



## Generazione eolica ed accumulo: modelli e strategie di gestione integrata

**Marinelli, Mattia; Massucco, Stefano; Silvestro, Federico; Grillo, Samuele; Di Rossa, Daniela; Soricetti, Silvia**

*Published in:*  
A E I T

*Publication date:*  
2010

*Document Version*  
Publisher's PDF, also known as Version of record

[Link back to DTU Orbit](#)

*Citation (APA):*  
Marinelli, M., Massucco, S., Silvestro, F., Grillo, S., Di Rossa, D., & Soricetti, S. (2010). Generazione eolica ed accumulo: modelli e strategie di gestione integrata. *A E I T*, 16-25.

---

### General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

# MODELLISTICA E STRATEGIE DI CONTROLLO PER L'UTILIZZO INTEGRATO DI GENERAZIONE EOLICA E SISTEMI DI ACCUMULO

**Mattia Marinelli, Stefano Massucco, Federico Silvestro** – Università degli Studi di Genova, Dipartimento Ingegneria Elettrica ed Navale, Laboratorio Intelligent Electrical Energy Systems

**Samuele Grillo** - Politecnico di Milano, Dipartimento di Elettrotecnica

**Daniela Di Rosa, Silvia Soricetti** - Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A. - Area Tecnica Ricerca, Pisa

## **Sommario**

Lo sviluppo del sistema di distribuzione dell'energia elettrica con il forte aumento dei livelli di penetrazione delle sorgenti distribuite di tipo rinnovabile porta necessariamente ad esaminare e provare nuove strategie di controllo, che opportunamente integrate con sistemi di accumulo, dovrebbero permettere di gestire al meglio la risorsa energetica complessiva.

L'articolo descrive i modelli di sistemi di generazione e di accumulo per la gestione integrata e il controllo di un parco di generazione rinnovabile accoppiato con batterie. Il sistema di accumulo è descritto e caratterizzato sia dal punto di vista elettrochimico che termico, mentre il parco di generazione da rinnovabile, composto da turbine eoliche, è descritto tramite una caratterizzazione dinamica. Il sistema di accumulo, accoppiato al sistema di generazione eolica, permette di ridurre o compensare le fluttuazioni della potenza in uscita dalla generazione eolica e realizzare scambio nullo al nodo di interfaccia.

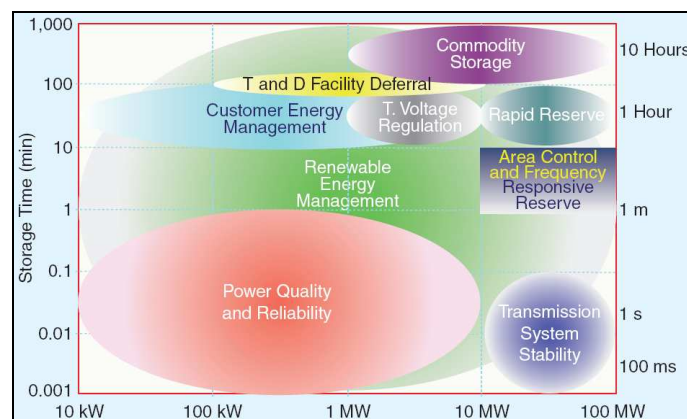
## **Introduzione**

Lo sviluppo del sistema di distribuzione dell'energia elettrica con il forte aumento dei livelli di penetrazione delle sorgenti distribuite di tipo rinnovabile porta necessariamente ad esaminare e provare nuove strategie di controllo che permettano di integrare la disponibilità di energia a basso costo, ma con caratteristiche intermittenti, con sistemi di accumulo atti a gestire al meglio la risorsa energetica complessiva.

Una delle maggiori sfide che pone l'estensiva diffusione della generazione rinnovabile, specialmente per quanto riguarda la fonte eolica, è il suo profilo di produzione difficilmente prevedibile e controllabile [1], [2]. Ciò implica avere, per esempio, eccesso di produzione durante periodi di basso carico o immissione di generazione in sezioni della Rete con conseguenti creazioni di congestioni o sovratensioni [3]. La presenza di sistemi di accumulo potrebbe quindi permettere una migliore gestione del sistema elettrico.

Le tecnologie legate all'accumulo dell'energia dovrebbero essere considerate come scelte strategiche per utilizzare al meglio sia le risorse convenzionali sia le rinnovabili. Esse, infatti, dato l'ancora elevato costo per energia accumulata, non possono costituire un'alternativa a nessuna delle tecnologie esistenti; sono, piuttosto, un prezioso complemento per tutte le risorse di generazione e potranno favorire un miglioramento nella capacità di trasferimento dell'energia da parte di tutte le risorse attualmente in uso.

L'energia elettrica da sempre viene usata nel momento in cui viene generata, non è accumulata, sebbene farlo permetterebbe di ottimizzare la generazione. Attualmente la politica energetica dei diversi Paesi industrializzati consiste nell'usare la generazione per soddisfare il carico, causando una diminuzione del fattore di utilizzo del sistema elettrico. Infatti la massima capacità di produzione del parco delle centrali viene utilizzata solo raramente per soddisfare i picchi di carico. Il cambiamento di orientamento dallo sfruttamento delle risorse fossili all'utilizzo delle fonti rinnovabili come risorse di generazione dell'energia elettrica non potrà che aggravare questa condizione. In questo contesto, le tecnologie di accumulo dell'energia, se utilizzate per equilibrare il disallineamento tra carico e generazione, avranno un ampio campo di applicazioni. A seconda del compito richiesto la taglia del sistema di accumulo può variare sensibilmente e differenti compiti possono essere eseguiti, come descritto dalla Fig. 1 [4]. Le potenziali aree di applicazione spaziano perciò dalla compensazione sul breve termine delle fluttuazioni di potenza, migliorando quindi la *Power Quality* dell'energia, alla fornitura di servizi ancillari come la riserva secondaria fino ad arrivare a garantire capacità di dispacciamento per il giorno dopo [5].



**Fig. 1. Requisiti di taglia degli accumuli per le diverse aree di applicazione**

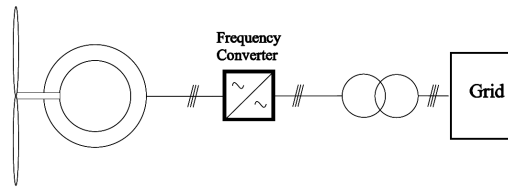
Il presente articolo tratta lo sviluppo di modelli di turbine eoliche e sistemi di accumulo in ambiente Matlab-Simulink e l'implementazione delle relative strategie di controllo. L'idea principale che sta alla base della gestione del sistema accoppiato eolico-accumulo è quella di controllare l'intensità di carica/scarica della batteria al fine di gestire il profilo di produzione dell'intero sistema.

Il parco è composto da quattro turbine da 2 MW ciascuna e da un sistema di accumulo equipaggiato con batterie ad alta temperatura ( $\text{Na-NiCl}_2$ ) con potenza nominale pari a 2,5 MW ed energia pari a 2 MWh. Entrambi i modelli presentati hanno validità generale e sono calibrati per studi elettrici [6].

### **Modello turbina eolica**

Il modello di turbina eolica è descritto da un punto di vista elettromeccanico. Esso si focalizza sulla caratterizzazione aerodinamica del rotore e del relativo sistema di controllo di passo delle pale, sulle dinamiche torsionali dell'albero e sul controllo di massima potenza [7].

Il modello è calibrato sulle specifiche di una macchina da 2 MW della classe *Full Converter Direct Drive*; queste macchine sono caratterizzate dall'assenza della scatola del cambio (*gear box*) e dalla presenza di un convertitore elettronico dimensionato per l'intera potenza passante come evidenziato in Fig. 2.

