

L'accumulo elettrochimico di energia

Nuove regole, nuove opportunità





Il Libro Bianco sugli accumuli 3.0 prosegue un lavoro che ormai da diversi anni Anie e RSE stanno conducendo sui sistemi di accumulo di energia e che ha già segnato due tappe, nel 2015 e nel 2017, con la pubblicazione delle due precedenti edizioni.

Uno speciale ringraziamento va al gruppo di esperti che ha lavorato rigorosamente alla realizzazione del Libro Bianco 3.0.

Si ringrazia RSE ed in particolare:

Valerio Angelucci

Vito Barone

Silvia Maria Canevese

Vincenzo Casamassima

Antonio Gatti

Luigi Mazzocchi

Luigi Pellegrino

Omar Perego

Dario Siface

Per il Gruppo Accumuli di ANIE Energia il ringraziamento va a:

Marco Pigni

Raffaello Teani

Fabio Zanellini

Matteo Frigo *

Stefano Nassuato *

Marco Todeschini*

Luca Visconti*

Mario Vona*

**che hanno collaborato alla stesura del Capitolo 7 relativo al progetto Tilos con il Prof. Dimitris Zafirakis - Mechanical Engineering Dept. University of West Attica – a cui rivolgiamo uno speciale ringraziamento.*

SOMMARIO

Libro bianco accumuli “3.0” Executive summary	Pag. 5
1 Accumulo elettrochimico integrato in un impianto a ciclo combinato	Pag. 5
2 Sistema di accumulo integrato in impianti FRNP: dimensionamento ottimo e valutazioni di redditività	Pag. 6
3 Schemi di autoconsumo collettivo in abbinamento a sistemi di accumulo	Pag. 7
4 Aggregazione di sistemi di accumulo residenziali per fornire servizi di dispacciamento	Pag. 6
5 Uso di veicoli elettrici per la fornitura di servizi di bilanciamento	Pag. 8
6 Servizio di regolazione “ultra-rapida” di frequenza	Pag. 9
7 L’integrazione delle rinnovabili su un’isola mediante accumulo: il caso di Tilos	Pag. 10
8 European Battery Alliance	Pag. 10
Capitolo 1	
Accumulo elettrochimico integrato in un impianto a ciclo combinato	Pag. 11
1.1 SdA in ausilio al servizio di regolazione della frequenza di rete	Pag. 11
1.2 Valutazioni economiche	Pag. 17
1.3 Recupero della mancata produzione dovuta al servizio di regolazione primaria di frequenza	Pag. 17
1.4 Incremento della massima banda di regolazione secondaria	Pag. 19
1.5 Capacità e costo della batteria	Pag. 20
1.6 Conclusioni	Pag. 21
Capitolo 2	
Sistema di accumulo integrato in impianti FRNP: dimensionamento ottimo e valutazioni redditività	Pag. 22
2.1 Lo strumento di dimensionamento ottimo	Pag. 23
2.2 I casi studio	Pag. 24
2.3 Conclusioni	Pag. 37
Capitolo 3	
Schemi di autoconsumo collettivo in abbinamento a sistemi di accumulo	Pag. 39
3.1 Delibera ARERA 318/2020: valutazione dei corrispettivi economici legati all’autoconsumo collettivo	Pag. 40
3.2 La configurazione d’autoconsumo collettivo prevista dalla Delibera 318/2020	Pag. 42
3.3 Scelta della taglia del sistema di accumulo elettrico	Pag. 43
3.4 Stima dei benefici economici per lo schema di autoconsumo virtuale con e senza sistema di accumulo	Pag. 44
3.5 Conclusioni	Pag. 52

Capitolo 4	
Aggregazione di sistemi di accumulo residenziali per fornire servizi di dispacciamento	Pag. 53
4.1 Caratteristiche degli utenti considerati nello studio	Pag. 54
4.2 Baseline	Pag. 56
4.3 Strategia di offerta	Pag. 58
4.4 Risultati	Pag. 58
4.5 Benefici associati alla fornitura di servizi di flessibilità	Pag. 60
<hr/>	
Capitolo 5	
Uso di veicoli elettrici per la fornitura di servizi di bilanciamento	Pag. 62
5.1 Principali ipotesi e casi di studio	Pag. 62
5.2 Risultati di simulazione	Pag. 67
5.3 Conclusioni	Pag. 72
<hr/>	
Capitolo 6	
Servizio di regolazione “ultra-rapida” di frequenza	Pag. 75
6.1 Descrizione del servizio	Pag. 75
6.2 Fabbisogno e modalità di approvvigionamento e remunerazione	Pag. 78
6.3 Discussione	Pag. 79
<hr/>	
Capitolo 7	
L’integrazione delle rinnovabili su un’isola mediante accumulo: il caso Tilos	Pag. 80
7.1 Isola di Tilos: il contesto	Pag. 80
7.2 Componenti principali della micro-rete	Pag. 81
7.3 Il Sistema di Accumulo (SdA) di Tilos	Pag. 82
7.4 Replicabilità della soluzione adottata per Tilos	Pag. 84
<hr/>	
Capitolo 8	
European Battery Alliance	Pag. 86
<hr/>	
Bibliografia	Pag. 89

LIBRO BIANCO ACCUMULI “3.0”

EXECUTIVE SUMMARY

Questo Libro prosegue un lavoro che ormai da diversi anni ANIE e RSE stanno conducendo sui sistemi di accumulo di energia, e che ha già segnato due tappe, nel 2015 e nel 2017, con la pubblicazione delle due precedenti edizioni.

È visione ampiamente condivisa che l'accumulo di energia, operazione praticata da decenni mediante gli impianti idroelettrici di pompaggio, vedrà nei prossimi decenni un'imponente mole di investimenti in tutti quei sistemi elettrici nei quali si sta attuando una forte azione di sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili aleatorie, sostanzialmente sfruttando le fonti solare ed eolica. Nel momento in cui la capacità produttiva alimentata da tali fonti raggiunge valori paragonabili, o addirittura superiori al carico medio sulla rete, si rende indispensabile “spostare” energia di alcune ore, al fine di non sprecare energia rinnovabile e gratuita. Inoltre, la minore partecipazione degli impianti termoelettrici alla produzione sottrae per molte ore risorse di flessibilità necessarie per il bilanciamento produzione-consumo e per il controllo di frequenza, e genera quindi la necessità di installare nuova capacità flessibile, esigenza che può essere soddisfatta in modo ideale dai sistemi di accumulo.

In Italia, il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), approvato a inizio 2020, non fa eccezione a questa tendenza e accompagna un ambizioso obiettivo di espansione della potenza installata da FV ed eolico con la previsione di 10 GW di nuovi sistemi di accumulo, di cui 4 sotto forma di batterie di piccola taglia ed il resto suddiviso fra pompaggi e sistemi elettrochimici di grande taglia.

A fronte di queste ovvie e ben note considerazioni, allo stato attuale si osserva sì una crescita del mercato delle batterie per energy storage, ma con una certa lentezza. A ciò contribuiscono, da un lato i prezzi dei sistemi elettrochimici di accumulo, sicuramente in netta diminuzione, ma in assoluto ancora abbastanza elevati, dall'altro un quadro regolatorio e di mercato che non rende ancora attraenti gli investimenti in capacità di accumulo se non in un numero limitato di situazioni.

Da ciò nasce l'interesse per un approfondimento dei diversi “modelli di business” che già oggi, o in un prossimo futuro, si possono immaginare per le applicazioni dell'accumulo elettrochimico nel sistema elettrico, al fine di evidenziare quelle situazioni in cui è ragionevole attendersi una più rapida affermazione di questa tecnologia, a fronte della situazione attuale o della prevedibile evoluzione del mercato elettrico e delle relative regole.

È questo il filo conduttore dei tre Libri Bianchi, di cui oggi con piacere viene presentata la terza edizione. La stretta collaborazione fra ANIE e RSE, che si è costantemente sviluppata in questi anni, costituisce una situazione ideale per fornire indicazioni aggiornate, concrete ed obiettive. ANIE ha messo a disposizione la propria visione dello stato industriale e di mercato dell'accumulo elettrochimico, RSE una conoscenza approfondita sia delle tecnologie di accumulo, che del sistema elettrico e delle sue esigenze attuali e future.

Da questo confronto, decisamente dialettico, è nato questo terzo volume che esamina le opportunità di applicazione dell'accumulo elettrochimico nelle sue principali opzioni: utilizzo da parte di operatori di generazione (da rinnovabili, ma anche da combustibili fossili), di singoli utenti finali o di utenti che agiscono collettivamente.

Ci auguriamo che questo Libro possa risultare un utile strumento di informazione e di consultazione per gli operatori di mercato e per gli Organismi che hanno il compito di disegnare i provvedimenti atti a consentire, in una logica di neutralità tecnologica, la più efficace partecipazione dei sistemi di accumulo all'evoluzione del sistema elettrico.

1 Accumulo elettrochimico integrato in un impianto a ciclo combinato

Diversi costruttori di impianti termoelettrici propongono, nei loro impianti a ciclo combinato, l'integrazione di un accumulo elettrochimico, gestito da un sistema di “energy management”, per recuperare la quota aggiuntiva di producibilità, altrimenti riservata al servizio obbligatorio di regolazione

della frequenza di rete, o per incrementare la velocità di rampa della turbina a gas, ampliando di fatto la banda di regolazione secondaria di frequenza disponibile per la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

L'analisi riportata, per quanto possibile, vuole dare una stima economica del potenziale utilizzo di un sistema di accumulo (SdA) integrato ad un ciclo combinato per i servizi di regolazione primaria e secondaria di frequenza della rete nazionale, sulla base dei dati a consuntivo del mercato dell'energia dell'anno 2018. L'impianto a ciclo combinato di riferimento per lo studio è un impianto da 400 MWe di potenza nominale, con un gradiente di potenza massimo di 35 MW/min. A seguito di una analisi comparata fra i vari campi operativi e vincoli tecnici per l'erogazione dei servizi di regolazione di frequenza, si è ipotizzato che il SdA integrato abbia una potenza di 6 MW e una capacità di 6MWh.

Le principali riflessioni di carattere generale, conseguenti allo studio, si possono sintetizzare come segue:

- dimensionando il SdA per il servizio di regolazione primaria, la sua integrazione in un tipico impianto a ciclo combinato fornisce un discreto aumento dell'utile annuo, a cui si somma un contributo derivante dalla maggiore capacità di svolgere il servizio di regolazione secondaria. Il tempo di ritorno dell'investimento, sebbene piuttosto lungo, ne consente il recupero entro la vita utile del SdA.
- dimensionando il sistema di accumulo in modo da soddisfare l'obbligo di regolazione primaria e al contempo massimizzare la banda di regolazione secondaria, il profitto migliora ma la potenza assai maggiore ne fa aumentare il costo e peggiorare il tempo di ritorno dell'investimento.

2 Sistema di accumulo integrato in impianti FRNP: dimensionamento ottimo e valutazioni di redditività

In questo capitolo sono presentati i risultati del dimensionamento ottimo di un SdA elettrochimico destinato alla fornitura contemporanea di molteplici servizi al Sistema Elettrico in cinque casi test:

- installazione nella zona NORD e accoppiamento ad un impianto FV (FV) da 30 MW per la riduzione degli sbilanciamenti di quest'ultimo
- installazione nella zona CNOR e accoppiamento per la riduzione degli sbilanciamenti da FRNP
 - ad un impianto FV da 30 MW

- ad un impianto eolico da 30 MW

- installazione nella zona SUD e accoppiamento per la riduzione degli sbilanciamenti da FRNP

- ad un impianto FV da 30 MW

- ad un impianto eolico da 30 MW

È stata anche eseguita un'analisi di sensitività sulla durata del SdA, ovvero il rapporto tra capacità e potenza nominali, per i casi di accoppiamento ad un impianto FV nella zona NORD e accoppiamento ad un impianto eolico nella zona CNOR.

Le valutazioni tecnico economiche sono state eseguite mediante uno strumento sviluppato da RSE, basato su tecniche di ottimizzazione lineare che mirano a trovare la taglia del SdA e la ripartizione ottima della potenza nominale tra i vari servizi considerati, per le quali sia massimo il valore del rapporto tra i ricavi ottenuti dal SdA attraverso la remunerazione dei servizi forniti al sistema e la partecipazione al Mercato del Giorno Prima ed i costi di investimento per l'installazione del SdA. Questo rapporto rappresenta dimensionalmente l'inverso di un tempo e, di conseguenza, dà indicazioni sui tempi stimabili di ritorno dell'investimento.

I servizi presi in considerazione sono:

- la fornitura di regolazione primaria di frequenza, la cui remunerazione è regolata
- la fornitura di regolazione secondaria di frequenza, la cui remunerazione passa dalla partecipazione al Mercato di Bilanciamento.

I risultati dei dimensionamenti hanno permesso di trarre le seguenti conclusioni.

Dati i bassi volumi di sbilanciamento della FRNP fotovoltaica, in generale l'installazione di un SdA ad essa accoppiata risulta meno performante, da un punto di vista economico, rispetto all'accoppiamento ad un impianto eolico che invece è caratterizzato da sbilanciamenti molto più consistenti.

L'erogazione di regolazione primaria è effettuata solo perché si ipotizza sia imposta dal Codice di Rete: la remunerazione per questo servizio è attualmente insufficiente a garantirne una convenienza economica.

Nel caso di accoppiamento con FRNP FV, quindi, la gran parte della potenza è in generale dedicata all'erogazione di regolazione secondaria. Tuttavia, a causa degli esiti non brillanti del MB nelle zone CNOR e SUD, l'investimento in un SdA accoppiato ad un impianto PV non risulta conveniente. Nella zona NORD, invece, il ritorno di investimento stimato è compatibile con la vita attesa del SdA.

Per il caso di accoppiamento ad un impianto eolico, è la riduzione degli sbilanciamenti ad essere preferita agli altri servizi. Si osserva comunque che la convenienza dell'investimento dipende fortemente dalla taglia del SdA: in alcuni casi, generalmente quelli a taglie intermedie, il ritorno dell'investimento è compatibile con la durata attesa della vita di un SdA della tipologia qui considerata.

Le analisi di sensitività sul rapporto tra capacità e potenza nominale hanno evidenziato come in generale avere più capacità a disposizione comporti un aggravio dei costi di investimento che non viene ripagato dall'incrementata possibilità di erogare regolazione secondaria. Questo risultato dipende ovviamente dai costi di investimento (quelli considerati in questo studio rispecchiano le condizioni attuali del mercato) e dai risultati del mercato MB per l'anno 2018, considerato qui come base per le valutazioni.

Altro risultato generale riguarda la partecipazione al MGP: la frazione di potenza nominale ad essa dedicata rimane generalmente costante al variare della taglia in tutti i casi considerati. Questo significa che la partecipazione al MGP non è effettuata per convenienza economica, ma per questioni tecniche e legate alla necessità di rispettare i limiti di massima e minima energia accumulabile.

3 Schemi di autoconsumo collettivo in abbinamento a sistemi di accumulo

In questo capitolo è presentata un'analisi economica sull'opportunità di abbinare un SdA a una configurazione d'autoconsumo collettivo come introdotta dalla direttiva RED II e come provvisoriamente regolata dalla Legge italiana. Al fine di chiarire la modalità di implementazione dello schema collettivo, è preliminarmente fornita una descrizione dei due modelli utilizzati in Europa (fisico e virtuale) e successivamente una possibile metodologia di ripartizione delle quote d'autoconsumo della produzione del tetto FV tra i condomini, inclusa l'energia fotovoltaica immagazzinata nel SdA e successivamente ceduta agli utenti. In sintesi, il risparmio è valutato allocando la produzione dell'impianto FV in misura proporzionale al consumo d'utenza in ciascun periodo di 15 minuti. L'immissione in rete dell'energia dell'impianto FV, al netto delle quote di autoconsumo delle utenze, è valorizzata, in questa analisi, al prezzo di vendita sul mercato dell'energia. La metodologia proposta è stata applicata ad un condominio di piccole dimensioni (8 utenze domestiche). La taglia di impianto FV è stata dimensionata sulla base della massima superficie di tetto condominiale disponibile. Il SdA è invece dimensionato in potenza ed in energia a partire da una valutazione delle immissioni dell'impianto FV gestito nell'ambito dello schema d'autoconsumo virtuale. L'analisi

svolta ha riguardato preliminarmente la valutazione dei benefici derivanti dall'applicazione dello schema d'autoconsumo con solo tetto FV, inclusa la valutazione dei tempi di ritorno dell'investimento. Successivamente, sono state selezionate quattro possibili taglie di SdA coerenti con la taglia di impianto FV installato e i carichi del condominio. Al variare della taglia di SdA sono stati nuovamente valutati i benefici economici e i tempi di ritorno nell'ipotesi di applicare o meno la detrazione fiscale del 50% anche all'impianto FV oltre che al SdA. Lo studio dimostra che, in presenza di detrazioni fiscali del 50%, l'investimento, sia per il solo FV che per il sistema integrato con batterie, può avere un tempo di ritorno accettabile. In ottica futura il tempo di ritorno dell'investimento potrà ulteriormente ridursi grazie alla partecipazione del condominio in forma aggregata a servizi ancillari, come descritto al Cap. 4.

La cumulabilità tra una parte dei benefici previsti per gli schemi di autoconsumo collettivo, e quelli derivanti dalla detrazione fiscale del 110% sugli interventi di efficienza energetica, rende l'investimento in un sistema integrato FV/accumulo, in ambito condominiale, a maggior ragione conveniente.

4 Aggregazione di sistemi di accumulo residenziali per fornire servizi di dispacciamento

In un contesto energetico in cui la percentuale dell'energia prodotta da risorse distribuite sta aumentando sempre di più, il numero di SdA per applicazioni stazionarie è in continua crescita. In particolare, una cospicua percentuale dei SdA installati è composta da dispositivi residenziali o commerciali di piccola taglia (capacità inferiore ai 20 kWh). Questi SdA sono tipicamente utilizzati per effettuare autoconsumo, modalità di impiego che non richiede un intenso utilizzo del SdA e presenta ampi margini di flessibilità per ulteriori servizi.

Per questo motivo sono state condotte delle simulazioni considerando un aggregato di reali utenze residenziali con FV e SdA situati in Lombardia. Si è ipotizzato di gestire un aggregato di 1.245 utenze residenziali al fine di partecipare al mercato dei servizi di bilanciamento. Si è implementata una strategia di controllo che permette di utilizzare la flessibilità presente nei SdA distribuiti senza compromettere la loro funzionalità di autoconsumo.

I risultati delle simulazioni effettuate hanno mostrato un beneficio massimo annuo che può variare da circa 0,3M€ a 0,6M€ nell'ipotesi di effettuare offerte da 2MW. Nella pratica, considerando una percentuale di offerta accettata pari al 10%, i costi da sostenere per attivare il servizio (hardware e software necessario per la comunicazione e il controllo delle

batterie) potrebbero comunque essere recuperati in pochi anni.

5 Uso di veicoli elettrici per la fornitura di servizi di bilanciamento

L'aumento della copertura della domanda elettrica da parte della generazione da Fonti di energia Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) comporta una progressiva riduzione delle ore di funzionamento dei grandi generatori alimentati da combustibili fossili, ossia degli impianti che tradizionalmente forniscono i Servizi Ancillari (SA) per garantire il bilanciamento del sistema elettrico e controllare frequenza e tensione di rete.

D'altra parte i flussi di potenza da FRNP sono altamente variabili e difficilmente prevedibili, possono causare deviazioni ampie e veloci della frequenza, possono risalire dalla rete di distribuzione a quella di trasmissione e causare problemi di tensione o congestioni locali.

Si profila dunque la necessità di avere a disposizione non solo maggiori risorse per i SA, ma anche risorse in grado di reagire ai disturbi velocemente e con grande flessibilità. In Italia, in particolare, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (l'attuale ARERA) ha iniziato, con la delibera 300/2017/R/EEL, un processo di apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) a nuovi possibili fornitori di SA: generatori distribuiti, generatori FRNP, carichi e SdA, inclusi quelli all'interno dei Veicoli Elettrici (VE). Sono stati dunque avviati progetti pilota per permettere a questi *asset* di partecipare, anche sotto la forma aggregata di Unità Virtuali Abilitate (UVA), alla fornitura di SA quali bilanciamento, regolazione terziaria di frequenza e risoluzione delle congestioni.

Ci si focalizza qui sulla fornitura di riserve per la regolazione terziaria di frequenza, in particolare sotto forma di Servizi di Bilanciamento (SB) offerti sul Mercato del Bilanciamento (MB), la fase in tempo reale di MSD: se ne esamina, in particolare, la possibile redditività per i VE assumendo, per semplicità, che un singolo VE possa partecipare al mercato, ossia trascurando la presenza di un soggetto aggregatore. Più precisamente, si simula che la ricarica mono-direzionale (V1G: solo assorbimento dalla rete) o bi-direzionale (V2G: anche iniezione in rete) di un VE sia effettuata, almeno in parte, fornendo il SB, ossia scambiando energia remunerata su MB al prezzo offerto quando le offerte del VE vengono accettate. Il meccanismo di ricarica "di riferimento" (*benchmark*) adottato per confronto è senza fornitura di servizi ed è basato sull'acquisto dell'intera energia per la ricarica sul Mercato del Giorno Prima (MGP) al Prezzo Unico Nazionale

(PUN). Il meccanismo di ricarica alternativo proposto, basato sullo svolgimento del SB, mira pertanto a sfruttare, per quanto possibile, i differenziali di prezzo all'interno di MB e tra MB ed MGP: i prezzi di vendita su MB (per i servizi a salire), infatti, sono normalmente più alti dei prezzi MGP e dei prezzi di acquisto su MB (per i servizi a scendere) e questi ultimi sono normalmente inferiori ai prezzi MGP.

La formulazione delle offerte per il SB è qui modellata secondo una strategia euristica che tiene conto del valore corrente dello stato di carica della batteria (*State of Charge* – SoC, definito come il rapporto tra il contenuto in energia del SdA e la sua energia nominale), del valore *target* di SoC da raggiungere alla fine del periodo di ricarica prestabilito, della distanza, in ore, dalla fine del periodo di ricarica, nonché della massima potenza (banda di flessibilità) messa a disposizione per il servizio.

In tal modo si garantisce che il VE sia sempre in grado, in caso di accettazione dell'offerta, di scambiare l'energia offerta e, quindi, non incorra in sbilanciamenti associati al mancato servizio e nelle relative penalità economiche.

Le simulazioni per i casi di studio considerati, che riguardano un'auto elettrica ad uso domestico e una di una flotta aziendale (la seconda ha una maggiore percorrenza chilometrica giornaliera rispetto alla prima), evidenziano che la bolletta elettrica dell'utente risulta inferiore rispetto a quella associata alla ricarica *benchmark* purché gli scambi di energia siano sufficientemente piccoli, come nella ricarica V1G; altrimenti, gli oneri, le accise e l'IVA annullano il guadagno proveniente dalla partecipazione al MB.

La partecipazione al MB risulterebbe economicamente interessante, ad esempio, in presenza di una diversa regolamentazione tariffaria, in particolare in caso di non applicazione di una parte significativa degli oneri sugli scambi di energia per il SB o in caso di applicazione degli oneri solo sulla parte di energia assorbita destinata effettivamente alla ricarica.

Se si aggiunge poi una remunerazione in capacità dell'ordine di 30 €/kW/anno, i relativi benefici economici possono contribuire, anche se a volte in maniera limitata o moderata, a rendere più attraente lo svolgimento del servizio.

Si osserva, infine, che nelle valutazioni occorrerebbe tener conto più approfonditamente anche del possibile invecchiamento "da ciclaggio" della batteria: infatti, rispetto al normale uso del VE per la guida, lo svolgimento del servizio comporta, in caso di ricarica V2G, un aumento degli scambi di energia in scarica, specialmente se l'energia da ricaricare è consistente come nel caso di ricarica V2G aziendale simulato.

6 Servizio di regolazione “ultra-rapida” di frequenza

Nel corso degli ultimi anni il parco di generazione nazionale ha subito profonde trasformazioni, in particolare per via della graduale sostituzione delle fonti fossili con Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP). In base agli scenari indicati nel Piano Nazionale Energia Clima (PNIEC), si prevede che tale processo di evoluzione continui in futuro in modo sempre più marcato, ad esempio mediante la completa dismissione degli impianti a carbone. Ci si attende pertanto una sempre maggiore necessità di risorse dotate di adeguata rapidità di risposta e di flessibilità di funzionamento, a causa della diminuzione degli impianti che contribuiscono alla regolazione del sistema elettrico. Per quanto riguarda, in particolare, la regolazione della frequenza, vista la sostanziale assenza di contributo inerziale da parte della generazione fotovoltaica ed eolica, le deviazioni dai 50 Hz tenderanno ad accentuarsi, sia in ampiezza che in velocità, al diminuire della capacità di regolazione e del contributo di inerzia meccanica assicurati tradizionalmente dagli impianti termoelettrici.

Ai sensi della già citata delibera 300/2017, TERNA ha dunque proposto e avviato una serie di progetti pilota per l'allargamento della platea dei partecipanti ai servizi “ancillari”. La più recente proposta riguarda una sperimentazione (per la quale la fase di consultazione si è chiusa il 24 gennaio 2020) di nuove risorse flessibili per l'erogazione di un servizio di regolazione “ultra-rapida” di frequenza, o di *Fast Reserve* (FR), non ancora codificato nel Codice di Rete. Nel capitolo si riporta una breve descrizione del nuovo servizio FR, nell'ottica del suo possibile svolgimento da parte di SdA elettrochimici. Si osserva che anche in Gran Bretagna è stato da qualche anno introdotto un servizio, detto *Enhanced Frequency Response* (EFR), con tempistiche più veloci rispetto alla regolazione primaria di frequenza e con caratteristiche tecniche simili a quelle della FR; sinora le aste per l'approvvigionamento di risorse (200 MW) per l'EFR sono state vinte proprio da SdA elettrochimici.

La fornitura del servizio FR è a carico di *Fast Reserve Unit* (FRU), ciascuna delle quali può essere costituita da un singolo apparato (di produzione o di consumo o di accumulo) o da un aggregato (anche contenente diverse tipologie di apparato). TERNA richiede un numero di ore annuali (per ora 1000) di disponibilità alla fornitura del servizio; tali ore sono relative agli intervalli di tempo ritenuti critici per la sicurezza del sistema.

Una FRU deve essere in grado sia di modulare la potenza attiva, in risposta ad un errore di frequenza misurato, secondo una predefinita curva caratteristica $\Delta f - \Delta P$, sia di ricevere da TERNA e gestire un opportuno *set-point* di pilotaggio.

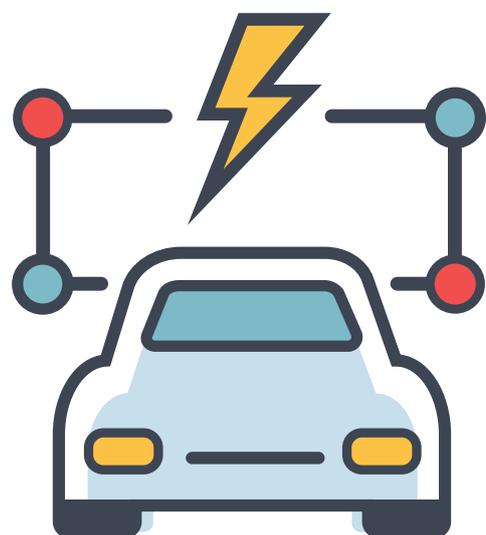
In entrambi i casi occorre fornire una risposta simmetrica, continua e automatica in potenza. L'attivazione deve essere senza ritardi intenzionali, o meglio il tempo di avviamento della risposta non può essere superiore a 300 ms, e vi deve essere piena erogazione del servizio entro 1 s; qualunque inversione dell'attivazione deve poter essere effettuata, senza smettere lo svolgimento del servizio, al massimo in 1 s.

In presenza di dispositivi ad energia limitata, quali i SdA, occorre garantire, per entrambe le modalità di attivazione del servizio, la capacità energetica minima richiesta, ovvero la potenza qualificata per 15 minuti.

Il servizio è suddiviso per Aree di Assegnazione (AA) definite da TERNA: per ora Continente e Sicilia, da una parte, e Sardegna, dall'altra. Gli apparati di una FRU aggregata si possono trovare sulle reti di alta, media o bassa tensione, ma devono essere all'interno della stessa AA. Il quantitativo di riserva messo a mercato sarà inizialmente di 200 MW per Continente e Sicilia e di 30 MW per la Sardegna. La potenza qualificata per ogni FRU deve essere compresa tra 5 MW e 25 MW.

L'approvvigionamento delle risorse sarà regolato, per ciascuna AA, da un'asta al ribasso a sessioni multiple con *price cap*, per ora previsto nel *range* 78-108 k€/MW/anno, per un periodo di 3 o 4 anni. I soggetti assegnatari riceveranno, secondo un meccanismo *pay-as-bid*, un corrispettivo fisso annuo.

Volendo effettuare una primissima valutazione della possibile profittabilità del servizio FR per un SdA, si potrebbe osservare che, ipotizzando di aggiudicarsi in asta una remunerazione pari al *price cap* e di ottenere ulteriori remunerazioni partecipando a MGP e a MSD nelle ore in cui la disponibilità per il servizio non è richiesta, il costo di investimento per tecnologie quali quelle litio-ioni potrebbe essere sostanzialmente coperto in un ragionevole numero di anni.



7 L'integrazione delle rinnovabili su un'isola mediante accumulo: il caso di Tilos

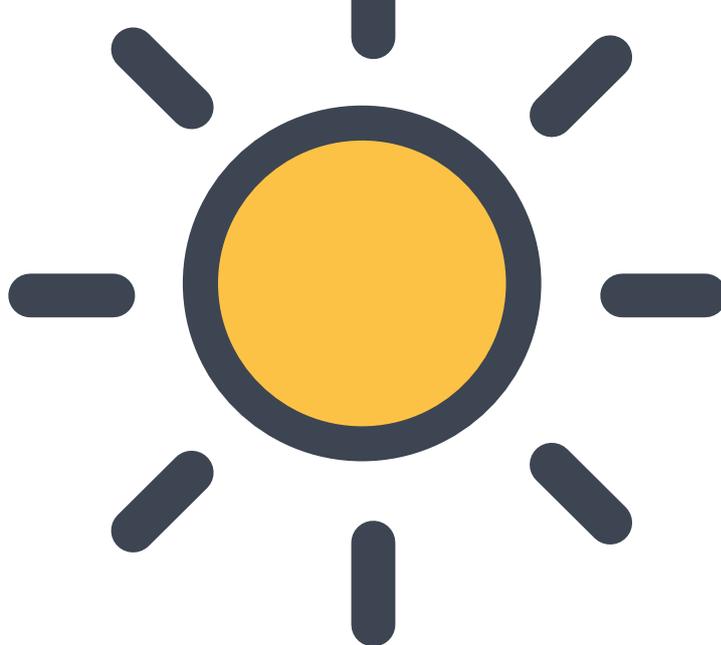
Molte isole del Mediterraneo sono caratterizzate da un'alta disponibilità delle fonti eolica e solare, ma attualmente la penetrazione energetica delle risorse rinnovabili non supera il 10-15%, lasciando l'onere di coprire la restante quota a motori diesel o similari. Il contesto economico, ambientale e sociale attuale, tuttavia, tende a favorire una decarbonizzazione delle fonti energetiche, ma tale ambizione si scontra con i limiti strutturali dei sistemi elettrici, in particolare isolani, non in grado di garantire l'integrazione di un'elevata quota di generazione elettrica rinnovabile non programmabile. Il progetto TILOS rappresenta un esperimento pionieristico volto a dimostrare che, con le tecnologie attuali, è possibile aumentare sensibilmente la penetrazione energetica in rete delle fonti rinnovabili senza rinunciare alla qualità della fornitura elettrica. Tale risultato è stato ottenuto grazie allo sviluppo di un innovativo sistema di controllo e gestione che, abbinato ad un adeguato sistema a batterie, è capace di gestire la domanda di energia locale con minimi apporti derivanti da fonti non rinnovabili. Le azioni successive delle Autorità elleniche, che hanno autorizzato numerosi sistemi analoghi in altre isole, e i sondaggi sull'accettabilità sociale di questo tipo di soluzione, dimostrano che il modello energetico di Tilos è facilmente adattabile a contesti diversi ed è ampiamente replicabile.

8 European Battery Alliance

European Battery Alliance (EBA) è un'iniziativa di politica industriale lanciata nel 2017 dal Vice Presidente della Commissione Europea Maroš Šefčovič per potenziare in Europa la capacità produttiva di batterie con tecnologia agli ioni di Litio verso la dimensione delle *Giga Factories* (GWh/anno di produzione).

Questa iniziativa nasce dalla consapevolezza che il mercato delle batterie nei prossimi anni è destinato ad una crescita esponenziale, trainato dal settore automobilistico sempre più spinto verso soluzioni di alimentazione ibrida o totalmente elettrica, e dal settore dell'accumulo stazionario con la sempre maggior esigenza di flessibilità richiesta dal sistema elettrico per l'incremento della quota di rinnovabili non programmabili connessa alla rete.

EBA vuole consentire all'Unione Europea di recuperare il ritardo competitivo accumulato nei confronti dei produttori asiatici e americani e di catturare una significativa porzione dell'intera catena del valore del mercato delle batterie, stimato in 250 miliardi €/anno dal 2025 in avanti (corrispondente a un fabbisogno stimato in 200 GWh/anno,



ma elevabile sino a 600 GWh/anno, considerando anche le esportazioni).

Oltre all'obiettivo di politica industriale per la creazione di nuova capacità produttiva, EBA mira all'allineamento e indirizzamento delle azioni di ricerca e sviluppo. Sulla spinta dell'iniziativa, sono stati resi disponibili o programmati diversi strumenti di supporto, congeniali ai diversi *stakeholder*, e orizzonti temporali: sul breve periodo sono disponibili diversi strumenti finanziari per sviluppi industriali (es. *Fondo Europeo per l'Innovazione*), mentre sul medio termine sono state aumentate dalla Commissione Europea le risorse sottese ai programmi Horizon. È stato, inoltre, definito un programma pluriennale di ricerca su larga scala con l'iniziativa *Battery 2030+* per attivare ulteriori fondi su un orizzonte di lungo periodo, ed è stata creata la piattaforma tecnologica *ETIP Batteries Europe* per fornire uno strumento di *advocacy* a tutti gli *stakeholder* che operano sul tema. La Commissione Europea, infine, ha approvato un *Important Project of Common European Interest* (IPCEI) sulle batterie, stanziando nei prossimi anni circa 3,2 miliardi di euro in fondi d'investimento destinati ai principali operatori del settore dei sette Stati Membri coinvolti (Belgio, Finlandia, Francia, Germania, Italia, Polonia e Svezia) per lo sviluppo di batterie agli ioni di litio altamente innovative e sostenibili.

CAPITOLO 1

ACCUMULO ELETTROCHIMICO INTEGRATO IN UN IMPIANTO A CICLO COMBINATO

L'integrazione di un sistema di accumulo elettrochimico (SdA) in un impianto termoelettrico, e in particolare in un ciclo combinato, è una soluzione tecnica presa in considerazione da diversi costruttori, che hanno inserito nel proprio catalogo dei sistemi di "energy management" esplicitamente dedicati alla gestione ottimizzata del SdA elettrochimico integrato. Le principali funzioni operative gestite dai sistemi proposti sono: l'utilizzo delle batterie in ausilio al servizio di regolazione primaria di frequenza della rete, e l'utilizzo della batteria in soccorso della turbina a gas per incrementarne il gradiente di potenza, soprattutto nella fase finale di una rampa di potenza, dove il gradiente decresce fortemente (6 MW/min per un tipico ciclo combinato da 400 MW). Questa seconda funzione incrementerebbe la competitività dell'impianto nella fornitura del servizio di regolazione secondaria. Sebbene, intuitivamente, le due funzioni operative citate diano una immediata evidenza degli aspetti positivi dell'integrazione di un accumulo elettrochimico con un ciclo combinato, soprattutto in termini di flessibilità di gestione in molteplici condizioni operative, poco evidente rimane l'aspetto economico in termini di costi di investimento e possibili ricavi dal mercato.

Premesso che, proprio per la versatilità di utilizzo delle batterie in un ampio intervallo di condizioni operative, le strategie di mercato che ciascun operatore può perseguire sono molteplici, e che queste determinano una retroazione dal mercato non semplice da determinare a priori, nel prosieguo si è voluto stimare, per quanto possibile, il valore economico di un potenziale utilizzo dell'integrazione dell'accumulo elettrochimico in un ciclo combinato per i servizi di regolazione primaria e secondaria della frequenza della rete elettrica nazionale. L'impianto tipo considerato è un ciclo combinato da 400 MW_e in configurazione 1+1, integrato con un accumulo elettrochimico posto in parallelo, rispetto al punto di connessione, in modo che la potenza netta vista dalla rete sia pari all'attuale potenza di funzionamento dell'impianto incrementata, o decurtata, rispettivamente, della potenza di scarica o carica del sistema di batterie. Per valutare quanto l'impianto tipo considerato sia rappresentativo dei cicli combinati connessi alla rete italiana, si consideri (fonte TERNA) che al 31 dicembre 2018 l'intera capacità installata in Italia

è di 115,22 GW, di cui 61,62 GW (53,48%) derivante da impianti termoelettrici. Considerando la sola potenza termoelettrica installata, gli impianti a ciclo combinato con potenza compresa tra 200 MW e 500 MW, rappresentano una quota pari al 34,5% (21,2 GW), di cui 12,1 GW (19,7%) costituiti da impianti dedicati alla esclusiva produzione di energia elettrica.

1.1 SdA in ausilio al servizio di regolazione della frequenza di rete

La presenza di un SdA integrato incrementa la flessibilità operativa dell'impianto di generazione, soprattutto in prossimità degli estremi operativi: potenza nominale e minimo tecnico. In corrispondenza di tali estremi, ad esempio, il vincolo di prestazione obbligatoria del servizio di regolazione primaria di frequenza impone che la massima potenza di funzionamento dell'impianto sia inferiore alla potenza nominale di una quantità pari alla semi-banda, riservata alla regolazione primaria, così come la sua potenza minima di funzionamento sia superiore al minimo tecnico della medesima quantità. Inoltre, se si desidera concorrere alla regolazione secondaria, in dipendenza della banda offerta nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), la potenza massima di funzionamento dell'impianto dovrà essere ulteriormente decurtata della semi-banda di regolazione secondaria offerta, così come la potenza minima dovrà essere ulteriormente incrementata della stessa semi-banda. L'attuale Codice di Rete impone di riservare alla regolazione primaria una banda simmetrica pari a $\pm 1,5\%$ della potenza nominale, che corrisponde, per il ciclo combinato tipo considerato, a ± 6 MW. Riguardo alla regolazione secondaria, chi partecipa al servizio deve assicurare una banda simmetrica minima pari a $\pm 6\%$ della potenza massima di funzionamento (potenza nominale decurtata della semi-banda di regolazione primaria). Nel caso del ciclo combinato tipo, la banda minima di regolazione secondaria è ± 24 MW. Va ricordato, inoltre, che il requisito tecnico richiesto per le offerte di riserva secondaria è che l'intera banda sia erogata in un tempo limite di duecento secondi e mantenuta per un tempo minimo di due ore: questi vincoli, associati al massimo gradiente di potenza

dell'impianto, definiscono la massima banda di regolazione secondaria che l'impianto è in grado di offrire sull'MSD. Nell'ipotesi che il ciclo combinato tipo considerato abbia un gradiente di potenza massimo di 35 MW/min, la banda massima che potrà offrire per il servizio di regolazione secondaria è pari a ± 58 MW. Il gradiente di 35 MW/min è rappresentativo di un impianto a ciclo combinato in configurazione "1+1" (Figura 1.1, Figura 1.2), cioè costituito da una turbina a gas (TG), un generatore di vapore a recupero (GVR) e una turbina a vapore (TV) che, pur essendo piuttosto datato, sia stato sottoposto ai

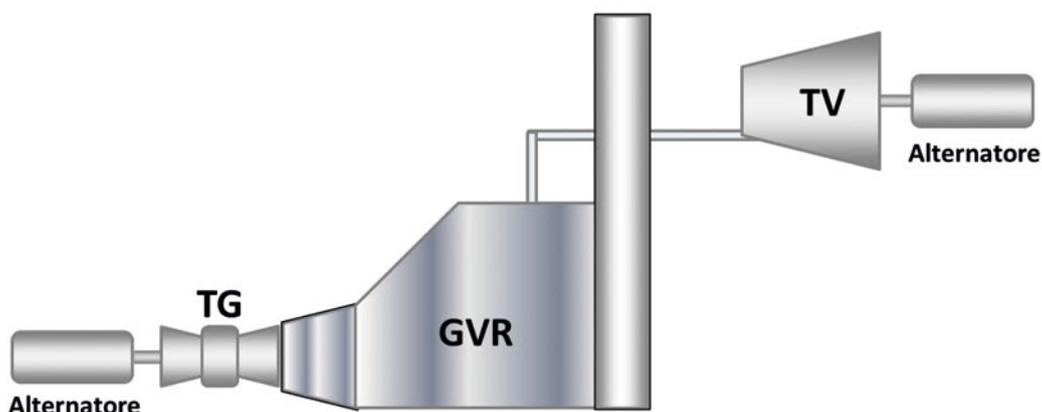


Figura 1.1 - Impianto a ciclo combinato in configurazione 1+1 (la turbina a vapore è alimentata dal vapore prodotto da un unico generatore di vapore)

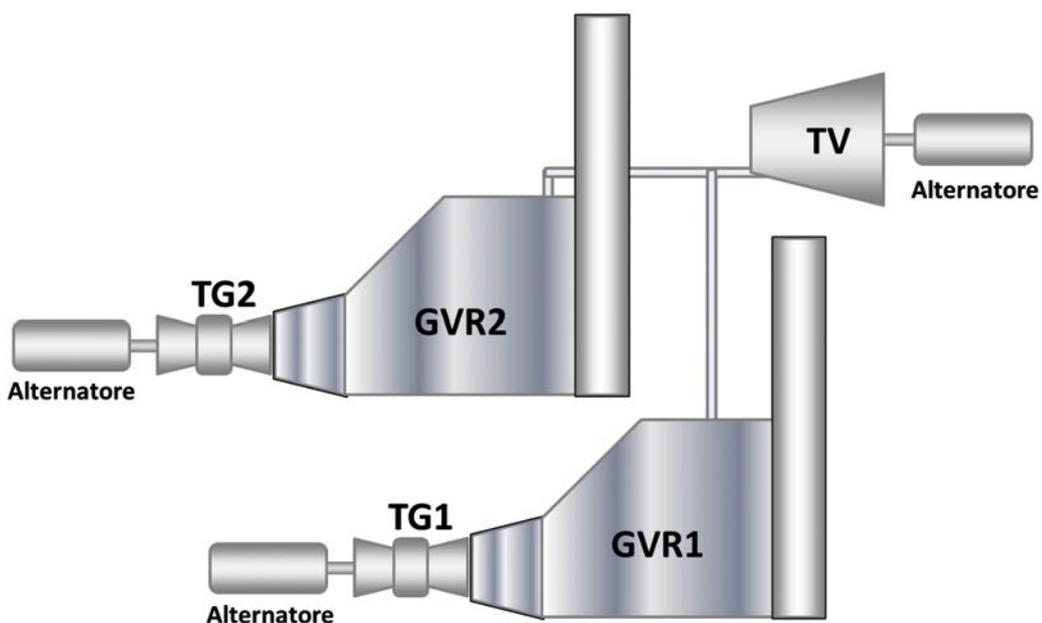


Figura 1.2 - Impianto a ciclo combinato in configurazione 2+1 (un'unica turbina a vapore è alimentata da vapore prodotto da due generatori di vapore)

principali aggiornamenti proposti dai costruttori per l'operatività flessibile.

La Figura 1.3 e la Figura 1.4 evidenziano graficamente la banda di regolazione primaria e la banda massima di regolazione secondaria del ciclo combinato di riferimento in corrispondenza, rispettivamente, della potenza nominale e del minimo tecnico. Sono, inoltre, riportati i corrispondenti limiti superiore (336 MW) ed inferiore (244 MW) di funzionamento dell'impianto.

Figura 1.3 - Potenza massima di funzionamento dell'impianto per poter erogare la massima banda di regolazione secondaria (gradiente massimo di potenza 35 MW/min)

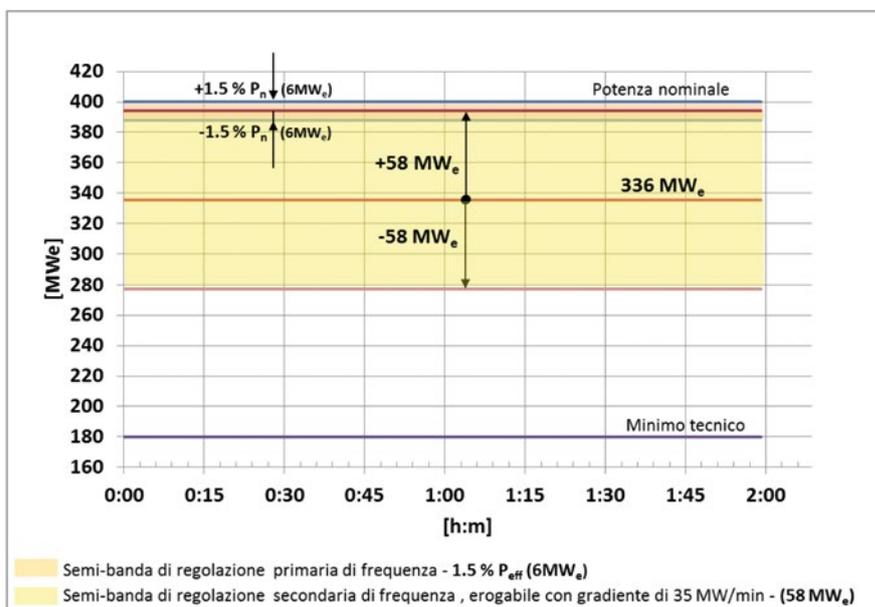
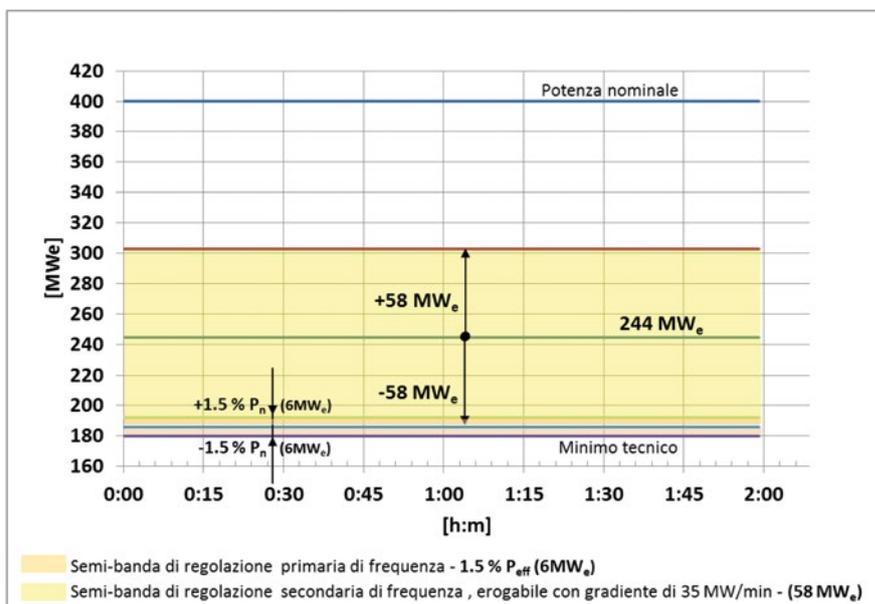
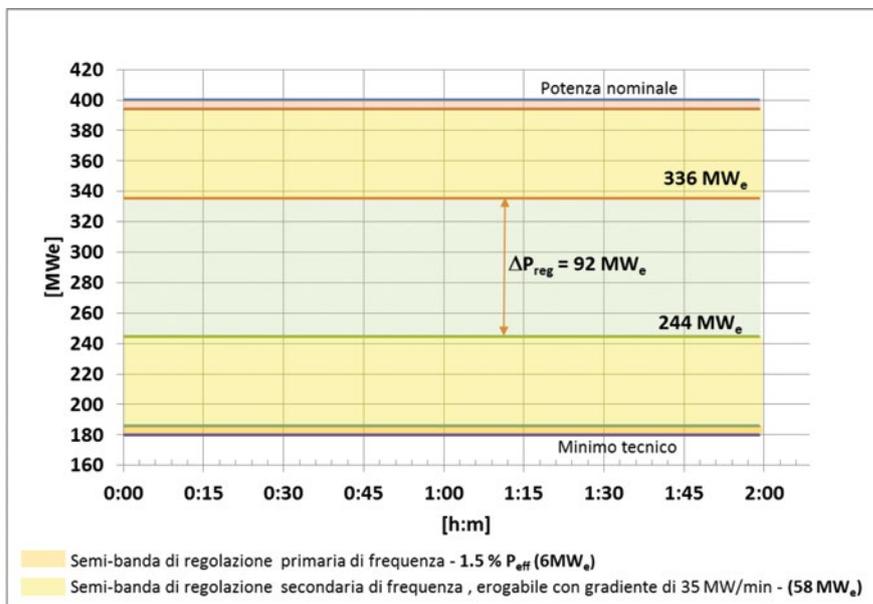


Figura 1.4 - Potenza minima di funzionamento dell'impianto per poter erogare la massima banda di regolazione secondaria (gradiente massimo di potenza 35 MW/min)



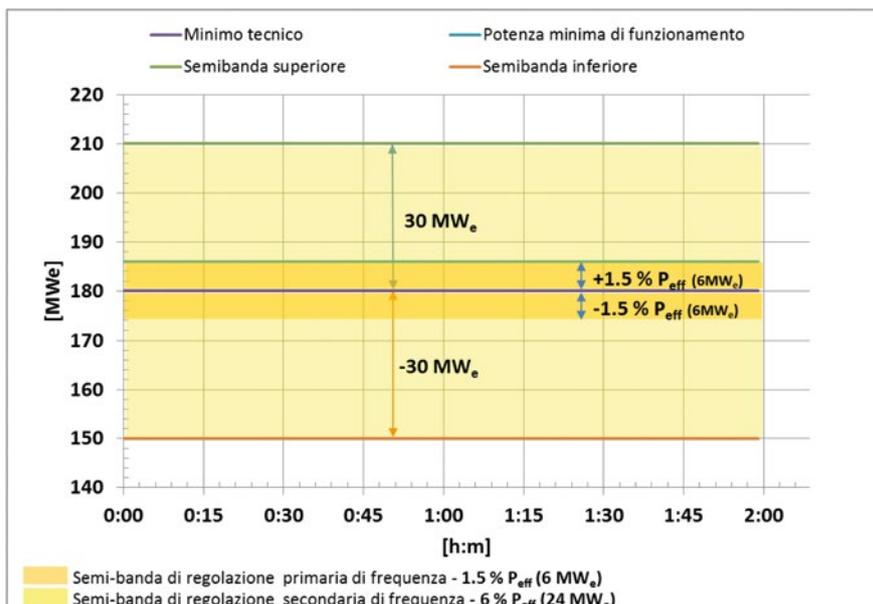
In Figura 1.5, invece, viene evidenziata la regione di potenza di funzionamento compresa fra i sopraccitati limiti, entro la quale l'impianto può continuare ad offrire la massima banda di regolazione secondaria. Al di fuori di tale regione dovrà progressivamente ridurla fino al valore minimo stabilito per la prestazione del servizio.

