

Metodi efficaci per combattere l'instabilità termica (Thermal Runaway) nelle batterie agli ioni di litio.

*Autori: Andreas Mangler, Direttore Marketing Strategico e Comunicazioni
Roland Hofmann, Responsabile Vendite Prodotti per la Gestione Termica
entrambi presso Rutronik Elektronische Bauelemente GmbH*

La batteria determina essenzialmente l'autonomia e il tempo di ricarica dei veicoli elettrici e ibridi. È necessario estrarre la potenza massima dalla batteria, garantendone al contempo la sicurezza funzionale. Le batterie agli ioni di litio sono particolarmente sensibili, soprattutto in relazione al rischio di instabilità termica. Lo scopo di questo articolo è di illustrare le azioni che possono essere adottate per prevenire il "Thermal Runaway" e proteggere la batteria da eventuali danni irreversibili.

I veicoli elettrici sono spesso stati oggetto di testate giornalistiche a causa dei problemi o danni generati dalle batterie. Quando la scorsa primavera un automobilista tedesco è stato arso vivo in seguito a un incidente a bordo della sua Tesla, i vigili del fuoco utilizzarono l'espressione "instabilità termica" o "Thermal Runaway" per descrivere il fenomeno che potrebbe aver accelerato l'incendio. All'incirca nello stesso periodo, in seguito ad un altro incidente nella Silicon Valley, i vigili del fuoco locali riferirono che la batteria della Tesla coinvolta nell'incidente andò in fiamme più volte anche diversi giorni dopo l'incidente.

Come la maggior parte dei produttori di veicoli elettrici o ibridi, Tesla utilizza batterie cilindriche agli ioni di litio. Rispetto ad altri dispositivi di immagazzinamento energetico, esse presentano valori di densità di energia e di tensione significativamente più alti con dimensioni ridotte. Un ulteriore vantaggio è quello di supportare un numero maggiore di ricariche e offrono quindi una durata operativa maggiore.

A bordo del veicolo, le celle della batteria sono suddivise in 'moduli'. Un pacco batteria è essenzialmente costituito da moduli, i quali a loro volta contengono numerose celle ed un sistema di gestione della batteria (BMS). Il BMS assicura che le celle non superino i parametri di funzionamento definiti dal costruttore. Solo garantendo che ogni "cella" della batteria rimanga entro l'intervallo specificato si garantisce la sicurezza funzionale della batteria e di conseguenza quella del veicolo. Rispettando le condizioni di utilizzo imposte dal costruttore delle celle si garantisce anche la massima durata operativa della batteria, inclusa una sua seconda vita.

I principali parametri da considerare sono le correnti di carica e di scarica, la tensione e la temperatura delle celle. Se viene superato l'intervallo di temperatura compreso tra +15°C e +45°C, la durata delle batterie risulta notevolmente ridotta o danneggiata irrimediabilmente. In casi estremi si genera l'instabilità termica. Ciò si verifica quando si innesca una reazione a catena inarrestabile determinata dalla temperatura, che rilascia tutta l'energia immagazzinata nella batteria nel giro di pochi millisecondi. Quando questo accade, la temperatura aumenta molto rapidamente fino a diverse centinaia di gradi centigradi, il separatore della batteria diventa improvvisamente conduttivo, si rompe e si infiamma o esplose. Il rischio di instabilità termica comincia ad una temperatura di 60°C e diventa critico a 100°C. Il momento in cui la deriva termica viene effettivamente attivata dipende dalla causa.

Cause di instabilità termica

Oltre alle cause puramente termiche, anche fattori meccanici ed elettrici possono portare all'instabilità termica. Ad esempio, un incidente può far sì che del materiale penetri in una cella di batteria e generi un cortocircuito interno, o che la cella della batteria si possa deformare a causa di un urto o di un grande impatto ed innescare un corto circuito esterno.

