

Rivista ufficiale dell'AEIT Seguito de "L'Elettrotecnica" fondata dall'AEI nel 1914

AEIT - Volume 105 - Numero 1/2 gennaio/febbraio 2019 - ISSN 1825-828X



gennaio/febbraio 2019

AEIT

Poste Italiane Spa - Sped. in Abb. Postale - D. L. 353/2003 (conv. in L. 27/02/2004 N. 46) Art. 1, comma 1, DCB Milano

IN PRIMO PIANO: Rinnovabili e accumulo



Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni



With your ideas and our solutions you decide where the road ends

ST offers a comprehensive set of solutions for all your automotive applications. Whether you are developing products to make driving

safer – radar, machine vision, sensor fusion, precise positioning, vehicle dynamic control
greener – drive train electrification (HEV/EV, 48V), transmission, LED, BLDC motor control
or more connected – navigation, infotainment, telematics, secure & smart gateways, V2X

our experience, deep application knowledge and automotive quality manufacturing enables us to deliver the optimized products and solutions you need.

satellite and terrestrial Tuners

Telematics processors

Automotive MEMs, Gyroscopes and Accelerometers

LED and Light driver ICs
Communication Transceivers ICs

HD imaging ICs

Vision and Radar processors

Alternator and Voltage regulators Protections **Radar 24/77 GHz MMIC**

SiC Power MOSFETs Braking driver ICs 8Bit auto-grade MCU's

IGBTs EE²PROMs **Engine and Transmission control ICs**

Door module driver ICs **32-bit auto-grade MCU's** **SiC-Diodes**

Car Network (wired and wireless) ICs

Secure Elements **Intelligent** Airbag driver ICs Power-Management-ICs

analog and **Switches** DC, BLDC stepper and Ignition drivers ICs
digital Audio processors multiphase motor controllers

multi constellation GNSS precise positioning ICs



VOI ESPRIMETE
UN DESIDERIO,
NOI REALIZZIAMO
UN PROGETTO.



Una nuova idea di città, un nuovo modo di vivere.
Costruiamo insieme un futuro di energia sostenibile.

edison.it | seguici su  

IN QUESTO NUMERO

La rivista ha sovente dedicato spazio alle fonti energetiche rinnovabili (FER); con la crescita del loro impatto, l'aleatorietà delle relative produzioni deve fare i conti con l'integrazione nella rete elettrica nazionale di sistemi di accumulo. Ed ecco motivato il binomio "Rinnovabili e accumulo" che dà il titolo al focus di oggi, riportando l'attenzione su temi già toccati. Ma l'editoriale di *Alicia Mignone* allarga utilmente lo sguardo a tante altre innovazioni, fondamentali per fronteggiare la trasformazione del sistema energetico.

L'alimentazione elettrica delle venti isole minori italiane non collegate alla rete nazionale, ora garantita fondamentalmente con centrali a gasolio, consiglia la penetrazione delle FER; nel caso specifico di Ustica è stata studiata l'opportunità di associare sistemi di accumulo, non solo elettrico ma anche idrico. Sono qui illustrate, da *Dario Bertani* e *Federico Giudici*, le simulazioni relative a diversi possibili mix di interventi e sono commentati i rispettivi benefici in termini energetici, economici e ambientali.

L'aumento delle FER e dei sistemi di accumulo richiederà che questi ultimi partecipino alla regolazione primaria della frequenza, secondo strategie di controllo della carica/scarica delle batterie in base alle deviazioni di frequenza. La soluzione proposta da *Giacomo Piero Schiapparelli*, *Francesco Conte*, *Stefano Massucco* e *Federico Silvestro* è testata sia con simulazioni numeriche sia sperimentalmente sul campus di Losanna.

La sperimentazione di Terna sui propri progetti di accumulo, in particolare in zone della Sardegna e della Sicilia destinate a campagne di misura su diverse tecnologie di batterie, da confrontare con i risultati di simulazioni in centri di ricerca italiani. Gli autori sono *Maria Grazia Fadda*, *Leonardo Petrocchi*, *Maria Polito* e *Marco Pietrucci*.

Il lavoro di *Maurizio Delfanti*, *Davide Falabretti*, *Claudio Brivio* e *Marco Merlo* dà informazioni sulle prestazioni delle celle elettrochimiche appartenenti alla tecnologia delle batterie agli ioni di litio, non trascurando la stima dell'efficienza della varie tipologie considerate rispetto alla regolazione della frequenza. Si sottolineano anche alcune lacune normative in materia e le difficoltà di disporre di dati di dettaglio circa le celle.

Viene presentata una sintesi dei lavori di un "Tavolo tecnico sulla de carbonizzazione dell'economia", destinato a delineare le politiche italiane in ambito energetico-ambientale destinato anche ad essere proposto a livello comunitario. Per diverse tipologie d'impianti, incluse le FER e l'accumulo, e per diversi usi finali, sono state considerate anche tecnologie promettenti ma non mature e magari incentivabili. Ne emerge un quadro d'insieme - fornito da *Laura Gaetana Giuffrida*, *Elena De Luca* e *Alessandra Sanson* - suscettibile di aggiornamenti dal mondo della ricerca e dell'industria.

Il numero si chiude con il punto di vista italo-inglese sulle potenzialità del nuovo standard di comunicazione 5G: il tema era stato oggetto del focus precedente, di cui questo articolo (di *Mauro Ugolini* e *Edward Smith*) è un ulteriore tassello. Le possibilità della nuova tecnologia, soprattutto nella telefonia mobile, sono enormi, ma a costi non trascurabili: donde i rischi, e le sfide per massimizzare le opportunità. Gli autori ricorrono ad analisi qualitative e quantitative per tener presenti i bisogni più avvertiti dal mercato e per delineare le linee di sviluppo del 5G.

La rivista è pubblicata con il concorso del Consiglio Nazionale delle Ricerche. È vietato riprodurre articoli della rivista senza citarne la fonte.

Registrazione Tribunale di Milano del 29.08.1948 - N. 395
Iscrizione R.O.C. numero 5977
10.12.2001

Poste Italiane Spa - Spedizione in Abb. Postale - D. L. 353/2003 (conv. in Legge 27/02/2004 N. 46) Art. 1, comma 1, DCB Milano

Abbonamento annuale (6 numeri)
€ 90,00 da versare sul conto corrente postale n. 274209.

Fascicoli separati € 15,00
Arretrati € 30,00
Tiratura 6 000 copie



Associato all'USPI Unione
Stampa Periodica Italiana

Proprietaria ed Editrice © Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni - AEIT

Direttore:

Andrea Silvestri

Direttore Responsabile:

Maurizio Delfanti

Comitato Editoriale:

Michela Billotti, Aurora Caridi, Sergio Giacomo Carrara,

Claudio Cherbaucich, Guido Clerici, Bruno Cova, Alessio Borriello, Eugenio Di Marino, Arrigo Frisiani, Elena Fumagalli, Dario Lucarella, Angelo Luvison, Stefano Massucco, Marco Merlo, Maurizio Molinaro, Valeria Olivieri, Giovanni Ricca, Marino Sforza, Attilio Skoff, Mauro Ugolini, Fabio Zanellini

Redazione:

Fabrizio Trisoglio - red_aeit@aeit.it

Hanno collaborato:

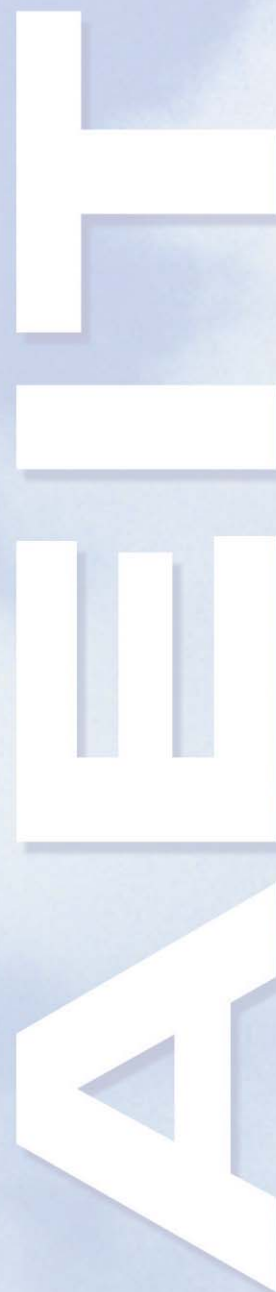
A. L. Fontana, G. Notaro

S O M M A R I O

AEIT • numero 1/2

gennaio/febbraio 2019

Editoriale	4
Rinnovabili e accumulo Alicia Mignone	
Rinnovabili e accumulo	
Sistemi di accumulo e decarbonizzazione delle isole minori	6
Dario Bertani, Federico Giudici	
Optimal management of battery storage system	14
Giacomo Piero Schiapparelli, Francesco Conte, Stefano Massucco, Federico Silvestro	
Storage power intensive: risultati sperimentali di Terna	24
Maria Grazia Fadda, Leonardo Petrocchi, Rosario Maria Polito, Marco Pietrucci	
Caratterizzazione delle performance di celle agli ioni di litio	30
Maurizio Delfanti, Davide Falabretti, Claudio Brivio, Marco Merlo	
Il Catalogo delle tecnologie energetiche	38
Laura Gaetana Giuffrida, Elena De Luca, Alessandra Sanson	
Nuove sfide tecnologiche per energia e industria	44
Stefano Massucco	
The Market Potential of 5G: an Anglo-Italian View	48
Mauro Ugolini, Edward Smith	
Imprese e mercato	56
Anna Lisa Fontana	
Imprese e prodotti	58
Anna Lisa Fontana	
Recensioni	60



Progetto Grafico - Copertina - Impaginazione:

Antonella Dodi - af@aeit.it

Abbonamenti e Pubblicità:

Tel. 02 873899.67 - aeit@aeit.it

Direzione Redazione Amministrazione:

AEIT - Ufficio Centrale

Via Mauro Macchi, 32 - 20124 Milano

Tel. 02 873899.67

Telefax 02 66989023

Sito Internet:

<http://www.aeit.it>

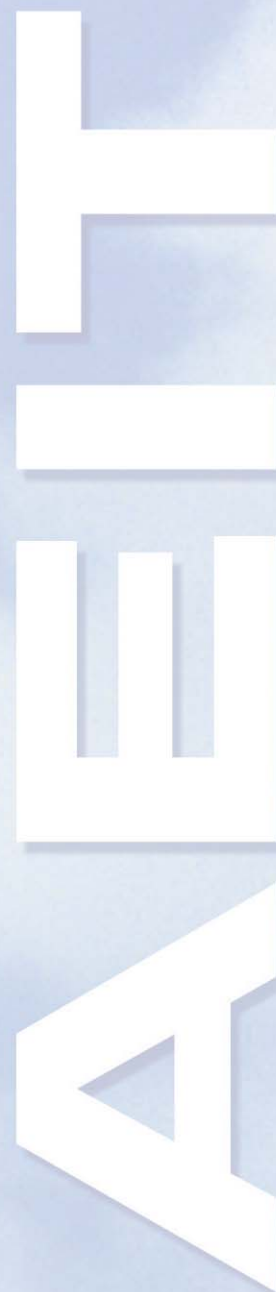
Stampa - Fotoservice - Distribuzione:

Arti Grafiche Murelli Via Campania 42

20090 - Fizzonasco di Pieve Emanuele - Milano

Gli autori sono responsabili di quanto scritto nei loro articoli. Le opinioni espresse dagli autori non impegnano l'Associazione.

Editoriale	4
Rinnovabili e accumulo Alicia Mignone	
Rinnovabili e accumulo	
Sistemi di accumulo e decarbonizzazione delle isole minori	6
Dario Bertani, Federico Giudici	
Optimal management of battery storage system	14
Giacomo Piero Schiapparelli, Francesco Conte, Stefano Massucco, Federico Silvestro	
Storage power intensive: risultati sperimentali di Terna	24
Maria Grazia Fadda, Leonardo Petrocchi, Rosario Maria Polito, Marco Pietrucci	
Caratterizzazione delle performance di celle agli ioni di litio	30
Maurizio Delfanti, Davide Falabretti, Claudio Brivio, Marco Merlo	
Il Catalogo delle tecnologie energetiche	38
Laura Gaetana Giuffrida, Elena De Luca, Alessandra Sanson	
Nuove sfide tecnologiche per energia e industria	44
Stefano Massucco	
The Market Potential of 5G: an Anglo-Italian View	48
Mauro Ugolini, Edward Smith	
Imprese e mercato	56
Anna Lisa Fontana	
Imprese e prodotti	58
Anna Lisa Fontana	
Recensioni	60

**Progetto Grafico - Copertina - Impaginazione:**

Antonella Dodi - af@aeit.it

Abbonamenti e Pubblicità:

Tel. 02 873899.67 - aeit@aeit.it

Direzione Redazione Amministrazione:

AEIT - Ufficio Centrale

Via Mauro Macchi, 32 - 20124 Milano

Tel. 02 873899.67

Telefax 02 66989023

Sito Internet:<http://www.aeit.it>**Stampa - Fotoservice - Distribuzione:**

Arti Grafiche Murelli Via Campania 42

20090 - Fizzonasco di Pieve Emanuele - Milano

Gli autori sono responsabili di quanto scritto nei loro articoli. Le opinioni espresse dagli autori non impegnano l'Associazione.

Rinnovabili e accumulo

Alicia Mignone

Chair of the IEA Committee
on Energy Research and Technology

A livello globale è in corso la trasformazione del sistema energetico verso un futuro sostenibile e a basso contenuto di carbonio, più inclusivo, sicuro ed efficiente in termini di costi.

Le fonti di energia rinnovabile costituiscono un elemento fondamentale di questo processo di transizione energetica, nonché forniscono un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi dell'accordo di Parigi sul cambiamento climatico e allo sviluppo socioeconomico che comporti la creazione di posti di lavoro qualificati e di valore (*value creation*) a livello locale.

La diminuzione del costo delle tecnologie solari ed eoliche ha portato alla loro rapida diffusione a livello internazionale, rappresentando un quarto della generazione globale di energia elettrica nel 2017 e arrivando al 30% nel 2023 secondo le previsioni dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA). Tra il 2009 e il 2018 il costo dell'elettricità prodotta dal solare fotovoltaico è diminuito di quasi il 75%, quello dell'elettricità eolica *on-shore* è sceso del 25% nello stesso periodo.

L'integrazione nel sistema elettrico di quote crescenti di fonti di energia rinnovabile (FER) richiede soluzioni innovative nella gestione delle reti mirate al mantenimento del bilancio tra offerta e domanda. I decisori politici e i gestori delle reti di trasmissione e distribuzione indirizzano i loro sforzi allo sviluppo e diffusione di soluzioni innovative per incrementare la flessibilità del sistema elettrico.

L'Agenzia Internazionale per l'Energia Rinnovabile (IRENA) ha analizzato le innovazioni fondamentali per la trasformazione del sistema energetico e ha identificato le quattro seguenti dimensioni.

In primis, si collocano le tecnologie abilitanti (*Enabling Technologies*) che giocano un ruolo chiave nell'integrazione delle FER. L'accumulo attraverso l'utilizzo delle batterie, il *demand side management* e le tecnologie digitali stanno trasformando il settore, aprendo le porte a nuove applicazioni per aumentare la flessibilità del sistema. L'elettrificazione degli usi finali emerge come un mercato nuovo e può fornire vie alternative per la crescente domanda di flessibilità. Alcune delle tecnologie abilitanti citate sono la carica intelligente dei veicoli elettrici; la conversione dell'energia elettrica in calore e in idrogeno; l'intelligenza artificiale e i *Big Data*; l'*Internet of Things*; l'applicazione del *Blockchain* al settore energetico; le *mini-grids* e le *supergrids*.

I modelli di business innovativi sono determinanti per monetizzare il nuovo valore creato da queste tecnologie e facilitare la loro introduzione. Questi schemi comprendono gli aggregatori, figure emergenti del nuovo panorama del settore energetico, che dovranno raccogliere le richieste dal mercato e cercare di soddisfarle: il modello di proprietà comunitaria e il modello a ripartizione (*pay-as-you-go*).

L'adattamento del mercato al paradigma "sistemi energetici a basso contenuto di carbonio con alte quote di FER" è cruciale per la creazione di valore e di flussi di entrate adeguati. Tra le differenti alternative si includono l'aumento del livello di dettaglio temporale

e spaziale (*granularity*), l'introduzione di nuovi prodotti e servizi ancillari, la tariffazione *time-to-use* e gli schemi di fatturazione netta.

L'introduzione delle tecnologie abilitanti, insieme a una nuova architettura del mercato, impongono una operazione innovativa del sistema energetico in risposta all'integrazione di più alte percentuali di FER nella rete. Il nuovo disegno del mercato deve prevedere un maggior ruolo degli operatori dei sistemi di distribuzione (DSO) nella gestione della generazione distribuita; una maggior cooperazione tra gli DSO e gli operatori dei sistemi di trasmissione (TSO); un sistema avanzato di previsione della disponibilità delle rinnovabili; la gestione innovativa dell'accumulo tramite pompaggio idroelettrico; *dynamic line rating* volta a massimizzare il carico delle reti in condizioni ambientali favorevoli senza compromissione della sicurezza.

Il ricorso alle fonti rinnovabili di energia potrebbe giocare un ruolo importante nella riduzione delle emissioni di CO₂ provenienti dall'industria, che rappresenta una delle sfide più difficili della transizione energetica. Recenti studi dell'IEA presentano differenti opzioni per aumentare l'*uptake* delle rinnovabili nelle industrie energivore, quali l'industria metallurgica, chimica e della produzione del cemento, rispettivamente, volte al raggiungere una produzione sostenibile.

La riduzione di costi del solare fotovoltaico e dell'eolico può costituire una nuova possibilità per *greening the industry* attraverso il ricorso all'elettricità o alla produzione di idrogeno (H)-*rich chemicals* come l'ammoniaca e il metanolo. Al di là della produzione corrente d'idrogeno per usi industriali, l'idrogeno "verde" e l'ammoniaca potrebbero ridurre le emissioni nell'industria metallurgica e servire come vettori energetici per altri utilizzi, ad esempio per le fornaci industriali.

Il progresso delle rinnovabili nel settore elettrico costituisce un esempio di successo e dimostra l'impatto positivo delle politiche governative sullo sviluppo e diffusione delle tecnologie e sulla riduzione dei costi. Il solare fotovoltaico e l'eolico stanno diventando sempre più competitivi rispetto alla generazione elettrica a base di carbone e gas naturale in un crescente numero di Paesi. Questa storia di successo non deve oscurare il fatto che il settore elettrico rappresenti meno del 20% del consumo globale di energia.

Il contributo delle rinnovabili nel trasporto e nella produzione di calore, che costituiscono insieme la maggior parte del consumo globale di energia, resta ancora basso, anche se la decarbonizzazione di queste aree sia una priorità chiave per raggiungere gli obiettivi climatici e di sostenibilità.

Infine, nella proposta del Piano nazionale integrato di energia clima 2030 si presenta la strategia relativa alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia, fornendo una visione di ampia trasformazione nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano obiettivi e strumenti per uno sviluppo rispettoso delle persone e dell'ambiente.

La strategia per la decarbonizzazione del Piano nazionale presenta una serie di importanti misure tra cui l'accelerazione della transizione dai combustibili tradizionali alle rinnovabili, l'aumento al 2030 della quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti e la promozione di un ulteriore sviluppo insieme alla tutela e al potenziamento delle produzioni esistenti, se possibile superando l'obiettivo del 30% della quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia.

Sistemi di accumulo e decarbonizzazione delle isole minori

Dario Bertani RSE SpA

Federico Giudici RSE SpA - Politecnico di Milano

Uno studio di RSE si pone l'obiettivo di valutare le potenzialità di penetrazione delle FER nel sistema elettrico dell'isola di Ustica, anche in abbinamento a sistemi di accumulo, e i benefici economici e ambientali ottenibili da una corretta integrazione del sistema energetico con quello idrico

L'attuale assetto energetico delle 20 isole minori italiane non interconnesse alla rete elettrica nazionale risulta in contrasto con gli obiettivi delle politiche energetiche comunitarie, essendo il loro fabbisogno energetico soddisfatto quasi esclusivamente tramite centrali a gasolio, mentre le fonti energetiche rinnovabili (FER) elettriche hanno registrato uno sviluppo piuttosto limitato.

Queste peculiari realtà risultano inoltre caratterizzate da difficoltà operative nella gestione del servizio elettrico sintetizzabili in:

- a. elevata variabilità stagionale del carico dovuta agli elevati afflussi turistici nei mesi estivi;
- b. dipendenza da trasporto via nave del combustibile (e conseguentemente costi di approvvigionamento elevati);
- c. in quanto rete isolata, maggiori difficoltà nel bilanciamento domanda e offerta e nel controllo dei parametri di rete, nel caso di frazioni significative di generazione da fonti rinnovabili aleatorie.

Al fine di ridurre i costi di gestione dei sistemi energetici delle isole minori, promuovendo sistemi più efficienti e più virtuosi, con minore ricorso ai

combustibili fossili e una maggiore penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, il MiSE (Ministero per lo Sviluppo Economico) ha avviato un processo di riorganizzazione normativa conclusosi con la pubblicazione del decreto del 14 febbraio 2017 [1].

A partire dal 2014 RSE ha svolto attività di ricerca, a supporto di tale processo, finalizzate alla valutazione del potenziale di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili nelle isole minori. Mentre in una prima fase della ricerca è stata analizzata la situazione energetica delle 20 isole minori, per l'isola di Ustica è stato effettuato uno studio approfondito a valenza metodologica [2], con l'obiettivo complessivo di valutare le potenzialità di penetrazione delle FER in un sistema elettrico isolato, anche in abbinamento a sistemi di accumulo, e i benefici economici e ambientali ottenibili da una corretta integrazione del sistema energetico con quello idrico.

L'introduzione e l'utilizzo di sistemi d'accumulo sono stati oggetto di particolare attenzione in quanto consentirebbero, a parità delle altre considerazioni tecniche, una maggiore penetrazione delle FER nel sistema energetico delle isole. L'impossibilità di sfruttare la rete nazionale per assorbire gli squilibri carico/generazione, rende in questi casi particolarmente interessante l'impiego degli accumuli. Tali sistemi consentono in linea di principio di massimizzare l'utilizzo delle FER, incrementando di conseguenza la *hosting capacity* complessiva del sistema elettrico locale.

Nell'ambito della presente analisi sono state indagate due possibilità.

- **Accumulo elettrochimico:** installazione di batterie in grado di assolvere ai seguenti compiti:
 - spostamento nel tempo dell'energia rinnovabile producibile in determinate fasce orarie (tipicamente, surplus di produzione fotovoltaica nelle ore centrali della giornata, massimo carico nelle ore serali);

- sostituzione dei gruppi diesel come controllori di frequenza/tensione, nelle ore in cui energeticamente non sono necessari, con conseguente riduzione di consumi di combustibile ed emissioni correlate;
- ottimizzazione del funzionamento dei diesel, operando prevalentemente con carico medio-alto oppure spegnendoli, ottenendo un maggior rendimento medio.
- **Accumulo idrico:** utilizzo del dissalatore presente sull'isola come carico differibile, ovvero come strumento per incrementare la flessibilità complessiva del sistema energetico (*Demand-side Management*), concentrandone l'utilizzo nelle ore di massima produzione da parte delle FER e utilizzando l'energia generata in eccesso per produrre acqua dissalata da accumulare nei serbatoi (già attualmente presenti sull'isola), per essere consumata nelle ore successive della giornata.

Tale attività di ricerca è stata possibile anche grazie alla preziosa collaborazione e ai dati resi disponibili dall'impresa elettrica locale D'Anna e Bonaccorsi.

Isola di Ustica

Ustica è una piccola isola situata a nord-ovest della Sicilia. La popolazione residente ammonta a 1.332 unità, valore che aumenta di oltre 3 volte durante il periodo estivo, a causa del massiccio afflusso turistico. I carichi elettrici risultano di conseguenza molto variabili durante l'anno, passando da circa 400 MWh/mese nel periodo invernale ad oltre 1 GWh/mese durante il periodo di picco della stagione turistica.

La centrale per la produzione di energia elettrica è costituita da gruppi diesel, la cui potenza complessiva (circa 4,6 MW) risulta abbondantemente sovradimensionata rispetto alla domanda energetica media, al fine di soddisfare il carico di picco del mese di agosto. Ne consegue uno sfruttamento molto limitato degli attuali gruppi di generazione. La presenza di generatori FER sull'isola è invece ad oggi limitata ad alcuni piccoli impianti fotovoltaici per una potenza nominale complessiva di circa 100 kW.

L'isola di Ustica è stata una delle prime isole minori italiane a dotarsi di un dissalatore, che fu realizzato nel 1995 ed è stato recentemente ammodernato introducendo la tecnologia ad osmosi inversa. Questo impianto è in grado di produrre a pieno regime oltre 1.600 m³/giorno di acqua dissalata, che viene stoccata in serbatoi di accumulo con una capacità complessiva di 11.000 m³. Inoltre il nuovo dissalatore è stato collegato alla rete elettrica di distribuzione MT dell'isola, diversamente dal precedente che era dotato di gruppi elettrogeni dedicati per la produzione dell'energia elettrica necessaria al suo funzionamento.

Metodologia

Per valutare l'impatto, in termini energetici ed economici, dell'introduzione di una quota crescente di FER e quantificare i potenziali benefici derivanti dall'introduzione di un sistema di accumulo, è stato simulato (tramite il software commerciale HomerPro®) il funzionamento di differenti configurazioni impiantistiche del sistema di generazione elettrico dell'isola, che prevedono l'impiego di FER, con penetrazione variabile di fotovoltaico.

Per ciascuna configurazione è stato calcolato il relativo costo di generazione del kWh elettrico, o *Levelized Cost Of Electricity* - LCOE, considerando i costi di installazione, esercizio, manutenzione ed eventuale sostituzione dei componenti d'impianto nell'arco dell'intera vita utile del progetto, ipotizzata pari a 25 anni.

Le varie soluzioni con FER sono quindi state confrontate con una configurazione "base", costituita dai soli gruppi diesel (e i generatori FV esistenti), per valutare gli effetti economici dell'introduzione delle FER e dell'accumulo (elettrico o idrico) nell'isola.

Nelle simulazioni sono state considerate le caratteristiche tecniche reali degli attuali generatori (minimo tecnico, efficienza, ecc.), opportune regole operative di gestione della rete (ad es., riserva operativa, logiche di accensione generatori diesel), profili di carico orario dei carichi elettrici forniti dal Gestore del servizio elettrico e disponibilità locale di radiazione solare.

In Tabella 1 sono riportati i costi di acquisto e di *Operation & Maintenance* dei principali componenti.

Tabella 1 - Costo capitale e di O&M dei principali componenti d'impianto

Componente	Costo capitale	Operation & Maintenance
Generatore FV	1.200 €/kW	50 €/kW/anno
Gen. Diesel	400 €/kW	0,02 €/h/kW
EESS	500 €/kWh + 300 €/kW	10 €/kWh/anno

Al fine di ottenere una rappresentazione realistica dei costi inerenti all'attuale sistema di generazione elettrica, è stata inserita nel calcolo una stima dei costi fissi di sistema (€/anno) per tenere in considerazione anche le spese di distribuzione, di vendita, di manutenzione delle linee, del personale, ecc., nonché il reale costo di acquisto del combustibile.

Risultati

A partire dai dati impostati nella configurazione "base", sono state individuate differenti configurazioni del sistema di generazione dell'isola che prevedono l'impiego di fonti rinnovabili con potenza progressivamente crescente. In particolare sono state valutate le seguenti configurazioni:

- gen. Diesel + fotovoltaico;
- gen. Diesel + fotovoltaico + accumulo elettrochimico;
- gen. Diesel + fotovoltaico + accumulo idrico.

Diesel + FV

Per la simulazione del funzionamento di questa configurazione impiantistica è stato imposto che in qualsiasi istante temporale almeno un generatore Diesel fosse in esercizio, seppur al suo minimo tecnico, per imporre i parametri di rete (tensione e frequenza) e compensare eventuali variazioni della potenza immessa dal generatore FV o assorbita dai carichi elettrici. I risultati hanno evidenziato come tutte le configurazioni simulate comportino una riduzione del costo medio di generazione del kWh rispetto alla configurazione "base", riduzione che presenta un punto di massimo per una potenza installata pari a 1.500 kW, a cui corrisponde una riduzione del costo del kWh del 7,7% rispetto alla soluzione "solo Diesel" e una penetrazione delle FER in termini di energia generata del 25,6%. Oltre tale valore, la convenienza economica derivante dall'installazione del FV viene parzialmente meno a causa dell'incremento del "surplus energetico", ovvero energia potenzialmente producibile che non sarebbe generata in quanto gli inverter opererebbero in "limitazione di potenza".

Diesel + FV + accumulo elettrochimico

Si è quindi proceduto a valutare la fattibilità economico-energetica dell'inserimento di un sistema di accumulo di energia elettrica (EESS) costituito da batterie.

Per effettuare le simulazioni in presenza di EESS, il dissalatore è stato considerato come un "normale" carico elettrico non differibile.

I potenziali vantaggi derivanti dall'utilizzo di siste-

mi di accumulo elettrochimico nel sistema di generazione dell'isola sono molteplici.

- Applicazione degli EESS "in energia": consiste nel cosiddetto *time shift*, ossia accumulare l'energia rinnovabile generata in eccesso (nelle ore centrali della giornata, nel caso del fotovoltaico) e quindi sfruttare tale energia in un differente momento della giornata quando i carichi elettrici sono più sostenuti.
- Applicazione degli EESS "in potenza": il sistema d'accumulo, seppur in misura diversa in funzione del suo stato di carica, contribuisce al raggiungimento della riserva operativa richiesta, potendo erogare (o assorbire) potenze elevate anche per brevi periodi di tempo. Da ciò possono derivare i seguenti benefici:
 - a. sostituire i gruppi Diesel nei periodi di tempo in cui la loro accensione è motivata solo da esigenze di controllo di tensione e di frequenza;
 - b. aumentare il carico massimo di funzionamento dei gruppi Diesel (attualmente limitato a circa l'80% della potenza nominale) e quindi incrementarne la relativa efficienza di funzionamento;
 - c. evitare l'accensione di un ulteriore gruppo Diesel, che dovrebbe operare al suo minimo tecnico e quindi con una minore efficienza (e maggiori emissioni inquinanti), al solo scopo di rendere disponibile un certo margine di potenza "a salire", consentendo in questo modo un ulteriore risparmio di combustibile;
 - d. incrementare la *hosting capacity* complessiva della rete locale: ossia la potenza FER installabile nel sistema elettrico senza incorrere in antieconomici "tagli" di produzione da FER.

Nelle simulazioni effettuate in questo studio, si è scelto di utilizzare una tipologia di accumulo con un rapporto 2:1 tra energia e potenza e un'efficienza "roundtrip" di carica e scarica pari al 90%. La taglia in energia del sistema di accumulo è stata parametrizzata in funzione della potenza del generatore FV installato in ciascuna configurazione impiantistica analizzata (ad esempio nel caso "100% FV": taglia FV = 1 MWp → taglia accumulo = 500 kW/1 MWh), ottenendo il dimensionamento ottimale caso per caso.

Inizialmente, in un'ottica più conservativa, è stata mantenuta l'ipotesi che almeno un gruppo elettrogeno fosse in esercizio in qualsiasi momento, limitando la funzione dell'accumulo al mero *time shift* dell'energia rinnovabile prodotta e non immediatamente auto-consumata. È stato rilevato come, all'aumentare della taglia dell'accumulo, la convenienza economica derivante dalla sua installazione venga parzialmente meno, seppur consentendo una riduzione dei costi complessivi

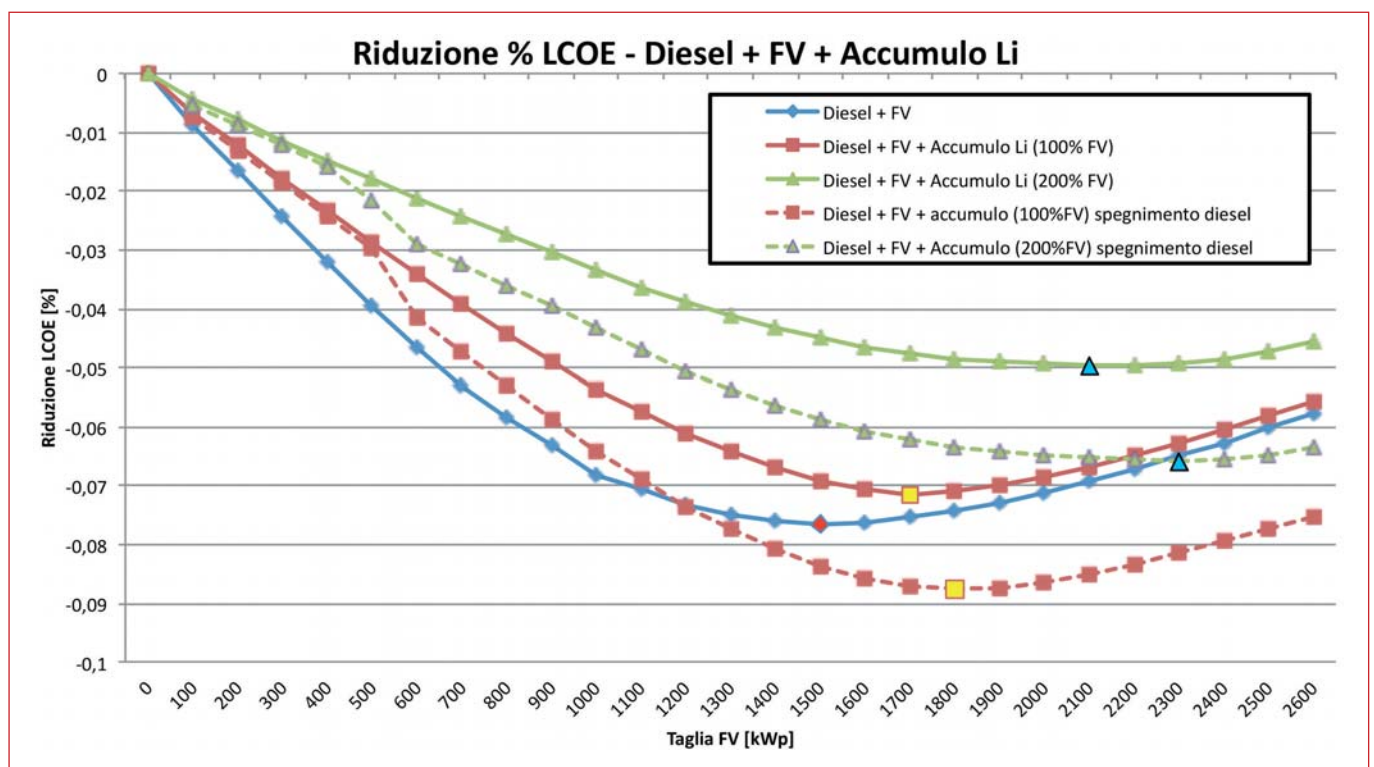
rispetto al “caso base”. Inoltre, grazie alla riduzione del surplus energetico e al corrispondente aumento della penetrazione FER, la taglia ottimale del generatore fotovoltaico si sposta progressivamente su valori più elevati, da 1.500 kW nel caso “solo fotovoltaico” a oltre 2 MW in caso di accumulo di grande dimensione (Figura 1).