Figura 1.5 - Regione di potenza di funzionamento nel quale l'impianto può erogare la massima banda di regolazione secondaria (gradiente massimo di potenza 35 MW/min)



L'ausilio del SdA può cambiare notevolmente, sia i limiti di massima e minima potenza di funzionamento che l'entità stessa della banda di regolazione secondaria massima erogabile. Opportunamente dimensionato, in potenza e in capacità, il SdA potrebbe farsi carico del servizio obbligatorio di regolazione primaria, permettendo così all'impianto di poter funzionare in modo continuativo, quando richiesto, alla potenza nominale o al minimo tecnico. Inoltre, in corrispondenza di tali funzionamenti limite, quando l'impianto da solo non ha margini per poter espletare il servizio di regolazione secondaria, il SdA integrato può assicurare la minima semi-banda richiesta per partecipare all'MSD. Per l'impianto tipo considerato, ad esempio, ipotizzando che stia funzionando al minimo tecnico, la Figura 1.6 evidenzia graficamente come la batteria vada a coprire la semi-banda totale di regolazione di frequenza al di sotto del minimo tecnico, zona di funzionamento non consentita per l'impianto.

Figura 1.6 - Banda totale di regolazione di frequenza, espletata dalla batteria quando l'impianto è al minimo tecnico



Le successive Figura 1.7 e Figura 1.8 mostrano come, al crescere della potenza di funzionamento, si incrementi il contributo dell'impianto alla costituzione della banda complessiva, fino a raggiungere un'ampiezza di banda massima.

Figura 1.7 - Banda totale di regolazione di frequenza ottenuta come somma del contributo massimo della batteria e di un contributo parziale dell'impianto

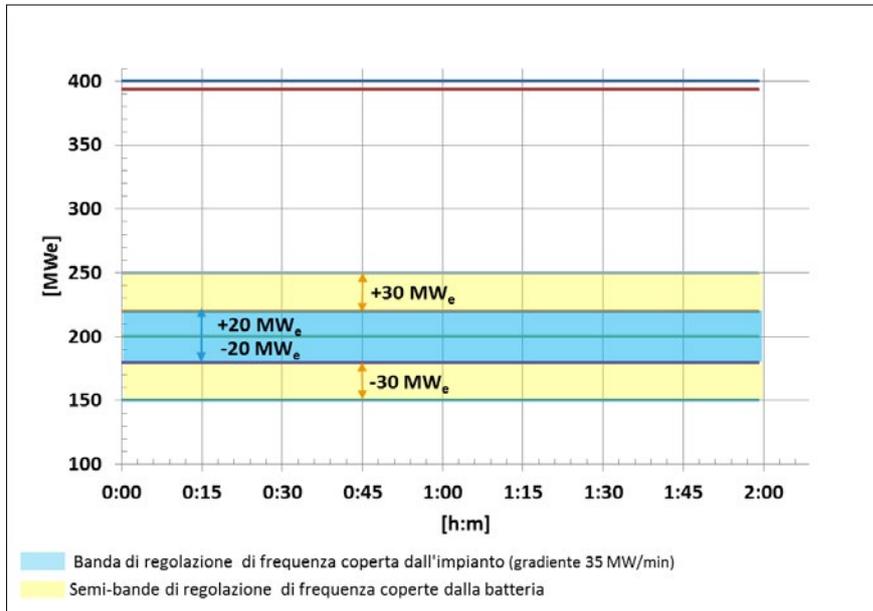
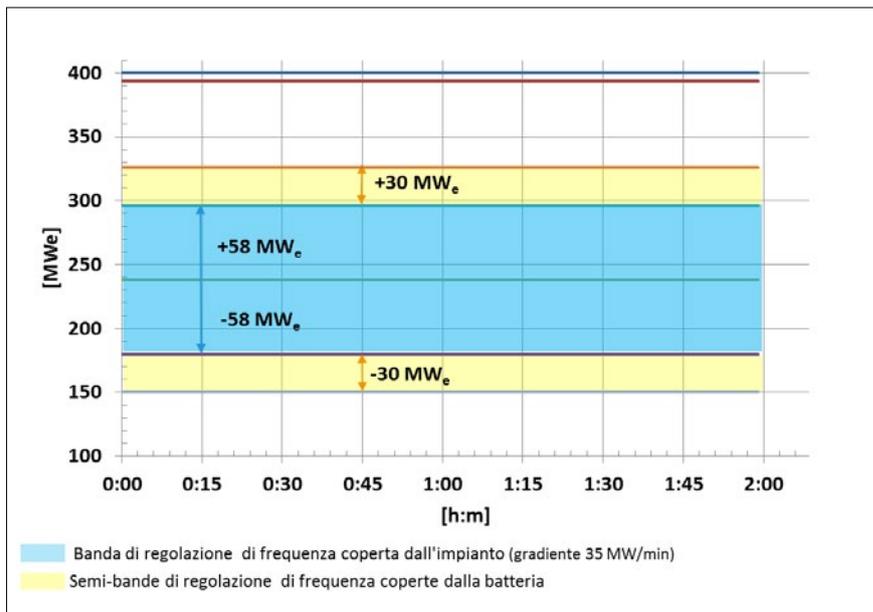


Figura 1.8 - Banda totale di regolazione di frequenza data dalla batteria e dal contributo massimo dell'impianto



Le rappresentazioni grafiche sopra riportate evidenziano un contributo costante del SdA per tutto il periodo di erogazione del servizio (2 ore). Tuttavia, ciò è rigorosamente necessario quando il segnale di richiesta di potenza inviato dal regolatore di frequenza di rete porterebbe l'impianto ad operare sotto il minimo tecnico o sopra la potenza nominale. Nei rimanenti casi il contributo del SdA potrebbe limitarsi a incrementare virtualmente la velocità di rampa dell'impianto per ampliare la massima escursione di potenza entro il limite dei duecento secondi. Nei grafici di Figura 1.9 e Figura 1.10 sono rappresentate due modalità di utilizzo del SdA per ampliare la banda complessiva di regolazione secondaria disponibile, e quindi virtualmente incrementare la velocità di rampa dell'impianto. La prima modalità (Figura 1.9) consente la massima ampiezza di banda data dalla massima escursione di potenza dell'impianto in 200 secondi, tempo limite entro il quale fornire l'intera banda, incrementata del doppio della potenza del SdA

(il SdA varia la sua potenza dalla massima in erogazione alla massima in assorbimento). Questo modo di utilizzare il SdA per ampliare la banda di regolazione secondaria ha il pregio di raggiungere la massima ampiezza possibile. Tuttavia, richiede che il SdA possa erogare o assorbire energia per tutto il periodo minimo (2 ore) di fornitura del servizio. La seconda modalità, rappresentata in Figura 1.10, genera una banda di regolazione massima inferiore (può essere incrementata solo del valore della potenza del SdA), ma il contributo energetico del SdA non è attivo per tutte le 2 ore di durata del servizio, essendo progressivamente sostituito con l'energia generata dall'impianto, il quale prosegue la sua rampa di potenza oltre i 200 secondi fino al raggiungimento della potenza di funzionamento richiesta. I valori riportati nei grafici si riferiscono ad un ciclo combinato tipo da 400 MW di potenza nominale, con un gradiente massimo di 35 MW/min integrato con un SdA da 30 MW.

Figura 1.9 - Dinamica di erogazione dell'intera banda di regolazione di frequenza

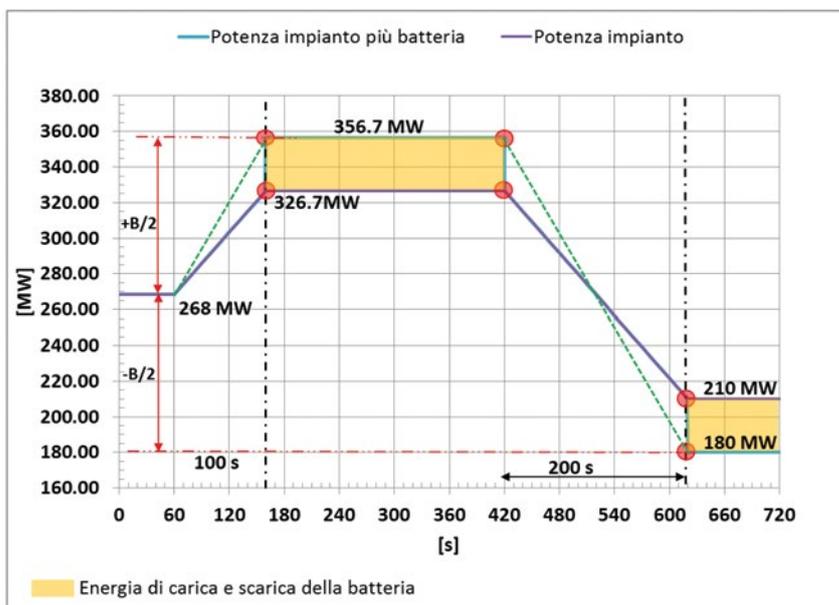
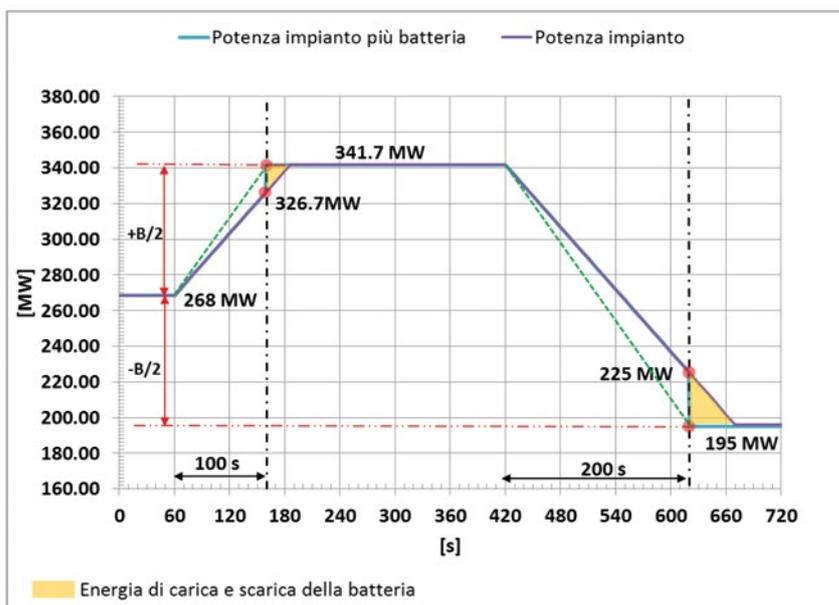


Figura 1.10 - Incremento della banda di regolazione secondaria con utilizzo della batteria in prossimità della fine rampa



1.2 Valutazioni economiche

Un SdA integrato in un impianto a ciclo combinato può concorrere all'erogazione dei servizi di regolazione primaria e secondaria in varie condizioni operative dell'impianto e con diverse modalità. Quanto esposto in precedenza fornisce indicazioni sull'utilizzo dell'accumulo e sui suoi effetti quando l'impianto funziona in corrispondenza della potenza nominale, al minimo tecnico o a potenze intermedie. Che si tratti del servizio di regolazione primaria, o del servizio di regolazione secondaria, l'uso del SdA consente di far funzionare l'impianto in corrispondenza della potenza nominale o di abbassarne virtualmente il minimo tecnico. Se l'impianto funziona a potenze intermedie, il SdA può incrementare il gradiente di potenza massimo, permettendo così di ampliare la banda di regolazione secondaria da offrire sull'MSD. Sebbene le varie modalità di utilizzo del SdA descritte siano tecnicamente valide, il loro possibile valore/ritorno economico dipende dalle regole tecnico-economiche imposte per i due servizi di regolazione di frequenza di rete, e dal costo di investimento del SdA. Il servizio di regolazione primaria, obbligatorio (facoltativamente remunerato, secondo quanto disposto dalla delibera 231/2013), richiede che la massima potenza di funzionamento dell'impianto sia inferiore alla potenza nominale di una quantità pari all'1,5 % della potenza nominale; ciò genera una perdita economica per mancata produzione. Potrebbe, quindi, essere economicamente vantaggioso offrire la semi-banda di regolazione primaria sul MGP ed espletare il servizio di regolazione tramite l'accumulo. In modo analogo, per prestare il servizio di regolazione primaria, l'impianto non può funzionare al minimo tecnico, ma deve mantenersi ad una potenza minima pari al minimo tecnico incrementato della semi-banda di regolazione primaria. L'utilizzo del SdA, in questo caso, consentirebbe di ridurre la potenza dell'impianto al minimo tecnico, generando un risparmio di combustibile ma, a causa del peggior rendimento, ciò potrebbe rivelarsi non economicamente vantaggioso. Riguardo al servizio di regolazione secondaria, si rileva che le unità di produzione abilitate al servizio di regolazione secondaria di frequenza sono obbligate a partecipare all'MSD solo con una offerta di prezzo per una banda almeno del $\pm 6\%$ della potenza massima (potenza nominale ridotta della semi banda primaria), ma non sono obbligati a riservare tale banda minima nei mercati precedenti (MGP, MI). In altre parole: se dai mercati precedenti dovesse risultare che l'unità produttiva non ha margini di potenza perché in prossimità della potenza massima o della potenza minima, la sua produzione verrebbe, rispettivamente, ridotta o incrementata fino a costituire la semi-banda minima richiesta per il servizio di regolazione secondaria. In queste circostanze però otterrebbe subito un riconoscimento economico aggiuntivo rispetto alla remunerazione associata all'effettiva



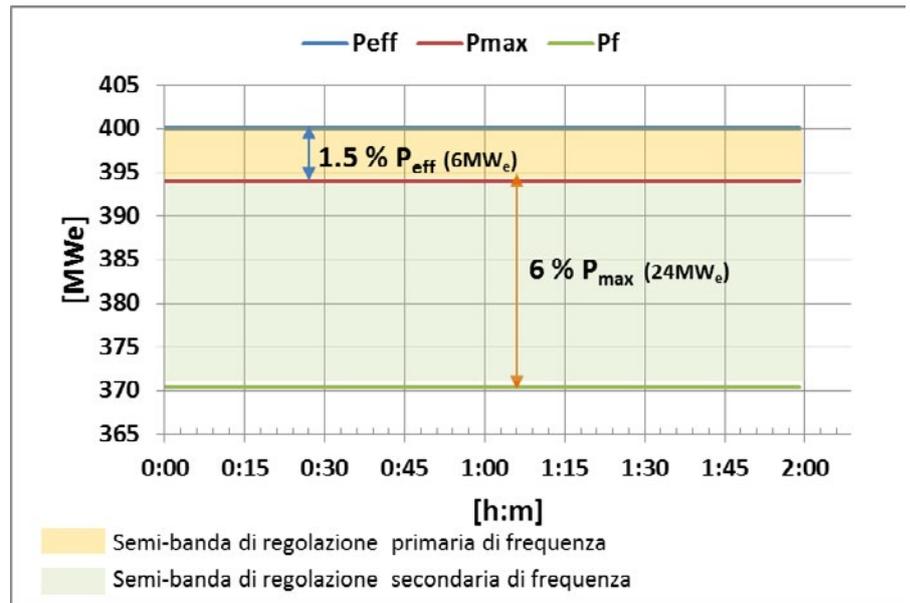
erogazione del servizio. Nel contesto appena descritto, l'ausilio di un SdA potrebbe dare un concreto valore aggiunto grazie all'incremento del gradiente di potenza dell'impianto, consentendo di offrire una banda di regolazione secondaria più ampia quando la potenza dell'impianto è nella regione di funzionamento con banda massima limitata dal gradiente massimo di potenza (Figura 1.5).

Di seguito sono riportate le valutazioni economiche relative ai due casi sopraccitati che hanno per obiettivo il recupero della mancata produzione dovuta alla riserva primaria e l'incremento della massima banda di regolazione secondaria. I dati base per le valutazioni economiche sono stati tratti dagli esiti del mercato dell'energia (MGP, MI, MSD, MB) e del gas dell'intero anno 2018. In particolare, limitandosi al mercato dell'energia elettrica nell'area NORD, si è posta particolare attenzione ai cicli combinati maggiormente attivi nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) con l'obiettivo di concorrere alla regolazione secondaria di frequenza. Sulla base degli esiti del mercato relativi a tali impianti campione, si è ipotizzato un probabile profilo orario annuale di esito del mercato, da assegnare all'impianto tipo. Per quanto concerne i SdA non si sono considerate delle tecnologie specifiche, né tantomeno le variazioni di prestazioni che possono verificarsi durante la loro vita utile.

1.3 Recupero della mancata produzione dovuta al servizio di regolazione primaria di frequenza

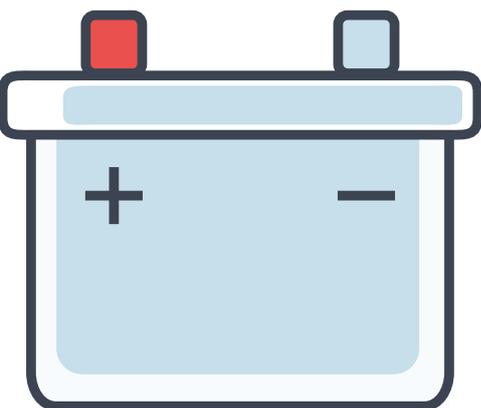
La strategia di mercato ipotizzata è la più semplice: offrire sul mercato del giorno prima (MGP) la massima potenza possibile, inclusa la semi-banda superiore di regolazione primaria (Figura 1.11) e lasciare al SdA il compito di ottemperare alla regolazione primaria.

Figura 1.11 - Semi-bande di regolazione di frequenza



Il profilo orario annuale assegnato prevede che l’impianto funzioni alla potenza P_{max} , limite superiore per poter garantire la banda di regolazione primaria, per 1350 ore. Se in corrispondenza delle ore di funzionamento, alla potenza P_{max} l’impianto avesse offerto e spuntato nel mercato il differenziale di potenza ΔP_r (6 MW_e) corrispondente alla semi-banda di regolazione primaria, fornendo comunque il servizio di regolazione di frequenza mediante la batteria, si avrebbe un ricavo supplementare ΔR_s pari al totale della remunerazione oraria dell’energia supplementare prodotta in ciascuna ora per effetto del differenziale ΔP_r . Indicata con ΔE_r (6 MWh) l’energia oraria supplementare ed r_i la sua remunerazione:

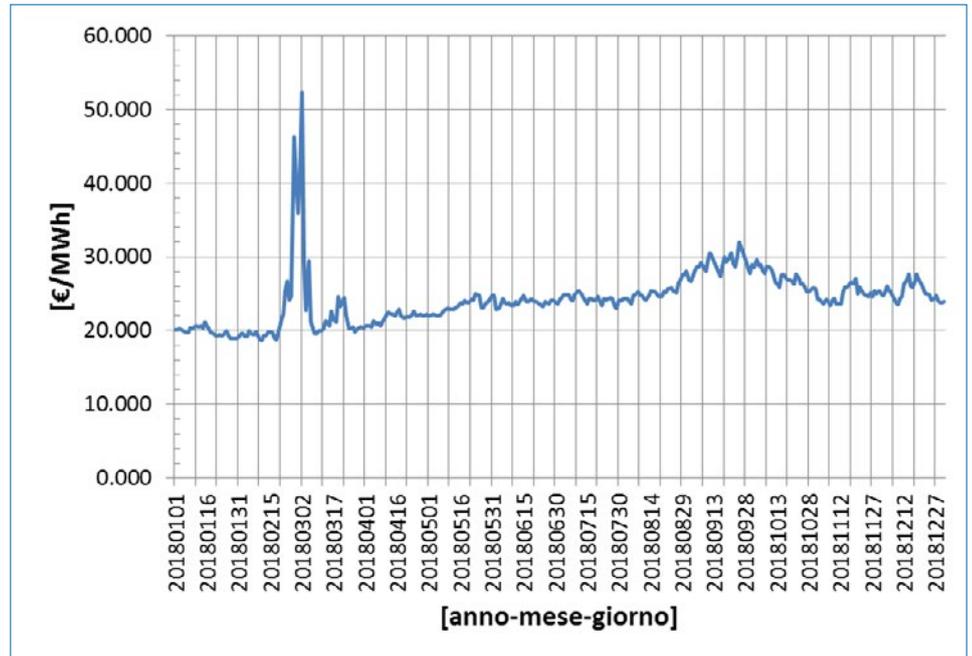
$$\Delta R_s = \sum_{i=1}^{1350} \Delta E_r \cdot r_i \cong 623 \text{ [k€]}$$



La produzione dell’energia ΔE_r richiede un consumo aggiuntivo di combustibile, dipendente dal rendimento η dell’impianto, il suo costo di produzione ΔC_p dal prezzo del combustibile c_f . Ipotizzando che l’impianto abbia un rendimento del 58% ($\eta = 0,58$) ed il prezzo del combustibile sia pari al prezzo medio ponderato del giorno di produzione (Figura 1.12), il costo totale di produzione aggiuntiva ΔC_p risultante è:

$$\Delta C_p = \sum_{i=1}^{1350} \frac{\Delta E_r}{\eta} \cdot c_{f,i} \cong 371 \text{ [k€]}$$

Figura 1.12 - Prezzo medio (ponderato) giornaliero del gas, anno 2018



Il guadagno aggiuntivo complessivo ΔG_r ,

$$\Delta G_r = \Delta R_s - \Delta C_p \cong 252 \text{ [k€]}$$

1.4 Incremento della massima banda di regolazione secondaria

La strategia utilizzata per ottenere delle indicazioni sul valore economico di un incremento della velocità di rampa del ciclo combinato, mediante l'ausilio di un SdA, si basa, anche in questo caso, sui dati a consuntivo degli esiti dei vari mercati (MGP, MI, MB) elettrici, ed in particolare del Mercato del Bilanciamento, relativi all'anno 2018. In relazione allo stesso ciclo combinato tipo, già citato nel precedente paragrafo, si è stimato un periodo di circa 450 ore di funzionamento nell'intervallo di potenze in cui è possibile incrementare la banda di riserva secondaria da offrire su MB. In corrispondenza di tali ore si è considerato l'effettivo servizio di regolazione secondaria che l'impianto ha prestato e la relativa remunerazione. A parità di livello del segnale di regolazione e di prezzi, si è ipotizzata una banda di riferimento per la remunerazione più ampia per effetto della maggiore velocità di rampa ottenuta con l'ausilio del SdA. Si è stimato l'incremento di remunerazione percentualmente pari all'incremento di banda di riferimento. Il differenziale di guadagno è stato valutato nell'ipotesi di utilizzo dello stesso SdA impiegato per la regolazione primaria (6 MW). Entrando nel dettaglio della metodologia utilizzata: per le ore di prestazione del servizio di regolazione, si sono considerati gli integrali sull'ora i -esima

dell'energia prodotta $\Delta E_{p,i}$ e dell'energia riacquistata $\Delta E_{a,i}$. Indicata con $r_{r,i}$ la remunerazione dell'energia prodotta, η il rendimento dell'impianto (dipendente dalla sua potenza nell'ora i -esima) e $c_{f,i}$ il costo del combustibile, il relativo guadagno G_{pr} è stato calcolato come

$$G_{pr} = \sum_{i=1}^{450} \Delta E_{p,i} \cdot r_{r,i} - \sum_{i=1}^{450} \frac{\Delta E_{p,i}}{\eta} \cdot c_{f,i}$$

Per l'energia riacquistata, invece, il relativo guadagno G_{ar} è generato dal differenziale fra prezzo di vendita r_i nell'MGP e prezzo di riacquisto $r_{a,i}$, incrementato del contributo dovuto al combustibile risparmiato.

$$G_{ar} = \sum_{i=1}^{450} \Delta E_{a,i} \cdot (r_i - r_{a,i}) + \sum_{i=1}^{450} \frac{\Delta E_{a,i}}{\eta} \cdot c_{f,i}$$

Nel caso in esame, il guadagno totale G_r , dato dalla prestazione del servizio di regolazione secondaria in quelle ore, è pari a:

$$G_{tr} = G_{pr} + G_{ar} \cong 330 + 550 \cong 880 \text{ [k€]}$$

Come già menzionato, il differenziale di guadagno dovuto all'incremento di gradiente di potenza mediante il SdA si considera proporzionale all'incremento di banda. In particolare, se B_r è la banda massima dell'impianto senza sistema di accumulo e P_b è la potenza del SdA, la banda massima B_{max} è:

$$B_{max} = B_r + P_b$$

L'incremento di banda ΔB_r , espresso in p.u. è

$$\Delta B_r = \frac{B_{max}}{B_r} - 1 = \frac{P_b}{B_r}$$

Il differenziale di guadagno ΔG_{br} da regolazione secondaria associato al SdA risulta, quindi, direttamente proporzionale alla potenza del SdA e inversamente proporzionale alla banda di regolazione iniziale.

$$\Delta G_{br} = \Delta B_r \cdot G_{tr} = \frac{P_b}{B_r} \cdot G_{tr}$$

Nel caso preso in esame, utilizzando lo stesso SdA previsto per la regolazione primaria, la potenza P_b è pari a 6MW; la banda massima iniziale dell'impianto tipo di riferimento (Figura 1.10) B_r è 116 MW, il differenziale di guadagno che ne consegue:

$$\Delta G_{br} = \frac{P_b}{B_r} \cdot G_{tr} \cong \frac{6}{116} \cdot 880 \cong 45,5 \text{ [k€]}$$

Se la potenza del SdA fosse dimensionata per coprire la semi-banda totale di regolazione di frequenza (primaria + secondaria) (30 MW Figura 1.10), il differenziale di guadagno crescerebbe proporzionalmente raggiungendo il valore di circa 228 k€.

1.5 Capacità e costo della batteria

Per assolvere il servizio di regolazione primaria richiesto, la potenza P_b del SdA deve essere tale da poter erogare o assorbire l'intera semi-banda di regolazione primaria.

$$P_b \pm 6 \text{ [MW]}$$

La sua capacità minima è condizionata dalla capacità maggiore richiesta dal suo utilizzo nei due diversi servizi. La regolazione primaria di frequenza richiede un tempo minimo τ_{1e} continuativo di erogazione del servizio, in carica o scarica di mezz'ora. Nel caso di incremento del gradiente di potenza per ampliare la banda disponibile per la regolazione secondaria, pur ipotizzando che la batteria eroghi o assorba potenza per tutta la durata della rampa, essa risulta notevolmente inferiore (Figura 1.10). Nel caso in esame, quindi, la capacità condizionante la scelta del SdA è la capacità minima C_b richiesta dal servizio di regolazione primaria. Poiché il servizio deve essere assicurato per il tempo τ_{1e} in modo continuativo, indifferentemente in assorbimento o in erogazione, partendo quindi da uno stato di carica del 50%, la sua capacità dovrà essere:

$$C_b = 2 \cdot \tau_{1e} \cdot P_b = 6 \text{ [MWh]}$$

Considerando un costo di installazione suddiviso per componente in potenza e componente in capacità di circa 300 k€/MW + 300 k€/MWh, e le prestazioni del SdA invariate per tutto il suo ciclo di vita, l'integrazione nell'impianto a ciclo combinato del SdA considerato necessiterebbe di un investimento complessivo di circa 3,6 M€. Nel primo caso preso in esame, SdA dimensionato per la regolazione primaria e utilizzo esteso all'incremento di banda per la regolazione secondaria, l'incremento di guadagno complessivo, derivante dall'integrazione del SdA con l'impianto, è di circa 300 k€ (252+45,5). In questo specifico caso il rientro dall'investimento richiederebbe circa 12 anni. Tuttavia, va ricordato che il caso in esame utilizza dei dati di mercato a posteriori ed è basato su un numero di ore di prestazione del servizio di regolazione secondaria relativamente basso (450). La disponibilità di un SdA amplierebbe certamente le possibili strategie di mercato che potrebbero consentire di raddoppiare le ore di prestazione del servizio di regolazione secondaria. In questo caso l'investimento ritornerebbe in circa 10 anni. Ipotizzando di incrementare la potenza del SdA fino a 30 MW lasciando invariata la sua capacità, ancora ampiamente sufficiente per assicurare il servizio di regolazione secondaria con banda incrementata, si ha un considerevole incremento del guadagno differenziale (252+228=480 k€), ma cresce altrettanto considerevolmente l'investimento necessario (10,8 M€) peggiorando il tempo di ritorno dell'investimento (≈ 23 anni).

		Costo impianto				Indicatori economici			
Accumulo elettrochimico		Base Potenza 300 k€/MW		Ricavi		Valore attuale netto (NPV) Tasso interno di ritorno (IRR) Payback Time (PT) Discounted Payback Period (DPP)			
		Base Capacità 300 k€/MWh							
Potenza	Capacità	Investimento	O&M	Reg. primaria	Reg. secondaria	NPV	IRR	PT	DPP
[MW]	[MWh]	[M€]	[k€/anno]	[k€/anno]	[k€/anno]	[M€]	[%]	[anni]	[anni]
6	6	3,6	30	252	45,5	0,066	2,2	14	16

Nota: Nota: le prestazioni del SdA e le condizioni di mercato si assumono costanti per tutta la vita dell'impianto, stimata in 16 anni. Per il calcolo degli indicatori economici si è assunto un tasso medio di sconto (wacc) del 2%.

1.6 Conclusioni

Lo studio esposto suggerisce alcune riflessioni di carattere generale:

- un SdA integrato in un impianto a ciclo combinato può servire sia per soddisfare la riserva primaria obbligatoria, che per incrementare il gradiente massimo dell'impianto, aumentando la capacità di offrire riserva secondaria, anch'essa obbligatoria;
- dimensionando il SdA per il servizio di regolazione primaria, la sua integrazione in un tipico impianto a ciclo combinato fornisce un discreto aumento dell'utile annuo, a cui si somma un contributo derivante dalla maggiore capacità di svolgere il servizio di regolazione secondaria. Il tempo di ritorno dell'investimento, sebbene piuttosto lungo, ne consente il recupero entro la vita utile del SdA;
- dimensionando il SdA in modo da soddisfare l'obbligo di regolazione primaria e al contempo massimizzare la banda di regolazione secondaria, il profitto migliora ma la potenza assai maggiore ne fa aumentare il costo e peggiorare il tempo di ritorno dell'investimento.

Lo studio esposto si basa su dati di mercato a posteriori, ri-

stretti ai più rappresentativi cicli combinati dell'area NORD. La disponibilità di un SdA amplierebbe certamente le possibili strategie di mercato, al variare delle quali si generano delle retroazioni sul mercato stesso e sui valori delle variabili significative per la determinazione dei possibili ritorni economici come prezzi di mercato dell'energia e ore di prestazione dei servizi di regolazione. Infine, l'impianto a ciclo combinato tipo è un impianto preposto alla sola produzione di energia elettrica; diverse potrebbero essere le potenzialità nel caso di impianti operanti in cogenerazione. Si pensi ad esempio agli impianti per la fornitura di vapore di processo per impianti chimici o per servizi di teleriscaldamento.



CAPITOLO 2

SISTEMA DI ACCUMULO INTEGRATO IN IMPIANTI FRNP: DIMENSIONAMENTO OTTIMO E VALUTAZIONI REDDITIVITÀ

Lo studio qui descritto presenta i risultati di cinque casi di dimensionamento ottimo di un sistema di accumulo elettrochimico (SdA) destinato alla fornitura contemporanea di differenti servizi al Sistema Elettrico. I cinque casi considerati sono riferiti rispettivamente all'installazione di SdA accoppiati ad impianti da fonte rinnovabile fotovoltaica nella zona di mercato NORD e all'installazione di SdA accoppiati ad impianti da fonte rinnovabile fotovoltaica ed eolica nelle zone di mercato CNOR e SUD. Sono poi state effettuate delle analisi di sensitività sulla durata dei SdA.

Il dimensionamento è stato effettuato attraverso lo strumento di ottimizzazione sviluppato da RSE [1] che definisce, per un SdA destinato all'erogazione contemporanea di più servizi al Sistema Elettrico (SE), la taglia ottima, dal punto di vista tecnico-economico, in termini di capacità, potenza installata e di ripartizione ottima sui vari servizi di quest'ultima.

I casi test eseguiti sono basati sui risultati dei mercati elettrici nell'anno 2018, così come pubblicati dal Gestore dei Mercati Energetici [2], in particolare il Mercato del Giorno Prima (MGP), il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e il Mercato di Bilanciamento (MB). Poiché nel 2018 esistevano ancora i Poli a Produzione Limitata di FOGN e BRNN, i loro risultati sono stati considerati come parte di quelli della zona SUD.

I servizi presi in considerazione sono:

- la fornitura di regolazione primaria di frequenza
- la fornitura di regolazione secondaria di frequenza

Lo strumento di dimensionamento ottimo utilizzato è potenzialmente in grado di gestire anche la fornitura di regolazione terziaria pronta, ma in questi casi test si è preferito non considerarla poiché richiede un approfondimento delle dinamiche su MSD/MB relative a tale servizio, che sarà oggetto della prosecuzione degli studi svolti da RSE sul tema accumuli.

L'erogazione del servizio di regolazione secondaria di frequenza è stata valorizzata mediante la simulazione della partecipazione del SdA al mercato MB. È stata implementata la strategia semplificata che prevede che le offerte siano

presentate ad un prezzo sempre uguale e pari alla media annuale dei prezzi limite di accettazione, ovvero il prezzo massimo orario per le offerte a salire e il prezzo minimo orario per le offerte a scendere, per la zona di installazione del SdA; si sono quindi considerate come accettate le offerte nelle ore in cui il prezzo di offerta risultava competitivo rispetto al prezzo limite di accettazione, ovvero inferiore al prezzo massimo accettato per le offerte a salire e superiore a quello minimo per le offerte a scendere. L'erogazione del servizio di regolazione primaria di frequenza è stata invece valorizzata secondo il prezzo regolamentato vigente per questo servizio [3]. Ipotesi del presente studio è che sia permessa ai SdA l'erogazione dei servizi considerati.

In aggiunta si è prevista la partecipazione del SdA anche al MGP come "price taker", ovvero senza poter influire sul prezzo risultante dalle differenti sessioni orarie; ne consegue che il prezzo del MGP risulta un dato per il dimensionamento. Il modello matematico che effettua l'ottimizzazione tecnico-economica assicura la scelta più vantaggiosa per quanto riguarda gli scambi di energia in MGP, come per tutte le altre funzioni assegnate al SdA. Infine, si è considerato che il SdA operi anche per ridurre gli sbilanciamenti della generazione da fonte rinnovabile accoppiata, valorizzati anche qui secondo la regolamentazione vigente [5].

I dati relativi alla frequenza del sistema elettrico sono stati misurati direttamente da RSE; gli sbilanciamenti da fonte fotovoltaica sono stati calcolati come differenza tra la produzione prevista e quella effettivamente misurata di alcuni impianti campione monitorati da RSE, riscaldati sulla potenza definita per gli impianti considerati nel presente studio; i dati relativi al segnale di regolazione secondaria sono risultati di elaborazioni RSE; in fine, gli sbilanciamenti degli impianti eolici sono stati ottenuti considerando un errore di previsione casuale ed uno sbilanciamento massimo pari al 30% della taglia dell'impianto. L'orizzonte temporale utilizzato per le simulazioni di dimensionamento è di 8760 ore.

Nel Paragrafo 2.1 è presentato un richiamo del modello matematico alla base dello strumento di dimensionamento ottimo utilizzato (descritto nella sua completezza in [1]) Nel Paragrafo 2.2 sono presentati invece i risultati relativi ai

casi test considerati. Infine, il Paragrafo 2.3 presenta le conclusioni generali che si possono trarre dai dimensionamenti considerati.

2.1. Lo strumento di dimensionamento ottimo

Lo strumento utilizzato è stato sviluppato da RSE ed è basato su un modello matematico [1] di ottimizzazione lineare il cui obiettivo è la massimizzazione del rapporto tra il ricavo netto derivante dalla remunerazione della fornitura dei vari servizi al SE nell'orizzonte temporale considerato (normalmente un anno) e i costi di investimento per l'installazione del SdA stesso. L'equazione 2.1 presenta in maniera schematica questa funzione obiettivo: gli introiti, essendo ottenuti attraverso l'erogazione di servizi a salire e dalla vendita di energia su MGP, sono espressi come somma per tutti i servizi s e gli istanti temporali t del prodotto del prezzo $\pi_{s,t}^{up}$ per la potenza erogata $p_{s,t}^{up}$; gli esborsi, essendo dovuti all'erogazione di servizi a scendere e dall'acquisto di energia su MGP, sono similmente ottenuti come somma per tutti i servizi s e gli istanti temporali t del prodotto del prezzo $\pi_{s,t}^{dn}$ per la potenza assorbita $p_{s,t}^{dn}$

$$2.1 \quad \max \frac{\sum_{s,t} (\pi_{s,t}^{up} \cdot p_{s,t}^{up} - \pi_{s,t}^{dn} \cdot p_{s,t}^{dn})}{I}$$

Poiché a numeratore nella 2.1 si trova il ricavo netto annuale, mentre al denominatore il costo di investimento totale, questo rapporto rappresenta grossolanamente l'inverso del tempo necessario (in anni) per ripagare l'investimento; pertanto la sua massimizzazione permette di ottenere in esito la taglia del SdA che minimizza i tempi di rientro dell'investimento.

Il denominatore della equazione 2.1 è funzione sia della capacità, che della potenza nominali del SdA, così che l'equazione stessa risulta non lineare. Per rendere lo strumento lineare, con notevoli benefici di efficienza del calcolo e stabilità della soluzione, si è utilizzata l'ipotesi, realistica, che il SdA sia formato da moduli di capacità e potenza fissate; in questo modo l'opera di dimensionamento consiste nell'individuare il numero di moduli n , che massimizzi il rapporto 2.1¹.

Funzionalità importante dello strumento utilizzato è in particolare quella di fornire in esito al dimensionamento anche la ripartizione ottima della potenza installata fra i differenti servizi forniti, cioè l'ampiezza di banda ottimale da dedicare a ciascun servizio considerato, come esemplificato schematicamente nella seguente Figura 2.1. Questa informazione permette di capire quale sia, dati gli schemi di remunerazione considerati, l'effettiva remuneratività di ciascun servizio in rapporto agli altri.

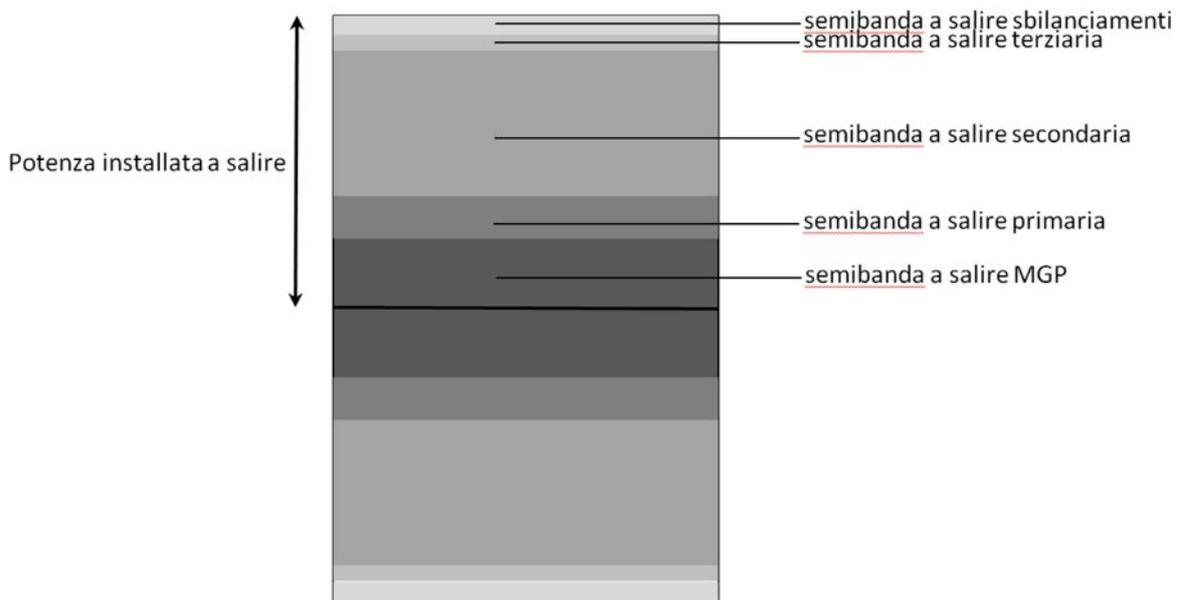


Figura 2.1 - Esempificazione della suddivisione della Potenza Installata in bande dedicate a ciascun servizio

¹ Per i dettagli della formulazione matematica si rimanda a [1]

I servizi considerati dallo strumento sono:

- Fornitura di regolazione primaria di frequenza (Frequency Containment Reserve – FCR, secondo la nomenclatura ENTSOe [4])
- Fornitura di regolazione secondaria di frequenza (automatic Frequency Restoration Reserve – aFRR, secondo la nomenclatura ENTSOe [4])
- Fornitura di regolazione terziaria pronta (Riserva Rotante) (Replacement Reserve – RR, secondo la nomenclatura ENTSOe [4]).

In aggiunta all'erogazione dei servizi sopra indicati, il SdA ha anche la possibilità di:

- partecipare al Mercato del Giorno Prima – MGP con la finalità, come si vedrà meglio dai risultati dei casi studio considerati, di rispettare i vincoli relativi allo stato di carica del SdA, in quanto alcuni dei servizi considerati (regolazione primaria e secondaria) vengono erogati in risposta ad un segnale esogeno;
- essere collegato ad un impianto di produzione da Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP) per ridurre gli oneri di sbilanciamento.

Per ciascuno dei servizi considerati, il Codice di Rete di TERNA (nel seguito CdR) [3] dispone che siano rispettati i seguenti requisiti: dispone che siano rispettati i seguenti requisiti:

- a) per l'erogazione della regolazione primaria deve essere garantita una semibanda pari al 1,5% della potenza nominale (assunta pari a quella nominale dell'impianto FRNP, nel caso in esame);
- b) per l'erogazione della regolazione secondaria e terziaria deve essere garantita una semibanda minima pari al 15% della potenza nominale²; deve essere anche garantita la possibilità di mantenere l'erogazione del servizio per almeno 2 ore.

Queste disposizioni, affrontate anche nel Capitolo "Accumulo elettrochimico integrato in un impianto a ciclo combinato", sono state tradotte in opportuni vincoli matematici all'interno dello strumento di dimensionamento ottimo:

$$a) \beta_1 \geq 0,015 \quad 2.2$$

$$\beta_2 \geq 0,15 \quad 2.3$$

$$b) p_{2,t} \leq \frac{E_t}{2} \quad 2.4$$

$$p_{3,t} \leq \frac{E_t}{2} \quad 2.5$$

Si evidenzia qui che, nel caso di accoppiamento del SdA con una fonte FRNP per la riduzione degli sbilanciamenti di quest'ultima, l'ipotesi più probabile è che l'aggregato sarà considerato un'unica unità ai fini dell'erogazione dei servizi di regolazione primaria e secondaria; pertanto, i vincoli sulle frazioni di potenza dedicata a ciascun servizio dovrebbero essere riferiti alla potenza nominale cumulata dell'aggregato. Tuttavia, l'obiettivo di questo strumento è definire il dimensionamento ottimo, da un punto di vista tecnico-economico, per un SdA destinato alla fornitura contemporanea di più servizi al Sistema Elettrico. Il focus resta quindi sul SdA e, nel caso di affiancamento ad un generatore da FRNP, la valutazione della convenienza economica di dedicarne una parte della capacità alla riduzione degli sbilanciamenti. Considerato in aggiunta che, allo stato attuale la normativa prevede una partecipazione delle FRNP ai servizi di regolazione su base volontaria, si ritiene per il momento opportuno riferire l'analisi sul valore ottimo dei coefficienti β al solo SdA.

2.2 I casi studio

In questo paragrafo vengono presentati i risultati di cinque casi test relativi al dimensionamento ottimo di un SdA con tecnologia agli ioni di litio, le cui caratteristiche sono descritte nel sotto-paragrafo 2.2.1, nei casi di installazione nella zona di mercato NORD (sotto-paragrafo 2.2.2), nella zona CNOR e nella zona SUD (sotto-paragrafi 2.2.3 e 2.2.4); per ciascuna delle zone considerate è stato effettuato il dimensionamento di un SdA accoppiato ad un impianto FV da 30 MW. Per le zone CNOR e SUD³ è stato inoltre considerato il caso di accoppiamento ad un impianto eolico da 30 MW. È stata poi eseguita anche un'analisi di sensitività sulla durata minima di scarica del SdA, ovvero sul rapporto tra capacità e potenza installata, per i casi di accoppiamento a impianto FV nella zona NORD e a impianto eolico nella zona CNOR (capoversi 2.2.2.2 e 2.2.3.3 rispettivamente). Le conclusioni specifiche sono riportate in ciascun sotto-paragrafo, mentre quelle generali saranno riassunte nel paragrafo 2.3.

2.2.1. Caratteristiche del Sistema di Accumulo

Lo strumento di dimensionamento ottimo è stato applicato al caso di un SdA con tecnologia agli ioni di litio costituito da moduli le cui caratteristiche sono riassunte nella seguente Tabella 2.1:

Capacità	400 kWh
Potenza	200 kW

Tabella 2.1 – Caratteristiche dei moduli che costituiscono il SdA

² Si è fatta qui l'ipotesi che per i SdA elettrochimici possano valere le stesse disposizioni in vigore per gli impianti idroelettrici di pompaggio.

³ Non si è ritenuto significativo per la zona NORD il caso di accoppiamento con un impianto eolico, dato il basso potenziale per tale tecnologia.

Nella Tabella 2.2 qui sotto, sono invece indicati i costi di investimento in funzione della capacità e della potenza nominali per tale tecnologia, ottenuta attraverso l'analisi dei prezzi medi di mercato:

Capacità	Costo di investimento per unità di Capacità	Potenza Installata	Costo di investimento per unità di Potenza Installata
<2MWh	550€/kWh	<1MW	400€/kW
2-10MWh	450€/kWh	1-5MW	350€/kW
>10MWh	300€/kWh	>5MW	300€/kW

Tabella 2.2 – Costi di investimento per unità di capacità e di potenza installata

Il SdA oggetto dello studio ha la finalità di:

- partecipare al MGP, (principalmente come si vedrà, per permettere il rispetto dei vincoli di massima e minima carica del SdA);
- partecipare al Mercato di Bilanciamento – MB – per l'erogazione della regolazione secondaria di frequenza;
- erogare regolazione primaria di frequenza;
- ridurre gli sbilanciamenti di un impianto FV, oppure eolico, di potenza nominale di 30 MW contemporaneamente.

La simulazione della regolazione terziaria richiede un approfondimento delle dinamiche su MSD/MB relative a tale servizio che sarà oggetto della prosecuzione degli studi svolti da RSE sul tema accumuli. Pertanto, per il presente studio non si è considerata la possibilità di erogare servizi di regolazione terziaria.

La partecipazione ai mercati indicati ai punti a) e b) determina direttamente la valorizzazione dell'energia ivi scambiata in base ai prezzi in essi generati; questo riguarda in particolare la remunerazione del servizio di regolazione secondaria di frequenza. La valorizzazione del servizio indicato in d) è invece derivante dalla riduzione dei costi di sbilanciamento della FRNP connessa al SdA, ed è pertanto pari all'onere di sbilanciamento stesso, secondo quanto determinato dalle regole attuali [5]. Relativamente a c), invece, in accordo con quanto indicato nel CdR di TERNA [3] si è fatta l'ipotesi che venga installato un apposito dispositivo, denominato UVRP [6], che permetta la misurazione dell'energia effettivamente erogata dall'unità per tale finalità. In questo modo, il servizio di regolazione primaria può essere compensato (a consuntivo): i prezzi di valorizzazione di questo servizio sono funzioni complesse degli esiti del MGP dell'anno considerato e degli esiti dei differenti mercati nell'anno precedente.

