



**Bando di gara per progetti di ricerca di cui all'art. 10, comma 2, lettera b) del decreto
26 gennaio 2000, previsti dal Piano triennale 2019-2021 della Ricerca di sistema
elettrico nazionale 1.2 Accumulo elettrochimico
Decreto MISE 7 dicembre 2020**

**Virtual Storage per la Fast Reserve e servizi integrati di inerzia
sintetica, peak shaving e load levelling**

ViStoFaRe

Deliverable D1.1a

CSEAB_00326

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

SOMMARIO

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| EXECUTIVE SUMMARY | 3 |
| 1. INTRODUZIONE | 3 |
| 1.1 STATO DELL'ARTE: UTILIZZO DI SISTEMI DI ACCUMULO PER L'EROGAZIONE DI INERZIA SINTETICA E FAST RESERVE | 7 |
| 1.2 STRATEGIE DI CONTROLLO PROPOSTE | 15 |
| 1.3 INDICAZIONI SULLA MODALITÀ DI EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI INERZIA SINTETICA E FAST RESERVE E NORMATIVA DI RIFERIMENTO..... | 31 |
| 1.4 EVOLUZIONE POSSIBILE DEL QUADRO TECNICO/REGOLATORIO..... | 59 |

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento, deliverable del progetto ViStoFare, sintetizza i risultati delle attività condotte nell'ambito dell'attività LA1.1 ("Definizione della strategia di controllo") del Work Package 1 (WP1).

Obiettivo della attività LA1.1 è l'analisi dei seguenti aspetti: 1) utilizzo di sistemi di accumulo per l'erogazione di inerzia sintetica e fast reserve; 2) strategie di controllo proposte; 3) indicazioni sulla modalità di erogazione del servizio; 4) aspetti normativi di riferimento; 5) evoluzione possibile del quadro tecnico/regolatorio.

Pertanto, è possibile individuare quattro punti su cui si è focalizzata l'attività:

- 1) Analisi dello stato dell'arte sull'uso dei sistemi di accumulo (SdA) per l'erogazione di servizi alla rete;
- 2) Proposta di strategia di controllo per il dispositivo StorInPlus;
- 3) Analisi della normativa vigente per l'erogazione di servizi di regolazione di frequenza;
- 4) Definizione di una possibile evoluzione del quadro tecnico/regolatorio.

1. INTRODUZIONE

Il corretto funzionamento del sistema elettrico si basa su un principio cardine fondamentale per garantire la stabilità e la sicurezza dello stesso, ossia che in ogni istante di tempo la potenza generata dagli impianti di produzione deve essere esattamente uguale alla potenza assorbita dalle unità di consumo (più le perdite). Questo bilancio istantaneo ha, come noto, un "indicatore" molto sensibile, la frequenza di rete. In un sistema elettrico se un generatore va ad una velocità leggermente diversa rispetto agli altri, tende progressivamente ad allontanarsi sempre di più dalla restante parte di sistema, finché ad un certo punto, la deriva diventa così ampia da fargli perdere completamente il passo. Si dice che "va in fuga", in quanto non riesce più ad essere trattenuto dal legame elastico con gli altri. Per cui tutte le macchine devono essere interconnesse tramite la rete, che svolge una funzione elastica tra i vari generatori, e devono tutte muoversi in maniera sincrona le une con le altre al fine di mantenere l'intero sistema alla stessa identica velocità. La rete europea continentale è interconnessa in modo "sincrono", grazie a linee di trasmissione in corrente alternata che spaziano dal Portogallo alla Polonia raggiungendo anche la Turchia. Una rete sincrona funziona come un'unica enorme macchina i cui generatori ruotano tutti alla stessa velocità "elettrica" (a meno di piccole variazioni locali), per cui la frequenza media risulta la stessa ovunque. Tutti i Paesi interconnessi a quest'area vedono esattamente lo stesso identico valore di frequenza.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Viceversa, Paesi come la Gran Bretagna connessi al continente con un cavo in corrente continua, non sono sincroni con la frequenza di rete del resto d'Europa.

L'interconnessione tra i Paesi europei nasce anche e soprattutto per esigenze di mutuo soccorso fra le diverse aree: d'altra parte, tutto ciò che accade in una delle reti interconnesse si può ripercuotere sulle altre. I collegamenti consentono il trasferimento di grandi quantità di energia su lunghe distanze realizzando una struttura magliata, costituita da un reticolo in cui la potenza ha più percorsi a disposizione fra un nodo e un altro, in modo da garantire la continuità del servizio e condividere la riserva, ossia le risorse fondamentali per regolare la frequenza. In tal modo, appunto, si incrementa l'affidabilità della fornitura e si riducono i costi. Ogni porzione di rete rispettivamente afferente a ciascuno dei 35 Paesi europei interconnessi, è gestita da un proprio ente denominato TSO (Transmission System Operator) responsabile nel garantire l'equilibrio attraverso il giusto scambio di flussi di potenza con le altre aree. L'associazione ENTSO-E degli operatori delle reti di trasmissione a livello europeo, promuove una più stretta cooperazione tra i vari TSO anche e soprattutto per sostenere la sicurezza e la stabilità dell'intero sistema.

Piccole fluttuazioni nel valor medio della frequenza in genere sono fisiologiche, avvengono continuamente per le variazioni stocastiche dei carichi e non producono effetti significativi. Altre volte le perturbazioni di frequenza possono essere invece inattese e piuttosto significative, come potrebbe accadere per l'improvviso fuori servizio di un grosso generatore o la perdita di una linea di interconnessione. Vincoli tecnici di rete, infatti, condizionano la possibilità di trasferimento di potenza sulla rete. La violazione dei limiti di corrente di un componente (in particolare delle linee) può comportare il distacco del componente sovraccarico, con conseguente riversamento della potenza su altri collegamenti vicini, che a loro volta si possono sovraccaricare provocando l'intervento dei rispettivi sistemi di protezione. Esistono poi dei valori limite di frequenza, in particolare sotto i 47,5 Hz e sopra i 51,5 Hz, per i quali gli alternatori onde evitare guasti si disconnettono dalla rete. Mancando a quel punto l'energia immessa in rete, si incrementa ulteriormente lo squilibrio di potenza tra generazione e carico, e se ciò non venisse tempestivamente compensato dalle centrali rimaste in funzione, porterebbe altri generatori a disconnettersi dalla rete. La conseguenza naturale di tutto ciò sarebbe l'insorgere di un rapido processo di spegnimento a catena, il cui effetto culmina nel black-out. Nella memoria collettiva rimane senz'altro il black-out italiano del 28 settembre 2003 (il più grave evento in tal senso nella storia dell'Italia), verificatosi a causa di un corto provocato dalla caduta di un albero su una linea di importazione con la Svizzera. Lo scarso coordinamento tra gli operatori di rete e le misure correttive intraprese, non sufficientemente adeguate e tempestive, condussero in poche decine di secondi alla separazione del sistema italiano dal resto d'Europa. Di lì a poco diversi gruppi di generazione cominciarono a scollegarsi,

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

innescando così un effetto domino che condusse in poco tempo al collasso della frequenza e al blackout generalizzato.

