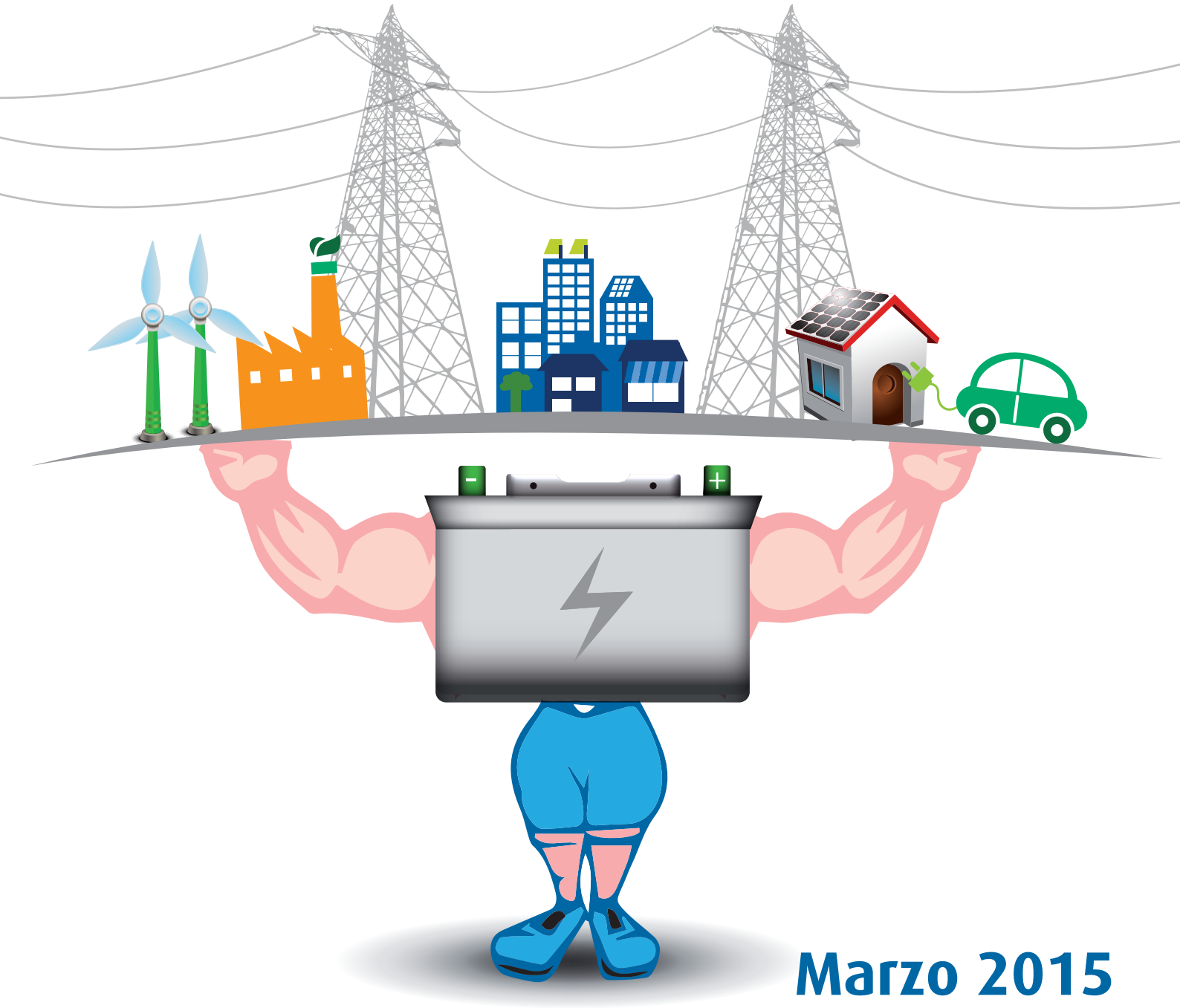
RSE Ricerca Sistema Energetico

ANIE FEDERAZIONE

CONFINDUSTRIA

ANIE ENERGIA

I SISTEMI DI ACCUMULO NEL SETTORE ELETTRICO



Marzo 2015

Indice

1. Executive summary pag. 2
2. I sistemi di accumulo e la regolazione primaria di frequenza pag. 8
3. Servizio di inerzia sintetica pag. 23
4. Partecipazione al mercato di bilanciamento da parte di SdA stand-alone pag. 29
5. Un accumulo integrato in un impianto a carbone pag. 34
6. Un accumulo integrato in un impianto eolico pag. 36
7. La regolazione di tensione pag. 38
8. Analisi costi-benefici di un SdA applicato a diverse utenze pag. 51
9. Il valore dei SdA nei sistemi elettrici delle isole minori pag. 65
Bibliografia pag. 73

CAPITOLO 1
EXECUTIVE SUMMARY

In un sistema elettrico caratterizzato da una sempre più rilevante produzione di energia da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), i sistemi di accumulo si propongono come una tecnologia strategica per garantire i servizi necessari alla stabilità e sicurezza del sistema elettrico e massimizzare l'autoconsumo, ottimizzando l'integrazione nel sistema elettrico della produzione delle fonti rinnovabili e aprendo la strada verso un sistema totalmente "decarbonizzato".
Fra le soluzioni tecnologiche disponibili o in fase di sviluppo per l'accumulo di energia elettrica, particolare interesse rivestono gli accumuli di tipo elettrochimico (batterie), grazie alla grandissima versatilità di impiego e modularità. Tali caratteristiche in linea di principio consentono di far fronte a tutte le esigenze degli utilizzatori e alle molteplici e complesse necessità del sistema elettrico, che potenzialmente si traducono nell'applicazione di Sistemi di Accumulo (SdA) diversissimi per tipo di servizio (dalla regolazione di frequenza, alla risoluzione di congestioni zonali, al "time shift", all'incremento dell'autoconsumo), taglia (da pochi kW nelle applicazioni domestiche alle decine di MW per sistemi connessi alla rete di trasmissione) e capacità di accumulo (da decine di secondi a decine di ore).
A fronte del notevole interesse e dei rilevanti benefici che i SdA in prospettiva presentano nei confronti sia degli utilizzatori che del sistema elettrico, vanno anche considerate le potenziali ricadute industriali, sia nell'ambito specifico dei materiali e delle tecnologie elettrochimiche, sia nei complementari settori della componentistica elettrica, dell'automazione e dell'elettronica di potenza.

In questo scenario, da un lato critico per l'evoluzione del sistema elettrico nei prossimi decenni, dall'altro ricco di opportunità di innovazione e di sviluppo industriale, appare importante affrontare alcune questioni aperte:

- Quali sono le applicazioni di maggiore rilievo ed interesse?
- In quali di queste applicazioni l'accumulo elettrochimico ha raggiunto o è prossimo alla competitività, nel contesto tecnologico, economico e regolatorio attuale?
- Quali mutamenti di scenario (costi e prestazioni della tecnologia, quadro normativo/ regolatorio) possono facilitare la diffusione dei sistemi di accumulo elettrochimico?

Scopo di questo studio è fornire prime risposte alle questioni accennate. Lo studio è il frutto della collaborazione fra due realtà italiane attive nel settore come RSE ed il Gruppo Sistemi di Accumulo dell'associazione ANIE Energia.

RSE, grazie alle attività svolte nell'ambito della Ricerca di Sistema per il Settore Elettrico, possiede competenze e continuamente sviluppa conoscenze sui sistemi di accumulo, sia attraverso lo sviluppo e la caratterizzazione di tecnologie elettrochimiche, sia con l'esecuzione di valutazioni tecnico-economiche sull'impiego dei SdA per la fornitura di servizi di rete, grazie anche allo sviluppo di appositi strumenti di simulazione.

Il gruppo Sistemi di Accumulo dell'associazione ANIE Energia è costituito da importanti e dinamiche aziende, sia nazionali che multinazionali, operanti in tutti i segmenti della filiera dei SdA elettrochimici. Il Gruppo promuove e svolge studi sulle prospettive dei SdA elettrochimico, in un costruttivo e propositivo rapporto con il mercato e con le Istituzioni del settore.

REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

Il servizio di regolazione primaria di frequenza oggi è reso dalle unità di produzione convenzionali di grosse dimensioni (>10 MVA), che riservano alla regolazione primaria l'1,5% della loro potenza nominale (10% nelle isole). Si tratta di un servizio obbligatorio e oggetto di remunerazione, su base volontaria, secondo l'energia di regolazione effettivamente fornita, in accordo quanto previsto dalla delibera 231/2013/R/EEL dell'AEEGSI. La progressiva diminuzione delle unità di produzione convenzionali in servizio per far posto a quelle FRNP, che hanno priorità di dispacciamento, riduce la potenza regolante disponibile, ma esiste un valore minimo di sicurezza che deve essere garantito al sistema elettrico. Assumendo di mantenere l'esenzione dalla fornitura della regolazione primaria per le unità FRNP (riservare una banda di potenza vorrebbe dire non sfruttare appieno la fonte rinnovabile, con conseguente riduzione dell'energia prodotta), si può ipotizzare che la corrispondente banda di regolazione sia fornita da SdA completamente dedicati a tale scopo. Tale ipotesi è stata valutata simulando l'erogazione del servizio da parte di un SdA, con riferimento a una sequenza di alcune settimane del valore della frequenza della rete italiana acquisito con apposita strumentazione. Il risultato della simulazione dimostra che, con l'attuale schema di remunerazione del servizio di regolazione primaria, i ricavi realizzati dalla batteria sono ben lontani dal coprire i suoi costi di investimento. Pertanto, qualora il contributo dei SdA alla regolazione primaria fosse ritenuto necessario per la sicurezza del sistema in quanto quello della generazione convenzionale non è più sufficiente, andrebbe individuato per questi un differente schema di remunerazione rispetto a quello oggi in vigore per gli impianti di generazione. Per esempio, si potrebbe adottare una remunerazione basata sulla capacità, come già oggi avviene in Germania con prezzi che si aggirano sui 4.000 €/ MW/settimana per tutti i generatori.

INERZIA DI SISTEMA

Fra le criticità di esercizio del sistema elettrico associate alla crescente penetrazione della generazione FRNP è importante considerare la riduzione dell'inerzia del sistema, una grandezza legata alla massa dei rotori (turbina-alternatore) delle macchine collegate alla rete. Infatti, i transitori di frequenza del sistema elettrico a seguito di guasti sono contrastati nei primi istanti dopo il guasto (fino a 500 millisecondi dall'insorgenza del guasto) dall'inerzia delle macchine rotanti. La rapidità e l'entità della risposta del sistema elettrico nei primi istanti successivi a un disturbo sono cruciali per garantire la stabilità e la continuità del servizio: un valore troppo basso dell'inerzia di sistema potrebbe non essere in grado di far fronte a una contingenza del sistema, che potrebbe diventare critica e provocare l'intervento dei dispositivi automatici di difesa del sistema elettrico, con conseguente disalimentazione di una parte del carico. Quando la generazione FRNP copre una quota rilevante del carico, oltre alla scarsità di capacità di regolazione (margine di riserva di potenza) precedentemente esaminata, può verificarsi nel sistema anche un deficit di inerzia. Infatti i generatori FRNP di solito non sono in grado di fornire risposta inerziale, perché non dispongono di un "volano" energetico (è questo il caso del fotovoltaico) o, quando lo possiedono (come nel caso dell'eolico), le tipologie di macchine elettriche con cui sono realizzati non offrono questa caratteristica. Le criticità sono particolarmente evidenti in sistemi elettrici isolati o debolmente interconnessi (per esempio, quello irlandese), ma si presentano ormai anche in sistemi interconnessi di grandi dimensioni. I SdA possono fornire una risposta in potenza molto rapida, rendendo disponibili per brevi periodi potenze anche nettamente superiori a quella nominale. Questa caratteristica può essere sfruttata, con l'ausilio di opportune logiche di controllo, per incrementare i margini di regolazione e migliorare la risposta inerziale dell'intero sistema elettrico considerato. Il contributo all'inerzia da parte di un SdA di 20 MW è stato simulato nel modello del sistema elettrico della Sardegna, valutando quantitativamente il supporto che il SdA è in grado di fornire alla stabilità della frequenza in occasione di gravi disservizi di rete che avvengano in presenza di grandi quantità di generazione FRNP in esercizio. Occorre tuttavia osservare che a oggi il mercato elettrico non prevede un riconoscimento economico di tale servizio, che si ritiene già intrinsecamente fornito dalle unità convenzionali in esercizio. Qualora risultasse necessario che tale servizio sia reso anche dai SdA, per sopperire alla carenza di generatori "rotanti", andrebbe prevista un'esplicita e adeguata remunerazione del servizio stesso, per contribuire al recupero dei costi di investimento.

PER IL MERCATO DI BILANCIAMENTO

Un SdA potrebbe contribuire alla flessibilità del sistema elettrico partecipando come unità indipendente al mercato del bilanciamento, con opportune offerte a salire (erogazione di energia) e a scendere (assorbimento di energia). Per valutare l'operatività e il risultato economico di un SdA dedicato a tale servizio, si è proceduto a simulare il comportamento di SdA, di diverse taglie e tecnologie, con riferimento alle offerte accettate sul Mercato di Bilanciamento nell'anno compreso tra Maggio 2013 e Aprile 2014. Per ciascun quarto d'ora di tale periodo è stato definito un prezzo di offerta a salire (PUP) e un prezzo di offerta a scendere (PDN) per l'energia gestita dal SdA. Le offerte presentate del SdA vengono quindi confrontate con quelle accettate in MB e quando risultano più convenienti vengono selezionate, con conseguente movimentazione di energia da parte del SdA. In caso di offerta accettata a salire, il SdA ne ottiene un ricavo, valorizzando al prezzo offerto PUP l'energia immessa in rete per quel quarto d'ora, con il limite della quantità di energia accettata e della quantità disponibile accumulata in precedenza. In caso di offerta accettata a scendere, il SdA sostiene un costo, valorizzando al prezzo offerto PDN l'energia prelevata dalla rete per quel quarto d'ora, con il limite della quantità di energia accettata e della quantità accumulabile in funzione dello stato di carica corrente. I risultati delle simulazioni evidenziano che il ritorno economico per il SdA è maggiore nelle zone Centro-Sud e Sicilia. Tuttavia anche in queste zone i margini ottenibili dal SdA non consentono di recuperare in modo completo i costi di investimento (ai valori attuali) entro la vita tecnica della batteria. Le simulazioni effettuate dimostrano che, stante il corrente quadro regolatorio, i costi della tecnologia e i prezzi dell'energia scambiata sui mercati dei servizi, i SdA ancora non si sostengono con gli attuali meccanismi di mercato. Tuttavia la situazione è in evoluzione, sia in termini di esigenze del sistema elettrico, nel quale i servizi oggi resi dagli impianti convenzionali potrebbero non essere più sufficienti a garantire la sicurezza del sistema determinando un sensibile aumento dei prezzi dei servizi stessi, sia sul fronte tecnologico, dove la maturazione delle soluzioni esistenti e lo sviluppo di nuove tecnologie di accumulo potrebbe portare a una decisa riduzione dei costi.

INTEGRAZIONE CON IMPIANTI A CARBONE

Si è considerata l'ipotesi di integrare un'unità termoelettrica alimentata a carbone con un SdA elettrochimico dimensionato per soddisfare l'obbligo di riserva primaria per la regolazione di frequenza imposto alle unità termoelettriche. La presenza del SdA consentirebbe di offrire sul mercato una quota aggiuntiva di producibilità, altrimenti riservata al servizio di regolazione della frequenza di rete.

La valutazione è stata eseguita prendendo a riferimento un moderno gruppo termoelettrico di grande taglia (660 MW lordi) ed i reali dati – energia offerta e venduta, prezzo di cessione sul Mercato del Giorno Prima (MGP) – relativi ad un periodo della durata di un anno. Si è considerato un SdA avente la potenza complessiva di 10 MW e 10 MWh, ipotizzando un investimento di 12 MEuro. Si è calcolata la quantità di energia che, in aggiunta a quella effettivamente venduta, sarebbe stata prodotta e venduta nel caso in cui la riserva primaria fosse stata garantita non già da una banda di potenza paria a 1,5% della potenza nominale (limitando così la potenza massima che l'impianto è in grado di produrre) ma mediante un SdA. Sono stati detratti gli autoconsumi e le perdite energetiche associabili al SdA.

Sulla base dei dati relativi al periodo esaminato è stato calcolato un "potenziale maggiore ricavo" pari a 3,1 M€ e, considerando i citati costi marginali di produzione e quelli associati all'autoconsumo del sistema di accumulo, si determina un "potenziale maggiore guadagno" pari a 1,7 M€.

Supponendo che i valori assunti per i calcoli possano essere ritenuti mediamente validi come riferimento anche per gli anni futuri, il potenziale maggiore guadagno associato alla soluzione prospettata (1,7 M€/anno) sarà in grado di ripagare l'investimento necessario per l'acquisto del sistema di accumulo in 7 anni. Raggiunto tale traguardo, si suppone che le batterie impiegate – a seguito dell'adozione di una oculata strategia di gestione dello stato di carica e di un grado di utilizzo non particolarmente gravoso (scariche poco profonde e non molto frequenti) – possano ancora godere di un residuo margine di vita utile, durante il quale generare profitto.

INTEGRAZIONE CON IMPIANTI EOLICI

Allo stato attuale, gli impianti eolici non sono tenuti a partecipare alla regolazione della frequenza di rete, come invece richiesto alle centrali tradizionali. Essi devono fornire un contributo in regimi di sovrafrequenza particolarmente severi, riducendo la propria immissione in rete secondo quanto richiesto dal Codice di Rete (se si tratta di impianti rilevanti connessi alla RTN) o dalle norme CEI 0-16 e 0-21 (in caso di impianti connessi alla rete di distribuzione in media o bassa tensione). E' però plausibile che il quadro regolatorio e normativo possa nel prossimo futuro subire modificazioni. Si sono quindi ipotizzati due possibili scenari che vedrebbero il gestore del parco eolico tenuto a fornire un contributo ai servizi di rete riservando, (ipotesi alternative assunte):

- una banda fissa – per riserva primaria – pari all'1,5% della potenza nominale, se l'impianto è in funzione con potenza superiore al 5% della stessa;
- una banda variabile, pari all'1,5% della potenza istantanea prodotta.

Il proprietario del parco dovrebbe quindi erogare tale servizio riservando una banda di funzionamento e quindi perdendo produzione rispetto alla disponibilità della fonte primaria (soluzione base) oppure asservire all'erogazione della riserva primaria un SdA dedicato, in modo da non intaccare la producibilità del parco.

L'analisi del caso viene svolta prendendo in considerazione un parco eolico realmente esistente –caratterizzato da una potenza nominale installata di 106 MW – , per il quale erano disponibili informazioni relative alla produzione effettivamente realizzata nel corso di un esercizio annuale.

La valutazione economica è stata eseguita considerando due distinte eventualità:

- tariffa incentivante pari al valore a base d'asta ridotto del 10%;
- come sopra, ridotto del 30% (massimo ribasso possibile).

La base d'asta è rappresentata dalla tariffa incentivante omnicomprensiva fissata per l'anno 2013, pari a 127 €/MWh.

Qualora la banda di riserva primaria venga garantita dal parco di generazione stesso, ciò implica una decurtazione dell'energia prodotta, rispetto a quella effettivamente producibile, pari all'ampiezza della banda.

Per evitare tale perdita, si è supposto di installare un SdA tale da soddisfare il requisito dell'1,5% della potenza nominale del parco eolico, cioè 1,59 MW. L'investimento stimato è di 1,91 M€.

Il tempo di rientro dell'investimento è stato calcolato rapportando il costo di acquisto del SdA alla differenza tra la perdita economica evitata ed il costo funzionamento del SdA.

Nel caso in cui si assuma l'obbligo di mantenere una riserva primaria fissa, proporzionale alla potenza nominale che il parco eolico è in grado di produrre (1,5% di Pnom), il tempo di rientro dell'investimento è stimabile in a 2 anni e mezzo se si considera un ribasso d'asta del 10%, 3 anni e mezzo se si considera un ribasso d'asta del 30%.

Nel caso in cui si assuma l'obbligo di mantenere una riserva primaria variabile, proporzionale alla potenza che il parco eolico produce istante per istante (1,5% di Pist), il tempo di rientro dell'investimento – a prescindere dai costi finanziari dell'operazione – è stimabile essere pari a 9 anni e mezzo se si considera un ribasso d'asta del 10%, che diventano oltre 12 anni considerando un ribasso d'asta del 30%.

LA REGOLAZIONE DI TENSIONE

Uno dei servizi di rete che i SdA possono fornire consiste nel contributo alla regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva. Si tratta in realtà di una caratteristica propria del sistema di conversione, in grado di sfasare la corrente in anticipo o in ritardo rispetto alla tensione ai morsetti di macchina, fino ai limiti di corrente del convertitore stesso.

Per quanto riguarda gli impianti connessi alle reti di alta tensione, valgono i requisiti stabiliti dai gestori delle reti di trasmissione, quando disponibili, in quanto si tratta di dispositivi innovativi, legati spesso a installazioni sperimentali, soprattutto per queste taglie. In Italia ad esempio, Terna ha già individuato le caratteristiche di questo servizio per i SdA che sta realizzando sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e che potranno ragionevolmente costituire i requisiti per futuri impianti costruiti da privati.

Per i SdA connessi alle reti di media e di bassa tensione, sono recentemente state pubblicate le varianti delle norme CEI 0-16 e 0-21, che fissano i requisiti in termini di servizi alla rete per i SdA, fra cui la regolazione di tensione. La regolazione di tensione oggi non è oggetto di remunerazione specifica per gli

operatori di mercato, rientrando tra i servizi obbligatori forniti dalle unità di produzione rilevanti, oppure garantita dallo stesso gestore di rete tramite l'installazione di specifici dispositivi (es. banchi di condensatori) considerati come parte della rete di trasmissione. Con il progressivo aumento delle risorse – anche di piccola taglia – in grado di fornire tale servizio, l'attuale situazione regolatoria potrebbe però evolvere verso forme di remunerazione esplicita del servizio con prezzi regolamentati o fissati da specifiche soluzioni di mercato.

I SERVIZI PER L'UTENTE/PRODUTTORE

La forma di autoproduzione da fonti rinnovabili più frequentemente applicata da diverse categorie di piccoli e medi utenti è basata su impianti fotovoltaici, tipicamente sulle coperture degli edifici.

Negli ultimi anni si sono succeduti più provvedimenti per incentivare la produzione di energia da conversione fotovoltaica (Conto Energia). Con l'ultimo provvedimento (Quinto Conto Energia) è cambiato il meccanismo di incentivazione. Mentre con i precedenti provvedimenti veniva incentivata allo stesso modo tutta l'energia prodotta e si poteva usufruire dello "scambio sul posto" (ovvero era possibile e vantaggioso utilizzare la rete elettrica come un accumulo di energia virtualmente infinito), con il Quinto Conto Energia è stata introdotta l'incentivazione dell'autoconsumo, cioè dell'energia FV che viene contestualmente consumata là dove è collocato l'impianto FV. Con la fine delle incentivazioni è comunque rimasta conveniente la formula dell'autoconsumo, in quanto il prezzo di acquisto dell'energia elettrica è maggiore di quello di vendita. Per aumentare la frazione di autoconsumo del FV è possibile utilizzare i SdA installati nell'impianto elettrico dell'utente.

È stata svolta un'analisi costi/benefici di un SdA per tre tipologie di utenti, nell'ipotesi che venga eliminata la disciplina dello scambio sul posto anche per le installazioni di potenza inferiore ai 200 kW:

- utenti domestici
- utenti industriali
- utenti del terziario

Per gli utenti domestici si è fatto riferimento ai dati di monitoraggio dei consumi di energia elettrica su base oraria di un campione di circa 400 clienti, per i quali è disponibile il consumo orario per un intero anno. Si è ipotizzato che ciascun utente del campione fosse dotato di un impianto fotovoltaico da 3 kW la cui produzione in parte soddisfa il consumo dell'utente (autoconsumo) e in parte viene immessa in rete. Per aumentare la quota di autoconsumo si è supposto di installare presso l'utente un SdA di taglia crescente: quanto più grande è la taglia dell'SdA tanto maggiore è la quota di autoconsumo e quindi il beneficio per l'utente. In base ai prezzi assunti per il SdA, tale beneficio risulta però insufficiente a giustificare l'investimento nel SdA, non solo ai prezzi attuali ma anche nel caso di una riduzione del 50% del prezzo del SdA (in tal caso, solo il 3% degli utenti del campione trarrebbe un beneficio economico dal SdA).

Anche nel caso degli utenti di tipo industriale e terziario considerati nei casi di studio descritti nel rapporto, l'installazione di SdA è risultata, per i casi reali esaminati, di scarso interesse, dal momento che la potenza realisticamente installabile da fonte rinnovabile (fotovoltaico) è limitata dalle superfici di copertura e risulta una frazione modesta dei fabbisogni elettrici degli utenti, per cui la frazione di autoconsumo risulta molto elevata anche senza l'impiego degli accumuli.

L'ACCUMULO NELLE ISOLE NON CONNESSE

Il caso delle piccole isole non connesse alla rete nazionale appare intuitivamente come una situazione particolarmente favorevole allo sfruttamento delle fonti rinnovabili; come conseguenza quasi inevitabile di una maggiore produzione da rinnovabili e di una riduzione dell'impiego di combustibili, tale situazione comporta una forte propensione all'impiego di sistemi di accumulo.

Come esempio su cui valutare in modo quantitativo tali opportunità, è stata esaminata la situazione dell'isola di Pantelleria.

Le fonti rinnovabili dotate di un potenziale significativo sono in quel caso la geotermia, il fotovoltaico e l'eolico. Sono stati sviluppati differenti scenari con differente penetrazione delle fonti e per ciascuno sono state valutate diverse soluzioni di

integrazione di differenti SdA, le cui configurazioni si basano sulle tecnologie attualmente più diffuse e su quelle più promettenti per i prossimi anni. Nei casi risultati di maggior interesse, il confronto fra la situazione con e senza SdA evidenzia come i sistemi di accumulo consentano di recuperare l'eccesso di produzione da rinnovabili, incrementando lo sfruttamento del potenziale di produzione da tali fonti. Nella situazione più vantaggiosa, un SdA adeguatamente dimensionato abbatte di quasi il 50% la produzione da FRNP altrimenti non utilizzabile, pari al 9% del potenziale di produzione della capacità FRNP installata, di conseguenza riducendo del 10% il consumo di gasolio e le emissioni di CO_2. Il tempo di ritorno dell'investimento in questo caso si colloca fra 7 e 8 anni. Tempi di ritorno ancora più brevi si hanno quando l'esubero di produzione da FRNP è maggiore (es. 35%), ma in questo caso la riduzione dell'esubero è percentualmente più bassa (12%), e quindi rimane una rilevante quota di energia rinnovabile non sfruttata che impatta negativamente sulla profittabilità dell'investimento della potenza FRNP che si suppone di installare.

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

L'analisi effettuata su diversi casi applicativi evidenzia la grande varietà di situazioni nelle quali è possibile ipotizzare un impiego di SdA elettrochimico al servizio del sistema elettrico.
I SdA risultano convenienti, ai prezzi di mercato e sulla base delle regolamentazioni attuali, solo in alcune specifiche situazioni, fra cui si citano l'integrazione in impianti alimentati a carbone, dove l'accumulo consente di assolvere all'obbligo di riserva primaria senza limitare la producibilità della centrale, e l'installazione in piccole isole non connesse alla rete nazionale, dove la produzione da fonti rinnovabili è concorrenziale rispetto all'attuale produzione tramite impianti a gasolio e un SdA adeguatamente dimensionato è in grado di ridurre significativamente la produzione da fonti rinnovabili che verrebbe tagliata, con conseguente riduzione delle emissioni e degli esborsi per acquisto di combustibili
In altre situazioni (ad esempio i servizi di bilanciamento) la convenienza dell'impiego dei SdA non è lontana e potrebbe essere raggiunta nei prossimi anni grazie al miglioramento delle tecnologie e alla produzione di più vasta scala, con importanti riduzioni dei prezzi.
Va sottolineato che le analisi svolte hanno costantemente adottato l'approccio semplificato e prudenziale di considerare sistemi che assolvano ad un'unica funzione, e presentino quindi un solo meccanismo di remunerazione. In varie situazioni, sia nelle applicazione di rete che in quelle domestiche, è possibile concepire un utilizzo combinato del medesimo SdA per diversi scopi (ad esempio, presso gli utenti,svolgendo le funzioni di gruppo di continuità, riduzione dei picchi di prelievo, autoconsumo della produzione fotovoltaica locale) ed in questi casi è ovvio attendersi un sensibile miglioramento degli indici di redditività.

CAPITOLO 2

I SISTEMI DI ACCUMULO E LA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

2.1 DESCRIZIONE DEL SERVIZIO

In un sistema elettrico l'energia prelevata dalle unità di consumo è bilanciata dall'energia immessa in rete dalle unità di produzione. A questa condizione di funzionamento è associato un valore istantaneo della frequenza molto prossimo al valore nominale (50 Hz). In caso di uno sbilancio istantaneo di potenza, nel sistema si innesca un transitorio di frequenza: sovrafrequenza, se lo sbilancio è un eccesso di potenza generata; sottofrequenza, se è un deficit di potenza generata. Allo scopo di preservare la stabilità e continuità di funzionamento del sistema, le unità di produzione abilitate sono tenute a fornire al sistema opportuni servizi di regolazione della frequenza. Essi si distinguono in

- servizio di regolazione primaria;
- servizio di regolazione secondaria;
- servizio di regolazione terziaria.

Il servizio di regolazione primaria ha lo scopo di contenere lo scostamento della frequenza nel più breve tempo possibile, evitando l'intervento dei sistemi di difesa con conseguente disalimentazione del carico. Allo scopo, alle unità di generazione e ai dispositivi abilitati (es. sistemi in corrente continua) in servizio è richiesto di modulare opportunamente la potenza scambiata con la rete in risposta allo scostamento di frequenza rilevato in rete. In particolare, le unità di produzione abilitate sono dotate di regolatori primari di velocità.

Il servizio di regolazione secondaria ha invece lo scopo di ripristinare la frequenza al suo valore iniziale (pre-evento) e di riportare al valore programmato gli scambi di potenza con le aree adiacenti. In questo modo il sistema è in grado di riportarsi nuovamente in una condizione di funzionamento di equilibrio.

Il servizio di regolazione terziaria ha lo scopo di ripristinare opportunamente i margini di potenza necessari per effettuare la regolazione primaria e secondaria. In pratica l'intero sistema è in grado di fronteggiare, in condizioni di sicurezza, un nuovo evento perturbante.

L'azione e le tempistiche dei tre servizi di regolazione sono illustrate in modo semplificato in Fig. 2.1.

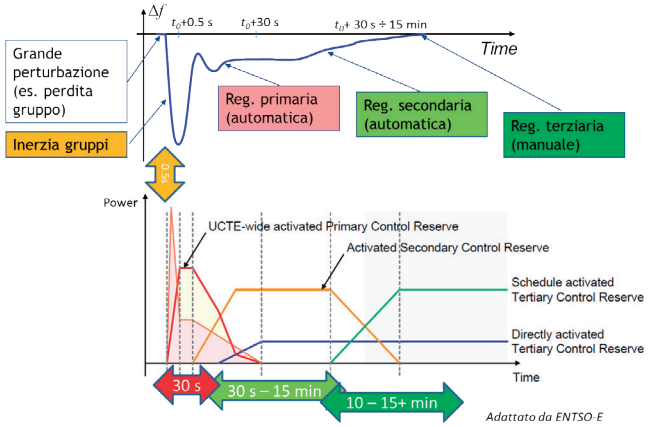


Fig. 2.1 – Classificazione e caratteristiche delle regolazioni di frequenza. A sinistra è evidenziata inoltre la risposta inerziale.

In Italia, in base al Codice di Rete TERNA, il servizio di regolazione primaria (si vedano [1], [2]) deve essere obbligatoriamente fornito da tutte le unità di produzione con potenza efficiente non inferiore a 10 MW, ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili[1]. A tale riguardo, si evidenzia che l'AEEGSI, nella delibera 231/2013/R/eel [3], aveva prescritto che TERNA procedesse "ad approfondire quanto evidenziato nell'ambito della propria risposta al documento per la consultazione 508/2012/R/eel in merito all'opportunità di estensione dell'obbligo di fornitura del servizio di regolazione

[1]Sono escluse dall'obbligo del servizio anche le unità di produzione che usano come fonte energetica il gas di discarica o i gas residuati dei processi di depurazione.

primaria alle UP di taglia inferiore a 10 MVA, dando riscontro di tale approfondimento all'Autorità entro il 31 dicembre 2013". A gennaio 2015 non risulta che TERNA abbia fornito il riscontro richiesto.

Le unità abilitate alla fornitura del servizio localizzate nell'Italia continentale ed in Sicilia, quando quest'ultima è interconnessa al resto della Rete di Trasmissione Nazionale, devono mettere a disposizione una semibanda di regolazione non inferiore all'1,5% della potenza efficiente. Le unità abilitate site in Sardegna e quelle site in Sicilia, quando quest'ultima non risulta interconnessa con la rete continentale, devono invece mettere a disposizione una semibanda di regolazione non inferiore al 10% della potenza efficiente.

In termini di prestazioni, la variazione di potenza generata richiesta all'unità di produzione deve essere erogata per almeno metà entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza e completamente entro 30 secondi, dopodiché la nuova potenza generata deve essere stabilmente mantenuta per almeno 15 minuti (in assenza di ulteriori variazioni di frequenza).

Ogni unità di produzione abilitata a partecipare alla regolazione primaria deve essere dotata di regolatore di velocità con grado di "statismo[2]" (permanente) impostabile tra 2% e 8% nell'intervallo di frequenza 47,5-51,5 Hz per qualunque carico compreso fra il minimo tecnico e la potenza massima erogabile. Per le unità idroelettriche è richiesto un valore di taratura 4%, mentre per quelle termoelettriche 5%.

Il Codice di Rete TERNA esclude la partecipazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) e della Generazione Distribuita (GD) a prestare i servizi di dispacciamento. Agli impianti di tipo FRNP rilevanti e alla GD è per ora richiesto soltanto di fornire un supporto alla difesa del sistema elettrico, secondo quanto stabilito nel Codice di Rete stesso (in particolare negli Allegati A17, A68 e A70 [4]) e nelle regole tecniche di connessione alla rete di distribuzione in media e bassa tensione (Norme CEI 0-16 e CEI 0-21). In particolare, per quanto riguarda la regolazione di frequenza, è prevista la modulazione a scendere della potenza erogata (secondo uno statismo di regolazione impostabile compreso fra 2% e 5%, con un valore di taratura tipico del 2,4%) durante situazioni di emergenza caratterizzate da valori di frequenza superiori a 50,3 Hz, mentre il contributo alla sicurezza del sistema in regimi di sottofrequenza è tuttora allo studio. Alcune unità eoliche, situate in zone di mercato particolarmente critiche e non dotate dei sistemi di regolazione a scendere della potenza, sono provviste di un sistema di alleggerimento (a partire dal 2010 - Allegato A64 [4]).

Recentemente sono state introdotte due varianti alle norme CEI 0-16 e 0-21 ([5], [6]) con prescrizioni dedicate ai sistemi di accumulo: è richiesto che i sistemi di accumulo forniscano supporto alla rete in particolari condizioni degradate, sia in sovra- che in sottofrequenza.

2.2 LA NECESSITÀ DEL SERVIZIO NELLA SITUAZIONE ITALIANA ATTUALE E NEGLI SCENARI FUTURI

La penetrazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), che godono di priorità di dispacciamento, fa sì che sempre meno impianti convenzionali siano chiamati a produrre per soddisfare la domanda (quest'ultima, per di più, si è ridotta a causa della recente crisi economica). Ciò comporta, fra l'altro, una riduzione delle risorse disponibili per i servizi di dispacciamento necessari alla sicurezza del sistema, fra cui la regolazione primaria di frequenza. Per quanto riguarda quest'ultimo servizio in particolare, poiché le unità di produzione abilitate lo forniscono in banda fissa (1,5% della potenza efficiente o 10% nelle isole, come specificato in precedenza), ne consegue una progressiva riduzione della banda di regolazione complessiva disponibile in ogni istante. Tale fenomeno viene da tempo evidenziato nella sua criticità anche da TERNA, come riportato nella seguente Fig. 2.2 (nella quale la curva 2013 risulta molto più bassa delle altre, in quanto non fa riferimento all'intero anno).

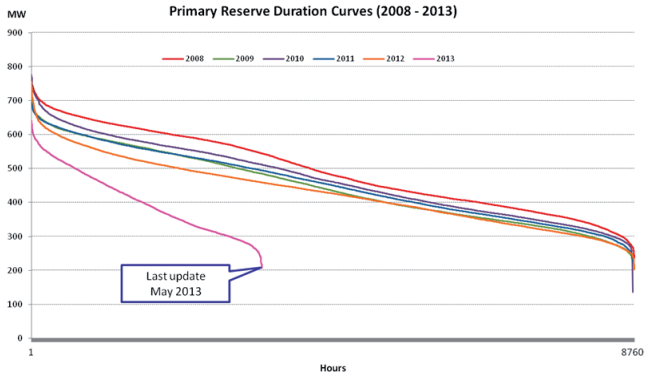


Fig. 2.2 – Curve di durata della riserva primaria (fonte: [7]).

[2]Per statismo permanente (s) si intende il rapporto tra la variazione percentuale a regime della frequenza di rete e la corrispondente variazione percentuale di potenza del generatore, conseguente all'azione di regolazione primaria: $s = -\frac{\Delta f}{f_{50Hz}} \frac{P_{nom}}{\Delta P} \times 100$

La semibanda minima che l'area di controllo italiana dovrebbe rendere disponibile è pari ad una frazione della banda complessiva (3000 MW) richiesta a livello dell'intera area di controllo europea ENTSO-E; la frazione corrisponde al rapporto tra le energie prodotte annualmente nell'area di controllo italiana ed in quella complessiva europea. A titolo di esempio, nel 2009 l'area Italia era tenuta a rendere disponibile un contributo minimo di 321 MW di riserva primaria. Il codice di rete ENTSO-E prevede inoltre che ciascuna area di controllo possa incrementare il suo contributo del 30% per far fronte a parte degli obblighi assegnati ad altre aree di controllo. Tenendo tuttavia conto del fatto che l'Italia è un'area periferica con limitata capacità di scambio con il resto del sistema ENTSO-E, può essere interessante valutare per l'area di controllo italiana anche il soddisfacimento del requisito minimo incrementato del 30%.

Come si può notare dalla Fig. 2.2, negli anni recenti a cui tale figura fa riferimento il requisito minimo per l'anno 2009 di 321 MW non risulta soddisfatto in un numero tutto sommato limitato di ore, mentre l'eventuale requisito di 417 MW (incremento del 30% del contributo minimo) risulterebbe non soddisfatto in qualche migliaio di ore.

A tale riguardo, si è proceduto ad effettuare una valutazione sul soddisfacimento di tali requisiti in uno scenario focalizzato sull'anno 2020, che vede uno sviluppo della domanda e delle fonti rinnovabili in linea con il "Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia" (PAN), con l'eccezione del fotovoltaico, per il quale si è assunta una potenza installata pari a 25 GW.

I risultati della simulazione (Fig. 2.3 e Fig. 2.4) mostrano che un requisito minimo di 321 MW non è rispettato in quasi 600 ore. Le quantità per cui il requisito non è rispettato non sono peraltro di grande entità. Molto diversa è la situazione se si considera il requisito minimo aumentato del 30%: in tal caso, il requisito non è rispettato in circa 3800 ore, per quantità anche nient'affatto trascurabili.

Occorre notare peraltro che lo scenario disegnato nel PAN è caratterizzato da assunzioni sullo sviluppo della domanda particolarmente ottimistiche, se valutate alla luce degli effetti recenti della crisi economica: la situazione al 2020 in termini di banda di riserva primaria disponibile potrebbe quindi risultare più critica di quella qui valutata.

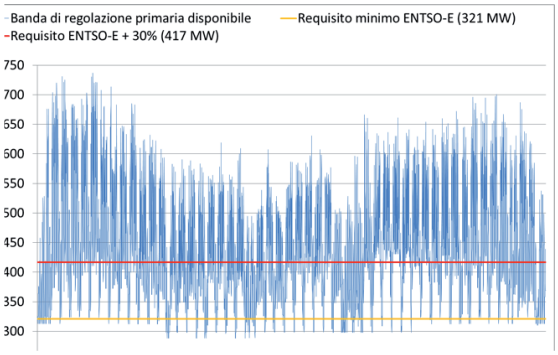


Fig. 2.3 – Banda di regolazione primaria disponibile nello scenario 2020 considerato (curva cronologica).

Tutto ciò a normativa attuale, che vede l'obbligo per gli impianti di potenza efficiente non inferiore a 10 MW di fornire una banda di regolazione primaria di ampiezza pari all'1,5% di tale potenza. Se tale banda venisse incrementata anche solo dello 0,5%, le ore in cui il requisito minimo aumentato del 30% non sarebbe soddisfatto si ridurrebbero drasticamente, come mostrato in Fig. 2.5.