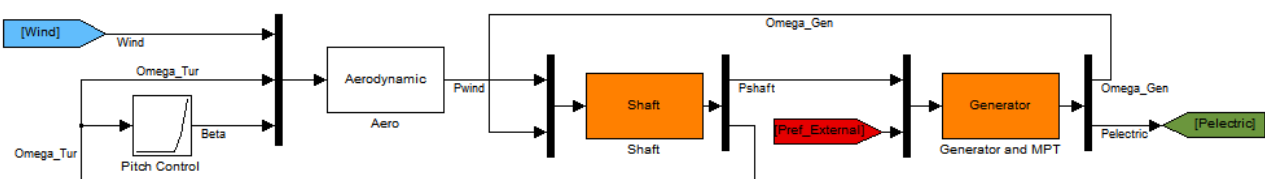


**Fig. 2. Full Converter Direct Drive Concept**

Poiché l'analisi riguarda lo studio di transitori elettromeccanici che non contemplano la risposta del sistema a rapidi transitori elettrici, non è necessario, in prima approssimazione, caratterizzare in maniera dettagliata il sistema di conversione elettronica. Pertanto l'insieme generatore elettrico e convertitore viene quindi modellato come un carico negativo [8]. La parte rimanente del sistema di conversione elettromeccanica richiede invece una caratterizzazione adeguata, visto l'interesse nello studiare la dinamica instaurata dalla possibilità di ridurre la produzione delle macchine in certe condizioni. È necessario infatti modellare i ritardi introdotti dal meccanismo del controllo di passo delle pale.

Lo schema a blocchi di Fig. 3 riporta una sintesi delle principali dinamiche analizzate e della loro mutua interazione. Il primo blocco, denominato "Aero" è quello della caratterizzazione aerodinamica; esso computa la potenza raccolta all'asse della girante che dipende, oltre che dalla velocità del vento, dalla velocità di rotazione della macchina e dell'angolo di passo delle pale. Questa descrizione è realizzata tramite un legame non lineare tra rendimento aerodinamico, generalmente noto come coefficiente di potenza, angolo di passo delle pale e rapporto cinetico di velocità, il quale è definito come rapporto tra la velocità periferica delle pale (funzione quindi della velocità di rotazione della turbina) e velocità del vento.

Il valore della potenza accelerante, impresso ad un capo dell'albero, è richiesto, insieme alla velocità di rotazione del generatore, per valutarne la dinamica torsionale e calcolare così la potenza all'altra estremità dell'albero meccanico. Questa potenza viene data in ingresso al blocco denominato "Generator and MPT" (*Maximum Power Tracking*), che riporta la caratterizzazione dinamica del generatore e della caratteristica di controllo dell'MPT. Il controllo MPT può essere sintetizzato attraverso una caratteristica statica che, in funzione della velocità di rotazione, invia riferimenti di potenza al generatore elettrico. Noto infine il rendimento di conversione elettronica, e computato il consumo dei sistemi ausiliari, viene calcolata la potenza elettrica prodotta dalla macchina.



**Fig. 3. Schema a blocchi concettuale della turbine eolica**

È presente inoltre il controllo di passo delle pale, realizzato con un controllore di tipo Proporzionale-Integrale (PI), che agisce ogniqualvolta la velocità di rotazione della turbina supera la massima consentita. Attraverso la regolazione dell'angolo di passo delle pale, si va ad agire sull'efficienza aerodinamica del rotore riducendone il rendimento; in pratica si diminuisce la portanza della pale e quindi si riduce la coppia meccanica (accelerante) impressa all'asse della turbina.

Poiché lo studio è focalizzato sulla compensazione degli effetti di turbolenza presenti nel vento, particolare attenzione dovrebbe essere dedicata alla caratterizzazione, o comunque

alla scelta, del profilo di vento utilizzato. Per studi di tipo elettrico è pratica comune considerare un unico profilo di vento per ciascuna turbina, mentre nella realtà le pale, durante la rotazione, incontrano diversi gradienti di pressione. Questo insieme di venti sono generati dal fatto che maggiore è la vicinanza al terreno, maggiori sono gli ostacoli che il flusso di aria incontra e quindi maggiore è il suo grado di disomogeneità (cioè la sua turbolenza). Questa assunzione è tuttavia valida fintantoché questo profilo di vento è rappresentativo di tutti i differenti flussi che impattano sul rotore e viene solitamente chiamato: vento equivalente al mozzo [9]. Allo scopo di modellare adeguatamente il profilo di vento per ciascuna turbina, vengono utilizzati dati relativi a quattro turbine appartenenti ad uno stesso parco, localizzato in Sicilia [10], acquisiti con tempo di campionamento di 5 secondi e riportati in Fig. 4.

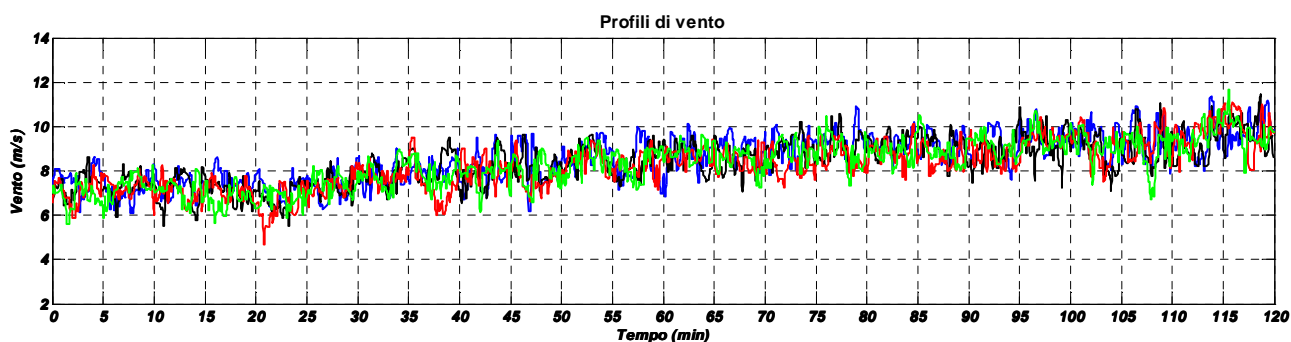
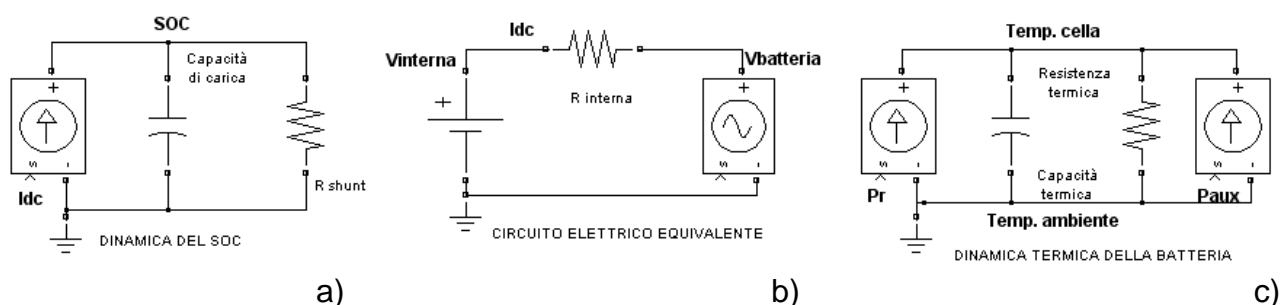


Fig. 4. Quattro serie di profili di vento, campionati a 5 secondi.