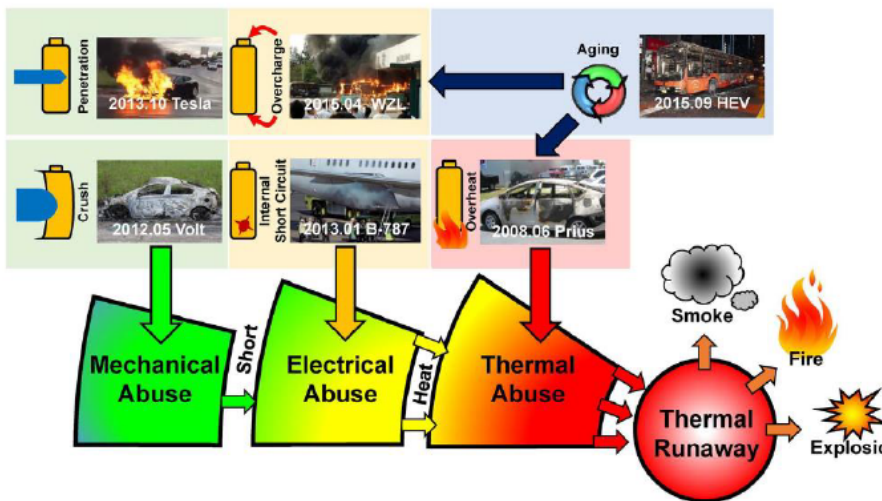


Figura 1: Incidenti legati al guasto di una batteria agli ioni di litio associati a condizioni anomale. Fonte: [1]

Formattato: Italiano

Anche la carica e la scarica della batteria possono generare instabilità termica. Questo è critico soprattutto per la ricarica rapida, ed è il motivo per cui le correnti di carica devono essere attentamente monitorate. Lo stesso vale per il sovraccarico della batteria – superamento della tensione massima specificata nella scheda tecnica – utilizzato a volte per un intervallo di carica più ampio. A partire da uno stato di carica (SOC – State of Charge) di

circa il 140%, la tensione scende leggermente per un breve periodo, mentre la temperatura aumenta rapidamente. Quest'ultima raggiunge velocemente il punto critico di 60°C, il separatore nella cella della batteria diventa conduttivo e si produce un cortocircuito interno che può essere causa di un possibile "Thermal Runaway".

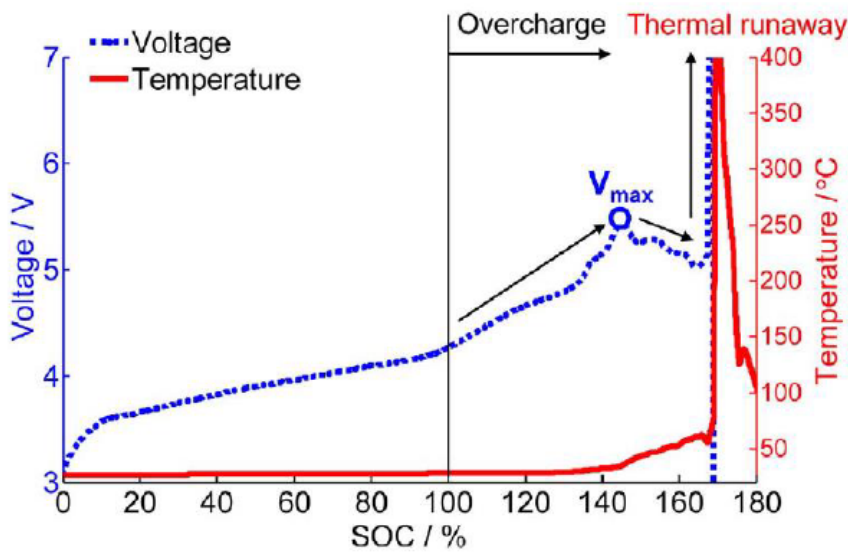


Figura 2: Le conseguenze dell'instabilità termica causata dal sovraccarico in una batteria commerciale agli ioni di litio. Fonte: [1]

Minimizzare il rischio a livello cella

Per evitare l'instabilità termica, occorre introdurre azioni preventive a livello cella, modulo e pacco batterie. La gestione a livello cella è decisiva, perché se la deriva termica si dovesse verificare, si può diffondere con un effetto domino alle celle e ai moduli vicini.