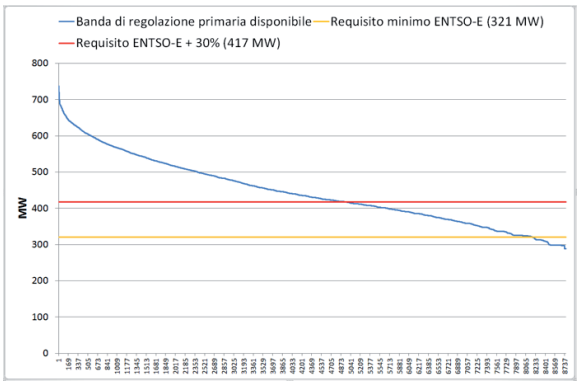


Fig. 2.4 – Banda di regolazione primaria disponibile nello scenario 2020 considerato (curva di durata).

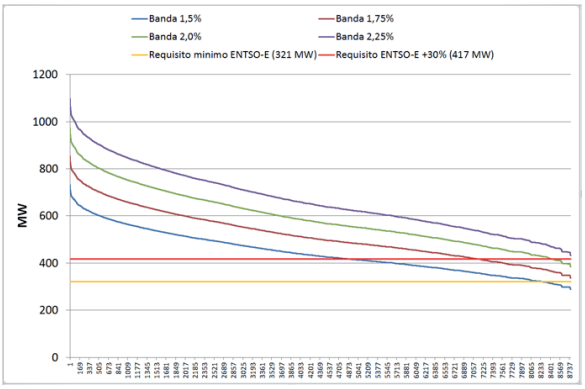


Fig. 2.5 – Banda di regolazione primaria disponibile nello scenario 2020 di riferimento al crescere della banda richiesta a ciascun impianto (curva di durata).

A seguito dell'incremento delle FRNP, le criticità evidenziate dal Gestore di rete Terna circa l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento hanno indotto l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) a prendere in esame l'ipotesi di estendere alla GD (impianti non rilevanti, di tipo convenzionale o FRNP) la partecipazione alla fornitura dei servizi di rete (DCO 354/2013 [8]).

Inoltre, l'AEEGSI ha affrontato il problema derivante dal fatto che i programmi di immissione delle unità rilevanti in esito ai vari mercati, eventualmente modificati da ordini di dispacciamento e da contributi alla regolazione secondaria, costituiscono il riferimento rispetto al quale calcolare gli sbilanciamenti ed i relativi oneri: tali programmi non tengono conto dell'eventuale contributo alla regolazione primaria, il quale risulta quindi a tutti gli effetti assimilato ad uno sbilanciamento. A tale riguardo, l'AEEGSI ha quindi previsto la possibilità, su base volontaria, di installare sulle unità di produzione specifici apparati di misura in grado di quantificare il contributo alla regolazione primaria (evitandone quindi l'imputazione a sbilanciamento) e di remunerarlo opportunamente (Delibere n. 231/2013/R/eel [3] e 66/2014/R/eel [9] e Allegato A73 al Codice di Rete Terna [10]).

Questi fatti possono preludere alla definizione di nuove modalità di approvvigionamento delle risorse per la regolazione primaria, che coinvolgano gruppi convenzionali non rilevanti o generatori FRNP.

In questa prospettiva, l'opportunità di partecipare ai servizi di rete va estesa anche a nuovi componenti dinamici, quali i Sistemi di Accumulo (SdA) elettrochimico [13], i quali potrebbero operare autonomamente come singole unità dispacciabili oppure associati a impianti FRNP. In particolare, la presenza dell'accumulo potrebbe rendere più interessante la partecipazione delle FRNP all'offerta di servizi, permettendo un utilizzo più flessibile delle FRNP stesse senza limitare lo sfruttamento della fonte primaria.

2.3 LA REMUNERAZIONE DEL SERVIZIO

Con la delibera 231/2013/R/eel [3] l'AEEGSI ha inteso introdurre un meccanismo che permettesse di escludere dagli sbilanciamenti delle Unità di Produzione (UP) il contributo alla regolazione primaria dalle stesse eventualmente fornito, tramite la sua misurazione e la sua conseguente inclusione nel programma di immissione; a tale scopo, è necessaria l'installazione presso le UP di apparati di misura idonei a contabilizzare il contributo fornito.

A partire dal 1° luglio 2014, le UP possono quindi accedere al suddetto meccanismo su base volontaria e sostenendone i relativi oneri in termini di installazione dell'apposita apparecchiatura e delle necessarie certificazioni.

Disponendo quindi della misura del contributo alla regolazione primaria, servizio in precedenza obbligatorio e non remunerato, l'AEEGSI nella suddetta delibera ha previsto anche una remunerazione di tale servizio, con le seguenti modalità:

- per la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a salire (regolazione in sottofrequenza) di ciascuna UP in un dato periodo rilevante, si assume a riferimento il prezzo zonale di vendita registrato sul Mercato del Giorno Prima (MGP[3]) nella zona in cui è localizzata l'UP, aumentato di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra due valori [14]:
  - il prezzo medio ponderato (p_1) delle offerte accettate per la regolazione secondaria a salire sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), pari a 141,44 €/MWh nell'anno 2013;
  - la media (p_2) dei prezzi zonali di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative zone, pari a 62,18 €/MWh nell'anno 2013;
- per la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a scendere (regolazione in sovrafrequenza) di ciascuna UP in un dato periodo rilevante, si assume a riferimento il prezzo zonale di vendita registrato sul MGP nella zona in cui è localizzata l'UP, ridotto di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra:
  - la media (p_3) dei prezzi zonali di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative zone, pari a 72,27 €/MWh nell'anno 2013;
  - il prezzo medio ponderato (p_4) delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere sul MSD, pari a 16,04 €/MWh nell'anno 2013.

Questo modello regolatorio prevede quindi la remunerazione

[3] I prezzi zonali di vendita sul MGP sono disponibili sul sito del GME (www.mercatoelettrico.org).

del contributo in energia fornito alla regolazione primaria.
Altri modelli regolatori, quale quello tedesco, prevedono invece una remunerazione in potenza della banda di regolazione resa disponibile. In Germania, infatti, si tengono aste settimanali [11] i cui risultati recenti mostrano remunerazioni dell'ordine dei 3750 €/MW/settimana.
Il modello francese [12] prevede invece sia una remunerazione in potenza (pari a 9,06 €/MW per ogni mezz'ora[4]), che in energia (pari a 10,43 €/MWh).

2.4 VALUTAZIONI TECNICO-ECONOMICHE DI UN SDA ASSERVITO ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA

Impostazione dello studio

Di seguito si riportano alcune valutazioni tecniche ed economiche del possibile contributo di SdA elettrochimici a supporto della regolazione primaria di frequenza. Allo scopo è stato simulato il funzionamento di un SdA stand-alone asservito a una logica di regolazione primaria di frequenza. Il contributo di energia scambiata in regolazione è stato successivamente valutato in termini economici sotto opportune ipotesi. La risposta del SdA è stata simulata usando diverse strategie di gestione dello stato di carica (State of Charge – SoC) e diversi valori dei principali parametri caratteristici del dispositivo (potenza nominale, rapporto energia nominale/potenza nominale, efficienza di carica e scarica) e del regolatore.
In particolare, lo studio è stato così condotto:

- acquisizione e analisi di una serie di misure della frequenza di rete;
- definizione di un modello dinamico di SdA con relativo regolatore primario di frequenza, e implementazione dello stesso in un ambiente di simulazione;
- simulazione della risposta del SdA al profilo di frequenza di rete misurato e valutazione delle potenze ed energie scambiate con la rete;
- valorizzazione dell'energia scambiata nelle diverse fasi di esercizio del SdA, ovvero in regolazione primaria e nelle eventuali fasi di "ripristino" del SoC previste dalle strategie di gestione dello stesso SdA.

Modello di SdA a supporto della regolazione primaria

Il profilo della frequenza di rete riflette il bilancio istantaneo fra la potenza generata e quella assorbita nel sistema elettrico. Ogni volta che la frequenza si discosta dal valore nominale di riferimento f0 significa che nel sistema si è verificato uno sbilancio di potenza. In questo caso, i componenti abilitati a partecipare alla regolazione della frequenza intervengono per contenere lo scostamento della frequenza.
Utilizzando come segnale di ingresso il profilo della frequenza di rete, è possibile simulare la risposta di un componente, in particolare un SdA, in regolazione primaria. Tale risposta può essere descritta con un sistema di controllo "in anello aperto", in quanto la potenza scambiata in regolazione da tale componente è di entità trascurabile rispetto alle potenze in gioco nell'intero sistema.
Allo scopo è stato costruito un modello in ambiente Matlab/Simulink, il cui schema a blocchi è riportato in Fig. 2.6. In tale figura si evidenziano tre parti fondamentali:

- sistema di acquisizione della frequenza di rete: i dati disponibili sono usati come ingresso per il regolatore primario;
- regolatore primario di frequenza: determina come uscita, in base alla propria curva caratteristica, la potenza regolante (P_{rich}) da richiedere al SdA, in funzione dell'errore di frequenza in ingresso (valutato rispetto alla frequenza f_0 = 50 Hz);
- Sistema di Accumulo (SdA): scambia, in erogazione o in assorbimento, potenza con la rete (P_{rete}), in base alle richieste del regolatore e al livello energetico della batteria, a sua volta espresso come stato di carica SoC.

La convenzione di segno adottata sulle potenze scambiate è quella dei carichi: la potenza è positiva quando è assorbita dalla batteria (che preleva dalla rete), la potenza è negativa quando è erogata dalla batteria verso la rete.

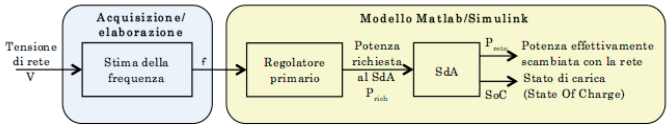


Fig. 2.6 – SdA elettrochimico asservito alla regolazione primaria di frequenza: schema a blocchi.

[4] Corrispondente a 3044 €/MW/settimana.

Il regolatore è di tipo proporzionale, similmente ai gruppi convenzionali (Fig. 2.7). I parametri rilevanti della sua caratteristica frequenza-potenza sono:

- la banda morta (dead band), ossia l'intervallo di valori di frequenza, attorno ad f_0, per i quali la richiesta di potenza Prich è nulla: si tratta dell'intervallo da f_0-Δf_{db} ad f_0+Δf_{db};
- i valori di frequenza per i quali si ha la saturazione della richiesta di potenza (contributo di regolazione massimo), rispettivamente in assorbimento o erogazione: si tratta dei valori f_0+Δf_{sat} ed f_0-Δf_{sat};
- i valori di potenza massima, in assorbimento o erogazione, messi a disposizione per la regolazione primaria: si tratta dei valori P_{sat} e -P_{sat} rispettivamente; per frequenze superiori ad f_0+Δf_{sat}, la richiesta di potenza in assorbimento resta fissa a P_{sat}, mentre, per frequenze inferiori ad f_0-Δf_{sat}, la richiesta di potenza in erogazione resta fissa a -P_{sat}.

Questi parametri definiscono, in particolare, la pendenza (statismo) della caratteristica di regolazione.

In questo lavoro sono adottati i valori di riferimento riportati nella sezione "Regolatore" di Tab. 2.1. Si osserva che:

- il valore di ±20 mHz per la banda morta è tipico dei gruppi convenzionali [1];
- la massima potenza resa disponibile in regolazione è pari alla potenza nominale P_n del SdA, ossia la batteria è completamente asservita alla regolazione.

In generale, occorre ricordare che, a differenza dei gruppi convenzionali, la risposta del SdA è pressoché istantanea. Questa proprietà rende il servizio di regolazione primaria, erogabile dai SdA, particolarmente interessante per il contenimento delle deviazioni di frequenza. Ciò è ancor più vero, se si considera che il contributo di regolazione può essere ulteriormente "amplificato" nei primi istanti dalla perturbazione, mediante l'introduzione di logiche in derivata di frequenza per l'emulazione della risposta inerziale. Alla luce di quanto sopra, potrebbe essere opportuno rivedere la stessa terminologia adottata, per esempio introducendo l'espressione "regolazione primaria immediata" per distinguerla da quella convenzionale.

DESCRIZIONE	VALORI
Regolatore	
Banda morta (±Δf_{db})	±20 mHz
Deviazione di frequenza per la quale si ha la saturazione ±P_{sat} della richiesta di potenza (±Δf_{sat})	±100 mHz
Massima potenza in regolazione ±P_{sat}	±P_n
SdA	
Potenza nominale (P_n)	2 MW
Rapporto nominale Energia/Potenza (E_n/P_n)	2 h
Energia nominale ($SoC_n = E_n$)	4 MWh
Carica iniziale	0,8

Tab. 2.1 – Parametri di riferimento adottati per il SdA ed il regolatore primario simulati.

Lo stato di carica (SoC) è definito come l'energia E contenuta nella batteria, rapportata all'energia nominale E_n:

$$SoC(t) = E(t)/E_n$$

Per come è definito, il valore del SoC è sempre compreso tra 0 ed 1[5].

La dinamica dello stato di carica è funzione della potenza scambiata con la rete P_{rete} e dei parametri dissipativi del componente (in particolare, perdite nella batteria di accumulatori vera e propria e nell'inverter). A causa degli effetti dissipativi, l'energia accumulata in fase di ricarica è minore di quella prelevata dalla rete, mentre l'energia ceduta dalla batteria in fase di scarica è maggiore di quella erogata in rete:

$$E_n \frac{d}{dt} SoC(t) = \begin{cases} \eta_{carica} P_{rete}(t), & se\ P_{rete}(t) \geq 0 \\ \dfrac{1}{\eta_{scarica}} P_{rete}(t), & se\ P_{rete}(t) < 0 \end{cases}$$

dove i parametri di efficienza di carica e scarica η_{carica} ed $\eta_{scarica}$ sono entrambi compresi fra 0 ed 1.

[5] Di norma, il Battery Management System (BMS) mantiene il SoC entro un intervallo più ristretto, ad esempio tra 0,2 e 0,8, per non danneggiare la batteria. In questo lavoro, senza perdita di generalità, si trascurano tali limitazioni.

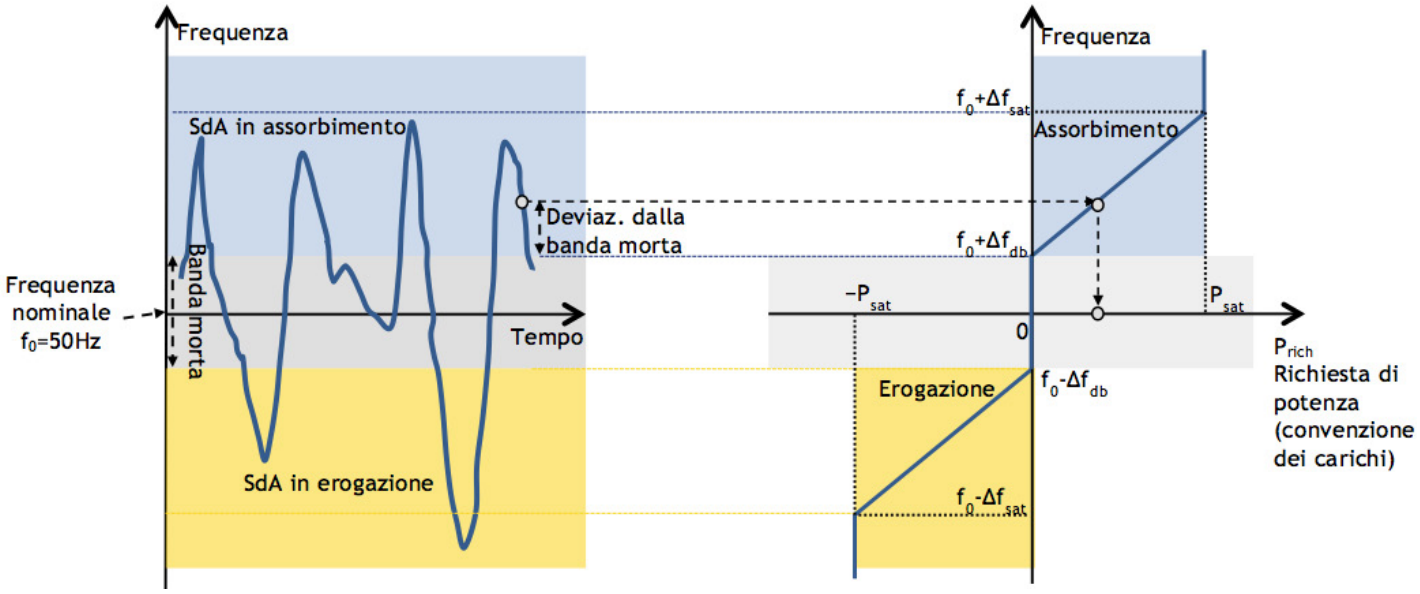


Fig. 2.7 – Esempio di andamento della frequenza (a sinistra) ed effetto sulla caratteristica del regolatore primario di frequenza (a destra).

Risposta di una batteria con capacità di accumulo illimitata

Una prima analisi è stata condotta simulando la risposta di un SdA caratterizzato da una potenza nominale P_n, un regolatore primario come descritto sopra e una capacità di accumulo illimitata, ossia in grado di fornire sempre la potenza richiesta dal regolatore: $P_{rete} = P_{rich}$.

Con riferimento ad un periodo di osservazione della frequenza di rete di sette settimane, la risposta del regolatore è stata valutata in termini di potenza/energia scambiata e durata degli interventi di regolazione. La Tab. 2.2 e i grafici di Fig. 2.8 e Fig. 2.9 riportano una sintesi delle caratteristiche della risposta rilevata. Dall'analisi risulta che oltre il 90% degli interventi di regolazione rilevati ha una durata inferiore ai 30 s. Gli interventi di durata inferiore a 15 minuti (intervallo entro il quale i gruppi convenzionali sono tenuti a garantire il servizio di regolazione primaria, in accordo con le prescrizioni del Codice di Rete [1]) sono oltre il 99,9% del totale.

Le energie riportate nelle figure sono normalizzate rispetto alla potenza nominale del SdA. I risultati si possono quindi particolarizzare a qualunque valore di P_n (ad es. un'energia di 1 P_n h corrisponde a 1 MWh per una batteria con P_n = 1 MW, a 2 MWh se P_n = 2 MW, ecc.). Oltre il 99% degli interventi di regolazione ha una richiesta di energia inferiore a 0,01 P_n h per singolo intervento.

RICHIESTA	FREQUENZA	DURATA CUMULATA	VALOR MEDIO DELLA FREQUENZA FUORI BANDA MORTA	POTENZA MEDIA IN REGOLAZIONE	ENERGIA RICHIESTA CUMULATA
Assorbimento	Δf > 20 mHz	18,35%	50,0333 Hz	0,166 P_n	35,21 P_n h
Erogazione	Δf < -20 mHz	16,61%	49,9673 Hz	-0,159 P_n	-30,53 P_n h
Totale Assorbimento + Erogazione	|Δf|> 20 mHz	34,96%	–	–	4,68 P_n h

Tab. 2.2 – Analisi delle richieste del regolatore primario, rilevate nelle sette settimane.

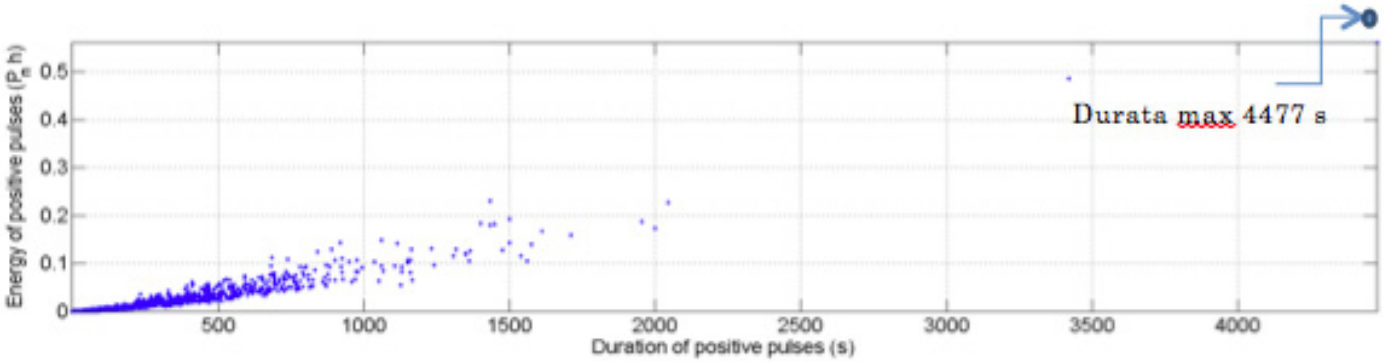


Fig. 2.8 – Energia e durata delle richieste positive (SdA in assorbimento).

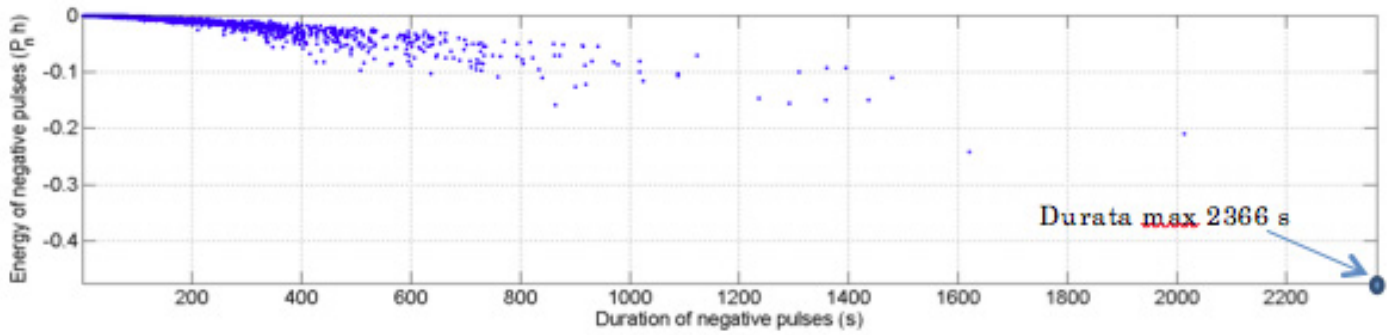


Fig. 2.9 – Energia e durata delle richieste negative (SdA in erogazione).

Risposta di una batteria con capacità di accumulo limitata

Si prende ora in esame il comportamento di una batteria caratterizzata da capacità di accumulo limitata. In questo caso è possibile che la batteria non sia in grado di eseguire le richieste del regolatore: in particolare, può accadere che la batteria sia completamente carica (SoC=1) e quindi non sia in grado di assorbire potenza, oppure che sia completamente scarica (SoC=0) e quindi non sia in grado di erogare potenza. La tendenza a scaricarsi, inoltre, è accentuata dalle perdite.

Per permettere al SdA di effettuare adeguatamente il servizio di regolazione, si introducono strategie di gestione del SoC che prevedono il "ripristino" dello stato di carica a livelli opportuni, da mettere in atto quando non è richiesto il servizio di regolazione [15]. In particolare si fa in modo che, in tali periodi, il SoC si porti in un intervallo "target" (per esempio, fra il 70% e il 90% del SoC nominale) che garantisca margini di regolazione sia a salire, sia a scendere. I valori limite di tale intervallo, $SoC_{tgt\,min}$ e $SoC_{tgt\,max}$, sono scelti con l'obiettivo di minimizzare i periodi in cui il SdA si trova completamente carico o scarico, sulla base dell'analisi di serie storiche della frequenza. Gli interventi di ripristino sono finalizzati a incrementare la disponibilità ad effettuare regolazione quando il sistema ne ha bisogno, tuttavia, come discusso più avanti, introducono di fatto uno sbilanciamento nel sistema.

La risposta alla richiesta del regolatore di erogare il servizio è stata valutata in termini di potenze ed energie assorbite ed erogate, di corrispondente variazione del SoC e di numero di cicli eseguiti in carica e scarica nel periodo considerato. Il numero equivalente di cicli di carica e scarica, rispettivamente NC_{carica} e $NC_{scarica}$, è stato definito come

$$\begin{cases} NC_{carica} = \dfrac{E_{SdA,carica}}{(SoC_{max} - SoC_{min}) \cdot E_n} \\ NC_{scarica} = \dfrac{-E_{SdA,scarica}}{(SoC_{max} - SoC_{min}) \cdot E_n} \end{cases}$$

ove:

- SoC_{min} e SoC_{max} sono rispettivamente i valori minimo e massimo raggiunti dallo stato di carica durante l'intero periodo di osservazione, mentre E_n è il valore nominale dell'energia

contenuta nel SdA. Pertanto, $SoC_{max} \cdot E_n$ e $SoC_{min} \cdot E_n$ sono rispettivamente il massimo ed il minimo contenuto di energia raggiunti dal SdA nel periodo di osservazione, e quindi $(SoC_{max} \cdot E_n - SoC_{min} \cdot E_n)$ è la massima escursione del contenuto di energia del SdA riscontrata nel periodo di osservazione;

- ESdA, carica e ESdA, scarica sono le energie rispettivamente assorbita ed erogata dal SdA durante l'intero periodo di osservazione, al netto dell'efficienza ($E_{SdA,\ carica}$ è minore di quella misurata ai morsetti del SdA e $E_{SdA,\ scarica}$ è maggiore).

Le analisi sulle sette settimane di dati sono state condotte per diversi valori di deviazione di frequenza Δf_{sat} (quella entro cui si rilascia tutta la potenza regolante); l'efficienza è stata posta al valore realistico di 0,9 (in carica e scarica). In fase di ripristino, il SdA si scarica o ricarica con un valore di potenza pari al 5% della potenza nominale; inoltre, si sono assunti i valori $SoC_{tgt\ min}$ =0,73 e $SoC_{tgt\ max}$=0,92. Gli altri parametri sono come in Tab. 2.1. L'andamento del SoC è riportato in Fig. 2.10. Al diminuire di Δf_{sat}, il guadagno di regolazione è via via più elevato: si riduce infatti il valore di escursione di frequenza per il quale è erogato l'intero contributo di potenza in regolazione. A parità di perturbazione, quindi, la potenza scambiata dal SdA è maggiore: il SdA è sollecitato di più e le escursioni del SoC si fanno più ampie. Ciò ha impatto sia sulle energie scambiate (sia in regolazione sia in ripristino), sia sul numero di cicli di carica/scarica.

La Fig. 2.10 mostra anche un caso di SdA con capacità più elevata, in cui E_n/P_n è posto pari a 2,4 h. Il confronto con la curva corrispondente in cui E_n/P_n = 2 h evidenzia la maggiore stabilità del SoC. Per evitare che la batteria si saturi (SoC = 0 o SoC = 1), a parità di P_n e dei parametri del regolatore e della strategia, occorre agire su questo parametro di dimensionamento.

La Tab. 2.3 riporta una sintesi dei risultati salienti ottenuti proprio per diversi valori del parametro E_n/P_n, avendo inoltre assunto, rispetto ai casi precedenti, un'efficienza diversa in carica e scarica[6] (η_{carica} = 0,81 ed $\eta_{scarica}$ = 0,9). Si definisce qui come "caso base" di simulazione quello corrispondente al valore E_n/P_n = 2h; nel complesso, quindi, esso è caratterizzato dai parametri di Tab. 2.1, da η_{carica} = 0,81 ed $\eta_{scarica}$= 0,9, da potenza di carica o scarica per il ripristino del SoC pari a 5% P_n e da $SoC_{tgt\ min}$ =0,73 e $SoC_{tgt\ max}$=0,92. Come si può osservare, all'aumentare della capacità di accumulo (di energia ovvero di carica), aumenta il valore minimo raggiunto dal SoC, mentre diminuiscono l'energia persa a causa del raggiungimento del valore SoC = 1, l'energia assorbita in ripristino ed il valore assoluto dei cicli di carica e scarica. Gli stessi risultati sono riportati in Fig. 2.11.

La Tab. 2.4 raccoglie invece i risultati ottenuti variando, rispetto al "caso base", i parametri del regolatore: in particolare, oltre alla Δf_{sat} è variata l'ampiezza della banda morta. Per questa valgono considerazioni simili a quelle presentate per la Δf_{sat}: una banda morta più piccola fa intervenire prima il controllo, rende più "reattivo" il SdA con conseguente maggiore energia scambiata con la rete e più numerosi cicli di carica e scarica.

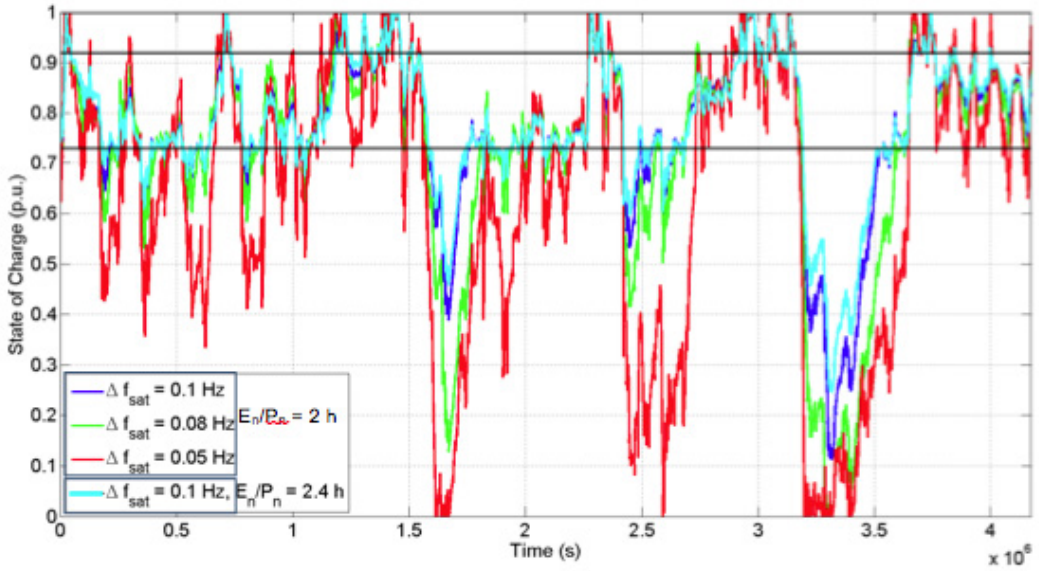
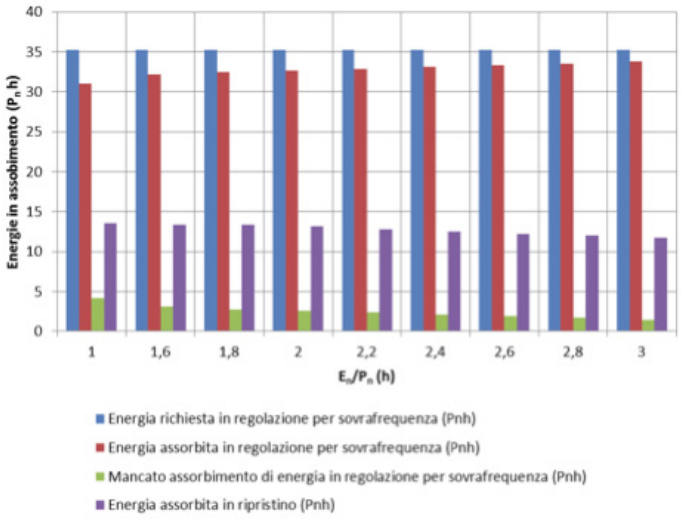


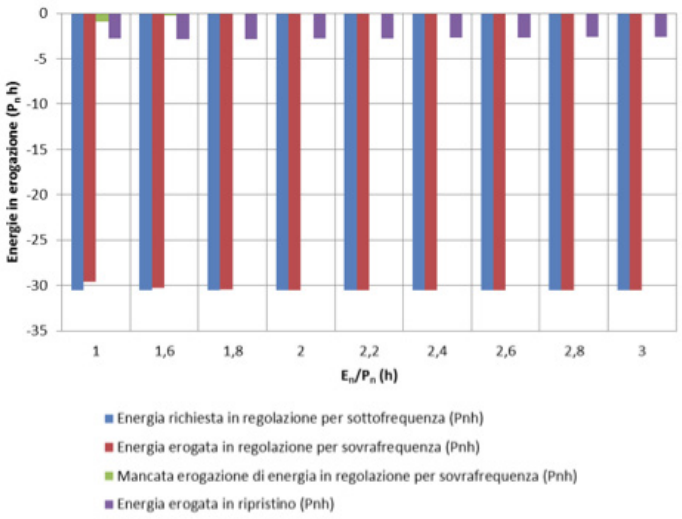
Fig. 2.10 – Andamento dello stato di carica nella batteria nelle sette settimane di esercizio, con efficienza 0,9 (carica e scarica) e con diversi valori di valori di frequenza alla saturazione.

[6] Più precisamente, si sono evidenziati i contributi all'efficienza complessiva del SdA da parte della batteria vera e propria e da parte dell'inverter; scegliendo $\eta_{inverter}$ = 0,9 ed $\eta_{battery}$ = 0,9, si ha $\eta_{scarica}$ = $\eta_{inverter}$ =0,9 ed η_{carica} = $\eta_{inverter}$ $\eta_{battery}$ = 0,81.

	CASO BASE	VARIANTE							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Parametri									
Capacità di accumulo, in termini di E_n/P_n (h)	2	2,2	2,4	2,6	2,8	3	1,8	1,6	1
Risultati									
Energia assorbita in regolazione per sovrafrequenza (P_nh)	32,66	32,88	33,09	33,31	33,52	33,77	32,45	32,13	30,99
Energia erogata in regolazione per sottofrequenza (P_nh)	-30,53	-30,53	-30,53	-30,53	-30,53	-30,53	-30,44	-30,28	-29,64
Mancato assorbimento di energia in regolazione per sovrafrequenza (P_nh)	2,55	2,33	2,12	1,90	1,69	1,44	2,76	3,09	4,22
Mancata erogazione di energia in regolazione per sottofrequenza (P_nh)	0	0	0	0	0	0	-0,09	-0,25	-0,89
Energia erogata in ripristino (P_nh)	-2,79	-2,74	-2,68	-2,64	-2,60	-2,59	-2,85	-2,83	-2,74
Energia assorbita in ripristino (P_nh)	13,12	12,82	12,53	12,25	11,99	11,75	13,31	13,40	13,58
SoC_{min}	0,04	0,11	0,18	0,24	0,28	0,32	0	0	0
SoC_{max}	1	1	1	1	1	1	1	1	1
NC_{carica}	19,28	19,01	18,81	18,64	18,36	18,20	20,59	23,05	36,11
$NC_{scarica}$	19,24	18,98	18,79	18,62	18,33	18,16	20,55	22,99	35,98

Tab. 2.3 – Analisi di sensitività al variare del rapporto E_n/P_n a parità degli altri parametri.





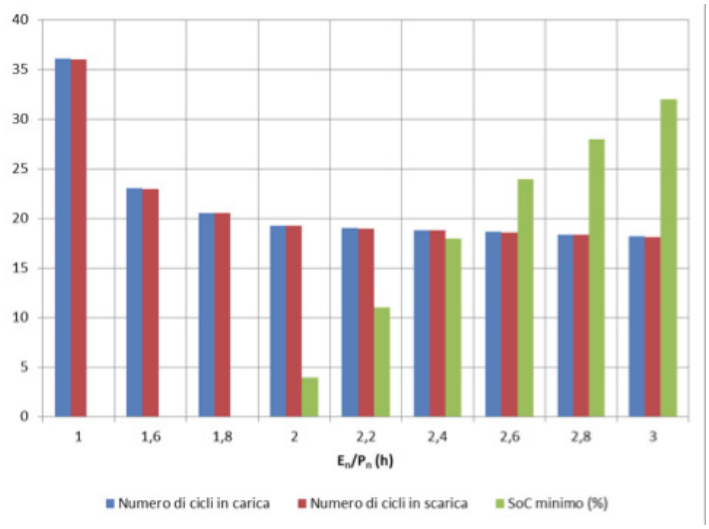


Fig. 2.11 – Dall'alto verso il basso: casi della Tab. 2.3: energie in assorbimento, per regolazione e ripristino (si noti che l'energia effettivamente assorbita in regolazione è pari a quella richiesta meno quella "persa" a causa della saturazione del SoC al valore unitario); energie in erogazione, per regolazione e ripristino (si noti che l'energia effettivamente erogata in regolazione è pari a quella richiesta meno quella "persa" a causa della saturazione del SoC al valore nullo); numero di cicli in carica e scarica e SoC minimo raggiunto nelle sette settimane di osservazione.

	Caso base	Variante					
		1′	2′	3′	4′	5′	6′
Parametri							
Deviazione di frequenza per cui si raggiunge la saturazione ±Psat della richiesta di potenza ($\pm\Delta f_{sat}$) (Hz)	±0,1	±0,2	±0,05	±0,08	±0,1	±0,2	±0,05
Banda di insensibilità ($\pm\Delta f_{db}$) (Hz)	±0,02	±0,02	±0,02	±0,02	±0,01	±0,01	±0,01
Risultati							
Energia assorbita in regolazione per sovrafrequenza (P_nh)	32,66	15,58	74,51	42,11	60,06	29,21	122,53
Energia erogata in regolazione per sottofrequenza (P_nh)	-30,53	-13,59	-68,07	-39,68	-53,70	-27,22	-100,16
Mancato assorbimento di energia in regolazione per sovrafrequenza (P_nh)	2,55	0,07	11,75	4,66	3,77	1,03	15,37
Mancata erogazione di energia in regolazione per sottofrequenza (P_nh)	0,00	0,00	-5,53	-0,70	-3,70	0,00	-23,14
Energia erogata in ripristino (P_nh)	-2,79	-1,10	-3,17	-3,07	-1,00	-1,26	-1,83
Energia assorbita in ripristino (P_nh)	13,12	4,71	23,43	16,67	14,81	9,83	16,28
SoC_{min}	0,04	0,60	0	0	0	0,16	0
SoC_{max}	1	1	1	1	1	1	1
NC_{carica}	19,28	20,79	39,67	23,81	30,32	18,72	56,22
$NC_{scarica}$	-19,24	-20,65	-39,58	-23,75	-30,39	-18,73	-56,66
Potenza media assorbita in regolazione (%P_n)	16%	7%	38%	21%	16%	8%	35%
Potenza media erogata in regolazione (%P_n)	-16%	-7%	-37%	-21%	-16%	-8%	-32%

Tab. 2.4 – Analisi di sensitività al variare dei parametri del regolatore.

Valutazione economica del servizio di regolazione primaria reso dal SdA

Con riferimento alla "configurazione base" di parametri di SdA e regolatore primario descritta in precedenza, è stata effettuata una valutazione economica del servizio di regolazione primaria di frequenza. Se i parametri di dimensionamento e di controllo del SdA determinano le energie scambiate con la rete, è la modalità di remunerazione del servizio di regolazione a deciderne la redditività. In assenza di una regolamentazione specifica applicabile ai SdA, sono state effettuate opportune assunzioni.

1) Costi e ricavi in regolazione

I costi ed i ricavi derivanti dall'erogazione del servizio di rete da parte della batteria sono stati valorizzati sulla base delle indicazioni contenute nella Deliberazione n. 231/2013/R/eel della AEEGSI e nella nota informativa di Terna sui prezzi applicati per la remunerazione del servizio nel periodo aprile-dicembre 2014 relativa ad impianti rilevanti convenzionali abilitati alla regolazione, come descritto nel paragrafo 2.3.

2) Costi e ricavi per l'energia di ripristino

L'energia scambiata in ripristino dello stato di carica è stata valorizzata al pari degli sbilanciamenti di unità non abilitate, come specificato nella Deliberazione n. 111/06:

- in caso di sbilanciamento aggregato zonale positivo, si assume il valore minimo orario tra:
  - il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel MSD[8] ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona di appartenenza del punto di dispacciamento considerato;
  - il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui si trova il punto di dispacciamento;
- in caso di sbilanciamento aggregato zonale negativo, si assume il valore massimo orario tra:
  - il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona di appartenenza del punto di dispacciamento considerato;
  - il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui si trova il punto di dispacciamento.

L'assimilazione a sbilanciamenti degli scambi di energia legati al ripristino del SoC si basa sulle seguenti considerazioni. Da un lato si può osservare che un SdA non presenta un programma vincolante modificato e corretto di produzione in fase di programmazione, e quindi non ha un riferimento rispetto a cui valutare lo sbilanciamento; inoltre, gli scambi in ripristino non sono di per sé programmabili, in quanto, con frequenza idealmente stabile a 50 Hz, il SdA non dovrebbe avere scambi con la rete. D'altra parte, occorre ricordare che il SdA partecipa alla regolazione primaria per avere un ritorno economico, scambiando con la rete con una certa continuità in quanto la frequenza varia: per garantirsi un guadagno nello svolgere il servizio di regolazione, si trova costretto a effettuare scambi di energia in ripristino al di fuori di ogni programmazione, quindi genera uno sbilanciamento del quale dovrebbe ragionevolmente farsi carico.