Da una decina d'anni a questa parte si è assistito ad un sostanziale cambiamento del sistema elettrico. Gli obiettivi di decarbonizzazione e contenimento delle emissioni di gas serra, fissati dalla commissione europea con scenari di riferimento a medio e lungo termine, hanno modificato fin qui in maniera irreversibile il contesto elettrico nazionale e continentale, tutt'ora ad oggi in continua evoluzione. Attualmente tali politiche si pongono obiettivi ancora più sfidanti, prevedendo il raggiungimento al 2030 di una quota rinnovabile pari al 32% dell'energia prodotta da ciascun Paese, ed una quasi completa decarbonizzazione (al 95%) dell'intero sistema energetico europeo entro il 2050. Una delle principali caratteristiche di alcune tipologie di impianti a fonte rinnovabile è la non programmabilità dei profili di produzione. La producibilità di impianti come l'eolico, il fotovoltaico o l'idroelettrico ad acqua fluente, è per loro natura fortemente dipendente dalla disponibilità di risorsa primaria (vento, sole, acqua) legata alle condizioni climatiche, alle variazioni stagionali e all'alternanza giorno-notte. Per via di tale caratteristica non è possibile comandarne la produzione quando richiesto, se non per ridurre la potenza erogata rinunciando, quindi, all'energia "gratuita" che potrebbero fornire. Alle aleatorietà già importanti dovute alle fluttuazioni della domanda e ai guasti dei componenti del sistema, si aggiunge pertanto la difficoltà nel prevedere la produzione di tali impianti. La gestione in sicurezza del sistema elettrico implica la necessità di mantenere la stabilità della rete elettrica, ossia far in modo che il sistema reagisca sin dai primi istanti al verificarsi di disturbi improvvisi, evitando di andare incontro a stati di funzionamento che possono causarne lo spegnimento. In caso di un evento perturbativo rappresentato ad esempio dalla perdita di un impianto di generazione o di una linea, il sistema elettrico è sede di un fenomeno transitorio in cui i parametri elettrici (in particolare la frequenza di rete) subiscono delle oscillazioni rispetto ai valori nominali. Maggiore è l'entità della perturbazione e maggiore sarà il fenomeno transitorio associato. La capacità del sistema di "resistere" ad uno sbilanciamento tra generazione e carico nei primissimi istanti a valle della perturbazione senza eccessive variazioni della frequenza di rete è misurata dal parametro inerzia di rete. Tradizionalmente l'inerzia di rete è fornita dai gruppi termici convenzionali che rappresentano la stragrande maggioranza della generazione di tipo "rotante". In generale, si può affermare che la progressiva dismissione o esclusione delle unità di produzione convenzionali dal mercato elettrico, in favore di impianti di generazione a FRNP interfacciati alla rete tramite elettronica di potenza, riduce il numero di generatori rotanti sulla rete comportando un duplice impatto negativo:

- Compromissione della riserva disponibile per la regolazione;
- Riduzione della quantità di inerzia complessiva della rete.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Quando la generazione da FRNP copre una quota rilevante del carico, oltre alla scarsità di capacità di regolazione (margine di riserva di potenza), fin qui esaminata, può verificarsi nel sistema anche un deficit di inerzia. Molti degli impianti rinnovabili recenti non sono dotati di inerzia intrinseca, in quanto sono interfacciati alla rete tramite convertitori statici elettronici che disaccoppiano elettricamente la generazione dalla rete. Al contrario di un generatore rotante, un generatore statico (ad esempio l'inverter per gli impianti fotovoltaici) non possiede masse rotanti in movimento accoppiate ad esso, come invece avviene per i generatori delle centrali elettriche tradizionali. Pertanto, i generatori da FRNP di solito non sono intrinsecamente in grado di fornire una risposta inerziale, perché non dispongono di un "volano" energetico (è questo il caso del fotovoltaico) o, quando lo possiedono (come nel caso delle turbine eoliche) tale reazione offerta risulta alquanto riduttiva e poco significativa. La generazione di tipo "inverter-based", seppur in grado di fornire una modulazione della potenza elettrica in uscita, dà quindi attualmente un contributo limitato o totalmente nullo all'inerzia del sistema, tant'è che tali impianti vengono genericamente identificati come Inertia-Free Generators (IFG), ovvero impianti privi di inerzia o ad inerzia nulla. Per via di tale caratteristica costruttiva, un generatore statico non supporta al medesimo modo la rete al verificarsi di un evento perturbativo. Se la frequenza varia rispetto al valore nominale, questi impianti non contrastano la variazione di frequenza e, anzi al limite, se la variazione di frequenza supera una certa soglia, si distaccano dalla rete, causando un ulteriore peggioramento delle condizioni di criticità del sistema.

La progressiva decarbonizzazione del sistema elettrico, pertanto, determina la necessità di richiedere nuovi servizi prima non necessari, o che non era necessario richiedere in quanto forniti in maniera gratuita dal sistema elettrico, quali appunto l'inerzia, garantita dalle grandi macchine rotanti connesse al sistema elettrico per la generazione di energia elettrica e che viene a mancare per effetto della progressiva riduzione di potenza rotante dispacciata. Al fine di garantire un sistema elettrico flessibile rende necessario approvvigionarsi di servizi di rete da tutte le risorse disponibili a fornirli, aprendo il mercato dei servizi e incentivando la partecipazione a nuove risorse, quali ad esempio generazione distribuita, Sistemi di Accumulo (SdA) e domanda. Tra i nuovi servizi di regolazione della frequenza troviamo l'inerzia sintetica e la fast reserve. Questi servizi sono importanti per garantire una migliore risposta dinamica del sistema elettrico nei primi istanti successivi ai transitori di frequenza, ad oggi fornita dai generatori tradizionali connessi al sistema.

Le attività svolte nell'ambito della LA1.1 hanno permesso di contestualizzare lo stato dell'arte scientifico e tecnologico nell'impiego dei SdA per la fornitura dei servizi di rete, in particolare con lo scopo di fornire informazioni utili alla precisa definizione della strategia di controllo per l'erogazione dei servizi di inerzia sintetica, fast reserve e funzioni di peak shaving/load levelling.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

1.1 STATO DELL'ARTE: UTILIZZO DI SISTEMI DI ACCUMULO PER L'EROGAZIONE DI INERZIA SINTETICA E FAST RESERVE

La transizione verso un sistema elettrico con una forte penetrazione di impianti a Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP) ha influenzato significativamente l'affidabilità del servizio di regolazione della frequenza di rete. Allo stato attuale le regole di dispacciamento dispongono la fornitura obbligatoria delle risorse di regolazione solo da parte delle unità di produzione rilevanti di tipo convenzionale.

La minore quota di energia proveniente da fonti tradizionali conseguente alla diffusione della generazione da fonte rinnovabile, si traduce in una riduzione significativa della capacità di regolazione del sistema, quindi in una minore capacità del sistema di contenere la deviazione di frequenza a causa della ridotta capacità di regolazione e della minore disponibilità di margine per modulare la generazione.