È stata quindi considerata l’ipotesi, del tutto realistica e già verificata in almeno un’applicazione sulle isole minori, che il sistema di accumulo sia in grado di sostenere la rete, facendosi carico del bilanciamento tra generazione e carichi e consentendo quindi lo spegnimento dei gruppi Diesel per alcune ore durante la giornata.

Si osserva come, a partire da un valore di taglia minimo di generatore FV e batterie (circa 500 kW, pari alla potenza minima necessaria per alimentare il carico almeno per 1 ora), il costo dell’elettricità delle configurazioni impiantistiche analizzate si attesti su valori progressivamente inferiori rispetto ai casi precedenti.

È infatti possibile spegnere i generatori diesel per un numero crescente di ore durante l’anno, ricavando un duplice vantaggio:

- ulteriore riduzione del consumo di combustibile;
- riduzione delle ore annue di funzionamento dei gruppi Diesel, con conseguente riduzione dei costi di manutenzione e incremento della relativa vita utile di funzionamento.



▲ **Figura 1** Riduzione % LCOE per le configurazioni “Diesel + FV e “Diesel + FV + Accumulo”

Tabella 2 - Sintesi dei risultati per le configurazioni d’impianto “ottimali”

#	Configurazione	Taglia FV [kW]	Taglia accumulo [kWh/kW]	Δ LCOE	Penetrazione FER [%]	Energia in eccesso [%]*	Δ consumo di combustibile [%]
1	Diesel + FV	1.500	-	- 7,7%	25,6%	26,5%	- 26,6%
2	Diesel + FV + accumulo (100%FV)	1.700	1.700 / 850	- 7,2%	33,2%	12%	- 32,3%
3	Diesel + FV + accumulo (200%FV)	2.100	4.200 / 2.100	- 5%	42,5%	6,3%	- 41,8%
4	Diesel + FV + accumulo (100%FV) - spegnimento diesel	1.800	1.800 / 900	- 8,8%	35,2%	12%	- 35,6%
5	Diesel + FV + accumulo (200%FV) - spegnimento diesel	2.300	4.600 / 2.300	- 6,6%	46,1%	6,9%	- 45,4%

*rispetto alla produzione FER

In questo caso, sfruttando appieno i benefici derivanti dall'installazione di un sistema d'accumulo, la taglia ottimale dei componenti si sposta verso valori ancora più elevati, consentendo un maggior beneficio economico rispetto alla configurazione "solo fotovoltaico" (è evidente infatti un incrocio delle curve "Diesel + FV" e "Diesel + FV + Accumulo - spegnimento Diesel").

In Tabella 2 sono riportate le configurazioni d'impianto "ottimali", rappresentate nel grafico in figura 1 tramite marker colorati, e il loro potenziale impatto in termini economici ed energetici. La configurazione #4 risulta la più favorevole dal punto di vista economico (riduzione LCOE pari a -8,8%) mentre la #5 massimizza i benefici in termini energetici e ambientali (penetrazione FER e riduzione dei consumi di combustibile superiori al 45%).

Diesel + FV + accumulo idrico

È stata infine valutata la possibilità di utilizzare il dissalatore, in quanto carico particolarmente energivoro, come carico differibile, ossia come strumento per incrementare la flessibilità del sistema energetico locale (*Demand-side Management*). La possibilità di effettuare l'accumulo di acqua dissalata può, ad esempio, consentire di concentrare l'utilizzo del dissalatore nelle ore di massima produzione da parte delle FER, utilizzando l'energia generata in eccesso per produrre acqua dissalata da accumulare nei serbatoi (già attualmente presenti sull'isola), per essere consu-

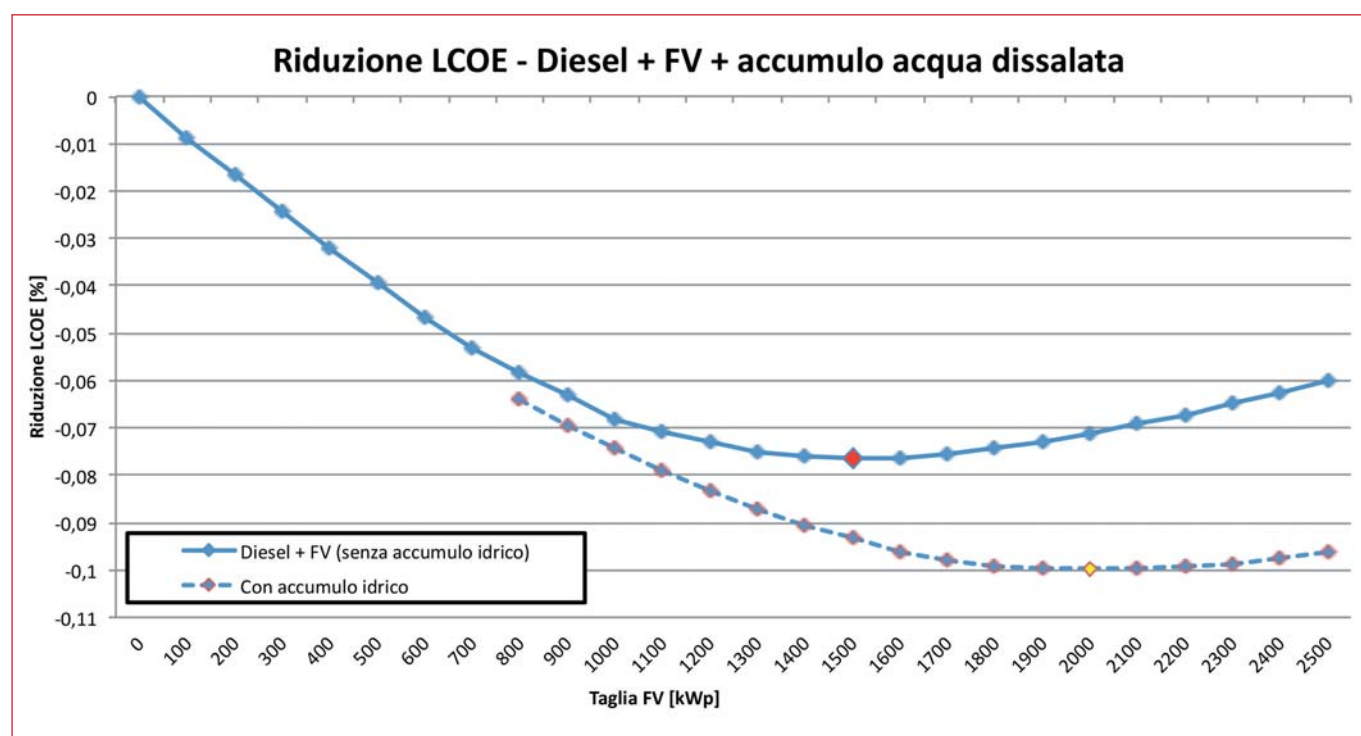
mata nelle ore successive della giornata.

Il dissalatore è stato considerato come un carico elettrico "differibile", ossia da soddisfare con una priorità inferiore rispetto al carico elettrico principale, in quanto ad esso è associata una certa capacità d'accumulo. Tale carico è stato definito specificando i seguenti parametri:

- potenza di picco [kW], la massima potenza elettrica assorbita dal dissalatore, pari a 400 kW;
- capacità d'accumulo [kWh], capacità di accumulo di acqua dissalata, la capacità dei serbatoi [m³] è stata convertita in [kWh] tramite il coefficiente di consumo specifico dell'impianto di dissalazione (inclusivo dei consumi relativi al pompaggio dell'acqua di mare), pari a 6,07 [kWh/m³];
- consumo medio giornaliero [kWh/gg], rappresentativo del consumo idrico isolano (ossia della velocità media con cui vengono svuotati i serbatoi d'accumulo dell'acqua dissalata).

Le simulazioni sono state effettuate a partire da una taglia minima di generatore FV (≥ 800 kW), tale da generare una quota sufficientemente grande di energia in eccesso ($\geq 5\%$ dell'output FER complessivo).

In figura 2 si può osservare come tutti i punti relativi a configurazioni con possibilità di accumulo idrico (linea tratteggiata) si trovino al di sotto della linea "Diesel + FV" senza accumulo, consentendo quindi una maggior riduzione del costo dell'energia. Ciò è prevalentemente dovuto alla



▲ **Figura 2** Riduzione % LCOE per le configurazioni "Diesel + FV + accumulo idrico"

riduzione dell'energia generata in eccesso dal FV, che viene sfruttata per produrre acqua dissalata, incrementando di conseguenza le ore equivalenti di funzionamento del generatore FV. Di conseguenza, la taglia ottimale del generatore FV (massima riduzione LCOE) si sposta su valori più elevati (da 1,5 MW a 2 MW), a cui corrisponde una riduzione del costo del kWh del 10% rispetto alla configurazione "base" e una penetrazione delle FER di 32,5%.

Il codice di calcolo utilizzato permette dunque di simulare l'integrazione tra sistema elettrico e idrico individuando una soluzione ottimale in grado di migliorare le prestazioni del sistema, sia in termini di riduzione del costo dell'energia sia in termini di penetrazione delle FER.

Tuttavia, esso presenta alcune limitazioni principalmente legate alla modellizzazione delle dinamiche del sistema idrico e all'identificazione delle regole operative dell'impianto di dissalazione. Quest'ultimo è infatti modellizzato attraverso un carico elettrico che rappresenta una stima approssimata della reale domanda idrica, la quale è definita a valle di un sistema di distribuzione composto da molteplici serbatoi di accumulo, le cui dinamiche non vengono modellizzate esplicitamente. Sebbene tale carico rappresenti fedelmente la domanda idrica su scala mensile e annuale, si possono verificare sensibili divergenze tra domanda reale e simulata su scala oraria o giornaliera, per effetto della gestione dei serbatoi di accumulo. Inoltre, l'utilizzo di una regola fissa basata sulla definizione di un carico differibile permette di concentrare la produzione del dissalatore nelle ore del giorno in cui la produzione rinnovabile è più elevata, ma non consente di gestire in modo dinamico i serbatoi di accumulo idrico spostando volumi d'acqua su scala settimanale o mensile. Ciò porta quindi ad una sottostima dei benefici, in termini di flessibilità ed efficienza del sistema elettrico, potenzialmente ottenibili grazie a una gestione dinamica del sistema idrico.

Per superare tali limitazioni e sfruttare appieno i vantaggi dell'integrazione tra sistema idrico ed elettrico, è stato quindi sviluppato un approccio modellistico [3] che permette di ottimizzare congiuntamente sia la taglia dei generatori FER sia il funzionamento dell'impianto di dissalazione e le dinamiche dell'intero sistema idrico isolano. Tale approccio consente di simulare in modo esplicito sia il sistema elettrico sia il sistema idrico e utilizza una politica di gestione in anello chiuso per identificare la produzione ottima dell'impianto di dissalazione ad ogni passo temporale in funzione

del tempo (ora del giorno, giorno della settimana, settimana dell'anno) e dell'acqua contenuta nei serbatoi di accumulo.

I risultati ottenuti identificano una soluzione ottimale che prevede una potenza FV installata pari a 2.100 kW, a cui corrisponde una riduzione del costo del kWh di -12% e una penetrazione delle FER del 35,6% o, in alternativa, una soluzione in grado di ottenere i medesimi benefici del precedente approccio (marker giallo in figura 2), in termini di riduzione di LCOE e penetrazione FER, installando una taglia del generatore FV più piccola (1,8 MW).

Le traiettorie del sistema associate a quest'ultima soluzione sono visualizzate su scala temporale giornaliera in figura 3 e confrontate con quelle ottenute utilizzando una regola operativa fissa per modellizzare l'impianto di dissalazione. In particolare, figura 3a mostra il carico del dissalatore, figura 3b il volume di acqua accumulata nei serbatoi e figura 3c l'energia producibile da FV e il carico elettrico isolano (al netto del dissalatore).

Si può notare come la politica di gestione ottima (linee arancio) sia in grado di modulare la produzione del dissalatore e, di conseguenza la potenza elettrica assorbita, per sfruttare i picchi di produzione rinnovabile e, contemporaneamente, soddisfare la domanda idrica. In particolare, il grande eccesso di produzione FER rispetto al carico degli utenti osservato nei mesi di marzo, aprile e maggio (Figura 3c) viene sfruttato per immagazzinare acqua nei serbatoi di accumulo (Figura 3b). L'acqua stoccata viene poi rilasciata nei mesi estivi quando la domanda idrica è più elevata, consentendo di ridurre la produzione da dissalatore. Nella stagione estiva infatti la produzione da FER viene già interamente assorbita dal carico elettrico delle diverse utenze della rete (Figura 3c) e il carico del dissalatore può essere alimentato unicamente dai generatori diesel, portando a un inevitabile aumento dei costi di produzione e del consumo di combustibile. Le traiettorie ottenute utilizzando il precedente approccio modellistico basato su una regola operativa fissa (linee nere) mostrano invece una dinamica del sistema nettamente differente. Sebbene la regola operativa utilizzata permetta di modulare il carico all'interno del giorno per sfruttare le ore con energia rinnovabile più alta, essa non è in grado di gestire dinamicamente i serbatoi di accumulo per muovere volumi d'acqua su scale temporali maggiori (ad es., settimanale, mensile). Il dissalatore viene quindi gestito in accordo con la domanda idrica: il picco massimo di produzione avviene nei mesi estivi (Figura 3a) in corrispondenza del periodo di riempimento dei serbatoi

di accumulo (Figura 3b), i quali vengono poi svuotati e mantenuti a un livello costante durante i mesi invernali.

I risultati ottenuti consentono dunque di individuare la taglia ottimale di FER, gestendo in modo dinamico il nesso tra produzione e accumulo di acqua dissalata e generazione di energia elettrica. La politica di gestione ottima dell'impianto di dissalazione permette infatti di esplorare appieno i vantaggi che possono derivare dall'integrazione del sistema elettrico con un sistema idrico altamente energivoro.

Conclusioni

I dati che emergono dalle simulazioni effettuate hanno consentito di valutare, in termini energetici, economici e ambientali, i potenziali benefici conseguibili tramite l'introduzione di una quota crescente di FER (fotovoltaico) nel contesto di un'isola minore non connessa alla rete elettrica nazionale. Data la peculiarità della realtà analizzata (elevata variabilità stagionale carichi, rete isolata, ecc.) è emerso il ruolo fondamentale dei sistemi d'accumulo dell'energia, per consentire il raggiungimento di ambiziosi livelli di penetrazione delle FER e conseguente riduzione dei consumi di combustibile. È stato infatti dimostrato come l'utilizzo di sistemi di accumulo elettrochimico consenta una significativa riduzione del costo medio dell'energia (anche superiore rispetto alla configurazione con sole FER), garantendo benefici aggiuntivi (difficilmente monetizzabili) in termini di minori emissioni di inquinanti locali e CO₂, e spostando l'ottimo

economico verso un più ampio utilizzo delle fonti rinnovabili.

La soluzione che prevede l'accumulo dell'acqua dissalata, utilizzando il dissalatore come carico differibile, appare la più conveniente dal punto di vista economico, in particolar modo se il sistema idrico viene gestito in maniera ottimizzata. Esso infatti consentirebbe, con costo d'investimento virtualmente "nullo", grazie al "timeshift" su scale temporali anche elevate (settimanale, mensile) dell'energia generata dalle FER e non immediatamente consumata, di ridurre il surplus energetico e raggiungere elevati livelli di penetrazione delle FER. Tale soluzione, tuttavia, non contribuirebbe al mantenimento della *power quality* del servizio elettrico locale, non consentendo quindi lo spegnimento dei generatori diesel e l'ottimizzazione dei relativi punti di lavoro.

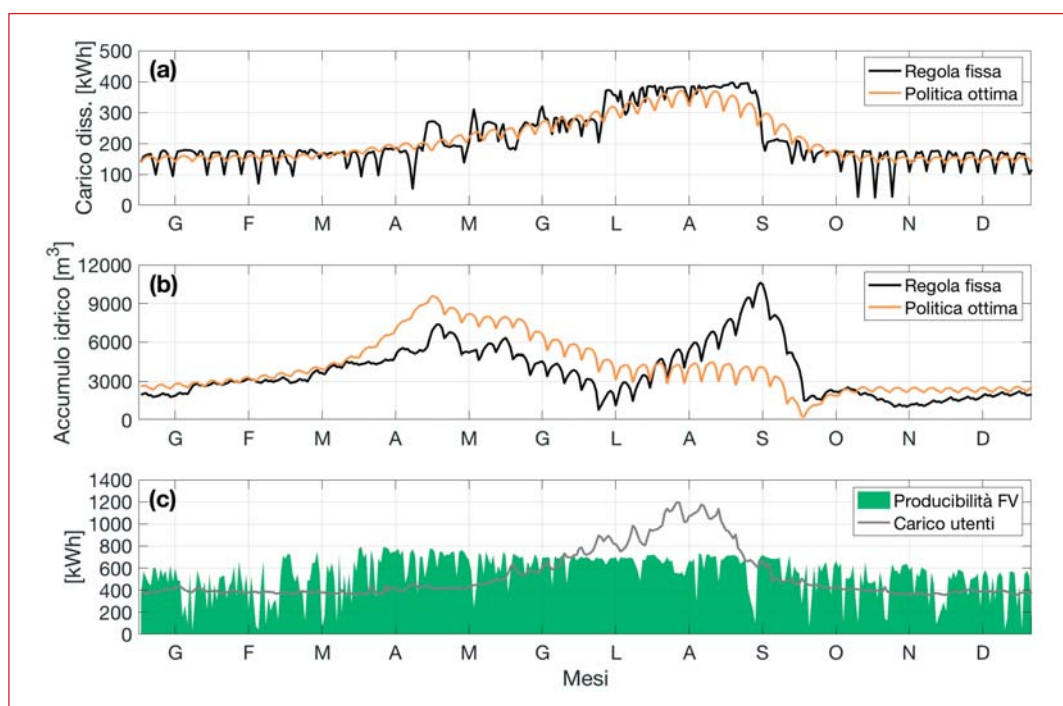
Ulteriori sviluppi della presente analisi si focalizzeranno sull'esplorazione di potenziali sinergie tra accumulo idrico ed elettrochimico in contesti isolati.

BIBLIOGRAFIA

- [1] MiSE: *Copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili*, Decreto ministeriale 14 febbraio 2017.
- [2] D.Airoldi et al: *Scenari di sviluppo delle FER nelle isole minori italiane non interconnesse e analisi di casi studio*, Ricerca di Sistema, RSE, 17004171, Milano, 2016.
- [3] F.Giudici, M. Volonterio, E. Garofalo: *Identificazione di soluzioni tecnologiche e gestionali per migliorare la sostenibilità del sistema idrico-energetico delle isole minori*, Ricerca di Sistema, RSE, 18007797.

Figura 3 ▶

Traiettorie medie giornaliere di carico del dissalatore (a), volume dei serbatoi di accumulo (b), produttività FV e carico utenti (c) per un anno di riferimento



AEIT

Promuove il vostro business



AEIT, rivista ufficiale dell'Associazione, pubblica articoli di alta divulgazione tecnico-scientifica nei settori di competenza: elettrotecnica, elettronica, automazione, informatica e telecomunicazioni.

Tariffe pubblicitarie

I ^a di copertina	3.000 €	II ^a di copertina	1.750 €
III ^a di copertina	1.500 €	IV ^a di copertina	2.500 €
I ^a Romana	2.500 €	Interna A4	1.200 €

1 + 1 = 3

Ogni 2 pagine pubblicitarie a pagamento la 3^a è gratuita!

La rivista prevede un "Primo Piano" su tematiche d'attualità, articoli di approfondimento e alcune rubriche, tra cui "Imprese e Prodotti" e "Imprese e Mercato".

Oltre all'inserimento di pagine di pubblicità nella rivista (come da tariffe), le aziende hanno la possibilità di pubblicare, a titolo gratuito, redazionali e comunicati da inviare all'indirizzo mail redazione@aeit.it in formato word (.txt, .doc o .docx).

I testi non devono superare la lunghezza di 1400-1500 battute (spazi inclusi) per la rubrica "Imprese e Prodotti" e 2400-2500 battute (spazi inclusi) per la rubrica "Imprese e Mercato" e corredati da fotografie ad alta risoluzione (300 dpi).

Sul sito www.aeit.it si possono trovare tutte le informazioni utili per associarsi all'AEIT, per abbonarsi e per pubblicare sulla nostra rivista.

AEIT
Ufficio Centrale
Via Mauro Macchi 32
20124 Milano
Tel. 02 87389967
Fax 02 66989023
chiusi@aeit.it
www.aeit.it



Optimal management of battery storage system

Giacomo Piero Schiapparelli, Francesco Conte, Stefano Massucco, Federico Silvestro *Università degli Studi di Genova*

In futuro, il progressivo aumento della generazione da fonte rinnovabile comporterà una riduzione del numero di generatori sincroni di grandi dimensioni connessi in rete. È quindi prevedibile che, all'interno delle future reti elettriche, i sistemi di accumulo, come anche le risorse di tipo rinnovabile, saranno chiamati a sopperire alla mancanza di inerzia e di potenza di corto circuito. Le principali associazioni di operatori del settore elettrico, come ENTSO-E in Europa e FERC negli Stati Uniti, stanno applicando politiche per incoraggiare l'utilizzo di sistemi di accumulo allo scopo d'integrare le risorse rinnovabili all'interno dei mercati dell'energia, fornire servizi alla rete elettrica e massimizzare l'efficienza dell'intera catena energetica. L'articolo descrive un possibile approccio al problema di gestione dello stato di carica di un sistema di accumulo che fornisce servizio di regolazione di frequenza alla rete. L'algoritmo di controllo descritto è stato validato sia con simulazioni che con la sperimentazione sul campo

The progressive increase of renewable resources, and the consequent reduction of conventional generating units, imply a substantial loss of the grid frequency regulation capability.

In this scenario, a significant role can be played by battery energy storage systems (BESSs), as well as by all new resources able to participate in different regulation services. The BESSs are characterized by the ability of quickly supplying high power variations, faster than any other conventional unit. Therefore, their correct use can be fundamental to guarantee the network stability and quality of service.

By definition, BESSs are limited energy devices, therefore their energy management is an interesting and fundamental research challenge. The integration of BESSs into the network services environment requires the development of control strategies able to manage the battery state of charge, but also of new markets operating on shorter time windows.

The present paper deals with the research work carried out as part of a collaboration between the University of Genova and the Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL) aimed at developing control strategies for allowing BESSs to participate to the primary frequency regulation. The presented results are a synthesis of the paper "Quantification of Primary Frequency Control Provision from Battery Energy Storage Systems Connected to Active Distribution Networks" which has been presented at the Power Systems Computation Conference (PSCC) in 2018 [1].

System frequency regulation and market structure

Any electric power system can be operated only if the generated active power is consumed simultaneously. Disturbance in this balance causes a deviation of the system frequency from its nominal

value which is initially reduced by the kinetic energy of all the connected rotating devices. Because there is a very little possibility of storing electric energy, the production system must have sufficient flexibility in changing its generation level, in order to control power equilibrium in real-time [2].

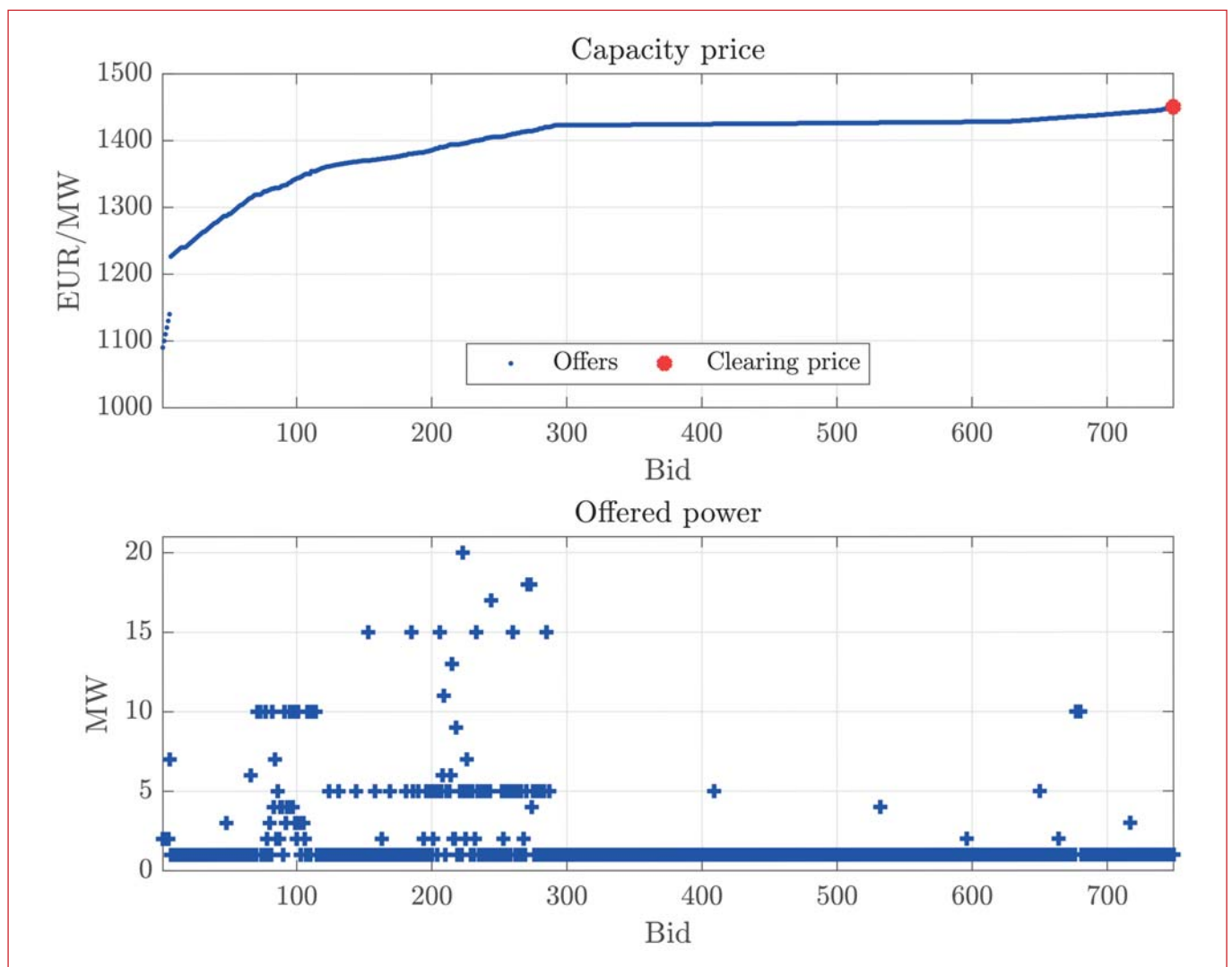
In an interconnected system, as the European one, each transmission system operator (TSO) is called to contribute to primary frequency control. The total primary control reserve (PCR) for each TSO is determined by the ENTSO-E on the basis of the regulation performance target, taking account of measurements, experience and theoretical considerations [2].

The total reserve amount of PCR in the *Regional*

provision of PCR, while in others, the PCR is traded into markets.

In Europe, some market structure has been established, even involving multiple countries. In Germany, since December 2007, all the TSOs have been meeting their primary control reserve (PCR) requirements through shared calls for tenders. The TSO's shared Internet platform *regelleistung.net* where the tender and the bids from all the actors connected to the grid controlled by the TSOs are managed [3]. An example of one week of market clearing is shown in figure 1.

In 2009, Swissgrid, the Swiss TSO, introduced a procedure to assign PCR based on auctions. The auction rules include a minimum bidding amount



▲ **Figure 1** PCR market results

Group Continental Europe (RG CE) is 3.000 MW, almost the equivalent of two large nuclear power plants. The procedure for the assignment of the PCR is different from TSO to TSO. In some countries, only the major utilities are involved in the

to ± 1 MW, a weekly delivery period and the use of a marginal pricing method [4]. On the March 2012 Swissgrid was involved in the joint tendering on the platform *regelleistung.net*.

Up to now joint call for tender system involve Ger-

many, Belgium, the Netherlands, Austria and Switzerland and is open to all pre-qualified suppliers. It is the largest PCR market of Europe with a total current demand of over 1.350 MW. Actually, the join call for tenders for PCR takes place every Tuesday at 15:00 hours. From January 2019, the total PCR procured is nearly 14.70 MW. The markets rules allow a maximum PCR export equal to the 30% of the country's needed PCR [3].

The activation of primary frequency control is performed automatically, each facility participates with a given power-frequency characteristic, which determines a droop coefficient, a dead-band, and the maximum power delivery as a function of the frequency deviation, figure 2. Moreover, generation units shall be continuously available during normal state and should be able to fully activate for at least 15 minutes, or 30 minutes, in some regions, during the alert state.

General rules for BESS charge management

In order to involve BESSs in the frequency regulation, many control strategies have been formulated in literature, such as scheduled recharging, recharge during system operation in dead-band around nominal frequency, moving average recharging or recharging on predefined State of Charge (SoC) limits.

At the moment, there is not a general European guideline for the operation of facilities characterized by limited storage capacity as batteries. Nev-

ertheless, some TSO has formulated their own rules. The German TSOs, restricted the allowed BESS charging strategies to the following [4]:

- *Over fulfillment*: this strategy allows batteries to increase their nominal response up to 20% (e.g. at 50.2 [Hz] the power response should be - 1 [pu], but the over fulfillment strategy allows any rage between - 1 [pu] and - 1.2 [pu]).
- *Schedule transactions*: the battery State of Charge (SoC) is managed through power offset signals which are compensated through schedule transactions, into market and intra-day market sessions.
- *Compensation by other units*: the battery is coupled with another generating unit which provides the charging/discharging offset signals.
- *Dead-band*: such a strategy allows batteries charging/discharging within the frequency dead-band.
- *Synchronous time corrections*: in this case the dead band can be shifted.
- *Response delay*: the PCR should be fully acti-

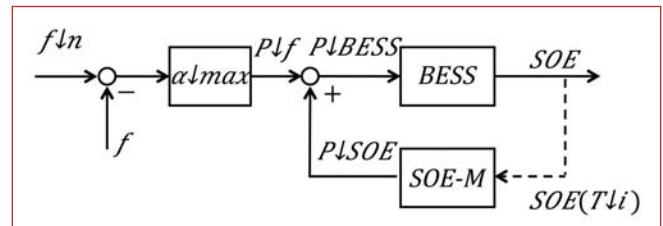
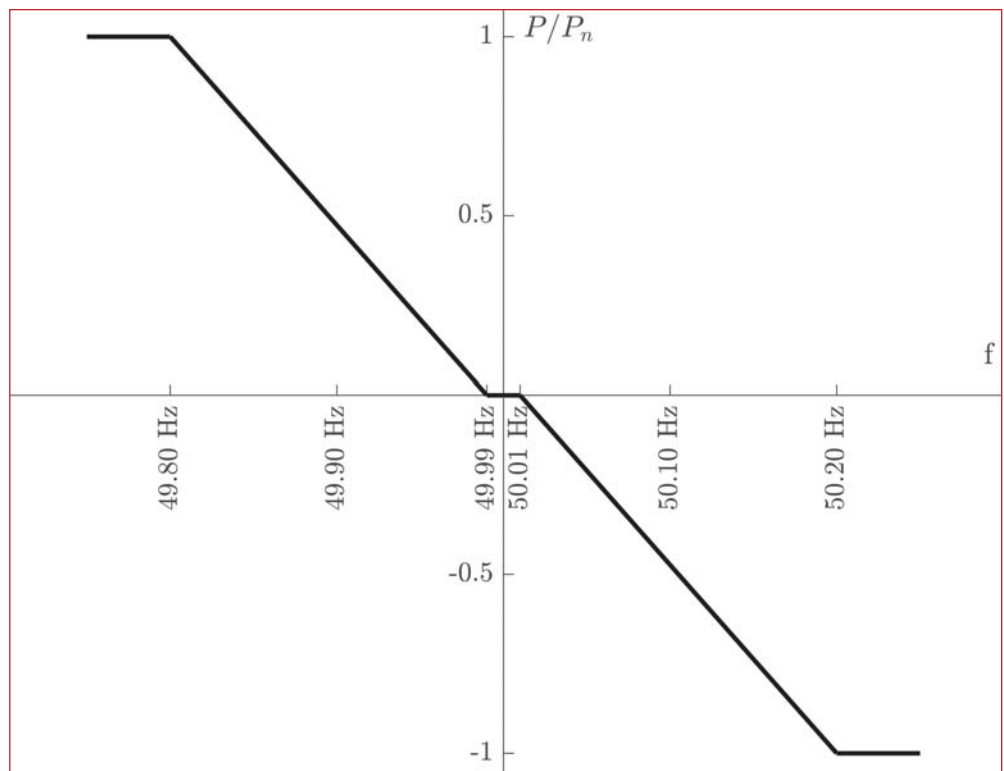


Figure 3 Block diagram of the proposed method to operate PCR

Figure 2 P-f characteristics for providing PCR



vated within 30s; since batteries can provide a faster response, their activation could be shifted within this time as a part of their charge management strategy.

