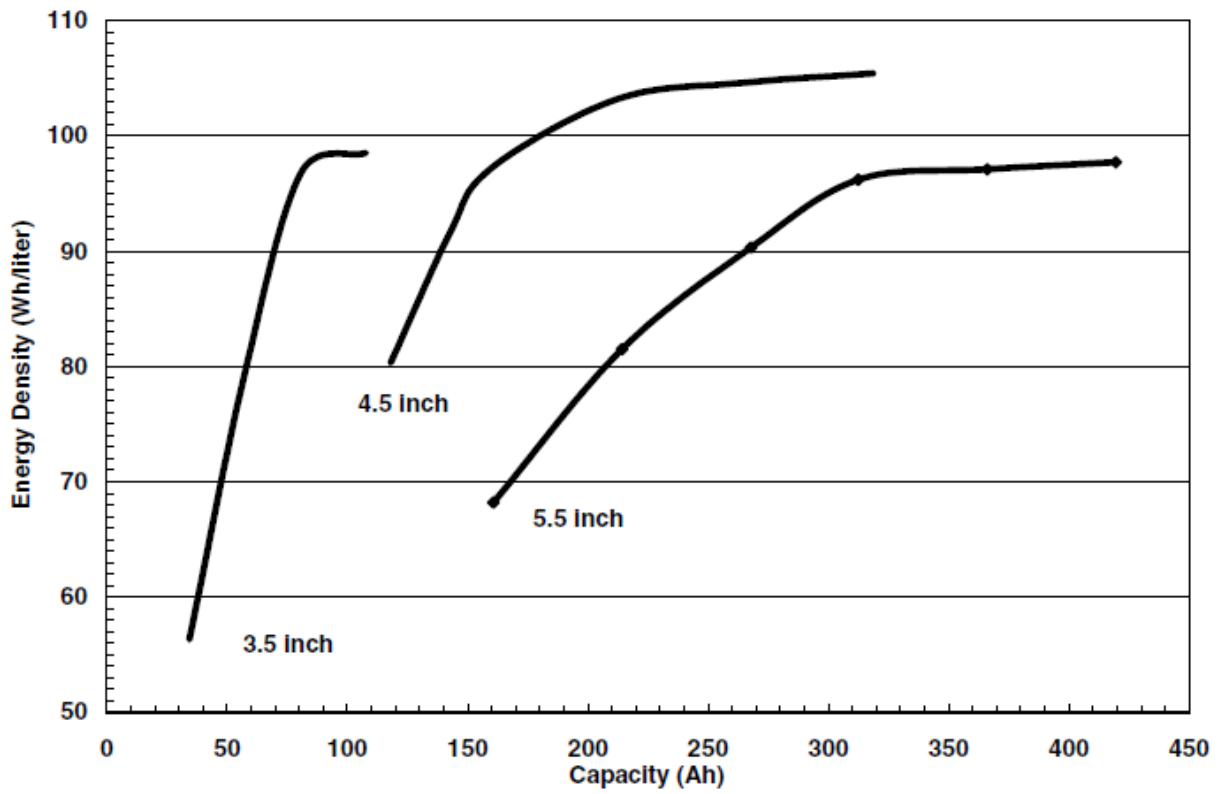


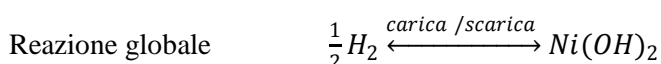
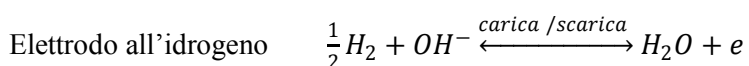
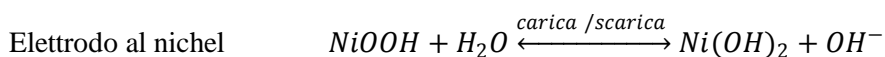
Figura 96 Densità di energia per una cella al nichel-idrogeno.

1.7.14 Chimica di cella.

Le reazioni elettrochimiche di una cella al nichel-idrogeno nelle condizioni operative normali, in sovraccarica e in condizioni di inversioni sono:

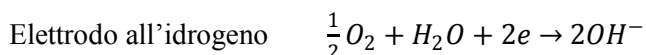
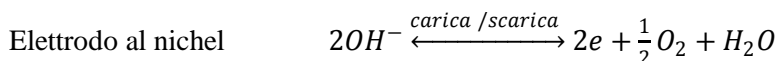
Funzionamento ordinario

A livello elettrochimico le reazioni che avvengono nella cella sono per metà le stesse che avvengono nella cella al nichel-cadmio. All'elettrodo negativo, l'idrogeno gassoso è ossidato dall'acqua durante il processo di ossidazione, riformandosi durante il processo di carica, tramite l'elettrolisi dell'acqua. La reazione globale mostra la riduzione del'idrogeno del ossido-idrossido di nichel in idrossido di nichel, durante il processo di scarica, senza variazioni sensibili nella concentrazione di KOH o nella quantità d'acqua nella cella.



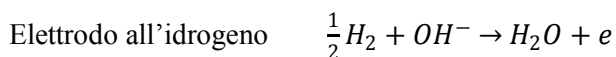
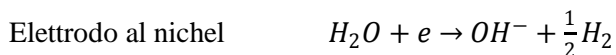
Sovraccarica

Durante questa fase si ha generazione di ossigeno in corrispondenza dell'elettrodo positivo. Contemporaneamente una quantità equivalente di ossigeno, a quella generata, si ricombina elettrochimicamente con l'elettrodo catalitico al platino. Anche in questa situazione non c'è variazione della concentrazione di KOH o della quantità d'acqua contenuta nella cella.



Inversione.

In questa fase si ha generazione di idrogeno in corrispondenza dell'elettrodo positivo compensato da un consumo di pari entità in corrispondenza dell'elettrodo negativo. Nonostante ciò la cella può continuare ad operare senza incrementi di pressione o cambiamenti sensibili di concentrazioni nell'elettrolita.



Auto scarica.

L'idrogeno è circondato da idrogeno in pressione. Tale elemento però reagisce a livello elettrochimico e non chimico per effettuare la riduzione dell'ossido-idrossido di nichel. La riduzione per via chimica dell'ossido-idrossido di potassio avviene con velocità estremamente basse, tali da non influire le prestazioni delle batterie, nel caso di applicazioni aerospaziali.

1.7.15 Curve caratteristiche celle al nichel-idrogeno.

Caratteristiche processo di scarica.

Tali batterie impiegano elettrodi impregnati elettrochimicamente di ossido di nichel a causa delle ottime performance che garantiscono. La capacità di questa tipologia di elettrodi aumentano al decrescere della temperatura operativa come si può vedere in Figura 97 dove è illustrata la capacità di una cella NTS-2 da 35 Ah.

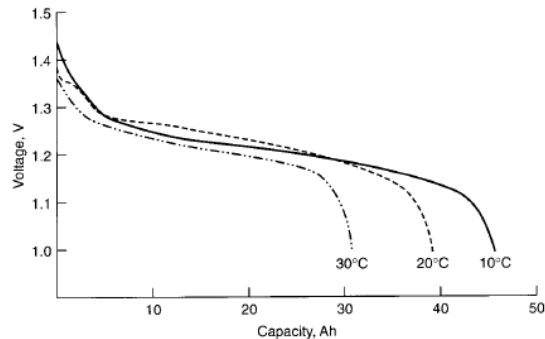


Figura 97 Capacità di una cella NTS-2 da 35 Ah a differenti temperature, corente di scarica C/1.67

Una caratteristica fondamentale di questa tipologia di celle è che la pressione all'interno del vessel è un indicatore dello stato di carica della batteria come si può vedere in Figura 98. Durante la carica la pressione dell'idrogeno aumenta linearmente fino al raggiungimento della condizione di carica completa. Durante la sovraccarica, l'ossigeno si sviluppa in corrispondenza dell'elettrodo positivo ricombinandosi all'elettrodo negativo, causando la stabilizzazione della pressione. Se la cella a seguito di una scarica profonda presenta l'inversione di polarizzazione si ha la generazione di idrogeno in corrispondenza dell'elettrodo positivo e il suo consumo all'elettrodo negativo, nuovamente per cui si riscontra la stabilizzazione della tensione.

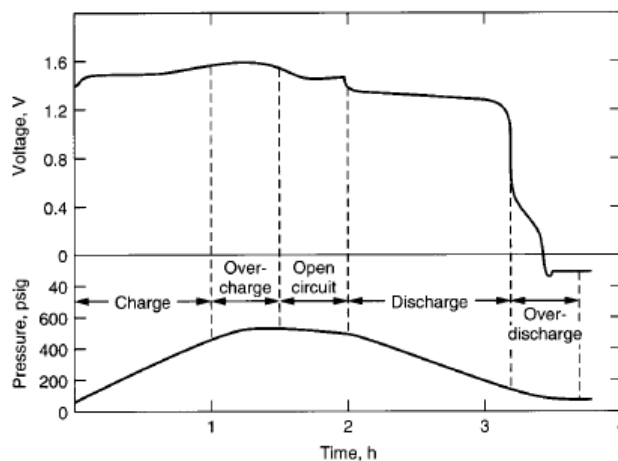


Figura 98 Caratteristica di tensione e pressione di una cella NTS-2 a 23 °C.

Caratteristica di auto scarica.

La Figura 99 mostra l'andamento del processo di auto scarica, in funzione della temperatura, di una cella da 50 Ah utilizzata nel programma INTELSTA VI delle forze aeree. Figura 100 mostra invece il grafico di Arrhenius per le temperature del grafico precedente.

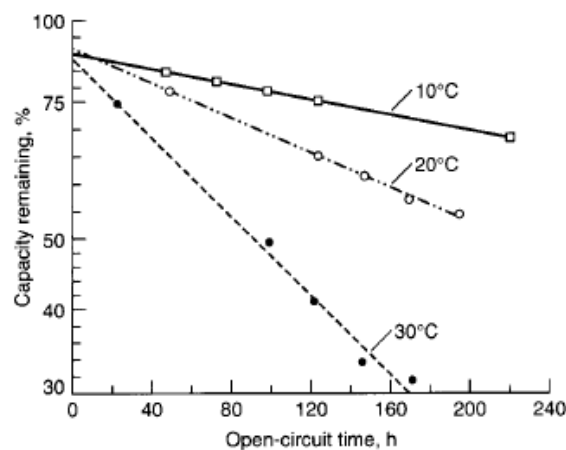


Figura 99 Auto scarica in funzione della temperatura per una cella da 50 Ah.

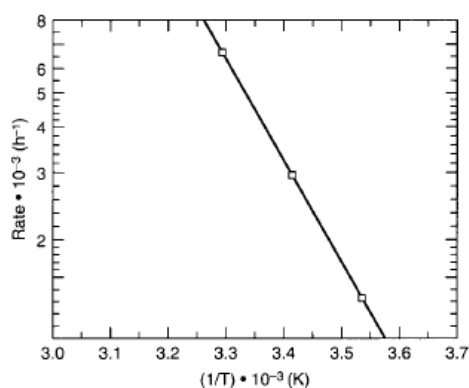


Figura 100 Grafico di Arrhenius, auto scarica in funzione della temperatura.

Capacità in funzione della concentrazione di elettrolita.

Tale correlazione è stata determinata in via sperimentale, modificando la concentrazione in peso dell'idrossido di potassio *KOH*, sia in condizioni di carica che in condizioni di scarica. La Tabella 5 mostra risultati rilevati dalla prova.

Tabella 5 Capacità tensione di cella in funzione della concentrazione di elettrolita a 10°C.

Parameter	Electrolyte concentration		
	38%	31%	25%
Cell capacity, Ah	64	56	43
Number of positive plates	40	40	40
Capacity per plate, Ah	1.60	1.40	1.08
Electrolyte concentration:			
Charged, wt% KOH	32*	26	21*
Discharged, wt% KOH	38	31	25
Average discharge voltage, V	1.247	1.268	1.290

*Estimated.

1.8 Batterie al Litio

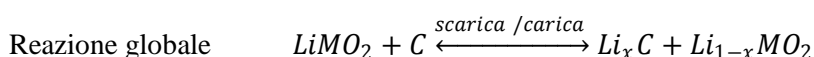
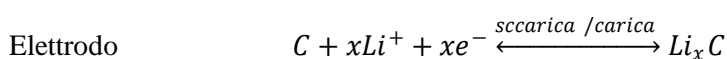
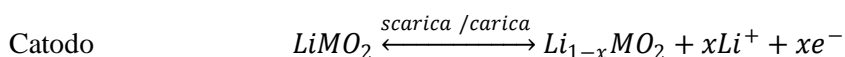
1.8.1 Batterie al Litio (temperatura ambiente).

Quella delle batterie agli ioni di litio è la tecnologia sulla quale i maggiori produttori stanno puntando per realizzare sistemi di accumulo per le fonti di energia rinnovabili non programmabili quali eolico e fotovoltaico. I principali vantaggi di questa tecnologia è che tali accumulatori constano in celle sigillate che per cui non necessitano di manutenzione, posseggono una elevato numero di cicli vita (sempre in correlazione con le condizioni operative in cui vengono utilizzate), basse perdite di energia per auto scarica, elevata potenza di scarica anche in tempi, elevata efficienza energetica, elevata densità di energia ed energia specifica. Trai principali svantaggi troviamo il forte degradamento termico nel caso di sovratemperatures eccessive, possibili surriscaldamenti in caso di sovraccarica o rotture (che possono risultare in esplosioni o incendi), elevata reattività con l'acqua, anche in tracce (per cui impossibilità di utilizzare Li metallico con elettroliti acquosi), elevata reattività con elettroliti non acquosi, rischi di cortocircuiti dentritici, necessità di sistemi di controllo elettronici ed infine l'elevato costo.

Per quanto concerne il costo però grazie al sistema di incentivazione introdotto dalla Germania, si stimano forti cali dei prezzi di produzione grazie alla spinta che tali sostegni economici daranno al settore di ricerca e sviluppo e l'instaurazione di economie di scala nella produzione delle celle stesse. Tali sviluppi economici potrebbero di fatto rendere possibile la realizzazione di sistemi di produzione dell'energia fortemente incentrati sulla generazione distribuita da fonti rinnovabili.

1.8.2 Chimica.

Il materiale attivo presente nelle celle agli ioni di litio opera reversibilmente incorporando il litio mediante il processo di intercalazione, una reazione dove gli ioni di litio sono reversibilmente rimossi o inseriti all'interno di una matrice senza causare significative variazioni nella struttura della struttura cristallografica dell'elettrodo. Il materiale attivo presente nel catodo in genere consta in un ossido metallico, con una struttura a strati piani o cilindrica. Il materiale presente all'anodo invece generalmente è grafite con la sua propria struttura. Il processo di intercalazione è la base di molte tecnologie moderne che spaziano dai superconduttori alla catalisi. Materiali intercalati, negli usi comuni includono la grafite, strati di silicati come il talco, argilla e strati di materiali di transizione come il TiS_2 . Di particolare interesse nel campo delle batterie agli ioni di litio è l'utilizzo dell'intercalazione dei metalli alcalini di grafite e relative strutture a base di carbonio, in particolare Li_xC_6 (con x compreso tra 0 e 1). Durante la carica si ha l'ossidazione dell'elemento positivo e la riduzione dell'elemento negativo. In questo processo, gli ioni di litio fuoriescono dalla matrice del materiale positivo e si intercalano in quella dell'anodo, come è visibile reazioni di processo sotto riportate. Il processo di carica è scarica è schematizzato invece nella Figura 101.



Le reazioni prendono in analisi come metallo ossidante al catodo $LiMO_2$, mentre per l'anodo prendono in considerazione un materiale a base di grafite e $LiCoO_2$.

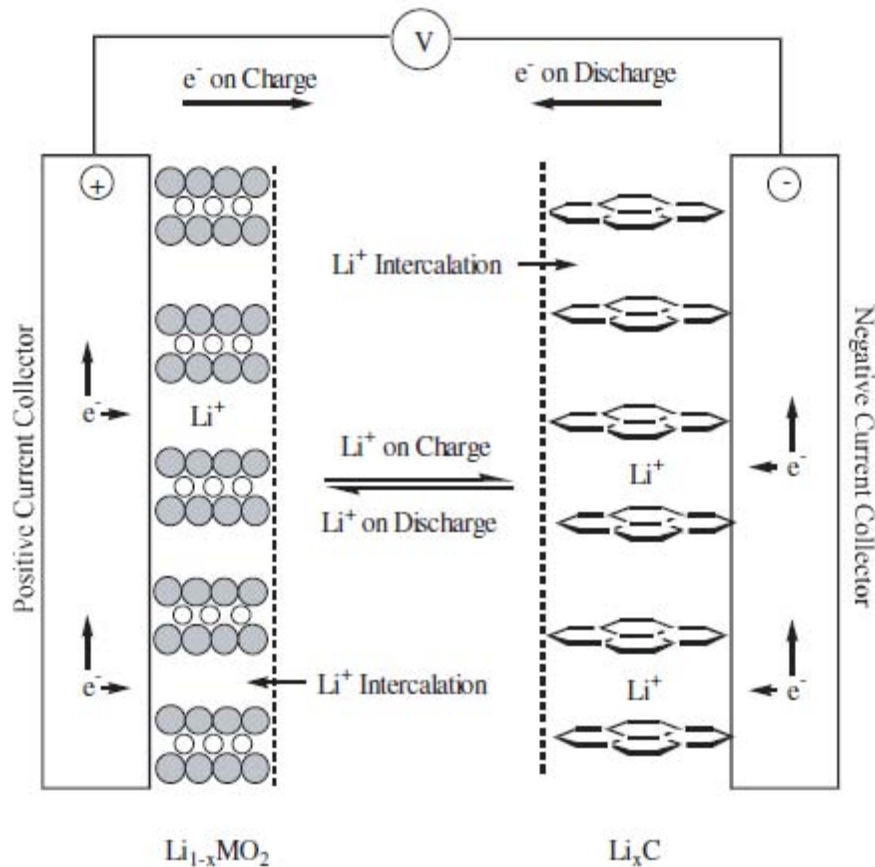


Figura 101 Schema del processo elettrochimico di una cella agli ioni di litio.

Il materiale utilizzato per realizzare il catodo deve essere tale per garantire una serie di caratteristiche, come incorporare grandi quantitativi di litio nella sua struttura molecolare questo senza alterarne la struttura stessa al fine di garantire la reversibilità del processo di intercalazione del litio stesso, possedere una elevato coefficiente di diffusione del litio, essere insolubile nell'elettrolita, elevata energia libera di reazione con il litio ed inoltre avere bassi costi di sintesi. Le varietà di materiali impiegate sono molteplici, quelle commercialmente disponibili sono $LiCoO_2$, $LiNiO_2$ e le strutture del tipo $LiNi_{1-x}Co_xO_2$. Le caratteristiche principali sono riassunte nella Tabella 6.

Tabella 6 Caratteristiche principali materiali catodo (valori sperimentali).

Material	Specific Capacity (mAh/g)	Midpoint V vs. Li (at 0.05C)	Advantages or disadvantages
$LiCoO_2$	155	3.88	Most common commercially, Co is expensive
$LiNi_{0.7}Co_{0.3}O_2$	190	3.70	Intermediate cost
$LiNi_{0.8}Co_{0.2}O_2$	205	3.73	Intermediate cost
$LiNi_{0.9}Co_{0.1}O_2$	220	3.76	Highest specific capacity
$LiNiO_2$	200	3.55	Most exothermic decomposition ¹⁷
$LiMn_2O_4$	120	4.00	Mn is inexpensive, low toxicity, least exothermic decomposition

Nonostante l'elevata capacità dell'elettrodo al $LiNiO_2$ e il suo basso costo non è la tipologia di catodo più utilizzata a causa di difficoltà nella filiera di produzione di tale materiale, che ne impediscono la produzione in elevate quantità e problematiche legate alla stabilità dello stesso.

La Figura 102 e la Figura 103 mostrano la capacità degli elettrodi in fase di carica e scarica e mostrano che il materiale con più elevato potenziale sono dotate della minore capacità.

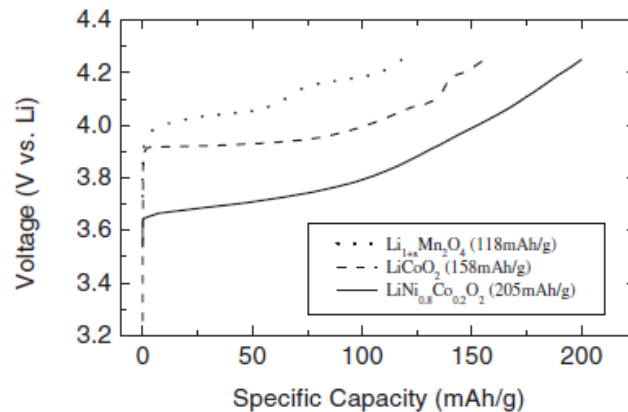


Figura 102 Tensione e capacità specifica di materiali comuni adottati per realizzare il catodo di una batteria agli ioni di litio. tutti i materiali sono caricati alla temperatura di 25°C e con una corrente pari a circa C/20.

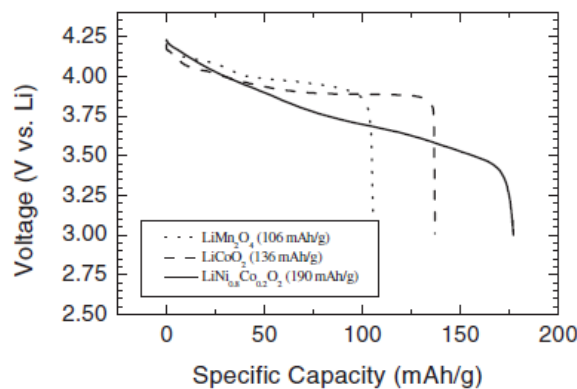


Figura 103 Tensione e capacità specifica di materiali comuni adottati per realizzare il catodo di una batteria agli ioni di litio. tutti i materiali sono scaricati alla temperatura di 25°C e con una corrente pari a circa C/20.

All'elettrodo negativo a causa di motivi legati alla sicurezza del dispositivo si abbandonato lo sviluppo di anodi in litio metallico in sostituzione di elettrodi a base di carbonio. Le tipologie di carbonio (e sue strutture cristallografiche) impiegabili sono molteplici e influiscono notevolmente sul processo di intercalazione del litio, dunque influisce sulla capacità del sistema e sulla tensione di cella. Le caratteristiche delle principali tipologie di carbonio adottate sono riassunte in Tabella 7.

Tabella 7 Caratteristiche principali di varie tipologie di carbonio per anodi di batterie agli ioni di litio.

TABLE 35.4 Properties and Performance of Various Carbons (Experimental Values). (From Ref. 67.)

Carbon	Type	Specific capacity (mAh/g)	Irreversible capacity (mAh/g)	Particle size D_{50} (μm)	BET surface area (m^2/g)
KS6	Synthetic graphite	316	60	6	22
KS15	Synthetic graphite	350	190	15	14
KS44	Synthetic graphite	345	45	44	10
MCMB 25-28	Graphite sphere	305	19	26	0.86
MCMB 10-28	Graphite sphere	290	30	10	2.64
Sterling 2700	Graphitized Carbon Black	200	152	.075	30
XP30	Petroleum coke	220	55	45	N/A
Repsol LQNC	Needle coke	234	104	45	6.7
Grasker	Carbon fiber	363	35	23	11
Sugar carbon	Hard carbon	575	215	N/A	40

Le caratteristiche principali delle batterie agli ioni di litio sono riassunte in Tabella 8.

Tabella 8 Caratteristiche generali delle celle agli ioni di litio.

Characteristic	Performance range
Operational cell voltage	4.2 to 2.5 V
Specific energy	100 to 158 Wh/kg
Energy density	245 to 430 Wh/L
Continuous rate capability	Typical: 1C High rate: 5C
Pulse rate capability	Up to 25C
Cycle life at 100% DOD	Typically 3000
Cycle life at 20 to 40% DOD	Over 20000
Calendar life	Over 5 years
Self discharge rate	2 to 10%/month
Operable temperature range	-40°C to 65°C
Memory effect	None
Power density	2000 to 3000 W/L
Specific power	700 to 1300 W/Kg

La problematica maggiore per questa tipologia di batterie è la loro stabilità alle elevate temperature come 70°C per brevi periodi.

1.8.3 Caratteristiche batterie $C/LiCoO_2$ agli ioni di litio.

La capacità e la caratteristica di scarica di una batteria degli ioni di litio ovviamente dipendono dalle modalità di progettazione e possono variare notevolmente da produttore a produttore. Figura 104 mostra l'andamento del processo di scarica a differenti correnti di scarica.

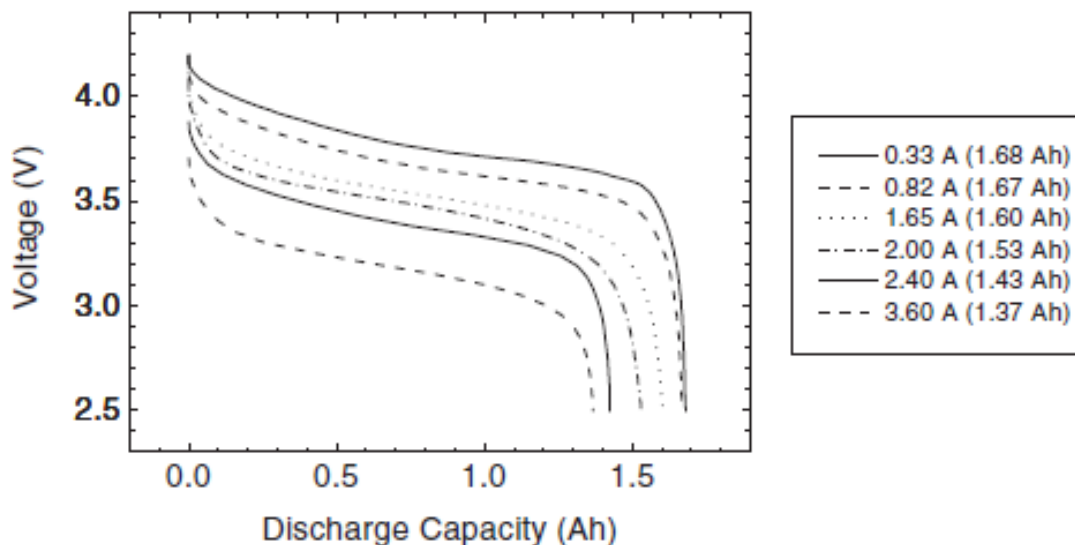


Figura 104 Processo di scarica per una batteria agli ioni di litio di tipo $C/LiCoO_2$ processo a corrente costante e a temperatura compresa tra 21°C e 25°C.

La Figura 105 mostra invece per la stessa tipologia di batteria il processo di scarica a potenza costante.

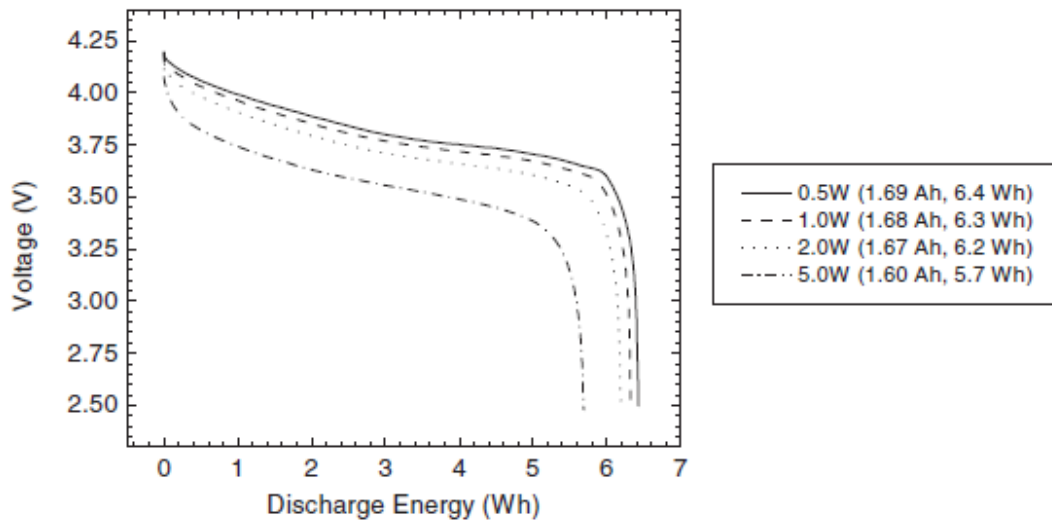


Figura 105 Processo di scarica a potenza costante di una batteria $C/LiCoO_2$ agli ioni litio. Batteria caricata con processo CCCV a 1.65 A e 4.2 V per 2.5 ore alla temperatura di 21°C.

La Figura 106 mostra invece l'influenza della temperatura sulla capacità erogabile dalla batteria $C/LiCoO_2$.

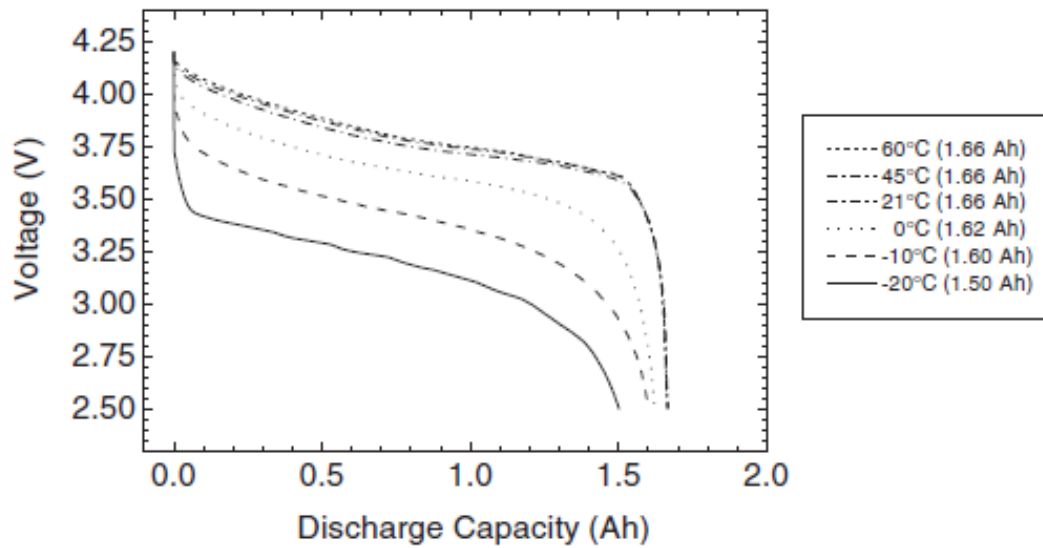


Figura 106 Processo di scarica a corrente costante per una batteria agli ioni di litio del tipo $C/LiCoO_2$ caricata con procedura CCCV per 2.5 ore, con corrente pari a 1.65 A e tensione pari a 4.2 V.

Cicli vita.

Nella Figura 107 è possibile vedere l'andamento della capacità erogabile dalla batteria in funzione del numero di cicli, con curve parametrizzate a differenti correnti di scarica e temperature operative differenti.

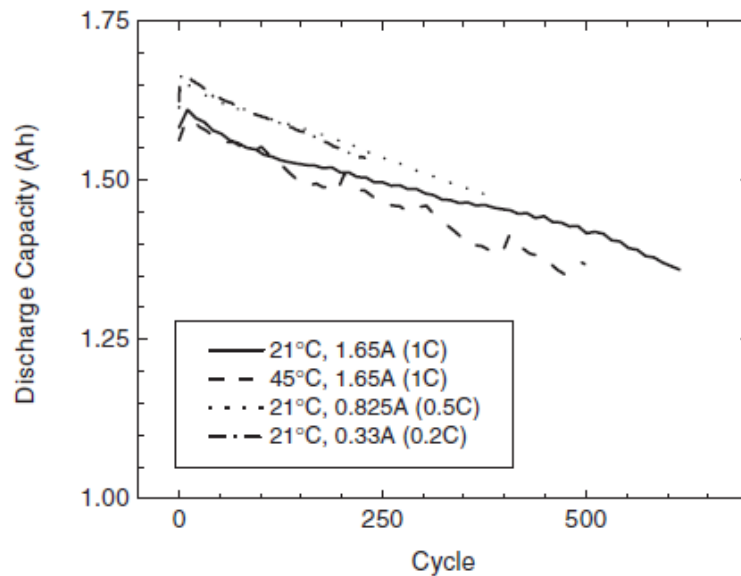


Figura 107 Capacità erogabile da una batteria agli ioni di litio del tipo $C/LiCoO_2$, operante tra $21^\circ C$ e $45^\circ C$, con correnti di scarica tra 0.2C e 1C e con tensione di cella che vanno tra 4.2 V fino a 2.5 V.

La Figura 108 mostra l'andamento tipico della tensione di cella in funzione della capacità di energia erogabile dalla batteria e in funzione dei cicli effettuati da un accumulatore agli ioni di litio del tipo $C/LiCoO_2$. La caratteristica è stata ottenuta facendo operare la batteria a $21^\circ C$ e con corrente di scarica pari a 1C. si può ricavare che il calo di tensione è di 0.3 mV/ciclo.

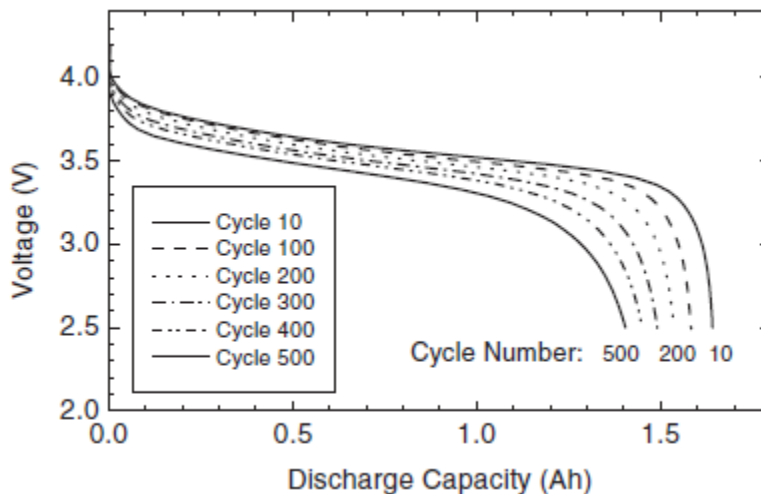


Figura 108 Tensione di cella in funzione della capacità erogata con curve parametrizzate a differenti numeri di cicli della batteria, effettuati con corrente di scarica di 1.65 A.

Capacità di stoccaggio energia.

Due criteri per caratterizzare le capacità di stoccaggio sono la sua auto scarica e il recupero di capacità dopo un periodo di stoccaggio senza utilizzare la batteria. La capacità può essere determinata attraverso un processo di scarica prima di effettuare lo stoccaggio dell'energia. Dopo lo stoccaggio, partendo da batteria carica e realizzata la scarica, dall'energia erogata dalla batteria è possibile determinare le perdite per auto scarica avvenute nel periodo di stoccaggio dell'energia, la susseguente fase di carica e scarica permette invece di determinare il recupero di capacità dell'accumulatore. La Figura 109 mostra tutto ciò, si può vedere che nonostante un periodo di stoccaggio dell'energia prolungato (6 mesi) il calo di tensione è minimo, circa 0.1 V, mentre le perdite per auto scarica sono state del 10% circa, con batteria caricata al 97% della capacità nominale.

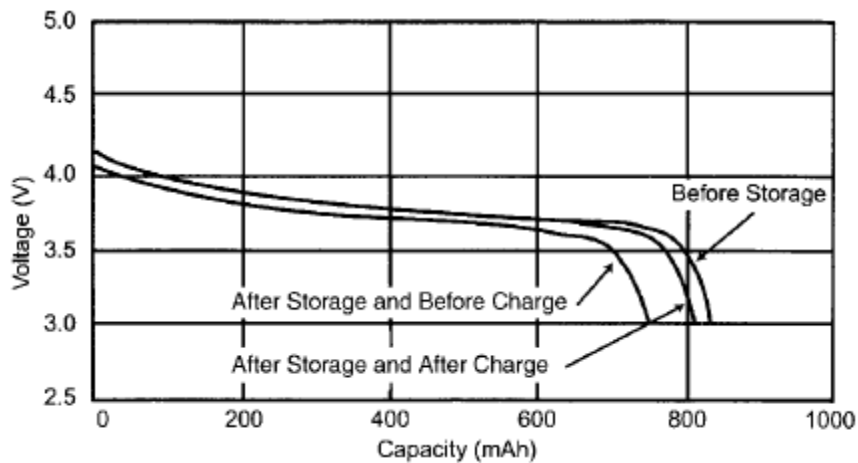


Figura 109 Caratteristica di scarica di una batteria agli ioni di litio del tipo $C/LiCoO_2$, prima e dopo lo stoccaggio di energia per 6 mesi alla temperatura di $20^\circ C$.

La Figura 110 mostra invece l'effetto della temperatura sul processo di auto scarica, sempre per una batteria agli ioni di litio del tipo $C/LCoO_2$.

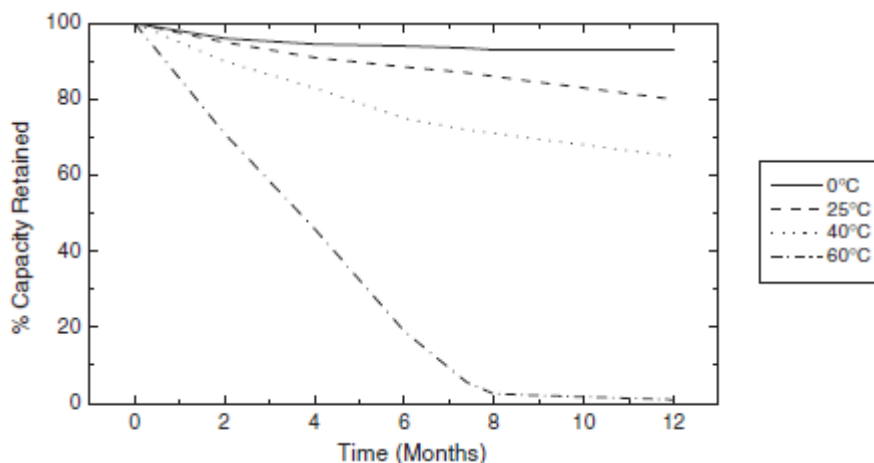


Figura 110 Effetto della temperatura sul processo di auto scarica durante lo stoccaggio di energia di una batteria agli ioni di litio del tipo $C/LiCoO_2$.

1.8.4 Caratteristiche di carica.

Le celle agli ioni di litio sono fabbricate allo stato di carica nulla, per cui prima del loro utilizzo debbono essere caricate. I processi di carica solitamente impiegati sono i regimi a corrente costante (CC), oppure in due fasi una a corrente e la successiva in tensione costante (CCCV). Questi regimi di carica richiedono sistemi appositi per il monitoraggio dello stato di carica, al fine di realizzare un processo corretto. Le celle agli ioni di litio in genere sono caricate alla tensione di 4.1 V fino a 4.2 V. Mentre la cella con elettrodo al $LiCoO_2$ è stabile ad entrambi i potenziali, per l'elettrodo al $LiNi_{1-x}Co_xO_2$ la tensione di fine carica influisce sulle caratteristiche della cella stessa. Se caricata alla tensione di 4.2 V infatti la cella presenta una maggiore capacità ma un minor numero di cicli vita e la stabilità dell'accumulatore stesso, rispetto questo alle medesime celle caricate però con tensione pari a 4.1 V.

L'andamento della tensione, della corrente e della capacità, percentuali, del processo di carica CCCV per due celle agli ioni di litio (con elettrodi differenti) è mostrato in Figura 111. Nella fase iniziale caratterizzata da carica a corrente costante, lo stato di carica della cella aumenta linearmente, mentre la cella raggiunge asintoticamente la tensione di 4.2 V. Nella fase a tensione costante invece la corrente decresce man mano che la cella si avvicina allo stato di carica completo. Le celle agli ioni di litio hanno il notevole vantaggio di possedere una efficienza di conversione di coulomb praticamente unitario e di avere una efficienza di conversione in energia compresa tra il 95% e il 98%. Questi elevati valori sono giustificati dal fatto che non sono presenti effetti parassiti caratteristici dei sistemi ad elettrolita acquoso, come la formazione di gas durante i processi di carica e sovraccarica. Ulteriori vantaggi, di piccola entità, si possono ottenere con un processo di carica impulsivo.

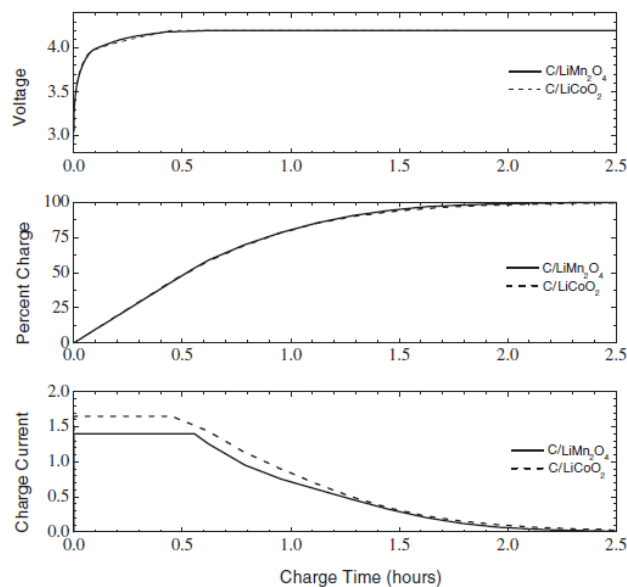


Figura 111 Processo di carica di 18650 celle a 1.4 A ($C/LiMn_2O_4$) e 1.65 A ($C/LiCoO_2$) e tensione pari a 4.2 V.

Siccome le prestazioni di batteria si riducono notevolmente con la sovraccarica e scarica profonda della stessa, questi sistemi di accumulo presentano un sistema di controllo dello stato di carica, al fine di ottenere le massime prestazioni dalla batteria.

Molte applicazioni richiedono il mantenimento della capacità mediante un processo di carica float (a tensione costante). In questa modalità le celle sono caricate ogni qualvolta la loro tensione di circuito aperto è minore di un valore soglia. La Figura 112 mostra la capacità della batteria $C/LiCoO_2$ di mantenere la carica durante tale processo in un periodo di 21 mesi. Il mantenimento della carica è influenzato dalla temperatura

del sistema ed è influenzato pure dalla relazione di Arrhenius. La perdita di capacità aumenta di un fattore di circa 1.3 ogni 10°C di sovratemperatura dalle condizioni standard.

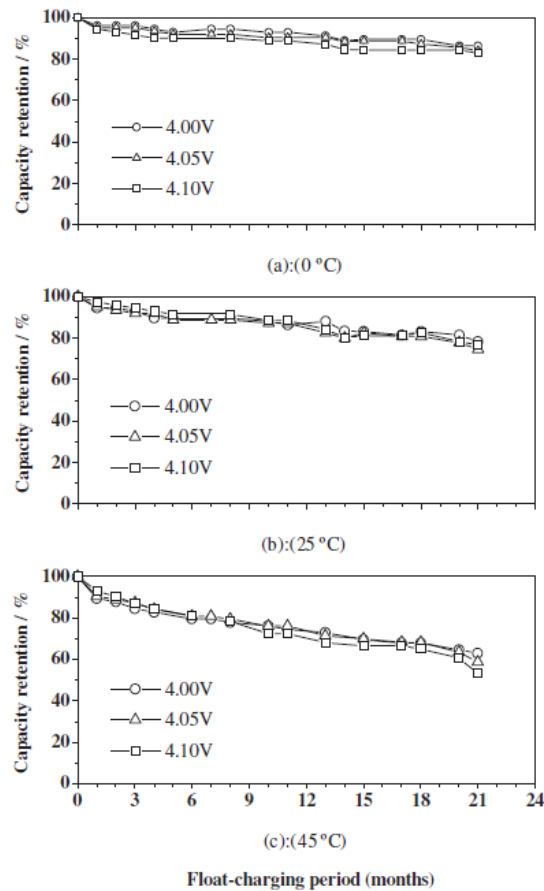


Figura 112 Mantenimento della carica per una cella $C/LiCoO_2$ alle temperature di 0°C, 25°C o 45°C alle tensioni di 4 V , 4.05 V o 4.1 V per un processo di carica float.

1.8.5 Batterie agli ioni di litio a polimeri.

Permettono il mantenimento delle caratteristiche principali delle batterie agli ioni di litio quali elevata densità di energia ed elevata energia specifica, garantendo in aggiunta dimensioni estremamente compatte. La struttura interna tipica a strati è ben visibile in Figura 113, nella Figura 114 invece è visibile una batteria reale.

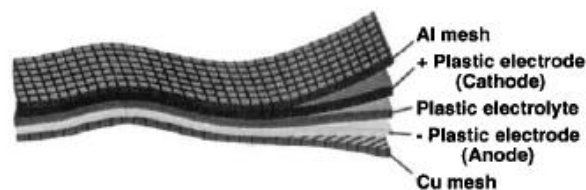


Figura 113 Struttura schematica di una cella a polimeri e ioni di litio.

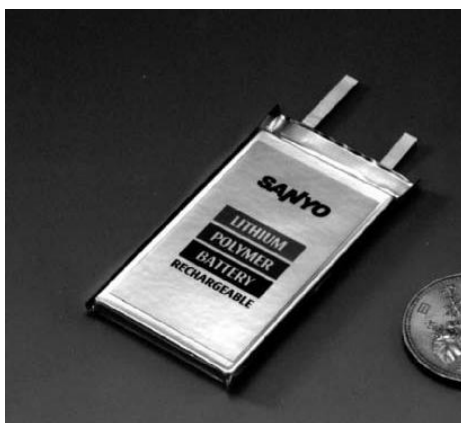


Figura 114 Batteria a polimeri e ioni di litio da 0.57 Ah della Sanyo.

Gli elettrodi della cella ai polimeri e ioni di litio è ottenuta da un miscela viscosa composta da materiali attivi ad esempio $LiMn_2O_4$, $LiCoO_2$, $LiAl_{0.05}Co_{0.15}Ni_{0.802}$ ed altri, mentre per l'elettrodo positivo mentre per l'elettrodo negativo microsferi di grafite, grafite artificiale o grafite triturrata finemente, un polimero legante volatile e un plastificante medio basso volatile. Può essere anche posto un film di plastica con lo scopo di omogeneizzare la miscela viscosa di materiali attivi costituenti gli elettrodi.

L'energia specifica e la densità di energia per questa tipologia di celle è leggermente superiore a quelle delle celle agli ioni di litio ad elettrolita liquido, però dato che le reazioni elettrochimiche sono le stesse come le frazioni di volume e peso dei vari componenti, la differenza può essere data solamente dalla maggiore compattezza del sistema, contenitore più sottile ed utilizzo di elettrodi piatti. Valori tipici di densità di energia ed energia specifica, per una cella agli ioni di litio con elettrodi $C/LiCoO_2$, sono rispettivamente di 270 fino a 400 Wh/L e 145 fino a 190 Wh/kg.

1.8.6 Caratteristiche batterie agli ioni di litio e polimeri.

Caratteristica di scarica.

La Figura 115 mostra l'andamento della tensione in funzione della capacità fornita e della corrente di scarica applicata, in base a quest'ultimo parametro si hanno significative variazioni della capacità erogabile dalla cella.

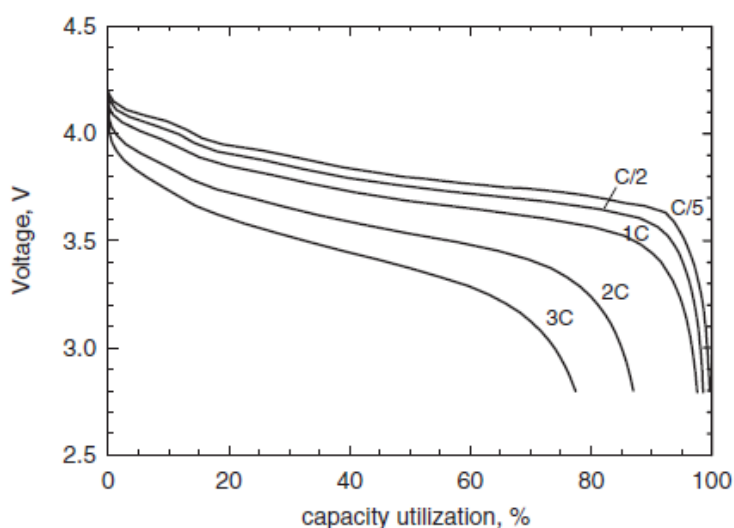


Figura 115 Caratteristica di scarica di una batteria agli ioni di litio e polimeri del tipo $C/LiCoO_2$ da 0.12 Ah a 21°C.

Performance di cella alle basse temperature.

In Figura 116 sono riportate le curve di scarica di una batteria Sanyo $C/LiCoO_2$ agli ioni di litio e polimeri a differenti temperature, come si può facilmente osservare alle basse temperature l'energia fornita dalla batteria cala notevolmente. Tali temperature però non causano un degrado nelle prestazioni di cella come si può vedere analizzando la Figura 117 che mostra l'energia erogata dalla cella a 21°C dopo cicli di scarica a 0°C e -20°C.

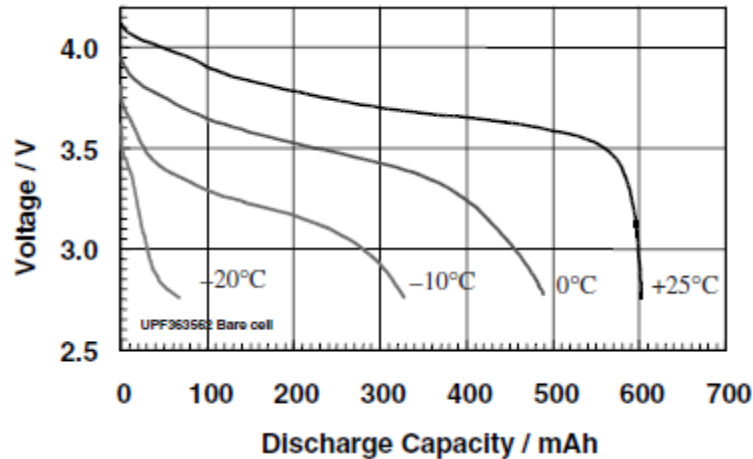


Figura 116 Andamento tensione per una batteria agli ioni di litio e ai polimeri di capacità pari a 0.57 Ah, corrente di scarica 0.57 A. Batteria caricata con processo CCCV con corrente da 0.57 A fino alla tensione di 4.2 V.

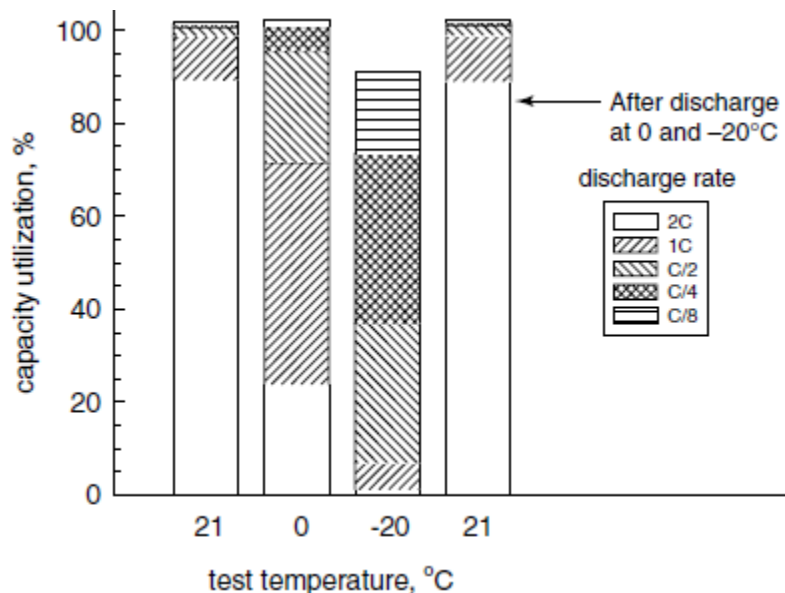


Figura 117 Capacità fornita a basse temperature per una batteria agli ioni di litio e polimeri di tipo $C/LiCoO_2$ carica effettuata a 21°C.

Cicli vita.

Il numero di cicli vita per le batterie agli ioni di litio e polimeri sono elevati come si può vedere nella Figura 118. La batteria in analisi ha una capacità di 0.136 Ah, caricata con correnti pari a 1C fino alla tensione di 4.2 V con processo CCCV in 90 minuti. Essa è dunque scaricata con tassi pari a 0.2C, C o 2C con andamenti della tensione di scarica in funzione della corrente di processo. Il calo della tensione media della batteria lungo la sua vita è legato all'aumento della resistenza interna (vedi Figura 121), come è visibile in Figura 119. La Figura 120 mostra le conseguenze di questo effetto.

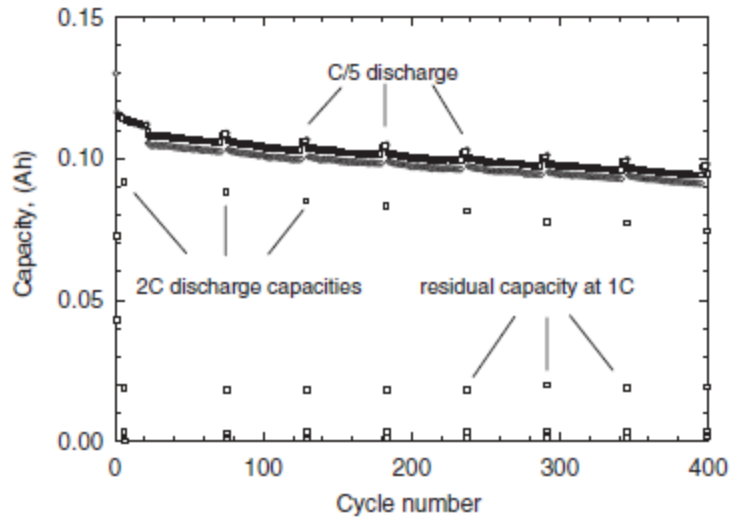


Figura 118 Capacità di una batteria agli ioni di litio e polimeri tipo $C/LiCoO_2$, capacità pari a 0.136 Ah caricata con corrente pari a 1C mediante processo CCCV in 90 minuti e scaricata con tasso pari a 1C fino a 2.8 V.

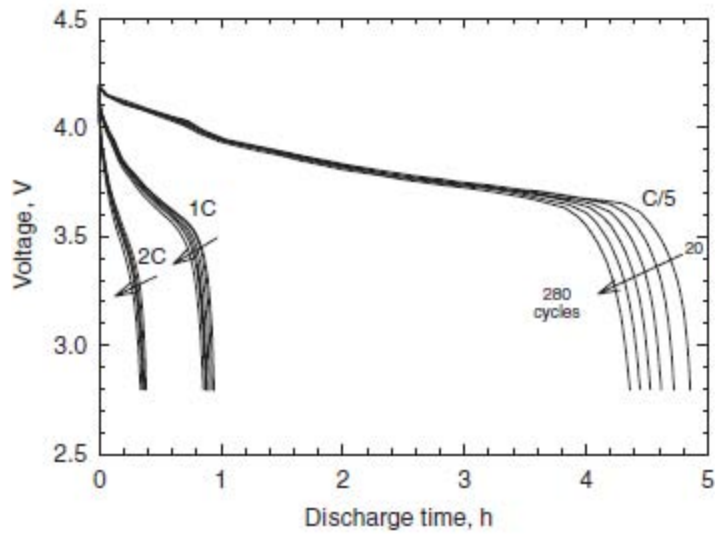


Figura 119 Tensione di batteria con correnti di scarica di 0.2C, C e 2C a 21°C.

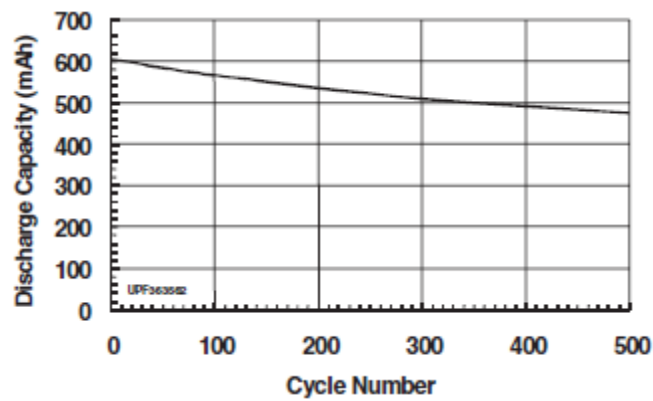


Figura 120 Capacità in funzione dei cicli effettuati dalla batteria di capacità 0.57 Ah agli ioni di litio e polimeri.

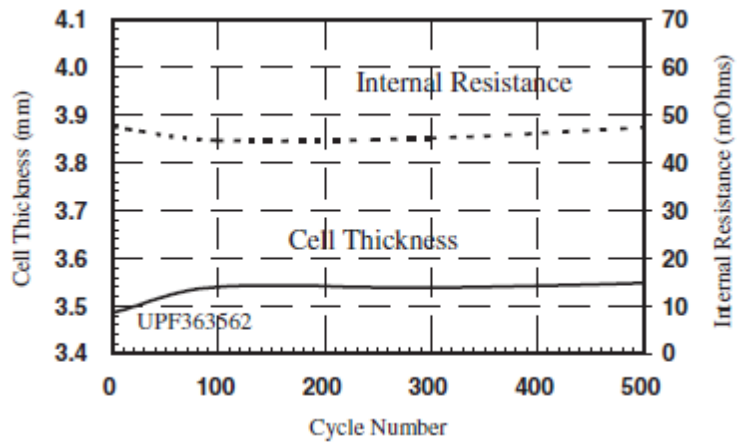


Figura 121 Andamento della resistenza interna di batteria e spessore di cella in funzione dei cicli di batteria. accumulatore agli ioni di litio e polimeri.

1.8.7 Caratteristica di carica.

Come per le batterie agli ioni di litio cilindriche e a prisma le batterie agli ioni di litio e polimeri possono essere ricaricate a corrente costante CC o con un processo a due fasi a corrente e successivamente a tensione costante CCCV (vedi Figura 122).

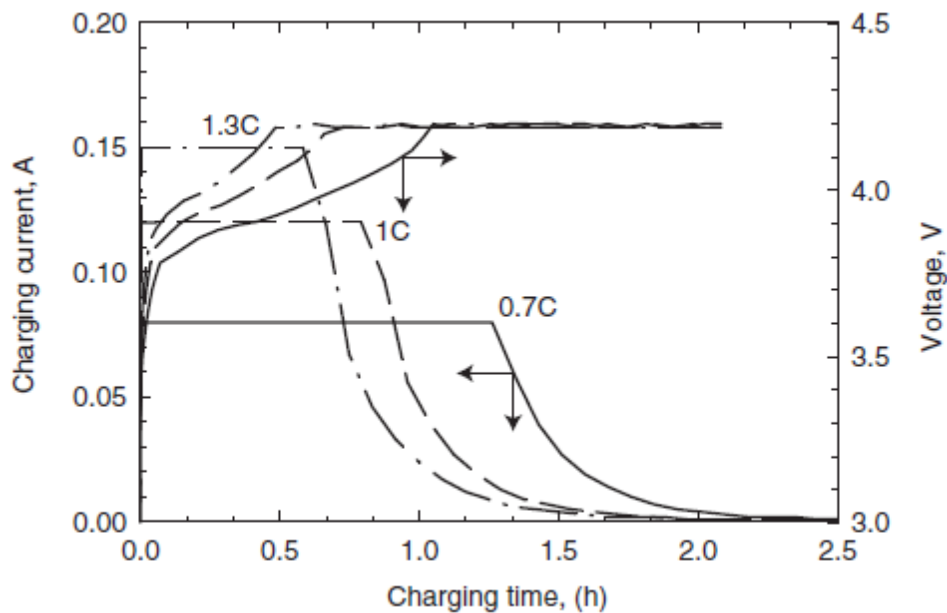
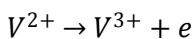


Figura 122 Processo di carica CCCV di una batteria agli ioni di litio e polimeri con correnti di carica di 1.3C, 1C e 0.7C a 21°C.

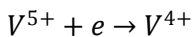
1.9 Batterie Redox.

È un sistema di accumulo dell'energia elettrica che come peculiarità presenta la circolazione dell'elettrolita mediante l'ausilio di apposite pompe. Il sistema che ha trovato maggior sviluppo è quello delle batterie redox al vanadio VRB (il termine redox sta a indicare "riduzione"). Questo sistema presenta reazioni di ossidazione e riduzione che coinvolgono solamente ioni in soluzione nell'elettrolita, le reazioni hanno luogo solo sugli elettrodi. Questo significa che il materiale attivo deve essere stoccato al di fuori delle celle della batteria. Inoltre questo sistema di accumulo presenta un elevato numero di cicli vita, però la densità di energia risulta limitata a causa della scarsa solubilità del materiale attivo impiegato.

Gli elettroliti nei contenitori degli elettrodi positivi e negativi (separati) sono caratterizzati da differenti stati di valenza del solfato di vanadio, entrambe le soluzioni contengono acido solforico per supportare l'elettrolita. Le reazioni che avvengono nella soluzione sono, all'anodo durante il processo di scarica



Mentre al catodo



Entrambe le reazioni sono reversibili sulla maglia di carbonio presente sugli elettrodi. Per separare gli elettroliti dei compartimenti dell'anodo e del catodo di cella viene impiegata una membrana selettiva che permette il passaggio degli ioni desiderati. La miscelazione dei contenuti dei due diversi contenitori di elettrolita risulta in una permanente perdita della capacità di immagazzinamento dell'energia da parte del sistema VRB a causa della diluizione del materiale attivo. La migrazione di altre specie ioniche come ad esempio lo ione H^+ , al fine di permettere la neutralità dell'elettrolita, deve essere permessa. Per questo sono richieste membrane selettive agli ioni. La Figura 123 mostra uno schema dei sistemi VRB, molti progetti sperimentali sono stati realizzati dalla SEI e dalla Mitsubishi Chemical.

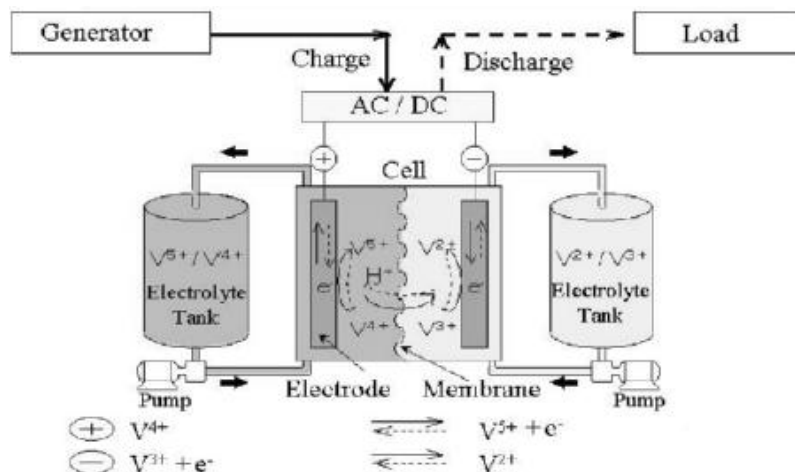


Figura 123 Schema di un sistema VRB.

Le problematiche maggiori di questo sistema consistono nell'elevato costo dell'elettrolita che contiene materiali rari come il vanadio e la membrana che anch'essa è molto costosa e necessita di frequente manutenzione.

La Vanadis Power GmbH⁶, ditta installatrice di questa tipologia di sistemi in tutto il mondo, in occasione della fiera Intersolar a Monaco del 2013 ha presentato una nuova tipologia di elettrolita basato sul vanadio miscelato con miscele di acidi (come l'acido cloridico o solforico) il quale permetterebbe dagli studi da loro svolti una maggiore stabilità chimica del composto un aumento sostanziale della densità di energia che raggiungerebbe valori pari a 30 Wh/L, una maggiore stabilità operativa tra -5°C e 60°C senza avere precipitazioni in fase solida tipiche della degradazione termica dell'elettrolita ed infine una maggiore vita e resistenza del sistema permettendo per cui un calo dei costi.

Si riportano alcune caratteristiche ottenute in fase di test dalla Vanadis Power del loro sistema visibili in Figura 124 e Figura 125. In Figura 126 è invece visibile la foto del sistema utilizzato nella sperimentazione in analisi.

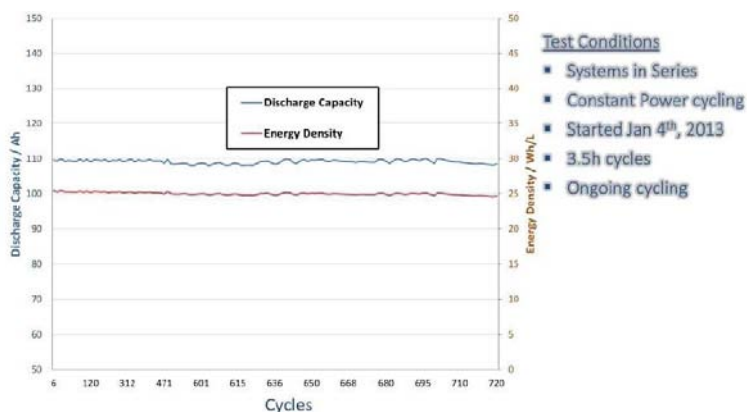


Figura 124 Analisi capacità sistema da 2kW

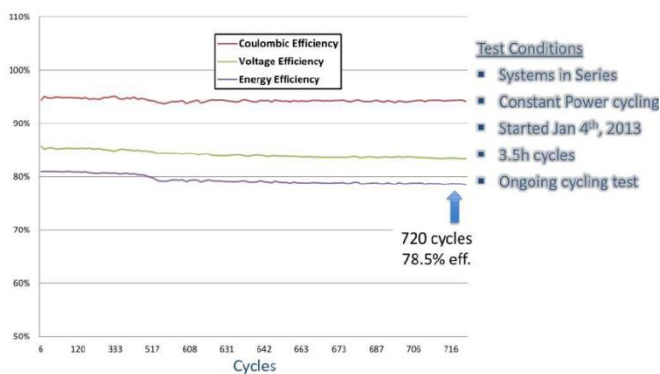


Figura 125 Analisi efficienza sistema da 2kW.



Figura 126 Foto del sistema da 2 kW utilizzato nella sperimentazione.

⁶ Presentazione della Vanadis Power GmbH di Dr. Andreas Luczak alla fiera Intersolar di Monaco 17 Giugno 2013.

Il nuovo design della Stanford/SLAC⁷ (ricerca del dipartimento dell'energia americano DOE, National Accelerator Laboratory e l'università di Stanford) utilizza un solo flusso di elettrolita e non necessita di una membrana di separazione. L'elettrolita contiene litio e solfuri, molto meno costosi rispetto al vanadio, i quali interagiscono con un rivestimento di litio metallico che permette il flusso di elettroni senza esercitare il degradamento del metallo. Durante il processo di scarica i polisolfati di litio assorbono gli ioni di litio, durante il processo di carica, avviene il processo inverso ovvero il rilascio degli ioni di litio nell'elettrolita. l'elettrolita contiene un solvente organico che non causa le stesse problematiche legate alla corrosione tipiche delle batterie ad elettrolita acquoso. In test di laboratorio iniziali il sistema ha dimostrato eccellenti performance di stoccaggio dell'energia con 2000 cicli di carica scarica, equivalenti a cinque anni e mezzo di vita. In Figura 127 lo schema rappresentativo dell'impianto.