L'energia regolante è strettamente legata alla potenza massima di tutte le macchine in servizio che partecipano alla regolazione e costituisce la caratteristica di regolazione del sistema; la riserva esprime il margine effettivo di potenza che le unità di produzione sono in grado di usare in risposta ad una data ampiezza di deviazione della frequenza misurata. A questo occorre aggiungere un minore supporto di inerzia meccanica delle macchine sincrone in servizio per il contenimento della derivata di frequenza, amplificato dal fatto che le unità di produzione non programmabili sono interfacciati alla rete tramite sistemi privi di inerzia naturale. In prospettiva, considerata la possibile evoluzione in aumento delle rinnovabili, le suddette criticità potrebbero ulteriormente aggravarsi. Si pone dunque come ulteriore sfida per gli operatori della rete, l'esigenza nel dover coinvolgere nuove risorse al fine di controllare la frequenza. A livello di sistema elettrico complessivo, tale opportunità può essere interessante in alternativa o a integrazione di altre soluzioni tecniche, tra cui la realizzazione di sistemi dedicati, l'opportuno mantenimento in esercizio di impianti convenzionali programmabili, Demand Response o piani di alleggerimento dei carichi [1]. Altro aspetto interessante associato al coinvolgimento di queste nuove risorse è che le relative tecnologie presentano caratteristiche diverse da quelle dei generatori convenzionali tali da permettere, una maggiore flessibilità e servizi potenzialmente più prestanti.

In accordo con queste diverse caratteristiche si può pensare di definire "nuovi servizi" di rete, per contribuire a risolvere specifiche criticità di funzionamento del sistema. L'estensione del servizio di regolazione primaria di frequenza agli attuali impianti a fonte rinnovabile comporterebbe, tuttavia, un incompleto sfruttamento della fonte primaria, poiché l'impianto di generazione in questo contesto

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

verrebbe chiamato a funzionare in regime parziale, con potenza ridotta rispetto a quella ottenibile, per garantire la riserva di potenza a salire.

L'utilizzo dei generatori fotovoltaici ad esempio, per la regolazione primaria della frequenza di rete secondo le modalità attualmente imposte ai generatori programmabili imporrebbe che tali impianti mantengano nel normale funzionamento un margine di riserva, non potendo erogare quindi la massima potenza [2]. La necessità di dover rispondere a errori di frequenza sia positivi che negativi, costringe il generatore fotovoltaico a non poter lavorare più nel MPP (Maximum Power Point), ma a dover operare in un punto al di sotto di questo, a potenza inferiore, al fine di mantenere una riserva di regolazione primaria ΔP .

Tale funzionalità aggiuntiva prevedrebbe l'integrazione nell'algoritmo di controllo dell'inverter di un'azione che sovrappone alla potenza in uscita, ridotta di una opportuna percentuale per mantenere la riserva di regolazione, una variazione ΔP della potenza fornita dalla macchina, legata alla frequenza.

Inoltre, la natura implicita di questi impianti renderebbe del tutto incerta e poco affidabile la banda di riserva messa a disposizione dall'adozione di tali tipi di controllo. In questo contesto, si inserisce l'opportunità di estendere la partecipazione ai servizi di regolazione a nuovi componenti dinamici, quali i SdA, sia in alternativa alle FRNP, potendo operare autonomamente come singole unità dispacciabili, che a supporto degli impianti a FRNP, potendo essere associati ad essi. La presenza dell'accumulo potrebbe rendere più interessante la partecipazione delle stesse FRNP all'offerta di servizi, permettendone un utilizzo più flessibile senza limitare lo sfruttamento della fonte primaria [3].

Qualora la banda di riserva primaria venga garantita dal parco di generazione stesso, ciò implica una decurtazione dell'energia prodotta, rispetto a quella effettivamente producibile, pari all'ampiezza della banda. Tale conseguenza può essere minimizzata dotando tali generatori di propri SdA, in grado di fornire completamente o parzialmente la riserva richiesta. Così facendo si svincolano le FRNP dal dover mantenere una banda di potenza come riserva, così che l'impianto possa tornare a funzionare alla massima potenza. La fornitura della riserva eventualmente non erogata dal SdA resterebbe a carico della sezione tradizionale dell'impianto rinnovabile. L'accumulo consentirebbe, dunque, di assolvere all'obbligo di riserva primaria senza limitare la producibilità della centrale.

L'introduzione dei sistemi di accumulo favorirebbe anche l'integrazione delle fonti non programmabili, costituendo allo stesso tempo un'importante risorsa per la stabilizzazione delle reti,

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

sia interconnesse che in isola [4]. Sono molteplici le tecnologie che si differenziano sulla base del metodo di conversione utilizzato per l'accumulo di energia elettrica (meccanico, di energia potenziale, elettrochimico, elettrostatico etc.). Altra modalità di classificazione si basa sulle caratteristiche prestazionali offerte da tali sistemi [5]. Si possono distinguere quindi SdA con: prestazioni in energia, caratterizzati dal dover scambiare potenza in modo continuativo per alcune ore, aventi quindi buone autonomie e basso valore del rapporto potenza/energia; prestazioni in potenza, che lavorano erogando una potenza molto elevata per tempi brevi, quindi con autonomie ridotte fino a poche decine di minuti, e caratterizzati da un elevato valore del rapporto potenza/energia. Analogamente alla distinzione tra generazione centralizzata e distribuita, è poi possibile distinguere tra sistemi di accumulo centralizzati, ovvero sistemi di taglia molto grande a partire da decine di MW, installati in AT e a supporto del sistema di trasmissione, e sistemi di tipo distribuito, di taglia ridotta, dal kW fino a qualche MW e installati in prossimità dell'utenza.

| Tecnologia | Range di potenza (MW) | Energy Ratings (MWh) | Tempo di risposta | Tempo di scarica |
|--------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|-----------------------|
| Flywheel | 0.1-400 | Fino a 5 | ≤ 4ms | Fino a 15 minuti |
| Batterie al litio | Fino a 50 o più | Fino a 20 | Fino a 40 milliseconds | Da minuti a ore |
| Batteria a flusso | Da 3 a 50 | Fino a 60 | Fino a 40 milliseconds | Da secondi a ore |
| Batterie al piombo | Fino a 40 | Fino a 40 | Fino a 40 milliseconds | Da secondi ad ore |
| Super-capacitori | Fino a 50 | Fino a 0.28 | 10-20 ms | Da millisecond ad ore |

Tabella 1 – Esempi di sistemi di accumulo utili per i servizi di regolazione della frequenza. [5]

I “servizi ancillari di rete”, tra cui la regolazione di frequenza, richiedono in genere ingenti quantitativi di potenza da erogare o assorbire con tempi di risposta del sistema alla variazione di carico molto rapidi ed autonomie piuttosto contenute. Sono quindi necessarie adeguate prestazioni in potenza. Fra le possibili soluzioni tecnologiche disponibili o in fase di sviluppo di accumulo di energia elettrica, che più si adattano a svolgere questo tipo di applicazione, rivestono particolare interesse i sistemi di accumulo di tipo elettrochimico, in particolare le batterie agli ioni di litio. Tali sistemi sono conosciuti per la loro grandissima versatilità di impiego e modularità, ma anche e soprattutto per la loro capacità nel fornire elevate risposte in potenza entro tempi ridottissimi. Questa proprietà li rende particolarmente adatti per il contenimento delle deviazioni di frequenza. Ciò può essere sfruttato non soltanto per generare la potenza necessaria ad assolvere le funzioni di regolazione

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

primaria, ma principalmente come contributo inerziale nei primi istanti dalla perturbazione consentendo un esercizio più stabile e flessibile della rete stessa. Tra i principali vantaggi, i sistemi di accumulo elettrochimico si caratterizzano per la velocità e la precisione nell'erogazione di potenza, soprattutto se confrontati con l'azione dei regolatori di velocità comunemente usati negli impianti tradizionali. Avendo tempi di risposta inferiori al secondo, mostrano dunque prestazioni superiori per questo tipo di servizi rispetto a quelle degli impianti termoelettrici. Essendo poi in grado di transitare rapidamente dalla condizione di carica a quella di scarica possono coprire una banda di regolazione di ampiezza pari alla somma delle potenze massime di carica e di scarica.

