IL RUOLO DEI BESS NELLA CRESCITA DEL FV

LA RAPIDA ESPANSIONE DEL FOTOVOLTAICO STA GENERANDO IL RISCHIO DI CONGESTIONE DI RETE, CURTAILMENT E POTENZIALMENTE PREZZI NEGATIVI NELLE ORE DI SOVRAPRODUZIONE. ECCO PERCHÉ OGGI LO SVILUPPO E L'INSTALLAZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO NON SONO PIÙ UN OPTIONAL. SENZA LA CRESCITA DELLO STORAGE IL FOTOVOLTAICO RISCHIA DI FRENARE LA SUA DIFFUSIONE, NE ABBIAMO PARLATO IN UNA TAVOLA ROTONDA CON OTTO RAPPRESENTANTI DI VARI SETTORI DELLA FILIERA

Il fabbisogno mondiale di energia elettrica continua a crescere a un ritmo sostenuto, alimentato dalla digitalizzazione, dall'elettrificazione dei consumi, dallo sviluppo dell'intelligenza artificiale e dalla progressiva sostituzione dei combustibili fossili nei processi industriali. In questo scenario, il fotovoltaico si è affermato come una delle tecnologie più competitive per soddisfare la nuova domanda di elettricità. Nell'ultimo decennio i costi di generazione si sono ridotti drasticamente, mentre la capacità installata ha continuato ad accelerare in tutto il mondo. Anche l'Italia si conferma tra i mercati europei più dinamici.

La crescita del solare apre però una nuova fase. L'aumento della produzione fotovoltaica sta mettendo sotto pressione un sistema elettrico progettato per un modello di generazione profondamente diverso. Reti di trasmissione e distribuzione, logiche di dispacciamento e mercati dell'energia sono stati sviluppati in un contesto dominato da grandi impianti termoelettrici programmabili.

Le conseguenze sono sempre più visibili. Le congestioni di rete aumentano, i fenomeni di curtailment, ovvero la limitazione forzata dell'energia immessa in rete, diventano più frequenti e i prezzi dell'energia nelle ore centrali della giornata tendono a comprimersi. In diversi mercati europei, tra cui Germania, Spagna e Francia, le ore con prezzi negativi sono ormai una realtà consolidata.

Questa dinamica rischia di incidere sulla redditività degli investimenti e, di conseguenza, sul ritmo di sviluppo del fotovoltaico. La sfida della transizione energetica non riguarda quindi soltanto l'installazione di nuova capacità rinnovabile, ma anche la capacità del sistema elettrico di integrarla in modo efficiente. In questo contesto, i sistemi di accumulo stanno assumendo un ruolo centrale. Non sono più soltanto una soluzione per incrementare l'autoconsumo, ma una componente strategica dell'infrastruttura elettrica.

La questione, oggi, non è più stabilire se gli accumuli siano necessari, ma comprendere con quali tempi e modalità il settore riuscirà a svilupparsi su larga scala.

Per affrontare questi aspetti, SolareB2B ha organizzato una tavola rotonda a porte chiuse che si è tenuta lo scorso 8 luglio presso la sede della redazione a Giussano, in provincia di Monza e Brianza. Alla tavola rotonda hanno partecipato 8 figure di primo piano del mercato fotovoltaico italiano in rappresentanza di produttori, distributori, società di installazione e associazioni: Franco Citron, vice presidente di Anie Rinnovabili con delega a accumuli, eolico e fotovoltaico small e medium scale e general manager di STI spa; Fulvio Ferrari, COO e fondatore di Higeco More; Domenico Genchi, solution & service manager di Sigenergy; Ernest Juricic, sales director di Espe; Giovanbattista Napolitano, technical director Southern Europe di Wattkraft; Stefano Peron, sales leader Bess di Nidec Conversion; Valter Pische, territory manager SEE di GoodWe; Marco Turchiano, responsabile pianificazione mercati a termine presso Terna.

Davide Bartesaghi (SolareB2B): «Il mercato italiano è davvero pronto a fare il salto di scala nella diffusione dei sistemi di accumulo oppure esistono ancora ostacoli che rischiano di rallentarne la crescita? Qual è il principale fattore che dovrebbe spingere gli investimenti nei Bess pensando in particolare al segmento C&I?».

Ernest Juricic (Espe): «La mia sensazione personale in questi ultimi anni è che siamo pronti, ma manca sempre quel qualcosa per dare l'accelerazione iniziale. Anche a Intersolar di quest'anno in Germania si parlava solo di Bess, quindi verrebbe ovvio dire di sì. La tecnologia c'è e anche i prezzi ormai sono competitivi. Lo vediamo nei business plan, in particolare nel settore C&I. Fino a poco tempo fa era difficile proporre un business plan in cui il Bess stesse in piedi da solo; doveva per forza essere abbinato a un impianto fotovoltaico. Ma oggi vengono presi in considerazione anche gli accumuli stand-alone. Sicuramente lo storage è più facile da proporre in combinazione con il fotovoltaico. I prezzi ci sono e la tecnologia c'è, ma si avverte la mancanza di un tassello per convincere i vari attori e far partire il mercato dello storage. Se guardiamo i grafici, la curva di crescita del fotovoltaico mostra una

IL VIDEO COMMENTO DEI PARTECIPANTI

Inquadra il QR code per guardare un breve filmato con il commento dei partecipanti all'incontro

I Protagonisti del dibattito

FRANCO CITRON
Vicepresidente di Anie Rinnovabili con delega ad accumuli, eolico e FV small e medium scale e general manager di STI spa