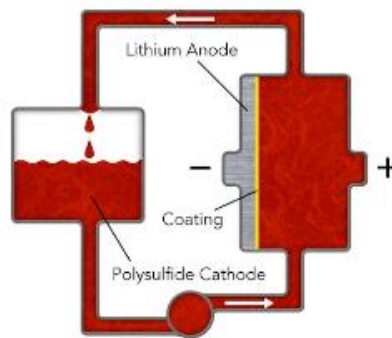


Figura 127 Nuova impianto a flusso di elettrolita basato sui polisolfati di litio.

⁷ Redazione QUALENERGIA.it, New Battery Design Could Help Solar and Wind Power the Grid, 02_05_2013.
104

1.10 Batterie ad alta temperatura (Sodio zolfo e ZEBRA).

Tecnologia interessante per lo sviluppo di applicazioni di sistemi di accumulo di elevate dimensioni. Le configurazioni testate sono molteplici ma le due principali si basano entrambe su due componenti che identificano i sistemi come batterie sodio-beta. Tale denominazione è dovuta all'utilizzo del sodio come elemento liquido che funge da materiale attivo nell'elettrodo negativo e la beta allumina ceramica (β'' - Al_2O_3) che funge da elettrolita. le caratteristiche peculiari del sistema sono riassunte nella Tabella 9.

Tabella 9 Vantaggi e limiti delle batterie al Sodio/Zolfo.

Characteristic	Comments
<i>Advantages</i>	
Potential low cost relative to other advanced batteries	Inexpensive raw materials, sealed, no-maintenance configuration
High cycle life	Liquid electrodes
High energy and good power density	Low-density active materials, high cell voltage
Flexible operation	Cells functional over wide range of conditions (rate, depth of discharge, temperature)
High energy efficiency	80+% due to 100% coulombic efficiency and reasonable resistance
Insensitivity to ambient conditions	Sealed high-temperature systems
State-of-charge identification	High resistance at top of charge and straightforward current integration due to 100% coulombic operation
<i>Limitations</i>	
Thermal management	Effective enclosure required to maintain energy efficiency and provide adequate stand time
Safety	Reaction with molten active materials must be controlled
Durable seals	Cell hermeticity required in a corrosive environment
Freeze-thaw durability	Due to the use of a ceramic electrolyte with limited fracture toughness that can be subjected to high levels of thermally driven mechanical stress

La struttura base della cella al sodio-beta è illustrata in Figura 127. Le celle devono operare a temperature sufficientemente alte per portare tutto il Sodio/Zolfo o la quota parte di $Na/MeCl_2$ del materiale attivo costituente l'elettrodo alla fusione al fine di garantire una adeguata conducibilità degli ioni attraverso l'elettrolita costituito da β'' - Al_2O_3 .

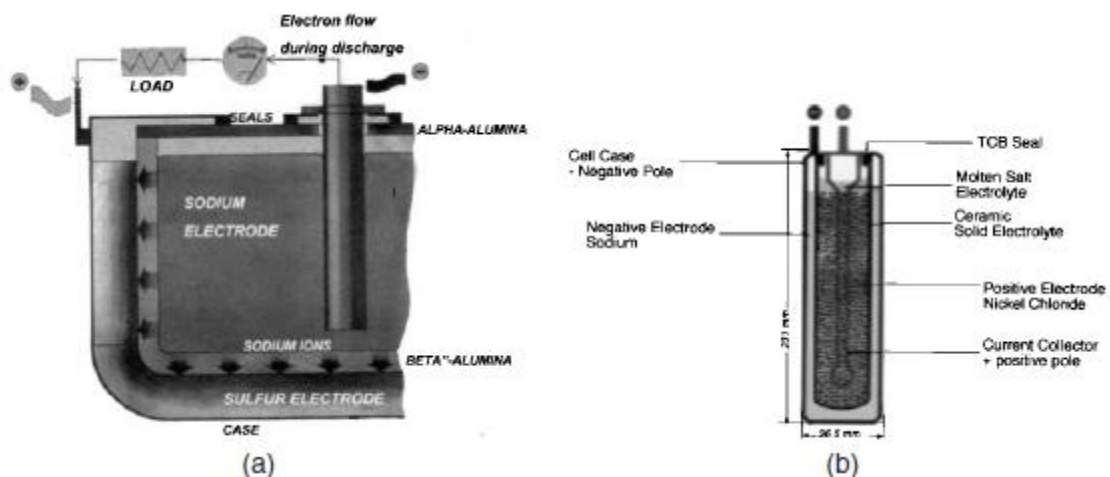
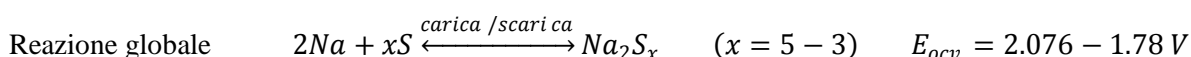
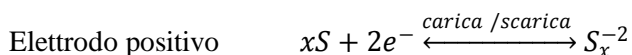
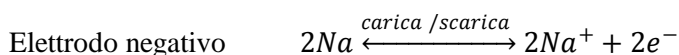


Figura 128 Schemi funzionali di batterie al (a) Na/S , (b) $Na/NiCl_2$.

Chimica cella Na/S.

Durante il processo di scarica il sodio è ossidato dall'interfaccia di $Na/\beta''-Al_2O_3$, formando cationi di sodio. Questi ioni migrano attraverso l'elettrolita e si combinano con lo zolfo il quale viene ridotto dal catodo formando del pentasolfuro di sodio. La molecola di Na_2S_5 non è miscibile con lo zolfo rimanente, formando quindi una miscela liquida costituita da due fasi. Quando tutto lo zolfo disponibile è convertito in Na_2S_5 viene progressivamente convertito in un'unica fase di polisolfide di sodio con maggior contenuto di zolfo. Durante la carica le reazioni chimiche sono l'opposto.



Le caratteristiche elettriche delle celle al sodio/zolfo dipendono dalla tipologia di progettazione adottata. Andamenti tipici della tensione di cella sono illustrati in Figura 129. Il grafico mappa il potenziale di equilibrio, la tensione di circuito aperto e la tensione operativa in fase di carica e scarica in funzione della profondità di scarica. La scarica è limitata in modo da evitare la profondità di scarica al di sopra del 100% per due ragioni: l'aumento della corrosività del Na_2S_x al calare del valore di x e per evitare locali scariche profonde a causa delle possibili non uniformità intrinseche della cella. Se si prosegue la scarica anche dopo la formazione di Na_2S_3 comincia a formarsi un'altra miscela a due fasi, dove una delle due fasi, il Na_2S_2 , è solida. La formazione del Na_2S_2 porta all'aumento della resistenza interna, scarsa efficienza di ricarica e danni strutturali all'elettrolita.

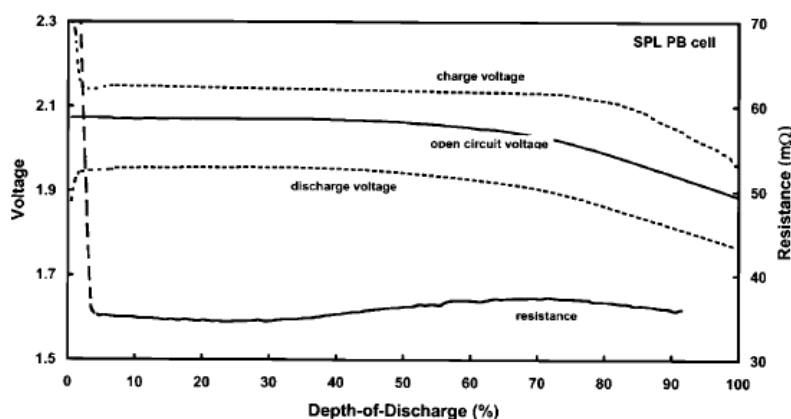


Figura 129 tensione e resistenza interna di cella in funzione della profondità di scarica. scarica con corrente pari a C/3 e carica a C/5.

Chimica cella Na/Me-Cl.

Questa tipologia di celle contiene un elettrolita fuso secondario ($NaAlCl_4$) e una fase Me-Cl attivo elettrochimicamente e insolubile (vedi Figura 130).

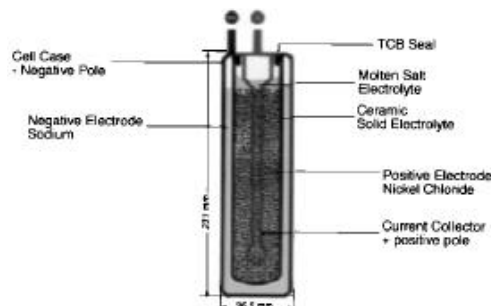
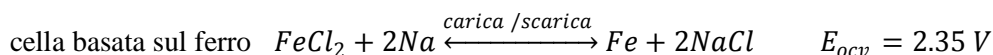
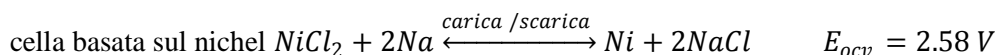
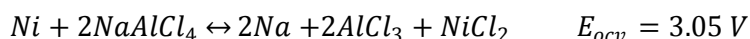


Figura 130 Cella al Na/NiCl

L'elettrolita secondario è necessario per condurre gli ioni di sodio dall'elettrolita primario costituito da $\beta''\text{-Al}_2\text{O}_3$ dall'elettrodo solido in Me-Cl. Le celle in genere sono realizzate utilizzando nickel o ferro. Essi sono scelti in base alla loro insolubilità nell'elettrolita secondario in NaAlCl_4 . Le reazioni globali per queste due tipologie di elettrodo sono le seguenti:



se la cella viene sovraccaricata, si produce un eccesso di clorati di nichel dalla decomposizione dell'elettrolita secondario secondo la seguente reazione:



Durante le sovraccariche eccessive inoltre si ha la degradazione dell'elettrodo positivo, questa reazione evita la rottura dell'elettrolita al $\beta''\text{-Al}_2\text{O}_3$ a causa della tensione. Nella pratica, celle e batterie possono essere sovraccaricate oltre il 50%.

Curve caratteristiche.

Le seguenti caratteristiche che vengono riportate sono i risultati di test eseguiti dal CNR Dipartimento Energia e Trasporti, redatti nella relazione tecnica Accumulo, in merito ad un accordo di sperimentazione tra CNR ed MSE. Per tali test si è adottata una batteria FZ-Sonick 48TL80-NV (ZEBRA), visibile in Figura 131, le cui celle (due stringhe in parallelo composte da 20 celle in serie) operano tra i 260°C e 300°C. la Tabella 10 riporta le caratteristiche principali del sistema.



Figura 131 Batteria ZEBRA 48TL80-NV in test presso CNR-ITAE.

Tabella 10 Caratteristiche tecniche batteria ZEBRA 48TL80-NV.

Characteristics	Values
Nominal Voltage	48 Vdc
Operating Voltage Range	42 to 56 Vdc
Nominal Capacity	80 Ah
Nominal Energy	4 kWh
Maximum Discharge Current	50 A
DC Bus Voltage Range	54 – 57 Vdc
Internal Low Voltage Disconnect	40 Vdc
Power Fuse Size	63A
Communication Port	RS232
Alarm Dry Contact	230Vac 2A
Length	550 mm
Width	260 mm
Height	320 mm
Weight	45 kg
Operating Ambient Temperature	-20 to +60 °C
Terminal Bolt Torque	7-8 Nm
Terminal Bolt Size	M6

I test eseguiti su tale sistema sono i seguenti.

Calcolo tempo di assestamento.

A causa dei transitori elettrochimici la tensione ai morsetti impiega un tempo variabile dall'annullamento della corrente di scarica per riportarsi alla tensione a vuoto. Tale periodo è strettamente dipendente, per la maggior parte dei sistemi di accumulo, dallo stato di carica. La batteria in analisi è stata scaricata fino a SOC pari al 20% con una corrente costante di 20°. Raggiunto il valore di SOC voluto si ha annullato la corrente di scarica e atteso l'assestarsi della tensione a vuoto. La caratteristica ottenuta è riportata in Figura 132.

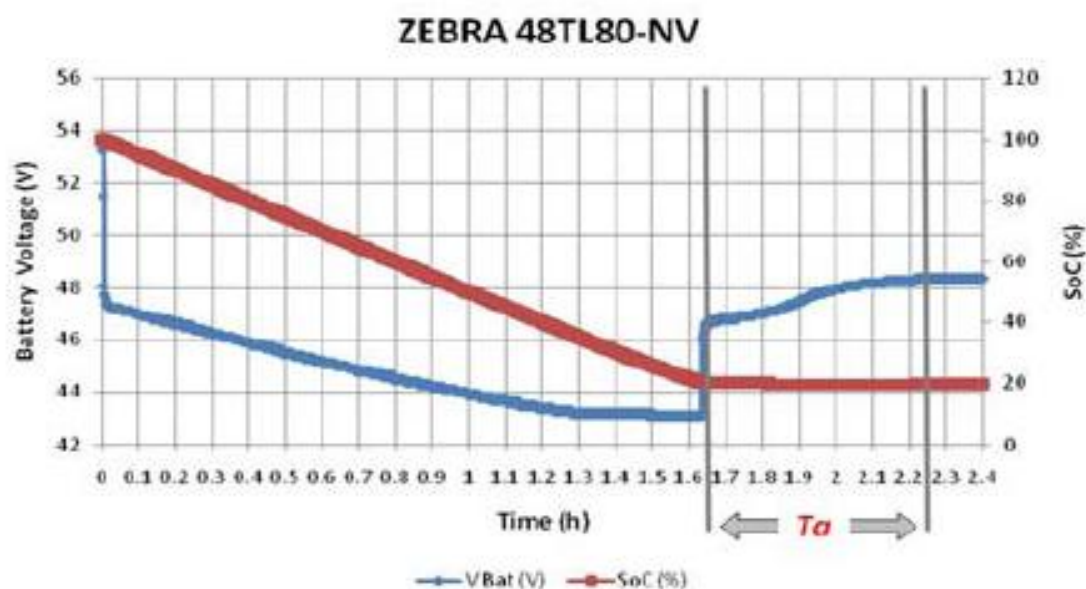


Figura 132 Tempo di assestamento con SOC=20%.

Prove di scarica.

Partendo da batteria completamente carica sono state effettuate diverse scariche a corrente costante, le caratteristiche ottenute sono riportate in Figura 133.

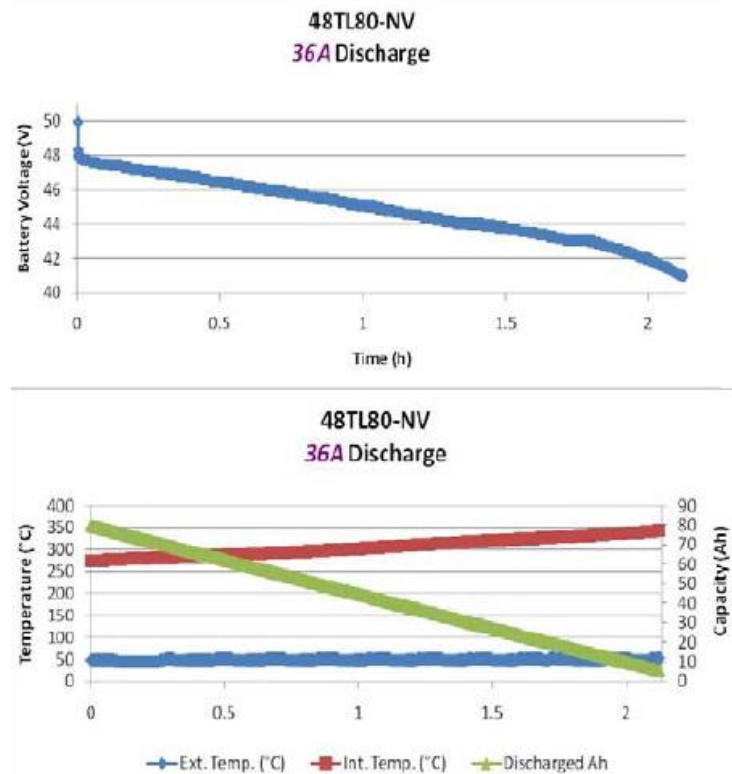


Figura 133 Andamento della tensione, dello stato di carica e della temperatura durante il processo di scarica realizzato a 0.45C.

Prove di carica

Partendo da batteria con SOC pari all'8%, sono state effettuate prove di CCCV. La batteria in analisi può accettare la massimo 10 A durante il processo con sistema ovviamente in temperatura. La prima fase di carica è realizzata con corrente costante pari a 10 A/cella fino al raggiungimento della tensione di fine carica pari a 2.6 V/cella, segue quindi la fase di carica a tensione costante fino al raggiungimento delle condizioni di carica, identificata da una corrente inferiore a 0.5 A/cella per un minuto. In Figura 134 è mostrato il processo di carica con corrente pari a 0.125C.

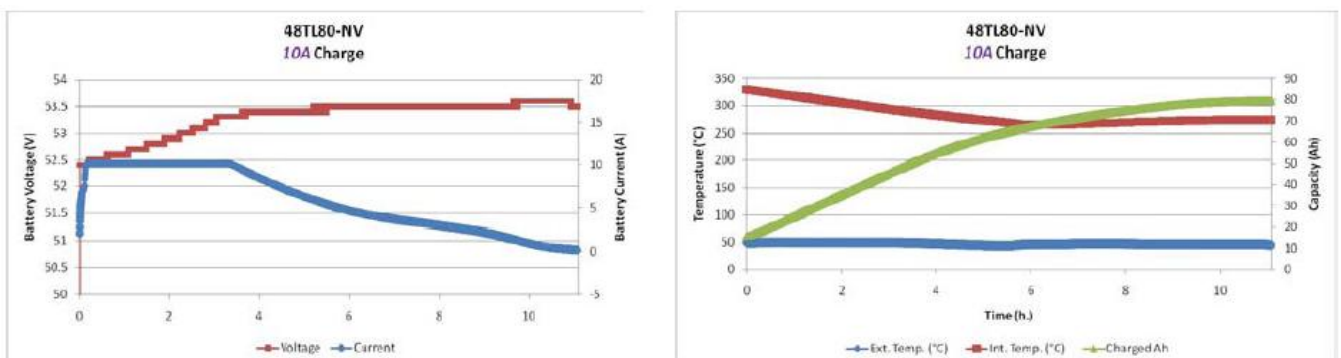


Figura 134 processo di carica CCCV con corrente di carica pari a 0.125C. Andamenti della corrente, della tensione, degli Ah caricati e delle temperature.

Rendimento energetico ed amperometrico.

Il rapporto amperometrico è stato determinato tramite il rapporto tra l a carica estratta dalla batterai durante il processo di scarica e quella fornita alla batteria durante il processo di carica.

Il rendimento energetico è stato invece ottenuto dal rapporto tra 'energia scaricata durante la prova di scarica e le'energia fornita durante il processo di carica.

Il ciclo di prova si basa sulla scarica della batteria completamente carica in due fasi, una prima fase concorrente di scarica pari a 18° e una seconda a 10°, questo fino al raggiungimento di un SOC pari al 10%. Ha seguito dunque il processo di carica fino al raggiungimento di un SOC pari al 100% al fine di ripristinare le condizioni iniziali. In Figura 135 sono illustrati gli andamenti di tensione ed energia in funzione degli Ah scaricati e caricati nelle fasi analoghe.

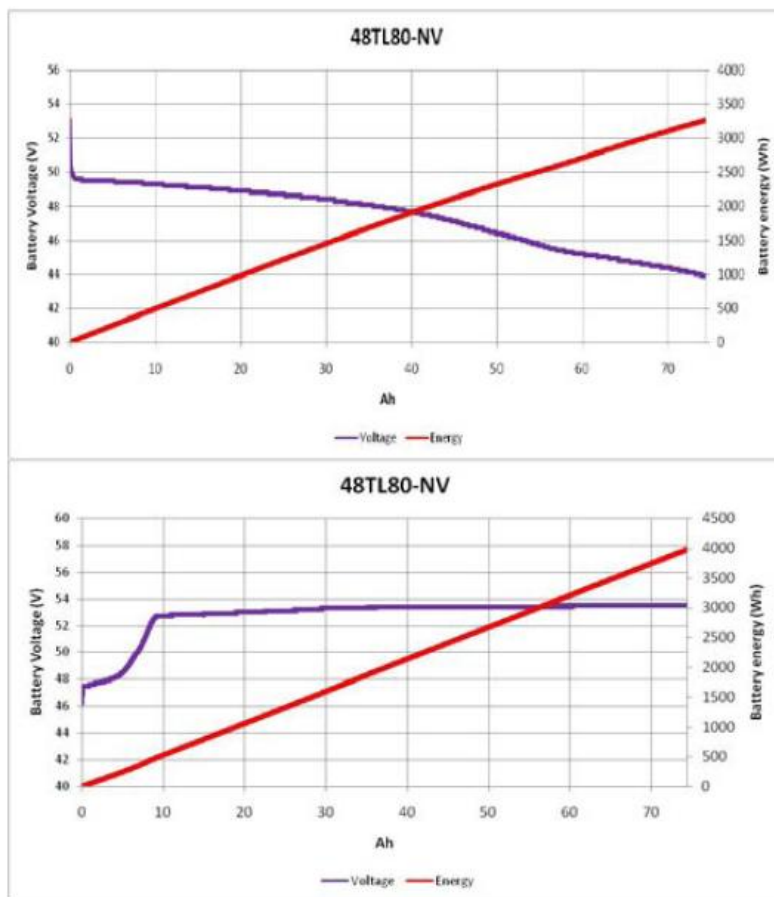


Figura 135 Tensione ed energia in funzione degli Ah di processo. 10A in fase di carica e 18A in fase di scarica.

Capitolo 2 Uno sguardo al presente e al futuro.

2.1 Gli schemi incentivanti esistenti.

Allo stato attuale abbiamo due modelli differenti di incentivazioni dei sistemi di accumulo presenti nel mondo, quello introdotto dalla Germania e quello introdotto dallo stato della California.

Il sistema di incentivazione introdotto dalla Germania^{8,9} è entrato in corso nel 1° Maggio dell'anno corrente, tale schema prevede il finanziamento da parte della KfW, la Banca pubblica per la ricostruzione (o Banca del Governo federale e dei Lander). Tale finanziamento agevolato permette agli utenti richiedenti di accedere a finanziamenti per 5, 10 o 20 anni ad un tasso di interesse oscillante tra l'1.5% e il 7%, tale finanziamento potrà coprire interamente l'entità del costo dell'impianto. Una volta realizzata la messa in servizio dell'impianto di accumulo, sarà possibile richiedere il rimborso del finanziamento fino al 30%, il quale verrà erogato dal ministero dell'Ambiente tedesco verso il KfW. Il rimborso massimo ottenibile è di 600 €/kW di potenza dell'impianto fotovoltaico associato. Tale sistema di incentivazione vale anche per impianti fotovoltaici installati dopo il 31 dicembre 2012, con un rimborso massimo di 660 €/kW riferito sempre alla potenza dell'impianto fotovoltaico.

Al finanziamento possono accedere, i cittadini privati, i professionisti, le aziende, gli agricoltori e le Ong; sono invece esclusi gli enti pubblici e le aziende che producono sistemi e componenti oggetto del programma. Le risorse messe in gioco ammontano a 50 milioni di euro spalmati equamente nel 2013 e nel 2014. Gli impianti incentivabili sono quelli aventi una potenza inferiore ai 30 kW con messa in esercizio dopo il 31 dicembre 2012. La potenza massima immessa in rete deve essere minore del 60% della potenza nominale dell'impianto (la restante quota deve essere stoccata nel sistema di accumulo per fornire assistenza alla rete in caso di necessità), inoltre l'inverter per l'immissione in rete dell'energia deve essere dotato di sistema di protezione interfaccia controllabile da remoto dal gestore della rete.

Questo schema incentivante rientra nel programma avviato dalla Germania per il raggiungimento entro il 2050 della copertura dei consumi da fonti rinnovabili pari all'80% della domanda elettrica. Le infrastrutture di accumulo con la loro diffusione avranno lo scopo nel medio e lungo periodo di salvaguardare la sicurezza e affidabilità della fornitura elettrica stessa. Secondo uno studio del Fraunhofer Institute for Solar Energy System inoltre l'utilizzo dei sistemi di accumulo permetterebbe la riduzione dei picchi della generazione elettrica del 40% e ridurre la capacità richiesta dalla rete del 66%.

Il sistema di incentivazione californiano⁹ a differenza di quello promulgato dalla Germania, va ad incentivare quelle tecnologie che abbiano come effetto la riduzione delle emissioni clima alteranti (il meccanismo incentivante presente prima di tale schema era il Self Generation Incentive Program SGIP che aveva lo scopo di sopperire alla carenza di generazione favorendo l'autogenerazione), per cui oltre a prevedere l'incentivazione dei sistemi di accumulo elettrochimici sono anche contemplati i finanziamenti di tecnologie come bacini idroelettrici, sistemi CAES, condensatori, volani e simili. I fondi messi a disposizione ammontano a 77.2 milioni di dollari e saranno gestiti dai 4 distributori locali presenti, messi a disposizione fino al 2014 (il sistema incentivante è iniziato nel 2011). Lo stanziamento dei fondi è stato approvato dall'Autorità dell'energia californiano CPUC (California Public Utilities Commission), i fondi sono stati reperiti mediante una apposita voce inserita nelle bollette della fornitura dell'elettricità.

La tariffa incentivante garantita ammonta a 1.8 \$/W di capacità installata, per i progetti di storage, con la possibilità di accedere ad ulteriori incentivazioni esposte nello Storage Act del 2010 a cui è possibile

⁸ www.QualEnergia.it, Germania, parte il programma di finanziamento per gli accumuli del fotovoltaico, Redazione Qualenergia.it, 19 Aprile 2013.

⁹ ANIE ENERGIA, RESIDENTIAL ELECTRICAL STORAGE SYSTEM (RESS).Pdf, Settembre 2013

accedere solo se il soggetto che realizza l'impianto si fa carico di almeno il 40% dell'investimento. Lo Storage Act del 2010 ha introdotto a livello nazionale un credito fiscale del 20% per gli investimenti in ESS a livello di rete e del 30% per i sistemi di accumulo realizzati presso utenze commerciali o domestiche. L'incentivo sulla capacità installata è maggiorabile del 20% se l'impianto in questione viene acquistato da un fornitore californiano. Per i richiedenti è inoltre possibile accedere ad uno sgravio fiscale del 30% dell'investimento. L'attuale incentivo, in vigore dal 2013 sarà valido fino al 2016, con una riduzione del 10% all'anno.

Gli impianti non hanno alcun limite a livello di potenza, anche se è da evidenziare che il finanziamento dell'impianto copre quote differenti in base a questo parametro, in particolare la tariffa incentivante è piena per impianti al di sotto di 1 MW, si dimezza con potenze di impianto comprese tra 1 e 2 MW, pari ad un quarto per potenze tra i 2 e 3 MW ed è invece nullo per potenze superiori a 3 MW. Al fine di poter conseguire l'incentivo inoltre bisogna garantire che il livello di emissione del sistema sia inferiore a 379 Kg CO₂/MWh, nel caso di adozione di batterie queste debbono avere un'efficienza minima pari al 63.5% inoltre devono essere in grado di fornire energia alla potenza di targa per 2 ore e scaricarsi completamente almeno una volta al giorno. Qualora l'impianto di accumulo sia associato ad un sistema di generazione eolico, la batteria deve essere in grado di sopportare centinaia di cicli di scarica parziale al giorno.

I sistemi di accumulo possono essere installati in modalità stand-alone oppure legati a impianti fotovoltaici o a qualunque altra tecnologia di generazione sostenuta dal programma SGIP. La regolamentazione in caso di impianto stand alone suggerisce di dimensionare il sistema di accumulo sulla base del picco di consumo nell'anno precedente da parte dell'utenza, se il sistema è collegato ad un sistema di generazione ad energia rinnovabile la potenza non può essere superiore a quella del sistema di generazione. Nel caso di impianti di accumulo collegati alla rete questi possono prelevare e scaricare l'energia accumulata in rete o con un'utenza ad esso collegata.

Qualunque cliente di qualunque distributore che gestisce i fondi degli incentivi può avere accesso a questi, sono comprese anche le municipalità servite da tali distributori.

2.2 La normativa nazionale.

Al livello della normativa nazionale italiana per quanto concerne lo storage, allo stato attuale è molto esigua, può essere distinta in tre filoni:

- Linee guida: norme redatte dal Legislatore riguardanti unicamente i soggetti regolati (AEEG, TERNA, GSE.....), che definiscono il ruolo dei sistemi di accumulo all'interno del sistema elettrico e in particolare nella rete di trasmissione dell'energia elettrica;
- Meccanismi incentivanti
- Provvedimenti correlati: iniziative del Legislatore che pur non essendo direttamente rivolte ai sistemi di accumulo portano comunque ad influenze sull'applicazione di quest'ultimi.

Le linee guida redatte dal Legislatore sono tre tutte concentrate nell'anno 2011 e riguardanti sui soggetti regolati, soprattutto verso la figura del gestore della rete di trasmissione. Questo è dovuto per l'esigenza immediata di garantire la sicurezza del sistema elettrico.

Il primo provvedimento promulgato fu il D.lgs. 3 marzo 2011, n°28 noto come Decreto Rinnovabili, che presenta un quadro completo riguardante gli obiettivi posti dal "Pacchetto 20-20.20" e le modalità per il raggiungimento delle quote poste di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto al consumo lordo di energia annua e della quota di energia sempre rinnovabile però legata al comparto dei trasporti. Si stabilisce inoltre che TERNA individui, nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, gli interventi di potenziamento della rete necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti FER (Fonti Energie Rinnovabili). Tra questi interventi possono ricadere sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili. La remunerazione di tali investimenti deve essere assicurata dall'AEEG.

A distanza di tre mesi segue l'emissione da parte del Legislatore del D.lgs. 1 giugno 2011, n°93, per definire le norme comuni che intendono dare ulteriore impulso allo sviluppo, in termini di incremento della concorrenza, dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica. Nello specifico tale provvedimento stabilisce che il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie. L'utilizzo di questi sistemi inoltre è garantito anche ai gestori delle reti di distribuzione.

Il terzo provvedimento di carattere generale è la Delibera dell'AEEG ARG/elt 199/11 del 29 dicembre 2011, che approva i testi integrati dei servizi di trasmissione e distribuzione (TI), misura (TIME) e connessione (TIC) dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015. All'interno della delibera viene richiamata la necessità di una riformulazione del sistema di incentivazione per gli investimenti nella rete di distribuzione al fine di dar maggior peso a quelli finalizzati all'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nella rete di media e bassa tensione. La delibera propone inoltre un riconoscimento ai fini tariffari ai sistemi di accumulo elettrochimico ed afferma la necessità di promuovere ed incentivare lo sviluppo di progetti dimostrativi nel campo de' "energy storage", con l'obiettivo di sperimentare sul campo le potenzialità e le prestazioni dei sistemi di accumulo tramite batterie. Per poter accedere ai meccanismi incentivanti i progetti pilota devono essere inseriti nel piano di Sviluppo decennale redatto annualmente da TERNA, avere le caratteristiche di amovibilità (e dunque strutturale e non solo temporanea), essere necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, essere complementari ad un sistema di controllo dinamico delle reti, essere finalizzati all'assorbimento dell'energia prodotta non altrimenti assorbibile e alla regolazione istantanea della frequenza, non realizzabile con risorse più economiche.

Il sistema di incentivazione, dedicati ai progetti pilota, è riportato nell'Allegato A alla Delibera AEEG ARG/elt 199/11 (TIT) del 29 dicembre 2011 ed è valido per il periodo di regolazione 2012-2015. A tale sistema di incentivazione fanno riferimento i progetti pilota ammessi nella Delibera ARG/elt 12/11 del 10 febbraio 2011. I progetti ammessi in questo caso furono otto di cui due prevedono l'utilizzo di un sistema di storage, il primo di ENEL Distribuzione in provincia di Isernia presso la cabina primaria di Carpinone basato sulla tecnologia delle batterie agli ioni di litio da 1 MW/0.5 MWh fornito da Siemens, il secondo realizzato da ACEA Distribuzione. Quest'ultimo progetto prevedeva inizialmente l'installazione presso l'area Malagrotta (Roma) di un sistema di accumulo da 45 kWh associato a tre colonnine per la ricarica di veicoli elettrici e ad un impianto fotovoltaico da 10 kWp, al fine di definire un modello sostenibile di alimentazione di un sistema di ricarica di veicoli elettrici, che minimizzi la quantità di energia scambiata con la rete. Attualmente ACEA sta realizzando un progetto sperimentale che riguarda specificatamente lo storage, per il quale ha richiesto all'AEEG la possibilità di presentarlo come variante del suo progetto pilota di smart grid, incentivato dalla Delibera AEEG ARG/elt 39/10. Tale progetto prevede l'installazione di tre sistemi di accumulo in tre cabine secondarie nell'ambito della porzione di rete oggetto del precedente progetto pilota, al fine di testare la fattibilità di diverse funzionalità dei sistemi di accumulo, quali power quality (sia in termini di continuità di servizio che qualità della tensione), la regolazione di tensione e la risoluzione delle congestioni di rete, e verificare, il secondo luogo la complessità/applicabilità dei sistemi di storage in cabina secondaria. I tre sistemi di accumulo, per un investimento complessivo di 1.5 milioni di euro, utilizzano la tecnologia agli ioni di litio (per limitazioni dello spazio utile in cui inserire tali accumulatori), due forniti da NEC (160 kW/ 45kWh e 100 kW/ 45 kWh) ed uno fornito da Toshiba (100 kW/17.6 kWh). Il progetto intende avvalersi di un sistema di controllo centralizzato che permette di sfruttare i tre differenti accumulatori come fossero uno unico, il quale si affaccia con il DMS (Distribution Management System) con cui ACEA governa la propria rete di distribuzione.

Con la Delibera AEEG 288/2012/R/eel del 2 luglio 2012 si definiscono i sistemi di incentivazione per progetti pilota specificatamente pensati per applicazione di sistemi di accumulo di energia elettrica di tipo elettrochimico per la rete di trasmissione volti a conseguire nella massima misura possibile l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da impianti FRNP (fonti rinnovabili non programmabili, dette applicazioni "energy intensive"). Vengono inoltre definiti i criteri di selezione e le modalità di incentivazione per un numero massimo di tre progetti pilota di sistemi di accumulo di energia elettrica di tipo elettrochimico che siano implementati ciascuno in una limitata porzione di rete di trasmissione, identificata come "porzione di rete critica". Il meccanismo di incentivazione si rifà all'Allegato A della Delibera ARG7elt 199711, prevedendo in aggiunta che il riconoscimento dell'incentivazione solo nel caso in cui il titolare del progetto dimostri che nel primo biennio di funzionamento, sia raggiunto almeno il 50% dell'obiettivo di riduzione della mancata produzione da FRNP dichiarato al momento dell'ammissione.

Con la Delibera AEEG 43/2013/R/eel del 7 febbraio 2013 si esteso quanto fatto e previsto per i progetti "Energy intensive" ai progetti "power intensive" di modo che questi ultimi possano accedere allo stesso meccanismo di incentivazione dei progetti pilota "Energy intensive" previsti dalla Delibera 288/2012/R/eel. In particolare vengono ammessi al trattamento incentivante due ulteriori progetti pilota rientranti nel Programma di adeguamento dei sistemi di sicurezza e difesa 2012-2015 predisposto da TERNA. I progetti denominati come "Ottana" e "Caltanissetta" di potenza complessiva pari a 16 MW (divisi equamente per ciascun progetto) saranno realizzati in aree critiche della Sicilia e della Sardegna e saranno atti a garantire prestazioni in tempi ultrarapidi di assorbimento e rilascio di energia, questo sperimentando almeno due tecnologie differenti per sito. L'installazione di tali sistemi secondo le previsioni di TERNA avverranno nel primo trimestre del 2014.

Con la Delibera AEEG 66/2013/R/eel del 21 febbraio 2013 è stato portato a 6 il numero di progetti pilota di tipo "energy intensive" ammessi all'incentivazione. I progetti ammessi, proposti da TERNA, rientrano nel

piano di Sviluppo 2011 presentato ed approvato da Ministero dello Sviluppo Economico. I sei progetti, che si pongono come principale obiettivo la riduzione della mancata produzione da FRNP, consistono nello sviluppo di tecnologie di accumulo elettrochimiche con caratteristiche “Energy intensive” e capaci di supportare cicli di carica e scarica completa in un tempo di 7-8 ore. La potenza nominale di tali progetti è pari a 35 MW (5 progetti da 6 MW e 1 da 5 MW) mentre la capacità nominale di ciascuno è pari a 40 MWh (tranne uno, pari a 32 MWh).

I progetti identificati con le sigle A1, A2, B1, B2, C1 e C2 verranno realizzati su alcune delle tratte critiche: la direttrice “Campobasso-Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito” (progetti A1, A2) e la direttrice “Benevento 2 – Bisaccia 380” in due differenti nodi (progetti B1 e B2 in un nodo, progetti C1 e C2 nell’altro nodo), prevedono l’installazione di un’unica tecnologia di accumulo elettrochimico con caratteristiche “Energy intensive”, di potenza nominale pari a 6 MW e capacità nominale pari a 40 MWh per i progetti A1, A2, B1 e B2 mentre per i progetti C1 e C2 si ha che il progetto C1 è caratterizzato da 6 MW di potenza nominale e 40 MWh di capacità nominale mentre il progetto C2 presenta 4.8 MW di potenza e 32 MWh di capacità nominale. La motivazione per la presentazione di tali progetti si basa sulla stima di perdite per mancata produzione da fonte eoliche per un totale di 180 GWh (100 GWh concentrati nell’area di intervento dei progetti A1 e A2 e i restanti 80 concernenti l’area di interesse dei progetti B1, B2 e C1, C2). I progetti prevedono inoltre la realizzazione di un sistema di dynamic thermal rating integrato nella gestione dei sistemi di accumulo, la possibilità di riservare una banda del $\pm 5\%$ della potenza massima del SdA (sistema di accumulo) per effettuare la regolazione primaria di frequenza per una durata superiore ai 15 minuti e la realizzazione di un sistema di previsione della produzione degli impianti da FRNP connessi alla direttrice in oggetto. A questo proposito, nel mese di maggio 2013 è stata resa nota la stipula di un frame work agreement tra TERNA e la giapponese NGK per la fornitura di sistemi di accumulo basati sulla tecnologia sodio/zolfo per una quantità massima di 70 MW e 490 MWh (previsti 100 milioni di euro per una prima tranche pari a 35 MW / 245 MWh di sistemi di accumulo al sodio/zolfo).

L’adozione di sistemi di storage può essere invogliata, sia tramite disposizioni ad hoc che tramite provvedimenti atti ad intervenire sul sistema elettrico in genere. Già con le Regole Tecniche di Connessione in AT, MT e BT riguardanti gli allegati A.17 ed A.61 e le regole tecniche CEI 0-16 e CEI 0-21 dove sono previste funzioni innovative quali la limitazione della generazione distribuita su comando del TSO/DSO (rispettivamente Transmission System Operator e Distribution System Operator) mediante modem GSM/GPRS che apre il DDI (dispositivo di interfaccia) in situazioni critiche; la regolazione di tensione attraverso unità di GD (generazione distribuita), basata su logica locale o mediante comando del DSO; aumento della potenza attiva per transitori di sottofrequenza su MT, possono essere realizzate anche mediante l’adozione di un sistema di accumulo opportunamente dimensionato al fine di massimizzare la produzione complessiva dell’impianto.

Con la Delibera AEEG ARG/elt 198/11- Allegato A (TIQE) la quale intende promuovere il miglioramento della qualità e continuità del servizio a livello nazionale, adottando sistemi idonei nel caso di buchi di tensioni e/o interruzioni transitorie, sistemi in grado di ridurre il numero e la durata delle interruzioni di fornitura elettrica. Questi sono tutti punti che possono essere svolti tramite sistemi di accumulo nelle cabine primarie e secondarie del gestore della rete di distribuzione o lungo la linea.

Da notare che con il D.min. 5 luglio 2012, noto come “Quinto Conto Energia”, si attribuisce all’AEEG due compiti. Il primo concernente alla definizione delle modalità con cui i soggetti responsabili di impianti fotovoltaici possono utilizzare dispositivi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell’energia prodotta, nonché per immagazzinare la produzione degli impianti nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza. Il secondo stabilisce che l’AEEG deve definire le modalità attraverso le quali i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli soggetti responsabili, in alternativa alla soluzione precedente, capacità di accumulo presso cabine primarie.

A questo proposito si ricorda la sollecitazione inoltrata all'AEEG da parte dell'ANIE, mediante il documento "integrazione di sistemi di accumulo elettrochimico in impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili connessi alla rete elettrica" (Aprile 2013) che propone 3 modalità di connessione per l'integrazione dei sistemi di accumulo (elettrochimico in particolare) in impianti di produzione alimentati da fonte rinnovabile.

Il primo schema (Figura 136 Impianto di accumulo integrato nell'inverter.) presenta un sistema di gestione di carica e scarica della batteria integrato all'interno dell'inverter, lato corrente continua, con accumulatore contenuta o meno all'interno del convertitore stesso. Gli altri elementi sono gli stessi di un impianto fotovoltaico ordinario dove però è possibile prevedere la presenza di carichi privilegiati (non soggetti all'interruzione della corrente elettrica in caso di distacco dalla cabina a monte dell'utenza). Il convertitore DC/DC verso la batteria è bidirezionale oppure può essere costituito da due convertitori distinti che operano, opportunamente pilotati, nelle due direzioni di carica e scarica della batteria.

Con il simbolo della batteria è indicato il sistema di accumulo elettrico considerato con il suo BMS ovvero il Battery Management System, che ha il cruciale compito di gestire le fasi di carica e scarica al fine di garantire la funzionalità nel tempo e la sicurezza per le persone.

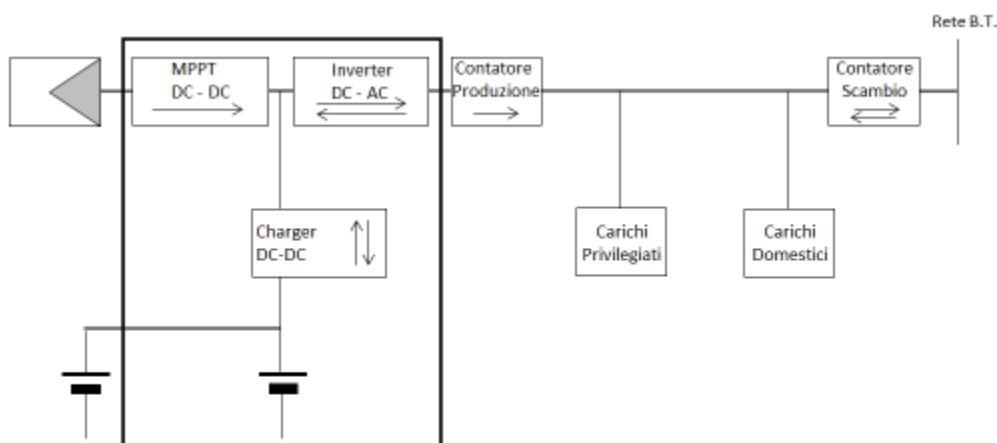


Figura 136 Impianto di accumulo integrato nell'inverter.

I vantaggi di questa configurazione sono i seguenti:

- Adeguato per i nuovi impianti;
- Efficienza elevata del ciclo completo di carica e scarica;
- Semplicità di installazione per l'utente finale.

Per consentire l'accumulo di energia dalla rete, il contatore di produzione dovrebbe essere adeguato per diventare bidirezionale.

Il secondo schema (Figura 137) presenta il sistema di gestione della carica e della scarica della batteria aggiunto ed indipendente dall'inverter. Il caricatore si può connettere direttamente all'uscita dell'impianto FV oppure, per mezzo di opportuna presa intermedia predisposta, tra l'eventuale booster ed il convertitore DC/AC. Le altre caratteristiche impiantistiche sono le medesime dello schema precedente.

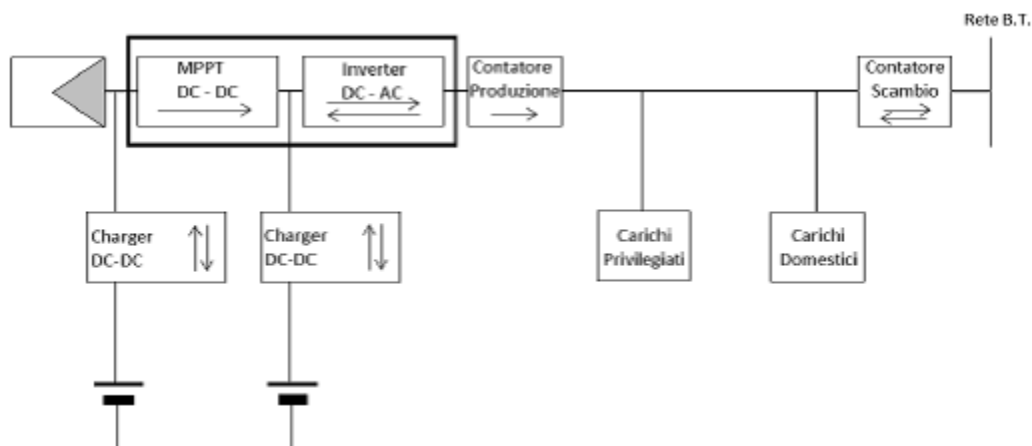


Figura 137 Sistema di gestione della carica e scarica della batteria aggiunto ed indipendente dall'inverter.

Tale sistema di connessione risulta adeguato per nuovi impianti e presenta una elevata efficienza del ciclo di carica e scarica.

Il terzo e ultimo schema (Figura 138) presenta il sistema di accumulo elettrico nel lato AC dell'impianto. Il Charger della batteria può effettuare la carica della stessa collegandosi alla rete domestica e dunque operando come un carico ordinario

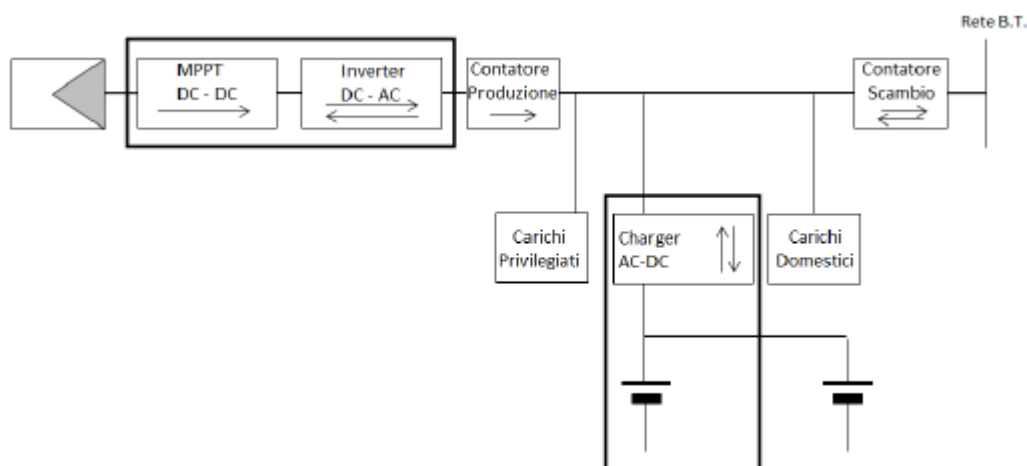


Figura 138 Accumulo lato AC.

In questo caso non è necessario dotarsi di contatore bidirezionale di produzione però dato l'ulteriore stadio di conversione nel percorso di carica rispetto all'accumulo realizzato in DC, questo di fatto porta ad un calo dell'energia accumulata rispetto alle prime due soluzioni a parità di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Con la Delibera AEEG 281/2012/R/efr del 5 luglio 2012 si definisce invece il quadro di attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento all'energia prodotta da FRNP. Per quanto concerne gli impianti di FRNP operanti nel mercato libero, il cui Utente del Dispacciamento (soggetto che ha concluso con TERNA un contratto per il servizio di dispacciamento) è stata estesa la disciplina precedentemente vigente per gli impianti non abilitati a partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, ai sensi della Delibera ARG/elt 111/06. Per quanto riguarda gli impianti non programmabili il cui Utente di Dispacciamento è il GSE, a partire dal 1° gennaio 2013 il GSE stesso attribuisce alle unità di produzione a fonte rinnovabile programmabile e non programmabile i maggiori oneri o ricavi derivanti dalla partecipazione del GSE al

Mercato Infragiornaliero. Per le tipologie di impianti a FRNP su cui gravano ali oneri di sbilanciamento, i sistemi di storage rappresentano una possibile modalità per ridurre tale onere, o addirittura azzerarlo, in virtù della maggiore prevedibilità del profilo di immissione in rete dell'energia conseguibile dall'accoppiamento dei due sistemi.

Con la risoluzione n°22 del 2 aprile dell'Agenzia delle Entrate si stabilisce che la realizzazione di impianti rinnovabili è equiparata a tutti gli effetti alla realizzazione di interventi finalizzati al risparmio energetico, in quanto entrambe le soluzioni comportano la riduzione dei consumi da fonte fossile. Per cui gli impianti fotovoltaici in modalità grid connected, stand alone e ibridi (e dunque anche i sistemi di accumulo installati con impianto fotovoltaico) possono usufruire della detrazione fiscale del 50% per un massimo di spesa di 96000 euro per singola unità familiare fino al 31 dicembre 2013 grazie al D.L. del 4 giugno 2013 n°63 (sono dunque esclusi impianti superiori a 20 kW o impianti asserventi ad attività commerciali). La documentazione necessaria si limita agli atti che comprovano l'acquisto dell'impianto a servizio dell'edificio residenziale, non è invece richiesta alcun documento attestante l'entità del risparmio energetico conseguibile con l'installazione dell'impianto in questione. Tali detrazioni fiscali non sono cumulabili con le tariffe del Quinto Conto Energia (terminato il 6 luglio 2013 per il raggiungimento della soglia di 6.7 miliardi di euro), mentre possono essere abbinati al ritiro dedicato o allo scambio sul posto.

Con la comunicazione del GSE del 20 settembre 2013, si sancisce il divieto di configurazione impiantistica che possa modificare i flussi dell'energia prodotta e immessa in rete dal medesimo impianto, come ad esempio la ricarica di sistemi di accumulo tramite l'energia prelevata dalla rete. Questo per chiarire la possibilità di installazione di sistemi di accumulo già ammessi agli incentivi, in quanto. La trasgressione a tale comunicazione se rilevata dal GSE a seguito di una verifica porterebbe di fatto alla perdita degli incentivi. Questo divieto permarrà almeno finché non sarà pronto il quadro normativo, tutt'ora assente, che regolerà il settore degli accumuli nello specifico. Questa comunicazione è dovuta dal presupposto che potrebbero accadere fenomeni di double counting, cioè di erogazione di un doppio incentivo su parte dell'energia prodotta, come testimoniato da Gerardo Montanino, il direttore del GSE, nell'articolo di QualEnergia.it del 23 ottobre 2013.

Dal punto di vista impiantistico¹⁰, data la predisposizione alla formazione di gas, quali l'idrogeno, durante la fase di carica delle batterie, il locale preposto ad ospitare il sistema di accumulo elettrochimico deve essere tale a ridurre entro limiti di norma i rischi di esplosioni, la norma di riferimento è la EN 60079-10 (indicata anche come norma CEI 31-30 "Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas. Classificazione dei luoghi pericolosi).

La norma CEI 31-35 fornisce una utile guida applicativa della norma CEI 31-30 che presenta unicamente principi generale, altrimenti è possibile applicare in caso di pericoli di esplosione, le norme EN 50272-2 (CEI 21-39) "Batterie stazionarie" e la EN 50272-3 (CEI 21-42) "Batterie di trazione". Le norme non devono essere coordinate tra loro in quanto le norme appena citate tengono già conto delle prescrizioni della norma CEI 31-30 ed inoltre non esiste alcun obbligo dell'applicazione della norma CEI 31-35. Si fa per cui riferimento alle norme CEI 21-39 e CEI 21-42.

Il pericolo di esplosione come già detto è dovuto all'emissione nell'ambiente di idrogeno durante le fase di carica dell'accumulatore elettrochimico. Tale generazione di idrogeno si ritiene terminata ad un'ora dall'interruzione della corrente immessa. La miscela aria-idrogeno diventa esplosiva quando la concentrazione di idrogeno è superiore al 4%. Le norme dunque prescrivono sistemi di ventilazioni atti a fornire la portata di ventilazione necessaria per non raggiungere tale concentrazione esplosiva, le norme permettono inoltre di determinare ovviamente la portata necessaria da fornire al locale batterie e la superficie

¹⁰ TuttoNormel, febbraio 2009.

delle aperture di ventilazione. La portata di ventilazione deve ovviamente interessare la zona del locale dove avviene la ricarica degli accumulatori.

La portata d'aria necessaria si determina mediante la seguente formula:

$$Q = 0.05 * n * I_{gas} * C_{rt} / 1000$$

Dove

Q = portata d'aria di ventilazione (m³/h);

n = numero di elementi della batteria;

I_{gas} = corrente che produce gas (mA/Ah);

C_{rt} = capacità nominale della batteria (Ah).

Le norme forniscono anche valori tipici della corrente di carica nel caso di assenza di indicazioni del costruttore.

Per garantire la portata d'aria determinata con la formula sopra citata, nei locali batterie devono essere presenti delle apposite aperture di sezione complessiva pari ad A definita dalla seguente formula:

$$A = 28 * Q$$

Con

A = sezione delle aperture di ventilazione (cm²)

Q = portata d'aria di ventilazione (m³/h).

Nel caso fosse necessaria adottare sistemi di ventilazione forzata bisogna prevedere sistemi in grado di rilevare eventuali anomalie come un flussometro o un relè amperometrico inserito nel circuito di alimentazione dell'aspiratore, che in caso di anomalie interrompano il blocco istantaneo dell'alimentazione elettrica del sistema di carica dell'accumulatore.

Le normative pure in presenza del sistema di ventilazione forzata prevedono una zona pericolosa, classificata come zona 1, visibile nell'esempio di Figura 139 Estensione della zona 1 nelle immediate vicinanze delle batterie. Figura 139

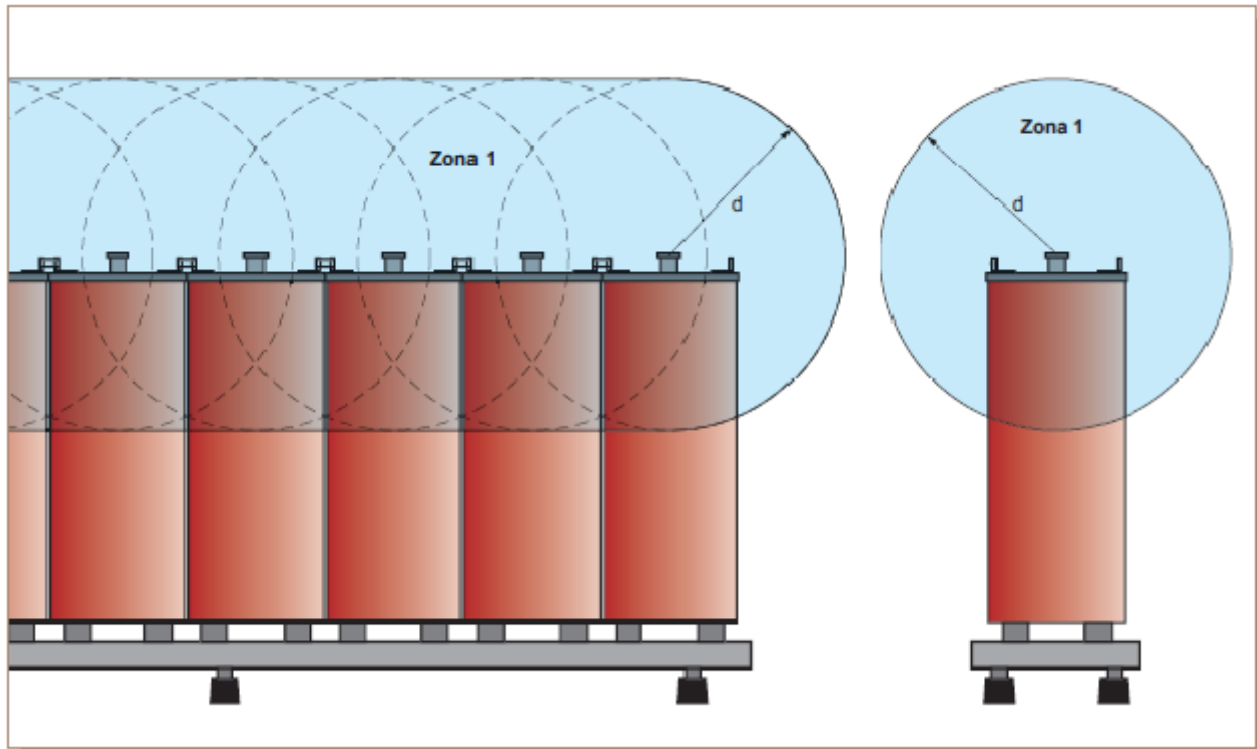


Figura 139 Estensione della zona 1 nelle immediate vicinanze delle batterie.

Tale zona si estende per la distanza d , dalle sorgenti di emissione del gas della batteria (valvole della stessa o aperture superiori di ventilazione di un armadio contenente la batteria). Il parametro d varia in base alle caratteristiche della batteria. Per le batterie di tipo stazionario tale parametro d è determinato dalla seguente formula:

$$d = 28.8 * \sqrt[3]{I_{gas}} * \sqrt[3]{C_{rt}}$$

Dove:

d = estensione zona pericolosa [mm];

I_{gas} = corrente che produce gas [mA/Ah];

C_{rt} = capacità nominale della batteria [Ah].

Il valore di I_{gas} può essere ricavato in assenza di indicazioni del produttore da apposite tabelle. La Figura XXX indica il valore assunto della distanza d , per differenti valori di I_{gas} e C_{rt} . Al fine di prevenire esplosioni nel locale batterie per cui oltre prevedere apposite aperture di ventilazione (naturale e forzata solo nel caso non fosse possibile garantire la portata richiesta), bisogna fare sì che l'installazione di componenti elettrici nella zona 1 sia limitata solo allo stretto indispensabile e che tali componenti siano di tipo Ex 2G e marcati CE secondo la normativa 94/9/CE. La problematica principale che si pone a questo punto è che la batteria essendo un componente elettrico non è però di tipo Ex 2G. l'esperienza dimostra che il pericolo è accettabile però di fatto sarebbe opportuno che ciò rappresentasse lo status di regola d'arte senza lasciare la responsabilità all'impiantista, al datore di lavoro e all'ispettore i quali non possono fare di meglio per garantire la sicurezza.

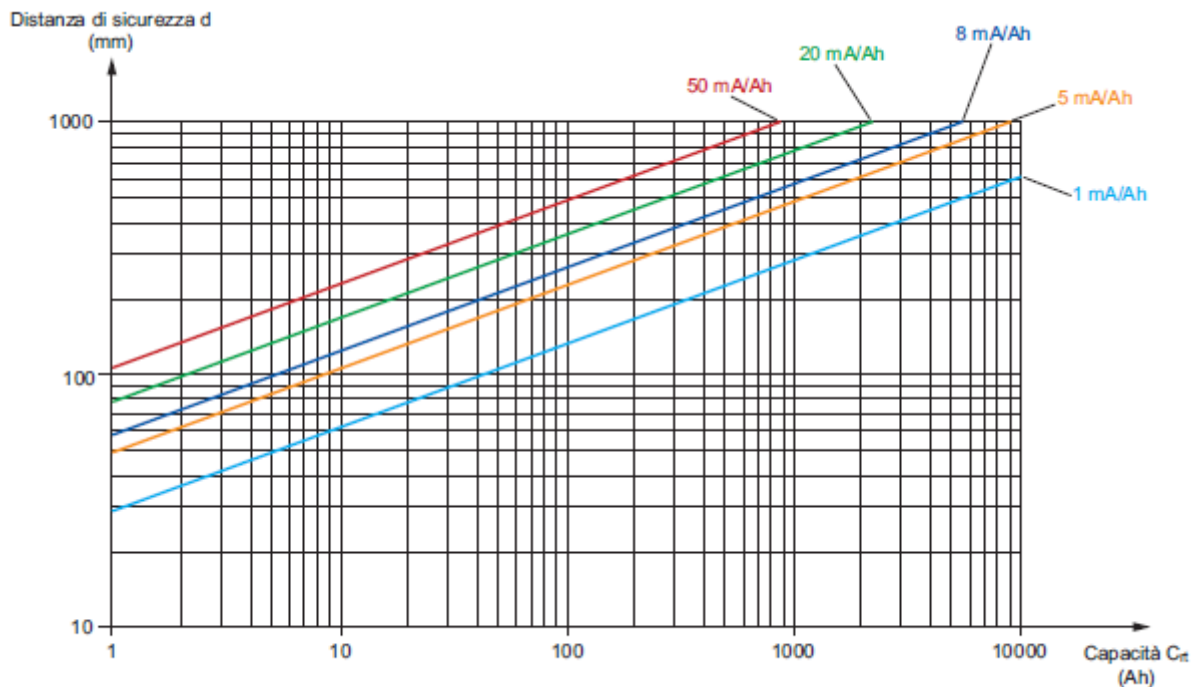


Figura 140 Distanza di sicurezza in funzione della capacità e della corrente di scarica.

Sotto il profilo della normativa tecnica è da segnalare inoltre che allo stato attuale sono in fase di studio due progetti da parte del Comitato Elettrotecnico Italiano, denominati con la sigla C.1121 e C.1122, con i quali si vogliono definire le regole tecniche di riferimento per realizzare la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti di bassa media e alta tensione. In tali progetti di norma si andranno a definire le modalità di connessione e le modalità di misura dell'energia scambiata attraverso i sistemi di accumulo dell'energia elettrica stessa, andando così a colmare l'attuale vuoto normativo presente in tale settore.

2.3 Le direttive europee.

A questo punto manca solo la determinazione del quadro normativo a livello Europeo, dove la norma principale è la direttiva 2006/66/CE (e successive modifiche) del parlamento europeo e del consiglio.

Il primo provvedimento preso con tale direttiva, sancito dall'articolo 4, è il bando dell'immissione nel mercato europeo di pile e accumulatori contenenti più dello 0.0005% mercurio in peso più dello 0.002% di cadmio in peso. Tali imposizioni non si applicano nel caso di batterie a bottone contenenti fino al 2% in peso di mercurio o nel caso di pile contenenti cadmio impiegate per sistemi di emergenza e di allarme, attrezzature mediche o utensili elettrici privi di cavi. Nell'articolo 5 della direttiva sancisce che gli stati membri che abbiano fabbricati atti alla produzione di tali sistemi ne promuovano lo sviluppo e la ricerca al fine di migliorare la vita degli accumulatori e ridurre la percentuale di sostanze pericolose che tali sistemi eventualmente contengono, tutto ciò al fine di salvaguardare maggiormente l'ambiente.

L'articolo 8 sancisce che gli stati membri si dotino di sistemi di raccolta di pile ed accumulatori esausti al fine di evitarne la dispersione nell'ambiente, inoltre impone che le ditte distributrici di pile ed accumulatori portatili, ne effettuino anche il recupero gratuito a meno di sistemi più efficienti e economici. Sancisce infine che il ritiro di accumulatori non comporta alcun costo all'utente finale e che i produttori di batterie non possono rifiutarsi di ritirare eventuali sistemi esausti indipendentemente dalla composizione chimica e dall'origine.

Obiettivo di notevole importanza sancito dall'articolo 10 della direttiva europea è l'obbligo del conseguimento da parte degli stati membri di conseguire almeno entro il 2016 il 45% della raccolta di pile ed accumulatori, tali tassi di raccolta sono basati sulle quantità di accumulatori venduti annualmente (in peso) nel territorio nazionale, su dati raccolti o su stime significative dal punto di vista statistico.

L'articolo 12 invece fissa gli obiettivi minimi di trattamento e riciclaggio degli accumulatori, obiettivi che dovevano essere conseguiti entro il 26 settembre 2010. Tali obiettivi (descritti nell'allegato III della direttiva europea) prescrivono che il trattamento degli accumulatori comprenda almeno la rimozione di tutti i fluidi e gli acidi e che il trattamento e qualsiasi stoccaggio, anche temporaneo negli impianti ha luogo in siti provvisti da superfici impermeabili e idonea copertura resistente ad intemperie o in idonei contenitori. Per quanto concerne il riciclaggio si prescrive che:

- Riciclaggio del 65% in peso medio di pile e accumulatori al piombo-acido e massimo riciclaggio del contenuto di piombo che sia tecnicamente possibile evitando costi eccessivi ;
- Riciclaggio del 75% in peso medio di pile ed accumulatori al nichel-cadmio e massimo riciclaggio del contenuto di cadmio che sia tecnicamente realizzabile evitando costi eccessivi;
- Riciclaggio del 50% in peso medio degli altri rifiuti di pile ed accumulatori.

L'articolo 14 sancisce l'importante divieto dello smaltimento in discarica o mediante incenerimento delle pile e degli accumulatori industriali per autoveicoli, a meno che siano stati sottoposti a trattamento e riciclaggio come imposto dall'articolo 12.

I grandi produttori di pile sono obbligati da parte dello stato membro appartenente ad essere registrati (articolo 17), vincolo a cui non sono soggetti i produttori che immettono piccolissime quantità di tali sistemi, quantitativi tali da non compromettere il sistema di raccolta e riciclaggio degli accumulatori elettrochimici (articolo 18).

Gli stati membri inoltre hanno l'obbligo di trasmettere alla Commissione un rapporto sull'attuazione della direttiva in esame con cadenza di tre anni ed in particolare riferiscono su:

- Misure volontarie dei produttori dei sistemi di accumulo per ridurre i quantitativi di metalli pesanti ed altre sostanze pericolose;
- Nuove tecnologie di riciclaggio e trattamento;
- Misure di prevenzione ambientale;
- Ricerche di rilievo compiute.

Il regolamento (UE) n° 1103/2010 della Commissione del 29 novembre 2010 stabilisce all'articolo 1 indica le norme di riferimento per la determinazione della capacità del sistema di accumulo, in particolare:

- CEI/EN 61951-1 e CEI/EN 60622 per accumulatori al secondari al nichel-cadmio;
- CEI/EN 61951-2 per accumulatori secondari al nichel idruo di metallico;
- CEI/EN 61960 per accumulatori secondari agli ioni di litio;
- CEI/EN 61056-1 per accumulatori secondari al piombo acido.