### Modello accumulato

Il modello di accumulo realizzato è calibrato per studi elettrici e presenta validità generale, in quanto adattabile a descrivere diverse nature elettrochimiche [11]. L'accumulo descritto ha una taglia di 2,5 MW – 2,5 MWh ed è composto da un insieme di 140 unità (17,8 kW – 14,2 kWh): ogni unità a sua volta è composta da un insieme di 2 paralleli di 108 celle collegate in serie. La cella elementare ha una tensione nominale di 2,58 V e una capacità di 32 Ah e, ai fini della modellazione, si assume che tutte le celle siano perfettamente bilanciate dal BMS (*Battery Management System*) e che tutte le richieste di carica/scarica vengano suddivise equamente tra le 140 unità. Sotto queste ipotesi tutte le dinamiche descritte sono incorporate nella singola cella equivalente; la taglia desiderata del sistema di accumulo si ottiene moltiplicando (o dividendo) i parametri di cella in base al numero di elementi in serie o in parallelo.

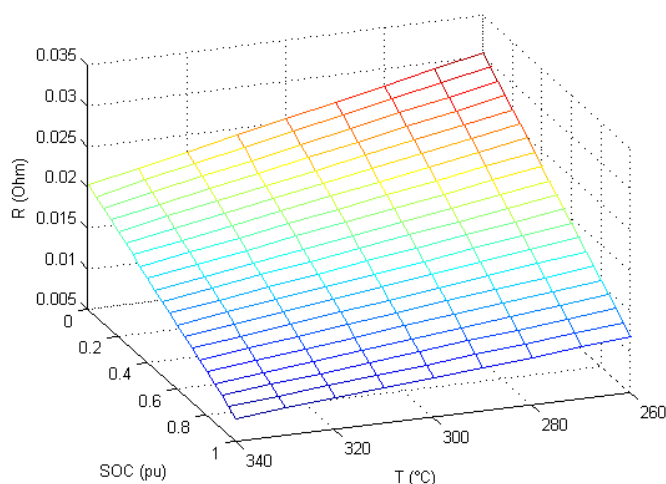
Le dinamiche analizzate sono quelle relative allo stato di carica (*State-of-Charge, SOC*), conversione elettrochimica dell'energia e caratterizzazione termica. Le principali variabili di stato sono SOC e temperatura: tutti i parametri caratteristici (come tensione a circuito aperto, resistenza interna e soglie d'intervento delle protezioni) sono funzione di tali stati. Per descrivere i legami differenziali presenti viene proposta, in Fig. 5, una rappresentazione con componenti elettrici.



**Fig. 5. Rappresentazione con componenti elettrici delle principali dinamiche implementate**

La dinamica del SOC, Fig.5 a), descrive essenzialmente il livello di energia che è presente nell'accumulo. Il suo valore è pari a 0 quando l'accumulatore è completamente scarico e 1 quando è carico. A seconda della tipologia di accumulatore da modellarsi si possono avere differenti livelli minimi di SOC consentiti per evitare danni; per la batteria Na-NiCl<sub>2</sub> si è considerato un valore minimo pari a 0.2 [12]. La variabile SOC viene inoltre utilizzata dal sistema di controllo per commutare da carica veloce a carica lenta (riducendo quindi l'intensità di carica) quando si raggiunge l'80% di carica. Un'eventuale auto scarica si modella con l'inserimento in parallelo di un elemento shunt.

La dinamica elettrica, Fig.5 b), serve per valutare il quantitativo di corrente e quindi di energia che può essere accumulato o rilasciato. Il modello del primo ordine prende in considerazione due generatori di tensione, il primo rappresentativo della tensione a vuoto della batteria (la quale tipicamente è funzione non lineare del SOC) e il secondo che modella la tensione che l'inverter imprime ai morsetti della batteria al fine di far circolare la corrente desiderata. Tale corrente è negativa durante la carica, positiva altrimenti. Le perdite e quindi l'efficienza dell'accumulatore sono racchiuse nel resistore che modella la resistenza interna la quale a sua volta è funzione non lineare della temperatura e della corrente come evidenziato nella Fig. 6.



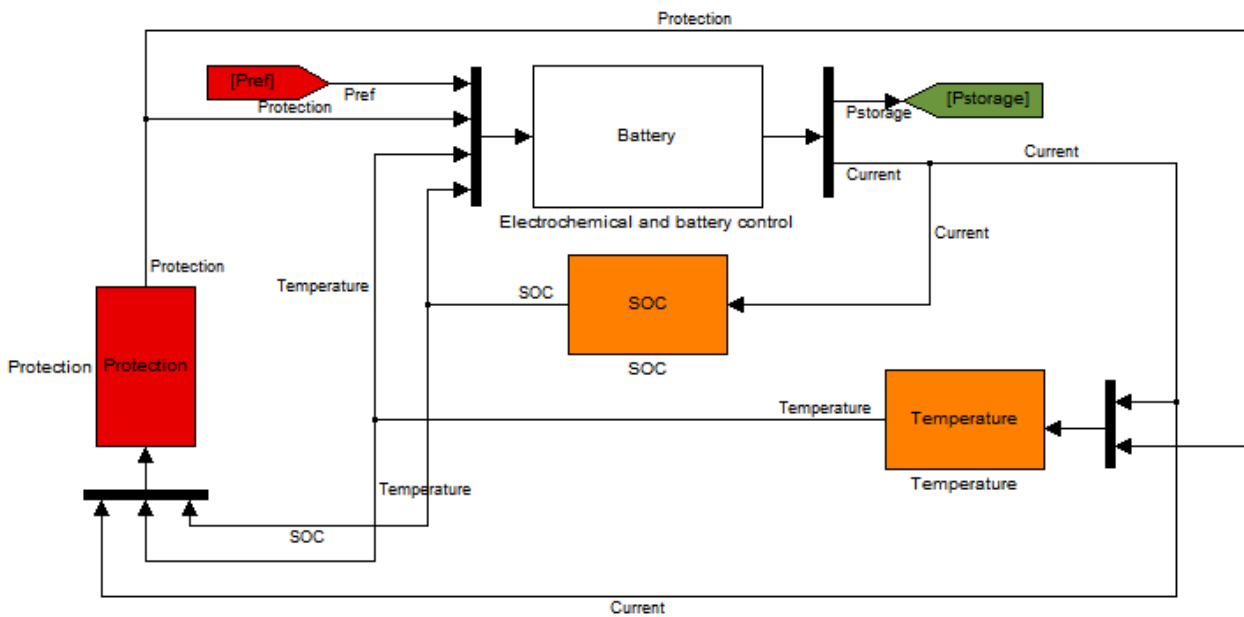
**Fig. 6. Resistenza interna per una cella Na-NiCl<sub>2</sub> da 32 Ah**

La dinamica termica, Fig.5 c), infine, risulta essere molto critica sia quando occorre studiare il comportamento a seguito di elevate richieste di potenza sia tutte le volte che si studia la dinamica di una batteria "calda". Per poter funzionare la Na-NiCl<sub>2</sub> deve infatti lavorare in un determinato campo di temperature (260 °C ÷ 340 °C). Occorre quindi approntare una descrizione dei flussi termici che vengono dissipati verso l'esterno o che vengono asportati mediante il sistema di raffreddamento dell'accumulatore, così come il flusso termico generato all'interno della batteria per effetto Joule. Al fine di valutare la

temperatura di cella è necessario perciò conoscere la resistenza termica dell'involucro così come la capacità termica (ossia la sua inerzia termica).

La rappresentazione della dinamica termica con componenti elettrici deve essere letta con l'assunzione che la corrente [A] è analoga al flusso termico [W], la tensione [V] è analoga alla temperatura [K] e la resistenza [ $\Omega$ ] e la capacità elettrica [F] sono rispettivamente analoghe alla resistenza termica [K/W] e alla capacità termica [J/K].