FULVIO FERRARI
COO e fondatore di Higeco More

DOMENICO GENCHI
Solution & service manager di Sigenergy

ERNEST JURICIC
Sales director di Espe

GIOVANBATTISTA NAPOLITANO
Technical director Southern Europe di Wattkraft

STEFANO PERON
sales leader Bess di Nidec Conversion

VALTER PISCHE
Territory manager SEE di GoodWe

GOODWE
Smart Energy Innovator
SOLAR & STORAGE LIVE Italia

Le soluzioni integrate GoodWe

Vieni a scoprirle a Solar & Storage - Stand **D80**

Veronafiere | 7-8 October

Serie ESA
125 kW / 261 kWh

ESA All-in-One
3-10 / 5-30 kW

Serie GT
150 kW

ESA Launch Event

7 October, 5 PM

Quartiere Fieristico di Verona

it.goodwe.com

rampa con una pendenza molto più elevata rispetto a quella del Bess, il che conferma questa sensazione. Noi come EPC, notiamo che dal punto di vista autorizzativo e di sviluppo siamo pronti, ma manca qualcosa a livello normativo.
Credo che, non in questo preciso istante, ma sicuramente in una proiezione a due o tre anni ci sarà una grande accelerazione, forse anche meno. Per concludere: siamo pronti, ma c'è ancora da lavorare sulla fase di permitting e sulla regolamentazione del mondo Bess. Come aziende tecnologiche, abbiamo l'obbligo di non essere più semplici esecutori che realizzano un impianto, ma realtà che seguono tutta la filiera: dal permitting alla realizzazione, fino all'O&M».
Domenico Genchi (Sigenergy): «Quando dici che i limiti principali risiedono nel permitting mentre sui prezzi ci siamo, ti riferisci agli impianti di grossa taglia o al Bess in generale? Perché, dal punto di vista degli investimenti, a livello generale non ci siamo ancora del tutto».
Ernest Juricic (Espe): «Sì, mi riferivo soprattutto i grandi impianti. Sul C&I potremmo discuterne per giorni. I clienti industriali spesso non sono convinti di partire perché Transizione 5.0 o le continue modifiche all'Iperammortamento bloccano gli investimenti».
Giovanbattista Napolitano (Wattkraft): «Se ci pensi, hai nominato il Macse, che è il meccanismo regolato per eccellenza. Alla fine sono pochissimi i soggetti che si sono aggiudicati la quota principale: due operatori hanno preso circa il 70%, lasciando il resto ad altri cinque. Di conseguenza, pochi investitori avranno accesso a questo meccanismo, tra l'altro con prezzi d'asta particolari rispetto al reale costo della tecnologia. Rimane un'opportunità appannaggio di pochi».
Domenico Genchi (Sigenergy): «Sono totalmente d'accordo. Visito molti clienti industriali e noto che nel C&I gli imprenditori sono molto restii, anche davanti a un business plan solido. Nonostante i prezzi dell'energia siano alti, le aziende energivore, che potrebbero trarre un grande vantaggio dalle batterie per l'autoconsumo, si fermano. Vogliono toccare con mano un vantaggio immediato che oggi non percepiscono a causa dell'incertezza normativa. Ho visto tantissimi clienti per i quali era stato calcolato in modo rigoroso il loro bisogno di un Bess da 1 MWh. Di fronte al progetto, anche dettagliato, si fermano, riducono la taglia dello storage e dicono: "Vediamo prima come va". Tecnicamente il nuovo accumulo andrà bene per forza, ma in realtà temono che lo Stato o il quadro normativo cambino le regole del gioco, impedendo il rientro dell'investimento nei tempi previsti. Quindi mi riaggancio a quanto detto prima: quando parliamo di Bess in ambito industriale, la regolamentazione deve tutelare anche chi investe il proprio capitale. Se viene concesso uno strumento incentivante in un determinato frangente e con certe regole, ci deve essere stabilità. Altrimenti, se le regole cambiano continuamente, gli investitori si spaventano e il mercato si blocca».
Fulvio Ferrari (Higeco More): «Alla domanda se siamo pronti a fare il grande salto, rispondo di no. Non siamo pronti per il salto, siamo pronti per la rincorsa. La direzione è indubbiamente quella corretta. Uso un'espressione forte: "No Bess, no Res". Non possiamo continuare a installare fotovoltaico senza abbinarvi lo storage. Eppure ci sono ancora troppe difficoltà. Il primo ostacolo è il costo. Da quanto mi riferiscono i clienti, oggi il settore Bess non sta in piedi da solo basandosi esclusivamente sull'arbitraggio o sul mercato dei servizi; serve ancora un supporto al reddito, che sia il Capacity Market o il Macse. Questo accade perché il mercato dei servizi ancillari in Italia è ancora molto acerbo, sebbene rappresenti la fonte di reddito più importante per un accumulo. Si stanno facendo i primi tentativi. Noi forniamo i sistemi di controllo che permettono ai Bess di regolare i flussi e interfacciarsi con i mercati energetici. Molti clienti ci dicono che preferiscono testare il sistema su uno o due servizi prima di sbilanciarsi, perché l'operatività è complessa. In ambito C&I il discorso è simile: il Bess si ripaga solo se i volumi di autoconsumo sono molto elevati. Ci sono clienti con consumi intorno ai 3 GWh all'anno per i quali la batteria è economicamente sostenibile; per chi consuma meno, il rientro economico è difficile. I costi tecnologici devono scendere ancora per garantire una sostenibilità diffusa».
Franco Citron (Anie Rinnovabili): «In Anie Rinnovabili abbiamo diversi gruppi di lavoro e in uno di questi, dedicato proprio al settore C&I, sta elaborando uno studio, una sorta di linea guida, per mettere in evidenza i vantaggi dell'abbinamento tra impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo nel settore C&I. Il testo è quasi pronto e sono emersi dati molto interessanti che diffonderemo. Dobbiamo partire dalla premessa che nel C&I l'autoconsumo di base è già piuttosto alto rispetto al residenziale, per una maggiore sovrapposizione del profilo produzione e profilo consumo. Finora i sistemi di accumulo si sono diffusi poco in questo ambito soprattutto perché il costo della tecnologia non rendeva l'investimento sostenibile dal punto di vista economico. Oggi i costi dei sistemi di accumulo si sono ridotti molto. Di conseguenza, il solo incremento dell'autoconsumo è sufficiente a giustificare l'investimento, anche se ne allunga leggermente il tempo di rientro. Se poi all'autoconsumo abbiniamo altri servizi, il quadro migliora ulteriormente. Parlo per esempio di peak shaving o di limitazioni di potenza in immissione in presenza di rete congestionata (fenomeno sempre più frequente anche in abito C&I), dove il distributore concede la connessione imponendo però un limite all'immissione in rete: in questo caso, il Bess può essere un'ottima soluzione. Stiamo andando anche oltre, grazie alla possibilità di offrire servizi ancillari alla rete. Alcuni di questi servizi potranno essere forniti in modo diretto (ad esempio arbitraggio o peak shaving), altri tramite soggetti terzi come i BSP (Balancing Service Provider ndr), ad esempio bilanciamento rete e dispacciamento, altri ancora come i servizi di rete locali, forniti da LSP (Local Service Provider). Mettendo insieme tutti questi elementi, siamo giunti alla conclusione che nel C&I l'abbinamento FV e stoccaggio sia economicamente sostenibile anche in assenza di incentivi; serve però un'analisi attenta. Il sistema di accumulo introduce una complessità che va gestita. Se ci si limita a voler incrementare l'autoconsumo, non basta; per massimizzare i vantaggi bisogna integrare altre fonti di ricavo, come i servizi di rete e per fare questo è indispensabile un sistema di gestione (EMS-BMS) evoluto».
Fulvio Ferrari (Higeco More): «Il secondo problema è il quadro legislativo e regolatorio, caratterizzato da forte incertezza. Faccio l'esempio di Transizione 5.0: alcuni clienti hanno installato la batteria, ma le linee guida del GSE hanno specificato che se l'energia di carica proviene da una sezione di impianto esistente, si rischia di perdere il diritto al contributo. Come può un tecnico progettare in sicurezza con queste incertezze interpretative? Servirebbe una profonda semplificazione e un maggiore coordinamento. Un altro esempio: a febbraio il Decreto Bollette ha introdotto le connessioni flessibili, un tema potenzialmente potentissimo per l'Italia. Ad oggi non si possono ancora applicare perché mancano le delibere attuative di Arera. Se parli di connessioni flessibili a un operatore di mercato, sembra che tu stia parlando degli unicorni: la legge c'è, ma mancano i decreti per metterla a terra. Anche i servizi ancillari, definiti dal Tide, sono di una