Il regolamento (UE) n° 493/2012 della Commissione dell'11 giugno 2012 definisce le modalità di determinazione dell'efficienza di riciclaggio di pile ed accumulatori che deve essere applicato dal 1° gennaio 2014. In particolare definisce l'efficienza del processo di riciclaggio per pile al piombo-acido, al nichel-cadmio e per sistemi di altri tipologie. L'efficienza di riciclaggio è determinata mediante la seguente equazione:

$$R_E = \frac{\sum m_{output}}{m_{input}} * 100 \quad [mass \%]$$

Dove:

- R_E = efficienza di riciclaggio di un processo;
- m_{output} = massa di frazioni derivate ai fini del riciclaggio per anno solare;
- m_{input} = massa di frazioni iniziali immessa nel processo di riciclaggio di pile ed accumulatori per anno solare.

Tale efficienza è determinata sulla base della composizione chimica complessiva (a livello di elementi composti) delle frazioni iniziali e derivate. Le emissioni atmosferiche non sono calcolate ai fini dell'efficienza di riciclaggio.

La massa di frazioni derivate valide ai fini del riciclaggio è la massa, in peso a secco, degli elementi o dei composti contenuti nelle frazioni derivate dal riciclaggio di pile e accumulatori per anno solare.

La massa di frazioni iniziali immesse nel processo di riciclaggio di pile e accumulatori è la massa di rifiuti di pile e accumulatori raccolti, in peso a secco, immessa nel processo di riciclaggio per anno solare comprensiva di fluidi e acidi, della massa degli involucri dei rifiuti di pile ed accumulatori esclusa la massa degli involucri esterni dei pacchi batteria.

Tale norma definisce inoltre il metodo di calcolo del tasso di contenuto di piombo o cadmio riciclato (per tale metodo si rimanda alla norma stessa all'allegato II).

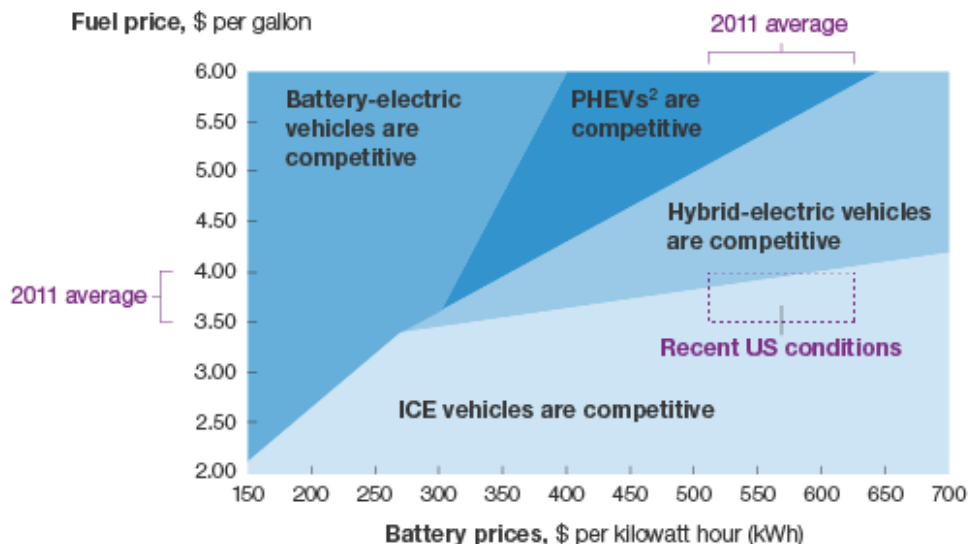
Capitolo 3 Le prospettive e gli scenari futuri.

3.1 Analisi di mercato, di investimento ed effetti sistemici.

Lo scopo dell'introduzione da parte della Germania e dello stato della California di sistemi di incentivazione, per lo sviluppo e l'installazione di sistemi di accumulo in appoggio di fonti rinnovabili non programmabili, è quello di innestare un meccanismo analogo a quello avvenuto in Italia, ed in Germania pure, con l'introduzione del sistema di incentivi per l'installazione di pannelli fotovoltaici, ovvero il calo sistemico e protratto nel tempo del prezzo dei sistemi di accumulo stesso, il miglioramento delle prestazioni di essi (come efficienza, vita utile, densità di potenza ed energia ...), la stabilizzazione della rete elettrica a seguito della forte penetrazione di energia elettrica da FRNP e il conseguimento di obiettivi a carattere ambientale. La problematica maggiore sta nella valutazione di quanto e in che tempi i sistemi di incentivazione produrranno tali effetti.

La relazione presentata nel luglio 2012 dalla società McKinsey Quarterly¹¹, illustra che le analisi effettuate con il loro metodo (purtroppo non illustrato nel dettaglio) il prezzo per un sistema completo di batterie al litio per un veicolo elettrico scenderà dagli attuali 500 \$/kWh fino a circa 200 \$/kWh nel 2020 raggiungendo per il 2025 il prezzo di 160 \$/kWh. Di fatto nel mercato americano, come illustra la relazione, una macchina elettrica diverrebbe di fatto economicamente conveniente con prezzi delle batterie inferiori ai 250 \$/kWh con il prezzo della benzina fissato a 3.5 \$/gallone.

Electrified vehicles' projected competitiveness with internal-combustion-engine (ICE) vehicles, based on total cost of ownership¹ (US example)



¹ Assumes 240 watt hours per mile (as may be achieved with lightweight, efficient air conditioning) compared with today's 305–322 watt hours per mile.

² Plug-in hybrid-electric vehicles.

Source: US Energy Information Administration; McKinsey analysis

Figura 141: Costi delle batterie in relazione al costo del combustibile negli Stati Uniti d'America tali da rendere giustificabile l'acquisto di veicoli elettrici o ibridi.

I fattori che di fatto porteranno al raggiungimento, stimato si intende ovviamente, di tale calo dei prezzi dei sistemi di batterie, secondo il rapporto citato sono tre:

¹¹ Battery technolog charges ahead di Russel Hensley, John Newman e Matt Rogers, McKinsey Quaterly, Luglio 2012.

- Economie di scala: tale fattore, basato essenzialmente sul calo dell'incidenza dei costi fissi di produzione e sulla standardizzazione di processi e macchinari stessi, inciderà per circa un terzo del calo dei costi dei sistemi di accumulo potrebbe essere raggiunto interamente entro il 2015.
- Riduzione costo della componentistica: la riduzione dei costi dei materiali e dei componenti costituenti il sistema di accumulo, che può incidere fino ad un quarto del totale calo dei costi, può essere conseguito mediante l'aumento della producibilità delle industrie manifatturiere del settore e de localizzando le stesse laddove i costi sono ottimali.
- Incremento della capacità dei sistemi: lo sviluppo di nuove tecnologie per catodi, anodi ed elettroliti può portare ad un aumento della capacità delle batterie dall'ottanta per cento fino al centodieci per cento entro il 2025. Questi sviluppi possono contribuire fino al 45% della riduzione di prezzi dei sistemi di accumulo. Gli sforzi maggiori riguardano lo sviluppo di strutture di catodi ed anodi tali da ridurre i volumi morti delle batterie e l'aumento della capacità degli stessi, questo congiuntamente con gli sforzi di incrementare la tensione di cella tra i 3.6 V e i 4.2 V.

Una critica che può essere fatta a questa analisi riguarda i costi della materia prima, ovvero le risorse di litio. Tale metallo è presente nella crosta terrestre in quantità maggiori del piombo ma la sua distribuzione costituisce uno svantaggio. A fronte di poche aree estrattive economicamente convenienti, limitate a Cina, Bolivia, Argentina, Cile e Stati Uniti prevalentemente, nel resto del pianeta la concentrazione è decisamente esigua ed allo stato attuale non conveniente economicamente. Un aiuto a questa problematica deriverebbe dall'incremento del recupero di suddetto materiale dalle batterie esauste che allo stato attuale viene effettuato solo in misura esigua. La ragione di questo è dovuto alla complessità del ciclo stesso che di fatto allo stato attuale riesce solo a coprire i costi di trattamento, molto elevati a causa dello smaltimento delle sostanze nocive che si vengono a produrre e per la purificazione del materiale ottenuto. Questo nonostante l'elevato valore del materiale grezzo che si ottiene, l'ossido di cobalto e litio infatti è valutato a 25000 \$ (cioè circa 20000 euro) per tonnellata. Allo stato attuale l'unica tipologia di batteria fortemente riciclata, anche a causa della elevata tossicità dell'elemento base costituente tali dispositivi, è quella al piombo che attualmente risulta ancora la tecnologia più diffusa e la più conosciuta.

Nello speciale "Corrente sotto vuoto"¹² presentato da PHOTON (redatto da Christoph Podewils) nel dicembre 2010, si pone l'accento su questa problematica legata al costo delle batterie degli ioni di litio. In tale speciale si ritiene che per avere un sistema di accumulazione competitivo con le attuali fonti fossili, esso dovrebbe presentare un costo di stoccaggio dell'energia pari a 50 euro per chilowattora di energia. Tale prezzo potrebbe essere raggiunto dalle batterie al sodio-zolfo secondo le affermazioni dell'ingegnere Dieter Hasenauer. Tale tecnologia sviluppata in Germania circa trenta anni fa, le licenze furono poi cedute alla ditta NGK una ditta giapponese, questo perché lo sviluppo di tali sistemi rientravano nell'ottica di un utilizzo per la trazione di vetture e non per applicazioni statiche. Tali batterie infatti operano ad una temperatura di circa 300°C e dunque poco adatte all'utilizzo di questa tecnologia per la trazione di veicoli. Attualmente tali batterie sono vendute in unità di elevate dimensioni, 50 kW di potenza per 400 kWh di capacità, ad un costo che si aggira tra i 60 e i 100 €/kWh, mentre il costo di produzione della stesso dovrebbe essere leggermente inferiore ai 30 €/kWh. Uno dei pregi di questa tecnologia è la necessità di materie prime poco costose e facilmente reperibili, infatti gli elementi principali presenti sono: sodio, zolfo, acciaio inossidabile, grafite e il materiale ceramico beta-alluminato. La cella ha un peso di 5 kg/ kWh di capacità di accumulo, di cui 1.3 di sodio e zolfo e poco più di 1 kg di metallo. La problematica maggiore risiede nel materiale ceramico che funge da separatore tra sodio e zolfo, i quali se entrassero in contatto darebbero luogo a reazioni esplosive, e permette il passaggio degli ioni di sodio e dunque permettere il flusso di corrente. Proprio per la necessità di materie prime di scarso lavoro tale tecnologia è fortemente sviluppata in Giappone, territorio scarso di materie prime di pregio.

¹² "Corrente sotto vuoto" di Christoph Podewils, PHOTON dicembre 2010.

Un'altra analisi interessante è quella sviluppata dalla UBS, compagnia di investimento, che prevede che entro il 2020 gli impianti fotovoltaici raggiungeranno tempi di ritorno dell'investimento dell'impianto in tempi dei 5 anni per le grandi installazioni e tempi dell'ordine di dieci anni per gli impianti residenziali su tetti, questo ovviamente in assenza di sistemi di incentivazione e in paesi caratterizzati da elevato irraggiamento solare come Spagna, Italia e Germania del sud. È stata inoltre analizzato in questo report l'eventualità dell'installazione di impianti fotovoltaici equipaggiati con sistemi di accumulo e di un sistemi di gestione dei carichi (tale sistema è preposto a concentrare i maggiori carichi dell'utenza come quella residenziale nei periodi di maggior produzione da parte del sistema fotovoltaico), di modo da poter aumentare il fattore di autoconsumo ed ottenere dunque un notevole risparmio nella bolletta della fornitura della corrente elettrica. L'effetto di tali sistemi di fatto potrebbe aumentare il fattore di autoconsumo da un 30% fino al 70% per una utenza domestica che consumi mediamente 4500 kWh (Figura 142).

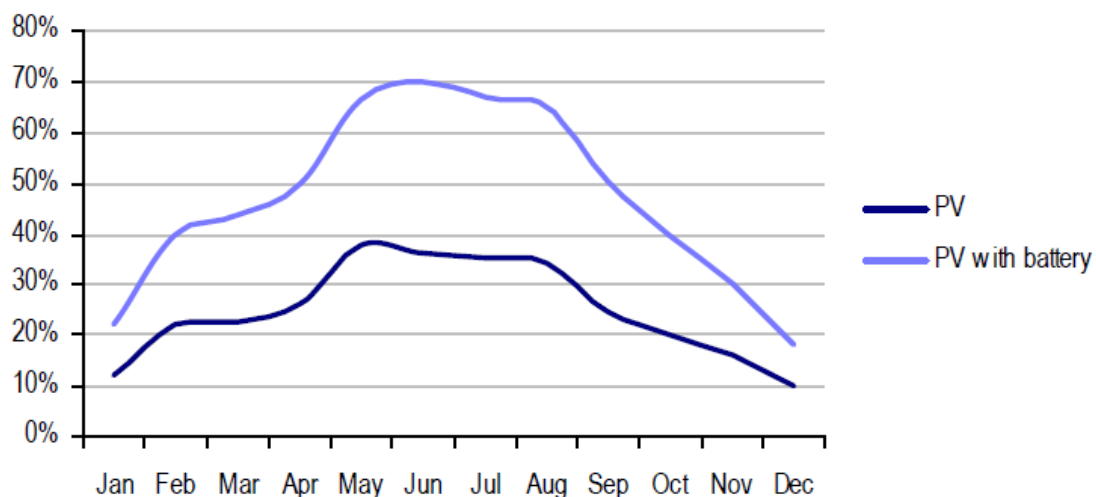


Figura 142 Fattore di autoconsumo per una utenza domestica.

Nel report in analisi il costo del sistema di accumulo al litio in analisi è di 1500-2500 €/kWh circa il triplo del costo delle batterie, della stessa tipologia, adottate nelle automobili. Il sistema di gestione dello stato di carica della batteria (fondamentale per garantire il corretto funzionamento del sistema) considerato si attesta attorno ai 500-1000 €/kWh (Figura 143). Tali prezzi anche secondo tale compagnia saranno soggetti ad un forte calo, stimato attorno al 10% l'anno, non tanto per lo sviluppo tecnologico dei sistemi stessi quanto per l'avvio di una produzione industriale massiccia che permetta l'abbattimento dei costi fissi per effetto scala e per la standardizzazione dei sistemi stessi. Inoltre dato le caratteristiche simili tra sistemi di locomozione e sistemi statici si prevede che gli sviluppi ottenuti negli accumulatori per il settore automobilistico avranno anche un impatto simile a quello degli accumulatori per le applicazioni stazionarie.

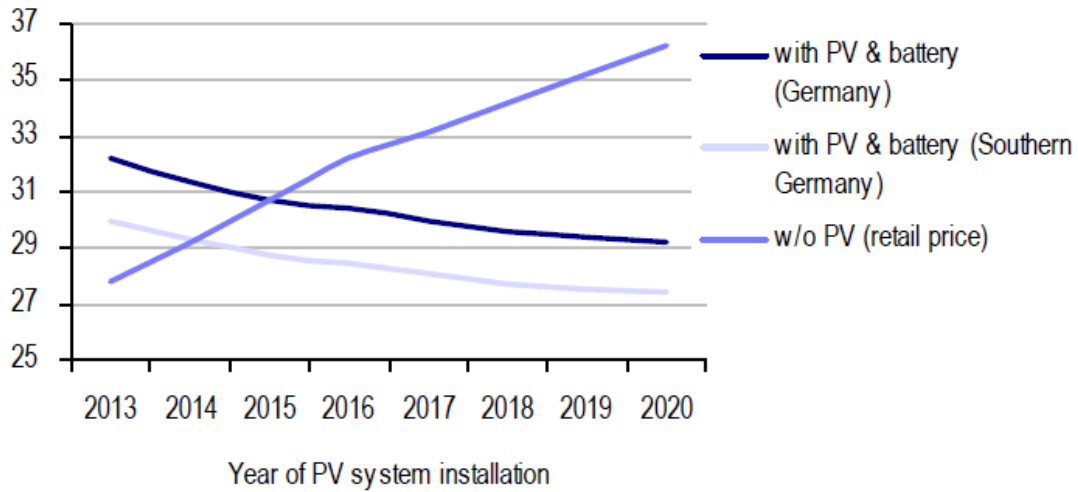


Figura 143 Costo dell'elettricità in €/kWh per una utenza domestica in consumi fino a 5000 kWh ed un sistema di accumulo da 3 kW.

Un calo simile è previsto anche per i sistemi di accumulo per le automobili, prevedendo un calo dagli attuali 800-900 €/kWh fino a 200-300 €/kWh. Molto interessante sarebbe l'applicazione dei sistemi di accumulo per le utenze commerciali, come negozi e centri commerciali uffici che lavorano nelle ore diurne, tali utenze potrebbero di fatto raggiungere con un sistema di accumulo i più elevati fattori di autoconsumo (Figura 144).

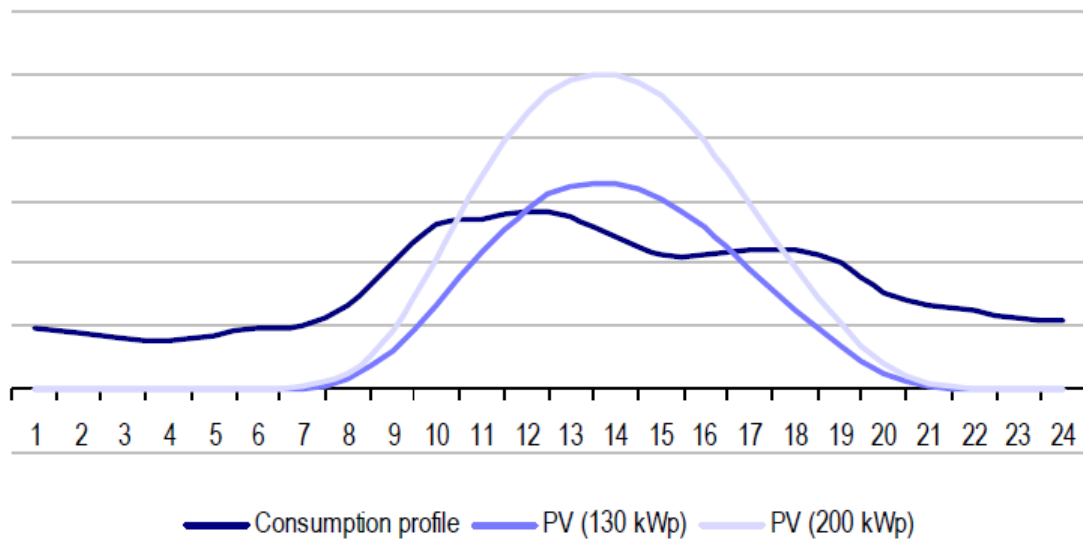


Figura 144 Curva di carico media per una utenza commerciale da 200 MWh

Nel recente rapporto “Smart Grid Report”, presentata dal dipartimento di ingegneria gestionale del politecnico di Milano¹³, vengono analizzati differenti scenari d’uso dei sistemi di accumulo, in base al soggetto che realizza l’impianto e alle funzioni svolte dallo stesso elettrochimico e le condizioni necessarie affinché il sistema risulti conveniente economicamente, se ne riportano qui i passaggi fondamentali.

I soggetti e casi analizzati sono i seguenti:

- Integrazione impianti FRNP: in questa casistica l’impianto di accumulazione è visto in supporto a sistemi di generazione da fonti rinnovabili non programmabili, di potenza superiore ai 20 kV, al fine di ridurre il manifestarsi di congestioni lungo linee della rete di distribuzione e di trasmissione ed inoltre evitare la mancata produzione della fonte stessa. Gli scenari presi in considerazione sono due e nel primo vede l’utilizzo del sistema di accumulo per immagazzinare l’energia elettrica nelle ore in cui il valore della corrente elettrica è minimo per quindi immetterla in rete quando il suo valore è maggiore, e al fine di azzerare o al più ridurre gli oneri di sbilanciamento. Nel secondo scenario oltre alle funzioni previste nel primo scenario il sistema di accumulo è preposto all’erogazione di servizi di rete, come la regolazione primaria, secondaria, terziaria e di tensione. Per poter garantire questi servizi però è necessaria anzitutto l’abilitazione da parte dei soggetti regolatori preposti.
- Gestore rete di trasmissione: per tale figura gli scenari presi iniziali prevedono nel primo caso l’utilizzo del sistema di storage per applicazioni in potenza al fine di realizzare regolazione primaria, terziaria e di tensione. Nel secondo scenario alternativo al primo, il sistema di stoccaggio è utilizzato per applicazioni in energia, volte a ridurre le congestioni che stanno interessando aree critiche della rete. Nel terzo scenario, oltre alle funzioni previste dal secondo scenario, il sistema di accumulo eroga anche servizi in potenza del primo scenario. Per poter fornire tali servizi, previsti nell’ultimo scenario è necessario un aggiornamento del sistema di regole.
- Gestore rete di distribuzione: nel primo scenario rivolto a questo soggetto il sistema di storage viene utilizzato per applicazioni in potenza al fine di migliorare la continuità del servizio di fornitura dell’energia elettrica. Nel secondo scenario studiato oltre alla funzione prima descritta il sistema di storage fornisce anche servizi atti a migliorare la qualità della tensione. nell’ultimo caso il sistema di storage è in grado oltre a garantire le funzioni prima scritte è progettato per realizzarla regolazione primaria ed eventualmente secondaria, terziaria e in tensione. Per poter fornire tali servizi, previsti nell’ultimo scenario è necessario un aggiornamento del sistema di regole.
- Micro-grid: per micro-grid si intende un insieme di utenze caratterizzate da un fabbisogno rilevante di energia elettrica, in cui la rete d’utente serve i rispettivi carichi tramite impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili. Nel primo scenario il sistema di storage è utilizzato per massimizzare la quota di energia auto-prodotta dall’impianto alimentato da fonte rinnovabile non programmabile presente all’interno della micro-grid stessa e per ridurre/azzerare gli oneri di sbilanciamento che gravano su tale impianto. Nel secondo scenario l’utilizzo del sistema di storage è adottato anche per mitigare i disturbi che si originano all’interno della rete di trasmissione/distribuzione e che si riversano sui carichi presenti all’interno della micro-grid. Nell’ultimo caso il sistema garantisce anche funzioni di regolazione primaria, secondaria, terziaria e di tensione. in quest’ultimo caso è necessario un aggiornamento del quadro normativo attuale.
- Prosumer: inteso come un’utenza elettrica dotato di sistema di generazione dell’energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile di taglia residenziale (e dunque potenza dell’impianto di generazione inferiore ai 20 kW), il cui fine principale è l’auto-consumo dell’energia prodotta. Qui il primo scenario analizzato prevede l’utilizzo di un sistema di accumulo per ottenere la massimizzazione della quota di energia auto-prodotta, ottenuta dal sistema di generazione a fonte

¹³www.energystrategy.it “Smart Grid Report; Sistemi di storage ed auto elettrica” DIG - Politecnico di Milano, Luglio 2013.

rinnovabile non programmabile, da parte dell'utenza domestica. Nel secondo scenario il sistema di accumulo è pensato anche per azzerare o al più ridurre gli oneri di sbilanciamento che gravano sull'impianto ed inoltre per ridurre i disturbi che si originano all'interno della rete di trasmissione/distribuzione. Nell'ultimo scenario analizzato il sistema di accumulo permette anche la regolazione primaria e di tensione.

La convenienza economica dell'investimento viene valutata mediante la determinazione dell'indice IRR (Internal Rate of Return), individuando in particolare per ciascun soggetto un valore soglia specifico che ne rappresenti il tasso di rendimento minimo dell'investimento perché esso sia considerato sostenibile. Nello specifico si è adottato un IRR minimo dell'otto per cento per gli impianti FRNP, per gli impianti del gestore rete di trasmissione e distribuzione, mentre gli impianti a servizio di micro-grid tale indice è pari al sei per cento ed infine per il prosumer l'indice IRR minimo richiesto è pari al quattro per cento. Tali valori di IRR sono limitati in quanto l'adozione del sistema di storage è vista come un incremento ragionevole della redditività già conseguibile con l'impianto che andrà ad alimentare il sistema di accumulo ad esempio un impianto fotovoltaico o un impianto eolico. Questo perché i costi attuali dei sistemi di storage non permettono di generare redditività ma bensì di incrementare la redditività di un altro investimento o nella fattispecie di procrastinare altre tipologie di investimento (nella fattispecie il potenziamento della rete elettrica per eliminare le congestioni di rete).

I risultati ottenuti dall'analisi effettuata sono riassunti nella Tabella 11

Tabella 11 Riepilogo IRR scenari in analisi.

Soggetto	Scenario	IRR	Tipologia di funzionalità
Impianto FRNP	1	-23,5 + -20,7	In energia
	2	-15,4 + -11,9	In energia + in potenza
Gestore rete di trasmissione	1	-9,0 + -6,1	in potenza
	2	-7,4 + -4,4	In energia
	3	0,6 + 4,5	In energia + in potenza
Gestore rete di distribuzione	1	-14,6 + -10,4	In potenza
	2	10,6 + 13,9	In potenza
	3	12,2 + 15,6	in potenza
Micro-grid	1	-21,7 + -21	In energia
	2	1,2 + 2,5	In energia + in potenza
	3	4,6 + 6	In energia + in potenza
Prosumer	1	-18,8 + -16,4	In energia
	2	-12,6 + -8,7	In energia + in potenza
	3	-10,6 + -6,1	In energia + in potenza

Come si può facilmente osservare, solo in due casi, entrambi riferiti al gestore di rete di distribuzione, si riscontrano scenari caratterizzati da IRR positivo e superiore alla soglia prevista, però entrambi non sono ancora permessi dall'attuale quadro normativo. In altri tre casi, che coinvolgono il gestore di rete di trasmissione e la micro-grid, l'IRR stimato risulta essere positivo ma inferiore al valore atteso. Nei casi restanti si può evidenziare che le applicazioni in energia sono maggiormente penalizzate rispetto agli scenari dove l'impianto è previsto operi in energia. Questo è dovuto essenzialmente ai diversi approcci di dimensionamento che si debbono adottare nella progettazione dell'impianto di storage.

Quel che si comprende dunque fin d'ora è che il gap per rendere l'investimento sensato a livello economico è notevole. Le ragioni legate all'interesse riguardo questa filiera industriale sono, oltre alla

fiducia di un calo rapido e consistente dei prezzi di tali sistemi, grazie ad economie di scala, progressi tecnologici e standardizzazione dei sistemi stessi, quello che attrae maggiormente è la dimensione di questo mercato emergente.

Si stima infatti che da qui al 2020 potrebbero essere installati ben 7 GWh di sistemi di accumulo di energia par a quasi 10 miliardi di euro¹⁴, e questo non considerando la quota di impianti fotovoltaici domestici che potrebbero a loro volta decidere di adottare un sistema analogo per ottimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta da FRNP. Nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è possibile vedere la distribuzione di installazione di tali impianti rispetto alla tipologia di soggetti.

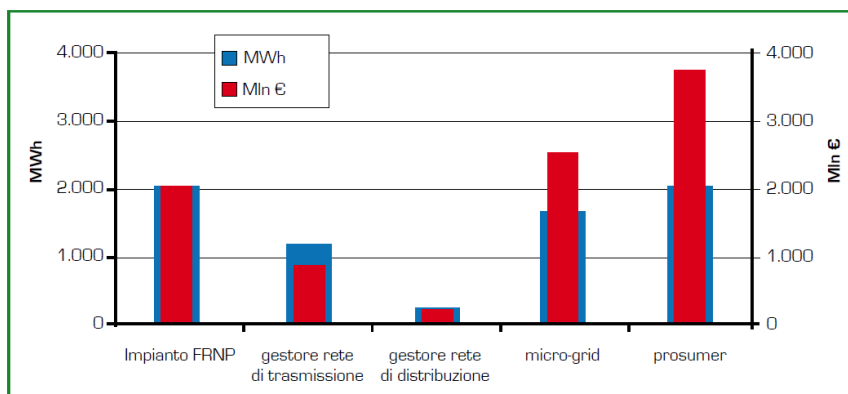


Figura 145 Potenziale teorico mercato sistema di accumulo in MWh e milioni di euro.

Si può constatare inoltre dalla **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** che la maggior quota, in termini economici, di impianti installati riguarda i soggetti non ancora regolati, in particolare i prosumer (39%) seguito da micro-grid (28%) ed impianti FRNP (22%). I soggetti regolati (DSO e TSO) invece rappresentano una porzione relativamente minore del volume di affari complessivo. Molto probabilmente, dato il volume d'affari in gioco, gli impianti di produzione da fonte rinnovabile non programmabile associati ai soggetti non regolati, saranno chiamati ad erogare servizi di regolazione. Va inoltre evidenziato che il volume d'affari associato ai prosumer è nettamente maggiore anche a causa del minor effetto scala di cui possono usufruire tale tipologia di impianti.

Considerando anche l'installazione di sistemi di accumulo su impianti da FRNP già esistenti (detta condizione con retrofit) il mercato si in gradirebbe notevolmente come è possibile vedere in Figura 146, arrivando a 28 miliardi di euro.

¹⁴ "Position paper sul ruolo dei Dispositivi di Accumulo Elettrochimico nei Sistemi Elettrici", pubblicato da ANIE, novembre 2012.

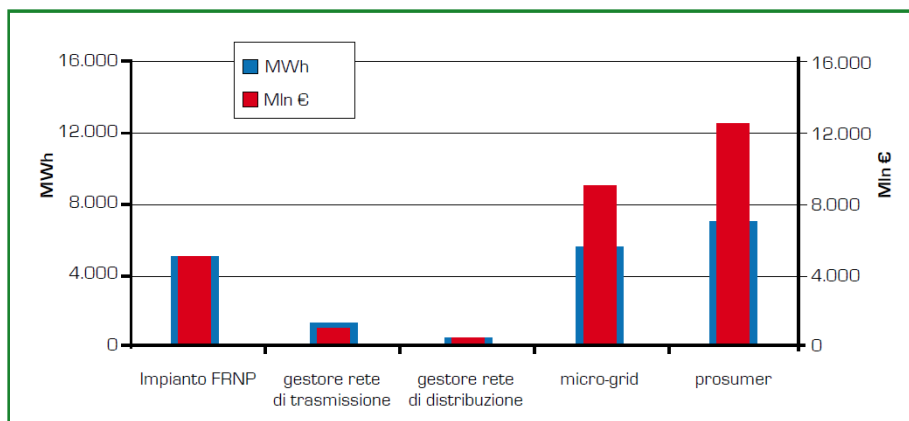


Figura 146 Potenziale teorico (con retrofit) dei sistemi di accumulo in Italia al 2020

A fronte di questi investimenti, i benefici che si possono ottenere sono distinti in base al fatto che riescano a realizzare la riduzione o l'eliminazione di voci di costo annue sostenute a livello sistemico. Le voci di costo annue che possono essere eliminate ammontano a 90 milioni di euro l'anno e si riferiscono a:

- Utilizzo dei sistemi di accumulo per l'assorbimento di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili che non può essere immessa in rete a causa della congestione che si verifica in alcune aree critiche del sistema elettrico (detti anche costi per mancata produzione da FRNP), quantificati in circa 20 milioni di euro l'anno;
- Utilizzo dei sistemi di accumulo per aumentare la quota di autoconsumo, dal 30% al 70% con riferimento alle utenze domestiche, e la conseguente riduzione delle perdite, quantificati in circa 70 milioni di euro l'anno.

Queste due voci al 2020 porterebbero a benefici di solo 600 milioni di euro, in confronto ad investimenti per miliardi una cifra molto esigua dunque. Considerando però anche le componenti di costo riducibili i benefici ottenibili possono essere molto maggiori ed in particolare:

- Costi di sviluppo della rete: l'adozione di sistemi di accumulo può portare ad un calo significativo dei costi di potenziamento delle linee di trasporto dell'energia elettrica da parte dei gestori di rete di trasmissione e di distribuzione, quantificabili in circa 2 miliardi di euro all'anno;
- Costi di interrompibilità: l'implementazione dei sistemi di accumulo può comportare al minor ricorso da parte del gestore della rete di trasmissione al servizio di interrompibilità, offerto da determinate unità di consumo per esigenze di sicurezza del sistema, benefici quantificabili in circa 600 milioni di euro all'anno.
- Costi di MSD ed MGP: l'utilizzo dei sistemi di accumulo può portare ad un risparmio dei costi di approvvigionamento dei servizi ancillari da parte di TERNA sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Un tale risparmio può essere conseguito anche sul mercato del giorno prima (MGP), infatti la possibilità di rendere più prevedibile e programmabile la quantità di energia prodotta dalle fonti rinnovabili non programmabili, consentirebbe di aumentare la quantità della stessa offerta sul MGP da parte degli utenti del dispacciamento, favorendo così di fatto la riduzione dei prezzi dell'energia elettrica, processo già iniziato peraltro, infatti a titolo di esempio il 16 giugno 2013 il PUN alle ore 14.00 e alle ore 15.00 era pari a zero euro per megawattora in quanto l'energia da fonti rinnovabili non programmabili ha soddisfatto in toto la domanda di energia su tutto il

territorio nazionale¹⁵. I benefici sotto questo punto di vista sarebbero di circa 1500 milioni di euro all'anno.

- Costi derivanti da bassa qualità del servizio di distribuzione: l'utilizzo dei sistemi di accumulo può portare al miglioramento della qualità del servizio di distribuzione, evitando per esempio le interruzioni di breve durata, mediante l'installazione di sistemi di accumulo in cabina secondaria, garantendo l'alimentazione anche durante il tempo di individuazione del guasto tramite i sistemi automatici di rete. Qui i benefici ammontano a circa 40 milioni di euro all'anno.
- Costi derivanti da bassa qualità del servizio di trasmissione: i sistemi di accumulo possono permettere l'alimentazioni in isola di porzioni di rete durante i periodi manutenzione della rete principale. In quest'ultima voce i benefici ammontano a circa 10 milioni di euro l'anno.

I benefici che si potrebbero ricavare dall'impiego sistemico dei sistemi di accumulo sarebbe per cui di circa 4150 milioni di euro l'anno a cui vanno aggiunti i benefici derivabili della riduzione dei disservizi diffusi, il cui costo è difficilmente stimabile. Ovviamente tutto questo non contempla i benefici a livello occupazionale ed ambientale.

Per ottenere questi benefici però è necessario un cambiamento del quadro normativo deve fare in modo anzitutto che le fonti rinnovabili possano partecipare ai servizi ancillari alla trasmissione e distribuzione dell'energia in modo da partecipare alla gestione complessiva del sistema elettrica e non solo durante il normale funzionamento ma anche in situazioni di emergenza. Un grosso aiuto infatti potrebbe derivare dall'implementazione dei sistemi di accumulo che renderebbe di fatto più semplice la gestione in tempo reale dei flussi energetici.

Altro fattore imprescindibile è lo sforzo di riduzione dei costi dei sistemi di accumulo necessari per avere sistemi di fatto competitivi a livello economico, visibili nella Tabella 12.

¹⁵ www.QualEnergia.it "Domenica 16 giugno, rinnovabili al 100% e il prezzo dell'elettricità va a zero", di Redazione di QualEnergia.it, 17 giugno 2013.

Tabella 12 Riduzione del prezzo dei sistemi di accumulo necessaria per ottenere la convenienza economica (fonte Smart Grid Report Luglio 2013 DIG - Politecnico di Milano)

Soggetto	Tecnologie di storage oggetto d'analisi	Prezzo attuale (€/kWh "utile")	Prezzo target (€/kWh "utile") ²⁰	Riduzione di prezzo necessaria (%) ⁹
Impianto FRNP	Batteria al sodio/cloruro di nickel	1.200	171 - 344	71 - 86
	Batteria al litio	1.300		74 - 87
	Batteria al sodio/zolfo	1.000		66 - 83
Gestore rete di trasmissione	Batteria al sodio/cloruro di nickel	1.100	500 - 886	22 - 54
	Batteria al litio	1.200		28 - 58
	Batteria al sodio/zolfo	1.000		13 - 50
Gestore rete di distribuzione	Batteria al sodio/cloruro di nickel	1.800	686 - 2.345	0 - 62
	Batteria al litio	1.900		0 - 64
Micro-grid	Batteria al sodio/cloruro di nickel	1.600	285 - 1.598	0 - 82
	Batteria al litio	1.700		6 - 83
Prosumer	Batteria al sodio/cloruro di nickel	2.100	524 - 980	53 - 75
	Batteria al litio	2.200		55 - 76
	Batteria al piombo/acido	1.500	435 - 890	41 - 71

Per quanto concerne l'effetto a livello macroeconomico dello sviluppo di tecnologie verdi si consiglia la lettura del recente elaborato intitolato "Energy Transition Calls for High Investment" pubblicato dal DIW l'istituto tedesco per la ricerca economica, commentato nell'articolo di QualEnergia intitolato "Quando la transizione energetica fa bene al Pil" del 01/10/2013, nel quale si evidenzia come le scelte politiche adottate in Germania con l'adozione della Energiewende abbia prodotto ad ora un incremento del Pil di due punti percentuali.

Per quanto concerne gli effetti climatici può risultare di interesse lo studio della NREL (National Renewable Energy Laboratory, un laboratorio nazionale del dipartimento dell'energia degli Stati Uniti d'America) intitolato "The Western Wind and Solar Integration Study phase 2" nel quale si simulano differenti scenari di penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili nella rete elettrica degli Stati Uniti occidentali. L'analisi è nata per stimare gli effetti sulle centrali termiche a combustibile fossile, sia a livello di emissioni nocive che a livello di possibili aumenti di interventi di manutenzione, che a causa della penetrazione delle fonti rinnovabili sono costretti ad una maggiore frequenza di rimodulazione del carico. Dallo studio è emerso che si ha un irrisorio aumento delle emissioni di anidride carbonica e solforosa, un calo della emissione di NO_x (a causa del fatto che le centrali operano a temperature più basse), ma di fatto la riduzione di emissione di inquinanti a causa della produzione da fonti rinnovabili (e dunque del non impiego di fonti fossili) e di risparmio a livello economico per il mancato acquisto dei corrispondenti combustibili fossili è tale da rendere trascurabili sia gli aumenti di emissioni di inquinanti che gli aumenti di costi di gestione e manutenzione. Altri studi di interesse sul settore di accumulatori (elettrochimici e non) e sui sistemi fotovoltaici si possono reperire dal Fraunhofer Institut (uno dei più accreditati centri a livello mondiale per la certificazione delle prestazioni delle celle tecnologia fotovoltaica) e dal Research Center for Photovoltaic Technologies, ovvero l'RCPVT, che è un'unità di ricerca dell'istituto giapponese AIST (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology).

Questi due centri assieme all'americana NREL hanno di fatto stipulato un accordo di reciproco scambio scientifico, creando un vero e proprio istituto internazionale di ricerca sullo sfruttamento dell'energia solare.

Altro documento che propone una stima dei benefici ottenibili da un uso sistemico dei sistemi di accumulo nella rete elettrica sono quelli evidenziati dallo studio della ANIE Energia "Residential Electrical Storage System" pubblicato nel settembre 2013. In tale rapporto vengono studiati due scenari differenti uno base che prevede una penetrazione del 5% di impianti fotovoltaici dotati di sistema di accumulo ed uno detto di diffusione nel quale si prevede la penetrazione del 20% di impianti fotovoltaici dotati di sistemi di accumulo, l'impianto base preso in analisi prevede una utenza domestica con consumi tipo compresi tra i 2640 kWh annui e 4400 kWh annui. Per entrambi gli scenari vengono valutati la riduzione di capacità termoelettrica conseguente all'installazione degli impianti sopra citati, il miglioramento della prevedibilità della generazione distribuita, la riduzione delle perdite di rete, la riduzione della modulazione degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili al 2020, l'entità della procrastinazione degli investimenti in potenziamenti di rete di distribuzione, la riduzione delle interruzioni e la riduzione delle emissioni di anidride carbonica conseguibili; questi benefici, che è da intendersi sono quelli ottenibili dalla sola installazione dell'impianto di accumulo e dunque non contempla i benefici conseguibili dall'installazione dell'impianto fotovoltaico, sono riassunti nella Figura 147.

Benefici di sistema*		Scenario Base	Scenario Diffusione
Utenti domestici: 25 milioni di famiglie in Italia		Penetrazione 5% (1,25 Mln FV+RESS)	Penetrazione 20% (5 Mln FV+RESS)
Riduzione capacità installata termoelettrica		43,6 M€/a	147,1 M€/a
Miglioramento della prevedibilità della GD		5,0 M€/a	20,1 M€/a
Riduzione delle perdite di rete		4,4 M€/a	17,4 M€/a
Riduzione modulazione impianti FERNP al 2020		37,7 M€/a	234,4 M€/a
Investment deferral - rete di distribuzione		18,2 M€/a	72,8 M€/a
Riduzione delle interruzioni		0,8 M€/a	3,2 M€/a
Riduzione delle emissioni di CO ₂		7,2 M€/a	43,1 M€/a
IPOTESI > Utenza tipo con consumi tra 2.640 kWh/a e 4.400 kWh/a > Batteria asservita al PV, senza usi di rete (stima conservativa)	Beneficio netto annuale di sistema	117 M€/a	538 M€/a
	Beneficio annuale per installazione	- 90 €/a	- 110 €/a

Figura 147 Benefici conseguibili con impianti fotovoltaici dotati di sistemi di accumulo elettrochimico.

La riduzione della capacità termoelettrica installata è basata considerando gli investimenti in nuove centrali approvati entro il 2020 e la disponibilità degli impianti stessi. La valorizzazione è basata

sull'investimento in €/MW in capacità CCGT pari a 0.5 M€/MW e sul valore annuo dei costi di gestione e manutenzione di centrale risparmiati pari a circa 35 k€/MW. Nello scenario base si stima una riduzione della capacità installata di 790 MW mentre nello scenario di diffusione di stima una riduzione di 2675 MW di capacità termoelettrica risparmiata.

La valorizzazione del miglioramento della prevedibilità è realizzata al costo marginale di generazione di impianti di punta (ovvero gli impianti Turbogas) pari a 160 €/MWh. Tale risultato è dovuto all'incremento della capacità di previsione e di conseguenza dalla riduzione dello sbilanciamento medio (per circa il 20%) e dei volumi di riserva secondaria da approvvigionare stimati in 30 GWh annui nello scenario base e di 125 GWh annui. Nella Figura 148 è possibile vedere l'effetto di un sistema di accumulo sul profilo medio di richiesta dalla rete per una utenza domestica (riferita all'anno 2012).

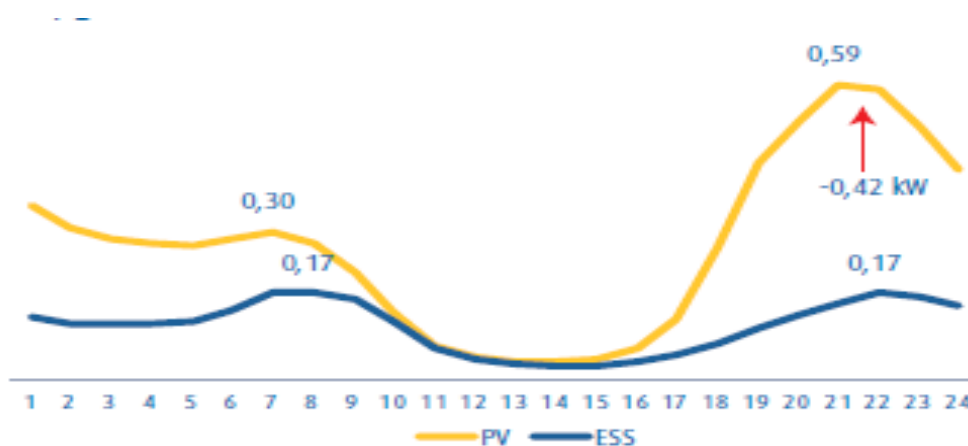


Figura 148 profilo medio di potenza richiesta dalla rete in kW per una utenza domestica.

Il beneficio legato al rinvio degli investimenti in potenziamenti della rete di distribuzione è stimato sulla base del differenziale di picco di utilizzo della rete tra la configurazione con solo il fotovoltaico e quella con il fotovoltaico e lo storage residenziale, stimato in 640 MW nello scenario base e di 2550 MW nello scenario di diffusione. La valorizzazione invece è effettuata al costo di costruzione della rete in funzione della potenza stimabile in 400 €/kWh.

La riduzione delle interruzioni è stimata ipotizzando che la batteria sia disponibile per servizi di backup per circa il 50% delle ore all'anno, imponendo che la batteria sia almeno carica al 30%. La valorizzazione del mancato disservizio è basata sul valore dell'energia non fornita prevista dall'AEEG (pari a 3000 €/MWh) e portando dunque ad un risparmio di 2 milioni all'anno nello scenario base e di 8 milioni annui nello scenario di diffusione.

Per quanto concerne la riduzione delle emissioni la quantificazione dell'anidride carbonica è realizzata sulla base del fattore di emissione medio del parco termoelettrico italiano, pari a 513.8 gCO₂/kWh. Le emissioni evitate sono quantificate in 360 mila tonnellate di anidride carbonica nello scenario base e di 2160 mila tonnellate di anidride carbonica nello scenario di diffusione. La valorizzazione di tale mancata emissione è basata sul prezzo dell'anidride carbonica prevista dal WEO per l'Europa al 2020 pari a 20 €/t CO₂. Di fatto viene stimato che l'installazione di un sistema di accumulo a un impianto fotovoltaico porta ad un miglioramento per l'utente finale di circa 150 € nel caso di impianto incentivato con il quinto conto energia e di circa 170 € nel caso di impianto non incentivato. Questo ovviamente se si consegue un abbattimento dei costi dei sistemi di accumulo del 40-50%.

Un'ultima documentazione di interesse legata all'effetto sul sistema elettrico della penetrazione di generazione fotovoltaica e dei sistemi di storage è quella esposta nel documento "Grid Integration Cost

of PhotoVoltaic Power Generation” edito dalla Imperial College London¹⁶. In tale elaborato si analizza l’effetto dei costi di trasmissione dell’energia sulla rete elettrica, per vari paesi della comunità europea, ipotizzando una penetrazione di generazione da fonte fotovoltaica pari al 18% (corrispondenti ad una installazione di 480 GW di potenza elettrica e legati alle previsioni della EPIA, la European Photovoltaic Industry Association) della generazione totale europea al 2030. Altro punto analizzato, e di interesse nella citazione in questo lavoro di tesi, è l’effetto dell’applicazione di soluzioni di Demand Response (DR) o di accumulo dell’energia, ovvero quelle soluzioni che permettono di incrementare l’autoconsumo dell’energia prodotta dal sistema fotovoltaico. In tale report vengono analizzati i costi legati all’aumento della capacità di riserva per garantire la sicurezza del sistema elettrico europeo a causa delle fluttuazioni della produzione dei sistemi di generazione da fonti rinnovabili, dei potenziamenti necessari della rete elettrica europea, dell’adeguamento delle reti di trasmissioni e distribuzione, la necessità di avere servizi di bilanciamento adeguato. Nel report è presente inoltre un’analisi dell’effetto della penetrazione della generazione fotovoltaica sulle perdite elettriche di rete.

Sommando le varie voci di costo necessarie si arriva ad ottenere, per i vari paesi appartenenti alla comunità europea, i costi totali necessari per mantenere il corretto funzionamento della rete elettrica stessa, le quali sono riassunte in Figura 149.

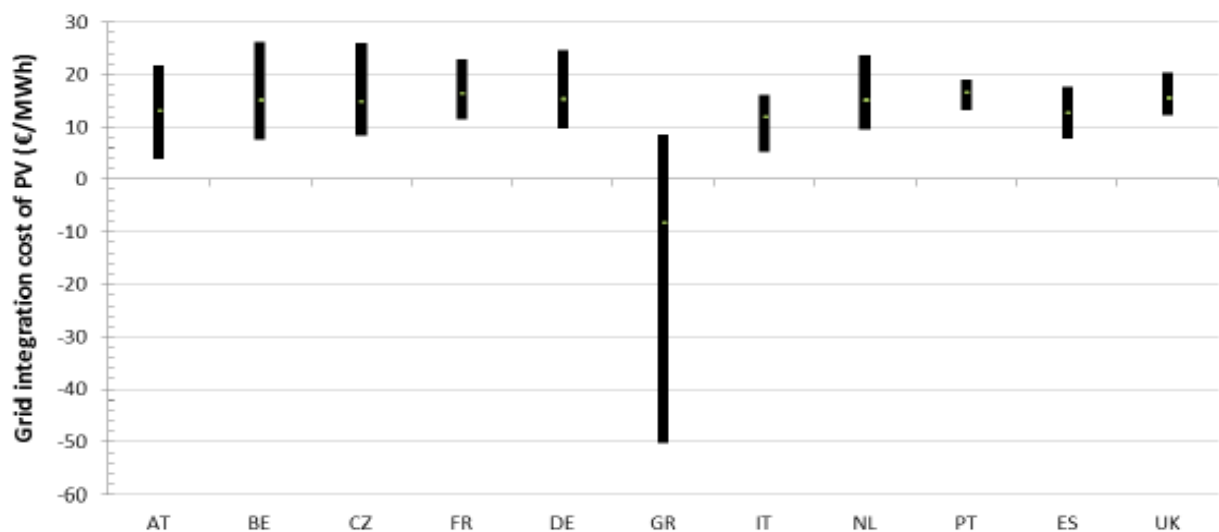


Figura 149 Range di variazione dei costi di integrazione del fotovoltaico nella rete elettrica europea a differenti valori di penetrazione della generazione fotovoltaica stessa (dal 2% al 18%).

Il maggior contributo di costo è legato alla necessità di avere una capacità di back-up che può raggiungere fino ai 14.5 €/MWh nei paesi del Nord. La seconda voce di costo principale è legata agli investimenti sulle reti di distribuzione necessarie per integrare la potenza fotovoltaica prevista nei vari scenari, tali costi possono raggiungere i 9 €/MWh (in base al paese della UE in analisi). Per queste prime due voci gioca un ruolo fondamentale la contemporaneità tra picchi di produzione fotovoltaica e picchi di consumi elettrici. Le spese legate alla distribuzione dell’energia su lunghe distanze e gli oneri legati al bilanciamento risultano nettamente inferiori, rispettivamente un massimo di 2.8 €/MWh e 1 €/MWh. Ultima voce di costo è quella legata appunto alle perdite di rete che fino ad una certa penetrazione della generazione fotovoltaica comporta un calo di perdite e dunque dei costi legati a tale voce, oltre tale soglia (che cresce per i paesi dove picchi di produzione e consumo elettrico coincidono) le perdite tornano ad aumentare, come è possibile

¹⁶ “Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation, Direc Costs Analysis related to Grid Impacts of PhotoVoltaics”, Imperial College London, D. Pudjanto, P. Djapic, J. Dragovic, G. Strbac, Settembre 2013.

vedere in Figura 150 dove è inoltre visibile l'effetto dell'adozione di soluzioni di Demand Response o di Storage.

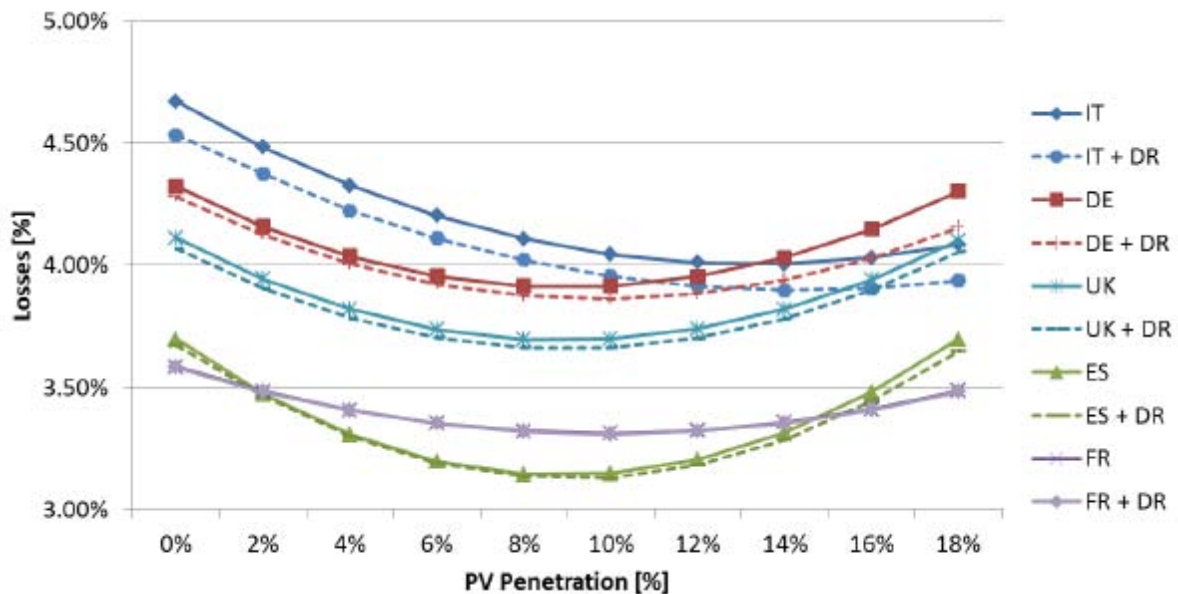


Figura 150 Effetto della penetrazione elettrica della generazione fotovoltaica sulle perdite di rete.

È possibile osservare che i costi di integrazione risultano inferiori nei paesi del Sud Europa questo a causa della maggiore contemporaneità tra picco di produzione del sistema fotovoltaico e consumi elettrici, fatto molto marcato per la Grecia dove la penetrazione elettrica della generazione fotovoltaica può portare ad un notevole calo dei costi di gestione della rete. Nella invece è possibile vedere sempre i costi di integrazione della generazione fotovoltaica nella rete elettrica europea però nel caso di adozione di soluzioni di Demand Response o storage dell'energia elettrica. Questi sistemi di fatto possono portare ad un calo degli oneri complessivi di circa il 20%.

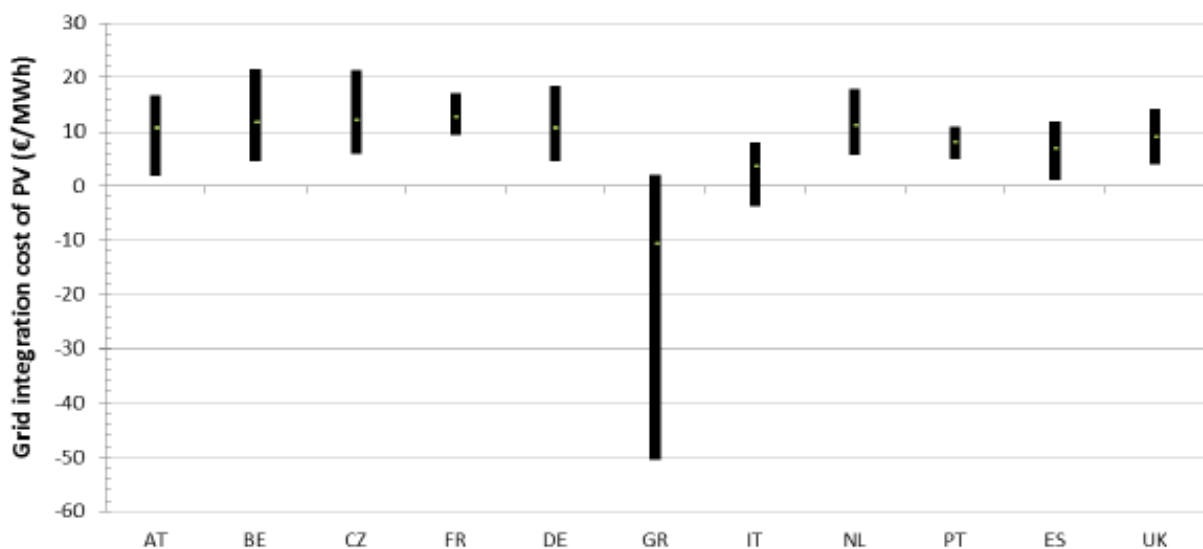


Figura 151 Range di variazione dei costi di integrazione del fotovoltaico nella rete elettrica europea a differenti valori di penetrazione della generazione fotovoltaica stessa (dal 2% al 18%) e con l'adozione di soluzioni di Demand Response (DR) o storage.

Per una conoscenza più approfondita della metodologia adottata per ottenere questi risultati si rimanda al report stesso.

Nel caso dell'Italia (e di altri paesi appartenenti alla UE) il report evidenzia le single voci di costo di integrazione della generazione fotovoltaica. La Figura 152 illustra l'andamento dei costi necessari per il mantenimento della capacità di back-up necessaria per garantire la stabilità del sistema elettrico, che risulta limitata a causa del fatto che mediamente i consumi italiani presentano due picchi giornalieri uno a mezzogiorno e uno di sera, questo fa sì che il contributo del fotovoltaico sulla domanda di picco sia più limitata. Il costo nello scenario di massima penetrazione del fotovoltaico raggiungerebbe i 13.4 €/MWh. Va però evidenziato come l'adozione di soluzioni di Demand Response (DR) portino ad un calo superiore del 50% di tale componente di costo, che bisogna ricordare è la principale voce di costo.

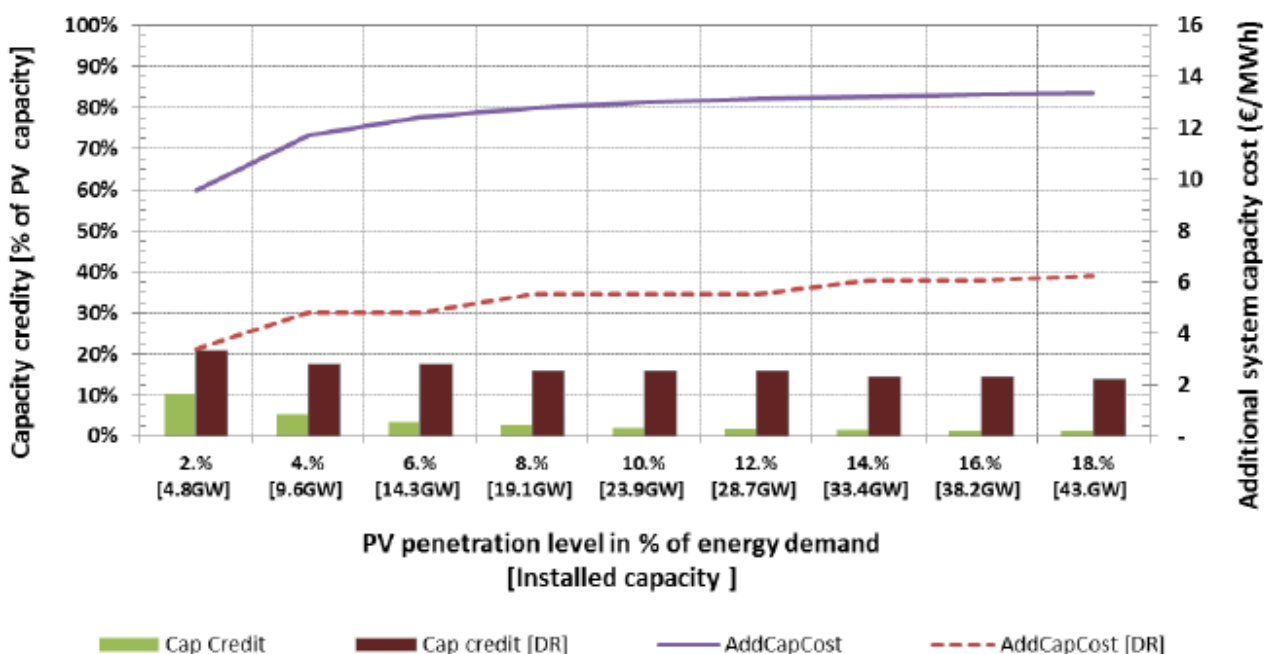


Figura 152 Costo aggiuntivo per potenza di back-up per stabilità sistema elettrico.

I costi legati all'adeguamento del sistema per il nostro paese sono limitati ad un massimo di 0.9 €/MWh in corrispondenza di una penetrazione della generazione fotovoltaica del 4% come è possibile vedere in Figura 153. tali costi comunque sono soggetti ad un notevole calo per penetrazioni maggiori o teoricamente annullabili con l'adozione di sistemi Demand Response o sistemi di storage elettrico, specialmente per la gestione del picco invernale serale.

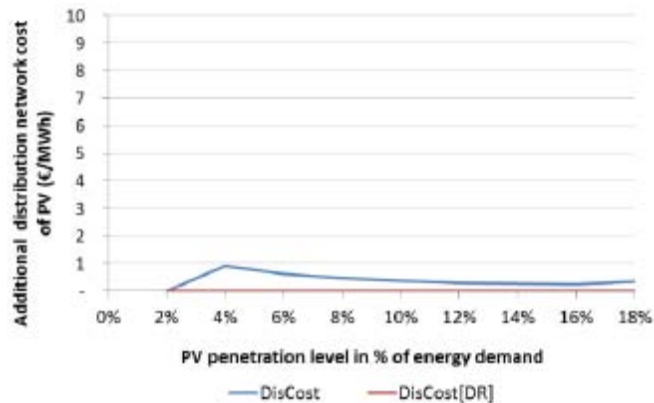


Figura 153 Costi aggiuntivi per adeguamento sistema di distribuzione in Italia.

L'andamento dei costi legati alle perdite elettriche di rete sono riportate in . Si può notare che il sistema fotovoltaico porta ad un calo degli oneri, che decrescono all'aumentare della penetrazione elettrica della generazione fotovoltaica e comunque incrementabili con i sistemi di Demand Response (DR) o di Storage.

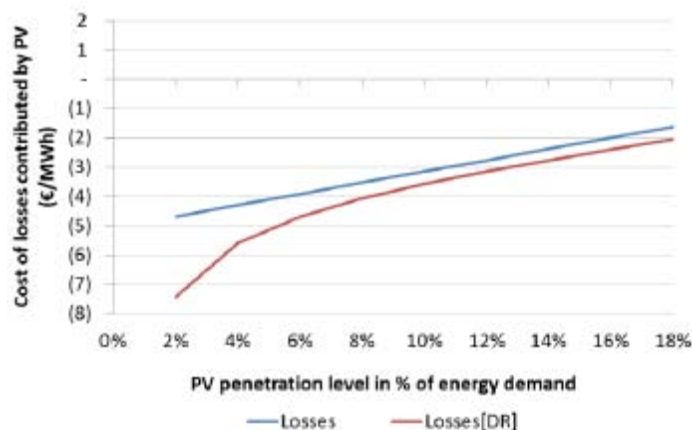


Figura 154 Costi legate alle perdite attribuibili alla generazione fotovoltaica.

Infine si riporta i costi complessivi di integrazione dei sistemi di generazione fotovoltaica illustrati in Figura 155. Come si può notare per basse penetrazioni della generazione fotovoltaica e in presenza di soluzioni di Demand Response o di Storage si avrebbero addirittura benefici e non costi aggiuntivi di sistema.

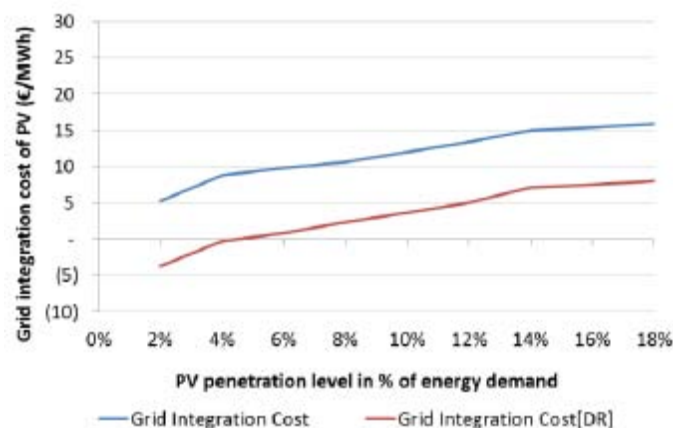


Figura 155 Costi complessivi di integrazione dei sistemi di generazione fotovoltaica.

Capitolo 4 Analisi ditta Semesteb.

4.1 Impianto fotovoltaico in facciata Semesteb.

I sistemi di accumulo che si andranno a definire nei capitoli successivi sono alimentati da un impianto fotovoltaico di cui si andrà ora a esporre le caratteristiche principali. L'impianto è installato presso la società Semesteb Srl con sede legale in Via Prasingel 51 a Udine. L'immobile che consta in un capannone di attività produttiva è di proprietà della Società immobiliare Zetapi di Zilli Maria e C. Sas con sede legale in Via de Bon 71 sempre a Udine. Nella Figura 156, estratta dal catasto (Foglio 54, Mappale 1062, Sub 1), è possibile vedere l'orientazione dell'edificio.



Figura 156 Estratto Mappa Foglio 54, Particella 1062.

L'impianto di riferimento, di recente costruzione, è realizzato sulle facciate sudest e sudovest del capannone, al fine di realizzare una pensilina ed è costituito da 145 pannelli fotovoltaici con una potenza nominale complessiva pari a 35.35 kWp, di cui si può vedere una rappresentazione grafica in Figura 157 e in Figura 158.

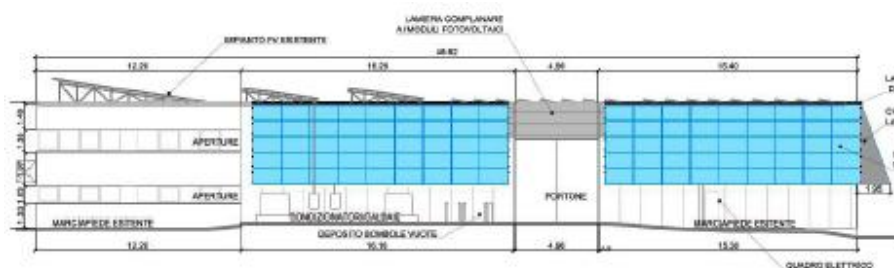


Figura 157 Vista facciata sudovest. Estratto tavola realizzata dalla ditta Semesteb.

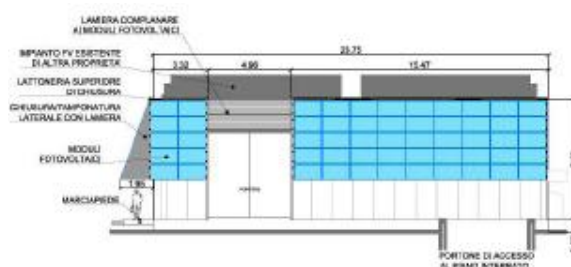


Figura 158 Vista facciata sudest. Estratto tavola realizzata dalla ditta Semesteb.

I pannelli costituenti l'impianto sono dei Conergy modello EcoPro 245P (ovvero dalla potenza nominale di 245 Wp) in silicio policristallino. I pannelli poggiano su due strutture in alluminio, fisse con inclinazione di 70° e due differenti orientazioni. La prima caratterizzata da un angolo di azimut pari a 27°, la seconda invece è caratterizzata da un angolo di azimut di 62°.

I pannelli sono collegati su due differenti inverter, il primo è uno SMA STP 10000 TL il secondo invece è uno SMA STP 17000 TL dalla potenza di 10.2 kW e 17 kW ciascuno. Ognuno dei due inverter sono collegati ai pannelli di una esposizione unica, nello specifico a primo inverter sono collegati i pannelli della facciata sudest mentre il secondo è collegato ai pannelli dell'esposizione sudovest. Il collegamento dei moduli in stringhe e il collegamento di quest'ultime agli inverter è illustrato in Tabella 13.

Tabella 13 Modalità di collegamento moduli ed inverter.