La stima di ricavi e costi è stata condotta riferendosi a due zone di mercato particolarmente significative del sistema Italia, la zona Nord e la zona Sicilia (Tab. 2.5). Quest'ultima è storicamente caratterizzata da prezzi dell'energia più elevati di quelli delle altre zone di mercato, a causa dell'attuale limitata capacità di interconnessione con la rete continentale. Con l'entrata in servizio del nuovo collegamento Rizziconi-Sorgente, prevista per il giugno 2015, è atteso un riallineamento dei prezzi siciliani a quelli del resto della penisola, così come avvenuto per la Sardegna con l'entrata in servizio del collegamento SA.PE.I.

Poiché le zone Nord e Sicilia sono di norma elettricamente interconnesse[9], esse hanno la stessa frequenza e quindi le stesse esigenze di regolazione. Nelle sette settimane di misure analizzate, come appare dalla Tab. 2.2, il SdA avrebbe ricevuto una richiesta di erogare 61 MWh e di assorbire 70 MWh, con un assorbimento effettivo pari a 65 MWh, inferiore del 7,2% a quello richiesto, a causa della sopraggiunta saturazione della capacità di accumulo del SdA avvenuta nello 0,67% del tempo.

[8] I prezzi medi MSD a salire e a scendere e gli sbilanciamenti aggregati zonali sono pubblicati da Terna (www.terna.it).
[9] Solo in alcuni casi la Sicilia viene disconnessa, costituendo così un'isola di frequenza.

Durante i periodi di frequenza normale, inoltre, il SdA avrebbe scambiato energia con la rete per ripristinare lo stato di carica, vendendo energia per 6 MWh e acquistandone per 26 MWh.
I risultati economici sintetizzati in Tab. 2.5 mostrano una maggiore profittabilità di esercizio del SdA nella zona Nord: il SdA installato nella zona Nord avrebbe complessivamente guadagnato 2.740 € (4.040 € di ricavi netti per l'erogazione del servizio, decurtati del costo netto per le fasi di ripristino), mentre nella zona Sicilia il profitto sarebbe stato pari a 2.180 € (3.880 € di ricavi in regolazione, decurtati anch'essi del costo del ripristino). Infatti, nonostante la remunerazione del servizio di regolazione primaria sia mediamente maggiore nella zona Sicilia rispetto alla zona Nord, così come quella per la vendita di energia legata al ripristino dello stato di carica, i costi orari unitari per l'acquisto di energia sono maggiori in Sicilia. Inoltre, i maggiori ricavi sono realizzati con il servizio di regolazione in sottofrequenza, ossia con erogazione della potenza verso la rete, soprattutto nella zona Sicilia. Tale comportamento del SdA si riflette conseguentemente anche sul ciclo di ricarica che evidentemente comporta una maggiore spesa per acquistare l'energia sul mercato nelle fasi di regolazione per sovrafrequenza e di ripristino in assorbimento. Assumendo che le sette settimane considerate siano sufficientemente rappresentative degli andamenti tipici della frequenza di rete e della conseguente richiesta di regolazione primaria, estrapolando i profitti sopra citati ad un periodo annuale si otterrebbero valori dell'ordine di 20,7 k€/anno per la zona Nord e di 16,5 k€/anno per la zona Sicilia (rispettivamente circa 30,6 k€/anno e 29,3 k€/anno considerando il solo ricavo per l'erogazione del servizio di regolazione primaria). Anche per costi e ricavi è stata svolta un'analisi di sensitività, analoga a quella per i flussi energetici, a partire dal caso base appena esaminato. Nei grafici delle Fig. 2.12, Fig. 2.13 e Fig. 2.14 sono mostrati, in particolare, i risultati delle valutazioni svolte per valori del rapporto energia nominale / potenza nominale (E_n/P_n) compresi fra 1 e 3 ore, per un SdA di potenza nominale pari a 2 MW. Si ricorda che il caso base è caratterizzato da un rapporto energia/potenza pari a 2 ore (capacità pari a 4 MWh), valore tipico delle batterie agli ioni di litio. In Tab. 2.6, infine, si riportano i risultati economici per il caso banda di insensibilità $\pm\Delta f_{db}$ = ±10 mHz e banda di saturazione $\pm\Delta f_{sat}$ = ±50 mHz (caso 6' di Tab. 2.4), che risulta più "stressante" in termini di cicli di carica e scarica, per il SdA, ma anche più remunerativo. Il confronto fra i profitti ottenibili per diverse combinazioni della banda di insensibilità e della banda di saturazione del regolatore sono riportati in Fig. 2.15: come si può osservare, al restringersi di ciascuna delle due bande, il profitto aumenta, rimanendo comunque maggiore nella zona Nord rispetto alla zona Sicilia.

Prezzi applicati (euro/MWh)	**NORD**	**SICILIA**
p_1 (prezzo medio MSD 2013 della regolazione secondaria a salire)	141,44	
p_2 (prezzo medio MGP 2013 pesato su regolazione secondaria a salire)	62,18	
Correzione oraria al prezzo MGP per contributo alla regolazione primaria in erogazione: (p_1 - p_2) / 2	39,63	
p_3 (prezzo medio MGP 2013 pesato su regolazione secondaria a scendere)	72,27	
p_4 (prezzo medio MSD 2013 della regolazione secondaria a scendere)	16,04	
Correzione oraria al prezzo MGP per contributo alla regolazione primaria in assorbimento: (p_4 - p_3) / 2	-28,115	
Ricavi (+) e costi (-) con batteria ideale (euro)	**NORD**	**SICILIA**
Servizio di regolazione per sovrafrequenza – assorbimento	-2343,59	-5248,86
Servizio di regolazione per sottofrequenza – erogazione	+6268,61	+8846,04
Totale ricavi	+3925,02	+3597,18
Ricavi (+) e costi (-) con batteria reale (euro)	**NORD**	**SICILIA**
Servizio di regolazione per sovrafrequenza – assorbimento	-2226,0	-4963,86
Servizio di regolazione per sottofrequenza – erogazione	+6268,61	+8846,04
(Mancato costo per saturazione SoC a 100%)	117,58	285,0
(Mancato ricavo per saturazione SoC a 0%)	0	0
Ricavo per erogazione in ripristino	+229,13	+481,91
Costo per assorbimento in ripristino	-1531,49	-2179,58
Totale profitto	**+2740,23**	**+2184,50**

Tab. 2.5 – Stima dei ricavi e costi per il servizio di regolazione primaria fornito dal SdA nelle aree di mercato Nord e Sicilia nelle sette settimane analizzate: caso base.

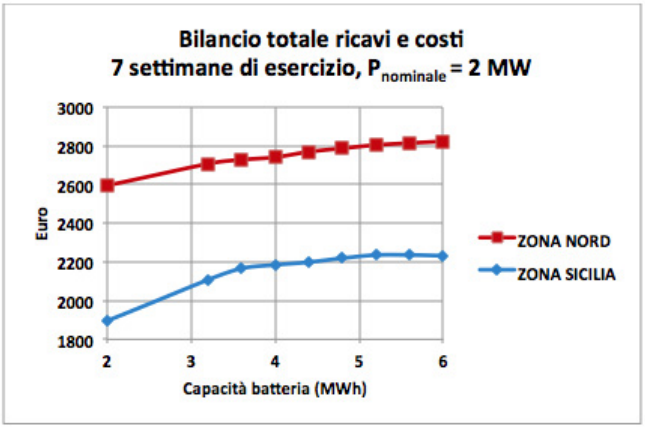


Fig. 2.12 – Valutazione della remunerazione di un SdA dedicato alla regolazione primaria, per due zone di mercato del sistema elettrico italiano, in funzione della capacità del sistema di accumulo.

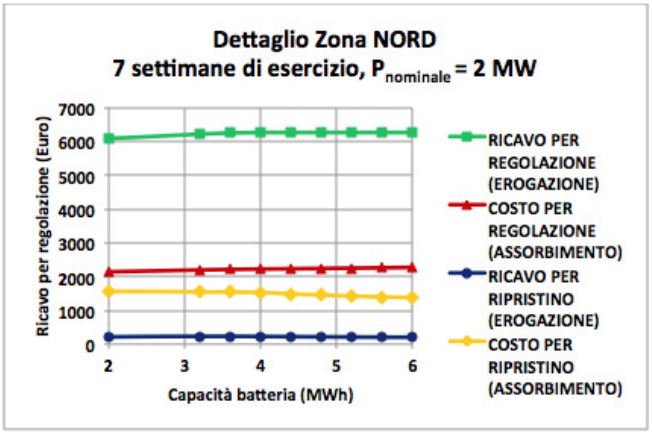


Fig. 2.13 – Valutazione della remunerazione di un SdA dedicato alla regolazione primaria, collocato nella zona di mercato Nord del sistema elettrico italiano, in funzione della capacità del sistema di accumulo: dettaglio di costi e ricavi.

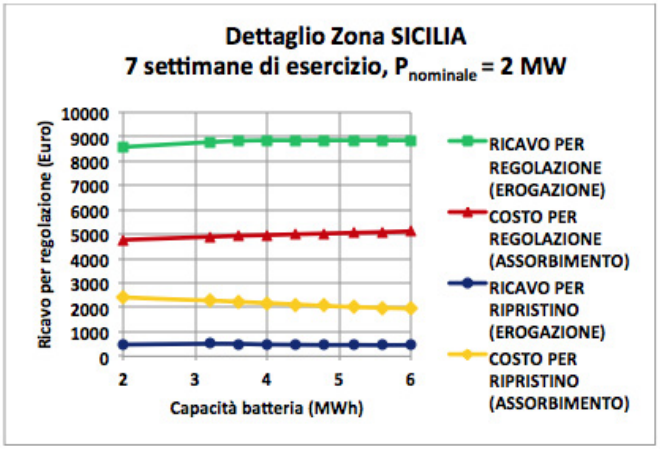


Fig. 2.14 – Valutazione della remunerazione di un SdA dedicato alla regolazione primaria, collocato nella zona di mercato Sicilia del sistema elettrico italiano, in funzione della capacità del sistema di accumulo: dettaglio di costi e ricavi.

Ricavi (+) e costi (-) con batteria ideale (euro)	NORD	SICILIA
Servizio di regolazione per sovrafrequenza – assorbimento	-9052,53	-19987,04
Servizio di regolazione per sottofrequenza – erogazione	+25229,80	+34567,45
Totale ricavi	**+16177,27**	**+14580,41**
Ricavi (+) e costi (-) con batteria reale (euro)	**NORD**	**SICILIA**
Servizio di regolazione per sovrafrequenza – assorbimento	-8266,47	-18332,52
Servizio di regolazione per sottofrequenza – erogazione	+20351,57	+27747,05
(Mancato costo per saturazione SoC a 100%)	+786,06	+1654,51
(Mancato ricavo per saturazione SoC a 0%)	-4878,23	-6820,40
Ricavo per erogazione in ripristino	+150,71	+308,23
Costo per assorbimento in ripristino	-1846,35	-2825,54
Totale profitto	**+10389,46**	**+6897,22**

Tab. 2.6 – Stima dei ricavi e costi per il servizio di regolazione primaria fornito dal SdA nelle aree di mercato Nord e Sicilia nelle sette settimane analizzate: caso banda di insensibilità $\pm\Delta f_{db}$ = ±10 mHz e banda di saturazione $\pm\Delta f_{sat}$ = ±50 mHz.

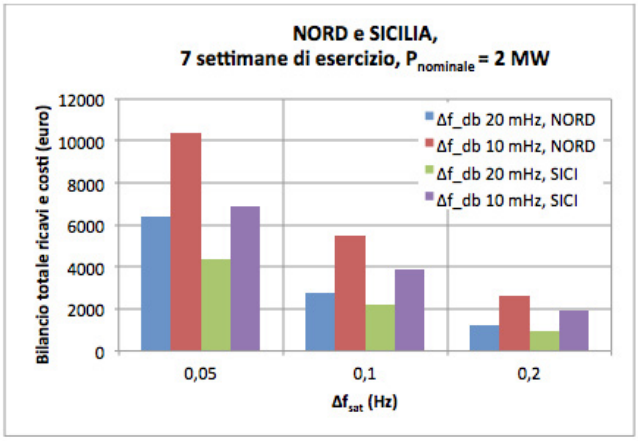


Fig. 2.15 – Valutazione della remunerazione di un SdA dedicato alla regolazione primaria, per due zone di mercato del sistema elettrico italiano, in funzione dei parametri del regolatore Δf_{db} (10 e 20 mHz) e Δf_{sat} (50 mHz, 100 mHz e 200 mHz).

Discussione

I risultati presentati sono stati ottenuti ipotizzando di applicare, al caso di SdA completamente asserviti al servizio di regolazione primaria, la Deliberazione 231 per quantificare la remunerazione del servizio e la regolamentazione 111/06 per valorizzare gli sbilanciamenti introdotti dal SdA nelle fasi di ripristino. I valori di profitto calcolati impongono alcune riflessioni circa l'adeguatezza della 231, pensata per i generatori convenzionali, al caso dei SdA elettrochimici. Se già fra gli operatori dei generatori convenzionali è diffusa la convinzione che la compensazione recentemente introdotta per questo servizio non sia remunerativa, la prospettiva per i SdA sarebbe ancora meno interessante. Infatti i profitti stimati sono evidentemente ben lontani dal coprire i costi di investimento del SdA.

Pertanto, qualora il contributo alla regolazione primaria fosse ritenuto necessario per la sicurezza del sistema elettrico, i SdA che forniscono tale servizio dovrebbero godere di un diverso schema di remunerazione rispetto a quello oggi previsto per gli impianti di generazione, ad esempio una remunerazione basata sulla capacità. Si può richiamare che altri Paesi hanno adottato schemi diversi di remunerazione, per esempio in Germania è pagata la capacità, con prezzi che si aggirano anche intorno a 4000 €/MW/settimana per tutti i generatori [11]. Occorre sottolineare, inoltre, che la disponibilità del servizio di regolazione primaria fornito da un SdA ad esso completamente dedicato sarebbe superiore rispetto a quella normalmente garantita da un impianto di generazione, che partecipa alla regolazione primaria solo quando è in produzione. D'altra parte il contributo energetico dei SdA è limitato, mentre si dispone idealmente per un tempo indefinito dei gruppi convenzionali.

In ogni caso, queste considerazioni sono solo un primo passo verso valutazioni costi-benefici più approfondite. Occorre, tra l'altro, considerare nelle analisi fattori quali l'invecchiamento della batteria nel fornire il servizio di regolazione (fattore non trascurabile per la particolare dinamica di carica/scarica in questa situazione), l'evoluzione dei prezzi di mercato, possibili evoluzioni del quadro regolatorio sulla regolazione primaria (che potrebbero indurre gli operatori ad aumentare la disponibilità di riserva di regolazione e quindi ridurre i margini di profittabilità associati a questo servizio).

È da tenere presente, infine, che il SdA si presta all'erogazione di più servizi: in un assetto regolatorio che lo consentisse, il SdA potrebbe quindi ricevere ulteriori remunerazioni. Ogni nuovo servizio, tuttavia, penalizza gli altri, in quanto la potenza e l'energia del SdA, da assegnare ai diversi servizi, sono limitate. In generale, un'effettiva adozione dei sistemi di accumulo per i servizi di rete passa quindi, oltre che per un'adeguata evoluzione della regolazione, anche per una decisa riduzione dei costi di queste tecnologie.

CAPITOLO 3
SERVIZIO DI INERZIA SINTETICA

Fra le criticità di esercizio del sistema elettrico associate alla crescente penetrazione di FRNP, si rileva la riduzione dell'inerzia del sistema, una grandezza legata alla massa dei rotori delle macchine rotanti, sincrone e asincrone, direttamente collegate alla rete (senza interposizione di convertitori). I transitori di frequenza dei sistemi elettrici, infatti, sono contrastati nei primi istanti dall'inerzia delle macchine, successivamente dai sistemi di regolazione della velocità dei generatori.

Un transitorio di frequenza innescato da grandi perturbazioni si caratterizza principalmente per: 1) la velocità di variazione della frequenza nell'unità di tempo ("gradiente"), 2) l'ampiezza della massima elongazione nei primi istanti del transitorio e 3) lo scostamento raggiunto nel nuovo punto di funzionamento stazionario, rispetto al valore iniziale. La prima è determinata, nei primissimi istanti dalla perturbazione (entro circa 0,5 s), dall'inerzia del sistema; la seconda è associata alla risposta transitoria della regolazione primaria di velocità dei generatori, ed è influenzata dalla stessa inerzia (tipicamente entro 1-2 s); il valore di frequenza raggiunto a regime della regolazione primaria dipende solo dall'entità del disturbo e dalle caratteristiche della regolazione primaria (che deve fornire tutto il proprio contributo di potenza entro 30 s, come prescritto dal Codice di rete). A titolo di esempio in Fig. 3.1 è mostrata la risposta transitoria di un'unità turbogas da 260 MW ad un deficit di potenza di 150 MW. Il corrispondente transitorio di frequenza è caratterizzato da un gradiente iniziale di -0,22 Hz/s circa, da una deviazione massima di frequenza, durante il transitorio, di -250 mHz e da una frequenza di 49,84 Hz nel nuovo punto di funzionamento a regime. La Tab. 3.1 fornisce esempi quantitativi sul contributo inerziale di tipici generatori convenzionali, in risposta ad un transitorio rilevante di frequenza.

La rapidità e l'entità della risposta del sistema elettrico nei primi istanti successivi a un disturbo sono cruciali per la stabilità del sistema e per la continuità della fornitura: un valore troppo piccolo di inerzia può far sì che una contingenza diventi critica, con possibile intervento del piano di difesa automatico del sistema elettrico e conseguente distacco di carico (load shedding).

Quando la generazione FRNP assume un ruolo significativo rispetto alla generazione tradizionale, possono verificarsi sia carenza di inerzia in grado di contrastare adeguatamente variazioni istantanee della frequenza, sia scarsità di capacità di regolazione (margine di riserva). Infatti la generazione rinnovabile non programmabile FRNP (principalmente di tipo eolico e fotovoltaico), che ha priorità di dispacciamento, fa sì che un minore numero di generatori convenzionali sia chiamato in servizio. D'altra parte, i generatori FRNP generalmente non presentano risposta inerziale, perché non dispongono di un "volano" energetico (come nel caso del fotovoltaico) o, quando lo possiedono (come nel caso dell'eolico), le tipologie di macchine elettriche con cui sono realizzati non offrono questa caratteristica[1].

In queste condizioni, aumenta il rischio di intervento dei sistemi di difesa in seguito a perturbazioni di rete. Le criticità sono particolarmente evidenti in sistemi elettrici isolati o debolmente interconnessi (per esempio, quello irlandese), ma si presentano ormai anche in sistemi interconnessi di grandi dimensioni.

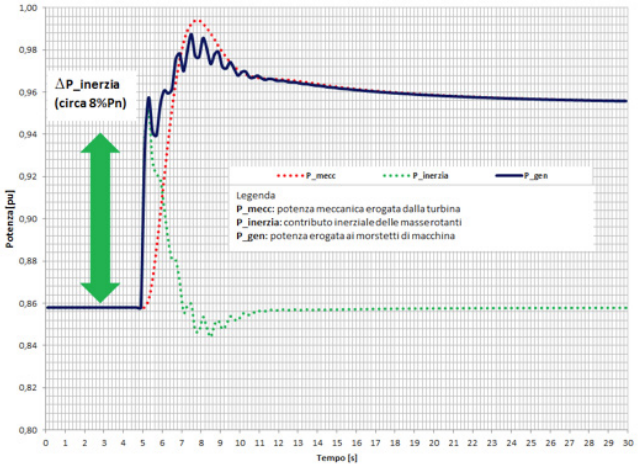


Fig. 3.1 – Risposta di un generatore convenzionale (unità turbogas da 260/325 MW/MVA) al disturbo di frequenza causato dalla perdita di 150 MW di generazione in uno scenario della Sardegna al 2020. Si evidenziano il contributo inerziale (verde), il contributo di regolazione primaria (rosso) e la potenza risultante immessa in rete (blu)

[1] In questo secondo caso è possibile ottenere una risposta inerziale "emulata", equipaggiando i generatori con specifici sistemi di controllo. Ad oggi questa soluzione non è generalmente applicata.

I SdA possono essere sfruttati, introducendo opportune logiche di controllo, per incrementare i margini di regolazione e/o l'inerzia del sistema elettrico, a supporto della stabilità di frequenza dello stesso.

In particolare, la logica con cui controllare il SdA nei primi istanti di una perturbazione può dipendere dalla derivata di frequenza, replicando in modo "sintetico" la risposta inerziale delle macchine sincrone. A ciò si può aggiungere un contributo proporzionale alla deviazione assoluta di frequenza, tipico della regolazione primaria. Si osserva tuttavia che, mentre nei generatori convenzionali tale contributo è fornito con un certo ritardo (la regolazione comincia a diventare rilevante in tempi dell'ordine del secondo), a causa delle caratteristiche degli impianti, il SdA è caratterizzato da rapidità di intervento molto elevata (anche poche decine di millisecondi). Per questo motivo, un SdA in regolazione primaria può contribuire in modo più efficace, a parità di banda di regolazione messa in gioco, rispetto a un gruppo convenzionale. Inoltre, poiché nei SdA il contributo inerziale e quello di regolazione primaria non sono temporalmente disaccoppiati, come nei gruppi convenzionali, ma sono di fatto sovrapponibili, si potrebbe definire una nuova tipologia di regolazione, che comprenda in modo integrato l'inerzia e la regolazione primaria. Il contributo alla stabilità di frequenza, da parte dei SdA, può così essere superiore (in proporzione alla taglia) rispetto a quello dei gruppi convenzionali.

A fronte di questi pregi, occorre ricordare che i SdA attuali hanno taglie modeste rispetto a quelle dei gruppi di produzione. Per offrire un contributo più significativo, i SdA potrebbero sfruttare un'eventuale proprietà di sovraccaricabilità transitoria. Per le esigenze di supporto della frequenza, un requisito di durata della potenza massima in sovraccarico potrebbe essere di pochi secondi. Durante tale intervallo, infatti, il SdA potrebbe fornire un contributo "extra" di risposta inerziale e di regolazione di frequenza, finché non sia intervenuta la regolazione primaria dei gruppi convenzionali – più lenta, perché dipendente da sistemi meccanici – a compensare il disturbo.

Tipologia di unità di generazione	Tempo di avviamento [s] (valore tipico, riferito alla S_n) (*)[2]	Variazione di potenza erogata per effetto inerziale (valutata per una velocità di variazione della frequenza pari a df/dt = 0,25 Hz/s) (*)	Esempio (*)
Vapore	7,5	3,75% S_n	ΔP = 15 MW in 500 ms con S_n = 400 MVA (P_n=320 MW)
Turbogas	13	6,5% S_n	ΔP = 8,1 MW in 500 ms con S_n = 125 MVA (P_n=100 MW)
Idraulico	7,5	3,75% S_n	ΔP = 2,4 MW in 500 ms con S_n = 62,5 MVA (P_n=50 MW)

Tab. 3.1 - Esempi quantitativi sul contributo inerziale di generatori convenzionali.

(*)
S_n = potenza apparente nominale (MVA)
P_n = potenza nominale (MW)

[2] Il tempo di avviamento di un'unità di produzione è definito come il tempo di raggiungimento, da fermo, della velocità di sincronismo a coppia meccanica costante pari al valore nominale.

[3] Lo studio ENTSO-E "Dispersed generation impact on CE region security" (Final Report, 22-03-2013) fa riferimento a scenari di massima immissione in rete degli impianti eolici e fotovoltaici con fattori di contemporaneità massimi di 80% e 75% rispettivamente.

[4] Si osserva che la sola produzione rinnovabile sarebbe in grado di soddisfare l'intero carico locale; tuttavia, è necessario tenere in servizio un certo numero di impianti tradizionali per fornire servizi di dispacciamento essenziali all'esercizio in sicurezza del sistema. Ne consegue una situazione di esportazione "forzata" verso il Continente.

Esempio

Di seguito si descrive un esempio di applicazione di SdA a supporto del contributo inerziale e della regolazione primaria di frequenza in uno scenario futuro del sistema elettrico della Sardegna. Il sistema elettrico della Sardegna è connesso al continente attraverso i collegamenti in corrente continua SA.CO.I. e SA.PE.I. e alla Corsica tramite il cavo in corrente alternata SAR. CO.

Lo scenario analizzato è una situazione critica di funzionamento diurno del sistema sardo in uno scenario all'anno 2020, caratterizzata da elevata produzione da fonte rinnovabile non programmabile e minimo carico. In particolare, si considera un installato pari a 1750 MW di impianti eolici, 630 MW di fotovoltaici e 1400 MW di impianti di tipo "convenzionale" (idrici, termici), di cui 1000 MW in Sardegna e 400 MW in Corsica. Gli impianti termici comprendono una quota da combustibili fossili e una quota rinnovabile (biogas, biomassa e solare termodinamico). Il carico da soddisfare è costituito da 1200 MW in Sardegna, più la quota destinata all'esportazione verso la Corsica (valore assunto pari a 100 MW sul SAR.CO.) e verso il continente (1150 MW totali sui collegamenti SA.PE.I. e SA.CO.I.). La produzione da FRNP (1225 MW di eolico e 441 di solare fotovoltaico) è assegnata considerando un fattore di contemporaneità pari al 70% ([3]) della potenza massima in servizio. La rimanente quota di carico è alimentata da impianti convenzionali[4].

Tra i fenomeni più critici per la stabilità del sistema sardo ci sono i transitori di frequenza innescati da improvvisi sbilanci di potenza[5]. Nell'esempio si considera un deficit di potenza generata, dovuto al distacco improvviso dalla rete di un'unità di produzione, con una perdita di potenza pari a 260 MW. Per contrastare la perturbazione interviene la regolazione primaria, che stabilizza la frequenza di rete entro pochi secondi[6], senza intervento degli alleggeritori automatici di carico (load shedding).

Alla regolazione primaria di frequenza partecipano le unità di produzione convenzionali e il collegamento SA.PE.I. Il contributo del SA.PE.I. è assimilabile a quello di una grande centrale termoelettrica da 4500 MW. Trattandosi di un disturbo di sottofrequenza, risulta nullo, invece, il contributo dei generatori eolici e fotovoltaici i quali al più possono intervenire in emergenza, a difesa del sistema, solo in caso di sovrafrequenza, come prescritto dagli Allegati A.68 e A.70 al Codice di rete [4] e dalle norme di connessione alla rete di distribuzione (norme CEI 0-16 e 0-21 [5], [6]).

Per incrementare la sicurezza del sistema, si considera l'impiego di un SdA da 20 MW/20 MWh (4 moduli da 5 MW/MWh) con tecnologia litio-ioni. Il SdA è simulato con un modello dettagliato per tener conto sia della dinamica interna di funzionamento delle celle, sia di quella del convertitore (Voltage Source Converter, VSC) per il controllo della potenza attiva e reattiva scambiata con la rete ([7]). Nell'esempio si analizza il possibile supporto del SdA alla sicurezza del sistema, realizzato attraverso:

- la partecipazione alla regolazione primaria di frequenza;
- la fornitura di contributo inerziale (inerzia sintetica).

L'abilitazione del SdA alla regolazione primaria di frequenza avviene introducendo nel sistema di controllo un regolatore proporzionale il quale modula la potenza attiva scambiata con la rete in funzione dell'errore di frequenza misurata. La caratteristica di regolazione frequenza-potenza è mostrata in Fig. 3.2. Tale caratteristica è definita assumendo che la banda di riserva primaria $\pm P_{max}$ resa disponibile dal SdA, pari all'intera potenza nominale $\pm P_n$ del dispositivo, sia assorbita o erogata per una deviazione massima ($\pm \Delta f_{max}$) di ±100 mHz ([8]).

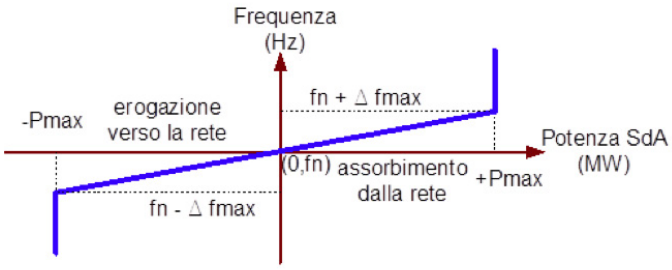


Fig. 3.2 – Caratteristica di regolazione frequenza-potenza del SdA

[5] Non si considerano eventuali problemi innescati da fenomeni di congestione interna all'isola oppure fenomeni locali legati al profilo di tensione, assumendo che possano essere risolti mediante opportuno sviluppo della rete e/o installazione di dispositivi di compensazione.
[6] Le regole di dispacciamento Terna prescrivono che la riserva minima per la regolazione primaria di frequenza sia completamente fornita entro 30 s dalla perturbazione.
[7] M. Chen, A. Rincon-Mora, "Accurate Electrical Battery Model capable of predicting runtime and I-V performance", IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 21, no 2, June 2006.
[8] Per semplicità di trattazione, nell'esempio si trascura la banda morta di regolazione intorno al valore di 50 Hz.

La funzione di emulazione dell'inerzia, invece, è ottenuta aggiungendo nel sistema di controllo un ulteriore regolatore che modula la potenza in funzione della derivata della frequenza misurata. La legge di controllo può essere descritta dalla seguente relazione[9,10]:

$$\Delta P_{inerzia} = -T_{avv} \frac{A_n f}{f_n^2} \frac{df}{dt} \text{ [MW]}$$

dove:

- T_{avv} è il tempo di avviamento (già definito nella nota 2 del presente capitolo) [s]
- A_n è la potenza apparente nominale del generatore [MVA]
- f_n è la frequenza nominale del sistema, pari a 50 Hz

Gli esempi che seguono mostrano il SdA esercìto in modo tale da fornire:
a) solo regolazione primaria,
b) solo contributo inerziale, oppure
c) entrambi i contributi.
Si assume che il SdA sia inizialmente alla massima carica (SoC - State of Charge massimo) e abbia scambio nullo con la rete.
Le differenti modalità di regolazione sono applicate per diversi valori di sovraccaricabilità transitoria del SdA: la potenza erogata o assorbita può raggiungere temporaneamente
- 110% della potenza nominale;
- 300% della potenza nominale;
- qualunque valore (sovraccaricabilità illimitata).

L'andamento del transitorio di sottofrequenza conseguente alla perturbazione, rispettivamente senza e con SdA nelle diverse modalità di funzionamento, è mostrato in Fig. 3.3.
In assenza di SdA la frequenza, la cui diminuzione viene contrastata dall'azione regolante dei generatori convenzionali e del SA.PE.I., raggiunge transitoriamente il valore di 49,68 Hz circa, ossia uno scostamento di circa -320 mHz dai 50 Hz, con un gradiente di discesa all'istante della perturbazione di -0,7 Hz/s (curva verde continua). I valori dello scostamento transitorio e del gradiente iniziale sono quasi doppi rispetto a quelli che si otterrebbero in una ipotetica situazione in cui l'intera produzione FRNP fosse sostituita da generazione convenzionale (in tal caso, si avrebbero valore minimo raggiunto in transitorio pari a 49,81 Hz, gradiente iniziale pari a -0,3 Hz/s, curva verde tratteggiata).
Il SdA mette a disposizione una potenza regolante aggiuntiva per la compensazione dello sbilancio. In particolare, con potenza massima transitoria limitata a 110% P_n il SdA consente di limitare lo scostamento della frequenza a -290 mHz (valore minimo pari a 49,71 Hz), per tutte e tre le modalità di partecipazione (solo regolazione primaria, solo contributo inerziale, entrambi i contributi), come mostrato in figura (curve continue in blu, rosso e celeste, questa sovrapposta alla rossa). La risposta transitoria infatti è identica per le tre modalità di funzionamento del SdA, a causa dell'intervento della limitazione della potenza. Con un limite di sovraccaricabilità del 110% P_n il SdA opera quasi entro i limiti operativi nominali, senza erogare quei picchi di potenza che sarebbero richiesti dal sistema in transitorio. In particolare, la limitazione di potenza non consente di apprezzare l'effetto inerziale nei primissimi istanti dalla perturbazione e di differenziare la risposta del SdA nelle diverse modalità di funzionamento. Si osserva che nel caso di erogazione di entrambi i contributi (regolazione primaria e inerzia sintetica), la risposta del SdA è pressoché identica a quella ottenuta con la sola regolazione primaria (curve sovrapposte).
Incrementando il limite di sovraccaricabilità a 300% P_n, l'effetto inerziale sommato a quello di regolazione primaria fa migliorare la risposta del sistema (deviazione transitoria massima di -250 mHz, valore minimo pari a 49,75 Hz, curva viola continua) e si raggiunge ancora il limite di sovraccaricabilità. In presenza di sola risposta inerziale o sola regolazione primaria, il limite transitorio di potenza non è raggiunto: la richiesta di picco infatti corrisponde a 200% P_n e 260% P_n rispettivamente, mentre i valori minimi raggiunti dalla frequenza sono rispettivamente 49,72 Hz e 49,74 Hz. Le curve blu tratteggiata e rossa tratteggiata di questo caso sono quindi identiche a quelle del caso non limitato. In particolare, risulta più significativo il contributo di regolazione primaria.

[9] La relazione è ottenuta attraverso alcuni passaggi, a partire dall'equazione della dinamica meccanica del rotore della macchina sincrona $c_{meccanica} - c_{elettrica} = J \cdot \frac{d\omega_{rotore}}{dt}$ dove $c_{meccanica}$ e $c_{elettrica}$ rappresentano le coppie, rispettivamente motrice e resistiva, applicate all'asse, J è il momento di inerzia e ω_{rotore} è la velocità di rotazione della macchina. La relazione si ottiene esprimendo il momento d'inerzia in termini di tempo di avviamento, a sua volta legato alla costante di inerzia H [s] dalla relazione $T_{avv} = 2$ H, essendo $H = \frac{0,5 \cdot J \cdot \omega_{n\,rotore}^2}{A_n}$ e ω_{rotore} la velocità meccanica nominale del rotore.

[10] Per semplicità di esposizione, nell'esempio si presenta un modello di risposta inerziale "pura", del tutto equivalente a quello delle macchine rotanti. Nelle implementazioni reali, i modelli saranno più sofisticati, per esempio mediante l'introduzione di bande morte e logiche di intervento ottimali per il sistema elettrico.

Se, infine, il SdA può erogare tutta la potenza richiesta dal regolatore (caso illimitato, curva celeste tratteggiata), l'effetto complessivo dei due contributi di regolazione comporta una potenza massima istantanea raggiunta pari circa a 400% P_n, a cui corrisponde una deviazione transitoria di frequenza più contenuta rispetto ai casi precedenti (valore minimo pari a 49,76 Hz). Nel caso simulato con erogazione combinata dei due contributi (regolazione e inerzia), il sovraccarico richiesto al SdA ha tempi di permanenza oltre la soglia di 300% P_n e di 200% P_n rispettivamente pari a 800 ms e 2 s circa. Questi valori risultano evidenti dalla Fig. 3.4, che mostra l'andamento della potenza istantanea erogata da ogni modulo del SdA nei diversi casi analizzati. Tali grafici possono far meglio comprendere le esigenze di entità e durata della sovraccaricabilità transitoria.

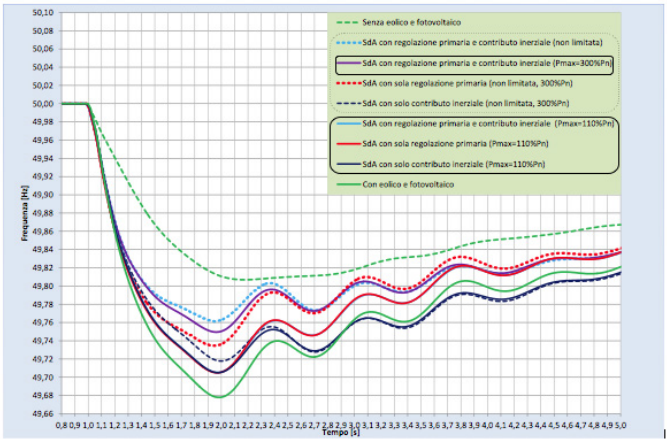


Fig. 3.3 – Risposta della rete sarda ad una perturbazione rilevante (perdita di 260 MW) in uno scenario 2020, in presenza di (1) sola generazione convenzionale (caso limite per confronto), (2) FRNP come da scenario plausibile, oppure (3) FRNP e un SdA da 4x5 MW/4x5 MWh asservito a fornire regolazione primaria di frequenza e/o inerzia, secondo diverse modalità di controllo e con diversi valori di sovraccaricabilità transitoria del SdA

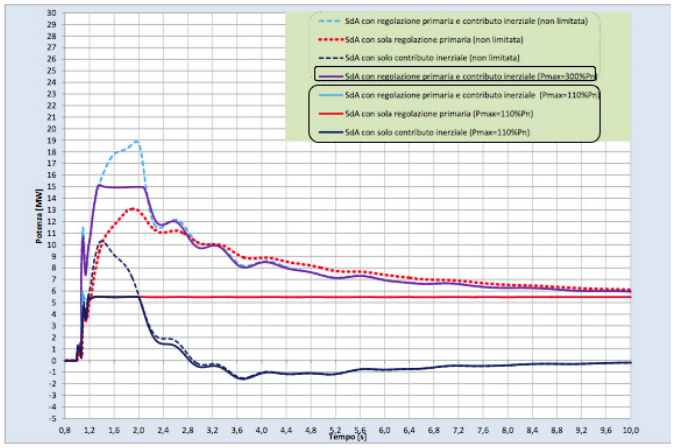


Fig. 3.4 – Contributo di potenza erogata da ogni modulo da 5 MW/MWh del SdA, durante il transitorio di frequenza di cui alla figura precedente

Discussione

Dai casi analizzati si rileva come i SdA possano contribuire alla stabilità di frequenza del sistema elettrico, attraverso l'erogazione dei servizi di regolazione primaria e inerzia sintetica.

La rapidità di risposta del SdA consente di contrastare le deviazioni di frequenza fin dai primi istanti in cui queste si manifestano, contribuendo così a limitare la deviazione massima in transitorio, mentre la regolazione primaria dei gruppi convenzionali, più lenta, non è ancora pienamente attiva. Il contributo alla stabilità può essere incrementato qualora sia possibile sovraccaricare transitoriamente il SdA, erogando o assorbendo per durate di uno o pochi secondi una potenza superiore a quella nominale.

Le simulazioni mostrano che l'effetto dei SdA in sola regolazione primaria (ossia senza inerzia sintetica), specialmente in caso di sovraccaricabilità transitoria, è significativo in sistemi elettrici di dimensioni contenute. L'aggiunta del contributo inerziale migliora ulteriormente la risposta, anche se per rendere efficace tale contributo può essere necessaria una sovraccaricabilità transitoria superiore rispetto a quella richiesta nella regolazione primaria, e la cui ricaduta sul costo e invecchiamento del componente deve essere valutata. L'efficacia della regolazione primaria fornita dai SdA è interessante, anche in relazione a possibili problematiche

di realizzazione del controllo di inerzia sintetica nei sistemi reali, pure da valutare.

Risultati sperimentali di prove sulla sovraccaricabilità transitoria

La Fig. 3.5 confronta due istogrammi relativi ai risultati sperimentali di prove eseguite su batterie di sei tipi differenti di SdA campione. Si tratta di diverse tipologie di batterie litio-ioni e una batteria sodio/cloruro di nichel.

Il primo istogramma (barre blu) riporta per ciascuna tipologia di cella, il rapporto fra:

- la potenza di picco ai 30 s in corrispondenza di una Depth Of Discharge (DOD) pari all'80%; tale potenza è stata ottenuta come risultato della prova di stima del picco di potenza, descritta nel seguito;
- la potenza massima continuativa, ottenuta a partire dalla massima corrente continuativa, riportata nel data sheet di ciascuna batteria, moltiplicata per la tensione media nella fase finale della scarica.

Il secondo (barre rosse) riporta il rapporto fra:

- la potenza massima impulsiva, ottenuta con la massima corrente impulsiva riportata nel data sheet moltiplicata per la tensione minima di cella;
- la potenza massima continuativa definita come sopra.

Si osserva come sia possibile, già con le batterie attuali, raggiungere valori di sovraccaricabilità transitoria pari almeno a tre volte il valore nominale.

Dettagli sulle modalità di prova di stima del picco di potenza

Nella prova di stima del picco di potenza la batteria viene sottoposta a un picco di scarica, seguito da una scarica a potenza più blanda per abbassare il SoC del 10%, una pausa e infine un picco di carica. I picchi hanno una durata di 30 s ciascuno e il ciclo viene eseguito 10 volte, a intervalli del SoC di circa il 10%.

Si misurano tensione e corrente di batteria e si stimano a partire da esse la resistenza media di batteria ai 30 s, come (tensione iniziale-tensione ai 30s)/corrente media durante il picco, e la potenza di picco che la batteria è in grado di erogare in quelle condizioni. Il valore di potenza di picco è l'unico che dipende dalle caratteristiche fisiche della batteria, mentre gli altri due (Pmax continuativa e Pmax impulsiva) sono stimati a partire dai valori massimi di corrente, indicati sui data sheet dal costruttore. Questi valori massimi di corrente in alcuni casi sono legati a scelte costruttive e gestionali della batteria, dovute al fatto che l'applicazione per cui è stata costruita non necessita di una corrente eccessiva oppure, semplicemente, i conduttori del cablaggio o le protezioni sono limitate ad una certa portata: non necessariamente, quindi, il valore qui riportato è indicativo delle potenzialità di una tecnologia. Le batterie in esame sono batterie commerciali destinate ad applicazioni telecom o veicolari e dimensionate per queste tipologie di applicazioni. Dimensionando opportunamente i SdA è possibile ottenere valori di sovraccaricabilità superiori ai valori riportati nel grafico.