***Ernest Juricic (Espe)**: «Il mercato è pronto a un cambio di passo nella diffusione dei Bess ma c'è ancora molto da lavorare sulla fase di permitting e sulla regolamentazione. A noi aziende è chiesto di seguire tutta la filiera dal permitting alla realizzazione»*

***Stefano Peron (Nidec Conversion):** «Molti operatori hanno deciso di sviluppare i progetti a mercato, indipendentemente dalle aste. È un ottimo segnale: significa che le simulazioni economiche e i business plan mostrano una sostenibilità interna anche senza incentivi pubblici»*

Giovanbattista Napolitano (Wattkraft): «Gli investimenti in Bess saranno fondamentali: senza di essi non sarà possibile allacciare nuovi impianti rinnovabili su larga scala. Sto seguendo almeno quattro progetti industriali da 10 MW ciascuno che non parteciperanno ai servizi ancillari o alla regolazione di frequenza, ma che stanno in piedi autonomamente grazie al bilanciamento dei consumi interni»

complessità disarmante. Ho mappato i servizi per capire se dovevamo sviluppare nuovi software di controllo e ho pensato che fossero stati disegnati appositamente per renderne difficile l'adozione. In mercati come il Regno Unito o la Germania la regolamentazione è di due ordini di grandezza più semplice. Persino i BSP (Balancing Service Provider ndr) in Italia esitano a entrare in questo mercato perché temono che la complessità riduca i margini o che interventi centralizzati possano variare la redditività nel tempo.
Lo sforzo di Terna per adattare il codice di rete alla generazione distribuita è evidente e apprezzabile. Tuttavia, integrare i servizi di flessibilità e far convivere i diversi allegati tecnici non è facile. Di recente abbiamo configurato un Bess per il servizio di aFRR, ovvero la regolazione secondaria di frequenza, e la complessità è stata notevole. Se vogliamo che la tecnologia si diffonda, deve essere semplice. Dobbiamo portare al cliente finale un prodotto finito e trasparente. I servizi di flessibilità sarebbero perfetti per i clienti C&I tramite la modulazione del carico. Nei mesi di aprile e maggio la probabilità che un impianto ibrido venga distaccato o ridotto per congestione è alta: perché non permettere all'utente di offrire un servizio "a scendere" tramite la batteria, venendo remunerato per un'azione che altrimenti subirebbe come obbligo? Ci sono mercati locali che offrirebbero ottimi margini, ma vanno strutturati pacchetti semplici per i clienti».
Franco Citron (Anie Rinnovabili): «Se ci sono è meglio, fermo restando che qualche volta gli strumenti incentivanti creano più incertezza che vantaggi, anche per mancanza di una visione a lungo periodo da parte del legislatore. In questo momento il mercato C&I è frenato dall'attesa: le aziende aspettano di capire come funzionerà Transizione 5.0 o l'Iperammortamento. L'aspettativa legata a queste misure ha praticamente rallentato il mercato nel primo semestre dell'anno. Parlando da operatore del settore posso dire di avere diverse trattative, anche di valore importante, ferme per questo motivo. Come associazione crediamo sia importante diffondere questa cultura dell'abbinamento prodotti e servizi non solo tra le grandi aziende, ma anche tra le PMI. Manca la consapevolezza: molti imprenditori vedono ancora l'accumulo semplicemente come un apparecchio per stoccare dell'energia e migliorare anche di poco l'autoconsumo. Non hanno idea del potenziale sistemico dell'asset. È una strada che siamo obbligati a percorrere per risolvere i problemi di congestione della rete e volatilità dei prezzi. Il C&I può dare un forte supporto, soprattutto per i servizi di rete locali sulla rete di distribuzione».
Michele Lopriore (SolareB2B): «Riguardo alla congestione di rete, mi ha colpito un report recente secondo cui in Italia ci sono progetti bloccati tra fotovoltaico e Bess per un valore di 12 miliardi di euro. Per i soli Bess si parla di 9 GW, che è la metà di quanto il Pniec prevede di installare nei prossimi anni. È evidente come il mix di incertezza normativa, attesa degli incentivi e congestione della rete abbia effetti deleteri».
Franco Citron (Anie Rinnovabili): «Assolutamente. Considerate che la congestione di rete colpisce anche il mondo C&I, non solo l'utility-scale. Un'azienda che vuole realizzare un proprio impianto fotovoltaico, spesso riceve limitazioni sulla potenza da immettere. Sarebbe interessante capire quanta parte di quei 9 GW bloccati appartenga al C&I, anche se la quota maggiore è sicuramente legata al mondo utility-scale».
Domenico Genchi, (Sigenergy): «Sarebbe utile anche sapere quanta parte sia bloccata dal lato del permitting e quanta dai problemi di connessione. Ci aiuterebbe a capire qual è l'imbuto più stretto: l'autorizzazione o il fatto che la rete non riesce ad assorbire la potenza richiesta».
Davide Bartesaghi (SolareB2B): «State mettendo in evidenza un punto centrale: la maggior parte del valore di un sistema di accumulo si nasconde tra le pieghe della sua complessità. È un prodotto che offre molti vantaggi, ma che risulta difficile da proporre e da vendere per via di questa complessità intrinseca».
Franco Citron (Anie Rinnovabili): «I Bess introducono complessità nella gestione, ma questa deve rimanere a carico dell'operatore, non del cliente. L'azienda che acquista la tecnologia deve ricevere una soluzione chiavi in mano sia hardware che software; non deve percepire la complessità a monte. Ci sono molte sfumature che vanno gestite tramite la tecnologia e i servizi. Noi operatori dobbiamo essere bravi ad offrire come semplicissima una soluzione che, a monte, ha una certa complessità».
Domenico Genchi (Sigenergy): «Aggiungo un appunto sul C&I. L'azienda per cui lavoro sta proponendo l'intelligenza artificiale per gestire l'accumulo a servizio dell'utente finale. L'AI permette al sistema di capire quando l'energia in rete costa poco e quindi usarla per la ricarica delle batterie, e quando invece i prezzi sono alti per immetterla in rete o consumarla, massimizzando il profilo economico del cliente. Abbiamo sviluppato questo modello sulla base dei dati storici e delle esperienze in altri Paesi che hanno adottato queste soluzioni prima dell'Italia. Noto un forte interesse da parte dei clienti, ma i fattori di rallentamento principali rimangono il permitting e i vincoli di connessione. Molti imprenditori ci dicono: "Ho solo 200 kW di connessione, se chiedo di più non posso installare nulla". Per questo abbiamo sviluppato un sistema specifico per l'Italia e per i Paesi con limitazioni di rete: riusciamo a proporre un accumulo molto grande con una potenza di connessione bassa. In questo modo aggiriamo il limite del punto di connessione garantendo comunque il beneficio economico. Ma la soluzione non può essere solo il Bess; deve procedere di pari passo con l'adeguamento e il potenziamento della rete».
Stefano Peron (Nidec Conversion): «Il mio punto di vista è condizionato dalla realtà in cui opero. Nidec Conversion nasce dall'esperienza di Ansaldo Sistemi Industriali; siamo presenti da tempo in Italia nel settore delle rinnovabili. Nel 2013 abbiamo realizzato i primi impianti di stoccaggio sperimentali per Terna. Nell'asta del Capacity Market con Enel abbiamo acquisito 1,3 GW su 18 impianti in Italia, tutti già connessi e conformi ai restrittivi requisiti dell'Allegato A79. Conosciamo a fondo il mondo utility-scale e ci stiamo affacciando sul C&I, mentre non operiamo nel residenziale. Non seguiamo direttamente il mercato del Macse, dove l'accesso è stato limitato a pochissimi player. Abbiamo supportato molti potenziali operatori nelle aste del Macse che purtroppo sono rimasti a mani vuote, il che ha richiesto un grande sforzo commerciale da parte nostra. La nota positiva è che molti di questi operatori hanno deciso di sviluppare i progetti a mercato, indipendentemente dalle aste. Per noi fornitori è un ottimo segnale: significa che le simulazioni economiche e i business plan mostrano una sostenibilità interna anche senza incentivi pubblici. C'è grande competizione nelle gare private, ma il mercato si muove concretamente. Lancio una provocazione a Terna, come ho già fatto in altre occasioni: nel mercato spagnolo c'è una maggiore attenzione alla tutela del Made in Europe o comunque a requisiti stringenti sui componenti. Poiché parliamo di aste destinate alla stabilizzazione della rete elettrica nazionale, che è un asset strategico, ritengo fondamentale porre la massima attenzione sui temi della cyber security, dei firmware e del controllo da remoto dei sistemi. Se la rete va in blackout, si ferma un intero Paese. Anche il C&I sta diventando interessante per noi: alcuni operatori del settore siderurgico che ci avevano contattato anni fa – quando i costi rendevano i progetti non remunerativi – stanno tornando alla carica. Con i prezzi attuali dello stoccaggio, siamo fiduciosi di poter proporre a breve soluzioni con un ritorno economico positivo anche per piani industriali di grandi dimensioni».