Così come per l'eolico anche per l'accumulo è proposto uno schema concettuale che riassume, con l'ausilio di uno schema a blocchi, tutti i legami appena descritti (vedi Fig. 7).



**Fig. 7. Schema a blocchi di concetto del modello di accumulo elettrochimico**

La dinamica elettrochimica e il relativo controllo di corrente sono riportate nel blocco denominato "Battery", mentre le dinamiche del SOC e quella termica sono rispettivamente nei blocchi "SOC" e "Temperature". Le soglie di protezione di massimo e minimo SOC, di massima e minima temperatura nonché le soglie d'intervento dei sistemi di condizionamento della temperatura sono racchiusi nel blocco "Protection".

### **Configurazione del Parco e relativi Controllori**

Lo scopo principale delle strategie proposte è quello di controllare l'azione di carica/scarica della batteria al fine di controllare il profilo di produzione al Punto di Connessione Comune (PCC). Una panoramica della configurazione del parco è mostrata nella Fig. 8: le quattro turbine sono identificate dai blocchetti situati nella parte destra del riquadro mentre la batteria nel blocco centrale.

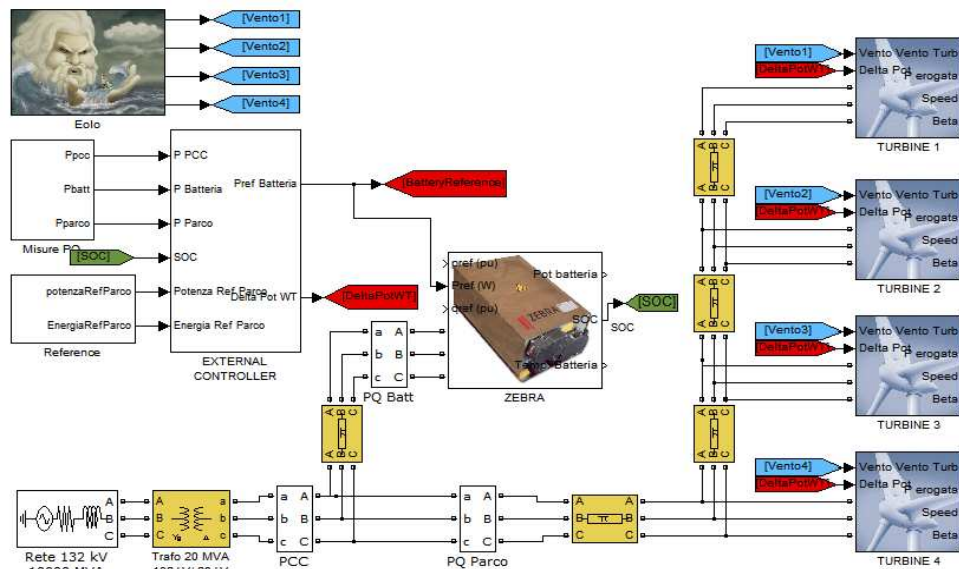


Fig. 8. Configurazione del Parco

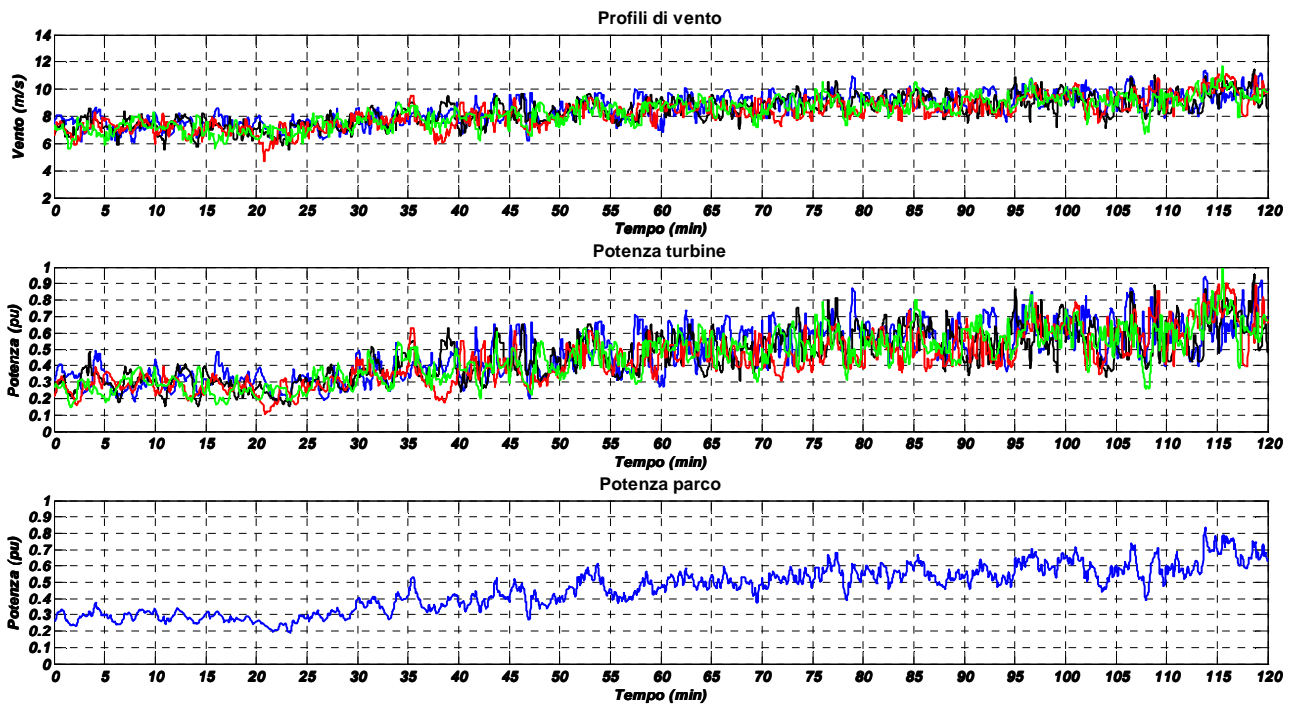
I due controllori esterni, che inviano i segnali di *setpoint* alla batteria o il segnale di riduzione di produzione delle turbine, sono localizzati nel blocco denominato “*External Controller*”. Il primo, equipaggiato con un controllo di tipo PI, è sensibile all’errore tra la potenza transitante al PCC e quella di riferimento, cioè quella stimata dalle previsioni. E’ inoltre presente un anello esterno che è sensibile al livello di carica della batteria e che modifica progressivamente tale riferimento qualora il SOC stia raggiungendo valori prossimi al blocco di batteria (cioè minima o massima carica), in modo da garantire sempre la disponibilità dell’accumulo [13].

Il secondo controllore, invece, genera un segnale che va a modificare il riferimento di massima potenza generato dal controllo MPT delle turbine. Anche questo controllo è sensibile all’errore tra la potenza al PCC e quella attesa, ma viene attivato esclusivamente solo quando arriva un segnale di comando dal Gestore di Rete che richiede zero transito di potenza al PCC (a seguito per esempio di congestioni di rete) e se e solo se la batteria non è in grado di accumulare tutta l’energia prodotta dal parco (ad esempio perché sta giungendo a valori di SOC prossimi al massimo). In questo modo le turbine riducono la loro potenza senza essere fermate ed essere successivamente riavviate.

### **Simulazioni sui singoli modelli: turbine eoliche e sistema di accumulo**

Si riportano i risultati di alcune simulazione condotte sui singoli modelli. La Fig. 9 riporta la produzione delle singole macchine e quella complessiva in risposta ai profili di vento mostrati in precedenza in Fig. 4.