La batteria cilindrica agli ioni di litio 18650 è dotata di proprietà meccaniche e termodinamiche eccezionali. Il suo guscio in metallo protegge l'interno della cella della batteria e la rende molto stabile. Allo stesso tempo, questo funziona come un dissipatore conducendo il calore dall'interno delle celle verso l'esterno. All'interno dell'avvolgimento, gli anodi e catodi sono separati più volte dal separatore, il che aumenta la stabilità elettrica. Inoltre, questo tipo di cella è relativamente economico ed è disponibile da lungo tempo nello stesso fattore di forma. Uno dei principali fornitori di celle di batterie cilindriche agli ioni di litio è Samsung SDI.

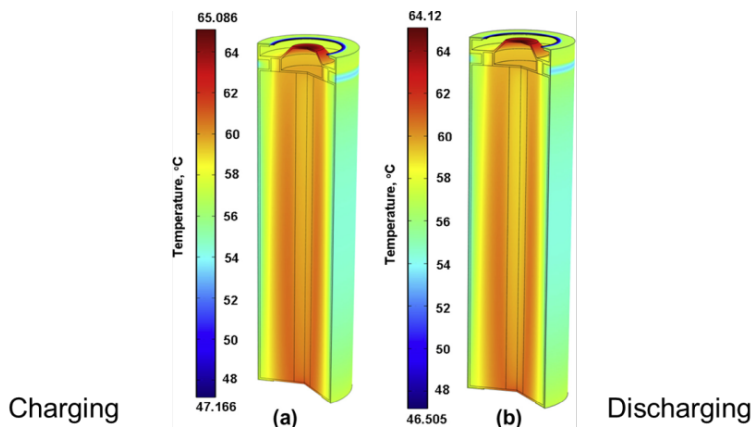


Figura 3: Rappresentazione schematica del modello termico della cella LFP 18650 durante la carica e la scarica a 5C. Fonte: [2]

Comportamento termico di una cella

Anche se i problemi meccanici e le correnti troppo elevate possono causare instabilità termica, il vero e proprio fattore d'innescio è sempre la temperatura. Questo è proprio il motivo per cui è molto importante monitorare la temperatura della cella e sviluppare un approccio di gestione termica sulla base dei dati acquisiti. In pratica, tuttavia, è molto raro che vengano effettuate misure precise e complete di temperatura, soprattutto nei pacchi di batterie di grandi dimensioni. Questo perché sono presenti solo pochi sensori di temperatura, ognuno dei quali può stimare una temperatura, ma questi non sono in grado in nessun modo di monitorare le singole celle. Ciò significa che non c'è alcun modo affidabile per proteggere una batteria dall'instabilità termica perché la temperatura non è distribuita uniformemente in una cella della batteria, né in un modulo di batterie. Ciò è stato dimostrato negli esperimenti condotti dalla National University di Singapore.

In una configurazione sperimentale, è stata misurata la temperatura di una cella agli ioni di litio in presenza di diversi valori di correnti di carica e di scarica (1C, 3C e 5C; C=corrente nominale di scarica). I risultati hanno mostrato che più alta è corrente di carica e di scarica, maggiore sarà l'aumento di temperatura. Il rischio quindi che la batteria superi il proprio

valore massimo di temperatura aumenta in ugual misura, così come il rischio di riportare danni nel lungo periodo o innescare il fenomeno del “Thermal Runaway”

Inoltre, i test hanno dimostrato che le celle hanno un comportamento termico diverso in fase di carica e di scarica. Ciò significa che la gestione della temperatura nel ciclo di carica deve essere diverso da quella nel ciclo di scarica.