***Valter Pische (GoodWe)**: «La domanda cresce ma va governata. I Bess industriali non sono macchine semplici; la vendita richiede un forte supporto tecnico in fase di installazione, assistenza, manutenzione e supervisione software. Lavoriamo ancora progetto per progetto»*

Monica Viganò (SolareB2B): «Nell'allegato a SolareB2B dedicato allo storage abbiamo approfondito proprio questo aspetto: la necessità di presentare il Bess all'imprenditore non solo come uno strumento passivo per l'autoconsumo, ma come una risorsa attiva in grado di generare ricavi tramite i servizi di rete. Questo richiede competenze tecniche elevate da parte degli operatori, che purtroppo devono scontrarsi con i limiti normativi che abbiamo evidenziato».

Fulvio Ferrari (Higeco More): «Inoltre, manca una figura chiave che all'estero è già comune: l'ottimizzatore. Non parlo del software di intelligenza artificiale usato in fase di dimensionamento, ma del gestore operativo post-installazione. Poiché una batteria può partecipare a molteplici mercati, serve un "cervello" che decida in tempo reale cosa fare nel breve e lungo periodo, ottimizzando i ricavi con formule di revenue sharing e preservando la vita utile della batteria stessa per evitare il decadimento precoce. In Germania ci sono aziende specializzate che vendono questo servizio di ottimizzazione ai BSP o ai singoli proprietari di Bess. Un esempio è Tesla: vende batterie che software a parte non sono necessariamente le superiori sul mercato, ma includono un ottimizzatore interno che gestisce direttamente i servizi di rete per il cliente, garantendo un ricavo e facilitando la vendita dell'hardware. La gestione della batteria per i servizi di frequenza deve essere accurata per evitare che le risposte rapide compromettano le prestazioni delle celle, richiedendo altrimenti un costoso sovradimensionamento del Bess».

Domenico Genchi (Sigenergy): «Nel nostro settore a volte si usano linguaggi tecnici incomprensibili per chi non si occupa di energia. Quando dobbiamo interfacciarci con un imprenditore o un investitore, dobbiamo saper tradurre questa complessità in un modello comprensibile. Siamo come professori universitari che devono saper spiegare un sistema complesso a un giovane per rendere semplice ciò che è complicato».

Fulvio Ferrari (Higeco More): «Esatto. Spesso quando parlo agli eventi di servizi di flessibilità, la metà della platea mi guarda come se stessi accennando a concetti innominabili. Nei gruppi di lavoro del CEI a cui partecipo ci stiamo chiedendo se sia il caso di riscrivere il capitolo delle definizioni delle norme, perché il glossario attuale è superato rispetto alle reali configurazioni tecnologiche dei siti».