Mediante l'introduzione di opportune logiche di controllo, i sistemi di accumulo possono: fornire il margine di regolazione erogando o assorbendo energia dalla rete, qualora fosse necessaria rispettivamente una regolazione a salire o scendere; emulare la risposta inerziale delle macchine elettriche rotanti, fornendo la cosiddetta "inerzia sintetica". L'inerzia sintetica andrebbe ad essere complementare e non sostitutiva o alternativa a quella garantita dal parco di generazione tradizionale, mitigando l'entità dei transitori di frequenza. Per raggiungere questi obiettivi è necessario l'implementazione di un sistema di controllo dei SdA, che sia in grado di modularne la risposta in termini di erogazione di potenza contribuendo a garantire il corretto esercizio della rete.

Di seguito vengono riportati una serie di studi che prendono in considerazione l'utilizzo dei sistemi di accumulo per fornire servizi alla rete elettrica, andando ad analizzare differenti tipologie degli stessi.

In [6] vengono considerate le sfide legate alla stabilità della rete man mano che sempre più fonti di energia rinnovabile vengono aggiunte alla rete elettrica. Partendo da due progetti europei, viene introdotta la tecnologia Flywheel a risposta rapida e una combinazione di volani, motori a gas e generazione rinnovabile per stabilizzare le reti locali negli stati critici e ridurre i costi della transizione verso reti future con generazione a zero emissioni di carbonio. In tale lavoro viene sottolineata l'importanza delle tecnologie di stoccaggio a risposta rapida come Flywheel Storage, ciò per fornire una soluzione efficiente ed economica per gestire le richieste a breve termine della stabilità della rete. Mostra anche come la tecnologia Flywheel Storage a risposta rapida possa fornire soluzioni affidabili ed efficienti senza la necessità di azionare molti generatori sincroni per stabilizzare la frequenza della rete. L'articolo discute l'importanza della fast reserve e dell'inerzia nei sistemi di accumulo per i Virtual power plant e le microreti. Viene spiegato il funzionamento dei generatori sincroni e l'equazione dello swing viene utilizzata per descrivere il processo per raggiungere un nuovo equilibrio elettromagnetico. Al contrario, i sistemi basati su inverter, richiedono che gli inverter forniscano

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

energia elettrica alla rete e rispondano con un ritardo, il che può causare svantaggi entro il primo secondo dopo che si è verificato un evento. Evidenzia le differenze tra inerzia sintetica e sincrona e sottolinea che tempi di risposta rapidi sono essenziali per un funzionamento stabile della rete.

Il lavoro presentato in [7] propone nuovi sistemi per affrontare la problematica del controllo della frequenza nei sistemi di alimentazione con l'integrazione di risorse basate su inverter. Gli autori associano dei prezzi ai vari sistemi analizzati per offrire servizi di regolazione e riserva al sistema elettrico. Viene mostrato come l'introduzione di sistemi basati su Fast Reserve ed Inerzia Sintetica porti ad una diminuzione complessiva dei costi di regolazione e di generazione.

In [8] viene descritto quanto gli operatori dei sistemi di trasmissione stiano operando a causa della crescente integrazione delle risorse connesse ai convertitori, che riduce l'inerzia rotazionale disponibile nel sistema di alimentazione, portando ad una frequenza di rete meno stabile. Vengono analizzate le diverse soluzioni che possono potenzialmente compensare la riduzione dell'inerzia del sistema, come l'inerzia sincrona virtuale.

L'articolo fornisce un'analisi di trade-off degli approcci e delle tecnologie di controllo più importanti, evidenziando i vantaggi e gli svantaggi di ciascuna soluzione, con particolare attenzione alla fast reserve e all'inerzia. Discute inoltre i parametri chiave dei servizi di inerzia virtuale e descrive le diverse tecnologie che possono essere utilizzate per mitigare il problema della variazione di frequenza. Infine, l'articolo discute alcune tecnologie per fornire il controllo della frequenza nei sistemi energetici, come le turbine eoliche, la demand-side-management e i volani.

Per i SdA, è comunemente riconosciuto che potrebbero affrontare maggiori sfide se gli fosse richiesto di seguire gli stessi requisiti degli altri generatori. Di conseguenza, sono state applicate impostazioni speciali nei servizi per facilitare l'integrazione del SdA. Inoltre, è ampiamente riconosciuto che il sistema di accumulo può dare un contributo maggiore alla stabilità della rete se i servizi o i requisiti previsti sono predefiniti, dando vita a servizi emergenti come fast-reserve e inerzia sintetica, al fine di trarre vantaggio dalla risposta accurata e rapida del convertitore interfacciato con il sistema di accumulo.

Il costo elevato dei sistemi di accumulo ha rappresentato un ostacolo importante per una più ampia applicazione nelle reti elettriche, sebbene i loro vantaggi siano evidenti. È di grande importanza selezionare la soluzione economicamente vantaggiosa per una determinata applicazione.

Gli studi in [9] e [10] hanno cercato di valutare il costo e l'idoneità delle soluzioni di storage in diverse applicazioni. I due studi concordano sul fatto che il volano è la soluzione più economicamente

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

vantaggiosa per il servizio di frequenza primaria ad alta potenza e di breve durata, grazie al basso costo capitale, alla lunga durata e alla tecnologia matura. Il supercondensatore è paragonabile al volano per scopi FFR, sebbene la durata sia il principale fattore limitante. In sintesi, per avere una valutazione e un confronto completi delle potenziali soluzioni, è necessario prendere in considerazione i seguenti aspetti: Costo di capitale dei principali componenti del sistema, ovvero sistemi di accumulo, convertitore, sistemi di controllo, sistemi meccanici, raffreddamento e controllo ambientale; impronta della soluzione, requisiti costruttivi interni, esterni e speciali; costi operativi e di manutenzione; perdite di potenza e costi equivalenti; modalità d'uso e specifiche tecniche.

Il dimensionamento dei SdA è una delle questioni chiave per raggiungere la sostenibilità tecnico-economica dei SdA per i servizi di rete. È da notare che, rispetto ai servizi di risposta inerziale, il servizio fast reserve richiede classi energetiche molto più elevate. Sebbene questo campo sia promettente e relativamente nuovo, sono state condotte pochissime ricerche sullo sviluppo di metodi per stimare/ottimizzare la dimensione del SdA per offrire i servizi di fast reserve e inerzia sintetica.