N° moduli in serie	Nome stringa	Nome MPPT	Nome inverter
23	STR. 1	MPP1	INV1
23	STR. 2	MPP1	INV1
23	STR. 3	MPP1	INV1
21	STR. 4	MPP2	INV1
18	STR. 5	MPP1	INV2
18	STR. 6	MPP1	INV2
19	STR. 7	MPP2	INV2

La producibilità dell'impianto è stata valutata (durante la fase di progettazione all'interno della ditta), per entrambe le esposizioni, mediante il modello di calcolo ENEA-SOLTERM. I risultati, della radiazione globale giornaliera media mensile su superficie inclinata, sono riassunti nella Tabella 14.

Tabella 14 Stima radiazione globale annua sulla superficie inclinata.

Mese	Ostacolo	Irraggiamento giornaliero medio su superficie inclinata (kWh/m ² giorno)	
		Esposizione 1	Esposizione 2
Gennaio	assente	2,74	2,01
Febbraio	assente	3,28	2,67
Marzo	assente	4,06	3,65
Aprile	assente	4,03	4,01
Maggio	assente	4,25	4,56
Giugno	assente	4,27	4,75
Luglio	assente	4,42	4,86
Agosto	assente	4,31	4,45
Settembre	assente	3,94	3,71
Ottobre	assente	3,22	2,76
Novembre	assente	2,49	1,93
Dicembre	assente	2,04	1,49

La radiazione globale annua stimata risulta essere di 1311 kWh/m² per l'esposizione 1 e di 1244 kWh/m² per l'esposizione 2.

La stima delle perdite di energia è riassunta invece in Tabella 15.

Tabella 15 Riepilogo stima perdite del sistema fotovoltaico

Stadio	Perdita stimata [%]	Energia persa [MWh/anno]	Energia netta [MWh/anno]
Energia al lordo delle perdite	-	-	45,10
Perdite per effetto della temperatura	2,00%	0,90	44,19
Perdite per basso soleggiamento/ombreggiamento	3,40%	1,50	42,69
Perdite per riflessione	2,00%	0,85	41,84
Perdite per sporcizia, polveri	3,00%	1,26	40,58
Perdite di mismatch tra stringhe	3,00%	1,22	39,36
Perdite nei circuiti cc	1,50%	0,59	38,77
Perdite di conversione cc/ca negli inverter	2,00%	0,78	38,00
Perdite nei circuiti elettrici c.a. BT	1,50%	0,57	37,43
Perdite nei trasformatori	0,00%	0,00	37,43
Consumi circuiti ausiliari e impianti di servizio	0,00%	0,00	37,43
Perdite nei circuiti elettrici c.a. MT	0,00%	0,00	37,43
Statistiche	Efficienza	Totale:	Finale:
	83,00%	7,67	37,43

L'energia che si stima si produrrà nel primo anno di esercizio dell'impianto sarà pari dunque a 37430 kWh/anno con una producibilità risulta tante pari a 1053 kWh/(kWp*anno). Il deterioramento dei pannelli fotovoltaici è stimato in un calo dello 0.5% annuo della producibilità.

4.2 Monitoraggio.

Tale impianto fotovoltaico è dotato di un servizio di monitoraggio fornito dalla Meteocontrol. Tale servizio fornisce la strumentazione necessaria per la rivelazione ed analisi centralizzata dei dati dell'impianto (quali producibilità, potenza temperatura) e ne effettua un confronto con valori simulati basati su una propria banca dati meteorologici, al fine da poter eseguire il controllo dell'impianto da remoto. In caso di scostamenti rilevanti tra la producibilità effettiva e quella stimata, il centro di monitoraggio genera un segnale di allarme al proprietario dell'impianto (tramite mail, fax o SMS) al fine che possa eseguire o richiedere interventi di controllo o manutenzione se necessari. In Figura 159 è riportato uno schema che illustra la struttura complessiva del sistema di monitoraggio fornito dalla Meteocontrol.

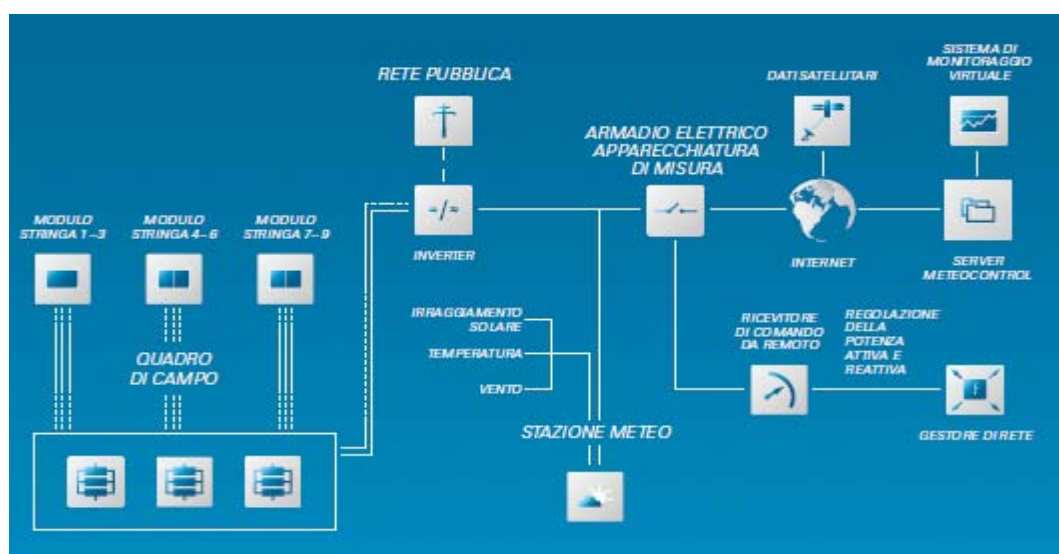


Figura 159 Struttura sistema monitoraggio Meteocontrol.

La comunicazione dei dati forniti dagli inverter del sistema fotovoltaico verso il centro di controllo della Meteocontrol avviene mediante il datalogger WEB'log Pro, che tramite una apposita interfaccia di comunicazione trasmette i dati direttamente ai server della Meteocontrol, dove poi vengono elaborati.

Effettuando l'accesso al portale di Meteocontrol è possibile reperire i dati della potenza generata dall'impianto dal giorno in cui si è attivato tale servizio, fornendo sia i valori giorno per giorno (con frequenza di campionamento di 15 minuti oppure fornendo andamenti orari), fornisce e producibilità a livello mensile ed annuale. Altre analisi fornite sono la misura di potenza, tensione e corrente erogata dai singoli inverter collegati nell'impianto fotovoltaico sia lato DC che lato AC, in quest'ultimo caso viene anche fornita la frequenza delle onde generate e il fattore di potenza. Nel caso di installazione della strumentazione di rilevamento idonea inoltre vengono forniti gli andamenti di temperatura, irraggiamento e ventosità del sito.

Mediante questo storico di dati mantenuto nei server di Meteocontrol si ha reperito la producibilità effettiva del mese di settembre dell'impianto in facciata prima descritto (in Figura 160 è possibile vedere l'interfaccia web della Meteocontrol per la consultazione del monitoraggio dell'impianto).



Figura 160 Interfaccia web Meteocontrol.

4.3 Caratteristiche fornitura elettrica studio ingegneristico.

L'impianto fotovoltaico in facciata da 35.53 kWp è collegato all'utenza elettrica che fa riferimento alla società Semesteb Srl sita in Via Prasigel 53 a Udine (UD 33100). Tale utenza elettrica ha un contratto di fornitura dell'energia elettrica con Enel Energia, l'utenza è classificata come "usi diversi bassa tensione" e la tipologia di offerta adottata è denominata "Energia Pura". La potenza contrattualmente impegnata è di 10 kW (per una potenza massima disponibile di 11 kW) alla tensione di 380 V. Tale tipologia di offerta è caratterizzata da una componente dell'energia bloccata per un periodo di due anni dalla sottoscrizione del contratto di fornitura, con la garanzia di utilizzo di energia proveniente prevalentemente da fonti rinnovabili, come attestato dal nuovo sistema di certificazione gestito dal Gestore Servizi Energetici denominato CO-FER. Il prezzo dell'energia bloccata si riferisce alla sola componente energia incluse le perdite, sono invece esclusi gli oneri di dispacciamento, trasporto e commercializzazione. Alla componente di energia viene applicato un prezzo biorario differenziato per ore di picco, che comprendono i periodi da lunedì a venerdì dalle 8.00 di mattina fino alle 20.00 di sera, ed ore di fuori picco che comprendono le ore dalle 20.00 alle 8.00 nei giorni feriali, tutte le ore durante il weekend e le giornate festive. Tale contratto fa riferimento al mercato libero dell'energia. La ditta di per sé presenta altri contratti di fornitura elettrica ma allo stato attuale l'impianto fotovoltaico in analisi è connesso all'utenza prima descritta. In Figura 161 è possibile vedere un estratto della bolletta della fornitura dell'energia elettrica, dove è possibile vedere le varie voci costituenti la bolletta stessa.

DETTAGLIO IMPORTI IN BOLLETTA

		Unità di misura	Prezzi Unitari	Quantità	Totale euro
TOTALE SERVIZI DI VENDITA					314,58
Quota fissa vendita					
Commercializzazione vendita	dal 01/02/12 al 29/02/12	€/cliente/mese	4,141667	mesi 1	4,14
Componente di dispacciamento (DISPbt, parte fissa)		€/cliente/mese	-0,776000	mesi 1	-0,78
Commercializzazione vendita	dal 01/03/12 al 31/03/12	€/cliente/mese	4,141667	mesi 1	4,14
Componente di dispacciamento (DISPbt, parte fissa)		€/cliente/mese	-0,776000	mesi 1	-0,78
Quota energia					
Energia ore di picco	dal 01/02/12 al 29/02/12	€/kWh	0,112000	743	83,89
Energia ore di fuori picco		€/kWh	0,067000	602	40,33
Perdite di rete ore di picco		€/kWh	0,112000	73	8,74
Perdite di rete ore di fuori picco		€/kWh	0,067000	63	4,22
Corrispettivo di Sbilanciamento		€/kWh	0,000271	1.351	0,37
Componente Vendita UC1		€/kWh	-0,001460	1.351	-1,97
Pacchetto Energia VERDE		€/kWh	0,003000	1.492	4,48
Dispacciamento		€/kWh	0,007766	1.351	10,49
Energia ore di picco	dal 01/03/12 al 31/03/12	€/kWh	0,112000	750	84,00
Energia ore di fuori picco		€/kWh	0,067000	671	44,96
Perdite di rete ore di picco		€/kWh	0,112000	78	8,74
Perdite di rete ore di fuori picco		€/kWh	0,067000	70	4,69
Corrispettivo di Sbilanciamento		€/kWh	0,000263	1.421	0,37
Componente Vendita UC1		€/kWh	-0,001460	1.421	-2,07
Pacchetto Energia VERDE		€/kWh	0,003000	1.569	4,71
Disaccoamento		€/kWh	0,008378	1.421	11,91
TOTALE SERVIZI RETE					201,46
Quota fissa					
Quota fissa	dal 01/02/12 al 29/02/12	€/cliente/mese	9,818083	mesi 1	9,82
Quota fissa	dal 01/03/12 al 31/03/12	€/cliente/mese	9,818083	mesi 1	9,82
Quota potenza					
Quota potenza	dal 01/02/12 al 29/02/12	€/kW di potenza impegnata/mese	2,761575	kW 10,0 mesi 1	27,62
Quota potenza	dal 01/03/12 al 31/03/12	€/kW di potenza impegnata/mese	2,761575	kW 10,0 mesi 1	27,62
Quota variabile					
Energia attiva	dal 01/02/12 al 29/02/12	€/kWh	0,045666	1.351	61,69
Energia attiva	dal 01/03/12 al 31/03/12	€/kWh	0,045666	1.421	64,89
TOTALE IMPOSTE					65,03
Accisa sull'energia elettrica					
Accisa sull'energia elettrica	dal 01/02/12 al 29/02/12	€/kWh	0,012100	1.351	16,35
Accisa sull'energia elettrica	dal 01/03/12 al 31/03/12	€/kWh	0,012100	1.421	17,19
Addizionale Enti Locali					
Addizionale Provinciale (entro 200.000 kWh)	dal 01/02/12 al 29/02/12	€/kWh	0,011360	1.351	15,35
Addizionale Provinciale (entro 200.000 kWh)	dal 01/03/12 al 31/03/12	€/kWh	0,011360	1.421	16,14
TOTALE FORNITURE DI ENERGIA ELETTRICA E IMPOSTE					581,07
TOTALE NETTO IVA					581,07
IVA 21% SU IMPONIBILE DI EURO 581,07					122,02

Figura 161 Estratto bolletta, dettagli importo utenza da 10 kW in analisi.

4.4 Le componenti di costo della bolletta elettrica.

La bolletta anzitutto è suddivisa in tre sezioni principali:

- Totale servizi di vendita: per servizi di vendita si intendono le diverse attività poste in essere dal fornitore per acquistare e rivendere l'energia elettrica al cliente finale; tra i corrispettivi fatturati al cliente per tali servizi rientrano anche eventuali oneri di perequazione aggiuntivi;
- Totale servizi di rete: per servizi di rete si intendono le attività che consentono ai fornitori (sia che operino sul mercato libero dell'energia che in quello di maggior tutela) di trasportare l'energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionali e di distribuzione locali al contatore, per consegnarla ai clienti;
- Totale imposte: in questa voce si ritrovano le imposte erariali di consumo (nota come accisa) che è applicata sull'energia consumata, eventuali addizionali di enti locali (regioni e/o provincie) ed infine l'imposta sul valore aggiunto (IVA) la quale è applicata sul costo complessivo del servizio (e dunque al totale di tutte le voci sopra citate, anche le imposte sull'accisa e di eventuali enti locali) pari al 10% per gli usi domestici e al 22% (a causa del recente aumento di tale imposta) per i clienti con "usi diversi".

I servizi di vendita sono costituiti da due componenti fisse (sezione quota fissa vendita) e da una serie di voci di costo variabili (sezione quota energia).

La quota fissa comprende quei corrispettivi da pagare in misura fissa, cioè indipendentemente dai consumi elettrici, indicato generalmente in €/cliente/mese. La prima componente fissa è la commercializzazione vendita, la quale copre i costi di gestione commerciale dei clienti (nei provvedimenti che fissano o modificano le condizioni economiche di maggior tutela, questa voce è tecnicamente denominata PCV ed è fissata dall'Autorità dell'Energia sulla base dei costi sostenuti mediamente da un operatore del mercato libero. La seconda voce delle quote fisse è la componente di dispacciamento (tale voce è dotata anche di quota variabile, inserita però nella sezione quota energia e solo per clienti residenti con potenza fino a 3 kW, dunque non presente nella bolletta dell'utenza in analisi), tecnicamente denominata come quota DISbt che viene applicata ai clienti che hanno diritto al servizio di maggior tutela, ovvero i clienti domestici e le PMI (piccole imprese intese con un numero di dipendenti inferiore a 50, un fatturato inferiore ai 10 milioni di euro e un'alimentazione in bassa tensione) anche qualora siano passati al mercato libero.

La quota energia comprende i costi di acquisto dell'energia e dispacciamento sostenuti dal fornitore e dunque espressi in €/kWh. Tra le voci che si trovano in questa sezione abbiamo:

- Energia ore di picco: ovvero i consumi elettrici nella fascia oraria definita di picco nel contratto di fornitura, in questo caso dalle 8.00 alle 20.00 dal lunedì al venerdì.
- Energia ore di fuori picco: ovvero i consumi elettrici nella fascia oraria definita di fuori picco nel contratto di fornitura, in questo caso tutte le ore al di fuori della fascia delle ore di picco.
- Perdite di rete: distinte in perdite di rete nelle ore di picco e fuori picco, rappresentano le dispersioni naturali di energia generata durante il trasporto dell'elettricità dalla centrale di produzione al luogo di fornitura. Tali perdite sono fissate in modo convenzionale dall'Autorità per l'Energia pari al 10.4% dell'energia prelevata.
- Corrispettivo sbilanciamento: definito da TERNA, è dato dalla somma tra quota energia e quota residua definite come segue. Per quota energia si intende lo sbilanciamento fisico generato dall'unità di produzione, moltiplicata per i prezzi zionali di vendita dell'energia in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP). La quota residua è data dalla differenza tra il corrispettivo di sbilanciamento e la quota energia. Il corrispettivo di sbilanciamento viene calcolato mediante le modalità stabilite dalla

delibera n°111/06 e successive modifiche. Tale componente si applica ai consumi elettrici dell'utenza al netto delle perdite di rete.

- Componente vendita UC₁: detta anche perequazione costi di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato. Rappresenta la quota variabile di costo destinata alla copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Tale componente si applica ai consumi elettrici dell'utenza al netto delle perdite di rete.
- Pacchetto Energia Verde: voce derivata dalla particolare forma di contratto che a fronte della fornitura di energia elettrica da sorgenti a fonte rinnovabile garantita dal sistema di certificazione CO-FER, aggiunge un onere nella bolletta pari a 0.003 €/kWh. Tale componente è applicata al consumo totale di energia dell'utenza comprensiva anche delle perdite di rete.
- Dispacciamento: copre i costi del servizio di dispacciamento, cioè il servizio che garantisce in ogni istante l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica (nei provvedimenti che fissano o modificano le condizioni economiche di maggior tutela questa voce è tecnicamente denominata PD, la quale viene fissata e aggiornata ogni tre mesi dall'Autorità per l'Energia. Tale componente si applica ai consumi elettrici dell'utenza al netto delle perdite di rete.

I servizi di rete si distinguono in una voce di quota fissa, una voce di quota potenza (anch'essa fissa ma legata alla potenza contrattuale fornita) ed una quota variabile legata dunque ai consumi elettrici dell'utenza. La quota variabile di energia fa riferimento ai consumi elettrici dell'utenza al netto delle perdite di rete per la consegna di detta energia. All'interno dei servizi di rete sono inoltre inglobati gli oneri generali, fissati per legge e pagati da tutti i clienti finali del servizio elettrico, qui brevemente riassunti:

- Componente A3: promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate;
- Componente A4: finanziamento dei regimi tariffari speciali;
- Componente A5: finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo;
- Componente A6: copertura dei costi già sostenuti dalle imprese e non recuperabili in seguito alla liberalizzazione del mercato elettrico;
- Componente AS: copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio economico e/o fisico di cui al decreto interministeriale del 28 dicembre 2007;
- Componente UC3: copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- Componente UC4: copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori;
- Componenti UC6: copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- Componente UC7: copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- Componente A2 e MCT: smantellamento delle centrali nucleari e misure di compensazione territoriale.

4.5 L'analisi dei consumi elettrici.

Al fine di eseguire il dimensionamento del sistema di accumulo le prime fonti di informazioni reperite sono state i consumi elettrici dell'utente in analisi descritti dalle apposite bollette. La Figura 162 e la Tabella 16 riassumono brevemente i consumi elettrici dell'utenza, si è preso come anno tipo il 2012. I valori indicati sono al netto delle perdite di rete.

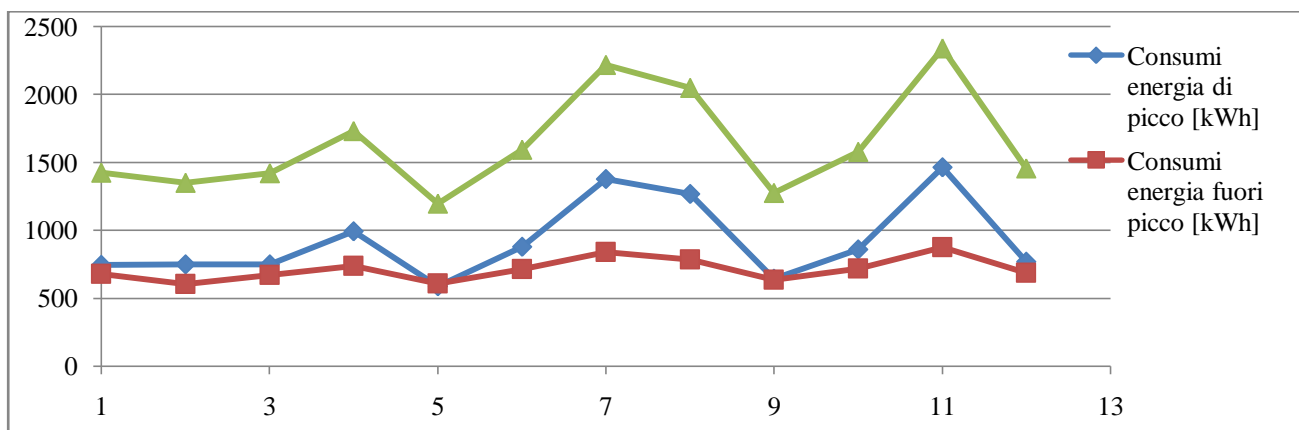


Figura 162 Sunto grafico consumi elettrici utenza da 10 kW.

Tabella 16 Sunto consumi elettrici di picco, fuori picco e globali in kWh .

	gen-12	feb-12	mar-12	apr-12	mag-12	giu-12
E_picco [kWh]	746	749	750	994	589	880
E_fuori_picco [kWh]	680	602	671	736	609	712
E_totale [kWh]	1426	1351	1421	1730	1198	1592

	lug-12	ago-12	set-12	ott-12	nov-12	dic-12
E_picco [kWh]	1378	1266	642	860	1466	770
E_fuori_picco [kWh]	840	783	635	716	874	687
E_totale [kWh]	2218	2049	1277	1576	2340	1457

Andando ad analizzare le varie componenti di costo costituenti il prezzo dell'energia elettrica si è andati poi a scindere il costo dell'energia elettrica in due componenti, una direttamente dipendente dai consumi elettrici, detta componente variabile, ed una dipendente dai costi fissi della fornitura dell'energia elettrica. Tale suddivisione si è resa necessaria per valutare i benefici conseguibili dall'adozione di un sistema di accumulo accoppiato ad un sistema fotovoltaico. Il beneficio primario dall'adozione di un sistema di storage dell'energia elettrica infatti è la riduzione dell'energia prelevata dalla rete. Ciò di fatto comporta un calo dei costi variabili della bolletta elettrica, cioè quelli direttamente legati al consumo di energia elettrica, mentre la componente di costo fisso dipende da voci quali la potenza impegnata, oneri generali di connessione o ancora servizi di rete, eliminabili solo nel caso di rottura del contratto di fornitura elettrica e quindi di alimentazione del carico elettrico mediante un sistema isolato dalla rete elettrica (detto appunto sistema in isola). Il valore del costo dell'energia variabile è stato determinato sommando le varie componenti di costo dipendenti dall'entità dei consumi elettrici fatto eccezione per le perdite di rete e per la componente di costo "Pacchetto Energia VERDE" che sono state inglobate nei prezzi dell'energia di picco e di fuori picco incrementandole del 13 % (le perdite di rete infatti pesano per il 10.4%, mentre la quota derivante al "Pacchetto Energia VERDE" influisce per uno 2.6% sul costo variabile dell'energia elettrica). Analizzando

le bollette dei vari mesi dell'anno preso in analisi (il 2012 si ricorda) si sono ottenuti i risultati sintetizzati in Tabella 17 e in Figura 163.

Tabella 17 Riassunto costi fissi e variabili energia ore di picco e di fuori picco, mese per mese e valori medi.

Data		gen-12	feb-12	mar-12	apr-12	mag-12	giu-12
PE_var_picco	€/kWh	0.205	0.207	0.206	0.198	0.220	0.221
PE_var_fuori_picco	€/kWh	0.154	0.156	0.155	0.148	0.183	0.184
PE_var_picco_media	€/kWh	0.211	0.211	0.211	0.211	0.211	0.211
PE_var_fuori_picco_media	€/kWh	0.162	0.162	0.162	0.162	0.162	0.162
costi fissi energia	€/cliente/mese	40.800	40.800	40.800	40.800	43.069	43.069
media costi fissi energia	€/cliente/mese	42.391	42.391	42.391	42.391	42.391	42.391
Data		lug-12	ago-12	set-12	ott-12	nov-12	dic-12
PE_var_picco	€/kWh	0.212	0.212	0.212	0.211	0.212	0.212
PE_var_fuori_picco	€/kWh	0.162	0.162	0.161	0.161	0.161	0.161
PE_var_picco_media	€/kWh	0.211	0.211	0.211	0.211	0.211	0.211
PE_var_fuori_picco_media	€/kWh	0.162	0.162	0.162	0.162	0.162	0.162
costi fissi energia	€/cliente/mese	43.069	43.069	43.069	43.381	43.381	43.381
media costi fissi energia	€/cliente/mese	42.391	42.391	42.391	42.391	42.391	42.391

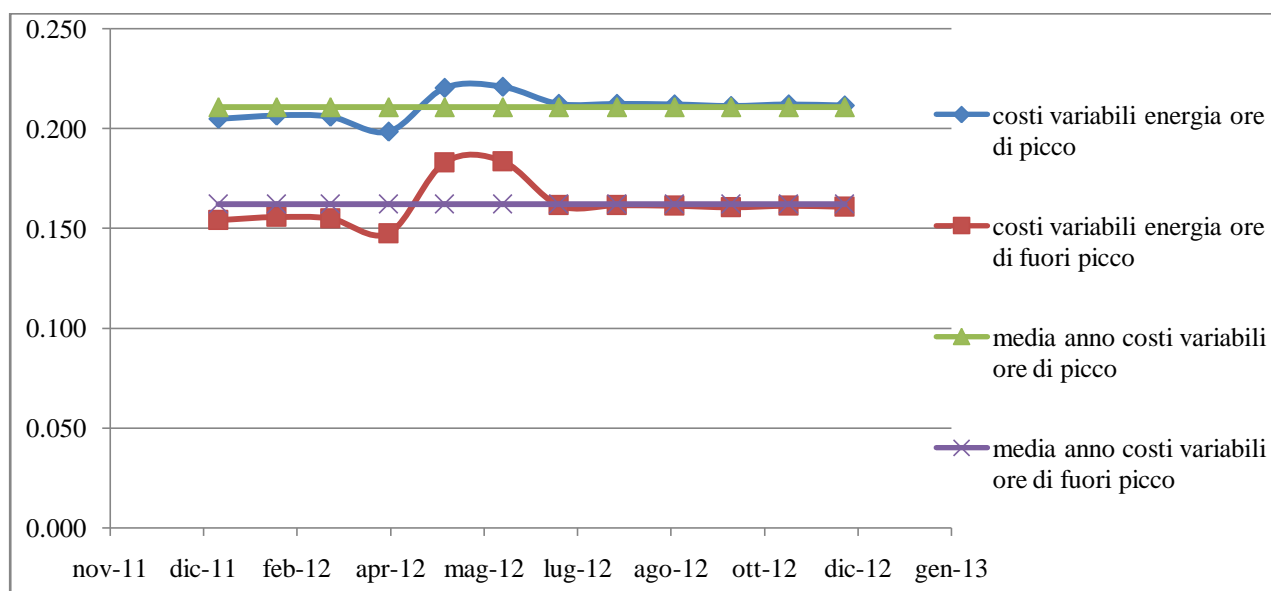


Figura 163 Grafico andamento costi variabili energia fornita ore di picco e fuori picco mese per mese e relativi valori mediati sull'anno di riferimento.

Al fine dell'analisi dei benefici conseguibili con l'introduzione del sistema di accumulo elettrochimico si prenderà come riferimento il valore mediato nell'anno sia per le ore di picco che di fuori picco.

4.6 I consumi elettrici orari e la produzione fotovoltaica oraria.

A questo punto si è resa necessaria capire la distribuzione oraria dei consumi elettrici dell'utenza in analisi, questo sempre al fine di poter comprendere i flussi energetici che si instaureranno una volta installato il sistema di accumulo, poter prevedere l'andamento dello stato di carica delle batterie, poter stimare l'autoconsumo dell'energia fotovoltaica conseguibile e la copertura dei consumi elettrici della ditta stessa. A questo proposito si ha adottato lo strumento di misura SOLAR300N. tale strumento è in genere impiegato per effettuare collaudi tecnici su impianti fotovoltaici, sia monofase che trifase. Il SOLAR300N permette una analisi completa della qualità di rete in accordo con i requisiti previsti dalla Guida CEI 82-25 (dal punto di vista della misura di potenza, irraggiamento e temperatura) e alla normativa EN50160 (per quanto concerne l'analisi armonica, anomalie di tensione, fenomeni di flicker, dissimmetrie e altri fenomeni di interesse concernenti la qualità della tensione e della corrente). Tale strumento ha permesso di poter valutare i consumi elettrici ora per ora. Lo strumento di misura è rimasto collegato da lunedì 23/09/2013 ore 18:00 fino a martedì 1/10/2013 ore 9:00, permettendo così di avere i dati dei consumi elettrici di una settimana intera, da martedì 24/09/2012 ore 0:00 fino a lunedì 30/09/2012 ore 24:00. Tale periodo di misura è stata caratterizzata da un periodo lavorativo ordinario senza l'ausilio di carichi elettrici particolari quali sistemi di condizionamento estivo o di riscaldamento invernale (nella fattispecie dell'utente in analisi non è stata avviata per tutto il mese di settembre la pompa di calore di cui dispone per la termoregolazione dell'ambiente lavorativo). Il sistema di misura utilizzato ha permesso un campionamento delle grandezze elettriche di interesse a intervalli di 5 minuti. Tali valori per cui sono stati mediati ad intervalli di un'ora. Per poter risalire agli effettivi consumi elettrici però si è dovuto considerare che l'impianto fotovoltaico in suddetto periodo era già entrato in funzione, per cui i valori dei consumi elettrici erano già ridotti dalle immissioni di energia del sistema fotovoltaico in facciata. Il problema è stato ovviato semplicemente reperendo i dati della produzione effettiva dell'impianto dal sistema di monitoraggio (Meteocontrol) di cui è dotata la ditta per monitorare il corretto funzionamento degli impianti di cui è dotata e che ha realizzato per i propri clienti. Tale sistema permette di scaricare da un apposito sito, in formato Excel, i dati della produzione ad intervalli di campionamento delle grandezze elettriche, di cui si è predisposta la misura, di 5 minuti. Togliendo per cui alle misure dei consumi elettrici realizzate con il sistema di misura SOLAR300N, la produzione fotovoltaica registrata dal sistema di monitoraggio nelle medesime giornate in cui si sono rilevati i consumi elettrici, si è riusciti a risalire agli effettivi consumi elettrici dell'utenza elettrica in analisi, di cui si può vedere l'andamento in Figura 164. La settimana tipo così ottenuta è stata utilizzata per la costruzione del mese di settembre, per il quale è stato possibile inoltre reperire i dati della produzione effettiva del sistema fotovoltaico a cui è collegato l'utenza di interesse.

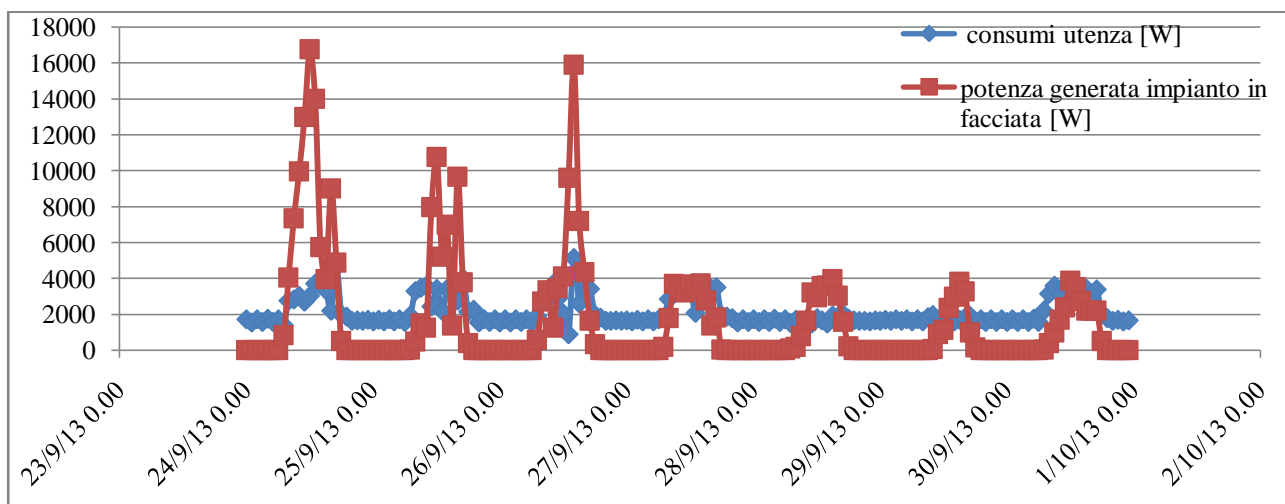


Figura 164 Misura consumi elettrici e andamento produzione fotovoltaica settimana dal 24/09/2012 ore 0:00 fino al 30/09/2012 ore 24:00.

Si può facilmente notare che l'utenza presenta un carico base costante di poco più di 1.5 kW, riconducibile alla UPS e al server centrale presente in ditta. Altra osservazione che si può fare analizzando l'andamento della produzione fotovoltaica nella settimana in cui sono state effettuate le misure, è l'elevata quantità di energia eccedente che viene immessa in rete, si può dunque notare come un sistema di accumulo possa permettere un buona riduzione dei prelievi dell'energia elettrica della rete.

Per la costruzione dei consumi elettrici della ditta nei mesi si cui non si dispone di misure effettive si è proceduto come segue.

Dalle misurazione effettuate, basate sui consumi elettrici della ditta per un periodo di una settimana, si è creato il giorno medio lavorativo dato dalla media, realizzata ora per ora, dei consumi elettrici rilevati durante i giorni lavorativi, ottenendo così i consumi orari tipo di una giornata feriali. Allo stesso modo si è proceduto per la determinazione dei consumi orari tipo di una giornata festiva (basata sulla media delle giornate di sabato e domenica di cui si dispone la misura diretta).

Nelle bollette elettriche sono riportati i consumi di elettricità mensili divisi in consumi di picco e fuori picco, data la difficoltà di suddividere tali consumi in giorno feriali e festivi si è proceduto in maniera differente. Si sono distinte le mensilità in base al periodo di riscaldamento, ovvero i mesi di ottobre e novembre per i quali l'energia termica è fornita mediante una pompa di calore di cui è provvista l'utenza (nel resto del periodo invernale ovvero dicembre gennaio, febbraio ed eventualmente marzo ed aprile si ricorre alla caldaia a gas per la fornitura del calore sensibile di riscaldamento senza tornare ad attivare la pompa di calore), ed in base al periodo di climatizzazione estiva, per i mesi di luglio ed agosto, per i quali l'apporto di calore termico sensibile avviene sempre mediante la pompa di calore prima citata. Si sono ritenuti dunque i mesi restanti, da dicembre a giugno compresi ed il mese di settembre caratterizzati, a livello elettrico si intende, dai consumi tipo determinati dalle misure dirette effettuate. A questo punto, considerando il periodo di riscaldamento, si è fatta la media dei consumi elettrici nei due mesi, quindi da qui si ha determinato il consumo medio di una giornata di riscaldamento, semplicemente dividendo la somma dei consumi elettrici nei due mesi per il numero di giorni dei due mesi. A questo punto si è imputato la differenza di consumi elettrici, che si riscontra tra il giorno feriali tipo determinato dalle misure effettive dei consumi elettrici con quello stimato nei mesi soggetti a riscaldamento mediante pompa di calore, al sistema di riscaldamento stesso. Dato che suddetto sistema di riscaldamento opera dalle ore 7.30 fino alle ore 18.00 e solo nei giorni lavorativi, il giorno feriali tipo nel periodo di riscaldamento è stato stimato aggiungendo in tale periodo operativo i consumi elettrici della pompa di calore con i consumi elettrici del giorno lavorativo tipo determinato dalle misure effettive, il giorno festivo tipo nel periodo di riscaldamento invece risulta essere il medesimo di quello ricavato dalle misure effettive in quanto caratterizzato dagli stessi consumi elettrici (la pompa di calore infatti non è attiva in tali giornate). Stesso procedimento logico si è adottato per il periodo estivo dove si ha che il sistema di raffrescamento a pompa di calore opera dalle ore 10.00 di mattina fino alle 18.00 di sera, in suddetto periodo per cui sono stati stimati i consumi elettrici stimati per tali sistema.

In Tabella 18 e in Figura 165 sono riportati tali risultati. L'errore stimato effettuando queste approssimazioni può essere valutato confrontando il consumo del mese di settembre basato sulle misure elettriche effettivamente realizzate, pari a 1527 kWh, con la media dei consumi rilevabili dalle bollette elettriche nei mesi in cui non sono presenti i consumi elettrici della pompa di calore (gennaio, febbraio, marzo, aprile, maggio, giugno, settembre e dicembre), pari a 1591, si determina uno scostamento relativo tra i due valori pari al 4%. Se invece confrontiamo direttamente il mese di settembre dalle misure elettriche effettive con il mese di settembre stimato, pari a 1510.5 kWh, si ha uno scostamento relativo tra i due valori pari a solo l'uno per cento.

Tabella 18 Andamenti orari consumi elettrici giorni feriali tipo nei vari mesi dell'anno (ordinari, riscaldamento e climatizzazione).

giorno feriale medio [Wh]		giorno feriale medio estivo [Wh]		giorno feriale medio invernale [Wh]		giorno festivo medio [Wh]	
data	consumi utenza	data	consumi utenza	data	consumi utenza	data	consumi utenza
0:00	1617	0:00	1617	0:00	1617	0:00	1667.3
1:00	1652	1:00	1652	1:00	1652	1:00	1613.6
2:00	1618	2:00	1618	2:00	1618	2:00	1666.8
3:00	1665	3:00	1665	3:00	1665	3:00	1632.0
4:00	1640	4:00	1640	4:00	1640	4:00	1681.8
5:00	1667	5:00	1667	5:00	1667	5:00	1640.9
6:00	1618	6:00	1618	6:00	1618	6:00	1650.5
7:00	1841	7:00	2517	7:00	1841	7:00	1611.9
8:00	2957	8:00	4309	8:00	2957	8:00	1639.8
9:00	3242	9:00	4594	9:00	3242	9:00	1721.5
10:00	3370	10:00	4722	10:00	5361	10:00	1826.7
11:00	3019	11:00	4371	11:00	5010	11:00	1532.9
12:00	3071	12:00	4423	12:00	5063	12:00	1646.2
13:00	2316	13:00	3668	13:00	4307	13:00	1590.3
14:00	3653	14:00	5005	14:00	5644	14:00	1524.9
15:00	3184	15:00	4536	15:00	5175	15:00	1812.6
16:00	3062	16:00	4414	16:00	5053	16:00	1838.7
17:00	3792	17:00	5144	17:00	5783	17:00	1937.1
18:00	2004	18:00	2004	18:00	3996	18:00	1677.8
19:00	1909	19:00	1909	19:00	1909	19:00	1680.3
20:00	1640	20:00	1640	20:00	1640	20:00	1594.3
21:00	1647	21:00	1647	21:00	1647	21:00	1673.0
22:00	1624	22:00	1624	22:00	1624	22:00	1582.8
23:00	1648	23:00	1648	23:00	1648	23:00	1696.5

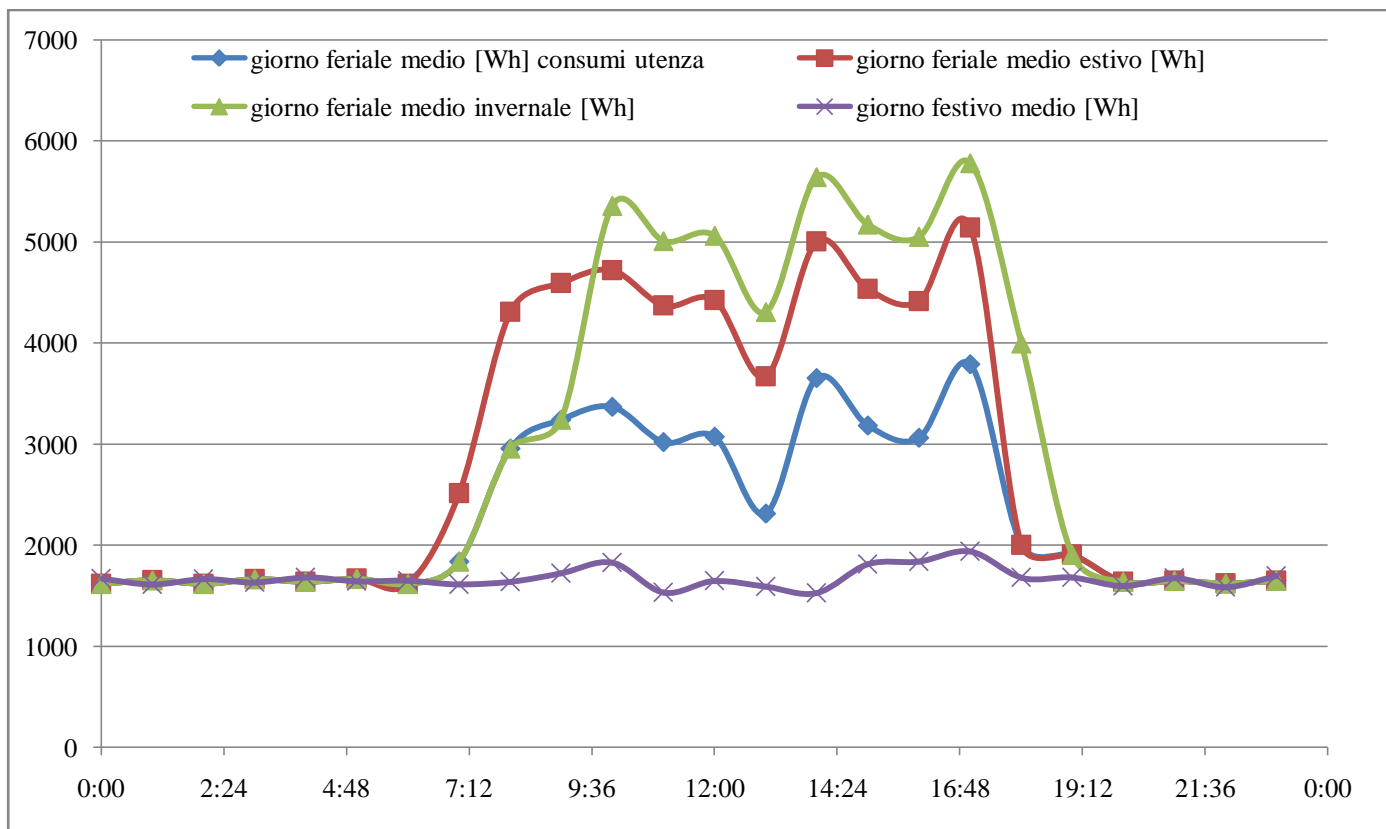


Figura 165 Rappresentazione grafica andamenti orari consumi elettrici dei vari giorni tipo stimati.

Per quanto concerne invece la produzione dell'impianto fotovoltaico si hanno dati di misura disponibili solo dal giorno in cui l'impianto è entrato in esercizio, ovvero dal 12 Agosto ore 16:00 data in cui si è anche provveduto al collegamento dell'impianto fotovoltaico al sistema di monitoraggio Meteocontrol. Di fatto per cui si ha avuto a disposizione di misure effettive per il mese completo di settembre. Per i restanti mesi dell'anno al fine di avere una stima della produzione del sistema fotovoltaico si ha reperito una valutazione della producibilità dello stesso mediante il software PVGIS. Tale software permette infatti, note le caratteristiche di esposizione e la locazione dell'impianto, di determinare la producibilità del sistema fornendo mese per mese la produzione media di una giornata. Nella Tabella 19 sono presenti i risultati ottenuti dalla simulazione.

Tabella 19 Stima producibilità impianto facciata secondo le due differenti orientazioni del sistema fotovoltaico.

Latitudine: 46°4'13" N Longitudine: 13°15'22" E

Inclinazione 70deg. Orientazione 62deg.

P: 22.05kWp

Month	Ed [kWh]	Em [kWh]	Hd [kWh/m2]	Hm [kWh/m2]
1	29.7	922	1.74	53.8
2	45.9	1280	2.7	75.6
3	55.9	1730	3.41	106
4	64.2	1920	3.98	119
5	71	2200	4.51	140
6	71	2130	4.59	138
7	75.3	2330	4.89	152
8	68.6	2130	4.45	138
9	58.7	1760	3.73	112
10	41.5	1290	2.56	79.3
11	29.8	893	1.78	53.4
12	27.9	866	1.64	50.7
Year	53.3	1620	3.33	101

Latitudine: 46°4'13" N Longitudine: 13°15'22" E

Inclinazione 70deg. Orientazione -27deg.

P: 13.475kWp

Month	Ed [kWh]	Em [kWh]	Hd [kWh/m2]	Hm [kWh/m2]
1	26.4	820	2.48	76.7
2	38.4	1070	3.64	102
3	41.8	1290	4.09	127
4	43.2	1300	4.32	130
5	43.9	1360	4.52	140
6	42.2	1270	4.44	133
7	45.6	1410	4.81	149
8	44.9	1390	4.71	146
9	42.4	1270	4.34	130
10	33	1020	3.28	102
11	25.7	771	2.47	74.2
12	25.4	787	2.38	73.8
Year	37.7	1150	3.79	115

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

A questo punto si è reso necessario capire la distribuzione oraria della produzione dell'impianto fotovoltaico ottenuta mediante stime fornite da PVGIS. Sempre mediante tale software è infatti possibile, fornendo orientazione e posizione di una superficie di riferimento (pari a un metro quadrato), stimare la radiazione solare incidente globale sulla superficie nel giorno medio mensile per ogni mese dell'anno. Un esempio dei risultati forniti da tale simulazione è visibile in Tabella 20.

Tabella 20 Esempio stima radiazione solare specifica incidente su una superficie, mese di febbraio.

Time	G	Gd	Gc
07:22	22	21	18
07:37	29	27	24
07:52	36	33	29
08:07	41	38	34
08:22	46	43	38
08:37	51	47	42
08:52	56	51	46
09:07	59	54	49
09:22	63	58	52
09:37	66	60	54
09:52	102	70	101
10:07	136	77	157
10:22	170	83	214
10:37	204	90	271
10:52	238	96	328
11:07	271	101	384
11:22	304	106	439
11:37	335	111	492
11:52	364	116	542
12:07	391	120	589
12:22	416	124	633
12:37	439	127	672
12:52	459	130	707
13:07	476	133	737
13:22	489	135	762
13:37	499	136	780
13:52	505	137	793
14:07	507	137	798
14:22	504	136	796
14:37	496	135	785
14:52	483	132	766
15:07	465	128	738
15:22	440	123	699
15:37	408	116	649
15:52	369	107	586
16:07	320	96	509
16:22	263	83	416
16:37	188	58	296
16:52	111	31	176

G: Global irradiance on a fixed plane (W/m²)

Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m²)

Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m²)

Da tali dati per cui è stato possibile stimare la distribuzione oraria della produzione di energia nell'arco della giornata del mese e dell'orientazione in considerazione, semplicemente moltiplicando la potenza nel periodo in considerazione per il tempo di campionamento (si suppone che per tale tempo per cui, pari a 15 minuti, la potenza radiante sia costante).

Si ha quindi determinato l'energia totale nella giornata ed ottenuto quindi, rapportando i valori della produzione oraria con la produzione totale, la distribuzione oraria in percentuale dell'energia proveniente dal sole. I dati è da notare sono raggruppati ad intervalli di un quarto d'ora, sommando tra loro 4 valori tra loro contigui si ottiene la stima dell'energia solare incidente in un'ora e da qui dunque la relativa distribuzione oraria dell'energia.

A questo punto nota la distribuzione oraria della radiazione solare è possibile stimare la distribuzione oraria della produzione fotovoltaica, infatti grazie alla stima fornita da PVGIS è nota la produzione totale media di un giorno per ogni mese dell'anno, applicando la distribuzione oraria dell'energia radiante sulla superficie di riferimento con la stessa posizione ed orientazione di quella dei pannelli fotovoltaici.

Per quanto possa sembrare articolato il metodo adottato a riprova della sua bontà (per quanto marginale sia dato che si tratta di stime) si riporta che la produzione media giornaliera stimata dell'impianto fotovoltaico mediante il metodo sopra riportato risulta essere di 101 kWh nel mese di settembre mentre la produzione mediata sul mese di settembre (unico mese per il quale si ha uno storico mensile di misure completo) ricavata dai dati di produzione fornita da Meteocontrol risulta essere di 97 kWh con uno scarto di circa il 4%. Andando a controllare la produzione oraria si nota invece uno shift temporale tra le due curve di circa un'ora come si può vedere in Figura 166 e Figura 167 .

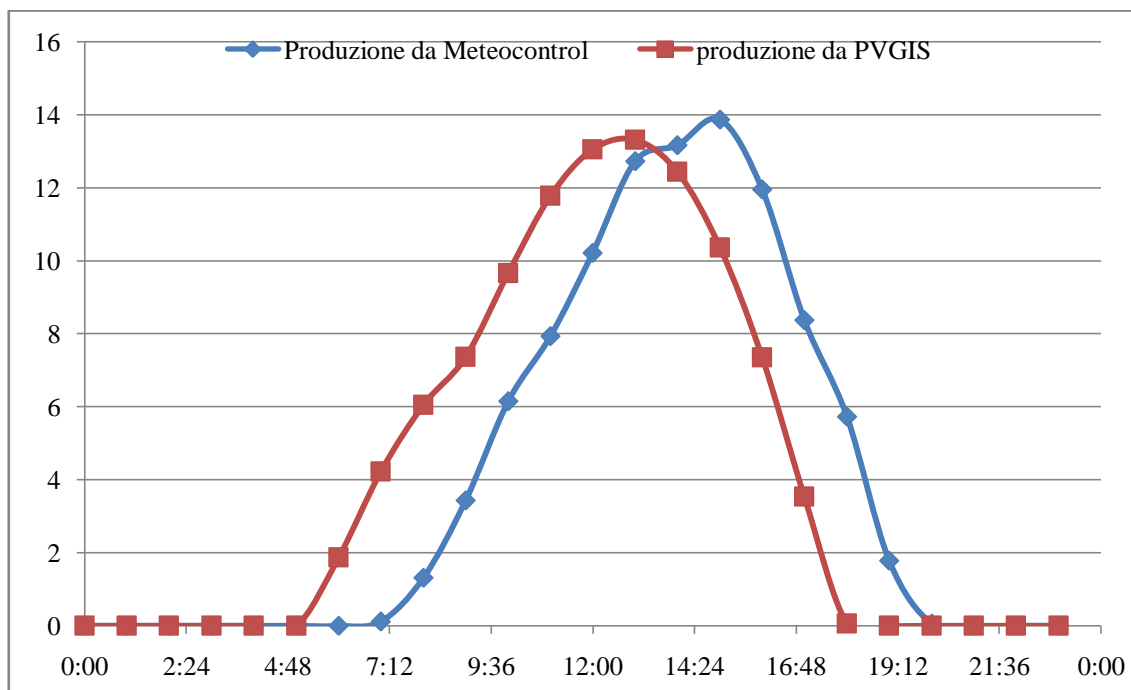


Figura 166 Confronto stima distribuzione oraria produzione mediante PVGIS e distribuzione oraria produzione fotovoltaica da misure Meteocontrol.

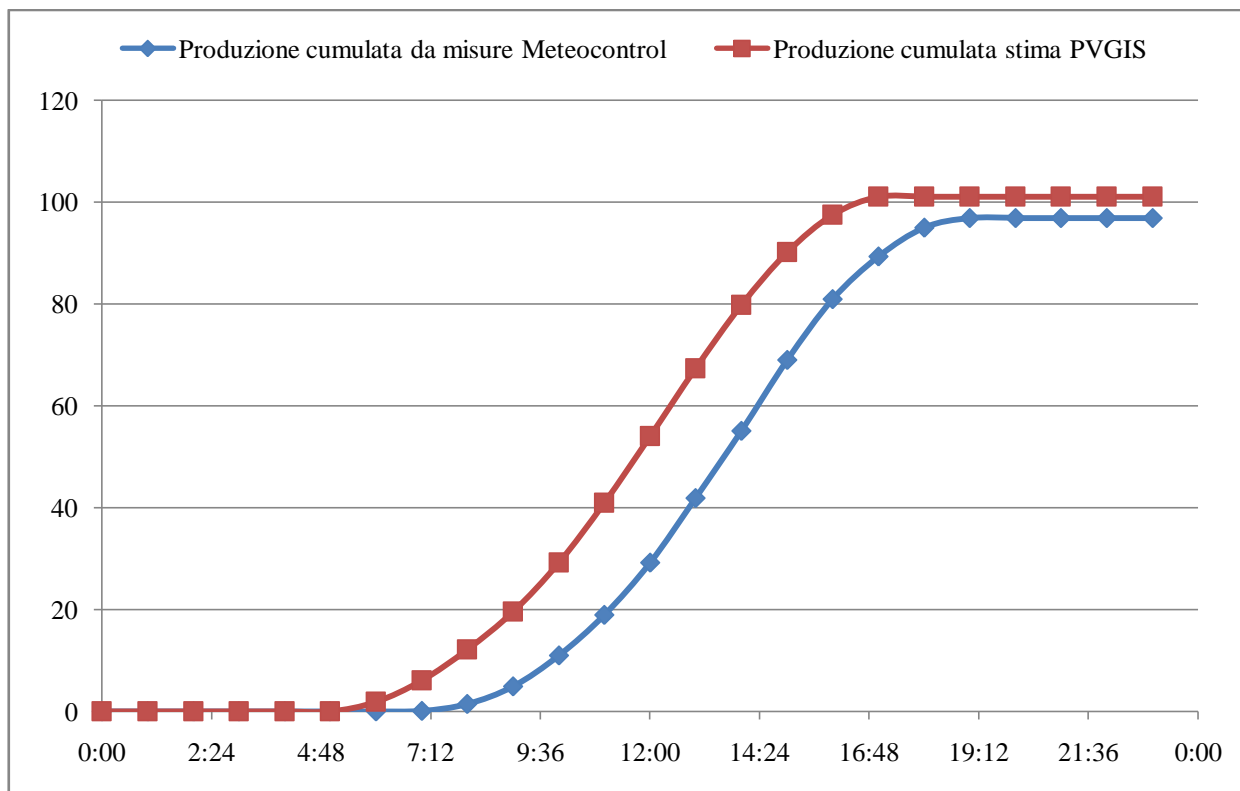


Figura 167 Produzione cumulata stimata con PVGIS ed effettiva misurata impianto fotovoltaico nel mese di settembre.

A questo punto completata la costruzione dei dati necessari alla valutazione dei consumi dell'utenza e della produzione fotovoltaica è possibile stimare i flussi energetici che si avrebbero con un sistema di accumulo applicato all'utenza elettrica e all'impianto fotovoltaico.

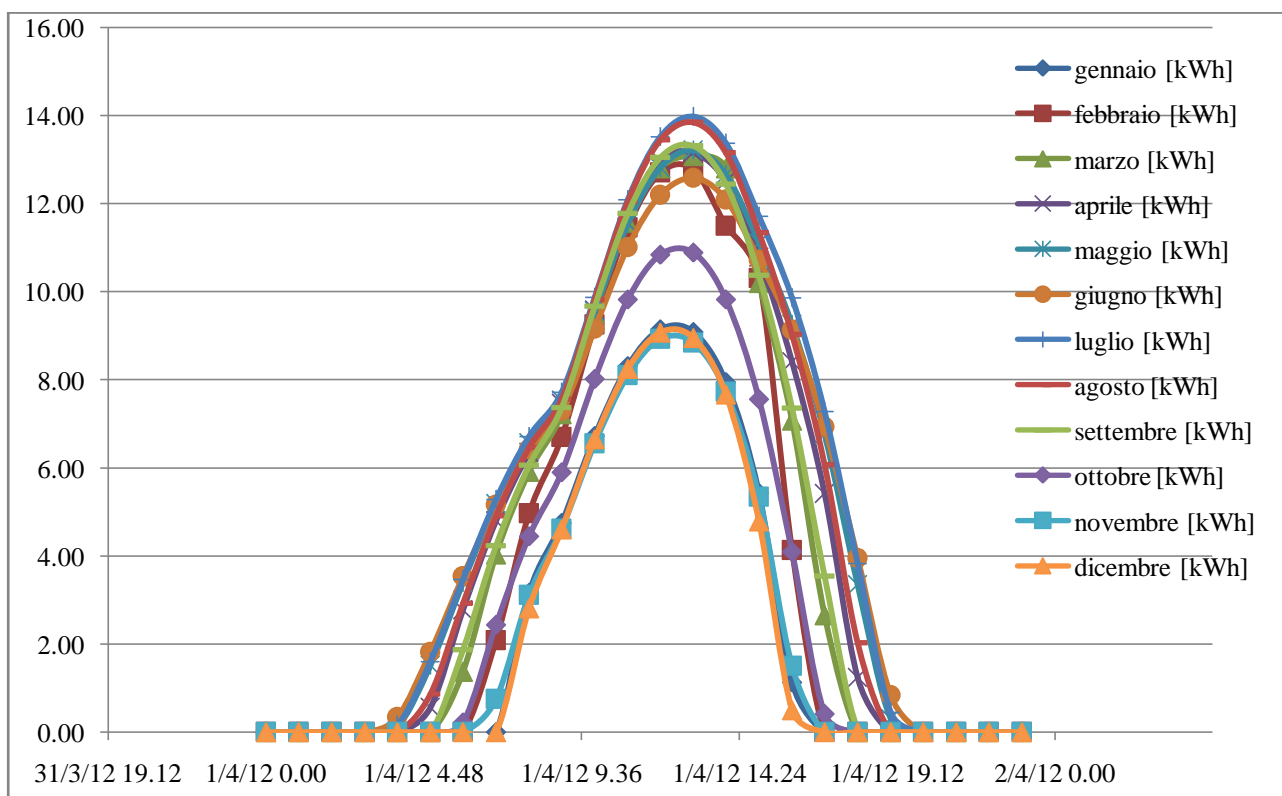


Figura 168 Andamento producibilità giorno medio nei vari mesi dell'impianto.

Tabella 21 Valori orari producibilità impianto giorno medio mese per mese.

Data	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
1/4/12 0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.34	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 5.00	0.00	0.00	0.00	0.56	1.51	1.81	1.60	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 6.00	0.00	0.00	1.37	2.77	3.39	3.54	3.47	2.92	1.87	0.22	0.00	0.00
1/4/12 7.00	0.00	2.09	4.04	4.80	5.18	5.17	5.28	4.90	4.23	2.44	0.75	0.00
1/4/12 8.00	3.16	4.96	5.91	6.36	6.57	6.43	6.72	6.46	6.06	4.45	3.11	2.82
1/4/12 9.00	4.75	6.70	7.22	7.46	7.53	7.30	7.72	7.57	7.37	5.90	4.62	4.60
1/4/12 10.00	6.73	9.26	9.52	9.58	9.56	9.16	9.87	9.82	9.67	8.02	6.55	6.65
1/4/12 11.00	8.31	11.46	11.57	11.56	11.54	11.01	12.09	12.04	11.77	9.83	8.11	8.25
1/4/12 12.00	9.15	12.70	12.81	12.98	12.82	12.19	13.52	13.45	13.05	10.84	8.93	9.07
1/4/12 13.00	9.09	12.78	13.08	13.15	13.22	12.58	13.98	13.85	13.31	10.89	8.85	8.95
1/4/12 14.00	7.94	11.50	12.81	12.50	12.66	12.10	13.37	13.16	12.44	9.83	7.72	7.67
1/4/12 15.00	5.43	10.31	10.20	10.78	11.11	10.72	11.72	11.34	10.37	7.57	5.34	4.79
1/4/12 16.00	1.13	4.13	7.08	8.41	9.26	9.13	9.86	9.03	7.36	4.09	1.51	0.50
1/4/12 17.00	0.00	0.00	2.66	5.42	6.76	6.93	7.28	6.08	3.54	0.42	0.00	0.00
1/4/12 18.00	0.00	0.00	0.00	1.24	3.35	3.95	3.83	2.02	0.06	0.00	0.00	0.00
1/4/12 19.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.83	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 21.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 22.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 23.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

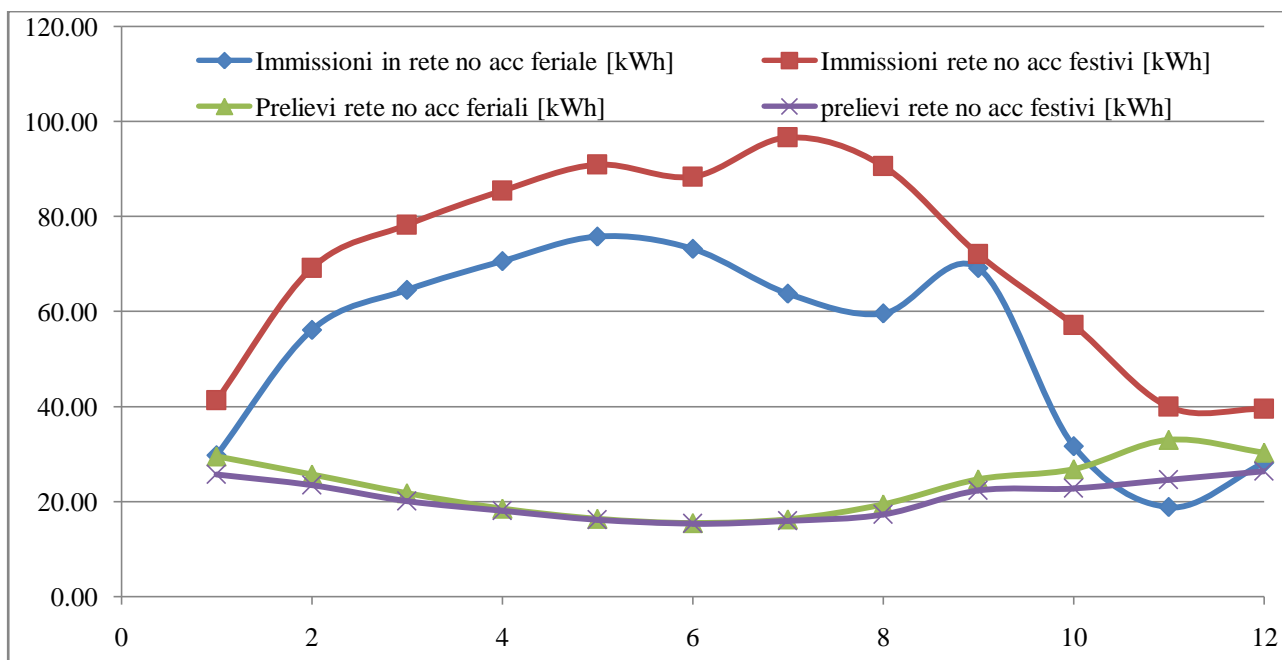


Figura 169 Stima energia ceduta in rete dal sistema fotovoltaico con i consumi elettrici dell'utenza in analisi.

Da una prima analisi sommaria dei dati della produzione e dei consumi elettrici si può notare che l'impianto fotovoltaico può teoricamente coprire interamente i consumi elettrici della ditta, come è possibile notare analizzando il grafico di Figura 169.

Si ha quindi costruito un file Excel unico il quale riporta in modo ordinato i consumi elettrici dell'utenza e la produzione fotovoltaica (stimata per i mesi tutti i mesi eccetto settembre che si basa su misure effettive) ora per ora e giorno per giorno, dal mese di gennaio fino al mese di dicembre, come è possibile vedere nell'estratto di tale file Excel riportato in Tabella 22

In tale file sono riportati il giorno e l'ora dell'anno 2012 dalla mezzanotte del primo gennaio fino alle ore undici del trentuno dicembre 2012, per ogni giorno viene indicato il giorno della settimana (in quanto in base ad esso variano i carichi dell'utenza), se tale giorno dell'anno è un giorno di festività nazionale (sempre perché ciò influisce sempre sui consumi elettrici dell'utenza), se l'ora in analisi fa parte del periodo di picco o di fuori picco (tale distinzione dipende dal tipo di contratto stipulato con il fornitore dell'energia elettrica, nel caso dell'utenza in analisi sono considerate ore di picco quelle dalle ore 8.00 alle ore 20.00 delle giornate dal lunedì al venerdì, al di fuori di tale range temporale si considerano i consumi elettrici nel periodo di fuori picco, non vi è distinzione nel caso di giornata di festività nazionale, questa distinzione è introdotta in quanto si hanno differenti prezzi dell'energia variabile).

Quindi noti i consumi elettrici orari e le produzioni elettriche del sistema fotovoltaico è possibile determinare l'eccesso di produzione o l'eccesso di richiesta elettrica della rete semplicemente facendo la differenza tra produzione fotovoltaica e consumi elettrici dell'utenza, in questo modo siamo a conoscenza dell'eccesso di produzione del sistema fotovoltaico e dunque di conseguenza l'energia che potrà essere accumulata nello sistema di storage e della quota di consumi elettrici che potranno dunque essere coperti dall'erogazione di energia dal sistema di storage. Per comprendere l'influenza del un sistema di accumulo (in funzione della taglia del sistema d'accumulo stesso) sui consumi elettrici dell'utenza si è deciso di realizzare un programma utilizzando il software Matlab al fine di gestire con agilità l'elevata mole di dati (8784 valori orari, in quanto il 2012 è un anno bisestile).

Tabella 22 elaborato Excel contenente la costruzione dei consumi dell'utenza e della produzione del sistema fotovoltaico.