Ernest Juricic (Espe): «Confermo. Nonostante ritengo di avere un solido background tecnico, quando si entra nei dettagli più tecnici di sigle e numerazioni diventa tutto di difficile comprensione. Se vogliamo vendere il prodotto al cliente, serve una figura che traduca e sintetizzi questi concetti in vantaggi economici chiari».

Giovanbattista Napolitano (Wattkraft): «Mi ricollego allo slogan "No Bess, no Res" citato in precedenza. Stiamo prendendo la rincorsa ma il vero salto non è ancora avvenuto, anche se la flessibilità è diventata una necessità tecnica. Un esempio è la nuova normativa RFG 2.0, che imporrà ulteriori requisiti tecnologici a noi produttori di inverter in un'ottica di Grid Forming. Costruire modelli di business performanti oggi in Italia è complesso. Noi stiamo seguendo molti progetti basati quasi esclusivamente sull'autoconsumo. Proponiamo anche l'arbitraggio energetico, che è una delle componenti di revenue stacking più semplici da implementare, ma è anche la meno remunerativa. Però bisogna fare attenzione: far fare continuamente cicli di carica e scarica alla batteria solo per fare arbitraggio puro è una delle attività che accelera maggiormente il decadimento delle celle al litio. Bisogna sempre bilanciare i modelli di business con i limiti fisici della tecnologia. I servizi di regolazione di frequenza, come riserva primaria, secondaria, terziaria, aFRR e mFRR, sono tecnicamente complessi da attuare in Italia. I BSP nel nostro Paese non sono ancora strutturati per gestirli con la stessa fluidità che i miei colleghi riscontrano in Germania o nel Regno Unito. Per i grandi impianti la strada è tracciata ma resta complessa. Se scendiamo di scala sul mercato C&I, all'imprenditore non serve spiegare cosa siano l'aFRR o la mFRR; non troverebbe un operatore in grado di gestirgliele facilmente sul mercato locale. Nel C&I la proposta si concentra sull'autoconsumo, un meccanismo solido che l'imprenditore comprende subito».

Ernest Juricic (Espe): «Oltre all'autoconsumo, per convincere l'imprenditore dobbiamo parlare di autosufficienza o autarchia energetica. L'investitore deve capire quanto potrà risparmiare complessivamente sulla bolletta elettrica grazie alla combinazione di fotovoltaico e batteria rispetto al suo profilo di consumo iniziale. Mostrare chiaramente la riduzione dei costi fissi e variabili tramite una batteria correttamente dimensionata è la chiave per far comprendere il ritorno dell'investimento».

Valter Pische (GoodWe): «GoodWe opera nel residenziale, nel C&I e nell'utility-scale. Se analizziamo l'evoluzione dello storage nel settore residenziale, cinque anni fa gli impianti erano composti solo da moduli e inverter di stringa e nessuno usava le batterie. Oggi quasi nessuno acquista più un inverter di stringa puro nel residenziale; tutti scelgono sistemi con accumulo integrato. Questo è successo perché l'utente si è studiato il business plan? No, è successo perché il mercato si è standardizzato e l'integrazione dell'accumulo è diventata una consuetudine tecnica ed estetica. Nel residenziale offriamo sistemi evoluti in cui l'interazione tra il piccolo impianto e la rete è gestita dall'intelligenza artificiale. È una tecnologia che abbiamo sviluppato all'estero e che stiamo portando in Italia; i clienti domestici iniziano ad apprezzarla, anche se l'acquisto dell'accumulo in sé è ormai dato per scontato. Utilizziamo il residenziale come palestra per salire di livello verso il C&I. Nel C&I la situazione è diversa. Fino ad agosto del 2025 i manager della nostra casa madre in Cina ci chiedevano continuamente perché non vendessimo i prodotti storage C&I pronti a magazzino. La risposta era semplice: in Italia la domanda era vicina allo zero e le statistiche di installazione non mostravano interesse. Poco prima dell'estate scorsa si è tolto il tappo e abbiamo assistito a un'esplosione di richieste. Spesso l'andamento è legato al passaparola

Domenico Genchi (Sigenergy): «Quando parliamo di Bess in ambito industriale, la regolamentazione deve tutelare anche chi investe il proprio capitale. Se viene concesso uno strumento incentivante in un determinato frangente e con certe regole, ci deve essere stabilità. Altrimenti, se le regole cambiano continuamente, gli investitori si spaventano e il mercato si blocca».

Franco Citron (Anie Rinnovabili): «Se un'azienda vuole installare fotovoltaico con accumulo, serve un'analisi attenta. Il sistema di accumulo introduce una complessità che va gestita. Se ci si limita a voler massimizzare l'autoconsumo, non basta; per ottimizzare i ricavi bisogna integrare altre gestioni, come i servizi di rete. Per fare questo è indispensabile un sistema EMS evoluto».

Fulvio Ferrari (Higeco More): «Alla domanda se siamo pronti a fare il grande salto, rispondo di no. Non siamo pronti per il salto, siamo pronti per la rincorsa. La direzione è indubbiamente quella corretta. Uso un'espressione forte: "No Bess, no Res". Non possiamo continuare a installare fotovoltaico senza abbinarvi lo storage».

o all'entusiasmo di poter risparmiare, ma a livello di business plan puro i numeri non sono ancora perfetti. Mostrare solo i numeri del rientro finanziario non è la strategia migliore per chiudere un contratto C&I in questo momento. Ogni progetto ha una logica a sé che va valorizzata e comunicata».

Giovanbattista Napolitano (Wattkraft): «La risposta degli imprenditori ha spesso una forte componente emotiva. Ad esempio, insieme a Espe abbiamo seguito un progetto importante, per un'azienda guidata da un imprenditore illuminato che ha sposato una forte missione di sostenibilità ambientale. Analizzando i dati abbiamo strutturato un ottimo impianto utility-scale da 1 MWh che ha una sua sostenibilità economica. In molti modelli proviamo a inserire l'arbitraggio, ma questo richiede configurazioni tecnologiche e sistemi EMS diversi rispetto a quelli usati per il solo autoconsumo, il che è difficile da far digerire al cliente sia in termini di costi sia di operatività. Gli investimenti in Bess saranno fondamentali: senza di essi non sarà possibile allacciare nuovi impianti rinnovabili su larga scala. Sto seguendo almeno quattro progetti industriali da 10 MW ciascuno che non parteciperanno ai servizi ancillari o alla regolazione di frequenza, ma che stanno in piedi autonomamente grazie al bilanciamento dei consumi interni».