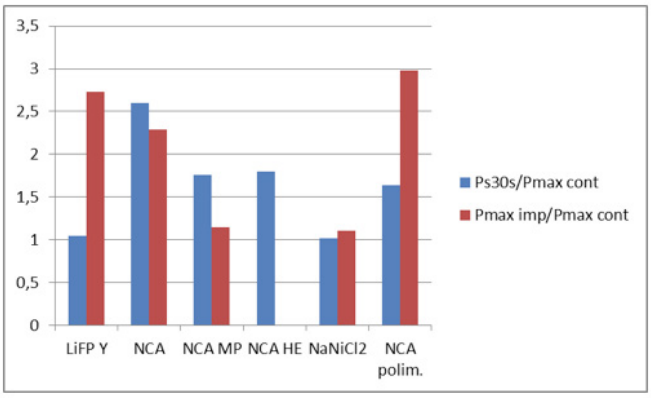


Fig. 3.5 Rapporto tra potenza massima e continuativa per diverse tecnologie di SdA

CAPITOLO 4

PARTECIPAZIONE AL MERCATO DI BILANCIAMENTO DA PARTE DI SDA STAND-ALONE

Nel seguente caso di studio si intende valutare il risultato economico ottenibile dalla partecipazione di un sistema di accumulo al Mercato di Bilanciamento, con opportune offerte a salire (erogazione di energia) ed a scendere (assorbimento di energia), sia per riserva terziaria che per regolazione secondaria. A tale scopo, si è fatto riferimento all'insieme di offerte accettate per i suddetti due servizi sul Mercato di Bilanciamento nell'anno compreso tra Maggio 2013 ed Aprile 2014 e si è proceduto nel seguente modo:

- si è considerato uno specifico sistema di accumulo definendone potenza nominale, capacità e rendimento, oltre allo stato di carica (SOC) minimo con il quale si intende gestirlo;
  si è selezionata una specifica zona di mercato per l'ipotetica installazione del SdA;
- partendo dall'inizio dell'arco temporale annuale considerato, per ciascun quarto d'ora si è definito un prezzo di offerta a salire (PUP) ed un prezzo di offerta a scendere (PDN) per l'energia gestibile dal SdA;
- se, in quel quarto d'ora, vi sono state offerte a salire accettate con prezzo superiore a PUP oppure offerte accettate a scendere con prezzo inferiore a PDN, allora l'ipotetica offerta per il SdA in tale quarto d'ora sarebbe stata accettata, in tutto od in parte in funzione delle quantità di energia accettate a prezzi meno convenienti per il sistema rispetto a quelli offerti dal SdA;
- è possibile che in un medesimo quarto d'ora[1] vi siano sia offerte accettate a salire che offerte accettate a scendere, nel qual caso, in funzione dei prezzi offerti, il SdA potrebbe operare sia in carica che in scarica; in questo caso, se il SdA non è del tutto scarico, si privilegia l'offerta a salire (scarica), altrimenti l'offerta a scendere (carica);
- in caso di offerta accettata a salire, il SdA ne ottiene un ricavo, valorizzando al prezzo offerto PUP l'energia immessa in rete scaricando a potenza nominale il SdA per quel quarto d'ora, con il limite della quantità di energia accettata e della quantità disponibile accumulata in precedenza;
- in caso di offerta accettata a scendere, il SdA sostiene un costo, valorizzando al prezzo offerto PDN l'energia prelevata dalla rete caricando a potenza nominale il SdA per quel quarto d'ora, con il limite della quantità di energia accettata e della quantità accumulabile in funzione dello stato di carica corrente.

In tal modo si ottiene il risultato economico che il SdA avrebbe potuto conseguire operando sul Mercato di Bilanciamento nel periodo annuale considerato per i servizi di riserva terziaria e di regolazione secondaria, il che costituisce un buon indicatore della redditività potenziale di questa applicazione.

Più in dettaglio, nelle simulazioni sono state considerate diverse taglie e rendimenti per i SdA, parametri sui quali effettuare un'analisi di sensitività, facendo opportunamente variare la potenza, la capacità ed il rendimento, secondo quanto riportato in Tab. 4.1, Tab. 4.2 e Tab. 4.3.

	1	2	3	4
Potenza Nominale (MW)	1	2	3	4
Capacità (MWh)	1	1	1	1
SOC minimo (%)	20	20	20	20
Rendimento	0,9	0,9	0,9	0,9

Tab. 4.1: Sensitivity sulla potenza.

[1] Granularità temporale caratteristica del Mercato di Bilanciamento.

	5	6	7	8	9	10	11
Potenza Nominale (MW)	1	1	1	1	1	1	1
Capacità (MWh)	1	2	3	4	5	6	7
SOC minimo (%)	20	20	20	20	20	20	20
Rendimento	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Tab. 4.2: Sensitivity sulla capacità.

	12	13	14	15
Potenza Nominale (MW)	1	1	1	1
Capacità (MWh)	1	1	1	1
SOC minimo (%)	20	20	20	20
Rendimento	0,9	0,85	0,8	0,75

Tab. 4.3: Sensitivity sul rendimento.

Sono state inoltre considerati quattro diversi SdA con caratteristiche tipiche delle tecnologie Redox, Litio, NaS e NaNiCl, come specificato in Tab. 4.4.

	16 (Redox)	17 (Litio)	18 (Nas)	19 (NaNiCl)
Potenza Nominale (MW)	1	2	3	4
Capacità (MWh)	5	1	7,5	3
SOC minimo (%)	20	20	20	20
Rendimento	0,75	0,92	0,75	0,85

Tab. 4.4: Caratteristiche dei SdA Redox, Litio, NaS e NaNiCl considerati.

Per quanto riguarda le zone di mercato, per ciascuna di esse si sono considerate anche le offerte relative ai poli di produzione limitati in esse contenuti, come mostrato in Tab. 4.5.

Zone	Acronimi
Nord	NORD
Centro Nord	CNOR
Centro Sud	CSUD
Sud + poli Rossano, Brindisi e Foggia	SUD+ROSN+BRNN+FOGN
Sicilia + polo Priolo	SICI+PRGP
Sardegna	SARD

Tab. 4.5: Zone e poli di produzione limitati considerati.

Nel periodo annuale considerato, compreso tra Maggio 2013 ed Aprile 2014, la numerosità delle offerte accettate sul Mercato di Bilanciamento analizzate per svolgere la simulazione è riportata nella seguente Tab. 4.6.

Zona di mercato	RISERVA TERZIARIA		REGOLAZIONE SECONDARIA	
	N. offerte a scendere	N. offerte a salire	N. offerte a scendere	N. offerte a salire
Nord	346.571	159.260	257.450	211.784
Centro Nord	9.796	6.623	21.393	16.883
Centro Sud	72.797	35.783	17.269	13.592
Sud + poli Rossano, Brindisi e Foggia	107.539	61.035	106.914	86.292
Sicilia + polo Priolo	41.088	45.717	69.844	40.813
Sardegna	17.277	20.724	11.147	8.692

Tab. 4.6: Numerosità delle offerte accettate analizzate per svolgere la simulazione

Per quanto riguarda la determinazione dei prezzi a salire ed a scendere per le offerte ipoteticamente presentate per il SdA, va detto che individuare una strategia ottima è molto complesso, poiché occorrerebbe tenere conto di una varietà di fattori contingenti che prevedibilmente avrebbero influenzato le condizioni del sistema elettrico in ciascuno dei quarti d'ora considerati. Non è però questo l'obiettivo del presente studio, che mira invece a fornire una stima dell'ordine di grandezza dei margini annui ottenibili da un SdA operando sul Mercato di Bilanciamento. A tale scopo, nel seguito si utilizzeranno dei semplici criteri di definizione dei prezzi di offerta che potranno anche essere basati su un'analisi ex-post dei prezzi delle offerte accettate, informazione che ovviamente non è a disposizione di chi opera quotidianamente su tale mercato. I criteri definiti sono dunque i seguenti:

a) Prezzo fisso: valori costanti per l'intera simulazione, predeterminati in base ai prezzi delle offerte nell'intero anno di osservazione; i valori ottimali utilizzati sono stati ottenuti in modo sperimentale effettuando una serie di simulazioni e scegliendo la coppia di valori che ha reso massimo il saldo economico complessivo delle operazioni di compravendita.

Zona di mercato	RISERVA TERZIARIA		REGOLAZIONE SECONDARIA	
	Prezzo offerte a scendere [€/MWh]	Prezzo offerte a salire [€/MWh]	Prezzo offerte a scendere [€/MWh]	Prezzo offerte a salire [€/MWh]
Centro Nord	36	100	11	116
Centro Sud	0,30	90	8	115
Nord	5	95	2,1	180
Sardegna	0,19	104	0,1	118
Sicilia + polo Priolo	10	111	0,1	160
Sud + poli Rossano, Brindisi e Foggia	10	90	1,3	100

Tab. 4.7: Prezzi di offerta fissi a salire ed a scendere utilizzati per effettuare la simulazione. b) Prezzo modulato: i valori costanti descritti in a) vengono modulati secondo il profilo orario di ciascun giorno della settimana dei prezzi medi delle offerte accettate sul Mercato di Bilanciamento nel periodo annuale considerato, pesati sulle rispettive quantità (si vedano ad es. la Fig. 4.1 e la Fig. 4.2). Il valore medio giornaliero dei 24 valori orari risultanti dalla modulazione è il prezzo fisso descritto in a).

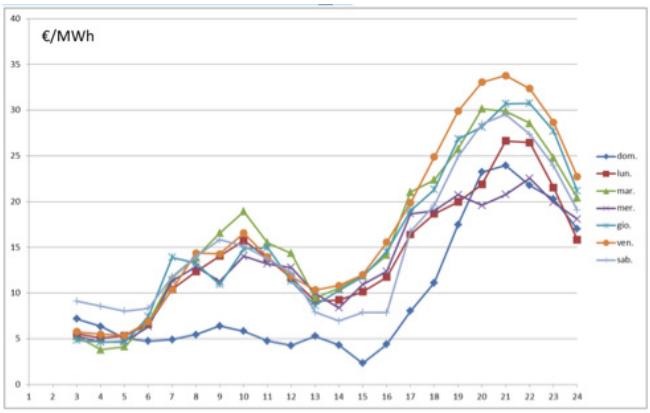


Fig. 4.1: Profilo orario di ciascun giorno della settimana dei prezzi medi delle offerte accettate a scendere per riserva terziaria sul Mercato di Bilanciamento nel periodo annuale considerato, pesati sulle rispettive quantità (zona SUD).

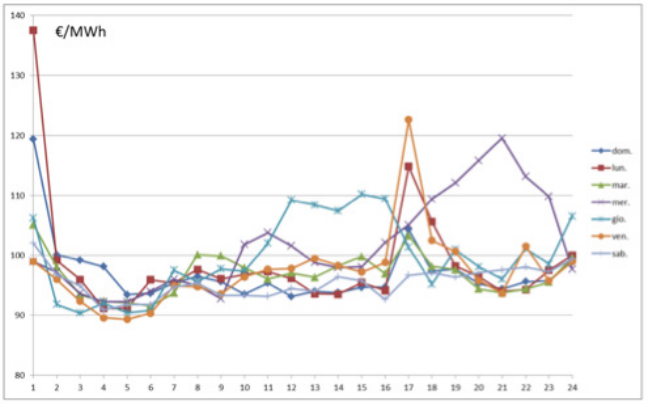


Fig. 4.2: Profilo orario di ciascun giorno della settimana dei prezzi medi delle offerte accettate a salire per riserva terziaria sul Mercato di Bilanciamento nel periodo annuale considerato, pesati sulle rispettive quantità (zona SUD).

c) Prezzo giorno settimana: i valori sono calcolati come media pesata sulle quantità di energia – calcolata sull'intero anno di osservazione – dei prezzi orari di ciascun giorno della settimana (lunedì, martedì, etc.).

d) Prezzo a media mobile: i valori vengono determinati ad ogni singolo quarto d'ora in base ad una media dei prezzi di periodi precedenti (Fig. 4.3).

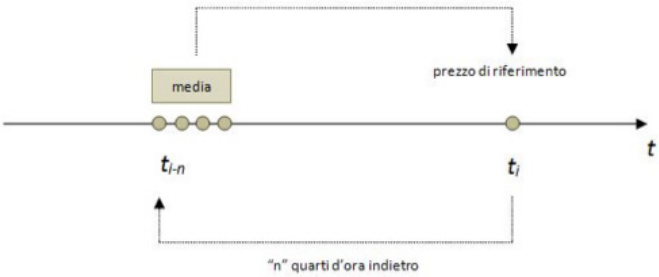


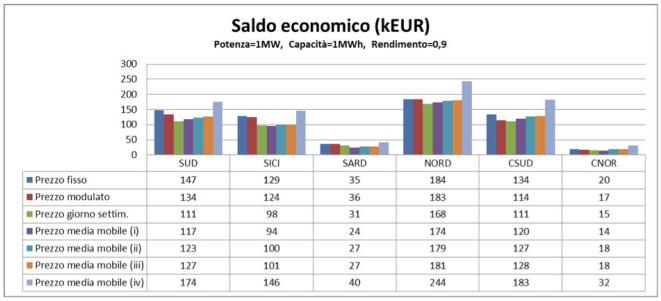
Fig. 4.3: Definizione del "prezzo a media mobile".

In particolare, sono state considerate diverse modalità di calcolo dei prezzi a media mobile:

Modalità	Indietro nel tempo	Intervallo di media
(I)	7 giorni	1 ora
(II)	1 giorno	1 ora
(III)	1 giorno	1 quarto d'ora
(IV)	1 quarto d'ora	1 quarto d'ora

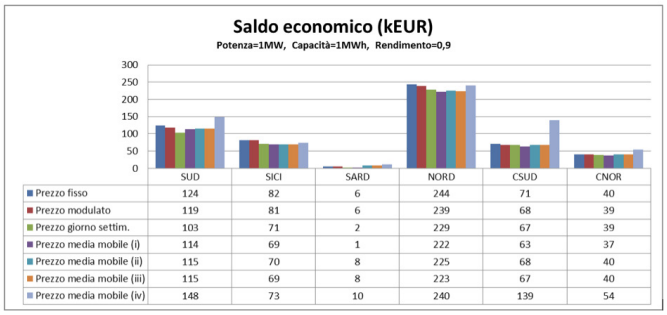
Tab. 4.8: Diverse modalità di calcolo dei prezzi di offerta.

A titolo di esempio, in Fig. 4.4 ed in Fig. 4.5 sono riportati i saldi economici annui (proventi dalla vendita di energia a salire meno costi per l'acquisto di energia a scendere) determinati in base alle diverse modalità di definizione dei prezzi di offerta sopra descritte, per un sistema di accumulo da 1 MW / 1 MWh / rendimento 90% rispettivamente per i servizi di riserva terziaria e regolazione secondaria.



	SUD	SICI	SARD	NORD	CSUD	CNOR
Prezzo fisso	147	129	35	184	134	20
Prezzo modulato	134	124	36	183	114	17
Prezzo giorno settim.	111	98	31	168	111	15
Prezzo media mobile (i)	117	94	24	174	120	14
Prezzo media mobile (ii)	123	100	27	179	127	18
Prezzo media mobile (iii)	127	101	27	181	128	18
Prezzo media mobile (iv)	174	146	40	244	183	32

Fig. 4.4: Saldi economici annui determinati in base alle diverse modalità di definizione dei prezzi di offerta per un sistema di accumulo da 1 MW / 1 MWh / rendimento 90% per il servizio di riserva terziaria.



	SUD	SICI	SARD	NORD	CSUD	CNOR
Prezzo fisso	124	82	6	244	71	40
Prezzo modulato	119	81	6	239	68	39
Prezzo giorno settim.	103	71	2	229	67	39
Prezzo media mobile (i)	114	69	1	222	63	37
Prezzo media mobile (ii)	115	70	8	225	68	40
Prezzo media mobile (iii)	115	69	8	223	67	40
Prezzo media mobile (iv)	148	73	10	240	139	54

Fig. 4.5: Saldi economici annui determinati in base alle diverse modalità di definizione dei prezzi di offerta per un sistema di accumulo da 1 MW / 1 MWh / rendimento 90% per il servizio di regolazione secondaria.

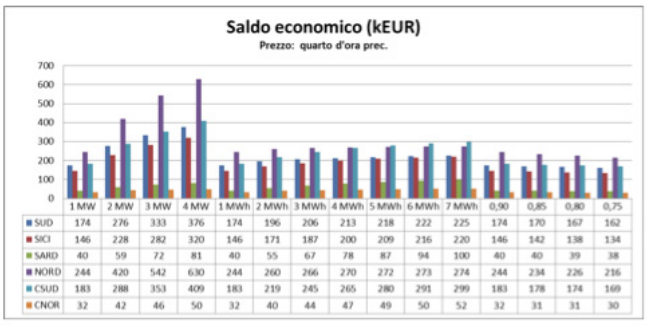
Il criterio che raggiunge i valori massimi di saldo economico nella maggioranza delle zone è, come c'era da aspettarsi, il «Prezzo media mobile (iv)», che fissa il prezzo al valore del quarto d'ora precedente; nel seguito, per brevità, si riportano dunque i risultati delle simulazioni per tutti i casi considerati limitatamente a tale criterio. In particolare nei grafici seguenti, per le varie zone di mercato, sono mostrati:

- i saldi economici annui (proventi dalla vendita di energia a salire meno costi per l'acquisto di energia a scendere);
- i numeri di cicli equivalenti effettuati dai SdA;
- i saldi economici annui per ciascun ciclo equivalente effettuato dai SdA;

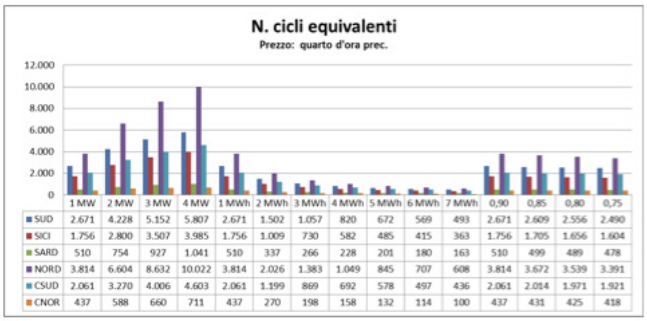
con analisi di sensitivity su potenza, capacità e rendimento dei SdA considerati, come specificato in Tab. 4.1, Tab. 4.2 e Tab. 4.3.

A seguire, vengono presentati i risultati relativi ai SdA di quattro tecnologie diverse, come specificato in Tab. 4.4.

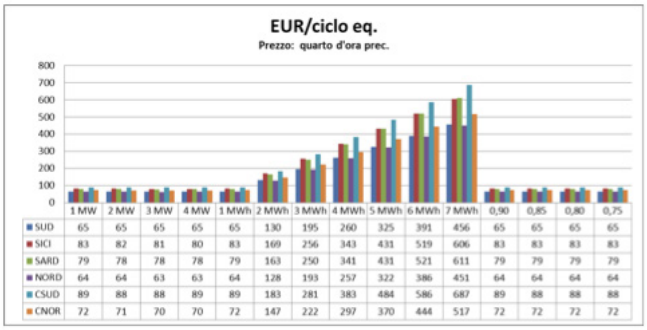
Focalizzandosi sui risultati delle simulazioni relative alle quattro tecnologie, si può notare come nelle zone CentroNord e Sardegna il margine annuo ottenibile sia limitato ad alcune decine di k€, per cui non in grado di consentire un ritorno dell'investimento in tempi ragionevoli.Nelle altre zone, invece, i margini annui ottenibili sono molto più interessanti, poiché si aggirano attorno a 200÷250 k€, con punte oltre i 300 k€ nella zona Nord per il servizio di regolazione secondaria. Tali margini si ottengono peraltro in molti casi effettuando un numero annuo di cicli equivalenti molto elevato (ciò in particolare avviene per i SdA al Litio considerati), che non consente il ritorno dell'investimento prima della fine della vita dei SdA. In limitati casi il ritorno dell'investimento potrebbe esservi, ma con tempi molto lunghi, di 10 anni o più, rendendo l'investimento stesso poco interessante, peraltro avvicinando o superando la vita calendariale del SdA.



	1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh	6 MWh	7 MWh	0,90	0,85	0,80	0,75
SUD	174	276	333	376	174	196	206	213	218	222	225	174	170	167	162
SICI	146	228	282	320	146	171	187	200	209	216	220	146	142	138	134
SARD	40	59	72	81	40	55	67	78	87	94	100	40	40	39	38
NORD	244	420	542	630	244	260	266	270	272	273	274	244	234	226	216
CSUD	183	288	353	409	183	219	245	265	280	291	299	183	178	174	169
CNOR	32	42	46	50	32	40	44	47	49	50	52	32	31	31	30

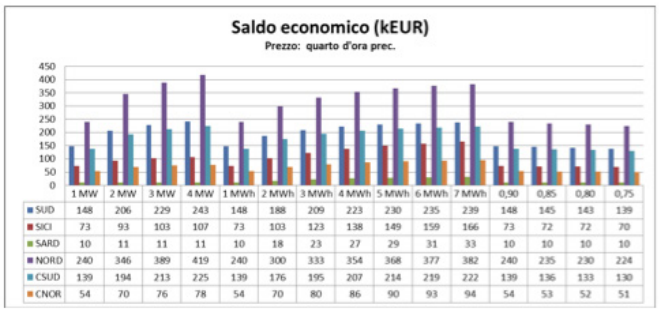


	1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh	6 MWh	7 MWh	0,90	0,85	0,80	0,75
SUD	2.671	4.228	5.152	5.807	2.671	1.502	1.057	820	672	569	493	2.671	2.609	2.556	2.490
SICI	1.756	2.800	3.507	3.985	1.756	1.009	730	582	485	415	363	1.756	1.705	1.656	1.604
SARD	510	754	927	1.041	510	337	266	228	201	180	163	510	499	489	478
NORD	3.814	6.604	8.632	10.022	3.814	2.026	1.383	1.049	845	707	608	3.814	3.672	3.539	3.391
CSUD	2.061	3.270	4.006	4.603	2.061	1.199	869	692	578	497	436	2.061	2.014	1.971	1.921
CNOR	437	588	660	711	437	270	198	158	132	114	100	437	431	425	418

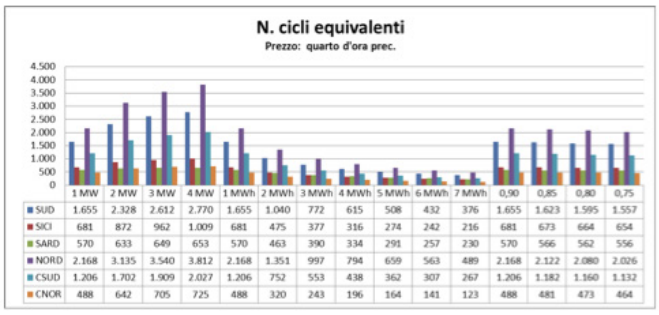


	1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh	6 MWh	7 MWh	0,90	0,85	0,80	0,75
SUD	65	65	65	65	65	130	195	260	325	391	456	65	65	65	65
SICI	83	82	81	80	83	169	256	343	431	519	606	83	83	83	83
SARD	79	78	78	78	79	163	250	341	431	521	611	79	79	79	79
NORD	64	64	63	63	64	128	193	257	322	386	451	64	64	64	64
CSUD	89	88	88	89	89	183	281	383	484	586	687	89	88	88	88
CNOR	72	71	70	70	72	147	222	297	370	444	517	72	72	72	72

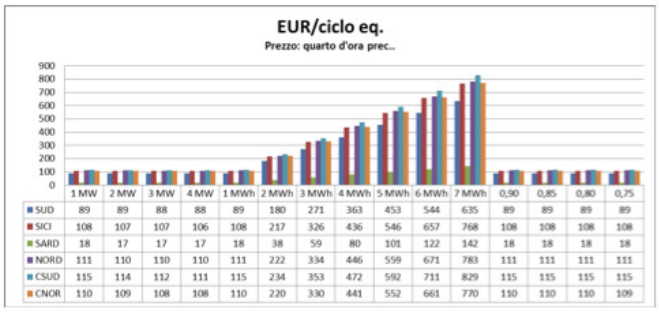
Fig. 4.6: Risultati per il servizio di riserva terziaria con sensitivity su vari parametri.



	1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh	6 MWh	7 MWh	0,90	0,85	0,80	0,75
SUD	148	206	229	243	148	188	209	223	230	235	239	148	145	143	139
SICI	73	93	103	107	73	103	123	138	149	159	166	73	72	72	70
SARD	10	11	11	11	10	18	23	27	29	31	33	10	10	10	10
NORD	240	346	389	419	240	300	333	354	368	377	382	240	235	230	224
CSUD	139	194	213	225	139	176	195	207	214	219	222	139	136	133	130
CNOR	54	70	76	78	54	70	80	86	90	93	94	54	53	52	51

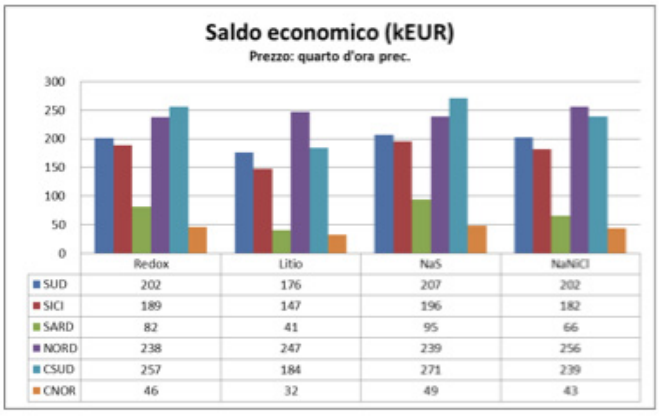


	1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh	6 MWh	7 MWh	0,90	0,85	0,80	0,75
SUD	1.655	2.328	2.612	2.770	1.655	1.040	772	615	508	432	376	1.655	1.623	1.595	1.557
SICI	681	872	962	1.009	681	475	377	316	274	242	216	681	673	664	654
SARD	570	633	649	653	570	463	390	334	291	257	230	570	566	562	556
NORD	2.168	3.135	3.540	3.812	2.168	1.351	997	794	659	563	489	2.168	2.122	2.080	2.026
CSUD	1.206	1.702	1.909	2.027	1.206	752	553	438	362	307	267	1.206	1.182	1.160	1.132
CNOR	488	642	705	725	488	320	243	196	164	141	123	488	481	473	464

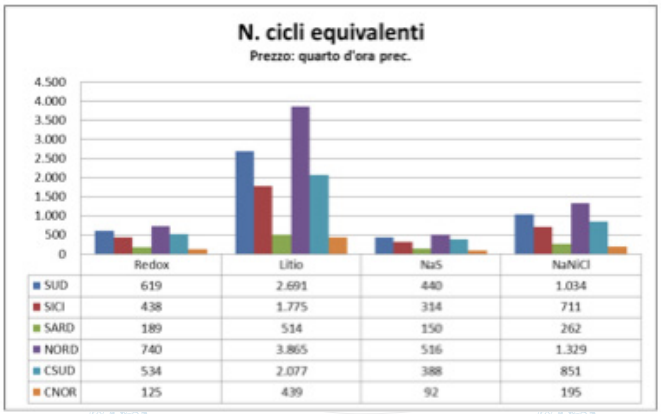


	1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	1 MWh	2 MWh	3 MWh	4 MWh	5 MWh	6 MWh	7 MWh	0,90	0,85	0,80	0,75
SUD	89	89	88	88	89	180	271	363	453	544	635	89	89	89	89
SICI	108	107	107	106	108	217	326	436	546	657	768	108	108	108	108
SARD	18	17	17	17	18	38	59	80	101	122	142	18	18	18	18
NORD	111	110	110	110	111	222	334	446	559	671	783	111	111	111	111
CSUD	115	114	112	111	115	234	353	472	592	711	829	115	115	115	115
CNOR	110	109	108	108	110	220	330	441	552	661	770	110	110	110	109

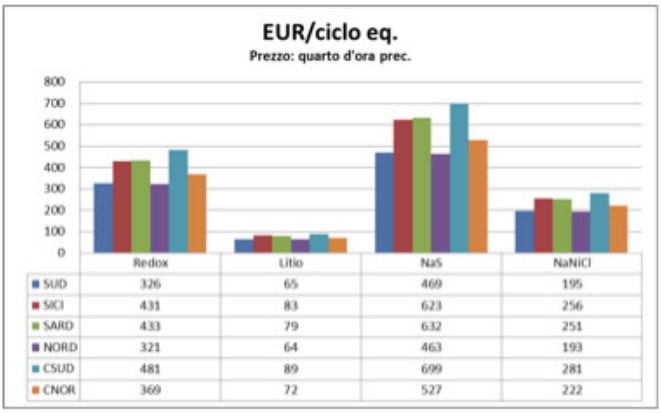
Fig. 4.7: Risultati per il servizio di regolazione secondaria con sensitivity su vari parametri.



	Redox	Litio	NaS	NaNiCl
SUD	202	176	207	202
SICI	189	147	196	182
SARD	82	41	95	66
NORD	238	247	239	256
CSUD	257	184	271	239
CNOR	46	32	49	43

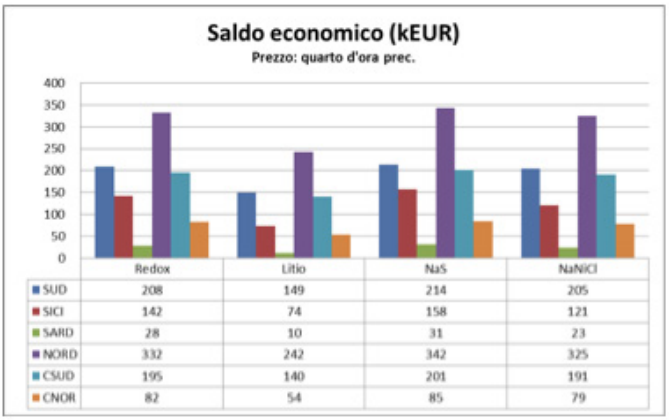


	Redox	Litio	NaS	NaNiCl
SUD	619	2.691	440	1.034
SICI	438	1.775	314	711
SARD	189	514	150	262
NORD	740	3.865	516	1.329
CSUD	534	2.077	388	851
CNOR	125	439	92	195

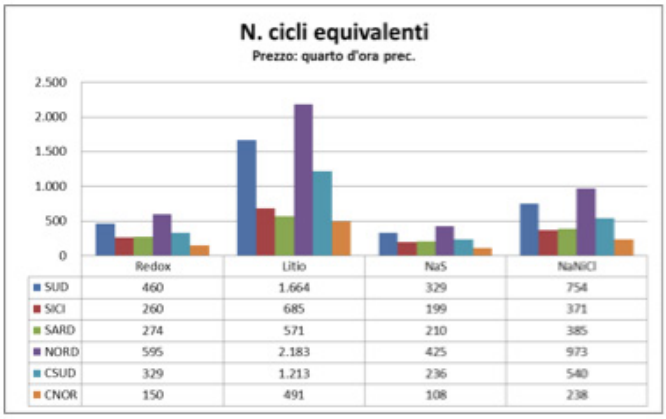


	Redox	Litio	NaS	NaNiCl
SUD	326	65	469	195
SICI	431	83	623	256
SARD	433	79	632	251
NORD	321	64	463	193
CSUD	481	89	699	281
CNOR	369	72	527	222

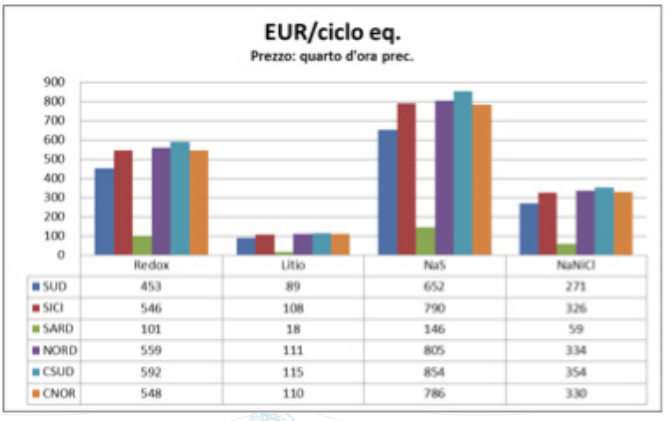
Fig. 4.8: Risultati per il servizio di riserva terziaria per le quattro tecnologie considerate.



	Redox	Litio	NaS	NaNiCl
SUD	208	149	214	205
SICI	142	74	158	121
SARD	28	10	31	23
NORD	332	242	342	325
CSUD	195	140	201	191
CNOR	82	54	85	79



	Redox	Litio	NaS	NaNiCl
SUD	460	1.664	329	754
SICI	260	685	199	371
SARD	274	571	210	385
NORD	595	2.183	425	973
CSUD	329	1.213	236	540
CNOR	150	491	108	238



	Redox	Litio	NaS	NaNiCl
SUD	453	89	652	271
SICI	546	108	790	326
SARD	101	18	146	59
NORD	559	111	805	334
CSUD	592	115	854	354
CNOR	548	110	786	330

Fig. 4.9: Risultati per il servizio di regolazione secondaria per le quattro tecnologie considerate.

CAPITOLO 5

UN ACCUMULO INTEGRATO IN UN IMPIANTO A CARBONE

Si considera l'ipotesi di integrare un'unità termoelettrica alimentata a carbone con un Sistema di Accumulo (SdA) elettrico dimensionato per soddisfare l'obbligo di riserva primaria per la regolazione di frequenza che compete all'impianto stesso in virtù della propria potenza nominale.
Quello che si intende valutare è il tempo necessario per ripagare l'investimento, considerando che la presenza del SdA consentirebbe di offrire sul mercato una quota di producibilità che diversamente sarebbe destinata a garantire il servizio di regolazione della frequenza di rete.

La valutazione viene eseguite prendendo a riferimento un moderno gruppo termoelettrico di grande taglia (660 MW lordi) ed i reali dati – energia offerta e venduta, prezzo di cessione sul Mercato del Giorno Prima (MGP) – relativi ad un periodo della durata di un anno, ipotizzando che la tale situazione si mantenga mediamente immutata nel corso del successivo arco di tempo a cui lo studio si riferisce.

In relazione all'unità termoelettrica considerata (gruppo 2 della centrale di Torrevaldaliga Nord), si sono esaminati i seguenti dati, relativi al periodo intercorso tra il 1° giugno 2013 ed il 31 maggio 2014:
- potenza offerta sul mercato del giorno prima;
- energia venduta sul medesimo mercato;
- prezzo di vendita.

I dati sono stati campionati su base oraria.

Dalla totalità dei dati sono stati estratti solo quelli corrispondenti al caso in cui l'intera potenza offerta sul mercato è stata effettivamente venduta: in questa circostanza, infatti, si può pensare che la possibilità, offerta dalla presenza del SdA, di immettere sul mercato anche la porzione di potenza destinata a garantire la riserva primaria avrebbe potuto generare un guadagno aggiuntivo.
Il margine dell'1,5% è stato valutato in relazione alla potenza massima dell'impianto dichiarata nel RUP (Registro Unità di Produzione) statico[1].

Si è così calcolata la quantità di energia che, in aggiunta a quella effettivamente venduta, sarebbe stata "potenzialmente vendibile" nel caso in cui la riserva primaria avesse potuto essere garantita mediante un SdA.

Per ogni intervallo della durata di un'ora è stato considerato il prezzo di vendita dell'energia; l'integrale calcolato su tutti gli intervalli considerati ha fornito il valore del maggiore ricavo che sarebbe stato possibile realizzare.

I costi del maggiore esercizio dell'impianto sono stati valutati sulla base dei parametri indicati nel volume "I costi dell'energia elettrica in Italia"[2] , come di seguito indicato:
- costo del carbone: 11 €/GCal (cioè 9,46 €/MWht);
- rendimento dell'impianto: 43%;
- costo variabile O&M: 2,3 €/MWhe.

Si è pertanto calcolato un costo marginale di funzionamento dell'impianto di 24,3 €/MWhe.

Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo è stato dimensionato considerando di volere soddisfare con esso l'intera richiesta di riserva primaria. Essendo la massima potenza di assetto dichiarata al RUP statico

[1] Le informazioni presenti nel RUP statico riguardano "la potenza massima stabilmente erogabile nelle normali condizioni di funzionamento, al netto della potenza assorbita dai servizi ausiliari, diminuita della semibanda di regolazione primaria," delle singole unità di produzione rilevanti (potenza di targa > 10 MW) presenti sul territorio nazionale. Le informazioni relative alla potenza massima resa effettivamente disponibile dalle singole unità di produzione abilitate sono contenute nel Registro delle Unità di Produzione dinamico (RUP dinamico).
[2] Monografia della serie RSE view, novembre 2014.

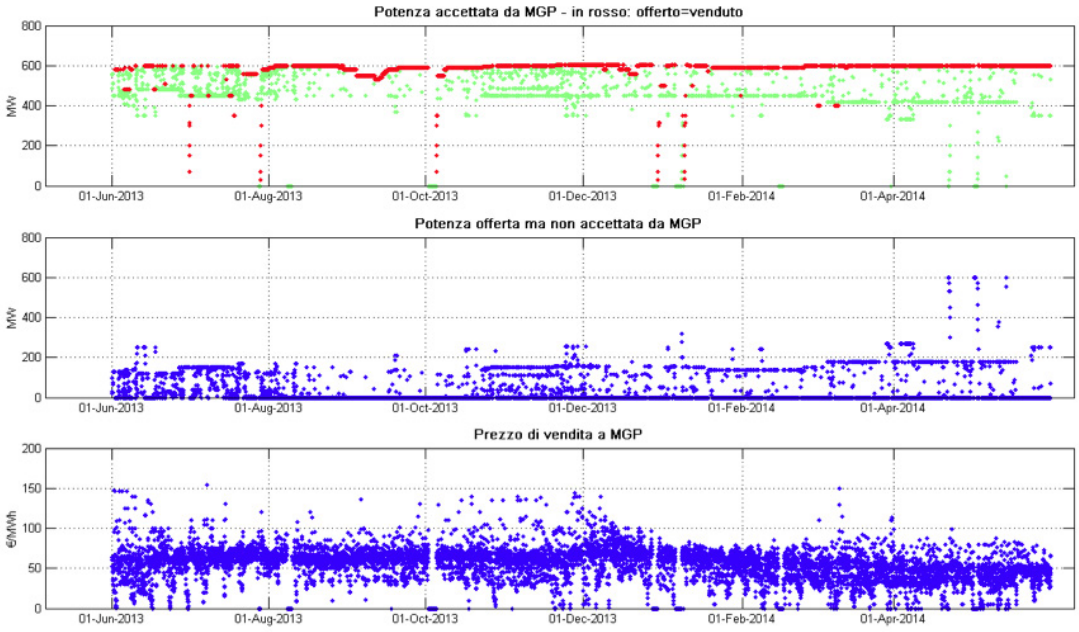
pari a 615 MW, poiché questa è determinata al netto del consumo degli ausiliari e della semi-banda di riserva primaria dell'1,5% , consegue che quest'ultima è pari a 9,37 MW.
Si è considerato un SdA realizzato con batterie Li-ion aventi la potenza complessiva di 10 MW, ipotizzando che le taglie commercialmente disponibili siano multiple di 1 MW.
Per quanto concerne le perdite energetiche del SdA, associate all'utilizzo intensivo tipico di questo impiego, si considera che queste mediamente corrispondano ad una carica completa ogni giorno. L'entità di tale voce di costo viene calcolata ipotizzando che per il SdA preso in esame il rapporto Energia/Potenza sia unitario.
Le perdite che si determinano sono pertanto pari a 3650 MWh/anno (365 giorni/anno * 10 MWh/giorno).

Tempo di rientro del capitale

Si assume come dato di progetto un costo specifico di acquisto pari a 1,2 M€/MWh: il capitale da investire è quindi pari a 12 M€.
Il tempo di recupero dell'investimento si calcola come rapporto tra l'investimento stesso ed il "potenziale maggiore guadagno" che, a sua volta, si ottiene decurtando il "potenziale maggiore ricavo" del costo marginale di funzionamento dell'impianto che deriva dal suo maggiore utilizzo e del costo associato alle perdite del sistema di accumulo.
Costo delle perdite del SdA = perdite * costo marginale = 3650 MWh/anno * 24,3 €/MWh = 88695 €/anno

Sulla base dei dati relativi al periodo esaminato si calcola un potenziale maggiore ricavo pari a 3.074 M€ e, considerando i citati costi marginali di produzione e quelli associati alle perdite del sistema di accumulo, si determina un "potenziale maggiore guadagno" pari a 1.719 M€.