**Fig. 9. Profili di vento, Potenza prodotta dalle singole turbine; Potenza prodotta dall'aggregato**

I profili di potenza riportati sono espressi in per unità su base di macchina (2 MW) per quelli delle singole turbine e su base di parco (8 MW) per quello complessivo. Quest'ultimo profilo trae beneficio dalla mutua compensazione dei profili delle singole macchine, dovuta al fatto che in genere una raffica di vento difficilmente impatta contemporaneamente e con la stessa intensità su macchine reciprocamente spaziate tra loro. Nonostante il beneficio dettato dalla numerosità delle macchine, il grado di turbolenza del vento si riflette ancora in discreta misura sulla produzione immessa in Rete. Definendo, similmente alla turbolenza del vento, un grado di "turbolenza di potenza", come rapporto tra la deviazione standard e la potenza media, calcolate su finestre temporali di 10 minuti, si sono calcolati valori pari al 19% (0,38 MW) per le singole macchine e pari all'11% (0,88 MW) per la potenza immessa in rete per l'orizzonte di 2 ore simulato.

Per quanto riguarda il sistema di accumulo, viene testata la sua risposta tramite un ciclo di carica/scarica a potenza nominale e tramite un ciclo più breve e più intenso a due volte la potenza nominale. Le condizioni iniziali della simulazione sono una temperatura di 290 °C e un SOC pari a 0,6. Il primo diagramma della Fig. 10 mostra la potenza di riferimento, ossia la missione richiesta, e quella che la batteria effettivamente riesce a produrre. Al 19esimo minuto si può osservare come il SOC raggiunga il valore 0,8 e ciò comporta la riduzione della corrente di carica a causa del passaggio da carica veloce a carica lenta. Al 30esimo minuto la carica viene interrotta e si richiede una scarica, l'inverter impone quindi una tensione più bassa rispetto alla tensione di cella al fine di far circolare la corrente all'esterno dell'accumulatore (secondo diagramma)

Quando il SOC raggiunge 0,2 (al 58esimo minuto) la protezione di minimo SOC ferma la scarica. Successivamente una carica più intensa (5 MW per 10 minuti) viene richiesta ed eseguita con successo. All'80esimo minuto invece viene comandata un scarica, sempre a 5 MW: osservando i risultati relativi alla dinamica termica (Fig. 11) si vede come l'intervento delle protezioni di massima temperatura riduca l'intensità di scarica in modo da diminuire la potenza persa per effetto Joule (curva in blu primo diagramma) e permettere al sistema di ventilazione di asportare il calore in eccesso (curva in rosso) e ridurre così la

temperatura. Al 90esimo minuto infine l'azione di scarica è terminata e viene effettuata una carica a potenza nominale. In quest'ultima finestra temporale si può osservare come il sistema di controllo di temperatura effettui una serie di attacca/stacca delle ventole al fine di ridurre progressivamente la temperatura di cella, il cui valore massimo accettabile è tanto più basso quanto maggiore è lo stato di carica.

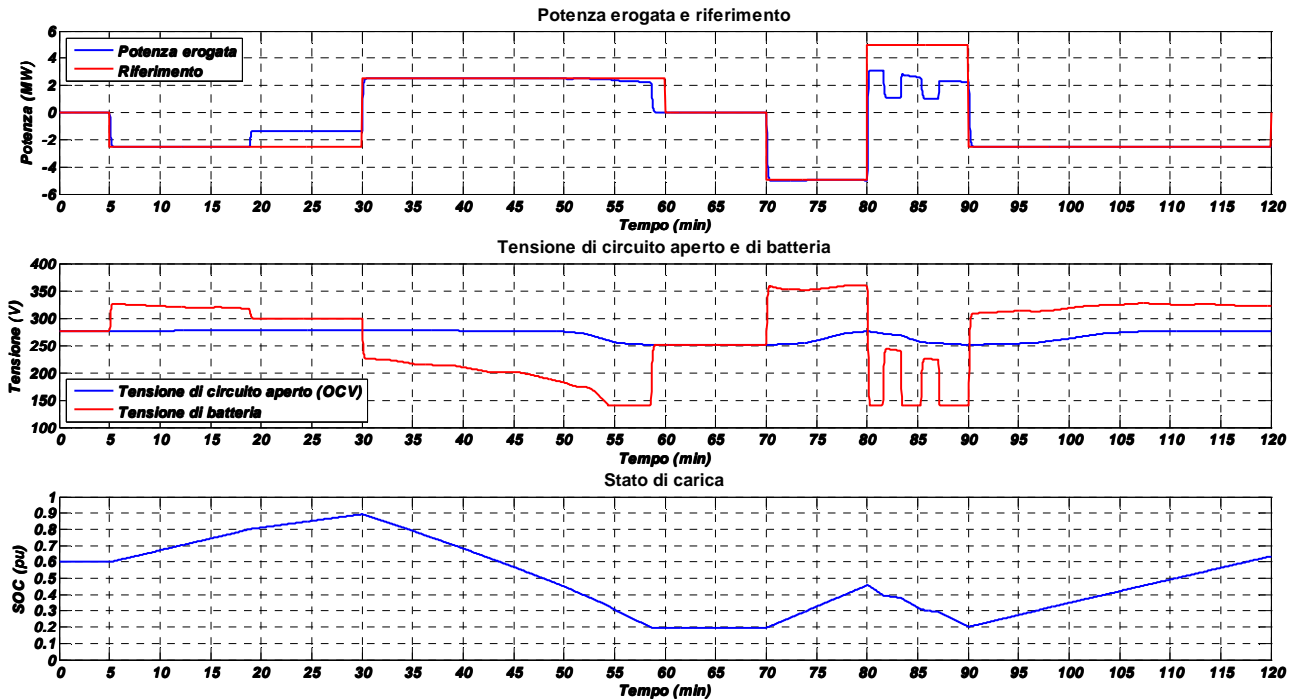


Fig. 10. Potenza richiesta e potenza prodotta; Tensione a circuito aperto e tensione di batteria; SOC