Un'altra osservazione interessante è che la temperatura nell'esperimento si comportava in modo diverso rispetto alla simulazione. Più alte erano le correnti di carica e di scarica, maggiori erano le deviazioni. Allo stesso tempo, l'aumento effettivo della temperatura era solitamente superiore rispetto a quello simulato, cioè la temperatura critica era raggiunta in realtà più velocemente. Dato che il processo di deriva termica si verifica nel giro di alcuni millisecondi ed è inarrestabile, quando viene superato l'intervallo di temperatura eventuali contromisure non avranno più alcun effetto.

Experimental and simulation of cell temperature for:

(a) charging 1C,3C,5C

(b) discharging 1C,3C,5C

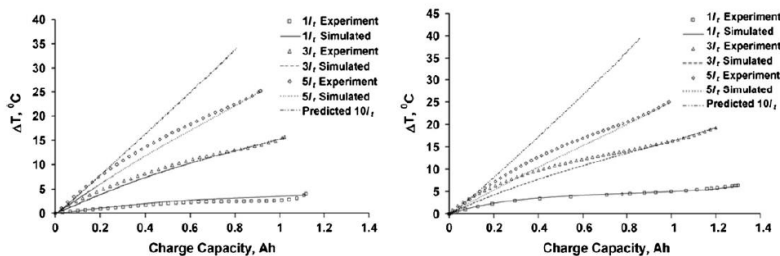


Figura 4: Risultato sperimentale per la misura della temperatura e risultati della simulazione.

Fonte: [2]

Pertanto, sono necessari dei sensori per la lettura della temperatura, in modo da poterne rilevare rapidamente un eventuale aumento. Le seguenti aziende dispongono di modelli adeguati: Rohm, Sensirion e STMicroelectronics. Ad esempio, l'STS3x di Sensirion presenta un tempo di reazione di soli due secondi con un livello di accuratezza di +/-0,1°C.

Idealmente, ogni cella della batteria dovrebbe essere dotata di tre sensori. Come compromesso tra sicurezza ed economicità, si raccomanda un minimo di un sensore di temperatura per ogni cella.

Allo stesso tempo, occorre osservare che la temperatura non è uniformemente distribuita nella cella della batteria. Ciò significa che la soglia critica di 60°C all'interno della cella può

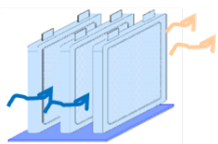
essere superata, ma non rilevata se un sensore è montato all'esterno della cella stessa. Questo è quanto ha anche mostrato l'esperimento citato. Di conseguenza, quando si carica o scarica a 5C sul polo positivo di una batteria cilindrica agli ioni di litio, si sviluppa un punto caldo di circa 65°C. Nel nucleo della cella la temperatura è intorno a 59°C e se viene monitorato l'esterno della batteria, la temperatura sale inizialmente sino a 60°C all'inizio, ma poi scende a circa 56°C. Dalla temperatura che è stata misurata all'esterno non è possibile giungere ad ulteriori conclusioni per quanto riguarda la distribuzione della temperatura all'interno, ed è per questo che è necessario un modello di protezione termica della cella della batteria.

Metodi di raffreddamento per celle batteria

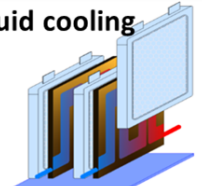
E' estremamente importante rimuovere il calore dal punto caldo. A tal fine, consigliamo ad esempio il foglio di grafite pirolitica (PGS) di Panasonic. Questo offre una conducibilità termica fino a 1950W/metroK, che è cinque volte più alta di quella del rame, ed è tuttavia molto sottile e leggero con uno spessore massimo di 100 µm. Se le celle della batteria sono separate da un PGS e vengono inoltre collocate su una piastra di raffreddamento, è possibile ridurre significativamente la temperatura, come mostrato in un allestimento sperimentale, da 61°C a 45°C.