Supponendo che i valori assunti per i calcoli possano essere ritenuti mediamente validi come riferimento anche per gli anni futuri, il potenziale maggiore guadagno associato alla soluzione prospettata (1.719 M€/anno) sarà in grado di ripagare l'investimento necessario per l'acquisto del sistema di accumulo (12 M€) in 7 anni. Raggiunto tale traguardo, si suppone che le batterie impiegate – a seguito dell'adozione di una oculata strategia di gestione dello stato di carica e di un grado di utilizzo non particolarmente gravoso (scariche poco profonde e non molto frequenti) – possano ancora godere di un residuo margine di vita utile, durante il quale generare profitto.
Vale la pena di osservare che l'impiego di un SdA dedicato alla regolazione primaria consentirebbe di fornire tale servizio anche nei periodi di fermata dell'unità a carbone, il che genera in qualche misura un'opportunità di ulteriori introiti grazie alla specifica remunerazione del servizio.



Torrevaldaliga 2 - Periodo giugno 2013 – maggio 2014 costo del carbone: 11 €/GCal rendimento impianto: 43% costo O&M variabile: 2,3 €/MWhe potenza massima di assetto: 615 MW margine di guadagno annuo lordo: 1.808.085 € margine di guadagno annuo al netto dell'autoconsumo del SdA: 1.719.390 €

CAPITOLO 6

UN ACCUMULO INTEGRATO IN UN IMPIANTO EOLICO

In analogia al caso precedentemente descritto, si considera la possibilità di dotare un parco eolico di un sistema di accumulo dell'energia in grado di soddisfare determinati requisiti associati alle esigenze di regolazione di rete; sulla base di questo presupposto si calcola il tempo necessario per il recupero del capitale investito.

Allo stato attuale, gli impianti eolici non sono tenuti a partecipare alla regolazione della frequenza di rete, come invece richiesto alle centrali tradizionali. Essi devono fornire un contributo in regimi di sovrafrequenza particolarmente severi, riducendo la propria immissione in rete secondo quanto richiesto dal Codice di Rete (se si tratta di impianti rilevanti connessi alla RTN) o dalle norme CEI 0-16 e 0-21 (in caso di impianti connessi alla rete di distribuzione in media o bassa tensione). E' però plausibile che il quadro regolatorio possa nel prossimo futuro subire modificazioni in tal senso. Si ipotizzano pertanto due possibili scenari che vedrebbero il gestore del parco eolico tenuto a fornire un contributo ai servizi di rete riservando, rispettivamente:

- una banda fissa – per riserva primaria – pari all'1,5% della potenza nominale, se l'impianto è in funzione con potenza superiore al 5% della stessa;
- una banda variabile, pari all'1,5% della potenza istantanea prodotta.

Il proprietario del parco dovrà quindi erogare tale servizio riservando una banda di funzionamento e quindi perdendo produzione rispetto alla disponibilità della fonte primaria (soluzione base) oppure asservire all'erogazione della riserva primaria un SdA dedicato (caso studiato nel presente paragrafo), in modo da non intaccare la producibilità del parco. Inoltre tale servizio può essere obbligatorio e non remunerato, oppure oggetto di specifica remunerazione, di tipo amministrato o market based.

L'analisi del caso viene svolta prendendo in considerazione un parco eolico realmente esistente – ubicato in Abruzzo, caratterizzato da una potenza nominale installata di 106 MW – , per il quale sono disponibili informazioni relative alla produzione effettivamente realizzata nel corso di un esercizio annuale. Tale dato si ipotizza che possa essere considerato mediamente valido anche per gli anni successivi presi in esame nel presente studio.

Poiché la possibilità di vendere energia elettrica prodotta sfruttando la risorsa eolica viene ora aggiudicata sulla base di un'asta in cui si offre un ribasso rispetto ad un il prezzo di vendita fissato, non è possibile, a priori, sapere quale sarà l'effettiva redditività dell'impianto. Anche in questo caso, dunque, la valutazione che segue viene fatta considerando due distinte eventualità:

- ribasso del 10% rispetto al valore a base d'asta;
- ribasso del 30% rispetto al valore a base d'asta;

La base d'asta è rappresentata dalla tariffa incentivante omnicomprensiva fissata per l'anno 2013 (pari a 127 €/MWh), che per gli anni 2014 e 2015 è previsto che non subisca variazioni. Il massimo ribasso che è possibile proporre in sede d'asta è comunque limitato al 30%.

Nei due casi che si intende prendere in considerazione, pertanto, l'energia venduta sarà valorizzata, rispettivamente:

- 114,3 €/MWh, nel caso di ribasso d'asta del 10%;
- 88,9 €/MWh, nel caso di ribasso d'asta del 30%.

Perdita economica associata all'energia potenzialmente producibile ma destinata a costituire la riserva primaria

Qualora la banda di riserva primaria venga garantita dal parco di generazione stesso, ciò implica una decurtazione dell'energia prodotta, rispetto a quella effettivamente producibile, pari all'ampiezza della banda. Ne consegue una perdita economica che, sulla base dei dati di produzione assunti a riferimento, si quantifica come sintetizzato nella seguente Tab. 6.1.

	Banda fissa = 1,5%*Pnom (quando Pist > 0,05*Pnom)	Banda variabile = 1,5%*Pist
Ribasso d'asta = 10%	817.090 €	267.734 €
Ribasso d'asta = 30%	635.514 €	208.238 €

Tab. 6.1: Perdita economica annuale dovuta alla mancata vendita di energia "accantonata" (in realtà, non prodotta) per garantire la banda di riserva primaria

Sistema di accumulo

Si suppone che il sistema di accumulo da predisporre abbia capacità tale da soddisfare il requisito dell'1,5% della potenza nominale del parco eolico, cioè 1,59 MW.

Nell'ipotesi di utilizzare, per l'accumulo, batterie a ioni di Litio, se ne assumono le seguenti caratteristiche:

- costo: 1,2 M€/MW;
- rapporto E/P: 1 MWh/MW;
- costo delle perdite associate ai cicli di carico e scarico: pari ad una carica completa al giorno, cioè pari a 1,59 MWh/giorno.

Sulla base della potenza richiesta e del costo specifico sopra indicato, si stima che l'investimento necessario per l'acquisto del sistema di accumulo sia pari a 1,91 M€. Considerando che le batterie richiedano una ricarica completa ogni giorno e che pertanto sia necessario fornire loro 1,59 MWh di energia al giorno per assicurarne il mantenimento, il costo annuo associato all'autoconsumo del sistema di accumulo sarà quello riportato nella Tab. 6.2, a seconda che si consideri che la vendita di energia sia stata aggiudicata con un ribasso d'asta del 10 oppure del 30%.

	Autoconsumo annuo
Ribasso d'asta = 10%	66.334 €
Ribasso d'asta = 30%	51.593 €

Tab. 6.2: Costo dell'autoconsumo del sistema di accumulo

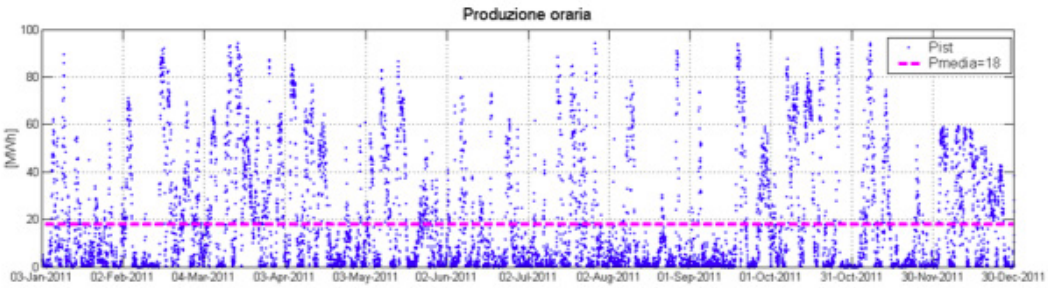
Tempo di rientro dell'investimento

Il tempo di rientro dell'investimento viene calcolato rapportando il costo di acquisto del sistema di accumulo alla differenza tra la perdita economica evitata ed il costo di funzionamento e manutenzione delle batterie.

- Nel caso in cui si assuma l'obbligo di mantenere una riserva primaria fissa, proporzionale alla potenza nominale che il parco eolico è in grado di produrre (1,5% di Pnom), il tempo di rientro dell'investimento – a prescindere dai costi finanziari dell'operazione – è stimabile essere pari a 2 anni e mezzo se si considera un ribasso d'asta del 10%, mentre arriva a poco meno di 3 anni e mezzo se si considera un ribasso d'asta del 30%.
- Nel caso in cui si assuma l'obbligo di mantenere una riserva primaria variabile, proporzionale alla potenza nominale che il parco eolico produce istante per istante (1,5% di Pist), il tempo di rientro dell'investimento – a prescindere dai costi finanziari dell'operazione – è stimabile essere pari a 9 anni e mezzo se si considera un ribasso d'asta del 10%, che diventano oltre 12 anni considerando un ribasso d'asta del 30%.

	Banda fissa = 1,5%*Pnom (quando Pist > 0,05*Pnom)	Banda variabile = 1,5%*Pist
Ribasso d'asta = 10%	2,5	9,5
Ribasso d'asta = 30%	3,3	12,2

Tab. 6.3: Tempo di rientro, espresso in anni, dell'investimento necessario per l'acquisto di un sistema di accumulo in grado di soddisfare la banda di riserva primaria



Parco eolico abruzzese (potenza nominale 106 MW): produzione oraria nel corso dell'anno solare 2011

CAPITOLO 7

LA REGOLAZIONE DI TENSIONE

Uno dei servizi di rete che i SdA possono fornire, consiste nel contributo alla regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva. Si tratta in realtà di una caratteristica propria del sistema di conversione, in grado di sfasare la corrente in anticipo o in ritardo rispetto alla tensione ai morsetti di macchina, fino, in linea di massima, ai limiti di corrente del convertitore stesso. Pertanto le prescrizioni riguarderanno, più che il SdA nel suo complesso, proprio il sistema di conversione e saranno specifiche rispetto al livello di tensione cui il SdA è collegato.

7.1 I SDA CONNESSI ALLE RETI DI TRASMISSIONE IN ALTA TENSIONE

Per quanto riguarda gli impianti connessi alle reti di alta tensione, valgono i requisiti stabiliti dai gestori delle reti di trasmissione, quando disponibili, in quanto si tratta di dispositivi innovativi, legati spesso a installazioni sperimentali, soprattutto per queste taglie. In Italia ad esempio, Terna ha già individuato[1] le caratteristiche di questo servizio per i SdA che sta realizzando appunto sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e che potranno ragionevolmente costituire i requisiti per futuri impianti costruiti da privati. Il servizio di regolazione di tensione può essere erogato secondo due modalità, tra esse alternative:

- Regolazione di tensione con riferimento di sbarra locale (Fig. 7.1): in questo caso il TSO fornisce una tensione ottima di riferimento della sbarra AT che il SdA deve cercare di mantenere regolando lo scambio di potenza reattiva con la rete. L'errore di tensione (differenza tra la tensione misurata alle sbarre di connessione AT e il riferimento fornito da Terna) alimenta un anello di regolazione della potenza reattiva che può essere aperto (semplice correzione periodica dello scambio di potenza reattiva in base all'errore di tensione misurato) oppure chiuso (in questo caso il regolatore cerca di azzerare l'errore di tensione). La scelta tra queste due configurazioni dipende dalla capacità regolante del SdA nel contesto in cui è inserito e dalla criticità che la regolazione di tensione riveste nella porzione di rete in cui esso è connesso. In casi specifici Terna può richiedere al SdA l'erogazione di un valore specifico di potenza reattiva. In caso di più SdA all'interno di uno stesso impianto, la regolazione di tensione può essere coordinata mediante l'impiego di un dispositivo SART (specificato nell'Allegato A16 al Codice di Rete Terna[2]) o che svolga le stesse funzioni, in modo da garantire una ripartizione proporzionale dei contributi di potenza reattiva tra i SdA che compongono l'impianto.
- Regolazione di tensione su nodo pilota: in caso di esercizio del SdA con asservimento alla regolazione di tensione su nodo pilota (cosiddetta regolazione secondaria o regionale) il SART, o sistema equivalente, comunica ai centri di controllo di Terna la capability equivalente di impianto. Sulla base di queste informazioni e di quelle inviate dagli altri impianti appartenenti alla medesima area di regolazione, il regolatore di area determina il livello percentuale di potenza reattiva q necessario a mantenere la tensione del nodo pilota al valore prestabilito[3].

Quale che sia la modalità di erogazione del servizio scelta, i SdA devono comunque lavorare all'interno della propria curva di capability, i cui limiti derivano generalmente dal dimensionamento in corrente del Power Conversion System (PCS).

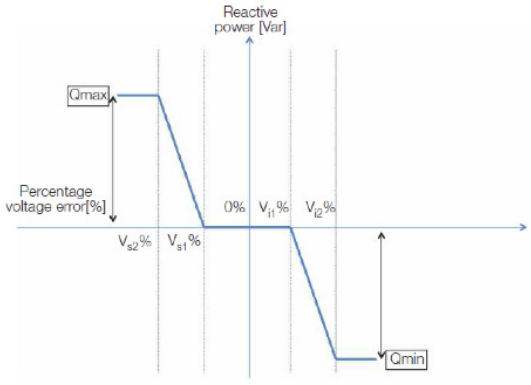


Fig. 7.1 Regolazione secondaria di tensione su sbarra locale (fonte Terna)

[1] Si veda ad esempio E. M. Carlini, G. Bruno, L. Ortolano, C. Martarelli, "Gli accumuli e i servizi di rete: modalità applicative e integrazione nei piani di difesa del sistema elettrico", L'Energia Elettrica, n. 37, settembre-ottobre 2014, pagg. 37-42.

[2] Terna, Allegato A16 al Codice di Rete, "Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione", 1 ottobre 2003

[3] In sintesi il coinvolgimento nel controllo gerarchico di tensione di impianti con SdA rilevanti, connessi alle reti AT, potrebbe essere efficacemente conseguito attraverso il requisito di dotazione di funzionalità tipo SART, opportunamente modificate per considerare le caratteristiche tecniche di questi sistemi. L'estensione a questi nuovi soggetti dell'obbligo di partecipazione alla regolazione di tensione costituisce poi l'occasione per una riflessione sull'istituzione di un meccanismo di remunerazione di un servizio che sta diventando sempre più importante per la gestione affidabile dei sistemi elettrici

7.2 SDA CONNESSI ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE IN MEDIA TENSIONE

I SdA connessi alle reti di distribuzione MT devono rispondere ai requisiti contenuti nella norma CEI 0-16[4] e nella relativa variante 1[5]. Come indicazioni di carattere generale, la norma precisa che la presenza di un SdA (non riferibile ad un UPS) in un qualsiasi impianto comporta che siano applicabili i requisiti relativi ai generatori. Inoltre, se il SdA utilizza un generatore rotante per la connessione alla rete, allora dovrà seguire le prescrizioni previste per i generatori rotanti, mentre se utilizza un sistema di raddrizzamento/inversione, seguirà le prescrizioni per i generatori statici ed è a quest'ultima fattispecie che si dedicherà spazio in questo capitolo. Inoltre, ci si riferirà a sistemi di accumulo elettrochimico (Electrochemical Energy Storage Systems ESS), ossia le batterie.

Tutto ciò premesso, per un SdA i servizi di rete richiesti sono i seguenti:

- Regolazione della potenza attiva
- Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% della tensione nominale Un
- Condizioni di funzionamento in sovrafrequenza
- Condizioni di funzionamento in sottofrequenza
- Partecipazione al controllo della tensione
- Sostegno alla tensione durante un corto circuito (attualmente allo studio)

Per quanto riguarda i servizi di rete che un SdA deve fornire, occorre prima specificare come deve essere considerato, in caso di presenza di altri generatori. Se in un impianto di generazione è presente un SdA, anche insieme ad altri generatori di qualsiasi tipo, il suddetto SdA è da considerarsi singolarmente ai fini delle prescrizioni dei servizi di rete (analogamente a quanto avviene per i generatori). La potenza nominale dell'impianto di generazione da considerare è tuttavia sempre pari alla somma dei generatori e/o SdA installati. Quindi, se si prende ad esempio il caso di un sistema fotovoltaico da 200 kW e un SdA da 200 kW, collegati sul lato in alternata dell'impianto di generazione, la potenza di riferimento da considerare è pari a 400 kW. A parziale deroga di quanto sopra indicato, si è citato il caso dell'insieme costituito da uno o più generatori e uno o più EESS, collegati sul bus DC di un inverter, che viene considerato come un unico generatore, al quale compete la fornitura di servizi alla rete. Ciò per tener conto che la presenza di due o più apparecchiature sullo stesso bus DC necessita un loro coordinamento da parte del sistema di controllo presente e quindi le suddette apparecchiature non sono indipendenti tra loro. In questo caso, la potenza nominale dell'impianto di generazione da considerare è quella dell'inverter che connette il sistema alla rete. Quindi nel caso di un sistema FV da 200 kW con SdA da 200 kW, collegati tra loro sul bus DC dell'unico inverter (da 200 kVA) verso la rete, la potenza da considerare è quella nominale dell'inverter.

7.2.1 REGOLAZIONE DI TENSIONE: MODULAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

La partecipazione alla regolazione di tensione è richiesta a tutti i generatori connessi alle reti MT con diverse modalità. La presenza dei generatori lungo le linee MT è potenzialmente in grado di innalzare la tensione nel punto di connessione oltre i valori consentiti dalla Norma CEI EN 50160, la quale prescrive che la media del valore efficace della tensione calcolata su 10 minuti non possa superare il 110 % di Un. Al fine di rispettare i limiti suesposti è necessario che:

- per valori di tensione superiori al 120% di Un per più di 0,6 s, le unità di GD siano distaccate dalla rete (compito assolto dalla regolazione 59.S2 del SPI);
- quando il valore medio della tensione misurato su una finestra temporale di 10 min in modalità a media mobile supera il 110% di Un, le unità di GD siano distaccate dalla rete entro 3 s (compito assolto dalla regolazione 59.S1 del SPI).

Indipendentemente dalle funzioni di distacco assolte dal SPI, il Distributore concorderà con gli Utenti attivi connessi alle reti MT i modi per contribuire alla limitazione della tensione tramite assorbimento o erogazione di potenza reattiva. Quindi, la condizione base di funzionamento delle macchine prevede la iniezione di potenza attiva a $\cos\varphi = 1$; il funzionamento ad un fattore di potenza diverso da 1, purché ricompreso nella curva di capability del generatore a un dato livello di potenza attiva, viene richiesto dal Distributore per consentire la regolazione della tensione secondo le esigenze di esercizio della rete stessa. La fornitura di potenza reattiva (erogata/assorbita) da parte degli utenti attivi dovrà avvenire secondo le logiche di controllo locale contenute nell'Allegato I nella norma CEI 0-16, di cui si dirà in seguito. Inoltre i gruppi potranno anche essere asserviti a una regolazione centralizzata e quindi dovranno operare secondo le logiche specificate nell'Allegato I della suddetta norma con il supporto dei segnali esterni di regolazione e controllo remoto che

[4] Norma CEI 0-16, "Regola tecnica di referimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica", Fascicolo 13789 C, settembre 2014

[5] Variante 1 alla norma CEI 0-16, Fascicolo 13887, dicembre 2014

verranno erogati a cura del Distributore, secondo quanto stabilito nell'Allegato T. L'attivazione è subordinata alla disponibilità di una opportuna regolamentazione stabilita dall'AEEGSI e riguardante modalità di attivazione e di esercizio e condizioni economiche.
Le prescrizioni relative allo scambio di potenza reattiva con la rete da assolvere a cura dei generatori, risultano di immediata applicazione per gli utenti attivi con immissione totale di energia (cessione totale) comprendenti un unico generatore. In tal caso, il rispetto dei vincoli circa le condizioni operative (scambio di potenza reattiva) è garantito dal normale funzionamento del generatore nell'ambito della curva di capability prescritta. Per il caso di utenti attivi con immissione totale di energia (cessione totale) comprendenti più di un generatore, il rispetto dei vincoli circa le condizioni operative (scambio di potenza reattiva) è garantito dal normale funzionamento di ciascuno dei generatori nell'ambito della relativa curva. Per i rimanenti casi (utenti attivi con presenza di carichi, al netto di eventuali servizi ausiliari) il rispetto dei vincoli circa le condizioni operative (scambio di potenza reattiva) è garantito dal normale funzionamento del (dei) generatore(i) nell'ambito delle predette curve di capability e dal funzionamento dei carichi rifasati per rispettare i termini contrattuali riportati nel Regolamento di Esercizio. Lo scambio di potenza reattiva deve essere realizzato a livello di singolo generatore oppure tramite un opportuno regolatore centralizzato di impianto.

7.2.2 LA REGOLAZIONE DI TENSIONE: L'ALLEGATO I

L'allegato I alla norma CEI 0-16 ("Partecipazione delle unità GD al controllo della tensione") contiene le logiche di controllo locali, nonché da remoto, necessarie alla partecipazione delle unità GD al controllo della tensione. Tali logiche saranno attivate a richiesta del Distributore mentre la prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal Distributore al produttore contestualmente alla connessione.
Una prima modalità di regolazione di tensione consiste nell'erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $\cos\varphi = f(P)$. L'assorbimento ed erogazione della potenza reattiva, in questi casi, è finalizzato alla limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dal generatore stesso a seguito dell'immissione di potenza attiva. Nel prosieguo vale la seguente convenzione:

- il comportamento capacitivo del generatore equivale ad una erogazione di potenza reattiva verso la rete, proprio di un condensatore;
- il comportamento induttivo del generatore equivale ad un assorbimento di potenza reattiva verso la rete, proprio di un induttore.

Seguendo questo criterio, i sistemi di generazione devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale secondo uno dei seguenti metodi:

- fattore di potenza funzione della potenza attiva $\cos\varphi = f(P$ (Fig. 7.2);
- fattore di potenza $\cos\varphi$ fisso ed impostabile.

La modalità di controllo, su richiesta del Distributore, deve poter essere abilitata o localmente o da remoto attraverso un'interfaccia di controllo (la modalità di abilitazione, purché eseguibile dal cliente/produttore o da un installatore qualificato, è a discrezione del costruttore).
Tutti i convertitori devono integrare come impostazione di default la curva caratteristica standard $\cos\varphi = f(P)$ riportata in Fig. 7.2, definita univocamente dalla interpolazione lineare di tre punti, rispettivamente A, B e C, con le seguenti caratteristiche:

- A: $P = 0{,}2\ Pn$; $\cos\varphi = 1$
- B: $P = 0{,}5\ Pn$; $\cos\varphi = 1$
- C: $P = Pn$; $\cos\varphi = \cos\varphi_max$

Dove $\cos\varphi_max$ è pari a 0,9 o 0,95 (induttivo).
Eventuali modifiche alla prescrizione o alla procedura apportate dal Distributore devono essere implementate dal proprietario dell'impianto nei limiti riportati di seguito. Il Distributore può prescrivere curve caratteristiche diverse da quella standard in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa. Nell'esempio tratteggiato in Fig. 7.2 la variante della curva rispetto allo standard consiste in una modifica del livello di potenza attiva in cui inizia la regolazione in assorbimento di potenza reattiva (punto A con $P = 0{,}05\ Pn$)). La modalità suddetta è abilitata in funzione di una tensione di lock-in (per esempio pari a 1,05 Vn), il cui valore è comunicato dal Distributore nel Regolamento di Esercizio. Il valore di lock-in deve essere regolabile tra Vn e 1,1 Vn con intervalli di 0,01. Il valore di lock-out (ad esempio pari a 0,98 Vn) deve essere regolabile tra 0,9 Vn e Vn con intervalli di 0,01.

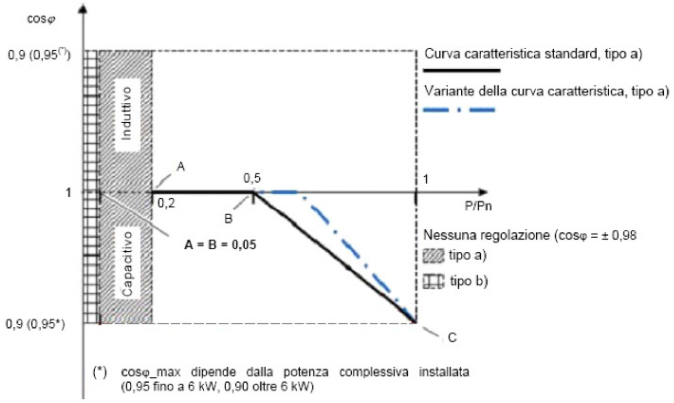


Fig. 7. 2 Curva caratteristica standard cosφ = f(P) e varianti definite su tre punti (fonte: Norma CEI 0-16, settembre 2014)

Qualora il Distributore prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro 10 s. L'implementazione dei requisiti di potenza reattiva avviene sui morsetti di uscita del convertitore. Le modalità di funzionamento della regolazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard cosφ = f(P):

- Al superamento del punto di lavoro P/Pn = 0,5, l'inverter verifica se la tensione ai suoi morsetti è superiore al valore "critico" per il lock-in (per esempio pari a 1,05 Vn, comunque un valore inferiore al limite di funzionamento stabile secondo CEI EN 50160).
- Se la verifica è positiva, viene attivata la regolazione di reattivo (lock-in) secondo il profilo riportato in Fig. 7.2 entro 10 s, altrimenti la macchina continua ad erogare a cosφ unitario fino a che la tensione misurata ai morsetti rispetta il limite V<1,05 Vn.
- Per livelli di potenza superiori a 0,5 Pn, qualora la tensione (verificata almeno ogni secondo) superi il valore critico, il convertitore attiverà la regolazione di reattivo (lock-in), posizionando il punto di lavoro P-Q sulla curva caratteristica standard in base al livello attuale di potenza attiva entro 10 s.
- La condizione di regolazione attivata viene rimossa solo quando la potenza attiva P erogata rientra sotto il 50 % di Pn lock-out in potenza, indipendente dalla tensione rilevata ai morsetti, oppure la tensione rientri sotto il valore di lock-out di tensione, per esempio pari a 1,00 Vn.

La norma CEI 0-16 prescrive poi un metodo alternativo per la regolazione di tensione: i sistemi di generazione devono consentire anche l'erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione in logica locale basate sul valore della tensione di rete letta ai morsetti di uscita (secondo curve caratteristiche Q = f(V), come indicate in Fig. 7.3). La regolazione ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 a 30 s con step di 1 s (taratura di default 3 s) e presuppone un funzionamento del generatore in punti interni alla propria capability P-Q.

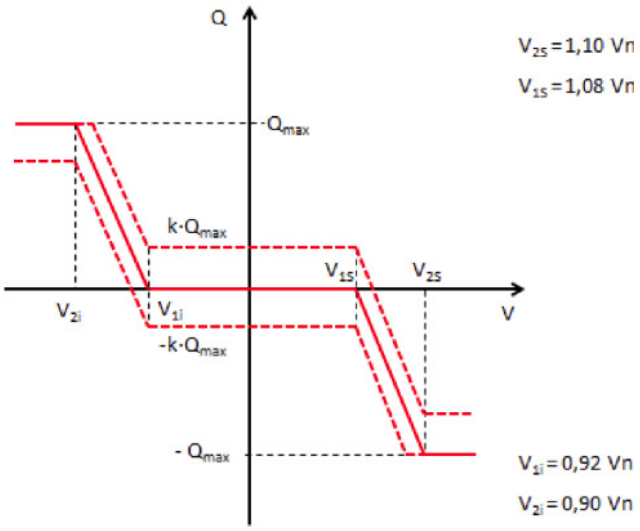


Fig. 7.3 Curva caratteristica Q = f(V) (fonte: Norma CEI 0-16, settembre 2014)

Il parametro k è richiesto solo per i SdA di tipo elettrochimico. Il relativo valore può essere scelto dall'operatore di rete oppure, in subordine, dall'utente. In Fig. 7.3, la convenzione utilizzata per lo scambio di potenza reattiva è la seguente:

- potenza reattiva positiva: il generatore eroga potenza reattiva (funzionamento in sovraeccitazione);
- potenza reattiva negativa: il generatore assorbe potenza reattiva (funzionamento in sottoeccitazione).

Seguendo questo criterio, gli inverter utilizzati devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica locale, secondo un valore funzione della tensione rilevata ai morsetti del generatore ed al massimo pari a 0,436 della potenza apparente nominale dell'inverter, in base alla curva Q = f(V) di Fig. 7.3. La curva caratteristica Q = f(V) è definita univocamente dai seguenti parametri:

- I valori di V1 e V2, definiti dal Distributore, purché entro i limiti di:

- $V_n < V_{1s}$; $V_{2s} < V_{max}$; $V_n > V_{1i}$; $V_{2i} > V_{min}$;
- $V_{min} \geq 27.S1$ (valore di default per $V_{min} = 0,9\ V_n$)
- $V_{max} \leq 59.S1$ (valore di default per $V_{max} = 1,1\ V_n$)
- Q_{min} e $+Q_{max}$ corrispondono ai limiti di capability "rettangolare" (comunque non inferiori in modulo al 43,6% di S_n).

- k variabile tra -1 e 1. Per i sistemi fotovoltaici k = 0, per i SdA k = 0 salvo diversa indicazione dell'operatore di rete.

In assenza di adeguata comunicazione con l'impianto di generazione, il parametro k è stabilito all'atto della configurazione dell'impianto. L'utente può, viceversa, variarne il valore nel rispetto del regolamento di esercizio sottoscritto. Il funzionamento in modalità di regolazione automatica secondo la curva caratteristica Q = f(V), previa richiesta del Distributore, dovrà essere abilitato tramite apposita impostazione da eseguire direttamente agendo localmente sul convertitore (la modalità di abilitazione, purché eseguibile in loco dal cliente/produttore o da un installatore qualificato, è a discrezione del costruttore). Eventuali modifiche alla prescrizione o alla procedura apportate dal Distributore devono essere implementate dal proprietario dell'impianto nei limiti riportati di seguito. Il Distributore, in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa, può prescrivere curve caratteristiche diverse, purché riconducibili a quella riportata a titolo esemplificativo in Fig. 7.3 tramite impostazione dei parametri V_{1i}, V_{2i}, V_{1s}, V_{2s}, secondo i criteri e limiti suesposti. La modalità di funzionamento in regolazione automatica di reattivo secondo la curva Q = f(V), viene abilitata al superamento di un livello di potenza attiva minima, cosiddetto di lock-in (per esempio pari a 0,20 *P*n), il cui valore è comunicato dal Distributore nel Regolamento di Esercizio. La funzione di erogazione cessa quando la potenza attiva scende stabilmente al di sotto del valore di lock-out di potenza, pari a 0,05 Pn o al valore minimo a cui il convertitore può garantire il controllo della funzione di erogazione automatica (purché non superiore a 0,05 *P*n). Qualora il Distributore prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro 10 s. L'implementazione dei requisiti di potenza reattiva avviene sui morsetti di uscita del convertitore. Le modalità di funzionamento della regolazione automatica della potenza reattiva secondo la caratteristica standard Q = f(V) sono le seguenti:

- al superamento del punto di lavoro $V > V_{1s}$, oppure $V < V_{1i}$, l'inverter verifica se la potenza attiva erogata è superiore al valore di soglia di lock-in (per esempio pari a 0,2 *P*n);
- se la verifica è positiva, viene attivata la regolazione di reattivo (lock-in) secondo il profilo riportato in Fig. 7.3 entro 10 s, altrimenti la macchina continua ad erogare a cos unitario fino a che la potenza erogata permane al di sotto del limite di lock-in P < 0,2 Pn.

La condizione di regolazione attivata viene rimossa solo quando:

- la potenza attiva P erogata scende stabilmente sotto il 5 % di *P*n, lock-out in potenza, indipendente dalla tensione rilevata ai morsetti, oppure;
- la tensione misurata è all'interno del range di V_{1s}, V_{1i}.

La funzione di regolazione richiesta può essere realizzata anche in modo centralizzato a livello di impianto tramite un sistema di controllo di parco. In questo caso, uno o più generatori ricevono i setpoint dal sistema di controllo centrale per attuare la regolazione del fattore di potenza secondo la modalità richiesta. Queste funzioni di controllo possono essere realizzate sia in maniera integrata con la singola macchina, sia in maniera centralizzata.

Infine, in presenza di una regolazione asservita, sarà inviato dal DSO un opportuno segnale di livello di potenza reattiva da erogare da parte delle unità GD nei limiti della proprie capability. La capacità di erogare potenza reattiva secondo un set-point definito a mezzo di un segnale esterno è richiesta per tutti i sistemi di generazione, nei limiti della proprie capability. In presenza di una regolazione centralizzata del Distributore, eventuali regolazioni locali che agiscano sulle stesse grandezze saranno disattivate.

7.2.3 CAPABILITY DEI SDA

Nel caso di SdA, la capability è la combinazione della curva dell'inverter (circolare) con quella della batteria (definibile come un rettangolo di altezza compresa tra P_{CMAX} e P_{SMAX} e larghezza pari a $-Q_i$ $+Q_i$ dell'inverter). I SdA collegati alla rete attraverso convertitori statici devono quindi presentare una capability come quella descritta dai grafici di Fig. 7.4, dove in particolare:

- il cerchio rappresenta la capability dell'inverter;
- le rette orizzontali sono i limiti di potenza PCMAX e PSMAX che normalmente sono inferiori alla potenza nominale dell'inverter

ma possono anche coincidere con quest'ultima.
Di conseguenza, la capability del sistema (ottenuta combinando inverter e batteria) sarà un cerchio eventualmente tagliato nella parte superiore e/o inferiore da rette che dipendono dalle caratteristiche dichiarate della batteria.

Un insieme costituito da uno o più generatori e uno o più EESS,

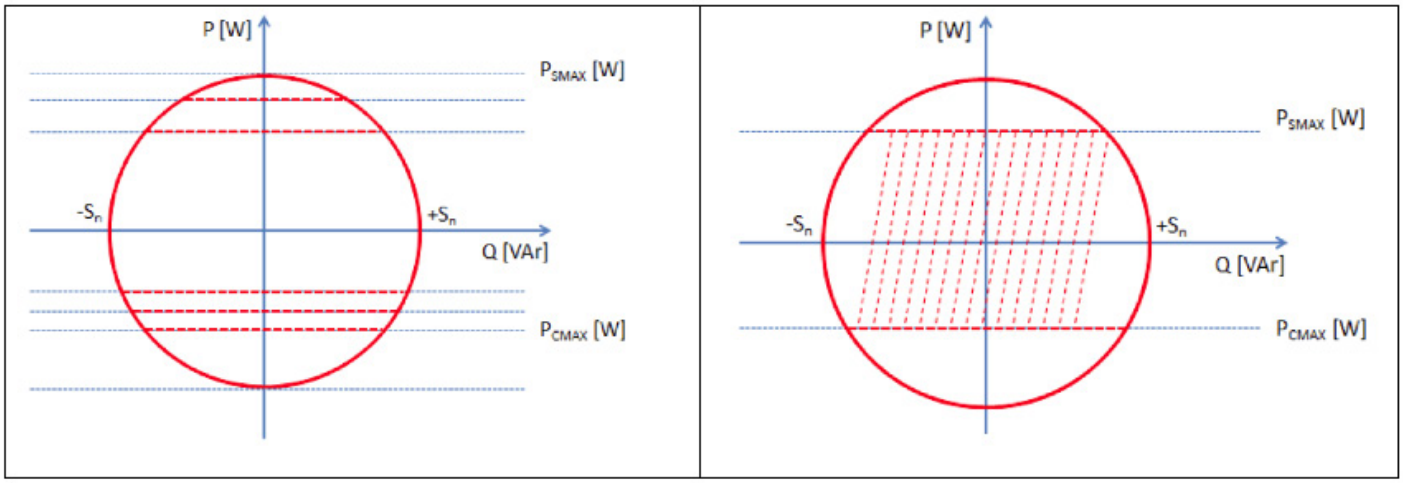


Fig. 7. 4 Combinazione tra capability di un convertitore bidirezionale e accumulo elettrochimico (a sinistra) e capability di un SdA con convertitore bidirezionale (a destra) (fonte: Norma CEI 0-16 V1, dicembre 2014)

collegati sul bus DC di un inverter viene considerato, ai fini della sua capability verso la rete, come un unico generatore. In Fig. 7.5 e Fig. 7.6 viene riportata la capability per un SdA, basato su tecnologia elettrochimica, collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico. La potenza reattiva Qi indicata nelle figure è quella determinata dal generatore fotovoltaico e quindi deve essere intesa pari a:

- 0,436 S_n per applicazioni in impianti di potenza < 400 kW (con S_n: potenza apparente nominale)
- S_n per applicazioni in impianti di potenza ≥ 400 kW (caratteristica circolare).

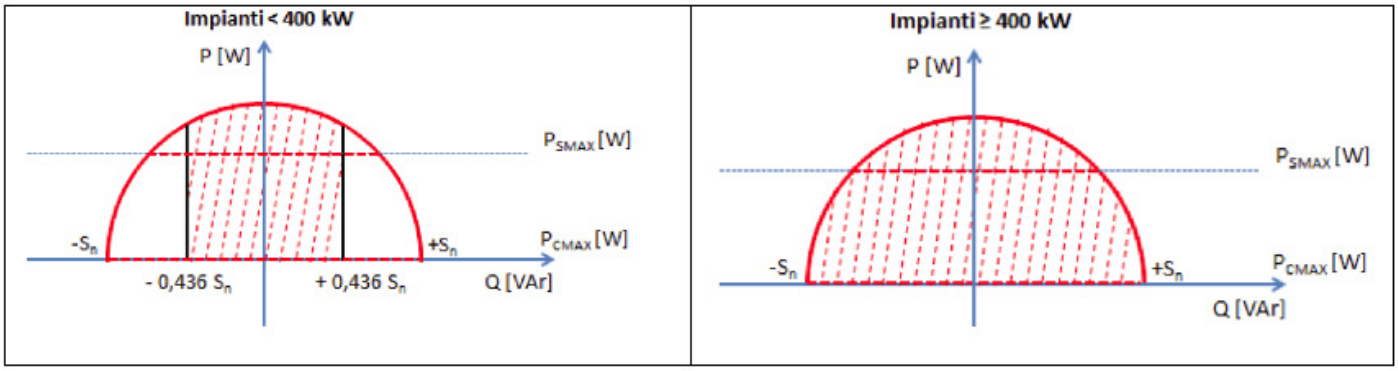


Fig. 7.5 Capability per un SdA collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con inverter (fonte: Norma CEI 0-16 V1, dicembre 2014)

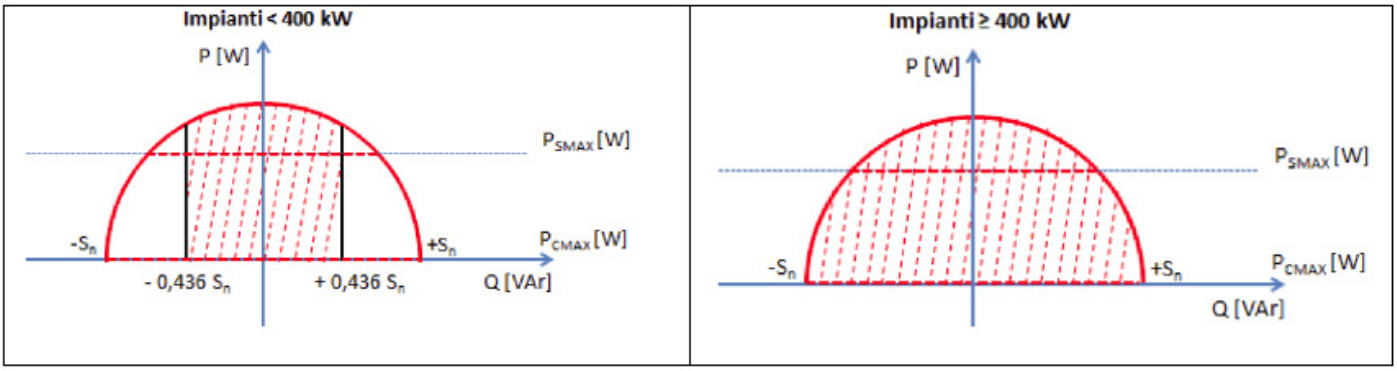


Fig. 7.6 Capability per un SdA collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con convertitore bidirezionale (fonte: Norma CEI 0-16 V1, dicembre 2014)

7.2.4 REGOLAZIONE DI TENSIONE: LIMITAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA

Per quanto riguarda il secondo servizio di rete, al fine di evitare il distacco del generatore dalla rete per valori di tensione prossimi al 110 % di U_n, deve essere possibile prevedere la limitazione automatica della potenza attiva immessa in funzione della tensione, secondo la seguente logica e modalità di attivazione. La limitazione in logica locale, essendo alternativa alla disconnessione dalla rete per sovratensione, deve essere attivabile dall'Utente attivo e, qualora attivata, può operare secondo una funzione scelta dal costruttore, pur di non prevedere gradini nell'erogazione della potenza attiva. A tutela dell'utente attivo è necessario che sia l'attivazione sia l'intervento della funzione di limitazione della potenza attiva in logica locale siano opportunamente segnalate dal generatore, secondo modalità scelte dal costruttore. Qualora il gruppo di generazione comprenda un SdA, quest'ultimo deve rispettare le prescrizioni date per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il SdA utilizza per la connessione alla rete. Inoltre, sempre se il generatore è dotato di SdA, deve essere possibile prevedere, oltre alla limitazione, l'assorbimento di potenza attiva dalla rete, compatibilmente con il suo stato di carica.