Data	giorno	festivo o feriale	Fascia oraria	tot produzion e	consumi utenza	eccesso produzione+ /consumo-	immissio ni in rete	prelievi da rete	costo variabile energia
				[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[€/kWh]
1/1/12 0.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.667	-1.667	0.000	1.667	0.162
1/1/12 1.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.614	-1.614	0.000	1.614	0.162
1/1/12 2.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.667	-1.667	0.000	1.667	0.162
1/1/12 3.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.632	-1.632	0.000	1.632	0.162
1/1/12 4.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.682	-1.682	0.000	1.682	0.162
1/1/12 5.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.641	-1.641	0.000	1.641	0.162
1/1/12 6.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.651	-1.651	0.000	1.651	0.162
1/1/12 7.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.612	-1.612	0.000	1.612	0.162
1/1/12 8.00	domenica	festivo	fuori picco	3.159	1.640	1.520	1.520	0.000	0.162
1/1/12 9.00	domenica	festivo	fuori picco	4.749	1.722	3.027	3.027	0.000	0.162
1/1/12 10.00	domenica	festivo	fuori picco	6.726	1.827	4.899	4.899	0.000	0.162
1/1/12 11.00	domenica	festivo	fuori picco	8.307	1.533	6.775	6.775	0.000	0.162
1/1/12 12.00	domenica	festivo	fuori picco	9.147	1.646	7.501	7.501	0.000	0.162
1/1/12 13.00	domenica	festivo	fuori picco	9.091	1.590	7.501	7.501	0.000	0.162
1/1/12 14.00	domenica	festivo	fuori picco	7.942	1.525	6.417	6.417	0.000	0.162
1/1/12 15.00	domenica	festivo	fuori picco	5.425	1.813	3.612	3.612	0.000	0.162
1/1/12 16.00	domenica	festivo	fuori picco	1.134	1.839	-0.705	0.000	0.705	0.162
1/1/12 17.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.937	-1.937	0.000	1.937	0.162
1/1/12 18.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.678	-1.678	0.000	1.678	0.162
1/1/12 19.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.680	-1.680	0.000	1.680	0.162
1/1/12 20.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.594	-1.594	0.000	1.594	0.162
1/1/12 21.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.673	-1.673	0.000	1.673	0.162
1/1/12 22.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.583	-1.583	0.000	1.583	0.162
1/1/12 23.00	domenica	festivo	fuori picco	0.000	1.697	-1.697	0.000	1.697	0.162
2/1/12 0.00	lunedì	Normale	fuori picco	0.000	1.617	-1.617	0.000	1.617	0.162

2/1/12 8.00	lunedì	normale	picco	3.159	2.957	0.202	0.202	0.000	0.211

14/8/12 23.00	martedì	normale	fuori picco	0.000	1.648	-1.648	0.000	1.648	0.162
15/8/12 0.00	mercoledì	festivo	fuori picco	0.000	1.667	-1.667	0.000	1.667	0.162

31/12/12 17.00	lunedì	normale	picco	0.000	3.792	-3.792	0.000	3.792	0.211
31/12/12 18.00	lunedì	normale	picco	0.000	2.004	-2.004	0.000	2.004	0.211
31/12/12 19.00	lunedì	normale	picco	0.000	1.909	-1.909	0.000	1.909	0.211
31/12/12 20.00	lunedì	normale	fuori picco	0.000	1.640	-1.640	0.000	1.640	0.162
31/12/12 21.00	lunedì	normale	fuori picco	0.000	1.647	-1.647	0.000	1.647	0.162
31/12/12 22.00	lunedì	normale	fuori picco	0.000	1.624	-1.624	0.000	1.624	0.162
31/12/12 23.00	lunedì	normale	fuori picco	0.000	1.648	-1.648	0.000	1.648	0.162

4.7 Il software Matlab.

Data l'elevata mole dei dati si è deciso di gestirli con un software editato in Matlab, mediante il quale si vuole determinare la quota di energia immagazzinabile nel sistema di storage, il controllo dello stato di carico dello stesso, la valutazione del fattore di autoconsumo dell'energia fotovoltaica, la valutazione della copertura del carico elettrico e la valutazione del beneficio economico ottenibile. Il beneficio economico conseguibile valutato si basa sul risparmio che si otterrebbe nella bolletta elettrica dell'utenza in analisi, ottenibile dall'accumulo dell'eccedenza di produzione di energia fotovoltaica. Le valutazioni in analisi sono fatte al variare delle dimensioni dell'accumulatore elettrochimico, con taglie che vanno da 0.1 kWh ai 60 kWh (taglia per cui si ha la copertura quasi completa del carico elettrico). Ovviamente con l'introduzione del sistema di accumulo la cessione dell'energia fotovoltaica alla rete è caratterizzata da un calo dipendente dalla taglia del sistema di accumulo, è stata per cui valutato anche questo fenomeno. Altro sistema di valutazione sarebbe considerare il sistema comprensivo di impianto fotovoltaico e sistema di storage, in questo caso il beneficio conseguibile da tale sistema sarebbe oltre al risparmio conseguibile nella bolletta elettrica, è dato anche dall'eventuale vendita di energia fotovoltaica eccedente alla rete, remunerata mediante il sistema del ritiro dedicato, in questo caso ovviamente oltre al costo del sistema di accumulo bisogna considerare anche il costo del sistema fotovoltaico, in questo caso però si ha che la vita tipica di un sistema di accumulo è nettamente inferiore rispetto a quello di un sistema fotovoltaico, fatta eccezione per il caso del sistema di accumulo a circolazione di elettrolita, che ipotizzando un ciclo di scarica al giorno può presentare una vita superiore di 25 anni.

Altre valutazione realizzate mediante tale software è la stima dei tempi di ritorno dell'investimento del sistema di accumulo, basato sul risparmio in bolletta conseguibile e su costi ipotetici del sistema di accumulo valutato in €/kWh. In questo modo è possibile vedere quali tecnologie attualmente disponibili sono compatibili con i tempi di ritorno ed il prezzo specifico necessario affinché l'investimento abbia senso a livello economico. La grossa problematica di tali sistemi infatti risiede nei costi tutt'ora ancora eccessivi e tempi di vita ridotti (sempre con l'eccezione del sistema di accumulo a circolazione di elettrolita). Una nota da evidenziare per ogni taglia del sistema di accumulo di suppone di avere come condizione iniziale che lo stato di carica della batteria sia pari al 30%. La scarica avverrà sempre tra lo stato di piena carica (pari al 100%) e lo stato di fine scarica pari al 30% (tale parametro può essere modificato nel file sorgente come lo stato di fine carica della batteria), questo in quanto la vita dei sistemi di accumulo in genere è riferito a questo processo di scarica profonda, aumentando lo stato di fine scarica della batteria si ha un aumento della vita della batteria stessa (ma di contro la necessità di una maggiore capacità installata). Si cercherà infine di dare una stima del calo del prezzo specifico delle varie tecnologia affinché rientri nel tempo di vita delle varie tipologie di tecnologie esistenti. Per la vendita dell'energia con il meccanismo del Ritiro Dedicato si sono presi i valori in €/kWh forniti dal GSE, sono inseriti i valori sia ante 2012 che post 2012, si è tenuto conto dell'eventualità che l'energia ceduta alla rete sia superiore di 500 MWh, 1000 MWh e 2000 MWh, oltre le quali si ha una riduzione del prezzo dell'energia solare fotovoltaica minima garantita (i prezzi minimi garantiti infatti variano anche in base alla fonte dell'energia elettrica, tali valori non sono stati implementati in quanto non di interesse dello studio realizzato).

Si riportano ora i principali risultati ottenuti mediante l'utilizzo del software Matlab.

In Figura 170 sono illustrati gli andamenti percentuali dell'autoconsumo dell'energia fotovoltaica eccedente in presenza ed in assenza del sistema di accumulo elettrochimico, del fattore di copertura dei consumi elettrici dell'utenza in considerazione ed infine del calo della vendita di energia alla rete mediante la modalità RID rispetto al caso di impianto fotovoltaico privo di sistema di accumulo. Gli andamenti percentuali sono correlati alla taglia del sistema di accumulo che ipoteticamente si andrà ad adottare. Come si può notare osservando gli andamenti di Figura 170 l'autoconsumo massimo che si può raggiungere è del 55%, questo è dovuto al fatto che l'impianto fotovoltaico è decisamente sovradimensionato rispetto ai consumi dell'utenza elettrica (come si poteva già intuire in Figura 164). Si può inoltre notare che con un accumulo elettrochimico da 25 kWh si riesce a coprire il 90% dei consumi elettrici dell'utenza in analisi. L'andamento del calo di vendita dell'energia secondo la modalità RID ovviamente ha un andamento analogo di quello del fattore di autoconsumo in presenza di sistema di accumulo, il calo massimo di vendita che si viene ad ottenere è del 33%. Nella Tabella 23 sono presenti i valori puntuali utilizzati per la creazione dei grafici di Figura 170.

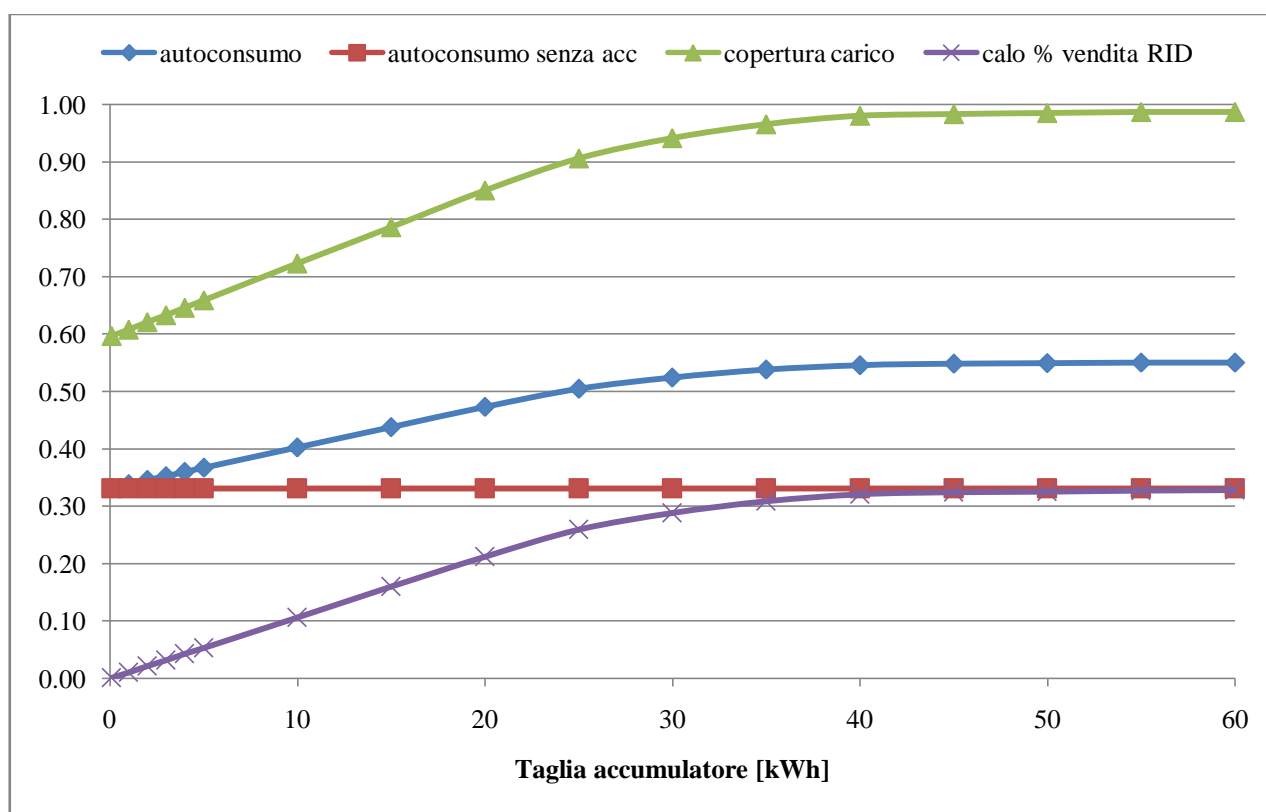


Figura 170 Andamenti percentuali autoconsumo energia fotovoltaica in presenza ed assenza del sistema di accumulo, del fattore di copertura del carico elettrico e del calo della vendita di energia in modalità RID.

Tabella 23 Valori puntuali andamenti autoconsumo con e senza sistema di accumulo, copertura carico e calo vendite modalità RID.

capacità batteria [kWh]	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
autoconsumo	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.37	0.40	0.44	0.47	0.50	0.52	0.54	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
autoconsumo senza ACC	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
copertura carico	0.60	0.61	0.62	0.63	0.65	0.66	0.72	0.79	0.85	0.91	0.94	0.97	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99
calo % vendita RID	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.11	0.16	0.21	0.26	0.29	0.31	0.32	0.32	0.33	0.33	0.33

In Figura 171 invece è possibile vedere gli andamenti in euro del beneficio conseguibile con l'impianto di accumulo (beneficio considerato come risparmio ottenuto sulla bolletta elettrica) e l'andamento in euro della vendita di energia da fotovoltaico eccedente, per effettuare una comparazione è inserito anche l'andamento (ovviamente costante) della vendita dell'energia fotovoltaica eccedente in assenza del sistema di accumulo elettrochimico e il beneficio derivato dalla sola presenza dell'impianto di accumulo collegato all'utenza elettrica. I valori presentati sono correlati alla taglia del sistema di accumulo stesso espressa in kWh di energia cumulabile. In Tabella 24 sono invece riportati i valori puntuali degli andamenti rappresentati in Figura 171.

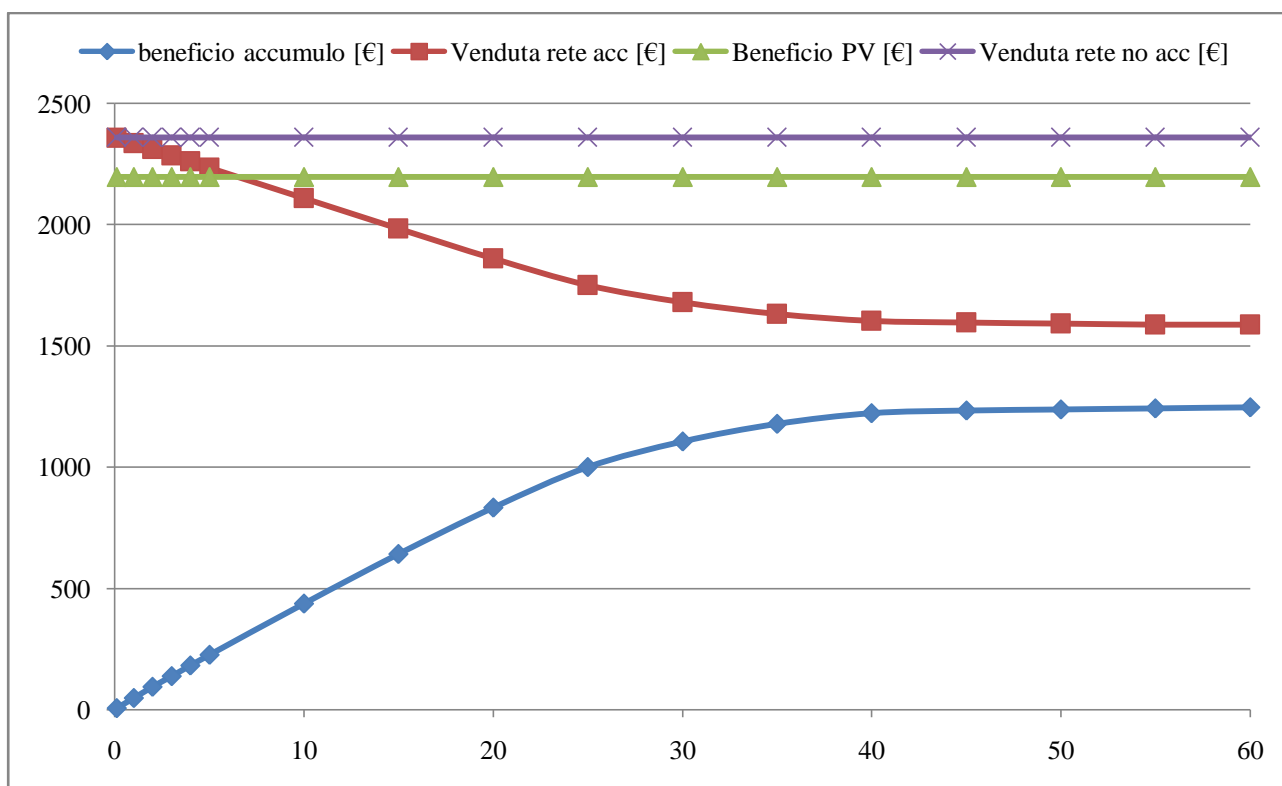


Figura 171 Andamenti in euro del beneficio conseguibile con l'installazione del sistema di accumulo e vendita dell'energia eccedente in rete mediante modalità RID in presenza ed in assenza dell'accumulo stesso.

Tabella 24 Valori puntuali degli andamenti in euro del beneficio conseguibile con l'installazione del sistema di accumulo e vendita dell'energia eccedente in rete mediante modalità RID in presenza ed in assenza dell'accumulo stesso.

capacità batteria [kWh]	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
beneficio accumulo [€]	5	47	93	138	182	225	438	641	833	1001	1106	1179	1223	1234	1239	1243	1246
Venduta rete acc [€]	2358	2336	2311	2286	2260	2235	2110	1984	1859	1749	1680	1632	1603	1595	1592	1589	1587
Beneficio PV [€]	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197
Venduta rete no acc [€]	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361

In Figura 172 invece è riportato l'andamento dei benefici totali ottenibili dai due differenti impianti, ovvero solo impianto fotovoltaico, nel qual caso il beneficio è determinato dal risparmio conseguito in bolletta elettrica e dalla vendita dell'energia eccedente mediante la modalità RID (ritiro dedicato) e impianto fotovoltaico abbinato con impianto di accumulo, nel qual caso il beneficio è determinato dal risparmio ottenuto in bolletta elettrica grazie ad entrambi i sistemi e alla eventuale vendita di energia eccedente dalla produzione fotovoltaica, sempre mediante la modalità RID. I valori utilizzati per la realizzazione di tale grafico sono elencati in Tabella 25.

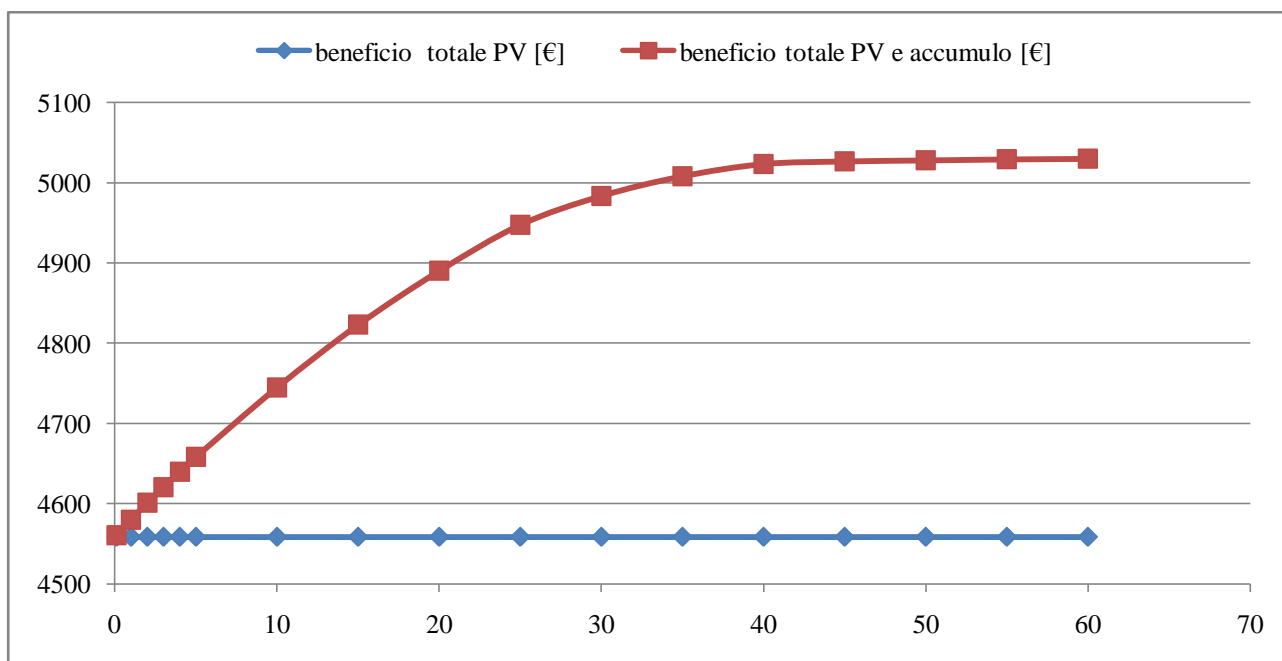


Figura 172 Beneficio complessivo sistema fotovoltaico e sistema di accumulo accoppiato con sistema fotovoltaico.

Tabella 25 Benefici conseguibili con sistemi di accumulo accoppiato con un sistema fotovoltaico e solo sistema fotovoltaico.

capacità batteria [kWh]	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
beneficio totale PV [€]	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558
beneficio totale PV e accumulo [€]	4561	4580	4601	4621	4640	4658	4745	4823	4890	4948	4984	5008	5023	5027	5028	5029	5030

A questo punto si ha determinato il beneficio del sistema di accumulo specifico in base alle dimensioni dell'energia immagazzinabile dallo stesso (Tabella 26) , quindi si hanno ipotizzato dei costi specifici del sistema di accumulo (sempre in €/kWh) e si quindi potuto stimare il tempo di ritorno ipotetico del sistema a quel prezzo del sistema ipotizzato (

Tabella 27 e Figura 173).

Tabella 26 Beneficio specifico del sistema di accumulo in funzione della taglia del sistema.

capacità batteria [kWh]	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
beneficio specifico [€/kWh]	47.4	46.7	46.5	45.9	45.5	45.1	43.8	42.7	41.7	40.0	36.9	33.7	30.6	27.4	24.8	22.6	20.8

Tabella 27 Stima tempi di ritorno sistemi di accumulo.

Tempo ritorno	taglia batteria [kWh]																
	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
costo batteria [€/kWh]	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
150 [€/kWh]	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	6	7	7
300 [€/kWh]	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	8	9	10	11	12	13	14
450 [€/kWh]	9	10	10	10	10	10	10	11	11	11	12	13	15	16	18	20	22
600 [€/kWh]	13	13	13	13	13	13	14	14	14	15	16	18	20	22	24	27	29
750 [€/kWh]	16	16	16	16	16	17	17	18	18	19	20	22	25	27	30	33	36
900 [€/kWh]	19	19	19	20	20	20	21	21	22	22	24	27	29	33	36	40	43
1050 [€/kWh]	22	22	23	23	23	23	24	25	25	26	28	31	34	38	42	46	51
1200 [€/kWh]	25	26	26	26	26	27	27	28	29	30	33	36	39	44	48	53	58

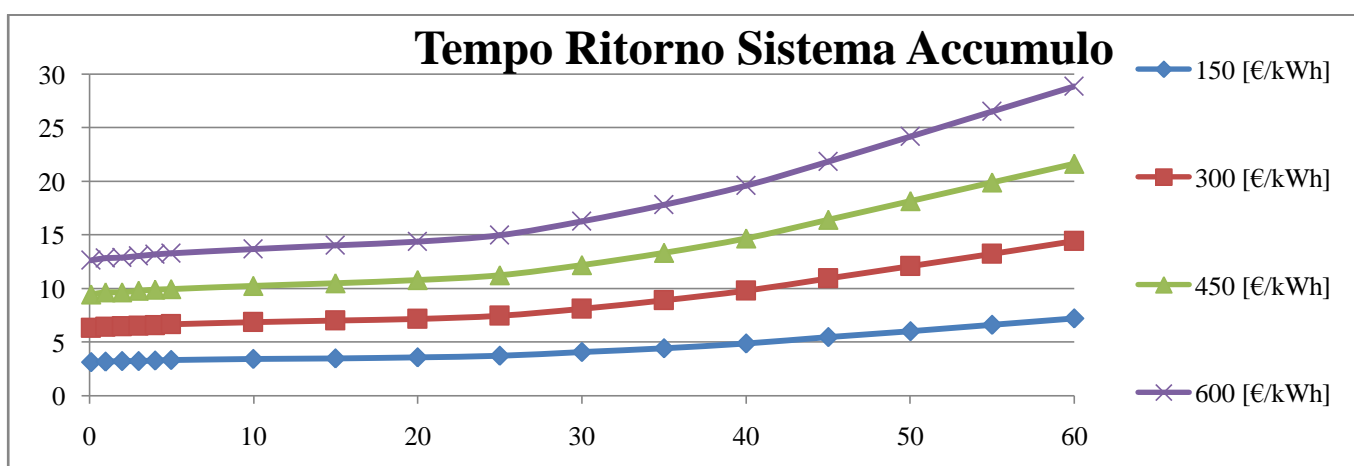


Figura 173 Andamento grafico tempo di ritorno sistema di accumulo.

Il tempo di ritorno stimato con il beneficio conseguibile del sistema di accumulo deve essere comparato con la vita del sistema di accumulo, a questo punto si può confrontare il prezzo effettivo della tecnologia in analisi con il prezzo ipotetico necessario per avere il tempo di ritorno stimato.

Un appunto, i benefici del sistema di accumulo, dato che non fanno riferimento ad una tecnologia particolare, non considerano l'efficienza energetica del processo di carica e di scarica, può essere comunque contemplato aumentando il tempo di ritorno stimato di tale parametro dell'efficienza, per semplicità si prende solo il caso dell'efficienza maggiore della tecnologia considerata (applicato due volte in quanto si ha una perdita di energia sia nella fase di scarica che nella fase di carica).

Di seguito si riporta tale analisi per le principali tecnologie dei sistemi di accumulo elettrochimico, riportando le caratteristiche più recenti ritrovate in letteratura. Nella fattispecie si utilizzano i dati di vita ed efficienza energetica riportati nel documento "Smart Grid Report, Sistemi di storage ed auto elettrica" del Luglio 2013. Per evidenziare quando la tecnologia in analisi ha senso a livello economico si riporta per ogni tecnologia la tabella del tempo di ritorno atteso, evidenziando in verde i casi in cui il tempo di ritorno è inferiore alla vita attesa della tecnologia della batteria in analisi e in rosso quando tale condizione non è rispettata. Per costo del sistema di accumulo si intende l'insieme di esborso per l'acquisto della batteria e del sistema di gestione della carica ed eventuali altri componenti necessari al funzionamento dello stesso.

Batterie al Piombo.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo [Ah]	1 ÷ 10.000
Energia specifica [Wh/kg]	15 ÷ 25 [VLA] 20 ÷ 40 [VRLA]
Potenza specifica [W/kg]	20 ÷ 40 [VLA] 70 ÷ 80 [VRLA]
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	70 ÷ 85
Rendimento Amperometrico (%)	80
Durata [n° di cicli]	800
Temperatura di funzionamento [°C range]	-20 ÷ 60
Rapporto di scarica [c-rate]	C/10

Figura 174 Caratteristiche tecniche delle batterie al Piombo.

Tabella 28 Analisi tempi di ritorno compatibili con la vita della batteria al Piombo.

Tempo ritorno	taglia batteria [kWh]																
	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
costo batteria [€/kWh]	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
75 [€/kWh]	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.6	2.8	3.1	3.4	3.8	4.2	4.6	5.0
150 [€/kWh]	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.9	5.0	5.2	5.6	6.2	6.8	7.6	8.4	9.2	10.0
300 [€/kWh]	8.8	8.9	8.9	9.0	9.1	9.2	9.5	9.7	10.0	10.4	11.3	12.3	13.6	15.1	16.8	18.4	20.0
450 [€/kWh]	13.1	13.3	13.4	13.6	13.7	13.8	14.2	14.6	14.9	15.6	16.9	18.5	20.4	22.7	25.1	27.6	30.0
600 [€/kWh]	17.5	17.8	17.9	18.1	18.3	18.4	19.0	19.4	19.9	20.7	22.5	24.6	27.2	30.3	33.5	36.7	40.0
750 [€/kWh]	21.9	22.2	22.3	22.6	22.8	23.0	23.7	24.3	24.9	25.9	28.2	30.8	33.9	37.9	41.9	45.9	50.0
900 [€/kWh]	26.3	26.7	26.8	27.1	27.4	27.6	28.5	29.1	29.9	31.1	33.8	37.0	40.7	45.4	50.3	55.1	60.0
1050 [€/kWh]	30.6	31.1	31.3	31.7	32.0	32.2	33.2	34.0	34.9	36.3	39.4	43.1	47.5	53.0	58.7	64.3	70.0
1200 [€/kWh]	35.0	35.6	35.7	36.2	36.5	36.8	37.9	38.9	39.9	41.5	45.0	49.3	54.3	60.6	67.0	73.5	80.0

Come si può facilmente notare questa tecnologia non è adatta per realizzare lo storage dell'energia elettrica al fine di migliorare l'autoconsumo dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico. Questo almeno finché non si avrà un aumento considerevole della vita della batteria.

Batterie al Nichel-Cadmio.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo (Ah)	8 ÷ 1.500
Energia specifica [Wh/kg]	50 ÷ 60
Potenza specifica [W/kg]	500 ÷ 800
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	60 ÷ 70
Rendimento Amperometrico (%)	70 ÷ 80
Durata (n° di cicli)	1.000 ÷ 1.200
Temperatura di funzionamento [°C range]	-50 ÷ 70
Rapporto di scarica (c-rate)	C/8 ÷ C/5

Figura 175 Caratteristiche tecniche delle batterie al Nichel-Cadmio.

Tabella 29 tempi di ritorno compatibili con la vita della batteria al Nichel-Cadmio.

Tempo ritorno	taglia batteria [kWh]																
	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
costo batteria [€/kWh]																	
75 [€/kWh]	3.2	3.3	3.3	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	4.2	4.5	5.0	5.6	6.2	6.8	7.4
150 [€/kWh]	6.5	6.6	6.6	6.7	6.7	6.8	7.0	7.2	7.3	7.6	8.3	9.1	10.0	11.2	12.4	13.5	14.7
300 [€/kWh]	12.9	13.1	13.2	13.3	13.5	13.6	14.0	14.3	14.7	15.3	16.6	18.2	20.0	22.3	24.7	27.1	29.5
450 [€/kWh]	19.4	19.7	19.8	20.0	20.2	20.4	21.0	21.5	22.0	22.9	24.9	27.3	30.0	33.5	37.1	40.6	44.2
600 [€/kWh]	25.8	26.2	26.4	26.7	26.9	27.2	28.0	28.6	29.4	30.6	33.2	36.3	40.0	44.7	49.4	54.2	59.0
750 [€/kWh]	32.3	32.8	32.9	33.3	33.7	34.0	35.0	35.8	36.7	38.2	41.5	45.4	50.0	55.8	61.8	67.7	73.7
900 [€/kWh]	38.7	39.3	39.5	40.0	40.4	40.7	42.0	43.0	44.1	45.9	49.8	54.5	60.1	67.0	74.1	81.3	88.5
1050 [€/kWh]	45.2	45.9	46.1	46.7	47.1	47.5	49.0	50.1	51.4	53.5	58.1	63.6	70.1	78.1	86.5	94.8	####
1200 [€/kWh]	51.6	52.5	52.7	53.4	53.9	54.3	56.0	57.3	58.8	61.2	66.4	72.7	80.1	89.3	98.9	####	####

Come si può facilmente notare questa tecnologia non è adatta per realizzare lo storage dell'energia elettrica al fine di migliorare l'autoconsumo dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico. Questo almeno finché non si avrà un aumento considerevole della vita della batteria.

Batterie al Nichel-Idruri metallici.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo (Ah)	0,1 ÷ 200
Energia specifica (Wh/kg)	40 ÷ 100
Potenza specifica (W/kg)	200 ÷ 1.200
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	65
Rendimento Amperometrico (%)	70 ÷ 80
Durata (n° di cicli)	500 ÷ 1.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-20 ÷ 60
Rapporto di scarica (c-rate)	C/5

Figura 176 Caratteristiche tecniche delle batterie al Nichel-Idruri Metallici.

Tabella 30 tempi di ritorno compatibili con la vita della batteria al Nichel-Idruri Metallici.

Tempo ritorno	taglia batteria [kWh]																
	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
costo batteria [€/kWh]	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
75 [€/kWh]	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.9	3.2	3.5	3.8	4.3	4.7	5.2	5.6
150 [€/kWh]	4.9	5.0	5.0	5.1	5.2	5.2	5.4	5.5	5.6	5.9	6.4	7.0	7.7	8.5	9.5	10.4	11.3
300 [€/kWh]	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.4	10.7	11.0	11.3	11.7	12.7	13.9	15.3	17.1	18.9	20.7	22.6
450 [€/kWh]	14.8	15.1	15.1	15.3	15.5	15.6	16.1	16.5	16.9	17.6	19.1	20.9	23.0	25.6	28.4	31.1	33.9
600 [€/kWh]	19.8	20.1	20.2	20.4	20.6	20.8	21.4	21.9	22.5	23.4	25.4	27.8	30.7	34.2	37.8	41.5	45.2
750 [€/kWh]	24.7	25.1	25.2	25.5	25.8	26.0	26.8	27.4	28.1	29.3	31.8	34.8	38.3	42.7	47.3	51.8	56.4
900 [€/kWh]	29.7	30.1	30.3	30.6	30.9	31.2	32.1	32.9	33.8	35.1	38.1	41.7	46.0	51.3	56.8	62.2	67.7
1050 [€/kWh]	34.6	35.1	35.3	35.7	36.1	36.4	37.5	38.4	39.4	41.0	44.5	48.7	53.6	59.8	66.2	72.6	79.0
1200 [€/kWh]	39.5	40.2	40.3	40.8	41.2	41.6	42.8	43.9	45.0	46.8	50.9	55.7	61.3	68.4	75.7	83.0	90.3

Rispetto alle tecnologie precedentemente presentate, la batteria al Nichel-Idruri Metallici trova un maggior campo di applicazione però è da evidenziare che questo è possibile per un prezzo molto ridotto del sistema complessivo. Per il caso studio in analisi comunque la tecnologia non è adatta.

Batterie al Sodio-Zolfo.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo [Ah]	628
Energia specifica [Wh/kg]	240
Potenza specifica [W/kg]	210
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	90
Rendimento Amperometrico (%)	100
Durata (n° di cicli)	4.500
Temperatura di funzionamento [°C range]	Insensibilità alla temperatura esterna
Rapporto di scarica [c-rate]	C/8

Figura 177 Caratteristiche tecniche delle batterie al Sodio-Zolfo.

Tabella 31 tempi di ritorno compatibili con la vita della batteria al Sodio-Zolfo.

Tempo ritorno	taglia batteria [kWh]																
	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
costo batteria [€/kWh]																	
75 [€/kWh]	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.5	2.7	3.0	3.4	3.7	4.1	4.5
150 [€/kWh]	3.9	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.2	4.3	4.4	4.6	5.0	5.5	6.1	6.8	7.5	8.2	8.9
300 [€/kWh]	7.8	7.9	8.0	8.1	8.1	8.2	8.5	8.7	8.9	9.3	10.0	11.0	12.1	13.5	15.0	16.4	17.8
450 [€/kWh]	11.7	11.9	12.0	12.1	12.2	12.3	12.7	13.0	13.3	13.9	15.1	16.5	18.2	20.3	22.4	24.6	26.8
600 [€/kWh]	15.6	15.9	15.9	16.1	16.3	16.4	16.9	17.3	17.8	18.5	20.1	22.0	24.2	27.0	29.9	32.8	35.7
750 [€/kWh]	19.5	19.8	19.9	20.2	20.4	20.5	21.2	21.7	22.2	23.1	25.1	27.5	30.3	33.8	37.4	41.0	44.6
900 [€/kWh]	23.4	23.8	23.9	24.2	24.4	24.6	25.4	26.0	26.7	27.8	30.1	33.0	36.3	40.5	44.9	49.2	53.5
1050 [€/kWh]	27.3	27.8	27.9	28.2	28.5	28.8	29.6	30.3	31.1	32.4	35.2	38.5	42.4	47.3	52.3	57.3	62.4
1200 [€/kWh]	31.2	31.7	31.9	32.3	32.6	32.9	33.8	34.7	35.6	37.0	40.2	44.0	48.4	54.0	59.8	65.5	71.4

Rispetto alle tecnologie precedentemente presentate , la batteria al Sodio-Zolfo trova un maggior campo di applicazione però è da evidenziare che questo è possibile per un prezzo ridotto del sistema complessivo. È anche da evidenziare che questa è la tecnologia che necessita dei materiali meno preziosi e di più semplice accessibilità di quelle finora elencate (fatto salvo per il piombo che però presenta maggiori problemi a livello di impatto ambientale).

Batterie al Sodio-Cloruro di Nichel.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo (Ah)	32
Energia specifica (Wh/kg)	160
Potenza specifica (W/kg)	170
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	90
Rendimento Amperometrico (%)	100
Durata (n° di cicli)	2.500 ÷ 3.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	Insensibilità alla temperatura esterna
Rapporto di scarica (c-rate)	C/2

Figura 178 Caratteristiche tecniche delle batterie al Sodio-Cloruro di Nichel.

Tabella 32 tempi di ritorno compatibili con la vita della batteria al Sodio-Cloruro di Nichel.

Tempo ritorno	taglia batteria [kWh]																
	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
costo batteria [€/kWh]	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
75 [€/kWh]	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.5	2.7	3.0	3.4	3.7	4.1	4.5
150 [€/kWh]	3.9	4.0	4.0	4.0	4.1	4.1	4.2	4.3	4.4	4.6	5.0	5.5	6.1	6.8	7.5	8.2	8.9
300 [€/kWh]	7.8	7.9	8.0	8.1	8.1	8.2	8.5	8.7	8.9	9.3	10.0	11.0	12.1	13.5	15.0	16.4	17.8
450 [€/kWh]	11.7	11.9	12.0	12.1	12.2	12.3	12.7	13.0	13.3	13.9	15.1	16.5	18.2	20.3	22.4	24.6	26.8
600 [€/kWh]	15.6	15.9	15.9	16.1	16.3	16.4	16.9	17.3	17.8	18.5	20.1	22.0	24.2	27.0	29.9	32.8	35.7
750 [€/kWh]	19.5	19.8	19.9	20.2	20.4	20.5	21.2	21.7	22.2	23.1	25.1	27.5	30.3	33.8	37.4	41.0	44.6
900 [€/kWh]	23.4	23.8	23.9	24.2	24.4	24.6	25.4	26.0	26.7	27.8	30.1	33.0	36.3	40.5	44.9	49.2	53.5
1050 [€/kWh]	27.3	27.8	27.9	28.2	28.5	28.8	29.6	30.3	31.1	32.4	35.2	38.5	42.4	47.3	52.3	57.3	62.4
1200 [€/kWh]	31.2	31.7	31.9	32.3	32.6	32.9	33.8	34.7	35.6	37.0	40.2	44.0	48.4	54.0	59.8	65.5	71.4

Rispetto alle tecnologie precedentemente presentate, la batteria al Sodio-Cloruro di Nichel trova un maggior campo di applicazione però è da evidenziare che questo è possibile per un prezzo ridotto del sistema complessivo.

Batterie Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo (Ah)	-
Energia specifica (Wh/kg)	25
Potenza specifica (W/kg)	100
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	60 ÷ 85
Rendimento Amperometrico (%)	80 ÷ 90
Durata (n° di cicli)	10.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	0 ÷ 40
Rapporto di scarica (c-rate)	C/10 (in energia) 1C (in potenza)

Figura 179 Caratteristiche tecniche delle batterie Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio.

Tabella 33 tempi di ritorno compatibili con la vita della batteria Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio.

Tempo ritorno	taglia batteria [kWh]																
	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
costo batteria [€/kWh]																	
75 [€/kWh]	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.6	2.8	3.1	3.4	3.8	4.2	4.6	5.0
150 [€/kWh]	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.9	5.0	5.2	5.6	6.2	6.8	7.6	8.4	9.2	10.0
300 [€/kWh]	8.8	8.9	8.9	9.0	9.1	9.2	9.5	9.7	10.0	10.4	11.3	12.3	13.6	15.1	16.8	18.4	20.0
450 [€/kWh]	13.1	13.3	13.4	13.6	13.7	13.8	14.2	14.6	14.9	15.6	16.9	18.5	20.4	22.7	25.1	27.6	30.0
600 [€/kWh]	17.5	17.8	17.9	18.1	18.3	18.4	19.0	19.4	19.9	20.7	22.5	24.6	27.2	30.3	33.5	36.7	40.0
750 [€/kWh]	21.9	22.2	22.3	22.6	22.8	23.0	23.7	24.3	24.9	25.9	28.2	30.8	33.9	37.9	41.9	45.9	50.0
900 [€/kWh]	26.3	26.7	26.8	27.1	27.4	27.6	28.5	29.1	29.9	31.1	33.8	37.0	40.7	45.4	50.3	55.1	60.0
1050 [€/kWh]	30.6	31.1	31.3	31.7	32.0	32.2	33.2	34.0	34.9	36.3	39.4	43.1	47.5	53.0	58.7	64.3	70.0
1200 [€/kWh]	35.0	35.6	35.7	36.2	36.5	36.8	37.9	38.9	39.9	41.5	45.0	49.3	54.3	60.6	67.0	73.5	80.0

Questa è la tecnologia di maggior interesse e di più facilmente applicabile, infatti questa è la tecnologia che presenta la maggior vita utile di sistema che è addirittura comparabile con quella dei sistemi fotovoltaici oggi esistenti, inoltre il costo di sistema affinché l'investimento risulti sensato a livello economico è nettamente superiore a quelle delle tecnologie finora presente. Possibili riduzioni di prezzo sono inoltre possibili con lo sviluppo della nuova tecnologia che prevede l'eliminazione della membrana semipermeabile, ovvero il componente di sistema soggetto a maggiore problematiche di usura. Con l'implementazione su larga scala problemi potrebbero anche derivare dalla reperibilità del vanadio elemento raro e prezioso le cui riserve principali sono concentrate in Cina, Russia ed in misura minore in Sud Africa (stimate in $5 \cdot 10^6$ tonnellate per le prime due $3 \cdot 10^6$ tonnellate per il Sud Africa¹⁷

¹⁷ "Annex V to the Report of the Ad-hoc Working group on defining critical raw materials", elaborato dalla commissione European el 30 Luglio 2010. Sito web: http://ec.europa.eu/enterprise/policies/rawmaterials/documents/index_en.htm.

Batterie Redox a circolazione di elettrolita al Bromuro di Zinco.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo (Ah)	-
Energia specifica (Wh/kg)	60 ÷ 85
Potenza specifica (W/kg)	50 ÷ 150
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	70 ÷ 80
Rendimento Amperometrico (%)	>90
Durata (n° di cicli)	2.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-
Rapporto di scarica (c-rate)	C/10 ÷ C/2

Figura 180 Caratteristiche tecniche delle batterie Redox a circolazione di elettrolita al Bromuro di Zinco.

Tabella 34 tempi di ritorno compatibili con la vita della batteria Redox a circolazione di elettrolita al Bromuro di Zinco.

Tempo ritorno costo batteria [€/kWh]	taglia batteria [kWh]																
	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
75 [€/kWh]	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.9	3.2	3.5	3.8	4.3	4.7	5.2	5.6
150 [€/kWh]	4.9	5.0	5.0	5.1	5.2	5.2	5.4	5.5	5.6	5.9	6.4	7.0	7.7	8.5	9.5	10.4	11.3
300 [€/kWh]	9.9	10.0	10.1	10.2	10.3	10.4	10.7	11.0	11.3	11.7	12.7	13.9	15.3	17.1	18.9	20.7	22.6
450 [€/kWh]	14.8	15.1	15.1	15.3	15.5	15.6	16.1	16.5	16.9	17.6	19.1	20.9	23.0	25.6	28.4	31.1	33.9
600 [€/kWh]	19.8	20.1	20.2	20.4	20.6	20.8	21.4	21.9	22.5	23.4	25.4	27.8	30.7	34.2	37.8	41.5	45.2
750 [€/kWh]	24.7	25.1	25.2	25.5	25.8	26.0	26.8	27.4	28.1	29.3	31.8	34.8	38.3	42.7	47.3	51.8	56.4
900 [€/kWh]	29.7	30.1	30.3	30.6	30.9	31.2	32.1	32.9	33.8	35.1	38.1	41.7	46.0	51.3	56.8	62.2	67.7
1050 [€/kWh]	34.6	35.1	35.3	35.7	36.1	36.4	37.5	38.4	39.4	41.0	44.5	48.7	53.6	59.8	66.2	72.6	79.0
1200 [€/kWh]	39.5	40.2	40.3	40.8	41.2	41.6	42.8	43.9	45.0	46.8	50.9	55.7	61.3	68.4	75.7	83.0	90.3

Questa tecnologia potrebbe diventare di interesse applicativo nel caso di aumento significativo della vita del sistema.

Batterie al Litio.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo (Ah)	0,1 ÷ 10.000
Energia specifica (Wh/kg)	40 ÷ 180
Potenza specifica (W/kg)	200 ÷ 3.000
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	80 ÷ 95
Rendimento Amperometrico (%)	100
Durata (n° di cicli)	1.500 ÷ 5.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-30 ÷ 60
Rapporto di scarica (c-rate)	C/3 ÷ 2 C (dipende dall'applicazione)

Figura 181 Caratteristiche tecniche delle batterie al Litio.

Tabella 35 tempi di ritorno compatibili con la vita della batteria al Litio.

Tempo ritorno	taglia batteria [kWh]																
	0.1	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
costo batteria [€/kWh]																	
75 [€/kWh]	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.1	2.3	2.5	2.7	3.0	3.4	3.7	4.0
150 [€/kWh]	3.5	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	4.2	4.5	4.9	5.4	6.1	6.7	7.4	8.0
300 [€/kWh]	7.0	7.1	7.2	7.2	7.3	7.4	7.6	7.8	8.0	8.3	9.0	9.9	10.9	12.1	13.4	14.7	16.0
450 [€/kWh]	10.5	10.7	10.7	10.9	11.0	11.1	11.4	11.7	12.0	12.5	13.5	14.8	16.3	18.2	20.1	22.1	24.0
600 [€/kWh]	14.0	14.2	14.3	14.5	14.6	14.7	15.2	15.6	16.0	16.6	18.0	19.7	21.7	24.2	26.8	29.4	32.0
750 [€/kWh]	17.5	17.8	17.9	18.1	18.3	18.4	19.0	19.4	19.9	20.8	22.5	24.7	27.2	30.3	33.5	36.8	40.0
900 [€/kWh]	21.0	21.4	21.5	21.7	21.9	22.1	22.8	23.3	23.9	24.9	27.0	29.6	32.6	36.4	40.3	44.1	48.0
1050 [€/kWh]	24.5	24.9	25.0	25.3	25.6	25.8	26.6	27.2	27.9	29.1	31.6	34.5	38.0	42.4	47.0	51.5	56.0
1200 [€/kWh]	28.0	28.5	28.6	29.0	29.3	29.5	30.4	31.1	31.9	33.2	36.1	39.5	43.5	48.5	53.7	58.8	64.0

La tecnologia al litio potrebbe diventare interessante nel caso di calo significativo del costo di sistema complessivo, infatti la tecnologia diventa sensata economicamente per prezzi inferiori ai 450 €/kWh.

Capitolo 5 Utenza domestica.

5.1 Caratteristiche fornitura elettrica utenza domestica.

L'utenza domestica presenta un contratto di uso domestico residente con tariffa bioraria come si andrà ora ad evidenziare. La tensione di fornitura è di 230 V con potenza contrattualmente impegnata di 3 kW (e potenza massima disponibile pari a 3.3 kW). Un estratto della bolletta è visibile in Figura 182 e in Figura 183.

Il contatore elettronico gestito per fasce (EF) permette il rilevamento dei consumi elettrici su 3 fasce orarie:

- F1: dette ore di punta, dalle ore 8.00 alle ore 19.00 dal lunedì al venerdì;
- F2: dette ore intermedie, dalle ore 7.00 alle ore 8.00 e dalle ore 19.00 alle ore 23.00 dal lunedì al venerdì e dalle ore 7.00 alle ore 23.00 del sabato;
- F3: dette ore di fuori punta, dalle ore 0.00 alle ore 7.00 e dalle ore 23.00 alle ore 24.00 dal lunedì al sabato e tutte le ore della domenica e dei giorni 1 e 6 gennaio, lunedì dell'Angelo, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre 8, 25 e 26 dicembre.

	Penultima lettura 30/06/11	Ultima lettura 31/07/11	Consumo (kWh)	%	Consumi già fatturati in 1 acconti prec.	Differenza (kWh)
F1	2448	2582	* 134	29 %	75	59
F2	2944	3090	** 330	71 %	193	137
F3	33806	33990				
		Consumo totale	464	100%	268	196

	Penultima lettura 31/07/11	Ultima lettura 31/08/11	Consumo (kWh)	%
F1	2582	2743	* 161	33 %
F2	3090	3226	** 320	67 %
F3	33990	34174		
		Consumo totale	481	100%

	Penultima lettura 31/08/11	Ultima lettura 16/09/11	Consumo (kWh)	%
F1	2743	2813	* 70	31 %
F2	3226	3294	** 155	69 %
F3	34174	34261		
		Consumo totale	225	100%

* Nella casella è riportato il suo consumo in fascia F1, ad alto costo (dalle 8.00 alle 19.00 dal lunedì al venerdì, esclusi i giorni festivi)

** Nella casella è riportata la somma dei suoi consumi nelle fasce F2 e F3, a basso costo (dalle 19.00 alle 8.00 dal lunedì al venerdì, sabato, domenica e festivi)

DETTAGLIO IMPORTI BOLLETTA

	Unità di misura	Prezzi unitari	Quantità	Totale euro
TOTALE SERVIZI DI VENDITA (A)				90,76
QUOTA FISSA				
Commercializzazione vendita - mese agosto 2011	€/cliente/mese	2,500000	mesi 1	2,50
Commercializzazione vendita - mese settembre 2011	€/cliente/mese	2,500000	mesi 1	2,50
Componente di dispacciamento (parte fissa) - mese agosto 2011	€/cliente/mese	-1,788500	mesi 1	-1,79
Componente di dispacciamento (parte fissa) - mese settembre 2011	€/cliente/mese	-1,788500	mesi 1	-1,79
QUOTA ENERGIA				
ENERGIA				
In F1 dal 01/07/2011 al 31/07/2011	€/kWh	0,088980	kWh 134	11,92
In F23	€/kWh	0,080090	kWh 330	26,43
In F1 dal 01/08/2011 al 31/08/2011	€/kWh	0,088980	kWh 161	14,33
In F23	€/kWh	0,080090	kWh 320	25,63
In F1 dal 01/09/2011 al 16/09/2011	€/kWh	0,088980	kWh 70	6,23
In F23	€/kWh	0,080090	kWh 155	12,41
DISPACCIAMENTO				
In F1 dal 01/07/2011 al 31/07/2011	€/kWh	0,008820	kWh 134	1,18
In F23	€/kWh	0,008820	kWh 330	2,91
In F1 dal 01/08/2011 al 31/08/2011	€/kWh	0,008820	kWh 161	1,42
In F23	€/kWh	0,008820	kWh 320	2,82
In F1 dal 01/09/2011 al 16/09/2011	€/kWh	0,008820	kWh 70	0,62
In F23	€/kWh	0,008820	kWh 155	1,37
COMPONENTE DI DISPACCIAMENTO (parte variabile)				
1° scaglione dal 01/07/2011 al 31/07/2011	€/kWh	0,000860	kWh 153	0,13
2° scaglione	€/kWh	0,007480	kWh 71	0,53
3° scaglione	€/kWh	0,014600	kWh 153	2,23
4° scaglione	€/kWh	0,022220	kWh 87	1,93
1° scaglione dal 01/08/2011 al 31/08/2011	€/kWh	0,000860	kWh 153	0,13
2° scaglione	€/kWh	0,007480	kWh 71	0,53
3° scaglione	€/kWh	0,014600	kWh 153	2,23
4° scaglione	€/kWh	0,022220	kWh 104	2,31
1° scaglione dal 01/09/2011 al 16/09/2011	€/kWh	0,000860	kWh 79	0,07
2° scaglione	€/kWh	0,007480	kWh 37	0,28
3° scaglione	€/kWh	0,014600	kWh 79	1,15
4° scaglione	€/kWh	0,022220	kWh 30	0,67
COMPONENTE DI PEREQUAZIONE				
dal 01/07/2011 al 31/07/2011	€/kWh	-0,003150	kWh 464	-1,46
dal 01/08/2011 al 31/08/2011	€/kWh	-0,003150	kWh 481	-1,52
dal 01/09/2011 al 16/09/2011	€/kWh	-0,003150	kWh 225	-0,71
ACCONTI BOLLETTE PRECEDENTI PER QUOTE ENERGIA SU kWh 268				-26,43

Figura 182 Estratto bolletta parte 1.

TOTALE SERVIZI DI RETE (B)				78,97
QUOTA FISSA				
mese agosto 2011	€/cliente/mese	0,500000	mesi 1	0,50
mese settembre 2011	€/cliente/mese	0,500000	mesi 1	0,50
QUOTA POTENZA				
mese agosto 2011	€/kW di potenza impegnata/mese	0,427800	kW 3,0 mesi 1	1,28
mese settembre 2011	€/kW di potenza impegnata/mese	0,427800	kW 3,0 mesi 1	1,28
QUOTA VARIABILE				
1° scaglione dal 01/07/2011 al 31/07/2011	€/kWh	0,023556	kWh 153	3,60
2° scaglione	€/kWh	0,065466	kWh 71	4,65
3° scaglione	€/kWh	0,112946	kWh 153	17,28
4° scaglione	€/kWh	0,151046	kWh 87	13,14
1° scaglione dal 01/08/2011 al 31/08/2011	€/kWh	0,023556	kWh 153	3,60
2° scaglione	€/kWh	0,065466	kWh 71	4,65
3° scaglione	€/kWh	0,112946	kWh 153	17,28
4° scaglione	€/kWh	0,151046	kWh 104	15,71
1° scaglione dal 01/09/2011 al 16/09/2011	€/kWh	0,023556	kWh 79	1,86
2° scaglione	€/kWh	0,065466	kWh 37	2,42
3° scaglione	€/kWh	0,112946	kWh 79	8,92
4° scaglione	€/kWh	0,151046	kWh 30	4,53
ACCONTI BOLLETTE PRECEDENTI PER QUOTE VARIABILI SU kWh 268				-22,23
TOTALE IMPOSTE (C)				21,00
ACCISA SULL'ENERGIA ELETTRICA				
dal 01/07/2011 al 31/07/2011	€/kWh	0,004700	kWh 76	0,36
	€/kWh	0,004700	kWh 236	1,11
	€/kWh	0,004700	kWh 76	0,36
	€/kWh	0,004700	kWh 76	0,36
dal 01/08/2011 al 31/08/2011	€/kWh	0,004700	kWh 76	0,36
	€/kWh	0,004700	kWh 253	1,19
	€/kWh	0,004700	kWh 76	0,36
	€/kWh	0,004700	kWh 76	0,36
dal 01/09/2011 al 16/09/2011	€/kWh	0,004700	kWh 39	0,18
	€/kWh	0,004700	kWh 108	0,51
	€/kWh	0,004700	kWh 39	0,18
	€/kWh	0,004700	kWh 39	0,18
ADDIZIONALE ENTI LOCALI				
dal 01/07/2011 al 31/07/2011	€/kWh	0,018590	kWh 76	1,41
	€/kWh	0,018590	kWh 236	4,39
	€/kWh	0,018590	kWh 76	1,41
	€/kWh	0,018590	kWh 76	1,41
dal 01/08/2011 al 31/08/2011	€/kWh	0,018590	kWh 76	1,41
	€/kWh	0,018590	kWh 253	4,70
	€/kWh	0,018590	kWh 76	1,41
	€/kWh	0,018590	kWh 76	1,41
dal 01/09/2011 al 16/09/2011	€/kWh	0,018590	kWh 39	0,73
	€/kWh	0,018590	kWh 108	2,01
	€/kWh	0,018590	kWh 39	0,73
	€/kWh	0,018590	kWh 39	0,73
ACCONTI BOLLETTE PRECEDENTI PER IMPOSTE SU kWh 268				-6,26
TOTALE FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA E IMPOSTE (D) (somma delle voci A, B, C)				190,73
IVA 10% (I) [SU IMPONIBILE DI EURO 190,73 (D)]				19,07
TOTALE BOLLETTA (M somma delle voci D, I)				209,80

Figura 183 Estratto bolletta parte 2.

Per il servizio di vendita, i prezzi variabili dell'energia elettrica vengono distinti in due tariffe differenti, una più elevata applicata alla fascia F1 corrispondente alle ore di picco, una più ridotta applicata alle fasce F2 e F3 (generalmente indicata come fascia F23) corrispondente alle ore intermedie e di fuori picco, i prezzi così distinti sono applicati ai consumi elettrici delle medesime fasce orarie.

Procedimento analogo avviene per la remunerazione del servizio di dispacciamento. Per quanto concerne la componente di dispacciamento (la parte variabile) essa viene distinta in 4 differenti scaglioni a cui fanno riferimento 4 differenti tariffe. Il passaggio da uno scaglione all'altro dipende dai consumi elettrici mensili, analizzando le bollette tipicamente nel primo scaglione ricadono tra il 25% e il 30% dei consumi elettrici mensili, nel secondo scaglione dal 15% al 20% nel terzo scaglione ancora tra il 25% e il 30% e nell'ultimo scaglione la quota rimanente di energia dal 20% al 35%. Criterio analogo ma con tariffazioni differenti, si ritrova per la remunerazione della quota di costo variabile atta a remunerare i servizi di rete. Nel dettaglio le tariffe del primo scaglione si applicano fino a 1800 kWh di consumi elettrici in un anno (da intendersi come energia prelevata dalla rete), le tariffe del secondo scaglione si applicano per consumi elettrici annui

compresi tra 1801 kWh e 2640 kWh, le tariffe del terzo scaglione si applicano invece per consumi elettrici compresi tra 2641 kWh e 4440 kWh in un anno ed infine le tariffe del quarto scaglione si applicano per consumi elettrici dell'utenza in un anno superiori ai 4440 kWh.

La componente di costo variabile di perequazione si applica ai consumi totali registrati nel mese, come accade per l'accisa sull'energia elettrica e sulle imposte addizionali degli enti locali (province/regioni).

Le componenti fisse (di vendita e di servizi di rete) in quanto tali non dipendono invece dai consumi elettrici dell'utenza elettrica casalinga ma al più dalla potenza contrattualmente impegnata.

A tutte le voci di costo caratterizzanti la bolletta elettrica va poi applicata l'imposta sul valore aggiunto (IVA) che per le utenze domestiche è pari al 10%.

5.2 L'analisi dei consumi elettrici.

Al fine di comprendere la taglia del sistema fotovoltaico (dato che l'utenza non presenta neanche questo tipo di impianto) e del sistema di accumulo di cui valutare l'installazione presso l'utenza, si è andati a reperire le bollette della fornitura della corrente elettrica della stessa (si ha reperito i consumi elettrici dell'anno 2011), in Figura 184 è possibile visualizzare l'andamento dei consumi elettrici mese per mese e per fascia di consumo.

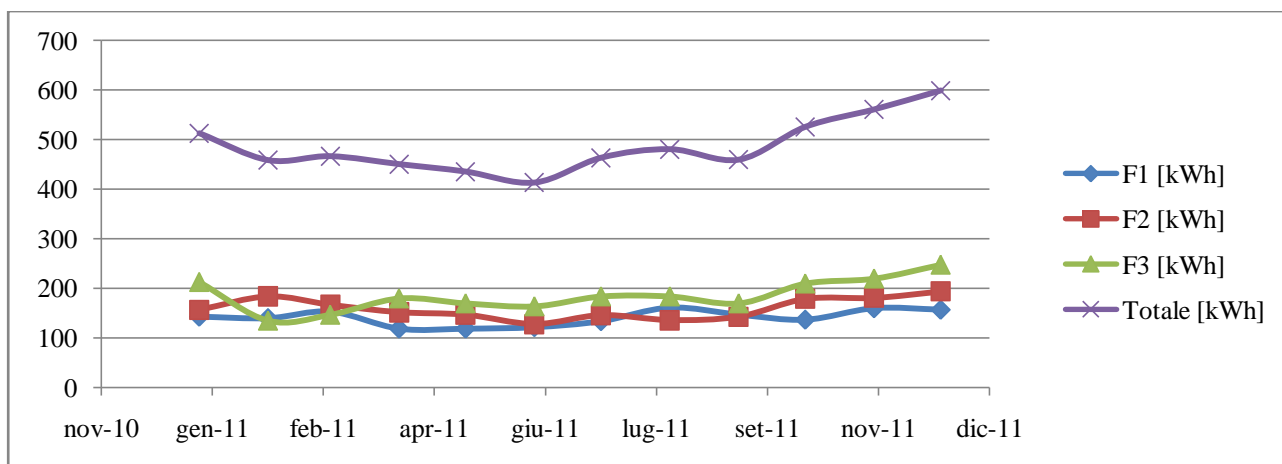


Figura 184 Andamento consumi elettrici, in kWh, utenza domestica in analisi.

Tabella 36 Valori consumi elettrici, in kWh, utenza domestica nell'anno 2011

mese	gen-11	feb-11	mar-11	apr-11	mag-11	giu-11	lug-11	ago-11	set-11	ott-11	nov-11	dic-11
F1 [kWh]	143	140	153	119	119	122	134	161	147	137	160	157
F2 [kWh]	157	184	167	152	147	128	146	136	143	179	181	194
F3 [kWh]	213	135	147	180	170	164	184	184	170	210	220	248
Totale [kWh]	513	459	467	451	436	414	464	481	460	526	561	599

Nella Tabella 36 è possibile vedere i valori dei consumi elettrici, che comunque come si può facilmente vedere nel grafico di Figura 184 presenta consumi, per le tre fasce, molto simili. Di fatto, a circa i due terzi dell'energia consumata viene applicata la tariffa della fascia di fuori picco.

Nella Tabella 37 è possibile vedere i prezzi dell'energia nelle fasce F1 ed F23 in base allo scaglione dell'anno 2011, tali dati sono stati reperiti dal sito ufficiale dell'AEEG.

Tabella 37 Sunto tariffe energia fasce F1 e F23 in base agli scaglioni.

Quota energia (€/kWh)	F1				F23			
	2011				2011			
	I trimestre	II trimestre	III trimestre	IV trimestre	I trimestre	II trimestre	III trimestre	IV trimestre
kWh/anno: da 0 a 1800 scaglione 1	0.11157	0.11657	0.119066	0.118926	0.10288	0.10772	0.110176	0.110116
da 1801 a 2640 scaglione 2	0.15724	0.16408	0.167596	0.167716	0.14855	0.15523	0.158706	0.158906
da 2641 a 4440 scaglione 3	0.20799	0.21731	0.222196	0.222666	0.19930	0.20846	0.213306	0.213856
da 4441 scaglione 4	0.25371	0.26303	0.267916	0.268386	0.24502	0.25418	0.259026	0.259576
Quota fissa (€/anno)	14.5376	14.5376	14.5376	14.5376	14.5376	14.5376	14.5376	14.5376
Quota potenza (€/kW/anno)	5.134	5.134	5.134	5.134	5.134	5.134	5.134	5.134

Al fine della valutazione del beneficio economico conseguibile con l'adozione del sistema fotovoltaico e del sistema di accumulo si è tenuto conto di questa differente tariffazione dell'energia elettrica, per quanto riguarda la quota energia, ovvero quella direttamente correlata ai consumi elettrici della stessa. Nel beneficio conseguibile dall'introduzione dell'impianto fotovoltaico e di accumulo non si considerano i costi fissi della bolletta elettrica in quanto questi sarebbero eliminabili solo nel caso di distacco dalla rete elettrica dell'utenza domestica, ovvero nel caso di realizzazione di impianto in isola.

Al fine di comprendere l'andamento futuro dei prezzi dell'energia elettrica, si è inoltre analizzato l'andamento degli stessi dall'anno 2009 fino al 2013¹⁸, previsioni comunque non semplici da effettuare dato il periodo di forte cambiamento causato da un fronte dalla crisi economica e dall'altro forte penetrazione di fonti energetiche rinnovabili non programmabili.

Nella Figura 185 e nella Figura 186 sono riportati gli andamenti dei prezzi per le fasce F1 ed F23 e per ogni singola fascia, si può vedere che dopo un calo delle tariffe perdurato fino al secondo semestre del 2010, dal terzo semestre sempre del 2010 fino ad oggi si ha avuto un continuo aumento delle tariffe, tranne in questo ultimo trimestre del 2013 dove si riscontra un leggero calo delle tariffe per i consumi energetici nella fascia F1. In Figura 187 dove si riporta la media del costo dell'energia per fascia (effettuata sui differenti prezzi per scaglione), questi andamenti risultano più facilmente visibili, si può anche notare un graduale avvicinamento del costo dell'energia tra la fascia F1 e la fascia F23. I grafici sono costruiti riportando nell'asse delle ascisse in senso ordinato dal primo trimestre al quarto trimestre degli anni che vanno dal 2009 al 2013, nelle ordinate invece viene riportato il prezzo dell'energia in €/kWh.

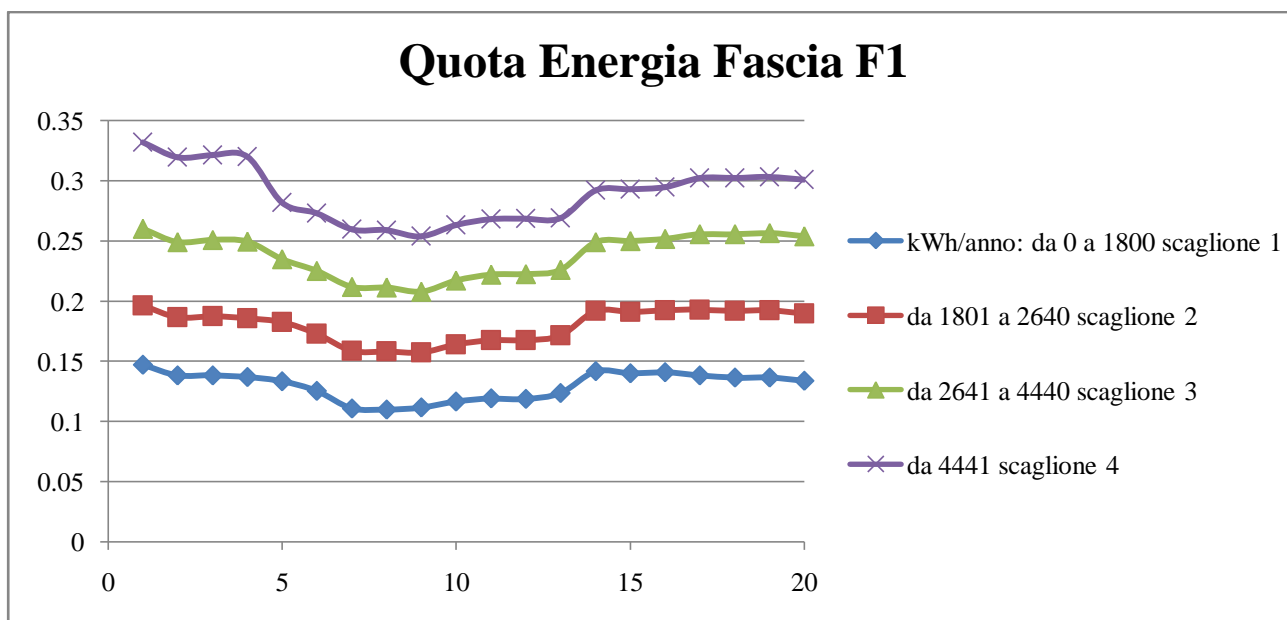


Figura 185 Andamento prezzi energia fascia F1 per i 4 differenti scaglioni.

¹⁸www.autorita.energia.it/it/elettricit /schede. Dati reperiti dal sito ufficiale dell'AEEG.