Energy requirements for primary frequency control provision

To design a control strategy for a BESS providing PCR, it could be necessary to analyze the characteristics of the regulating signal and the amount of energy which is required to be managed by the battery during the service.

Let us assume a control strategy in which the regulating action is proportional to the frequency signal, with droop coefficient α and a State of Energy management system which controls the battery charge/discharge by means of *offset signals* P_{SOE} . A block diagram representation is provided figure 3.

For such a control scheme, the regulating power P_{PCR} is proportional to frequency deviations Δf from the nominal frequency. The regulating ener-

gy E_{PCR} is proportional to the integral of such deviations over the considered interval:

$$E_{PCR} = \int_T P_{PCR} dt = \int_T \alpha \Delta f dt = \alpha \int_T \Delta f dt = \alpha W_f$$

where W_f is the integral over a time window T of Δf . The droop coefficient α is assumed constant over the entire period T . The energy required for the service over this time period is therefore proportional to W_f . It is worth noticing that the above equation assumes that the regulation is deployed without any dead-band. However, it can be demonstrated that such practice has a negligible effect on the resulting W_f values and on the consequent control.

The quantity W_f , over a long enough time horizon is equal to zero (considering a power grid with a sufficient amount of secondary frequency control reserve). However, this is not generally true for shorter intervals. It can be shown that it is possible to forecast the value of W_f and use it to achieve efficient PCR strategies. This can be carried out us-

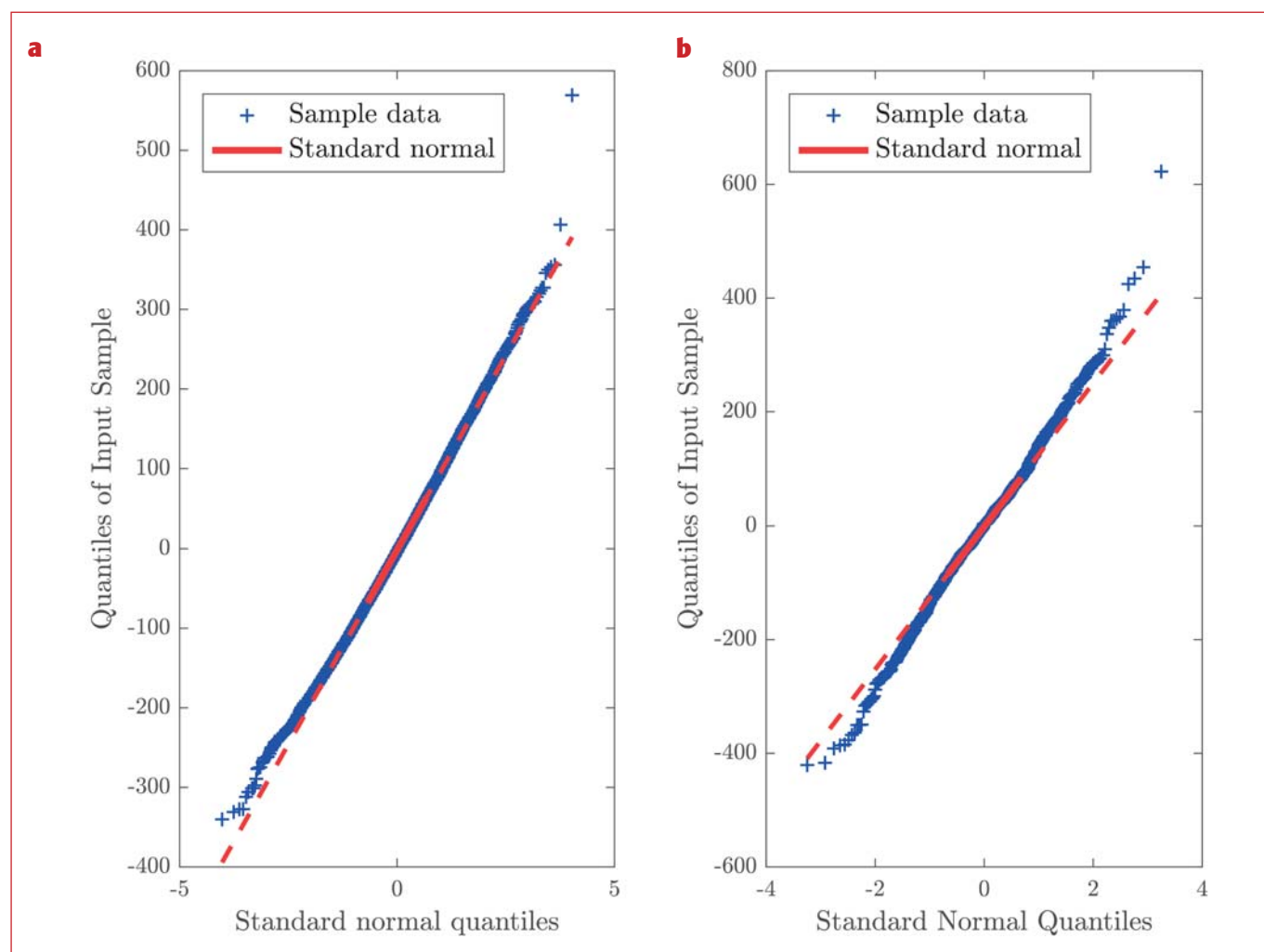


Figure 4 Q-Q plot of the residuals of W_f (blue) versus the normal standard (red) built using **a** $T = 1h$, data from the NGET database and **b** $T = 6h$, data from EPFL database

ing autoregressive models (AR). Two separate datasets, respectively composed by two years (2014-2015) of frequency measurements collected by *National Grid Electricity Transmission* (NGET) and by one year (2016) of on-site frequency measurements at EPFL have been analyzed [5-6].

These frequency time-series, have been used to compute several W_f time-series with integration intervals T of increasing length from 1 to 24 hours. The application of AR model to a time-serie requires verification of some properties of its probability density function and of its autocorrelation function [7].

In particular, the probability density function, which should be normal, allow the usage of the AR model, while the number of non-zero lag of the autocorrelation function determines the order of the model. Figure 4 shows in blue the quantile-quantile plots of the quantiles of a normal distribution, while in red the same plot obtained for the W_f timeseries (figure 4a for the NGET database with $T = 1 h$ and figure 4b for the EPFL database for $T = 6 h$, respectively). These plots demonstrate that the data of the time series are close to be normally distributed.

Modelling the W_f time-series as a persistent process, at every time step is possible to predict the using an AR model of a suitable order. The analysis of the above reported time-series has shown that, for time periods from 1 h to 24 h, the optimal model order is 8. Table 1 reports the analysis results. For each model order, a residual standard deviation is defined. For example, for $T = 1 h$, if the AR(8) model is used, the computed prediction will be characterized by a Gaussian distributed error with standard deviation $\sigma_f = 92 \text{ Hz} \cdot \text{s}$.

Control strategy

The proposed control strategy determines the BESS power set-points as the sum of the regulating power P_f , proportional to the frequency deviation, and the offset term P_{SOE} , computed periodically to manage the battery State-Of-Energy (SOE) and restore, for each period T , the reference condition of State-Of-Energy SOE_0 .

The control is characterized by three different stages: control design, period-ahead operation and real-time control.

In the control design phase, it is necessary to determine the droop coefficient α . Such a value is determined by the solution of an optimization problem which considers the statistical properties of W_f and determine the maximum α (hereafter α_{max}) that can be used for periods of the given

duration T . In the context of ancillary services markets, the value of α_{max} corresponds to the traded PCR capacity and it should be kept constant for the entire time horizon of the PCR market (e.g. one week).

Within the service time horizon, the controller has to compute periodically, with period length T , the value of the offset power. In the period-ahead operation, the *State-of-Energy Management* (SOE-M) computes the power offset term considering the actual battery SOE and the forecasted value of \widehat{W}_f calculated using the AR model and the of the last updated frequency measurements. Then, the real-time control realizes the regulating action which is actuated with 1 second resolution.

Droop coefficient computation

The BESS SOE dynamic is determined by the following equation,

$$SOE(t) = \frac{\alpha}{E_n} \int_{T_i}^{T_{i+1}} \Delta f dt + SOE(T_i),$$

$$SOE(T_{i+1}) = \frac{\alpha}{E_n} W_f + SOE(T_i),$$

where E_n is the battery nominal energy. The aim of the optimization algorithm is to determine the maximum value of α which ensure a continuous operation of the battery, meaning that a sufficient charge to provide the PCR service is always available. Using the statistical properties of W_f , a stochastic optimization problem can be formulated. Such a problem has an analytical solution which defines the maximum droop coefficient which allows a continuous service with a predefined confidence level [1]:

$$\alpha_{max} = \frac{E_n \cdot SOE_0}{k \cdot \sigma_f(T)}$$

where, SOE_0 is the reference State-Of-Energy, σ_f is the standard deviation of the residuals of the AR model which depends on the period length, and is a coefficient related to the selected confidence level ρ (e.g. $k = 1.96$ for $\rho = 0.95$, $k = 2.58$ for $\rho = 0.99$). Thus, α_{max} is related to the control sampling period T , the forecasting algorithm precision and the confidence level ρ .

For example, by selecting $\rho = 0.95$, and applying the control strategy with the corresponding α_{max} , we can be sure that the SOE-M will keep the battery SOE within capable limits at least for the 95% of the time. Therefore, we are expecting a maxi-

Figure 5

State of energy management operation

mum failure rate λ_T for the control of 5%
 $\lambda_T = 1 - \rho$.

State-of-Energy Management

The SOE-M has the aim to restore the initial condition, SOE_0 , at the beginning of each consecutive operation period in order to ensure a reliable and continuous regulation.

Before the beginning of each control period, the SOE-M measures the SOE of the battery and forecast its evolution in the next period and, on the basis of this result, computes the offset power profile. The expected energy to be compensated in the subsequent period to restore the reference SOE is,

$$\hat{E}_{SOE} = [SOE_0 - \widehat{SOE}(T_{i+1})] \cdot E_n$$

where $\widehat{SOE}(T_{i+1})$ is the prediction of the battery SOE, computed using the AR model.

The offset power to satisfy such energy requirement is assumed to be constant over the period $T_{i+1} - T_i$, and equal to,

$$P_{SOE}^i = \frac{[SOE_0 - \widehat{SOE}(T_{i+1})] \cdot E_n}{T_{i+1} - T_i}$$

It is possible to have a graphical interpretation of control action, shown in figure 5. At the beginning of the period the state of energy is in princi-

ple different from SOE_0 .

Moreover, by the end of the period, such SOE is expected to vary of a quantity ΔSOE_i , predicted by the AR models. The space of the expected trajectories for the upcoming period therefore is tilted by a quantity which depends on the value of $SOE(T_i)$ and ΔSOE_i . At the end of the period, the state of energy is expected to be in the range $[SOE(T_i) \pm k \cdot \sigma_{SOE}]$. Such an interval may exceed the range of capable, and so the reliability of the PCR provision cannot be ensured.

Once the offset profile is implemented, the space of the expected trajectories is modified. The offset power is constant over all the period, so the energy injected or extracted from the battery during such period follows a linear increasing or decreasing shape. The expression of the evolution of the state of energy during this time period is

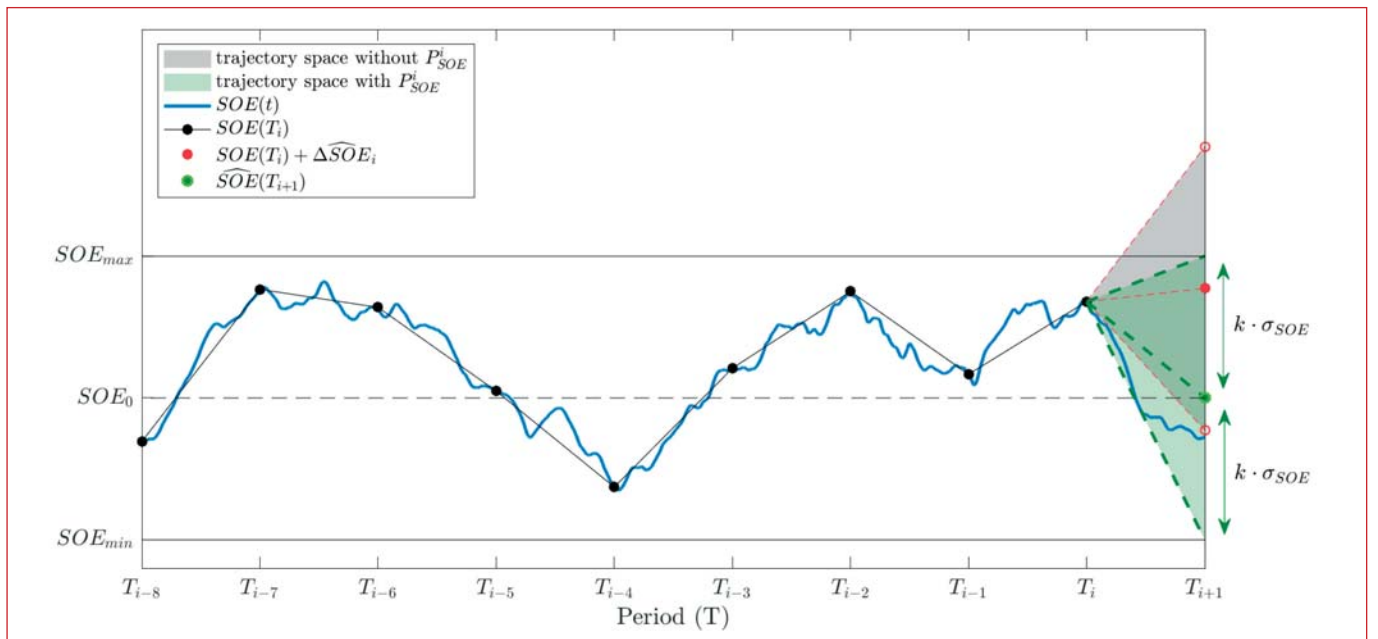
$$SOE(T_{i+1}) = \frac{1}{E_n} \int_{T_i}^{T_{i+1}} (\pm P_{SOE}^i(t) + \alpha \cdot \Delta f) dt + SOE(T_i)$$

$$SOE(T_{i+1}) = \pm \frac{P_{SOE}^i(t)}{E_n} \cdot t + \alpha \cdot \frac{W_f(t)}{E_n} + SOE(T_i)$$

Thus, the addition of the power offset profile impacts the evolution of the SOE by aligning the confidence interval on $SOE(T_{i+1})$ with the BESS capability. Figure 5 gives a graphical view of this relationship: the impact of a constant power offset on the evolution of the SOE consist in a ramp added to the SOE trajectory. The space of the possible trajectories (gray area) is therefore shifted and the confidence level, at the end of the following period, results to be centered within the capability of the BESS (green area).

Table 1 - Residual standard deviation σ_f [Hz · s] for AR(0) and AR(8), data from NGET database

τ [h]	1	2	3	4	6	12	24
AR(0)	96	154	201	243	312	428	575
AR(8)	92	150	197	239	307	408	516



Results

The main results obtained by applying the proposed method are presented in this section.

Firstly, the values of the droop coefficient computed for the two datasets, considering two forecasting methods (using AR(0) and AR(8)), various values of T and a battery with nominal energy equal to 560 kWh, are reported.

Secondly, the simulations results which compare the performance of the control algorithms using AR(0) and AR(8) are presented.

In the end, the experimental results obtained by the application of the control strategy to a 720 kVA/560 kWh grid-connected BESS are introduced. Such experiments are devoted to the validation of the proposed method, to the evaluation of the BESS performance in providing PCR, and to the validation of the simulation environment.

Droop coefficient computation

The definition of the maximum droop coefficient, is related to the battery nominal energy and the

Table 2 - Droop coefficient and PCR capacity for 560 kWh BESS connected to the UK grid

T [h]	Unit	ρ	1	2	3	4	6	12	24
AR(0) model									
α_{max}^e	[kW/Hz]	95%	5.325	3.321	2.555	2.115	1.646	1.201	893
PCR capacity	[MW]	95%	1,07	0,66	0,51	0,42	0,33	0,24	0,18
α_{max}^e	[kW/Hz]	99%	4.046	2.523	1.941	1.607	1.251	913	679
PCR capacity	[MW]	99%	0,81	0,50	0,39	0,32	0,25	0,18	0,14
AR(8) model									
α_{max}^e	[kW/Hz]	95%	5.567	3.415	2.607	2.144	1.674	1.259	995
PCR capacity	[MW]	95%	1,11	0,68	0,52	0,43	0,33	0,25	0,20
α_{max}^e	[kW/Hz]	99%	4.230	2.595	1.981	1.629	1.272	957	756
PCR capacity	[MW]	99%	0,85	0,52	0,40	0,33	0,25	0,19	0,15

Table 3 - Droop coefficient and PCR capacity for 560 kWh BESS connected to the European grid

T [h]		1	2	3	4	6	12	24
AR(0) model								
α_{max}^e	[kW/Hz]	14.807	8.524	6.278	4.959	3.623	2.270	1.270
PCR capacity	[MW]	2,96	1,70	1,26	0,99	0,72	0,45	0,25
α_{max}^p	[kW/Hz]	2.200	2.900	3.133	3.250	3.366	3.483	3.541
PCR capacity	[MW]	0,44	0,58	0,63	0,65	0,67	0,70	0,71
AR(8) model								
α_{max}^e	[kW/Hz]	17.216	9.751	7.337	5.895	4.302	2.633	1.386
PCR capacity	[MW]	3,44	1,95	1,47	1,18	0,86	0,53	0,28
α_{max}^p	[kW/Hz]	2.200	2.900	3.133	3.250	3.366	3.483	3.541
PCR capacity	[MW]	0,44	0,58	0,63	0,65	0,67	0,70	0,71

Table 4 - Simulations results, NGET database

BESS model	ρ	T [h]	AR(0)		AR(8)	
			α_{max} [kW/Hz]	$\tilde{\lambda}_T$ [h]	α_{max} [kW/Hz]	$\tilde{\lambda}_T$ [h]
Ideal	95%	24	893	3,631	995	4,723
Real	95%	24	893	4,423	995	6,41
Real	99%	24	679	0,358	755	0,358
Ideal	95%	12	1.201	4,087	1.259	4,609
Real	95%	12	1.201	4,779	1.259	5,223
Real	99%	12	912	0,616	975	0,799
Ideal	95%	1	5.323	2,992	5.567	2,472
Real	95%	1	5.323	5,086	5.567	2,452
Real	99%	1	4.045	0,408	4.229	0,35

frequency characteristic of the grid. The results presented in Tables 2 and 3 are referred to the test Li-ion BESS 720 kVA/560 kWh installed in the EPFL campus and used for the experiments. Moreover, the corresponding capacity is reported, considering the activation of full reserve power for frequency deviation beyond ± 200 mHz, as dictated by ENTSO-E grid codes [8].

Considering the PCR markets rules, described in the introduction, in the BESS design phase the definition of α_{max} can be used to determine the battery nominal energy which realize a PCR capacity value which match the market requirements.

Simulations

The control framework is validated through simulations in Matlab/Simulink. The simulator uses one year of frequency measurements for the NGET database for the building of the AR model, while uses the second year as input of the simulation and provides the BESS state of energy as output. Two batteries model are used, one ideal model which does not take account for the losses, and one real model which consider the battery as the series of a voltage sources and a resistance and the values of both depends on the battery state of charge (SOC). The SOE-M performances are evaluated by quan-

tifying the failure rate of the system λ_T which depends on the confidences levels ($\rho = 95\%$, $\lambda_T = 5\%$ and $\rho = 99\%$, $\lambda_T = 1\%$).

The SOE-M fail condition happen when the BESS reaches its capability limits and cannot provide PCR service, the control failure rate λ_T corresponds to the duration of the fail condition expressed as a percentage of the total service time horizon. Both the autoregressive models (AR(0) and AR(8)) are used and the control is tested with different period length T , the droop coefficients used corresponds to the ones proposed in Table 2 and 3.

The simulation results, reported in Table 4, present an average failure rate λ_T of 3.8% for the simulations with $\rho = 95\%$ and BESS with unitary efficiency and to 4.7% for the simulations based on BESS with non-unitary efficiency and same confidence level. Both the cases are close to the expected failure rate of 5%. Even the simulation with $\rho = 99\%$ provides the expected results. Moreover, it can be observed that the introduction of a more accurate BESS efficiency model does not provide results considerably different from those obtained for an ideal BESS.

Experiments

The experimental tests have been performed on the 720 kVA/560 kWh BESS installed at the EPFL

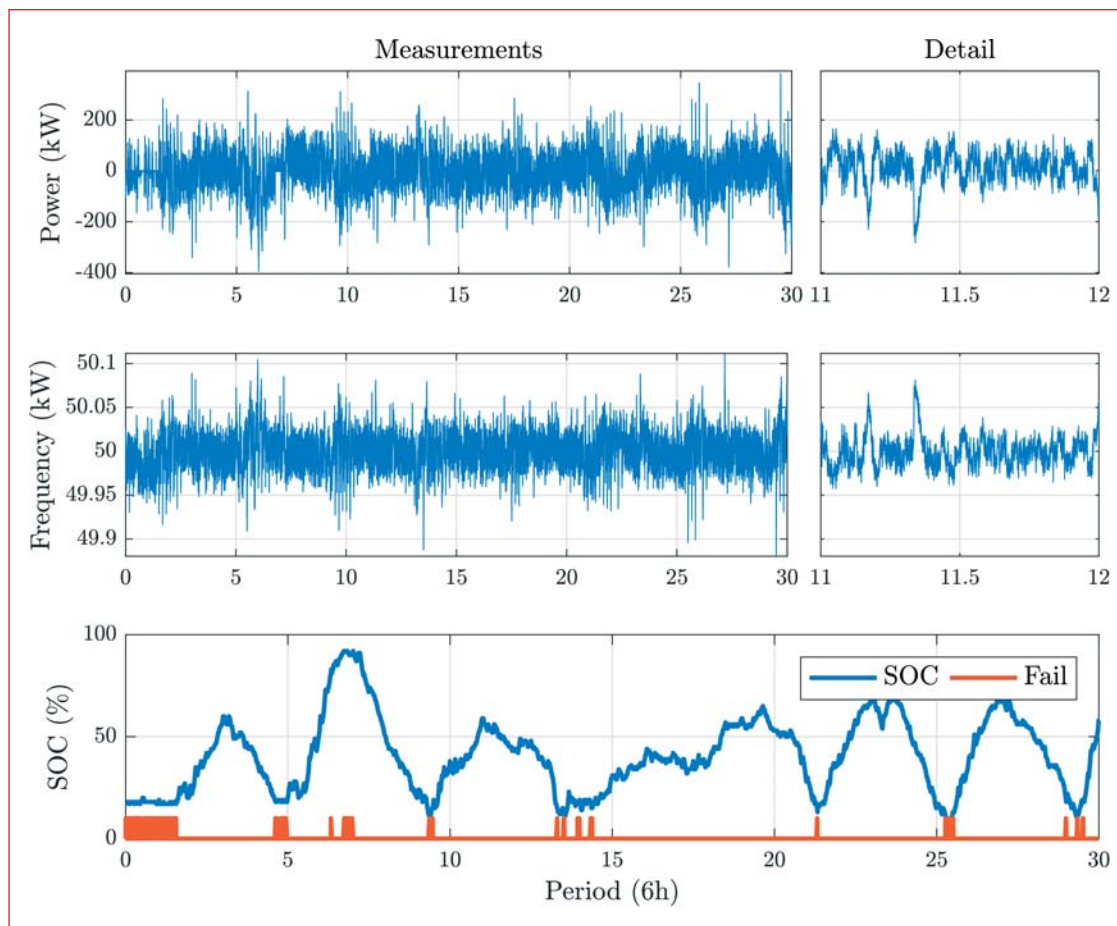


Figure 6
Evaluation of the reliability. Results from EXP5. Top: power output, middle: absolute error between setpoint and measurement, bottom: SOE

campus in Lausanne, Switzerland. Three sets of experiments have been carried out.

The first group has the aim to evaluate the ability of the algorithm to ensure the rated reliability. The experiments implement the control period T equal to 3 and 6 hours, droop coefficient α_{max} defined with the BESS energy capability, and service horizon H of 23 and 30 periods, respectively.

The result of one of these experiments is shown in figure 6. The system is considered in fail condition when the SOC is near to the limits and the battery internal controller is not able to implement the received set-points.

The results of the other experiments are summarised in Table 5. The experiments cover a total of almost 500 h of PCR, the observed failure rates $\hat{\lambda}_T$ are in the neighbourhood of the expected value $\hat{\lambda}_T = 5\%$. The only one which is more distant from this value is the one with AR(0) and $T = 6h$ in which the registered failure rate is $\hat{\lambda}_T = 2,86\%$

Name	Model	T [h]	H [periods]	α_{max} [kW/Hz]	$\hat{\lambda}_T$ [%]
EXP 3	AR8	3h	23	7.337	5,99
EXP 4	AR0	3h	23	6.278	5,76
EXP 5	AR0	6h	30	4.302	2,86
EXP 6	AR8	6h	30	3.623	5,51

Name	Model	T [h]	T [periods]	α_{max} [kW/Hz]	ΔSOE_{RMS} [-]
EXP1	AR0	1	39	2.200	0,007
EXP2.1	AR8	1	24	2.200	0,009
EXP2.2	AR8	1	42	2.200	0,006
EXP2.3	AR8	1	30	2.200	0,005
EXP3	AR8	3	23	7.337	0,028
EXP4	AR8	3	23	6.278	0,107
EXP5	AR0	6	30	4.302	0,076

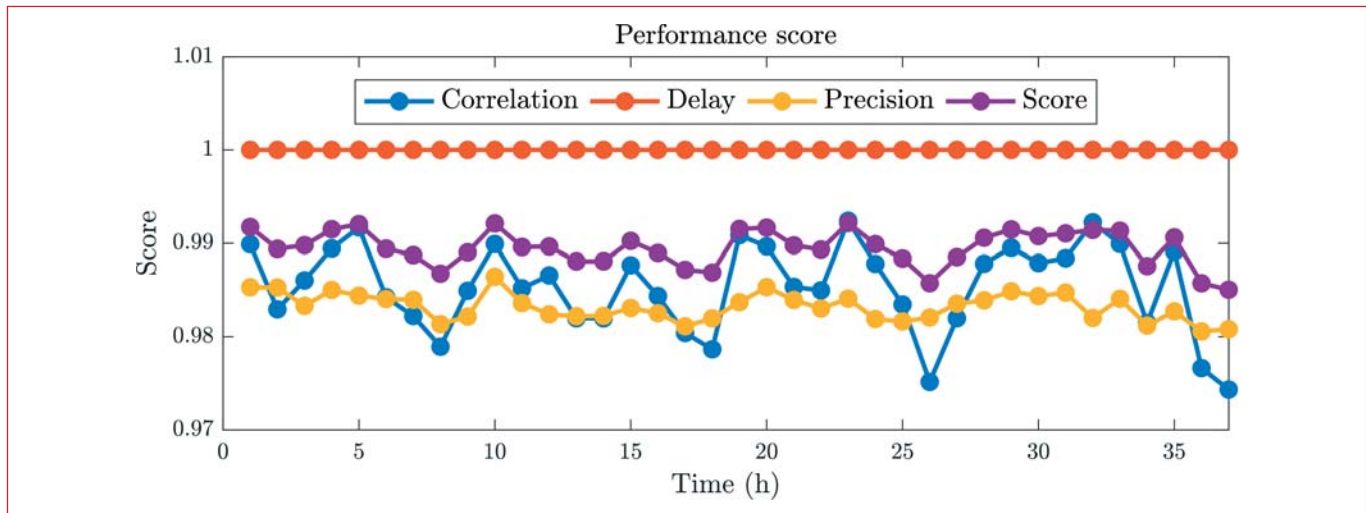


Figure 7 Performance assessment in providing frequency regulation services. Experimental results obtained for $T = 1h$ and $\alpha = 2.200$ kW/Hz

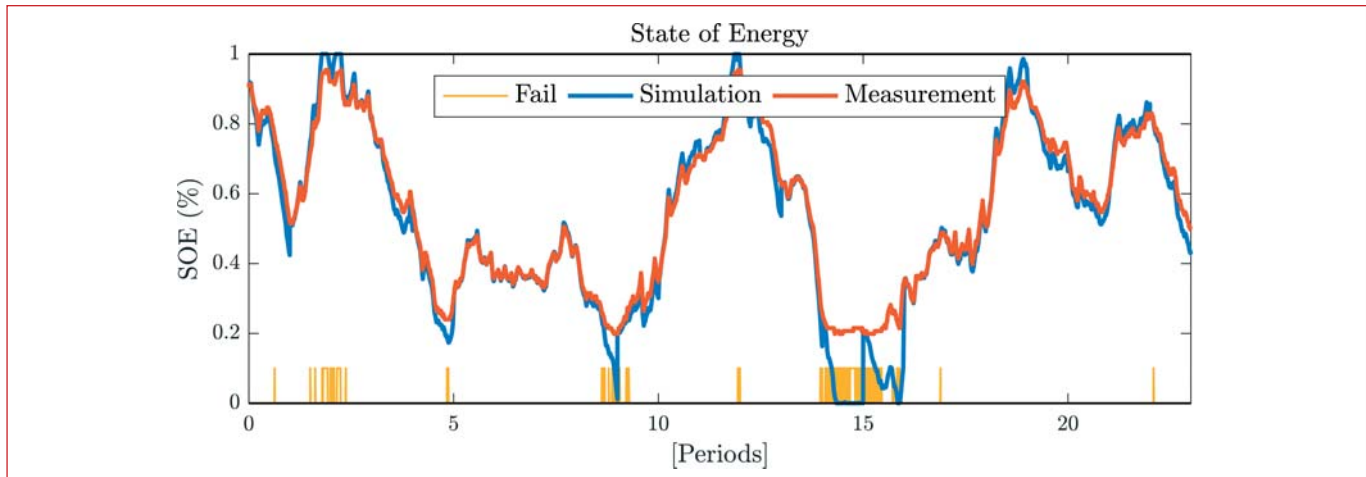


Figure 8 Performance assessment of the simulation tool, scenario from EXP3

The second group of experiments assesses the performance of the BESS in following the regulating signal. Therefore, the experimental framework is evaluated with commercial performance metrics such as the ones adopted by PJM Interconnect, a regional transmission organization (RTO) operating in the United States [9].

These parameters evaluate the regulating action for each hour of PCR service giving a general score which is the mean of three parameters delay correlation and precision.

The performance indexes for the BESS object of this study are presented in figure 7. The data used to compute the scoring are related to almost 40 hours of experiments with $T = 1 h$ and a droop coefficient $\alpha = 2.200 \text{ kW/Hz}$. All the experiments have reported similar values of the performance score and those results are aligned with the expectations for the commercial units based in BESS which realized performance scoring in 96-99% [9].

The third group of tests gather the experimental data to playback in the simulator in order to validate its output and support the proposed simulation results.

The power and SOE profiles generated by the simulations have been compared with the real measurements and the accuracy of the simulator has been quantified via RMS value of the SOE error between measurement and simulated data. Table 6 summarises these results. The RMS error value is on average of 0,034, indicating satisfactory simulation performances.

Moreover, the SOE profiles for one of such experiments is shown in figure 8. Measurements and simulation results match except for the moments when the control is in fail. This difference at extreme SOE values is due the fact that the BESS internal con-

troller imposes SOE limits that are dynamic and not always corresponding to the static bounds used in the simulation tool. Nonetheless, good simulation performances are achieved for a wide SOE range.

Conclusion

We present a droop-based control framework to perform primary frequency regulation by using a BESS. The computation of the droop coefficient and the design of the state of energy management rely on the forecast of the energy needed for regulation over a multi-hour horizon. By exploiting the information provided by such forecasts, the BESS control can exploit a higher droop coefficient value (and thus provide more regulating power), while ensuring the same level of reliability of a base case, AR(0), in which such information is not exploited.

The presented control scheme fits the state of the art battery charging strategies [4], and constitutes an improvement over typical offset-based controls (e.g. [10-11]). Although, it requires large datasets of historical data (not always easily accessible) to train the autoregressive models.

The proposed method is both validated via simulations and implemented in the control of a grid-connected 720 kVA/560 kWh Lithium titanate BESS. The experiments carried out demonstrate the effectiveness as well as the practical deployability of the proposed control framework. Moreover, we exploit experimental data to assess the performances of the BESS in providing primary frequency regulation, which prove to be extremely high.

The general formulation, proposed in this work, is thus applicable in different other scenarios. Control strategies of integrated systems of BESS and other units (e.g. traditional generating units and photovoltaic systems) in providing PCR and at present one of the research fields of this research group.