➤ Existing method

Air cooling



Liquid cooling



➤ New proposal: Thermal homogenization

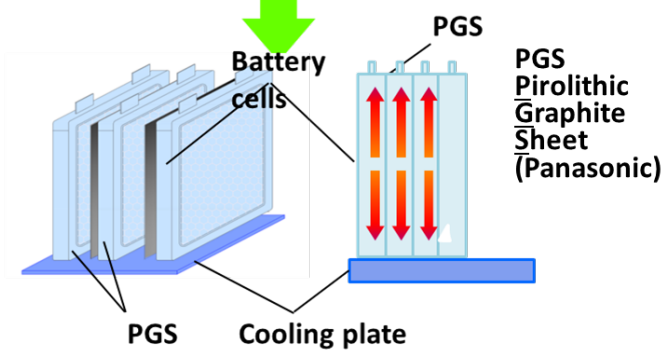
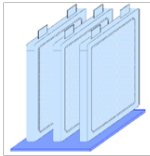


Figura 5: Omogeneizzazione termica; inserimento di un foglio di PGS tra le celle di una batteria. Fonte: Panasonic

Per impedire la diffusione della deriva termica da una cella a quella adiacente, una pellicola isolante NASBIS combinata con il PGS costituisce una buona soluzione. Grazie alla sua conduttività termica estremamente bassa di 0.02W/metroK, essa funziona come protezione o isolante termico. Il film NASBIS è molto sottile e flessibile e può inoltre essere inserito anche in spazi molto ristretti.

➤ **Existing method**

No thermal insulation sheet



➤ **New proposal**

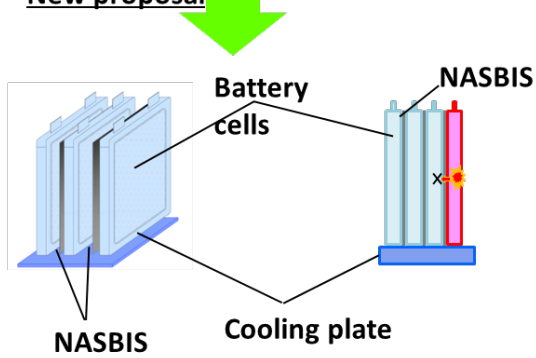


Figura 6: Inserimento di una pellicola di isolante termico NASBIS nelle batterie agli ioni di litio. Fonte: Panasonic

Misure di protezione a livello modulo

A livello di modulo, la gestione termica inizia con il numero e la configurazione delle celle. La National University of Singapore ha condotto dei test anche su questo.

Con un allestimento di 24 celle agli ioni di litio allineate senza ventole, a 3C, la temperatura era distribuita uniformemente, e le celle esterne erano solo leggermente più fresche rispetto quelle situate all'interno. In presenza di un ventilatore, la temperatura non era più distribuita uniformemente, portando così a maggiori differenze di temperatura. Questo significa che se viene usato solo un sensore di temperatura per ogni modulo, il rischio di non rilevare un punto caldo critico è particolarmente elevato.

Un modulo da 3x8 celle presenta una distribuzione di temperatura diversa: come previsto, si sviluppa un punto caldo all'interno della cella, in questo caso a oltre 60°C. Se si utilizza una ventola, il punto caldo è più basso e indica una temperatura massima approssimativa di circa 38°C.

Ancora più importante è l'uso di una ventola con un modulo più grande contenente celle 5x5. L'esperimento ha prodotto un punto caldo di oltre 63°C, e una ventola ha ridotto la temperatura a circa 33°C.

Ciò dimostra che l'uso di ventole costituisce un mezzo idoneo a prevenire l'instabilità termica a livello modulo. Decisivo nel processo, tuttavia, è la configurazione delle celle della batteria e il posizionamento della ventola. Infatti, i test con configurazioni diverse delle celle e delle posizioni del ventilatore hanno indicato, in parte, distribuzioni di temperatura sorprendenti. Pertanto, i produttori non dovrebbero in nessun modo basarsi su ipotesi, ma piuttosto devono eseguire misure precise o utilizzare i test esistenti.

Ventilatori compatti che vanno da 2cm a 14cm di dimensioni con un'altezza compresa tra 10 e 38mm sono disponibili da JAMICON e DELTA. Diversi modelli offrono funzionalità aggiuntive, come uno schema integrato di modulazione a larghezza di impulso (PWM), la misura della velocità, il segnale di trasduzione tachimetrica o il riavvio automatico. Molti modelli di JAMICON e DELTA sono anche disponibili con terminazioni su specifica del cliente.