Il presente studio è basato sugli esiti dei mercati nell'an-

no 2018, pubblicamente disponibili sul sito del Gestore del Mercato Elettrico Italiano – GME [2]. Per la zona SUD, che nel 2018 era ancora separata dai poli a produzione limitata di FOGN e BRNN, sono stati considerati i risultati comprensivi di questi ultimi. I dati relativi al segnale inviato dal TSO per la regolazione secondaria, con dettaglio al minuto, dello scostamento dalla frequenza nominale del Sistema Elettrico (SE) e degli sbilanciamenti per l'impianto FRNP stati forniti ed elaborati da RSE.

Gli sbilanciamenti degli impianti da FRNP sono stati calcolati a partire dai dati di previsione ed effettiva produzione di impianti monitorati da RSE e riscaldati sulle taglie desiderate.

2.2.2. Installazione nella zona di mercato NORD

In questo sotto-paragrafo vengono presentati i risultati del caso test consistente nel dimensionamento ottimo di un SdA elettrochimico avente le caratteristiche descritte nel sotto-paragrafo 2.2.1. accoppiato ad un impianto FRNP, entrambi installati nella zona di mercato NORD.

È stata implementata una strategia semplificata che prevede che le offerte siano presentate ad un prezzo sempre uguale e pari a 134,62 €/MWh, cioè la media annuale del prezzo massimo orario in MB per la zona NORD, per le offerte a salire e 10,66 €/MWh, cioè la media annuale del prezzo minimo orario in MB per la zona NORD, per le offerte a scendere. Si sono considerate come accettate le offerte a salire nelle ore in cui il prezzo di offerta risultava inferiore al prezzo massimo accettato e le offerte a scendere nelle ore in cui il prezzo di offerta risultava superiore a quello minimo accettato. I prezzi di offerta a salire e a scendere sono presentati in Tabella 2.3, dove sono anche indicate le percentuali di accettazione delle offerte, indice della qualità della strategia di offerta considerata. L'erogazione del servizio di regolazione primaria di frequenza è stata invece valorizzata secondo il prezzo regolamentato vigente per questo servizio [3].

Prezzo a salire	134,62 €/MWh	Percentuale accettazione offerte	36,3%
Prezzo a scendere	10,66 €/MWh	Percentuale accettazione offerte	56,1%

Tabella 2.3 - Dettagli strategia di offerta considerata su MB per la zona NORD

In aggiunta si è prevista la partecipazione del SdA anche al MGP, limitando la massima taglia possibile in modo da assicurare che si comporti da "price taker", ovvero senza poter influire sul prezzo risultante dalle differenti sessioni orarie; ne consegue che il prezzo orario del MGP risulta un dato per il dimensionamento. La valorizzazione degli sbilanciamenti della generazione da fonte rinnovabile non programmabile accoppiata sono valorizzati secondo la regolamentazione vigente [5].

Nel capoverso 2.2.2.1 si analizza il caso test in cui la FRNP è costituita da un impianto FV da 30 MW. Nel capoverso 2.2.2.2 questo ultimo caso verrà sottoposto ad una analisi di sensitività sulla durata del SdA, ovvero il rapporto θ tra capacità e potenza installata.

2.2.2.1 Accoppiamento con un impianto FV da 30 MW

Gli sbilanciamenti dell'impianto FV sono stati calcolati a partire da dati reali di previsione di produzione e produzione effettiva di un impianto FV esistente e monitorato da RSE e riscaldati sulla taglia considerata di 30MW. Come detto, la strategia di offerta considerata per la partecipazione al MB prevede di presentare sempre i prezzi indicati in Tabella 2.3 dove possono anche essere lette le percentuali di accettazione delle offerte presentate.

La Figura 2.2 mostra l'andamento del rapporto tra i ricavi netti e i costi di investimento al variare della taglia del SdA

considerato. Si ricorda che questo rapporto, espresso dall'equazione 2.1, dimensionalmente equivale all'inverso di un tempo espresso in anni (poiché l'orizzonte temporale considerato è, appunto, di un anno), il cui significato è quindi il tempo di ritorno semplice dell'investimento effettuato. Pertanto, i risultati ottenuti (Tabella 2.4) indicano che nella migliore delle ipotesi il tempo di ritorno è di circa 12 anni. Questo tempo stimato è paragonabile con la vita attesa per un SdA della tipologia qui considerata, pari a circa 10÷15 anni.

Tabella 2.4 - Stima del ritorno dell'investimento in anni al variare della taglia del SdA - Caso di installazione in zona NORD e accoppiamento a PV

Taglia [MWh]	Ritorno dell'investimento [anni] (stima)
0,4	22
2	18
4	18
8	18
12	12
16	12
20	12
24	12
32	12
40	12

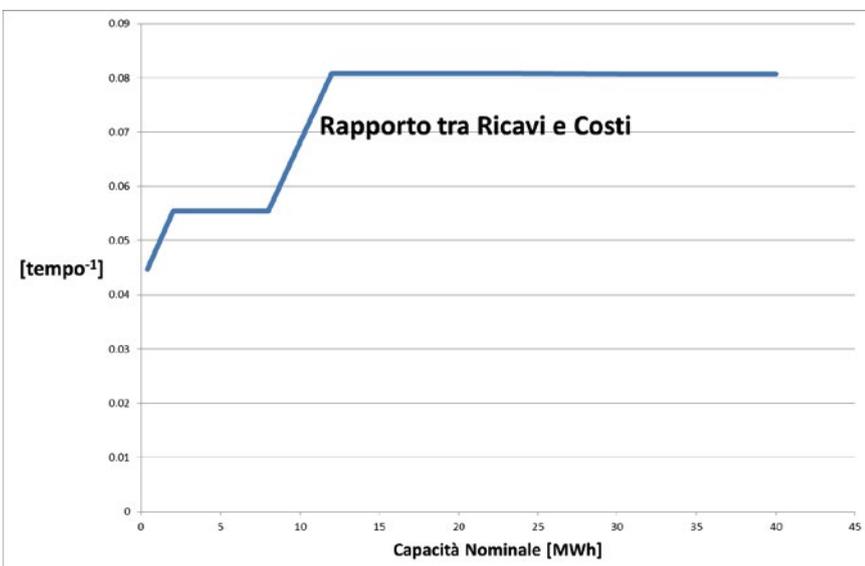


Figura 2.2 - Andamento del rapporto ricavi netti/costi di investimento al variare della taglia del SdA - zona NORD e accoppiamento con impianto FV

La Tabella 2.5 mostra i cicli equivalenti annuali di utilizzo per l'SdA nel caso test considerato, calcolati andando a sommare gli effetti di tutti i servizi sulla carica della batteria istante per istante e poi dividendo il risultato per la capacità nominale della batteria stessa⁴. Come si può vedere, il SdA nel caso considerato presenta un numero di cicli piuttosto ridotto; questo avviene grazie all'algoritmo di ottimizzazione su cui è basato lo strumento di dimensionamento qui presentato, che organizza l'erogazione dei vari servizi in modo da poter eseguire un *netting* tra di essi quando, nello stesso istante di tempo, per alcuni è richiesta la carica del SdA e per altri la scarica. Tale risultato è stato ottenuto anche da altri autori, come presentato ad esempio in [7].

Taglia [MWh]	Cicli equivalenti/y
0,4	370
2	371
4	371
8	370
12	370
16	370
20	370
24	370
32	370
40	370

Tabella 2.5 - Cicli equivalenti annuali calcolati per il caso di SdA accoppiato a impianto PV installato in zona NORD

L'andamento a salti della curva mostrata in Figura 2.3 è dovuto al variare dei costi di investimento con la taglia, indicati in Tabella 2.2.

La Figura 2.3 mostra la ripartizione della potenza installata del SdA sui vari servizi erogati, al variare della capacità installata.

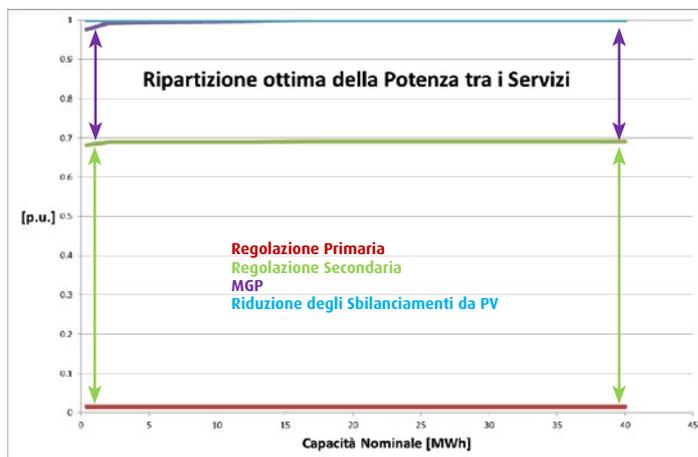


Figura 2.3 - Ripartizione ottima della potenza installata fra i vari servizi al variare della taglia - zona NORD con accoppiamento ad un impianto FV

Il primo risultato evidente è che l'erogazione di regolazione primaria risulta poco appetibile e quindi la banda dedicata rimane costantemente pari al vincolo imposto dal CdR (ed espresso dall'equazione 2.2). Infatti, lo schema di remunerazione per questo servizio è in via di revisione nell'ambito della più ampia revisione della regolazione del dispacciamento attraverso il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) [8]. La riduzione degli sbilanciamenti da FRNP, come atteso, diventa sempre meno importante all'aumentare della taglia del SdA. L'osservazione della Figura 2.3 mostra anche che ad essa non viene mai destinato più del 2,5% della banda disponibile, effetto probabilmente dovuto ai ridotti sbilanciamenti di un impianto FV: nelle ore notturne, pari alla metà delle ore in un anno, essendo ovviamente la produzione nulla, lo sarà anche lo sbilanciamento; ma anche nelle ore di luce solare, in condizioni di meteo stabili, l'errore commesso tra previsione di produzione e produzione effettiva è generalmente molto basso. Quindi, la necessità di intervenire con il SdA è ridotta, spingendo l'ottimizzatore a dedicare una parte minoritaria della potenza disponibile a questo scopo.

Al crescere della taglia, la quota parte di potenza non più destinata alla risoluzione degli sbilanciamenti viene assorbita dalla partecipazione al MGP. È interessante vedere come



⁴ La metodologia utilizzata per questo calcolo non considera la profondità di scarica in ciascun istante, pertanto i numeri qui presentati sono conservativi.



almeno il 30% della potenza sia destinato a questo scopo, pur essendo i prezzi su MGP molto meno competitivi rispetto a quelli su MB, per cui ci si aspetterebbe che l'erogazione di regolazione secondaria venisse di gran lunga favorita. Tuttavia, la regolazione secondaria è forzata dalle esigenze del sistema, ed avviene in risposta ad un segnale inviato dal Gestore della Rete di Trasmissione (TSO) [1] [3], completamente al di fuori del controllo della gestione del SdA: con la sola partecipazione alla regolazione secondaria, il SdA non può quindi garantire il rispetto dei vincoli di carica massima e minima (descritti in [1]), per i quali risulta quindi fondamentale la partecipazione al MGP, nelle cui sessioni il SdA può decidere se operare acquistando o vendendo energia.

L'erogazione di regolazione secondaria si vede destinata una quota circa pari ai 2/3 della potenza installata, praticamente costante al variare della taglia: questo indica che, tra i servizi considerati, questo è quello con la remuneratività specifica più elevata, almeno per il caso qui considerato.

2.2.2.2 Analisi di sensitività al variare del rapporto capacità/potenza del SdA

Si è ritenuto di interesse eseguire una analisi di sensitività al variare del rapporto tra capacità e potenza installata del SdA. Ci si è basati sul caso test relativo all'accoppiamento

del SdA con un generatore PV da 30 MW, presentato nel capoverso 2.2.2.1. La Tabella 2.6 mostra le caratteristiche dei moduli di cui si ipotizza essere costituito il SdA per l'analisi di sensitività. Il caso con durata 2 ore è quello presentato nel capoverso 2.2.2.1.

Potenza	200 kW
Durata θ [h]	Capacità [kWh]
1	200
2	400
4	800
8	1600

Tabella 2.6 - Variazione delle caratteristiche dei moduli del SdA per l'analisi di sensitività - Caso di accoppiamento con PV e installazione in zona NORD

La Figura 2.4 mostra come varia il rapporto tra i ricavi netti e l'investimento al variare della durata e della potenza nominale del SdA. La forma particolare delle curve è legata a come è discretizzato il variare dei costi di investimento in funzione della capacità e della potenza del SdA in Tabella 2.2.

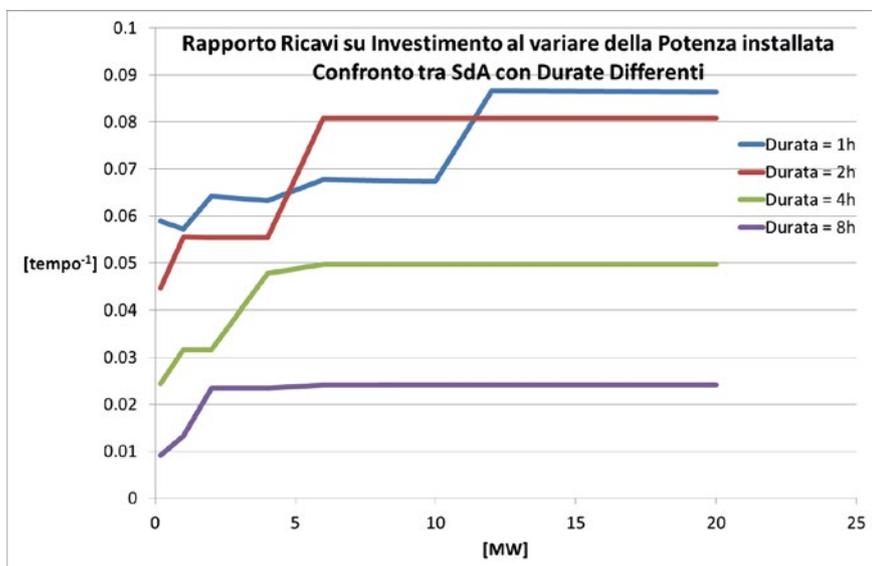


Figura 2.4 - Comparazione dell'andamento del rapporto tra ricavi netti e investimento al variare della potenza installata in funzione della durata del SdA - Accoppiamento con PV e installazione in zona NORD

Il confronto mostrato in Figura 2.4 evidenzia che per il caso di un SdA accoppiato ad un impianto PV la remuneratività specifica rispetto alla potenza nominale diminuisce in maniera sostanziale al crescere della durata per i valori più alti di durata; al contrario, per le durate più piccole, la convenienza dell'investimento, intesa come brevità del tempo di rientro di quest'ultimo, è paragonabile ma fortemente dipendente

dalla taglia. In assoluto, comunque, l'investimento più conveniente appare quello su taglie maggiori ma con durata pari a 1h. Si può in parte giustificare questo comportamento considerando che i costi di investimento, per ragioni di economia di scala, si riducono al crescere della taglia (cfr. Tabella 2.2). Occorre però anche considerare come viene ripartita la potenza nominale sui vari servizi (Figura 2.5).

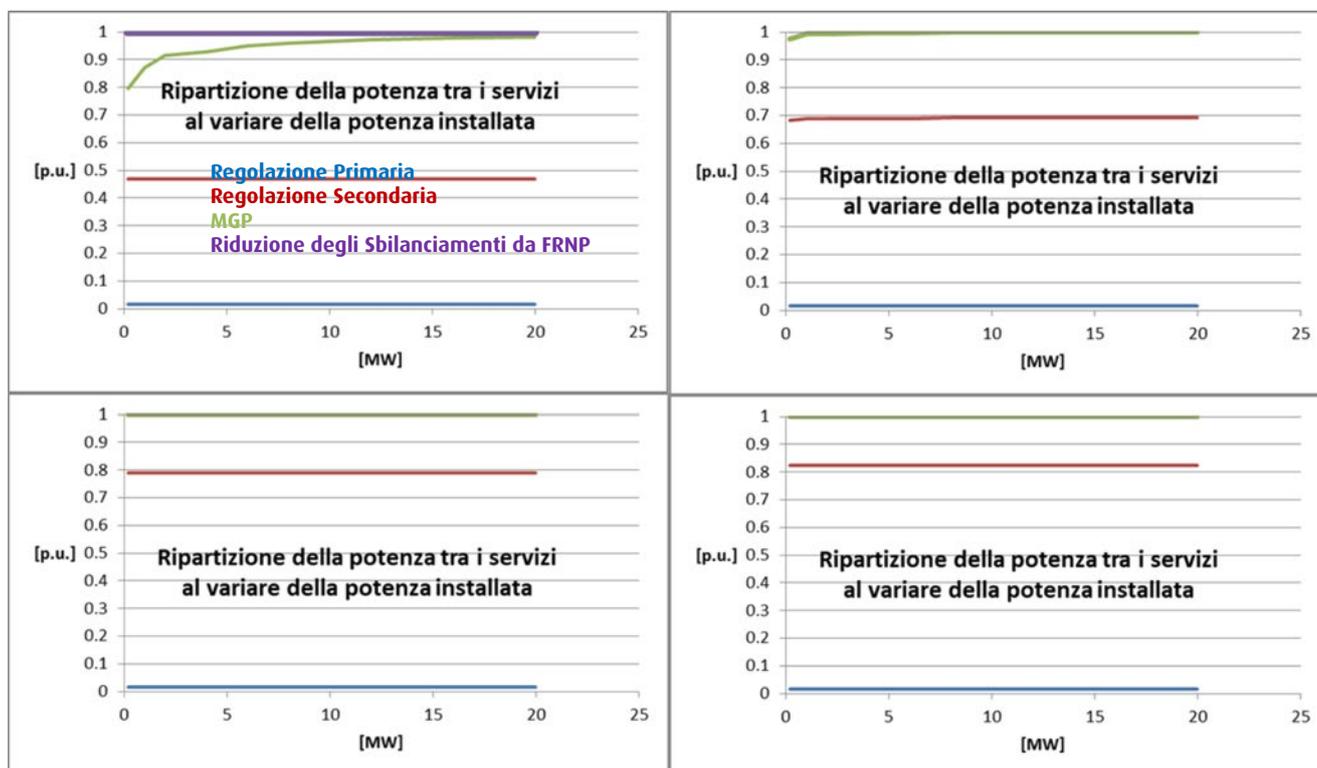


Figura 2.5 – Confronto della ripartizione della potenza nominale del SdA fra i differenti servizi al variare della potenza nominale stessa per le diverse durate considerate – Caso di accoppiamento con PV e installazione in zona NORD

2.2.3. Installazione nella zona di mercato Centro NORD (CNOR)

In questo sotto-paragrafo vengono presentati i risultati del caso test consistente nel dimensionamento ottimo di un SdA elettrochimico avente le caratteristiche descritte nel sotto-paragrafo 2.2.1, accoppiato ad un impianto FRNP con la finalità di ridurre gli oneri di sbilanciamento. Si è fatta l'ipotesi che il SdA e l'impianto da FRNP siano installati nella zona CNOR. Come per il caso presentato nel sotto-paragrafo 2.2.2, l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di frequenza è stato valorizzato mediante la simulazione della

partecipazione del SdA al mercato MB. Anche in questo caso è stata implementata la strategia semplificata che prevede che le offerte siano presentate ad un prezzo sempre uguale e pari a 114,64 €/MWh, cioè la media annuale del prezzo massimo orario per la zona CNOR, per le offerte a salire e 15,67 €/MWh, cioè la media annuale del prezzo minimo orario per la zona CNOR, per le offerte a scendere. I prezzi di offerta a salire e a scendere sono presentati in Tabella 2.7, dove sono anche indicate le percentuali di accettazione delle offerte, indice della qualità della strategia di offerta considerata.

Prezzo a salire	114,64 €/MWh	Percentuale accettazione offerte	31,6%
Prezzo a scendere	15,67 €/MWh	Percentuale accettazione offerte	40,6%

Tabella 2.7 - Dettagli strategia di offerta considerata su MB per la zona CNOR

Nel capoverso 2.2.3.1 si analizza il caso test in cui la FRNP è costituita da un impianto FV da 30 MW, mentre nel capoverso 2.2.3.2 si analizza il caso di accoppiamento con un impianto eolico, sempre da 30 MW; nel capoverso 2.2.3.3 quest'ultimo caso sarà sottoposto ad una analisi di sensitività sulla durata minima di scarica del SdA (rapporto tra capacità e potenza nominale).

2.2.3.1 Accoppiamento con un impianto FV da 30 MW

La Figura 2.6 mostra l'andamento del rapporto tra i ricavi netti e i costi di investimento al variare della taglia del SdA considerato. Qualitativamente, la curva presenta un andamento simile a quello rappresentato in Figura 2.2, relativa al caso simile per la zona NORD. Quantitativamente, tuttavia, si vede come il valore per il rapporto tra ricavi e costi sia consistentemente inferiore, comportando tempi di ritorno dell'investimento, nel migliore dei casi, di circa 37 anni.

Questi tempi stimati sono di gran lunga superiori alla durata attesa della vita di un SdA, rendendo non conveniente un investimento di questo tipo.

Le cause della scarsa redditività sono molteplici: da una parte ci sono gli scarsi volumi degli sbilanciamenti da PV, come già evidenziato nel caso di installazione nella zona NORD (cfr. sotto-paragrafo 2.2.1); inoltre:

- i prezzi per il MB nella zona CNOR sono meno vantaggiosi che nella zona NORD, come si evince dai prezzi medi,
- come evidenziato dal confronto fra Tabella 2.3 e Tabella 2.7, la strategia di offerta ha dei risultati inferiori, indicati dalle basse percentuali di accettazione delle offerte.

È possibile che una strategia più oculata per la partecipazione a MB possa migliorare i risultati economici del SdA.

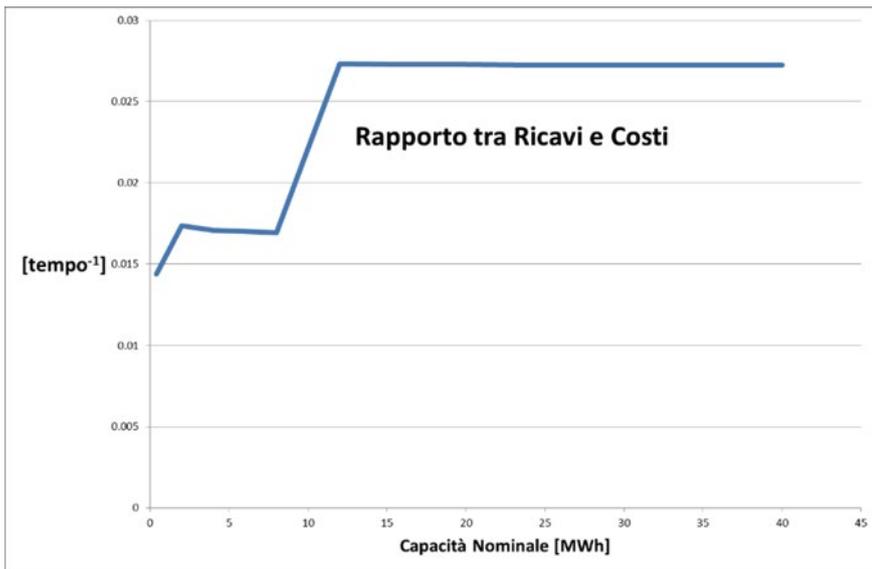


Figura 2.6 – Andamento del rapporto ricavi netti/costi di investimento al variare della taglia del SdA – caso di installazione nella zona CNOR con accoppiamento a impianto PV

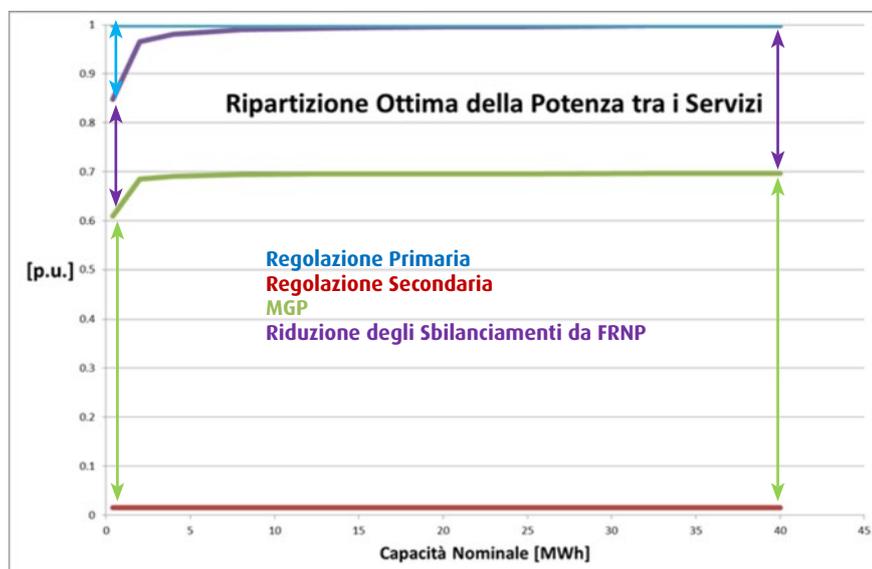


Figura 2.7 – Ripartizione della Potenza installata fra i vari servizi al variare della taglia – caso di installazione nella zona CNOR

Altre informazioni che si possono estrapolare dalla Figura 2.7 sono la conferma della non remuneratività del servizio di regolazione primaria e l'importanza della partecipazione al MGP, alla quale è dedicato costantemente circa il 25-30% della potenza nominale.

È interessante valutare il numero di cicli annuali equivalenti, mostrati in funzione della taglia del SdA in Tabella 2.8.

Taglia [MWh]	Cicli equivalenti/y
0,4	250
2	267
4	269
8	270
12	270
16	270
20	271
24	271
32	271
40	271

Tabella 2.8 - Numero di cicli annuali equivalenti per il caso di accoppiamento con PV nella zona CNOR

Si ha un utilizzo piuttosto ridotto del SdA, probabilmente a causa del basso numero di offerte accettate sul MB.

2.2.3.2 Accoppiamento con un impianto eolico da 30 MW

Si analizza in questo capoverso il caso di un SdA avente le caratteristiche descritte nel sotto-paragrafo 2.2.1, accoppiato ad un impianto eolico da 30 MW con la finalità di ridurre gli sbilanciamenti (e, pertanto, gli oneri conseguenti). Gli sbilanciamenti dell'impianto eolico sono stati ottenuti a par-

tire dai dati storici di previsione e produzione oraria di un impianto monitorato da RSE e riscaldati sulla potenza scelta di 30MW. La Figura 2.8 mostra l'andamento del rapporto tra i ricavi netti e i costi di investimento al variare della taglia del SdA considerato. Come detto, questo rapporto equivale all'inverso del tempo di ritorno semplice dell'investimento. Per il caso qui considerato, i tempi stimati di ritorno dell'investimento al variare della taglia sono indicati in Tabella 2.9; la situazione migliore è quella relativa a una taglia di 12 MWh/6MW in cui questo tempo è all'incirca 11 anni, in linea con la vita attesa per un SdA come quello oggetto del presente studio.

Taglia [MWh]	Ritorno dell'investimento [anni] (stima)
0,4	15
2	13
4	13
8	15
12	11
16	12
20	12
24	13
32	15
40	16

Tabella 2.9 - Stima del ritorno dell'investimento in anni al variare della taglia del SdA - Caso di installazione in zona CNOR e accoppiamento a FRNP eolica

Ciascuno dei rami discendenti nella curva in Figura 2.8 presenta un andamento decrescente molto più marcato rispetto a quanto riscontrato per il caso di accoppiamento con un impianto FV (descritto nel capoverso 2.2.3.1); in particolare si veda la Figura 2.6). Addirittura, per le taglie più grandi,

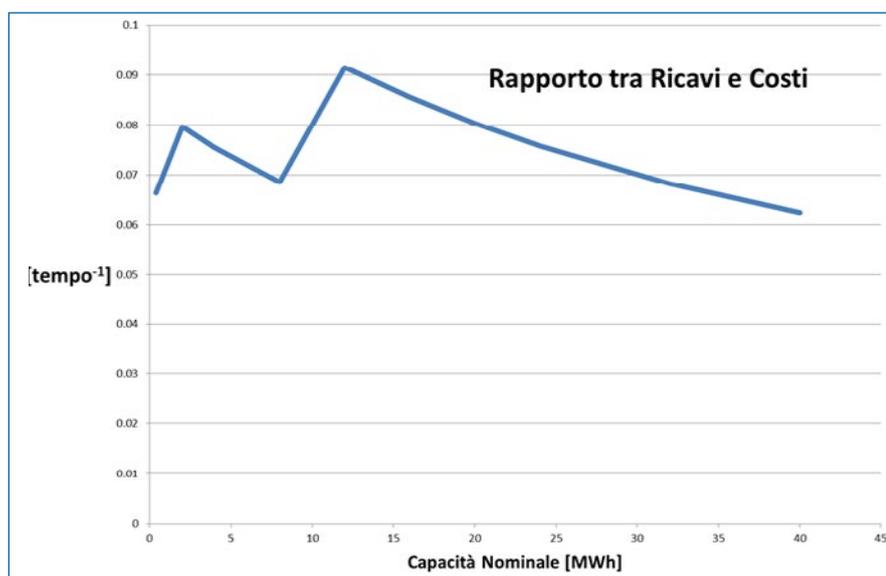


Figura 2.8 - Andamento del rapporto ricavi netti/costi di investimento al variare della taglia del SdA - zona CNOR e accoppiamento con impianto eolico

la convenienza dell'investimento risulta minore che per le taglie più piccole.

Per trovare una spiegazione a questo comportamento, si analizza la ripartizione della potenza installata tra i differenti servizi, come mostrata nel grafico in Figura 2.9.

Alla riduzione degli sbilanciamenti da fonte rinnovabile è destinato, per le taglie più piccole, circa il 45% della potenza installata. Questa quota si riduce al crescere della taglia poiché, come ampiamente dibattuto nel capoverso 2.2.2.1, gli sbilanciamenti da fonte rinnovabile accoppiata sono funzione della potenza installata di quest'ultima e, quindi, indipendenti dalle caratteristiche del SdA, pertanto al crescere delle dimensioni del SdA il loro impatto sulla gestione del SdA stesso si riduce.

I volumi di sbilanciamento per la FRNP eolica sono molto più alti che per la FRNP fotovoltaica: questo, unito ai risultati poco vantaggiosi del MB nella zona CNOR e alle performance non brillanti della strategia di offerta considerata (Tabella 2.7) determina come vantaggioso dedicare una quota consistente della potenza alla riduzione di questi sbilanciamenti, che quindi appare il servizio più remunerativo. Poiché, però, come già spiegato il suo impatto si riduce sulla gestione del SdA al crescere della taglia, anche la remuneratività del SdA si ridurrà di conseguenza, comportando la forma peculiare della curva in Figura 2.8.

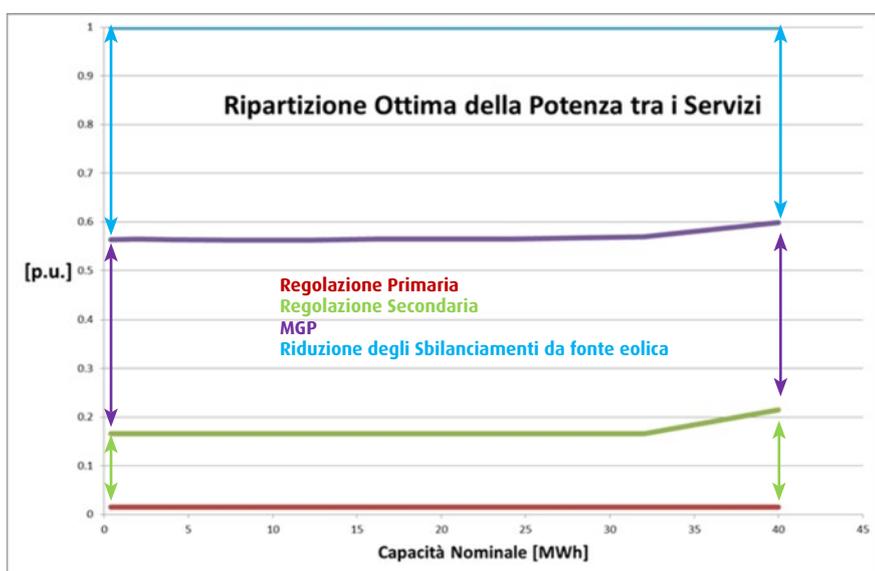
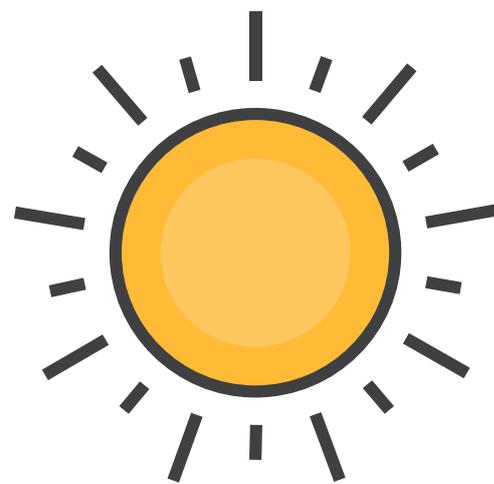


Figura 2.9 – Ripartizione ottima della potenza installata fra i vari servizi al variare della taglia – zona CNOR con accoppiamento ad un impianto eolico



2.2.3.3 Analisi di sensitività al variare del rapporto capacità/potenza del SdA

Si è ritenuto anche in questo caso di interesse eseguire una analisi di sensitività sulla durata minima di scarica del SdA, ovvero il rapporto θ tra capacità e potenza installata. La Tabella 2.10 mostra le caratteristiche dei moduli di cui si ipotizza essere costituito il SdA per l'analisi di sensitività. Il caso con durata 2 ore è quello presentato nel capoverso 2.2.3.2.

Potenza	200 kW
Durata [h]	Capacità [kWh]
1	200
2	400
4	800
8	1600

Tabella 2.10 - Variazione delle caratteristiche dei moduli del SdA per l'analisi di sensitività – Caso di accoppiamento con FRNP eolica e installazione in zona CNOR

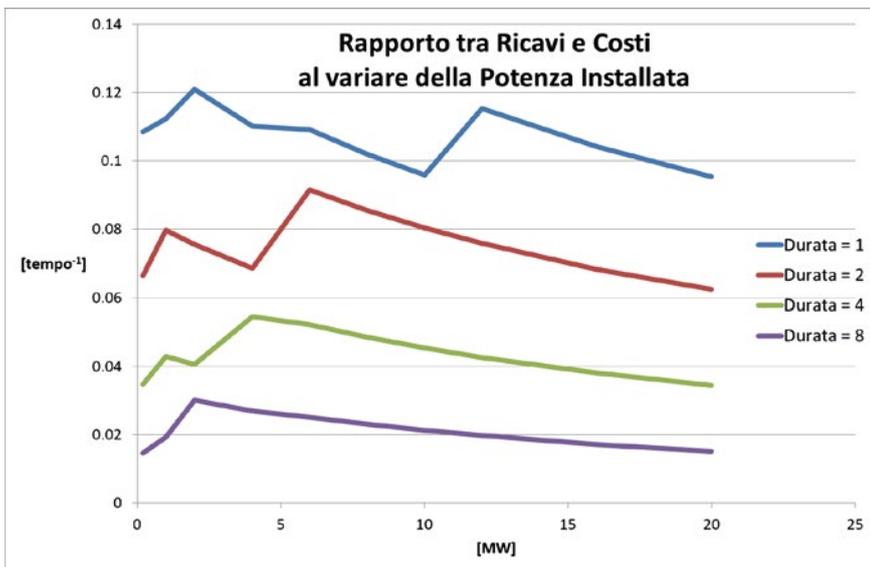


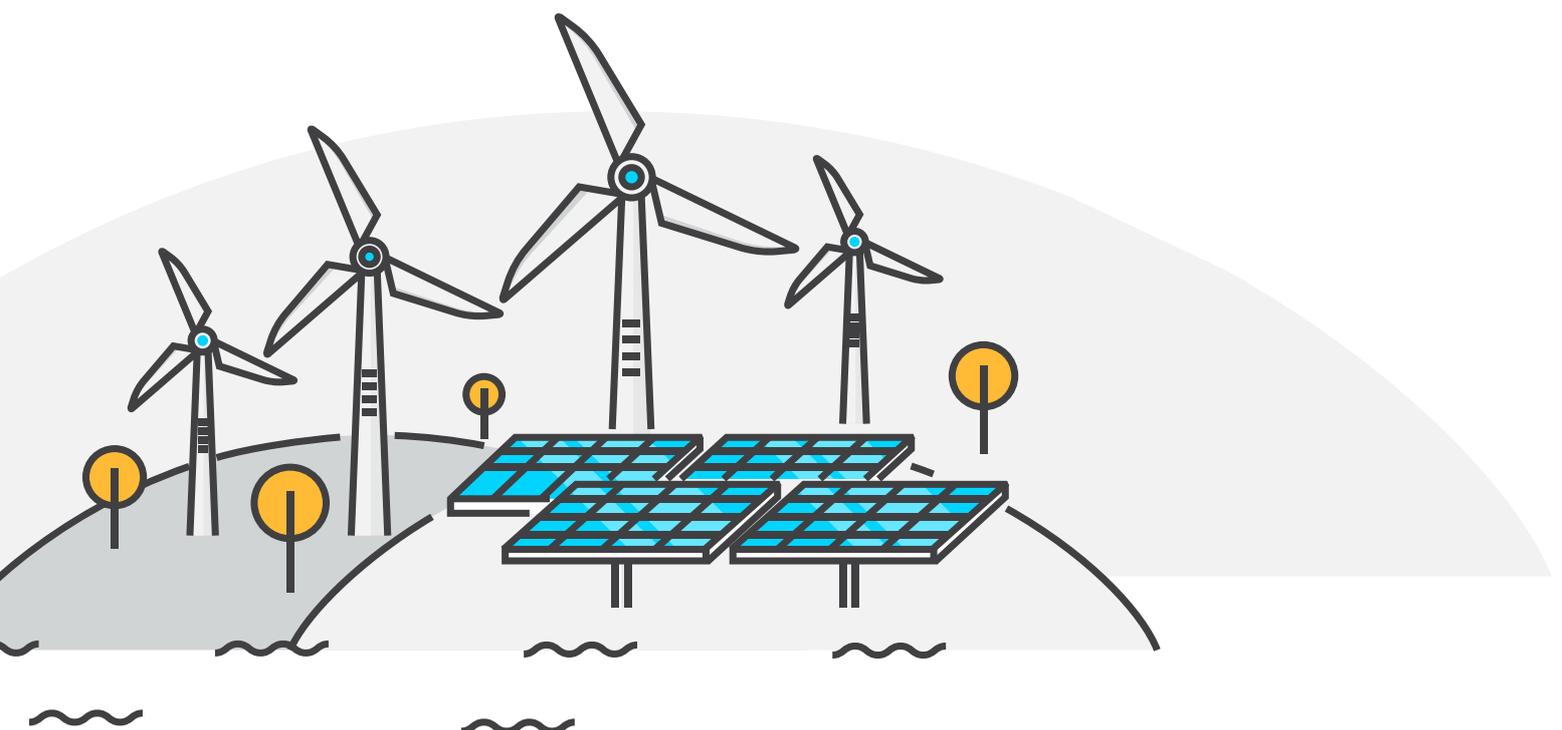
Figura 2.10 – Comparazione dell’andamento del rapporto tra ricavi netti e investimento al variare della potenza installata in funzione della durata del SdA – Accoppiamento con FRNP eolica e installazione in zona CNOR

La Figura 2.10 mostra come varia il rapporto tra i ricavi netti e l’investimento al variare della durata e della potenza nominale del SdA.

Il confronto mostrato in Figura 2.10 evidenzia che per il caso di un SdA accoppiato ad un impianto eolico la remuneratività diminuisce in maniera sostanziale al crescere della durata; questo andamento è sostanzialmente diverso da quello relativo al caso di accoppiamento ad un impianto PV (cfr. capoverso 2.2.3.2). L’investimento più conveniente, dunque, è quello per un impianto di durata 1h, in particolare per una taglia di 2 MWh di capacità e 2MW di potenza nominale il

cui tempo di rientro dell’investimento è stimabile in circa 8-9 anni; in generale per tutte le taglie considerate, il SdA con durata 1 ora presenta tempi di ritorno dell’investimento almeno pari a circa 10 anni, dell’ordine della vita attesa per un SdA della tipologia considerata.

Andando ad analizzare come varia la ripartizione della potenza tra i vari servizi al variare della potenza nominale in funzione della durata, mostrata nella Figura 2.11 si nota che il comportamento è sostanzialmente indipendente dalla durata.



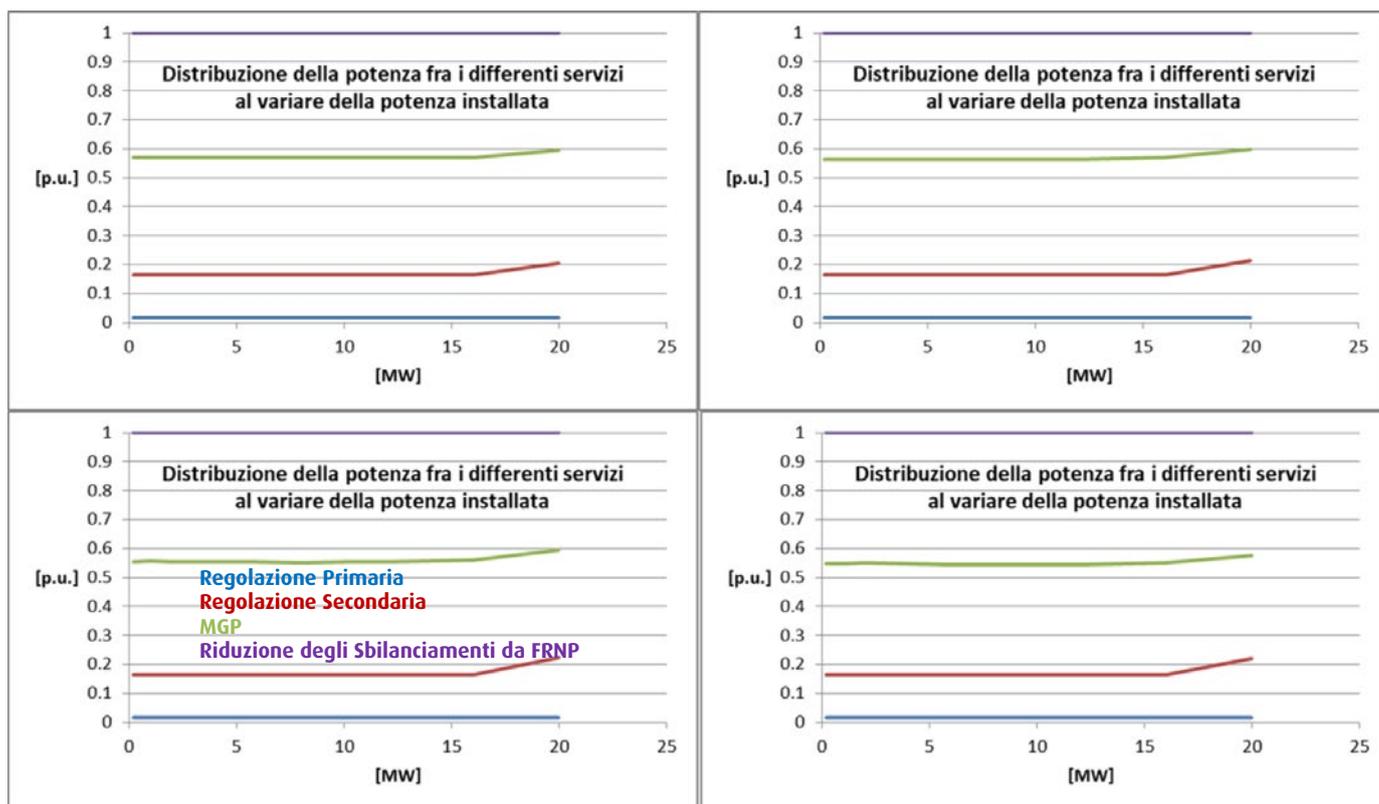


Figura 2.11 – Confronto della ripartizione della potenza nominale del SdA fra i differenti servizi al variare della potenza nominale stessa per le diverse durate considerate – Caso di accoppiamento con eolico e installazione in zona CNOR

Al contrario di quanto visto nel caso di accoppiamento con un impianto PV nella zona NORD (cfr. capoverso 2.2.2.2), per questo caso avere maggiore capacità a parità di potenza nominale non comporta un incremento di erogazione di regolazione secondaria; per quanto visto nel capoverso 2.2.2.2 per il caso di durata 2 ore, la riduzione degli sbilanciamenti da FRNP era il servizio più remunerativo: la cosa è qui confermata per tutti i valori di durata.

2.2.4 Installazione nella zona di mercato SUD

In questo sotto-paragrafo vengono presentati i risultati del caso test consistente nel dimensionamento ottimo di un SdA elettrochimico avente le caratteristiche descritte nel sotto-paragrafo 2.2.1, accoppiato ad un impianto FRNP installato nella zona SUD.

L'erogazione del servizio di regolazione secondaria di frequenza è stata valorizzata mediante la simulazione della partecipazione del SdA al mercato MB. È stata implementata la strategia semplificata che prevede che le offerte siano presentate ad un prezzo sempre uguale e pari a 104,78 €/MWh, cioè la media annuale del prezzo massimo orario per la zona SUD, per le offerte a salire e 31,63 €/MWh, cioè la media annuale del prezzo minimo orario per la zona SUD, per le offerte a scendere. Nella Tabella 2.11 è mostrato il comportamento della strategia adottata in termini di offerte accettate: confrontata con quelle nelle altre zone considerate, le performance sono paragonabili (anzi, leggermente migliori) rispetto alla zona NORD e migliori rispetto alla zona CNOR; al contrario, i risultati del MB in termini di prezzi sono peggiori di quelli di entrambi gli altri casi.

Prezzo a salire	104,78 €/MWh	Percentuale accettazione offerte	38,8%
Prezzo a scendere	31,63 €/MWh	Percentuale accettazione offerte	58,7%

Tabella 2.11 - Dettagli strategia di offerta considerata su MB per la zona SUD

Nel capoverso 2.2.4.1 si analizza il caso test in cui la FRNP è costituita da un impianto FV da 30 MW, mentre nel capoverso 2.2.4.2 si analizza il caso di accoppiamento con un impianto eolico, sempre da 30 MW.

2.2.4.1 Accoppiamento con un impianto FV da 30 MW

Analizziamo in questo capoverso il caso di accoppiamento del SdA con un impianto FV da 30 MW, i cui sbilanciamenti sono stati calcolati a partire dall'errore di previsione effetti-

vamente misurato da RSE per impianti esistenti e riscalato sulla taglia qui considerata.

La Figura 2.12 mostra l'andamento del rapporto tra ricavi e costi di investimento al variare della capacità. Il tempo di ritorno dell'investimento stimato risulta, per ciascuna delle taglie considerate, molto superiore al tempo di vita utile stimabile per un impianto della tipologia considerata: questo valore è pari a più di 36 anni per la configurazione migliore (ovvero per una taglia superiore a 12 MWh di capacità).

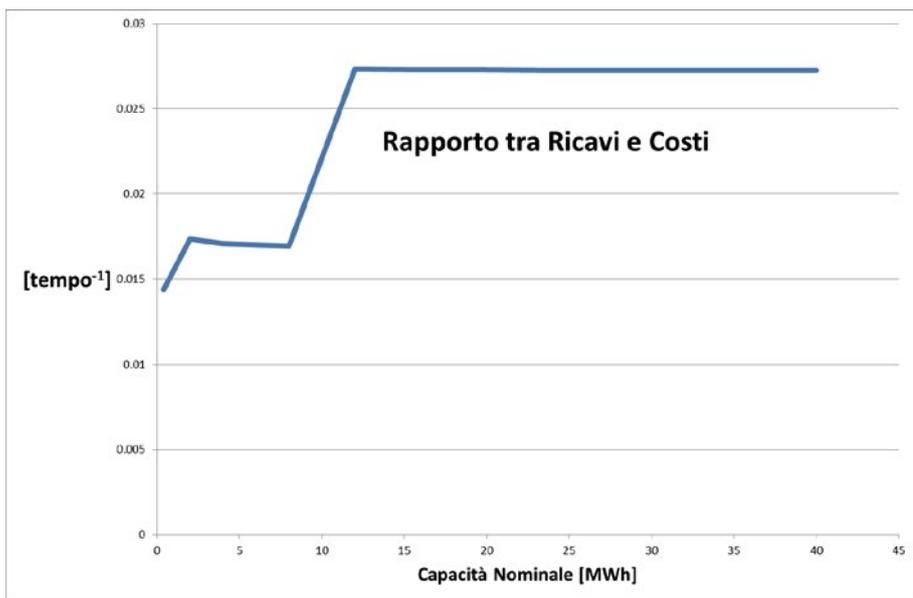


Figura 2.12 – Andamento del rapporto ricavi netti/costi di investimento al variare della taglia del SdA – caso di installazione nella zona SUD

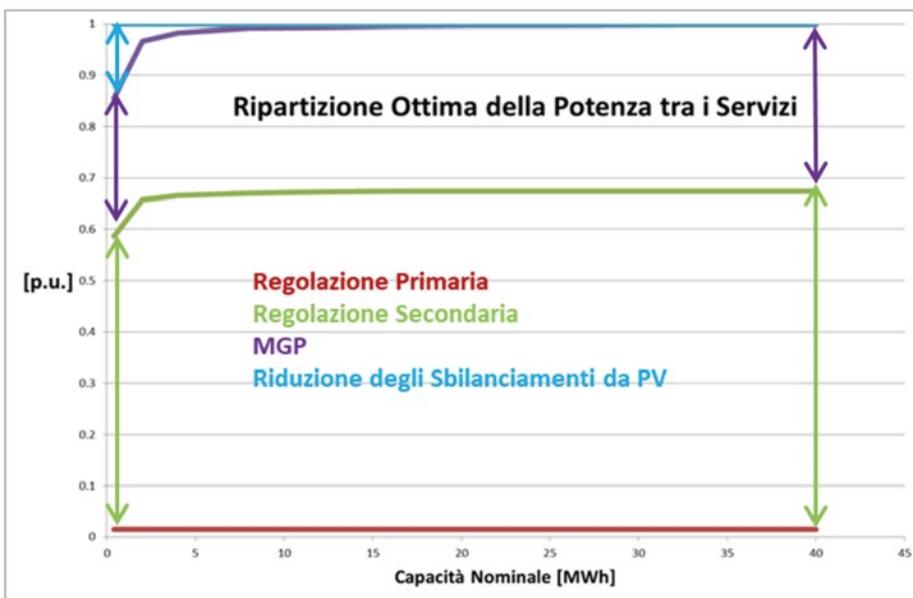


Figura 2.13 – Ripartizione della Potenza installata fra i vari servizi al variare della taglia – caso di installazione nella zona SUD

La ripartizione della potenza tra i servizi considerati è mostrata in Figura 2.13. L'andamento è simile qualitativamente a quello per il caso equivalente di installazione nella zona CNOR (cfr. Figura 2.7): per le taglie più piccole vi è una piccola percentuale di banda di potenza dedicata alla riduzione degli sbilanciamenti, che però rapidamente decresce al crescere della taglia; al contrario, la banda dedicata alla regolazione secondaria cresce, prendendone il posto.