BIBLIOGRAFIA

- [1] G. P. Schiapparelli, S. Massucco, E. Namor, F. Sossan, R. Cherkaoui, M. Paolone: Quantification of Primary Frequency Control Provision from Battery Energy Storage Systems Connected to Active Distribution Networks, in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, pp. 1-7.
- [2] UCTE: *Operation Handbook, Appendix 1, Load-frequency Control and Performance*, December 2009.
- [3] REGELLEISTUNG.NET: *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*, 2019, disponibile su: www.regelleistung.net
- [4] M. Koller, M. González Vayá, A. Chacko, T. Brosche, A. Ulbig: *Primary control reserves provision with battery energy storage systems in the largest European ancillary services cooperation*, 2016.
- [5] NGET: *Enhanced Frequency Response*, 2019, disponibile su: www2.nationalgrid.com/Enhanced-Frequency-Response.aspx
- [6] M. Pignati, M. Popovic, S. Barreto, R. Cherkaoui, G. D. Flores, J.-Y. Le Boudec, et al.: Real-time state estimation of the EP-FL-campus medium-voltage grid by using PMUs, in *2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2015, pp. 1-5.
- [7] H. Madsen: *Time series analysis*, Chapman and Hall/CRC, 2007.
- [8] B. Xu, A. Oudalov, J. Poland, A. Ulbig, G. Andersson: BESS control strategies for participating in grid frequency regulation, *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 47, 2014, pp. 4024-4029.
- [9] C. Pilong: PJM Manual 12: *Balancing Operations*, 36th ed., PJM.
- [10] O. Mégel, J. L. Mathieu, G. Andersson: Maximizing the potential of energy storage to provide fast frequency control, in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, 2013, pp. 1-5.
- [11] A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler: Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, 2007, pp. 1259-1266.

Storage power intensive: risultati sperimentali di Terna

Maria Grazia Fadda, Leonardo Petrocchi, Rosario Maria Polito, Marco Pietrucci Terna SpA

Questo articolo ha lo scopo di illustrare alcuni dei principali risultati ottenuti nell'ambito delle attività sperimentali condotte da Terna in merito ai progetti *storage* realizzati, in particolare con riferimento alle tecnologie idonee per l'erogazione di applicazioni *Power Intensive*

Introduzione ai progetti *storage* di Terna

Negli ultimi 10 anni si è registrata in Italia un'elevata penetrazione di Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), con notevoli impatti sull'esercizio della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN), quali la riduzione dell'inerzia di rete e della potenza di corto circuito. In particolare, una sempre crescente integrazione di FRNP ha interessato le porzioni di rete dell'area centro-sud e le isole (Sardegna e Sicilia). Per rispettare gli standard di sicurezza e garantire una gestione della RTN secondo ottimo economico, Terna, il *Transmission System Operator* -TSO italiano, ha deciso di avviare numerosi progetti pilota con l'obiettivo di verificare e validare le diverse tecnologie di accumulo elettrochimico esistenti e valutare una loro potenziale integrazione nel Sistema Elettrico [1]. Con il Piano di Sviluppo del 2011 [2], Terna ha dato il via a progetti di accumulo *energy-intensive*, ovvero per applicazioni che richiedono una capacità di accumulare e rilasciare ingenti quantità di energia in tempi relativamente lunghi (8 ore). Il progetto consiste nell'installazione di 35

MW di accumulo elettrochimico in Campania, suddivisi in tre grandi impianti, il cui scopo è quello di mitigare le congestioni di rete causate dall'altra penetrazione di fonti rinnovabili nella porzione di rete ad alta tensione situata nel sud Italia. La tecnologia selezionata per applicazioni di tipo *energy intensive* è la NaS (Sodio - Zolfo). Al fine di aumentare i margini di sicurezza per la gestione delle reti in Sicilia e Sardegna, Terna ha altresì definito nel Piano di Sicurezza del 2012 [3] un programma per la realizzazione di progetti di Storage di tipo *power intensive*. Il programma, denominato *Storage Lab*, è stato avviato nel 2014 e ha portato alla realizzazione di due impianti sperimentali multitecnologici, per un totale di circa 16 MW installati. I sistemi di accumulo installati sono di circa 1 MW cadauno, e possono essere suddivisi per tecnologia come segue: a ioni di Litio (9,2 MW), sodio cloruro di Nickel - Zebra (3,4 MW) e batterie a flusso (0,85 MW). Il programma di 16 MW sarà completato con l'installazione di un sistema a supercapacitori nel 2019. Il programma prevede inoltre l'esecuzione di campagne di test, condotte presso alcuni centri di ricerca italiani, sulle singole tecnologie a livello *module scale* (singoli moduli), i cui risultati integrano le evidenze ottenute dai test *grid scale* eseguiti nei due impianti sperimentali. Lo scopo del progetto *Storage Lab* è di analizzare e valutare le prestazioni delle diverse tecnologie di accumulo elettrochimico, nonché la loro capacità di fornire servizi ancillari.

Lo *Storage Lab*

Il progetto *Storage Lab* consiste di due impianti di accumulo elettrochimico situati presso le stazioni elettriche di Codrongianos (SS) e Ciminna (PA). Le diverse tecnologie di accumulo e le relative potenze installate sono riportate in Tabella 1 per l'impianto di Codrongianos e in Tabella 2 per l'impianto di Ciminna.

A eccezione del numero dei Sistemi di Accumulo

(SdA), gli impianti sono stati progettati e realizzati in maniera speculare.

Test presso i laboratori

Contestualmente ai test in sito, sono stati condotti dei test in laboratorio su moduli batterie di taglia inferiore ai 100 kW, finalizzati, oltre alla verifica di rispondenza dei prodotti approvvigionati rispetto a quanto dichiarato dal fornitore in fase di gara, alla valutazione dell'idoneità delle singole soluzioni alle applicazioni di rete. Tra i molteplici test condotti (invecchiamento, di rendimento e capacità energetica, *overcharge* e *discharge*, ecc.), si riportano i risultati dei test sull'invecchiamento, il cui scopo

è quello di comprendere i principali fattori che possono aver impatto sul decadimento delle principali prestazioni dei moduli batterie durante il loro utilizzo per applicazioni di supporto alla gestione delle reti. Tali test sono condotti su tre differenti tipologie di cicli: ciclo standard, ciclo di regolazione di frequenza e ciclo a gradini di corrente. Dai risultati dei test su ciclo standard e su ciclo di regolazione di frequenza (Figura 1-2), è risultato che il SdA 7 e il SdA 5 hanno effettuato un maggior numero di cicli rispetto agli altri fornitori, mostrando il degrado minore in termini di energia scaricabile tra i sistemi a base Litio. Le due tecnologie risultano quindi non essere influenzate dalla tipologia di ciclo e dalle sue caratteristiche

Tabella 1 - Rassegna di tecnologie installate presso la stazione di Codrongianos con relativi valori di potenza e energia

Storage Lab -Codrongianos			
Sistema di Accumulo (SdA)	Potenza [MW]	Energia [MWh]	Chimica della tecnologia
SdA 1	1	1.231	Litio Ferro Fosfato
SdA 2	1.2	4.15	Nickel-Cloruro di Sodio
SdA 3	1	2	Nickel-Cloruro di Sodio
SdA 8	0.4	1.10	Flusso - Vanadio
SdA 4	1.2	0.928	Litio Nickel Cobalto Alluminio
SdA 5	1	0.916	Litio Manganese
SdA 6	1.08	0.540	Litio Nickel Manganese Cobalto
SdA 7	1	1.016	Litio titanato

Tabella 2 - Rassegna di tecnologie installate presso la stazione di Ciminna con relativi valori di potenza e energia

Storage Lab -Ciminna			
Sistema di Accumulo (SdA)	Potenza [MW]	Energia [MWh]	Chimica della tecnologia
SdA 1	1	1.231	Litio Ferro Fosfato
SdA 2	1.2	4.15	Nickel-Cloruro di Sodio
SdA 9	0.45	1.44	Flusso - Vanadio
SdA 4	0.9	0.570	Litio Nickel Cobalto Alluminio
SdA 5	1	0.916	Litio Manganese
SdA 7	1	1.016	Litio titanato

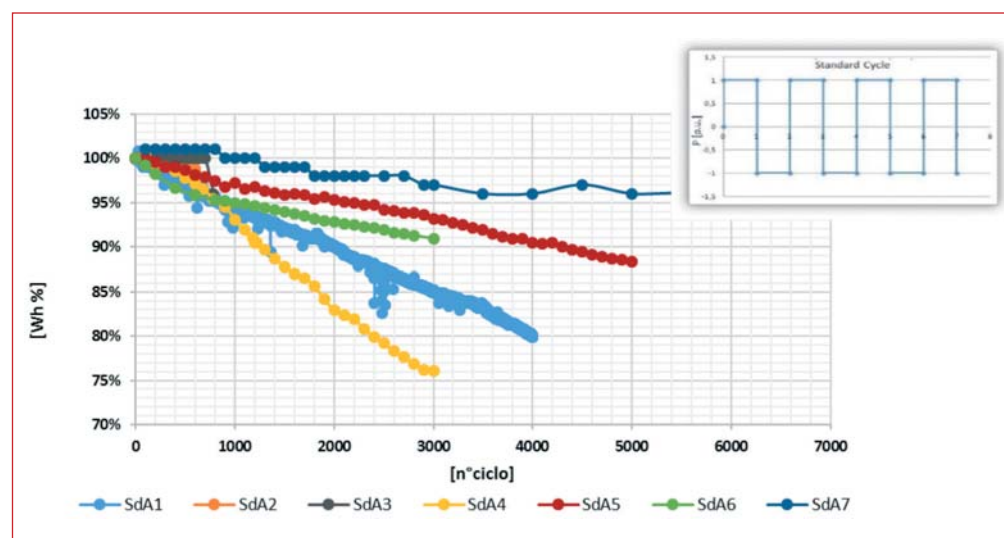


Figura 1 Andamento energia residua dei moduli se sottoposti a ciclo standard di invecchiamento (carica e scarica a potenza nominale e profondità di scarica pari all'80% senza fasi di stand-by)

in termini energetici e di potenza. Il SdA 4, dopo i 3.000 cicli equivalenti previsti dal test su ciclo standard, presenta una capacità residua inferiore all'80% (valore soglia dopo il quale usualmente si considera raggiunto il fine vita utile), e pari a 76%, dimostrandosi la tecnologia di accumulo con le performance peggiori.

Dai risultati dei test su ciclo a gradini di corrente (Figura 3), il SdA 1 e il SdA 7 sono le tecnologie Litio che mostrano il tasso di decadimento dell'energia scaricabile inferiore. Si consideri tuttavia che il SdA 7 ha eseguito un numero di cicli equivalenti inferiore rispetto alle altre tecnologie Litio, pari a circa 326 cicli equivalenti, poiché il test non è ancora stato completato. Il SdA 4 si dimostra anche in questo caso la tecnologia con le performance peggiori, con un valore di capacità residua pari al 93,1%. Per quanto riguarda le tecnologie Zebra, entrambe presentano un ridotto decadimento delle performance in termini di riduzione della capacità scaricabile.

Test in sito

Le prestazioni degli SdA, in termini di rendimento e capacità residua, sono state valutate mediante una sperimentazione continuativa presso i due siti di Codrongianos e Ciminna.

Le prestazioni dei SdA vengono valutate effettuando un ciclo di riferimento con accumulo e rilascio di energia verso la rete. Le misure vengono acquisite all'inizio, nel corso e al termine della prova.

Il ciclo di riferimento è definito dal fornitore del sistema di accumulo, a partire dalle indicazioni della specifica tecnica del sistema, e si compone di tre distinte fasi di funzionamento:

- fase di scarica continuativa alla potenza nominale;
- fase di carica continuativa alla potenza nominale;
- eventuali fasi di riposo interposte tra le fasi di funzionamento.

Il calcolo del rendimento netto del sistema di accumulo viene effettuato mediante la seguente formula:

$$\eta_{netto} = \frac{E_{out} - E_{aux,out}}{E_{in} - E_{aux,in}}$$

Essendo E_{out} l'energia totale restituita dal sistema di accumulo sul punto di connessione MT nella fase di scarica, $E_{aux,out}$ l'energia assorbita dagli ausiliari dal punto di connessione BT durante la fase di scarica, E_{in} l'energia assorbita dal sistema di accumulo dal punto di connessione MT durante la fase di carica ed $E_{aux,in}$ l'energia assorbita dagli ausiliari dal punto di connessione BT durante la fase di carica. Le principali evidenze dei test sono riportate, rispetti-

vamente per le tecnologie Litio e Zebra dell'impianto *Storage Lab* di Codrongianos, in Tabella 3.

A seguito dei test eseguiti durante i tre anni di sperimentazione sono stati riscontrati rendimenti comprensivi nel range 81-93% per le tecnologie *Lithium-based*, e nel range 77-79% per l'SdA 2 di tecnologia Zebra. Tali valori dimostrano che quando i sistemi vengono elaborati su cicli standard di riferimento, i rendimenti si mantengono prossimi a quelli della tecnologia stessa. Al contrario, il SdA 3 di tecnologia Zebra presenta gravosi fenomeni di degrado delle prestazioni, facendo registrare una riduzione della capacità residua pari al 63%. Tale risultato mette in evidenza come l'esercizio continuativo per il servizio di regolazione primaria abbia dato luogo ad un degrado delle prestazioni del sistema molto diverso rispetto a quello ottenuto durante il test di invecchiamento in laboratorio sul ciclo di regolazione di frequenza, in cui si è registrato un degrado del 2% dopo circa 400 cicli equivalenti. Questa differenza è probabilmente riconducibile al limitato numero di cicli eseguiti in laboratorio rispetto a quelli effettivamente svolti durante l'esercizio continuativo, nonché il limitato intervallo temporale impiegato per l'esecuzione dei test in laboratorio.

Esercizio continuativo

Tra gli indicatori sintetici di esercizio, si riporta in Tabella 4 il rendimento netto e lordo di ciascuna tecnologia, calcolato a partire dalle misure dei flussi energetici in ingresso e in uscita da ciascun SdA e dalla misura dei consumi degli ausiliari.

I rendimenti registrati nel SdA di Ciminna presentano dei valori nettamente superiori rispetto a quelli ottenuti nel sito di Codrongianos. Tale risultato è fortemente influenzato dal maggiore scambio energetico che si registra nel sito di Ciminna, con conseguente minimizzazione dell'incidenza degli assorbimenti degli ausiliari e delle perdite di esercizio, dovuto all'attivazione in esercizio continuativo di tutti i servizi di rete rilasciati e, in particolare, dal servizio di regolazione secondaria, non attivo nel sito di Codrongianos.

È evidente come l'indice di performance legato all'efficienza di esercizio non tenga in conto del beneficio associato alla disponibilità del SdA ad offrire un determinato servizio, e debba perciò essere valutato in correlazione all'assetto reale con il quale gli SdA sono eserciti.

Perdite medie per l'asservimento continuativo ai servizi di rete

La valutazione delle perdite è stata effettuata analizzando i dati di monitoraggio di ogni fornito-

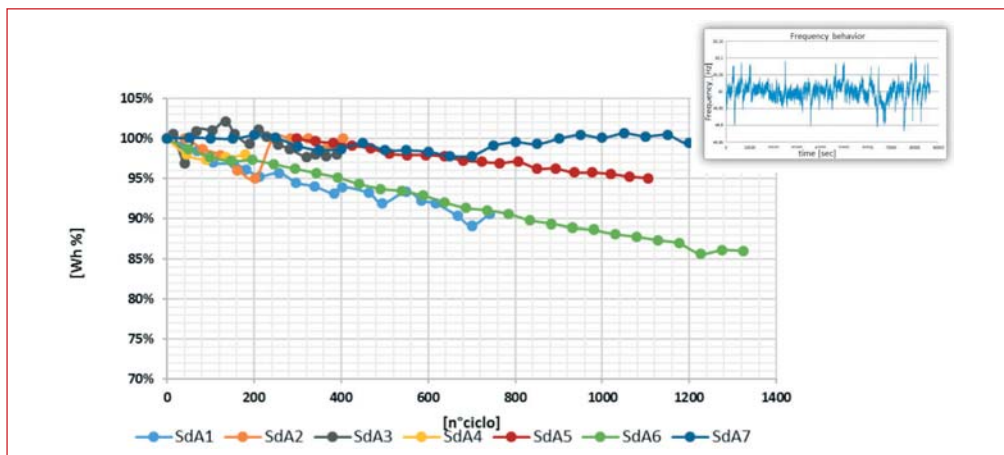


Figura 2

Andamento energia residua dei moduli se sottoposti a ciclo di regolazione di frequenza (profilo di frequenza della durata di 24 h desunto da un giorno di misure reali e modificato per ottenere una serie replicabile e rappresentativa di un periodo lungo - valore medio 50 HZ e massime deviazioni superiori a 100 mHz)

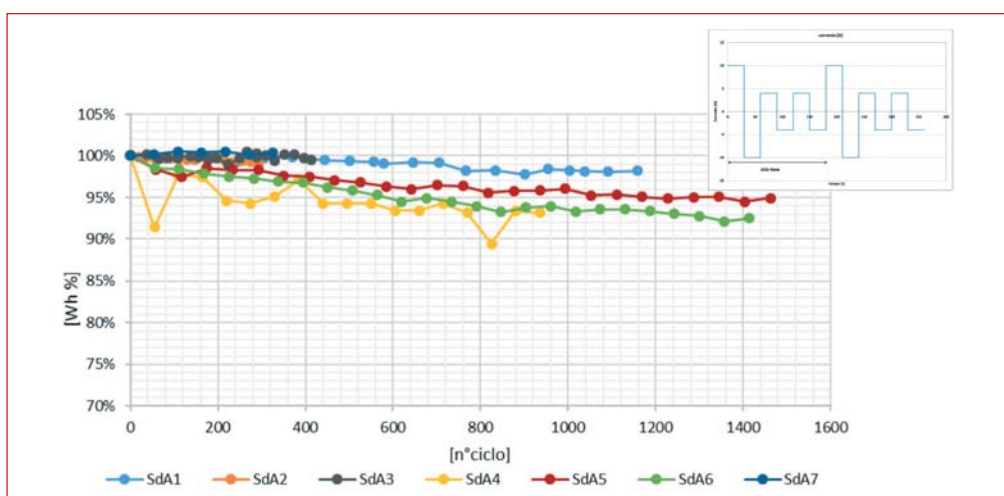


Figura 3

Andamento energia residua dei moduli se sottoposti a ciclo di invecchiamento a gradini di corrente (fasi alternate di scarica e carica da 30 secondi ciascuna - carica/scarica a 1C, carica/scarica 0,2C, carica/scarica 0,2C)

Tabella 3 - Risultati priva di rendimento netto

SdA/Semestre	Rendimento netto						Capacità Energetica [kWh]					
	IIH 2014	IIH 2015	IH 2016	IIH 2016	IH 2017	IIH 2017	IIH 2014	IIH 2015	IH 2016	IIH 2016	IH 2017	IIH 2017
SdA 1	-	82,4%	83,0%	-	84,6%	-	-	1013	990	-	883	-
SdA 2	-	80,6%	78,3%	-	79,6%	-	-	4038	4330	-	4122	-
SdA 3	-	-	77,0%	-	71,6%	71,2%	-	-	1975	-	1500	750
SdA 4	-	84,4%	-	83,8%	-	84,9%	-	970	-	915	-	915
SdA 5	-	85,5%	91,2%	89,3%	-	91,6%	-	915	930	915	-	863
SdA 6	-	-	80,8%	-	-	79,4%	-	-	515	-	-	480
SdA 7	86,6%	-	91,0%	93,9%	-	-	1000	-	960	990	-	-

Tabella 4 - Rendimenti netti e lordi degli SdA di Codrongianos e Ciminna calcolati sulle misure acquisite durante l'esercizio degli impianti

	Codrongianos				Ciminna			
	2016		2017		2016		2017	
	lordo	netto	lordo	netto	lordo	netto	lordo	netto
SdA 1	32%	21%	30%	20%	44%	35%	73%	62%
SdA 2	18%	15%	14%	12%	49%	45%	40%	36%
SdA 3	21%	19%	18%	16%	-	-	-	-
SdA4	-	-	11%	8%	-	-	-	-
SdA 9	-	-	-	-	-	-	53%	41%
SdA 5	48%	35%	41%	27%	56%	44%	71%	58%
SdA 6	29%	20%	19%	12%	55%	45%	85%	79%
SdA 8	35%	28%	30%	24%	45%	39%	71%	65%

re, relativamente agli intervalli temporali in cui la potenza regolante scambiata dal SdA con la rete è pari a zero. Infatti, anche quando la potenza richiesta al sistema per l'erogazione dei servizi di rete è nulla in corrispondenza del punto di connessione alla sbarra AC MT, è sempre possibile misurare un flusso netto di energia in uscita dalla sezione DC dei sistemi di accumulo. Ciò è dovuto al fatto che il SdA è soggetto a perdite per il mantenimento continuativo della condizione di regolazione attiva. Il valore di energia così determinato includerà le perdite di mantenimento dell'ESS (perdite PCS, perdite per isteresi sui trasformatori, perdite sui filtri, ecc.) e l'assorbimento necessario per l'alimentazione dei riscaldatori delle batterie delle tecnologie Zebra.

Poiché la valorizzazione di alcuni dei fattori di perdita è legata alla variabilità delle condizioni esterne, la stima delle perdite medie per ciascun SdA viene proposta considerando una giornata di riferimento per la stagione estiva (indicativamente i mesi più caldi dell'anno: luglio/agosto) e una giornata di riferimento per la stagione invernale (indicativamente il mese più freddo dell'anno: gennaio).

Dall'analisi dei valori riportati in Tabella 5, è possibile osservare come le perdite dei sistemi litio siano mediamente allineate intorno ai 7 kW/MW e poco influenzate dalla stagionalità, in quanto non determinate da elementi in cui il funzionamento sia strettamente dipendente dalla temperatura ambiente. I sistemi Zebra SdA 2 e SdA 3 presentano un'incidenza maggiore dei consumi degli ausiliari, dovuta dall'assorbimento dei riscaldatori utilizzati per il mantenimento della temperatura di esercizio. Il sistema flusso SdA 9 presenta invece valori intermedi tra i due sistemi Litio e Zebra, caratterizzato complessivamente da assorbimenti superiori rispetto ai sistemi Litio ma comunque inferiori rispetto ai sistemi sodio in quanto i consumi principali relativi agli assorbimenti delle pompe per la circolazione dell'elettrolita sono computati tramite i contatori dei servizi ausiliari.

Conclusioni

Dalle evidenze sperimentali dei test in laboratorio, si evince come l'invecchiamento di ciascuna tecnologia sia fortemente influenzato dal pattern di utilizzo (forma del profilo di scambio di potenza, numero di inversioni, ciclaggio continuativo), a meno di un'eccezione. Tra i sistemi *Lithium-based* infatti, l'SdA 7 ha mostrato un basso tasso di decadimento dell'energia scaricabile e un debole legame tra il tasso di invecchiamento e il tipo di ciclo testato. Anche l'SdA5 ha subito un lieve tasso di decadimento della capacità, sebbene abbia subito

un maggior degrado quando sottoposto al ciclo a gradini di corrente.

Il SdA 2 a tecnologia Zebra non ha mostrato evidenti fenomeni di invecchiamento, mentre il SdA 3 di medesima tecnologia, ha evidenziato gravosi fenomeni di invecchiamento precoce registrati sia durante l'esecuzione del test a ciclo standard in laboratorio che durante i test condotti in sito.

Dai test di rendimento e capacità residua condotti in sito, sono stati registrati rendimenti comprensivi delle perdite nel range 81-93% per le tecnologie *Lithium-based* e del 78-80% per il sistema Zebra SdA 2.

Infine, in merito alla valutazione delle performance dei SdA in esercizio continuativo in termini di rendimento netto e lordo, si evidenzia una evidente differenza tra i due siti in esame, dovuta allo scambio con la rete di volumi energetici maggiori registrati nel sito di Ciminna, con una conseguente minore incidenza degli ausiliari, per via dell'attivazione del servizio di regolazione secondaria. È evidente che, sebbene il rendimento sia un importante indice sintetico per la valutazione delle performance delle diverse tecnologie, debba essere accompagnato dalla valutazione dei benefici ottenuti dall'attivazione continuativa e permanente di un servizio (ad es., servizio di regolazione primaria nel caso di Codrongianos), e dalla conseguente disponibilità ad offrire il dato servizio.

Table 5 - Perdite medie per l'asservimento continuativo ai servizi di rete, distinte per periodo stagionale

[kW/MW installato]		
	Giornata Estiva	Giornata Invernale
SdA 1	9,5	9,3
SdA 2	30,5	33,3
SdA 3	19,7	21,2
SdA 4	4,1	3,3
SdA 5	9,3	6,4
SdA 7	7,2	7,6
SdA 9	14,3	13,3

BIBLIOGRAFIA

- [1] C. Tortora, E. Senatore, L. Apicella, R. Polito: Sistemi di accumulo di energia elettrochimici per la gestione efficiente delle fonti rinnovabili non programmabili, *L'Energia Elettrica*, luglio-agosto 2014, pp. 35-46.
- [2] *Delibera ARG/elt n. 66/13*, 21 febbraio 2013, www.autorita.energia.it
- [3] M. Andriollo, R. Benato, S. Dambone Sessa, N. Di Pietro, N. Hirai, Y. Nakanishi, E. Senatore: Energy intensive electrochemical storage in Italy: 34.8 MW sodium-sulphur secondary cells, *J. Energy Storage*, 2015, <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2015.12.003>



3-6 JUNE 2019
MADRID, SPAIN



THE 25TH INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION ON **ELECTRICITY DISTRIBUTION**

REGISTRATION NOW AVAILABLE

DEADLINE FOR EARLY BIRD RATE: 24 APRIL 2019

CIRED covers all topics related to Electricity Distribution such as network components, planning, operation, control and protection, power quality, integration of distributed energy resources and new DSO business environment. In particular the following emerging issues will be addressed:

- ▶ Innovative Components & Asset Management
- ▶ Flexibility Tools, Capacity Management & DSO/TSO Interface
- ▶ Microgrids & Energy Communities
- ▶ Sustainability, E-Mobility & Smart Cities
- ▶ Resiliency & Reliability
- ▶ Digital Transformation, Artificial Intelligence & Cybersecurity

CIRED 2019, MORE THAN A CONFERENCE

- ⦿ A huge exhibition that will gather together the major electricity distribution industry's leading suppliers
- ⦿ An opening forum with renowned keynote speakers
- ⦿ Main sessions and interactive poster sessions with guided tours
- ⦿ Round table discussions on topical subjects with the industry's current experts
- ⦿ 6 Best Young Academic Paper Awards and a start-up feria where 2 start-ups will be awarded

Do not delay your registration and have a look at the list of selected papers available at

www.cired2019.org

CIRED 2019 ORGANISERS: AIM, RUE DES HOMES 1 · 4000 LIÈGE (BELGIUM)
Tel. +32(0)4 222 29 46 - cired2019@aim-association.org

Caratterizzazione delle performance di celle agli ioni di litio

Maurizio Delfanti, Davide Falabretti, Claudio Brivio, Marco Merlo *Politecnico di Milano*

Il presente articolo costituisce una sintesi dello studio sviluppato da Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia, pubblicato in "ANIE - Libro Bianco 2.0 - I sistemi di accumulo elettrochimico: prospettive e opportunità"¹

I Sistemi di Accumulo (SdA) risultano ad oggi una risorsa molto interessante al fine di un miglior controllo della rete elettrica, piuttosto che verso un supporto all'utente finale. Dunque è opportuno sottolineare come la conoscenza delle reali performance dei SdA sia di fondamentale importanza al fine di una corretta analisi tecnico-economica.

In termini generali, ad oggi è ben noto come densità di energia, densità di potenza, efficienza e vita utile varino a seconda dell'applicazione finale, influenzandone anche sensibilmente il ritorno economico; pur tuttavia in pochissimi casi reali si è sviluppata un'analisi strutturata di tali fattori in relazione al modo d'uso oggetto di indagine.

Ancor più, a livello normativo, si registrano evidenti lacune circa la definizione di protocolli di misura delle performance dei SdA, portando quindi a una sostanziale indeterminazione metodologica. Nello specifico, ad oggi il principale protocollo di test per celle agli ioni di litio è definito nello standard IEC 62660-1 [1]. Tale norma è stata sviluppata per il mondo *automotive*: è quindi strutturata per fotografare le condizioni d'uso tipiche in veicoli ibridi o *full-electric*; viceversa, essa ha una valenza minore rispetto ad applicazioni stazionarie. Partendo da tali considerazioni, il Gruppo di Ri-

cerca del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano ha avviato un progetto di cooperazione con il laboratorio CSEM - PV Center, finalizzato a definire modalità di prova utili a una corretta misura delle performance dei SdA e, di conseguenza, a sviluppare opportuni indicatori di sintesi efficaci nel riportare i dati rilevati. Un secondo tema di ricerca è relativo allo sviluppo di metodologie numeriche capaci di stimare correttamente le prestazioni dei SdA a partire dalle specifiche tecniche di riferimento. Nei paragrafi successivi è sintetizzato il metodo di analisi sviluppato e sono brevemente discussi i principali risultati ad oggi ottenuti, sia rispetto alla metrica proposta per la caratterizzazione dei SdA, sia rispetto all'applicazione di tale metrica a modi d'uso reali.

Circa la metrica di analisi, ad esempio, è proposta la misura di opportune curve di *capability* dei SdA, utili a descrivere le performance (densità di energia, densità di potenza, efficienza) in funzione dei principali parametri tecnologici e/o di regolazione (C-rate, capacità nominale), dello stato di carica (*State of Charge* - SoC), della temperatura ambiente, dello stato di salute (*State of Health* - SoH), ecc.

Circa la valorizzazione di tali risultati (curve di *capability*) tramite procedure capaci di stimarne correttamente le prestazioni rispetto a reali logiche di controllo, sempre a titolo esemplificativo, viene presentato il caso della regolazione di frequenza. Lo studio condotto è stato parametrizzato rispetto alle modalità di regolazione (banda regolante, statismo, ecc.), andando a valutare l'efficienza energetica dei SdA con analisi numeriche, validando poi i risultati tramite confronto puntuale con i dati sperimentali ottenuti in laboratorio.

¹ <http://anienergia.anie.it/libro-bianco-2-0-i-sistemi-di-accumulo-elettrochimico-prospettive-e-opportunita/?contesto-articolo=/pubblicazioni-e-documenti/pubblicazioni/>

È rilevante sottolineare come il progetto di ricerca non sia basato su dati di letteratura, bensì sia interamente impostato su prove di laboratorio eseguite su 6 diverse tipologie di celle elettrochimiche, acquistate a scaffale e ritenute adeguate a rappresentare le performance di tipologie diverse di SdA. Ovviamente lo studio non ha la pretesa di risultare esaustivo circa la rappresentazione delle diverse celle elettrochimiche ad oggi disponibili: l'obiettivo è nella proposta della metodologia di analisi e delle metriche di sintesi dei risultati.

Caratterizzazione delle celle elettrochimiche tramite prove di laboratorio

L'attività di ricerca qui presentata è basata su prove sperimentali eseguite presso i laboratori del CSEM - PV Center. In sintesi differenti celle elettrochimiche sono state caratterizzate a temperatura attraverso prove di carica e scarica per mezzo di ciclatori (PEC© - ACT 0550); le prove sono state eseguite in camera climatica a temperatura controllata (ESPEC© - ARU 1100). A complemento, sono state eseguite anche analisi di spettroscopia di impedenza (tramite apparato GAMRY Reference 3.000 AE integrato con opportuno potenziostato) dedicate allo sviluppo di un modello matematico del SdA (secondo obiettivi accademico-scientifici), piuttosto che alla sua caratterizzazione ai fini applicativi.

Le tipologie di celle elettrochimiche oggetto di indagine sono basate sulla tecnologia agli ioni di litio, ritenuta, ad oggi, fra le tecnologie più performanti/promettenti [2]. Infatti, l'enorme sviluppo del mercato degli SdA al litio (da 450 t di celle prodotte nel 1995 a 27.000 t nel 2010 [3]) è da rileggersi come l'esito di oltre 20 anni di ricerca [4], portando a una sensibile riduzione dei costi, ad oggi al di sotto dei 300 €/kWh [5].

Nell'ambito del progetto si è ritenuto utile sviluppare le prove sperimentali su diverse chimiche di cella per apprezzare le peculiarità di ciascuna. Queste si classificano tipicamente per i diversi materiali di cui si compongono gli elettrodi (catodo e anodo). Nello specifico, si riportano di se-

guito le chimiche delle celle sottoposte a misure sperimentali.

- Litio-nickel-manganese-cobalto (NMC): evoluzione delle prime batterie litio-cobalto (LCO), presentano le densità di energia più alte (150-200 Wh/kg).
- Lito-ferro-fosfato (LFP): intrinsecamente sicure, garantiscono elevate densità di potenza.
- Litio-titanato (LTO): garantiscono la più elevata durata in termini di numero massimo di cicli utili.
- Lithium-Capacitor (LiC): chimica ibrida fra cella al litio e supercondensatori.

In Tabella 1 si riassumono le caratteristiche delle celle (commerciali) analizzate. Si noti che nel caso delle chimiche NMC e LFP sono state testate due geometrie diverse: cilindrica e *pouch* ("a sacchetto"); le tensioni limite di cella non variano, essendo legate alla chimica, viceversa la capacità nominale per cella può raggiungere livelli maggiori nel caso della geometria *pouch*.

La procedura di test, come precedentemente introdotto, ha previsto, in una prima fase, l'applicazione dello standard IEC 62660-1, ovvero le varie celle sono state sottoposte a cicli di carica/scarica utili al calcolo delle prestazioni macroscopiche (densità di energia, densità di potenza, efficienza). A titolo esemplificativo, in figura 1 è riportato il protocollo adottato per il calcolo dell'efficienza energetica. Si dettagliano nel seguito le varie fasi.

1. Ciclo di scarica/carica completa a temperatura ambiente, che implica:
 - scarica in CC² fino alla tensione minima;
 - carica in CC+CV come indicato dal produttore di cella.
2. Stabilizzazione termica alla temperatura ambiente desiderata.
3. Scarica CC, corrente 1/3C.
4. Pausa di 4 ore.
5. Carica CC+CV come indicato dal produttore di cella.