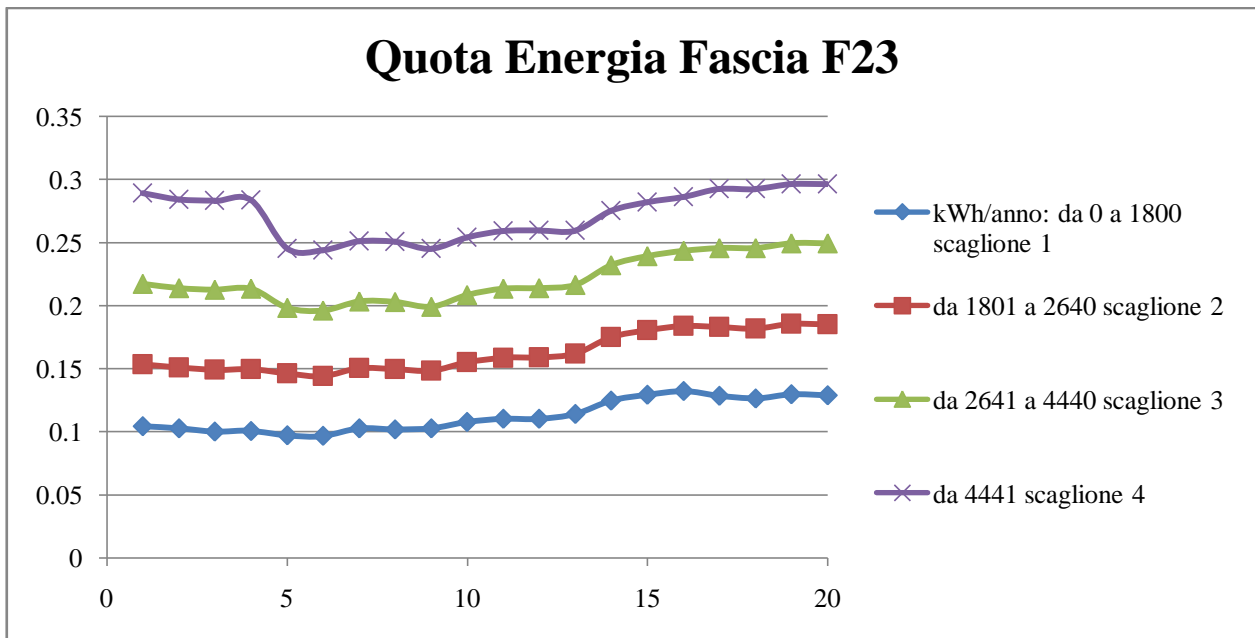


Figura 186 Andamento prezzi energia fascia F23 per i 4 differenti scaglioni.

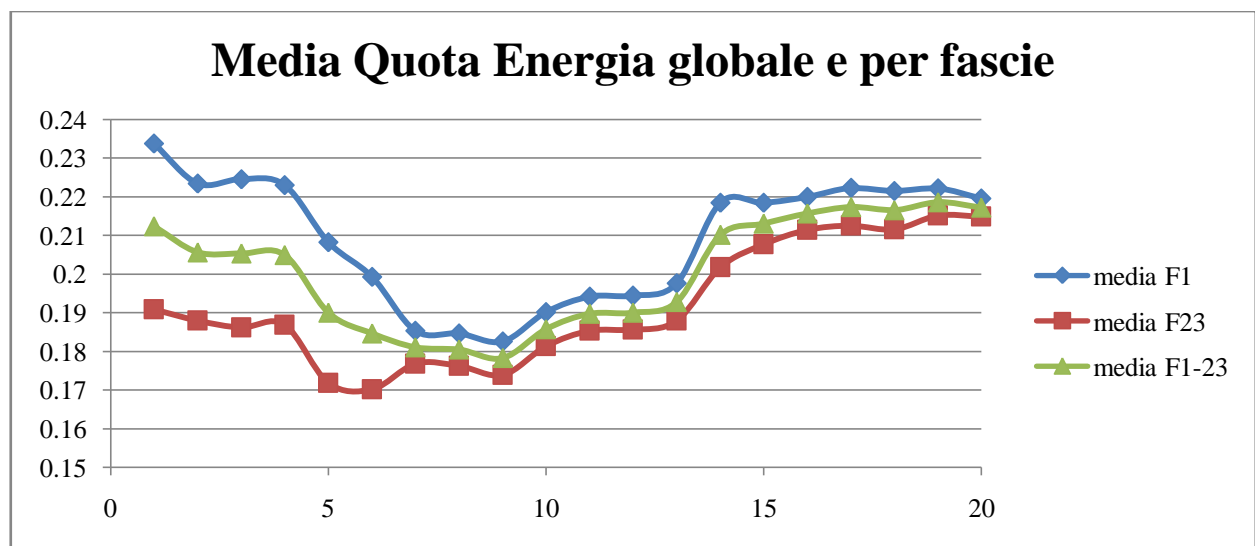


Figura 187 Andamento prezzi energia medi per fascia e globale.

Prendendo in analisi i dati dei prezzi dal terzo trimestre del 2010 compreso fino al quarto trimestre del 2013 si ha un aumento medio del prezzo dell'energia pari a circa il 2%.

5.3 I consumi elettrici e la produzione fotovoltaica oraria.

A questo punto al fine di valutare il beneficio conseguibile con l'adozione di un sistema di accumulo, per l'utenza domestica in analisi, si è dovuto anzitutto stimare la distribuzione del carico durante l'arco della giornata. L'utenza in analisi è caratterizzata da una famiglia di sei persone, di cui quattro elementi lavorano fuori casa, uno studente ed una casalinga. Come la maggior parte delle utenze domestiche per cui la maggior parte dei consumi sono incentrate durante il pranzo e dalle sei di pomeriggio in avanti ovvero con il rientro di tutti i membri costituenti il nucleo familiare. Da qui si capisce anche la maggior concentrazione dei consumi elettrici nelle fasce F2 ed F3. L'utenza domestica non presenta particolari carichi elettrici quali pompe di calore o sistemi di climatizzazione. La distribuzione oraria adottata è quella dell'utente medio reperita dal software PV*SOL Advanced, un programma sviluppato dalla Valentin Software per la progettazione di impianti fotovoltaici presente nella ditta ospitante il tirocinio. I profili adottati, caratterizzati nei periodi estivi, invernali e primavera/autunnali presentano la distribuzione percentuale del carico ora per ora e sono visibili nello specifico in Tabella 36 e in Figura 188.

Tabella 38 Andamento distribuzione oraria, giorni feriali non lavorativi divisi per stagioni.

ora	inverno giorno feriale	primavera/autunno feriale	estate feriale	inverno sabato	primavera/autunno sabato	estate sabato	inverno domenica	primavera/autunno domenica	estate domenica
00:00	2.11	2.2	2.28	2.88	2.75	2.88	2.79	2.98	3.12
01:00	2.79	2.95	2.47	2.83	1.88	1.88	2.07	2.23	2.25
02:00	2.69	2.88	2.94	2.8	1.78	1.81	1.78	1.94	1.94
03:00	2.74	2.9	2.91	2.56	1.7	1.69	1.67	1.84	1.85
04:00	1.79	2.92	2.91	2.74	1.67	1.62	1.64	1.8	1.78
05:00	2.34	2.33	2.28	2.7	1.69	1.61	1.62	1.75	1.71
06:00	2.38	3.45	3.35	2.13	2.16	2.02	1.69	1.8	1.74
07:00	2.86	2.37	2.13	2.91	2.83	2.6	2	2.06	1.93
08:00	3.45	3.06	3.42	3.53	4.21	4.16	3.27	3.16	2.92
09:00	3.49	3.03	3.47	3.55	4.56	4.24	4.66	4.76	4.96
10:00	3.4	3.07	3.41	3.7	4.61	4.44	5.63	5.73	5.61
11:00	3.58	3.22	3.69	3.28	5.05	5.06	5.66	5.94	5.79
12:00	4.95	4.53	5.32	5.3	5.51	5.81	5.14	5.36	5.96
13:00	4.44	4.59	5.56	5.19	5.31	5.57	5.27	5.39	5.66
14:00	3.92	3.18	3.66	4.9	5.28	5.28	4.9	5.29	5.9
15:00	3.91	3.96	3.28	4	4.26	4.19	4.12	4.35	4.69
16:00	3.91	3.16	3.38	4.39	4.51	4.55	4.08	4.2	4.39
17:00	3.95	4.39	4.22	4.58	4.47	4.75	5.27	4.76	4.12
18:00	4.21	4.32	4.28	4.49	5.59	5.65	6.73	5.87	4.87
19:00	7.44	7.9	7.24	6.1	6.67	6.79	7.05	6.13	6.08
20:00	7.43	7.86	7.12	6.51	5.77	6.14	6.15	5.57	5.92
21:00	7.67	7.73	7.05	6.27	6.72	6.29	5.93	5.86	5.64
22:00	7.6	7.66	7.07	6.32	5.57	5.55	5.82	5.86	5.61
23:00	6.95	6.34	6.56	6.34	5.45	5.42	5.06	5.37	5.56

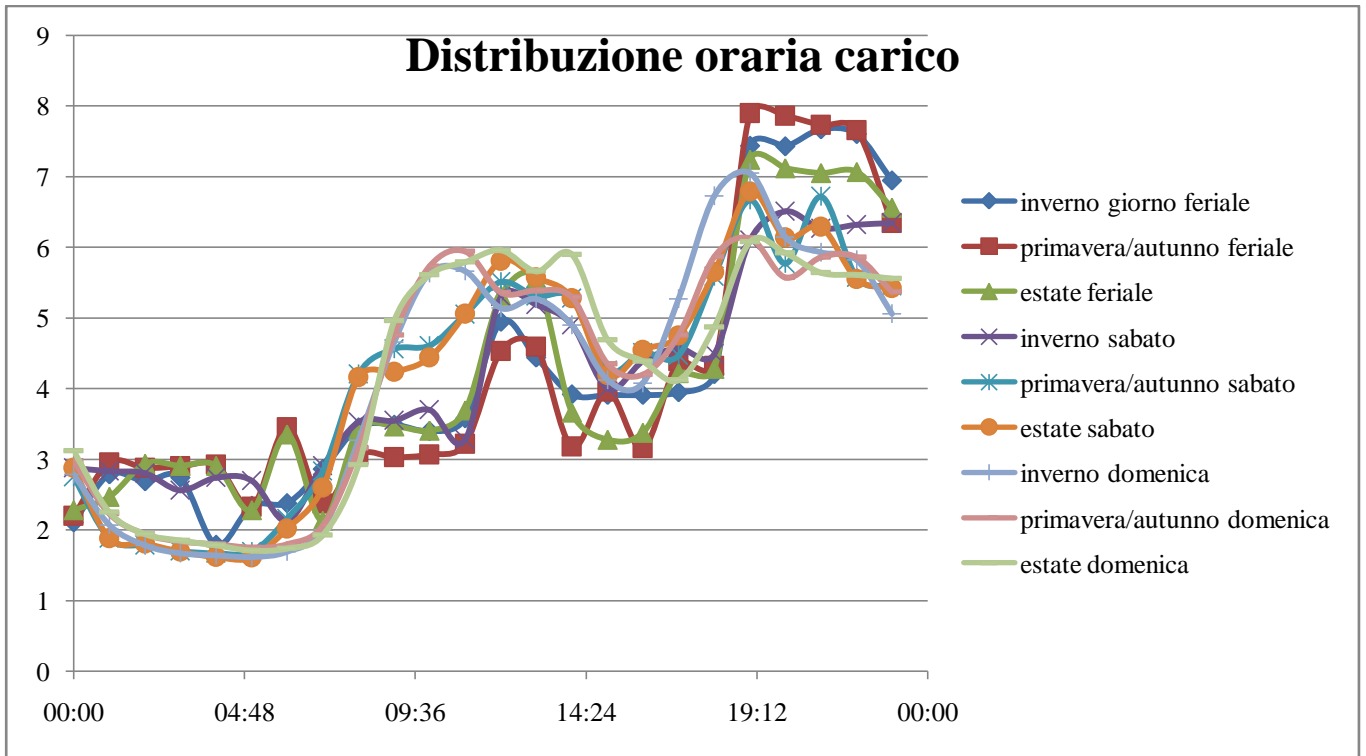


Figura 188 Andamento distribuzione oraria carico utenza domestica.

Si è resa inoltre necessaria una manipolazione di tali andamenti per adattarli ai particolari consumi elettrici dell'utenza domestica in analisi, ovvero far sì che i consumi per la fascia F1 e l'insieme delle fasce F2 ed F3, reperiti dalle bollette elettriche fossero rispettati applicando tali distribuzioni orarie. In Figura 189 sono riportati gli andamenti dei consumi elettrici ora per ora nei vari mesi dei giorni feriali mentre in Figura 190 e in Figura 191 rispettivamente del sabato e della domenica.

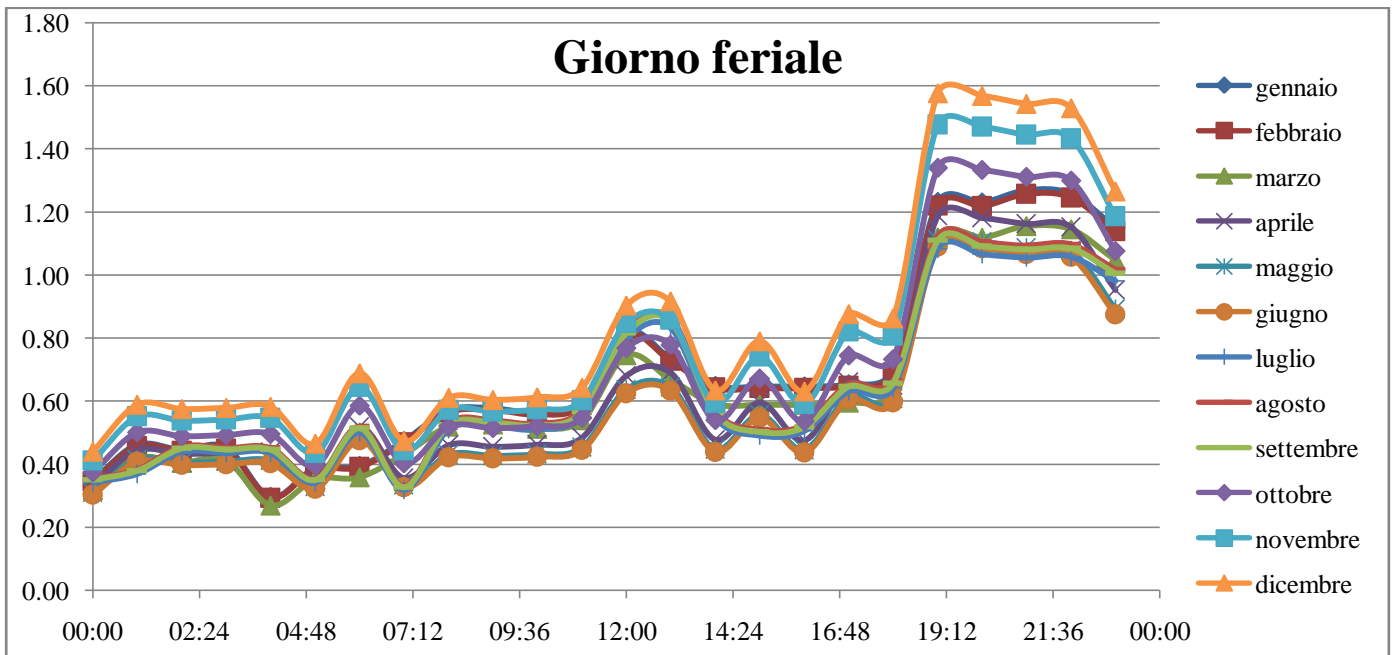


Figura 189 Distribuzione oraria consumi elettrici utenza domestica giorni feriali.

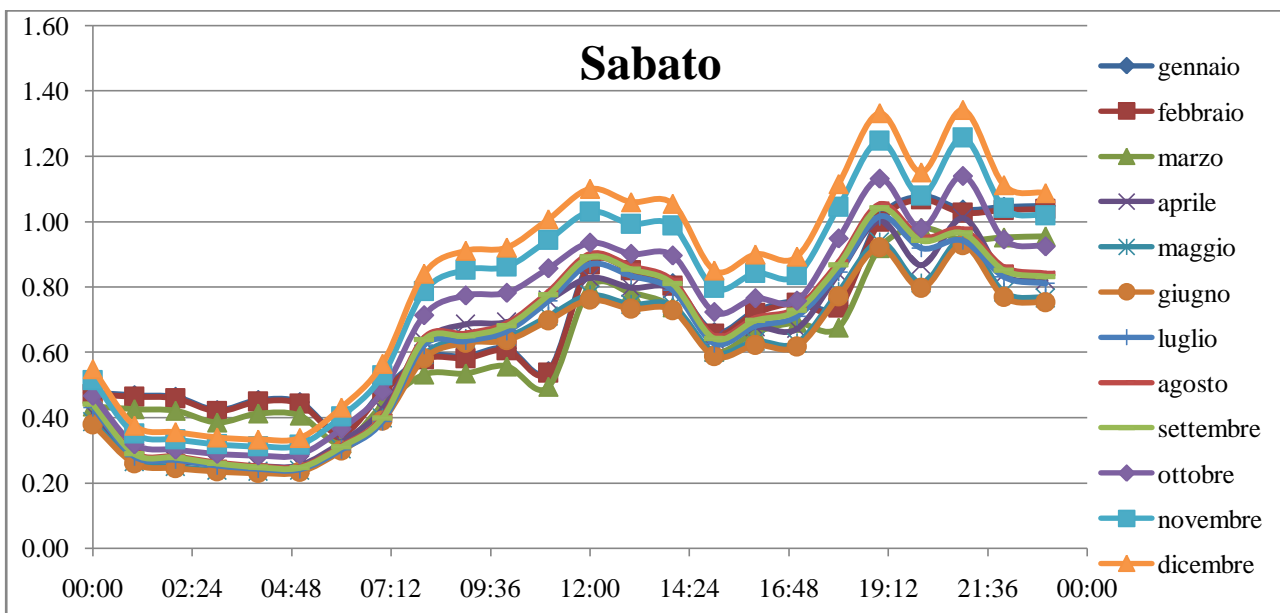


Figura 190 Distribuzione oraria consumi elettrici utenza domestica il sabato.

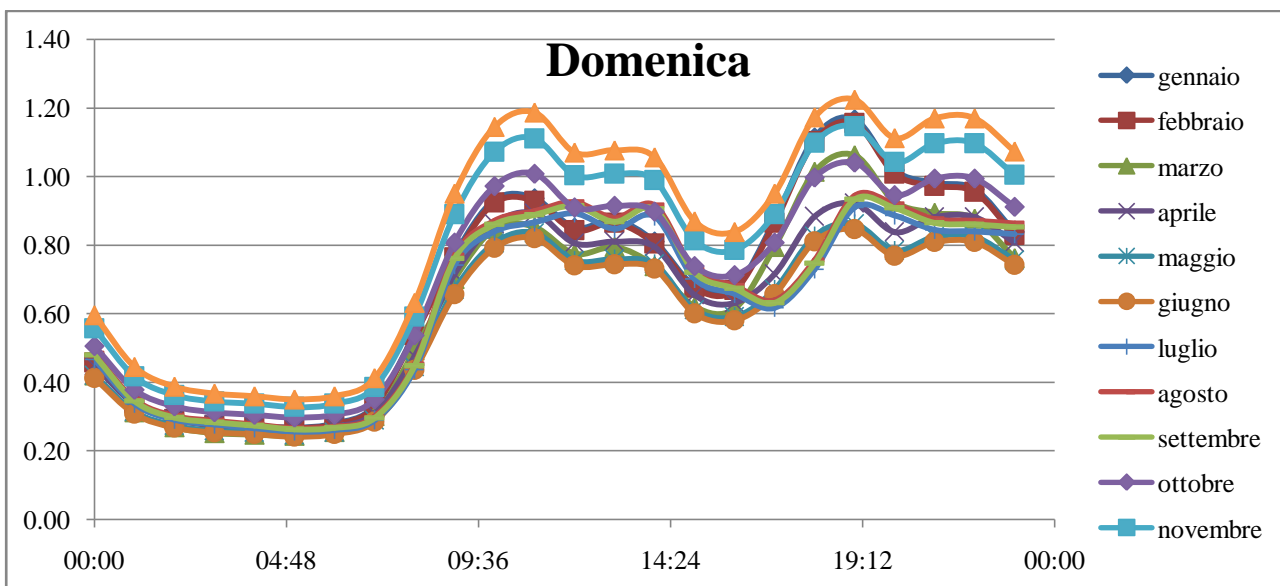


Figura 191 Distribuzione oraria consumi elettrici utenza domestica la domenica.

A questo punto dunque è stato possibile costruire l'andamento dei consumi elettrici nell'anno tipo preso a riferimento.

Per quanto concerne la produzione fotovoltaica, data l'assenza di un impianto esistente, si è proceduto con la progettazione di un impianto ad hoc, limitandosi alla valutazione della producibilità dello stesso. L'utenza domestica in analisi è sita in via Palazzetto 59/a Prata di Pordenone, CAP 33080 (in Figura 192 è visibile una foto il sito reperito mediante google maps, l'utenza domestica in analisi è quella evidenziata dalla freccia verde).



Figura 192 Ubicazione utenza domestica in analisi, foto panoramica.

La casa di superficie in pianta netta pari a 140 m^2 presenta una vasta superficie di falda orientata a sud (azimuth pari a 0°) con inclinazione della stessa di 30° . Le possibili interferenze risultano in piantumazioni presenti ma facilmente potabili in modo da annullare la proiezione di ombre sui pannelli che verrebbero installati sulla falda del tetto.

Per la stima della producibilità del sito si ha utilizzato il software PV-GIS, il quale inserite le specifiche del sito, dell'orientazione della falda del tetto e ipotizzando di creare un impianto al tetto integrato (privo di sistemi di inseguimento) con una perdita complessiva di sistema pari al 20% ha fornito i risultati riportati in Tabella 39.

Tabella 39 Stima producibilità impianto da 1 kWp nel sito in analisi.

Month	Hh	Hopt	H(30)	Iopt
Jan	1350	2480	2300	67
Feb	2360	3840	3630	60
Mar	3600	4810	4680	47
Apr	4860	5450	5470	32
May	6050	6040	6200	19
Jun	6530	6160	6400	12
Jul	6770	6580	6800	16
Aug	5640	6080	6150	27
Sep	4210	5260	5180	42
Oct	2570	3720	3570	54
Nov	1500	2600	2430	64
Dec	1290	2500	2300	69
Year	3900	4630	4600	38

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

H(30): Irradiation on plane at angle: 30deg. (Wh/m²/day)

Iopt: Optimal inclination (deg.)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Al fine di valutare la distribuzione oraria della produzione dell'impianto fotovoltaico, sempre tramite PV-GIS si ha reperito, inserendo l'orientazione della superficie di riferimento, l'andamento orario medio, per 182

ogni mese, dell'irraggiamento incidente sulla superficie. Da questi dati per cui è possibile stimare la percentuale di energia proveniente dal sole ora per ora (essenzialmente si ha adottato lo stesso procedimento seguito per lo studio ingegneristico a Udine). Applicando tale distribuzione percentuale, alla stima di produzione dell'impianto fotovoltaico (che si ricorda fornisce la produzione media dello stesso in un giorno), si ottiene la stima dell'andamento orario del giorno medio per ogni mese e dunque della produzione dell'impianto lungo l'arco dell'anno. In Tabella 40 e in Figura 193 sono riassunti tali risultati.

Tabella 40 Produzione oraria media mensile impianto da 1 kWp.

Data	Produzione oraria											
	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
1/4/12 0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 5.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.04	0.06	0.05	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 6.00	0.00	0.00	0.04	0.09	0.12	0.13	0.13	0.10	0.06	0.01	0.00	0.00
1/4/12 7.00	0.01	0.07	0.15	0.19	0.22	0.23	0.24	0.20	0.16	0.09	0.03	0.00
1/4/12 8.00	0.12	0.20	0.26	0.30	0.33	0.33	0.34	0.31	0.27	0.19	0.12	0.11
1/4/12 9.00	0.20	0.31	0.35	0.38	0.41	0.40	0.44	0.41	0.37	0.28	0.20	0.20
1/4/12 10.00	0.26	0.39	0.42	0.45	0.47	0.46	0.50	0.48	0.43	0.34	0.26	0.26
1/4/12 11.00	0.28	0.43	0.45	0.48	0.50	0.49	0.53	0.51	0.47	0.37	0.29	0.29
1/4/12 12.00	0.28	0.43	0.45	0.48	0.50	0.49	0.53	0.51	0.47	0.37	0.29	0.29
1/4/12 13.00	0.26	0.39	0.42	0.45	0.47	0.46	0.50	0.48	0.43	0.34	0.26	0.26
1/4/12 14.00	0.20	0.31	0.35	0.38	0.41	0.40	0.44	0.41	0.37	0.28	0.20	0.20
1/4/12 15.00	0.12	0.20	0.26	0.30	0.33	0.33	0.34	0.31	0.27	0.19	0.12	0.11
1/4/12 16.00	0.02	0.08	0.15	0.19	0.22	0.23	0.24	0.20	0.16	0.09	0.03	0.01
1/4/12 17.00	0.00	0.00	0.04	0.09	0.12	0.13	0.13	0.10	0.06	0.01	0.00	0.00
1/4/12 18.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.04	0.06	0.05	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 19.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 21.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 22.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1/4/12 23.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

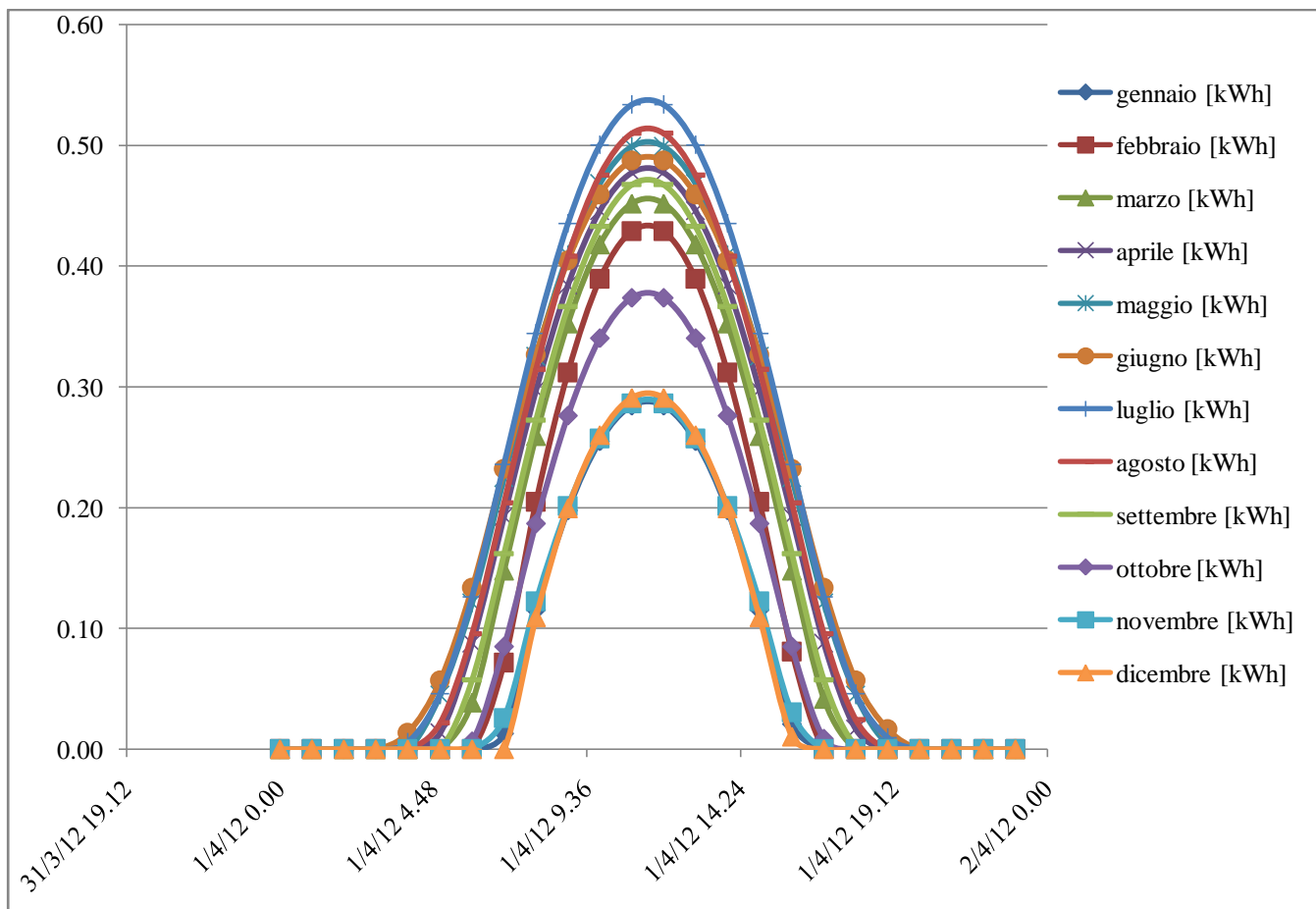


Figura 193 Andamento grafico energia prodotta da un impianto da 1 kWp.

In questo caso purtroppo non è stato possibile realizzare misure dirette dei consumi dell'utenza elettrica.

5.4 Il software Matlab.

Per effettuare l'analisi dei flussi energetici, dello stato di carica della batteria e per la valutazione dei benefici conseguibili con tale impianto si ha realizzato un codice editato in Matlab, il quale permette di gestire con semplicità la mole di dati su cui si basano tali valutazioni. Data l'assenza dell'impianto fotovoltaico, nello stesso programma è presente anche una sezione dedicata alla valutazione dell'effetto della taglia del sistema fotovoltaico. Il software sviluppato permette di analizzare contemporaneamente sia più taglie dell'impianto fotovoltaico, sia più taglie del sistema di accumulo. Le taglie di sistema fotovoltaico considerate sono 3, 4.5, 6, 7.5, 9, 10, 12, 15 kWp. Per ognuno di questi casi si vedrà l'effetto del sistema di accumulo considerando i seguenti valori di capacità 1, 2.5, 5, 7.5, 10, 20, 30 kWh, capacità più che abbondante, ma analizzata per raggiungere la condizione di copertura completa del carico. I parametri che si vuole andare a studiare al variare della potenza dell'impianto fotovoltaico installato e della capacità della batteria sono, la copertura del carico conseguibile, l'autoconsumo dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico stesso, in assenza e in presenza del sistema di accumulo, l'energia immagazzinata nella batteria e il beneficio conseguibile dall'utenza domestica con l'adozione prima del sistema di generazione da fonte rinnovabile e con l'adozione del sistema di accumulo accoppiato con il sistema fotovoltaico. I prezzi dell'energia elettrica sono valutati in base al sistema a scaglioni utilizzato nelle bollette vere e proprie adottando come scenario base i consumi in presenza del sistema di accumulo (infatti in assenza di questo cambia l'entità dei prelievi dalla rete e dunque cambiano i tempi di passaggio da uno scaglione all'altro). La cessione dell'energia eccedente dal sistema fotovoltaico, è valutata secondo lo schema del ritiro dedicato (RID). La scarica della batteria considerata avviene fino ad un SOC limite pari al 30%. Si riportano dunque i principali risultati ottenuti con il software sviluppato.

In Figura 194 è riportato l'andamento della copertura del carico elettrico, si può vedere che con un impianto da 3 kWp e una batteria da 10 kWh si può raggiungere al massimo una copertura del carico pari al 60%. Adottando invece un impianto fotovoltaico di 4.5 kWp sempre con una capacità di accumulo di 10 kWh la copertura del carico conseguibile è del 75% (con un accumulo da 5 kWh invece si raggiunge il 60% della copertura del carico). Per raggiungere la piena copertura del carico invece è necessario almeno un impianto da 12 kW e un accumulatore di 20 kWh.

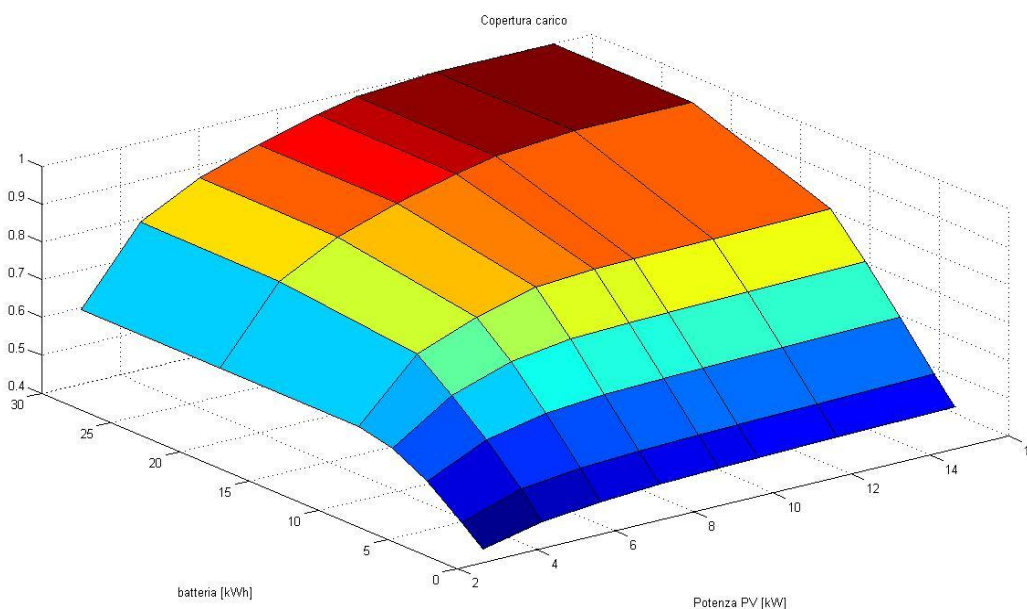


Figura 194 Andamento copertura carico utenza domestica in funzione della dimensione dell'accumulatore [kWh] e dell'impianto fotovoltaico [kW].

In Figura 195 invece è riportato l'andamento del fattore dell'autoconsumo dell'energia fotovoltaica in assenza del sistema di accumulo, come era ovvio attendersi all'aumentare della potenza del sistema di generazione cala l'autoconsumo a causa della maggiore immissione in rete dell'energia stessa.

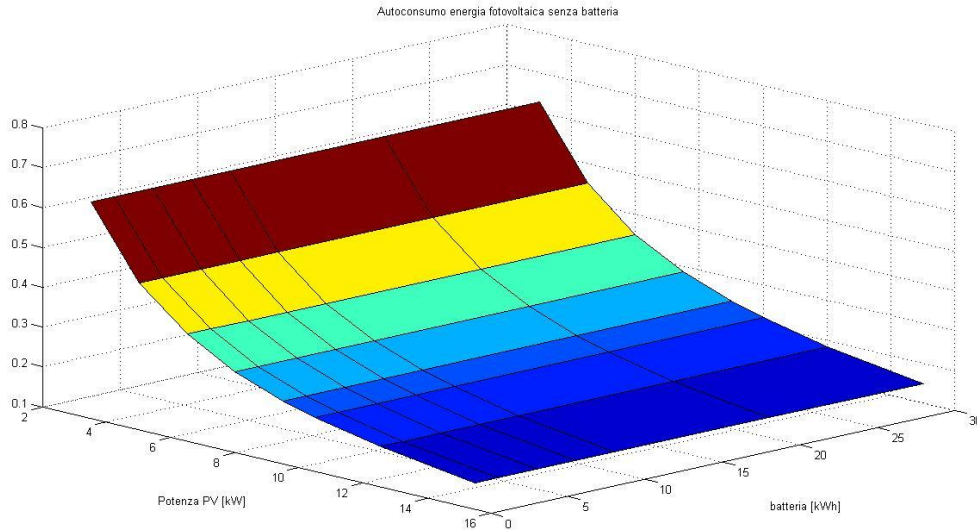


Figura 195 Autoconsumo dell'energia fotovoltaica in assenza del sistema di accumulo.

In Figura 196 è riportato invece l'andamento del'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico in presenza del sistema di accumulo. Si può notare che nonostante le elevate taglie dell'accumulo elettrochimico non si riesce ad ottenere una completa utilizzazione di tale energia, come si poteva anche intuire dal grafico della copertura del carico, questo è dovuto al fatto che per ottenere la completa utilizzazione dell'energia elettrica bisognerebbe avere sistemi di accumulo dalle dimensioni notevoli di modo che si realizzi un accumulo stagionale dell'energia elettrica, ovvero sfruttare nel periodo invernale l'eccesso di produzione del restante periodo dell'anno, accumulo non realizzabile in quanto fortemente antieconomico almeno con i consumi elettrici considerati. La completa utilizzazione dell'energia elettrica si riesce a conseguire solo con impianto fotovoltaico da 3 kWp con accumulo di almeno 10 kWh. Già con 4.5 kWp il massimo autoconsumo che si consegue è dell'89%.

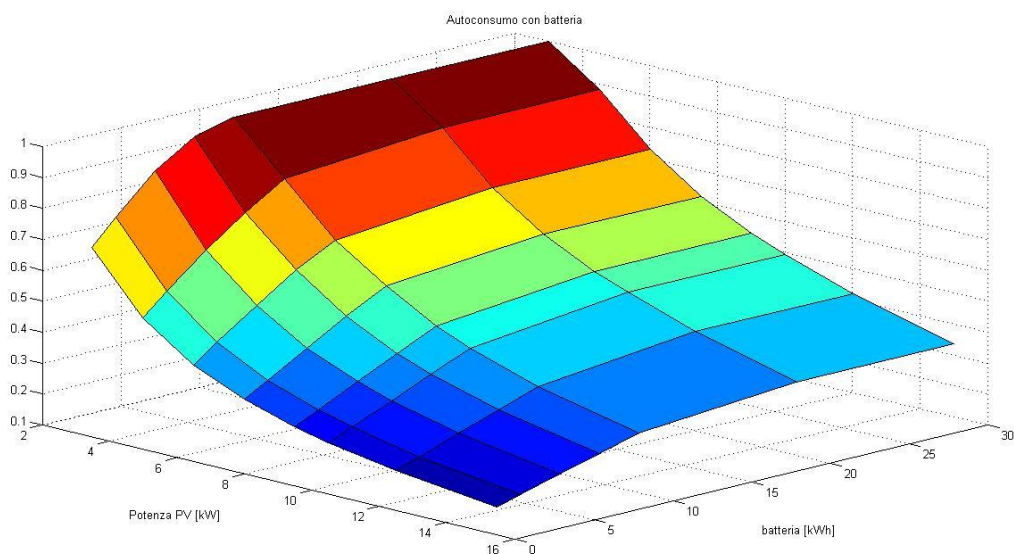


Figura 196 Andamento autoconsumo dell'energia fotovoltaica in presenza del sistema di accumulo.

In Figura 197 è riportato invece il risparmio in bolletta conseguibile con l'installazione di un sistema fotovoltaico (pari a 335 euro nel caso di impianto da 4.5 kWp), ovviamente costante al variare della capacità della batteria.

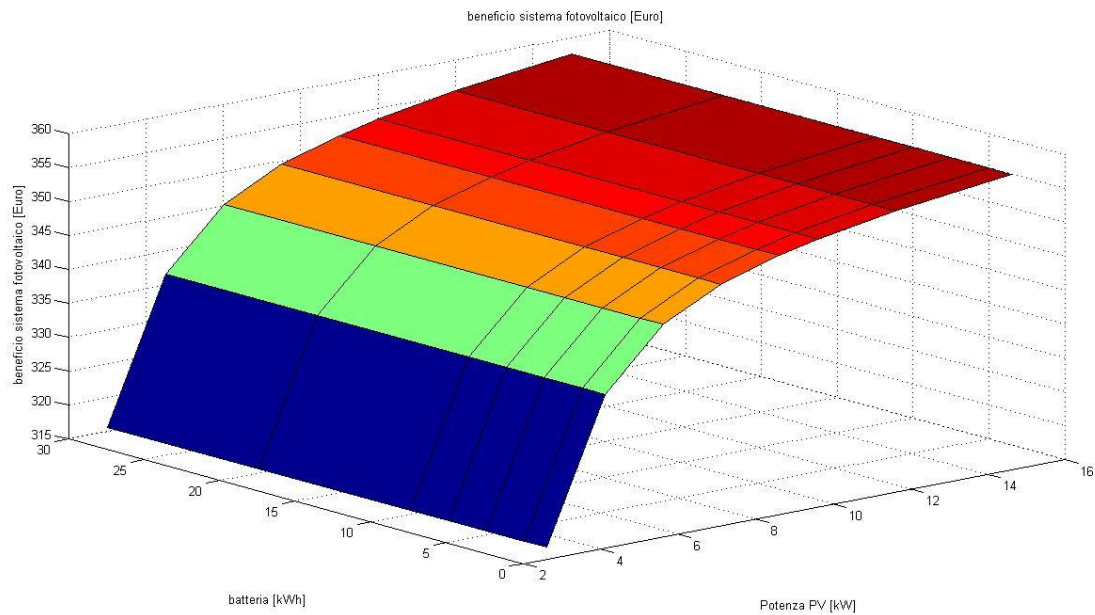


Figura 197 Beneficio sistema fotovoltaico.

In Figura 198 invece è riportato il beneficio, pari al risparmio in bolletta, conseguibile con l'adozione del sistema di accumulo. Nel caso di impianto di accumulo pari a 5 kWh associato ad un impianto fotovoltaico da 4.5 kWp il risparmio in bolletta conseguibile è di 150 euro.

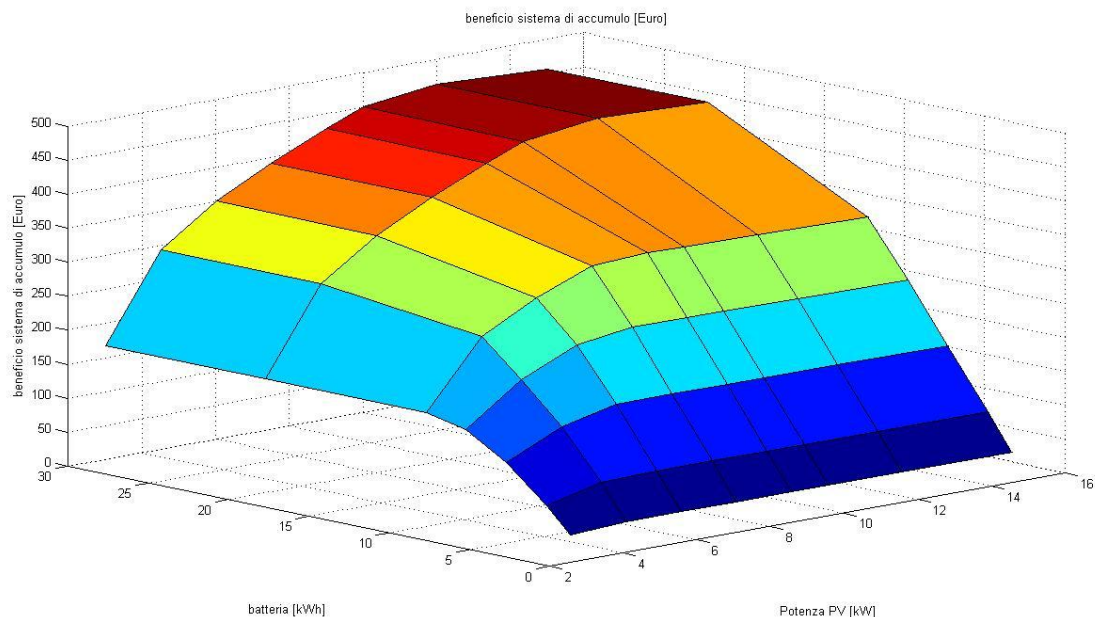


Figura 198 Beneficio in euro conseguibile con l'adozione del sistema di accumulo.

In Figura 199 invece è riportato invece il beneficio totale conseguibile, dato dal risparmio conseguibile in bolletta con l'adozione del sistema di generazione fotovoltaico e di accumulo assieme alla vendita dell'energia in eccesso non auto consumata mediante la modalità RID.

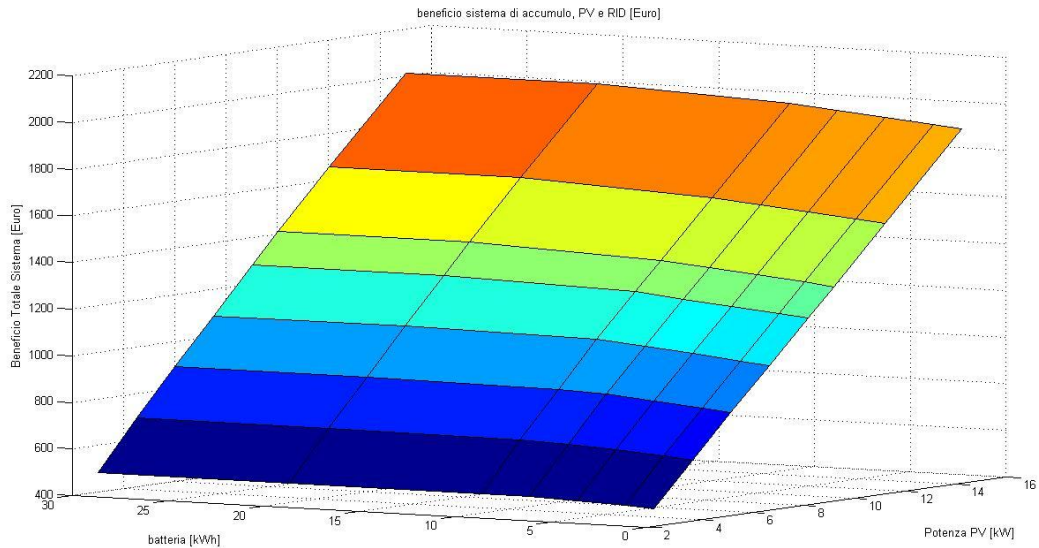


Figura 199 Beneficio totale conseguibile con l'adozione del sistema complessivo, fotovoltaico e di accumulo.

Infine ipotizzando che il sistema di accumulo complessivamente costi 150 €/kWh, 300 €/kWh e 450 €/kWh si è determinato al variare della taglia del sistema di accumulo e della taglia del sistema fotovoltaico il tempo di ritorno del sistema di accumulo stesso, basando come remunerazione il risparmio conseguibile con l'adozione del sistema di accumulo stesso. Gli andamenti sono riportati in Figura 200.

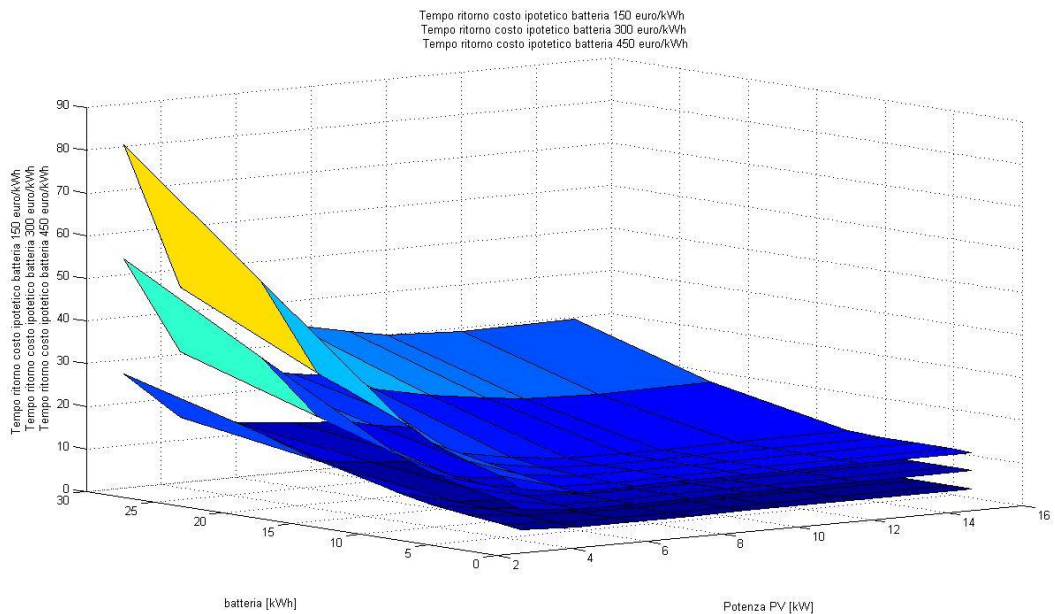


Figura 200 Stima tempi di ritorno sistema di accumulo.

La curva inferiore si basa come è semplice intuire, al caso di costo complessivo di sistema pari a 150 €/kWh, mentre la curva superiore si basa su costo complessivo di sistema pari a 450 €/kWh, la curva intermedia invece fa riferimento a costi pari a 300 €/kWh. Da tali risultati è dunque possibile verificare se la tecnologia adottata ha una vita utile sufficiente affinché l'investimento possa rientrare dei costi sostenuti. Da evidenziare che tali dati non tengono conto dell'efficienza del sistema di accumulo e dunque dell'efficienza energetica dei processi di carica scarica, in quanto le stime non sono state realizzate facendo riferimento ad una tecnologia in particolare. Il tempo di ritorno effettivo sarà per cui di fatto amplificato da tale fattore di efficienza per due volte, una per la carica e una per la scarica della batteria.

Analizzando tale grafico si può constatare che per avere tempi di ritorno inferiori ad una decade è necessario avere il costo complessivo di sistema di accumulo pari o inferiore a 150 €/kWh ed è comunque da evidenziare che ciò avviene solo per dimensioni della batteria inferiori ai 10 kWh. Ipotizzando invece un costo complessivo di sistema pari a 300 €/kWh sarà necessario invece avere un sistema fotovoltaico di almeno 4.5 kW e una batteria di taglia inferiore ai 10 kWh.

Questa analisi è stata effettuata per comprendere la taglia ottimale del sistema di accumulo accoppiato ad un sistema di generazione fotovoltaica per una utenza domestica, che dati i benefici conseguibili e i tempi di ritorno stimati si attesta, per l'utenza in analisi, ad un impianto di generazione da 3 kWp o da 4.5 kWp (nel caso si volesse conseguire una maggiore copertura del carico si adotterà 4.5 kWp) abbinati ad un sistema di accumulo di 5 kWh (sempre nell'ipotesi di realizzare una scarica della batteria da SOC pari al 100% fino ad un SOC pari al 30%). In questi due casi infatti si riuscirebbe a conseguire una copertura del carico del 53% e del 60% rispettivamente, un risparmio in bolletta rispettivamente di 430 € e 490 € (senza considerare la vendita dell'energia eccedente secondo la modalità RID, in questo caso si avrebbe infatti 475€ e 670€ rispettivamente) mentre i tempi di ritorno stimati sarebbero di sei anni e mezzo nel primo caso e 5 anni nel secondo, ipotizzando un costo complessivo di sistema di 150 €/kWh. Considerando invece 300 €/kWh si avrebbe rispettivamente un tempo di ritorno di dodici anni e di dieci anni. Da evidenziare che con queste tempi, le soluzioni di storage adatte sono ben poche (limitate cioè alle batterie agli ioni di litio alle batterie al sodio-cloruro di nichel e alle batterie al sodio zolfo). È da evidenziare inoltre che l'utente che decide di dotarsi di sistemi di accumulo al fine di ottimizzare l'autoconsumo, percepirebbe l'investimento interessante se questo avesse un tempo di ritorno inferiore a quello del sistema fotovoltaico, il che si otterrebbe solo se il prezzo fosse di 150 €/kWh per le batterie, visto che con l'attuale sistema di detrazione fiscale, un impianto fotovoltaico per utenze domestiche ha tempi di ritorno di sette, otto anni (ipotizzando un costo di 2500 €/kW, tra l'altro molto vicino alla realtà attuale).

A livello pratico si cita la soluzione introdotta di recente nel mercato dalla Bosch Power Tec GmbH che ha sviluppato un inverter integrato di sistema di accumulo, gestione del carico elettrico e regolatore della carica del sistema di accumulo, tutto in un unico componente.

Anche la SMA Solar Technology AG sta per immettere inverter dotati di sistema di accumulo e regolatori di carica integrati nell'inverter stesso, il prodotto è stato solamente presentato alla fiera Intersolar del 2012.

Capitolo 6 Sistemi di accumulo e V Conto Energia.

6.1 Accumulo ditta Semesteb e V Conto Energia.

Con la comunicazione del GSE del 20 settembre 2013, si sancisce il divieto di configurazione impiantistica che possa modificare i flussi dell'energia prodotta e immessa in rete da impianti di produzione fotovoltaica, come ad esempio la ricarica di sistemi di accumulo tramite l'energia prelevata dalla rete.

Questa comunicazione è dovuta dal presupposto che potrebbero accadere fenomeni di double counting, cioè di erogazione di un doppio incentivo su parte dell'energia prodotta, come testimoniato da Gerardo Montanino, il direttore del GSE, nell'articolo di QualEnergia.it del 23 ottobre 2013.

Supponendo però che non avvenisse la problematica del double counting come supposto dal direttore del GSE e che fosse ammessa l'adozione di sistemi di accumulo per impianti fotovoltaici ammessi all'ottenimento degli incentivi garantiti dai Conti Energia ed in particolare, dato l'elevato premio per l'energia auto consumata in sito della produzione fotovoltaica, al V Conto Energia, cosa accadrebbe a livello economico?

Con il quinto Conto Energia, veniva concessa la possibilità di adottare la tariffa omnicomprensiva (in alternativa alla modalità di scambio sul posto e al ritiro dedicato) la quale in base alle caratteristiche costruttive dell'impianto stesso, e alla taglia riconosce un notevole premio per l'energia prodotta dal sistema fotovoltaico. Alla quota di energia ceduta in rete e dunque non auto consumata in sito, viene applicata la tariffa omnicomprensiva, mentre invece alla quota auto consumata in sito, oltre al beneficio conseguibile dal risparmio conseguibile nella bolletta dell'energia elettrica, viene rilasciato un ulteriore premio, anch'esso variabile in base alla taglia del sistema fotovoltaico e alle caratteristiche costruttive, detto appunto premio autoconsumo. Tali tariffe (distinte in impianti su edificio ed impianti di altro tipo) sono riassunte nella Tabella 41, valide per quegli impianti entrati in esercizio nel primo semestre, che definito dall'AEEG con apposita delibera, intercorre tra il 27 agosto 2012 e il 26 febbraio 2013.

Tabella 41 Tariffe riconosciute dal V Conto Energia, con connessione nel primo semestre

Intervallo di potenza [kW]	impianto su edificio		altro impianto	
	tariffa omnicomprensiva euro/kWh	tariffa premio autoconsumo euro/kWh	tariffa omnicomprensiva euro/kWh	tariffa premio autoconsumo euro/kWh
1<=P<=3	0.208	0.126	0.201	0.119
3<P<=20	0.196	0.114	0.189	0.107
20<P<=200	0.175	0.093	0.168	0.086
200<P<=1000	0.142	0.06	0.135	0.053
1000<P<=5000	0.126	0.044	0.12	0.038
P>5000	0.119	0.037	0.113	0.031

Tabella 42 Tariffe riconosciute dal V Conto Energia, con connessione nel primo semestre, per impianti innovativi.

intervallo di potenza [kW]	tariffa omnicomprensiva euro/kWh	tariffa premio autoconsumo euro/kWh
1<=P<=20	0.288	0.186
20<P<=200	0.276	0.174
P>200	0.255	0.153

Nella Tabella 42 sono invece riportati gli incentivi riconosciuti per impianti fotovoltaici di tipo innovativo con connessione nel primo semestre. Con connessione effettuata nei semestri successivi le tariffe riconosciute sono via via minori.

Prendendo a riferimento i casi studiati nel seguente lavoro di tesi, ovvero l'effetto dei sistemi di accumulo applicati per una utenza domestica e per uno studio ingegneristico, si andrà ora a vedere cosa sarebbe accaduto.

Con l'adozione di un sistema di accumulo si ha sostanzialmente un aumento dell'energia auto consumata, generata dal sistema fotovoltaico, ottenendo dunque un aumento del premio conseguibile dalla componente auto consumo, contestualmente però si ha un calo, di ugual entità all'aumento dell'energia auto consumata, dell'energia immessa e dunque un calo della remunerazione conseguibile dalla tariffa omnicomprensiva, che è da evidenziare (e comunque facilmente osservabile nella Tabella 41 e nella

Tabella 42) è nettamente superiore all'incentivo dell'energia auto consumata. Da questa semplice osservazione per cui si può comprendere che l'adozione dei sistemi di accumulo comportano un calo dell'incentivo complessivamente erogato.

Si analizza in primo luogo il caso dello studio ingegneristico, in quanto si entra proprio nel merito di tale analisi, infatti l'impianto fotovoltaico, realizzato per fungere da pensilina, ha ottenuto il riconoscimento degli incentivi garantiti dal V Conto Energia. Nel caso della pensilina l'incentivo riconosciuto è dato dalla media tra impianto su tetto e impianto di altro tipo, tali premi incentivanti sono riassunti nella Tabella 43.

L'impianto si ricorda è di potenza pari a 35.35 kWp ed è stato connesso alla rete elettrica il 16 Agosto 2013 e dunque percepirà le tariffe incentivanti riportate nel secondo semestre, ovvero quello referente al periodo che va dal 27 febbraio 2013 al 26 agosto 2013.

Tabella 43 Premio incentivante riconosciuto per una pensilina dal V Conto Energia.

intervallo di potenza [kW]	pensilina	
	tariffa omnicomprensiva euro/kWh	tariffa premio autoconsumo euro/kWh
1<=P<=3	0.179	0.0970
3<P<=20	0.168	0.086
20<P<=200	0.154	0.072
200<P<=1000	0.127	0.045
1000<P<=5000	0.1155	0.0335
P>5000	0.109	0.027

Andando a reperire dal software Matlab elaborato, i flussi energetici complessivi in un anno di esercizio è stato semplice determinare il bonus incentivante ricavabile. Nella Tabella 44 sono riportati i valori di energia totale immessa in rete e auto consumata, sia in presenza che in assenza del sistema di accumulo.

Tabella 44 Energia immessa in rete e auto consumata dall'impianto fotovoltaico e dall'impianto fotovoltaico accoppiato con un sistema di accumulo di capacità variabile.

batteria [kWh]	1	2	3	4	5	10	15	20
E immessa PV [kWh]	22231	22231	22231	22231	22231	22231	22231	22231
E auto consumata PV [kWh]	11017	11017	11017	11017	11017	11017	11017	11017
E immessa PV e ACC [kWh]	21994	21758	21521	21284	21048	19865	18685	17508
E auto consumata PV e ACC [kWh]	11255	11491	11728	11964	12201	13384	14564	15741
batteria [kWh]	25	30	35	40	45	50	55	60
E immessa PV [kWh]	22231	22231	22231	22231	22231	22231	22231	22231
E auto consumata PV [kWh]	11017	11017	11017	11017	11017	11017	11017	11017
E immessa PV e ACC [kWh]	16473	15819	15365	15090	15022	14990	14959	14941
E auto consumata PV e ACC [kWh]	16776	17430	17884	18158	18227	18259	18290	18308

Applicando le tariffe premio riportate in Tabella 43 ai valori di energia riportati nella Tabella 44 si ottengono gli incentivi ottenibili distinti nella voce omnicomprendiva e nella voce autoconsumo, riportati sinteticamente in Tabella 45 e illustrati graficamente in Figura 201.

Tabella 45 Incentivi ottenibili.

batteria [kWh]	1	2	3	4	5	10	15	20
incentivo omni PV [€]	3424	3424	3424	3424	3424	3424	3424	3424
incentivo auto PV [€]	793	793	793	793	793	793	793	793
incentivo omni PV e ACC [€]	3387	3351	3314	3278	3241	3059	2877	2696
incentivo auto PV e ACC [€]	810	827	844	861	878	964	1049	1133
batteria [kWh]	25	30	35	40	45	50	55	60
incentivo omni PV [€]	3424	3424	3424	3424	3424	3424	3424	3424
incentivo auto PV [€]	793	793	793	793	793	793	793	793
incentivo omni PV e ACC [€]	2537	2436	2366	2324	2313	2308	2304	2301
incentivo auto PV e ACC [€]	1208	1255	1288	1307	1312	1315	1317	1318

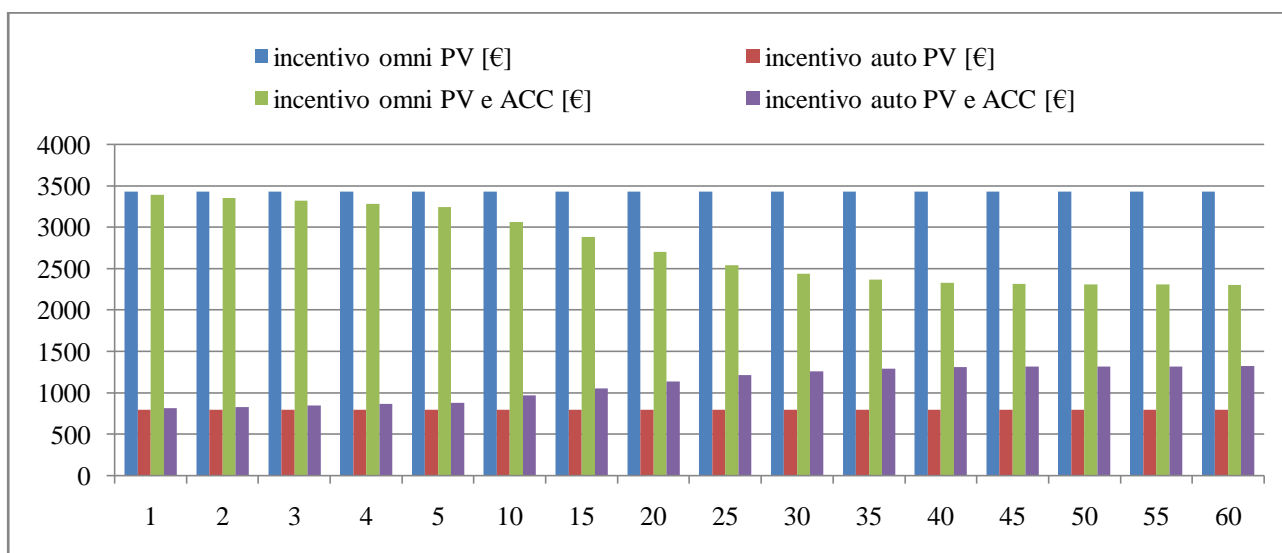


Figura 201 Andamento grafico incentivi ottenibili al variare della capacità dell'accumulo.

Come si può vedere in Figura 201 la quota di incentivo legata alla tariffa omnicomprensiva, come ci si attendeva, cala all'aumentare della taglia del sistema di accumulo, mentre contestualmente aumenta la quota di incentivo legata all'autoconsumo.

Interessante però è vedere l'incentivo totale percepibile con l'adozione del sistema di accumulo e compararlo con l'incentivo totale percepibile nel caso di solo impianto fotovoltaico installato ed incentivato. Questo si può vedere chiaramente osservando la Figura 202, i cui valori caratterizzanti sono visibili in Tabella 46.

Tabella 46 Incentivi totali percepibili al variare della taglia del sistema di accumulo.

batteria [kWh]	1	2	3	4	5	10	15	20
totale incentivo PV [€]	4217	4217	4217	4217	4217	4217	4217	4217
totale incentivo PV e ACC [€]	4197	4178	4159	4139	4120	4023	3926	3830
batteria [kWh]	25	30	35	40	45	50	55	60
totale incentivo PV [€]	4217	4217	4217	4217	4217	4217	4217	4217
totale incentivo PV e ACC [€]	3745	3691	3654	3631	3626	3623	3621	3619

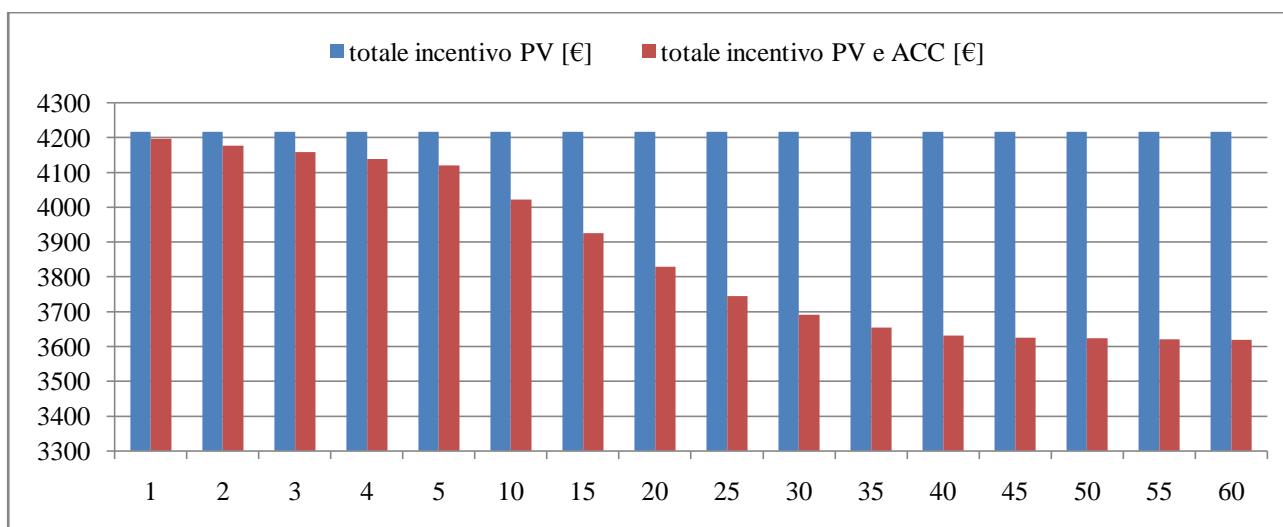


Figura 202 Andamento incentivo totale percepibile al variare della taglia del sistema di accumulo.

Come si può vedere in Figura 202 complessivamente l'incentivo percepibile cala all'aumentare della taglia del sistema di accumulo, in particolare, il calo è pari al 7% nel caso di adozione di un sistema di accumulo da 15 kWh, del 12.5 con 30 kWh di accumulo e del 14% con un accumulo da 60 kWh.

Tabella 47 Valori copertura carico e autoconsumo energia fotovoltaica in funzione della taglia della batteria.

batteria [kWh]	1	2	3	4	5	10	15	20
copertura carico	0.608	0.621	0.634	0.646	0.659	0.723	0.787	0.850
autoconsumo	0.338	0.346	0.353	0.360	0.367	0.403	0.438	0.473
batteria [kWh]	25	30	35	40	45	50	55	60
copertura carico	0.906	0.941	0.966	0.980	0.984	0.985	0.987	0.988
autoconsumo	0.505	0.524	0.538	0.546	0.548	0.549	0.550	0.551

Nella Tabella 47 sono riportati gli andamenti della copertura del carico e dell'autoconsumo dell'energia fotovoltaica, si può vedere che con un accumulo di 15 kWh si ottiene una copertura del carico del 72%,

mentre già con un accumulo da 30 kWh si ottiene la quasi completa copertura del carico, infatti si ottiene il 94% della copertura del carico.

A questo punto ha senso chiedersi perché adottare un sistema di accumulo se di fatto si ha una perdita degli incentivi conseguibili. La spiegazione si può trovare andando a considerare anche il risparmio in bolletta conseguibile dai due sistemi, utile è anche confrontare il beneficio conseguibile globalmente dai due differenti sistemi, nel caso che l'impianto fotovoltaico non fosse incentivato e che l'eccesso di energia immessa in rete fosse valorizzato mediante il sistema del Ritiro Dedicato. Tutto ciò può essere dedotto analizzando la Tabella 48 che riporta i benefici totali conseguibili in questi due casi e osservando la Figura 203.