La Tabella 2.12 mostra i cicli equivalenti calcolati per il caso in esame: anche in questo caso risultano in numero ragionevole.

Taglia [MWh]	Cicli equivalenti/y
0,4	289
2	307
4	308
8	310
12	310
16	311
20	311
24	311
32	311
40	311

Tabella 2.12 - Numero cicli equivalenti per il caso di accoppiamento con PV nella zona SUD

2.2.4.2 Accoppiamento con un impianto eolico da 30 MW

Passiamo ora ad analizzare il caso di accoppiamento con un impianto eolico da 30 MW, caso simile a quello già analizzato per la zona CNOR nel capoverso 3.2.3.2. La Figura 2.14 mostra l'andamento del rapporto tra ricavi e costi di investimento al variare della taglia del SdA.

Come per il caso di accoppiamento con impianto PV, anche qui il comportamento risulta qualitativamente e quantitativamente molto simile a quello del caso equivalente di installazione in zona CNOR (capoverso 2.2.3.2): le performance qui sono lievemente inferiori, con un ritorno stimato dell'investimento che, per il caso più conveniente (12 MWh di capacità, 6MW di potenza nominale), è di poco superiore agli 11 anni. Si evidenzia come al crescere della taglia le performance decrescano sensibilmente.

La Figura 2.15 mostra la ripartizione ottima della potenza tra i servizi considerati.

L'accoppiamento con la FRNP eolica, caratterizzata da maggiori volumi di sbilanciamento, comporta una maggiore dedizione alla riduzione di questi sbilanciamenti, che si riduce con il crescere della taglia per il minore impatto degli sbilan-

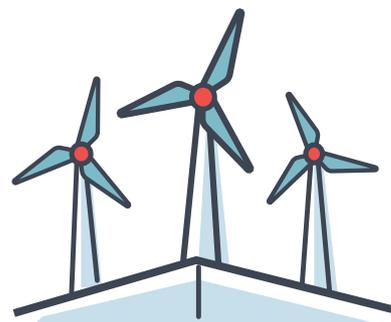
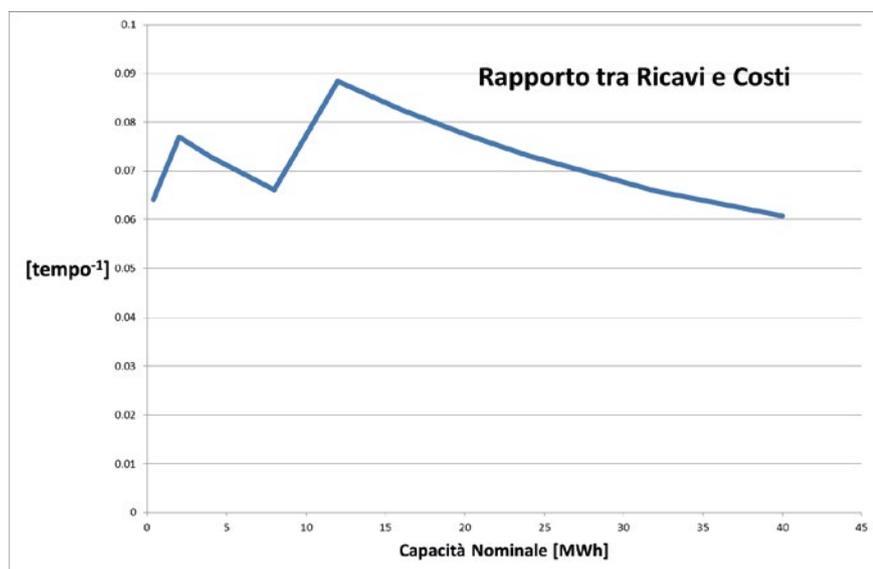


Figura 2.14 - Andamento del rapporto ricavi netti/costi di investimento al variare della taglia del SdA - zona SUD e accoppiamento con impianto eolico



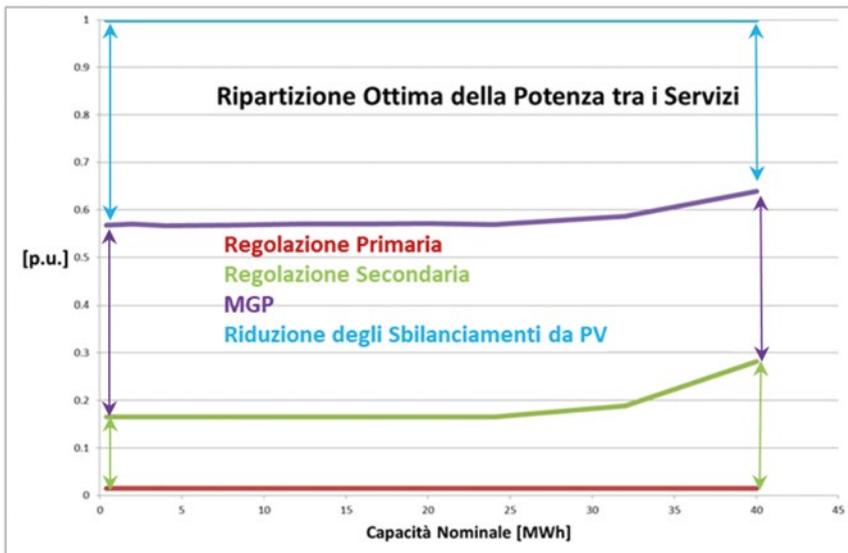


Figura 2.15 – Ripartizione ottima della potenza installata fra i vari servizi al variare della taglia – zona SUD con accoppiamento ad un impianto eolico

ciamenti in proporzione sulla potenza nominale.

Valutando il numero di cicli equivalenti, mostrati nella seguente Tabella 2.13, si può vedere come l'utilizzo della batteria è molto limitato, soprattutto se si confronta con il caso di accoppiamento con PV (cfr. Tabella 2.12).

Taglia [MWh]	Cicli equivalenti/y
0,4	181
2	176
4	182
8	181
12	179
16	180
20	181
24	183
32	184
40	189

Tabella 2.13 - Numero cicli equivalenti per il caso di accoppiamento con FRNP eolica nella zona SUD

Si è già evidenziata la somiglianza del comportamento per il SdA installato nelle zone CNOR e SUD, sia nel caso di accoppiamento con un impianto PV che eolico. Pertanto, ci si può attendere che anche i risultati di un'ulteriore analisi di sensitività sulla durata abbiano lo stesso comportamento e quindi non si ritiene significativo eseguirla.

2.3 Conclusioni

Nei paragrafi precedenti sono stati presentati i risultati del dimensionamento ottimo di un SdA elettrochimico destinato alla fornitura contemporanea di molteplici servizi al Sistema Elettrico in cinque casi test:

- installazione nella zona NORD e accoppiamento ad un impianto FV da 30 MW per la riduzione degli sbilanci di quest'ultimo (capoverso 2.2.2.1);
- installazione nella zona CNOR e accoppiamento, per la riduzione degli sbilanci da FRNP
 - ad un impianto FV da 30 MW (capoverso 2.2.3.1)
 - ad un impianto eolico da 30 MW (capoverso 2.2.3.2);
- installazione nella zona SUD e accoppiamento, per la riduzione degli sbilanci da FRNP
 - ad un impianto FV da 30 MW (capoverso 2.2.4.1)
 - ad un impianto eolico da 30 MW (capoverso 2.2.4.2).

Le valutazioni tecnico economiche sono state eseguite mediante uno strumento sviluppato da RSE, basato su tecniche di ottimizzazione lineare che mirano a trovare la taglia del SdA e la ripartizione ottima della potenza nominale tra i vari servizi considerati per le quali sia massimo il valore del rapporto tra i ricavi ottenuti dal SdA attraverso la remunerazione dei servizi forniti al sistema e i costi di investimento per l'installazione del SdA.

Dati i bassi volumi di sbilanciamento della FRNP fotovoltaico-

ca, in generale l'installazione di un SdA ad essa accoppiata risulta meno performante, da un punto di vista economico, rispetto all'accoppiamento ad un impianto eolico che invece è caratterizzato da sbilanciamenti molto più consistenti.

L'erogazione di regolazione primaria è effettuata solo perché imposto dal Codice di Rete [3]: la remunerazione per questo servizio è attualmente insufficiente a garantirne una convenienza economica.

Nel caso di accoppiamento con FRNP FV, quindi, la gran parte della potenza è in generale dedicata all'erogazione di regolazione secondaria. Tuttavia, a causa degli esiti non brillanti del MB nelle zone CNOR e SUD, l'investimento in un SdA accoppiato ad un impianto PV non risulta conveniente dal punto di vista economico. Nella zona NORD, invece, il ritorno di investimento stimato è compatibile con la vita attesa del SdA.

Per il caso di accoppiamento ad un impianto eolico, è la riduzione degli sbilanciamenti ad essere preferita agli altri servizi. Si osserva comunque che la convenienza dell'inve-

stimento dipende fortemente dalla taglia del SdA: in alcuni casi, generalmente quelli a taglie intermedie, il ritorno dell'investimento è compatibile con la durata attesa della vita di un SdA della tipologia qui considerata.

Le analisi di sensitività sul rapporto tra capacità e potenza nominale hanno evidenziato come in generale avere più capacità a disposizione comporta un aggravio dei costi di investimento che non viene ripagato dall'incrementata possibilità di erogare regolazione secondaria. Questo risultato dipende ovviamente dai costi di investimento (quelli considerati in questo studio rispecchiano le condizioni attuali del mercato) e dai risultati del mercato MB per l'anno 2018, considerato qui come base per le valutazioni.

Altro risultato generale riguarda la partecipazione al MGP: la frazione di potenza nominale ad essa dedicata rimane generalmente costante al variare della taglia in tutti i casi considerati: questo significa che la partecipazione al MGP non è effettuata per convenienza economica, ma per questioni tecniche e legate alla necessità di rispettare i limiti di massima e minima energia accumulabile.



CAPITOLO 3

SCHEMI DI AUTOCONSUMO COLLETTIVO IN ABBINAMENTO A SISTEMI DI ACCUMULO

Il 28 febbraio 2020 il Governo italiano ha avviato, all'interno di un regime di regole transitorie stabilito dalla Legge 8/2020 [1], una fase di sperimentazione di progetti pilota sull'autoconsumo collettivo e comunità dell'energia. Questo elaborato si focalizza principalmente sugli aspetti regolatori che riguardano gli schemi d'autoconsumo collettivo e presenta un'analisi volta a stabilire la convenienza economica all'utilizzo di un Sistema di Accumulo (SdA) in abbinamento a uno schema d'autoconsumo collettivo. Con l'obiettivo di fornire elementi utili al completo recepimento degli articoli 21 e 22 della Direttiva 2018/2001 (REDII) [2], la Legge 8/2020 offre l'opportunità ai clienti finali di associarsi per diventare autoconsumatori di energia rinnovabile o di realizzare comunità di energia rinnovabile. Lo scopo principale dell'associazione è di fornire benefici ambientali, economici o sociali piuttosto che profitti finanziari.

Più specificamente, è possibile costituire uno schema d'autoconsumo collettivo ai sensi della Legge 8/2020 a condizione che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili abbiano una potenza non superiore a 200 kW e siano entrati in esercizio dopo il 1° marzo 2020 (data di entrata in vigore della Legge 8);
- i membri dello schema condividano l'energia elettrica prodotta, anche tramite sistemi di accumulo, utilizzando la rete di distribuzione esistente (configurazione d'autoconsumo virtuale);
- l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica, ivi inclusa quella oggetto di condivisione, sia soggetta alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema.

È previsto inoltre che:

- i soggetti, diversi dai nuclei familiari, possano accedere allo schema solo nel caso in cui la loro attività professionale principale non sia la produzione e scambio energetico;
- i partecipanti allo schema debbano trovarsi nello stesso edificio o condominio;

- la regolazione dei rapporti tra membro e gestore dello schema possa avvenire attraverso un contratto di diritto privato che identifichi il soggetto delegato, responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa.

Pur consentendo l'autoconsumo collettivo, la Legge 8/2020 conferma il diritto del consumatore finale di scegliere il proprio fornitore d'energia e di recedere in ogni momento dalla configurazione d'autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, corrispettivi che devono comunque risultare equi e proporzionati. Per quanto riguarda il modello di regolazione da applicare agli schemi d'autoconsumo collettivo, la Legge incarica ARERA di definire la regolazione dei corrispettivi economici legati alla valorizzazione dell'autoconsumo collettivo, mentre demanda al MISE di definire la tariffa di valorizzazione dello stesso. Entrambe le richieste sono state soddisfatte con la pubblicazione della delibera dell'Autorità n. 318/2020 [3] e del Decreto attuativo del MISE [4] che definiscono rispettivamente:

- le regole per la costituzione degli schemi d'autoconsumo collettivo e delle comunità dell'energia;
- la tariffa incentivante legata alla promozione dell'energia condivisa all'interno degli schemi e comunità.

Va specificato che la restituzione dei corrispettivi economici definiti da ARERA, e la valorizzazione dell'energia condivisa con la tariffa incentivante, comportano l'impossibilità di accedere ai meccanismi di remunerazione previsti dal cosiddetto Decreto "FER 1" [5] (DM 4 luglio 2019) e allo Scambio Sul Posto, dato che l'energia prodotta è incentivata ai fini di favorire il soddisfacimento dei fabbisogni dei partecipanti agli schemi di autoconsumo collettivo o dei membri delle comunità.

Di seguito sono forniti maggiori elementi di dettaglio sulle regole relative ai corrispettivi economici legati alla valorizzazione dell'energia condivisa tra i partecipanti lo schema d'autoconsumo.

3.1 Delibera ARERA 318/2020: valutazione dei corrispettivi economici legati all'autoconsumo collettivo

Nella delibera 318/2020 sono riportate le indicazioni dell'Autorità in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo. Con riferimento a questo aspetto, l'Autorità prevede che il GSE eroghi al gestore dello schema i corrispettivi economici di seguito riportati:

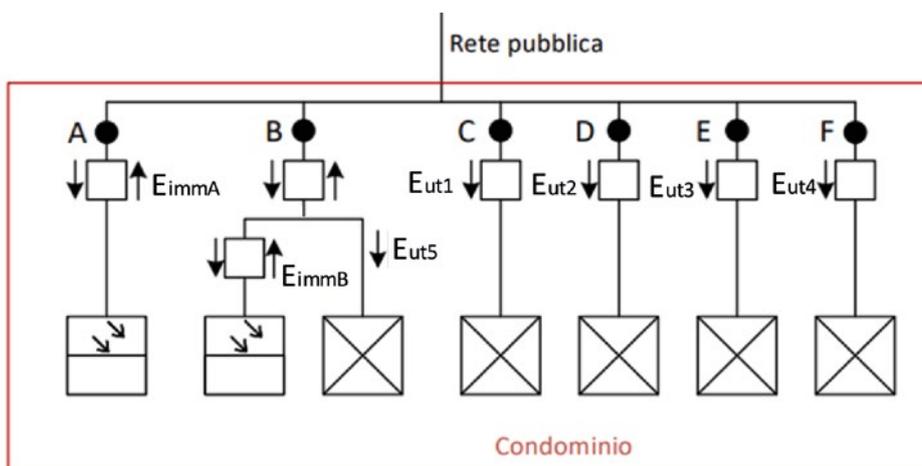
- la restituzione di alcune componenti definite dalla delibera 318/2020 secondo una logica di utilizzo della rete cost reflective (l'energia prodotta ed istantaneamente consumata in loco non genera perdite di energia e non determina necessità di potenziamento della rete stessa);
- un incentivo sull'energia condivisa stabilito dal MiSE;
- la remunerazione dell'energia immessa in rete a prezzo zonale.

Restano applicabili le detrazioni fiscali in vigore per l'installazione di impianti fotovoltaici eventualmente integrati con sistemi di accumulo elettrico.

Ai fini della valutazione delle componenti tariffarie da restituire ai partecipanti all'autoconsumo collettivo, e della valutazione dell'incentivo relativo all'energia condivisa dallo schema, la delibera 318/2020 introduce le seguenti definizioni:

- **energia elettrica effettivamente immessa:** è l'energia elettrica immessa nella rete al netto dei coefficienti di perdite convenzionali;
- **energia elettrica prelevata:** è l'energia elettrica prelevata dalla rete da ciascun utente domestico;
- **energia elettrica condivisa per l'autoconsumo (o, più semplicemente, energia elettrica condivisa):** è, in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile (Figura 3.1);

La Figura 3.1 mostra un esempio di configurazione condominiale in cui sono presenti due impianti fotovoltaici entrati in esercizio in tempi differenti. Va osservato che, per la valutazione dell'energia condivisa dallo schema, si considera la



- A: in esercizio dopo del 1 marzo 2020
- B: in esercizio prima del 1 marzo 2020
- Eut: energia prelevata dalle utenze di consumo
- Eimm: energia immessa in rete dall'impianto
- Econd: energia condivisa

Figura 3.1 – Schema di riferimento per il calcolo dell'energia condivisa (fonte - DCO 112/2020 [6]).

sola energia prodotta dagli impianti di generazione entrati in esercizio in data successiva alla pubblicazione della Legge 8/2020 (E_{immA}) e la sola energia prelevata dalle utenze domestiche ($E_{ut1,2,3,4}$). Le utenze comuni sono infatti escluse dal computo dell'energia condivisa poiché già beneficiano della mancata applicazione dei corrispettivi tariffari variabili della bolletta all'energia fisicamente autoconsumata. Di seguito è evidenziata la formula di calcolo dell'energia condivisa nell'esempio riportato in Figura 3.1:

$$E_{ACt} = \min (E_{immA_t}, \sum_{i=1}^4 E_{ut_{1,2,3,4t}})$$

Definito l'ammontare di energia condivisa, è possibile valutare il contributo di valorizzazione CAC (contributo d'autoconsumo collettivo) che permette di quantificare gli oneri di rete e le perdite evitate grazie all'utilizzo dello schema, in coerenza con la logica di utilizzo della rete cost reflective. Per le configurazioni d'autoconsumo collettivo, il coefficiente CAC è valutato a partire dalla formula di seguito riportata:

$$C_{AC} = C_{UAF,m} * E_{AC} + \sum_{i,h} (E_{AC,i} * C_{PR,i} * P_z)_h$$

E_{AC} : è l'energia elettrica condivisa;

$C_{UAF,m}$: è il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile, pari alla somma delle componenti variabili di trasmissione (TRASE) e del valore più elevato della componente di distribuzione (BTAU) rilevato nel mese di analisi;

$C_{PR,i}$: è il coefficiente delle perdite evitate;

P_z : è il prezzo zonale orario e, infine

i e **h**: rispettivamente il livello di tensione e l'ora di riferimento.

Il coefficiente delle perdite di rete evitate (C_{PR}) assume i seguenti valori:

- 1,2% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione;

- 2,6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.

Da una prima valutazione del contributo C_{AC} è possibile stimare a 10 €/MWh, l'ammontare delle componenti da restituire. A queste componenti si aggiunge l'incentivo definito dal MiSE che è di tipo feed-in premium⁵ e che vale, nel caso di schemi d'autoconsumo collettivo, 100 €/MWh di energia condivisa. Va ricordato che il contributo C_{AC} e l'incentivo sono destinati ai soli soggetti partecipanti allo schema. Tuttavia la delibera 318/2020 specifica che anche gli utenti del condominio non partecipanti allo schema possono concorrere con i loro consumi alla riduzione delle perdite di rete e all'incremento dello sfruttamento locale dell'energia. Pertanto ciascun utente del condominio esterno allo schema può autorizzare il gestore a utilizzare i propri dati di misura ai fini della quantificazione del beneficio economico e, in tal caso, è necessario stabilire con accordi interni la remunerazione spettante a questi condomini. Di seguito si riporta la formula di attribuzione dell'incentivo:

$$I_{MISE} = \sum_h E_{AC} * t_{MISE}$$

dove:

E_{AC} : è l'energia condivisa in ogni ora h

t_{MISE} : è il valore della tariffa incentivata

L'incentivo MiSE è introdotto con l'obiettivo di sostituire il meccanismo dello scambio sul posto e, come indicato nel Decreto, "tenendo conto dell'equilibrio complessivo degli oneri in bolletta e della necessità di non incrementare i costi tendenziali rispetto a quelli dei meccanismi vigenti". Va specificato che il beneficio economico, previsto dalla regolazione vigente, premia la capacità degli utenti di consumare nel periodo di produzione dell'impianto di produzione e ne consegue che l'investimento affrontato per l'acquisto di un impianto di generazione diminuisce al crescere dell'attitudine degli utenti all'autoconsumo.

Per completare il quadro di riferimento dei benefici economici legati all'autoconsumo collettivo, occorre infine presentare anche le novità recentemente introdotte dal Decreto-Legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito dalla Legge 17 luglio 2020,

⁵ Ossia incentivi che si sommano al valore di mercato dell'energia

n. 77 (di seguito anche DL 34/2020) [7]). Nello specifico, si evidenzia che, in caso di una riqualificazione complessa che comprenda anche alcuni interventi sugli impianti o sull'involucro (identificati come interventi trainanti), ottenendo un miglioramento di prestazioni pari ad almeno due classi energetiche, è possibile accedere alle detrazioni fiscali del 110% (Superbonus⁶) anche per la realizzazione di impianti fotovoltaici (e di eventuali sistemi di accumulo con essi integrati), purché l'energia non autoconsumata o condivisa sia ceduta al GSE. L'accesso alla detrazione del 50% del costo di installazione in dieci anni è sempre e totalmente compatibile con gli incentivi previsti per le Comunità Energetiche e per gli schemi di Autoconsumo Collettivo. Il Superbonus non è invece cumulabile con l'incentivazione del Decreto Ministeriale, ma vi è comunque la possibilità di accedere al contributo per la valorizzazione dell'energia condivisa previsto da ARERA⁷. Va ricordato, in conclusione, che occorre detrarre i corrispettivi, a copertura dei costi amministrativi del GSE, dal beneficio economico complessivo (CAC + incentivo MiSE) attribuito allo schema. È comunque opportuno evidenziare che il modello di regolazione ed il sistema di incentivazione sono strettamente collegati al carattere sperimentale (e alle relative limitazioni) della Legge 8/2020; di conseguenza potrebbero essere modificati con il recepimento complessivo della Direttiva REDII, previsto entro il 30 giugno 2021.

3.2 La configurazione d'autoconsumo collettivo prevista dalla Delibera 318/2020

Ai fini della sperimentazione del quadro legislativo stabilito dalla Legge 8/2020, la delibera 318/2020 individua nella configurazione virtuale la soluzione più semplice per l'implementazione degli schemi d'autoconsumo collettivo. Questa configurazione, detta anche "commerciale" o "su perimetro esteso", prevede l'utilizzo della rete pubblica per lo scambio di energia tra unità di generazione e di consumo (Figura 3.2).

Nella configurazione d'autoconsumo virtuale, ogni utente è connesso alla rete pubblica tramite un POD dedicato ed è libero di scegliere il proprio fornitore di energia e di recedere, in ogni momento, dallo schema d'autoconsumo. Continuano a sussistere scambi fisici di energia su porzioni della rete pubblica più o meno estese, che possono ridursi alla sola sbarra BT del condominio qualora i misuratori dell'energia elettrica siano centralizzati in un locale dedicato. Come già evidenziato, la regolazione vigente premia la capacità dei partecipanti allo schema di autoconsumare e di condividere l'energia. Pertanto, qualunque tecnologia, a supporto dell'incremento dell'autoconsumo condominiale e della

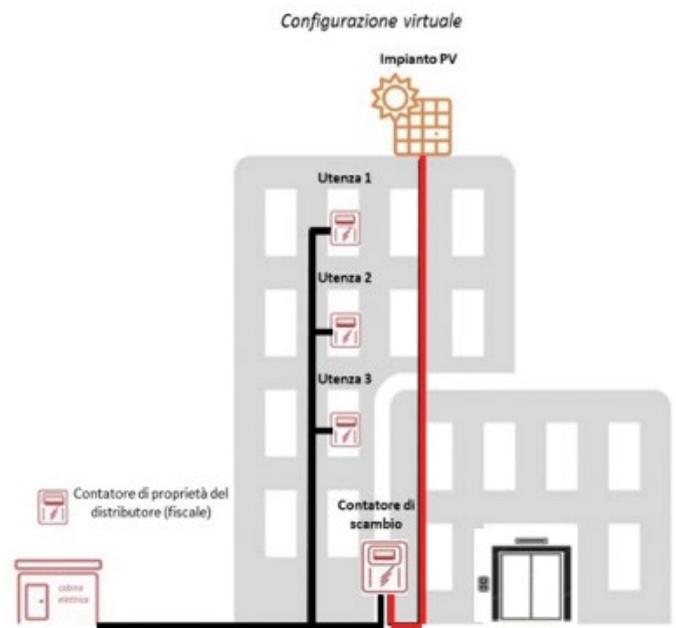


Figura 3.2 - Schema di autoconsumo "virtuale" con connessione tra utenze ed impianto di produzione mediante rete pubblica.

condivisione dell'energia, può fornire un valido contributo ai benefici dello schema d'autoconsumo collettivo. La Figura 3.3 mostra un esempio di configurazione d'autoconsumo collettivo in cui è presente un SdA a supporto della massimizzazione della quota d'autoconsumo fisico (utenze comuni del condominio) e di condivisione dell'energia (utenze domestiche).

Questo schema d'autoconsumo prevede la presenza di un si-

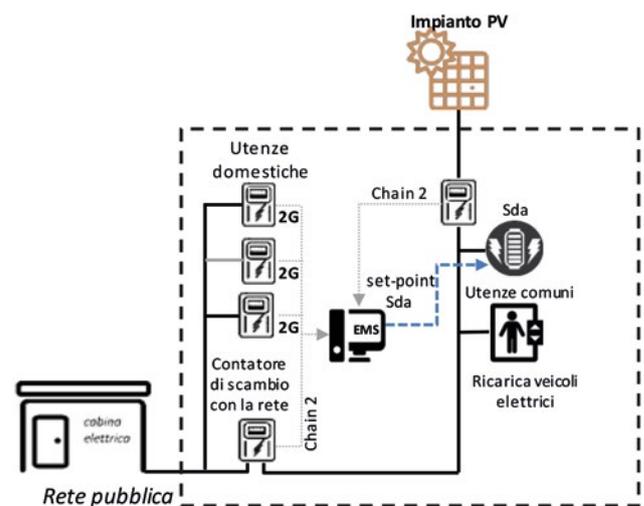


Figura 3.3 - Gestione ottimizzata di un SdA e della ricarica del veicolo elettrico per l'incremento dell'autoconsumo condominiale.

⁶ <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/superbonus-110%25>

⁷ Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'articolo 3, comma 3, del DM MISE e alla Guida predisposta dall'Agenzia delle Entrate https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/documents/20143/233439/Guida_Superbonus110_.pdf/49b34dd3-429e-6891-4af4-c0f0b9f2be69

stema di gestione energetica (Energy Management System - EMS) che ha il compito di elaborare i segnali di controllo (carica e scarica) da inviare in tempo reale al SdA sulla base della produzione FV e delle misure di consumo delle utenze. Per queste ultime⁸, nonché per il POD del condominio, si ipotizza di utilizzare i dati real time provenienti dalla "chain 2" dei contatori elettronici 2G⁹, senza necessità di installare misuratori aggiuntivi. In sintesi, l'EMS provvede ad inviare il segnale di ricarica al SdA in presenza di un'eccedenza di produzione dell'impianto FV rispetto al carico. Viceversa, la scarica del SdA può essere attivata nei periodi in cui la produzione FV è insufficiente ad alimentare i carichi, ed è finalizzata ad incrementare la quota di autoconsumo fisico (ascensore, luci, riscaldamento centralizzato e altri servizi comuni) e condiviso (utenze domestiche).

Si ricorda che l'articolo 21 della Direttiva 2018/2001 autorizza gli autoconsumatori di energia rinnovabile e/o i soggetti terzi ad installare e gestire SdA dell'energia elettrica abbinati ad impianti di produzione di energia rinnovabile a fini di autoconsumo, senza che l'energia immagazzinata sia soggetta al pagamento di un duplice onere. Al pari della Direttiva REDII, anche l'art 42-bis del Decreto Legge 162/19 (ora Legge 8/2020) prevede che l'energia, condivisa per l'autoconsumo istantaneo, possa provenire anche da SdA, e in tal caso la tariffa incentivante stabilita dal MiSE è volta a premiare implicitamente anche l'utilizzo dei sistemi d'accumulo, in quanto funzionale ad incrementare l'autoconsumo istantaneo. Al fine di regolare i corrispettivi tariffari da attribuire all'energia elettrica prelevata da rete, e successivamente immessa da un SdA, la delibera ARERA 318/2020 rimanda alla consultazione della delibera ARERA 547/2014/R/eel [8] e al DCO ARERA 345/2019/R/eel [9]. Secondo quanto riportato dalla delibera ARERA 547/2014/R/eel, l'energia elettrica prelevata attraverso un punto di connessione su cui insistono, sia sistemi di accumulo sia altre unità di consumo, deve essere soggetta al pagamento di tutte le componenti tariffarie previste per le unità di consumo. Allo stato attuale risulta pertanto che:

- al pari dell'autoconsumo fisico, anche l'energia proveniente dall'impianto di generazione e utilizzata per la ricarica del SdA è esente dall'applicazione dei corrispettivi tariffari variabili della bolletta d'utenza;

- l'energia prelevata da rete pubblica ed utilizzata ai fini della ricarica del SdA è soggetta all'applicazione dei corrispettivi della bolletta d'utenza.

Tuttavia nel documento di consultazione ARERA 345/2019/R/eel, l'Autorità chiarisce che l'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ad alimentare un SdA ai fini della sua successiva re-immissione in rete, dovrebbe essere valorizzata a prezzo zonale e non dovrebbe essere soggetta alle componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione, alle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, ai corrispettivi per i prelievi di energia reattiva, nonché ai corrispettivi di dispacciamento. Alla luce di queste considerazioni, ed in attesa che l'intenzione dell'Autorità espressa nel DCO 345/2019/R/eel sia confermata, il sistema di gestione energetico rappresentato in Figura 3.3 dovrà essere gestito per prediligere la ricarica solo in presenza di produzione dell'impianto. La scarica invece, non presentando alcuna particolare criticità, può essere gestita in un'ottica di incremento contemporaneo dell'autoconsumo fisico e della condivisione energetica.

Nel successivo paragrafo sono presentate delle simulazioni sull'opportunità di installare un SdA in un'ottica di gestione ottimizzata dei consumi d'utenza finalizzata all'incremento della quota d'autoconsumo condominiale e dell'energia condivisa tra i partecipanti dello schema.

3.3 Scelta della taglia del sistema di accumulo elettrico

La scelta della taglia ottima di un impianto FV e del SdA ad esso abbinato è funzione dei prelievi elettrici complessivi del condominio (utenze comuni e domestiche) ed è condizionata dalla superficie utile di tetto disponibile. In questo studio si è fatto riferimento a un condominio di piccole dimensioni¹⁰ collocato nel centro Italia (zona Climatica D) e con i seguenti prelievi da rete annui:

- prelievi per l'alimentazione dei servizi comuni (ascensori, illuminazione e altri servizi): 11.000 kWh/anno;
- prelievo per ciascuna unità immobiliare¹¹: 2200 kWh/anno.

⁸ La norma CEI TS 13-82 "Sistemi di misura dell'energia elettrica - Comunicazione con i dispositivi utente - Parte 1: Casi d'uso", riporta i requisiti funzionali da rispettare per permettere lo scambio informativo tra la chain 2 del contatore 2G e il dispositivo d'utente. Tra i requisiti funzionali richiesti è previsto che il dispositivo utente sia abilitato a ricevere dal contatore 2G: 1) messaggi inviati ogni quarto d'ora contenenti campioni della curva di carico di energia attiva; 2) messaggi inviati su evento di attraversamento di soglie di potenza istantanea (attualmente impostate per scaglioni di 300 W per utenze con potenza contrattualmente impegnata di 3 kW); 3) messaggi inviati su evento di superamento della potenza disponibile o al raggiungimento di una soglia di consumo programmata.

⁹ Delibera ARERA 87/2016 - Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico.

¹⁰ Dall'ultimo censimento ISTAT, questa tipologia di condominio risulta essere, per numerosità, la più rappresentativa tra le configurazioni del centro Italia.

¹¹ coerenti con il consumo medio annuo delle famiglie italiane riportato nell'ultima relazione annuale dell'Autorità (ARERA [11]).

Per la scelta della taglia di impianto FV, si è fatto riferimento ad un'installazione su lastrico solare, con impianto di generazione opportunamente orientato per massimizzare il rendimento dell'impianto. In analogia con la scelta della configurazione condominiale, anche il valore relativo alla superficie utile disponibile, stimata in questo caso in 250 m², è stato ricavato a partire dai dati statistici (ISTAT [10]). Considerando che per un'installazione su un lastrico solare sono necessari circa 12 m² di superficie¹² per ogni kWp installato, e facendo riferimento ai prelievi annui complessivi del condominio, la taglia massima dell'impianto FV scelta è pari a 20 kWp. A partire da questo valore di potenza FV installata, e con l'obiettivo di massimizzare il valore di energia autoconsumata e condivisa nello schema d'autoconsumo, è stata svolta un'analisi sul picco di immissione in rete dell'impianto e la sua durata nel tempo, finalizzata alla scelta della taglia ottima di SdA da abbinare all'impianto FV. A tale scopo sono state utilizzate le misure quortorarie dell'impianto di produzione¹³ e delle utenze comuni e domestiche del condominio. Il condominio analizzato presenta un picco di prelievo annuo complessivo (utenze domestiche e comuni), di circa 10 kW e un picco di potenza immessa di circa 16 kW, come riportato in Figura 3.4.

Fissando a 15 kW la potenza del SdA (taglia commerciale), sono selezionate quattro differenti capacità (15, 30, 45 e 60 kWh) del pacco batteria, al fine di valutare come migliora il valore d'autoconsumo fisico e condiviso al variare delle taglie d'accumulo. La Tabella 3.1 riporta le caratteristiche tecniche dei SdA utilizzate nell'ambito dell'analisi. Per tutti i casi si è fatto riferimento a batterie a ioni di litio, con un

rendimento di round-trip di 0,85, che si riduce a 0,8 a fine vita, una profondità di scarica (DoD) di 0,85, una vita utile di almeno 10000 cicli.

Potenza[kW]	Capacità [kWh]
15	15
15	30
15	45
15	60

Tabella 3.1 - Specifiche tecniche dei SdA utilizzati nell'analisi.

In questo studio si è scelto di utilizzare la tecnologia ioni di litio che presenta nella propria vita un numero di cicli di carica/scarica elevato, tale da ritenere sufficiente l'acquisto di un solo SdA nell'arco temporale in cui ci si attende il ritorno dell'investimento. Nel prossimo paragrafo sono stimati i benefici economici e i tempi di ritorno dell'investimento per le quattro differenti taglie di accumulo considerate.

4.4 Stima dei benefici economici per lo schema di autoconsumo virtuale con e senza sistema di accumulo

Nei successivi sotto-paragrafi sono mostrati i benefici economici e i tempi di ritorno dell'investimento nel caso di acquisto del solo impianto FV e nell'ipotesi di utilizzare un SdA (con diverse taglie) abbinato all'impianto FV.

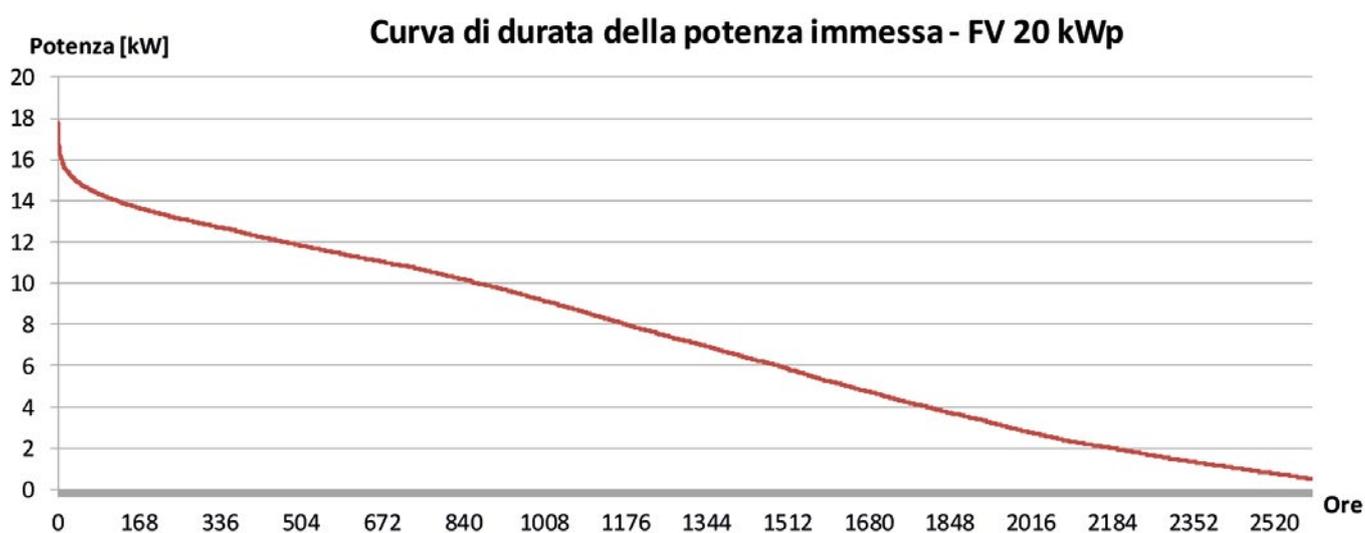


Figura 3.4 - Curva di durata della potenza immessa in rete dall'impianto di generazione.

¹² Per un'installazione di un impianto FV su tetto a falda sono necessari 6 m²/kWp - fonte statistiche GSE.

¹³ La serie storica delle misure di produzione considerate fa riferimento a un impianto che presenta 1300 ore equivalenti di produzione annuali.

3.4.1 Analisi economica di un impianto FV senza accumulo

L'analisi economica di seguito riportata fa riferimento alla metodologia di calcolo dell'energia condivisa e dei corrispettivi economici ad essa connessi, riportata nella delibera ARERA 318/2020. La Tabella 3.2 mostra i bilanci energetici della configurazione condominiale analizzata.

Grandezze energetiche condominiali [kWh/anno]	
Produzione	26365
Prelievi servizi comuni (ascensori, illuminazione etc.)	11000
Prelievi complessivi utenze domestiche	17600
Autoconsumo	1792
Energia condivisa ¹⁴	6354
Energia immessa	24573

Tabella 3.2 - Bilanci energetici della configurazione di piccolo condominio.

Questa configurazione condominiale presenta un autoconsumo fisico pari al 7% della produzione dell'impianto ed un'energia condivisa tra i partecipanti pari al 27% delle immissioni fisiche dell'impianto. In Tabella 3.3 sono riassunti i benefici economici derivanti dalla valorizzazione dell'energia autoconsumata dalle utenze comuni e condivisa dai partecipanti allo schema.

Grandezze economiche [Euro/anno]	
Risparmio autoconsumo ⁽¹⁾	300
Incentivo (MISE) ⁽²⁾	635
Restituzione oneri (ARERA) ⁽³⁾	58
Vendita energia a prezzo di mercato ⁽⁴⁾	1187
Totale Risparmio [€/anno]	2180
⁽¹⁾ Valutato con corrispettivi tariffari 2019 del servizio di maggior tutela per utenze non residenziali con potenza contrattuale >16,5 kW. È incluso il risparmio delle accise sui prelievi delle utenze comuni e il 22% dell'IVA sull'energia autoconsumata. ⁽²⁾ Valutato con corrispettivo MiSE 100 Euro/MWh ⁽³⁾ Valutato con formula CAC Allegato A delibera 318/2020 ⁽⁴⁾ Vendita energia valutata con PUN.	

Tabella 3.3 - Simulazione economica di un condominio in autoconsumo collettivo secondo la regolazione vigente.



I tempi di ritorno dell'investimento sono stati valutati nell'ipotesi di installazione di un solo impianto FV e inverter, che opereranno per tutto il periodo dell'investimento (20 anni) durante il quale si assume un fattore di decadimento delle prestazioni dei moduli pari all'1% annuo. A tal proposito, la soluzione tecnologica considerata in questo studio è costituita da un inverter di tipo ibrido a cui è connesso l'impianto FV e può essere collegato anche un sistema di accumulo. Seppur questa scelta presenti un costo dell'inverter leggermente superiore rispetto ad una classica soluzione per FV, tuttavia consente di implementare in un secondo tempo una soluzione d'accumulo, per di più scalabile. Questa tecnologia permette infatti di predisporre l'impianto a successive espansioni della capacità della batteria (fino al limite di progetto stabilito in fase di dimensionamento) qualora se ne ravvisi la convenienza. Le valutazioni d'investimento economico riportate sono state svolte nell'ipotesi di considerare quattro differenti costi di investimento iniziali (da 900 a 1200 euro/kWp) e tre differenti costi operativi (da 20 a 60 euro/kW/anno). L'investimento è stato valutato, inoltre, con la possibilità o meno di accedere al meccanismo incentivante delle detrazioni fiscali del 50% in 10 anni. Si ricorda che lo scenario senza detrazioni fiscali è rappresentativo di un investimento affrontato da un soggetto terzo che non ha accesso a incentivi fiscali. La Figura 3.5 e Figura 3.7 riportano l'andamento dei flussi di cassa economici al variare dei costi d'investimento iniziali, di manutenzione ed in presenza o meno degli incentivi fiscali.

¹⁴ Valutata sull'energia effettivamente immessa in rete come previsto dalla Delibera ARERA 318/2020

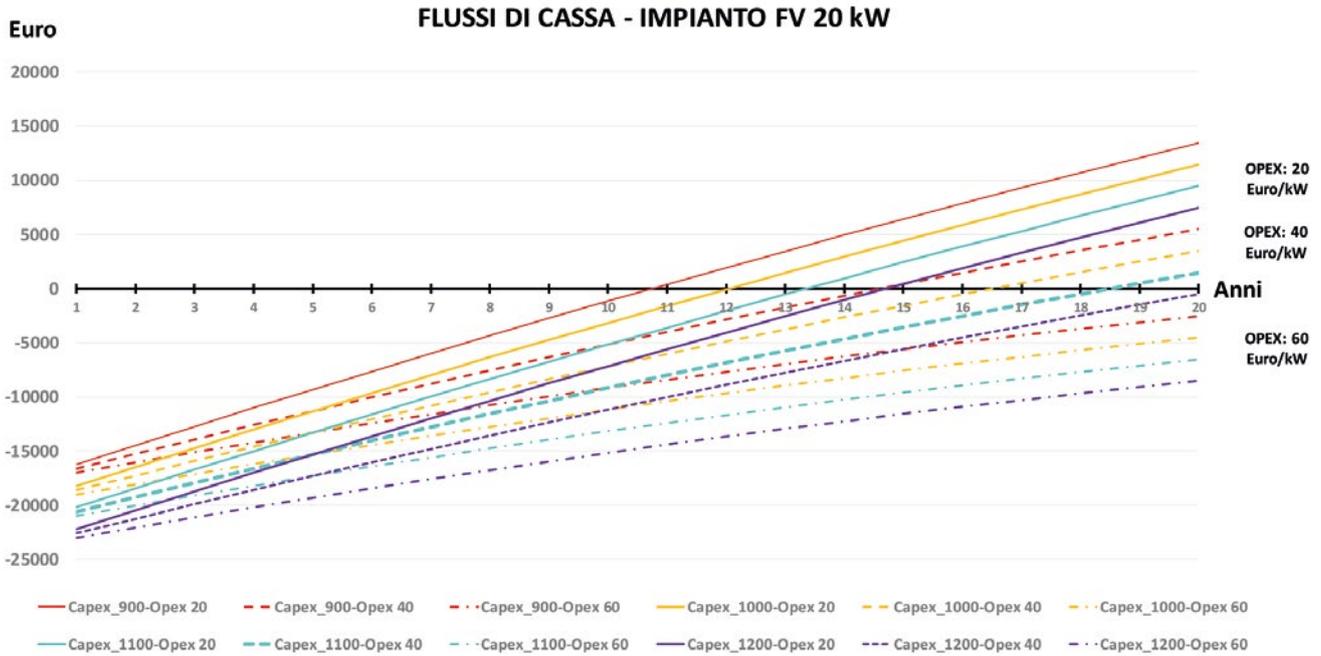


Figura 3.5 - Flussi di cassa per l'acquisto di un impianto FV – scenario senza detrazioni fiscali.

In assenza di detrazioni fiscali (Figura 3.5) e al variare dei CAPEX considerati, i flussi di cassa presentano un andamento che è funzione dei costi operativi e di manutenzione dell'impianto. La Figura 3.6 riassume i PBT nello scenario senza detrazioni fiscali. In questa figura caso non sono riportati i PBT relativi agli OPEX pari a 60 euro/kW/anno, perché superiori all'orizzonte temporale considerato per l'investimento (20 anni).

Come mostrato in Figura 3.6 i tempi di ritorno superano tutti la soglia dei 10 anni, considerata come valore di riferimento tollerabile per l'investimento da parte di un soggetto terzo che non accede a meccanismi di incentivazione fiscale. La Figura 3.7 descrive l'andamento dei flussi di cassa nel caso di investimento con accesso alle detrazioni fiscali, possibilità attualmente consentita solo alle persone fisiche.