Gestione termica a livello di pacco di batterie

Per la progettazione del pacco di batterie, anche la dimensione e la configurazione dei moduli influenza il comportamento termico. Per capirci meglio, il Guangzhou Institute of Energy Conversion presso l'Accademia Cinese delle Scienze (CAS) ha esaminato una batteria simile a quella utilizzata nel modello di Tesla S riempita con liquido di raffreddamento. Il pacco ha una struttura veramente complessa costituita da 7104 celle

cilindriche 18650 agli ioni di litio. Esso è in grado di immagazzinare circa 85kWh con una tensione nominale di 400V DC.

Simulazioni per stati di carica (SOC) compresi tra 0,1 e 0,9 e per correnti di carica da 0,5C a 5C hanno indicato un comportamento termico di tipo non lineare (vedi tabella sotto): Durante la carica, la batteria non raggiunge la massima temperatura con correnti di carica molto alte, come ipotizzabile, ma a sorpresa con correnti di carica basse. La temperatura infatti dipende anche dallo stato di carica della batteria. Il pacco ha raggiunto le sue temperature massime a 0,5C con un SOC di 0,3 e 0,9; per contro, la batteria è rimasta a bassa temperatura con un SOC di 0,6. Sorprendentemente, per correnti di carica di 5C, non si verificava alcun riscaldamento apprezzabile con qualsiasi stato di carica.

Distribuzione della Temperatura durante la Carica

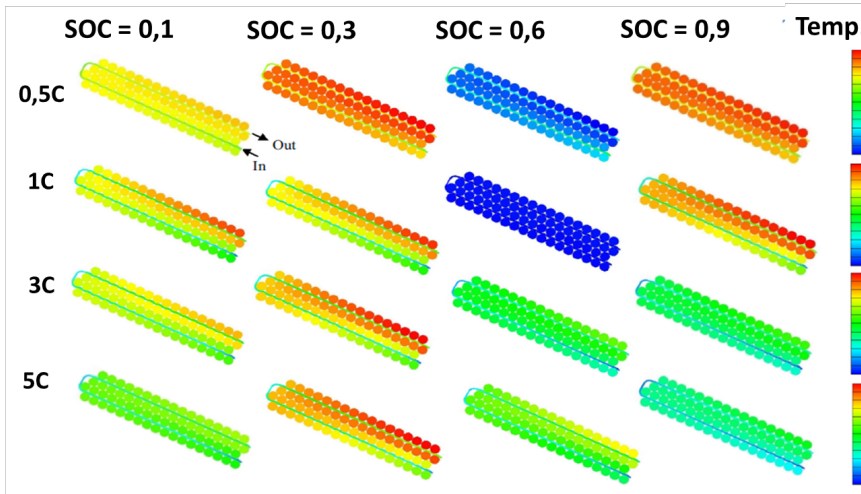


Figura 7: Comportamento termico di una batteria agli ioni di litio durante la carica. Fonte: [3]

Formattato: Italiano

Ciò significa che, a seconda della corrente di carica e dello stato di carica, è necessario un approccio differente per la gestione termica. Inoltre, il processo di carica della batteria dovrebbe essere in linea con questo comportamento termico. Sarebbe ideale iniziare con correnti più alte, per poi ridurle al crescere dello stato di carica e quindi farle crescere nuovamente.

Con la scarica emerge un quadro diverso (vedi tabella sotto): se la batteria viene scaricata al dieci per cento (DOD = 0,1; Profondità di Scarica, DOD), la temperatura non aumenta, anche a correnti più elevate, ossia la ricarica rapida non costituisce di conseguenza un problema. In corrispondenza di uno stato di carica intermedio (DOD 0,3 - 0,8), l'aumento di temperatura è più drastico, il che significa che occorre ridurre la corrente di carica e considerare la gestione termica con più attenzione. Partendo da un DOD di 0,9, le correnti di carica risalgono nuovamente perché la temperatura si abbassa nuovamente.