Nella maggior parte dei casi, il dimensionamento del SdA viene effettuato arbitrariamente [11] oppure vengono eseguite una serie di simulazioni per varie dimensioni e la dimensione ottimale viene scelta in base ai risultati desiderati [12]. Un approccio probabilistico con un numero elevato di simulazioni viene applicato anche quando nella rete elettrica è presente una elevata produzione da rinnovabile come quella solare [13]. L'impatto del dimensionamento sulla dinamica di frequenza complessiva è ulteriormente esteso in [14] dove viene presentato un metodo per stimare il dimensionamento del SdA mirato alle caratteristiche di potenza/frequenza dei servizi richiesti. Il dimensionamento del SdA è stato ottimizzato in pochi casi e per lo più effettuato per massimizzare i vantaggi finanziari derivanti dal mercato dei servizi ausiliari della rete [15], o nell'applicazione di microgrid [16]. In [17], viene studiato un approccio di co-ottimizzazione per risolvere il problema degli investimenti nello storage, come trovare il tipo, il posizionamento e il dimensionamento dei SdA in una rete con vincoli di trasmissione.

Reference

[1] Micolano E., “Studio di un sistema di accumulo di energia accoppiato ad un generatore fotovoltaico per la regolazione primaria di frequenza”, RSE S.p.a., Gennaio 2013.

[2] Fernández-Guillamón, A., Gómez-Lázaro, E., Muljadi, E., & Molina-García, Á. (2021). A review of virtual inertia techniques for renewable energy-based generators. *Renewable Energy–Technologies and Applications*.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

- [3] Guida G., “Il ruolo dello Storage nella gestione delle reti”, slide Terna S.p.a., 27 settembre 2017.
- [4] Bignucolo F., Pettinà M., Caldon R., “Regolazione di frequenza e rinnovabili: nuove prospettive per i sistemi di accumulo”, *L’energia Elettrica*, AEIT, n. 2 – vol. 94, marzo/aprile 2017.
- [5] Meng, L., Zafar, J., Khadem, S. K., Collinson, A., Murchie, K. C., Coffele, F., & Burt, G. M. (2019). Fast frequency response from energy storage systems—a review of grid standards, projects and technical issues. *IEEE transactions on smart grid*, 11(2), 1566-1581.
- [6] Engelmann, T., vor dem Esche, R., & Tudi, R. (2017). Fast response flywheel energy storage technology for virtual power plants and microgrids. In *Proc. Elect. Energy Storage Appl. Technol.* (pp. 1-11).
- [7] Garcia, M., Baldick, R., & Wilches Bernal, F. (2021). Primary Frequency Response Reserve Products for Inverter-Based Resources (No. SAND2021-11993C). Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States).
- [8] Rezkalla, M., Pertl, M., & Marinelli, M. (2018). Electric power system inertia: Requirements, challenges and solutions. *Electrical Engineering*, 100, 2677-2693.
- [9] Thiesen, H., Jauch, C., & Gloe, A. (2016). Design of a system substituting today’s inherent inertia in the European continental synchronous area. *Energies*, 9(8), 582.
- [10] Farhadi, M., & Mohammed, O. (2015). Energy storage technologies for high-power applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 52(3), 1953-1961.
- [11] Delille, G., Francois, B., & Malarange, G. (2012). Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system's inertia. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 3(4), 931-939.
- [12] Knap, V., Sinha, R., Swierczynski, M., Stroe, D. I., & Chaudhary, S. (2014, June). Grid inertial response with Lithium-ion battery energy storage systems. In 2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE) (pp. 1817-1822). IEEE.
- [13] Yue, M., & Wang, X. (2014). Grid inertial response-based probabilistic determination of energy storage system capacity under high solar penetration. *IEEE transactions on sustainable energy*, 6(3), 1039-1049.
- [14] Knap, V., Chaudhary, S. K., Stroe, D. I., Swierczynski, M., Craciun, B. I., & Teodorescu, R. (2015). Sizing of an energy storage system for grid inertial response and primary frequency reserve. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(5), 3447-3456.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

[15] Oudalov, A., Chartouni, D., & Ohler, C. (2007). Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control. *IEEE Transactions on power systems*, 22(3), 1259-1266.

[16] Aghamohammadi, M. R., & Abdolahinia, H. (2014). A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54, 325-333.

[17] Wogrin, S., & Gayme, D. F. (2014). Optimizing storage siting, sizing, and technology portfolios in transmission-constrained networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(6), 3304-3313.

1.2 STRATEGIE DI CONTROLLO PROPOSTE

L'integrazione delle fonti di energia rinnovabili ha introdotto una sfida nel mantenimento della stabilità del sistema, data l'imprevedibilità e l'intermittenza intrinseca di queste fonti. Questo squilibrio tra la generazione di energia rinnovabile e la curva di carico tradizionale può portare a interruzioni nella rete energetica, rendendo necessarie soluzioni innovative per un'alimentazione affidabile e sostenibile. Il peak-shaving e il load-leveling sono strategie volte a ottimizzare l'uso dell'elettricità riducendo i picchi di domanda e distribuendo uniformemente il carico nel tempo.

In Fig. 1 è rappresentata la variazione della cosiddetta “*duck-curve*” tra il 2013 ed il 2019 in California. È evidente che, con l'aumento delle fonti rinnovabili e dei carichi notturni la pendenza della curva nelle ore serali stia subendo un aumento che potrebbe creare non pochi problemi.

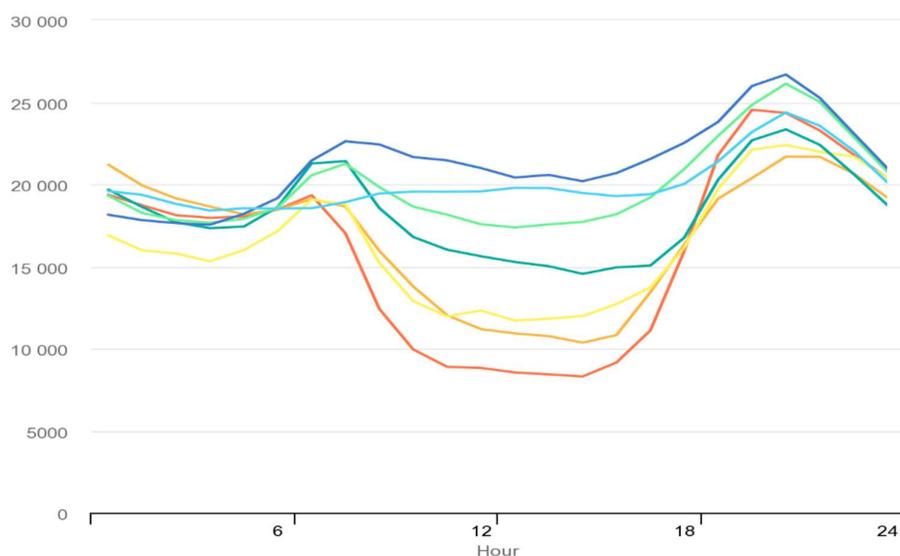


Fig. 1. “*duck-curve*” tra il 2013 ed il 2019 in California.