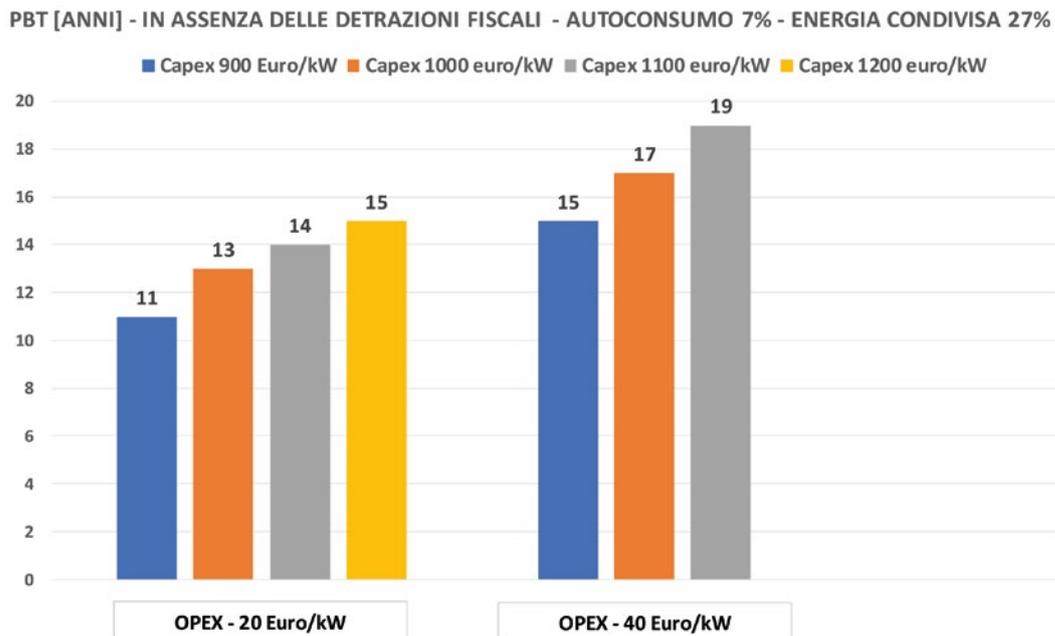


Figura 3.6 - Tempi di ritorno dell'investimento per l'acquisto dell'impianto FV – scenario senza detrazioni fiscali

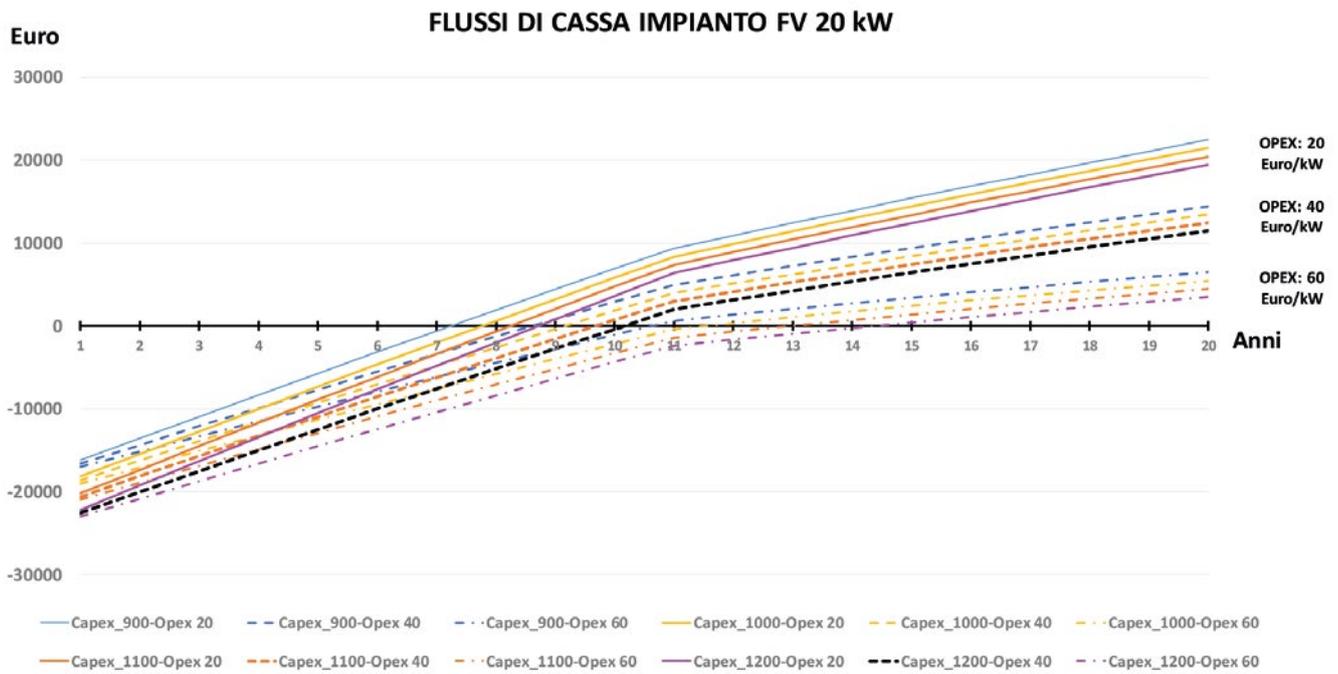


Figura 3.7 - Flussi di cassa per l'acquisto di un impianto FV – scenario con detrazioni fiscali

Rispetto al precedente caso, l'applicazione delle detrazioni fiscali del 50% in 10 anni introduce ovviamente un effetto favorevole sui tempi di ritorno dell'investimento. Fino alla durata delle detrazioni fiscali (10 anni), i flussi di cassa aumentano linearmente permettendo di abbattere buona parte dell'investimento iniziale. Al termine delle agevolazioni fiscali, i flussi di cassa subiscono una flessione che dipende

in forte misura dal valore di OPEX considerato. Nello scenario economico di Figura 3.7, la soglia limite di convenienza ad investire (fissata in 10 anni) è ottenuta con OPEX al massimo uguali a 40 euro/kW all'anno e CAPEX al massimo pari a 1000 euro/kWp. In Figura 3.8 sono riportati i PBT per questo scenario economico analizzato.

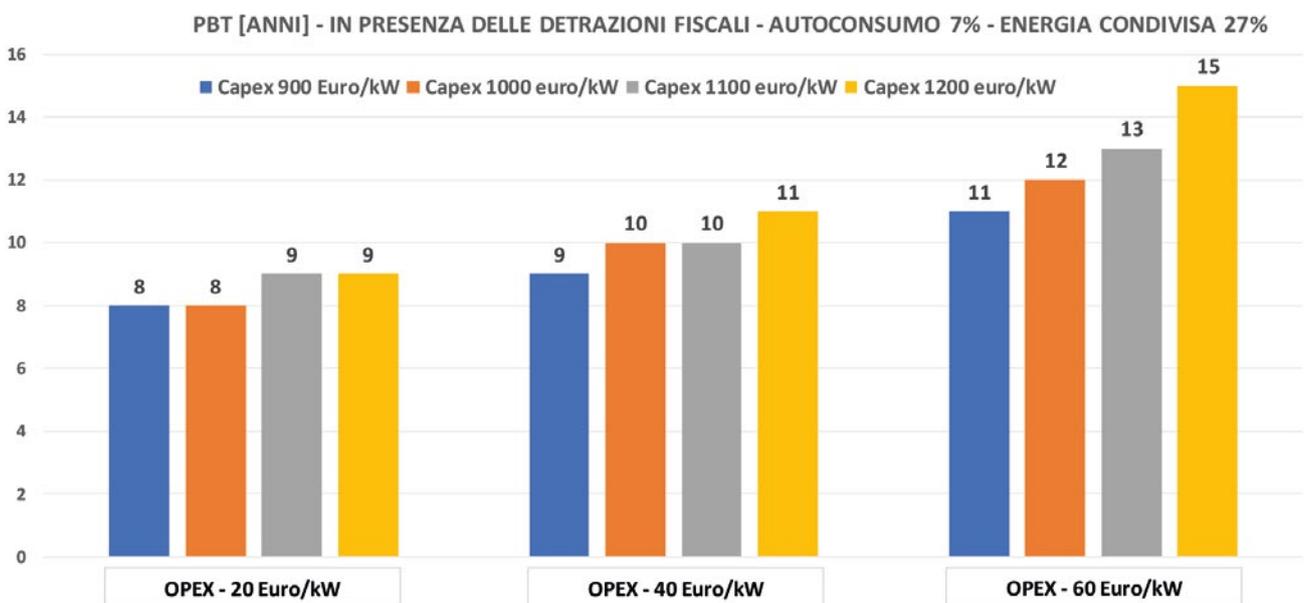


Figura 3.8 - Tempi di ritorno dell'investimento per l'acquisto dell'impianto FV – scenario con detrazioni fiscali

Rispetto allo scenario senza detrazioni fiscali, che fissa a 900 euro/kWp il valore di CAPEX e a 20 euro/kW l'anno il valore di OPEX accettabile per l'acquisto e gestione dell'impianto FV, in presenza di detrazioni fiscali questi valori limite possono crescere, rispettivamente, a CAPEX 1100 euro/kW e OPEX 40 euro/kW anno.

3.4.2 Analisi economica di un impianto FV con sistema di accumulo

In questo paragrafo sono presentate le analisi energetiche ed economiche sulle quattro possibili taglie di accumulo abbinata all'impianto FV. Le analisi sono state svolte per differenti costi di investimento delle tecnologie installate (accumulo e FV) e per tre differenti costi operativi, secondo lo schema di seguito riportato:

- 1) impianto FV: CAPEX_{FV} variabile tra 900 e 1200 euro/kW;
- 2) sistema di accumulo: CAPEX_{SdA} variabile tra 500 e 1000 euro/kWh;

- 3) costi operativi e di manutenzione annuali: OPEX_{FV+SdA} variabili tra 20 e 60 euro/kW

Per questa analisi economica si è inoltre considerato:

- 4) l'acquisto di un solo impianto FV per tutta la durata dell'investimento;
- 5) un fattore di decadimento annuale delle prestazioni dell'impianto FV pari all'1%;
- 6) l'acquisto di un solo SdA con tecnologia a ioni di litio per tutta la durata dell'investimento;
- 7) capacità del SdA a fine vita ridotta del 20% rispetto alla capacità iniziale;
- 8) un solo ciclo di carica/scarica giornaliero

La Tabella 3.4 riassume le grandezze energetiche valutate al variare delle differenti taglie di accumulo e i benefici economici connessi.

Nei successivi sotto-paragrafi sono riportati i tempi di ritorno dell'investimento per le quattro differenti taglie di accumulo considerate.

Grandezze energetiche condominiali [kWh/anno]	No SdA	15 kWh	30 kWh	45 kWh	60 kWh
Produzione	26365				
Autoconsumo	1792	3592	5430	6902	7560
Energia condivisa	6354	6791	7933	9028	9656
Energia immessa	24573	22481	20166	18163	17774
Grandezze economiche [€/anno]					
Risparmio autoconsumo ⁽¹⁾	300	599	905	1151	1260
Incentivo (MISE) ⁽²⁾	635	679	793	903	957
Restituzione oneri (ARERA) ⁽³⁾	58	62	73	83	89
Vendita energia a prezzo di mercato ⁽⁴⁾	1187	1095	986	882	859
Totale Risparmio [€/anno]	2180	2435	2757	3019	3165
⁽¹⁾ Valutato con corrispettivi tariffari 2019 del servizio di maggior tutela per utenze non residenziali con potenza contrattuale >16,5 kW. È incluso il risparmio delle accise sui prelievi delle utenze comuni e il 22% dell'IVA sull'energia autoconsumata. ⁽²⁾ Valutato con corrispettivo MISE di 100 Euro/MWh ⁽³⁾ Calcolato con formula CAC Allegato A delibera 318/2020 ⁽⁴⁾ Valutata con PUN.					

Tabella 3.4 - Bilanci energetici e grandezze economiche relative alla configurazione di piccolo condominio con SdA

3.4.3 Tempi di ritorno dell'investimento al variare della taglia del SdA

Fissando a 10 anni il limite temporale oltre il quale investire in un SdA, non è più vantaggioso, come appare evidente dai risultati riportati nelle successive tabelle, che il PBT dipenda fortemente dai costi operativi e dalla possibilità di accedere o meno al meccanismo delle detrazioni fiscali. La Tabella 3.5 riporta l'investimento per l'acquisto di un SdA da 15 kWh a partire da costi di investimento dell'impianto FV pari a 900 euro/kWp.

PBT – CONFIGURAZIONE FV 20 kWp – SdA 15 kWh						
	CON DETRAZIONI FISCALI 50%			SENZA DETRAZIONI FISCALI 50%		
CAPEX FV: 900 euro/kWp	OPEX ANNO			OPEX ANNO		
CAPEX SdA	20 Euro/kW	40 Euro/kW	60 Euro/kW	20 Euro/kW	40 Euro/kW	60 Euro/kW
500 euro/kWh	9	10	12	14	18	>20
600 euro/kWh	9	10	13	15	20	>20
700 euro/kWh	9	11	14	16	>20	>20
800 euro/kWh	10	11	14	17	>20	>20
900 euro/kWh	10	11	15	18	>20	>20
1000 euro/kWh	10	11	16	19	>20	>20

Tabella 3.5 - PBT per acquisto del SdA 15 kWh con e senza detrazioni fiscali con CAPEX_{FV} pari a 900 euro/kW

In questo caso la convenienza economica ad investire nell'acquisto di un SdA si riscontra solo nell'ipotesi di accesso al regime di detrazione fiscale. Il limite dei costi di investimento e operativi oltre il quale non è conveniente l'investimento sono: CAPEX_{SdA} non superiore a 1000 euro/kWh e Opex annui non superiori a 20 euro/kW. Per costi operativi pari a 40 euro/kW l'anno, i CAPEX non devono essere superiori a 500 euro/kWh. Al crescere dei costi d'investimento relativi all'impianto FV (Tabella 3.6), il limite di spesa per l'acquisto del SdA non può essere superiore a 1000 euro/kWh con costi operativi annuali non superiori a 20 euro/kW (500 euro/kWh per Opex 40 euro/kW/anno).

PBT – CONFIGURAZIONE FV 20 kWp – SdA 15 kWh						
	CON DETRAZIONI FISCALI 50%			SENZA DETRAZIONI FISCALI 50%		
CAPEX FV: 1000 euro/kWp	OPEX ANNO			OPEX ANNO		
CAPEX SdA	20 Euro/kW	40 Euro/kW	60 Euro/kW	20 Euro/kW	40 Euro/kW	60 Euro/kW
500 euro/kWh	9	10	13	15	20	>20
600 euro/kWh	9	11	14	16	>20	>20
700 euro/kWh	10	11	15	17	>20	>20
800 euro/kWh	10	11	16	18	>20	>20
900 euro/kWh	10	12	16	19	>20	>20
1000 euro/kWh	10	12	17	20	>20	>20

Tabella 3.6 - PBT per acquisto del SdA 15 kWh con e senza detrazioni fiscali con CAPEX_{FV} pari a 1000 euro/kW

La Tabella 3.7 e la Tabella 3.8 riportano le analisi d'investimento per CAPEX_{FV} rispettivamente pari a 1100 euro/kW e 1200 euro/kW. Anche in questi casi si ha una convenienza economica a investire nella sola ipotesi di accesso alle detrazioni fiscali del 50% in 10 anni e con costi operativi non superiori a 20 euro/kW.

PBT – CONFIGURAZIONE FV 20 kWp – SdA 15 kWh						
	CON DETRAZIONI FISCALI 50%			SENZA DETRAZIONI FISCALI 50%		
CAPEX FV: 1100 euro/kWp	OPEX ANNO			OPEX ANNO		
CAPEX SdA	20 Euro/kW	40 Euro/kW	60 Euro/kW	20 Euro/kW	40 Euro/kW	60 Euro/kW
500 euro/kWh	10	11	14	16	>20	>20
600 euro/kWh	10	11	15	17	>20	>20
700 euro/kWh	10	11	16	18	>20	>20
800 euro/kWh	10	12	17	19	>20	>20
900 euro/kWh	11	12	18	20	>20	>20
1000 euro/kWh	11	13	18	>20	>20	>20

Tabella 3.7 - PBT per acquisto del SdA 15 kWh con e senza detrazioni fiscali con CAPEX_{FV} pari a 1100 euro/kW

PBT – CONFIGURAZIONE FV 20 kWp – SdA 15 kWh						
	CON DETRAZIONI FISCALI 50%			SENZA DETRAZIONI FISCALI 50%		
CAPEX FV: 1200 euro/kWp	OPEX ANNO			OPEX ANNO		
CAPEX SdA	20 Euro/kW	40 Euro/kW	60 Euro/kW	20 Euro/kW	40 Euro/kW	60 Euro/kW
500 euro/kWh	10	11	15	18	>20	>20
600 euro/kWh	10	11	16	19	>20	>20
700 euro/kWh	10	12	17	19	>20	>20
800 euro/kWh	11	12	18	20	>20	>20
900 euro/kWh	11	13	19	>20	>20	>20
1000 euro/kWh	11	14	20	>20	>20	>20

Tabella 3.8 - PBT per acquisto del SdA 15 kWh con e senza detrazioni fiscali con CAPEX_{FV} pari a 1200 euro/kW

Dai risultati riportati nelle tabelle, appare chiaro che il tempo di ritorno dell'investimento ottimo (9 anni) è ottenuto con valori di CAPEX_{FV} non superiori a 900 euro/kW e con CAPEX_{SdA} non superiori a 600 euro/kWh. In questo scenario gli OPEX_{FV+SdA} non devono essere superiori a 20 euro/kW. La Tabella 3.9 riporta i costi di investimento massimi delle taglie d'accumulo maggiori di 15 kWh per avere tempi di ritorno dell'investimento minori o uguali a 10 anni.

CAPEX _{SdA} MASSIMI PER TEMPI DI RITORNO MINORI O UGUALI A 10 ANNI – SCENARIO CON DETRAZIONI FISCALI									
OPEX [€/kW anno]	CAPEX _{FV} [€/kW]	SdA 15 kWh	PBT	SdA 30 kWh	PBT	SdA 45 kWh	PBT	SdA 60 kWh	PBT
20	900	700	9	500	9	600	10	-	-
	1000	600	9	600	10	500	10	-	-
	1100	800	10	600	10	500	10	-	-
	1200	700	10	500	10	-	-	-	-
40	900	600	10	500	10	-	-	-	-
	1000	500	10	-	-	-	-	-	-
	1100	-	-	-	-	-	-	-	-
	1200	-	-	-	-	-	-	-	-
60	900	-	-	-	-	-	-	-	-
	1000	-	-	-	-	-	-	-	-
	1100	-	-	-	-	-	-	-	-
	1200	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabella 3.9 - PBT e CAPEX_{SdA} massimi per l'acquisto delle taglie d'accumulo superiori a 15 kWh

Si riportano di seguito le soluzioni accettabili di investimento:

- SdA 15 kWh: CAPEX_{FV} fino a 1200 euro/KW – CAPEX_{SdA} 600÷800 euro/kWh – OPEX 20 euro/kW;
- SdA 30 kWh: CAPEX_{FV} fino a 1200 euro/KW – CAPEX_{SdA} 500÷600 euro/kWh – OPEX 20 euro/kW;
- SdA 15 kWh: CAPEX_{FV} fino a 1000 euro/KW – CAPEX_{SdA} 500÷600 euro/kWh – OPEX 40 euro/kW;
- SdA 30 kWh: CAPEX_{FV} 900 euro/KW – CAPEX_{SdA} 500 euro/kWh – OPEX 40 euro/kW

In assenza delle detrazioni fiscali, il limite dei 10 anni non è mai raggiunto.

3.4.4 Caso di applicazione dell'Ecobonus 110%

Come già accennato, il Decreto-Legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito dalla Legge 17 luglio 2020, n. 77 (di seguito anche DL 34/2020), nel caso di riqualificazione complessa di un edificio che comprenda alcuni interventi sugli impianti o sull'involucro (identificati come interventi trainanti), ottenendo un miglioramento di prestazioni pari ad almeno due classi energetiche, è possibile accedere alle detrazioni fiscali del 110% (Superbonus) anche per la realizzazione di impianti fotovoltaici (e di eventuali sistemi di accumulo con essi integrati), purché l'energia, non autoconsumata o condivisa, sia ceduta al GSE. Questo beneficio è cumulabile

con quello previsto dall'attuale normativa sull'autoconsumo collettivo, salvo che non si ha diritto all'incentivo esplicito sull'energia rinnovabile autoconsumata istantaneamente. In questo caso l'acquisto di un impianto FV e di un eventuale accumulo elettrico è definito dalla normativa come intervento "trainato" e ha diritto, anch'esso, alla detrazione fiscale del 110%. I vantaggi ad aderire a questo regime fiscale sono:

- costo di acquisto dell'impianto di generazione e del SdA prossimo a zero per l'utente;
- l'utente consegue comunque buona parte dei benefici dell'autoconsumo:
 - risparmio sulle spese condominiali (autoconsumo fisico) e risparmio d'utenza (autoconsumo virtuale);
 - rimborso di una quota per perdite di rete evitate;
 - vendita dell'energia virtualmente immessa in rete a prezzo di mercato

Questo regime incentivante è certamente vantaggioso per l'opportunità che offre di detrarre totalmente il costo delle tecnologie connesse all'implementazione dello schema d'autoconsumo.

3.5 Conclusioni

In questo studio è stata condotta un'analisi economica sullo *schema di autoconsumo collettivo di impianto FV condominiale* con l'aggiunta o meno di un SdA. L'analisi svolta ha riguardato preliminarmente la valutazione dei benefici derivanti dall'applicazione delle nuove regole di valorizzazione economica dell'autoconsumo stabilite dalla Legge 8/2020. A partire da questi risultati, sono stati valutati i tempi di ritorno dell'investimento per l'acquisto di un impianto FV e di quattro differenti taglie di accumulo ad esso abbinata. I risultati dell'analisi dimostrano che, come atteso, un tempo di ritorno accettabile nelle configurazioni FV+SdA è ottenuto solo nello scenario di detrazione fiscale 50% o superiore (110 %, "Ecobonus") applicata all'impianto FV e al SdA. Si rammenta, infatti, che in questo schema d'autoconsumo esteso i maggiori benefici sono ottenuti non dalla vendita dell'energia virtualmente immessa a prezzo zonale, ma dall'incremento del risparmio da autoconsumo, in questo caso ottenuto grazie all'utilizzo di un SdA. Con le ipotesi di costo adottate nello studio, per SdA di taglia pari a 15 kWh, si ottengono PBT inferiori a 10 anni per valori di $CAPEX_{FV}$ non superiori a 900 euro/kW e con $CAPEX_{SdA}$ non superiori a 700 euro/kWh. In questo caso gli $OPEX_{FV+SdA}$ non devono essere superiori a 20 euro/kW. Per taglie di accumulo superiori a

15 kWh, PBT inferiori a 10 anni si ottengono con maggiore difficoltà.

I PBT valutati possono ulteriormente migliorare se, come delineato nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima – PNIEC [12], il condominio operante secondo lo schema d'autoconsumo collettivo potrà in futuro fornire dei servizi al resto del sistema elettrico. Va sottolineato che la presenza di un SdA, oltre a minimizzare gli impatti sul comfort degli utenti (che non sarebbero costretti a variare le proprie abitudini comportamentali per incrementare il risparmio d'autoconsumo), offre ampi margini di flessibilità per la fornitura di servizi al sistema elettrico, come quelli previsti nell'ambito della delibera 300/17/R/eel (aggregazione della domanda e della generazione/accumulo tramite Unità Virtuali Abilitate) e, in prospettiva, anche a servizi di risoluzione delle congestioni sulle reti di distribuzione¹⁵.

Va infine considerata la situazione creata dalla parziale cumulabilità dei benefici della Legge 8/2020 (autoconsumo collettivo) e della Legge 77/2020 ("Ecobonus") che, ove entrambi siano applicabili ad un determinato edificio, generano una situazione di sicura convenienza all'installazione di un impianto FV integrato con un sistema di accumulo elettrico.



¹⁵ Per approfondimenti fare riferimento al progetto "Aggregazione Sistemi di Accumuli Lombardi [13]"

CAPITOLO 4

AGGREGAZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO RESIDENZIALI PER FORNIRE SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

In un contesto energetico in cui la percentuale dell'energia prodotta da risorse distribuite sta aumentando sempre di più, verso il raggiungimento degli obiettivi imposti dalla recente direttiva europea RES II¹⁶ e dalla conseguente "proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima"¹⁷, il numero di SdA per applicazioni stazionarie è in continua crescita. In particolare, una cospicua percentuale dei SdA installati è composta da SdA residenziali o commerciali di piccola taglia. Si stima¹⁸ che i SdA di piccola taglia abbiano raggiunto in Italia una potenza cumulativa di circa 100 MW.

L'Osservatorio di Anie Rinnovabili, basato su dati Gaudì, ha infatti dichiarato¹⁹ che a settembre 2019 risultavano attivi a livello nazionale 22.774 SdA per una potenza cumulata di 102,6 MW e una capacità massima utilizzata di 221,6 MWh. La quasi totalità delle installazioni ha una capacità inferiore ai 20 kWh, in abbinamento a impianti fotovoltaici di taglia residenziale.

Studi preliminari²⁰ effettuati da Anie e RSE su aggregati di SdA residenziali avevano già mostrato il potenziale guadagno derivante da una partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). In particolar modo si evidenziava come un insieme di piccoli SdA (dimensionati per effettuare autoconsumo) possa presentare dei margini di capacità per poter partecipare al MSD, garantendo comunque la funzione di autoconsumo svolta da ogni SdA.

Se tale studio, fino a poco tempo fa, non aveva valenza per il contesto regolatorio italiano, con la delibera 300/2017²¹ ARERA ha aperto, a titolo sperimentale, il MSD anche a soggetti nuovi: i consumatori di energia e i piccoli produttori, inclusi quelli dotati di SdA. Questi soggetti, data la piccola taglia, possono partecipare a MSD solo se aggregati in modo da formare una sorta di impianto virtuale, di taglia minima 1MW. Per questo motivo la delibera introduce anche la figura del Balance Service Provider (BSP), o aggregatore, che ha il compito di aggregare le varie risorse e di interfacciarle a MSD come un'unica unità equivalente.

Il seguente studio riporta un'analisi più approfondita che fa seguito a quella precedentemente effettuata nel Libro

Bianco 2.0. In particolare, il caso studio considerato riguarda un aggregato di utenze residenziali con SdA e impianto FV. Per rendere più realistico lo studio, sono stati utilizzati i dati tecnici dei SdA e degli impianti fotovoltaici degli utenti che hanno aderito al bando accumuli emanato dalla Regione Lombardia nell'anno 2017.

L'analisi è stata eseguita con le ipotesi sotto descritte, con l'obiettivo di individuare una potenziale strategia di offerta, valutare la flessibilità di un aggregato e il potenziale ricavo derivante dalla partecipazione al MSD.

La flessibilità dell'aggregato, in termini di potenza ed energia disponibile, è stata valutata in due casi:

- nel Paragrafo 4.2, ogni SdA lavora per massimizzare l'autoconsumo dell'utente. Contemporaneamente l'aggregato offre servizi alla rete ma si ipotizza che l'operatore di rete non attivi questa risorsa. In questo primo caso la flessibilità valutata equivale al potenziale massimo teorico dell'aggregato.
- nel Paragrafo 4.3 si descrive la strategia di offerta sul MSD dell'aggregato e nel Paragrafo 4.4 si assume che l'operatore di rete accetti le offerte presentate su MSD e trasmetta ordini all'aggregatore, e in particolare che l'aggregato partecipi al servizio di bilanciamento. Siccome i SdA, oltre ad effettuare autoconsumo, svolgono un ulteriore servizio, in questo caso la flessibilità residua sarà in generale inferiore al caso precedente.

I risultati di seguito riportati sono ovviamente relativi al caso studio considerato, alla strategia di offerta utilizzata e alle ipotesi effettuate, ma si possono considerare rappresentativi dei potenziali benefici di questo modello di business, che può essere facilmente replicabile in altre zone d'Italia, considerando anche altri tipi di risorse distribuite (per esempio i veicoli elettrici, come meglio descritto nel Capitolo 5-V2G) e con aggregati più o meno numerosi.

¹⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

¹⁷ Proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima:

https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Proposta_di_Piano_Nazionale_Integrato_per_Energia_e_il_Clima_Italiano.pdf

¹⁸ <http://www.afs.enea.it/lampasi/workshopsupercapacitors/ws2018/cavallaro.pdf>

¹⁹ <https://anierinnovabili.anie.it/>

²⁰ Libro Bianco 2.0 "I sistemi di accumulo elettrochimico: prospettive e opportunità": <https://anienergia.anie.it/libro-bianco-2-0-i-sistemi-di-accumulo-elettrochimico-prospettive-e-opportunita/?contesto-articolo=/pubblicazioni-e-documenti/pubblicazioni/#.YAWM5uhKhPZ>

²¹ <https://www.arera.it/it/docs/17/300-17.htm>

4.1 Caratteristiche degli utenti considerati nello studio

L'analisi effettuata considera un aggregato di utenti residenziali, ciascuno in possesso di un impianto FV e un SdA. In particolare, si è considerato un aggregato di 1.245 utenti con le caratteristiche descritte nei seguenti sottoparagrafi.

4.1.1 Carico

Sono stati simulati i profili di consumo al quarto d'ora degli utenti considerati nell'aggregato. Per generare questi profili di carico si sono considerate le caratteristiche statistiche di

Milano. Siccome le zone definite da TERNA, entro cui è possibile aggregare varie risorse, sono piuttosto "piccole", si è assunto per ipotesi che il profilo di produzione (in "per unit" rispetto alla potenza nominale di ogni impianto) sia identico per tutti gli utenti dell'aggregato. Per semplicità di esposizione, nella Figura 4.3 a sinistra è stato considerato il profilo in per unit di un giorno pienamente soleggiato estivo, che impegna le batterie nella funzione di autoconsumo. La potenza nominale di ogni impianto dell'aggregato è riportata in Figura 4.3 a destra. Il profilo di produzione di ogni utente sarà semplicemente dato dal prodotto della curva di produzione in per unit per la potenza nominale dell'impianto.

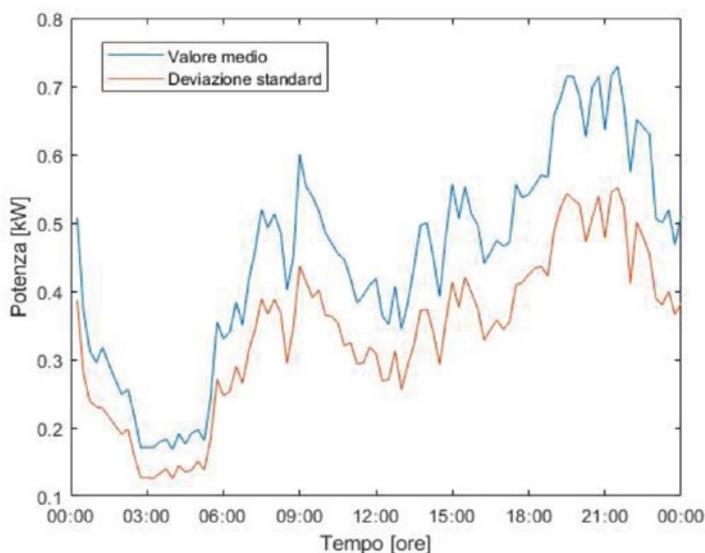


Figura 4.1 - Valore medio e deviazione standard del consumo della popolazione simulata durante ogni quarto d'ora di una giornata feriale estiva

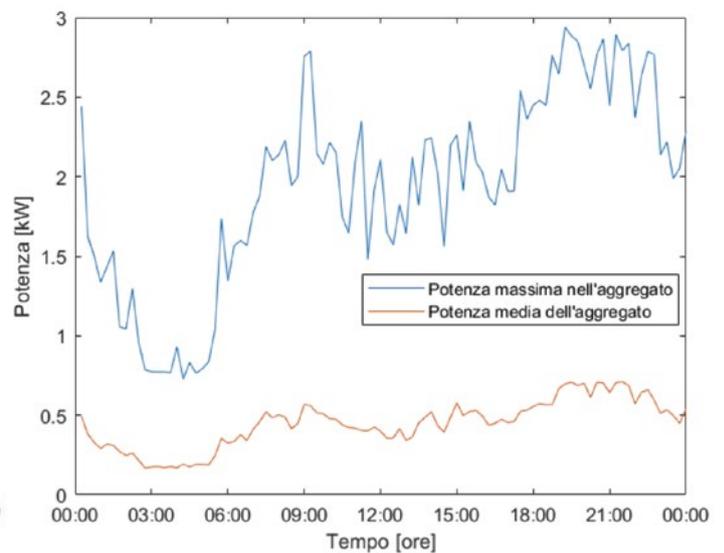


Figura 4.2 - Profilo di carico di ogni utente dell'aggregato

altri 400 utenti residenziali che sono stati monitorati per un anno. I profili di carico generati hanno le medesime caratteristiche statistiche (valore medio e deviazione standard - Figura 4.1) del profilo di consumo del campione di 400 utenti.

Gli utenti presenti nell'aggregato hanno una potenza contrattuale compresa tra 3 e 6 kW. Nell'analisi effettuata si è considerato un giorno feriale estivo. Il profilo di carico di ogni utente dell'aggregato simulato assume quarto d'ora per quarto d'ora un valore compreso tra zero e il valore massimo (linea blu) riportato in Figura 4.2. Il valore medio di potenza dell'intero aggregato è dato dalla linea rossa in Figura 4.2.

4.1.2 Generazione

Il profilo di produzione di ogni utente è stato ricavato dalle misure degli impianti FV presenti presso i laboratori di RSE a



L'analisi successivamente descritta è stata fatta però considerando un intero anno in cui sono presenti vari profili di produzione FV.

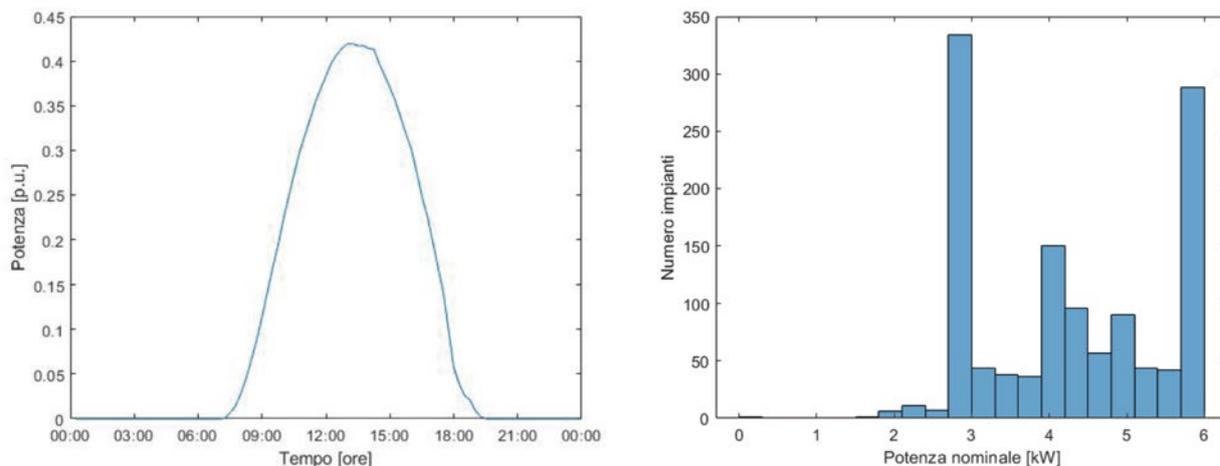


Figura 4.3 - Profilo di produzione in per unit degli impianti FV (figura a sinistra) e potenza nominale degli impianti considerati nell'aggregato (figura a destra)

4.1.3 Sistemi di accumulo

I valori delle energie nominali di ogni impianto considerato nell'aggregato corrispondono alle taglie dei reali SdA installati presso le utenze finanziate nel contesto del bando della Regione Lombardia. Tali taglie sono dunque dimensionate sulla base dell'impianto FV associato. La Figura 4.4 rappresenta le dimensioni dei SdA considerati.

Siccome nei dati degli utenti non è presente il valore di potenza di ogni SdA, è stato necessario effettuare un'ipotesi sul rate di scarica dei SdA. A tal fine, considerando i dispositivi disponibili sul mercato, è stato ipotizzato un rapporto energia/potenza pari a tre, cioè con un rate di scarica e carica pari a C/3. Questa ipotesi permette di considerare la quasi totalità dei dispositivi presenti in commercio e, allo stesso tempo, porsi nel caso peggiore possibile perché, essendo il rate di scarica più basso, implica una potenza nominale più bassa.

La potenza teorica complessiva dell'aggregato (somma delle potenze nominali dei SdA) è quindi di 3 MW e la capacità teorica di accumulo, per le ipotesi assunte, è di 9 MWh.

Dal momento che gli utenti considerati sono di tipo residenziale, il funzionamento tipico dei SdA sarà tale da favorire l'autoconsumo. Tale funzione tende a massimizzare la percentuale dell'energia consumata dal carico che è stata prodotta dall'impianto FV. Per far ciò il SdA di ogni utente assorbirà l'energia prodotta dall'impianto FV quando la sua potenza eccede quella del carico e, viceversa, erogherà energia verso il carico quando la potenza dell'impianto FV non è sufficiente a soddisfare la richiesta di carico.

Siccome ogni utente ha un profilo di carico differente, ogni SdA avrà un profilo di carica-scarica diverso e in base alla taglia potrà raggiungere o meno i suoi limiti operativi (corrispondente a un valore di energia in per unit pari a zero o uno). Come infatti si può notare dalla Figura 4.5 che mostra il valore minimo, mas-

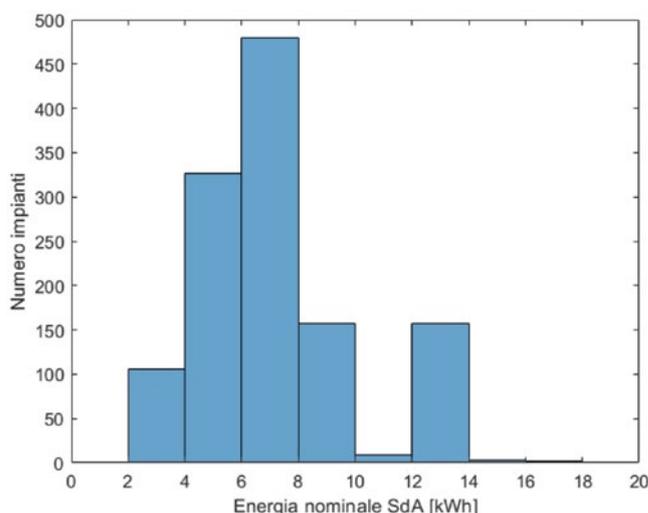


Figura 4.4 - Energia nominale dei SdA installati presso ogni utente nell'aggregato

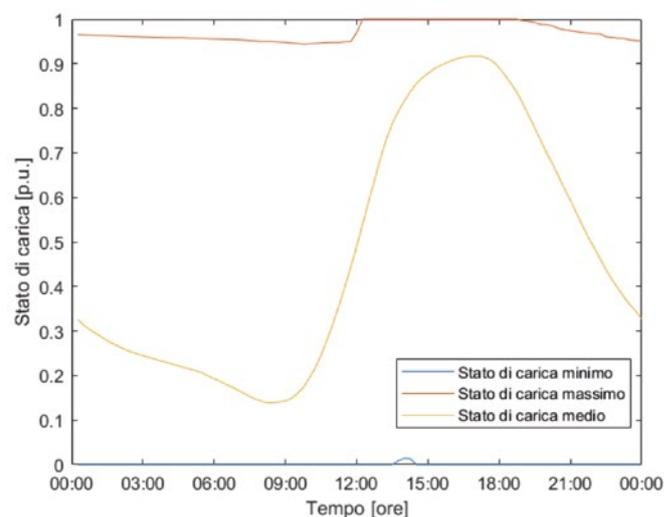


Figura 4.5 - Energia in per unit minima (linea blu), massima (linea rossa) e media (linea gialla) dei SdA nell'aggregato durante una giornata soleggiata feriale estiva

simo e medio dei SdA presenti nell'aggregato in una giornata soleggiata feriale estiva. Vi sono alcuni sistemi che raggiungono il loro minimo o massimo stato di carica. Vi sono anche numerosi sistemi che non saturano la loro capacità di accumulo, il che consente dunque di autoconsumare tutta l'energia prodotta dal FV.

4.2 Baseline

Per baseline dell'aggregato si intende la somma dei profili giornalieri di potenza ed energia delle batterie degli utenti nell'ipotesi che siano dedicate esclusivamente alla funzione di autoconsumo. In Figura 4.6 si riporta la baseline in potenza (figura a sinistra) e in energia (figura a destra). Da queste figure si può ricavare il margine di flessibilità a salire e a scendere in

ogni istante della giornata (Figura 4.7).

In particolare, per calcolare il margine a salire e scendere della potenza dell'aggregato, si è valutata la differenza tra la baseline in potenza e il limite tecnico superiore e inferiore dell'aggregato, calcolato come somma delle potenze nominali in scarica e in carica di ogni SdA. Per valutare il margine a scendere (cioè l'energia assorbibile) dell'energia dell'aggregato si è valutata la differenza tra la baseline in energia e la somma dei valori di energia nominale di ogni utente nell'aggregato, mentre per valutare il margine a salire (cioè energia erogabile) si è considerato il valore assoluto della baseline.

Dal grafico a sinistra della Figura 4.7 si osserva che, per l'aggregato considerato e i profili di consumo e produzione utilizzati, è sempre presente un margine di potenza sufficiente a proporre

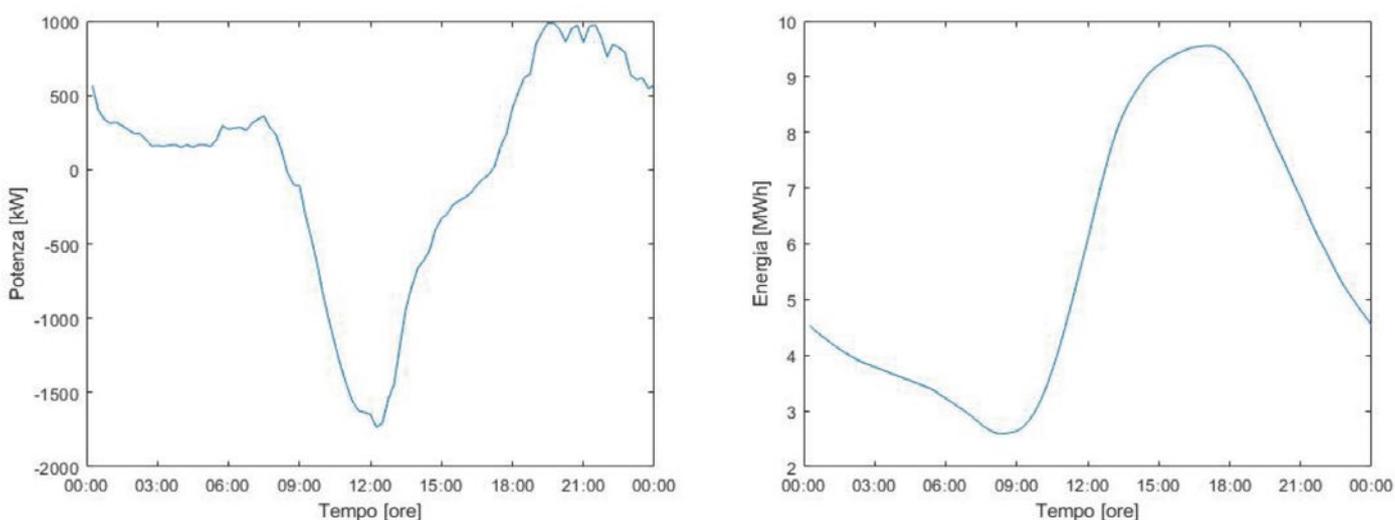


Figura 4.6 - Profilo della baseline in potenza ed energia dell'aggregato

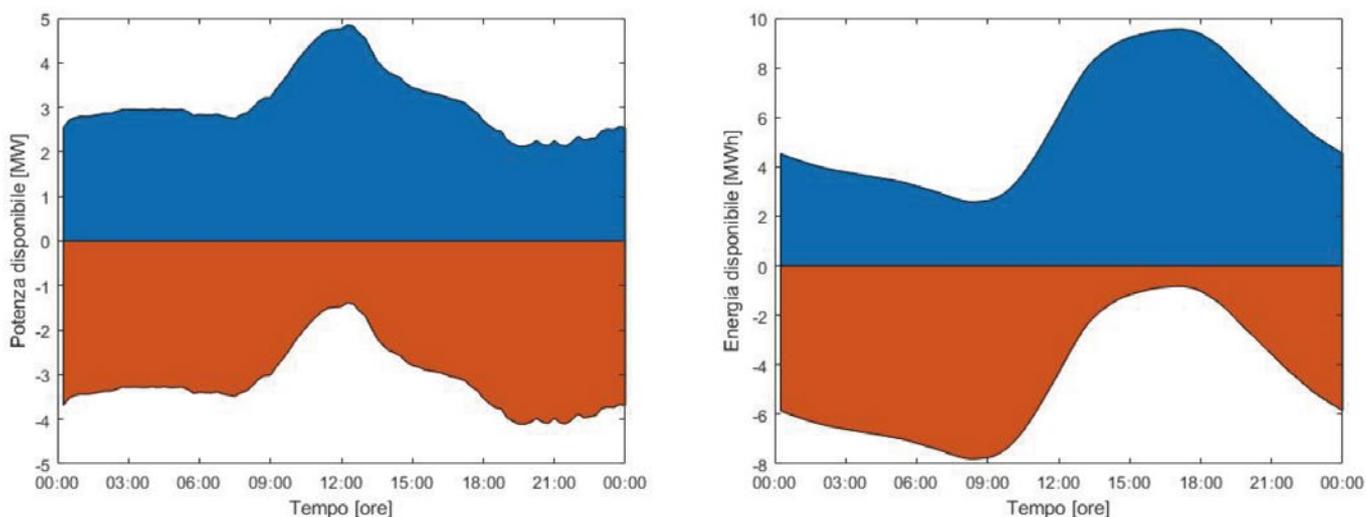


Figura 4.7 - Flessibilità teorica dell'aggregato di una giornata soleggiata feriale estiva

un'offerta sul MSD, per cui è necessaria una potenza minima di 1 MW. Questo è dovuto principalmente al fatto che la baseline in potenza dell'aggregato (data dalla somma dei profili di potenza di ogni SdA per effettuare autoconsumo) è molto inferiore rispetto alla taglia nominale dei sistemi, quindi la differenza tra il limite tecnico di potenza superiore (e inferiore) e la baseline è elevato.

La presenza di un margine in potenza a salire e a scendere è una condizione necessaria ma non sufficiente per effettuare un'offerta sul MSD. Il regolamento UVAM di TERNA per il servizio di bilanciamento, richiede infatti di garantire la potenza offerta per almeno due ore consecutive. Quindi per verificare la disponibilità a offrire servizi si deve controllare anche il margine in energia a salire e scendere.

Dal grafico a destra della Figura 4.7 si osserva che, durante il giorno, quando c'è produzione fotovoltaica, l'aggregato presenta un margine a salire perché i SdA sono tutti mediamente carichi, mentre durante la notte l'aggregato presenta un margine a scendere perché i SdA sono tutti mediamente scarichi. Da questo grafico, a differenza della Figura 4.7 a sinistra, si osserva che è possibile, in generale, presentare un'offerta a scendere nella prima parte della giornata e a salire nella seconda parte della giornata. La cosa più importante da osservare è che nella fascia dalle 14:00 alle 20:00 c'è la possibilità di presentare almeno un'offerta, come richiesto dal regolamento "UVAM" di TERNA, al fine di poter accedere al pagamento in capacità che permetterebbe di ricevere un compenso annuo di 30.000 € per ogni megawatt di UVAM abilitato. Si osservi comunque che quest'ultima considerazione è valida per il caso considerato in Figura 4.7. Infatti, nel caso in cui si implementasse una strategia di controllo del SdA diversa dalla sola funzionalità di autoconsumo, si potrebbe avere un profilo di baseline differente che permetterebbe di aumentare la flessibilità a salire a discapito di quella a scendere e viceversa. Inoltre, sarebbe anche possibile traslare nel tempo la flessibilità, per esempio spostando parte della flessibilità a salire nelle ore in cui il prezzo sul MSD è maggiore.

N.B.: i profili di flessibilità riportati in **Figura 4.7** sono **veritieri nell'ipotesi che l'aggregato non fornisca servizi di rete. Infatti, non appena esso inizia a assorbire o erogare potenza per offrire servizi di rete, i profili di flessibilità stessi, da quel momento in avanti, si modificheranno in accordo col servizio offerto.**

Osservando in Figura 4.8 la flessibilità, in termini di energia, durante tutto il corso dell'anno si nota che, nell'ipotesi di implementare la sola funzione di autoconsumo, durante l'inverno, quando la produzione fotovoltaica è inferiore, si ha una maggiore flessibilità a scendere, viceversa durante l'estate, quando la produzione fotovoltaica è maggiore, si ha una mag-

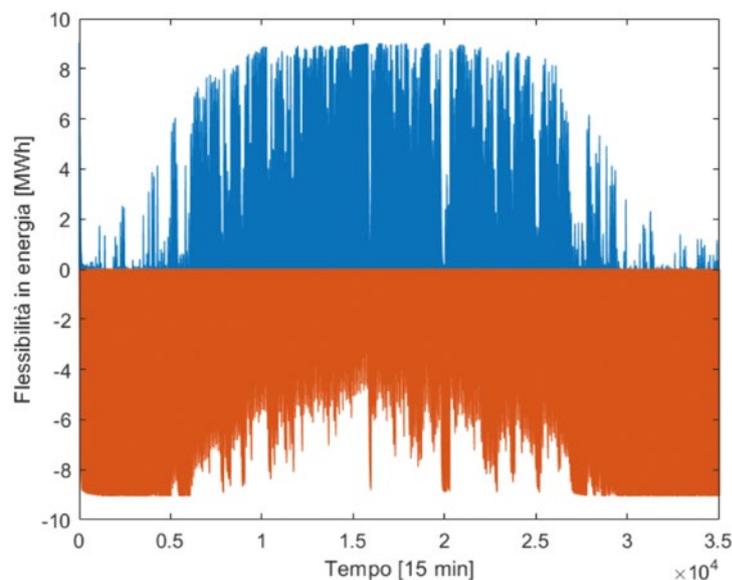


Figura 4.8 - Flessibilità in energia teorica dell'aggregato su un orizzonte temporale di un anno nel caso di sola funzionalità di autoconsumo

giore flessibilità a salire. Questo è dovuto alla medesima osservazione fatta precedentemente sulla flessibilità nel corso della giornata: durante l'inverno i SdA sono mediamente scarichi, quindi presentano maggiore flessibilità a scendere e viceversa durante l'estate quando i SdA sono mediamente carichi. Ciò è dovuto al fatto che in questo caso i SdA non sono mai caricati da rete. Se invece si implementasse una strategia differente dal solo autoconsumo, ad esempio ammettendo di ricaricare opportunamente il SdA da rete, è possibile spostare la flessibilità maggiormente verso i servizi a salire, pur non inficiando l'autoconsumo. Quando la produzione fotovoltaica è minore, ad esempio nel periodo invernale, anche la riserva da allocare al servizio di autoconsumo è minore, e quindi, è maggiore anche la possibilità di spostare come desiderato la riserva dedicata ai servizi.

Nell'ipotesi in cui i SdA, oltre a svolgere l'autoconsumo, si ricaricano anche nelle ore notturne per avere sempre uno stato di carica a fine giornata pari a circa il 50%, evitando comunque di inficiare la funzione di autoconsumo, si ottiene che il margine a salire è più o meno uguale a quello a scendere nel corso di tutto l'anno (Figura 4.9). Si osserva inoltre come nei mesi di maggiore produzione fotovoltaica si ha anche maggiore variabilità di flessibilità.