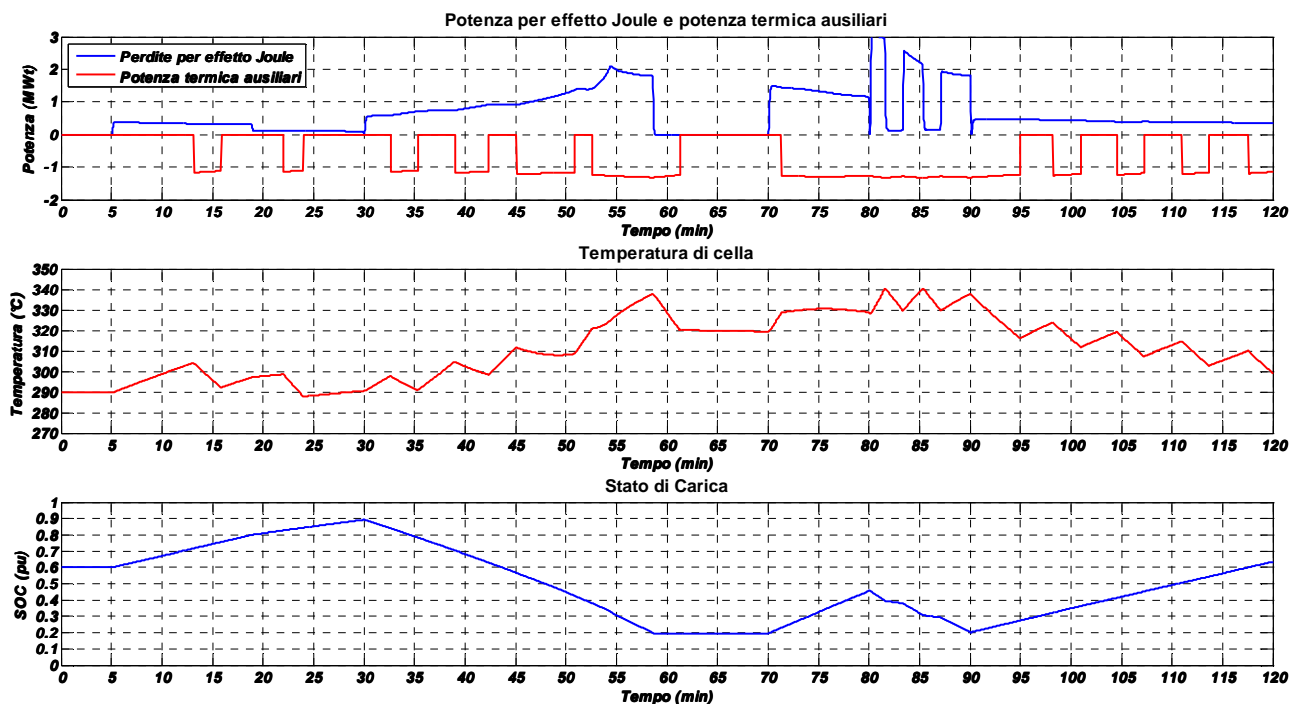
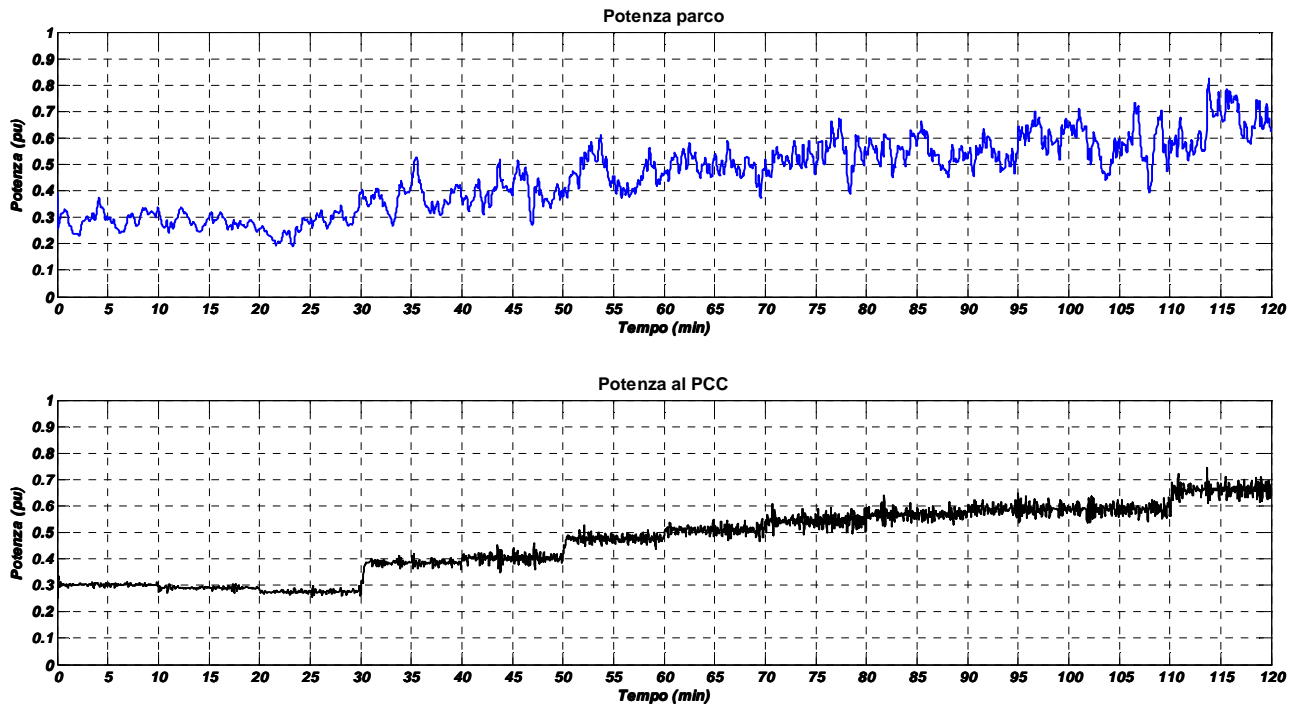


Fig. 11. Potenza persa per effetto Joule e potenza termica asportata dagli ausiliari; Temperatura; SOC

## Simulazioni dell'accoppiamento tra parco eolico e sistema di accumulo

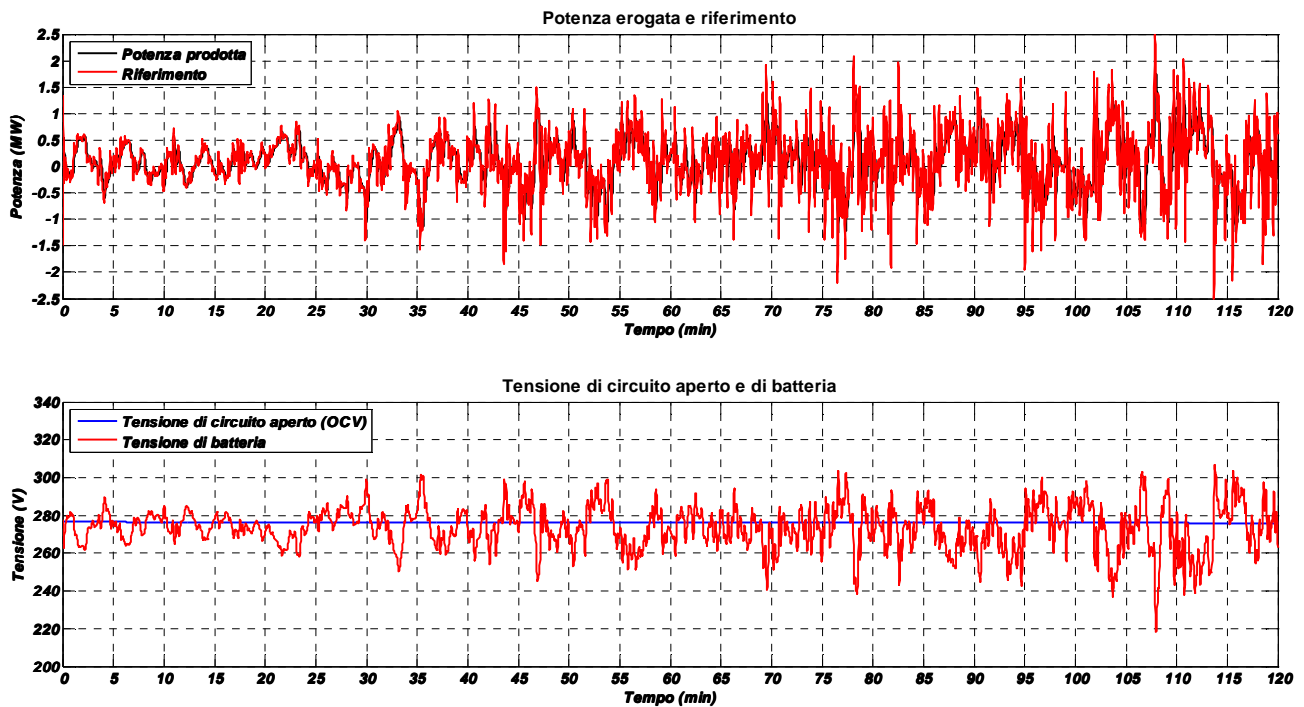
### Spianamento

Effettuata la messa a punto dei modelli di generazione e accumulo, si testa il comportamento del sistema accoppiato. Nel primo scenario, la missione della batteria è quella di spianare le fluttuazioni di potenza immesse dal parco in Rete.