² Il processo di carica/scarica di una cella elettrochimica può essere effettuato in diverse modalità.

Tabella 1 - Dettaglio sulle celle elettrochimiche utilizzate come "caso test"

Tecnologia	Geometria	Sigla	Capacità [mAh]	Tensioni limite [V]	Tensione Nominale [V]
LiFePO ₄ (LFP)	Cilindrica	c-LFP	2.500	2 - 3.6	3.3
LiFePO ₄ (LFP)	Pouch	p-LFP	20.000	2 - 3.6	3.3
LiNi _{1/3} Mn _{1/3} Co _{1/3} O ₂ (NMC)	Cilindrica	c-NMC	5.300	2.75 - 4.2	3.65
LiNi _{1/3} Mn _{1/3} Co _{1/3} O ₂ (NMC)	Pouch	p-NMC	10.000	2.75 - 4.2	3.65
Li ₄ Ti ₅ O ₁₂ (LTO)	Prismatica	LTO	30.000	1.85 - 2.75	1.50
Lithium Capacitor	Prismatica	LiC	1.158	2-2 - 3.8	-

- 6. Pausa di 4 ore.
- 7. Scarica CC, con corrente 1/3C per applicazione *full-electric*.

L'efficienza energetica è quindi calcolata come rapporto dell'energia in scarica nella fase 7 e l'energia in carica della fase 5.

In una seconda fase, sulla base dei risultati ottenuti dalla procedura IEC 62660-1 sono stati con-

dotti dei test *ad hoc* per meglio misurare e confrontare le performance delle varie celle; ad esempio, rispetto al semplice calcolo della densità di potenza, si è sviluppata una procedura utile a ricavare il diagramma di Ragone, similmente sono stati applicati opportuni protocolli di misura utili a meglio descrivere i flussi di potenza e le condizioni operative tipiche delle applicazioni stazionarie.

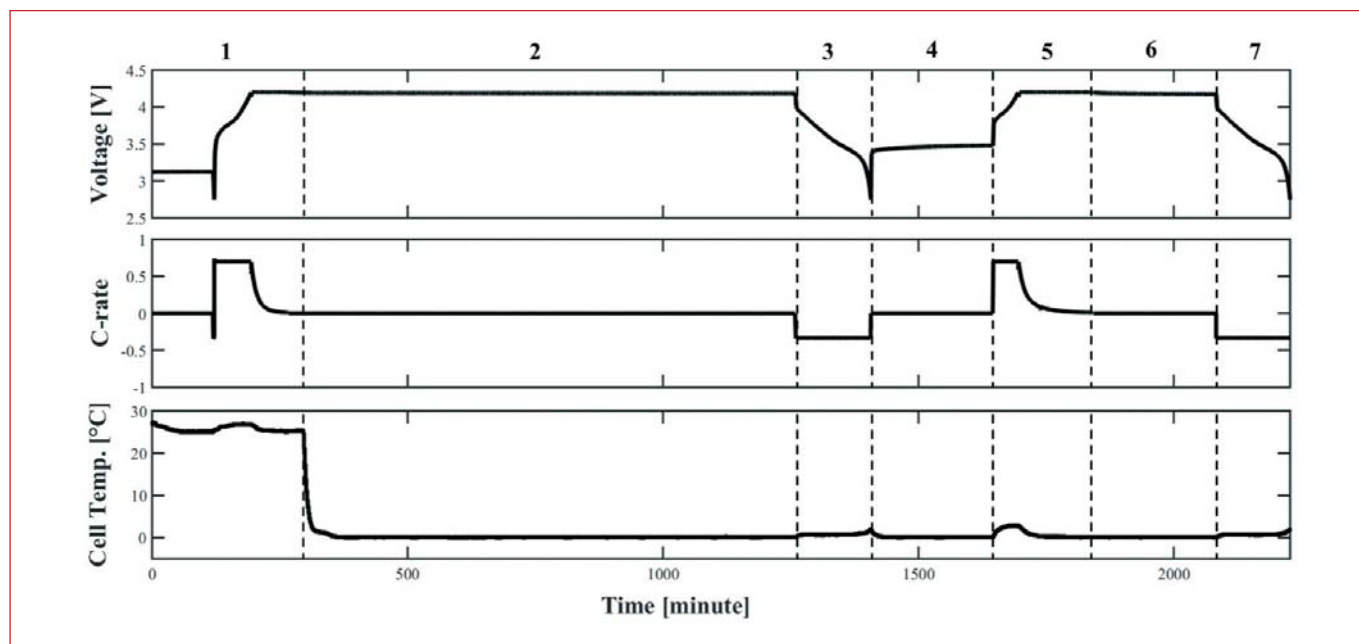
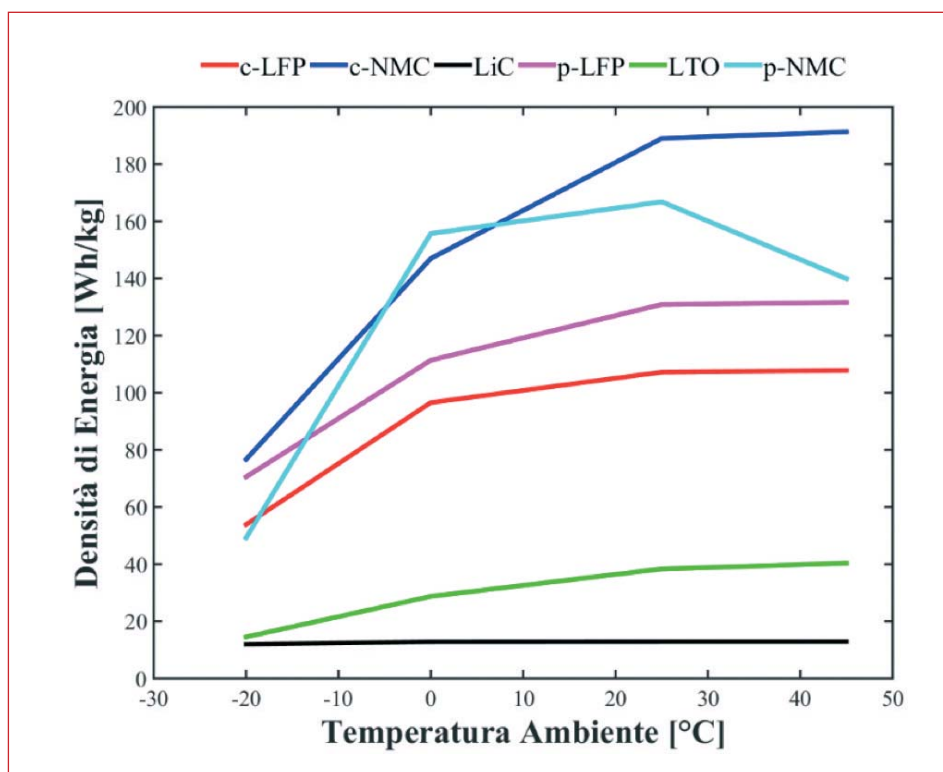


Figura 1 Esempificazione dei test di efficienza a temperatura costante su una cella p-NMC rispetto a quanto previsto nella norma IEC 62660-1

Figura 2 ▶

Esiti dei test di capacità a temperatura variabile secondo la normativa IEC 62660-1: prove eseguite sulle celle elettrochimiche presentate in Tabella 1



Principali risultati sperimentali

Nel seguito si riportano i principali risultati sperimentali ottenuti nella campagna di misura; si ricorda come tali risultati siano funzionali a una corretta modellazione matematica dei SdA piuttosto che a delle valutazioni sulla loro redditività, ovvero non rientra tra gli obiettivi della ricerca la misura di dettaglio delle prestazioni delle varie celle, tema già trattato da diversi studi di dettaglio del settore elettrochimico, ai quali si rimanda [6].

Si precisa come, nel seguito, ci si riferirà a misure eseguite su singole celle elettrochimiche, associando tali dati a quelli di un SdA, ovvero, omettendo rendimenti e non linearità correlate con i convertitori elettronici di interfaccia con la rete. Si ritiene tale approccio non riduttivo: la stima del rendimento e di eventuali altre peculiarità della soluzione di elettronica di potenza selezionata per la specifica applicazione/prodotto in analisi risulta infatti oggi piuttosto consolidata. Si è quindi focalizzata l'attenzione sulle celle elettrochimiche, che costituiscono invece l'anello meno noto e più meritevole di approfondimenti in termini modellistici.

In figura 2 si mostra la densità di energia calcolata rispetto a diverse temperature ambiente. Si può evidenziare come:

- a eccezione della tecnologia LiC, temperature rigide influiscono negativamente sulle prestazioni (densità di energia: -50%);
- in condizioni standard, alcune tecnologie litio (soluzioni con catodo NMC o LFP accoppiate

ad anodo grafittico) si attestano su valori compresi fra 100-200 Wh/kg;

- la geometria di cella influenza la densità di energia, ma non in maniera univoca;
- le tecnologie LTO e LiC calano drasticamente di prestazioni energetiche; tuttavia, le celle LTO beneficiano in termini di costi e vita utile, mentre i LiC beneficiano dalla loro natura di capacitori guadagnando in densità di potenza.

Si conclude quindi che il dimensionamento di un SdA debba senz'altro tenere in considerazione le temperature di esercizio e i particolari requisiti di energia dell'applicazione finale.

Dati i costi e le condizioni di utilizzo si può determinare quale sia la tecnologia "calzante" per l'applicazione desiderata. Ai fini del dimensionamento di un SdA non si può tuttavia prescindere da un'opportuna analisi delle prestazioni in termini di densità di potenza. Al netto dei costi, infatti, dall'analisi di figura 2 risulterebbe che le celle con tecnologia c-NMC siano quelle più performanti, viceversa, analizzando la densità di potenza delle celle, si delinea uno scenario differente. In particolare in figura 3, tramite test *ad hoc*, si è ricostruito il diagramma di Ragone per le celle c-NMC e c-LFP. Osservando i plateau orizzontali è indubbio che la chimica NMC garantisca delle densità di energia doppie rispetto alla LFP. Tuttavia, visto il ginocchio delle curve, si osserva come la cella c-LFP è in grado di mantenere tale contenuto energetico per livelli di potenza doppi rispetto alla cella c-NMC. In altre parole, la cella

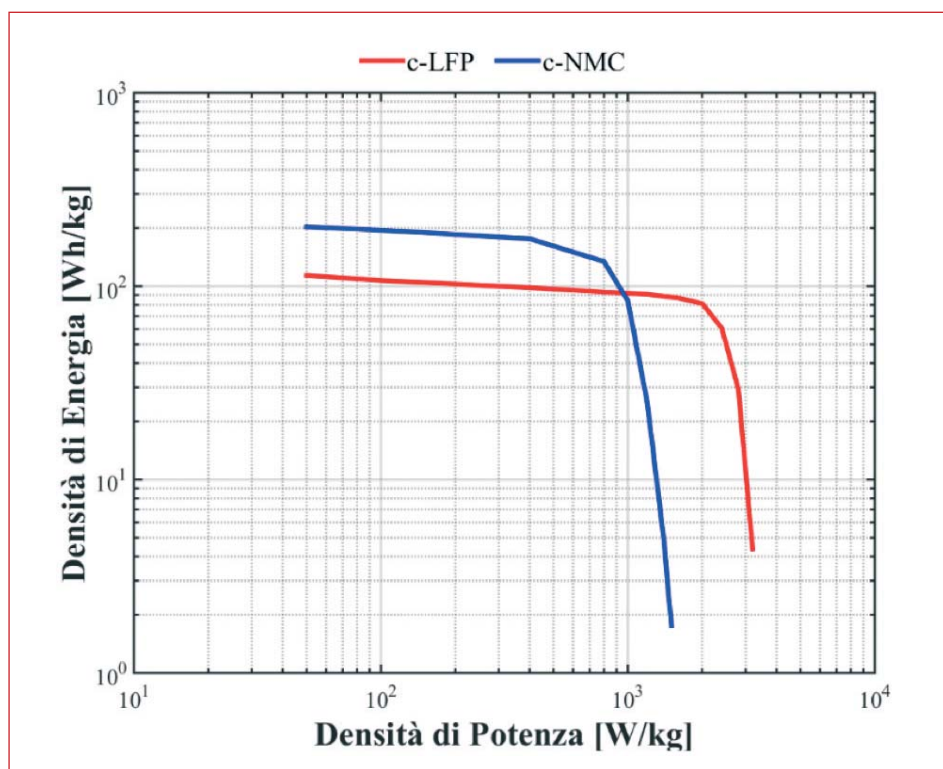


Figura 3 Esempificazione del diagramma di Ragone ottenuto dalle prove sperimentali rispetto alle celle c-NMC e c-LFP alla temperatura di 25 °C

LFP cede in termini di densità di energia per guadagnare sensibilmente in termini di densità di potenza. Si conclude quindi che il rapporto energia/potenza è senza dubbio cardinale ai fini di una corretta scelta tecnologica verso l'applicazione finale.

Nel caso in esame si potrebbe dire che la cella c-LFP è più performante rispetto ad applicazioni *power-intensive* (regolazione primaria di frequenza, inerzia sintetica, ecc.); mentre la cella c-NMC risulta più adatta per applicazione *energy-intensive* (*peak-shaving*, arbitraggio, ecc.).

Infine, adottando il protocollo IEC 62660-1, si è calcolata l'efficienza energetica di cella (Figura 4). I risultati hanno evidenziato come, di riflesso a quanto emerso sui risultati di capacità, l'efficienza cala sensibilmente al ridursi della temperatura ambiente. In termini generali, in condizioni standard tutte le tecnologie si attestano a valori di rendimento "round-trip" superiori al 90%.

Proposta di una procedura di sintesi delle performance di un SdA

Le analisi soprariportate risultano relativamente standard in termini di misura delle performance di celle elettrochimiche (ovvero sono di uso comune nei vari laboratori di analisi) e, soprattutto, si riferiscono ad applicazioni automotive, appunto in relazione ai protocolli previsti dalla norma IEC 62660-1 (nello specifico, si riferiscono a una specifica condizione di lavoro: scarica costante a 1/3C e carica come indicato dal costruttore).

Si identifica quindi la necessità di sviluppare pro-

tolli di prova che meglio corrispondano alle condizioni operative delle applicazioni stazionarie e, ancor più, metodologie di analisi che consentano di valorizzare le prove di laboratorio in fase progettuale. A oggi, quanto riportato, a titolo di sintesi, nelle precedenti figure 2-4 non è direttamente applicabile in fase di progetto di un SdA, in particolare non è immediato rileggere in tali grafici/tabelle le performance di un SdA rispetto alla regolazione (cfr. modo d'uso) in analisi (arbitraggio, *peak shaving*, regolazione di frequenza, ecc.). Ovviamente non è praticabile pensare di sviluppare test di laboratorio specifici per stimare le performance degli SdA per ogni possibile servizio/parametro di regolazione.

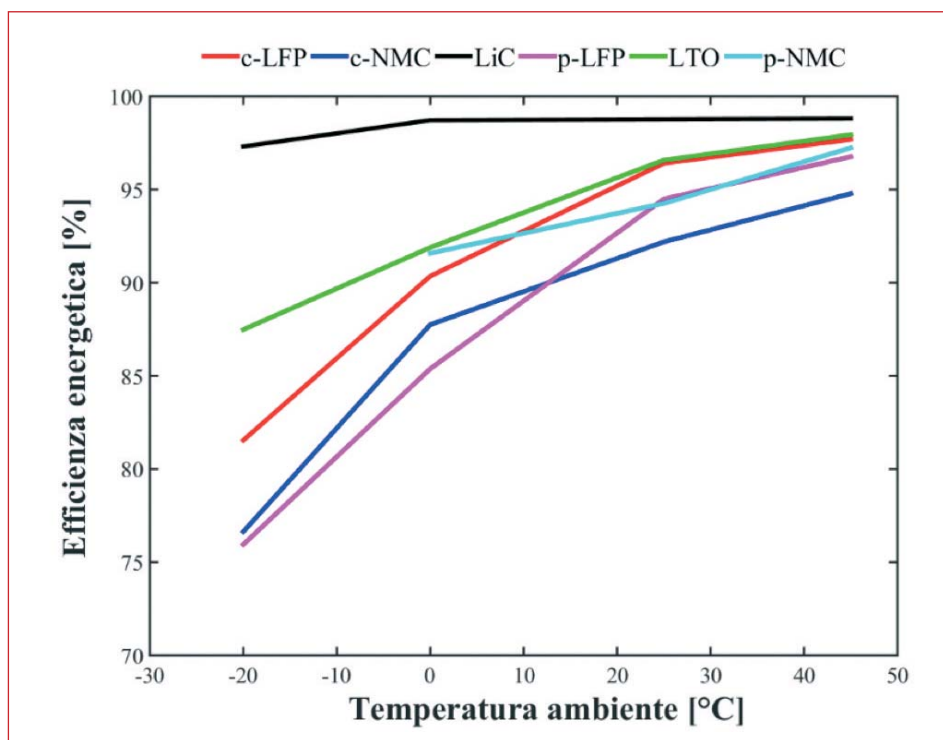
Queste considerazioni hanno motivato lo sviluppo di una opportuna procedura di stima delle performance dei SdA per una qualsiasi applicazione. Tale procedura è basata sulla conoscenza di dettaglio delle prove riportate in figura 2-4; in particolare, da tali misure si propone l'elaborazione di opportune curve di *capability* dei SdA.

La procedura di stima delle prestazioni proposta si articola secondo tre fasi successive.

- Analisi dell'applicazione: la prima fase prevede l'analisi della regolazione richiesta al SdA, andando a scomporre i profili di carica/scarica rispetto alla capacità nominale del SdA, ovvero esprimendo i profili di corrente di carica/scarica in termini di C-rate.
- Costruzione delle *capability* del SdA: la seconda fase prevede la mappatura (tramite oppor-

Figura 4

Esiti dei test di efficienza a temperatura variabile secondo la normativa IEC 62660-1: prove eseguite sulle celle elettrochimiche presentate in Tabella 1



tune prove di laboratorio) delle performance del SdA al variare delle condizioni di lavoro (temperatura, SoC, ecc.) andandone a misurare le curve di *capability*.

A titolo esemplificativo, nel caso in cui sia di interesse la prestazione in termini di efficienza del SdA, lo sviluppo di una curva di *capability* per una cella implica la misura (diretta, tramite prove specifiche, o indiretta, elaborando dati sperimentali già disponibili, quali ad esempio quelli riportati nelle precedenti figure 1-3) dell'efficienza rispetto a specifici protocolli di prova, ovvero la misura al variare dell'intensità (C-rate) dei profili di carica/scarica.

In figura 5 si presentano le curve di efficienza misurate rispetto alle celle NMC, LFP e LTO.

Si osserva che incrementando la corrente di carica/scarica il rendimento cala drasticamente. Nel caso della cella c-NMC, passando da 0,2 C a 2 C si ha una riduzione di rendimento di quasi il 20%. Vi è quindi un forte legame tra l'efficienza e il tipo di ciclo carica/scarica impiegato nell'uso reale, legame che si ritiene debba essere opportunamente considerato in fase di dimensionamento di un SdA. In termini generali le curve di *capability*, qui esemplificate come legame fra efficienza e C-rate, dovrebbero essere multidimensionali e andare a considerare anche la dipendenza della temperatura e degli altri fattori impattanti sulle prestazioni di cella.

- c. Stima delle performance del SdA: incrociando i dati elaborati nella fase 1 con le curve di *capability* misurate nella fase 2, è possibile sti-

mare (cfr. calcolare numericamente), per ogni specifico profilo di carica/scarica, le prestazioni del SdA oggetto di indagine. Tali analisi consentono quindi di valutare l'efficienza, il degrado (cfr. vita utile), ecc. rispetto a diverse regolazioni, e rispetto a diversi parametri di regolazione, consentendo quindi un dimensionamento ottimale del SdA.

Nel seguito si riporta un esempio applicativo elaborato a partire dalle prove di laboratorio precedentemente introdotte, andando a stimare l'efficienza di una specifica tecnologia (celle NMC) rispetto al servizio di regolazione della frequenza (oggetto di analisi nei capitoli precedenti) e verificando poi la stima numerica tramite opportune prove sperimentali (ovvero applicando a banco prova esattamente il profilo di carica/scarica corrispondente al servizio di regolazione della frequenza).

Tali analisi sono state ripetute variando diversi parametri di regolazione (statismo, banda regolante, ecc.), al fine di evidenziare l'affidabilità della procedura ed, inoltre, la praticità applicativa, ovvero la possibilità di valutare velocemente diverse modalità di gestione del SdA così da identificarne il dimensionamento ottimale.

Esemplificazione applicativa: stima dell'efficienza di una cella NMC applicata al servizio di regolazione della frequenza

Con la finalità di esemplificare la procedura di stima delle prestazioni di un SdA elettrochimico si è

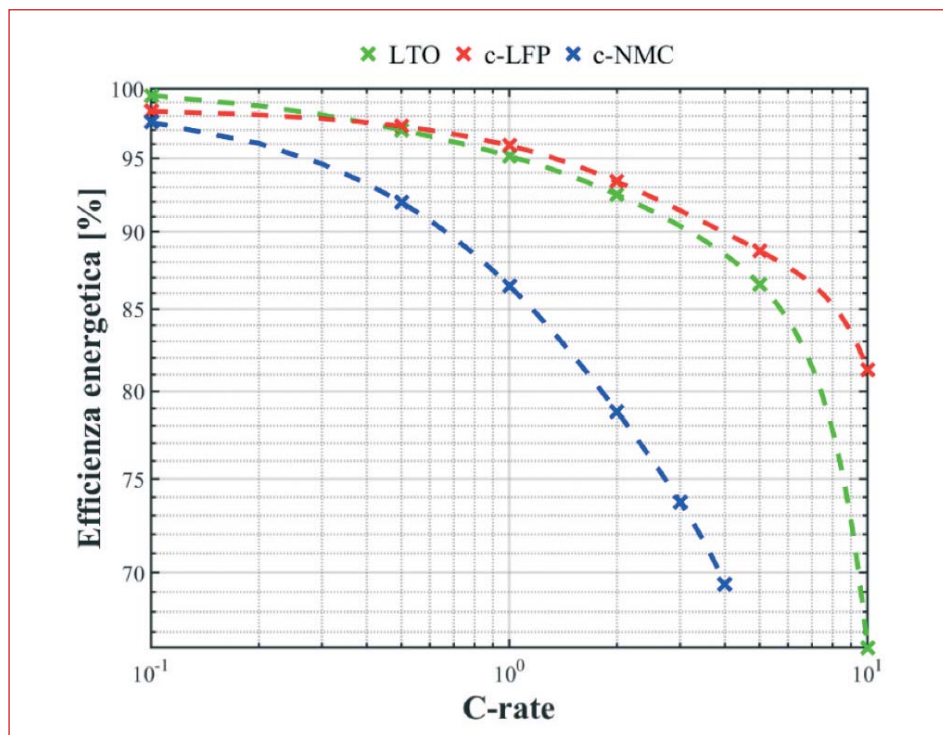


Figura 5 "Curve di efficienza", al variare delle correnti di carica-scarica, misurate rispetto alle celle NMC, LFP ed LTO.

ritenuto utile investigare il servizio di regolazione primaria della frequenza, servizio che ad oggi risulta essere comunemente ritenuto il candidato ideale per applicazioni con SdA. La regolazione primaria di frequenza richiede infatti al SdA una regolazione veloce, secondo un segnale, appunto le oscillazioni di frequenza, che ha una natura stocastica, a richiedere profili di carica/scarica molto intermittenti. Il dimensionamento del SdA risulta quindi articolato con una rilevante criticità nella valutazione delle prestazioni del SdA stesso. La procedura di analisi è stata articolata secondo le seguenti modalità:

- si è ipotizzato di asservire un SdA alla regolazione primaria di frequenza così come specificato nell'Allegato A15 al Codice di Rete di Terna [7];
- si è ricalcolato l'intervallo operativo della regolazione esprimendo il valore di statismo rispetto alla potenza nominale del SdA, ovvero si è ipotizzato che il SdA metta a disposizione una semibanda di regolazione ben più ampia del 1,5% della potenza nominale, co-

me previsto nell'Allegato A15;

- si è quindi proceduto alla misura in laboratorio delle prestazioni di una cella elettrochimica (nel seguito ci si riferirà, appunto a titolo di esempio, ad una cella NMC) sottoposta a cicli di carica/scarica correlati con la regolazione di frequenza, parametrizzati rispetto al setting della regolazione. Tali analisi di laboratorio, poi utilizzate come *benchmark* per la procedura numerica di stima, hanno consentito di apprezzare come il rapporto potenza/energia impatti sensibilmente sull'efficienza della regolazione.

Le varie prove sono state parametrizzate rispetto allo statismo della regolazione e rispetto alla banda di regolazione (ovvero alla potenza massima richiesta alla singola cella), applicando la regolazione fino a delle soglie predefinite di stato di carica (SoC), massimo e minimo, della cella.

In figura 6 si riporta un esempio, rispetto ad un intervallo temporale limitato ad una singola ora, di una delle prove sperimentali, in cui la cella è sta-

Tabella 2 - Risultati delle prove sperimentali (cfr. misura di efficienza) relative alla partecipazione al servizio di regolazione primaria di frequenza; dettaglio sulla cella NMC

N°	Parametri di regolazione				Risultati sperimentali		
	Banda di regolazione (% P _{nom})	C-rate (medio)	SoC MIN	SoC MAX	Efficienza	Numero cicli eseguiti	Disponibilità in regolazione
1	50%	0.13	0%	100%	97,92%	1.29*En	100,00%
2	100%	0.26	0%	100%	96,15%	2.58*En	100,00%
3	100%	0.23	20%	80%	96,16%	2.32*En	92,14%
4	200%	0.47	0%	100%	91,24%	4.55*En	92,01%
5	200%	0.36	20%	80%	94,86%	3.58*En	80,10%
6	300%	0.62	0%	100%	88,00%	6.04*En	86,29%
7	300%	0.46	20%	80%	93,38%	4.66*En	76,84%

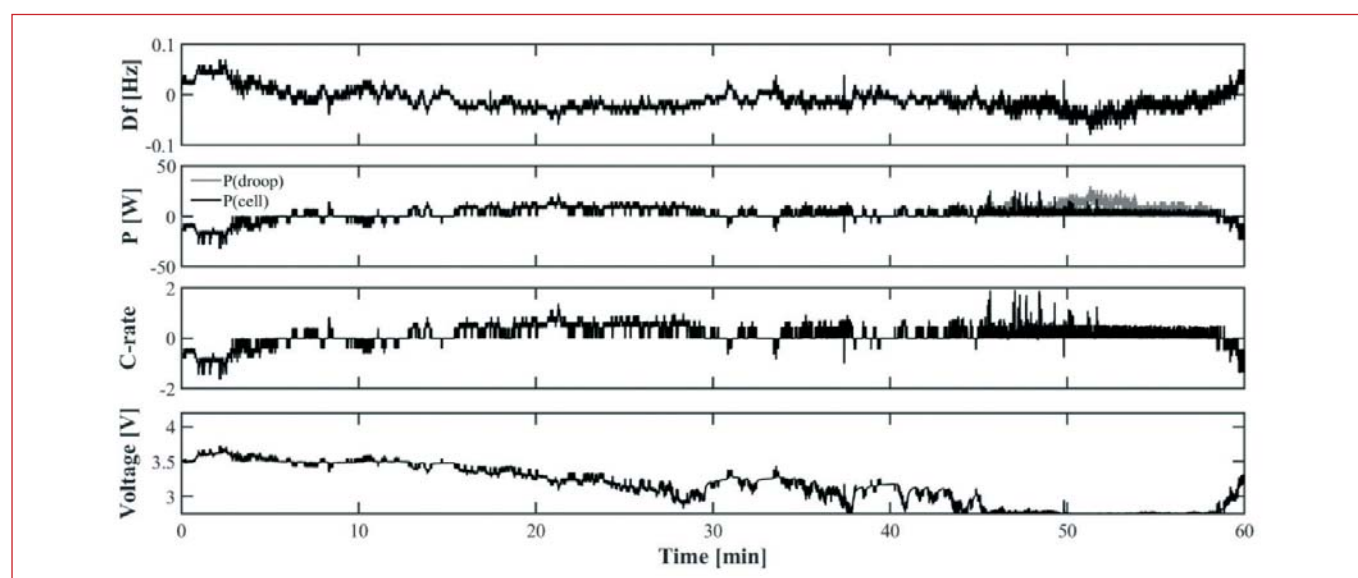


Figura 6 Esempificazione, su un intervallo temporale orario, dei flussi di potenza e della tensione ai capi di una cella NMC applicata al servizio di regolazione primaria di frequenza

ta posta in uno stato di carica pari al 50% e quindi impiegata per erogare il servizio di regolazione della frequenza. Come precedentemente introdotto, la prova ha previsto la sintesi di un segnale di frequenza di riferimento, definito secondo la procedura introdotta nei paragrafi precedenti; successivamente, l'errore di frequenza conseguente (Figura 6a) è stato trasdotto in un segnale di potenza (Figura 6b) richiesto alla cella posta sul banco prova. Tale segnale ha comportato dei cicli parziali di carica/scarica a C-rate variabile, come evidenziato in figura 6c. La cella NMC oggetto di analisi ha quindi risposto con il profilo di tensione riportato in figura 6d. Al termine della prova è stato calcolato il rendimento della cella, eventuali periodi di saturazione (ovvero di raggiungimento dei limiti di SoC massimo e/o minimo), e tutti gli altri parametri operativi, come mostrato in Tabella 2.

Le prove sperimentali hanno evidenziato come la banda di regolazione, ovvero la potenza massima richiesta in carica/scarica alla cella di prova, vada ad impattare sensibilmente sull'efficienza della regolazione: aumentando il C-rate massimo (cfr. la potenza massima), la cella risponde positivamente, erogando/assorbendo effettivamente la corrente richiesta, ma con un decadimento sensibile del rendimento medio. Il risultato è notevole, ovvero, il segnale di regolazione della frequenza raramente richiede una potenza regolata pari al limite di banda, nella maggioranza dei casi l'errore di frequenza è piuttosto limitato e quindi il contributo alla regolazione risulta essere solo una quota parte della banda messa a disposizione.

Tale risultato è evidente da quando riportato in Tabella 2: variando la banda di regolazione dal 50% della potenza nominale (carica/scarica a 0,5 C) ad una banda del 300% (carica/scarica a 3 C), il profilo di corrente effettivamente richiesto alla cella oggetto di prova è risultato essere rispettivamente pari a 0,13 C e 0,62 C. Il valore medio della corrente richiesta alla cella è quindi risultato essere non elevato, pur tuttavia il rendimento dell'applicazione è risultato pari al 97,92% nel primo caso, scendendo all'88% nel secondo.

La scelta della banda di regolazione da richiedere al SdA ha un impatto diretto sulla remunerazione del servizio, e in tale ottica risulta interessante spingere un SdA a C-rate elevati, pur tuttavia, come dimostrato da questa prova sperimentale, tale pratica deve essere attentamente pesata da uno studio sui rendimenti delle celle elettrochimiche, rendimenti la cui riduzione potrebbe compromettere il ritorno economico ricercato.

Come evidenziato in Tabella 2, limitare l'operatività del SdA in una fascia più ristretta di SoC massimo e minimo consente alle celle elettrochimiche di operare in condizioni migliori, ovvero di manifesta-

re dei rendimenti migliori, ma tale pratica comporta una maggiore indisponibilità del SdA in ragione (una volta raggiunti tali limiti massimi/minimi di SoC) di ripristinare lo stato di carica (interrompendo la regolazione e andando a caricare/scaricare il SdA al *set-point* di riferimento).

Vi è poi da ricordare come cicli di carica/scarica a C-rate elevati abbiano un impatto negativo anche sulla vita utile delle celle elettrochimiche; per brevità non si dettaglia in questa sede questa ulteriore casistica, che richiederebbe uno studio articolato e differenziato rispetto alla tecnologia elettrochimica in analisi, ma si ritiene doveroso sottolineare come la riduzione di vita utile delle celle (sottoposte a C-rate elevati) possa risultare assolutamente marcata.

In sintesi, le prove sperimentali hanno evidenziato come il dimensionamento di un SdA ai fini della regolazione primaria di frequenza non sia banale; diversi fattori impattano sensibilmente sulle prestazioni del SdA. Tale complessità motiva la procedura di stima delle performance del SdA per via numerica, risulta infatti evidente come non sia praticabile, di caso in caso, eseguire numerose prove di laboratorio al fine di identificare il dimensionamento ottimo del SdA.

Considerazioni conclusive

In conclusione dello studio qui presentato, è doveroso sottolineare come, ad oggi, sviluppare uno studio di fattibilità di un SdA presenti diverse criticità, quali la mancanza di un costrutto normativo completo e la sistemica difficoltà di reperire informazioni di dettaglio (verosimili e affidabili) circa le prestazioni delle celle elettrochimiche.

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEC-62660-1: *Secondary lithium-ion cells for the propulsion of electric road vehicles - Part 1: Performance testing*, 2010.
- [2] Cadex Electronics Inc.: *Battery University*.
- [3] G. Pistoia: *Lithium-Ion Batteries: Advances and Applications*, 2014.
- [4] J. M. Tarascon, M. Armand: Issues and challenges facing rechargeable lithium batteries, *Nature*, vol. 414, n. 6861, 2001, pp. 359-367.
- [5] D. Anderson: An evaluation of current and future costs for lithium-ion batteries for use in electrified vehicle powertrains, *Chem.* maggio 2009, p. 48.
- [6] N. Omar, P. Van den Bossche, G. Mulder, M. Daowd, J. M. Timmermans, J. Van Mierlo, S. Pauwels: Assessment of performance of lithium iron phosphate oxide, nickel manganese cobalt oxide and nickel cobalt aluminum oxide based cells for using in plug-in battery electric vehicle applications, *2011 IEEE Veh. Power Propuls. Conf.*, 2011, pp. 1-7.
- [7] Terna: *Codice di rete: A-15 - Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza*, 2012.