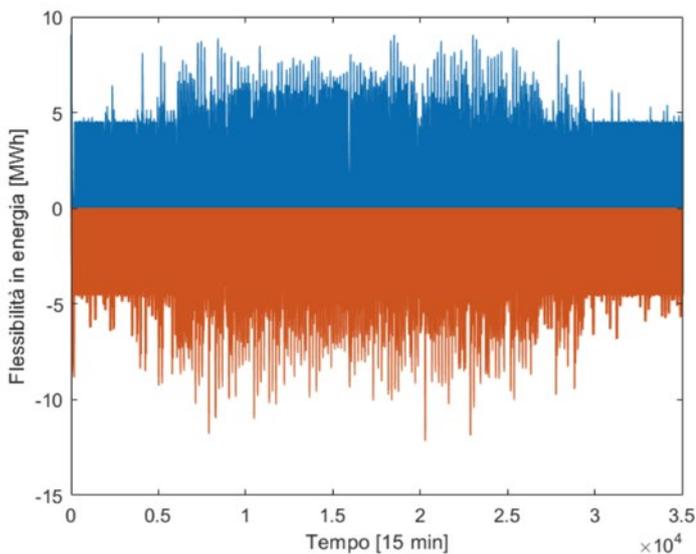


Figura 4.9 - Flessibilità in energia teorica dell'aggregato su un orizzonte temporale di un anno nel caso di funzionalità di autoconsumo con ricarica notturna

In sintesi, dall'analisi della flessibilità teorica dell'aggregato, cioè dalla valutazione del margine a salire e scendere sia in potenza sia in energia nell'ipotesi che i SdA svolgano solo la loro funzionalità base (autoconsumo e, eventualmente, altre funzioni come la ricarica notturna), è emerso che l'insieme dei SdA considerati presentano un margine a salire e a scendere sufficiente per poter presentare delle offerte. Inoltre, si è notato come la flessibilità teorica sia strettamente legata alla modalità di gestione dei SdA. È dunque necessario per l'aggregatore conoscere la modalità base di utilizzo del SdA.

4.3 Strategia di offerta

Per individuare la strategia di offerta ottimale di un aggregato di SdA si dovrebbero risolvere problemi di ottimizzazione, anche di elevata complessità. Teoricamente il numero di problemi da risolvere equivale alle possibili combinazioni di offerte presentabili sul mercato. In particolare, come già detto nel Paragrafo 4.2, si è ipotizzato di utilizzare l'aggregato per offrire solo servizi di bilanciamento.

Per semplificare l'analisi da effettuare si sono inizialmente effettuate le seguenti ipotesi:

- per valutare la strategia di offerta, nota la baseline, che è stata ricavata nell'ipotesi di svolgere solo la funzione di autoconsumo (calcolata considerando le caratteristiche di ogni utente al suo interno), si considera l'aggregato come un unico impianto con caratteristiche in potenza ed energia prefissate.
- le offerte sono effettuate sempre ad un solo valore

di potenza, in modulo pari a 2 MW. La durata minima di ogni offerta deve essere di due ore.

- siccome l'aggregato considerato è composto da SdA per applicazioni residenziali, cioè originariamente installati per effettuare autoconsumo, la partecipazione al MSD da parte dell'aggregato non deve compromettere questa funzionalità base. Per far ciò è stata introdotta la variabile T_{ver} che rappresenta l'orizzonte temporale (espresso in ore) dall'istante in cui si effettua un'offerta, per cui si garantisce di preservare la funzionalità dell'autoconsumo.

Di seguito si riporta la strategia che si è utilizzata per formulare un'offerta sul MSD. Siccome il prezzo offerto è sempre pari a quello mediamente accettato nel MSD, allora si è assunto che tutte le offerte fatte vengano accettate. La strategia formulata stabilisce tutte le possibili offerte effettuabili per il giorno seguente garantendo l'autoconsumo per T_{ver} ore dopo ogni offerta. Siccome storicamente il prezzo del MSD assicura migliori margini per le offerte a salire rispetto alle offerte a scendere si è data priorità alle offerte a salire. La strategia considera in input la previsione della baseline della batteria e fornisce in output il profilo della potenza che potrà essere offerta sul MSD. L'algoritmo con cui si valuta l'offerta, ogni quarto d'ora della giornata successiva, valuta la possibilità di eseguire un servizio a salire (verificando la disponibilità della potenza di 2 MW per almeno due ore), calcola la nuova baseline derivante e verifica che nelle T_{ver} ore consecutive sia rispettato l'autoconsumo. Nel caso in cui non sia possibile offrire a salire si verifica se è possibile offrire a scendere. Se anche in questo caso non è possibile fare un'offerta, si passa ad esaminare l'istante temporale successivo.

La strategia utilizzata si basa su un modello deterministico dell'aggregato. La strategia potrà essere ulteriormente affinata utilizzando un modello stocastico con cui si potranno ottenere risultati migliori considerando anche l'incertezza delle previsioni e la probabilità di erogazione del servizio.

4.4 Risultati

Sulla base della strategia di offerta descritta nel Paragrafo 4.3 si è analizzato l'aggregato simulato con le caratteristiche descritte nel Paragrafo 4.1. In particolare, in Figura 4.10 si riportano i risultati relativi al caso estivo, con la possibilità di effettuare offerte per una potenza di 2 MW.

Dalla Figura 4.10 a sinistra si osserva il profilo della potenza offerta (linea blu), il margine di potenza a salire (curva gialla) e il margine di potenza a scendere (curva viola). In

rosso si riporta la baseline dell'aggregato; la somma della baseline e del profilo dell'offerta corrisponde al profilo totale della potenza che l'aggregato scambia con la rete. Integrando questo profilo di potenza si calcola il profilo reale dell'energia del SdA utilizzata per effettuare autoconsumo e servizi di rete (linea blu nella Figura 4.10 a destra). Questo nuovo profilo di energia, che si discosta dalla vecchia baseline di energia, è sempre e comunque maggiore di zero, cioè è sempre presente un'energia residua per poter svolgere la funzione di autoconsumo. Questo è garantito dalla strategia di controllo implementata.

Per stimare i ricavi derivanti da una partecipazione al MSD simile a quella descritta in Figura 4.10 si è valutata l'energia totale venduta a salire e acquistata a scendere durante l'intero anno 2018, integrando il profilo della potenza offerta ogni singolo giorno. Nel caso specifico si è ottenuto un'ener-

gia totale fornita a salire e a scendere pari a circa 7.792 MWh per entrambi i servizi nel corso di tutto l'anno. Considerando i prezzi del MSD per il servizio di bilanciamento riportati in Figura 4.11 (pari al valor medio annuo di un giorno feriale del 2018) e il profilo di potenza offerta calcolato con la strategia di controllo presentata si è potuto ricavare il guadagno complessivo annuale, pari alla differenza tra il profitto derivante per l'offerta a salire e il costo per l'offerta a scendere (nell'ipotesi che alla quota di energia assorbita per servizi di rete non siano applicati oneri di rete). Si ottiene così un ricavo per l'offerta a salire di 792.303€ e un costo per l'offerta a scendere di 247.817€, per un guadagno massimo totale di 544.486€. Anche considerando che solo il 10% delle offerte presentate e accettate vengano realmente richieste da TERNA durante la gestione del sistema elettrico, il guadagno rimarrebbe superiore a 54.449€.

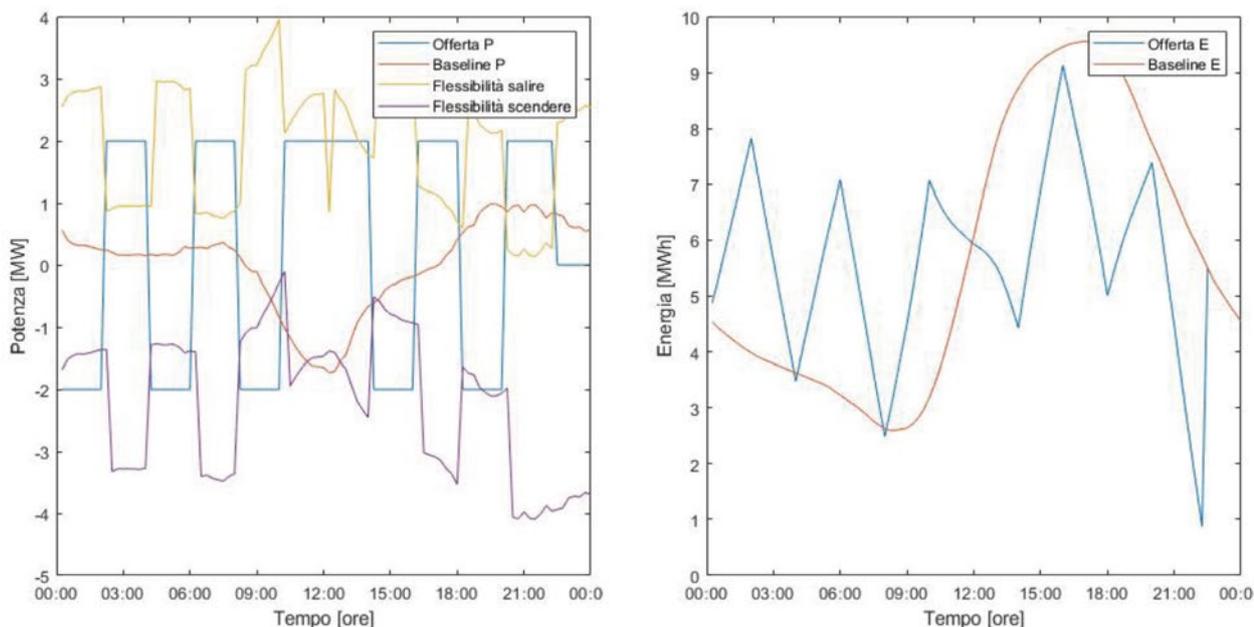


Figura 4.10 - Andamento della potenza ed energia dell'aggregato a fronte di un servizio di bilanciamento durante un giorno soleggiato estivo

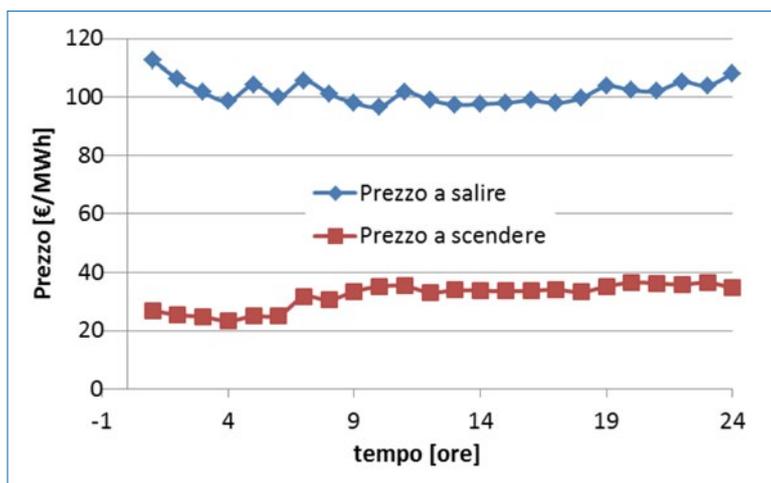


Figura 4.11 - Andamento dei prezzi medi orari del MSD

4.5 Benefici associati alla fornitura di servizi di flessibilità

In sintesi, dall'analisi effettuata, è emerso che un aggregato di 1.245 utenze residenziali, con impianto FV e SdA, presenta una capacità sufficiente a partecipare in modo significativo e remunerativo al MSD. In particolare, dai risultati ottenuti, è emerso che la partecipazione al MSD non compromette la modalità di autoconsumo normalmente implementata nei SdA per utenze residenziali. Ovviamente quest'ultima affermazione è valida nel caso in cui la strategia di offerta tenga in considerazione questo vincolo.

potenza offerta (1 e 2 MW). Come si può notare da Figura 4.12, il guadagno potenziale massimo può variare da circa 288.607€ a più di 604.585€, a seconda dei parametri considerati; questa variazione è molto ampia, quindi nella pratica dovrà essere effettuato un trade-off tra i benefici derivanti dalla partecipazione al MSD e i costi dovuti ai rischi di non rispettare l'autoconsumo a causa della T_{ver} o dell'incertezza sulle previsioni di carico e/o produzione che generano conseguentemente un'incertezza sulla baseline dell'aggregato delle batterie.

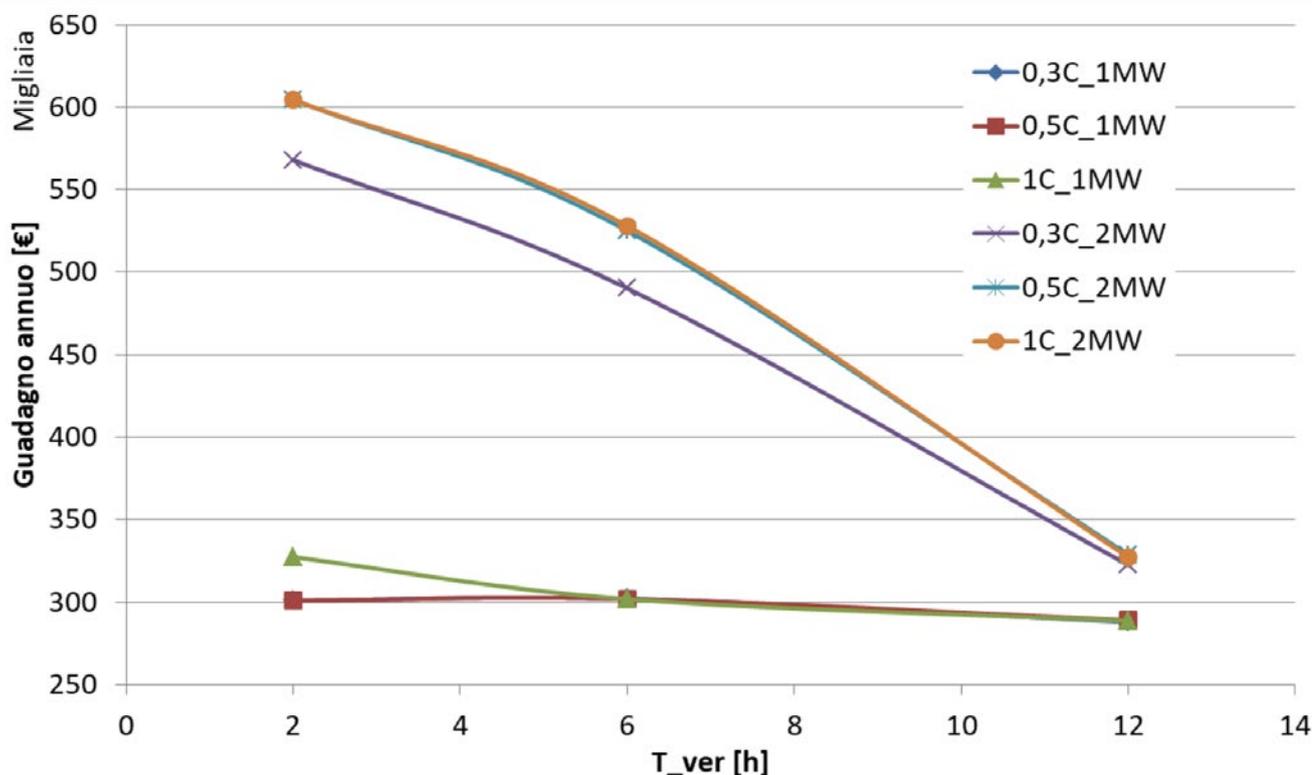


Figura 4.12 - Andamento dei guadagni massimo dell'aggregato al variare del T_{ver} e della produzione degli impianti FV

Il potenziale guadagno derivante da un aggregato può essere valutato nell'ipotesi che ogni offerta effettuata venga accettata. Il prezzo del servizio offerto sarà quindi corrispondente al valor medio storico delle offerte accettate ogni ora. Nel caso in oggetto, il guadagno derivante da numerose analisi effettuate in varie condizioni è riportato in Figura 4.12. Si nota che il guadagno annuale decresce all'aumentare del numero di ore per cui si vuole garantire la funzione di autoconsumo. Inoltre, il guadagno diminuisce anche al variare della potenza massima utilizzabile dall'aggregato; in Figura 4.12 si sono riportati tre valori diversi di potenza massima dell'aggregato, corrispondenti a vari rate di scarica dell'aggregato: 0,3C, 0,5C, 1C e due diversi valori di

4.6 Conclusioni

L'analisi effettuata ha mostrato il potenziale guadagno derivante dalla partecipazione al MSD di un aggregato di 1.245 utenze residenziali di piccola taglia dotate di impianto FV e SdA. Sotto le ipotesi formulate si è osservato un beneficio annuo che può variare da circa 0,3 M€ a 0,6 M€ ipotizzando di effettuare offerte da 2 MW. Ovviamente questo range rappresenta il massimo guadagno nell'ipotesi che TERNA chieda all'aggregatore di movimentare tutta l'energia offerta e accettata. Nella pratica, come già anticipato, la percentuale di offerta accettata che viene effettivamente utilizzata da TERNA sarà inferiore al 100% e può essere considerata, con

un'ipotesi molto cautelativa, pari al 10%. In questo caso i guadagni annui, scalati opportunamente, saranno tra 30.000 e 60.000 €.

I benefici derivanti dalla partecipazione al MSD dovranno essere poi ridistribuiti tra l'aggregatore e i partecipanti all'aggregato. Secondo il business model adottato, il guadagno netto che ogni utente può ottenere dalla partecipazione all'aggregato può variare in funzione della percentuale di ricavo dell'aggregatore e della modalità di ripartizione dei benefici tra gli utenti. Tali benefici dovranno ovviamente coprire anche i costi relativi alla maggiore usura della batteria. La partecipazione al MSD comporta infatti un maggiore utilizzo dei SdA degli utenti.

In futuro si potrà beneficiare di questo tipo di risorse distribuite non solo per effettuare bilanciamento ma anche per fornire altri tipi di servizi come, per esempio, la riserva secondaria. Un aggregato come quello considerato è, infatti, in grado di soddisfare anche requisiti più stringenti di quelli previsti dal mercato di bilanciamento. Inoltre, quando ci saranno molti più SdA distribuiti sul territorio italiano, nell'ipotesi di considerare perimetri degli aggregati più limitati, sarà anche possibile fornire servizi al DSO per risolvere congestioni di rete locali e per la regolazione di tensione.

Considerando i dati di distribuzione regionale di Gaudi/ANIE Rinnovabili aggiornati al 30 settembre 2019, la Lombardia è la regione in Italia con più SdA per applicazioni residenziali: 7.524 impianti per 30,1 MW di potenza totale e una capacità cumulata di 57,6 MWh. Segue il Veneto con 3.397 impianti per una potenza totale di 15,2 MW e una capacità di 24,8 MWh. In molte altre regioni vi sono centinaia di installazioni. Questi numeri sono una testimonianza del fatto che il modello di business discusso in questo capitolo è già oggi fattibile e significativo. Inoltre, considerando le politiche di incentivazione per aumentare la produzione da fonti rinnovabili, nei prossimi anni questo impiego dei SdA non potrà che essere sempre più diffuso e remunerativo. In Italia il PNIEC stima al 2030 un totale di 4,5 GW di SdA di piccola taglia distribuiti che potranno essere utilizzati per fornire flessibilità al sistema elettrico.

CAPITOLO 5

USO DI VEICOLI ELETTRICI PER LA FORNITURA DI SERVIZI DI BILANCIAMENTO

Si intende valutare, per i Sistemi di Accumulo (SdA) elettrochimici presenti nei Veicoli Elettrici (VE), i possibili benefici economici derivanti dalla fornitura di Servizi di Bilanciamento (SB) attraverso la partecipazione al Mercato del Bilanciamento (MB) [1], fase in tempo reale del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) italiano. I benefici sono valutati rispetto alla bolletta normalmente pagata per la ricarica dall'utente possessore del VE [2] [3] [4] [5], ossia pagata in assenza della fornitura di qualunque servizio.

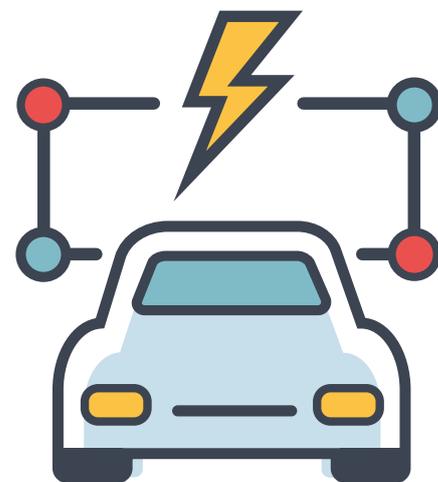
5.1 Principali ipotesi e casi di studio

Si assume qui che i VE possano effettuare, parzialmente o anche totalmente, la loro ricarica giornaliera tramite scambi di energia comprata o venduta sul MB, invece che tramite il solo assorbimento di energia acquistata sul Mercato del Giorno Prima (MGP)²³. In questo modo, si cerca di sfruttare, per quanto possibile, i differenziali di prezzo all'interno di MB e tra MB ed MGP: infatti, i prezzi di vendita su MB (per i servizi a salire) sono normalmente più alti dei prezzi MGP e dei prezzi di acquisto su MB (per i servizi a scendere) e questi ultimi sono normalmente inferiori ai prezzi MGP. Si propone dunque una semplice *strategia di offerta su MB*, per il SB, mirante ad ottenere, grazie agli scambi di energia effettuati a seguito dell'accettazione delle offerte, un livello di carica *target* per la batteria alla fine del periodo di ricarica stabilito per ogni giorno simulato. Il livello di carica, *State of Charge* (SoC), è qui definito come il rapporto tra il contenuto in energia del SdA e la sua energia nominale. Il periodo disponibile per la ricarica si assume di alcune ore (serali-notturne, in particolare, vista l'applicazione), in modo che il VE abbia tempo di partecipare alla fornitura del servizio. La simulazione delle ricariche effettuate secondo la strategia viene complessivamente condotta con riferimento ad un intervallo sufficientemente lungo, ad esempio un anno. I risultati complessivi, in termini di scambi di energia e della relativa valorizzazione economica, sono confrontati con quelli ottenuti applicando il meccanismo di ricarica, già citato, basato sull'acquisto dell'intera energia per la ricarica

a prezzi MGP; nel seguito, tale meccanismo di riferimento viene indicato come *benchmark* e per esso si assume come prezzo MGP di riferimento il Prezzo Unico Nazionale (PUN).

La strategia viene simulata considerando due diversi valori per ognuna delle seguenti due caratteristiche, assunte indipendenti:

- il luogo in cui avviene la ricarica, ossia casa o azienda; ogni luogo è caratterizzato da una diversa potenza massima di ricarica P_n (2 kW o 12 kW rispettivamente), da una diversa banda di flessibilità in potenza (qui assunta pari alla potenza massima di ricarica, ossia 2 kW o 12 kW), che si può mettere a disposizione per il servizio, e da una diversa distanza media giornaliera percorsa (42 km/giorno o 72 km/giorno) dall'auto elettrica considerata e, quindi, da una diversa quantità di energia interna da ricaricare (7,5 kWh/giorno o 13 kWh/giorno, assumendo un consumo di circa 0,18 kWh/km);
- il verso dei flussi di potenza (ricarica V1G o V2G): la ricarica V1G implica che l'energia possa solo essere assorbita dall'auto, tramite l'infrastruttura di ricarica, mentre nella ricarica V2G l'energia può anche essere iniettata dall'auto (se l'auto è abilitata a ciò) in rete, tramite l'infrastruttura di ricarica. In entrambi i casi, naturalmente, si può variare nel tempo l'assorbimento o l'iniezione.



²³ Per ipotesi semplificativa si trascura la figura dell'intermediario (trader) il quale si preoccupa di aggregare le risorse all'interno del proprio portafoglio clienti e di definire un programma di scambio da proporre poi sul mercato (in veste di Balance Responsible Party se opera sul MGP, altrimenti come Balance Service Provider se opera sul mercato dei servizi ancillari).

Risultano quindi quattro casi di studio, indicati con a, b, c, d e mostrati in Tabella 5.1.

Si assume inoltre che, in caso di partecipazione a MB, il VE abbia un preassegnato programma di ricarica (*baseline*), ossia un preassegnato profilo di assorbimento di potenza lungo le varie ore del giorno. In particolare, si ipotizza qui una potenza di programma costante P_{prgr} pari a 2 kW per il caso domestico e a 4 kW per il caso aziendale, nell'intervallo temporale dalle 18:00 alle 21:00²⁴ (e potenza nulla nel resto del giorno). Tale assunzione è rilevante in particolare nel caso V1G, perché in tal modo si garantisce che il VE sia in grado di formulare offerte per il servizio a salire – in altre parole sia disponibile per il servizio – in tale intervallo. Grazie alla *baseline* considerata, si assume qui che, oltre alla remunerazione al prezzo offerto (ossia *pay-as-bid*) per l'energia scambiata per il servizio, sia presente anche una remunerazione in capacità (30 k€/MW/anno) simile a quella attualmente prevista, per le Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) [6], a seguito della Delibera n. 300/2017/R/EEL [7].

Si osserva infine che, anche se gli algoritmi di ricarica considerati (sia quello *benchmark* sia quello per la partecipazione a MB per fornire il servizio di bilanciamento) sono qui implementati per un singolo VE, quest'ultimo si può considerare come un esemplare medio all'interno di un aggregato, ossia rappresentativo dell'aggregato stesso. Pertanto, si potrebbe effettuare una valutazione economica complessiva della redditività del servizio, più in generale, con riferimento all'aggregato, ad esempio moltiplicando per il numero di veicoli elettrici nell'aggregato alcuni risultati economici (come il profitto derivante dal servizio) ottenuti per il singolo VE.

	Ricarica domestica	Ricarica aziendale
V1G	a	c
V2G	b	d

Tabella 5.1 - Casi di studio analizzati

5.1.1 Assunzioni modellistiche

Si simula la fornitura di servizi V1G o V2G da parte di un VE connesso ad una *wall-box* domestica o a una colonnina

aziendale, durante un intervallo temporale prestabilito, detto periodo di ricarica T_r , qui assunto in fascia serale-notturna. Più precisamente, si assume che

- l'utente domestico guidi l'auto di mattina e di sera, ossia prima e dopo l'orario lavorativo (diurno), e l'utente aziendale guidi l'auto durante l'orario lavorativo (ancora diurno);
- quotidianamente il veicolo debba ricaricare una certa quantità di energia e che tutta la ricarica annua avvenga presso l'abitazione o l'azienda considerata;
- all'inizio di ogni periodo di ricarica il SoC della batteria sia noto. Lo scopo della ricarica è raggiungere un predefinito valore del SoC alla fine del periodo di ricarica;
- la quantità di energia da ricaricare sia identica per tutti i giorni in cui si effettua la ricarica;
- la banda di flessibilità in potenza, messa a disposizione dal veicolo per la ricarica, sia identica per ogni giorno e, in caso di ricarica V2G, sia identica in immissione e in prelievo.

L'approccio di calcolo adottato consta di due fasi principali (descritte con maggiore dettaglio nel seguito):

- si esegue l'algoritmo di offerta, per ciascun giorno dell'intervallo di simulazione complessivo (un anno);
- si effettuano valutazioni economiche complessive, calcolando la bolletta elettrica totale (annuale) legata alle ricariche.

L'algoritmo di offerta calcola gli scambi di potenza e di energia legati al SB, nonché quelli legati all'acquisto di energia su MGP se non si riesce a completare la ricarica tramite il solo SB. Esso calcola anche i relativi costi e ricavi, prendendo in considerazione solo il costo dell'energia, ossia della "materia prima"; non tiene, invece, conto né degli oneri di sistema, dei costi di trasmissione e distribuzione, delle accise e dell'IVA associati all'assorbimento di energia dalla rete (voci di costo), né della remunerazione della capacità (voce

²⁴ Si tratta di tre ore consecutive in fascia pomeridiano-serale. Tale scelta è stata effettuata tenendo presenti gli attuali regolamenti per le UVAM. Per poter concorrere all'assegnazione del premio in capacità, infatti, una UVAM deve essere disponibile a fornire il SB almeno per quattro ore consecutive nella fascia 14:00-20:00, dal lunedì al venerdì; se la disponibilità si riduce, il premio si riduce, fino a dimezzarsi in caso di disponibilità per due ore consecutive. Si è scelto qui di simulare una disponibilità di tre ore consecutive, pur mantenendo inalterato il premio. Ora, nei casi di studio considerati il VE si suppone in ricarica di sera e di notte, perciò tre ore consecutive di disponibilità potrebbero essere 17:00-20:00. Tuttavia, il VE potrebbe essere ancora in uso da parte dell'utente alle 17:00, mentre le 18:00 potrebbero essere per quest'ultimo accettabili come orario di inizio della ricarica. Pertanto, si è assunta nelle simulazioni una traslazione delle tre ore di prelievo programmato alla fascia dalle 18:00 alle 21:00. Si osserva, infine, che, in caso di richiesta di remunerazione aggiuntiva in capacità, le offerte per il SB devono essere ad un prezzo non superiore ad uno strike price, attualmente pari a 400 €/MWh; tale vincolo sui prezzi di offerta, tuttavia, non è stato considerato nelle simulazioni.

di ricavo) sopra menzionata: tali voci di costo e di ricavo sono considerate nelle valutazioni economiche complessive successive. In tali valutazioni si trascurano, comunque, i costi fissi presenti in bolletta: in quanto fissi, sono indipendenti dalla partecipazione a MB, quindi non influiscono sulla valutazione della possibile redditività di tale partecipazione. Similmente, supponendo che la ricarica del veicolo non richieda un incremento della potenza installata dell'abitazione o della colonnina aziendale, si trascurano i costi legati ad un tale incremento: esso comporterebbe, da una parte, un investimento per l'adeguamento dell'infrastruttura di ricarica e, dall'altra, una variazione delle componenti di costo fisso presenti nella bolletta.

5.1.1.1 Algoritmo di offerta

Per ciascun giorno per cui si intende simulare la ricarica di un VE, si assumono come assegnati in ingresso:

- gli orari di inizio e fine della ricarica, ossia il periodo di ricarica T_r ;
- il SoC all'inizio del periodo di ricarica;
- la quantità di energia da ricaricare per ogni giorno, ossia il SoC *target* da raggiungere alla fine del periodo di ricarica (visto che è supposto noto il SoC all'inizio del periodo di ricarica);
- la banda di flessibilità in potenza;
- la *baseline* programmata in potenza.

L'algoritmo di offerta su MB simula:

- la formulazione delle offerte su MB da parte del VE, su base oraria, per semplicità senza considerare l'orario effettivo di inizio e fine delle sessioni di mercato;
- l'accettazione o meno delle offerte da parte del gestore della rete di trasmissione (TERNA) su base quattoraria;
- gli acquisti di energia su MGP da parte del VE, su base oraria, ossia gli acquisti secondo la *baseline* e gli eventuali acquisti per il completamento della ricarica.

In tal modo, in esito alla simulazione, si hanno il volume degli scambi di energia ed il relativo valore economico (valore della compravendita dei servizi su MB e valore degli acquisti su MGP).

Si osserva che ogni offerta, a salire o a scendere, per il SB sul MB consiste in una quantità di energia E_h (espressa in MWh) e in un prezzo unitario dell'energia p_h (in €/MWh). Per semplicità, si assume che l'energia offerta sia associata a una quantità di potenza costante nell'ora, pari alla potenza media $P_h = E_h / 1 \text{ h}$ (in MW), e che, in caso di accettazione dell'offerta in un qualunque quarto d'ora ($1/4 \text{ h}$) di quell'ora, sia accettata tutta l'energia offerta di quel $1/4 \text{ h}$, ossia $E_h/4$, con la relativa potenza P_h . In questo modo, per ciascun intervallo orario o quattorario, si può fare riferimento in modo equivalente a quantità offerte espresse in energia o in potenza.

In ogni $1/4 \text{ h}$, l'accettazione delle offerte è così simulata: un'offerta a scendere (a salire, rispettivamente) si ritiene accettata se il suo prezzo è maggiore o uguale (minore o uguale) al valore minimo (massimo) delle offerte a scendere (salire) storicamente accettate in MB in quel $1/4 \text{ h}$. Poiché le valutazioni sulle offerte simulate sono eseguite *ex post*, i prezzi adottati per offerte su MB e quelli storici su MB di confronto sono assunti come dati in ingresso all'interno dell'algoritmo, così come il prezzo PUN (orario) su MGP.

L'algoritmo contempla anche la situazione in cui si presentino sia un'offerta a salire sia una a scendere in una certa ora; in tal caso si simula anche, in ciascun $1/4 \text{ h}$ dell'ora, l'accettazione di una sola delle due offerte, assumendo che sia accettata quella a salire (scendere, rispettivamente) se la quantità totale accettata storicamente in quel $1/4 \text{ h}$ a salire (scendere) è maggiore della quantità totale accettata storicamente in quel $1/4 \text{ h}$ a scendere (salire); se le due quantità totali sono uguali, si assume accettata l'offerta a salire.

La modalità di presentazione e di accettazione delle offerte di cui sopra è simulata per le due tipologie considerate di scambio di energia verso la rete da parte del veicolo elettrico, ossia V1G e V2G, come meglio sintetizzato di seguito (si veda anche la Figura 5.1):

- in caso di ricarica in modalità V1G:
 - si assume che il programma di prelievo sia a potenza costante e sia lungo le prime tre ore del periodo di ricarica; in tali tre ore, per ogni ora in cui il SoC lo consente, il veicolo presenta in MB un'offerta a salire mirando alla riduzione del prelievo programmato, al limite fino a raggiungere prelievo zero. In altre parole, il massimo valore della potenza offerta è pari al prelievo programmato;
 - nelle ore successive, per ogni ora in cui il SoC lo consente, il veicolo presenta un'offerta a scendere su MB (prelievo); il massimo valore della potenza offerta è pari alla banda di flessibilità;

- in caso di ricarica in modalità V2G:
 - si assume che il programma di prelievo sia a potenza costante e sia lungo le prime tre ore del periodo di ricarica; in tali tre ore, per ogni ora in cui il SoC lo consente, il veicolo presenta in MB un'offerta a salire mirando alla riduzione del prelievo, al limite fino all'immissione in rete con una potenza pari alla banda di flessibilità. In altre parole, la massima potenza associata alle offerte a salire è pari alla somma del prelievo programmato e della banda di flessibilità;
 - nelle ore successive, per ogni ora in cui il SoC lo consente, il veicolo presenta un'offerta a scendere su MB (prelievo), in cui il massimo valore della potenza offerta è pari alla banda di flessibilità; parimenti, presenta un'offerta a salire (immissione), in cui il massimo valore della potenza offerta è pari alla banda di flessibilità;
- in entrambi i casi (V1G e V2G), all'avvicinarsi della fine del periodo di ricarica, se il livello di carica della batteria non ha raggiunto il valore *target* e non c'è abbastanza tempo per raggiungere tale valore offrendo su MB, il veicolo viene ricaricato con energia acquistata su MGP al valore del PUN (senza quindi partecipare a MB), potendo così completare la ricarica fino al SoC *target*; tale parte del processo di ricarica è qui indicata come ricarica residua su MGP.

La potenza offerta a scendere o a salire in una certa ora è la massima compatibile con il SoC dell'ora, con il SoC *target*, con la banda di flessibilità e con la distanza, in ore, dalla fine del periodo di ricarica: il fine di ciò è essere sempre in grado, in caso di accettazione, di scambiare quella potenza, per evitare di incorrere in sbilanciamenti associati al mancato servizio e nelle relative penalità economiche. Ad esempio, non vengono formulate offerte a scendere nelle ore del prelievo programmato (ossia offerte di aumento del prelievo), non effettuando quindi alcun tentativo, in tali ore, di raggiungere valori di SoC maggiori di quello *target*; questo, appunto, è un modo per evitare sbilanciamenti, in tali ore, nel caso in cui una richiesta di assorbimento relativa ad un'offerta a scendere accettata non potesse essere completamente soddisfatta.

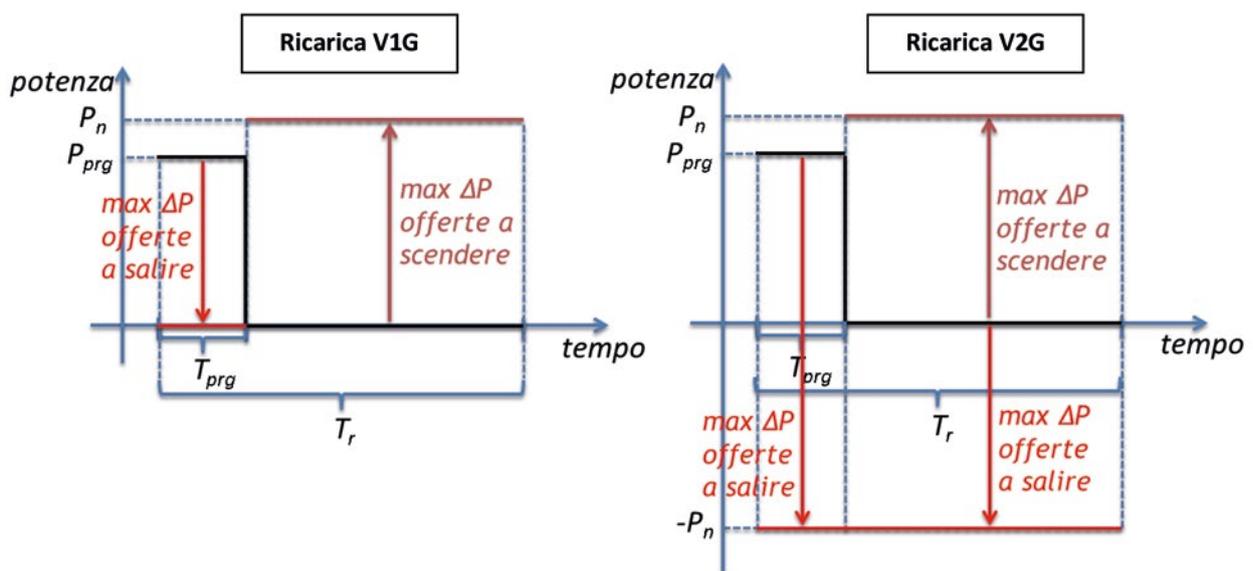


Figura 5.1 - Massima ampiezza in potenza delle offerte simulate per il SB in ciascun periodo di ricarica

5.1.1.2 Valutazioni economiche

L'algoritmo appena descritto simula, come già osservato, gli scambi di energia effettuati dal VE per il SB oppure per la ricarica residua su MGP; per confronto, calcola anche gli scambi di energia (e il relativo profilo temporale del SoC) per l'intera ricarica *benchmark* su MGP. Gli scambi di energia sono valorizzati economicamente ai prezzi MB per il servizio o ai prezzi dell'energia (materia prima) su MGP. Tale valorizzazione si traduce in costi variabili (ossia riferibili alla componente energia) nella bolletta dell'utente (come già accennato, non si considerano i costi fissi in quanto si assume che rimangano sempre gli stessi).

Su quest'ultima, tuttavia, incidono inoltre gli oneri di sistema e i costi di trasmissione e distribuzione associati all'energia prelevata, nonché accise ed IVA; va poi considerata, come ricavo, la remunerazione in capacità citata. Non si considera qui, invece, la presenza di impianti a Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP) e quindi eventuali effetti di scambio sul posto.

A valle dell'esecuzione dell'algoritmo di offerta, per ciascun caso di studio si effettuano valutazioni economiche complesse, calcolando il costo variabile che costituisce la bolletta elettrica annuale del VE (per maggiori dettagli si rimanda a [1], [13] e [14]). Innanzitutto, si calcola tale costo, indicato rispettivamente come C_1 o C_2 , in corrispondenza dell'assunzione di una delle seguenti opzioni 1 o 2:

- **opzione 1 (benchmark): nessuna partecipazione del veicolo al MB**, ossia acquisto di tutta l'energia da ricaricare (per raggiungere il SoC *target*) su MGP, a prezzo PUN, assumendo di effettuare un prelievo di potenza costante lungo tutto il periodo di ricarica;
- **opzione 2: partecipazione del veicolo al MB** (simulata con la strategia di offerta sopra descritta).

Se risulta che la partecipazione al SB non è economicamente conveniente, ossia se $C_2 > C_1$, si può valutare l'opportunità di introdurre meccanismi di agevolazione, quali quelli indicati nelle seguenti opzioni 3, 4, 5, e calcolare i relativi costi variabili complessivi in bolletta, indicati rispettivamente come C_3, C_4, C_5 :

- **opzione 3: partecipazione del veicolo al MB** (simulata con la strategia di offerta sopra descritta), ma **senza applicazione di parte degli oneri per servizio a scendere**. Precisamente si assume che in bolletta non siano applicate le componenti variabili degli oneri di sistema elettrico e delle tariffe di rete, relativamente all'energia assorbita per il servizio a

scendere;

- **opzione 4: partecipazione del veicolo al MB** (simulata con la strategia di offerta sopra descritta), ma **senza applicazione di parte degli oneri per servizio, oltre che a scendere, a salire**. Precisamente, oltre a quanto ipotizzato nell'opzione 3, si assume che in bolletta non siano applicate le componenti variabili degli oneri di sistema elettrico e delle tariffe di rete per l'energia effettivamente immessa in rete per il servizio a salire (tale immissione "netta" in rete è il risultato della sovrapposizione del servizio a salire con il programma di ricarica), pesata secondo la percentuale di energia prelevata dalla rete sulla quale è stata applicata la totalità degli oneri; si è valutata anche questa opzione, non solo perché anche il servizio a salire è a beneficio del sistema, ma pure perché, per svolgere il servizio anche a salire, il VE movimentata più energia, anche in assorbimento (e quindi gravata da oneri, accise ed IVA), di quanto strettamente necessario per la propria ricarica;
- **opzione 5: partecipazione del veicolo al MB** (simulata con la strategia di offerta sopra descritta), **con applicazione degli oneri solo sulla quantità di energia desiderata per la ricarica**, ossia con applicazione degli oneri solo sull'energia che si sarebbe comunque ricaricata (e che, per costruzione, coincide con l'energia ricaricata nella ricarica *benchmark*). Questo tipo di agevolazione è ovviamente alternativo rispetto a quelli nelle opzioni 3 e 4.

Nel seguito, per gli oneri si considerano, per semplicità, prezzi unitari (in €/MWh) costanti: p_{oneri} è il prezzo totale degli oneri, mentre p'_{oneri} è il prezzo dei soli oneri di rete e di sistema, ossia degli oneri che si ipotizza di non applicare nelle opzioni di calcolo 3 e 4.

Si osserva che le assunzioni nelle opzioni 3, 4 e 5 potrebbero essere diverse dalle ipotesi di revisione delle condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di dispacciamento che ARERA intende introdurre relativamente all'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo. In particolare, con riferimento agli orientamenti indicati nel documento di consultazione n. 345/2019 [8], l'Autorità intende estendere lo schema di trattamento di tale energia anche a casi più complessi, ossia alle situazioni in cui i prelievi nel medesimo punto di connessione non sono destinati solo ai sistemi di accumulo o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche ad ulteriori carichi distinti. In questo modo, una volta quantificata, l'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ad

alimentare i sistemi di accumulo ai fini della sua successiva re-immissione in rete, e/o i servizi ausiliari di generazione, potrà essere valorizzata al prezzo zonale orario anziché al PUN, evitando così ogni effetto distorsivo (derivante dal fatto che all'energia elettrica prelevata si applica il PUN, mentre all'energia elettrica immessa si applica il prezzo zonale orario). Inoltre, tale energia non sarà assoggettata alle componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione, alle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, ai corrispettivi per i prelievi di energia reattiva, nonché ai corrispettivi di dispacciamento. Tra quelle considerate, l'opzione 5 è quella che si avvicina maggiormente a tali ipotesi, con la differenza che si usa il PUN invece del prezzo zonale.

5.2 Risultati di simulazione

Per ciascun caso di studio, si sintetizzano ora i risultati di una simulazione svolta sul periodo di un anno compreso fra il 1° agosto 2016 e il 31 luglio 2017, con riferimento ai soli giorni lavorativi (252 giorni).

I prezzi di offerta su MB, da usare in ingresso all'algoritmo, sono qui definiti sulla base dei prezzi storici delle offerte accettate su MB, nella sola zona NORD, lungo lo stesso periodo di un anno: in particolare, assumendo una conoscenza "quasi ideale" dei risultati di MB di ogni ora, si adotta come prezzo di offerta la media, ora per ora appunto, dei prezzi storici, a salire e a scendere separatamente, delle offerte effettivamente accettate lungo tale periodo annuale [9] [10]. Tale media è mostrata in Figura 5.2; si può osservare, ad esempio, che i prezzi medi accettati a salire sono per la maggior parte nell'intervallo 40-600 €/MWh, i prezzi medi

accettati a scendere nell'intervallo 0-80 €/MWh. In Figura 5.3, si riportano le distribuzioni (frequenze relative) stimate per tali prezzi medi; si osserva che esse raggiungono i loro valori massimi attorno a 75 €/MWh e 25 €/MWh, rispettivamente nel caso dei prezzi a salire e a scendere.

Si assume come periodo di ricarica l'intervallo dalle 18.00 alle 06.00. Il riferimento ai soli giorni lavorativi comporta che la ricarica inizi alle 18:00 di un giorno lavorativo e termini alle 06.00 del successivo giorno lavorativo, il quale può essere contiguo al precedente, nel caso non vi siano giorni non lavorativi interposti, oppure no (ad esempio, la ricarica iniziata il venerdì sera si conclude il successivo lunedì mattina).

Si assume che la batteria del veicolo abbia in ogni caso una capacità di 40 kWh ed efficienza di *round-trip* dell'85%. Per le componenti variabili degli oneri di sistema elettrico, delle tariffe di rete e del dispacciamento, si considerano le voci e i valori riportati nella Tabella 5.2; per i casi di ricarica domestica (a e b), l'IVA sugli acquisti di energia è pari al 10%, le accise sono pari a 22,7 €/MWh; per i casi di ricarica aziendale (c e d), l'IVA sugli acquisti di energia è pari al 22% e le accise sono pari a 12,5 €/MWh.

I risultati annuali, in termini di scambi di energia su MGP e su MB e dei relativi prezzi medi e in termini di risparmio, rispetto alla bolletta *benchmark* e valutato a partire dalle cinque opzioni descritte, sono riportati in Figura 5.4 e in Tabella 5.3.

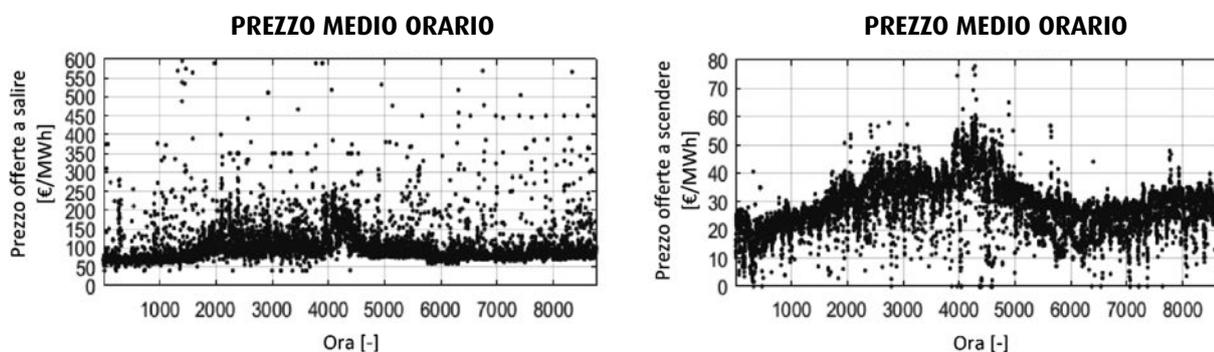


Figura 5.2 - Medie orarie dei prezzi MB delle offerte accettate a salire (sinistra) e a scendere (destra), lungo un anno; per chiarezza di lettura dei grafici, non sono riportati alcuni valori massimi (23 per le medie a salire, 3 per le medie a scendere)

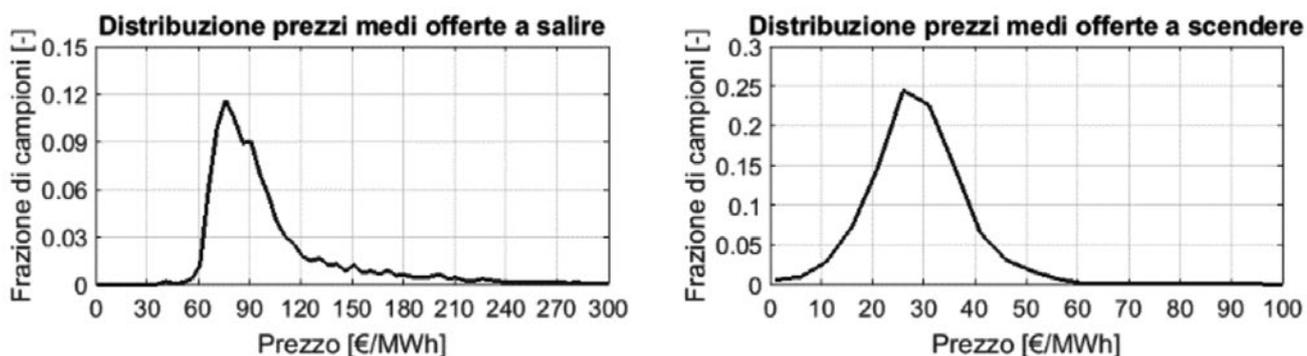


Figura 5.3 - Distribuzione (frequenza relativa) stimata dei prezzi medi delle offerte accettate a salire (sinistra) e a scendere (destra).