L'obiettivo principale del Peak-shaving è quello di ridurre la domanda di energia più elevata dalla rete, alleviando lo stress durante i periodi di picco. Questo obiettivo può essere raggiunto attraverso tecniche come i sistemi di accumulo di energia e la generazione distribuita, che migliorano l'affidabilità della rete attenuando le fluttuazioni della domanda.

Dall'altra parte, il load-leveling si concentra sulla distribuzione uniforme della domanda elettrica, riducendo al minimo le variazioni tra periodi di alta e bassa domanda. Ciò promuove un utilizzo più efficiente delle risorse energetiche e comporta l'implementazione di programmi di risposta alla domanda, tecnologie di rete intelligenti e l'ottimizzazione delle operazioni delle centrali elettriche.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Sia il peak-shaving che il load-leveling sono fondamentali per creare un sistema energetico sostenibile e affidabile, ridurre i costi, rafforzare la stabilità della rete e facilitare l'integrazione delle energie rinnovabili. Hanno un'importanza sostanziale nell'attuale panorama energetico e rimarranno fondamentali per la gestione e la pianificazione energetica futura. La differenza sostanziale tra i due approcci è evidente in Fig. 2, che mostra come nel caso del Peak-shaving l'obiettivo sia di diminuire il picco di richiesta, mentre nel load-leveling essenzialmente si prova a “spalmare” il carico lungo la giornata.

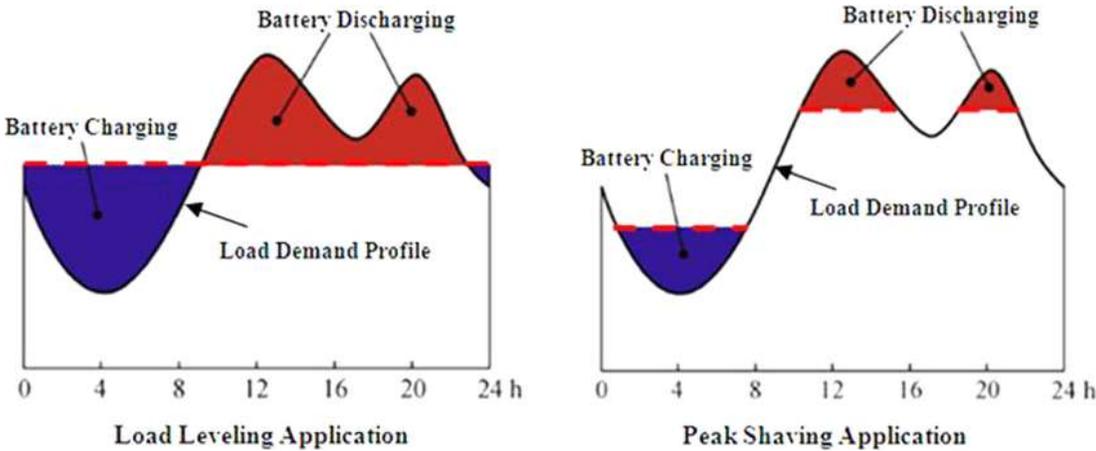


Fig. 2. Esempi di Load Leveling e Peak Shaving.

L'aumento delle fonti rinnovabili porta con sé, oltre al problema del bilanciamento e dell'ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia prodotta, anche quello relativo alla perdita d'inerzia del sistema elettrico che minaccia la stabilità della rete. In Fig. 3 è rappresentato l'istogramma relativo alla variazione dell'inerzia del sistema elettrico tedesco in relazione al variare della potenza immessa da fonti rinnovabili.

Per risolvere questo problema, nuove tecniche di controllo sono state sviluppate e vengono continuamente proposte con l'obiettivo di fornire sostegno alla frequenza (ed in generale alla stabilità) della rete elettrica. Tra queste, l'inerzia virtuale e la Fast Reserve sono entrambi concetti vitali nel campo dei sistemi di potenza e contribuiscono alla stabilità e all'affidabilità delle reti moderne.

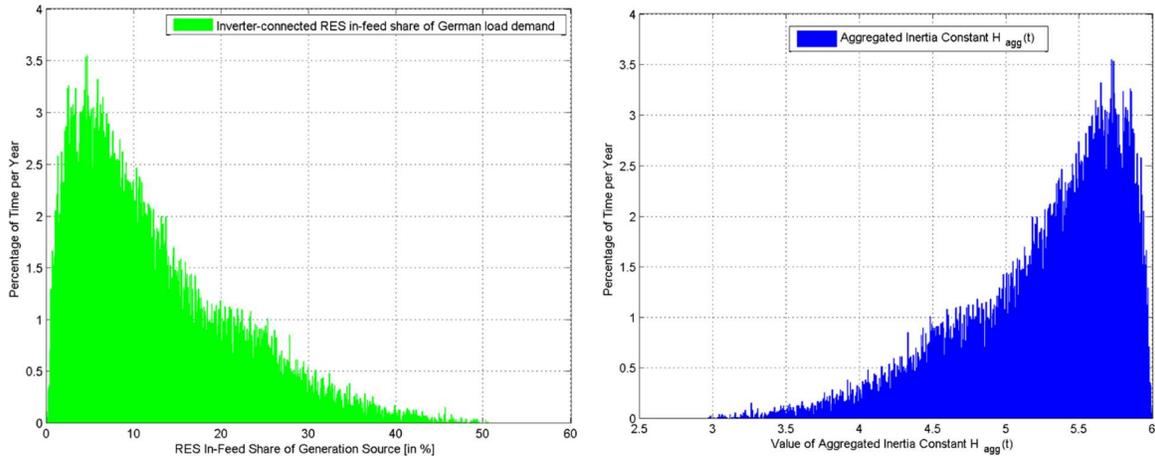


Fig. 3. Istogramma della potenza immessa e dell'inerzia nel SEP Tedesco da impianti collegati tramite inverter nel 2012.

L'inerzia virtuale riguarda la capacità dei sistemi di potenza di imitare l'effetto stabilizzante tradizionalmente fornito dalle masse rotanti. Ciò si ottiene attraverso tecniche di controllo avanzate che emulano l'inerzia tipicamente offerta dai generatori sincroni, anche in assenza di masse rotanti fisiche. Le tecniche di controllo della Fast Reserve, invece, si occupano principalmente della risposta rapida dei sistemi di potenza ai disturbi di frequenza. Il loro obiettivo è quello di ripristinare rapidamente la frequenza entro limiti accettabili in caso di variazioni improvvise della generazione o del carico.

Entrambi questi concetti hanno un ruolo significativo nel mantenimento della stabilità e dell'affidabilità dei sistemi elettrici contemporanei. Tuttavia, la loro attuazione presenta una serie di vantaggi e sfide che richiedono un'attenta considerazione.

In questo contesto, si inserisce l'opportunità da parte dei gestori della rete, di estendere la partecipazione ai servizi di regolazione a nuovi componenti dinamici, quali i Sistemi di Accumulo (SdA), sia in alternativa alle FRNP, potendo operare autonomamente come singole unità dispacciabili, che a supporto degli impianti a FRNP, potendo essere associati ad essi.

In particolare, la presenza dell'accumulo potrebbe rendere più interessante la partecipazione delle stesse FRNP all'offerta di servizi, permettendone un utilizzo più flessibile senza limitare lo sfruttamento della fonte primaria [1].