7.3 SDA CONNESSI ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE IN BASSA TENSIONE

I SdA connessi alle reti di distribuzione bt devono seguire le prescrizioni della norma CEI 0-21[6] nella versione consolidata e della relativa Variante 1[7], pubblicata nel dicembre 2014. Vale la pena ricordare che per impianti con potenza di generazione e/o eventuale accumulo inferiore a 1 kW valgono le sole prescrizioni degli impianti passivi, mentre per l'impatto dei SdA sulla definizione di utente attivo vale quanto già affermato per gli utenti connessi in MT: la presenza di un SdA (non riferibile ad un UPS) in un qualsiasi impianto comporta che l'utenza sia considerata attiva e pertanto il suddetto SdA debba soddisfare i requisiti di generatore. Analogamente a quanto visto per la MT, il SdA dovrà seguire le prescrizioni previste per la tecnologia di connessione alla rete: se utilizza un sistema di conversione, dovrà seguire le prescrizioni previste per i generatori statici. Qui ci si occuperà in particolare di quest'ultima fattispecie.

Occorre sottolineare che, anche per la bt, se in un impianto di generazione è presente un SdA, anche insieme ad altri generatori di qualsiasi tipo, il suddetto SdA è da considerarsi singolarmente per quanto riguarda le prescrizioni dei servizi di rete[8]. A parziale deroga di quanto scritto in precedenza, il caso dell'insieme costituito da uno o più generatori e uno o più SdA, collegati al bus DC di un inverter o di un convertitore, viene considerato come un unico generatore, cui compete la fornitura di servizi di rete[9]. In questo caso, la potenza nominale dell'impianto di generazione da considerare è quella dell'inverter/convertitore che connette il sistema alla rete in corrente alternata. Quindi nel caso di un impianto fotovoltaico da 20 kW con SdA da 20 kW, connessi tra loro sul bus DC dell'unico inverter (da 20 kVA) verso la rete, la potenza da considerare è quella nominale dell'inverter.

[6] Norma CEI 0-21, "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica", Fascicolo 13790 C, settembre 2014.
[7] Variante 1 alla Norma CEI 0-21, Fascicolo 13888, dicembre 2014
[8] La potenza nominale dell'impianto di generazione da considerare è sempre pari alla somma dei generatori e/o SdA installati. Ad esempio nel caso di un impianto fotovoltaico da 20 kW e un SdA da 20 kW collegati sul lato in alternata dell'impianto di generazione, la potenza di riferimento da considerare è 40 kW.
[9] Ciò per tenere in considerazione che la presenza di due o più apparecchiature sullo stesso bus DC necessita un loro coordinamento da parte del sistema di controllo presente e quindi le suddette apparecchiature non sono indipendenti tra di loro.

I servizi di rete che un SdA deve fornire sono i seguenti:

- Regolazione della potenza attiva
- Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110 % di U_n
- Condizioni di funzionamento in sovrafrequenza
- Condizioni di funzionamento in sottofrequenza
- Partecipazione al controllo della tensione

7.3.1 SERVIZI DI RETE PER IL CONTROLLO DELLA TENSIONE

La norma di connessione richiede agli utenti attivi un contributo alla regolazione di tensione, sotto forma di riduzione dell'erogazione di potenza attiva o di variazione dello scambio di potenza reattiva (partecipazione alla regolazione di tensione). Circa la limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n, si tratta di una facoltà del produttore che può prevedere la limitazione automatica della potenza attiva iniettata in funzione della tensione, secondo la logica e le modalità di attivazione contenute nell'allegato E alla norma CEI 0-21, di cui si dirà in seguito. Qualora il gruppo di generazione comprenda un SdA, quest'ultimo deve rispettare le prescrizioni date per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il SdA utilizza per la connessione alla rete.

La partecipazione al controllo della tensione è richiesta ai generatori statici e ai generatori sincroni direttamente connessi, di potenza superiore a 3 kW. È noto che la presenza di generatori lungo le linee BT è potenzialmente in grado di innalzare la tensione nel punto di connessione oltre i valori consentiti dalla Norma CEI EN 50160, la quale prescrive che la media del valore efficace della tensione calcolata su 10 minuti non possa superare il 110% di Un. Pertanto è necessario che:

- Per valori di tensione superiori a 115% di Un per più di 0,2 s, le unità di GD siano distaccate dalla rete (funzione di protezione 59.S2 del SPI)
- Quando il valor medio della tensione misurato su una finestra temporale di 10 minuti in modalità a media mobile supera il 110% di Un, le unità di GD siano distaccate dalla rete entro 3 s (funzione di protezione 59.S1 del SPI)
- Oltre alle funzioni di distacco assolte dal SPI e previa richiesta del Distributore (formalizzata nel Regolamento di Esercizio) le unità GD per valori della tensione di rete prossimi al 110 % di Un dovranno contribuire alla limitazione della tensione misurata ai morsetti di uscita tramite assorbimento di potenza reattiva (comportamento induttivo) secondo le logiche di controllo locale contenute nell'Allegato E

Queste prescrizioni sono riferite alla tensione misurata ai morsetti di macchina e consentono di realizzare una logica locale di regolazione della tensione.

In presenza di un opportuno sistema di comunicazione, le unità di GD utilizzare in impianti di taglia complessiva superiore a 6 kW, potranno essere asservite a una regolazione centralizzata e dovranno operare secondo le logiche specificate nell'allegato E, mentre i segnali esterni di regolazione e controllo remoto verranno erogati a cura del Distributore secondo quanto stabilito nell'allegato D[10]. L'attivazione è subordinata alla disponibilità di una opportuna regolamentazione stabilita dall'AEEGSI (modalità di attivazione e di esercizio; condizioni economiche). In questi casi le unità di GD dovranno essere in grado di assorbire potenza reattiva (comportamento induttivo) in prossimità del 110% di Un e erogare potenza reattiva (comportamento capacitivo) in prossimità del 90% di U_n.

7.3.2 L'ALLEGATO E ALLA NORMA CEI 0-21

L'Allegato E alla norma CEI 0-21 contiene appunto le logiche di controllo locali e i segnali di regolazione da remoto, necessari alla partecipazione delle unità GD al controllo di tensione, con particolare riferimento ai generatori statici. Come si è visto, tutti gli impianti di generazione di potenza complessiva superiore ai 3 kW, connessi alla rete tramite uno o più inverter, devono partecipare al controllo della tensione mediante scambio di potenza reattiva, finalizzato alla limitazione delle sovra/sottotensioni causate dal generatore stesso a seguito dell'immissione di potenza attiva. L'Allegato E stabilisce poi meccanismi di controllo della potenza reattiva che, in base ad una logica locale, integrata nel controllo degli inverter, consentono di limitare la tensione ai morsetti di uscita agendo automaticamente sulla base di una curva reimpostata e definita all'interno della capability triangolare. Pertanto gli inverter utilizzati in impianti di potenza superiore a

[10] Attualmente la regolazione centralizzata è richiesta solo ai generatori statici e a quelli eolici di tipo Full Converter e Double Fed Induction Generator.

3 kW devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale secondo uno dei seguenti metodi:

- Secondo una curva caratteristica del fattore di potenza/della potenza attiva = f(P) (curva di tipo a in Fig. 7.7)
- Ad un fattore di potenza cosφ fisso e impostabile fino al limite massimo di capability pari a 0,9 (0,95 per impianti di potenza complessiva fino a 6 kW, curva di tipo b in Fig. 7.7).

Per garantire un comportamento omogeneo di tutti i generatori distribuiti sulle reti di bassa tensione è inoltre stabilito quanto segue:

- tutti i convertitori devono integrare come impostazione di default la curva caratteristica standard cosφ = f(P) riportata in Fig. 7.7 (tipo a) definita univocamente dalla interpolazione lineare di tre punti, rispettivamente A, B e C, impostati come segue:
  - A: P = 0,2 Pn; cosφ = 1
  - B: P = 0,5 Pn; cosφ = 1
  - C: P = Pn; cosφ = cosφ_max, ove cosφ_max è pari rispettivamente a 0,95 (induttivo) per macchine fino a 6 kW e 0,90 (induttivo) per convertitori di taglia superiore a 6 kW.

  La curva caratteristica standard di tipo b) è definita dai punti C e D, impostati come segue:
  - C: P= Pn; cosφ = cosφ_max
  - D: P = 0,05 Pn; cosφ = cosφ_max
- La prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal Distributore al produttore contestualmente alla concessione dell'autorizzazione di allacciamento.
- Il funzionamento in modalità di regolazione automatica secondo la curva caratteristica "standard" di tipo a), previa richiesta del distributore, dovrà essere abilitato tramite apposita impostazione da eseguire direttamente agendo localmente sul convertitore (la modalità di abilitazione, purché eseguibile in loco dal cliente/produttore o da un installatore qualificato, è a discrezione del costruttore).
- Eventuali modifiche alla prescrizione o alla procedura apportate dal gestore di rete devono essere implementate dal proprietario dell'impianto nei limiti riportati di seguito.
- Il Distributore può prescrivere curve caratteristiche diverse da quella standard di tipo a) in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa. Nell'esempio tratteggiato in Fig. 7.7 la variante della curva di tipo a) rispetto allo standard consiste in una modifica del livello di potenza attiva in cui inizia la regolazione in assorbimento di potenza reattiva (punto A con P = 0,05 Pn).

Le modalità a) e b) sono entrambe abilitate in funzione di una tensione di lock-in (per esempio pari a 1,05 Vn), il cui valore è comunicato dal Distributore nel regolamento di esercizio. Il valore di lock-in deve essere regolabile tra Vn e 1,1 Vn con intervalli di 0,01. Il valore di lock-out (ad esempio pari a 0,98 Vn) deve essere regolabile tra 0,9 Vn e Vn con intervalli di 0,01. Qualora il gestore di rete prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro 10 s. L'implementazione dei requisiti di potenza reattiva avviene sui morsetti di uscita del convertitore.

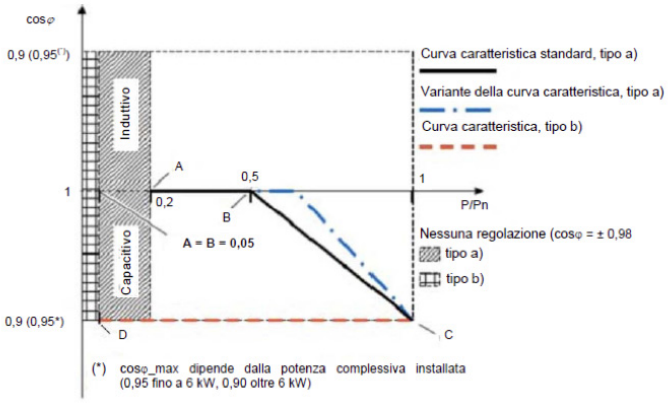


Fig. 7.7 Curva caratteristica standard cosφ = f(P) e varianti, definite su tre punti (fonte: Norma CEI 0-21 V1, dicembre 2014)

Le modalità di funzionamento della regolazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard cosφ = f(P), rispettivamente tipo a) e b) sono le seguenti:

- Al superamento del punto di lavoro P/Pn = 0,5 (curva tipo a), ovvero P/Pn = 0,05 (curva tipo b), l'inverter verifica se la tensione ai suoi morsetti è superiore al valore "critico" per il Lock-In (per esempio pari a 1,05 Vn, comunque un valore inferiore al limite di funzionamento stabile secondo CEI EN 50160).
- Se la verifica è positiva, viene attivata la regolazione di

reattivo (lock-in) secondo il profilo riportato in Fig. 7.7 entro 10 s, altrimenti la macchina continua ad erogare a cosφ unitario fino a che la tensione misurata ai morsetti rispetta il limite V < 1,05 Vn.

- Per livelli di potenza superiori a 0,5 Pn (curva tipo a)), ovvero a 0,05 Pn (curva tipo b)), qualora la tensione (verificata almeno ogni secondo) superi il valore critico, il convertitore attiverà la regolazione di reattivo (lock-in), posizionando il punto di lavoro P-Q sulla curva caratteristica standard in base al livello attuale della potenza attiva entro 10 s.
- La condizione di regolazione attivata viene rimossa SOLO quando:
  - la potenza attiva P erogata rientra sotto il 50% di Pn (curva tipo a)) ovvero sotto il 5% di Pn (curva tipo b)) lock-out in potenza, indipendente dalla tensione rilevata ai morsetti), oppure
  - la tensione rientri sotto il valore di lock-out di tensione, per esempio pari a 1,00 Vn.

Va poi osservato che il controllo della potenza reattiva comporta una maggiore dissipazione nella rete di bassa tensione. Come stabilito nel presente paragrafo, tale dissipazione può essere ridotta al minimo attivando la regolazione automatica della potenza reattiva secondo una curva caratteristica cosφ = f(P) solo al superamento di un livello critico della tensione rilevata ai morsetti di uscita del convertitore. L'impianto di produzione opera quindi in assorbimento di reattivo SOLO se eroga potenza attiva e SOLO quando la tensione misurata ai morsetti di uscita è prossima ai limiti stabiliti.

Esiste poi un'ulteriore possibilità di regolazione della tensione, attraverso una curva caratteristica Q = f(V), per inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW, come mostrato in Fig. 7.8. La regolazione ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 a 30 s con step di 1 s (taratura di default: 3 s) e presuppone un funzionamento del generatore in punti interni alla propria capability P – Q. Questo tipo di regolazione è tale da richiedere, potenzialmente, un funzionamento del generatore in punti esterni alla capability "triangolare" (cosφ istantaneo inferiore a 0,9) e fino al limite stabilito per la capability "rettangolare". In Fig. 7.8, la convenzione utilizzata per lo scambio di potenza reattiva è quella dei generatori e cioè:

- Potenza reattiva positiva: il generatore eroga potenza reattiva erogando una corrente in ritardo rispetto alla tensione
- Potenza reattiva negativa: il generatore assorbe potenza reattiva erogando una corrente in anticipo rispetto alla tensione.

Pertanto, ai fini della applicazione di questi metodi di regolazione "in tensione", vale quanto segue:

- Le curve di regolazione automatica di potenza reattiva in funzione della tensione ai morsetti di uscita sono applicabili solo ad inverter installati in impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW.
- L'erogazione o assorbimento di potenza reattiva secondo una curva caratteristica Q = f(V) si intende convenzionalmente finalizzata alla prestazione da parte dell'Utente Attivo di un servizio di rete richiesto dal Distributore. Pertanto questa modalità di funzionamento sarà attivata solo su richiesta del distributore e secondo una regolamentazione e le condizioni economiche che verranno stabilite dall'AEEGSI.

Seguendo questo criterio, gli inverter utilizzati in impianti di potenza superiore a 6 kW devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale, secondo un valore funzione della tensione rilevata ai morsetti del generatore ed al massimo pari a 0,4843 della potenza nominale dell'impianto, in base alla curva standard, Q = f(V) di Fig. 7.8.

Il parametro k è richiesto solo per i sistemi di accumulo di tipo elettrochimico. Il relativo valore può essere scelto dall'operatore di rete oppure, in subordine, dall'utente.

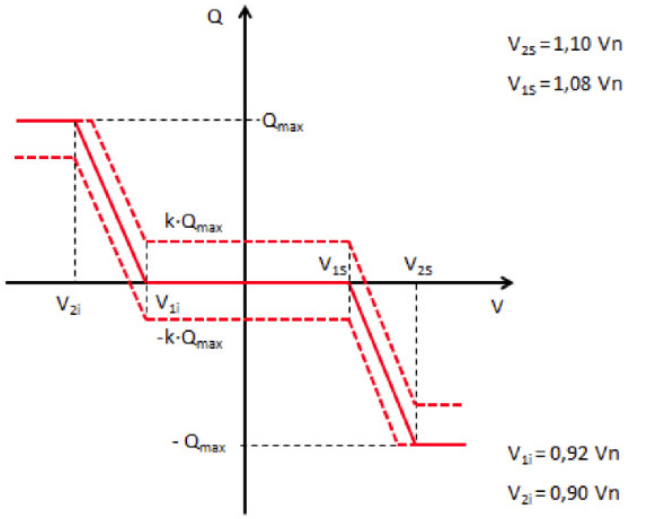


Fig. 7.8 Curva caratteristica standard = f(V) e varianti, definite su tre punti (fonte: Norma CEI 0-21 V1, dicembre 2014)

La caratteristica Q = f(V) è definita univocamente dai seguenti parametri:

- I valori di V_1 e V_2, definiti dal Distributore, purché entro i limiti di:
  - $V_n < V_{1S}$; $V_{2S} < V_{max}$; $V_n > V_{1i}$; $V_{2i} > V_{min}$
  - $V_{min} \geq 27.S1$ (valore di default per $V_{min} = 0,9\ V_n$)
  - $V_{max} \leq 59.S1$ (valore di default per $V_{max} = 1,1\ V_n$)
- $-Q_{min}$ e $+Q_{max}$ corrispondono ai limiti di capability rettangolare stabiliti in precedenza e comunque non inferiori in modulo al 48,43% di Pn
- k variabile tra -1 e 1 e posto di default pari a 0 salvo diversa indicazione dell'operatore di rete. In assenza di adeguata comunicazione con l'impianto di generazione, il parametro k è stabilito all'atto della configurazione dell'impianto. L'utente può, viceversa, variarne il valore nel rispetto del regolamento di esercizio sottoscritto.
- La prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal Distributore all'Utente Attivo contestualmente alla concessione dell'autorizzazione di allacciamento, in presenza di una regolamentazione emessa da parte di AEEGSI.
- Il funzionamento in modalità di regolazione automatica secondo la curva caratteristica "standard" Q = f(V), previa richiesta del distributore, dovrà essere abilitato tramite apposita impostazione da eseguire direttamente agendo localmente sul convertitore (la modalità di abilitazione, purchè eseguibile in loco dal cliente/produttore o da un installatore qualificato, è a discrezione del costruttore).
- Eventuali modifiche alla prescrizione o alla procedura apportate dal gestore di rete devono essere implementate dal proprietario dell'impianto nei limiti riportati di seguito.
- Il Distributore, in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa, può prescrivere curve caratteristiche diverse, purché riconducibili a quella riportata a titolo esemplificativo in Fig. 7.8 tramite impostazione dei parametri V_{1i}, V_{2i}, V_{1S}, V_{2S}, secondo i criteri e limiti suesposti.

La modalità di funzionamento in regolazione automatica di reattivo secondo la curva Q = f(V) (Fig. 7.8), viene abilitata al superamento di un livello di potenza attiva minima, cosiddetto di lock-in (per esempio pari a 0,20 Pn), il cui valore è comunicato dal Distributore nel regolamento di esercizio. Il valore di lock-in di potenza deve essere regolabile tra 0,1 Pn e Pn ad intervalli di 0,1 Pn.

La funzione di erogazione cessa quando la potenza attiva scende stabilmente al di sotto del valore di lock-out di potenza, pari a 0,05 Pn o al valore minimo a cui il convertitore può garantire il controllo della funzione di erogazione automatica (purchè non superiore a 0,05 Pn).

Qualora il gestore di rete prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro 10 s. L'implementazione dei requisiti di potenza reattiva avviene sui morsetti di uscita del convertitore.

La modalità di funzionamento della regolazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard Q = f(V) è la seguente:

- al superamento del punto di lavoro $V > V_{1S}$, oppure $V < V_{1i}$, l'inverter verifica se la potenza attiva erogata è superiore al valore di soglia di Lock-In (per esempio pari a 0,2 Pn).
- Se la verifica è positiva, viene attivata la regolazione di reattivo (lock-in) secondo il profilo riportato in Fig. 7.8 entro 10 s, altrimenti la macchina continua ad erogare a cos unitario fino a che la potenza erogata permane al di sotto del limite di lock-in P < 0,2 Pn.
- La condizione di regolazione attivata viene rimossa SOLO quando:
  - la potenza attiva P erogata scende stabilmente sotto il 5 % di Pn, lock-out in potenza, indipendente dalla tensione rilevata ai morsetti, oppure
  - la tensione misurata è all'interno del range di V_{1S}, V_{1i}.

In presenza di una regolazione asservita, sarà inviato dal DSO un opportuno segnale di livello di potenza reattiva da erogare da parte dell'unità GD nei limiti della capability rettangolare. La capacità di erogare potenza reattiva secondo un set-point definito a mezzo di un segnale esterno è richiesta per tutti gli inverter in impianti di taglia complessiva superiore a 6 kW. Questo tipo di regolazione è tale da richiedere, potenzialmente, un funzionamento del generatore in punti esterni alla capability "triangolare" (cosφ istantaneo inferiore a 0,9) e fino al limite stabilito per la capability "rettangolare".

7.3.3 CAPABILITY DELLE APPARECCHIATURE

In questo paragrafo ci si concentra sul secondo e sull'ultimo servizio (limitazione della potenza attiva per sovratensione e partecipazione al controllo di tensione), per fornire i quali è necessario che le apparecchiature mettano a disposizione una determinata capability; come già detto in precedenza, ci si riferisce di seguito al caso di SdA connesso alla rete mediante inverter o convertitore, dedicato o condiviso. La capability dei SdA è, come per il caso in MT, data dalla combinazione della curva circolare del convertitore con quella della batteria, definibile come un rettangolo di altezza compresa tra P_{cmax} e P_{smax} e larghezza pari a $-Q_i$ e $+Q_i$ del convertitore (vedi Fig. 7.3):

- Le curve di capability "triangolare" e "rettangolare" sono quelle valide per convertitori in impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW (convertitore in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile compreso tra cosφ = 0,90 in assorbimento di reattivo e cosφ = 0,90 in erogazione di reattivo).
- Per impianti di potenza complessiva non superiore a 6 kW, valgono le seguenti prescrizioni:
  - Gli inverter in impianti di potenza complessiva fino a 3 kW devono essere in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo compreso tra cosφ = 0,98 in assorbimento di reattivo e cosφ = 0,98 in erogazione di reattivo)
  - Gli inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 3 kW e fino a 6 kW devono essere in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo compreso tra cosφ = 0,95 in assorbimento di reattivo e cosφ = 0,95 in erogazione di reattivo)
- Le rette orizzontali sono i limiti di potenza P_{cmax} e P_{smax} che normalmente sono inferiori alla potenza nominale dell'inverter, ma possono anche coincidere con quest'ultima.

La capability del sistema, ottenuta combinando inverter e batteria, sarà un triangolo/rettangolo eventualmente tagliato nella parte superiore e/o inferiore da rette che dipendono dalle caratteristiche dichiarate della batteria. Ovviamente la parte inferiore della capability è presente solo nel caso di convertitore bidirezionale. Ad esempio in Fig. 7.10 è indicata la capability di un SdA in cui la batteria limita la potenza del sistema sia in scarica che in carica.

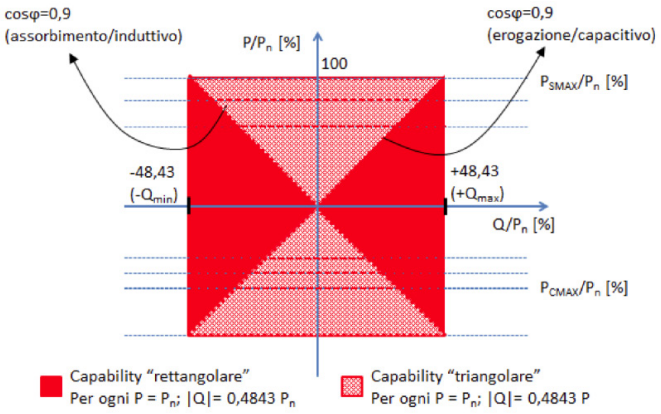


Fig. 7.9 Combinazione tra capability di un convertitore bidirezionale e accumulo elettrochimico (fonte: Norma CEI 0-21 V1, dicembre 2014)

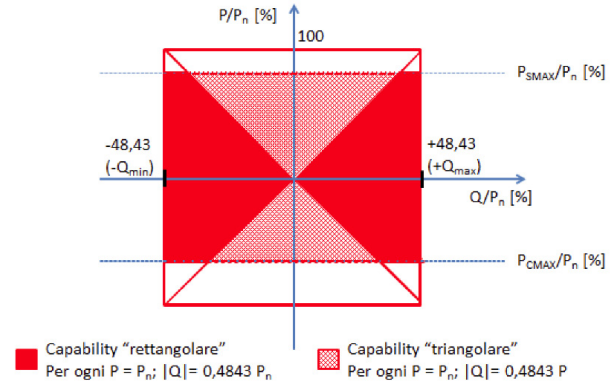


Fig. 7.10 Capability per un SdA con convertitore bidirezionale (fonte: Norma CEI 0-21 V1, dicembre 2014)

Un impianto costituito da uno o più generatori e uno o più SdA collegati però al bus DC di un inverter viene considerato, ai fini della sua capability verso la rete, come un unico generatore. In Fig. 7.11 e Fig. 7.12 viene indicata la capability per un SdA elettrochimico collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico.

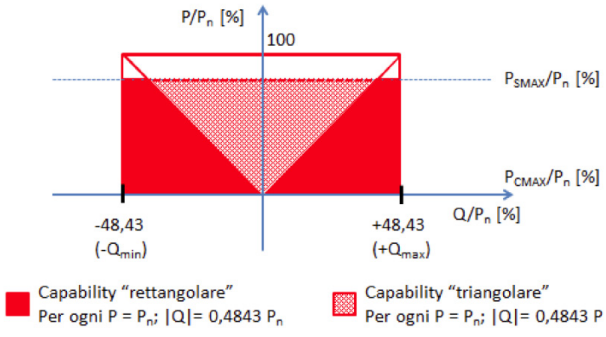


Fig. 7.11 Capability per un SdA collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con inverter (fonte: Norma CEI 0-21 V1, dicembre 2014)

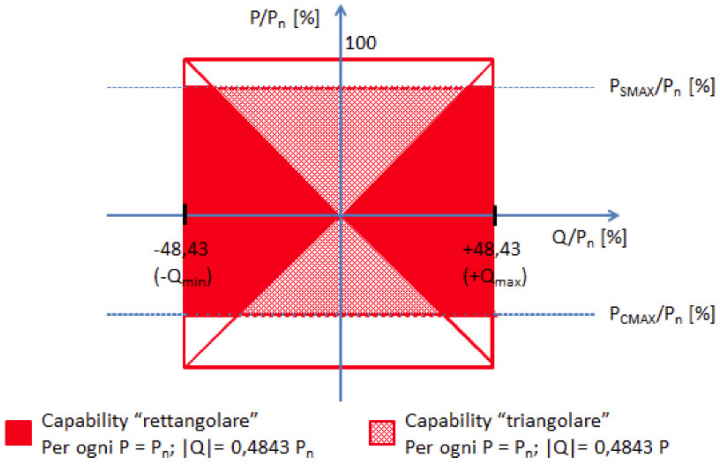


Fig. 7.12 Capability per un SdA collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con convertitore bidirezionale (fonte: Norma CEI 0-21 V1, dicembre 2014)

Si è visto come per gli inverter o convertitori in impianti di potenza complessiva superiore ai 6 kW debbano essere presenti una capability triangolare e una rettangolare. Si assume convenzionalmente che:

- Nei punti di funzionamento compresi entro la capability triangolare, l'impianto eroghi/assorba potenza reattiva con lo scopo di limitare le sovratensioni/sottotensioni causate dalla propria immissione di potenza attiva
- Nei punti di funzionamento compresi tra la capability triangolare e quella rettangolare, l'impianto eroghi/assorba potenza reattiva con lo scopo di fornire un servizio di rete.

Per gli inverter in impianti con potenza complessiva superiore a 3 kW e fino a 6 kW, la capability dell'inverter deve essere in grado di garantire lo scambio di potenza reattiva secondo quanto riportato nell'allegato E.

La normale condizione di funzionamento delle macchine prevede la sola iniezione di potenza attiva ($\cos\varphi=1$); il funzionamento a un fattore di potenza diverso da 1 può essere richiesto dal Distributore e deve essere possibile, sia con logiche e leggi di controllo locali che attraverso segnali di controllo da remoto (questo ultimo caso solo per impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW). Le logiche di controllo locale e da remoto sono definite nell'allegato E mentre le funzioni del sistema di comunicazione/regolazione sono descritte nell'allegato D.

CAPITOLO 8

ANALISI COSTI-BENEFICI DI UN SISTEMA DI ACCUMULO APPLICATO A DIVERSE UTENZE

Negli ultimi anni si sono succeduti più provvedimenti per incentivare la produzione di energia da conversione fotovoltaica (FV). Tale incentivazione nota come "Conto Energia" ha l'obiettivo di ripagare il maggior costo dell'energia prodotta dagli impianti FV rispetto all'energia prodotta da fonti fossili convenzionali (es. cicli combinati a gas). Con il susseguirsi dei provvedimenti di incentivazione, il valore dell'incentivo per l'energia FV prodotta è andato progressivamente riducendosi. Con il "Quinto Conto Energia" è cambiato il meccanismo di incentivazione. Mentre con i precedenti provvedimenti veniva incentivata allo stesso modo tutta l'energia prodotta e si poteva usufruire dello "scambio sul posto" (ovvero era possibile e vantaggioso utilizzare la rete elettrica come un accumulo di energia di capacità infinita), con il Quinto Conto Energia è stato eliminato lo "scambio sul posto" e introdotta l'incentivazione dell'autoconsumo, cioè dell'energia FV che viene contestualmente consumata là dove è collocato l'impianto FV. Con la fine delle incentivazioni è comunque rimasta conveniente la formula dell'autoconsumo, in quanto il prezzo di acquisto dell'energia elettrica è maggiore di quello di vendita. Per aumentare la frazione di autoconsumo del FV è possibile utilizzare i Sistemi di Accumulo (SdA) di energia posti nell'impianto elettrico dell'utente. L'acquisto e l'utilizzo di un SdA diviene economicamente conveniente quando i benefici economici derivanti dall'incremento di energia autoconsumata per effetto del sistema di accumulo sono in grado di ammortizzare l'investimento nel SdA prima che esso arrivi a fine vita.

Per meglio comprendere il concetto di autoconsumo e della sua "massimizzazione" ci si riferisce alla Fig. 8.1, dove, con riferimento ad un cliente domestico dotato di impianto FV, è mostrata una rappresentazione grafica dell'energia prelevata dalla rete (area rossa), dell'energia prodotta dall'impianto FV e auto consumata (area verde) e dell'energia prodotta dall'impianto FV e immessa in rete (area gialla).

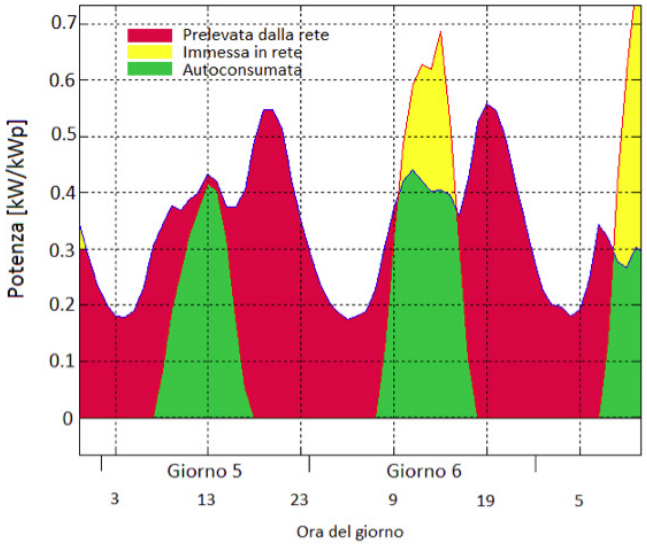


Fig. 8.1: esemplificazione del concetto di energia prodotta, autoconsumata ed immessa in rete

La somma delle aree rossa e verde rappresenta l'energia complessivamente consumata dall'utente, mentre la somma delle aree verde e gialla rappresenta l'energia prodotta dall'impianto FV. In figura si vede che il giorno 5 tutta l'energia prodotta risulta essere autoconsumata, mentre nel giorno successivo solo il 70% circa dell'energia prodotta viene autoconsumata. L'introduzione di un SdA permette di "spostare" la parte di energia prodotta ma non autoconsumata in ore della giornata in cui si ha un consumo di energia senza una contemporanea produzione FV.

Tale periodo è rappresentato dalle ore serali della giornata (si veda ad esempio il picco attorno alle 19 del giorno 6). Spostando la quota parte di energia prodotta ma non autoconsumata nelle ore in cui il fabbisogno di energia supera la produzione FV, aumenta la percentuale di energia autoconsumata, e quindi la redditività dell'impianto (si veda la Fig. 8.2, in cui l'energia immessa in rete nel giorno 6 è stata "spostata" nelle ore serali permettendo di abbattere il picco di energia assorbita dalla rete).

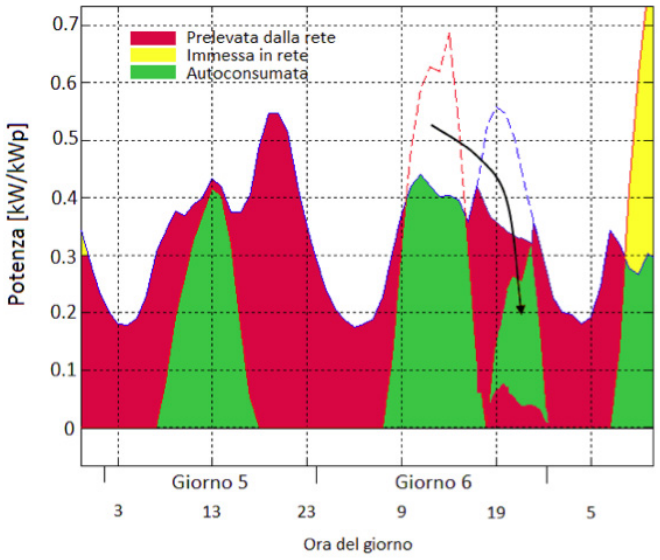


Fig. 8.2: Spostamento dell'energia immessa in rete nelle ore serali e conseguente abbattimento del picco di prelievo di energia dalla rete

Al fine di valutare il contributo che potrebbero fornire i SdA, è necessario stimare la quota di autoconsumo che un generico cliente dotato di impianto FV già consegue senza far ricorso ad un SdA o a modifiche della propria curva di consumo elettrico.
In questo documento verrà presentata un'analisi costi/benefici di un SdA per tre tipologie di utenti:

- utenti domestici
- utenti industriali
- utenti del terziario

8.1 METODOLOGIA APPLICATA

Per determinare la fattibilità economica o meno dell'installazione di un SdA presso un utente generico dotato di impianto fotovoltaico si devono essenzialmente compiere le seguenti azioni:

- Calcolo delle quote di autoconsumo attuali
- Stima delle quote di autoconsumo ottenibili con un SdA di differenti taglie
- Confronto dei flussi economici nei due casi

8.1.1 LOGICA DI FUNZIONAMENTO DEL SDA

La logica di funzionamento del SdA considerata in questo studio è estremamente semplice, ma al contempo molto efficace.
In pratica, istante per istante, se la potenza prodotta dall'impianto è maggiore di quella consumata dall'utente, l'energia in eccesso viene stoccata nel SdA. Se l'accumulo risulta essere carico al suo valore massimo, l'energia prodotta in eccesso viene immessa in rete. Quando la potenza generata dall'impianto è minore di quella consumata dall'utente, l'energia in difetto viene fornita dal SdA. Quando l'accumulo è scarico, l'energia consumata dall'utente viene prelevata dalla rete elettrica.
Con questa logica di funzionamento il SdA comincia ad erogare energia elettrica quando la produzione da parte dell'impianto scende al di sotto del consumo dell'utente. Questa situazione accade tipicamente nel tardo pomeriggio, cioè in un orario al difuori delle ore vuote, quindi in un orario in cui si paga ancora il prezzo pieno per l'energia elettrica. La logica di funzionamento appena illustrata permette quindi di ridurre l'assorbimento di energia dalla rete proprio nella fascia oraria in cui questa costa di più.
Nella Fig. 8.3 viene mostrata una esemplificazione grafica di quanto appena spiegato mediante il confronto con e senza SdA degli andamenti temporali degli scambi di potenza con la rete durante due giornate. In questo esempio la taglia dell'accumulo considerata è pari a 4,5 kWh.
Come si può notare, tra le ore 17 e 19 del primo giorno, senza sistema di accumulo, il picco di consumo (in nero) viene soddisfatto andando ad assorbire potenza dalla rete (in magenta). Installando un SdA invece, il picco di assorbimento viene soddisfatto da quest'ultimo (in blu). Ciò è possibile in quanto il SdA ha immagazzinato 4,5 kWh tra le 8 e le 13 (curva verde). Questa energia sarebbe invece stata immessa in rete (in azzurro) nel caso in cui il SdA non fosse stato presente.
Una condizione analoga si manifesta anche tra le 16 e le 18

del secondo giorno, in cui il picco di assorbimento viene coperto anche grazie al SdA.
La riduzione degli assorbimenti da rete risulta evidente esaminando la curva che li rappresenta (in magenta). Essa infatti si sovrappone in pochi casi alla curva dei consumi (in nero), anzi, l'assorbimento da rete è nullo, eccetto che tra le 2 e le 6 del mattino del secondo giorno, ad indicare che l'accoppiata FV+SdA riesce a soddisfare completamente il fabbisogno energetico dell'utente durante il periodo evidenziato.

Anche la potenza immessa in rete (in azzurro) viene ridotta installando un SdA, come diretta conseguenza dell'aumento degli autoconsumi.
Da notare il vincolo sulla minima carica residua che il SdA deve mantenere per non danneggiarsi; in questo caso si è imposto un DOD (Deep Of Discharge) pari al 80%, che comporta una carica minima residua pari a 0,9 kWh. Si è inoltre considerato un rendimento del SdA pari all'85%.

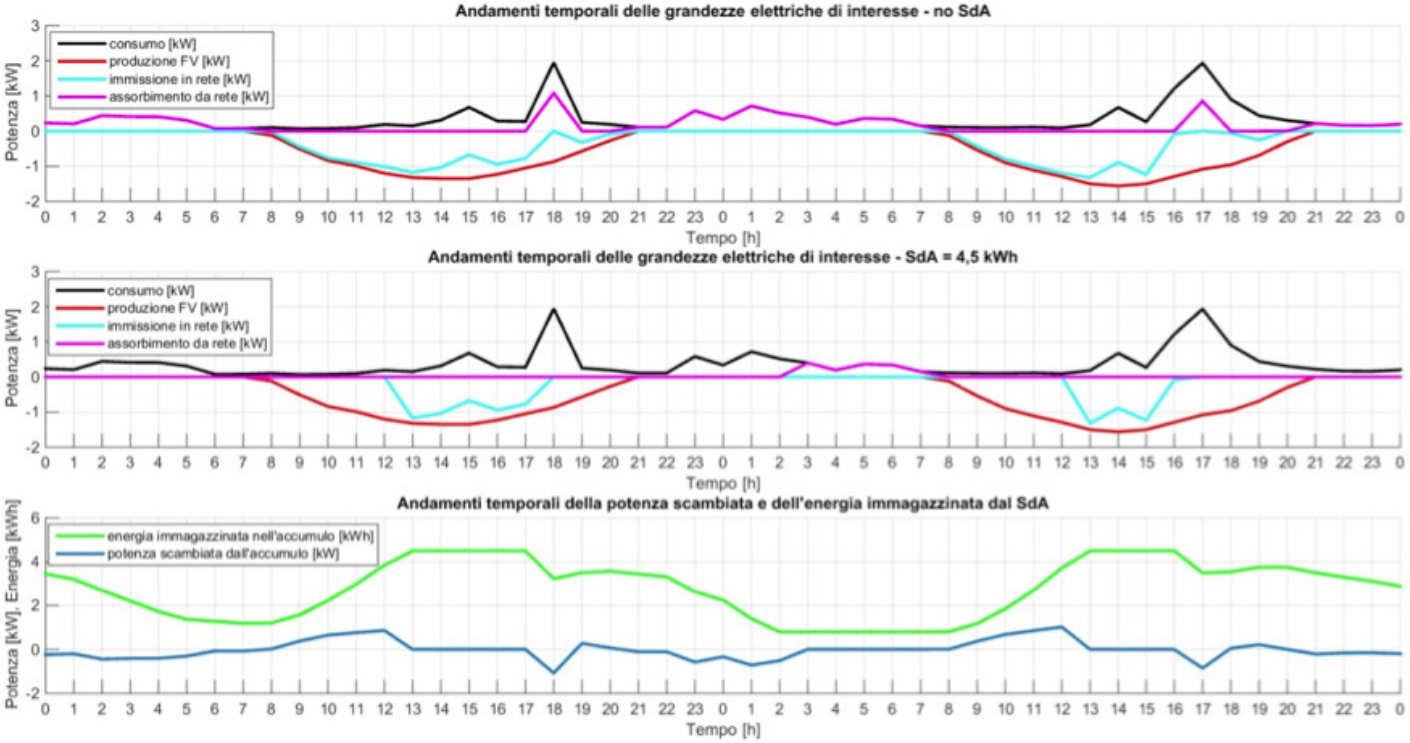


Fig. 8.3: Confronto tra gli andamenti temporali delle grandezze elettriche di interesse con e senza SdA

E' da notare che nella logica di funzionamento illustrata si è ipotizzato che il SdA sia in grado, istante per istante, di erogare la potenza richiesta dall'utente. In questo scenario il SdA deve quindi essere dimensionato per poter erogare la potenza massima contrattuale dell'utente (tipicamente 3 kW).