	CASI DOMESTICI (a e b)	CASI AZIENDALI (c e d)
Componenti oneri	€/MWh	€/MWh
Oneri di sistema	69,97	50,85
Oneri di rete	7,86	8,46
Dispacciamento (PD)	11,55	11,55
Altro dispacciamento (DISPbt, PPE)	10,35	4,02
Totale oneri (p_{oneri})	99,732	74,877
Oneri di sistema e di rete (p'_{oneri})	77,83	59,31

Tabella 5.2 - Componenti variabili degli oneri di sistema elettrico, delle tariffe di rete e del dispacciamento (Il trimestre 2018 [11] e [12]). Le componenti relative ai costi di dispacciamento sono quelle che si applicano al mercato tutelato

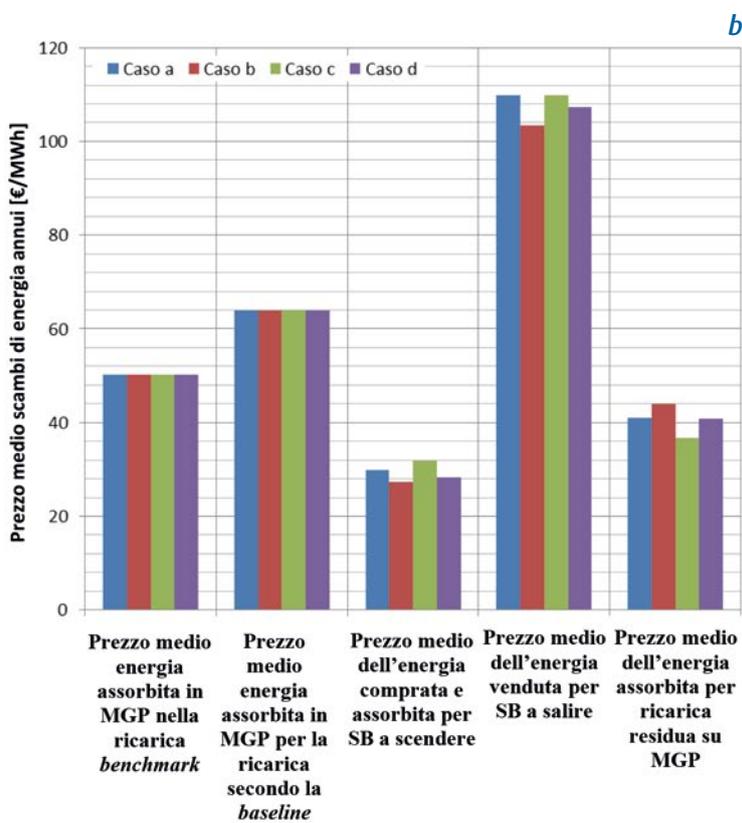
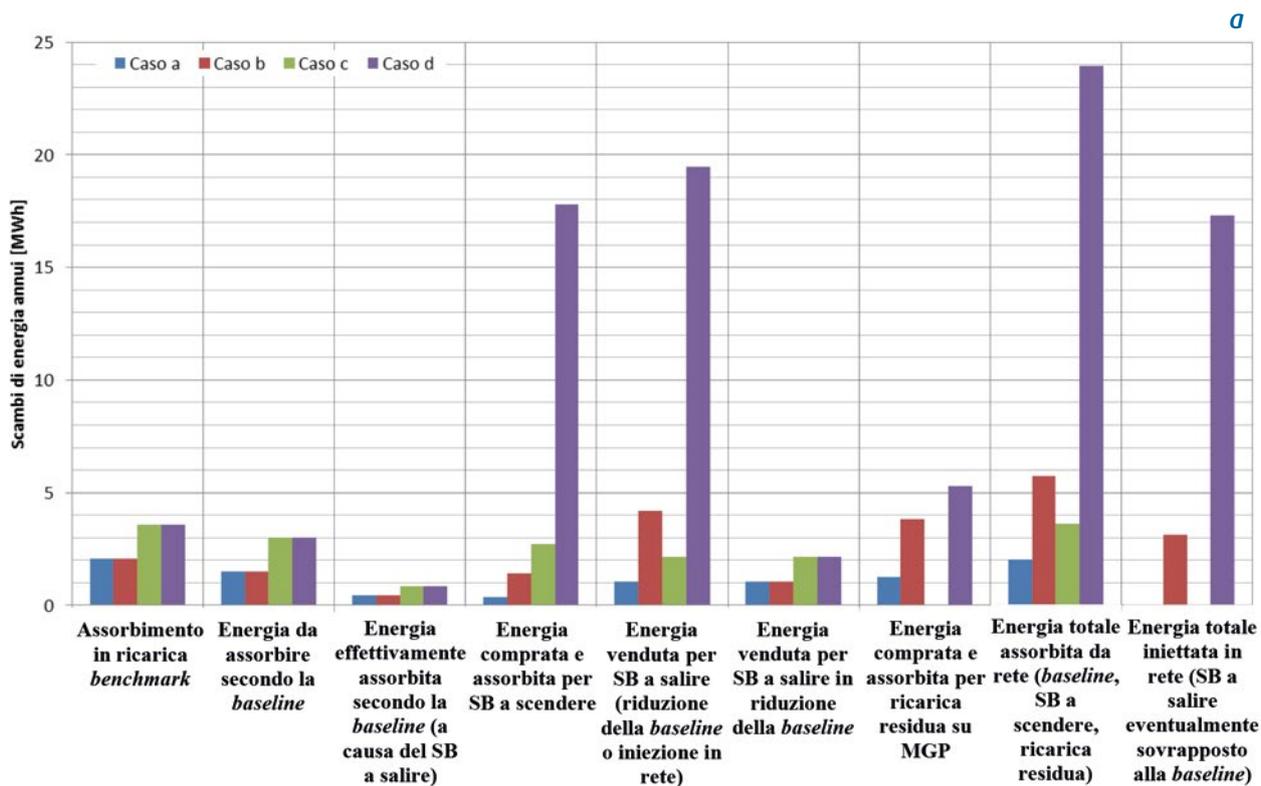


Figura 5.4 -Scambi di energia annui (a) e relativi prezzi medi unitari (b) per i casi di studio domestici e aziendali analizzati, con riferimento al periodo 1/8/2016 - 31/7/2017

	Ricarica domestica (valori annui)		Ricarica aziendale (valori annui)	
	Caso a	Caso b	Caso c	Caso d
Costo benchmark	€	€	€	€
C_1	391	391	603	603
Risparmio (per opzione)	€	€	€	€
$C_1 - C_2$	58	-280	112	-974
$C_1 - C_3$	85	-168	274	81
$C_1 - C_4$	85	45	274	392
$C_1 - C_5$	58	122	112	887
Risparmio percentuale (per opzione)	% rispetto a C_1	% rispetto a C_1	% rispetto a C_1	% rispetto a C_1
$(C_1 - C_2) / C_1$	14,8	-71,6	18,6	-161,5
$(C_1 - C_3) / C_1$	21,7	-43,0	45,4	13,4
$(C_1 - C_4) / C_1$	21,7	11,5	45,4	65,0
$(C_1 - C_5) / C_1$	14,8	31,2	18,6	147,1

Tabella 5.3 - Ammontare complessivo annuo del risparmio, rispetto alla bolletta per la ricarica benchmark, per i casi di studio analizzati

Per la ricarica domestica, innanzitutto, si può osservare che, nel caso V1G (caso a), gli scambi di energia sono abbastanza piccoli; ciò porta, grazie ai maggiori prezzi di vendita sul MB, ad una diminuzione della bolletta dell'utente rispetto alla ricarica *benchmark* a prezzi MGP, cioè $C_2 < C_1$ (circa del 15% in questo caso). Grazie alla non applicazione di parte degli oneri nell'opzione 3, ovviamente si ha $C_3 < C_2$, e in particolare si ottiene qui $C_3 < C_1$ all'incirca del 22%; per quanto riguarda C_4 , tale costo è, per definizione, uguale a C_3 , poiché, sebbene sia presente una *baseline* non nulla (che permette quindi di offrire anche a salire), non è consentita l'immissione in rete. Nell'opzione 5, infine, visto che la quantità di energia assorbita non cambia rispetto al caso *benchmark*, si ha, ovviamente, $C_5 = C_2$, e in particolare si ottiene qui $C_5 < C_1$ all'incirca del 15%. Per la ricarica domestica V2G (caso b), la presenza di scambi di energia in scarica, oltre che in carica, provoca un aumento significativo della quantità di energia scambiata; questo, a sua volta, determina, da un lato, un aumento

dei profitti derivanti dalla partecipazione al MB, ma anche, dall'altro, maggiori oneri e tasse, che prevalgono sul profitto. Quindi, la bolletta energetica del cliente V2G risulta aumentata, anziché ridotta, rispetto alla ricarica *benchmark* effettuata a prezzi MGP: più precisamente, $C_2 > C_1$, all'incirca del 72% in questo caso. Se si ipotizza di non applicare una parte degli oneri all'energia assorbita per il SB, si ottiene $C_2 > C_3 > C_1$ (in particolare, $C_3 > C_1$ all'incirca del 43% in questo caso), e se si ipotizza di non applicare una parte degli oneri neanche all'energia reimessa in rete per il SB, si ha $C_4 < C_1$, di circa il 12% in questo caso (ovviamente, $C_4 < C_3$); se si ipotizza di applicare gli oneri solo su una parte dell'energia assorbita pari a quella *benchmark*, si ha $C_2 > C_1 > C_5$ (in particolare, $C_5 < C_1$ all'incirca del 31% in questo caso; tale differenza è riconducibile agli effetti della compravendita su MB, in quanto gli oneri sono applicati alla stessa quantità di energia, ossia alla

quantità *benchmark*).

Per la ricarica aziendale analizzata, rispetto alla ricarica domestica, l'energia scambiata è maggiore sia nel caso V1G che nel caso V2G. Quindi in generale i costi netti relativi agli scambi di energia sono maggiori, ma anche gli oneri e le tasse sono più elevati. Complessivamente, per la ricarica aziendale V1G (caso c) si possono svolgere considerazioni simili a quelle per la ricarica domestica V1G (caso a); per quanto riguarda i valori numerici, ora si ha $C_2 < C_1$ all'incirca del 19%, $C_3 < C_1$ approssimativamente del 45%. Si ricorda che, per costruzione, in tal caso $C_4 = C_3$ e $C_5 = C_2$. Per la ricarica aziendale V2G (caso d), invece, si ha $C_2 > C_1$ di più del doppio (la differenza tra ricarica V2G e V1G è più marcata rispetto a quanto accade per la ricarica domestica); si ha inoltre $C_3 < C_1$ (a differenza di quanto accade per la ricarica domestica) e $C_4 < C_1$ (come succede per la ricarica domestica). In particolare, $C_3 < C_1$ di circa il 13%, mentre $C_4 < C_1$ di circa il 65%. Risulta, poi, non solo $C_5 < C_1$ (come succede per la ricarica domestica), ma addirittura $C_5 < 0$, ossia si ottiene un profitto invece che un costo. In breve, la possibilità di non applicare una parte degli

oneri sull'energia scambiata per servizio sarebbe assai utile per rendere economicamente interessante la partecipazione al MB per svolgere il servizio in modalità V2G, sia in caso di ricarica domestica sia in caso di ricarica aziendale; la possibilità di applicare gli oneri solo su quanto prelevato per la propria ricarica sarebbe in tali casi ancora più utile.

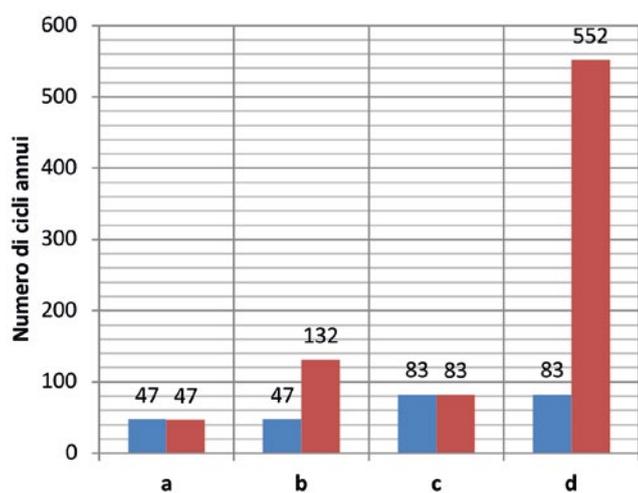
Quanto alla remunerazione in capacità considerata, infine, essa va sottratta ai costi relativi alle opzioni 2, 3, 4 e 5 appena discussi. I risultati sono riportati, ancora in termini di risparmio rispetto alla bolletta *benchmark*, in Tabella 5.4. La remunerazione in capacità ammonta, in caso di ricarica domestica (casi a e b), a 60 €/anno, ossia ad una percentuale variabile fra l'8,9% e il 22,3% dei costi di ricarica che si hanno in sua assenza, quindi fornisce un beneficio che, sebbene non trascurabile, è relativamente limitato. In caso di ricarica aziendale (casi c e d), ammonta a 120 €/anno; non considerando il costo negativo C_5 del caso d, essa corrisponde ad una percentuale variabile fra il 7,6% e il 56,9% dei costi di ricarica che si hanno in sua assenza. Pertanto, per la ricarica aziendale, tale remunerazione fornisce un benefi-

	Ricarica domestica (valori annui)		Ricarica aziendale (valori annui)	
	Caso a	Caso b	Caso c	Caso d
Costo benchmark	€	€	€	€
C_1	391	391	603	603
Risparmio (per opzione), con remunerazione in capacità	€	€	€	€
$C_1 - C_2$	118	-220	232	-854
$C_1 - C_3$	145	-108	394	201
$C_1 - C_4$	145	105	394	512
$C_1 - C_5$	118	182	232	1007
Risparmio percentuale (per opzione), con remunerazione in capacità	% rispetto a C_1	% rispetto a C_1	% rispetto a C_1	% rispetto a C_1
$(C_1 - C_2) / C_1$	30,2	-56,3	38,5	-141,6
$(C_1 - C_3) / C_1$	37,1	-27,6	65,3	33,3
$(C_1 - C_4) / C_1$	37,1	26,9	65,3	84,9
$(C_1 - C_5) / C_1$	30,2	46,5	38,5	167,0

Tabella 5.4 - Ammontare complessivo annuo del risparmio, rispetto alla bolletta per la ricarica benchmark, per i casi di studio analizzati, considerando anche la remunerazione in capacità

cio economico che, seppur a volte limitato, appare piuttosto interessante.

In ultimo, qualche considerazione sui cicli di carica-scarica a cui è sottoposta la batteria [9]. In Figura 5.5 si riporta il numero annuale di cicli equivalenti, calcolati, per semplicità, a profondità di scarica (*Depth of Discharge* - DoD) del 100% ed assumendo che l'energia nominale della batteria resti invariata nel tempo: più precisamente, si confronta il numero di cicli effettuati in assenza di svolgimento del SB (ossia in caso di ricarica *benchmark*. Si tratta dei cicli legati al normale uso dell'auto per la guida) ed in presenza di svolgimento del SB. Nei casi di studio con ricarica V1G (casi a e c), non essendovi iniezione di energia in rete, il numero di cicli non cambia se si svolge il SB oppure no; tale numero è naturalmente maggiore nel caso aziendale (83 contro 47), poiché è maggiore l'energia da ricaricare, ovvero è maggiore l'energia scaricata durante la guida dell'auto. A causa dello svolgimento del servizio a salire, invece, il numero di cicli aumenta, rispetto alla ricarica *benchmark*, di circa 2,8 volte nel caso V2G domestico (caso c) e di più di 6,6 volte nel caso V2G aziendale (caso d): quest'ultimo, dunque, risulta, fra i casi di studio esaminati, quello in cui l'uso della batteria per il servizio è più intenso.



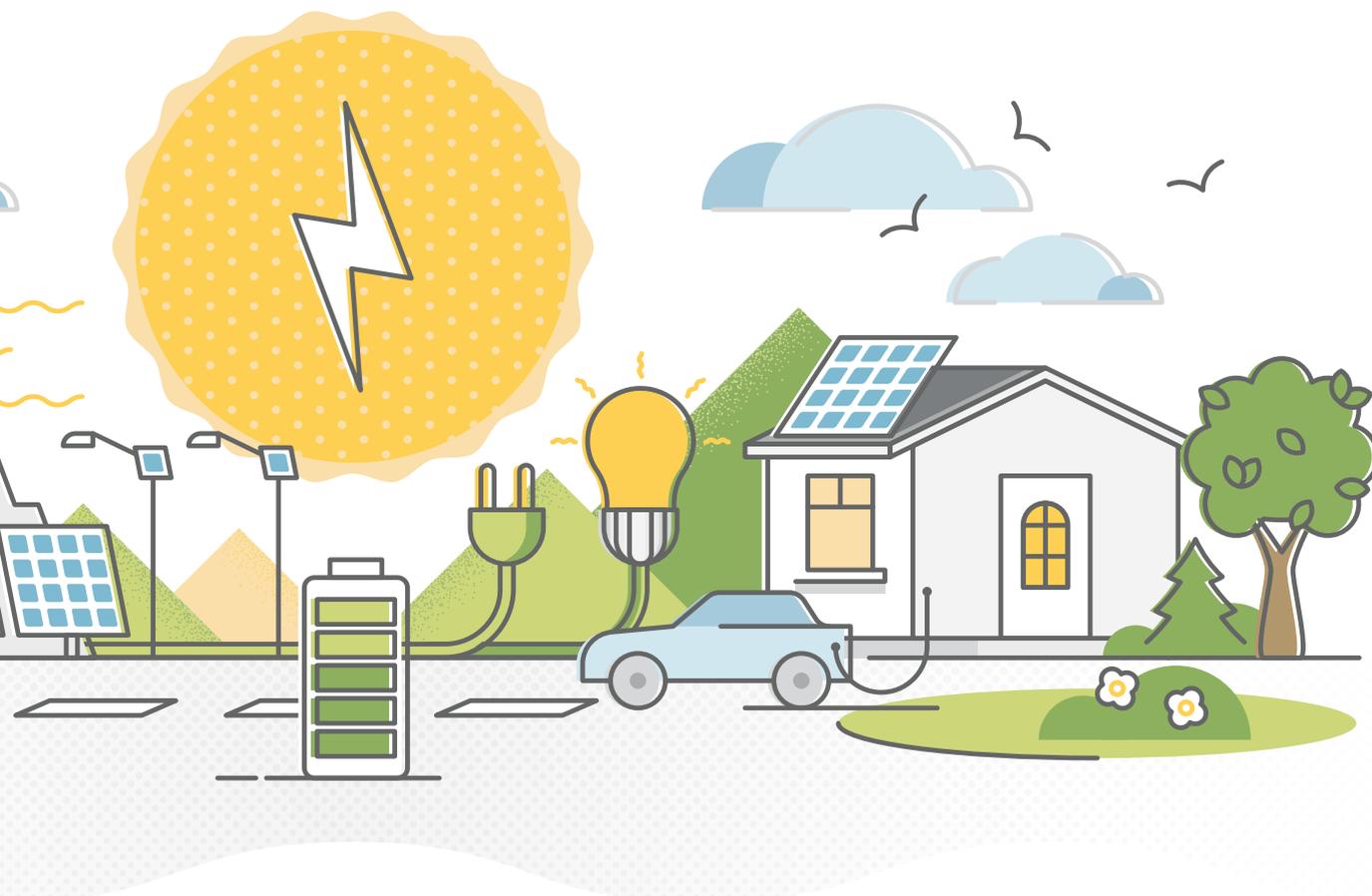
■ con SB ■ benchmark

Figura 5.5 - Numero annuale di cicli equivalenti di carica-scarica a cui è sottoposta la batteria del VE: confronto tra valori benchmark (ossia senza svolgimento del SB) e valori in caso di svolgimento del SB

5.3 Conclusioni

Le simulazioni preliminari di ricariche di tipo V1G o V2G, effettuate da parte di utenti domestici o aziendali, mediante la fornitura del servizio di bilanciamento (su MB) hanno evidenziato che, grazie ai differenziali di prezzo tra MB e MGP, la bolletta elettrica dell'utente risulta inferiore rispetto a quella associata alla ricarica *benchmark* effettuata senza svolgere servizi, purché gli scambi di energia siano sufficientemente piccoli (il che accade con la ricarica V1G); altrimenti, infatti, gli oneri, le accise e l'IVA annullano il guadagno proveniente dalla partecipazione al MB. Sia in caso di ricarica domestica sia in caso di ricarica aziendale, dunque, per rendere interessante economicamente la partecipazione al MB sarebbe utile introdurre una opportuna regolamentazione tariffaria. Ad esempio, sono state qui valutate le seguenti possibilità alternative²⁵: (i) la non applicazione di una parte significativa degli oneri (si è assunto di non applicare gli oneri di rete e di sistema) sull'energia assorbita per servizio, con un'eventuale ulteriore riduzione della bolletta che dipende dall'energia netta immessa in rete per servizio; (ii) l'applicazione di tutti gli oneri (ossia oneri di rete e di sistema, costi di dispacciamento e di "altro dispacciamento"), ma solo sulla par-

²⁵ Si ricorda, per confronto, che gli impianti idroelettrici attualmente non pagano né oneri né accise sui prelievi per pompaggio.



te di energia assorbita destinata effettivamente alla ricarica. L'ipotesi (ii) appare più in linea con gli orientamenti espressi dall'Autorità nel DCO 345/2019 sulla revisione della regolamentazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di dispacciamento relativamente all'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo.

Dai risultati delle simulazioni si può osservare, in particolare, che, in caso di ricarica V2G, la presenza di scambi di energia in scarica, oltre che in carica, provoca un aumento complessivo della quantità di energia scambiata; ciò, a sua volta, determina un aumento del profitto derivante dalla partecipazione al MB, e tale profitto è maggiore se è più ampia la banda di flessibilità, ossia la banda di potenza resa disponibile dal VE per il servizio (come avviene in caso di ricarica aziendale, rispetto alla ricarica domestica). Tuttavia, come già osservato, ciò implica anche maggiori oneri e tasse, cosicché, alla fine, la bolletta energetica del cliente V2G risulta aumentata, anziché ridotta, a meno di (i) escludere, secondo le ipotesi di calcolo assunte, l'applicazione di parte degli oneri su alcuni scambi di energia per il servizio, oppure (ii) escludere l'applicazione degli oneri sull'energia assorbita

in più rispetto a quanto necessario per la ricarica. Se si aggiunge poi una remunerazione in capacità di 30 €/kW/anno, i relativi benefici economici, sia in caso di ricarica domestica sia in caso di ricarica aziendale, contribuiscono, anche se a volte in maniera limitata o moderata, a rendere più attraente lo svolgimento del servizio.

Si osserva, infine, che occorrono ulteriori analisi per valutare la sensibilità dei risultati rispetto, ad esempio, ai prezzi di offerta per il servizio (e al loro tasso di accettazione), alla quantità di energia da ricaricare (qui già in parte considerata tramite la distinzione fra i due tipi di utenza, aziendale e domestica), al periodo di ricarica (ossia agli orari di inizio e fine della ricarica)²⁶.

Merita anche ulteriori approfondimenti il possibile invecchiamento "da ciclaggio" della batteria: infatti, all'uso dovuto alla guida del veicolo si aggiunge quello dovuto allo svolgimento del servizio, che comporta, in caso di ricarica V2G, un aumento degli scambi di energia in scarica, specialmente se l'energia da ricaricare è consistente come accade nel caso di ricarica V2G aziendale simulato.

²⁶ Riguardo a quest'ultimo, in particolare, sarebbe utile valutare l'impatto delle sue variazioni non solo dal punto di vista dell'utente del VE, ma anche da quello del gestore di rete: ad esempio, si potrebbe considerare di effettuare la ricarica solo in ore notturne (indicativamente a partire dalle 22.00), invece che a partire dalle ore serali: nelle ore serali, infatti, la presenza di un ulteriore prelievo potrebbe aggravare le criticità di gestione del sistema elettrico associate alla rampa di carico netto; d'altra parte, lo svolgimento del servizio a salire in tali ore potrebbe contribuire proprio a contrastare tali criticità. Occorrerebbe quindi approfondire l'analisi per valutare pro e contro.

Il 30 gennaio 2020 il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il Decreto “Criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, denominata vehicle to grid. (20A00891)”, entrato poi in vigore il 15 febbraio.

Il Decreto prevede che i VE possano erogare, attraverso le Infrastrutture di Ricarica (IR) e in modalità V1G o V2G:

- servizi di riserva terziaria e bilanciamento, sia a salire sia a scendere, e di risoluzione delle congestioni;
- ulteriori servizi tra cui regolazione primaria e secondaria di frequenza e, se tecnicamente fattibile, regolazione di tensione.

Le IR possono essere esistenti o di nuova realizzazione e possono essere collegate alla rete anche mediante punti di connessione non dedicati soltanto alla ricarica di VE.

La partecipazione delle IR a MSD, nonché alla fornitura a termine di risorse di dispacciamento, è prevista in forma aggregata tramite Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), definite come unità virtuali abilitate di cui alla deliberazione ARERA n. 300/2017 [7] [6], caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non rilevanti (programmabili o non programmabili), unità di consumo, sistemi di accumulo, e nei sistemi di accumulo sono compresi i VE collegati alla rete tramite le IR.

Per rimuovere le barriere regolatorie alla partecipazione delle IR, i requisiti minimi prestazionali per l’abilitazione a ciascun servizio, compresi i servizi di breve durata ed a risposta rapida, dovranno essere integrati/modificati (anche nei progetti pilota) tenendo conto sia delle caratteristiche e della specificità delle IR stesse, incluse quelle domestiche, sia delle esigenze dei VE per la mobilità. Ad esempio, ARERA prevede che, almeno per le UVAM costituite solo da IR, la potenza modulabile, a salire o a scendere, si possa ridurre fino a 0,2 MW (con progressione decimale). ARERA dovrà poi definire, anche con valenza più generale, le modalità con cui i distributori usano le UVAM per esigenze di esercizio della propria rete (ad esempio per risolvere congestioni locali o per regolare la tensione) e le modalità di coordinamento con TERNA. Il Decreto prevede anche possibili modalità di regolazione *semplificate* per i punti di ricarica domestici e, su richiesta, per i casi in cui il gestore delle infrastrutture sia proprietario di tutti i veicoli che tramite esse forniscono servizi.

Perseguendo principi di semplicità ed economicità, ai fini della partecipazione a MSD si individuano inoltre, in collaborazione con il Comitato Elettrico Italiano (CEI):

- specifiche tecniche minime per i dispositivi ed i misuratori installati presso il punto di connessione, anche già integrati nelle IR;
- eventuali apparecchiature di misura da aggiungere a quelle previste dalla regolazione generale ovvero a quelle già inserite nelle IR.

Per favorire dal punto di vista economico la partecipazione dei VE a MSD, il Decreto dispone che:

- ARERA provveda alla copertura, anche in via forfettaria, dei costi aggiuntivi per l’installazione dei dispositivi e dei sistemi di misura necessari ad assicurare l’interazione tra veicolo e rete elettrica, nonché l’interlocazione tra il gestore dell’IR e il gestore dell’UVAM di cui fanno parte;
- il meccanismo dello scambio sul posto sia mantenuto, con modalità semplificate definite da ARERA, anche per i punti di connessione con presenza di IR, con queste modalità:
 - si può prelevare ed immettere energia attraverso il punto di connessione per la partecipazione a MSD, ma il contributo in conto scambio è erogato solo in riferimento alla produzione dell’impianto a fonti rinnovabili o cogenerativo ad alto rendimento;
 - i benefici previsti dallo scambio sul posto sono applicati solo per l’energia prelevata dalla rete alla quale vengono applicate le componenti tariffarie variabili.

Per tutelare i detentori di VE partecipanti a MSD in entrambe le modalità a salire e a scendere mediante IR:

- il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) pubblicherà una procedura per delineare le informazioni che i gestori delle UVAM di cui fanno parte le IR forniscono ai detentori dei VE circa l’utilizzo dei SdA dei veicoli stessi, in modo tale che i detentori possano effettuare valutazioni degli effetti della fornitura dei servizi sulla vita utile dei SdA e sulla loro compatibilità con le garanzie dei produttori dei VE;
- i gestori delle UVAM di cui fanno parte IR dovranno inoltre acquisire l’esplicito consenso del detentore del VE, informandolo preventivamente sulle modalità e sulle condizioni, anche economiche, in base alle quali il VE parteciperà alla fornitura dei servizi.

CAPITOLO 6

SERVIZIO DI REGOLAZIONE “ULTRA-RAPIDA” DI FREQUENZA

Come noto, sono in atto già da anni profonde trasformazioni nel parco di generazione nazionale, per cui la generazione termo-elettrica da fonte fossile viene gradualmente sostituita da generazione da Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP). Ciò si traduce, ad esempio, in una maggiore necessità di risorse di flessibilità, in quanto diminuiscono gli impianti che contribuiscono alla regolazione del sistema elettrico. Un aspetto particolarmente significativo riguarda la regolazione della frequenza, le cui deviazioni dai 50 Hz tendono ad accentuarsi, sia in ampiezza sia in velocità, al diminuire del contributo di inerzia meccanica e della capacità di regolazione assicurati tradizionalmente dagli impianti termici con i loro grandi generatori sincroni (si pensi, ad esempio, alla risposta transitoria in regolazione primaria di frequenza, in cui il contributo in potenza nei primissimi istanti dopo una perturbazione è prevalentemente a carico delle unità a vapore²⁷). In assenza di contributo inerziale da parte della generazione eolica e fotovoltaica, è necessario individuare ulteriori risorse, che siano dotate di adeguata rapidità di risposta e di flessibilità di funzionamento: un esempio di tali risorse sono proprio i Sistemi di Accumulo (SdA) elettrochimici.

A partire da queste considerazioni, e tenendo presenti gli scenari di evoluzione del sistema elettrico italiano indicati nel Piano Nazionale Energia Clima – PNIEC, si comprende quindi come TERNA, ai sensi della delibera n.300/2017 [1] per l’allargamento della platea dei partecipanti ai servizi “ancillari”, abbia ritenuto opportuno proporre una sperimentazione

(per la quale la fase di consultazione si è chiusa il 24 gennaio 2020 ed il regolamento è stato approvato il 3 giugno 2020 [2]) di nuove risorse flessibili anche per l’erogazione di un servizio di regolazione ultra-veloce di frequenza, denominato servizio di riserva rapida o di *Fast Reserve* (FR) [3] e non ancora codificato nel Codice di Rete²⁸. Tale servizio si intende distinto ma coordinato con la regolazione primaria di frequenza. Si ricorda che, al fine di acquisire sufficienti informazioni sulla regolazione FR, la durata prevista del relativo progetto pilota sarà pari a 3 o 4 anni (dall’1/1/2022 al 31/12/2024 o 2025).

In aggiunta in un prossimo futuro TERNA intende introdurre un progetto pilota per una modalità alternativa di fornitura del servizio di regolazione secondaria. A questo servizio potranno partecipare anche i dispositivi abilitati alla fornitura di FR.

Di seguito si riporta una breve descrizione del nuovo servizio FR, nell’ottica del suo possibile svolgimento da parte di SdA elettrochimici.

6.1 Descrizione del servizio

Le caratteristiche del servizio di FR [3], del quale alcuni fondamentali parametri sono riportati sinteticamente nella Tabella 6.1, sono discusse nel seguito.

Precisione della misura di frequenza	Tempo di attivazione (Full Activation Time - FAT)	Tempo di avviamento dall’istante di ricevimento del segnale	Tempo di mantenimento	Fase di conclusione del servizio (de-rampa)	Potenza qualificata minima	Potenza qualificata massima
migliore dello 0,02% del valore nominale	≤ 1 s	≤ 300 ms	≥ 30 s	5 min	5 MW	25 MW

Tabella 6.1 - Principali parametri caratteristici del servizio di FR

²⁷ Tipicamente, negli impianti a ciclo combinato la regolazione viene effettuata con tempistiche relativamente lente (dell’ordine di qualche secondo o decina di secondi), per ragioni di economicità e di rendimento, mentre negli impianti a carbone si sfrutta la grande inerzia termica per ottenere un contributo di potenza per la regolazione in tempi molto più rapidi. Pertanto, la dismissione delle unità a carbone comporterebbe la perdita di un contributo rilevante per il controllo della frequenza nei primi istanti dopo una perturbazione.

²⁸ Si osserva che anche il gestore di rete britannico National Grid Electricity Transmission (NGET) ha da qualche anno introdotto un servizio, detto Enhanced Frequency Response (EFR) [4] con tempistiche più veloci rispetto alla regolazione primaria di frequenza. L’EFR ha caratteristiche tecniche simili a quelle della FR. L’approvvigionamento di risorse per l’EFR, di 200 MW, è basato su aste, che sono state sinora vinte proprio da SdA elettrochimici.

I valori minimo e massimo della potenza qualificata (P_{ql}) sono motivati, rispettivamente, per garantire un valore significativo del singolo contributo di potenza e per assicurare un'omogenea distribuzione dei contributi sul territorio. Il servizio si intende simmetrico. Nelle ore di disponibilità allo svolgimento del servizio, la P_{ql} deve essere asservita al servizio stesso, ovvero deve essere sempre garantita la disponibilità delle semibande di potenza a salire e a scendere pari alla P_{ql} anche in presenza di altri servizi erogati.

6.1.1 Risorse

La fornitura del servizio è a carico delle *Fast Reserve Unit* – FRU, ciascuna delle quali può essere costituita da un singolo apparato o da un aggregato. In base al principio di neutralità tecnologica, il servizio può essere erogato dalle seguenti tipologie di apparato:

- UP, ossia unità di produzione, *stand-alone*;
- UC, ossia unità di consumo, non interrompibili;
- UP abbinate ad UC (ausiliari esclusi) oppure ad unità di accumulo;
- UA, ossia unità di accumulo (si veda la delibera n. 574/2014 di ARERA), *stand-alone* oppure abbinate a UP e/o a UC (UA *behind the meter*).

Il servizio di FR è suddiviso per Aree di Assegnazione (AA) definite da TERNA. Gli apparati di una FRU aggregata si possono trovare sulle reti di alta, media o bassa tensione, ma devono essere all'interno della stessa AA.

Inoltre, TERNA richiede un numero di ore annuali di disponibilità alla fornitura del servizio, suddivise in blocchi di ore di disponibilità consecutive, a loro volta richiesti nei giorni ritenuti critici per la sicurezza del sistema.

6.1.2 Requisiti tecnici

In una FRU devono essere installati strumenti di misura e di verifica del servizio fornito. Ad una FRU costituita da un singolo dispositivo è quindi associato un Punto di Verifica (PdV) fisico, costituito da una *Phasor Measurement Unit* (PMU) e da un'Unità per la Verifica della Regolazione Rapida di Frequenza (UVRF). In una FRU costituita da un aggregato di dispositivi, invece, il PdV è virtuale ed è identificato dall'insieme delle PMU e delle UVRF associate ai singoli dispositivi.

Una FRU deve essere in grado sia di modulare, in risposta ad un errore di frequenza misurato, la potenza attiva secondo

una predefinita curva caratteristica $\Delta f - \Delta P$, sia di ricevere da TERNA e gestire un opportuno *set-point* di pilotaggio; le due modalità di attivazione/svolgimento del servizio devono poter essere gestite contemporaneamente (pertanto, la variazione di potenza complessiva è la somma algebrica dei due contributi richiesti secondo ciascuna delle due modalità).

Per quanto riguarda la modalità di svolgimento secondo la curva $\Delta f - \Delta P$, si hanno le seguenti indicazioni:

- occorre fornire una risposta simmetrica, continua e automatica in potenza, secondo la curva stessa, che è costituita da una legge proporzionale;
- l'attivazione deve essere senza ritardi intenzionali, o meglio il tempo di avviamento della risposta non può essere superiore a 300 ms; la piena attivazione deve avvenire entro 1 s dall'evento. Qualunque inversione dell'attivazione deve poter essere effettuata, senza smettere lo svolgimento del servizio, nel tempo di risposta massimo di 1 s;
- la curva prevede due soglie di attivazione:
 - una soglia di prima attivazione (soglia #1), corrispondente ad una *banda morta* intenzionale, tarabile secondo indicazioni di TERNA nell'intervallo [0, 500] mHz (e, simmetricamente, nell'intervallo [-500, 0] mHz) con risoluzione di 5 mHz; al superamento della banda morta intenzionale, il contributo non fornito dovrà essere recuperato;
 - una soglia di saturazione (soglia #2), tarabile secondo indicazioni di TERNA nell'intervallo [soglia #1, 1000] mHz (e, simmetricamente, nell'intervallo [-1000, -soglia #1] mHz), con risoluzione di 5 mHz, oltre la quale si richiede il mantenimento del valore di potenza immesso/prelevato, finché la condizione di superamento della soglia permane e per tutto il tempo ammesso dalla disponibilità energetica residua;
- la pendenza della parte rettilinea della curva (controllore proporzionale) è definita mediante un parametro espresso come (% della P_{ql})/ Δf , tarabile secondo indicazioni di TERNA;
- onde evitare fenomeni oscillatori indesiderati, specie a fronte di una variazione della frequenza a gradino, la massima elongazione della risposta transitoria (nel primo secondo dall'evento) non deve superare il 5% della P_{ql} , mentre a transitorio esaurito (ossia dopo 1 s dall'evento) lo scostamento del-

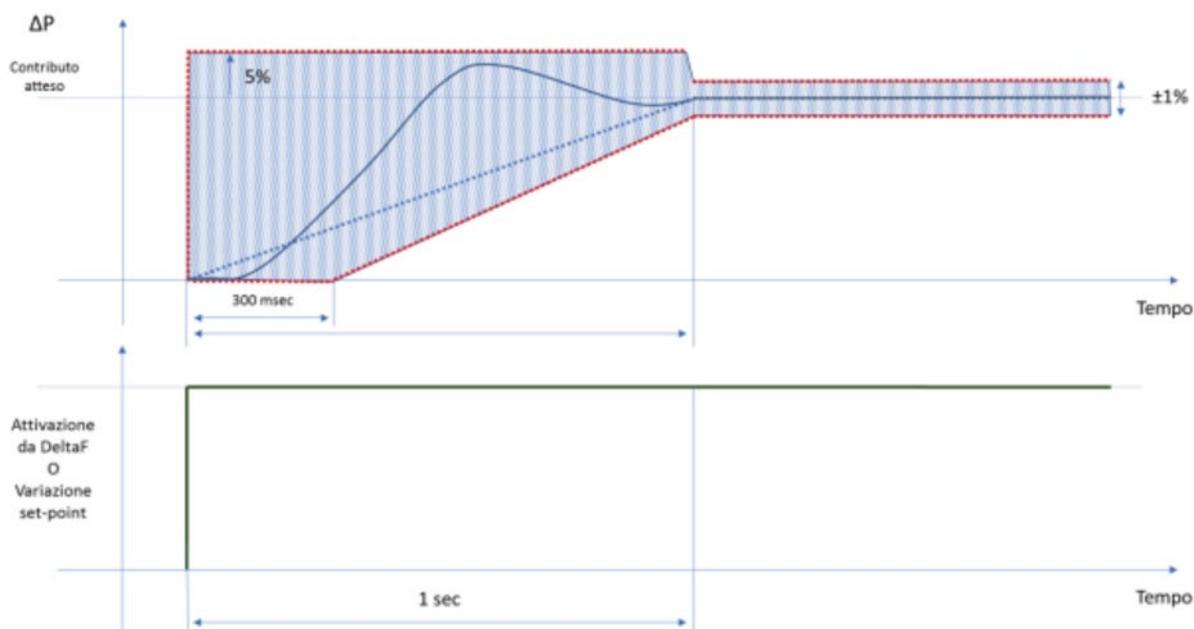


Figura 6.1 - Area ammissibile di attivazione e di erogazione del servizio

la risposta dal valore di regime richiesto non deve superare l'1% della P_{ql} ; per ulteriori dettagli, si veda la Figura 6.1;

- per valori di deviazione di frequenza compresi fra le due soglie #1 e #2, se non si hanno ulteriori perturbazioni del valore di regime occorre mantenere il valore di potenza attivato (proporzionale alla deviazione di frequenza) per 30 s e poi eseguire una de-rampa lineare fino ad annullare il contributo attivato di potenza, con un tempo impostabile tra 1 s e 900 s (valore di default pari a 300 s); se la deviazione di frequenza rientra entro la soglia #1 (banda morta) per un tempo pari ad almeno il valore indicato da TERNA (impostabile e di default pari a 200 s), la logica di intervento deve essere nuovamente attivata.

Per quanto riguarda la modalità di svolgimento del servizio secondo il *set-point* di pilotaggio inviato da TERNA tramite *Remote Terminal Unit* in particolari condizioni di rete, si hanno le seguenti indicazioni:

- occorre rendere disponibile la *capability* pari a $\pm P_{ql}$ per una capacità energetica al più pari a 15 minuti equivalenti a P_{ql} ; la relativa attivazione può avvenire al massimo, per ogni 2 ore appartenenti ad un

blocco di ore di disponibilità, per 15 minuti equivalenti a salire al valore P_{ql} e per 15 minuti equivalenti a scendere al valore $-P_{ql}$;

- il *set-point* di pilotaggio da seguire è definito nell'intervallo [0%, 100%] applicato alla banda compresa in $\pm P_{ql}$;
- come per la regolazione secondo la curva $\Delta f - \Delta P$, occorre fornire una regolazione continua e automatica della potenza attiva senza oscillazioni, rispettando le tempistiche di attivazione e fornitura del servizio (inversione compresa) sopra indicate (secondo *bullet* dell'elenco precedente) ed i vincoli di precisione sopra descritti (quinto *bullet*) e rappresentati in Figura 6.1 rispetto alla massima elongazione e al massimo scostamento dal valore a regime;
- occorre mantenere, in assenza di ulteriori variazioni del *set-point* di pilotaggio, il valore di potenza attivato per la durata temporale ammessa dalla capacità energetica residua;
- occorre sostenere l'attivazione di potenza (minore o uguale, ovviamente in valore assoluto, alla P_{ql}) per il periodo di tempo equivalente ammesso dalla capacità energetica disponibile.

6.1.3 Ulteriori requisiti in presenza di dispositivi ad energia limitata

In presenza di dispositivi ad energia limitata, quali i SdA, occorre garantire, qualunque sia la modalità di attivazione del servizio (curva $\Delta f-\Delta P$ o attivazione pilotata), la capacità energetica minima richiesta, ovvero la P_{ql} per 15 minuti, al netto della potenza scambiata dai dispositivi ai fini del rispetto del programma risultante dai mercati dell'energia o dei servizi e/o di altri consumi legati al mantenimento dell'assetto di funzionamento. Si osserva che, per i SdA, il requisito sulla capacità energetica minima richiesta può essere declinato in un rapporto energia/potenza minimo pari ad almeno 0,5 h.

Occorre inoltre che la FRU si doti di una logica di gestione della capacità energetica, in modo tale da soddisfare i requisiti tecnici già esposti. Tale logica non deve prevedere scambi di potenza contemporanei alla fornitura del servizio (ossia extra attivazioni), mentre può basarsi sulla modulazione della potenza attiva nei limiti del 25% della P_{ql} quando la frequenza misurata è all'interno della banda morta intenzionale.

In fase di modulazione della potenza attiva e una volta raggiunta una capacità energetica residua pari a 60 s equivalenti alla P_{ql} (tarabili secondo indicazione di TERNA), il sistema dovrà iniziare a de-rampare dal valore di potenza erogato sino a ricondursi a zero in 60 s (tempo tarabile secondo indicazione di TERNA). In tal modo, nel caso peggiore, ossia se il valore di potenza erogato è pari alla P_{ql} , il sistema rimarrà alla fine in grado di erogare ancora P_{ql} per 30 s (nell'assunzione di efficienza unitaria). Specifiche simmetriche valgono per l'assorbimento di potenza una volta raggiunta una capacità energetica che dista dal 100% 60 s equivalenti a $-P_{ql}$.

6.2 Fabbisogno e modalità di approvvigionamento e remunerazione

Nella proposta di progetto pilota per il servizio di FR [3], TERNA ha previsto che il quantitativo di riserva oggetto del servizio sia suddiviso sulle AA, che per ora sono due: Continente e Sicilia da una parte, e Sardegna dall'altra. Il quantitativo complessivo messo a mercato sarà di 200 MW per Continente e Sicilia e di 30 MW per la Sardegna. Questi quantitativi sono stati determinati sulla base degli scena-

ri indicati nel PNIEC, in particolare sulla base delle previste dismissioni di centrali a carbone e installazione di nuovi impianti alimentati a FRNP, in modo tale da minimizzare il rischio di attivazione del programma di distacco di carico nei giorni ritenuti critici. Inoltre, in base alla stima degli scenari PNIEC che prevedono, già al 2025, una forte riduzione della copertura del carico da potenza rotante²⁹, TERNNA ha ritenuto di richiedere sin dall'inizio, per ciascuna FRU abilitata, 1000 h/anno di disponibilità per il servizio. Possono richiedere la qualifica di abilitazione gli Utenti del Dispacciamento (UdD), i titolari di dispositivi già connessi alla rete o che abbiano fatto richiesta di connessione, soggetti terzi aggregatori (BSP) delegati da UdD o da titolari dei dispositivi di cui sopra.

L'approvvigionamento delle risorse sarà regolato, per ciascuna AA, da un'asta al ribasso a sessioni multiple con *price cap* e con pagamento secondo un meccanismo *pay-as-bid*. In ogni sessione di asta ciascun soggetto non potrà offrire più del 75% del quantitativo complessivo per l'AA.

Si prevede che, al termine di ciascuna sessione d'asta e per ciascuna AA:

- TERNA ordini con prezzo crescente le offerte presentate fino a concorrenza del quantitativo disponibile complessivo;
- indichi ai partecipanti le FRU eventualmente selezionate;
- comunichi le tempistiche per l'invio delle offerte per la sessione d'asta successiva, o la conclusione;
- i partecipanti possano effettuare ribassi sui prezzi proposti nelle offerte.

I soggetti assegnatari dovranno garantire la disponibilità alla fornitura del servizio per il numero di ore richiesto da TERNA (blocchi di ore di disponibilità), a fronte del riconoscimento di un Corrispettivo Fisso Annuo (CFA, espresso in €/MW/anno) determinato proprio in esito all'asta.

Per questa prima fase di sperimentazione, il *cap* è stato determinato a partire dai benefici attesi, derivanti dall'introduzione della FR, nello scenario di riferimento del PNIEC al 2025: benefici pari a 18-25³⁰ M€/anno corrispondono ad un *cap* di 78-108 k€/MW/anno.

²⁹ Tenendo conto degli scenari di sviluppo di eolico e fotovoltaico del PNIEC, e prendendo come base i dati del 2017, nel 2025 ci si aspetta che la copertura del carico con almeno il 50% realizzato da parte della potenza rotante sia ridotta di circa 860 ore, e nel 2030 si prevede che ci sia un'ulteriore riduzione di circa 2100 ore (arrivando così a una riduzione di quasi 3000 ore/anno).

³⁰ Per mantenere il sistema in sicurezza, TERNNA definisce una soglia minima di copertura del carico da potenza rotante (impianti termoelettrici - inclusi quelli a biomasse e a fonte geotermica, - impianti idroelettrici e pompaggi), il cui valore complementare è la soglia oltre la quale è molto probabile che venga effettuato curtailment di FRNP. In particolare, in assenza di capacità a carbone e in assenza dei 230 MW previsti per la FR, TERNNA stima che la potenza rotante non debba essere mai inferiore a circa il 35% del carico complessivo. Nell'anno orizzonte 2025, su una produzione FRNP di circa 67 TWh, ciò si tradurrebbe in un curtailment da applicare di circa 150 - 210 GWh; pertanto, ipotizzando di bilanciare il sistema accettando a salire capacità rotante (ad esempio CCGT) al prezzo medio di 120 €/MWh (prezzo medio stimato su MSD), il costo aggiuntivo per il sistema sarebbe di circa 18 - 25 milioni di € per tale anno.

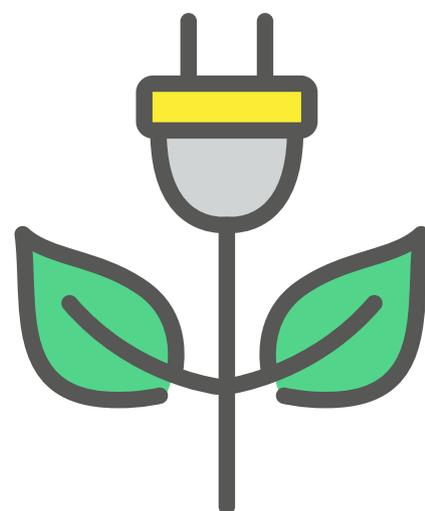
6.3 Discussione

In base alle caratteristiche della proposta di nuovo servizio di *Fast Reserve* (FR) di cui è stata riportata sopra una sintesi, è possibile trarre qualche prima considerazione sulla fattibilità del servizio di FR da parte di SdA elettrochimici.

Dal punto di vista tecnico, alla luce dei risultati della sperimentazione di accumulo energetico di tipo *Power Intensive* ed *Energy Intensive* condotta recentemente da TERNA [5], i SdA elettrochimici si dimostrano in grado di effettuare la regolazione primaria di frequenza con tempi di risposta a regime (1 s) e durata compatibili pienamente con i requisiti indicati nella proposta di progetto pilota FR [3]: ciò sia con tecnologie a basso contenuto energetico (litio-ioni con rapporto energia/potenza compreso tra 0,5 e 1,2 ore, e sodio - cloruro di nichel con rapporto energia/potenza compreso tra 2 e 3,5 ore) che con tecnologie ad elevato contenuto energetico come la sodio-zolfo (NaS) con rapporto energia/potenza di 6,7 ore. Per quanto riguarda, invece, la *performance* di inizio risposta (300 ms) e la tecnologia litio-ioni, ad esempio, le esperienze sul campo riportate in [5] per alcune applicazioni, a livello mondiale, di Fast Frequency Response mostrano la capacità di intervenire entro i tempi richiesti nella proposta di progetto pilota.