Il Catalogo delle tecnologie energetiche

Laura Gaetana Giuffrida, Elena De Luca *ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile - Unità Studi Analisi e Valutazioni - Servizio Monitoraggio e VALutazione TECnologie (STAV-VALTEC)*
Alessandra Sanson *CNR - Consiglio Nazionale delle ricerche - Istituto di scienza e tecnologia dei materiali ceramici (ISTEC)*

Nell'ambito del "Tavolo tecnico sulla decarbonizzazione dell'economia", oltre 70 esperti hanno realizzato un catalogo di riferimento delle tecnologie energetiche. L'articolo descrive l'impostazione metodologica fornendo esempi di tecnologie emergenti con elevate potenzialità di sviluppo in Italia

Nel lungo periodo l'Europa e l'Italia sono chiamate a far fronte a numerose sfide legate al cambiamento climatico, che rendono necessaria l'elaborazione di strategie per la transizione verso un'economia a basse emissioni di gas serra, coerente con gli obiettivi dell'Unione Europea al 2030 e oltre. Attraverso lo sviluppo di tecnologie innovative e a basso impatto ambientale, il settore energetico può contribuire fortemente al raggiungimento degli obiettivi previsti.

La Presidenza del Consiglio dei Ministri (PCdM) ha per questo istituito, nel giugno del 2016, un "Tavolo tecnico sulla decarbonizzazione dell'economia" finalizzato ad analizzare il sistema energetico considerando il punto di vista di diversi stakeholder, e ad avviare un confronto tecnico per la messa a punto di strumenti di supporto per la definizione delle politiche italiane in campo energetico-ambientale da proporre anche in sede comunitaria.

Al Tavolo di lavoro hanno partecipato rappresentanti delle Amministrazioni pubbliche centrali e locali, Università, Enti di Ricerca e rappresentanti del settore privato attivi sul tema dei cambiamenti climatici e della pianificazione energetica¹.

Quattro Gruppi di Lavoro (GdL) ristretti ai principali esperti nazionali, ognuno con funzioni e linee di attività specifiche, sono stati istituiti per il conseguimento di obiettivi sinergici e complementari come di seguito descritti.

Il GdL 1 *Dati di input non tecnologici*, di cui ISPRA è stato il referente operativo, ha realizzato un database di variabili macro - economiche, ambientali e climatiche - e loro ipotesi di sviluppo al 2030, che sono parte dell'input informativo necessario alla realizzazione degli scenari energetici. A titolo di esempio, si riporta come significativo parametro climatico i "Gradi Giorno" (GG) che indicano il fabbisogno termico di una certa località, come somma, estesa a tutti i giorni di un periodo convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive tra la temperatura interna di un'abitazione, stabilita per ogni Paese (in Italia 20 °C), e la temperatura esterna media giornaliera. Questi parametri risultano importanti per stabilire le necessità intrinseche del sistema Italia legate alla specifica situazione geografica ed economica.

Il GdL 2 "Dati di input tecnologici", con referenti

¹ Hanno partecipato al Tavolo tecnico rappresentanti delle Amministrazioni centrali competenti per le politiche su clima ed energia: Presidenza del Consiglio dei Ministri, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), insieme con Ministero dell'Economia e delle Finanze, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, Ministero della Salute, Ministero dell'Istruzione dell'Università e della Ricerca), nonché esperti di Enti di Ricerca, Università e Istituti attivi sul tema (Banca d'Italia, CESI, CMCC, CNR, CREA, CONFINDUSTRIA, ENEA, FEEM, GSE, ILSIPA, ISPRA, ISTAT, Politecnico di Milano, RSE, SNAM, TERNA).

operativi CNR ed ENEA, ha curato la realizzazione di un database di parametri tecnico-economici identificati dai modelli energetici per caratterizzare le tecnologie energetiche dal lato dell'offerta e degli usi finali, con proiezioni al 2020, 2030 e 2050. Questi dati, legati principalmente alle principali tecnologie energetiche, attualmente in uso o allo studio, sono importanti per poter identificare quelle più idonee e compatibili con la situazione nazionale.

L'analisi ha preso in considerazione 70 tipologie di impianti non solo di generazione elettrica (tradizionali e innovativi, da *Fonti Energetiche Rinnovabili* - FER), ma anche le differenti tipologie di sistemi di accumulo elettrico (pompaggi, batterie, ecc.) essenziali per guidare una transizione energetica verso l'utilizzo più pervasivo di FER. Su queste ultime inoltre sono state effettuate valutazioni specifiche sul massimo potenziale tecnico di sviluppo raggiungibile, tenendo conto dei vincoli paesaggistici, di destinazioni d'uso, delle barriere tecnologiche, ovvero il cosiddetto "potenziale tecnico a normativa vigente".

Un'analisi approfondita del sistema energetico, non può limitarsi tuttavia alle tecnologie di produzione e accumulo, ma deve considerare anche le tecnologie a valle di questa produzione. Per quanto riguarda gli usi finali, sono state contemplate tecnologie applicate al settore civile (caldaie, pompe di calore, elettrodomestici, illuminazione e rifacimento involucri), al settore industriale (motori elettrici e inverter) e al settore dei trasporti (auto, bus e camion).

Oltre a fornire valori numerici legati alle tecnologie come input ai modelli energetici, il GdL 2 ha

realizzato il "Catalogo delle tecnologie energetiche", descritto nel presente articolo, un atlante che mira a una descrizione più ampia e contestualizzata delle diverse tecnologie, contenente anche informazioni di tipo qualitativo che consentono una maggiore caratterizzazione e identificazione delle stesse.

I dati raccolti dai GdL 1 e 2 hanno costituito la base informativa utilizzata dal GdL 3 "Scenari", di cui i referenti operativi sono stati RSE e Politecnico di Milano, che ha realizzato lo Scenario Nazionale di Riferimento 2015-2030² dove sono stati integrati i risultati dei modelli energetici con quelli di dettaglio emissivi, elettrici e macro-economici.

Infine, il GdL 4 "Cruscotto di valutazione", con referente operativo Centro Euro Mediterraneo per i Cambiamenti Climatici (CMCC)/Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) si è posto come obiettivo la valutazione di benefici e costi dei diversi scenari di decarbonizzazione, attraverso l'ausilio di indicatori opportunamente identificati (ad esempio, indicatori di costo/efficacia), per definire raccomandazioni su possibili strategie nazionali.

Come evidenziato in figura 1, la messa a punto di un insieme di dati e informazioni di riferimento, in grado di rappresentare lo stato di partenza e di indicare le traiettorie dei principali parametri guida del sistema energetico, rappresenta uno step fondamentale nel processo di definizione delle politiche: senza l'opportuna conoscenza di queste variabili non si possono utilizzare strumenti di analisi (per l'elaborazione degli scenari), né si possono effettuare valutazioni sugli effetti delle politiche, in relazione al conseguimento degli



² Un'analisi di scenario parte dalla definizione di uno Scenario di Riferimento e cioè da una evoluzione tendenziale del sistema energetico secondo le naturali evoluzioni dei trend di domanda e offerta di energia, innovazione tecnologica e i principali driver guida senza ulteriori interventi di politica. Poiché lo scenario EU Reference 2016 (EUref2016)²⁴ fornito dalla CE costituisce la base per valutare i contributi collettivi degli Stati membri agli obiettivi dell'Unione dell'energia, si è ritenuto opportuno realizzare uno Scenario Nazionale di Riferimento costruito sulle stesse ipotesi esogene di quello della Commissione ma con parametri controllabili e caratterizzabili a livello italiano.

▲ **Figura 1**

Gruppi di Lavoro (GdL) del Tavolo Tecnico sulla decarbonizzazione dell'economia

obiettivi prefissati e sul loro impatto sul sistema energetico nazionale.

D'altra parte, la decarbonizzazione dell'economia non è raggiungibile senza una attenta identificazione e caratterizzazione tecnica ed economica delle tecnologie energetiche che possono contribuire in maniera rilevante a migliorare gli standard ambientali, e per le quali sarebbe opportuno accelerarne i percorsi di sviluppo attraverso lo studio di appropriati meccanismi di incentivazione. Nel caso delle tecnologie particolarmente promettenti, ma a basso grado di maturità tecnologica, tali incentivi possono essere indentificati con iniziative a sostegno delle attività di ricerca.

In questa prospettiva deve essere inquadrato il lavoro, coordinato da ENEA e CNR con il contributo di RSE, di elaborazione del "Catalogo delle tecnologie energetiche" finalizzato a fornire informazioni il più possibile affidabili, tracciabili e riproducibili sullo stato delle tecnologie e le loro potenzialità di diffusione.

L'approccio adottato per la costruzione del Catalogo

Il "Catalogo delle tecnologie energetiche" è il risultato di un lungo percorso di confronto tra i componenti del "Tavolo Tecnico sulla Decarbonizzazione dell'economia" che ha consentito di definire l'impostazione metodologica del lavoro, di identificare le tecnologie energetiche più significative a livello nazionale e le informazioni rilevanti da raccogliere per giungere a una loro caratterizzazione, la più ampia possibile. Un'apposita scheda standard è stata predisposta per il rilevamento delle informazioni su ciascuna tecnologia. Per la compilazione delle schede è stato attivato un network di oltre 70 esperti tecnologici, provenienti da ENEA, CNR, RSE, Politecnico di Milano, TERNA, SNAM, integrato dalle competenze provenienti da delegati MiSE, MATTM, ISTAT, Confindustria e dai delegati italiani al Set-Plan con l'obiettivo di costruire, per ogni tecno-

logia individuata, un set di dati/informazioni condiviso, facilmente fruibile e a disposizione di Enti, Amministrazioni competenti e di tutti gli operatori del settore.

Le schede sono state organizzate per essere autoconsistenti e fruibili singolarmente. A questo riguardo fondamentale è stata l'individuazione delle fonti da cui trarre le necessarie informazioni, che debbono essere affidabili e tracciabili, al fine di consentirne l'aggiornamento, aspetto di particolare rilevanza per informazioni su tecnologie in rapida evoluzione tecnologica che risentono molto spesso anche del cambiamento degli attori in grado di supportarne la reale penetrazione nel mercato.

Il confronto tra i vari stakeholder ha permesso di evidenziare come il campione di tecnologie sul quale focalizzare l'indagine dovesse comprendere sia le tecnologie già industrialmente disponibili *Technology Readines Level* (TRL) uguale a 9, sia quelle emergenti con un basso livello di maturità, identificato come livello minimo di TRL 2, ma con alto potenziale decarbonizzante (Tabella 1).

Sulla base delle precedenti considerazioni, i componenti al tavolo hanno identificato 37 tecnologie successivamente raggruppate in sei distinte categorie:

1. tecnologie di generazione con fonti tradizionali;
2. sistemi cogenerativi;
3. tecnologie delle energie rinnovabili;
4. sistemi di accumulo energetico;
5. tecnologie per l'efficienza energetica negli usi finali;
6. altre tecnologie.

La scheda standard di rilevamento delle informazioni è stata strutturata in maniera tale da essere facilmente esportabile in forma di database, per facilitare l'aggiornamento dei contenuti, con campi definiti e contingentati in lunghezza.

La compilazione delle schede è stata intesa come complementare ai trend numerici identificati dal GdL 3 "Scenari" e raccolti nel database sulle tecnologie energetiche. Così oltre alle indicazioni

Tabella 1 - Scala del *Technology Readines Level* (TRL) o livello di maturità tecnologica.
La scala è compresa tra i valori 1 e 9 che descrivono in misura crescente lo stato della tecnologia

TRL	Descrizione
1	Osservati i principi fondamentali
2	Formulato il concetto della tecnologia
3	Prova di concetto sperimentale
4	Tecnologia convalidata in laboratorio
5	Tecnologia convalidata in ambiente (industrialmente) rilevante
6	Tecnologia dimostrata in ambiente (industrialmente) rilevante
7	Dimostrazione di un prototipo di sistema in ambiente operativo
8	Sistema completo e qualificato
9	Sistema reale provato in ambiente operativo (produzione competitiva, commercializzazione)

tecniche puntuali, come ad esempio efficienza elettrica/termica del sistema di conversione, vita media dell'impianto, sono state individuate informazioni di tipo qualitativo che oltre a fornire una breve descrizione della tecnologia, la contestualizzano al territorio nazionale e internazionale, sia in termini di potenzialità - sviluppo tecnologico, esportazione e possibili ricadute a livello settoriale - che di attori coinvolti nelle attività di R&S e applicazione.

In particolare, le informazioni identificate per fornire un completo *fingerprint* della tecnologia, sono di seguito riportate:

- descrizione tecnica;
- stato di avanzamento (nazionale e internazionale);
- TRL;
- relazioni con le fonti energetiche;
- versatilità (capacità di impattare trasversalmente su più settori);
- potenzialità di diffusione in ambito nazionale;
- impatto e sostenibilità ambientale, con particolare riferimento alle emissioni di CO₂/MWh (tecnologia di produzione) ed emissioni di CO₂/MWh evitate (tecnologia di mitigazione);
- efficienza, tempo di vita e rendimento previsti;
- *payback* tecnologico, di investimento e di *Operation e Maintenance* previsto;
- principali ostacoli allo sviluppo;
- potenzialità di sviluppo tecnologico in ambito nazionale e impatto sul PIL;
- possibili ricadute per il sistema industriale, dei trasporti, residenziale e nel terziario;
- maggiori italiani attori coinvolti (Pubblici-Privati) nell'utilizzo e nello sviluppo della tecnologia (attività di filiera);
- eccellenze in territorio nazionale;
- *best practices*;
- bibliografia di riferimento.

Il lavoro di messa a punto delle schede ha richiesto una interfaccia continua tra i referenti del GdL 2 e gli autori esperti in ciascuna tecnologia.

Le schede inizialmente redatte hanno poi subito

un lavoro iterativo di revisione che ha previsto:

- *merging* in un unico contributo dei dati/informazioni provenienti da diversi esperti;
- risoluzione delle eventuali discordanze ed eliminazione delle informazioni non rilevanti, oppure a volte troppo dettagliate dal punto di vista tecnico-scientifico;
- ricerca di eventuali dati mancanti presso altri esperti;
- identificazione di opportuno layout grafico.

Nella loro forma finale, le schede rappresentano quindi un importante esempio di aggregazione e sinergia tra i tanti attori italiani coinvolti in ambito energetico e raccolgono informazioni da essi condivise e avvalorate.

Un aspetto importante ha riguardato la tracciabilità degli autori e la relativa affiliazione, indicate all'inizio di ciascuna scheda, e delle fonti bibliografiche utilizzate per la compilazione, utili a un maggiore approfondimento.

Queste ultime in particolare, oltre alle esperienze e ricerche specifiche degli esperti coinvolti, fanno riferimento alla letteratura tecnico-scientifica rappresentata dai rapporti annuali dei principali soggetti coinvolti a livello nazionale (RSE, ENEA, Enel, Terna, GSE) e internazionale (IEA, DoE, ecc.).

Il Catalogo vuole essere uno strumento di diffusione e replicabilità delle tecnologie più promettenti ai fini del processo di decarbonizzazione dell'economia e, quindi, la sezione riguardante la raccolta di informazioni sulle eccellenze italiane, sia pubbliche che private, e quella sulle migliori pratiche sono state curate con particolare attenzione.

Esempi dei contenuti descrittivi delle schede

Nelle Tabelle 2 e 3 si riportano, a titolo esemplificativo e schematico, alcune delle informazioni contenute nel Catalogo rispettivamente per una tecnologia legata alle FER "Energia dal moto

Tabella 2 - Sintesi dei dati presenti nella scheda della tecnologia "Energia dal moto ondoso marino"

Energia dal moto ondoso marino	Stato della tecnologia	TRL	Relazioni con le fonti energetiche	Impatto settoriale	Potenzialità di sviluppo a livello nazionale	Criticità
ISWEC	Prototipale	6	Fotovoltaico; Piattaforma offshore; Eolico offshore Smart grid Sistemi accumulo	Meccanico; Elettrico; Elettronico	Piano d'azione Nazionale Energie rinnovabili(PAN) obiettivo 2020 3 MW; Potenziale energetico massimo sulla costa della Sardegna (12 kW/m) e della Sicilia (7 kW/m) e nella costa di ponente; Tecnologia REWEC e WaveSAX facilmente inseribili in dighe portuali	Elevato CAPEX (investimento per capitale); Scarsa capacità professionale e supply chain non completo; Complesso iter autorizzativo; Sistema di incentivazione assente
REWEC3	Prototipale	6				
R115/H24	Prototipale	6				
Point Absorber	Sviluppo di laboratorio	3				
Reciprocating Linear Alternator (RLA)	Sviluppo di laboratorio	3				
WaveSAX	Prova del sistema di controllo	5				

ondoso marino” e per un sistema di accumulo “Sistema di accumulo termico”.

Per quanto riguarda l’“Energia dal moto ondoso marino” (Tabella 2) dai dati riportati si evince che i sistemi messi a punto finora sono ancora a un livello di maturità tecnologica piuttosto basso arrivando per alcuni al prototipo. Gli ostacoli principali allo sviluppo sono rappresentati dall’esigenza di cospicui investimenti e dalla scarsa preparazione tecnica degli installatori. Tali ostacoli risultano particolarmente aggravati dal complesso iter autorizzativo e dall’assenza di sistemi di incentivazione.

Risulta chiaro inoltre il legame della tecnologia con altri importanti comparti economici italiani (meccanico, elettrico ed elettronico) e, quindi, come questi potrebbero contribuire a un ulteriore sviluppo e trarne benefici.

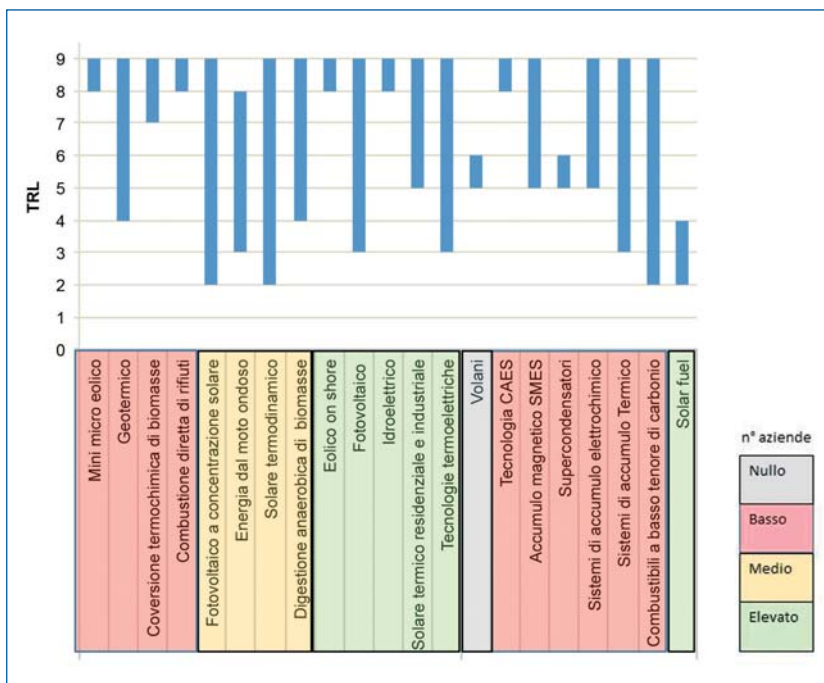
Un’ulteriore importante informazione, fondamentale quando si parli di energie rinnovabili, è quanto la tecnologia sia effettivamente integrabile nel territorio nazionale. L’analisi, presente nella scheda e qui sinteticamente riportata, dimostra in che maniera l’Italia presenti caratteristiche geografiche e ambientali idonee all’installazione della specifica tecnologia e che quindi la stessa si possa presentare come interessante alternativa per la decarbonizzazione.

I “Sistemi di accumulo termico” (Tabella 3) mostrano tecnologie più mature e già di interesse commerciale, accanto ad altre più promet-

tenti che però hanno un livello di maturità tecnologica inferiore e che quindi necessitano di ulteriori sforzi in termini di ricerca per la necessità di utilizzare materiali che ne aumentino l’efficienza con effetti positivi sul tempo di *payback* degli investimenti. In questo caso, la tecnologia, facilmente integrabile nel territorio nazionale risente invece di mancanza di informazione e di personale adeguatamente formato per la sua estesa applicazione.

Stato di maturità delle tecnologie e coinvolgimento dell’industria italiana

Un risultato importante emerso dal lavoro riguarda la partecipazione dell’industria italiana coinvolta nella filiera di sviluppo delle tecnologie emergenti per le FER e per i sistemi di accumulo.



▲ **Figura 2**

Livello di maturità tecnologica, definito mediante la scala del TRL, e numero delle imprese italiane che hanno attivato un percorso significativo di implementazione (Nullo = 0, Basso < 10, 10 < Medio < 20 e Alto > 20) per le diverse tecnologie delle FER e dei sistemi di accumulo di energia

Tabella 3 - Sintesi dei dati presenti nella scheda della tecnologia “Sistemi di accumulo termico”

Sistemi di accumulo termico	Stato della tecnologia	TRL	Relazioni con le fonti energetiche	Impatto settoriale	Potenzialità di sviluppo a livello nazionale	Criticità
Sistemi di accumulo a calore sensibile (SHTES)	Commerciale e sviluppo di laboratorio	8-9 6-7 (con contenuto di innovazione)	Energia solare; Energia termica di scarto (diversi processi industriali)	Contributo all’incremento dell’efficienza energetica; Necessari per la diffusione di impianti a energia termica da fonti rinnovabili	Elevata disponibilità su tutto il territorio di energia solare; Necessità di sfruttare fonti intermittenti; Spinta all’efficientamento del settore civile e industriale	Potenziare attività di ricerca su materiali e sistemi; Necessità di sistemi “compatti” ad alta densità energetica; Scarse competenze tecniche impiantistica, scarsa informazione; Tempo di pay-back non competitivo
Sistemi di accumulo a calore latente (LHTES)	Sviluppo di laboratorio	5-8 bassa T 5-6 alta T				
Sistemi di accumulo termochimico (TES)	Sviluppo	4-8 bassa T 3-4 medio/alta T				

La figura 2 mette a confronto, per le diverse tecnologie, il livello di maturità tecnologica raggiunto, definito mediante la scala del TRL (Tabella 1), e il numero delle imprese italiane che hanno attivato un percorso significativo di implementazione (Nullo=0, Basso<10, 10 <Medio<20 e Alto>20). Per quanto riguarda il livello di maturità viene riportato la *range* compreso tra il minimo e il massimo rilevato per i sistemi completi e/o parti di essi messi a punto per ciascuna tecnologia. Tale informazione va intesa come un'indicazione di massima sulle potenzialità di sviluppo di ciascuna tecnologia. Quando si rileva un *range* stretto compreso tra 8 e 9, che corrisponde ai valori più elevati di maturità tecnologica che hanno portato alla commercializzazione del prodotto, come ad esempio per la "Combustione diretta dei rifiuti" o "Tecnologia CAES", presumibilmente c'è poco spazio per un'ulteriore innovazione. Quando al contrario il *range* è piuttosto ampio (2-9), come nel caso del "Fotovoltaico a concentrazione solare" o dei "Combustibili a basso tenore di carbonio", la tecnologia, anche se in forma commerciale, presenta diversi margini di innovazione per lo sviluppo di componenti che possono contribuire all'incremento dell'efficienza e/o la sostenibilità economica e ambientale.

In generale, si può affermare che mentre per le FER c'è stato un percorso di ricerca e sviluppo che ne ha favorito l'ingresso nel mercato con una presenza diversificata dell'industria italiana, incluse le PMI, a seconda del settore, per i sistemi di accumulo c'è ancora ampio spazio per l'innovazione perché il TRL è mediamente più basso e la presenza delle aziende italiane è piuttosto scarsa.

Conclusioni

Il "Catalogo delle tecnologie energetiche" rappresenta un punto di partenza per il monitoraggio delle tecnologie utili a dare un contributo nel processo di transizione energetica. Esso fotografa la situazione tecnologica al 2017, ma fornisce importanti informazioni su tecnologie ad alta potenzialità decarbonizzante ma in fase di sviluppo che potrebbero rappresentare una importante alternativa per il Paese non solo in termini di mitigazione del clima ma anche di sviluppo industriale.

L'ambito nel quale è stato realizzato il catalogo ha consentito di ottimizzare il processo di scambio di *know-how* tra i vari componenti del Tavolo tecnico da una parte e gli esperti chiamati a redigerlo dall'altra, consentendo di ricomporre le singole competenze e punti di forza in un quadro generale, che si presenta pertanto altamente rappresentativo e condiviso.

Dall'altra parte, la messa a punto di un quadro

conoscitivo così complesso e dinamico sulle tecnologie energetiche non può ricondursi efficacemente alla azione di un singolo e richiede un approccio multidisciplinare.

Un valore aggiunto importante è stato quello di realizzare una base informativa che, oltre ad essere aperta e pubblicamente disponibile, permettesse una elaborazione continua delle informazioni in essa contenute, soprattutto alla luce di possibili evoluzioni del contesto o significativi *breakthrough* tecnologici. Questo notevole sforzo iniziale dovrebbe essere seguito da un aggiornamento continuo e aperto al contributo di tutti i portatori di interesse, adeguatamente certificati, in un approccio che consenta cioè una ampia raccolta di input e una validazione continua delle informazioni.

Dall'analisi dei dati raccolti emerge un Paese con un elevato potenziale di sviluppo delle tecnologie energetiche in misura particolare per le FER e per i sistemi di accumulo. Un continuo impulso al dialogo tra il mondo della ricerca e dell'industria, sostenuto da un sistema che punti al rilancio di entrambi i settori, contribuirebbe in maniera significativa al raggiungimento degli obiettivi per la decarbonizzazione ma anche a una crescita economica significativa.

In prospettiva, un lavoro di catalogazione e analisi delle tecnologie non dovrebbe prescindere dall'analisi e valutazione degli impatti socio-economici, con particolare riferimento alle ricadute occupazionali. Una transizione energetica verso un'economia *low carbon* dovrebbe basarsi non solo sui tre vertici già individuati attraverso il cosiddetto trilemma energetico (sicurezza, competitività e sostenibilità ambientale), ma su una visione allargata che consideri gli aspetti sociali compresi nel nuovo modello del quadrilemma energetico [4].

In questo contesto si colloca il Catalogo, auspicando che diventi un riferimento continuamente aggiornato sulla situazione delle tecnologie energetiche declinate alla particolare situazione nazionale.

BIBLIOGRAFIA

- [1] *Decarbonizzazione dell'economia italiana: Il Catalogo delle tecnologie energetiche*, ENEA, CNR, RSE, ISBN, 2017, 9788882863494.
- [2] www.enea.it/it/seguici/publicazioni/pdf-volumi/v2017_catalogo-tecnologie-energetiche.pdf
- [3] www.dsctm.cnr.it/images/Eventi_img/de_carbonizzazione_3_ottobre_2017/RSE%20Decarbonizzazione_WEB.PDF
- [4] A. G. Olabi: Energy quadrilemma and the future of renewable energy, *Energy*, 108, 2016, pp. 1-6.

Nuove sfide tecnologiche per energia e industria

Stefano Massucco *Università degli Studi di Genova*

I seguenti premi di laurea sono frutto di una collaborazione tra l'Università di Genova, la Italy Section di IEEE e ABB Italia, finalizzata a potenziare i servizi per l'industria e per aumentare i programmi di mutuo interesse delle citate organizzazioni

Premi di laurea ABB "Giovanni Battista Ferrari"

In occasione della IV edizione di Genova Smart Week, sono stati consegnati i premi di laurea "Giovanni Battista Ferrari" per due tesi che si sono distinte negli ambiti della digitalizzazione attraverso l'*Internet of Things*, Smart City e Smart Grid.

Il premio è dedicato a Giovanni Battista Ferrari, uomo di industria, di volontariato e di cultura, scomparso nel 2016, che ha fortemente creduto nella collaborazione tra ABB e l'Università. Ha ricoperto vari ruoli in ABB prima di assumere la responsabilità del Marketing & Sales a livello di country. È stato membro del Consiglio Esecutivo di Confindustria e socio fondatore dell'Associazione Amici Scuola d'Ingegneria di Genova.

Per la prima categoria, i giovani Chiara Cancemi e Francesco Causa si sono aggiudicati il premio presentando una tesi su un modello di ottimizzazione per la progettazione di un'infrastruttura energetica intelligente, mentre per la

categoria Smart Grid e Smart City Giacomo Piero Schiapparelli ha vinto per una tesi sul controllo di frequenza primaria da sistemi di accumulo di energia connessi a una rete di distribuzione attiva.

Si è confermata così anche nel 2018 la stretta collaborazione tra ABB e Università degli Studi di Genova, e l'impegno profuso nella formazione di figure professionali altamente specializzate.

Il panorama dell'energia e dell'industria sta registrando un significativo cambio di rotta e nell'era della digitalizzazione e della spinta verso un'economia sostenibile, si aprono nuove opportunità. Se fino a ieri l'ingegnere era deputato al solo lavoro di processo e controllo e la formazione universitaria era volta prevalentemente allo sviluppo di abilità di analisi matematica, sistemi di alimentazione, conversione di energia e comunicazioni di dati, oggi le competenze richieste a un neolaureato si estendono dall'ingegneria di processo avanzata a capacità di leadership, passando per *skill* di comunicazione avanzata, analisi dei dati, gestione di team di lavoro multiculturali fino a competenze di economia gestionale.

Per l'occasione Matteo Marini, presidente di ABB Italia, ha affermato che *"ABB è da sempre un precursore dei cambiamenti del mondo dell'industria e della società tutta. Il futuro delle imprese e delle nostre stesse città passa anche attraverso l'evoluzione tecnologica e digitale, che può essere pienamente sviluppata anche grazie alla collaborazione tra impresa e università quali incubatori di idee, progetti e applicazioni. Alle nuove generazioni dobbiamo offrire la nostra esperienza e gli strumenti per comprenderla e farla propria per creare futuro stimolante che loro stessi contribuiranno a costruire"*.

Che lo sviluppo di professionalità sempre più competenti sia fondamentale per il futuro dei nostri territori ne è convinto anche Stefano Massucco, referente per l'Ateneo genovese della Convenzione Quadro per collaborazioni di ricerca e di formazione con ABB e coordinatore del Corso di Laurea in Ingegneria Elettrica: *“Le tematiche dei due Premi sono di grande attualità. Argomenti interdisciplinari di tale complessità necessitano un approccio sistemistico e non possono che essere sviluppati stringendo una collaborazione sempre più stretta tra mondo accademico e industriale. La formazione di future figure professionali con competenze nel settore energetico elettrico e nelle tecnologie dei sistemi integrati di telecomunicazione costituiscono obiettivi primari di grande importanza, così come individuato con lungimiranza da Giovanni Battista Ferrari, e come ABB e Università di Genova stanno portando avanti con continuità e profondo impegno”*.

Concorso ABB-IEEE

54 candidati, provenienti da 21 sedi universitarie italiane, con lavori riguardanti un'ampia gamma di argomenti, tra cui microgrid e Smart Grid, fonti energetiche rinnovabili, robotica, *cyber security*, hanno partecipato al concorso, sponsorizzato da ABB e bandito dalla Sezione Italiana di IEEE, insieme al *Woman In Engineering Italy Section Affinity*

Group. Il concorso è finalizzato a premiare le migliori tesi di laurea magistrale e di dottorato sulle nuove sfide tecnologiche nell'energia e nell'industria, argomento di interesse comune per ABB, leader a livello mondiale nelle tecnologie per l'energia e l'automazione, e IEEE, l'associazione tecnica professionale dedicata all'avanzamento della tecnologia per il bene dell'umanità con il maggior numero di iscritti nel mondo (più di 417. 000).

Le tesi premiate affrontano temi di grande attualità sia per il settore energetico, come le microgrid e l'utilizzo dei veicoli elettrici come sistemi di accumulo di energia, che per il settore dell'automazione, come i sensori *wireless* per industria 4.0 e i modelli che i robot utilizzano per interpretare l'ambiente circostante. I lavori presentati hanno mostrato l'eccellenza delle ricerche in corso e hanno dato la possibilità di un interessante sguardo sul futuro orizzonte della tecnologia. Considerandoli nel loro insieme, si può avere infatti un'idea dell'evoluzione delle reti elettriche e degli impianti industriali nei prossimi anni.

La premiazione è avvenuta nel quadro del IV *International Forum on Research and Technologies for Society and Industry*, il convegno più importante organizzato a Palermo dalla sezione italiana della IEEE, in cui industria e università si incontrano per discutere delle nuove tecnologie e del loro effetto sulla società, stabilire *partner-*



Consegna dei premi di laurea ABB Giovanni Battista Ferrari

ship e valutare le possibilità di cooperazione. Il forum ha previsto una serie di eventi che hanno visto protagonisti le start-up, gli studenti e i giovani professionisti e le industrie sia di grandi che di piccole e medie dimensioni.

Di seguito i premiati e i titoli delle tesi vincitrici del concorso:

Categoria tesi magistrale:

- Sara Chiriatti, Università di Bologna: *Implementazione di un modello stocastico per la simulazione di una microrete con tecnologia vehicle to grid.*
- Giacomo Piero Schiapparelli, Università di Genova: *Quantification of primary frequency control provision from battery energy storage systems connected to active distribution networks.*
- Luca Tessero, Università di Trento: *A LoRa Wireless Sensor Network for Industry 4.0 Applications.*

Categoria tesi di dottorato:

- Stefania Collura, Università di Palermo: *Controllo della conversione dell'energia elettrica in microreti intelligenti*
- Morris Antonello, Università di Padova: *Semantic Models of Scenes and Objects for Service and Industrial Robotics.*

- Michele Cucuzzella, Università di Pavia: *Design and Analysis of Sliding Mode Control Algorithms for Power Networks.*

Premio Best PhD Thesis Award - Chapter PE31 - IEEE Italy Section

Il Chapter PE31 (Power & Energy) dell'IEEE Italy Section ha annunciato il conferimento del premio per il *Best PhD Thesis Award* per la miglior tesi di Dottorato di Ricerca conclusa nel 2016 e discussa nel 2016 o nel 2017. Il premio consiste in un attestato dell'IEEE PE Branch e in un assegno da 500 euro.