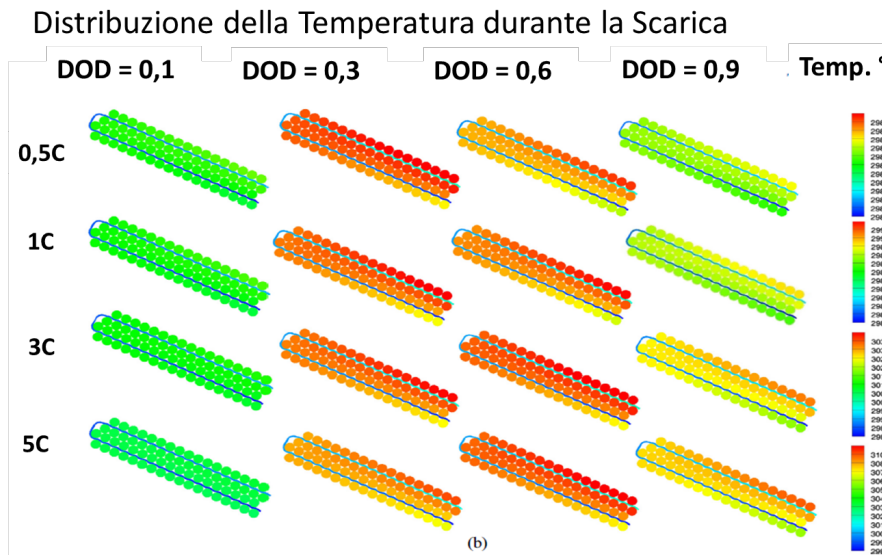


Figura 8: Comportamento termico di una batteria agli ioni di litio durante la scarica. Fonte: [3]

I risultati della simulazione hanno mostrato che il riscaldamento della batteria dipende dalla profondità di scarica (DOD), dallo stato di carica (SOC) e dalle correnti di carica/scarica, soprattutto con raffreddamento a liquido. Inoltre, è emerso un comportamento non lineare a livello di pacco, il che significa che il processo di carica richiede diversi meccanismi di monitoraggio e un approccio alla gestione termica diversa rispetto al processo di scarica.

Conclusione

Per la gestione termica delle batterie agli ioni di litio, sono necessarie misure precise della temperatura e della corrente su diversi livelli. Inoltre, occorre realizzare un modello termodinamico per le celle, il modulo ed il pacco batterie. A causa del comportamento

termico non lineare che si ripete ad ogni livello, non è possibile trarre conclusioni precise sul comportamento del pacco di batteria a partire dal comportamento della cella.

In base a queste informazioni, è possibile sviluppare un approccio alla gestione termica in grado di impedire la deriva termica - e quindi anche le conseguenze fatali che possono verificarsi in determinate circostanze.

[1] - Thermal runaway mechanism of lithium ion battery for electric vehicles: A review; Xuning Fenga, Minggao Ouyanga, Xiang Liua, Languang Lua, Yong Xiaa, Xiangming Hea. State Key Laboratory of Automotive Safety and Energy & Institute of Nuclear and New Energy Technology. Tsinghua University, Beijing, China
<http://dx.doi.org/10.1016/j.ensm.2017.05.013>

[2] - Electrochemical–thermal analysis of 18650 Lithium Iron Phosphate cell; L.H. Saw, Yonghuang Ye, A.A.O. Tay; Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, National University of Singapore, 117576 Singapore, Singapore; Energy Conversion and Management 75 (2013) 162–174

[3] - Thermal behavior study of discharging/charging cylindrical lithium-ion battery module cooled by channeled liquid flow; Chunrong Zhao, Wenjong Cao, Ti Dong, Fangming Jiang. Laboratory of Advanced Energy Systems, Guangdong Key Laboratory of New and Renewable Energy Research and Development, CAS Key Laboratory of Renewable Energy, Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences (CAS), Guangzhou 510640, Guangdong, PR China, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, PR China; <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.12.083>