Assumendo di mantenere l'esenzione dalla fornitura della regolazione primaria per le unità a FRNP, si può infatti ipotizzare che, la corrispondente banda di regolazione sia fornita da SdA completamente dedicati a tale scopo che fungano da riserva al posto dell'impianto a FRNP [2].

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Qualora la banda di riserva primaria venga garantita dal parco di generazione stesso, ciò implica come visto una decurtazione dell'energia prodotta, rispetto a quella effettivamente producibile, pari all'ampiezza della banda. Tale conseguenza può essere minimizzata dotando tali generatori di propri SdA, in grado di fornire completamente o parzialmente la riserva richiesta. Così facendo si svincola la FRNP dal dover mantenere una banda di potenza come riserva, così che l'impianto possa tornare a funzionare alla massima potenza. La fornitura della riserva eventualmente non erogata dal SdA resterebbe a carico della sezione tradizionale dell'impianto rinnovabile "ibrido".

L'accumulo consentirebbe, dunque, di assolvere all'obbligo di riserva primaria senza limitare la producibilità della centrale, ed adeguatamente dimensionato sarebbe in grado di ridurre significativamente la produzione da fonti rinnovabili altrimenti persa.

Sistemi di accumulo, dedicati o abbinati a impianti di generazione, possono contribuire a non arrestare la crescita delle rinnovabili, al momento invece penalizzante per la sicurezza del sistema elettrico. La loro introduzione favorirebbe difatti anche l'integrazione di tali fonti, costituendo allo stesso tempo un'importante risorsa per la stabilizzazione delle reti, sia interconnesse che in isola [3].

Un Sistema di Accumulo (SdA) elettrico, è per definizione «un sistema costituito da un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale sia ad assorbire che a rilasciare energia elettrica». L'assorbimento avviene convertendo l'energia elettrica temporaneamente in un'altra forma di energia utile al suo stoccaggio. Viceversa, percorrendo la trasformazione al contrario si ottiene l'erogazione di energia elettrica [4].

Sono dunque molteplici le tecnologie che si differenziano sulla base del metodo di conversione utilizzato per l'accumulo di energia elettrica (meccanico, di energia potenziale, elettrochimico, elettrostatico etc.).

Altra modalità di classificazione si basa sulle caratteristiche prestazionali offerte da tali sistemi [5]. Si possono distinguere quindi SdA con:

- prestazioni in energia, caratterizzati dal dover scambiare potenza in modo continuativo per alcune ore, aventi quindi buone autonomie e basso valore del rapporto potenza/energia;
- prestazioni in potenza, che lavorano erogando una potenza molto elevata per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi), quindi con autonomie ridotte fino a poche decine di minuti, e caratterizzati da un elevato valore del rapporto potenza/energia.

Analogamente alla distinzione tra generazione centralizzata e distribuita, è poi possibile distinguere tra sistemi di accumulo centralizzati, ovvero sistemi di taglia molto grande a partire da decine di MW,

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

installati in AT e a supporto del sistema di trasmissione, e sistemi di tipo distribuito, di taglia ridotta, dal kW fino a qualche MW e installati in prossimità dell'utenza.

I “servizi ancillari di rete”, tra cui la regolazione di frequenza, richiedono in genere ingenti quantitativi di potenza da erogare o assorbire con tempi di risposta del sistema alla variazione di carico molto rapidi ed autonomie piuttosto contenute. Sono quindi necessarie adeguate prestazioni in potenza.

Fra le possibili soluzioni tecnologiche disponibili o in fase di sviluppo di accumulo di energia elettrica, che più si adattano a svolgere questo tipo di applicazione, rivestono particolare interesse gli accumulatori di tipo elettrochimico (in particolare le batterie agli ioni di litio).

Tali sistemi, che accumulano energia elettrica convertendola in energia chimica, sono conosciuti per la loro grandissima versatilità di impiego e modularità, ma anche e soprattutto per la loro capacità nel fornire elevate risposte in potenza entro tempi ridottissimi (con velocità pressoché istantanee).

Questa proprietà li rende particolarmente adatti per il contenimento delle deviazioni di frequenza. Ciò può essere sfruttato non soltanto per generare la potenza necessaria ad assolvere le funzioni di regolazione primaria, ma principalmente come contributo inerziale nei primi istanti dalla perturbazione consentendo un esercizio più stabile e flessibile della rete stessa.

Tra i principali vantaggi, gli accumulatori elettrochimici si caratterizzano per la velocità e la precisione nell'erogazione di potenza, soprattutto se confrontati con l'azione dei regolatori di velocità comunemente usati negli impianti tradizionali (affetti da ritardi meccanici, idraulici o termodinamici che riducono l'efficacia della regolazione).

Avendo tempi di risposta inferiori al secondo, mostrano dunque prestazioni superiori per questo tipo di servizi rispetto a quelle degli impianti termoelettrici. Essendo poi in grado di transitare rapidamente dalla condizione di carica a quella di scarica possono coprire una banda di regolazione di ampiezza pari alla somma delle potenze massime di carica e di scarica. Per cui sarebbero in grado di offrire riserve di regolazione aggiuntive, a compensazione sia del mancato apporto della generazione convenzionale (considerando anche la progressiva dismissione di queste unità dal mercato), sia delle FRNP, a questo punto sgravate dal compito di fornire alla rete i servizi di gestione che, per loro natura, non possono assolvere. Tutto ciò al fine di preservare o addirittura incrementare i margini di regolazione esistenti e/o l'inerzia attuale del sistema elettrico, a supporto della stabilità di frequenza dello stesso.

In particolare, mediante l'introduzione di opportune logiche controllo, i sistemi di accumulo possono:

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

- Per quanto riguarda la regolazione primaria, fornire il margine di regolazione erogando o assorbendo energia dalla rete, comportandosi quindi come generatori o carico a seconda delle necessità, qualora fosse necessaria rispettivamente una regolazione a salire o scendere;
- Emulare la risposta inerziale delle macchine elettriche rotanti, fornendo la cosiddetta “inerzia virtuale” o “sintetica”. L’inerzia sintetica andrebbe ad essere complementare e non sostitutiva o alternativa a quella garantita dal parco di generazione tradizionale, mitigando l’entità dei transitori di frequenza.

Per raggiungere questi obiettivi è necessario l’implementazione di un sistema di controllo dei SdA, che sia in grado di modularne la risposta in termini di erogazione di potenza contribuendo a garantire il corretto esercizio della rete.

A tal scopo, nei paragrafi successivi verranno trattati dal punto di vista dei controlli automatici entrambi gli aspetti, esaminando nello specifico la “Regolazione Primaria di Frequenza Veloce” (RPFV) e il supporto di “Inerzia Sintetica” (IS), due funzioni che attualmente non sono ancora state codificate nel Codice di Rete (CdR) di Terna ma che, in prospettiva, potrebbero essere richieste dal gestore di rete come nuovi servizi per la stabilità del sistema.

Prima di passare ad un’analisi dettagliata delle logiche di controllo che realizzano i nuovi e più efficienti servizi di rete (regolazione primaria veloce ed inerzia sintetica), è opportuno individuare dove viene ad essere collocato il SdA all’interno dello schema complessivo che modella il generico sistema elettrico di potenza (SEP) o la singola area di controllo [6].