8.1.2 FLUSSI ECONOMICI

I flussi economici stimati sono quelli annuali generati dall'interazione tra la produzione fotovoltaica, i consumi dell'utente e l'energia assorbita dalla rete. Per fare questo, oltre agli andamenti temporali di tali grandezze, è necessario conoscere i costi di acquisto dell'energia elettrica. InTab. 8.1

sono mostrati i costi di acquisto dell'energia elettrica per gli utenti domestici, suddivisi in base al tipo tariffa e di consumo annuo.

	TOTALE		
	Flat	Bioraria	
Quota energia (€/kWh)	Fascia unica	Fascia F1	Fascia F23
kWh/anno: da 0 a 1800	0,128412	0,133962	0,125652
da 1801 a 2640	0,186022	0,191572	0,183262
da 2641 a 4440	0,252622	0,258172	0,249862
da 4441	0,299572	0,305122	0,296812
Quota fissa (€/anno)	23,5386		
Quota potenza (€/kW/anno)	5,9570		

Tab. 8.1: Costi di acquisto dell'energia elettrica riferite al 1° Aprile 2014 (fonte AEEGSI)

Per ogni utente vengono generate delle curve in cui vengono messi in relazione i guadagni – o margini operativi – derivanti dall'introduzione del SdA con il costo annuo del sistema di accumulo stesso. Un esempio di queste curve è rappresentato nella Fig. 8.4.

All'aumentare della taglia del sistema di accumulo, aumentano i guadagni per l'utente derivanti dall'incremento delle quote di autoconsumo. I punti in cui la curva dei guadagni interseca quella del costo dell'accumulo definiscono le taglie dell'accumulo al di sopra ed al di sotto delle quali si ottiene un guadagno netto. La taglia dell'accumulo che massimizza i guadagni netti coincide con la taglia ottima del sistema di accumulo.

Come si vede, il guadagno netto è fortemente dipendente dal costo del SdA.

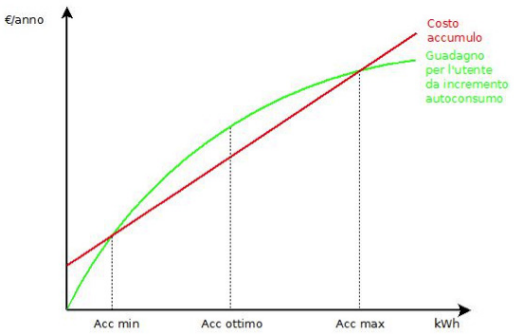


Fig. 8.4: Esemplificazione della variazione dei flussi economici al variare della taglia dell'accumulo

8.2 Il caso domestico

Per l'analisi costi/benefici per gli utenti domestici si è fatto riferimento ai dati di monitoraggio dei consumi di energia elettrica su base oraria nell'anno 2011 di circa 400 clienti domestici distribuiti sul territorio italiano, e ai dati relativi alla produzione fotovoltaica oraria, aggregati per area geografica, del 2010. I dati dei consumi fanno parte delle informazioni utilizzate da RSE per lo studio sull'impatto della tariffa bioraria sulla curva dei consumi domestici, svolto per conto dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI). Una prima analisi ha permesso di ricavare la suddivisione degli utenti in base alle 4 fasce di consumo annue fissate dall'Autorità (Fig. 8.5).

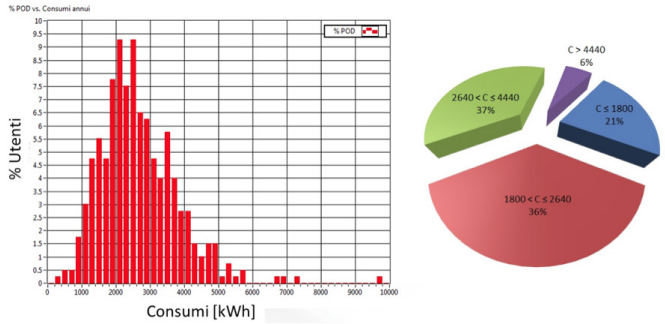


Fig. 8.5: Suddivisione dei clienti in base al consumo annuo

Per ogni cliente del campione si conosce inoltre l'area geografica di appartenenza (Nord, Centro, Sud, Sicilia e Sardegna). Questo dato permette di associare il cliente ad un profilo di produzione FV coerente con la sua collocazione geografica.

Per quanto riguarda la produzione FV, si è fatto uso dei valori orari di produzione aggregati per area geografica, correlando tali valori con la potenza FV installata nell'area geografica nello stesso periodo a cui si riferiscono i dati di produzione.

Rapportando l'energia oraria prodotta in un'area geografica con la potenza FV installata in quell'aerea si è ricavato il "fattore di produzione orario medio F_p" per ciascuna area geografica, costituito da un vettore di 8760 valori orari compresi tra 0 e 1.

$$F_p = \frac{P_{prodotta}}{P_{installata}}\Big|_{Area\ geografica}$$

Tale fattore di produzione permette di stimare, su base oraria, la potenza generata da un qualsiasi impianto fotovoltaico in ciascuna delle cinque aree geografiche considerate. In Fig. 8.6 è mostrata la curva di produzione media annua, aggregata per area geografica, di un impianto fotovoltaico da 3 kWp. Le

produzioni mensili mostrate nel grafico di Fig. 8.6 sono state ottenute integrando su base mensile le curve di produzione orarie ottenute applicando il fattore Fp ad un impianto di potenza pari a 3 kWp. Come è facile intuire, i picchi di produzione si hanno nei mesi estivi e sono più marcati al sud e nelle isole.

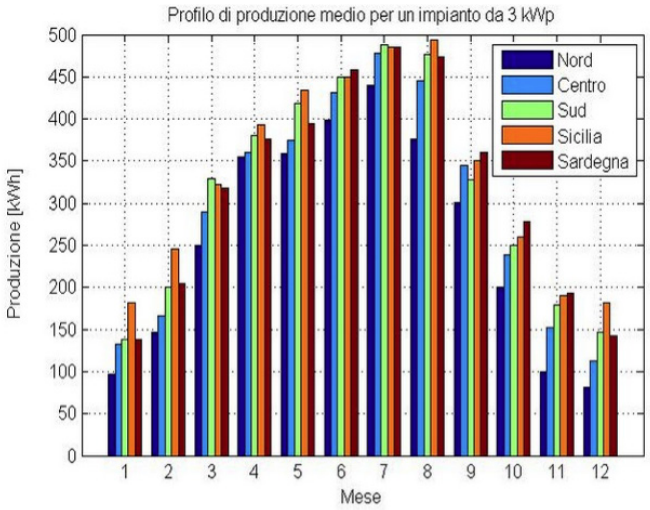


Fig. 8.6: Curva di produzione media annua per un impianto fotovoltaico da 3 kWp

I profili di consumo orario di ogni singolo cliente vengono quindi messi in relazione con i profili di produzione stimati di un ipotetico impianto FV collocato presso il cliente, ottenendo così la quota di autoconsumo di ciascun cliente. In Fig. 8.7 è mostrata l'aggregazione dei clienti in funzione della percentuale di autoconsumo raggiunta da ciascun cliente. Come si vede la maggior parte dei clienti avrebbe una quota di autoconsumo dell'energia FV prodotta compresa tra il 20% ed il 45%.

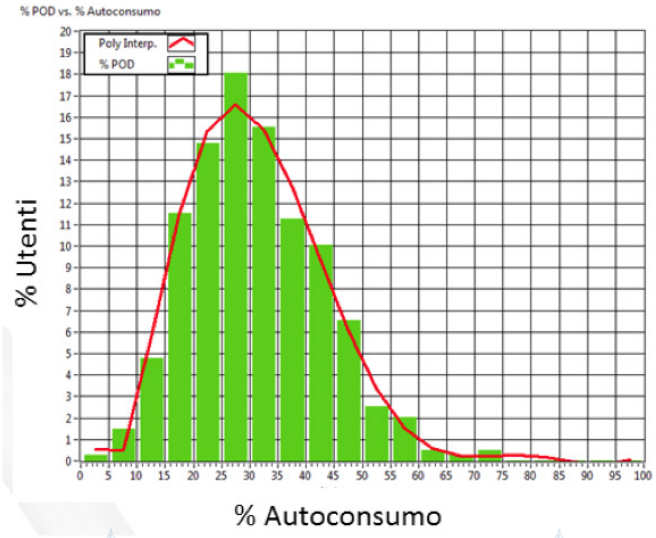


Fig. 8.7: Aggregazione degli utenti in base alla percentuale di autoconsumo

Le quote di autoconsumo appena identificate consentono alla maggior parte degli utenti di ridurre l'assorbimento di energia annuo dalla rete, con conseguente risparmio in bolletta dovuto al passaggio ad una quota energia minore (si faccia riferimento alla Tab. 8.1).

In Fig. 8.8 è rappresentato graficamente il confronto tra gli assorbimenti di energia annui dalla rete degli utenti senza e con impianto FV.

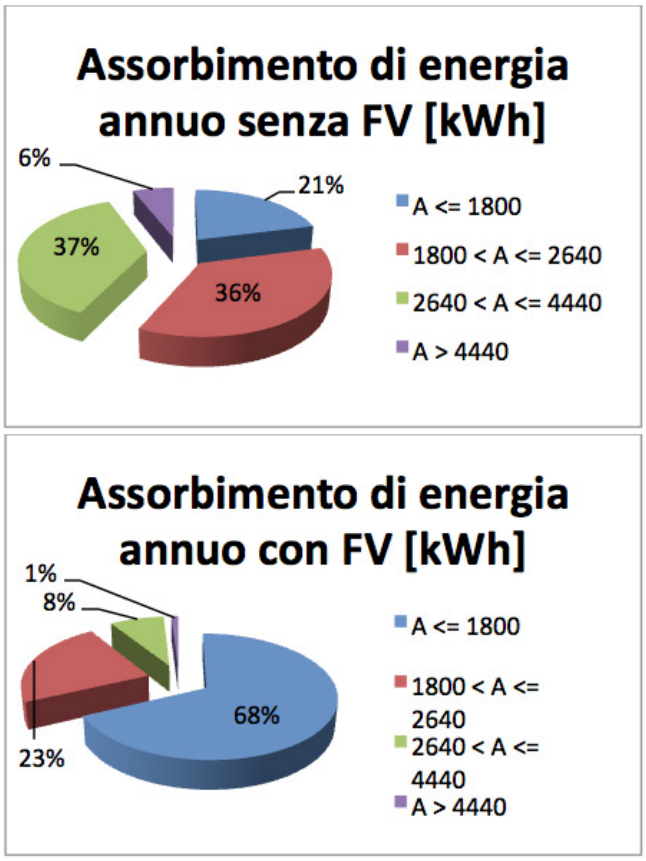


Fig. 8.8: Confronto tra gli assorbimenti di energia annui dalla rete senza e con impianto FV

8.2.1 VARIAZIONE DELLE QUOTE DI AUTOCONSUMO

L'utilizzo di un SdA in un'utenza domestica dotata di impianto FV permette di "spostare" la produzione da periodi della giornata in cui essa eccede il consumo dell'utenza (in tal caso l'energia verrebbe immessa in rete ad un prezzo poco remunerativo), a periodi in cui non si ha produzione fotovoltaica ma l'utenza ha consumi e quindi si dovrebbe acquistare energia dalla rete al prezzo corrente. L'accumulo deve quindi essere dimensionato in base all'energia prodotta in eccesso e alla reale curva della domanda.

Tramite il meccanismo descritto nella sezione 8.2.1 si è andato quindi a simulare l'installazione presso gli utenti del campione di un SdA da 3 kW di potenza e di capacità variabile, valutando la riduzione dell'autoconsumo in funzione dell'incremento della capacità del SdA. I risultati presentati in Fig. 8.9, mostrano, come atteso, un incremento delle quote di autoconsumo all'aumentare della taglia del SdA.

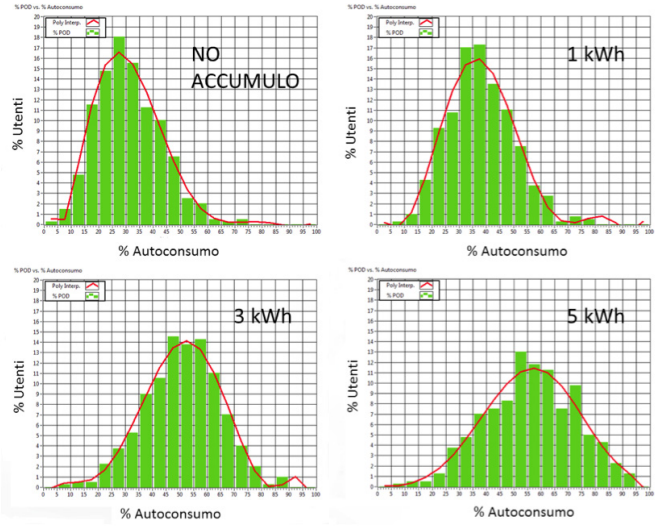


Fig. 8.9: Variazione delle quote di autoconsumo al variare della taglia del sistema di accumulo

8.2.2 ANALISI COSTI/BENEFICI

Per l'analisi costi/benefici di un SdA installato presso un'utenza domestica sono state fatte le seguenti ipotesi:

- l'utente è già in possesso di un impianto fotovoltaico di 3 kW
- non sono previsti incentivi per la produzione fotovoltaica
- tariffe di acquisto dell'energia elettrica mostrate in Tab. 8.1 (riferite al 1° Aprile 2014 - fonte AEEGSI)
- prezzo di vendita dell'energia elettrica pari al "minimo garantito" della modalità "ritiro dedicato" (fonte GSE)
- assenza di scambio sul posto (diversamente da quanto previsto dalla normativa odierna)
- nessuna detrazione fiscale per l'installazione del SdA (cautelativamente si è assume che l'utente non abbia capienza fiscale)
- nella valutazione economica condotta sulla vita utile del SdA non si è tenuto conto del costo del denaro

Il costo di investimento del SdA è stato ipotizzato dipendere dalla potenza e dalla capacità del sistema di accumulo tramite la seguente formula:

Costo_SdA = Costo_potenza + Costo_capacità

Dove:

- Costo_potenza è il costo associato all'inverter ed è funzione dalla potenza che questo deve erogare (nella simulazione è stata assunta pari a 3 kW).
- Costo_capacità è il costo associato al pacco batterie e varia quindi in funzione della capacità del SdA

Per entrambe le tipologie di costo è stato definito un valore di riferimento e una percentuale massima di riduzione del costo; l'intervallo di costo che ne risulta viene utilizzato come base per valutare la percentuale di utenti del campione per i quali risulta conveniente l'installazione del SdA al variare del costo del SdA:

- Costo_potenza_valore_riferimento = 1.000 €, per 3 kW
- Riduzione_massima_costo potenza = 75% (pari a 250 €, per 3 kW)
- Costo_capacità_valore_riferimento = 700 €/kWh
- Riduzione massima_costo_capacità = 57% (pari a 300 €/kWh)

La vita utile del SdA è stata ipotizzata pari a 10 anni.

Il grafico in Fig. 8.10 mostra un confronto tra il margine operativo lordo ottenibile dall'impiego del SdA in funzione dell'assorbimento di energia dalla rete dell'utente, della capacità di accumulo installata, e del costo di investimento del SdA.
In particolare il grafico riporta le seguenti famiglie di curve:

- Rette di costo del sistema di accumulo (rette in colore rosso). Ogni retta rappresenta il costo di investimento del SdA al variare della sua capacità, ipotizzando che si applichi una percentuale di riduzione del costo di investimento del SdA rispetto al valore attuale. La percentuale di riduzione è quella ottenuta riducendo linearmente il costo potenza e il costo capacità del SdA entro i rispettivi intervalli di riduzione di costo sopra riportati. Nel grafico sono riportate le due rette corrispondenti ai costi di riferimento (riduzione 0%) e ad una riduzione del costo complessivo pari al 50%.
- Famiglie di curve che rappresentano il margine operativo

lordo di ciascun cliente del campione, conseguibile grazie al SdA durante la sua vita tecnica. Ciascuna curva mostra la variazione del margine operativo lordo all'aumentare della capacità del SdA. Le curve di margine operativo sono state differenziate cromaticamente in funzione della somma dei prelievi istantanei annui di energia elettrica dalla rete del relativo cliente dotato di impianto FV ma non di SdA. E' interessante notare che le curve del campione si differenziano in 4 "fasce" (evidenziate dai diversi colori della cuerve) in funzione dell'energia prelevata dalla rete per soddisfare il fabbisogno dell'utente, al netto della quota soddisfatta dal FV. In particolare si vede che maggiore è l'energia prelevata dalla rete dal cliente, più alto è il margine operativo lordo del SdA, ancorché tale margine non sia in grado di coprire il costo di investimento del SdA.

In Fig. 8.11 viene mostrata la variazione della percentuale di utenti che ottengono un beneficio economico dall'installazione del SdA, in funzione della riduzione percentuale del costo del SdA rispetto ai costi di riferimento. La figura evidenzia come, con una riduzione del 60 – 70% rispetto al costo complessivo di riferimento del SdA, la percentuale di utenti con convenienza ad installare il SdA rimanga rimanda molto bassa, nell'ordine dei 2-3 punti percentuali.

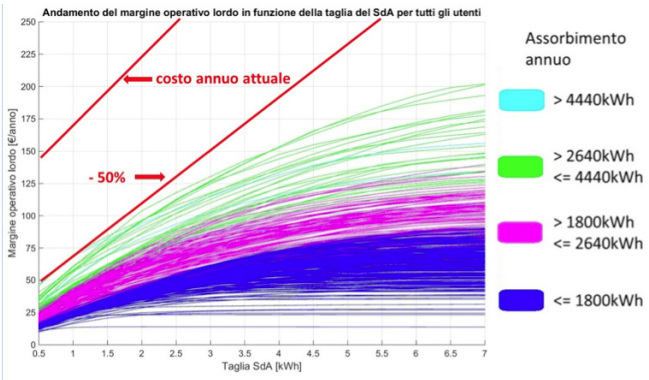


Fig. 8.10: confronto tra margine operativo lordo annuo degli utenti e costo annuo del SdA in funzione della taglia del SdA

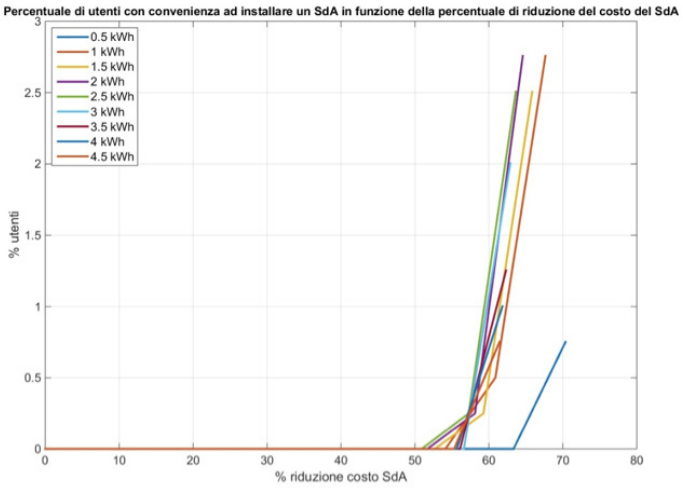


Fig. 8.11: percentuale di utenti con convenienza ad installare un SdA in funzione della percentuale di riduzione del costo del SdA

Infine in Fig. 8.12 si mostra come varia la convenienza del SdA ipotizzando di impiegare una tecnologia di accumulo meno costosa, relativamente al costo della capacità, rispetto al caso precedente.

- Costo_potenza_valore_riferimento = 1.000 € , per 3 kW
- Riduzione_massima_costo potenza = 75% (pari a 250 € , per 3 kW)
- Costo_capacità_valore_riferimento = 500 €/kWh
- Riduzione massima_costo_capacità = 60% (pari a 200 €/kWh)

Anche in questo caso, la vita utile del SdA è stata ipotizzata pari a 10 anni.

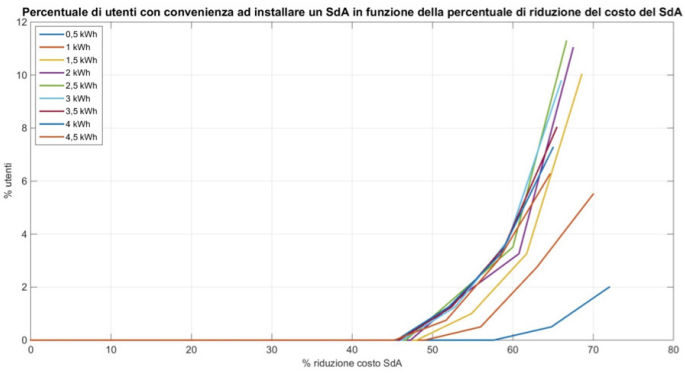


Fig. 8.12: percentuale di utenti con convenienza ad installare un SdA in funzione della percentuale di riduzione del costo del SdA - Costo di riferimento calcolato rispetto al costo di capacità ridotto

In questo caso alcuni utenti del campione iniziano a trovare convenienza all'impiego del SdA quando il suo costo complessivo si riduce del 50% rispetto al costo di riferimento; per una riduzione del costo complessivo tra il 60 - 70%. la percentuale di utenti che trova convenienza economica nell'istallazione del SdA aumenta fino al 10% del campione.

8.3 IL CASO INDUSTRIALE

Per l'analisi costi/benefici dell'installazione di un SdA in ambito industriale si è fatto riferimento ad un utente del nord Italia, con produzione di tipo batch , allacciato in media tensione (15 kV) e con potenza contrattuale pari a 3,45 MW.

L'utente considerato presenta un consumo annuo stimato di circa 10 GWh, e non è in possesso di un tetto fotovoltaico, quindi, per effettuare l'analisi, si è provveduto a simularne uno. In base alla superficie del tetto del capannone, che risulta essere pari a 20000 m2, di cui solo la metà eventualmente disponibili per l'installazione di un impianto fotovoltaico, si è scelto di simulare un impianto FV pari a 1,3 MWp.

8.3.1 I BENEFICI DEL FOTOVOLTAICO

Per prima cosa si è provveduto a confrontare la produzione FV del tetto simulato con i consumi reali dell'utente. I consumi derivano dal monitoraggio, con base oraria, dell'utente stesso durante il mese di Marzo 2014, mentre per la produzione FV si è adottato lo stesso metodo usato per il caso domestico.

In Fig. 8.13 sono rappresentati gli andamenti temporali delle potenze di interesse, senza la presenza di un SdA, durante il mese di Marzo 2014.

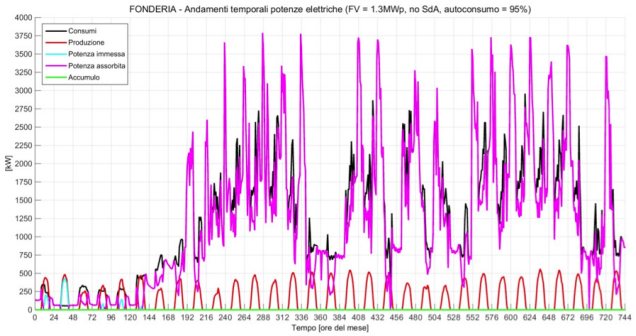


Fig. 8.13: Andamento temporale delle grandezze elettriche di interesse per un utente industriale con FV=1.3MWp

Il consumo complessivo nel mese di Marzo è pari a circa 1 GWh, mentre la produzione FV è di circa 110 MWh. L'autoconsumo si assesta intorno al 95%, che significa una riduzione dei consumi del mese pari a circa 105 MWh che a sua volta comporta una energia assorbita in totale dalla rete pari a circa 900 MWh.

L'immissione in rete è pari a circa 4,9 MWh, che considerando il minimo garantito della modalità ritiro dedicato sono stimabili intorno a 190 € (38,9 €/MWh).

Nella Tab. 8.2 è mostrato il confronto dei dettagli dei costi con e senza tetto FV.

		SENZA FV		CON FV = 1,3 MWp		DIFFERENZA
Tipo consumo	prezzo unitario [€/kWh]	Quantità [kWh]	totale	Quantità [kWh]	totale	
Consumo F1	0,0671	323.300	€ 21.693	252.770	€ 16.960	€ 4.732
Consumo F2	0,0681	288.620	€ 19.655	270.550	€ 18.424	€ 1.230
Consumo F3	0,0503	396.840	€ 19.961	381.930	€ 19.211	€ 749
Dispacciamento	0,0117	1.008.760	€ 11.821	905.250	€ 10.608	€ 1.213
Quota energia	0,0586	1.008.760	€ 59.175	905.250	€ 53.103	€ 6.072
Proventi da vendita FV	0,0389	0	€ 0	4.890,7	€ 190	-€ 190
Quota potenza	2,36 [€/kWp]	3.788 [kW]	€ 8.959	3.788 [kW]	€ 8.959	€ 0
Quota fissa	21,82 [€/anno]	1	€ 21	1	€ 21	€ 0
TOTALE			€ 141.288		€ 127.480	**€ 13.808**

Tab. 8.2: caso industriale – confronto dei costi con e senza impianto FV

Come si può notare, l'impianto FV da 1,3 MWp consente di risparmiare circa 14 k€ nel mese di marzo, per un totale annuo stimato pari a 142 k€ (proventi da vendita dell'eccesso di produzione FV inclusi, e considerando un consumo annuo pari a 10.191 GWh, da bolletta).
Supponendo un costo di investimento per l'impianto FV pari a 900 €/kWp (Solar Energy Report – p 44), si ottiene un costo di 1,17 M€, il cui payback può essere stimato in circa 15 anni (CAPEX 900 €/kWp, OPEX 30 k€/anno, tasso di interesse 6%).

In virtù del forte autoconsumo (95%) della produzione FV installata, l'utilizzo di un SdA sembra quindi essere superfluo.

8.3.2 L'USO DEL SDA

Analizzando l'andamento dei consumi si è visto che i picchi di assorbimento maggiori si hanno nelle ore notturne. Considerando inoltre che la "quota potenza" della bolletta per gli utenti industriali dipende dal picco massimo di assorbimento, si è ipotizzato di utilizzare un SdA (1 MWh) per andare a ridurre tale picco, e analizzarne quindi l'impatto in bolletta.
Si può notare che effettivamente la "quota potenza" viene ridotta di circa 140 € in seguito ad un abbassamento del picco di potenza pari a 64 kW, tuttavia la bolletta complessiva risulta maggiorata di circa 2.000 €. Questo è imputabile al fatto che, agendo in questo modo, si ha un aumento dei consumi in fascia F1 (costo di prelievo maggiore) ed una loro riduzione in fascia F3 (costo di prelievo minore).
In definitiva, con una taglia di impianto FV pari a 1,3MWp, l'installazione di un SdA risulta essere, come detto nel punto precedente, antieconomica.

Un SdA potrebbe tuttavia risultare conveniente per potenze di impianto FV di potenza superiore.
Si è supposto quindi di poter sfruttare appieno la superficie del capannone e di poter quindi installare un impianto da 3 MWp.

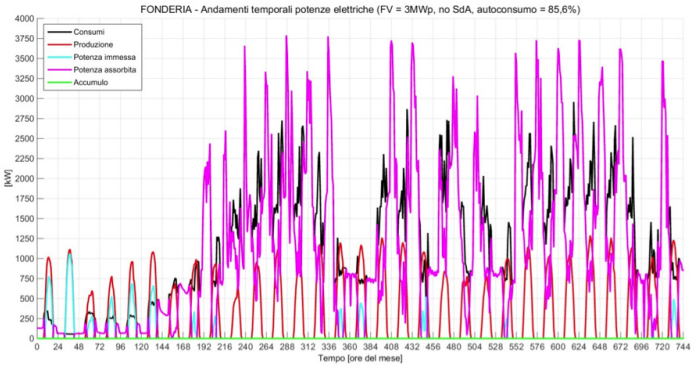


Fig. 8.14: andamento temporale delle grandezze elettriche di interesse per un utente industriale con FV=3 MWp

In questo caso il prelievo da rete scende da 1 GWh ad 800 MWh (100 MWh in meno rispetto al caso con FV=1,3 MWp), mentre la produzione FV sale a circa 250 MWh. L'autoconsumo si assesta intorno all' 85,6%.
L'immissione in rete è pari a circa 36 MWh, che, considerando il minimo garantito della modalità ritiro dedicato, procura un guadagno stimabile in circa 1.400 € (38,9 €/MWh).
In Tab. 8.3 è mostrato il dettaglio dei costi del confronto con FV = 1,3 MWp e con FV = 3 MWp.

		CON FV = 1,3 MWp		CON FV = 3 MWp		DIFFERENZA
Tipo consumo	prezzo unitario [€/kWh]	Quantità [kWh]	totale	Quantità [kWh]	totale	
Consumo F1	0,0671	252.770	€ 16.960	175.340	€ 11.765	€ 5.195
Consumo F2	0,0681	270.550	€ 18.424	252.030	€ 17.163	€ 1.261
Consumo F3	0,0503	381.930	€ 19.211	367.150	€ 18.467	€ 743
Dispacciamento	0,0117	905.250	€ 10.608	794.520	€ 9.310	€ 1.297
Quota energia	0,0586	905.250	€ 53.103	794.520	€ 46.608	€ 6.495
Proventi da vendita FV	0,0389	4.890	€ 190	35.917	€ 1.397	-€ 1.206
Quota potenza	2,36 [€/kWp]	3.788 [kW]	€ 8.959	3.788 [kW]	€ 8.959	€ 0
Quota fissa	21,82 [€/anno]	1	€ 21	1	€ 21	€ 0
TOTALE			€ 127.480		€ 113.694	**€ 13.786**

Tab. 8.3: caso industriale – confronto dei costi con impianti FV di potenza differente

Passando da un impianto FV da 1,3 MWp ad uno da 3 MWp si ottiene un risparmio in bolletta di circa 13,8 k€, che sommati al risparmio di 14 k€ precedentemente ottenuti con un impianto da 1,3 MWp determinano circa 28 k€ di risparmio complessivo rispetto al caso senza impianto FV.
Il costo di investimento per l'impianto da 3 MWp è di circa 2,7 M€ e con un ragionamento simile a quanto già fatto precedentemente, si ottiene un tempo di payback di circa 14-15 anni.

A questo tipo di impianto è stato in seguito associato un SdA pari a 1 MWh.

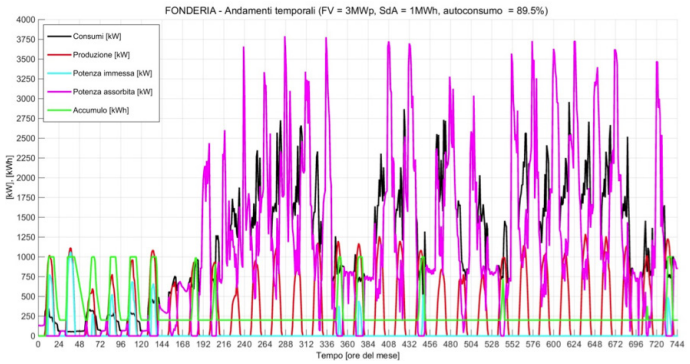


Fig. 8.15: andamento temporale delle grandezze elettriche di interesse per un utente industriale con FV=3MWp e SdA=1MWh

In questo caso l'assorbimento totale dalla rete si riduce di circa 100 kWh rispetto al caso con il solo FV da 3 MWp, e l'autoconsumo incrementa del 4% (dall'85,5% all'89,5%).
In generale (si veda il dettaglio dei costi nella Tab. 8.4), l'installazione di un SdA da 1 MWh porta ad un beneficio complessivo di circa 1.700 € per il mese di Marzo, stimabili in circa 21 k€ in un anno (supponendo un autoconsumo costante lungo tutto l'anno dato il divario tra energia consumata e prodotta), troppo pochi per giustificare tale investimento.

La situazione non cambia riducendo la taglia del SdA, dato che l'utenza analizzata presenta consumi che, oltre ad essere prevalentemente concentrati in fascia F3, sono molto maggiori rispetto alla produzione di un qualsiasi impianto installabile sul suo tetto.
La tipologia di utente non domestico più idonea all'installazione di un SdA in abbinamento ad un tetto FV sembra quindi essere un utente con a disposizione una superficie tale da permettere l'installazione di un impianto FV in grado di produrre, in un anno, una energia pari o maggiore a quella consumata e con un profilo di carico il meno contemporaneo possibile alla generazione FV. Un utente di questo tipo potrebbe, per esempio, essere un soggetto operante nel settore della logistica.

		CON FV = 3 MWp		CON SdA = 1 MWh		DIFFERENZA
Tipo consumo	prezzo unitario [€/kWh]	Quantità [kWh]	totale	Quantità [kWh]	totale	
Consumo F1	0,0671	175.340	€ 11.765	172.520	€ 11.576	€ 189
Consumo F2	0,0681	252.030	€ 17.163	247.730	€ 16.870	€ 292
Consumo F3	0,0503	367.150	€ 18.467	364.060	€ 18.312	€ 155
Dispacciamento	0,0117	794.520	€ 9.310	784.310	€ 9.191	€ 119
Quota energia	0,0586	794.520	€ 46.608	784.310	€ 46.009	€ 598
Proventi da vendita FV	0,0389	35.917	€ 1.397	26.401	€ 1.027	€ 370
Quota potenza	2,36 [€/kWp]	3.788 [kW]	€ 8.959	3.788 [kW]	€ 8.959	€ 0
Quota fissa	21,82 [€/anno]	1	€ 21	1	€ 21	€ 0
TOTALE			€ 113.694		€ 111.967	**€ 1.726**

Tab. 8.4: caso industriale – confronto dei costi con impianto FV=3MWp e con/senza SdA=1MWh

8.4 IL CASO DEL TERZIARIO

Per l'analisi costi/benefici dell'installazione di un SdA nel settore del terziario si è fatto riferimento ad un utente del centro-nord Italia allacciato in media tensione (polo fieristico).
L'utente considerato presenta un consumo annuo pari a circa 23 GWh, ed è in possesso di un tetto fotovoltaico da 4,3 MWp con una produzione annua nel 2013 pari a 4,5 GWh. L'80% di tale produzione è stata impiegata per autoconsumo.

8.4.1 I BENEFICI DEL FOTOVOLTAICO

Anche in questo caso si è provveduto, come prima cosa, a confrontare la produzione FV con i consumi dell'utente. I dati sul consumo derivano dal monitoraggio con base oraria dei consumi dell'utente nel periodo Gennaio 2013-Maggio 2014, mentre la produzione FV oraria è stata stimata partendo dai dati relativi alla produzione giornaliera reale nello stesso periodo, e dalle misure di irraggiamento nel sito in cui è posta la struttura.
In tale periodo il consumo annuo si assesta intorno ai 23 GWh ed è prevalentemente concentrato in fascia F1 (40%) seguito dalla fascia F3 (32,2%) e dalla fascia F2 (27,8%). La spesa annua per la fornitura elettrica, senza considerare il contributo del fotovoltaico, sarebbe di circa 3,47 M€ (considerando un prezzo di acquisto dell'energia elettrica pari a 0,169 €/kWh in fascia F1, 0,167 €/kWh in fascia F2, e 0,149 €/kWh in fascia F3). L'impianto FV da 4,3 MWp ha prodotto nel 2013 circa 4,5 GWh, permettendo una riduzione dell'assorbimento annuo di energia dalla rete pari a 3,5 GWh, per un risparmio pari a circa 0,56 M€, in virtù di un autoconsumo pari all'80%.

8.4.2 L'uso dell'SdA

Nel seguito sono mostrati gli andamenti temporali della potenza consumata e della potenza prodotta dal FV durante due differenti periodi dell'anno. In particolare la Fig. 8.16 si riferisce ad un evento fieristico durante la terza settimana di Gennaio 2014, caratterizzata da un elevato consumo e da una bassa produzione; la Fig. 8.17 invece mostra la terza settimana di giugno, senza eventi, caratterizzata viceversa da un basso consumo e da un'alta produzione.

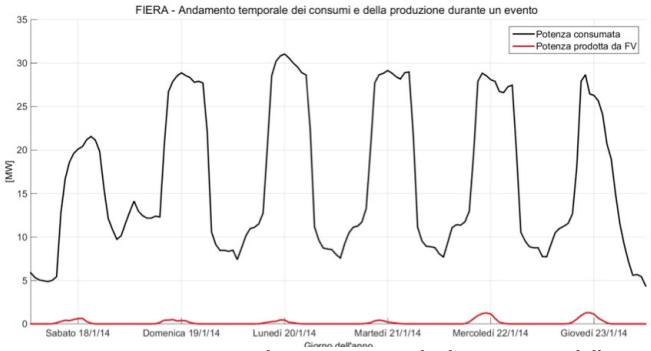


Fig. 8.16: caso terziario - andamento temporale dei consumi e della produzione FV durante un evento fieristico

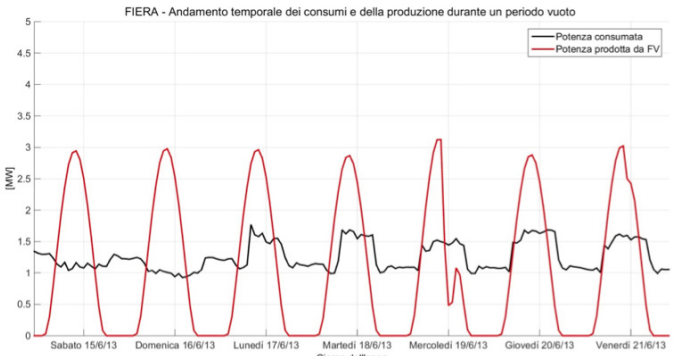


Fig. 8.17: caso terziario - andamento temporale dei consumi e della produzione FV durante un periodo vuoto

Come si può facilmente intuire, l'installazione di un SdA non porterebbe alcun beneficio economico nei periodi in cui si ha la presenza di un evento fieristico, potrebbe però risultare conveniente nei periodi .
In Fig. 8.18 è presentato l'andamento temporale della potenza immessa in rete e della potenza prelevata dalla rete durante lo stesso periodo mostrato in Fig. 8.17.
Si vede che durante le ore centrali della giornata, in virtù di una produzione FV consumi si ha un'elevata immissione in rete. Analizzando inoltre l'assorbimento durante le ore notturne si può notare che ess coincide grossomodo con quanto immesso in rete durante le ore diurne. Lo spostamento di questa energia nelle ore notturne per ridurre l'assorbimento è proprio lo scenario tipico di utilizzo di un SdA.

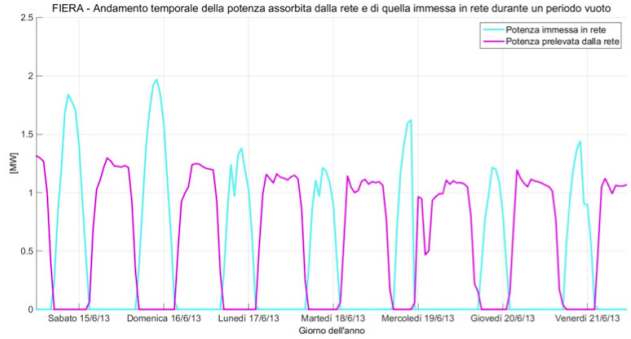


Fig. 8.18 caso terziario - andamento temporale della potenza assorbita e di quella immessa durante un periodo

Si è quindi simulata l'installazione di un con potenza pari a 2MW (in modo da poter "assorbire" tutta la potenza messa a disposizione dall'impianto FV) e con taglia variabile da 0,5 a 8 MWh e in modo che sia in grado di erogare la potenza massima un minimo di 15 minuti fino ad un massimo di 4 ore.

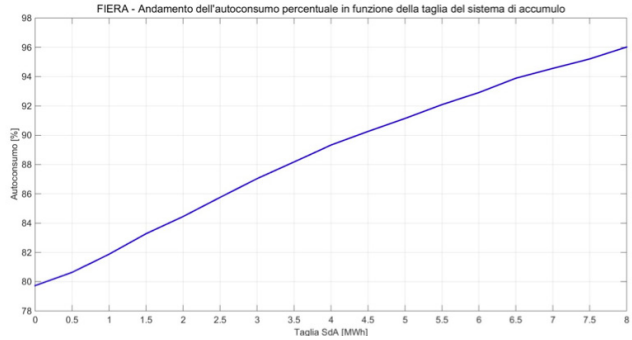


Fig. 8.19: andamento dell'autoconsumo percentuale in funzione della taglia dell'SdA

In Fig. 8.20 è mostrata la variazione dell'autoconsumo percentuale al variare della taglia dell'SdA. Con un SdA da 8 MWh l'autoconsumo percentuale sale da circa l'80% al 96%. In sono invece mostrati i benefici economici derivanti dall'installazione di un SdA. Si noti che nel caso di installazione di un SdA da 8 MWh il risparmio in bolletta sarebbe pari a poco più di 80 k€ all'anno.