**Fig. 12. Potenza prodotta dal parco; Potenza immessa in Rete a seguito dell'azione compensatrice dell'accumulo**

Il profilo di produzione del parco è riportato nel primo diagramma di Fig. 12, mentre quello immesso in rete a seguito dell'azione di spianamento dell'accumulo è riportato nel secondo diagramma. La turbolenza del vento è quindi compensata dal sistema di accumulo, il cui profilo di potenza è riportato nel primo diagramma di Fig. 13. Il grado di turbolenza nella potenza immessa al PCC passa dall'11% al 3% per la finestra di 2 ore analizzata.



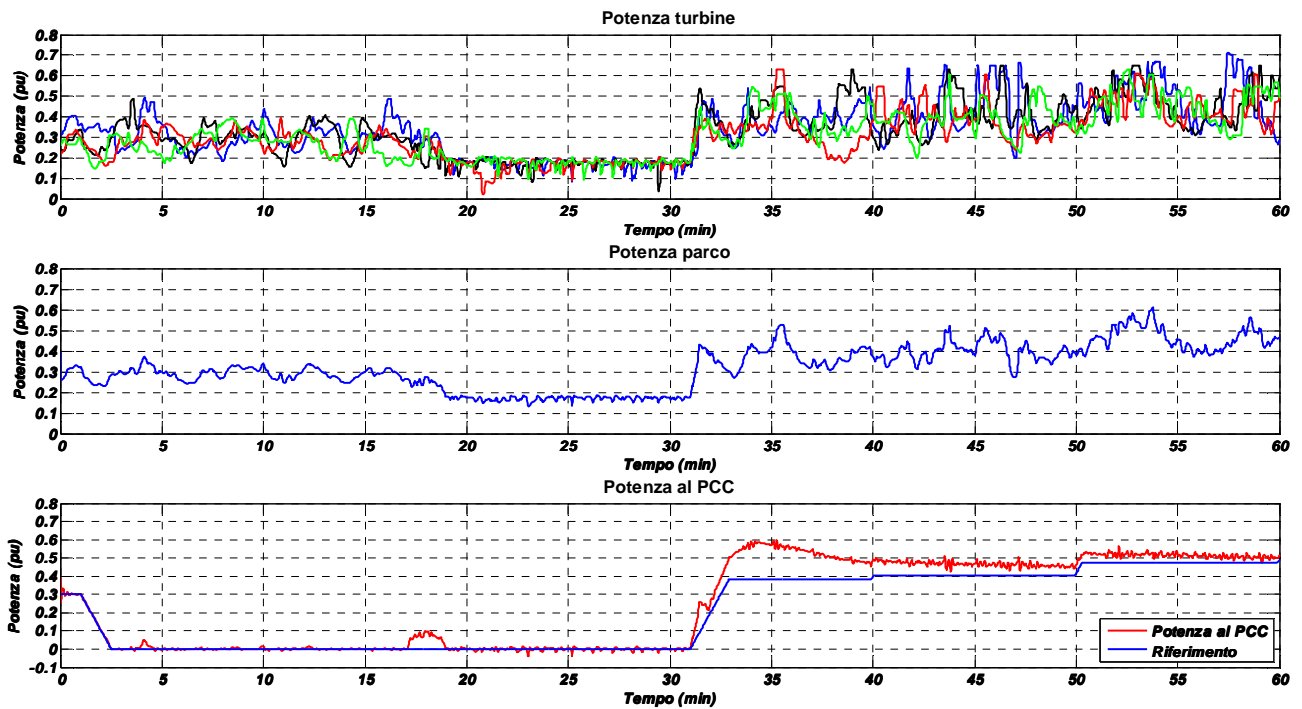
**Fig. 13. Potenza richiesta all'accumulo e potenza prodotta; Tensione di circuito aperto e tensione di batteria**

Il beneficio dell'accumulo è quindi evidenziato anche se bisogna comunque tenere in conto dello stress eccessivo (ripetuti cicli di carica/scarica) cui si rischia di sottoporre l'accumulo con conseguente riduzione della vita attesa. Bisogna anche considerare che un eccessivo utilizzo dell'accumulo porta anche a dissipazione di energia per perdite Joule, per cui occorre valutare se il beneficio in termini di spianamento è controbilanciato dalla riduzione complessiva di energia da parte del sistema di produzione.

### Simulazioni: Zero Transito al PCC

In quest'ultimo scenario si analizza la possibilità da parte del sistema parco-accumulo di rispondere ad una richiesta di zero transito per mezzora al PCC da parte del Gestore di Rete.

Il terzo diagramma di Fig. 14 riporta l'andamento del transito di potenza al PCC: al secondo minuto la batteria comincia ad accumulare tutta la potenza prodotta dal parco in modo da garantire transito nullo. Al 17esimo minuto il SOC raggiunge l'80% e quindi il sistema di controllo della batteria riduce l'intensità di carica. A questo punto la produzione delle turbine supera la capacità di assorbimento da parte dell'accumulo e perciò, visto il vincolo di garantire transito nullo, il controllore del parco invia un segnale di riduzione di potenza alle varie turbine.



**Fig. 14. Potenza prodotta dalle singole turbine; Potenza prodotta dal parco (a monte dell'accumulo); potenza transitante al PCC**

Questo segnale forza il generatore a ridurre la coppia elettromagnetica all'asse delle macchine per cui il rotore inizia ad accelerare, come evidenziato nel terzo diagramma di Fig. 15. Il controllore di passo delle pale inizia ad impennare le pale (curva nera, primo diagramma) in modo da ridurre la portanza e quindi ridurre la coppia meccanica all'asse. Conclusosi il periodo di vincolo nullo al PCC (31esimo minuto) il parco comincia ad immettere in rete col vincolo sul gradiente di rampa del 20% della potenza nominale al minuto. Si noti anche il surplus di produzione dal parte del sistema rispetto a quanto richiesto dal riferimento (33esimo minuto, terzo diagramma di Fig. 14), questa energia extra viene rilasciata dall'accumulo a causa dell'alto valore di SOC raggiunto. Il sistema di controllo, infatti, cerca di evitare che la batteria si porti in condizioni di piena carica, che comporterebbe alla mandata in blocco dell'accumulo, attraverso una richiesta di scarica. E' interessante infine analizzare come il sistema di controllo MPT, vedendo un incremento di velocità di rotazione della macchina tenda ad inviare un riferimento di potenza sempre maggiore (fino ai 2 MW massimi), come evidenziato dalla curva rossa del secondo diagramma di Fig. 15. Tuttavia tale segnale viene scavalcato dal comando esterno che quindi obbliga la turbina a produrre una potenza inferiore alla massima disponibile (curva nera). Nelle condizioni di normale funzionamento invece la potenza prodotta segue quella generata dal segnale di riferimento dell'MPT.