Valter Pische (GoodWe): «GoodWe ha chiuso due progetti da circa 5 MWh ciascuno nel C&I in cui la scelta dello storage è legata a una visione più ampia: interazione con la rete, massimizzazione dell'autoconsumo e continuità di servizio tramite sistemi di back-up in caso di interruzione della rete elettrica per evitare fermi produzione. La domanda cresce ma va governata. I Bess industriali non sono macchine semplici; la vendita richiede un forte supporto tecnico in fase di installazione, assistenza, manutenzione e supervisione software. Lavoriamo ancora progetto per progetto. Siamo pronti nei 100 metri nel residenziale, mentre sul C&I stiamo facendo la rincorsa sulla maratona. Nell'utility-scale le logiche e i prodotti cambiano completamente. In questo segmento noi siamo attori passivi: forniamo l'hardware, come gli inverter PCS e le batterie, garantendo competitività su prezzi e prestazioni, ma lasciamo la gestione dei modelli economici e lo sviluppo degli EMS evoluti a società specializzate. Ho analizzato alcuni piani di investimento su pipeline di grandi dimensioni e la quantità di variabili che determinano i ricavi finali è tale da far venire il mal di testa dopo due ore di calcoli. Non c'è linearità per via del sovrapporsi di incentivi diversi e le aste del Macse sono state comunque limitate a pochi attori. Siamo pronti tecnicamente, ma mancano modelli di business stabili e univoci».

Stefano Peron (Nidec Conversion): «Negli impianti utility-scale gli operatori più maturi e strutturati chiedono contemporaneamente le quotazioni di Capex, ovvero le spese di conto capitale, e Opex, cioè le spese operative. Chi è meno strutturato si concentra solo sul costo iniziale rimandando la gestione operativa, ma l'investitore istituzionale ha bisogno di conoscere il costo complessivo dell'impianto lungo la sua intera vita utile. Se dobbiamo garantire a Terna un tasso di degradazione prestabilito o una determinata efficienza energetica del sistema, definita come Round Trip Efficiency, questi vincoli si ribaltano sul fornitore tecnologico. Associare subito il contratto di manutenzione Opex al Capex iniziale è fondamentale per garantire i rendimenti previsti dal business plan».

Valter Pische (GoodWe): «Questa focalizzazione sul solo Capex è una forma mentis che deriva dal fotovoltaico puro degli inizi, dove la configurazione pannello-inverter era tecnicamente semplice. La batteria introduce una complessità chimica ed elettronica che cambia completamente le regole del gioco».

Stefano Peron (Nidec Conversion): «Esatto. Abbiamo finalizzato contratti con operatori strutturati che gestiscono centrali termoelettriche e sanno cosa significhi la manutenzione di un asset energetico. Altri operatori che provenivano dal fotovoltaico puro si presentavano inizialmente con contratti standard: abbiamo dovuto spiegare che un impianto Bess presenta criticità aggiuntive. La garanzia sul degrado anno per anno, le prestazioni del sistema e il monitoraggio termico richiedono una gestione Opex definita sin dal primo giorno».

Davide Bartesaghi (SolareB2B): «I dati di vendita dei sistemi di accumulo in Italia del primo trimestre mostrava-

LA REDAZIONE DI SOLAREB2B. DA SINISTRA: MICHELE LOPRIORE, DAVIDE BARTESAGHI, MONICA VIGANÒ E ALDO CATTANEO

no una sofferenza sia nel residenziale sia nel C&I. Com'è proseguito l'andamento del mercato in questa prima metà dell'anno?»

Domenico Genchi (Sigenergy): «I miei dati risentono del fatto che rappresentiamo un brand nuovo sul mercato. Grazie a soluzioni tecnologiche distintive, come l'accoppiamento in corrente continua, registriamo una crescita nel residenziale e una fortissima espansione nel C&I, muovendoci in controtendenza rispetto al mercato generale. Ci stiamo affacciando ora nell'utility-scale e contiamo di crescere non appena completeremo la copertura documentale e le prime referenze storiche necessarie per accreditarsi con i grandi fondi».

Giovanbattista Napolitano (Wattkraft): «Per quanto ci riguarda, i mesi di gennaio e febbraio non sono andati benissimo rispetto agli anni scorsi. A marzo abbiamo visto una ripresa, aprile è andato molto bene, maggio ha registrato una flessione e giugno è stato nuovamente positivo. Se confrontiamo questo semestre con l'anno scorso, il bilancio complessivo pende a favore dell'anno precedente».

Davide Bartesaghi (SolareB2B): Quindi il 2025 ha registrato un calo sul 2024 e il 2026 mostra un ulteriore calo rispetto al 2025? La crescita si poggia esclusivamente sull'utility-scale?

Ernest Juricic (Espe): «L'utility-scale sta trainando il settore con una crescita importante, specialmente sul volume degli ordini contrattualizzati rispetto al consegnato immediato. Il C&I è stabile, il che in termini di trend significa crescita piatta o leggermente negativa, mentre l'utility-scale registra un forte incremento. I primi ordini stanno arrivando non solo per il FER X ma anche in vista delle evoluzioni del Clean Energy Package».

Davide Bartesaghi (SolareB2B): «Siamo in emergenza? Se continuiamo con questo sbilanciamento tra fotovoltaico e accumuli, rischiamo di compromettere la tenuta dei business plan come successo in Spagna o in Grecia per via dei prezzi a zero?».

Fulvio Ferrari (Higeco More): «Riguardo all'eventuale emergenza, non credo che l'Italia sia in una situazione di allarme immediato. Abbiamo circa 12 GWh di capacità installata complessiva. La quota principale si trova nel settore residenziale grazie al Superbonus 110%, pari a circa 5 GWh. Sebbene si tratti di batterie installate con logiche non centralizzate e con performance complessive da verificare, questi sistemi svolgono comunque il loro compito riducendo il carico sulla rete nelle ore serali. Per questo il rischio di un crollo dei prezzi di mercato dell'energia analogo a quello vissuto dalla Spagna è ridotto. Il problema emerge se confrontiamo le installazioni reali con le curve ottimistiche degli scenari energetici: sul fotovoltaico di taglia utility scale siamo in linea o leggermente sopra le stime, mentre sul Bess siamo decisamente sotto i target previsti. Se il divario continua ad ampliarsi, la mancanza di accumuli finirà per frenare lo sviluppo del fotovoltaico. La Spagna si è trovata in difficoltà anche perché non disponeva di una base di batterie diffusa e non aveva implementato tempestivamente le protezioni di interfaccia sugli impianti esistenti. In Italia gli adeguamenti massivi sulla rete ci hanno salvato e la nostra rete di trasmissione gestita da Terna rimane una delle migliori d'Europa.