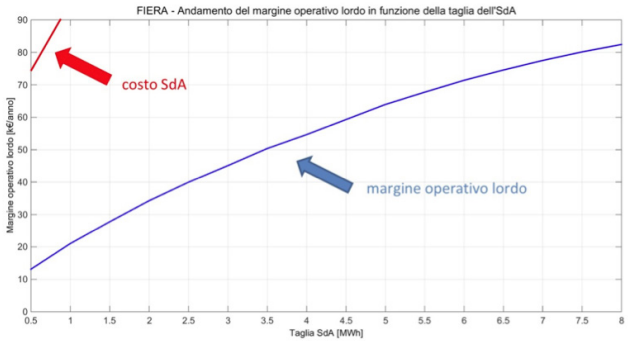


Fig. 8.20: confronto tra margine operativo lordo e costo dell'SdA al variare della taglia dell'SdA

Anche in questo caso si è ipotizzato che il costo dell'SdA dipenda in larga parte dalla potenza che è in grado di erogare e dalla capacità del sistema di accumulo tramite la seguente formula:

Costo_SdA = Costo_potenza + Costo_capacità

Dove:

- Costo_potenza è il costo associato all'inverter ed è funzione dalla potenza che questo deve erogare (nella simulazione pari a 2MW).
- Costo_capacità è il costo associato al pacco batterie e varia quindi in funzione della capacità del SdA

Ipotizzando un costo di circa 500 €/kWh per il pacco batterie, ed un costo di circa 500 k€ per l'inverter da 2 MW (250 k€/MW) si otterrebbe, per un SdA da 4,5 MWh, un costo di 2,75 M€, che, spalmato su 10 anni (vita media utile stimata per un SdA) risulterebbe pari a 275 k€/anno, un valore troppo elevato, considerando che per tale sistema il margine operativo lordo è di circa 60 k€/anno.

In seguito si è ipotizzato di ridurre, da 2 MW a 500 kW, la potenza massima erogabile dal sistema di accumulo.
In Fig. 8.21 è riportato l'andamento dell'autoconsumo percentuale

in funzione della taglia del SdA. È da notare che, benché si siano ridotte sia la potenza che la capacità del SdA rispetto al caso precedente, gli aumenti percentuali dell'autoconsumo non siano variati in modo significativo.

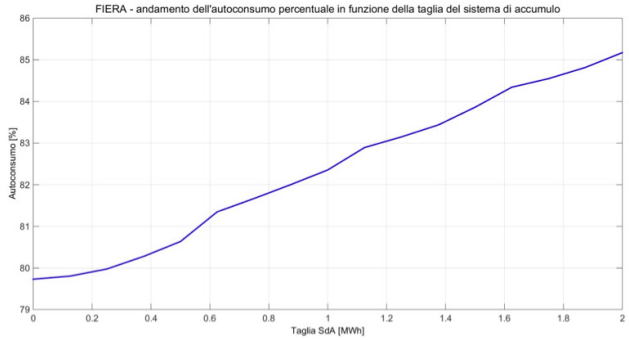


Fig. 8.21: andamento dell'autoconsumo percentuale in funzione della taglia dell'SdA (potenza SdA=500kW)

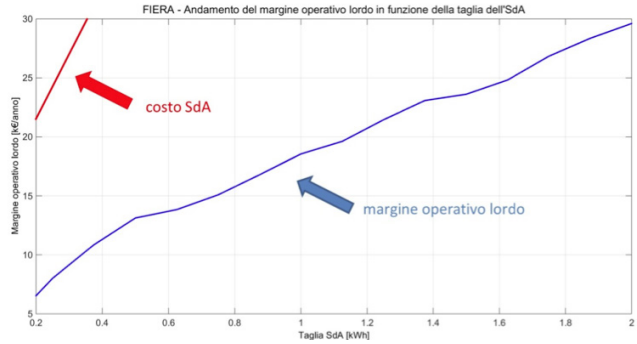


Fig. 8.22: confronto tra margine operativo lordo e costo dell'SdA al variare della taglia dell'SdA (potenza SdA=500kW)

In Fig. 8.22 è invece mostrato il confronto tra il margine operativo lordo ed il costo del SdA. Anche in questo caso il margine operativo lordo conseguibile con l'installazione di un SdA non giustificherebbe l'acquisto dell'SdA stesso.

Come ultimo caso di studio si è provato a raddoppiare la potenza del tetto fotovoltaico, passando da 4,3 MWp a 8,6 MWp, assumendo che vi sia ulteriore spazio di copertura disponibile ed adatto ad ospitare altri pannelli FV

In Figura 8.23 e sono riportati rispettivamente l'andamento dell'autoconsumo percentuale ed il confronto tra margine operativo lordo e costo dell'SdA in questo nuovo caso
Come si può notare si ha una sensibile riduzione della percentuale di produzione FV in autoconsumo (derivante dal raddoppio del FV) ed un incremento del margine operativo lordo del SdA. Questo incremento tuttavia non è sufficiente a coprire le spese del SdA.

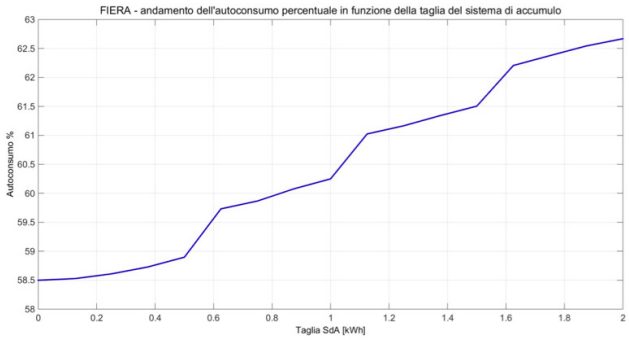


Fig. 8.23: andamento dell'autoconsumo percentuale in funzione della taglia del SdA (potenza SdA=500 kW e potenza FV=8,6 MWp)

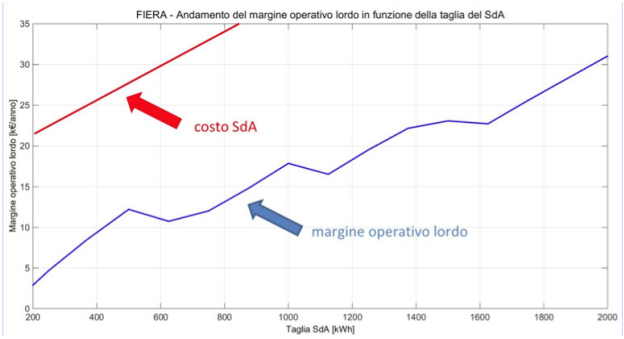


Fig. 8.24: confronto tra margine operativo lordo e costo del SdA al variare della taglia del SdA (potenza SdA=500 kW e potenza FV=8,6 MWp)

8.5 CONCLUSIONI SUL CAPITOLO

In questo studio è stata condotta un'analisi costi/benefici dell'installazione di un SdA presso differenti tipologie di utenti domestici, industriali e terziario) dotati di un impianti FV.

Per ogni utente è stata valutata dapprima la quota di autoconsumo attualmente dell'impianto FV raggiunta in assenza di SdA, per poi stimare il suo incremento conseguente all'installazione di un SdA di taglie differenti e infine stimare la convenienza economica del SdA. A tal riguardo per ogni caso esaminato si è valutato il margine operativo lordo del SdA confrontandolo con i suoi costi di investimento. In nessuno dei casi analizzati si è osservato che il margine operativo lordo ottenuto durante la vita tecnica del SdA consente di ripagare il costo di investimento del SdA.

Per il caso industriale e del terziario si anche visto come la percentuale di produzione FV impiegata in autoconsumo si riduca andando ad aumentare la potenza dell'impianto fotovoltaico. Per il solo caso terziario si è anche provato a ridurre il costo del sistema di accumulo riducendo la sua taglia. Tuttavia, in tutti questi casi non si è riscontrata una convenienza economica nell'installare ad oggi questo tipo di dispositivi.

Concludendo si può affermare che i SdA contribuisco ad aumentare le quote di autoconsumo di energia prodotta dall'impianto FV installato presso l'utenza, ma gli attuali costi della tecnologia sono ancora troppo alti per conseguire un ritorno economico.

CAPITOLO 9

IL VALORE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEI SISTEMI ELETTRICI DELLE ISOLE MINORI:

LO SCENARIO PANTELLERIA VERSO UNO SVILUPPO SOSTENUTO DELLE FONTI RINNOVABILI

9.1 IPOTESI

9.1.1 IL SISTEMA ELETTRICO DI PANTELLERIA

L'isola di Pantelleria, la principale delle isole minori siciliane, si presenta, geograficamente, con le seguenti caratteristiche:

- Coordinate geografiche: 36° 48 '49 " N - 11° 57 ' 58 " E;
- Superficie: 83 km^2;
- Lunghezza massima e larghezza massimi: 14 km e 8 km;
- Altezza massima: 836 m s.l.m.

La popolazione ammonta a 7600[1] residenti. A questi si aggiunge, nei mesi estivi, il flusso turistico che ad agosto arriva fino a raddoppiare la popolazione. Il sistema elettrico dell'isola di Pantelleria è un sistema isolato, non collegato cioè alla rete elettrica nazionale, ed è costituito da una centrale termoelettrica e da una rete di distribuzione in media tensione (10,5 kV) - rif. [16] e [17]. La centrale di produzione consta degli otto motori a combustione interna a gasolio, le cui caratteristiche tecniche sono riportate in Tab. 9.1 tratta da [16]. Gli unici altri impianti di produzione elettrica presenti nell'isola sono 22 impianti fotovoltaici (tutti inferiori ai 20 kW) per un ammontare di 140 kWp[2].

GRUPPO	MOTORI	ALTERNATORI	POTENZA kW
1	MAN G8V 30/45ATL - Matr. 413645	SIEMENS - 500 g/1' - 400 V 1DK 4815-5 DE 06-Z Matr. D72 20040701	950
2	WARTSILA 12V32 - Matr. 21402	ABB - 750 g/1' - 11000 V AMG0900LR08 - Matr. 4568302	4000
3	WARTSILA NOHAB 16V25 - Matr. 3596	LEROY SOMER - 750 g/1' - 5000 V LSA 56 L8 - Matr. 157991.1.	2340
4	WARTSILA 16V25 - Matr. 4086	LEROY SOMER - 750 g/1' - 5000 V LSA 56 UL/8P - Matr. 165070	2340
5	NORDBERG FSH 1316 HSC - Matr. 1030-1252	MARELLI - 500 g/1' - 10.000 V SG 225112 D10 -Matr. 830903	2300
6	NORDBERG FSG 1316 HSC - Matr. 1030-1192	WESTINGHOUSE 428 g/1' - 3800V ES 8P - Matr. UP 25890	2065
7	DEUTZ POWER SYSTEM TCD 2020 V16 G3 matr. 2207495	LEROY SOMER - 1500 g/1' - 8400 V LSA53UL85 - Matr. 602497-1	1400
8	WARTSILA 12V32 - Matr. PAAE037762	ABB - 750 g/1' - 11000 V AMG0900LR08 DSE - Matr. 4586850	4400

Tab. 9.1 – Elenco dei gruppi termoelettrici

Lato consumi elettrici, la domanda è stimabile in circa 44 GWh annui (nell'anno 2008 è stata pari a 43,7 GWh, di cui 21,1 GWh nel periodo estivo), con un consumo mensile poco superiore ai 3 GWh mensili nei mesi da ottobre a maggio e un consumo maggiore nei mesi estivi fino a circa 5 GWh per il mese di agosto. Circa la metà dei consumi elettrici afferiscono al settore domestico, sostenuti anche dall'elevata diffusione dell'utilizzo di scaldacqua elettrici, mentre quasi il 30% degli stessi consumi è determinato dall'impianto di dissalazione dell'acqua.

9.1.2 LO SVILUPPO DELLA DOMANDA AL 2020

Si sono introdotte alcune ipotesi per stimare la domanda al 2020, in particolare si è ipotizzato un continuo incremento della domanda (in linea con i dati storici) controbilanciato da una forte riduzione dei consumi elettrici per ACS dovuta all'ipotesi di ampia diffusione dei pannelli solari termici. Valutando quest'ultimo possibile risparmio di energia elettrica in 2,1 GWh annui [16] si è concluso che il consumo per il 2020 potrà essere attorno ai 45 GWh.

Il profilo orario della domanda è stato costruito a partire dai profili medi giornalieri (con dettaglio orario) per il periodo estivo e per il resto dell'anno forniti in [16], e tenendo in conto sia i valori di potenza di picco nelle condizioni di minimo carico (3 MW) e di massimo carico (circa 10 MW in agosto), sia la variazione di domanda tra i diversi mesi come descritto al paragrafo 9.1.1.

9.1.3 I POTENZIALI DI SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE

Relativamente al potenziale delle fonti rinnovabili dell'isola, ad oggi peraltro quasi completamente inutilizzato, si considerano le seguenti caratteristiche geo-climatiche:

- origine vulcanica dell'isola, con presenza di fenomeni geotermici;

[1] Bilancio demografico ISTAT anno 2013 e popolazione residente al 31 dicembre (consultata sul sito http://demo.istat.it/bil2013/index.html il 17 settembre 2014)
[2] http://atlasole.gse.it/atlasole/ (estrazione effettuata il 17/9/2014)

- le risorse idriche naturali particolarmente limitate;
- insufficiente disponibilità di biomassa da boschi o scarti agricoli per prevederne un utilizzo termoelettrico;
- elevati valori della radiazione solare;
- venti intensi e frequenti.

Si escludono pertanto le fonti idroelettriche e lo sfruttamento di biomasse diverse dai rifiuti solidi urbani.

Per quanto riguarda la possibilità di installare centrali fotovoltaiche (a terra) ed eoliche occorre un approfondimento della situazione normativa attuale e dagli aspetti ambientali dell'isola.

9.1.3.1 VINCOLI NORMATIVI PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI FER NELL'ISOLA DI PANTELLERIA

Il quadro normativo generale

Con il Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 la Conferenza Unificata approva le Linee Guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi.
Nella parte IV, relativa all' "inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio", le Linee Guida prevedono, al fine di accelerare l'iter di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, che le Regioni e le Province autonome possano procedere alla indicazione sul proprio territorio di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti (punto 17).
Al punto 17.1 si chiarisce che "*L'individuazione della non idoneità dell'area è operata dalle Regioni attraverso un'apposita istruttoria avente ad oggetto la ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale che identificano obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, i quali determinerebbero, pertanto, una elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni, in sede di autorizzazione.*"
Due sono gli aspetti da sottolineare:

1) l'individuazione delle aree e dei siti non idonei deve essere differenziata con specifico riguardo alle diverse fonti rinnovabili e alle diverse taglie di impianto;
2) La non idoneità di un'area non può essere in alcun modo considerata come vincolo cogente. La finalità di tale disposizione è solo quella di informare preventivamente i proponenti dei progetti circa l'elevata probabilità di esito negativo in sede di autorizzazione.

Al punto 17.2 è contenuto inoltre un richiamo alla necessità che Regioni e Province autonome concilino le politiche di tutela dell'ambiente e del paesaggio con quelle di sviluppo e valorizzazione delle energie rinnovabili, attraverso un atto di programmazione che individui le aree non idonee tenendo conto sia di quanto eventualmente già previsto dal Piano Paesistico sia gli specifici obiettivi loro assegnati con il *burden sharing*.
Secondo il DM dunque, le Regioni avrebbero dovuto procedere all'aggiornamento del Piano energetico e ambientale, prevedendo la mappatura delle aree non idonee contestualmente e in coerenza con le misure per il raggiungimento del burden sharing.
Allo stato attuale, molte Regioni hanno sfruttato la possibilità, contemplata dalle stesse Linee Guida, di procedere all'individuazione delle aree non idonee disgiuntamente dalla programmazione energetica (stante il ritardo di emanazione del relativo decreto attuativo), per far fronte alla mole di istanze in attesa di essere processate.

Regione Sicilia e Isola di Pantelleria

Con Decreto del Presidente della Regione [18], nel 2012 la Sicilia ha adottato e reso immediatamente operative le Linee Guida ministeriali. Successivamente, in adempimento a tale decreto, la Regione ha quindi provveduto alla perimetrazione delle aree non idonee, pubblicandone la relativa cartografia sul sito web regionale. Per quanto riguarda l'isola di Pantelleria, la perimetrazione delle aree non idonee è illustrata nella Fig. 9.1.

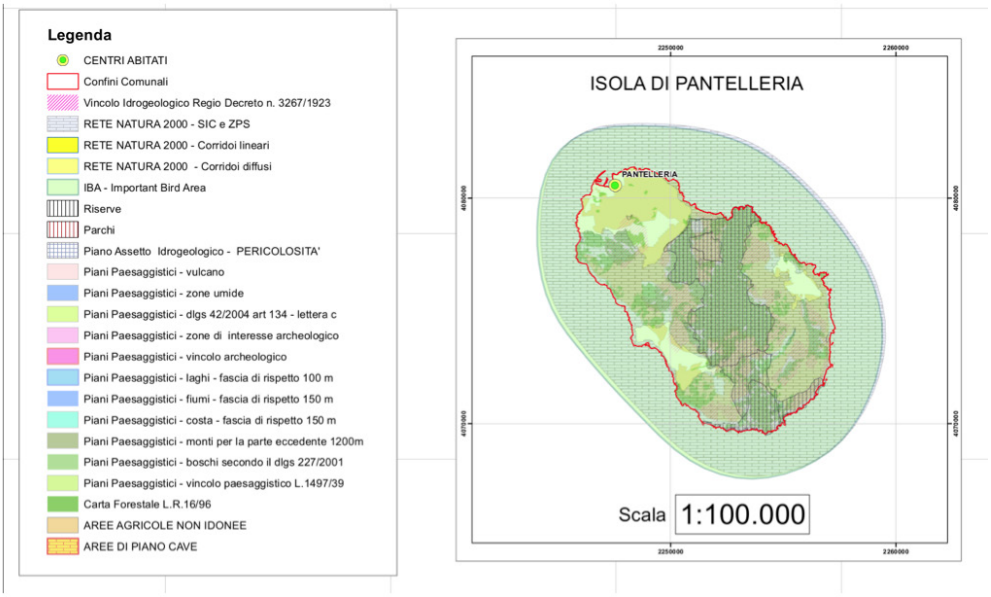


Fig. 9.1 – Perimetrazione delle aree non idonee per l'isola di Pantelleria

In sostanza l'intera superficie dell'isola rientra in uno o più criteri considerati dalla Regione nella definizione delle aree non idonee. La Regione non ha tuttavia ancora provveduto ad indicare, come previsto dalle Linee Guida, le "specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti" per le quali le aree sono state considerate non idonee.

Poiché, come si è detto, l'introduzione delle aree non idonee è funzionale "ad accelerare l'iter di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti FER", in assenza di ulteriori indicazioni è possibile concludere che al momento la non idoneità non si applichi agli impianti che non prevedono il rilascio di autorizzazione da parte degli enti.

In sintesi, stante il regime normativo attuale, gli unici impianti assentibili sul territorio dell'isola di Pantelleria sono quelli realizzabili in "attività libera", ossia:

- Mini eolico fino a 20 kW;
- Impianti fotovoltaici fino a 50kW;
- Impianti fotovoltaici installati sui tetti degli edifici;
- Fotovoltaici, geotermici, biomasse, biogas e bioliquidi fino a 50 kW;
- Fotovoltaici, geotermici, biomasse, biogas e bioliquidi in edifici già esistenti fino a 200 kW.

È doveroso ricordare però che, poiché "l'individuazione delle aree e dei siti non idonei non deve configurarsi come divieto preliminare", non esiste un divieto normativo alla presentazione di un'istanza per la realizzazione di un progetto localizzato all'interno di un'area vincolata. In tale caso la tutela degli interessi ambientali e paesaggistici è comunque affidata agli Enti competenti che sono tenuti a garantirla all'interno del procedimento unico e della procedura di Valutazione dell'Impatto Ambientale.

Evoluzione del quadro normativo generale

Rispetto alla situazione delineata è doveroso tenere presente che è in corso una profonda revisione della normativa che regola i sistemi elettrici delle isole minori finalizzata sia a favorire un maggiore sviluppo delle fonti rinnovabili (decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145 – art.1 comma 6-octies) sia a ridurre l'onere derivante dalle compensazioni per i gestori delle reti elettriche delle stesse sulla componente UC4 della bolletta (documento di consultazione dell'Autorità dell'energia DCO 598/2014).

Entrambi questi obiettivi sono colti negli scenari simulati.

9.1.3.2 POTENZIALE DELLE FONTI RINNOVABILI UTILIZZATO

I vincoli normativi per la realizzazione di impianti FER nell'isola di Pantelleria, indicati al paragrafo precedente, non sono favorevoli allo sviluppo di un rilevante potenziale di fonti elettriche rinnovabili per la mancanza di aree dichiarate "idonee".

Pertanto occorre considerare che gli scenari sviluppati rientrano nell'ipotesi di una ridefinizione delle Linee Guida da parte della Regione ovvero di un certo sviluppo degli impianti anche in zone non idonee.

Relativamente al potenziale **fotovoltaico**, una stima effettuata in [16] riporta come valore raggiungibile installando impianti fotovoltaici sulle abitazioni e sui principali edifici del terziario e dell'industria, compatibilmente anche alla concorrenza con i pannelli solari termici, una capacità di poco superiore a 1 MW, corrispondente a circa 1,7 GWh annui[3].
Il suddetto potenziale è stato calcolato esclusivamente sul centro urbano di Pantelleria, sull'area industriale e sull'aeroporto (edificio e parcheggio). In realtà Pantelleria possiede 27 frazioni che raccolgono circa il 40% della popolazione residente. Ai fini delle simulazioni, si ipotizza un insediamento più esteso, anche agli edifici fuori dal centro abitato principale e alle tettoie, più ulteriori centrali a terra per un ammontare di circa 3 MW (corrispondenti ad un'occupazione di suolo di circa 60'000 m2 rispetto ad una superficie complessiva dell'isola di 83 km^2).

In [16] è stato inoltre stimato che dal termo-utilizzo dei rifiuti solidi urbani non riciclabili potrebbero essere erogati 1,6 GWh annui, attraverso una produzione praticamente costante (attorno ai 200 kW). Questa potenzialità è stata considerata in alcuni degli scenari analizzati anche se un impianto di termovalorizzazione di taglia così modesta presenterebbe in realtà un'efficienza netta molto scarsa a causa degli elevati consumi ausiliari.

La principale risorsa di energia rinnovabile potrebbe invece provenire dal geotermico, in questo caso si stimano ampi potenziali con la possibilità di generare fino a oltre 18 GWh annui (anche qui con produzione costante). Si è considerata una produzione costante di 18 GWh.

Infine, lato eolico, si evidenza la difficoltà molto elevata di sfruttamento attraverso centrali off shore sia per l'impatto visivo sia per i fondali profondi che circondano l'isola. Negli scenari, pertanto, si è utilizzata l'ipotesi di poter costruire una o più centrali sulla terra per un ammontare di complessivo 3,6 MW, che grazie all'elevata ventosità del sito, potrebbero fornire 10,8 GWh annui.

Il profilo della produzione fotovoltaica è stato ricavato dal sito: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php# impostando un'inclinazione sul piano di 25°.
Il profilo di produzione eolico è derivato direttamente da misure effettuate nell'isola dalla rete di stazioni Synop-Metar dell'Aeronautica Militare e pubblicate in [19].
Sono poi stati introdotti un secondo e un terzo scenario, ipotizzando un ricorso ancora più spinto al fotovoltaico (13 GWh e uno ipotetico 24,9 GWh di produzione annua), basato sulle seguenti considerazioni:

- gli impianti geotermici e i termoutilizzatori hanno un impatto ambientale rilevante e possono trovare maggiori difficoltà nell'accettabilità rispetto agli impianti fotovoltaici anche a terra;
- anche a livello di complessità di gestione, gli impianti fotovoltaici risultano nettamente avvantaggiati;
- l'impianto di termovalorizzazione dovrebbe essere di una taglia molto piccola con la conseguenza di dover scontare un pesante aggravio dei consumi ausiliari e quindi fornire uno scarso contributo netto alla copertura del carico dell'isola;
- i costi (LUEC) degli impianti fotovoltaici risultano sicuramente concorrenziali rispetto alla produzione da motori a gasolio per effetto delle forti riduzioni dei costi d'investimento che hanno caratterizzato gli ultimi anni (1200 €/kWp indicato in [20] per il 2014) e per l'elevatissima producibilità dell'isola.

Quest'ultimi due scenari richiederebbero un corposo insediamento di impianti a terra corrispondenti ad una occupazione di suolo rispettivamente di circa 13 e 25 ha (dell'ordine del 1,5-3 per mille della superficie dell'isola).

9.1.4 GLI SCENARI ANALIZZATI

Sono stati sviluppati differenti scenari classificabili in tre gruppi con differente penetrazione delle fonti rinnovabili (scenari "FERTer" "13GWhFV" e "25GWhFV") i cui elementi caratterizzanti sono stati riportati in Tab. 9.2. Si noti che in tutti e tre gli scenari c'è una quota di eccesso di produzione FRNP che

[3] Fattori di carico leggermente più bassi, tra 1550 e 1600 ore annue sono invece stimati da JRC in http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#.
La differenza in termini di produzione complessiva nei due casi non è però rilevante; si è pertanto deciso di mantenere il fattore di carico utilizzato in [16].

motiva l'installazione del SdA. Il terzo scenario rappresenta una situazione estrema, con una quantità di fotovoltaico installata sbilanciata anche rispetto alla curva di carico (potenza installata superiore al picco annuale di carico) e una quantità di eccesso di produzione FRNP particolarmente elevata (34% rispetto alla producibilità della potenza FRNP installata).

Le simulazioni che seguono sono state condotte riferimento a due diversi prezzi del gasolio. Gli scenari con il prezzo del gasolio più alto sono contraddistinti dal suffisso "_G" nell'identificativo.

Per recuperare in tutto o in parte l'eccesso di produzione presente nei diversi scenari, si è fatta l'ipotesi di dotare il sistema elettrico

Nome scenario	Consumi elettrici annui	Prezzo Gasolio	Potenziale produzione rinnovabile	Geotermico + Termoutilizz. RSU	Fotovoltaico	Eolico	Eccessi di produzione (taglio di RES)	% taglio RES rispetto a produzione eolica e FV
	GWh	€/GJ	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	GWh/anno	
FERTer	45,3	21	37,4	19,6	6,9	10,8	3,72	21%
13GWhFV	45,3	21	23,9	-	13,0	10,8	2,24	9%
25GWhFV	45,3	21	35,7	-	24,9	10,8	12,27	34%
FERTer_G	45,3	26,8	37,4	19,6	6,9	10,8	3,72	21%
13GWhFV_G	45,3	26,8	23,9	-	13,0	10,8	2,24	9%
25GWhFV_G	45,3	26,8	35,7	-	24,9	10,8	12,27	34%

Tab. 9.2 – Scenari sviluppati classificati per producibilità annua da fonte rinnovabile

dell'isola di SdA. La riduzione di consumo di gasolio conseguente al maggior sfruttamento di energia rinnovabile determina una riduzione dei costi operativi e quindi il beneficio economico del SdA, a fronte del suo costo di investimento.

Per ciascuno degli scenari considerati sono state valutate più soluzioni di integrazione di SdA di diversa tecnologia e taglia. Le configurazioni considerate si basano sulle tecnologie attualmente più diffuse e su quelle più promettenti per i prossimi anni. Differenti tecnologie presentano diversi rapporti tra potenza e capacità di accumulo e differenti rendimenti del ciclo di carica/scarica (Tab. 9.3).

Le diverse configurazioni dei sistemi di accumulo applicati agli scenari sopra descritti sono riportate in Tab. 9.3. Per ciascuna configurazione sono riassunti i dati tecnico economici. Inoltre si è ipotizzato che i SdA vengano esercitati garantendo un DoD (Depth of Discharge) non superiore all'80%, per non penalizzare eccessivamente il numero di cicli del SdA nel corso della sua vita utile.

Nome scenario	Capacità di accumulo complessiva	Potenza complessiva degli accumulatori	Rendimento ciclo	Costo Investimento SdA
	MWh	MW	%	M€
no SdA				-
SdA_1	2,8	1	80	2,3
SdA_2	5,5	2	80	4,7
SdA_4	6,0	6	90	9,0
SdA_5	11,0	4	80	9,3
SdA_6	13,8	5	80	11,7

Tab. 9.3 – Configurazioni di sistemi di accumulo valutate, con descrizione degli elementi caratterizzanti (Capacità e potenza degli accumulatori, rendimento del ciclo di carica e scarica)

La remunerabilità dell'investimento dei SdA è molto sensibile al prezzo del gasolio utilizzato nella centrale termoelettrica che, al contrario, è difficilmente quantificabile, sia perché non si conoscono i costi storici per uso di produzione elettrica sull'isola di Pantelleria, sia perché il prezzo è soggetto a elevata volatilità. Come primo riferimento si è utilizzato un valore derivato dal prezzo medio indicato dall'Autorità dell'energia nel documento di consultazione DCO 598/2014 (http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/14/598-14.pdf) fissato in 21 €/GJ. Tale valore è però riferito ad una media su tutte le isole minori. Considerata, quindi, l'aleatorietà del dato, si è scelto di effettuare una analisi di sensitività utilizzando sia il prezzo determinato sulla base della DCO 598/2014 sia un valore maggiorato corrispondente a 26,8 €/GJ. Tale valore trova riscontro in valori di prezzo ottenuti per via informale.

Per ciascuno degli scenari è stato simulato un anno di esercizio del sistema elettrico, con i due differenti prezzi del gasolio (Tab. 9.2). Le simulazioni sono state svolte con il simulatore di sistema elettrico SMTSIM [21] che è in grado di esercire al minimo costo il parco di generazione per la copertura del carico orario tenendo in conto:

- i limiti di flessibilità dei gruppi termoelettrici (minimo tecnico),
- la curva di rendimento in funzione del livello di potenza erogata per ciascun generatore a combustibile;
- i limiti di capacità, di potenza e rendimenti degli accumulatori elettrochimici;
- un margine economico minimo per l'utilizzo dell'accumulatore tra carica e scarica;
- di tagliare la produzione da fonti rinnovabili anche non programmabili in caso di eccesso di generazione;
- il mantenimento di un opportuno livello di riserva pronta.

Per la quantificazione della riserva si è considerato in ciascuna ora il minimo tra:

- il carico orario;
- il massimo tra la potenza del più grande generatore termoelettrico[4], la produzione eolica attesa e la produzione fotovoltaica attesa nell'ora.

9.2 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI

Per ciascuno degli scenari considerati, si riporta il risultato della simulazione relativa alla configurazione del SdA che ha il tempo di ritorno dell'investimento (PBT semplice) più breve. I risultati di tale simulazione sono confrontati con quelli relativi al medesimo scenario senza la presenza del SdA.

In Tab. 9.4 e Tab. 9.5 è riportato il confronto dei i risultati economici, mentre in Tab. 9.6 sono riassunti i principali risultati dal punto di vista energetico ed elettrico. Dal momento che i risultati elettrici ed energetici non sono influenzati dal prezzo del gasolio, nella Tab. 9.6 si riportano esclusivamente i risultati degli scenari con prezzo del gasolio alto.

In primo luogo si osserva che nel caso di prezzo del gasolio alto il PBT del SdA più conveniente è inferiore ai 10 anni in tutti e tre gli scenari considerati. Per quanto riguarda i dati energetici è interessante osservare la riduzione in percentuale dell'eccesso di produzione da FRNP (eolico e fotovoltaico) nei tre scenari analizzati:

FERTer_G	49% su un eccesso di produzione da FRNP che è pari al 21% del potenziale di produzione della capacità FRNP installata nello scenario
13GWhFV_G	47% su un eccesso di produzione da FRNP che è pari al 9% del potenziale di produzione della capacità FRNP installata
25GWhFV_G	12% su un eccesso di produzione da FRNP che è pari al 34% del potenziale di produzione della capacità FRNP installata

Nei primi due casi la percentuale riduzione è simile pur partendo da percentuali di eccesso di produzione differenti nei due scenari. La ragione di ciò è che nello scenario con la percentuale di riduzione più alta (FERTer_G) è stata installata una batteria di dimensione maggiore rispetto all'altro scenario (5,5 MWh vs. 2,8 MWh). Nel terzo scenario la percentuale di riduzione è più bassa in quanto si partiva da una percentuale di eccesso di produzione più alta e la batteria installata ha capacità ridotte (2,8 MWh).

[4] Più precisamente la potenza massima prevista nel normale esercizio che corrisponde alla potenza netta nominale ridotta della banda di riserva richiesta

Il SdA di accumulo con PBT più basso (5,6 anni) è quello applicato al terzo scenario dove l'eccesso di produzione da FRNP è più alto (34% del potenziale). L'installazione del SdA – di capacità ridotta per poter abbassare il suo PBT – incide limitatamente sulla percentuale dell'eccesso di produzione da FRNP , che passa dal 34% al 30% del potenziale di produzione della capacità FRNP installata. Un SdA di capacità doppia avrebbe abbattuto ulteriormente l'eccesso di produzione da FRNP, ma il suo PBT sarebbe stato superiore (7,5 anni).

Si noti che la riduzione di eccesso di generazione da fonte rinnovabile che si ottiene inserendo i SdA è superiore all'energia assorbita dagli accumulatori. Questo risultato sta ad indicare che la presenza dei SdA nel sistema elettrico dell'isola determina benefici anche su aspetti meno immediati del semplice time shift della produzione, ad esempio introduce una maggiore flessibilità con conseguente migliore dispacciamento delle risorse e minori difficoltà nel garantire sempre la riserva pronta.

Si può quindi concludere che nel sistema elettrico di Pantelleria,

Nome scenario	Costo gasolio consumato e permessi di emissione CO_2	Minori costi annui di esercizio dei generatori a gasolio (combustibile, permessi CO_2, O&M) rispetto allo scenario Base	Costi di esercizio dei SdA	PBT semplice (investimento SdA)
	k€/anno	k€/anno	k€/anno	Anni
FERTer /no SdA	2.374	-	-	-
FERTer / SdA_2	1944	429	30	11,7
13GWhFV/ no SdA	4497			
13GWhFV / SdA_1	4245	252	15	10,6
25GWhFV/ no SdA	4165	-	-	-
25GWhFV / SdA_1	3820	345	15	7,1

Tab. 9.4 – Risultati economici delle simulazioni con prezzo del gasolio più basso

Nome scenario	Costo gasolio consumato e permessi di emissione CO_2	Minori costi annui di esercizio dei generatori a gasolio (combustibile, permessi CO_2, O&M) rispetto allo scenario Base	Costi di esercizio dei SdA	PBT semplice (investimento SdA)
	k€/anno	k€/anno	k€/anno	Anni
FERTer_G / no SdA	3.003	n.a.		
FERTer_G / SdA 2	2.462	542	30	9,1
13GWhFV_G / no SdA	5.690			
13GWhFV_G / SdA_1	5.371	319	15	7,7
25GWhFV_G /no SdA	5.270			
25GWhFV_G / SdA_1	4.833	435	15	5,6

Tab. 9.5 – Risultati economici delle simulazioni con prezzo del gasolio più alto

Nome scenario	Prod. termoel. fossile	Gasolio consumato	Emissione di CO_2	Energia assorbita dai SdA	Energia erogata dai SdA	Eccessi di produzione (taglio di RES)	Riduzione eccessi di produzione per effetto SdA
	GWh	ktep	kt CO2	GWh	GWh	GWh	GWh
FERTer_G / no SdA	11,4	2,6	8,1	n.a	n.a	3,72	1,82
FERTer_G / SdA 2	9,9	2,1	6,6	1,46	1,17	1,90	
13GWhFV_G/ no SdA	23,5	4,95	15,3	n.a.	n.a	2,24	1,05
13GWhFV_G / SdA_1	22,6	4,67	14,4	0,73	0,59	1,19	
25GWhFV_G / no SdA	21,6	4,60	14,2	n.a.	n.a	12,27	1,55
25GWhFV_G/ SdA_1	20,2	4,22	13,0	1,00	0,80	10,72	

Tab. 9.6 – Risultati energetici ed elettrici delle simulazioni (valori annui) con SdA per gli scenari con il costo del gasolio più alto

con l'ipotesi di uno sviluppo molto spinto delle fonti rinnovabili per la generazione elettrica (fino al 70-80% della domanda), i SdA sarebbero in grado di ridurre gli esuberi di produzione di energia rinnovabile non programmabile e conseguentemente ridurre i consumi di gasolio. I vantaggi forniti dai SdA coinvolgono anche la maggior sicurezza del sistema elettrico dell'isola e la possibilità di eseguire la regolazione con minori costi; in queste simulazioni, tuttavia, è stato valutato esclusivamente il risparmio sui consumi di combustibile fossili che nel lungo termine ripagherebbe (almeno nei casi migliori) l'investimento. I risultati in termini di Pay Back Time semplice, infatti, indicano un periodo di ritorno dell'investimento che, anche quando è superiore ai 10 anni, è comunque inferiore alla vita tecnica dei SdA considerati (calcolata come numero di cicli di carica/scarica totali rispetto all'utilizzo risultante dalle simulazioni).

Le soluzioni economicamente migliori sono risultate quelle con sistemi di accumulo più piccoli (cioè le configurazioni SdA_1 e SdA_2 corrispondenti a 2,8 e 5,5 MWh di capacità di accumulo). Tali configurazioni sono in grado di ridurre solo parzialmente gli eccessi di produzione delle rinnovabili proprio a causa della capacità limitata. La motivazione della convenienza delle configurazioni più piccole sta nell'elevato costo d'investimento dei SdA che, se non è possibile sfruttarli adeguatamente, richiedono periodi troppo lunghi per il recupero del costo iniziale. È ragionevole supporre che una riduzione del costo della tecnologia potrà spostare la convenienza economica sui sistemi con accumulatori più grandi, tra quelli considerati, che sono in grado di recuperare una quota maggiore degli esuberi di generazione FRNP rispetto ai risultati qui ottenuti.

BIBLIOGRAFIA

[1] TERNA: "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza", Prescrizione Tecnica – Allegato A15, RSPT085012DSC-PCM, 20 Luglio 2008, www.terna.it

[2] TERNA: "Codice di Rete – Capitolo 4: Regole per il Dispacciamento", www.terna.it/default/Home/SISTEMA ELETTRICO/codice_rete.aspx

[3] AEEGSI: delibera 231/2013/R/eel "Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza", 30 Maggio 2013, www.autorita.energia.it/it/docs/13/231-13.htm

[4] Terna, Codice di Rete, Allegati A17, A68, A70, www.terna.it

[5] Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica", Variante V1, dicembre 2014, www.ceiweb.it/it/comunicati/news/569 norma-cei-0-16.html

[6] Norma CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica", Variante V1, dicembre 2014, www.ceiweb.it/comunicati/news/568-norma-cei-0-21.html

[7] F. Del Pizzo, "Build-Up of Italian Power Market and Interconnections to Neighboring Systems", Dubai, United Arab Emirates, maggio 2013

[8] AEEGSI, Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili, Documento per la consultazione 354/2013/R/EEL (DCO 354/2013), 1 agosto 2013, www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/354-13.pdf

[9] AEEGSI, Regime transitorio per il trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza, Delibera 66/2014/ Reel, 20 febbraio 2014, www.autorita.energia.it/allegati/ docs/14/066-14.pdf

[10] Terna, Codice di Rete, Allegato A73, www.terna.it

[11] https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung public?result=&index=VNcdng9Sb-ERB9j_QZf_rQ%3D%3D

[12] https://clients.rte-france.com/htm/an/offre telecharge/20140101_Regles_SSY_approuvees_an.pdf

[13] "L'accumulo di energia elettrica", collana RSE View, Il Melograno, 2011

[14] Terna, "Avvio del meccanismo di remunerazione della regolazione primaria di frequenza", Nota informativa, www.terna.it/, 15 aprile 2014

[15] A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler, "Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control", IEE Tr. on Power Systems, Vol. 22, No. 3, agosto 2007

[16] ENEA – Università degli Studi Palermo, "Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive. Report 1 – Caratterizzazione delle reti attuali e analisi di possibili scenari di sviluppo" Rapporto RdS/2010/261, settembre 2010

[17] ENEA – Università degli Studi Palermo, "Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive. Report2 – Simulazioni e valutazioni di progetto per gli scenari selezionati" Rapporto RdS/2010/262, settembre 2010

[18] Regione Sicilia - Decreto del Presidente della Regione del 18 luglio 2012, n°48: Regolamento recante norme di attuazione dell'articolo 105, comma 5, della legge regionale 12 maggio 2010, n. 11

[19] http://weather.gladstonefamily.net/site/LICG

[20] "RSEView – Energia elettrica, anatomia dei costi" ed. Alkes, 2014, ISBN 978-88-907527-7-3

[21] D. Siface, M.T. Vespucci, A. Gelmini: "Solution of the mixed integer large scale unit commitment problem by means of a continuous Stochastic linear programming model", Energy Systems – Springer - giugno 2014, Vol 5, No. 2, pp 269-284 – ISSN 1868-3967.

Lo studio è stato realizzato da:

RSE
Ricerca Sistema Energetico

Via R. Rubattino, 54
20134 Milano
Tel +39 023992.1
Fax +39 023992.5128
PEC rse@legalmail.it

ANIE FEDERAZIONE
CONFINDUSTRIA
ANIE ENERGIA

Viale V. Lancetti, 43
20158 Milano
Tel +39 023264.228
Fax +39 023264.217
Mail energia@anie.it