Tabella 48 Benefici totali conseguibili con sistema fotovoltaico e sistema fotovoltaico accoppiato con sistema di accumulo nel caso di sistema fotovoltaico incentivato e non.

batteria [kWh]	1	2	3	4	5	10	15	20
tot beneficio PV con incentivi [€]	6414	6414	6414	6414	6414	6414	6414	6414
tot beneficio PV e ACC con incentivi [€]	6442	6468	6494	6518	6543	6658	6765	6860
tot beneficio PV no incentivi [€]	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558
tot beneficio PV e ACC no incentivi [€]	4580	4601	4621	4640	4658	4745	4823	4890
batteria [kWh]	25	30	35	40	45	50	55	60
tot beneficio PV con incentivi [€]	6414	6414	6414	6414	6414	6414	6414	6414
tot beneficio PV e ACC con incentivi [€]	6943	6995	7030	7052	7057	7059	7061	7062
tot beneficio PV no incentivi [€]	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558	4558
tot beneficio PV e ACC no incentivi [€]	4948	4984	5008	5023	5027	5028	5029	5030

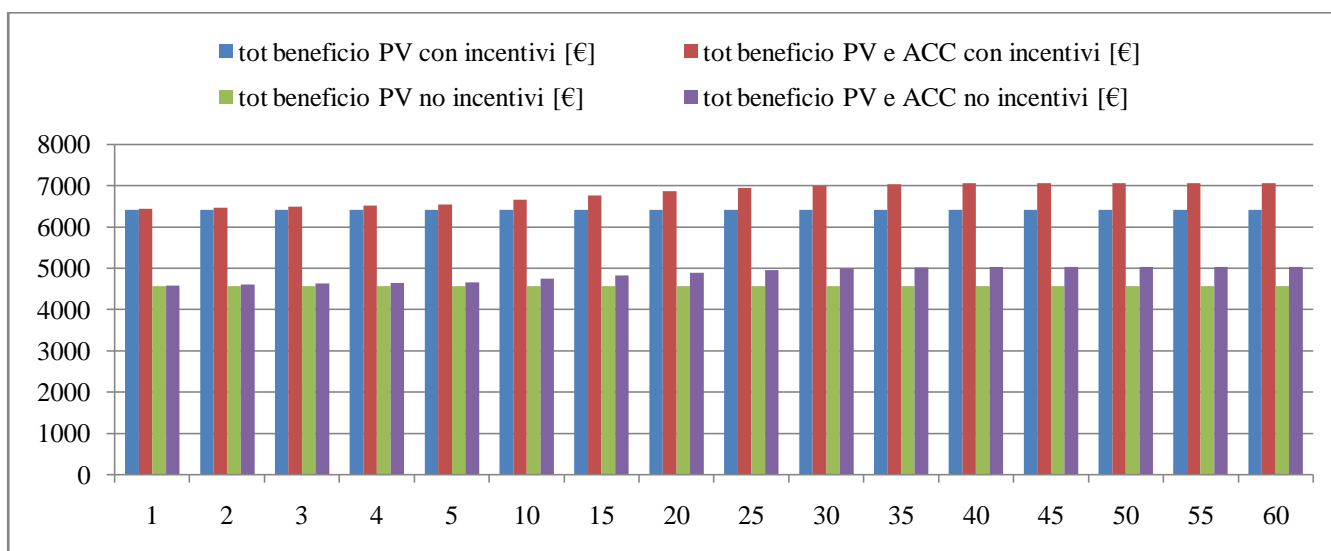


Figura 203 Andamento benefici di sistema.

Come si può vedere in Figura 203 adottando un sistema di accumulo sia che l'impianto fotovoltaico sia incentivato o meno, si ottiene un aumento del beneficio totale conseguibile. Nel caso di sistema incentivato, l'adozione di un sistema di accumulo può portare ad un aumento del beneficio di 315 € nel caso di accumulo da 15 kWh e di 580 € nel caso di accumulo da 30 kWh.

Nel caso di impianto non incentivato invece l'aumento di beneficio conseguibile con un impianto di 15 kWh è di 330 € e di 420 € nel caso di impianto di accumulo da 30 kWh. Da evidenziare che tali cifre sono riferite a benefici conseguibili in un anno di esercizio dei sistemi in analisi. Per beneficio totale si intende, nel caso

di impianto incentivato la somma del risparmio economico conseguibile in bolletta da sistema fotovoltaico e sistema di accumulo e dell'incentivo per la tariffa omnicomprensiva e in autoconsumo garantita con il V Conto Energia. Nel caso di impianto non incentivato invece il beneficio totale è dato dal risparmio in bolletta del sistema fotovoltaico e del sistema di accumulo, più la valorizzazione dell'energia eccedente ceduta in rete secondo il meccanismo del Ritiro Dedicato. Nella Tabella 49 sono riportati i valori delle varie casistiche delle voci appena citate, costituenti il beneficio totale conseguibile.

Tabella 49 Voci costituenti il beneficio complessivo di sistema.

batteria [kWh]	1	2	3	4	5	10	15	20
beneficio PV [€]	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197
beneficio ACC [€]	47	93	138	182	225	438	641	833
RID PV [€]	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361
RID P e ACC [€]	2336	2311	2286	2260	2235	2110	1984	1859
batteria [kWh]	25	30	35	40	45	50	55	60
beneficio PV [€]	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197	2197
beneficio ACC [€]	1001	1106	1179	1223	1234	1239	1243	1246
RID PV [€]	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361	2361
RID P e ACC [€]	1749	1680	1632	1603	1595	1592	1589	1587

6.2 Accumulo utenza domestica e V Conto Energia.

Come per la ditta Semesteb si è valutato l'effetto dell'impianto di accumulo per un impianto fotovoltaico casalingo, incentivato con il V Conto Energia nel caso si dotasse di un sistema di accumulo.

Dato che l'impianto fotovoltaico è solo stato progettato e non realizzato, le valutazioni sono state realizzate oltre che per diverse dimensioni del sistema di accumulo, anche per le diverse taglie del sistema fotovoltaico stesso. Per semplificare l'esposizione dei risultati però ci si limiterà a presentare i benefici (per quanto concerne le illustrazioni grafiche) conseguibili con l'impianto fotovoltaico da 4.5 kWp.

In base alle caratteristiche di realizzazione dell'impianto fotovoltaico, esso può accedere agli incentivi garantiti agli impianti realizzati su tetto (nel caso di impianti integrati sul tetto, complanari o su tetto piano nel caso rispettino alcune caratteristiche) o agli impianti di altri tipo (ad esempio impianti realizzati a terra) o impianti realizzati ad esempio su pensiline o serre che hanno incentivi che risultano essere dati dalla media degli incentivi garantiti per le classi su tetto e altro tipo di impianto. Tali incentivi sono riportati nella Tabella 50.

Tabella 50 Incentivi riconosciuti dal V Conto Energia per impianti connessi nel primo semestre.

intervallo di potenza [kW]	impianto su edificio		altro impianto	
	tariffa omnicomprensiva euro/kWh	tariffa premio autoconsumo euro/kWh	tariffa omnicomprensiva euro/kWh	tariffa premio autoconsumo euro/kWh
1<=P<=3	0.208	0.126	0.201	0.119
3<P<=20	0.196	0.114	0.189	0.107
20<P<=200	0.175	0.093	0.168	0.086
200<P<=1000	0.142	0.06	0.135	0.053
1000<P<=5000	0.126	0.044	0.12	0.038
P>5000	0.119	0.037	0.113	0.031

Con connessione dell'impianto nei semestri successivi si ha accesso a tariffe incentivanti via via minori, per effettuare un confronto si riporteranno i risultati principali nel caso la connessione dell'impianto fotovoltaico fosse avvenuta entro il quinto semestre. Le valutazioni sono state realizzate sia nel caso che l'impianto rientrasse nella categoria su edificio sia nel caso rientrasse nella categoria altro impianto.

Sempre mediante il software realizzato in Matlab si ha a disposizione i valori di energia immessa e auto consumata nel caso di sola installazione dell'impianto fotovoltaico e dunque applicando le tariffe incentivanti prima indicate in Tabella 50, si è facilmente determinato l'entità degli incentivi percepibili per l'utenza domestica in analisi in un anno di funzionamento dell'impianto fotovoltaico stesso. Tali risultati sono riportati nella Tabella 51 e nella Tabella 52 ed ovviamente sono indipendenti dalla taglia del sistema di accumulo che si andrà ad accoppiare.

Tabella 51 Premio tariffa omnicomprensiva impianto fotovoltaico.

	potenza impianto PV [kW]							
	3.00	4.50	6.00	7.50	9.00	10.00	12.00	15.00
E immessa PV [kWh]	1308	2876	4535	6232	7947	9095	11394	14851
Benefici V conto energia senza sistema di accumulo	omni su edificio PV [Euro]							
	272	564	889	1221	1558	1783	2233	2911
Benefici V conto energia senza sistema di accumulo	omni altro impianto PV [Euro]							
	263	544	857	1178	1502	1719	2153	2807

Tabella 52 Premio tariffa autoconsumo impianto fotovoltaico.

	potenza impianto PV [kW]							
	3	5	6	8	9	10	12	15
autoconsumo PV [kWh]	2181	2358	2443	2491	2520	2536	2563	2595
Benefici V conto energia senza sistema di accumulo	auto su edificio PV [Euro]							
	275	297	308	314	318	319	323	327
Benefici V conto energia senza sistema di accumulo	auto altro impianto PV [Euro]							
	260	252	261	267	270	271	274	278

Nella Tabella 53 e nella Tabella 54 sono invece nel caso di adozione del sistema di accumulo sono riportati i valori di energia immessa in rete ed auto consumata grazie alla batteria.

Tabella 53 Energia immessa in presenza del sistema di accumulo accoppiato al sistema di generazione fotovoltaico.

energia immessa con batteria [kWh]	potenza impianto PV [kW]							
	3	5	6	8	9	10	12	15
dimensioni batteria [kWh]								
1.00	1086	2622	4280	5977	7692	8840	11138	14595
2.50	809	2259	3897	5593	7308	8456	10755	14212
5.00	399	1726	3270	4955	6670	7818	10116	13573
7.50	114	1262	2695	4318	6031	7179	9478	12935
10.00	0	849	2236	3738	5422	6575	8881	12347
20.00	0	623	1903	3353	4856	5885	8107	11596
30.00	0	616	1896	3346	4849	5878	8098	11587

Tabella 54 Quota di energia auto consumata grazie al solo sistema di accumulo.

autoconsumo batteria [kWh]	potenza impianto PV [kW]							
dimensioni batteria [kWh]	3	5	6	8	9	10	12	15
1.00	222	254	256	256	256	256	256	256
2.50	499	617	639	639	639	639	639	639
5.00	909	1150	1266	1278	1278	1278	1278	1278
7.50	1194	1615	1840	1914	1916	1916	1916	1916
10.00	1308	2027	2299	2494	2525	2520	2513	2504
20.00	1308	2254	2633	2879	3091	3210	3282	3250
30.00	1308	2261	2640	2886	3098	3217	3284	3251

Applicando le corrette tariffe si possono per cui facilmente determinare gli incentivi conseguibili con l'adozione del sistema di accumulo, sempre nell'ipotesi che venisse ammessa l'adozione di detto sistema per impianti fotovoltaici incentivati. Per semplicità si riportano da ora in avanti gli incentivi conseguibili con l'adozione di un sistema fotovoltaico da 4.5 kWp e per differenti taglie del sistema di accumulo. In Figura 204 e in Figura 205 sono riportati rispettivamente gli andamenti del premio conseguibile con la tariffa omnicomprensiva e il premio per la tariffa autoconsumo. Come nel caso precedente man mano che si incrementa l'entità dello storage si ha un calo dell'incentivo ottenibile mediante la tariffa omnicomprensiva e nel contempo un aumento del premio autoconsumo. Nella Figura 206 infine è riportato l'incentivo totale conseguibile e, come era ovvio, anche per l'utenza domestica, man mano che si incrementa la capacità del sistema di accumulo si ha un calo dell'incentivo ottenibile.

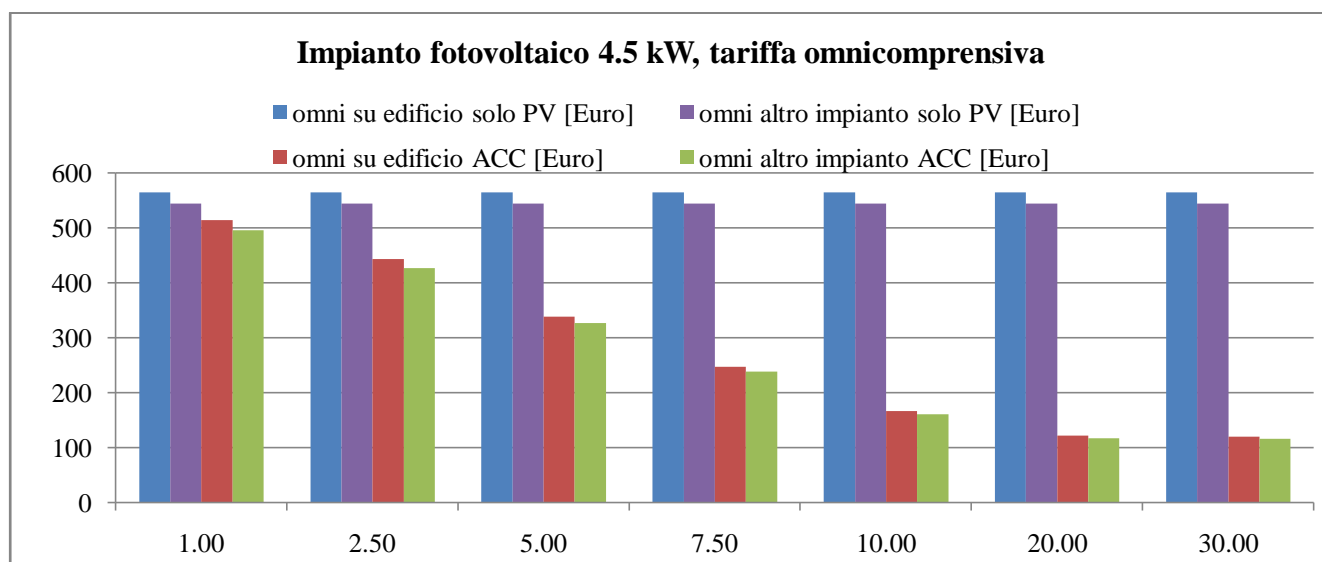


Figura 204 Incentivo conseguibile, premio tariffa omnicomprensiva.

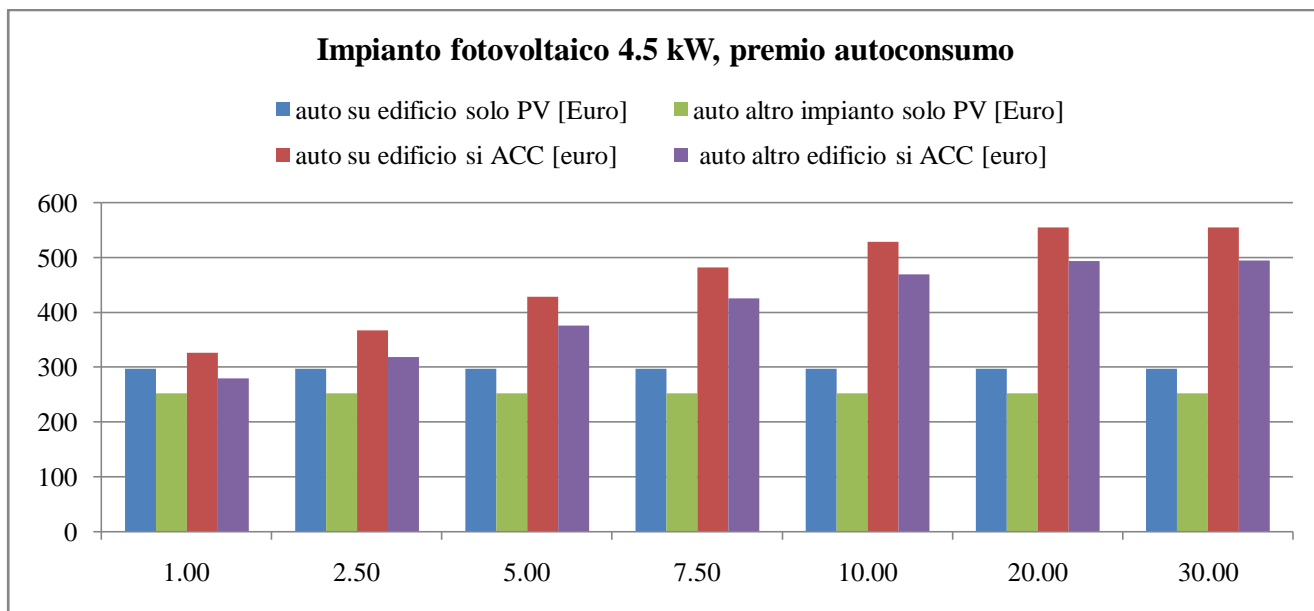


Figura 205 Incentivo conseguibile, premio autoconsumo.

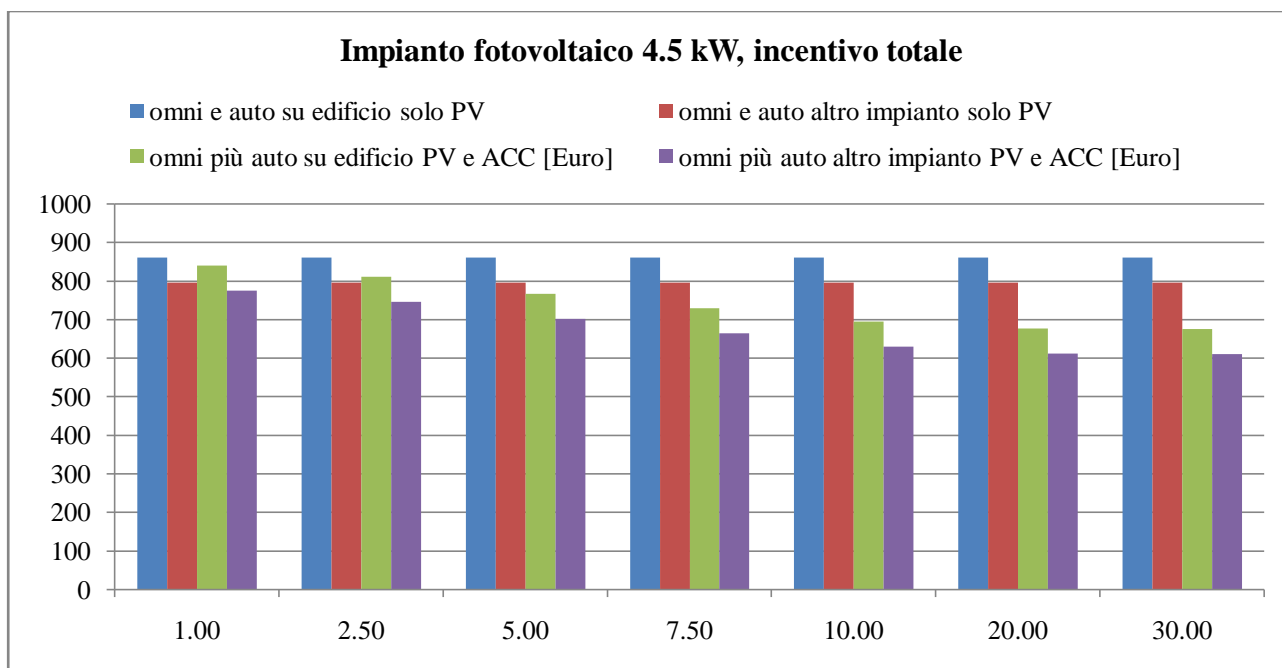


Figura 206 totale incentivo conseguibile.

Andando però a considerare anche i benefici conseguibili dai due sistemi, ovvero il risparmio ottenibile nella bolletta elettrica, si ottiene quanto illustrato in Figura 207. Al fine di permettere un utile confronto si è inserito anche la remunerazione totale nel caso di impianto fotovoltaico e di accumulo non incentivato e dunque che si regge unicamente sul risparmio in bolletta e sulla cessione dell'energia eccedente alla rete valorizzandola con lo strumento del ritiro dedicato. Come Nel caso di connessione dell'impianto nel quinto semestre si ha un calo degli incentivi conseguibili di circa 400 euro.

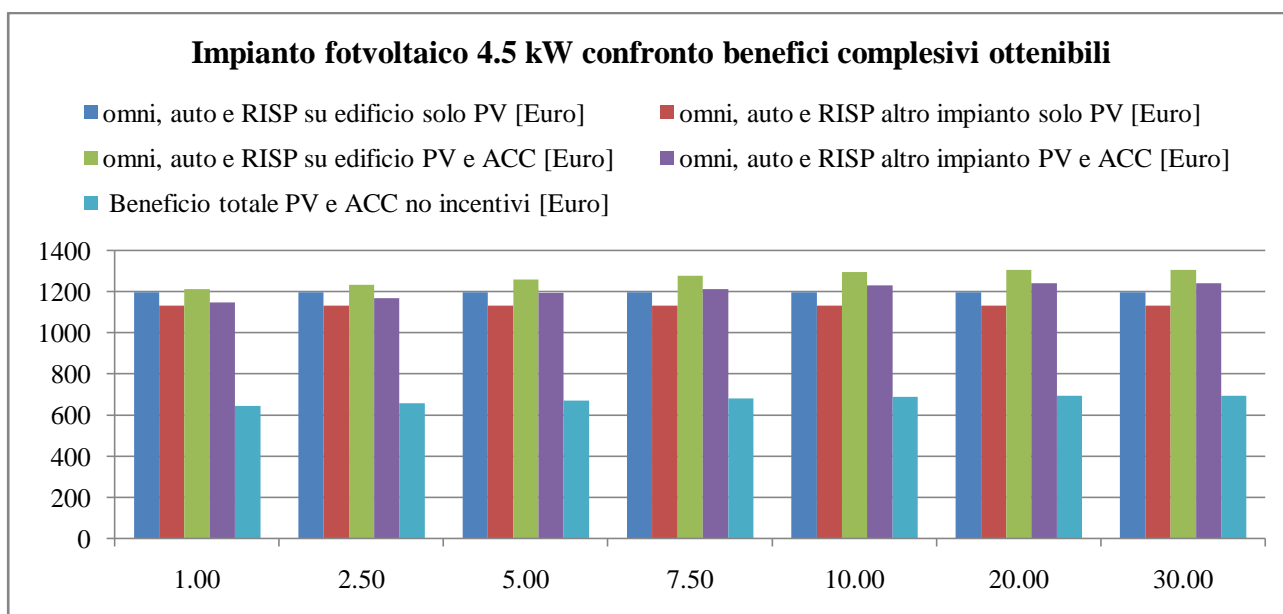


Figura 207 Totale beneficio conseguibile da utenza domestica nel caso di impianto PV e ACC incentivato, connessione primo semestre.

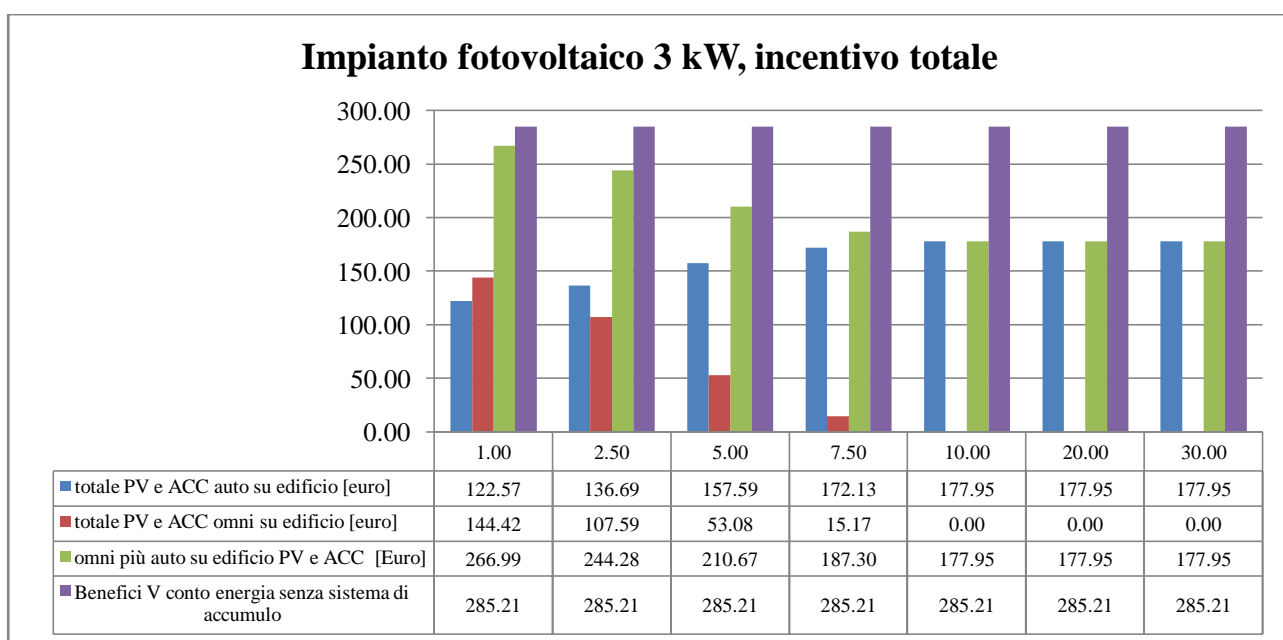


Figura 208 Totale beneficio conseguibile da utenza domestica nel caso di impianto PV e ACC incentivato, connessione quinto semestre.

Caso particolare risulta essere quello dell'impianto fotovoltaico da 3 kWp associato al sistema di accumulo. In questo caso infatti con taglie della batteria superiori ai 7.5 kWh si riesce ad ottenere il completo autoconsumo dell'energia fotovoltaica (con una copertura del carico elettrico massima del 60% circa). In questo caso si riesce ad ottenere un calo dell'incentivo erogato pari al 38%, come si può vedere analizzando la Figura 208. Questo sempre accompagnato da un aumento del beneficio complessivo di sistema che nel caso di totale autoconsumo passa da 660 euro nel caso di impianto dotato di accumulo con erogazione degli incentivi, dai 600 euro ottenibili con solo impianto fotovoltaico sempre incentivato con il V Conto Energia (visibile in Figura 209).

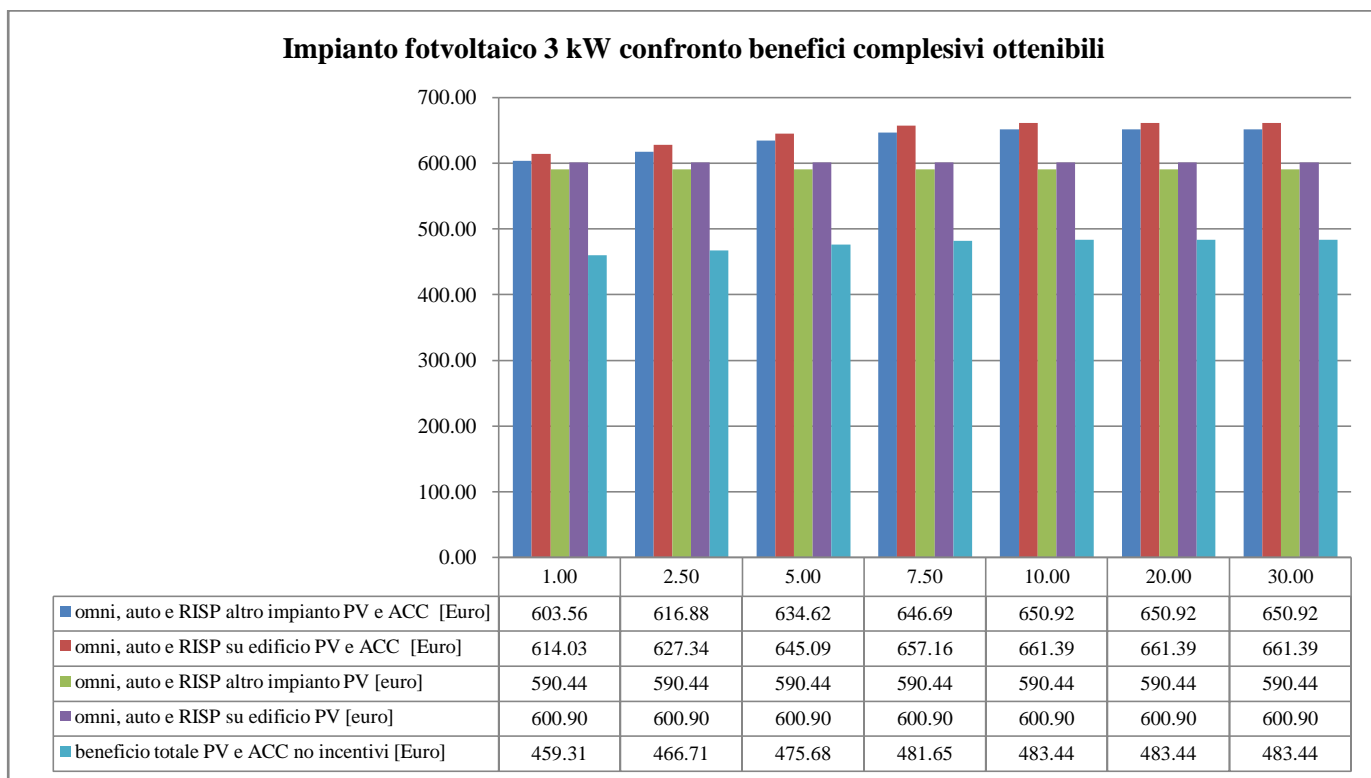


Figura 209 Benefici complessivi impianti fotovoltaico e impianto fotovoltaico accoppiato con sistema di accumulo.

6.3 Analisi risultati

Di fatto concludendo, si è riscontrato che ammettendo la connessione di sistemi di accumulo ad impianti fotovoltaici esistenti ammessi al sistema di incentivazione del V Conto Energia, si avrebbe di fatto un aumento del beneficio conseguibile da parte dell'utente finale in quanto incrementerebbe la quota di energia auto consumata e si avrebbe come prima dimostrato un aumento del beneficio conseguibile, al contempo inoltre si avrebbe che lo Stato Italia dovrebbe erogare meno risorse per remunerare i sopracitati incentivi, grazie proprio alla riduzione della quota immessa in rete e al contestuale incremento della quota auto consumata. Riferendosi al caso dello studio ingegneristico, i cali ottenibili, ipotizzando il raggiungimento di quote di copertura del carico dell'utenza pari al 75%, possono raggiungere il 12%. Nel caso dell'utenza domestica invece il calo dell'incentivo erogato ipotizzando l'adozione di un sistema di accumulo da 5 kWh è di circa il 19%. Caso particolare riscontrato per l'utenza domestica dotata di un impianto fotovoltaico da 3 kWp che dotandosi di un accumulo da 7.5 kWh riuscirebbe ad aut consumare tutta l'energia prodotta dal sistema fotovoltaico. In questo caso particolare si raggiungerebbe un calo dell'incentivo erogato del 38%.

In Figura 210 (fonte GSE) sono riportati gli impianti connessi aventi diritto agli incentivi garantiti dal V Conto Energia, come è possibile vedere nella tabella esposta in tale figura, gli impianti sono suddivisi per diverse classi di potenza. Suddivisione resa ancora più esplicita dalla Figura 211 (fonte GSE). In Figura 212 (sempre fonte GSE) invece si ritrova la suddivisione degli impianti entrati in esercizio, aventi diritto agli incentivi del V Conto Energia, per tipologia di impianto (su tetto, pensilina, concentrazione, innovativi, altro tipo di impianto).

**Impianti entrati in esercizio ai sensi del DM 51/7/2012
(QUINTO CONTO ENERGIA)**

(aggiornamento al 30 SETTEMBRE 2013)

REGIONE	CLASSE 1: 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2: 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3: 20 kW < P ≤ 200 kW		CLASSE 4: 200 kW < P ≤ 1000 kW		CLASSE 5: 1000 kW < P ≤ 5000 kW		CLASSE 6: P > 5000 kW		TOTALE	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
LOMBARDIA	4.476	12.777	6.832	44.235	582	44.269	52	26.446	6	17.442	1	9.993	11.942	127.727
SICILIA	2.093	6.030	5.475	35.131	218	16.611	50	40.675	6	17.442	1	9.993	7.543	125.883
VENETO	4.398	12.543	8.703	54.067	440	32.371	48	22.568	1	2.019			13.590	123.568
EMILIA ROMAGNA	3.716	10.064	4.963	33.704	445	32.234	55	33.672	1	4.156			9.180	113.830
LAZIO	2.511	6.794	4.487	28.792	173	13.837	16	10.234	3	14.525	3	21.751	7.193	95.932
PUGLIA	1.667	4.750	4.104	28.284	191	14.167	60	42.527					6.022	89.749
PIEMONTE	2.313	6.626	3.715	26.522	320	23.140	36	22.548	4	9.542			6.388	88.477
SARDEGNA	1.484	4.270	4.336	26.816	136	10.106	11	7.998	27	33.098			5.994	82.289
CAMPANIA	1.102	3.197	3.723	25.225	100	8.315	30	19.526	4	8.600			4.959	64.863
TOSCANA	2.192	6.109	2.782	19.695	275	19.446	12	8.838	1	2.072			5.262	56.160
BASILICATA	338	979	779	6.266	27	1.634	51	45.294					1.195	54.192
CALABRIA	915	2.659	3.018	21.619	107	7.050	5	3.399	3	6.566	1	8.223	4.049	49.515
FRULLI VENEZIA GIULIA	944	2.693	1.479	9.351	115	9.897	12	8.673	4	16.517			2.554	47.131
ABRUZZO	663	1.913	2.126	14.703	99	7.179	26	20.928	1	1.530			2.915	46.253
MARCHE	1.291	3.613	1.896	13.568	163	10.828	24	15.280	2	2.694			3.376	45.982
UMBRIA	705	1.925	1.349	9.645	136	10.070	7	2.672					2.197	24.312
TRENTINO ALTO ADIGE	645	1.849	618	4.992	52	3.904	3	803	1	1.441			1.319	12.989
MOUSE	142	407	474	3.456	20	1.355	4	1.947					640	7.165
LIGURIA	367	1.011	397	2.597	19	1.650	1	224					784	5.482
VALLE D'AOSTA	68	199	132	967	5	339							205	1.505
Totale ITALIA	32.030	90.408	61.088	409.656	3.623	268.421	503	334.353	58	120.200	5	39.967	97.307	1.263.006

Figura 210 Tabella riassuntiva impianti in esercizio V Conto Energia.

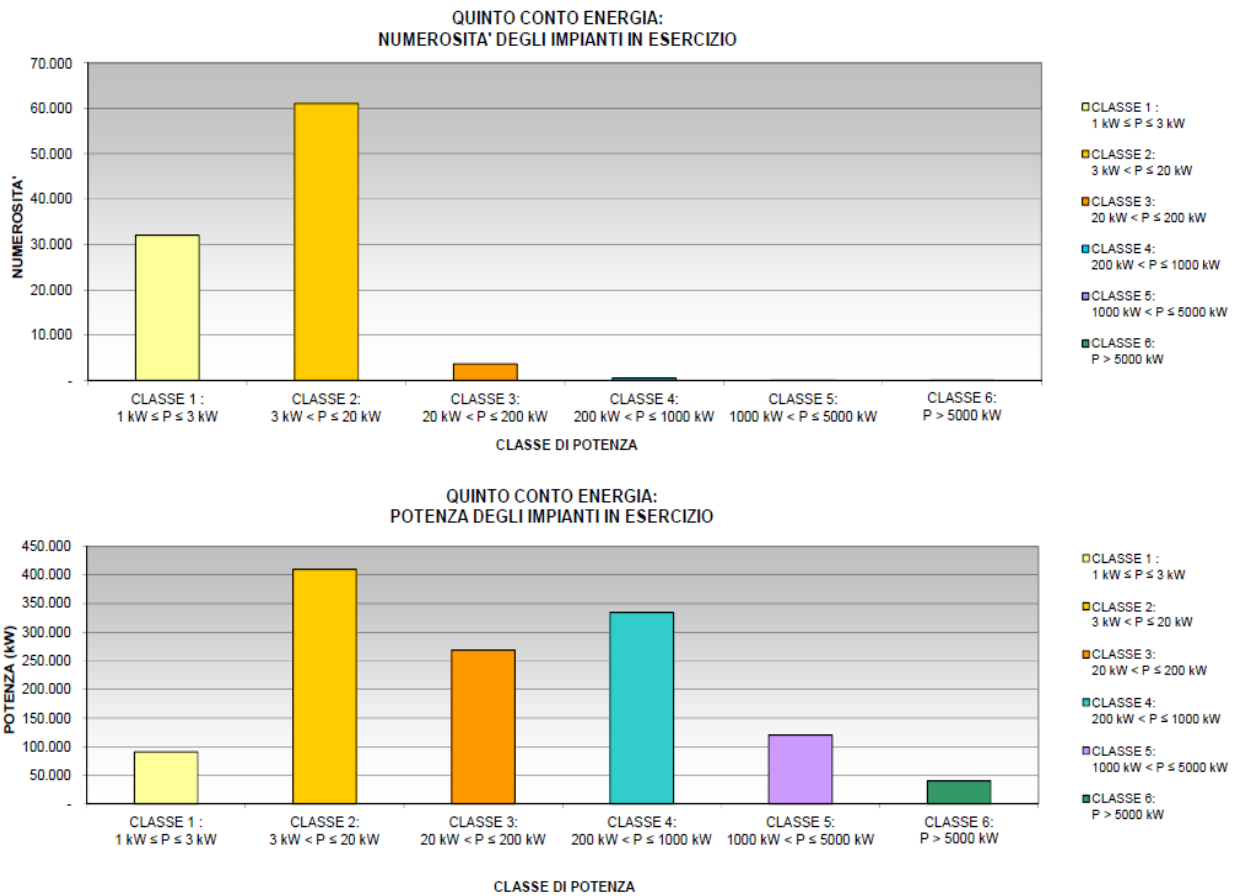


Figura 211 Suddivisione impianti in V Conto Energia per categoria di potenza installata in numero e in potenza di impianto.

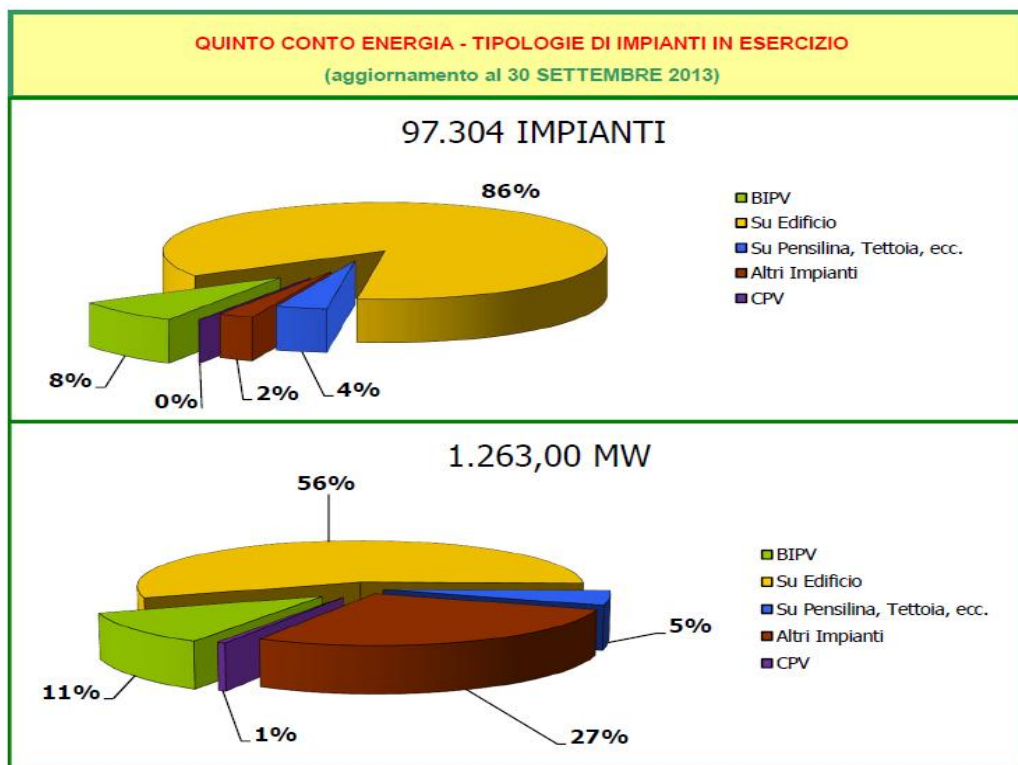


Figura 212 Suddivisione impianti fotovoltaici in esercizio nel V Conto Energia.

<i>Regione</i>	<i>Impianti convenzionati</i>	<i>Potenza kW</i>	<i>Energia Incentivata kWh*</i>	<i>Incentivi riconosciuti € *</i>
ABRUZZO	1.465	18.408	9.538.606	1.510.226
BASILICATA	537	36.005	18.600.106	2.433.839
CALABRIA	1.845	23.096	15.184.262	1.726.556
CAMPANIA	2.145	27.983	15.774.372	2.368.931
EMILIA ROMAGNA	4.250	52.194	25.198.571	3.868.236
FRIULI	1.195	15.270	4.725.790	784.196
LAZIO	3.660	40.509	19.754.880	2.563.164
LIGURIA	318	1.826	926.128	163.659
LOMBARDIA	6.047	52.884	24.037.565	3.911.665
MARCHE	1.605	23.913	10.934.498	1.839.182
MOLISE	325	2.680	1.290.036	242.101
PIEMONTE	3.038	37.158	17.200.081	2.520.277
PUGLIA	2.916	44.100	24.865.133	3.545.628
SARDEGNA	3.082	22.366	13.886.878	2.183.491
SICILIA	3.406	68.155	38.117.006	4.497.716
TOSCANA	2.761	26.853	13.947.321	2.234.732
TRENTINO ALTO ADIGE	459	2.657	1.092.380	205.355
UMBRIA	1.016	8.618	4.245.246	776.280
VALLE D'AOSTA	119	719	331.847	61.318
VENETO	6.881	46.634	20.906.881	3.597.344
TOTALE	47.070	552.029	280.557.587	41.033.894

Figura 213 Incentivi erogati regione per regione, basati su stime di acconto calcolate dal GSE.

Si riporta infine gli incentivi riconosciuti regione per regione dal GSE, visibili in Figura 213 , tali dati aggiornati al 31 Maggio del 2013 evidenziano che in totale sono stati erogati 41 milioni di euro per l'incentivazione degli impianti che hanno ottenuto accesso al V Conto Energia. Ricordando che l'adozione dei sistemi di accumulo porterebbero ad un calo che va dal 10% al 15% dell'erogazione di tali incentivi per le utenze che auto consumano in sito l'energia prodotta dal sistema fotovoltaico, si può intuire le risorse economiche che potrebbero essere sbloccate, soprattutto se ricordiamo che tali incentivi sono erogati per una durata di venti anni e che nel tempo continuano ad essere messi in esercizio impianti a cui bisognerà riconoscere tali incentivi.

Dai dati reperibili in Figura 210 e in Figura 212 si cerca ora di dare una stima della riduzione degli incentivi erogati dal GSE e garantiti con il V Conto Energia che si avrebbe introducendo sistemi di accumulo ad impianti fotovoltaici incentivati appunto dal prima citato V Conto Energia. Per semplicità si suppone che tutti gli impianti operino alla potenza di picco per 1100 ore e che metà della potenza entrata in esercizio

rappresentata in Figura 212 sia stata connessa nel primo semestre (dal 27 agosto 2012 al 26 febbraio 2013) e la restante parte di potenza nel secondo semestre (dal 27 febbraio 2013 al 26 agosto 2013). Si andranno a considerare solo la quota di potenza installata su edificio, limitandosi agli impianti di potenza inferiore ai 20 kWp (compresi) in quanto a tale quota si suppone facciano parte gli impianti collegati ad utenze che hanno interesse ad auto consumare l'energia fotovoltaica. La restante quota di potenza la si imputa quindi ad impianti che cedono o totalmente o in quota preponderante, l'energia alla rete elettrica. A livello di remunerazione per cui si sono considerate tariffe incentivanti mediate tra il primo semestre di entrata in esercizio e il secondo semestre. Di fatto ci si basa sulle indicazioni riportate nella Figura 210, nella quale si evidenzia che la potenza installata in questo gamma di impianti è di 500.064 MW, ovviamente non è possibile verificare che questa supposizione corrisponda a realtà, ma escludendo a priori tutti gli impianti di taglia superiore ai 20 kWp si suppone di fatto di realizzare una stima sufficientemente cautelativa. Ultima supposizione fatta in questa analisi è che gli utenti che hanno realizzato gli impianti fotovoltaici, riescano ad auto consumare il 30% dell'energia prodotta. Quindi si andrà ora a vedere che effetto hanno a livello economico i sistemi di storage ipotizzando di raggiungere precise quote di autoconsumo dell'energia elettrica.

Nella Tabella 55 sono riportate le stime dell'incentivazione degli impianti fotovoltaici incentivati secondo il V Conto Energia, di fatto questa rappresenta lo scenario base sul quale si appoggeranno le valutazioni successive.

Tabella 55 Stima incentivazione impianti fotovoltaici senza sistema di accumulo.

		producibilità	Energia	incentivo omni	incentivo auto	auto consumo	incentivo omni	incentivo auto	Tot incentivo
Solo PV	[MW]	[ore]	[MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	%	[€]	[€]	[€]
su edificio 1-3 kWp	90.4	1100	9.94E+04	195	113	0.3	1.36E+07	3.37E+06	1.69E+07
su edificio 3-20 kWp	409.7	1100	4.51E+05	183.5	101.5	0.3	5.79E+07	1.37E+07	7.16E+07
totale	500.064		550070.4				71457106	1.7E+07	8.9E+07

I valori riportati nella Tabella 56 riassumono l'entità degli incentivi conseguibili con l'adozione di tecnologie di storage dell'energia elettrica al variare dell'autoconsumo dell'energia fotovoltaica mentre invece nella Tabella 57 è riportato l'incentivo totale conseguibile. Ovviamente adottando fattori di autoconsumo dell'energia fotovoltaica pari all'unità si ottiene l'annullamento della componente omnicomprensiva.

Tabella 56 Entità incentivi tariffa omnicomprensiva e autoconsumo la variare dell'autoconsumo conseguibile con sistemi di accumulo.

incentivo auto consumo	autoconsumo con batteria %						
[€]	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
su edificio 1-3 kWp	4.50E+06	5.62E+06	6.74E+06	7.87E+06	8.99E+06	1.01E+07	1.12E+07
su edificio 3-20 kWp	1.83E+07	2.29E+07	2.74E+07	3.20E+07	3.66E+07	4.12E+07	4.57E+07

incentivo omnicomprensiva	autoconsumo con batteria %						
[€]	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
su edificio 1-3 kWp	1.16E+07	9.70E+06	7.76E+06	5.82E+06	3.88E+06	1.94E+06	0.00E+00
su edificio 3-20 kWp	4.96E+07	4.13E+07	3.31E+07	2.48E+07	1.65E+07	8.27E+06	0.00E+00

Tabella 57 Incentivo complessivo conseguibile con l'adozione di sistemi di accumulo.

Tot incentivo con batteria	autoconsumo con batteria %						
[€]	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
su edificio 1-3 kWp	1.61E+07	1.53E+07	1.45E+07	1.37E+07	1.29E+07	1.21E+07	1.12E+07
su edificio 3-20 kWp	6.79E+07	6.42E+07	6.05E+07	5.68E+07	5.31E+07	4.94E+07	4.57E+07
totale un anno	8.40E+07	7.95E+07	7.50E+07	7.05E+07	6.60E+07	6.15E+07	5.70E+07
totale 20 anni	1.68E+09	1.59E+09	1.50E+09	1.41E+09	1.32E+09	1.23E+09	1.14E+09

Come si può facilmente osservare in Figura 214 gli incentivi totalmente conseguibili calano all'aumentare dell'autoconsumo dell'energia elettrica, cosa tra l'altro già riscontrata nell'analisi dei casi studi presentati nel Capitolo 4 e 5. Nella Figura 215 è visibile l'andamento decrescente degli incentivi erogati, calo quantificato nella Tabella 59 dove sono riportati sia i valori in un anno sia quelli in 20 anni, periodo per il quale sono erogati gli incentivi previsti una volta che un impianto fotovoltaico ne ha ottenuto accesso. Si può vedere che nel caso di totale autoconsumo dell'energia fotovoltaica, la riduzione di erogazione dell'incentivo da parte del GSE potrebbe raggiungere globalmente (in 20 anni) 630 milioni di euro. Anche raggiungendo un autoconsumo più modesto, del 70% ad esempio, si ha un calo di incentivi erogati di 360 milioni di euro (sempre in 20 anni). Una stima migliore potrebbe essere realizzata dallo stesso GSE che dispone di tutte le caratteristiche tecniche degli impianti incentivati, le tariffe effettivamente applicata e l'energia incentivata stessa.

Tabella 58 riduzione percentuale dell'erogazione degli incentivi a seguito dell'adozione di sistemi di storage dell'energia elettrica.

calo percentuale erogazione incentivi	autoconsumo con batteria						
%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
su edificio 1-3 kWp	5	10	14	19	24	29	34
su edificio 3-20 kWp	5	10	15	21	26	31	36

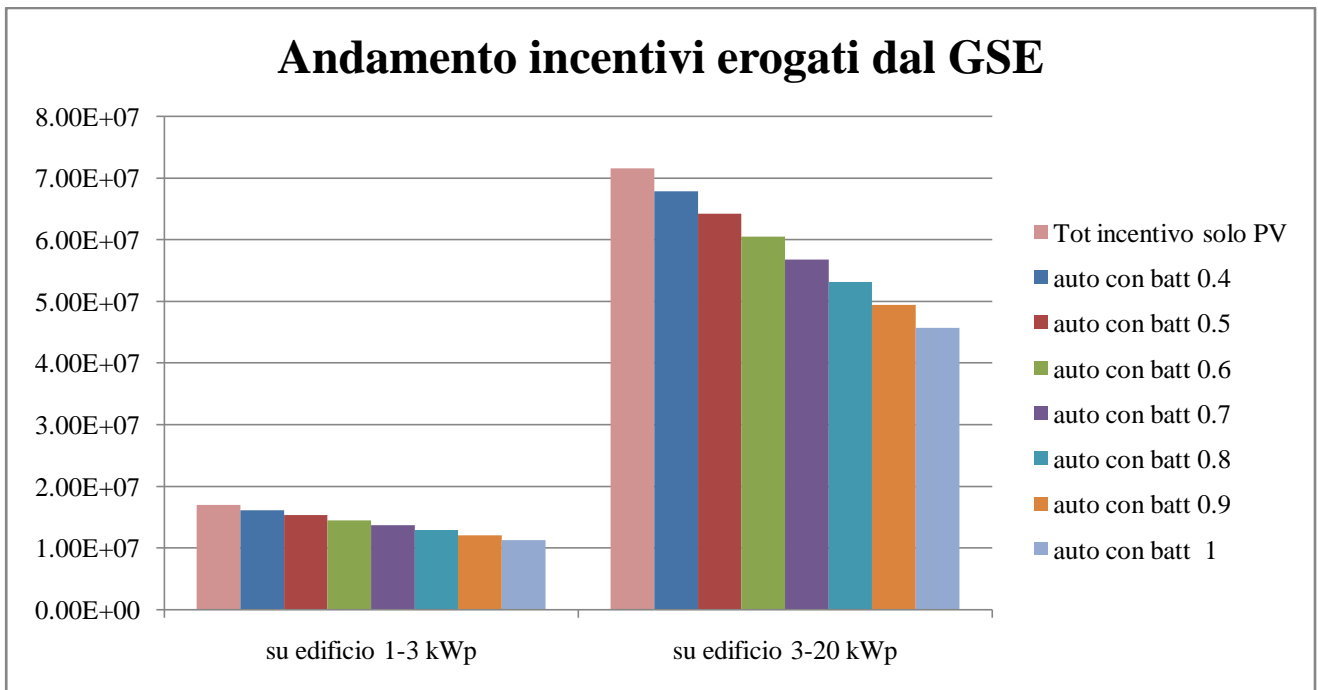


Figura 214 Andamento grafico degli incentivi conseguibili al variare dell'autoconsumo conseguibile con tecnologie di storage.

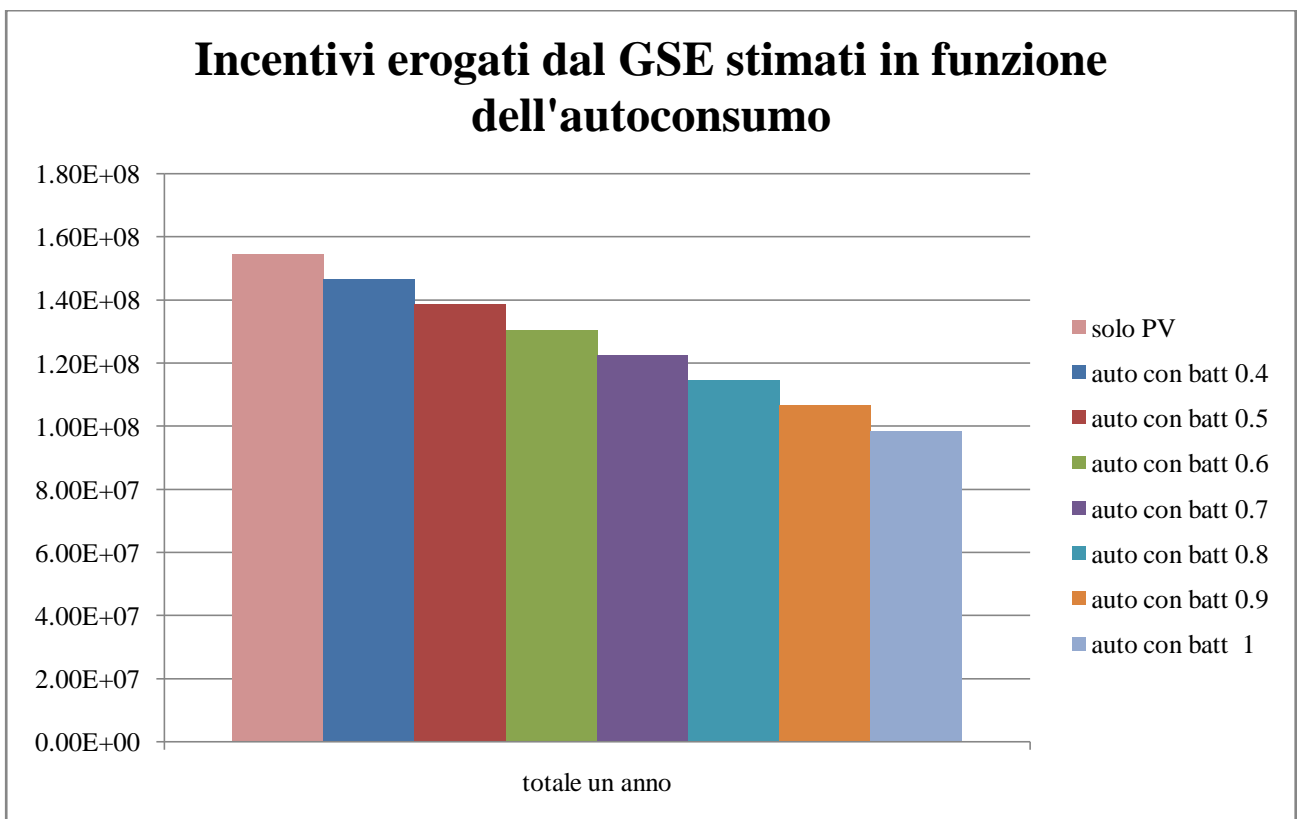


Figura 215 Confronto incentivi totalmente erogati nel caso di solo impianto fotovoltaico e impianto fotovoltaico accoppiato a sistemi di accumulo atti ad incrementare l'autoconsumo dell'energia fotovoltaica.

Tabella 59 Quantificazione riduzione di erogazione incentivi stimati.

Riduzione erogazione incentivi [€]	autoconsumo con batteria %						
	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Riduzione erogazione incentivi in un anno	4.51E+06	9.02E+06	1.35E+07	1.80E+07	2.26E+07	2.71E+07	3.16E+07
Riduzione erogazione incentivi in 20 anno	9.02E+07	1.80E+08	2.71E+08	3.61E+08	4.51E+08	5.41E+08	6.31E+08

È bene inoltre ricordare che, come dimostrato nei casi studio analizzati, l'introduzione del sistema di accumulo non comporta un calo, del beneficio conseguibile globalmente, infatti il calo degli incentivi recepirabili dall'utente viene compensato ed anzi si ottiene una maggiore remunerazione, grazie al risparmio conseguibile nella bolletta elettrica.

Di fatto, tali risparmio di emissione di incentivi si potrebbero adottare per realizzare detrazioni fiscali o instaurare un apposito schema incentivante (senza la necessità di stanziare nuovi fondi) per l'installazione di impianti di accumulo, a quegli impianti fotovoltaici progettati nell'ottica di auto consumare l'energia elettrica prodotta da quest'ultima. Ciò di fatto darebbe inizio ad un sistema virtuoso che porterebbe allo sviluppo e al miglioramento dei sistemi di accumulo stessi i quali allo stato attuale presentano ancora un prezzo troppo elevato per essere applicabili dagli utenti finali. Questo inoltre andrebbe di fatto incontro alle prospettive di realizzazione e stabilizzazione delle smart grid. Tra i benefici conseguibili infatti dall'adozione dei sistemi di storage ritroviamo la minore immissione di energia elettrica nella rete che ha priorità di dispacciamento, semplificando notevolmente la gestione della rete stessa, permettendo al contempo di semplificare anche la pianificazione della produzione dell'interno parco di generazione elettrico. Infine si ricorda che questo, raggiunta la standardizzazione della componentistica, porterebbe ad una maggiore diffusione di tali sistemi accoppiato permettendo quindi di ridurre la necessità di ricorrere a fonti fossili per la generazione elettrica.

Capitolo 7 Sistema in isola.

7.1 La componentistica e i casi studio.

In questo capitolo si cercherà delle possibili configurazioni degli impianti in isola, delle modalità di gestione di essi e di dare una dimensione dello sforzo economico richiesto per realizzare un sistema di accumulo alimentato da un impianto fotovoltaico isolato dalla rete, ovvero un impianto in isola. Per tale dimensionamento si farà riferimento all'utenza domestica analizzata precedentemente nel Capitolo 5. Anzitutto si descriveranno le possibili configurazioni di collegamento.

Quella riportata in Figura 216 è la soluzione impiantistica proposta dalla Steca Elektronik GmbH (la connessione alla rete è raffigurata in quanto la soluzione illustrata può essere adottata per la realizzazione di sistemi UPS).

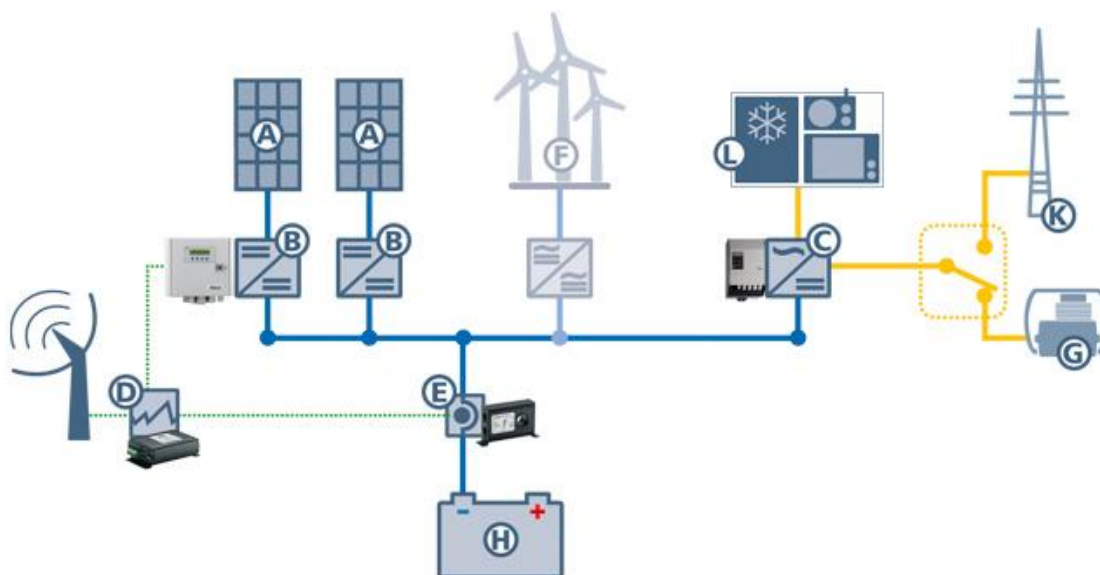


Figura 216 Soluzione impianto grid connected, utenza monofase.

I componenti fondamentali costituenti tali impianto sono i seguenti:

- A: sistema di generazione fotovoltaico;
- B: regolatore di carica;
- C: inverter sinusoidale;
- D: sistema di monitoraggio (data logger);
- E: sensore di corrente (shunt);
- F: eventuale sistema di generazione eolica;
- G: eventuale generatore diesel;
- H: batterie per realizzare l'accumulo dell'energia;
- K: rete elettrica pubblica;
- L: utenza elettrica monofase.

Altre soluzioni, ammesse solo nel caso di presenza di carichi in corrente continua, necessitano solo del regolatore di carica nel caso di carichi elettrici con tensione pari a quella di alimentazione della batteria, nel caso invece di carichi elettrici a tensione maggiore sarà necessario un convertitore DC/DC boost per elevare la tensione da quella della batteria a quella richiesta dal carico. Data la natura del carico si adotterà il sistema per carichi alternati.

Il componente fondamentale di ogni sistema dotato di accumulo elettrochimico è il regolatore di carica, il quale presenta al suo interno dei software preposti per la gestione della carica e della scarica della batteria. Tale componente inoltre ha la fondamentale funzione di proteggere il sistema di accumulo da i pericolosi fenomeni di sovraccarica e di scarica profonda che hanno impatti deleteri per la funzionalità e la vita della batteria stessa. Fondamentale, sempre per garantire il corretto funzionamento del sistema di accumulo, è che il sistema di regolazione sia preposto per effettuare una compensazione in temperatura al fine di realizzare una corretta carica anche al variare della temperatura del sistema di accumulo. Altre protezioni fondamentali in genere in dotazione di tale sistema sono le protezioni da sovratemperature, la protezione contro l'inversione di polarità di modulo fotovoltaico, carico o batteria (in seguito ad un errato collegamento di tali sistemi al regolatore di carica) realizzata in genere mediante fusibili (interni al regolatore o esterni in apposito porta fusibili), protezioni da sovratensioni sull'ingresso del modulo, sistemi di disinserzione automatica e la presenza di un diodo di blocco che eviti che durante la notte la batteria si scarichi erogando corrente al pannello fotovoltaico. Una prima classificazione dei regolatori della carica si basa sul principio di carica adottato, dove i principali metodi utilizzati sono i sistemi PWM e MPPT. Il sistema di carica PWM (pulse wide modulation), indicati anche come regolatori a commutazione o shunt o seriali, si basano su più stati di carica a tensione costante (in genere fino a quattro) in base alla tensione e alla corrente erogata dal pannello fotovoltaico. Questo processo di carica causa delle perdite in base alla differenza di tensione tra il modulo fotovoltaico e le batterie, ovviamente è tra i sistemi più economici. È adottato laddove il costo del sistema complessivo deve essere il più contenuto possibile e la perdita di energia causata dal regolatore non è critica. Il sistema di regolazione della carica MPPT invece presenta due vantaggi fondamentalmente, rispetto al sistema di regolazione della carica PWM, anzitutto è un sistema molto più efficiente e inoltre è applicabile a impianti fotovoltaici di dimensioni maggiori. Tale sistema di carica permette al sistema fotovoltaico di operare nelle condizione di massima potenza durante l'arco dell'anno, rilevando la tensione in cui opera tale sistema e effettuando la conversione al livello di tensione della batteria. Questo è possibile grazie ad un algoritmo dedicato presente all'interno del regolatore, permettendo anche un miglioramento del 30% dell'energia prodotta rispetto al sistema di regolazione PWM. Un altro vantaggio dei sistemi MPPT è che in caso di batteria scarica questi regolatori possono estrarre una corrente più elevata al fine di velocizzare il processo di carica stesso. Infine a differenza dei regolatori PWM i regolatori MPPT possono operare con qualunque tipologia di pannello fotovoltaico, oggigiorno infatti i moduli non sono costruiti per erogare tensioni di MPPT di 12 V, 24 V o 48 V. I regolatori PWM infatti in base alla tensione di batteria possono accettare solo certe tipologie di pannelli affinché l'energia erogata da questi sia ottimamente utilizzata senza ulteriori dispersioni; in particolare se il sistema di accumulo presenta una tensione di stringa pari a 12V (e dunque regolatore di carica di tensione pari a quella della batteria), essa può essere collegata ad un pannello costituito da 36 celle. Nel caso invece di sistemi di accumulo a 24 V o 48 V sarà necessario collegare in una stringa rispettivamente, due moduli da 36 celle (24 V) e due moduli da 72 celle (48 V), comunque di una tensione di MPPT pari a quello del sistema di accumulo. Nel caso di pannelli dotati di numero di celle differente da 36 o 72 celle (la maggior parte tra l'altro) dunque è necessario utilizzare un regolatore MPPT. Al fine di evitare danni al sistema di regolazione della carica (quale che sia, MPPT o PWM) è fondamentale che la tensione a vuoto del regolatore di carica sia maggiore della tensione a vuoto del pannello (o stringa) nelle condizioni di minima temperatura (in quanto al calare della temperatura ambiente si ha un aumento della tensione a vuoto del modulo e stringa), fondamentale inoltre è che la corrente massima sopportabile dal regolatore sia maggiore della corrente in ingresso erogata dal sistema di pannelli fotovoltaici, questo di fatto limita il numero di stringhe di pannelli collegabili in parallelo al regolatore di carica.

I regolatori di carica dunque sono messi in comunicazione con il sensore di corrente (shunt), quest'ultimo permette la determinazione della corrente che fluisce verso la batteria e dunque permette al regolatore di carica di determinare il corretto valore dello stato di carica del sistema di accumulo anche quando non è il sistema fotovoltaico a realizzare la carica della batteria, ma ad esempio si ricorre ad un motore diesel o ad un altro sistema di generazione di energia da fonte rinnovabile. Tale strumento è inserito nella linea che va al

contatto negativo del sistema di accumulo. Sia i regolatori di carica che la batteria vengono collegati al bus CC del relè di controllo in modo da inviare segnali contenenti informazioni riguardanti lo stato di carica della batteria a quest'ultimo. Il relè di controllo dunque in base al valore dello stato di carica può eseguire diverse funzioni in base alle impostazioni settate, tra le quali l'inserzione e l'avvio automatico di unità di generazione di riserva quali generatori eolici o diesel. Per ottenere questo è necessario collegare l'uscita CA del generatore diesel all'ingresso CA dell'inverter. Il carico da alimentare invece viene sempre collegato all'uscita dell'inverter. Se il generatore diesel è in funzione e questa tensione è presente nell'inverter, quest'ultimo passa automaticamente alla modalità trasmissione. Le utenze vengono quindi alimentate dal generatore diesel mentre nel frattempo si ricarica la batteria, attraverso l'inverter. Se la tensione di uscita CA del generatore diesel scende al di sotto di una tensione impostabile sull'inverter, il sistema passa automaticamente al funzionamento a batteria.