All'estero la situazione spinge gli investimenti: in Romania molti clienti stanno inserendo batterie su tutti gli impianti fotovoltaici perché beneficiano di un mercato dei servizi ancillari molto dinamico, di una forte differenza di prezzo dell'energia tra il giorno e la notte e della presenza di prezzi negativi reali. In Italia i prezzi negativi sono teoricamente possibili ma limitati da vincoli tecnici ed economici che li rendono ancora poco applicabili, anche se le cose dovrebbero cambiare a breve».

Stefano Peron (Nidec Conversion): «Non siamo assolutamente in una situazione di emergenza di mercato, anzi siamo molto fiduciosi sulla crescita dello stoccaggio. Nidec Conversion ha raddoppiato i propri siti produttivi a Vicenza, Milano e in Francia proprio per rispondere alla domanda futura. Un settore in fortissima espansione è quello dei Data Center. Stiamo coprogettando un'infrastruttura per un grande operatore italiano che richiede ben 2 GWh di stoccaggio energetico. I data center sono strutture estremamente energivore che richiedono l'abbinamento di sistemi tradizionali con grandi batterie per garantire una disponibilità d'impianto del 99,9%. Sono applicazioni severe che richiedono elettronica di potenza sofisticata connessa all'alta tensione. Registriamo anche un forte interesse per installazioni C&I collocate in co-location con impianti fotovoltaici esistenti. Molti clienti industriali vedono i nostri container dedicati all'utility-scale e ci chiedono di installare uno o due moduli containerizzati per fare energy shifting sui loro impianti. Molti operatori privati scelgono di sviluppare progetti in modalità merchant, senza attendere i tempi lunghi dei bandi del Macse».

Giovanbattista Napolitano (Wattkraft): «Credo che, senza lo sviluppo del Bess, difficilmente riusciremmo a realizzare i gigawatt che auspichiamo, per un'esigenza tecnica evidente della rete. Quindi no, non siamo in emergenza oggi come oggi, ma potremmo esserlo a breve. A mio avviso bisogna assolutamente andare nella direzione presa da Terna, perché i meccanismi regolati come Macse e Capacity Market vanno sicuramente in quella direzione: la flessibilità di rete sarà un requisito indispensabile per realizzare impianti. È vero che abbiamo già una base di storage importante installata nel residenziale, ma a oggi è uno storage "ignorante"».

Davide Bartesaghi (SolareB2B): «Come rispondiamo alla mancanza di cultura energetica nel C&I e nella PMI per stimolare la domanda? Esiste la necessità di investire in formazione per la rete degli installatori meno strutturati?»

Ernest Juricic (Espe): «La mancanza di cultura nel C&I e la necessità di formazione spingono gli EPC ad approcciare il cliente in veste di consulenti tecnici e finanziari. Dobbiamo saper semplificare le informazioni. Per rispondere a questa esigenza abbiamo sviluppato un software interno per il settore C&I. Prendiamo il profilo di consumo del cliente con un dettaglio al quarto d'ora per l'intero anno, vi sovrapponiamo la produzione dell'impianto fotovoltaico esistente o di uno nuovo da realizzare, e simuliamo diverse taglie di batteria. Il sistema calcola il punto di ottimo matematico in cui il business plan offre il massimo rendimento finanziario. Proponiamo al cliente l'accumulo commerciale che più si avvicina a quella taglia ottimale, mostrando grafici semplici sull'autoconsumo e sull'autarchia energetica ottenibile. Evitiamo i tecnicismi estremi che farebbero scappare qualsiasi imprenditore. Recentemente un potenziale cliente voleva installare una batteria perché consigliato da terzi. Analizzando i suoi profili abbiamo notato che aveva già un autoconsumo del 92%: gli abbiamo spiegato che senza aumentare la potenza del fotovoltaico l'accumulo non avrebbe avuto senso economico. Il cliente ha apprezzato l'onestà e l'anno prossimo realizzerà con noi l'ampliamento del fotovoltaico e il relativo stoccaggio. L'imprenditore cerca il risparmio concreto in bolletta. L'anno scorso i prezzi delle batterie erano fuori scala e i business plan solo storage non funzionavano, tranne che per i pionieri tecnologici. Oggi i prezzi sono al limite della convenienza ma in costante discesa: il flusso di richieste è aumentato moltissimo negli ultimi 3-4 mesi, quasi sempre per sistemi accoppiati che uniscono fotovoltaico e Bess. Un nostro grande cliente estero che ha già sviluppato progetti Bess in Spagna e in Francia ci ha contattato per replicare gli stessi investimenti sugli impianti italiani, mettendo a disposizione il proprio team. Il mercato si sta muovendo. C'è poi la leva dei criteri ESG. Molte aziende multinazionali o grandi gruppi industriali hanno l'obbligo di investire in sostenibilità per migliorare il proprio posizionamento ESG. Un punteggio elevato permette loro di accedere a linee di finanziamento bancario a tassi agevolati o rappresenta un requisito obbligatorio per rimanere fornitori qualificati all'interno della filiera di altre grandi aziende. Lo stoccaggio da rinnovabili diventa così un investimento strategico che va oltre il semplice tempo di rientro economico».

Giovanbattista Napolitano (Wattkraft): «Sul tema della formazione e della cultura del mercato storage, credo che ci sia ancora un gap da colmare. Personalmente mi occupo più di grandi impianti, dove la competenza è alta, ma se si scende verso il basso la preparazione deve essere molto affinata. Già solo a parlare di arbitraggio, come dicevo prima, diversi professionisti si trovano in difficoltà. Va sicuramente fatto un lavoro in questo senso: noi facciamo molta formazione, ma a un certo punto anche quello non basta. Investire in formazione è necessario, ma bisogna investire soprattutto in competenza. Ribadisco che, per quanta formazione si possa fare, andrebbe cambiato soprattutto l'approccio al prodotto fotovoltaico, molto incentrato solo sul prezzo. Un'altra cosa importante è che la formazione andrebbe fatta non solo sugli installatori, ma anche tra di noi operatori. Ci vorrà del tempo, ma secondo me la direzione si può tracciare. Bisogna intervenire a monte: per arrivare a un obiettivo di cultura diffusa, dovrebbero cessare queste forme che "drogano" il mercato. Sulla formazione a livello di massa, qualcosa si sta muovendo. Lo dico perché, avendo avuto la fortuna di creare Solar Italy, dove abbiamo dedicato una rubrica alla divulgazione e all'informazione, mi rendo conto che il tema si sta diffondendo molto di più. Probabilmente, investendo nell'energia senza ricorrere a meccanismi di "drogaggio" del mercato, arriveremo di conseguenza verso l'obiettivo di una cultura diffusa. Sulla cultura tecnica del singolo operatore, credo che dobbiamo essere noi operatori più grandi a occuparcene. Non possiamo pretendere che l'installatore diventi da solo, come mi auspico da tempo, anche un po' consulente».