La Commissione, costituita dai proff. Gianfranco Chicco, Carlo Alberto Nucci e Alfredo Testa, ha espresso sincero apprezzamento per tutte le 8 tesi presentate a testimonianza della maturità dei lavori dei Dottori di Ricerca in questi importanti settori.

La tesi premiata è *Ancillary services in Smart Grids to support distribution networks in the integration of renewable energy resources* di Francesco Lamberti dell'Università di Salerno, tutor i proff. Vincenzo Galdi e George Gross dell'Università dell'Illinois.



Consegna dei premi di laurea ABB Giovanni Battista Ferrari



Dal 1896 l'AEIT promuove e diffonde in ambito nazionale lo studio dell'elettricità e lo sviluppo delle sue applicazioni nei campi dell'energia, delle telecomunicazioni, dell'automazione e del trattamento dell'informazione.

Tale missione si concretizza in numerose attività culturali, tra le quali l'organizzazione di conferenze, giornate di studio, seminari e visite tecniche, nonché attra-

verso l'assegnazione di premi e borse di studio rivolte ai giovani.

Ogni anno AEIT, con le sue 19 Sezioni e 4 Societies, organizza su tutto il territorio nazionale oltre 100 incontri rivolti ai propri Soci, Aziende e a tutti gli operatori del settore sui temi più attuali e rilevanti del sistema energetico italiano con particolare riferimento alle nuove tecnologie emergenti e alle infrastrutture.



Per ulteriori informazioni e iscrizioni:

AEIT - Ufficio Centrale - Via Mauro Macchi, 32 - 20124 Milano

tel. 02.87389960 - fax 02.66989023

e-mail: soci@aeit.it - web: www.aeit.it

The Market Potential of 5G: an Anglo-Italian View

Mauro Ugolini *Università Roma Tre*
Edward Smith *British Telecom*

La quinta generazione dello standard di comunicazione mobile (5G) offre agli operatori di rete enormi opportunità, ma a costi tutt'altro che trascurabili. Sulla base di ricerche di mercato e valutazioni tecnologiche, in questo lavoro si cerca di comprendere come si possa valutare il business case ottimale, così da ridurre i rischi e massimizzare le opportunità, utilizzando un mix di strumenti qualitativi e quantitativi

In particolare, si analizzeranno i requisiti e le dinamiche di mercato che portano all'introduzione del nuovo standard 5G, tenendo nella dovuta considerazione i bisogni soddisfatti e i prevedibili casi d'uso. Utilizzeremo una varietà di metodi qualitativi, senza tralasciare di evidenziare in che modo un approccio quantitativo potrebbe accrescere l'efficacia dell'analisi. In questa valutazione, i casi d'uso 5G analizzati saranno quelli coerenti con le esigenze sinora espresse dal mercato.

L'indagine proposta inizia con una panoramica del settore della telefonia mobile, seguita da un esame della tecnologia 5G e dei suoi obiettivi di

progetto. Si esplora poi il mercato indirizzato dal nuovo standard di comunicazione e considera i casi d'uso fondamentali. L'analisi iniziale viene successivamente estesa con un esame delle tecniche di modellazione qualitativa che meglio descrivono i possibili impatti di questa tecnologia sul mercato e sulla società. Sono anche effettuate valutazioni quantitative del potenziale del 5G, sulla base di una selezione di tecniche ben note. Alla fine sono riportate alcune conclusioni, che riassumono le nostre valutazioni su come la tecnologia 5G si stia evolvendo, insieme con le mutevoli abitudini d'acquisto dei consumatori e con la natura in continuo cambiamento delle strutture di mercato

5G Challenge and Industry Overview

In order to identify the challenges associated with the 5G rollout, which, while offering considerable opportunities, also carries some significant risks, we first need to gain an overview of the development of the mobile market. The recent evolution in the European region is summarised in Table 1 below.

Most networks are built around the macro and micro cells shown in figure 1. Macro-cells provide radio coverage, using transmitters with a power rating of several watts and are typically deployed in suburban areas. Where populations are denser, micro-cells are used; these have a lower power requirement and range, accommodating more users in a smaller area. Typically, these use high-frequency carriers, which have a shorter range, with signal losses varying as the square of the distance from the aerial and the square of the frequency.

In most EU countries there are between two and five mobile operators, with several challenging for

the market leader position. In the UK, for example, BT has approximately 28% of the market, O2 has 26% and Vodafone has 21%.¹ In Italy, Tim has 30.2%, Vodafone 29.4%, Wind has 22.1% and 3 Italy 11.0% (with other minor players showing a total market share of 7.3%)². Whilst all markets are competitive, in some countries there is a significant gap between the market leader and the largest competitor.

Global mobile data traffic, driven largely by smartphone use and 4G adoption, has increased rapidly over the past 5 years. By 2021 mobile, dominated by 4G capability, will represent 20% of total IP traffic. However, about 60% of total mobile data traffic was offloaded onto the fixed network through Wi-Fi or femtocells in 2016 [2]. Offload, driven by the popularity of smartphones, is expected to grow and the projections for 2021 are in Table 2.

This diversion of data onto a fixed network operator's network will take usage revenues away from the radio network provider, impacting business cases and making the bundling of fixed and mobile services more attractive.

Having identified some important considera-

¹ Figures from: www.statista.com/statistics/375986/market-share-held-by-mobile-phone-operators-united-kingdom-uk.

² Market shares measured on December 2016. Wind and Tre have since merged to form WindTre. Source: Il Sole 24 ore, 23 May 2017 (available at: www.infodata.ilssole24ore.com/2017/05/23/italia-ricavi-quotemercato-dei-principali-operatori-mobili).

	2G	3G	4G	5G
Percentage offload	31%	45%	66%	48%

	1990	2000	2010	2016	> 2020
Technology	2G	2G/GPRS	3G	4G	5G
Typical user data rate	n/a	30 kbps	300 kbps	3 Mbps	10-100 Mbps
Cellular penetration of population	1%	70%	120%	125%	> 125%
Smartphone penetration	-	-	10%	65%	> 100%
Smartphone data traffic	-	-	1 GB	12 GB	> 20 GB
European traffic (petabytes)	-	-	82	670	4400
Base station backhaul requirement	1.5 Mbps	6 Mbps	100 Mbps	1-10 Gbps	> 10 Gbps

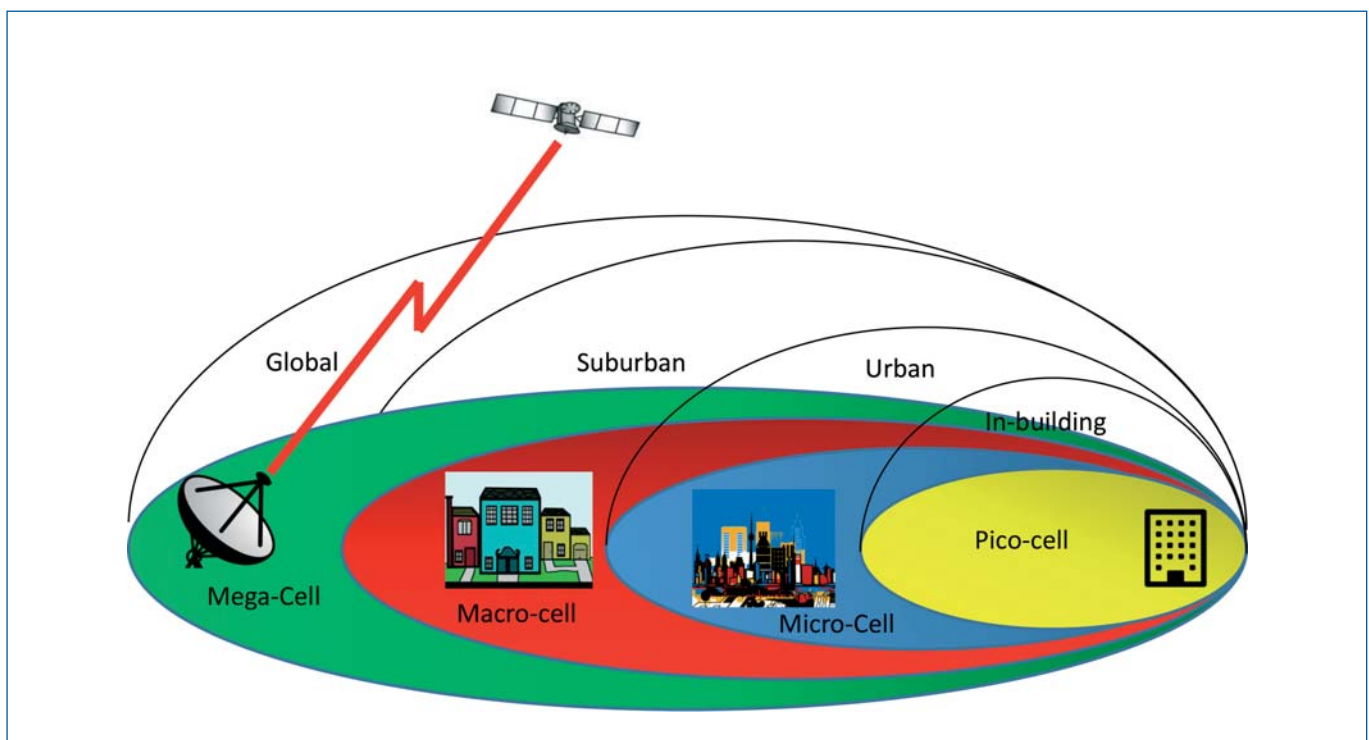


Figure 1
Schematic showing cell types and uses

tions in this overview of the industry we now move onto look at the technology changes, which enable 5G.

5G Technology Overview

Worldwide growth for 5G is expected to be from 416.000 users in 2019 to 400 million in 2022; the corresponding figures for 4G are 4 billion and 5,6 billion [3]. 4G is the fastest growing network, accommodating 79% of all data traffic by 2021 [2]. At that stage, 5G will support 1.5% of mobile traffic but is expected to drive very high traffic volumes.

The standards for 5G are in development and are expected to be finalised in 2020. One area where research is active in the UK is the University of Surrey, which is focussing on content, new physical layer, light media access control and radio resource management, antennas and propagation, system architecture, testing and proof of concept. User's needs will be a prime area of focus, together with the better prediction of user demand.

A highly successful program of trials, involving the mobile industry, universities and companies, is targeting five Italian cities: Prato, L'Aquila, Bari, Matera and Milan. These trails are expected to be in place before the end of 2019 and are incentivised by the provision of free spectrum from the Ministry of Economic Development (MiSE). There are other initiatives outside MiSE's, for example, a project to bring 5G to Rome.

5G capacity is expected to increase by 1.000 to 5.000 fold over 4G Long Term Evolution (LTE). Performance targets include a peak data rate of 1-20 Gbps, improved spectral efficiency, mobility at speeds between 350-500 km/h, a latency of 1-10 milliseconds and a connection density of 10 k - 1 million devices per km², together with improvements in availability, reliability and energy utilisation [1].

Speed improvements come from improved bandwidth allocation, enhanced modulation methods and new aerial technology. These respectively deliver more efficient spectrum use, more bits per signalling element and improved reliability. 5G, like LTE, has adopted massive Multiple Input Multiple Output (MIMO) antenna technology, but at a larger scale. Chipset vendors suggest that some manufacturers will have 5G capable smartphones available during mid to late 2019 [5].

5G microcells are likely to be split, using higher

radio frequencies; synchronisation and latency are important concerns. Network function virtualisation (NFV) and software driven networks (SDN) will improve configuration flexibility [1] and the virtualisation technique, known as *network slicing*, will permit cost-effective segmentation of the infrastructure by application type

Informed by this analysis of the capabilities and design choices in developing 5G infrastructures, let us now move on to consider the market's readiness for these capabilities.

5G Market Assessment and Projected Use Cases

The specification of 5G was driven by the expected, video led growth of global mobile data traffic. Global 4G mobile traffic was expected to grow at 66% rate until July 2017 and the number of devices was set to rise to 10 billion by 2017. The number of smartphones in the UK, for example, has risen from 24 million to 41 million by 2016.

Italian forecasts³ predict a rise from 1,6 mobile devices per citizen in 2016 to 3 devices in 2021. In 2016, there were 52,7 million mobile users in Italy (88% of the national population), compared to 52,6 million in 2015, growing to 53,1 million in 2021. In 2021 data traffic on Italy's mobile networks will represent 15% of traffic, showing a growth of 10% with respect to levels at the end of 2016.

It is estimated that 5G will have a global impact of \$12,3 trillion [4], by generating opportunities for new technologies to break through. Four principal use cases are identified: mobile broadband, Internet of Things (IoT), mission-critical control and fixed wireless. However, the economics and ability to monetise 5G rollout in the business world remain unclear [6].

Key applications, for 5G, have been identified as smart cities, Internet of Things (IoT), industry 4.0, accelerating transport corridors and fostering growth and inclusion in rural areas [1,4,6]. Agriculture will require sensor-based monitoring systems. Autonomous vehicles and the connected car will make a big contribution. Energy and utilities will provide opportunities in grid management and control, connecting remote wind farms, forecasting of generation requirements. The con-

³ Cisco Italy News, 13 February 2017. Available at: www.cisco.com/c/it_it/about/news/2017-archive/20170213.html.

tribution to manufacturing will focus on remote control applications, machine-to-machine (M2M) and augmented reality (AR). In media and entertainment, a rapid growth in virtual reality (VR) devices, driven by gaming, is anticipated: however, industrial applications are likely to be more significant. Mobile healthcare is expected to focus on domestic support and remote patient monitoring. A Japanese survey [4] suggests that the biggest beneficiary of 5G will be the industrial sector, as shown in figure 2.

A low to mid band 5G network has similar form and cost to a 4G deployment of comparable density. The high bandwidth spectrum implementations that deliver high performance rely on networks that can be 4-6 times denser than LTE macro cell deployments. Unless costs fall dramatically, this will challenge most business cases [6]. Low bandwidth deployment is even more challenging.

An evolutionary approach to development, delaying investments in 5G by modifying existing LTE infrastructures, is possible. Operators will need to build more new macro-sites or small cells when network upgrades are insufficient to support the increased traffic [7]. Deployment of 5G could

double network costs, with a 60% increase in capital expenditures (CAPEX), for standalone deployments. A simulation of a 5G build-out showed that the number of macro-sites needed would increase by around 20%. In addition, an increase in new small cells equivalent to 100-150% of existing macro-cells may be needed [7].

Network sharing can yield reductions of up to 30% and 50% respectively, in Total Cost of Ownership (TCO) and in the cost of small cell deployments, while improving network quality, minimising the impact of urban works and reducing visual eyesores due to excessive street furniture, as it can be seen in figure 3.

Regulation in Telecommunications has fostered competition and as the market has matured, is now encouraging market consolidation [8]. A consistent approach to spectrum policy, which focuses on liberalisation, re-farming and defragmenting existing bands, is needed across Europe [1].

With this consideration of how the new 5G technology might be used, of the investment challenges and how they might be offset, we move on to consider the mechanics of the market, first on a qualitative basis.

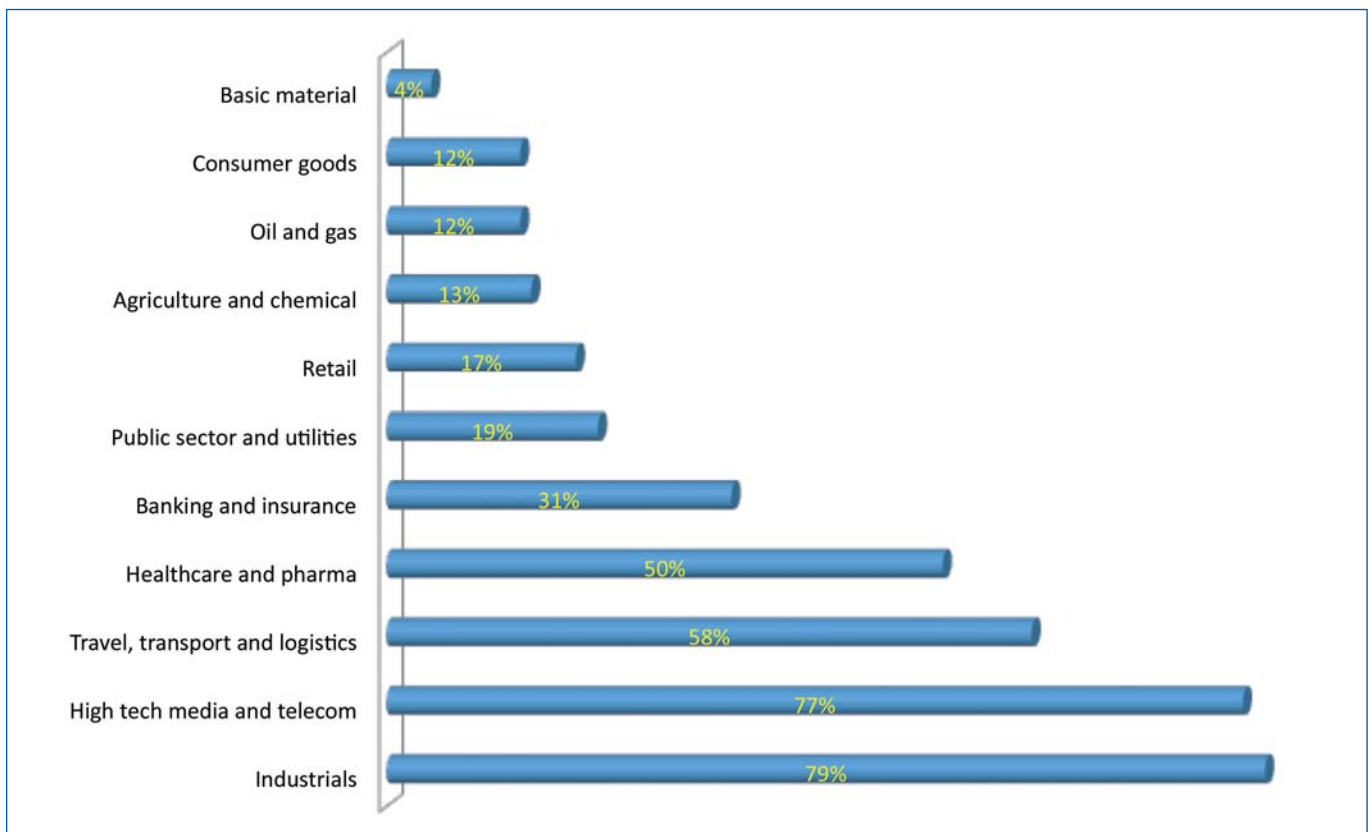


Figure 2

Survey results showing sectors likely to benefit from the introduction of 5G [4]

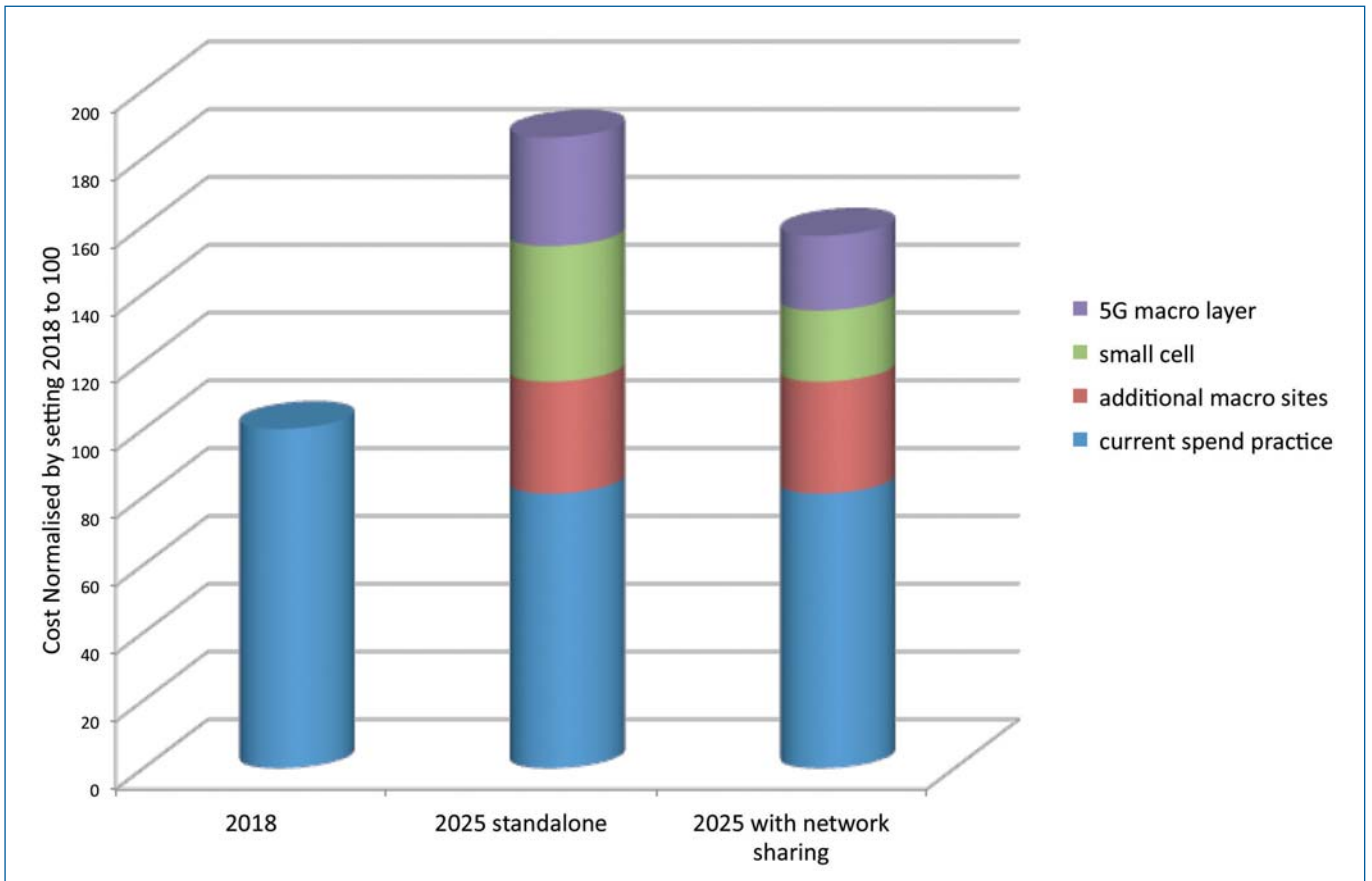


Figure 3
The benefits of network sharing [7]

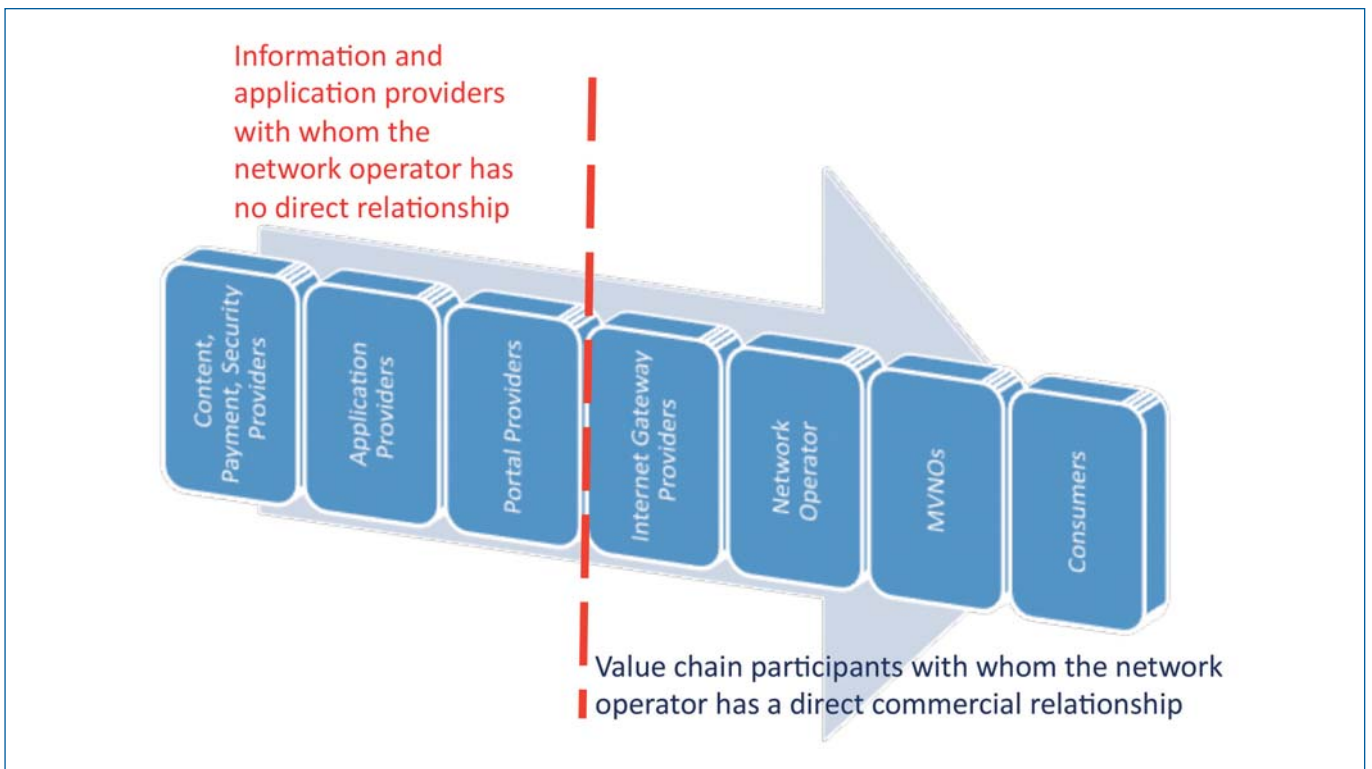


Figure 4
The information and communication technology (ICT) industry value chain

Impact of 5G Technology on Market

The value chain shown in figure 4 below merges information business and mobile business models.

Information services drive utilisation revenues, but network operators have no relationship with and little control over the providers of these. Consumers access these services through multiple channels, which compete to satisfy the consumer’s appetite for data but also stimulate the consumer to access more. The right-hand side of the diagram, where the network operator has more control, is changing, with the network operator or MVNOs offering mobile consumption packages as part of a broader offering, combining fixed line telephony, broadband, paid TV and mobile services.

The Stakeholder Map, in figure 5, illustrates the interests of participants in the value chain. The bulk of data traffic comes from the range of content and portal providers shown. Internet gateway providers supply the bridge between the mobile network and the wider information community and their revenues will be dependent on the service delivered by the mobile providers. They have a direct commercial relationship with the mobile

network operators, but little power and influence.

Network operators drive the market through their investment decisions but need to accommodate the needs of consumers and mobile virtual network operators (MVNO), hence their strong power, influence and level of interests. The MVNOs are independent organisations: they are selling services based on the network operators' infrastructure and can influence network investment decisions.

Consumers drive revenues, but their purchasing power is exercised through an aggregation of individual purchasing decisions.

To conclude this analysis of the market structure, we consider Braudel’s postulate that the transformational value for living standards drives the adoption of new technologies. In mobile markets, handset developments and more sophisticated content services and applications appeal to consumers. The impact of 5G’s speed and latency characteristics, is likely to be restricted to emerging markets in control systems, augmented (AR) and virtual reality (VR), remote healthcare and autonomous vehicles. Control systems and remote healthcare have low mobility requirements exposing 5G to competition from other technologies. There will be much greater variation in the loca-

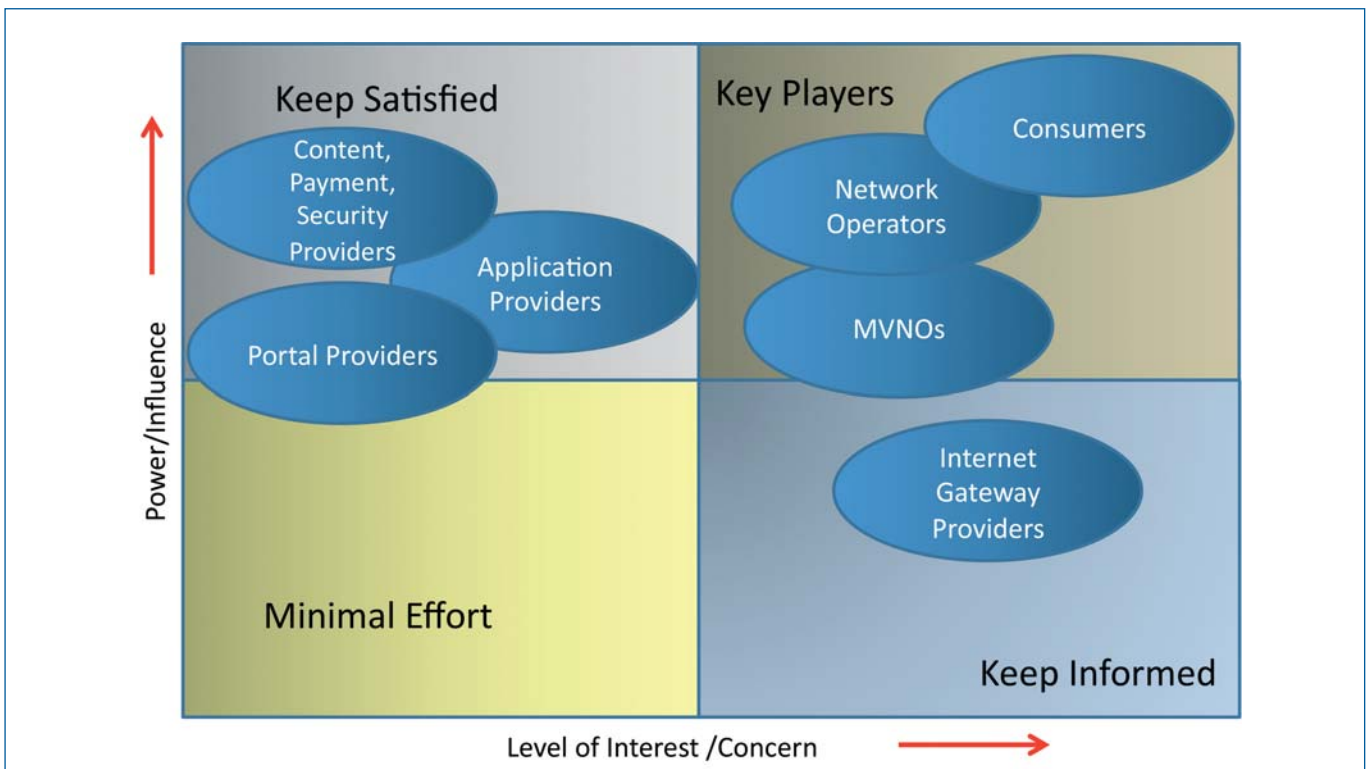


Figure 5
Mobile communications industry Stakeholder Map

tion with AR and VR and autonomous vehicles, which would be well suited to 5G. The objectives of stronger control, improved spectral use and greater ease of network upgrade are compelling but enable consumer choice rather than directly create demand.

In conclusion, the 5G technology creates new opportunities, but whether they are sufficient to catalyse early deployment remains to be seen. We now move on to consider the impact of the use cases identified earlier.

5G Use Case Assessment

The proposed use cases highlight 5G as a component in a wider information and communication technology (ICT) solution, in marked contrast to the traditional product-based approach. A product-based approach was facilitated by the versatility of devices, the evolution of mobile communications capability, the imaginative offerings of the Over-the-Top (OTT) providers and the public's hunger for visual information services, social tools and entertainment on the move.

Extensions of these offerings are video services supporting ultra-high definition and applications, principally gaming, that require high bandwidth and fast response times. These, on their own, are unlikely to generate sufficient revenue to warrant the investment required to roll out 5G. Yet experience shows that as the mobile channel is expanded new device capabilities and applications have generated customer interest and hence the desired levels of revenue.

The proposed use cases require a solutions-based, rather than product-based approach. Solutions are an aggregation of different elements in a provider's product set and, if appropriate, services from a third party. These offerings often have important service integration elements, such as technology integration, project delivery services and account and service management. Solutions are tailored to a specific customer's need.

The rollout of smart metering solutions across Europe is an example of the type of partnership needed to deliver such solutions [9]. In the UK and in Italy mobile communications providers are component providers of the communications element of the overall solution. They are not the solution integrator, which means they take less of the risk, but reduce the value they can contribute in terms of additional services.

This requires the mobile providers to modify their view of the market and their commercial approach, which may require them to develop different commercial skills and a new philosophy of partnership. We have discussed such partnership models in some of our earlier papers [9].

Having looked at how the new 5G use cases impact the way a network provider operates, we now examine if quantitative methods can assist in making some of the choices identified.

A Role for 5G Quantitative Modelling

Let us now consider quantitative modelling of some areas like pricing strategy, cross charging and partnerships.

Pricing strategies for broadband services may be examined by assessing the balance of benefits between providers and consumers, using the "utility function" of the services (an economic measure of worth to the buyer), thus determining the revenue delivered to the service provider and the wider benefits available. To determine the "optimum" pricing strategy, a cost and revenue model is developed, which measures utility and uses differential calculus to assess utility as a function of price [10].

Many network providers believe that whilst they make the bulk of the investment, Over-the-Top (OTT) providers take most of the profit generated by mobile data services. They have therefore considered ways of increasing their share of the profit, such as revenue sharing with the OTT. This has been evaluated using the "Nash equilibrium" concept, which is "a set of game theoretical strategies, one for each player, such that no player has any incentive to change his or her strategy given what the other players are doing" [11]. This demonstrated that there is no strong case for such cross charging.