L'inverter da utilizzare nel sistema in isola viene scelto in base alla potenza massima che deve essere erogata all'utente in analisi, ovvero l'inverter deve essere in grado di fornire suddetta potenza. I modelli della Steca sono inoltre preposti al funzionamento in parallelo, per cui è sempre possibile espandere il sistema di generazione in caso di collegamento di carichi elettrici aggiuntivi.

Per realizzare l'analisi di investimento è necessario essere a conoscenza del costo complessivo del sistema che si andrà a realizzare, al fine di capire il peso dei vari elementi costituenti lo stesso ci si è basati su prezzi reperiti sul web, in particolare da un listino prezzi pubblicato JH Roerden nel settembre del 2012. Ovviamente tali prezzi saranno soggetti a variazioni, ma il merito dell'analisi è quello di avere una stima dell'impegno economico necessario per poter realizzare l'impianto in isola.

Nell'ipotesi di rendere l'utenza domestica in analisi indipendente dalla rete, si cercherà ora di determinare la taglia del sistema fotovoltaico e del sistema di accumulo necessari. Una prima indicazione può essere già ricavata dall'analisi fatta dell'effetto del sistema di accumulo nel caso di utenza collegata alla rete.

In particolare riprendendo l'andamento della copertura del carico al variare della potenza dell'impianto fotovoltaico e della taglia dell'accumulatore, riportato in Figura 217, si riscontra che con un impianto fotovoltaico da 10 kWp ed un accumulo di 20 kWh si riesce a conseguire una copertura del carico del 98%.

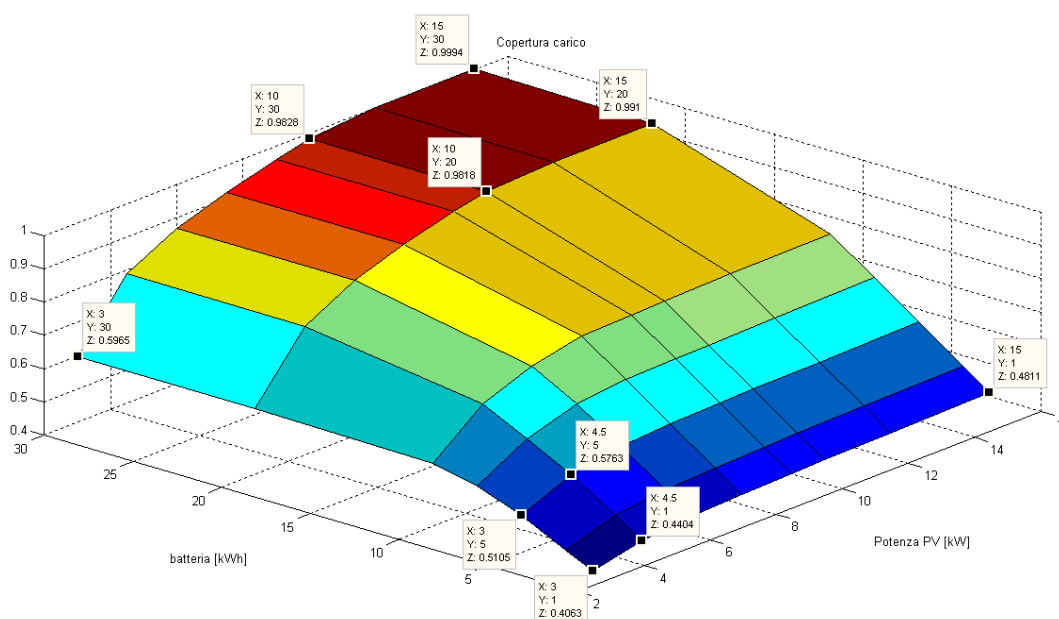


Figura 217 Andamento copertura carico utenza domestica in funzione della dimensione dell'accumulatore [kWh] e dell'impianto fotovoltaico [kW].

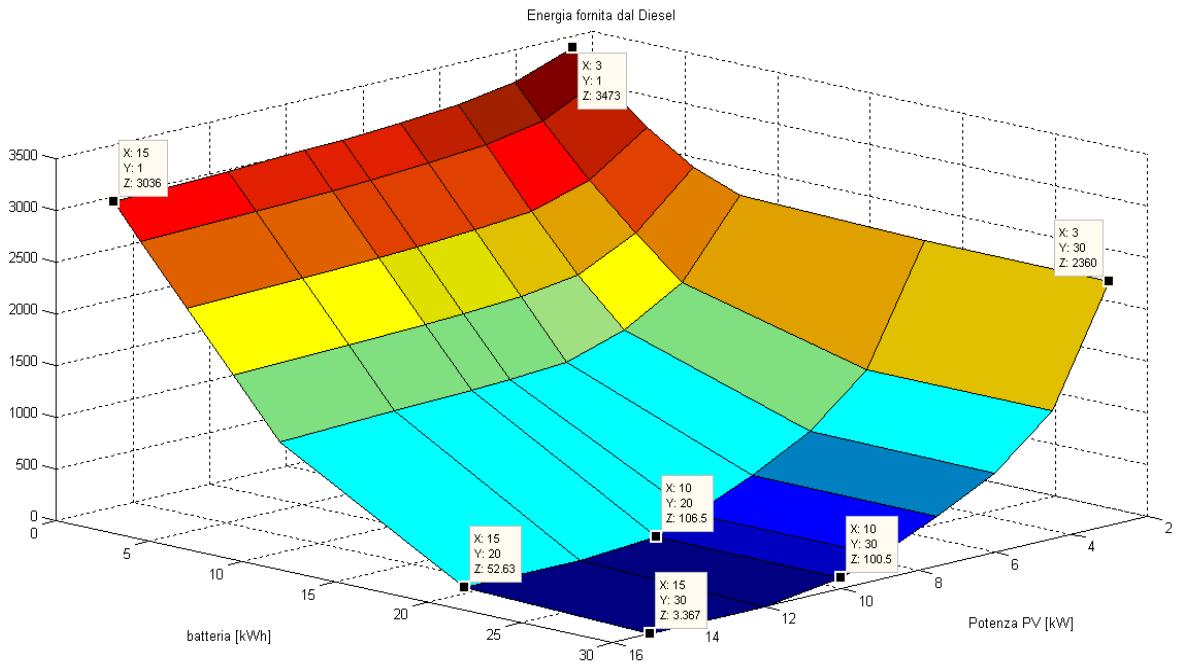


Figura 218 Energia rimanente da fornire al carico mediante gruppo elettrogeno diesel.

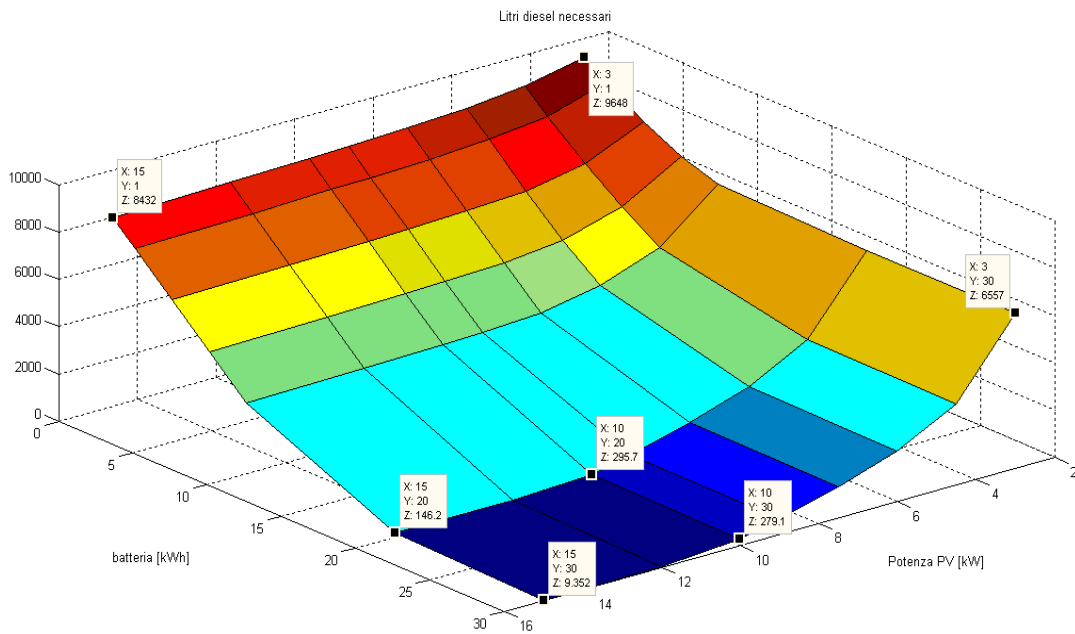


Figura 219 Litri combustibile diesel necessari per coprire il carico elettrico.

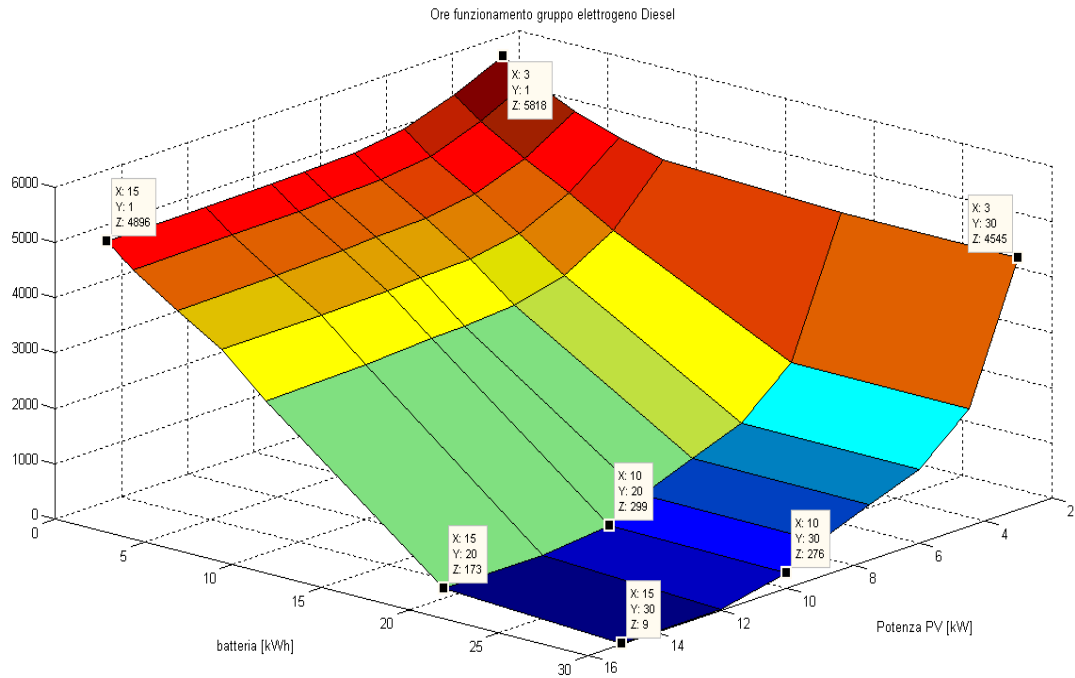


Figura 220 Ore funzionamento gruppo elettrogeno.

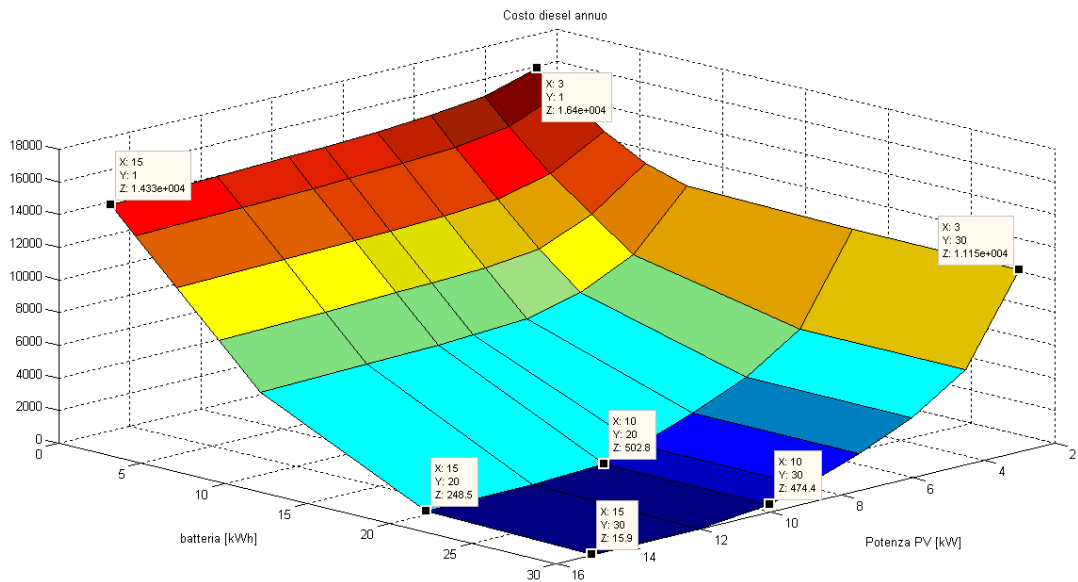


Figura 221 Costo di acquisto diesel per gruppo elettrogeno.

Supponendo di ottemperare al carico residuo con un gruppo elettrogeno alimentato da un motore diesel da 3 kW, si sono andati a stimare i consumi di combustibili necessari e le ore di funzionamento necessarie, visibili in Figura 219 e in Figura 220 rispettivamente. Di conseguenza sono stati ricavati i costi legati all'acquisto del combustibile in un anno di esercizio dell'impianto. Per la valutazione dei litri di combustibile necessario si ha supposto di utilizzare diesel con densità pari a 820 kg/m^3 con un potere calorifico di 44600 kJ/kg ed un contenuto di carbonio pari all'88%. La resa energetica del motore diesel presa a riferimento è di 0.36 kWh/dm^3 . Il costo del diesel preso in considerazione invece è di 1.7 €/dm^3 .

In Figura 218 sono visibili le quote di energia necessarie per raggiungere la piena copertura del carico elettrico, si può notare che per un impianto fotovoltaico da 10 kWp e un sistema di accumulo di 20 kWh il motore diesel dovrebbe fornire 106.5 kWh (vedi Figura 222 per andamento di dettaglio). La spesa necessaria per coprire questi consumi elettrici con l'utilizzo di un motore diesel ammonterebbero a circa 500 euro l'anno, il che sempre ipotizzando che l'impianto abbia una vita di 20 anni vorrebbe dire una spesa di 10000 euro a cui si somma una spesa di 1500 euro per il gruppo elettrogeno.

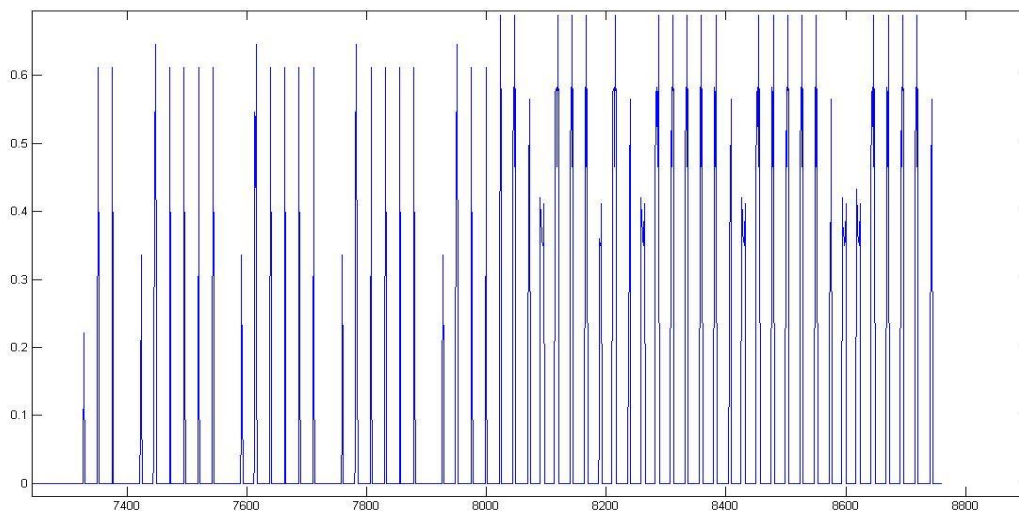


Figura 222 Andamento prelievo carico, impianto di accumulo da 20 kWh accoppiato ad un sistema fotovoltaico da 10 kWp.

Ipotizzando di avere in dotazione un sistema di accumulo elettrochimico basato sulla tecnologia al piombo che richiede, per non ridurre troppo la vita del sistema di accumulo, si decide di limitare la scarica delle batterie fino ad un valore di SOC pari al 40%. Questo livello di scarica è già stato considerato nelle valutazioni del sistema di accumulo.

Prendendo sempre a riferimento l'impianto fotovoltaico integrato con un impianto di accumulo da 20 kWh avrai una spesa complessiva di sistema definita come segue.

L'impianto di accumulazione viene alimentato da un parco fotovoltaico costituito da 48 pannelli Conergy PowerPlus 200PC i quali presentano tra le caratteristiche principali una potenza di picco pari a 200 W (costo del singolo modulo valutato in 220 euro a pannello), una tensione in condizione di MPPT pari a 24.42 V (tensione a vuoto pari a 30.03 V) e una corrente di cortocircuito pari a 8.8 A. Al fine di realizzare un sistema da 48 V si realizzeranno 24 stringhe costituite da 2 pannelli collegati in serie. Il regolatore di carica che verrà collegato ad essi sarà uno Steca Power Tarom modello 4140 che presenta una tensione limite di esercizio di 100 V e una corrente massima di 140 A. Con tali caratteristiche e tenendo conto dell'effetto della temperatura sulla corrente di cortocircuito è possibile collegare fino a 15 stringhe (la corrente di cortocircuito stimata a 70°C è di 9 A con coefficiente di temperatura per la corrente di cortocircuito pari a 0.06%/°C). Lo schema complessivo prevede due sistemi di regolazione della carica ai quali saranno collegati 12 stringhe in parallelo caratterizzate da due moduli collegati in serie. Il prezzo di listino del singolo regolatore di carica risulta essere di 2000 euro. Lo schema presentato in Figura 216 prevede anche l'adozione di un sistema di misura della corrente, lo SHUNT SENSOR PA HS200 che di listino presenta un prezzo di 400 euro.

Il relè di controllo, modello REMOTE CONTROL PA15 ha un prezzo di 160 euro. Per quanto concerne l'inverter si è adottato (tra quelli consigliati dalla configurazione proposta dalla Steca) lo STECA

XTENDER XTH 6000-48 con prezzo di listino di 4800 euro. Il data logger PA TARCOM 01 SERIAL per il monitoraggio del sistema presente invece un costo da listino di 630 euro.

Il parco batterie invece è costituito da una stringa composta da 24 batterie al piombo collegate in serie modello TAB 60Pz300 da 450 Ah (capacità C100) e tensione pari 2 V per elemento (tensione stringa pari a 48 V concorde ai regolatore di carica adottati) dal prezzo di 192 euro per batteria, comportando di fatto ad un investimento per le batterie di 4600 euro circa. Supponendo una vita di 7-8 anni per il sistema di accumulo ciò significa avere una spesa complessiva nella vita del sistema fotovoltaico di 14000 euro a causa della sostituzione periodica delle batterie esauste. Da queste posizioni segue che la spesa complessiva di sistema (impianto fotovoltaico da 10 kWp associato ad un impianto di accumulo da 20 kWh supportati da un gruppo elettrogeno alimentato da un motore diesel) pari a circa 55000 euro. Se si andasse a considerare il prezzo della CO₂ emessa con il gruppo elettrogeno diesel, tale cifra varierebbe in modo trascurabile con il valore attuale dell'anidride carbonica. Avendo infatti ipotizzato di avere diesel di densità pari a 0.82 kg/dm³ e con un contenuto carbonico dell'88% in peso, la generazione di CO₂ risulta essere di 2.64 kg/dm³. Nel caso in analisi si riscontra la necessità di bruciare circa 300 litri di diesel causando una generazione di anidride carbonica pari a 800 kg, che con la valutazione di 0.005 €/kg (prezzo massimo del giorno 11/11/2013) significa avere un costo di 4 euro annui legati alla generazione di anidride carbonica. Rispetto alla spesa complessiva di sistema si può facilmente capire che tale onere è trascurabile.

Ipotizzando ora di soddisfare completamente la richiesta elettrica dell'utente mediante il sistema fotovoltaico e utilizzando il software sviluppato in Matlab si è ricavato che sarebbe necessario un accumulo da 200 kWh, alimentato sempre da un impianto fotovoltaico da 10 kWp. È necessaria una capacità di così notevole entità in quanto di fatto bisogna realizzare un accumulo stagionale che permetta di spostare l'eccesso di produzione dei mesi estivi ai mesi invernali caratterizzati da una minore produzione. Questo è visibile in Figura 223 dove si riporta l'andamento dello stato di carica della batteria.

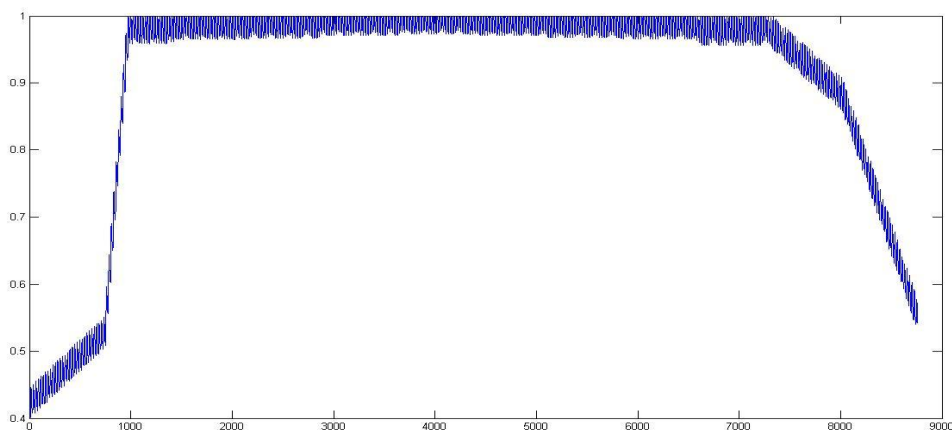


Figura 223 Andamento SOC con un accumulo da 200 kWh e un impianto fotovoltaico da 10 kWp.

È da evidenziare altresì che un accumulo da 200 kWh corrisponde ad una riserva di 6 giorni, infatti il consumo medio giornaliero dell'utenza domestica in analisi risulta essere di circa 20 kWh, l'energia utile fruibile dalla batteria risulta essere infatti pari a 120 kWh (200*0.6 ovvero la capacità totale per la profondità di scarica massima ammessa). Indicazioni tipiche consigliano un accumulo in grado di garantire fino a 10-15 giorni di autonomia, però a questo punto si avrebbe bisogno di una capacità fruibile di almeno 200 kWh il che corrisponde ad avere una capacità installata di almeno 335 kWh. In ogni caso è sempre opportuno avere un gruppo elettrogeno di emergenza come un motore diesel. Con una capacità di accumulo di 200 kWh, si avrebbe una spesa solo per le batterie pari a 55000 euro supponendo di adottare 48 batterie suddivise in due stringhe distinte di batterie MIDAC OPEN VASE da 3640 Ah e tensione nominale di 2 V (il prezzo di listino 214

di cui si è disposizione indica 1164 euro al pezzo). Le batterie scelte sono in grado di erogare 36.4 A costanti per un periodo di 100 ore (infatti la capacità dichiarata è indicata come C100). Il sistema di batterie scelto dunque opera alla tensione di 48 V in quanto costituito da 24 elementi da 2 V collegati in serie. È da evidenziare che con tale capacità installata, ricordando che i consumi giornalieri dell'utenza sono pari a circa 20 kWh la profondità di scarica del sistema è pari a solo al 10%, ovvero si raggiunge uno stato di carica delle batterie del 90% a cui sussegue il ciclo di carica da parte dei pannelli fotovoltaici. Con questa profondità di scarica la vita prevista del sistema di accumulo è superiore ai 15 anni (questo ovviamente nel caso che non manchi mai la produzione dal sistema fotovoltaico a seguito di malfunzionamenti o fenomeni atmosferici).

È consigliabile avere una elevata corrente erogabile dalla batteria per evitare un deterioramento della stessa nel caso quest'ultima debba alimentare carichi quali motori elettrici (si pensi ad un motore di trascinamento per una pompa idraulica) che all'avviamento sono caratterizzati da una elevata corrente di spunto.

La restante parte costituente l'impianto fotovoltaico e l'impianto di accumulo rimane immutata sia nei componenti che nello sforzo economico.

Il prezzo totale del sistema limitandosi alla sola componentistica si aggira per cui sui 72000 euro limitandosi ai solo componenti del sistema di accumulo, senza considerare il motore diesel e le correlate spese per l'acquisto del combustibile. Certamente una spesa non contenuta.

Data l'entità dell'investimento si può chiaramente comprendere che esso non ha senso economico, infatti il beneficio massimo ottenibile, a livello economico è appunto la fine della spesa per la bolletta elettrica, che in un anno è pari a circa 1200 euro. Il tempo di ritorno in queste condizioni sarebbe pari a 60 anni. Da qui si capisce che a meno dell'impossibilità di essere raggiunti dalla rete elettrica non è conveniente isolarsi dalla rete elettrica. Fatto peraltro ben conosciuto è da evidenziare.

Si è ipotizzato in questa analisi che la capacità del sistema di accumulo rimanga costante lungo la sua vita stimata e che il sistema operi senza interruzioni legate a manutenzioni programmate o straordinarie a seguito di guasti.

Finora si è sempre ipotizzato che il gruppo elettrogeno non vada mai a ricaricare il sistema di accumulo, infatti quest'ultimo si è sempre supposto che riceva energia solo dal sistema di generazione fotovoltaico e che una volta raggiunto lo stato di carica limite inferiore si scolleghi e che entri in funzione il gruppo elettrogeno. Altra modalità sarebbe eseguire la carica completa del sistema di accumulo, da parte del generatore diesel, ogni qualvolta le batterie scendano al di sotto dello stato di carica limite prefissato, questo sistema comporta però un maggior numero di cicli di carica scarica della batteria e inoltre un maggior consumo di combustibile fossile. Modalità più complessa della gestione della carica della batteria si basa su previsioni e stime di producibilità della fonte fotovoltaica e consumi elettrici da parte del carico.

Altra ipotesi di impianto in isola consigliata in seguito ad una richiesta di preventivo alla sezione italiana della VPSOLAR prevede il seguente schema di impianto, incentrato sull'inverter per impianti in isola sviluppato dalla SMA (vedi Figura 224).

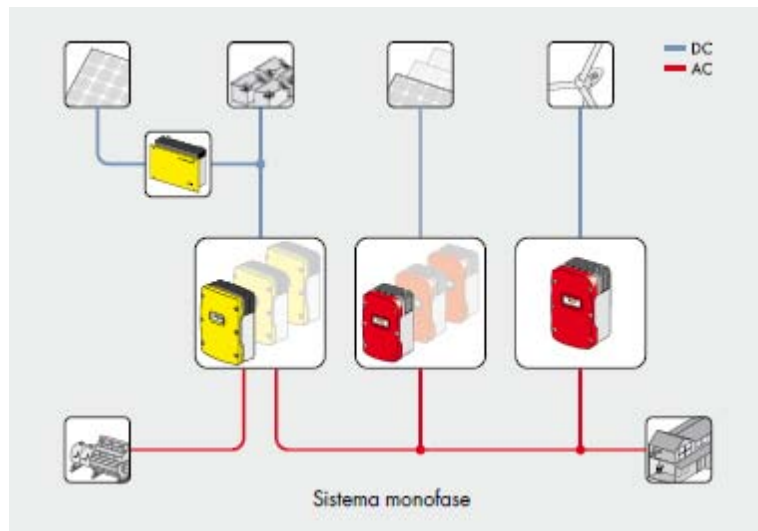


Figura 224 Configurazione di impianto suggerita dalla SMA Italia.

Tale soluzione prevede sempre il collegamento, di un regolatore di carica posto a valle del sistema fotovoltaico che andrà a realizzare la carica del banco di accumulatori elettrochimici. A questo inverter può essere collegato un generatore diesel di emergenza per permettere l'alimentazione del carico. L'inverter quindi è collegato all'utenza elettrica da alimentare. È possibile collegare ulteriori inverter monodirezionali per il collegamento di altri generatori da fonte rinnovabile. L'offerta prevede l'installazione di un parco fotovoltaico costituito da 42 moduli Hanwha SF220-30-1P240L-240 Wp con prezzo pari a 134 euro al pezzo. Il modulo presenta una tensione di MPPT di 30.2 V per cui è necessario collegare i moduli ad un regolatore di carica di tipo MPPT e non PWM. Il regolatore di carica proposto è infatti un regolatore eTracer Serie PRO con massima potenza in ingresso pari a 3200 W (nel caso di tensione di sistema batteria pari a 48 V e corrente massima in ingresso di 60 A), questo fa sì che il numero minimo di regolatori di carica necessario per il collegamento dei moduli fotovoltaici è quattro con un prezzo al pezzo di 310 euro. L'inverter bidirezionale per il funzionamento in isola della SMA presenta invece un prezzo di listino di 2400 euro. il banco batterie consigliato consta in 24 batterie della Fiamm LM/S da 2100 Ah C10 con tensione di cella da 2 V con prezzo al pezzo di 730 euro. con questo sistema di accumulo la capacità complessiva risulta essere di 100.8 kWh il che vuol dire avere una riserva, ipotizzando scarica limite pari al 40%, di tre giorni (si ricorda che i consumi giornalieri dell'utenza sono stimati in 20 kWh). La batteria per cui in un ciclo operativo normale (scarica e ricarica successiva realizzata dall'impianto fotovoltaico) è soggetta ad una scarica del 20% il che vuol dire, usufruendo del grafico dei cicli operativi utili in funzione del DOD fornito dal produttore dell'accumulatore, una vita stimata in di circa 4500 cicli, che con una scarica al giorno corrisponde a circa 12 anni di vita. Il prezzo totale dell'investimento per cui, considerando la sostituzione dell'inverter ogni 6 anni e delle batterie ogni 12 anni risulta essere di circa 50000 euro, da ricordare al netto dell'IVA e senza considerare l'acquisto del gruppo elettrogeno Diesel e del relativo combustibile. Come si può vedere tale offerta si discosta da quella prevista con la strumentazione STECA ma risulta comunque essere estremamente onerosa.

Conclusioni

Obiettivo iniziale di questo elaborato era determinare la taglia ottimale del sistema di accumulo per la ditta Semesteb e la successiva realizzazione dell'impianto stesso. Il sistema di accumulo sarebbe stato accoppiato ad un impianto fotovoltaico da 35.53 kWp connesso il 12 agosto 2013, al fine di ottimizzare l'auto consumo dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico. L'impianto fotovoltaico in questione ha ottenuto l'accesso agli incentivi previsti dal V Conto Energia.

A causa della comunicazione ufficiale del GSE del 20 settembre 2013 la realizzazione di tale progetto è stata bloccata in quanto, in detta comunicazione, si sancisce il divieto di connessione un impianto di accumulo collegato ad un impianto fotovoltaico incentivato, pena la perdita degli incentivi stessi.

Dallo studio realizzato è comunque emerso che per l'utenza analizzata la taglia ottimale del sistema di accumulo si ritrova tra i 15 kWh e i 30 kWh, identificando (tra le varie tecnologie di accumulatori elettrochimici disponibili) che quelle di maggior interesse sono le batterie al sodio-zolfo, le batterie redox a circolazione di elettrolita al vanadio e le batterie agli ioni di litio, queste tecnologie infatti presentano una vita operativa sufficiente per garantire il ritorno dell'investimento con particolari costi specifici di sistema che si andranno ora ad evidenziare. Le prime, le batterie al sodio-zolfo sono economicamente convenienti nel caso di costo complessivo di sistema uguale o inferiore a 300 €/kWh, questa tecnologia potrebbe diventare ancora più interessante e conveniente nel caso di aumento dei cicli vita del sistema di accumulo stesso. Le seconde, ovvero le batterie a circolazione di elettrolita al vanadio risultano sensate a livello economico anche fino a 750 €/kWh, questo grazie alla elevata vita del sistema, che con un processo di carica e scarica la giorno può vantare una vita paragonabile a quella del sistema fotovoltaico stesso (si è però riscontrato effettuando le opportune ricerche che attualmente sono disponibili solo impianti di taglie superiori ai 100 kWh mentre sono in fase di sperimentazione sistemi di taglia inferiori). Le ultime, ovvero le batterie al litio risultano invece sensate a livello economico per prezzi del sistema complessivo uguali o inferiori ai 450 €/kWh.

Analisi simile è stata realizzata anche per una utenza domestica, con consumi annui di circa 6000 kWh (i consumi medi giornalieri invece sono circa 20 kWh). Per tale utenza in base alla taglia del sistema fotovoltaico e del sistema di accumulo si è andati a valutare il beneficio conseguibile dall'adozione di tali sistemi accoppiati. Si è riscontrato che l'impianto ottimo, per l'utenza analizzata, prevede un sistema fotovoltaico di potenza pari a 3 kWp o 4.5 kWp abbinati ad un sistema di accumulo dalla capacità di 5 kWh. Con queste due ipotesi di impianto il beneficio conseguibile, dato dal risparmio in bolletta, grazie al sistema fotovoltaico e al sistema di accumulo in un anno, risulta essere di 430 € (3 kWp PV e 5 kWh accumulo) e 490 € (4.5 kWp Pv e 5 kWh accumulo) a fronte di una bolletta per i consumi elettrici annua di circa 1300 €. È da evidenziare che il contributo legato al solo sistema di accumulo nel primo caso risulta essere di 105 €, mentre nella seconda ipotesi di impianto risulta essere di circa 140 €.

Con questi benefici, se il sistema di accumulo complessivo costasse 150 €/kWh si avrebbe il ritorno dell'investimento in 7 anni nel primo caso e di 5 anni e mezzo nel secondo. Nel caso di costo del sistema complessivo di accumulo pari a 300 €/kWh invece si avrebbe tempi di ritorno doppi, rendendo di fatto applicabile solo la tecnologia degli ioni al litio.

È da evidenziare inoltre che l'utente finale percepirebbe il sistema di accumulo vantaggioso, oltre al caso ovvio che il sistema rientri del costo di investimento entro la vita dello stesso, nel caso che il ritorno economico del sistema di accumulo sia minore di quello del sistema fotovoltaico.

Allo stato attuale si ha però che i costi complessivi del sistema di accumulo (sistemi di controllo della carica, batterie, eventuali sistemi di controllo e misura) risultano essere molto maggiori, ad esempio allo stato

attuale (effettuando ricerche bibliografiche varie) si è riscontrato che un sistema di accumulo dotato di batterie agli ioni di litio costa circa 1300 €/kWh, circa 700 €/kWh per gli accumulatori al piombo acido, circa 550 €/kWh per gli accumulatori al sodio nichel, e circa 400 €/kWh per i sistemi a circolazione di elettrolita al vanadio (questa tecnologia è però adottata solo per taglie superiori a 100 kWh, anche se sono in corso sperimentazioni su sistemi di taglie inferiori). Come si può facilmente intuire allo stato attuale si è ancora lontani dall'obiettivo di costo prima identificato (ovvero prezzo di sistema inferiore o uguale a 300 €/kWh).

È stato dimostrato inoltre che con l'abbinamento dei sistemi di accumulo ad impianti fotovoltaici incentivati con il V Conto Energia, permettono un calo degli incentivi erogati da parte del GSE. In particolare si avrebbe un calo degli incentivi erogati del 10% con il raggiungimento del 50% di energia auto consumata, il 16% con un autoconsumo del 60%, del 21% nel caso di autoconsumo pari al 70% per i casi studiati. Se ciò fosse applicato a tutti gli impianti di potenza fino a 20 kWp incentivati con il V C.E. (ipotizzando che essi siano tutti progettati per auto consumare l'energia fotovoltaica) porterebbe ad un risparmio, in termini monetari di 180 milioni di euro nel caso del raggiungimento di un autoconsumo del 50%, 270 milioni di euro nel caso di autoconsumo del 60%, 361 milioni di euro nel caso di autoconsumo del 70% e di 631 milioni di euro nel caso di autoconsumo totale dell'energia fotovoltaica. Questo "risparmio" di incentivo erogato potrebbe di fatto essere utilizzato per facilitare l'installazione dei sistemi di accumulo in quegli impianti pensati per l'auto consumo dell'energia fotovoltaica, permettendo così di accelerare il calo di prezzi dei sistemi di storage stessi (grazie al miglioramento della tecnologia e alla standardizzazione dei sistemi). Si è inoltre evidenziato che per quegli impianti fotovoltaici pensati per ottenere una riduzione della spesa elettrica in bolletta questo calo di recepimento di incentivi di fatto è superato dal maggior risparmio conseguibile in bolletta. Di fatto per cui l'utente non vedrebbe l'adozione del sistema di accumulo come dannosa in fatto a remunerazione economica.

Infine sono state analizzate le caratteristiche tipiche di un impianto off grid, valutando anche lo sforzo economico richiesto per la realizzazione di detto impianto in diverse casistiche. In ogni caso si è riscontrato la non convenienza del passaggio di una utenza domestica dalla modalità grid connected alla modalità off grid a causa del notevole esborso necessario per l'adozione della componentistica richiesta.

Gli schemi incentivanti adottati in Germania hanno di fatto dato un forte impulso allo sviluppo e alla ricerca nel settore degli accumulatori e a breve saranno disponibili varie soluzioni che prevedono inverter integrati di sistema di accumulo e regolatore di carica in modo da standardizzare la componentistica e ridurre i costi fissi di tali sistemi. Una cosa è certa se l'evoluzione degli accumulatori seguirà lo stesso percorso fatto dai sistemi fotovoltaici in pochi anni si avranno sistemi economicamente applicabili e integrabili nelle abitazioni residenziali.

In Italia si è deciso di adottare una strada differente, la quale prevede la realizzazione di impianti di accumulo (incentivanti mediante una apposita componente nella bolletta elettrica) realizzati all'interno di cabine elettriche su linee critiche al fine di ridurre le congestioni di rete. Uno schema di intervento centralizzato, a differenza di quello introdotto in Germania che prevede una diffusione capillare dei sistemi di accumulo, i quali si ricorda sono vincolati a garantire una quota della carica per garantire servizi di regolazione della rete.

Allo stato attuale si è ancora in attesa della promulgazione della normativa base per la realizzazione e la connessione dei sistemi di accumulo alla rete elettrica per gli utenti privati. Non resta che attendere e sperare che questa normativa fondamentale venga al più presto promulgata.

Allegato 1 Software Matlab sviluppato.

```
clc
clear all
close all

b=importdata('matlab_casa.xlsx');
Potenza_PV=[3,4.5,6,7.5,9,10,12,15]; %kW
ore=size(b.data.anno_2011);
anno=2011;
SOC.lim_inf=0.30;
SOC.lim_sup=1;
SOC.cum=SOC.lim_inf;
PE.diesel=1.7; %euro/kWh
RID=[0.1034,0.1062,0.1094;0.0872,0.0896,0.0923;0.0762,0.0783,0.0806];%euro/kWh,
valori forniti da AEEG per immissione in rete dell'energia elettrica da
produzione fotovoltaica
batteria=[1,2.5,5,7.5,10,20,30]; %[kWh] dimensioni di prova batteria
casi=size(batteria);
giorni(1)=ore(1)/24;
casi_2=size(Potenza_PV);
SOC.registro=zeros(ore(1),casi(2));
ore_diesel=zeros(casi(2),casi_2(2));
casi_3=3; %iterazioni valutazioni costo e tempo ritorno sistema di accumulo
supporto_0=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_1=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_2=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_3=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_6=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_7=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_8=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_9=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_10=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_11=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_12=zeros(casi(2),casi_2(2));

Autoconsumo_no_acc=zeros(casi(2),casi_2(2));
Autoconsumo=zeros(casi(2),casi_2(2));
Copertura_carico=zeros(casi(2),casi_2(2));
Copertura_carico_PV=zeros(casi(2),casi_2(2));
Beneficio_PV=zeros(casi(2),casi_2(2));
Beneficio_accumulo=zeros(casi(2),casi_2(2));
Beneficio_accumulo_specifico=zeros(casi(2),casi_2(2));
Beneficio_acc_plus_PV_plus_RID=zeros(casi(2),casi_2(2));
Beneficio_acc_plus_PV_plus_RID=zeros(casi(2),casi_2(2));
supporto_4=zeros(ore(1),casi_2(2));
supporto_5=zeros(ore(1),casi_2(2));

num_ora=zeros(ore(1),casi(2),casi_2(2));
PE_auto_consumo_batt=zeros(ore(1),casi(2),casi_2(2));
Costo_batteria=zeros(casi_3,casi(2),casi_2(2));
Tempo_ritorno=zeros(casi_3,casi(2),casi_2(2));

for t=1:1:casi_2(2)
for i=1:1:ore(1)
    E.prodotta(i,1,t)=b.data.anno_2011(i,1)*Potenza_PV(t);
    E.prelievo_no_PV_no_acc(i,1,t)=b.data.anno_2011(i,2);
    if E.prodotta(i,1,t)>E.prelievo_no_PV_no_acc(i,1,t)
        E.immessa_si_PV_no_acc(i,1,t)=E.prodotta(i,1,t)-
E.prelievo_no_PV_no_acc(i,1,t);
```

```

E.prelievo_si_PV_no_acc(i,1,t)=0;
E.autoconsumo_PV(i,1,t)=E.prelievo_no_PV_no_acc(i,1,t);
else
E.prelievo_si_PV_no_acc(i,1,t)=E.prelievo_no_PV_no_acc(i,1,t)-
E.prodotta(i,1,t);
E.immessa_si_PV_no_acc(i,1,t)=0;
E.autoconsumo_PV(i,1,t)=E.prodotta(i,1,t);
end
end

supporto.a=E.autoconsumo_PV;
supporto.a0=E.prodotta;
supporto.a1=E.immessa_si_PV_no_acc;
supporto.a2=E.prelievo_si_PV_no_acc;
supporto.a3=E.prelievo_no_PV_no_acc;

Cumulata.produzione=cumsum(E.prodotta);
Cumulata.Eccesso_prod=cumsum(E.prelievo_si_PV_no_acc);
Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc=cumsum(E.prelievo_si_PV_no_acc);

for i=1:1:ore(1)
if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<1800 && i<2161
%1°scaglione prezzi I°trimestre
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(1,1);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(1,1);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(5,1);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(5,1);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<1800 && i<4345
&& i>=2161
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(1,2);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(1,2);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(5,2);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(5,2);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<1800 && i<6553
&& i>=4345
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(1,3);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(1,3);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(5,3);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(5,3);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<1800 && i>=6553
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(1,4);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(1,4);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(5,4);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(5,4);
end
end
end
end
if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<2640 &&
Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>1800 && i<2161 %1°scaglione
prezzi I°trimestre
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(2,1);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(2,1);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(6,1);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(6,1);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<2640 &&
Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>1800 && i<4345 && i>=2161
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(2,2);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(2,2);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(6,2);

```

```

PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(6,2);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<2640 &&
Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>1800 && i<6553 && i>=4345
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(2,3);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(2,3);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(6,3);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(6,3);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<2640 &&
Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>1800 && i>=6553
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(2,4);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(2,4);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(6,4);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(6,4);
end
end
end
end
if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<4440 &&
Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>2640 && i<2161 %1°scaglione
prezzi 1°trimestre
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(3,1);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(3,1);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(7,1);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(7,1);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<4440 &&
Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>2640 && i<4345 && i>=2161
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(3,2);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(3,2);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(7,2);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(7,2);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<4440 &&
Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>2640 && i<6553 && i>=4345
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(3,3);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(3,3);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(7,3);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(7,3);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)<4440 &&
Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>2640 && i>=6553
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(3,4);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(3,4);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(7,4);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(7,4);
end
end
end
end
if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>4440 && i<2161
%1°scaglione prezzi 1°trimestre
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(4,1);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(4,1);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(8,1);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(8,1);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>4440 && i<4345
&& i>=2161
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(4,2);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(4,2);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(8,2);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(8,2);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>4440 && i<6553
&& i>=4345
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(4,3);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(4,3);

```

```

PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(8,3);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(8,3);
else if Cumulata.E.prelievo_si_PV_no_acc_si_PV_no_acc(i,1,t)>4440 && i>=6553
PE.F1_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(4,4);
PE.F1_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(4,4);
PE.F23_2011(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2011(8,4);
PE.F23_2013(i,1,t)=b.data.prezzi_energia_2013(8,4);
end
end
end
end

end

for i=1:1:ore(1)
if b.data.anno_2011(i,6)==1
PE.ora_2011(i,1,t)=PE.F1_2011(i,1,t);
PE.ora_2013(i,1,t)=PE.F1_2013(i,1,t);
else
PE.ora_2011(i,1,t)=PE.F23_2011(i,1,t);
PE.ora_2013(i,1,t)=PE.F23_2013(i,1,t);
end
PE.acquisto_rete_no_PV_no_acc_2011(i,1,t)=PE.ora_2011(i,1,t)*E.prelievo_no_PV_no_acc(i,1,t);
PE.acquisto_rete_si_PV_no_acc_2011(i,1,t)=PE.ora_2011(i,1,t)*E.prelievo_si_PV_no_acc(i,1,t);
end

Tot.PE.acquisto_rete_no_PV_no_acc_2011=sum(PE.acquisto_rete_no_PV_no_acc_2011);
Tot.PE.acquisto_rete_si_PV_no_acc_2011=sum(PE.acquisto_rete_si_PV_no_acc_2011);
Beneficio.PV=Tot.PE.acquisto_rete_no_PV_no_acc_2011-
Tot.PE.acquisto_rete_si_PV_no_acc_2011;
Beneficio.PV_spec=Beneficio.PV/Potenza_PV(t);

supporto.a4=PE.ora_2011;
supporto_4(i,t)=PE.ora_2011(i,1,t);
supporto_5(i,t)=PE.ora_2013(i,1,t);

for x=1:1:casi(2)
for i=1:1:ore(1)
num_ora(i,x,t)=i;
E.autoconsumo_PV(i,x,t)=supporto.a(i,1,t);
E.immessa_si_PV_no_acc(i,x,t)=supporto.a1(i,1,t);
E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)=supporto.a2(i,1,t);
E.prelievo_no_PV_no_acc(i,x,t)=supporto.a3(i,1,t);
PE.variabile(i,x,t)=supporto.a4(i,1,t);
PE.prelievo_no_PV_no_acc(i,x,t)=
E.prelievo_no_PV_no_acc(i,x,t)*PE.variabile(i,x,t);
E.prodotta(i,x,t)=supporto.a0(i,1,t);

if SOC.cum<SOC.lim_inf
E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t);
SOC.cum=SOC.lim_inf;
SOC.registro(i,x,t)=SOC.cum;
E.auto_consumo_batt(i,x,t)=0;
E.batteria(i,x,t)=SOC.cum*batteria(1,x);

```

```

ore_diesel(x,t)=ore_diesel(x,t)+1;

PE.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

PE.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);
PE_auto_consumo_batt(i,x,t)=E.auto_consumo_batt(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

else

if SOC.cum==SOC.lim_inf

E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t);
SOC.cum=SOC.lim_inf;
SOC.registro(i,x,t)=SOC.cum;
E.immessa_si_PV_si_acc(i,x,t)=0;
E.auto_consumo_batt(i,x,t)=0;
E.batteria(i,x,t)=SOC.cum*batteria(1,x);

ore_diesel(x,t)=ore_diesel(x,t)+1;

PE.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

PE.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);
PE.autoconsumo_batt(i,x,t)=E.auto_consumo_batt(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

else

if SOC.cum-E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)/batteria(1,x)<SOC.lim_inf

E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)-(SOC.cum-
SOC.lim_inf)*batteria(1,x);
E.auto_consumo_batt(i,x,t)=(SOC.cum-SOC.lim_inf)*batteria(1,x);
SOC.registro(i,x,t)=SOC.cum;
E.immessa_si_PV_si_acc(i,x,t)=0;
E.batteria(i,x,t)=SOC.cum*batteria(1,x);
SOC.cum=SOC.lim_inf;

ore_diesel(x,t)=ore_diesel(x,t)+1;

PE.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

PE.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);
PE.autoconsumo_batt(i,x,t)=E.auto_consumo_batt(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

else
SOC.cum=SOC.cum-E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)/batteria(1,x);
E.auto_consumo_batt(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t);
E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=0;

```

```

E.immessa_si_PV_si_acc(i,x,t)=0;
SOC.registro(i,x,t)=SOC.cum;
E.batteria(i,x,t)=SOC.cum*batteria(1,x);

ore_diesel(x,t)=ore_diesel(x,t);

PE.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

PE.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);
PE.autoconsumo_batt(i,x,t)=E.auto_consumo_batt(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

end
end
end
if E.immessa_si_PV_no_acc(i,x,t)>0

    if SOC.cum>=SOC.lim_sup
        SOC.cum=SOC.lim_sup;
        SOC.registro(i,x,t)=SOC.cum;
        E.immessa_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.immessa_si_PV_no_acc(i,x,t);
        E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=0;
        E.batteria(i,x,t)=SOC.cum*batteria(1,x);
        E.auto_consumo_batt(i,x,t)=0;

        ore_diesel(x,t)=ore_diesel(x,t);

PE.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

PE.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

PE.autoconsumo_batt(i,x,t)=E.auto_consumo_batt(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

    else
    if SOC.cum+E.immessa_si_PV_no_acc(i,x,t)/batteria(1,x)<SOC.lim_sup
        E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=0;
        E.immessa_si_PV_si_acc(i,x,t)=0;
        SOC.cum=SOC.cum+E.immessa_si_PV_no_acc(i,x,t)/batteria(1,x);
        SOC.registro(i,x,t)=SOC.cum;
        E.batteria(i,x,t)=SOC.cum*batteria(1,x);
        E.auto_consumo_batt(i,x,t)=0;

        ore_diesel(x,t)=ore_diesel(x,t);

PE.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

PE.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

PE.autoconsumo_batt(i,x,t)=E.auto_consumo_batt(i,x,t)*PE.variabibile(i,x,t);

    else

```



```

        if SOC.cum+E.immessa_si_PV_no_acc(i,x,t)/batteria(1,x)>SOC.lim_sup
            E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=0;

E.immessa_si_PV_si_acc(i,x,t)=SOC.cum*batteria(1,x)+E.immessa_si_PV_no_acc(i,x,t)
)-SOC.lim_sup*batteria(1,x);
        SOC.cum=SOC.lim_sup;
        SOC.registro(i,x,t)=SOC.cum;
        E.batteria(i,x,t)=SOC.cum*batteria(1,x);
        E.auto_consumo_batt(i,x,t)=0;

        ore_diesel(x,t)=ore_diesel(x,t);

PE.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_no_acc(i,x,t)*PE.variabile(i,x,
t);

PE.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)=E.prelievo_si_PV_si_acc(i,x,t)*PE.variabile(i,x,
t);

PE.autoconsumo_batt(i,x,t)=E.auto_consumo_batt(i,x,t)*PE.variabile(i,x,t);
        end
        end
        end
    end
end
Tot.E.auto_consumo_batt=sum(E.auto_consumo_batt);
Tot.E.autoconsumo_PV=sum(E.autoconsumo_PV);
Tot.E.prelievo_no_PV_no_acc=sum(E.prelievo_no_PV_no_acc);
Tot.E.prelievo_si_PV_si_acc=sum(E.prelievo_si_PV_si_acc);
Tot.E.immessa_si_PV_si_acc=sum(E.immessa_si_PV_si_acc);
Tot.E.prodotta=sum(E.prodotta);
Tot.E.immessa_si_PV_no_acc=sum(E.immessa_si_PV_no_acc);
Tot.E.prelievo_si_PV_no_acc=sum(E.prelievo_si_PV_no_acc);
Tot.PE.prelievo_no_PV_no_acc=sum(PE.prelievo_no_PV_no_acc);
Tot.PE.prelievo_si_PV_si_acc=sum(PE.prelievo_si_PV_si_acc);
Tot.PE.autoconsumo_batt=sum(PE.autoconsumo_batt);
Tot.PE.prelievo_si_PV_no_acc=sum(PE.prelievo_si_PV_no_acc);
Litri_diesel=Tot.E.prelievo_si_PV_si_acc/0.36;
Tot.PE.diesel=Litri_diesel*PE.diesel;
supporto_0(x,t)=Tot.E.auto_consumo_batt(1,x,t);
supporto_1(x,t)=Tot.E.autoconsumo_PV(1,x,t);
supporto_2(x,t)=Tot.E.immessa_si_PV_no_acc(1,x,t);
supporto_3(x,t)=Tot.E.immessa_si_PV_si_acc(1,x,t);
supporto_10(x,t)=Tot.E.prelievo_si_PV_si_acc(1,x,t);
supporto_11(x,t)=Litri_diesel(1,x,t);
supporto_12(x,t)=Tot.PE.diesel(1,x,t);
Autoconsumo_no_acc(x,t)=(Tot.E.prodotta(1,x,t)-
Tot.E.immessa_si_PV_no_acc(1,x,t))/Tot.E.prodotta(1,x,t);
Autoconsumo(x,t)=(Tot.E.prodotta(1,x,t)-
Tot.E.immessa_si_PV_si_acc(1,x,t))/Tot.E.prodotta(1,x,t);
Copertura_carico(x,t)=(Tot.E.prelievo_no_PV_no_acc(1,x,t)-
Tot.E.prelievo_si_PV_si_acc(1,x,t))/Tot.E.prelievo_no_PV_no_acc(1,x,t);
Copertura_carico_PV(x,t)=(Tot.E.prelievo_no_PV_no_acc(1,x,t)-
Tot.E.prelievo_si_PV_no_acc(1,x,t))/Tot.E.prelievo_no_PV_no_acc(1,x,t);
%beneficio determinato in euro/kWh ovvero beneficio specifico in base alla
%taglia del sistema di batteria

Beneficio_PV(x,t)=Tot.PE.prelievo_no_PV_no_acc(1,x,t)-
Tot.PE.prelievo_si_PV_no_acc(1,x,t);
Beneficio_accumulo(x,t)=(Tot.PE.prelievo_si_PV_no_acc(1,x,t)-
Tot.PE.prelievo_si_PV_si_acc(1,x,t));
Beneficio_accumulo_specifico(x,t)=(Beneficio_accumulo(x,t)/batteria(1,x));

```

```

Beneficio_acc_plus_PV(x,t)=Beneficio_accumulo(x,t)+Beneficio_PV(x,t);

for z=1:1:casi_3
Costo_batteria(z,x,t)=150*z; %euro/kWh
Tempo_ritorno(z,x,t)=Costo_batteria(z,x,t)/Beneficio_accumulo_specifico(x,t);

if z==1
supporto_7(x,t)=Tempo_ritorno(1,x,t);
else if z==2
supporto_8(x,t)=Tempo_ritorno(2,x,t);
else if z==3
supporto_9(x,t)=Tempo_ritorno(3,x,t);
end
end
end
end

%vendita RID energia fotovoltaica valido per impianti di taglia inferiore
%a 1 MW oltre tale taglia ci si deve riferire al prezzo zonale orario e
%l'energia deve essere ceduta ad un trader che opera nel mercato elettrico
if anno<2012
    if Tot.E.immessa_si_PV_si_acc<=500000

Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc=Tot.E.immessa_si_PV_si_acc*RID(1,1)/batteria(1,x);

Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc=Tot.E.immessa_si_PV_no_acc*RID(1,1)/batteria(1,x);
else
    if Tot.E.immessa_si_PV_si_acc<=1000000 && Tot.E.immessa_si_PV_si_acc>500000
        Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc=(500000*RID(1,1)+(Tot.E.immessa_si_PV_si_acc-
500000)*RID(2,1))/batteria(1,x);
        Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc=(500000*RID(1,1)+(Tot.E.immessa_si_PV_no_acc-
500000)*RID(2,1))/batteria(1,x);
    else
        if Tot.E.immessa_si_PV_si_acc>1000000

Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc=(500000*RID(1,1)+1000000*RID(2,1)+(Tot.E.immessa_si_
PV_si_acc-1500000)*RID(3,1))/batteria(1,x);

Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc=(500000*RID(1,1)+1000000*RID(2,1)+(Tot.E.immessa_si_
PV_no_acc-1500000)*RID(3,1))/batteria(1,x);
end
end
end
else
if anno==2012
    if Tot.E.immessa_si_PV_si_acc<=500000

Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc=Tot.E.immessa_si_PV_si_acc*RID(1,2)/batteria(1,x);

Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc=Tot.E.immessa_si_PV_no_acc*RID(1,2)/batteria(1,x);
else
    if Tot.E.immessa_si_PV_si_acc<=1000000 && Tot.E.immessa_si_PV_si_acc>500000
        Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc=(500000*RID(1,2)+(Tot.E.immessa_si_PV_si_acc-
500000)*RID(2,2))/batteria(1,x);
        Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc=(500000*RID(1,2)+(Tot.E.immessa_si_PV_no_acc-
500000)*RID(2,2))/batteria(1,x);
    else
        if Tot.E.immessa_si_PV_si_acc>1000000

Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc=(500000*RID(1,2)+1000000*RID(2,2)+(Tot.E.immessa_si_
PV_si_acc-1500000)*RID(3,2))/batteria(1,x);

```

```

Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc=(500000*RID(1,2)+1000000*RID(2,2)+(Tot.E.immessa_si_
PV_no_acc-1500000)*RID(3,2))/batteria(1,x);
end
end
end
else
if anno==2013
if Tot.E.immessa_si_PV_si_acc<=500000

Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc=Tot.E.immessa_si_PV_si_acc*RID(1,3)/batteria(1,x);
Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc=Tot.E.immessa_si_PV_no_acc*RID(1,3)/batteria(1,x);
else
if Tot.E.immessa_si_PV_si_acc<=1000000 && Tot.E.immessa_si_PV_si_acc>500000
Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc=(500000*RID(1,3)+(Tot.E.immessa_si_PV_si_acc-
500000)*RID(2,3))/batteria(1,x);
Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc=(500000*RID(1,3)+(Tot.E.immessa_si_PV_no_acc-
500000)*RID(2,3))/batteria(1,x);
else
if Tot.E.immessa_si_PV_si_acc>1000000
Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc=(500000*RID(1,3)+1000000*RID(2,3)+(Tot.E.immessa_si_
PV_si_acc-1500000)*RID(3,3))/batteria(1,x);

Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc=(500000*RID(1,3)+1000000*RID(2,3)+(Tot.E.immessa_si_
PV_no_acc-1500000)*RID(3,3))/batteria(1,x);
end
end
end
end
end
end
Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc(x,t)=Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc(1,x,t)*batteria(1,x
);
supporto_6(x,t)=Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc(x,t);
Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc(x,t)=Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc(1,x,t)*batteria(1,x
);
Tot.PE.calo_vendite_RID(1,x,t)=(Tot.PE.immessa_si_PV_no_acc(x,t)-
Tot.PE.immessa_si_PV_si_acc(x,t));
SOC.cum=0;
Beneficio_acc_plus_PV_plus_RID(x,t)=Beneficio_acc_plus_PV(x,t)+Tot.PE.immessa_si
_PV_si_acc(x,t);
end
end

figure (1)
surface(Potenza_PV,batteria,Copertura_carico)
title ('Copertura carico')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
grid on
figure (2)
surface(Potenza_PV,batteria,Autoconsumo)
title ('Autoconsumo con batteria')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
grid on
figure (3)
surface(Potenza_PV,batteria,Autoconsumo_no_acc)
title ('Autoconsumo energia fotovoltaica senza batteria')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
grid on

```

```

figure (4)
surface(Potenza_PV,batteria,Beneficio_PV)
title ('beneficio sistema fotovoltaico [Euro]')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
zlabel ('beneficio sistema fotovoltaico [Euro]')
grid on
figure (5)
surface(Potenza_PV,batteria,Beneficio_accumulo)
title ('beneficio sistema di accumulo [Euro]')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
zlabel ('beneficio sistema di accumulo [Euro]')
grid on
figure (6)
surface(Potenza_PV,batteria,Beneficio_acc_plus_PV)
title ('beneficio sistema di accumulo e PV [Euro]')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
zlabel ('beneficio sistema di accumulo e PV [Euro]')
grid on
figure (7)
surface(Potenza_PV,batteria,Beneficio_acc_plus_PV_plus_RID)
title ('beneficio sistema di accumulo, PV e RID [Euro]')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
zlabel ('Beneficio Totale Sistema [Euro]')
grid on
figure (8)
surface(Potenza_PV,batteria,supporto_6)
title ('Vendita Energia RID [Euro]')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
zlabel ('Vendita Energia RID [Euro]')
grid on
figure (9)
surface(Potenza_PV,batteria,supporto_7)
title ({'Tempo ritorno costo ipotetico batteria 150 euro/kWh '; ' Tempo ritorno
costo ipotetico batteria 300 euro/kWh '; ' Tempo ritorno costo ipotetico batteria
450 euro/kWh'})
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
hold on
surface(Potenza_PV,batteria,supporto_8)
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
hold on
surface(Potenza_PV,batteria,supporto_9)
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
grid on
hold off
figure (10)
surface(Potenza_PV,batteria,supporto_10)
title('Energia da rete o altra fonte per pieno copertura carico [kWh]')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
grid on
figure (11)
surface(Potenza_PV,batteria,supporto_11)
title('Litri diesel necessari')
xlabel ('Potenza PV [kW]')

```

```

ylabel ('batteria [kWh]')
grid on
figure (12)
surface(Potenza_PV,batteria,supporto_12)
title('Costo diesel annuo')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
grid on
figure (13)
surface(Potenza_PV,batteria,ore_diesel)
title('Ore funzionamento gruppo elettrogeno Diesel')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
grid on
figure (14)
surface(Potenza_PV,batteria,supporto_8)
title ('Tempo ritorno costo ipotetico sistema batteria 300 euro/kWh')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
grid on

figure (15)
surface(Potenza_PV,batteria,Copertura_carico_PV)
title ('Copertura carico ottenibile con sistema fotovoltaico')
xlabel ('Potenza PV [kW]')
ylabel ('batteria [kWh]')
grid on

save('Potenza_PV.txt','Potenza_PV','-ASCII')
save('batteria.txt','batteria','-ASCII')
save('Beneficio_accumulo.txt','Beneficio_accumulo','-ASCII')
save('Beneficio_PV.txt','Beneficio_PV','-ASCII')
save('Copertura_carico.txt','Copertura_carico','-ASCII')
save('Autoconsumo.txt','Autoconsumo','-ASCII')
save('Autoconsumo_no_acc.txt','Autoconsumo_no_acc','-ASCII')
save('Beneficio_acc_plus_PV.txt','Beneficio_acc_plus_PV','-ASCII')
save('Beneficio_acc_plus_PV_plus_RID.txt','Beneficio_acc_plus_PV_plus_RID','-
ASCII')
save('Beneficio_accumulo_specifico.txt','Beneficio_accumulo_specifico','-ASCII')
save('Tot.E.auto_consumo_batt.txt','supporto_0','-ASCII')
save('Tot.E.autoconsumo_PV.txt','supporto_1','-ASCII')
save('Tot.E.immessa_si_PV_no_acc.txt','supporto_2','-ASCII')
save('Tot.E.immessa_si_PV_si_acc.txt','supporto_3','-ASCII')
save('PE.ora_2011.txt','supporto_4','-ASCII')
save('PE.ora_2013.txt','supporto_5','-ASCII')

```

Fonti e Riferimenti.

- ¹ “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”, M.Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni, Università degli Studi di Palermo.
 - ² www.energystrategy.it “Smart Grid Report Sistemi di storage ed auto elettrica Luglio 2013”, Politecnico di Milano Dipartimento di Ingegneria Gestionale.
 - ³ “Handbook of Batteries” McGraw-Hill, di David Linden e Thomas B. Reddy, terza edizione.
 - ⁴ “Qual è l’accumulo migliore per la rete elettrica”, redazione di QualEnergia , 27 marzo 2013.
 - ⁵ “Handbook of Batteries” McGraw-Hill, di David Linden e Thomas B. Reddy, terza edizione.
 - ⁶ Presentazione della Vanadis Power GmbH di Dr. Andreas Luczak alla fiera Intersolar di Monaco 17 Giugno 2013.
 - ⁷ Redazione QUALENERGIA.it, New Battery Design Could Help Solar and Wind Power the Grid, 02_05_2013.
 - ⁸ www.QualEnergia.it, Germania, parte il programma di finanziamento per gli accumuli del fotovoltaico, Redazione Qualenergia.it, 19 Aprile 2013.
 - ⁹ ANIE ENERGIA, RESIDENTIAL ELECTRICAL STORAGE SYSTEM (RESS).Pdf, Settembre 2013
 - ¹⁰ TuttoNormel, febbraio 2009.
 - ¹¹ Battery technolog charges ahead di Russel Hensley, John Newman e Matt Rogers, McKinsey Quaterly, Luglio 2012.
 - ¹² “Corrente sotto vuoto” di Christoph Podewils, PHOTON dicembre 2010.
 - ¹³ www.energystrategy.it “Smart Grid Report; Sistemi di storage ed auto elettrica” DIG - Politecnico di Milano, Luglio 2013.
 - ¹⁴ “Position paper sul ruolo dei Dispositivi di Accumulo Elettrochimico nei Sistemi Elettrici”, pubblicato da ANIE, novembre 2012.
 - ¹⁵ www.QualEnergia.it “Domenica 16 giugno, rinnovabili al 100% e il prezzo dell’elettricità va a zero”, di Redazione di QualEnergia.it, 17 giugno 2013.
 - ¹⁷ “Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation, Direc Costs Analysis related to Grid Impacts of PhotoVoltaics”, Imperial College London, D. Pudjanto, P. Djapic, J. Dragovic, G. Strbac, Settembre 2013.
 - ¹⁸ www.autorita.energia.it/it/elettricità/schede. Dati reperiti dal sito ufficiale dell’AEEG.
- www.gse.it
www.mercatoelettrico.org
www.rse-web.it
www.enel.it
www.terna.it
www.qualenergia.it
www.anienergia.it
www.energystrategy.it
www.photon-online.it
www.staffettaonline.com
www.steca.com

Ringraziamenti.

Ringrazio il titolare della ditta Semesteb, Alessandro Papparotto, per avermi permesso di sviluppare nella sua azienda il seguente elaborato e al contempo effettuare uno stage formativo e tutti i dipendenti con i quali ho collaborato durante questa esperienza. In particolar modo l'ingegner Denis Deimichei compagno di corso e di lavoro che mi ha permesso di accedere a questa esperienza. Un ringraziamento lo rivolgo inoltre al relatore Fabrizio Dughiero e al professore Fabio Bignucolo per la collaborazione.

Un profondo ringraziamento alla mia famiglia che mi ha supportato nonostante le difficoltà, in special modo ringrazio mio padre che mi ha permesso di superare le difficoltà di collegamento, accompagnandomi per tutto il periodo della tesi in stazione ad orari mattutini improbi.

Non poteva mancare un ringraziamento agli amici di sempre che hanno saputo regalarmi risate nei momenti più importanti e agli amici che ho avuto la fortuna di trovare nel mio secondo lavoro per l'allegria portatami.

Infine non meno importante un ringraziamento lo rivolgo a Giannina che più di tutti, nonostante la lontananza geografica, mi è sempre stata vicina.