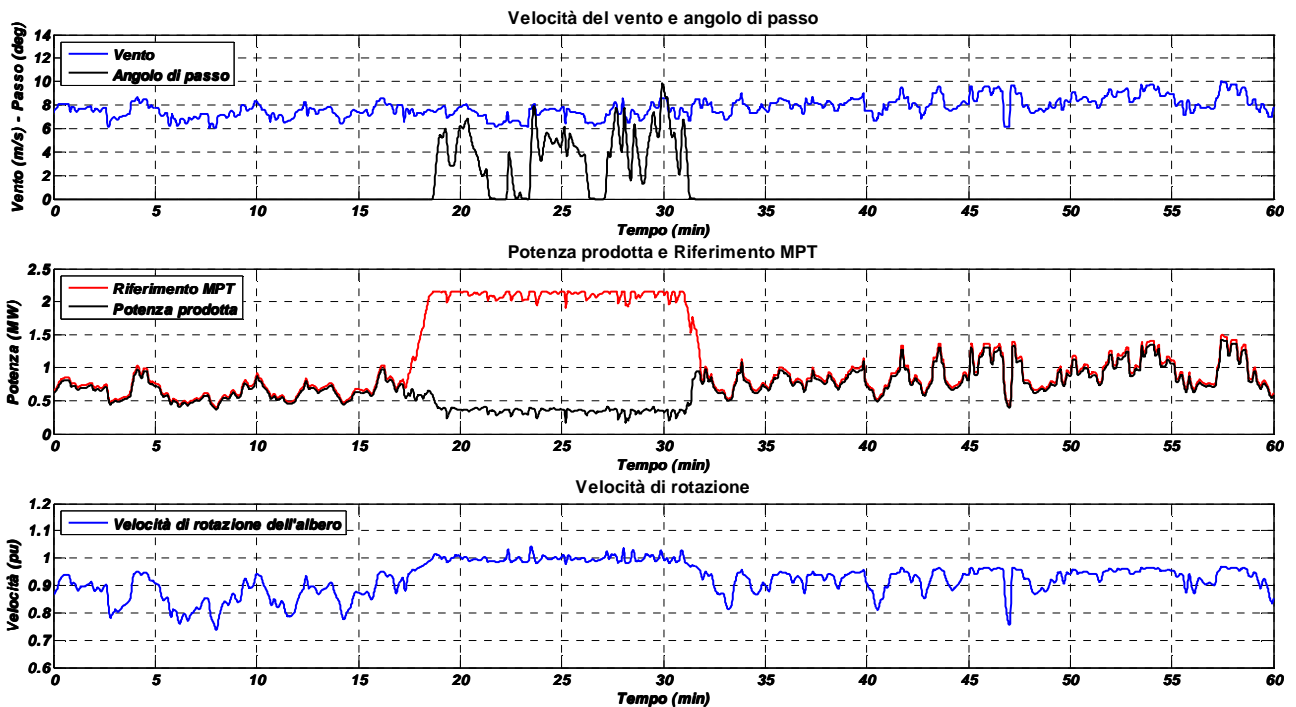


Fig. 15. Velocità del vento e angolo di passo; Potenza dell'MPT e potenza erogata; velocità di rotazione

## Conclusioni

Il presente lavoro si è focalizzato sulla descrizione di modelli dinamici per lo studio di un sistema composto da turbine eoliche e sistemi di accumulo con relative strategie di controllo in ambiente Matlab-Simulink.

E' stata proposta una descrizione elettromeccanica per una turbina eolica da 2 MW che ha riguardato la caratterizzazione aerodinamica e il controllo di passo, quella meccanica dell'albero, e quella di massima potenza.

Il modello per l'accumulo elettrochimico ha proposto una descrizione delle dinamiche elettriche e termiche. Tutte le dinamiche considerate sono state incorporate nella cella equivalente e la taglia desiderata (2,5 MW – 2 MWh) è stata ottenuta moltiplicando (o dividendo) i parametri di cella in base al numero di elementi in serie o in parallelo. Il modello presenta una validità generale, indipendente cioè dalla tipologia di chimica di accumulo, e per questo studio è stato calibrato sulle specifiche di una Na-NiCl<sub>2</sub>.

Le strategie di controllo analizzate hanno avuto lo scopo di studiare la gestione dell'accumulo al fine di controllare la produzione dell'intero sistema accumulo-eolico.

Le dinamiche dei singoli modelli sono state analizzate a seguito di specifici compiti: risposta a profili di vento turbolento e cicli di carica/scarica a differenti intensità. Successivamente i modelli sono stati accoppiati e due scenari sono stati analizzati: il primo ha riguardato la capacità di spianare, attraverso cicli di carica/scarica, la produzione turbolenta del parco eolico; il secondo ha analizzato la possibilità di controllare la batteria per accumulare la potenza eolica nell'evenienza di una richiesta di zero transito di potenza al PCC e comandare l'eventuale riduzione di produzione da parte delle turbine, senza effettuarne la disconnessione, in caso di mancata capacità disponibile da parte dell'accumulo.

E' stato quindi evidenziato come l'accumulo possa apportare benefici in termini di controllabilità al parco eolico. Tuttavia, un controllo rigido di potenza come quello realizzato, si è dimostrato essere stressante per il sistema di accumulo con possibili conseguenze sulla sua vita attesa.

Ulteriori studi si focalizzeranno sulla validazione delle costanti di tempo proprie delle dinamiche inserite nei modelli e sull'analisi di differenti strategie di controllo.

## **Bibliografia**

- [1] **T. Ackermann et al.:** *Wind Power in Power Systems*, John Wiley and Sons Ltd, ISBN: 0470855088, New York
- [2] **S. Grillo, M. Marinelli, E. Pasca, G. Petretto, F. Silvestro:** Characterization of Wind and Solar generation and their influence on distribution network performances, *Universities Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of the 44<sup>th</sup> International*, 1-4 Sett. 2009, Glasgow
- [3] **A. Neural, V.I. Kogan, C.M. Schafer:** Load Leveling Reduces T&D Line Losses, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 4, pp. 2168–2173, Oct. 2008
- [4] **R. Fioravanti, K. Vu, W. Stadlin:** Large scale solution, *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 7, no. 4, pp. 48-57, Luglio-Agosto 2009
- [5] **A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler, G. Linhofer:** Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems, *Power Systems Conference and Exposition PSCE '06, IEEE PES*, pp. 2206-2211, 29 Oct. - 1 Nov. 2006
- [6] **D. Di Rosa, I. Fastelli, G. Gigliucci, S. Grillo, M. Marinelli, S. Massucco, F. Silvestro:** Generation and battery modelling and integrated control strategies for a better acceptance of intermittent renewable energy sources in the electric distribution system, *CIGRE Workshop*, 7-8 Giugno 2010, Lione
- [7] **M. Marinelli, A. Morini, A. Pitto, F. Silvestro:** Modeling of doubly fed induction generator (DFIG) equipped wind turbine for dynamic studies, *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 43<sup>rd</sup> International*, pp. 1-6, 1-4 Sett. 2008, Padova
- [8] **S. Achilles, M. Pöller:** Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farm, *DIGSILENT Publications*, 2004
- [9] **P. Sørensen, A. Hansen, L. Janosi, J. Bech, B. Bak-Jensen:** Simulation of interaction between wind farm and power system. *Risø-R-1281, Risø National Laboratory, Roskilde*. Dic. 2001
- [10] **Enel Ingegneria e Innovazione:** Misurazioni del parco eolico di Valledolmo (PA), 2009
- [11] **M. Chen, A. Rincon Mora:** Accurate Electrical Battery Model Capable of Predicting Runtime and I–V Performance, *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 2
- [12] **C. Bossi, A. Buonarota, E. Micolano:** Risultati delle prove di laboratorio condotte su accumulatori avanzati. *Ricerca di Sistema, Report Tecnico*, Milano, 2005
- [13] **K. Yoshimoto, T. Nanahara, G. Koshimizu, Y. Uchida:** New Control Method for Regulating State-of-Charge of a Battery in Hybrid Wind Power/Battery Energy Storage System, *Power Systems Conference and Exposition PSCE '06, IEEE PES*, pp. 1244-1251, 29 Ott. - 1 Nov. 2006