To evaluate new markets, for example, Di Pianura has modelled the adoption of new media techniques in the magazine market, covering new technology adoption, the impact of new entrants and viable competitive strategies [12]. He examines the impact of network effects and the role of early adopters and innovators on new device adoption. Utility functions were, again, used to demonstrate the impact of price on the fraction of mainstream users adopting the new device. Early adopters were found to be important in establishing markets and a number of pricing

options, including the subsidy of the early market, were explored.

Partnerships are important in developing new propositions and can be explored using “Landscape Theory”. This is a formal theory of aggregation i.e. the organisation of elements of a system in patterns that put compatible elements together and keep less compatible elements apart. Such models need to provide a coherent explanation of why some alignments work and others do not, illustrating the dynamics of aggregation, to provide deeper understanding [13].

We believe that these techniques offer operators deeper insights into how to address the markets that the new applications based, 5G use cases are drawing them into.

Conclusions

We have discussed the requirements and the commercial issues driving the introduction of the 5G mobile standard, considering what needs it satisfies and analysing projected use cases. Our work highlights some novel factors, which can be of interest for players aimed at enabling 5G-based, future communications.

We emphasise the key difference between mobile communications and mobile device use and its impact on revenues, with significant traffic from

mobile devices being diverted to Wi-Fi enabled terrestrial networks.

Whilst we agree that the new use cases incorporate 5G technologies into broader information and communication technology (ICT) solutions, we have taken our analysis a step further and have drawn parallels with the existing use and the associated go to market strategy. We have emphasised that the new use cases change the way that mobile capacity is sold, especially in the form of solutions packages delivered through partnerships, noting that smart metering solutions represent an existing example of this approach.

We further agree that rolling out a 5G network will be time-consuming and costly, so it is important that network operators go in with a firm idea of how to maximise the benefits delivered and to persuade their existing and potential new user bases of the benefits. Cost minimisation, through the deployment of new tools and seizing network-sharing opportunities, need to be exploited. A key consideration is controlling the rate at which the new services cannibalise existing 4G revenues.

To understand the impact of these unfamiliar factors we emphasise the idea that using both qualitative and quantitative proposition modelling techniques can provide considerable insights, to allow 5G value chain participants to achieve their desired outcome.

BIBLIOGRAFIA

- [1] *Creating a Gigabit Society - the Role of 5G*, Report by Arthur.D.Little for Vodafone Group PLC, 2017, available at www.vodafone.com/content/dam/vodafone-images/public-policy/reports/pdf/gigabit-society-5g-14032017.pdf
- [2] *Cisco Visual Networking Index: Global Mobile Data Traffic Forecast Update, 2016-2021*, White Paper, available at <https://www.cisco.com/c/en/us/solutions/collateral/service-provider/visual-networking-index-vni/mobile-white-paper-c11-520862.pdf>
- [3] www.telecomlead.com/telecomstatistics/5g-forecast-report-from-ovum-83098
- [4] A. Andonian, A. Karlsson, A. Axel, K. Nonaka: *Japan at a Crossroads: The 4G to 5G (R)evolution*, McKinsey, January 2018, available at www.mckinsey.com/~/media/McKinsey/Industries/Telecommunications/Our%20Insights/Japan%20at%20a%20crossroads%20The%204G%20to%205G%20revolution/Japan-at-a-crossroads-The-4G-to-5G-revolution-final-web.ashx
- [5] A. Sutton: 5G Network Architecture, *Journal of the Institute of Telecommunications Professionals*, 12 (1), 2018, pp. 9-15.
- [6] M. Collins, A. Das, A. Menard, D. Patel: Are you ready for 5G?, McKinsey, 2018, available at <https://www.mckinsey.com/industries/telecommunications/our-insights/are-you-ready-for-5g>
- [7] F. Gripink, A. Ménard, H. Sigurdsson, N. Vucevic: Network Sharing and 5G: a Turning Point for Lone Riders, McKinsey, February 2018, available at <https://www.mckinsey.com/industries/telecommunications/our-insights/network-sharing-and-5g-a-turning-point-for-lone-riders>
- [8] R. Feasey: Mobile Consolidation, *Journal of the Institute of Telecommunications Professionals*, 10 (4), 2016, pp. 27-30.
- [9] E. A. Smith, M. Ugolini: Rolling out Smart Meters in Europe, *Journal of The Institute of Telecommunications Professionals*, 11(1), 2017, pp. 19-24.
- [10] J. Mo, W. Kim, D. Lee: Impacts of Universal Service Regulation for Broadband Internet Services. In J. Cohen J., P. Maillé P., B. Stiller, B. (eds): *Economics of Converged, Internet-Based Networks, ICQT 2011 - Lecture Notes in Computer Science*, vol. 6995, 2011, Springer, Berlin.
- [11] E. Altman, P. Bernhard, G. Kesidis, J. Rojas-Mora, S. Wong: A Study of non-Neutral Networks, *INRIA-00481702*, v2, 27 May 2010.
- [12] M. Grassi Di Pianura: Essays on the Effects of Digitization on Media Economics. Economics and Finances, *PhD Dissertation, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris*, 2013.
- [13] R. Axelrod, D.S. Bennett: A Landscape Theory of Aggregation, *British Journal of Political Science*, Vol. 23, N. 2, 1993, pp. 211-233.



Osservatorio FER Gennaio 2019

Nel mese di gennaio 2019 le nuove installazioni di fotovoltaico, eolico, idroelettrico e bioenergie raggiungono complessivamente circa 478 MW (+ 695% rispetto al 2018), di cui 407 MW da bioenergie.

Si conferma il trend mensile dell'anno precedente delle installazioni fotovoltaiche che nel mese di gennaio 2019 supera i 33 MW (+ 5% rispetto allo stesso periodo del 2018). In aumento il numero di unità di produzione connesse (+ 9%) frutto principalmente delle detrazioni fiscali per il cittadino. Gli impianti di tipo residenziale (fino a 20 kW) costituiscono il 61% della nuova potenza installata nel 2018. Le regioni che hanno registrato il maggior incremento in termini di potenza sono Abruzzo, Basilicata, Liguria, Marche, Toscana e Valle d'Aosta, mentre quelle con il maggior decremento sono Emilia Romagna, Molise e Sicilia. Le regioni che hanno registrato il maggior incremento in termini di unità di produzione sono Basilicata, Calabria, Piemonte e Umbria, mentre quelle con il maggior decremento sono Sardegna e Valle d'Aosta.

Molto positivo il mese di gennaio 2019 per l'eolico: 31 MW di nuove installazioni con i quali si registra un + 316.810% considerato che nello stesso periodo del 2018 erano stati attivati soltanto 10 kW di impianti micro-eolici. Da segnalare che resta identico il numero degli impianti connessi rispetto al mese di gennaio 2018. Per quanto riguarda la diffusione territoriale, la maggior parte della potenza connessa (99%) è localizzata nelle regioni del Sud Italia. In riferimento alla taglia, le richieste di connessione di impianti di potenza inferiore ai 60 kW sono soltanto lo 0,02% del totale installato nel 2019, mentre gli impianti superiori ai 200 kW costituiscono oltre il 99% del totale. Da segnalare l'attivazione nel mese di gennaio 2019 di un impianto eolico da 31 MW in Puglia.

Nel mese di gennaio 2019 si registrano circa 6 MW di installazioni idroelettriche (- 73% rispetto al 2018). Si registra invece un incremento per le unità di produzione rispetto a gennaio 2018 (+ 125%). Le regioni che hanno registrato il maggior incremento di potenza rispetto all'anno precedente sono Piemonte, Friuli Venezia Giulia e Valle d'Aosta. Gli impianti idroelettrici di taglia inferiore a 1 MW connessi nel 2018 costituiscono il 30% del totale installato nel 2019. Da segnalare l'attivazione nel mese di gennaio 2019 di un impianto idroelettrico da 3 MW in Valle d'Aosta.

Per quanto riguarda gli impianti a bioenergie, nel mese di gennaio 2019 si registrano 407 MW di nuova potenza installata (+ 6.496% considerato che nello stesso periodo del 2018 erano stati attivati soltanto 6 MW) corrispondente a 31 impianti, di cui 397 MW sono distribuiti su 11 impianti di potenza superiore a 1 MW. Il dato è sorprendente considerando che in tutto il 2018 sono stati connessi in rete 74 MW e soprattutto considerando che col DM 23.6.2019 erano entrati in graduatoria nei registri e nelle aste 110 MW e col DM 5.7.2012 ad asta o a rifacimento erano entrati in graduatoria circa 118 MW, dato che per i 482 MW a registro erano previste tempistiche al più di 40 mesi per l'entrata in esercizio.



AIR LIQUIDE



La più grande unità di elettrolisi

Annunciata da Air Liquide la costruzione in Canada del più grande elettrolizzatore PEM (*Proton Exchange Membrane*) al mondo, con una capacità di 20 MW per la produzione di idrogeno privo di carbonio. Questo investimento consente al Gruppo di riaffermare il proprio impegno a lungo termine nei mercati dell'energia a idrogeno. Air Liquide installerà un elettrolizzatore da 20 MW, aumentando del 50% la capacità attuale del

suo sito di produzione di idrogeno di Bécancour, nella regione del Quebec, in Canada. Questo nuovo elettrolizzatore PEM, dotato della tecnologia Hydrogenics, sarà il più grande al mondo e permetterà di rispondere alla crescente domanda di idrogeno privo di carbonio. La vicinanza del sito di Bécancour ai principali mercati industriali del Canada e degli Stati Uniti contribuirà a garantire la fornitura di idrogeno a basse emissioni di carbonio in Nord America, sia per attività industriali che per i mercati della mobilità. Questa nuova unità produttiva ridurrà significativamente l'intensità di carbonio rispetto al tradizionale processo di produzione dell'idrogeno. L'emissione di circa 27.000 tonnellate di CO₂ all'anno, equivalenti alle emissioni annue di circa 10.000 automobili, sarà così evitata. Da 50 anni, Air Liquide ha sviluppato una competenza unica sull'intera catena di approvvigionamento dell'idrogeno, dalla produzione allo stoccaggio fino alla distribuzione e allo sviluppo di applicazioni per i clienti finali, contribuendo così a diffondere l'uso di idrogeno come fonte di energia pulita, soprattutto per la mobilità. A oggi, il Gruppo ha progettato e installato 120 stazioni di idrogeno nel mondo. L'idrogeno è una soluzione per rispondere alla sfida posta dal trasporto pulito e contribuire così a migliorare la qualità dell'aria. Utilizzato in una cella a combustibile, l'idrogeno si combina con l'ossigeno dell'aria per produrre elettricità



rilasciando solamente acqua. L'idrogeno non genera alcun inquinamento al punto di utilizzo: zero gas a effetto serra, zero particolato, zero rumore.



ABB



Prime sottostazioni digitali in Italia

A Tolve e Vaglio, in Basilicata, sono state messe in servizio da ABB due sottostazioni digitali che integreranno e trasmetteranno l'elettricità generata dai parchi eolici locali a tutta la penisola italiana e contribuiranno all'obiettivo dell'Italia di soddisfare il 28% del suo fabbisogno energetico attraverso le fonti rinnovabili entro il 2030. Elementi chiave dello scopo di fornitura delle sottostazioni sono i sistemi ABB Ability™ di automazione e controllo, dispositivi di protezione intelligenti, trasformatori con sensori intelligenti, quadri di comando digitali e sistemi avanzati di comunicazione prodotti in



Italia. ABB ha inoltre firmato un contratto di service della durata di 20 anni per supportare l'efficienza della nuova sottostazione digitale di Vaglio. Questa soluzione include il monitoraggio online 24 ore su 24, 7 giorni su 7 attraverso centri di controllo remoto italiani con sede a Genova, Sesto San Giovanni e Santa Palomba (Roma). Le sottostazioni sono elementi essenziali nell'infrastruttura elettrica che facilitano la trasmissione efficiente e la distribuzione di energia elettrica. Controllano e proteggono i flussi di energia, collegano le sottostazioni alla rete e collegano reti di trasmissione e di distribuzione ai consumatori finali. I componenti digitali consentono comunicazioni interoperabili tramite cavi Ethernet anziché fili di rame, riducendo conseguentemente lo spazio di costruzione necessario. La digitalizzazione offre anche funzionalità di monitoraggio da remoto e migliora significativamente la visibilità delle risorse e dei sistemi installati. Aiuta a raccogliere dati utilizzabili per fornire, agli operatori nei centri di controllo, informazioni in tempo reale e per ottimizzare le operazioni e prevenire i guasti. L'energia eolica generata in Basilicata fornisce oltre la metà della richiesta totale di energia regionale. La regione è ben nota per la sua preistorica città di Matera, che è una delle zone più anticamente abitate del mondo e che è stata designata come capitale europea della cultura 2019.



COVERT ITALIA



Progetto fotovoltaico in market parity

In Sicilia il primo progetto fotovoltaico realizzato in market parity. Il progetto sarà realizzato in provincia di Agrigento, senza incentivi pubblici, da Convert, Manni Energy e Canadian Solar. In particolare, Convert partecipa al piano di produzione e vendita di energia solare a costi competitivi rispetto alle fonti fossili. Entro la prima metà del 2019, in provincia di Agrigento, saranno realizzati dalla collaborazione di Manni Energy e Canadian Solar, cinque impianti fotovoltaici, della potenza complessiva di circa 18 MW. Convert fornirà i tracker Trj, inseguitori che consentono la movimentazione dei pannelli secondo l'andamento della luce solare, per produrre fino al 25% di energia in più. Il progetto vede un'importante ripresa del mercato fotovoltaico in Italia, senza interventi statali. Una ripresa indotta anche dalle direttive dell'Unione Europea che prevedono l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili dal 20 al 32% entro il 2030, all'interno della quale il fotovoltaico avrà un ruolo predominante. Convert Italia sta partecipando con altri cinque partner a un progetto di ricerca (*Global Optimization of Integrated Photovoltaic System for low electricity cost - GPOV*) per sviluppare un sistema fotovoltaico in grado di produrre elettricità a bassi costi e che riduca del 40% i tempi di rientro dell'investimento. Il progetto, della durata di 4 anni, è stato finanziato per 1,4 milioni di euro dalla Comunità Europea. Secondo recenti analisi di mercato, l'energia solare diventerà la fonte di elettricità più economica in molte aree del mondo, con costi che varieranno dai 4 ai 6 centesimi di € per kWh/anno per kilowattora per anno, in Europa entro il 2024. Attualmente sono già stati raggiunti i 2,2 centesimi di € per kWh/anno nella realizzazione di un impianto fotovoltaico da 800 MW ad Abu Dhabi per il 2019.





2G ENERGY

Il cogeneratore g-box 50

Uno dei maggiori produttori mondiali di sistemi di cogenerazione, 2G Energy AG, presenta la versione "plus" della g-box 50, il cogeneratore adatto ad edifici commerciali o interi complessi residenziali, che abbiano un consumo di calore di almeno 120.000 kWh.

La nuova versione possiede un nuovo motore con una cilindrata maggiorata che consente al cogeneratore di produrre 52 kW di potenza elettrica.

La somma di rendimento elettrico, che si attesta sul 34,7% e quello termico, al 71%, fa sì che il rendimento totale possa raggiungere il 105,7%, un livello che nessun produttore può garantire per impianti di questa taglia.

Quattro sono le caratteristiche principali di questi impianti: affidabilità, in quanto si ha a disposizione una centrale elettrica di piccole dimensioni altamente efficiente che fornisce elettricità e calore indipendentemente dall'ora e dalle condizioni meteorologiche; sostenibilità, grazie a un catalizzatore a tre vie, i moduli sono poco inquinanti riducendo le emissioni di CO₂ fino al 60 per cento; indipendenza, dato che, a seguito di questo investimento, si otterrà la disponibilità di una piccola centrale elettrica che diventerà un fornitore privato di energia; efficienza, visto che rispetto alla produzione separata di corrente e calore, con la g-box basta il 40 per cento di energia primaria in meno.

Sito web: www.2g-energy.com

PANASONIC SOLAR

I pannelli fotovoltaici Hit Kuro

Il modulo "total black" Panasonic HIT® KURO è progettato per offrire elevata efficienza (19,4%) grazie al miglior coefficiente di temperatura del settore (- 0.258%/°C), ha un formato compatto, le celle, il backsheet e il telaio completamente neri. I pannelli con tecnologia HIT, sono composti da un sottile strato di silicio monocristallino rivestito da un film di silicio amorfo ultrasottile. Questa composizione aumenta la performance delle celle e riduce la perdita di elettroni sulla superficie del modulo, mantenendo prestazioni eccellenti anche con temperature elevate. I moduli all-black, inoltre, sono stati ulteriormente perfezionati con vetro antiriflesso per aumentare l'assorbimento di energia, mentre i collegamenti in argento superiori e inferiori sono stati sostituiti da linguette nere, al posto di uno strato aggiuntivo di nastro o tedlar nero, riducendo al minimo la perdita di efficienza rispetto all'equivalente del tedlar bianco e limitando il rischio fisiologico di microfessure nelle cellule, dovute alla sottigliezza del laminato. Questi innovativi pannelli presentano anche la nuova generazione del telaio per moduli solari HIT® con uno spessore di 40 mm, che è in grado di sopportare un carico di vento e neve di 5.400 Pa e proprio per il ridotto spessore possono ufficialmente essere fissati anche tramite il lato corto.

Sito web: www.eu-solar.panasonic.net/it



BAXI

Refrigeratori e pompe di calore

Per il segmento professionale, Baxi lancia quattro nuove famiglie di refrigeratori di liquido e pompe di calore aria/acqua ad alta potenza, studiate per soluzioni impiantistiche centralizzate, commerciali e industriali. BCH, refrigeratore di liquido per il condizionamento d'ambiente di medio-grandi dimensioni è un'unità condensata ad aria per installazione all'esterno ideale per climatizzazione commerciale e terziario. BCH è disponibile in 20 diverse taglie per coprire un range di potenze da 38 a 227 kW. È dotata di circuito frigorifero con 2 compressori ermetici tipo Scroll in R410A in configurazione tandem, scambiatore liquido/refrigerante a piastre saldobrasate, ventilatori assiali e batterie condensanti a microcanale in alluminio. BHP è una pompa di calore reversibile aria-acqua disponibile da 36 a 219 kW in diverse configurazioni a seconda dell'efficienza e del grado di rumorosità. Oltre alla versione standard, è disponibile la configurazione *Low Noise* (/LN) che garantisce una riduzione del rumore di 6 dBA. Opzionale in tutte le configurazioni BCH e BHP l'aggiunta del recuperatore di calore (/R) che aumenta ulteriormente l'efficienza del sistema con un recupero del 20% della potenza condensante con acqua fino a 60°C. La progettazione del sistema permette un ampio campo di funzionamento che in raffrescamento va da - 10 a + 46 °C di temperatura aria esterna, mentre in riscaldamento va da - 5 a 20 °C. BHP è in grado di erogare acqua fino a 52 °C.

Sito web: www.baxi/it

OMRON

Relè di potenza miniaturizzato

Un nuovo relè di potenza PCB estremamente piccolo, è stato presentato da Omron Electronic. Il G6QE è caratterizzato da una elevata capacità di commutazione fino a 32°.

Il nuovo relè miniaturizzato unipolare e di altezza contenuta è in grado di raggiungere una tensione nominale di resistenza agli impulsi di 10-kV e una riduzione del consumo energetico pari al 12% paragonato all'assorbimento nominale. Il G6QE è stato progettato in conformità agli standard cULus (Stati Uniti e Canada), EN (Europa) e CQC (Cina).

Questo relè consentirà ai clienti Omron di progettare dispositivi più piccoli e con migliori performance per quelle applicazioni che necessitano di capacità di commutazione elevate, fino a 32 A, e circa 50mila operazioni. Con dimensioni di soli 30.5 x 16 x 20.5 mm, il relè di potenza G6QE non solo è estremamente piccolo ma anche incredibilmente versatile.

Può essere utilizzato in un'ampia varietà di applicazioni che includono il settore industriale, gli elettrodomestici, la building automation e anche applicazioni commerciali, come ad esempio alimentatori e inverter.

Sito web: www.overcomm.it



BTICINO

Sistema di alimentazione centralizzata

Central Power Supply (Cps) di Trimod MCS Legrand sono sistemi di alimentazione On Line a Doppia Conversione VFI-SS-111 ad alta efficienza (fino al 96%), con fattore di potenza 1.

Sono soluzioni adattabili, (configurazione delle fasi IN/OUT 3-1), con una manutenzione semplice e veloce e a basso impatto ambientale. Sono progettati in conformità con la norma En 50171 e sono utili anche per l'alimentazione di impianti d'allarme, apparecchiature di aspirazione fumi, rilevazione del monossido di carbonio e impianti specifici di sicurezza per zone sensibili.

Consentono di effettuare la diagnostica, il monitoraggio, la visualizzazione di dati storici e parametri direttamente dal display.

Il foot print e le dimensioni sono ridotti, ma il cabinet con altezza maggiorata ha consentito di aumentare l'autonomia anche con le configurazioni standard (le soluzioni pre-configurate hanno di serie un'ora di autonomia).

Tra le funzioni disponibili i Cps offrono funzionamento continuativo fino al 120% del carico, protezione contro l'inversione di polarità delle batterie, uscita configurabile da display come "permanente" o "non permanente", convertitore di frequenza fin 40-70 Hz fout 50/60 Hz (selezionabile), funzionamento con gruppo elettrogeno, fasi di uscita indipendenti, regolazione velocità intervento bypass.

Sito web: www.bticino.it

FLIR

Termocamera non raffreddata per rilevamento metano

La prima termocamera non raffreddata, la GF77, sviluppata per la rilevazione di metano, è stata presentata da Flir.

Questa termocamera portatile offre ai professionisti addetti alle ispezioni le funzionalità necessarie per rilevare fughe di metano invisibili e potenzialmente pericolose presso centrali a gas naturale, impianti di produzione di energia rinnovabile, stabilimenti industriali e altre ubicazioni che rientrano nella filiera del gas naturale.

Basata sul design della serie di termocamere FLIR T, la leggerissima GF77 presenta un design ergonomico, un touchscreen LCD e un mirino, per un utilizzo semplice e in qualsiasi condizione di illuminazione. La GF77 offre anche la modalità High Sensitivity (HSM) brevettata da FLIR, che accentua i movimenti per rendere più visibili all'utente anche piccole emissioni di gas.

FLIR ha progettato la GF77 per includere le sue funzionalità tecniche più aggiornate, tra cui l'autofocus laser-assistito che consente agli ispettori di individuare le perdite di gas in modo semplice e il miglioramento del contrasto one-touch, che fa risaltare i gas chiaramente sullo sfondo.

Sito web: www.flir.com



SEGNALAZIONI



Diego Bosetto, Fiorenzo Stevanato

La Tecnologia degli Impianti in Alta Tensione

Edizioni: Ilmiolibro, 2016 - 5ª edizione

Volume 572 pag. - **Formato:** 15x23, morbido

ISBN 9788892310100 - **Prezzo:** 28,00 euro

Gli Autori, alla conclusione della loro esperienza lavorativa, hanno raccolto in quest'opera le informazioni di base utili a chi opera a vario titolo nella progettazione e conduzione degli impianti in Alta Tensione.

Si tratta di una materia specialistica poco frequentata nei percorsi di studio e difficilmente disponibile nella letteratura tecnica in italiano.

Si è tentato di colmare tale lacuna raccogliendo gli argomenti di maggior interesse per il tecnico con una selezione dettata dalla diretta esperienza personale condotta in Enel e poi in Terna.

Limitando al necessario la trattazione formale, si è dato particolare spazio alla comprensione dei fenomeni legati all'isolamento e alle relative tecniche diagnostiche.

Si fa continuo riferimento all'ambiente delle Stazioni e delle Linee di Alta Tensione con costante attenzione alla Normativa.

L'obiettivo è quello di consegnare uno strumento di facile consultazione al fine di comprendere meglio le ragioni della prassi operativa.



Diego Bosetto, Fiorenzo Stevanato

Il Macchinario di Trasformazione di Potenza: principi di funzionamento, esercizio e manutenzione

Edizioni: Ilmiolibro, 2019 - 1ª edizione

Volume 620 pag. - **Formato:** 15x23, morbido

ISBN 9788892356047 - **Prezzo:** 31,00 euro

Gli Autori sono ex colleghi Enel-Terna impegnati nelle verifiche di collaudo, messa in servizio, progettazione e conduzione degli impianti di potenza in Media Tensione e Alta Tensione.

Con questo volume intendono trasferire la loro esperienza affrontando in forma accessibile le diverse tematiche che riguardano il dimensionamento, l'esercizio e la manutenzione delle macchine.

Si sono affrontati i vari aspetti limitando al minimo la trattazione formale.

Particolare spazio è stato riservato alla diagnostica con i conseguenti orientamenti per la corretta manutenzione.

Si è anche cercato di raccogliere quanto offre la pubblicistica internazionale con costante riferimento alla normativa.

L'obiettivo è quello di consegnare al tecnico specialista uno strumento di facile consultazione come ausilio nel proprio lavoro.

Ci si augura che questo volume possa essere anche di utilità per corsi di formazione aziendale.

AEITHVDC

international conference 2019

Operational Experience and
Technological Development
for Application Worldwide

Florence • Italy • May 9-10 • 2019



Overview

High Voltage Direct Current (HVDC) transmission draws an ever increasing interest of TSO in Europe and all over the world.

Major developments in technology make HVDC in many cases more reliable, easy to apply and operate, economically affordable. Wider applications are now possible and many projects are under development, making HVDC an even more interesting business than before also for manufacturers and engineering companies.

The conference will serve as an International forum for the presentation and exchange of technological advances and research results in the broad fields of HVDC Power Systems applications.

The following issues are within the scope of the conference:

- HVDC operational experience;
- Outlook of HVDC projects planned and at design or construction stage;
- Latest (ongoing) and next coming developments in HVDC technology (converter stations, cables, overhead lines);
- Market perspective.

The conference will bring together leading utilities, universities, transmission system operators, consultants, equipment suppliers, and solution providers to help shape the future of power transmission industry.

A Technical Exhibition with Industry attendance will be held.

Registration fees are published on the conference website.

Secretariat

AEIT - Ufficio Centrale • Via M. Macchi 32
20124 Milano, Italy • Phone: +39 02 87389965

- E-mail: hvdc2019@aeit.it
- Website: <https://convegni.aeit.it/HVDC2019>



with the technical cosponsorship of



Submission of Papers

Authors who intend to submit a paper must first register the title of the contribution and the name of authors in EDAS (www.edas.info/N25529). The working language of the conference is English. Subsequently, within the scheduled deadline, submit the full paper (six pages) as PDF following the IEEE layout requirements by using the template given at the conference web page: <https://convegni.aeit.it/HVDC2019> via EDAS <https://edas.info/N25529>

The full paper should contain a complete description of the proposed technical contribution along with some results, suitably framed in the related state of the art. Each paper will be reviewed in terms of relevance with respect to the scope of the event, originality and quality of the technical content, overall organization and writing style. All Papers accepted will be included in the Conference Proceedings. Conference content will be submitted for inclusion into IEEE Xplore as well as other Abstracting and Indexing (A&I) databases.

Topics of interest include but are not limited to:

- AC network harmonic impedance and HVDC harmonic performance
- Control of HVDC grid converters and offshore wind farms for the provision of ancillary services and grid code compliance
- Flexible Power Flow Control in HVDC grids
- HVDC Cables for high performance transmission lines
- HVDC Grid operation
- Evaluation of offshore HVDC grid configuration options
- HVDC Grid protection
- HVDC grids and offshore wind farms
- HVDC links
- HVDC return sea electrodes for High Power links
- HVDC technology (converter stations, cables, overhead lines)
- HVDC VSC links with OHL: management of fugitive DC faults
- HVDC-VSC systems
- New HVDC Projects implementation/refurbishment
- HVDC transmission systems
- Interaction of HVDC systems with the AC networks
- Market perspective
- Meshed HVDC Schemes: Control Design and Experimental

- Multilevel High Power Converters for Voltage Source HVDC
- Multi-terminal HVDC operation in a weakly interconnected system
- Operating experience of existing HVDC Systems
- Outlook of HVDC projects planned and at design or construction stage
- Power Electronic Devices and Converters
- Research and Development of Multi-terminal Hybrid UHVSC-HVDC

Executive Committee

Roberto Caldon • AEIT, General Co-Chair, Italy
Stefano Massucco • AEIT, General Co-Chair, Italy

Local Committee

Pietro Antonio Scarpino • AEIT, Italy
Francesco Grasso • AEIT, Treasurer, Italy

Technical Committee

Silverio Bolognani • University of Padova, Italy
Paolo Bordignon • RXPE, Italy
Carlo Cecati • University of LAquila, Italy
Diego Cirio • RSE, Italy
Pietro Colella • Politecnico di Torino, Publication Chair, Italy
Alessandro Costabeber • University of Nottingham, UK
Fabio Crescimbin • University of Roma 3, Italy
Antonio Gomez-Exposito • University of Sevilla, Spain
Oriol Gomis Bellmunt • ETSEIB, Spain
Giorgio Graditi • ENEA, Italy
Mats Hyttinen • ABB, Sweden
Reza Iravani • University of Toronto, Canada
Jun Liang • Cardiff University, UK
Stefano Malgarotti • CESI, Italy
Marco Marelli • Prysmian, Italy
Carlo Alberto Nucci • University of Bologna, Italy
Giuseppe Parise • University of Roma, Italy
Paolo Pelacchi • University of Pisa, Italy
Angelo Raciti • University of Catania, Italy
Dirk Van Hertem • KU Leuven, Belgium
Chiara Vergine • Terna, Italy
Costas Vournas • National Technical Univ. of Athens, Greece





NOTHING STRANGE.
THEY JUST HAVE PRY-CAM.

PRY-CAM: BREAKTHROUGH TECHNOLOGY TO PREVENT
ELECTRICAL FAILURES AND UNEXPECTED INTERRUPTIONS
ON MEDIUM AND HIGH VOLTAGE GRIDS.



FOR MORE INFORMATIONS:
INFO.PRYCAM@PRYSMIANGROUP.COM



PRY-CAM

Prysmian
Group



111th edition

AEIT International 2019 Annual Conference

Firenze ■ Italy ■ 18-20 September 2019

OVERVIEW

Organised by



Technical
sponsorship of



In recent years, we are seeing a growing synergy among infrastructures and systems for production, transmission, distribution and conversion of electricity, for telecommunications, and all those computing technologies that provide for the intelligence of the whole system. The ever-increasing dependence on electricity for carrying out daily activities, with the increasing use of smart devices, and the need for an intelligent management of the power grid in presence of distributed generation from renewable sources, are creating a tight interdependent system. Cloud computing, big data, large bandwidth interconnections support modern knowledge-based society paradigms.

AEIT 2019 will be an international forum to point out the challenges and needs to face with, in order to stimulate innovative entrepreneurial initiatives, and increase country's competitiveness.

The conference will host both technical and scientific contributions in the wide area of automation, electricity, information and communication technologies. It will also be the venue for hosting panels and speeches from national and international stakeholders for discussing those strategies useful to increasing competitiveness, and lay the foundations for the creation of new scientific as well as technical initiatives.

Secretariat: AEIT Ufficio Centrale ■ Via M. Macchi 32 - 20124 Milano ■ Tel. +39 02 87389965

E-mail: convegnoannuale@aeit.it ■ Web Site: <https://convegni.aeit.it/AEIT2019>

Manuscripts and Technical issues: aeit2019pc@aeit.it

Un megawatt Un minuto. Zero batterie.



PILLER
Power Systems

ACTIVE POWER
DRIVEN BY MOTION
A Division of Piller Power Systems Inc.



Il data center senza batterie è da ora una realtà, grazie al **POWERBRIDGE™ PB60+**, il più grande sistema di accumulo dell'energia cinetica al mondo per le applicazioni UPS. Erogando una potenza fino a 3MW e fornendo 1MW di energia elettrica per 60 secondi, il **POWERBRIDGE™ PB60+** garantisce tutto questo e oltre:

■ **Riduce la manutenzione** ■ **Elimina la sostituzione delle batterie** ■ **Aumenta l'affidabilità**

Quando tutto ruota attorno alla reputazione, ora è il momento di garantire che potenza e dati siano protetti in maniera affidabile.

Nothing protects quite like Piller

SISTEMI UPS ROTANTI / UPS ROTANTI IBRIDI / DIESEL UPS ROTANTI / UPS STATICI / COMMUTATORI STATICI / ACCUMULATORI DI ENERGIA CINETICA
SISTEMI DI ALIMENTAZIONE VELIVOLI A TERRA / CONVERTITORI DI FREQUENZA / ALIMENTAZIONI PER NAVI / INTEGRAZIONE NEI SISTEMI ESISTENTI

SEDE: PILLER GROUP GmbH

Piller Francia / Piller Germania / Piller Spagna / Piller Italia / Piller UK / Piller Brasile / Piller Canada / Piller USA / Piller Australia / Piller Cina
Piller India / Piller Corea / Piller Singapore / Piller Taiwan



A Langley Holdings Company

LA RESPONSABILITÀ DELL'ENERGIA, L'ENERGIA DELLA RESPONSABILITÀ.



Siamo uno dei principali operatori di reti elettriche in Europa con oltre 72mila km di linee ad alta tensione gestite. Ci occupiamo della trasmissione e della gestione dei flussi di energia in tutta Italia, attori centrali della transizione verso un futuro alimentato da energie rinnovabili.

Il rispetto dell'ambiente è per noi una leva strategica. Ecco perché operiamo ogni giorno nel rispetto del territorio e delle comunità in cui operiamo, facendo leva su innovazione, competenze e tecnologie distintive.

Reti e Valori.



www.terna.it

 **Terna**
T E R N A G R O U P