Davide Bartesaghi (SolareB2B): «La forte crescita delle auto elettriche, con dati che mostrano un incremento dell'88% in sei mesi in Italia, e l'elettrificazione dei consumi possono ridurre la necessità di stoccaggio centra-

lizzato o accelerare il rientro degli investimenti?»

Domenico Genchi (Sigenergy): «Il mercato dei consumi sta cambiando e coinvolge l'utente domestico che acquista l'auto elettrica. Chi fa questa scelta oggi lo fa principalmente se ha la possibilità di ricaricarla a casa tramite il proprio impianto: caricare esclusivamente alle colonnine pubbliche ha ormai costi equivalenti o superiori rispetto a un'auto a benzina. Molti utenti che hanno installato il fotovoltaico durante i vecchi Conti Energia o con il Superbonus vorrebbero aggiungere un accumulo o fare un revamping, ma si fermano perché il micro business plan domestico non mostra un rientro rapido senza un incentivo dedicato. In alcune regioni come il Friuli-Venezia Giulia esistono incentivi locali molto forti che, sommati alla detrazione fiscale, coprono fino al 90% del costo dell'impianto, di cui il 40% a fondo perduto. Questo modello di incentivazione stabile rilancerebbe il mercato residenziale e il lavoro degli installatori. Nel C&I dobbiamo fare formazione sui meccanismi del PUN e sulla variabilità dei costi energetici: molti imprenditori non conoscono queste dinamiche e rimangono perplessi quando si parla di arbitraggio. Non siamo ancora in emergenza di rete, ma se non acceleriamo l'adozione delle batterie e la semplificazione burocratica, la direzione verso l'emergenza diventerà inevitabile».

Franco Citron (Anie Rinnovabili): «Una nicchia interessante e in forte crescita è l'abbinamento dei sistemi di accumulo con le stazioni di ricarica auto ultra-veloce in corrente continua. Invece di richiedere investimenti massicci e costosi per l'adeguamento delle infrastrutture di rete elettrica per supportare potenze di ricarica elevate, si installa un Bess locale che accumula energia lentamente dalla rete a bassa potenza e la rilascia velocemente ad alta potenza durante la ricarica del veicolo, evitando elevati picchi di potenza impegnata».

Giovanbattista Napolitano (Wattkraft): «I nuovi modelli legati alla mobilità elettrica e all'integrazione tra stoccaggio e stazioni di ricarica rapida sono già il presente in mercati maturi come l'Olanda. In Italia la diffusione è stata rallentata dal minor numero di auto elettriche circolanti, ma la recente normativa che incentiva l'installazione di stazioni di ricarica ad alta potenza in prossimità dei caselli autostradali darà una forte spinta a questo modello di business».

Michele Lopriore (SolareB2B): «Le operazioni di revamping possono diventare una leva importante per la diffusione dei Bess?»

Ernest Juricic (Espe): «Assolutamente sì. Nei progetti di revamping e repowering si ottimizzano le superfici occupate dai vecchi moduli per installare nuova potenza fotovoltaica: lo studio accurato dei profili di carico permette di inserire il Bess con una marginalità economica molto chiara per il cliente».

Franco Citron (Anie Rinnovabili): «Aggiungo che dal punto di vista degli operatori è cambiato radicalmente il modo di vendere un impianto fotovoltaico. Anni fa lo si proponeva considerando pochissimi criteri: spazio disponibile sul tetto e i consumi annui complessivi. Oggi serve un'analisi minuziosa dei profili di carico e dei picchi di potenza impegnata. Spesso notiamo che le aziende pagano per una potenza impegnata molto superiore alle loro reali necessità attuali, probabilmente per l'efficientamento e ammodernamento di macchinari, o cambiamenti produttivi avvenuti negli anni. Ottimizzando la potenza impegnata grazie al Bess, riduciamo anche i costi fissi in bolletta. I nostri tecnici commerciali devono essere formati per offrire questa consulenza evoluta. Compito delle associazioni è anche promuovere la divulgazione dei cambiamenti tecnologici e dei servizi che questa transizione energetica ha introdotto».

Michele Lopriore (SolareB2B): «Se in Italia avessimo già una solida base di sistemi di stoccaggio utility scale connessi alla rete di trasmissione nazionale, registreremmo comunque i 150 GW di richieste di connessione in alta tensione che saturano virtualmente la piattaforma di Terna?».

Valter Pische (GoodWe): «Lì si sovrappongono fenomeni diversi. Siamo spesso interpellati da sviluppatori di progetti: ho avuto per le mani alcuni, progetti da circa 10 GW di accumulo ciascuno. Ho cercato di analizzare i business plan e, secondo me, non erano neanche così eccezionali come ritorno di investimento, eppure c'è chi ci investe. C'è in parallelo una tematica tecnica: la rete ha bisogno di essere stabilizzata. L'inverter deve dialogare in maniera intelligente con la rete e gestire l'accumulo in modo altrettanto intelligente per interagire con essa. Questo "cervello" è necessario perché la rete, da sola, va in saturazione, è il suo stesso funzionamento a portarla in saturazione, e quindi non può essere gestita diversamente. Il fatto che ci siano iper-applicazioni di nuovi progetti, secondo me, trascende la necessità tecnica e riguarda piuttosto quella dell'investitore. Veniamo all'Italia: oggi è considerata, per il fotovoltaico, un paese tripla A, strano a dirsi, ma è così, rispetto a tanti altri paesi. Perché? Perché c'è una legislazione al momento stabile e condizioni economiche, nonostante tutto, affidabili, per cui abbiamo una fila di investitori esteri interessati a investire nel fotovoltaico italiano. Ed è questo, secondo me, che sta creando una sovracapacità di richieste; ma la realtà è più speculativa che effettivamente legata a una necessità fotovoltaica. Diverso è il discorso, come dicevo e ribadisco: se il momento attuale della crescita del fotovoltaico non viene seguito dalla veloce diffusione dei Bess, il sistema non potrà sopravvivere. Questo, secondo me, è matematico».

© Riproduzione riservata