Dal punto di vista economico, si può innanzitutto osservare che, se un SdA qualificasse tutta la propria potenza nominale P_n e si aggiudicasse per essa l'asta per il servizio di FR con una remunerazione pari al *price cap* dell'asta stessa, il suo costo di investimento potrebbe essere sostanzialmente coperto dal servizio. Ad esempio, assumendo indicativamente un costo di 300 k€/MW + 300 k€/MWh (come indicato nel Capitolo 1 "Accumulo elettrochimico integrato in un impianto a ciclo combinato"), compatibile con tecnologie di tipo litio-ioni di taglia dell'ordine di qualche MW, l'investimento potrebbe essere coperto, trascurando le spese necessarie per ricaricare la batteria, in 4-6 anni in caso di rapporto energia/potenza di 0,5 h, oppure in 8-12 anni in caso di rapporto energia/potenza di 2 h. Si osserva che l'indicazione di un rapporto energia/potenza di 2 ore ha lo scopo di enfatizzare la possibilità dell'accumulo di effettuare più servizi, come ad esempio la regolazione secondaria per la quale è attualmente prevista una durata di erogazione continuativa del servizio di almeno 2 ore. Le spese per ricaricare la batteria si possono in prima approssimazione trascurare: infatti, considerando come caso più sfavorevole, la garanzia di avere la disponibilità di erogare P_n per il servizio per ¼ h ogni due ore consecutive, occorrerà riacquistare annualmente 1.000 h/8* P_n ; assumendo l'acquisto su MGP ad un prezzo zonale di circa 60 €/MWh (prezzo medio nella zona NORD nel 2018), si avrebbe una spesa annuale di circa 7.500 €/MW, che corrisponde a circa il 7-10 % della remunerazione in capacità.

D'altra parte, i costi per mantenere lo stato di carica a valori tali da garantire la capacità di svolgere il servizio potrebbero essere coperti grazie allo svolgimento di un insieme di servizi/funzioni, in aggiunta alla partecipazione a MGP: infatti, visto che, per ora, è richiesto un numero limitato (1.000) di ore annue di disponibilità per il servizio di FR, si prospetterebbe la possibilità, nelle rimanenti ore, di partecipare non solo a MGP, ma anche a MSD/MB, in modo da raccogliere ulteriori guadagni, come illustrato nel Capitolo 2 "Sistema di accumulo integrato in impianti FRNP: dimensionamento ottimo e valutazioni redditività". Grazie ad un effetto di *stacking* dei diversi benefici economici, dunque, il ritorno dell'investimento potrebbe complessivamente risultare abbastanza favorevole, specie, come risulta dall'analisi svolta nel suddetto capitolo, nella zona di mercato NORD. In tale zona, ad esempio, un SdA da 6 MW/6 MWh otterrebbe annualmente circa 245 k€ di guadagno dallo svolgimento di regolazione primaria e secondaria di frequenza, partecipazione a MGP e riduzione degli sbilanciamenti da PV. Assumendo tuttavia, per semplicità, che tali funzioni siano svolte solo al di fuori delle 1.000 ore di disponibilità per FR, il SdA otterrebbe annualmente circa 217 k€ di guadagno, da sommare alla remunerazione in capacità per FR: in tal modo, si otterrebbe, approssimativamente, un recupero dell'investimento in 4-5 anni. Analoghe considerazioni si possono svolgere per un SdA da 2 h e mezzora con tempi di rientro dall'investimento dell'ordine di 5-6 anni e 4-5 anni rispettivamente. Si precisa che la stima per un SdA da mezzora è stata ottenuta assumendo di poter estendere linearmente i risultati di profitto, ottenuti dalla combinazione di più servizi, indicati nel capitolo sopra indicato per un SdA da 2 ore e da 1 ora. Per avere un quadro economico ancora più completo è comunque opportuno attendere la consultazione da parte di TERNA del progetto pilota sulla regolazione secondaria.



CAPITOLO 7

L'INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI SU UN'ISOLA MEDIANTE ACCUMULO: IL CASO TILOS

Il progetto TILOS (finanziato dall'Unione Europea nell'ambito del programma H2020) ha avuto lo scopo di sviluppare un sistema di accumulo elettrochimico prototipale e validarne sperimentalmente l'integrazione in una micro-rete isolata. A tal fine, per dimostrare i benefici derivanti dall'utilizzo di un sistema di accumulo (SdA) innovativo nel contesto di una micro-rete "intelligente" (realmente operativa), è stato individuato un caso-studio costituito dall'isola greca di Tilos, situata nel mar Egeo e connessa all'adiacente isola di Kos tramite un cavo sottomarino.

Tale peculiare situazione ha permesso di investigare le possibili sinergie tra un SdA elettrochimico di grande taglia e il punto di interconnessione tra una micro-rete "intelligente" (rete di distribuzione dell'isola di Tilos) e la rete elettrica principale (costituita dal sistema elettrico delle isole "maggiori" di Kos e Kalimnos, tra loro interconnesse), e le possibili strategie di scambio energetico che ne conseguono.

L'obiettivo principale di TILOS è lo sviluppo e la sperimentazione di un SdA elettrochimico basato sull'impiego di batterie con tecnologia NaNiCl_2 , accoppiato ad un impianto di generazione ibrido (Hybrid Power System, HPS) alimentato da una turbina eolica e da un impianto FV.

Questo SdA, dotato di una piattaforma avanzata per il monitoraggio e controllo della micro-rete, è in grado di assolvere ai seguenti compiti:

- gestire i flussi energetici all'interno della micro-rete;
- massimizzare la penetrazione delle FER;
- garantire la stabilità della rete;
- esportare energia rinnovabile all'adiacente isola di Kos;
- fornire servizi ancillari alla rete elettrica di Kos.

Il SdA è progettato per essere in grado di operare in modalità "grid following", ovvero con micro-rete collegata alla rete elettrica principale, o "grid forming", ovvero in isola/modalità stand-alone. Nello specifico caso di Tilos, il sistema è stato, ed è tuttora utilizzato solo nella prima modalità. Il sistema di controllo consente l'interoperabilità delle batterie con gli altri componenti della micro-rete (es. generatori FER) e l'implementazione di strategie di gestione dei carichi elettrici distribuiti (demand side management).

7.1 Isola di Tilos: il contesto

Nel mar Egeo sono presenti 27 isole non interconnesse alla rete elettrica continentale. La principale fonte primaria utilizzata per la generazione di energia è l'olio combustibile (Leggero o pesante), che viene convertito in energia elettrica tramite gruppi elettrogeni di grossa taglia (oltre 10 MW), quando installati in sistemi elettrici di "grandi dimensioni" (ovvero più isole elettricamente connesse tra loro), o di piccola taglia, quando asserviti a singole isole. La generazione da fonti rinnovabili è comunque particolarmente diffusa (42 parchi eolici e 300 impianti fotovoltaici complessivamente in esercizio) sebbene presenti ulteriore potenziale di sviluppo.

L'isola di Tilos è caratterizzata da una popolazione residente di circa 500 abitanti e da un consumo elettrico medio annuo di 3 GWh (1 MW di picco). Essa costituisce un esempio rappresentativo di svariate isole greche di piccole dimensioni, facenti parte di sistemi elettrici di grandi dimensioni costituito, nel caso di Tilos, dal sistema elettrico "Kos-Kalimnos". Tali realtà sono caratterizzate dalle seguenti peculiarità:

- forte dipendenza energetica dalle connessioni sottomarine con le isole di maggiori dimensioni, con conseguente possibilità di disservizi in caso di malfunzionamenti delle connessioni stesse;
- presenza di unità di generazione di piccola taglia (singoli motori diesel);
- generazione tramite FER scarsamente diffusa;
- elevata stagionalità dei carichi elettrici, dovuta al massiccio afflusso turistico;
- elevato potenziale di generazione tramite fonte eolica, con picchi di ventosità coincidenti con il massimo fabbisogno energetico (mesi estivi), ma generalmente poco sfruttato a causa di limitazioni tecnico-operative.

Tali realtà isolate, tipiche non solo della Grecia ma anche di numerosi altri Paesi, fra cui l'Italia, rappresentano ottimi "banchi di prova" per la dimostrazione e la validazione di soluzioni energetiche innovative mirate al miglioramento della

qualità della fornitura di energia elettrica nonché della sua sostenibilità, tramite la sostituzione dei generatori alimentati a combustibili fossili con generatori FER.

7.2 Componenti principali della micro-rete

Il progetto TILOS intende sviluppare nell'isola una micro-rete intelligente basata su un sistema di generazione ibrido a FER, un esteso ed avanzato sistema di monitoraggio, e una piattaforma software in grado di effettuare previsioni dei profili di generazione rinnovabile e consumi elettrici, gestire il sistema di accumulo (SdA) dell'energia, agire sul il consumo locale di energia (demand side management) e gestire l'eventuale esportazione di energia verso la rete elettrica principale.

L'obiettivo finale è di rendere l'isola di Tilos energeticamente autosufficiente e sostenibile, in grado di operare sia autonomamente sia in maniera interconnessa al sistema elettrico di Kos-Kalimnos.

- piattaforma software che integra: software di gestione della micro-rete, simulatore del funzionamento della micro-rete, piattaforma per la previsione di generazione e carico, software per l'analisi delle performance del SdA, e infine sistema di gestione degli smart-meter e dei carichi elettrici distribuiti;
- sistema di generazione di emergenza/backup (diesel);
- un sistema di ricarica, alimentato ad energia solare, in grado di fornire energia rinnovabile ai veicoli elettrici locali.

L'impianto di generazione ibrido è costituito da 800 kW di generazione eolica, 160 kW di generazione fotovoltaica e un da un SdA elettrochimico da 800 kW/2,88 MWh.

Il generatore eolico è costituito da una singola turbina eolica da 800 kW, installata a Luglio 2017 e caratterizzata da una producibilità media annua pari a circa 2,1 GWh, equivalenti al 70% del fabbisogno energetico dell'isola. L'impianto FV,

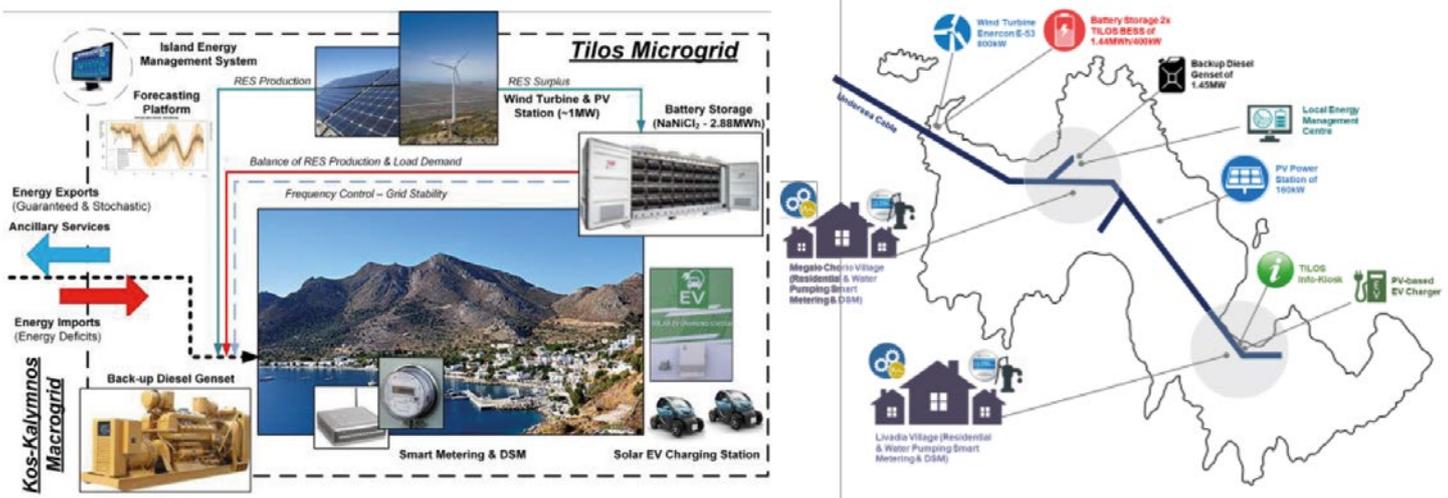


Figura 7.1 - Localizzazione dei principali componenti della micro-rete

La micro-rete è composta dai seguenti principali componenti (visibili in Figura 7.1):

- sistema di generazione ibrido: turbina eolica, impianto FV e SdA;
- sistema di monitoraggio comprensivo di una rete di contatori elettronici di energia;
- dispositivi di protezione avanzati;

avente una potenza nominale di 160 kW, è situato al centro dell'isola e sarà in grado di generare circa 265 MWh su base annua (9% del fabbisogno di Tilos).

Il SdA elettrochimico è costituito da due "blocchi" di batterie realizzate con tecnologia Zebra® e situate in prossimità della turbina eolica. Ogni blocco di batterie ha una potenza nominale di 400 kW e una capacità di 1440 kWh, ed è dotato di un inverter da 450 kW. La tecnologia Zebra® è caratterizzata

da buona densità energetica ed elevata vita utile. Ulteriori vantaggi sono costituiti da notevole resistenza agli stress meccanici ed elettrici, ridotta necessità di manutenzione ed elevata riciclabilità. Tali caratteristiche rendono questa tecnologia particolarmente adatta ad applicazioni in contesti isolati e all'accoppiamento con generazione FER.

Il sistema prototipale sopra descritto è in grado di svolgere le seguenti funzioni:

- ottimizzazione del profilo di immissione delle FER, compensando le inevitabili variazioni della disponibilità delle fonti solare ed eolica;
- miglioramento della power quality del sistema;
- gestione ottimizzata dei flussi energetici da/verso l'isola di Kos;
- mantenimento delle caratteristiche di rete (tensione e frequenza), in modo integrato con un generatore diesel, consentendo il funzionamento in isola (in maniera completamente indipendente dal sistema elettrico Kos-Kalimnos).

Il sistema di monitoraggio è una piattaforma hardware/software in grado di supportare funzionalità di monitoraggio e controllo, sia a livello di impianto che a livello di singoli carichi, basata su flussi bidirezionali di dati (misure e comandi/controlli) da e verso il sistema di controllo centrale.

Il servizio maggiormente innovativo è costituito dall'implementazione di strategie di gestione dei carichi elettrici a livello aggregato e/o di singola utenza. L'hardware di questo sistema è costituito da contatori "intelligenti" (trifase o monofase) dotati di micro-computer Raspberry e componentistica elettronica controllata da remoto, che consente il controllo (modulazione) dei carichi, nonché la loro protezione in fase di riconnessione/ripartenza della rete in seguito ad eventuali disservizi. Complessivamente, sono stati installati circa 100 smart meters presso utenze residenziali (tipicamente boiler elettrici e frigoriferi) e commerciali/industriali

(tra cui 8 sistemi di pompaggio di acqua).

I sistemi avanzati di protezione consentono di fornire i seguenti servizi:

- implementazione di schemi di protezione contro qualsiasi tipologia di malfunzionamento, con possibilità di individuazione del guasto (e conseguente funzionamento "in isola" della micro-rete);
- applicazione di strategie avanzate di funzionamento in grado di minimizzare i "disturbi" derivanti dalle transizioni da modalità "in isola" a "connesso alla rete" e viceversa.

Il centro di controllo e monitoraggio presente sull'isola di Tilos è destinato a gestire i vari componenti della microrete di Tilos nel caso di funzionamento in isola, che si può verificare a causa di severi transitori o in occasione di test.

Il funzionamento coordinato dell'impianto ibrido di generazione/stoccaggio e del sistema di monitoraggio è consentito da una piattaforma software innovativa costituita da molteplici applicativi software atti alla simulazione, previsione, gestione ed ottimizzazione dei flussi energetici.

7.3 Il Sistema di Accumulo (SdA) di Tilos

L'installazione del Sistema di Accumulo elettrochimico integrato di Tilos fu completata nel gennaio 2018. Si tratta di una soluzione basata sulla tecnologia ad alta temperatura NaNi-Cl₂. I moduli sono stati prodotti dalla società italiana *FZSonick*, e sono collocati in due container da 6 metri (Figura 7.2).

Le caratteristiche delle batterie utilizzate sono riportate in Tabella 7.1. Ciascun container contenente le batterie è connesso ad un inverter di batteria (Power Conditioning System, PCS), ad esso dedicato. I due inverter, con efficienza nominale del 98,2%, hanno una Potenza unitaria di 500kVA each e sono connessi a due trasformatori da 630kVA, 20/0,3 kV.



Figura 7.2 - SdA di Tilos

Batteria FZSonick ST523	
Tensione minima di funzionamento	450V _{dc}
Tensione nominale	620V _{dc}
Tensione massima	648V _{dc}
Massima corrente di carica	15A
Massima corrente di scarica	30A
Capacità nominale	38Ah (100% DOD)
Capacità nominale in energia, in scarica	22,5kWh-100% DOD @ C/10
Soluzione containerizzata FZSonick Energy Spring 164	
Capacità nominale	2432Ah (100 % DOD)
Capacità nominale in energia	1,4MWh-100% DOD @C/10
Potenza in scarica	400kW per 3 ore
Durata nominale di carica/scarica	8h / 3h

Tabella 7.1 - Principali caratteristiche tecniche delle batterie NaNiCl₂

La Figura 7.3 presenta i risultati di una prova di accettazione del SdA.

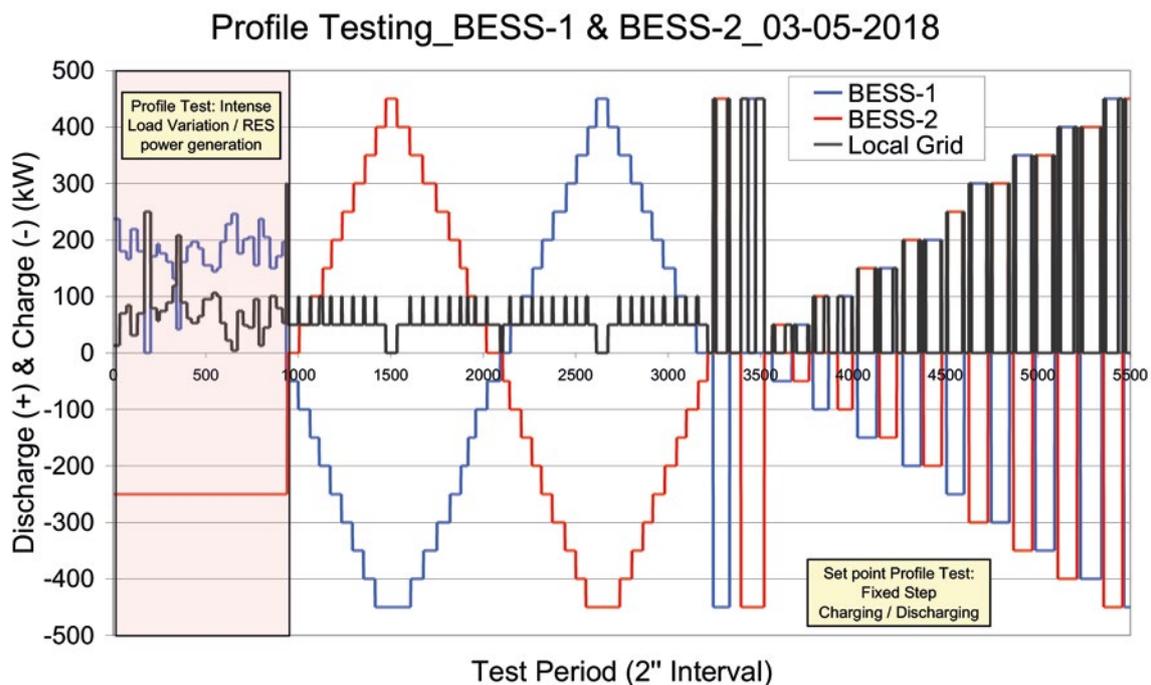


Figura 7.3 - Test del SdA con diversi profili di potenza

Dopo i test di accettazione, e dopo un periodo di funzionamento in cui le batterie sono state mantenute ad uno stato di carica costante, il sistema di generazione (HPS) locale, anche grazie alla presenza del SdA, ha consentito di raggiungere una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili, durante una fase dimostrativa fra metà settembre 2018 e la fine di gennaio 2019. Nel mese di dicembre 2018 la quota di produzione da rinnovabili ha superato l'85%. In questo stesso periodo sono state osservate giornate in cui la quota di rinnovabili ha persino superato il 100%, con esportazione di una parte dell'energia rinnovabile prodotta verso la rete dell'isola di Kos. Queste osservazioni mostrano la capacità dell'HPS di soddisfare la domanda locale, soprattutto nella stagione invernale: va tenuto presente che, durante questa fase, il Sistema è stato sottoposto ad una serie di test non sempre finalizzati a massimizzare la produzione da fonti rinnovabili. Sono state effettuate stime che mostrano che, applicando una strategia "load-following", l'HPS può raggiungere una quota del 70 % di rinnovabili su base annuale: molto dipende dall'effettiva disponibilità di vento, che è variabile fra un anno e un altro.

Un'analisi costi benefici del sistema di accumulo applicato nel progetto Tilos è riportata in [1], e mostra indicatori positivi, soprattutto ove si tenga conto delle esternalità.

7.4 Replicabilità della soluzione adottata per Tilos

Tecnicamente, l'HPS di Tilos è un Sistema energetico robusto, modulare e versatile, particolarmente adatto a contesti insulari. Queste caratteristiche derivano dalla favorevole impronta ambientale, dall'alta densità energetica del SdA (~90Wh/kg) e dalla modularità del sistema, la cui taglia può essere agevolmente adattata alla domanda locale di energia (soprattutto per ciò che riguarda batterie e impianti fotovoltaici).

Questa vasta gamma di opzioni a livello di sistema copre un insieme di applicazioni che includono isole e comunità di piccole e medie dimensioni, nonché applicazioni off-grid, con l'obiettivo principale di sostituire le soluzioni basate sui generatori diesel, con costi operativi che possono risultare anche molto elevati e con forti emissioni di gas climalteranti. A questo proposito, si osserva che i costi di produzione di energia elettrica delle centrali insulari alimentate a gasolio, nelle isole non interconnesse del Mar Egeo, possono addirittura raggiungere i 1000 €/MWh per quelle più piccole e più remote; il costo medio ponderato per l'Egeo è dell'ordine di 250 €/MWh), con la dimensione complessiva del mercato stimata nell'ordine di 1 GW di capacità installata, con notevoli opportunità di installazione di simili sistemi batterie-fonti rinnovabili nell'area dell'Egeo.

Inoltre, con l'emissione del primo PPA per un HPS in Grecia, l'HPS di Tilos ha rivoluzionato il mercato locale dell'energia, innovando le normative esistenti. A tal fine, all'inizio del 2020 (marzo-aprile), e quattro anni dopo l'emissione della prima licenza di produzione per un HPS a batteria nel maggio 2016 per l'HPS di Tilos, l'Autorità di regolamentazione greca (RAE) per l'energia ha proceduto con l'emissione di più di 100 licenze per sistemi di produzione HPS con batterie (vedi anche Tabella 7.3). Di conseguenza, è stato sbloccato il potenziale per l'introduzione nel mercato di HPS con accumuli a batteria nelle isole non interconnesse della Grecia, con Tilos che probabilmente ha svolto un ruolo chiave nell'aprire la strada.

Regione	Licenze di produzione	Potenza da rinnovabili (MW)	Potenza garantita (MW)
S. Egeo	70	271,02	102,43
N. Egeo	15	57,06	25,32
Creta	38	134,12	65,16
Ionio	2	0,48	0,14

Tabella 7.3 - Licenze di produzione HPS basate su accumuli a batteria rilasciate per le isole non connesse a marzo-aprile 2020 (RAE)

In aggiunta, l'attesa penetrazione di HPS con batterie sembra essere anche in linea con gli aspetti di accettabilità sociale per l'area del Mar Egeo. Nel tentativo di valutare i livelli di accettabilità sociale, per quanto riguarda la soluzione e il paradigma di Tilos attraverso le isole del Mar Egeo, che si ritiene indicativo del potenziale di replicabilità in termini sociali, sono state intraprese due indagini demoscopiche durante il progetto di TILOS, attraverso interviste telefoniche svolte in due fasi, coinvolgendo rispettivamente 1001 e 806 famiglie. L'obiettivo era quello di sviluppare un'ampia comprensione degli atteggiamenti del pubblico nei confronti delle innovazioni energetiche sostenibili in tutta la regione del Mar Egeo. La prima indagine è stata effettuata nel settembre 2017 e la seconda tra dicembre 2018 e gennaio 2019. Le due indagini hanno riguardato due popolazioni in parte diverse, la prima che copre isole di varie dimensioni, mentre la seconda si concentra esclusivamente sulle isole su piccola dimensione (Figura 7.4).

I risultati ottenuti dai sondaggi suggeriscono che le popolazioni locali di tutto l'arcipelago dell'Egeo sono in gran parte favorevoli a una transizione verso un sistema energetico sostenibile, che coinvolga molte delle tecnologie del modello energetico di Tilos. Infatti, quando viene chiesto di scegliere tra possibili future opzioni energetiche (espansione delle

centrali termiche; interconnessioni e soluzioni energetiche autonome) in maggioranza schiacciante (72,8%) gli intervistati hanno sostenuto con convinzione la transizione verso un futuro energetico in linea con il modello energetico dell'i-

sola di Tilos, che prevede un prevalente contributo di risorse rinnovabili. La soluzione di Tilos può quindi essere valutata ad alto grado di accettabilità sociale e di replicabilità.

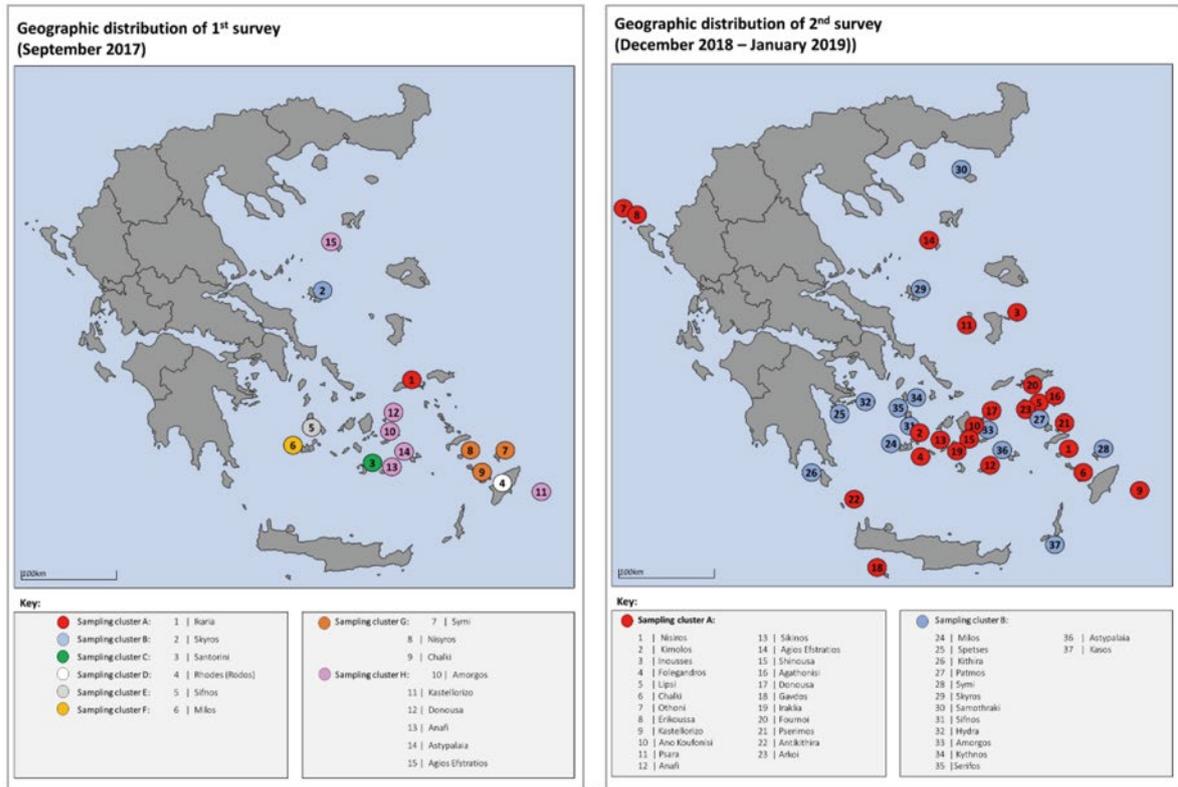
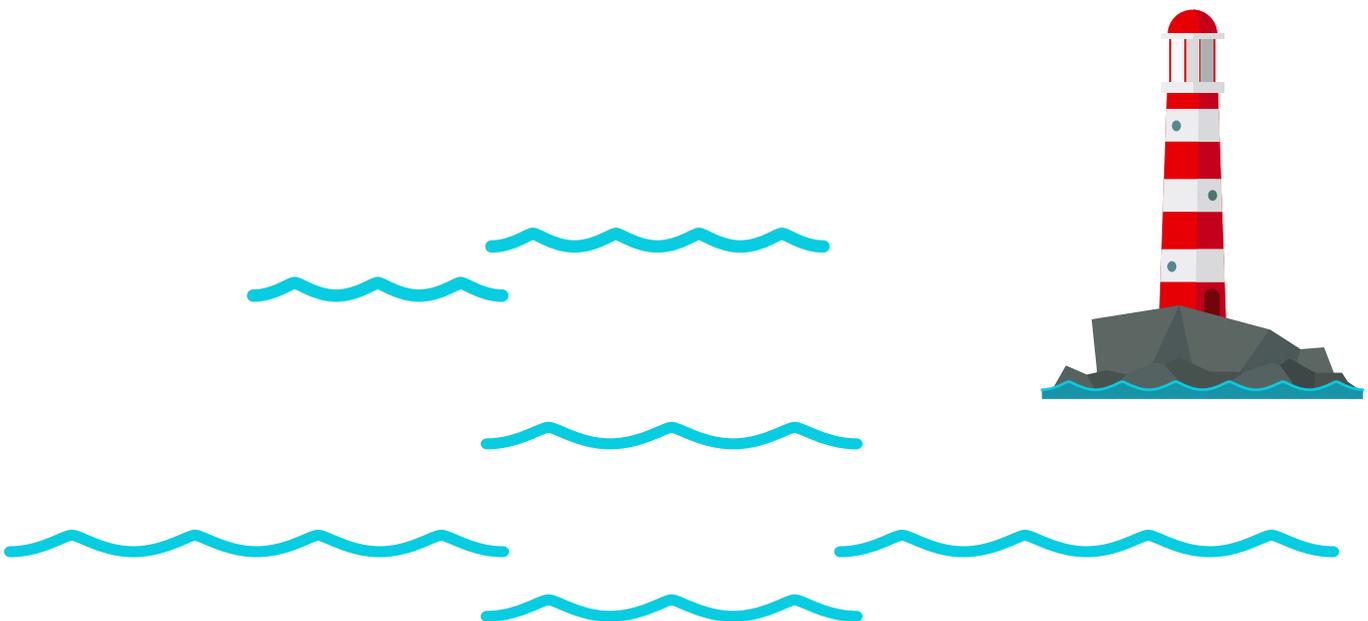


Figura 7.4 - Distribuzione geografica della prima (a sinistra) e della seconda (a destra) fase del sondaggio



CAPITOLO 8

EUROPEAN BATTERY ALLIANCE

European Battery Alliance (EBA) è un'iniziativa di politica industriale lanciata il 11/10/2017 dal Vice Presidente Maroš Šefčovič della Commissione Europea, alla presenza di rappresentanti dei Governi francese, tedesco e polacco e di alcune grandi aziende del settore automobilistico ed energetico.

L'intento è quello di sviluppare in Europa il settore delle batterie, rendendolo competitivo rispetto alla concorrenza asiatica e americana, potenziando la capacità produttiva di batterie con tecnologia a ioni di Litio alla scala di *Giga Factory* (GWh/anno di produzione), sia per impieghi nei trasporti che per applicazioni nel sistema elettrico.

Il mercato delle batterie è al momento dominato da produttori asiatici e americani (le aziende giapponesi Panasonic e NEC, quelle coreane LG e Samsung, le cinesi BYD e CATL e l'azienda statunitense TESLA sono le più rappresentative).

Dietro questa iniziativa c'è la consapevolezza che il mercato delle batterie nei prossimi anni è destinato ad avere una crescita esponenziale, trainato dal settore automobilistico, sempre più spinto verso soluzioni di alimentazione ibrida o totalmente elettrica, e dal settore dell'accumulo stazionario, con la sempre maggior esigenza di flessibilità richiesta dal sistema elettrico per l'incremento della quota di rinnovabili non programmabili connessa alla rete.

Questa situazione e l'evoluzione della stessa verso un settore energetico e dei trasporti sempre più elettrico, con la promessa di molte grandi città di promuovere la trasformazione verso trasporti e sistemi di condizionamento elettrici (in sostituzione soprattutto del gasolio) e le dichiarazioni di industrie automobilistiche di incrementare la propria produzione di veicoli elettrici, rappresentano per l'Europa un forte rischio strategico.

I settori dell'energia e della mobilità diventerebbero dipendenti da tecnologie e componenti di provenienza extra europea, mettendo a rischio nel loro complesso le aziende europee che operano in questi settori. Il maggior rischio è corso dalle industrie automobilistiche: aziende europee come Volkswagen, FCA, Renault, Jaguar-Landrover, BMW, PSA Groupe, Volvo, Husqvarna e Daimler, costruttori di automobili in tutte le loro parti, desiderano mantenere il vantaggio competitivo, evitando di dover comprare e quindi dipendere dal mercato asiatico per la parte propulsiva dei propri veicoli.

EBA vuole consentire all'Europa di recuperare il ritardo accumulato nei confronti dei produttori asiatici e di catturare una significativa porzione del mercato in rapida crescita delle batterie sull'intera catena del valore. Si stima un fatturato di 250 miliardi €/anno dal 2025 in avanti, corrispondente a un fabbisogno di batterie stimato in 200 GWh/anno, ma elevantabile sino a 600 GWh/anno, considerando anche le esportazioni.

EBA, oltre all'obiettivo di politica industriale inteso all'aumento della capacità produttiva, mira alla *governance* e all'allineamento e indirizzamento delle azioni di ricerca e sviluppo (R&I) già avviate o di prossimo avvio nel settore delle batterie. In merito alle azioni R&I, EBA richiama investimenti e finanziamenti su vari strumenti di supporto, congeniali ai diversi *stakeholder* e orizzonti temporali.

La Commissione Europea ha deciso di aumentare le risorse sottese ai programmi Horizon (H2020 e successivo) per la ricerca sulle batterie a supporto degli obiettivi di breve e medio termine del SET-Plan *Action 7 "Batteries and e-mobility"*.

È stato, inoltre, definito un programma pluriennale di ricerca su larga scala con l'iniziativa BATTERY 2030+ che dovrebbe attivare ulteriori strumenti di supporto su un orizzonte di lungo periodo (2030).

Sul breve periodo sono invece disponibili strumenti finanziari come *European Fund for Strategic Investments* (EFSI), *European Investment Banks Fund* (EIB) e il *Fondo Europeo per l'Innovazione* (EIF).

È stato avviato il processo di creazione di una piattaforma tecnologica specifica delle batterie (ETIP *BatteRies Europe*) per fornire uno strumento di *advocacy* a tutti gli *stakeholder* che operano sul tema.

La Commissione Europea, infine, si fa promotrice di partenariati di tipo pubblico-privato e finanziamenti privati per favorire la creazione di consorzi che investono nella realizzazione di *Giga factory*. Da questi consorzi non sono esclusi investitori extra-europei, allo scopo di attirare anche capitali e competenze da parte di società asiatiche e nord americane.

EBA si propone di far nascere una filiera integrata a livello europeo, tale da coprire l'intera catena del valore (dall'estrazione sostenibile, alla realizzazione di materiali innovativi,



Figura 8.1 -Prime iniziative EBA di consorzi che mirano a realizzare Giga Factory. [1]

celle e batterie, alle applicazioni quali e-mobility e uso stazionario, al market design, al riciclaggio e all'uso in 2nd life), in un'ottica di sostenibilità ed economia circolare.

A supporto dell'iniziativa industriale in senso stretto è stato elaborato un Piano di Azione strategico come quadro abilitante per stimolare l'iniziativa industriale, attraverso una serie di azioni nei diversi ambiti, da quello regolatorio, alla standardizzazione, alla R&I, al *sourcing* delle materie prime, che possono favorire il *de-risking* degli investimenti.



Figura 8.2 -Catena del valore (value chain) della filiera delle batterie [2].

Il Piano di Azione, allegato al *Third Mobility Package* pubblicato il 17/05/2018, è stato elaborato da un tavolo di *stakeholder* denominato EBA@250, che coinvolge numerosi attori in rappresentanza di industria, enti di ricerca e operatori finanziari. L'iniziativa EBA@250 è coordinata da EIT InnoEnergy, istituto europeo d'innovazione e tecnologia, su mandato del Vice Presidente Šefčovič. Esiste una nutrita partecipazione italiana a questo tavolo tra enti di ricerca (ENEA, RSE), associazioni (ANIE) e diversi operatori industriali.

Allo scopo di implementare le azioni definite nel piano strategico di EBA@250, sono state definite otto *working session* a partecipazione volontaria, corrispondenti ad altrettante tematiche/azioni ritenute prioritarie: *"Second-Life Batteries"*, *"Ecolabel"*, *"Sustainable Sourcing of Battery Materials"*, *"Carbon Footprint Reduction in Manufacturing"*, *"Clearing House"*; *"Vehicle to Grid"*, *"Skills"*, *"Safety & Performance Standards"*.

È, inoltre, stata lanciata da EBA in settembre 2019 la *Business Investment Platform* (BIP) [3], uno strumento di mediazione tra proponenti di iniziative industriali e possibili partner in grado di supportare tali iniziative. La piattaforma è stata definita una sorta di “one stop shop” dove gruppi industriali, PMI, organismi di ricerca, istituti finanziari, enti istituzionali e utilizzatori sono facilitati da mediatori dedicati a mettere a sistema le proprie competenze e risorse nel realizzare investimenti di sviluppo del settore. Il portale della piattaforma (<https://bipeba.com>) mostra le iniziative il cui piano finanziario è in corso di sviluppo e quelle che sono già in fase realizzativa (un esempio è l’iniziativa di Northvolt che sta realizzando una Giga Factory in Svezia).

Infine, si segnala che la Commissione Europea a Dicembre 2019 ha approvato ufficialmente un Important Project of Common European Interest (IPCEI) [4], a supporto di ricerca e innovazione nel settore delle batterie. I sette Stati Membri coinvolti (Belgio, Finlandia, Francia, Germania, Italia, Polonia e Svezia) stanzeranno nei prossimi anni circa 3,2 miliardi di euro in fondi d’investimento. Questi finanziamenti dovrebbero sbloccare ulteriori 5 miliardi di euro da investimenti privati. Il progetto, il cui completamento è previsto per il 2031 (con tempistiche diverse per ciascun sottoprogetto), riunisce

i principali operatori del settore che operano a vari livelli della catena del valore delle batterie. L’obiettivo comune è lo sviluppo di batterie agli ioni di litio altamente innovative e sostenibili, incrementandone la durata, abbreviando i tempi di ricarica e migliorando aspetti di sicurezza e di compatibilità ambientale rispetto a quelle attualmente disponibili. L’obiettivo è declinato su quattro aree d’intervento: sviluppo di processi sostenibili di estrazione e lavorazione di materie prime di elevata purezza, produzione di celle e moduli con elevati standard di sicurezza e prestazioni, sviluppo di sistemi innovativi di gestione e diagnostica, sviluppo di processi sicuri di raccolta, smantellamento, riuso, riciclaggio e raffinazione.

Sono coinvolti 17 partecipanti tra imprese e enti di ricerca, beneficiari diretti dei fondi stanziati. È prevista la collaborazione di circa altri 70 partner tra piccole e medie imprese e organizzazioni di ricerca.

Informazioni in merito alle azioni in atto nel contesto EBA si possono trovare al link dedicato del tavolo di *stakeholder* EBA250: <https://www.eba250.com/> e nei rapporti di Ricerca di Sistema scritti a più mani dai tre enti beneficiari dell’Accordo di Programma: RSE, ENEA e CNR [5] [6] [7].



BIBLIOGRAFIA

CAPITOLO 2

SISTEMA DI ACCUMULO INTEGRATO IN IMPIANTI FRNP: DIMENSIONAMENTO OTTIMO E VALUTAZIONI REDDITIVITA'

[1] D. Siface, "Strumenti per il dimensionamento e la gestione ottimi di sistemi di accumulo elettrochimico ai fini dell'erogazione di servizi", Rapporto di Ricerca di Sistema, prot. 18007668, RSE, Dicembre 2018.

[2] http://mercatoelettrico.org/It/Download/DownloadData.aspx?val=MGP_Prezzi

[3] TERNA, Codice di Rete, Capitolo 4 "Regole per il Dispacciamento", disponibile online https://download.TERNA.it/TERNA/04%20-%20Regole%20per%20il%20dispacciamento_8d79a8c992109ec.pdf

[4] Commissione Europea, "REGOLAMENTO (UE) 2017/1485 del 2 agosto 2017", disponibile online <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

[5] ARERA, Delibera 444/2016/R/eel, <https://www.arera.it/it/docs/16/444-16.htm>

[6] TERNA, Codice di Rete, Allegato A73, "Specifiche Tecniche per la Verifica e Valorizzazione del Servizio di Regolazione Primaria di Frequenza", disponibile online <https://download.TERNA.it/TERNA/0000/0105/89.pdf>

[7] Peter Ah in, Kjersti Berg, Idar Petersen, "Techno-economic analysis of battery storage for peak shaving and frequency containment reserve", 16th International Conference on the European Energy Market, Ljubljana 18-20 Settembre 2019.

[8] ARERA, Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel, "Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) - orientamenti complessivi", 23 luglio 2019, disponibile al link <https://www.arera.it/allegati/docs/19/322-19.pdf>

CAPITOLO 3

SCHEMI DI AUTOCONSUMO COLLETTIVO IN ABBINAMENTO A SISTEMI DI ACCUMULO

[1] Conversione in Legge, con modificazioni del Decreto-Leg-

ge 30 dicembre 2019, n 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica (GU Serie Generale n.51 del 29-02-2020 - Suppl. Ordinario n. 10).

[2] "Direttiva (UE) 2018/2001 del parlamento europeo e del consiglio" dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione) (Testo rilevante ai fini del SEE).

[3] Delibera ARERA 318/2020 "Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile".

[4] DM 16/09/2020 "Individuazione tariffa incentivante per impianti a fonti rinnovabili" - GU n. 285 del 16/11/2020.

[5] DM 4/07/2019 "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione - GU n. 185 09/08/2019.

[6] DCO ARERA 112/2020/R/eel "Orientamenti per la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivi o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile.

[7] Decreto Legge 19/05/2020 n. 34 "Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19 (GU Serie Generale n.128 del 19-05-2020 - Suppl. Ordinario n. 21).

[8] Delibera ARERA 547/2014/R/eel "Determinazione, per l'anno 2013, dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e alla regolazione incentivante la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici.

[9] DCO ARERA 345/2019/R/eel "Condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete.

[10] "15° censimento della popolazione e delle abitazioni 2011" - <https://www.istat.it/>

[11] Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta" ARERA - 31 Luglio 2019.

[12] Proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima" - Ministero dello Sviluppo Economico Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - 31/12/2018.

[13] Progetto "Aggregazione Sistemi di Accumulo Lombardi" - <https://accumulilombardi.rse-web.it/>

CAPITOLO 5

USO DI VEICOLI ELETTRICI PER LA FORNITURA DI SERVIZI DI BILANCIAMENTO

[1] S. Canevese, A. Gatti e M. Cazzol, «Bidding strategies for balancing service supply by battery energy storage systems,» Ricerca di Sistema, RSE, n.18007667, Milano, Dicembre 2018.

[2] E. Regalini, «Quanto costa oggi ricaricare un'auto elettrica?», 2019 Febbraio 2019: <https://dirigentindustria.it/notizie/energia-ed-ecologia/quanto-costa-oggi-ricaricare-un-auto-elettrica.html>

[3] E. Regalini, «Ricaricare auto elettriche oggi in Italia: quanto costa e perché?» L'Energia Elettrica, 2019.

[4] ARERA, «Mobilità elettrica - Lo sviluppo della mobilità elettrica nel contesto del sistema elettrico,»: https://www.arera.it/it/elettricit/veicoli_ele.htm

[5] ARERA, «SCHEMA TECNICA Prezzi dei servizi di ricarica per veicoli elettrici e sistema tariffario dell'energia elettrica,»: https://www.arera.it/allegati/elettricit/schede/TariffePrezziRicariche_st.pdf

[6] ARERA, Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al Mercato dei Servizi di Dispacciamento - Regolamento MSD UVAM: <http://download.TERNA.it/TERNA/0000/1114/21.PDF>, 2018.

[7] ARERA, «Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo» Delibera 300/2017/R/EEL (e successive modificazioni ed integrazioni). <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/300-17ti.pdf>, 5 maggio 2017.

[8] ARERA, «Condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete», Documento per la consultazione 345/2019/R/EEL: <https://www.arera.it/allegati/docs/19/345-19.pdf>, 30 luglio 2019.

[9] S. Canevese, A. Gatti e M. Benini, «Battery energy storage systems for ancillary service supply: techno-economic evaluations,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18000404, Milano, 2018.

[10] M. Benini, S. Canevese, D. Cirio e A. Gatti, «Participation of Battery Energy Storage Systems in the Italian Balancing Market: Management Strategies and Economic Results,» in 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/ I&CPS Europe), Palermo, Italy, 2018.

[11] ARERA «Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato. Energia elettrica - servizio di maggior tutela. Clienti domestici.» https://www.arera.it/allegati/dati_documenti/prezzi//elettricit-domestici.xls

[12] ARERA «Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato. Energia elettrica - servizio di maggior tutela. Clienti non domestici.» https://arera.it/allegati/dati_documenti/prezzi//elettricit-non-domestici.xls

[13] S. Canevese, D. Cirio, M. Gallanti e A. Gatti, «Servizio di bilanciamento con l'auto elettrica: analisi di profittabilità,» L'Energia Elettrica, settembre/ottobre 2019, n. 5, vol. 96, pp. 17-28.

[14] M. Gallanti, «Fornitura di servizi di bilanciamento da parte di veicoli elettrici in ricarica: valutazione delle possibili implicazioni economiche su alcuni casi di studio,» Rapporto tecnico, Rev. 1, dicembre 2018. <http://www.rse-web.it/notizie/Fornitura-di-servizi-di-bilanciamento-da-parte-di-veicoli-el.page>.

CAPITOLO 6

SERVIZIO DI REGOLAZIONE "ULTRA-RAPIDA" DI FREQUENZA

[1] ARERA, «Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo», Delibera 300/2017/R/EEL. (e successive modifiche ed integrazioni): Online: <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/300-17.pdf>, 5 maggio 2017.

[2] ARERA, «Approvazione del regolamento, predisposto

da Terna S.p.A., ai sensi della deliberazione dell’Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l’erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza”, Delibera 200/2020/R/eel. Online: <https://www.arera.it/it/docs/20/200-20.htm>, 3 giugno 2020.

[3] TERNA, Progetto Pilota Riserva Ultra-Rapida, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-riserva-ultra-rapida>

[4] NGET, “Enhanced frequency response. Invitation to tender for pre-qualified parties. Version 2.2,” https://www.national-grid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20ITT%20v2_2%20clean.pdf, 8 luglio 2016.

[5] TERNA, Progetti pilota di accumulo, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-sistema/progetti-pilota-accumulo>

[6] GE Energy Consulting, “Technology Capabilities for Fast Frequency Response”, Final Report, March 9, 2017, https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/reports/2017/20170310-ge-ffr-advisory-report.pdf?la=en

CAPITOLO 7

L’INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI SU UN’ISOLA MEDIANTE ACCUMULO: IL CASO TILOS

[1] Li X., C. K. (2018,). Innovative Energy Islands: Life-Cycle Cost-Benefit Analysis for Battery Energy Storage. Journal of Sustainability.

CAPITOLO 8

EUROPEAN BATTERY ALLIANCE

[1] Infinity Lithium Corporation Limited, «European Conferences and 9th International Advanced Automotive Battery Conference Presentation,» 1 February 2019.

[2] EIT InnoEnergy, «European Battery Alliance Value Chain,» 2019. [Online]. Available: <https://www.eba250.com/about-eba250/value-chain/> [Consultato il giorno 13 Febbraio 2020].

[3] InnoEnergy, «EBA250 meeting – Launching the EBA250 Business Investment Platform (BIP@EBA),» Bruxelles, 25/09/2019

[4] European Commission, «Press release - State aid: €3.2 billion public support battery value chain,» 9 December 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_19_6705 [Consultato il giorno 2 Marzo 2020].

[5] O. Perego (RSE), F. Cernuschi (RSE), M. Moreno (ENEA), F. Vellucci (ENEA), «Resoconto attività europea e internazionale,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18002452, Milano, 2017.

[6] O. Perego (RSE), F. Cernuschi (RSE), J. Alterach (RSE), M. Moreno (ENEA), F. Vellucci (ENEA), R. Nocera (ENEA), V. Antonucci (CNR), «Resoconto attività europea e internazionale,» Ricerca di Sistema, RSE, n.18007912, 2018.

[7] O. Perego (RSE), F. Cernuschi (RSE), E. Micolano (RSE), M.P. Broglia (RSE), M. Moreno (ENEA), F. Vellucci (ENEA), R. Nocera (ENEA), M. Ferraro (CNR), «Resoconto 2019 attività nazionali, europee e internazionali sull’accumulo di energia,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 19012921, Milano, 2019.



Lo studio è stato realizzato da:



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



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