Partendo dal modello di SEP, ricavato nel Capitolo 2, che prevedeva la presenza di un unico gruppo di generazione rotante turbina-alternatore (capace di fornire oltre ad una primissima risposta inerziale anche le successive fasi automatiche di regolazione primaria e secondaria), è possibile anzitutto ipotizzare la penetrazione di impianti a FRNP responsabili nel generare un’aliquota addizionale di potenza $[\Delta P]_{RES}$ contribuente al soddisfacimento del carico.

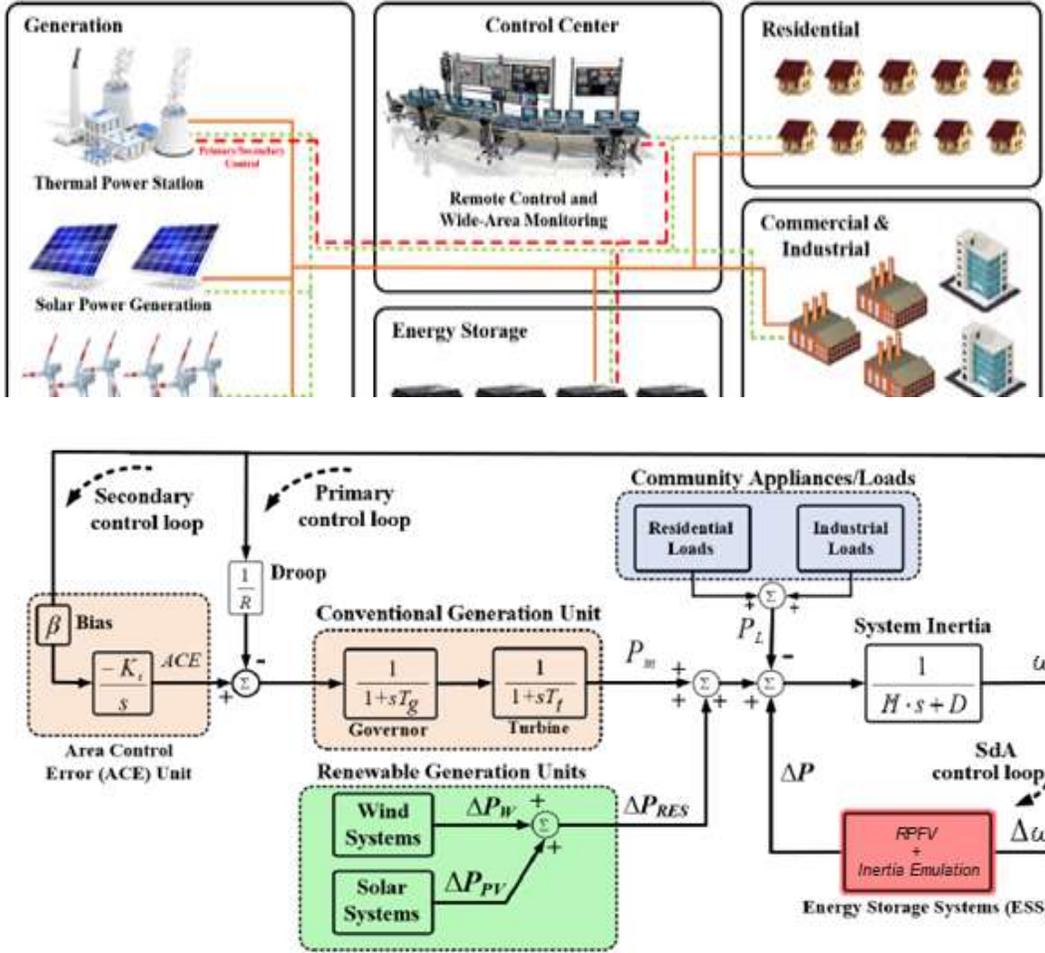


Figura 4 - Integrazione del SdA nello schema generico di SEP.

Le criticità introdotte da tali impianti a FRNP sul funzionamento del sistema elettrico, e in particolar modo sul controllo della frequenza, inducono come già anticipato a prevedere l'integrazione di un ulteriore loop di controllo, gestibile attraverso l'utilizzo di un Sistema di Accumulo esclusivamente dedicato al supporto dei servizi di rete citati.

L'inclusione del SdA avviene sostanzialmente andando a sommare un $[\Delta P]$ SdA di potenza scambiata dall'accumulo, come termine aggiuntivo al nodo che determina lo squilibrio in ingresso al blocco $1/(D+sM)$, il quale modella la quota parte di inerzia M del SEP e l'effetto stabilizzante D offerto dall'eventuale carico dipendente dalla frequenza.

Il $[\Delta P]$ SdA, complessivamente fornito a regime dall'accumulo, sarà somma rispettivamente dei contributi alla regolazione primaria di frequenza veloce $[\Delta P]$ RPFV e all'inerzia sintetica $[\Delta P]$ IS, secondo la relazione:

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

$$\Delta P_{SdA} = \Delta P_{RPFV} + \Delta P_{IS}$$

Il servizio si realizza introducendo nel sistema di controllo un *regolatore proporzionale*, il quale modula la potenza attiva ΔP scambiata con la rete, in funzione dell'errore di frequenza/pulsazione $\Delta\omega$ misurato rispetto al suo valore nominale, secondo una risposta del tipo:

$$\Delta P_{RPFV} = K_p \cdot \Delta\omega$$

La RPFV ha il vantaggio di essere di grande semplicità realizzativa; per contro però, la regolazione viene messa in atto soltanto a transitorio di frequenza manifesto cioè quando oramai la deviazione è già avvenuta. La potenza corrispondente viene fornita man mano che la frequenza si sposta, senza dare nessun contributo legato alla velocità con cui la frequenza stessa stia muovendosi.

Con lo scopo di anticipare il contributo, sfruttando quindi l'intrinseca rapidità di risposta del convertitore che interfaccia l'accumulo, al controllo proporzionale viene affiancato il controllo di tipo derivativo rappresentativo del contributo in termini di inerzia sintetica.

La funzione di emulazione dell'inerzia è ottenuta affiancando al controllo di tipo proporzionale un regolatore di tipo derivativo, che modula la potenza attiva in uscita dal SdA sulla base stavolta del segnale, opportunamente filtrato, della derivata prima della frequenza. La corrispondente legge di controllo è del tipo:

$$\Delta P_{IS} = K_d \cdot \frac{d\Delta\omega}{dt}$$

dove K_d è il coefficiente di guadagno associato all'azione derivativa (espresso in MW·s/Hz e completamente configurabile). Per estensione, K_d , sarà definito “energia regolante inerziale (o derivativa)”, in quanto esprime il grado di reazione dell'energia regolante, associata alla regolazione inerziale, per una variazione unitaria di frequenza.

A differenza della RPFV, essendo l'IS basata sulla derivata, interviene in qualche modo in maniera preventiva rispondendo ad una variazione tendenziale della frequenza, e non a una deviazione già avvenuta. Agire tramite controllore derivativo significa modificare la pendenza con cui si ha la deviazione, simulando il benefico effetto stabilizzante sull'andamento della frequenza dovuto alle masse rotanti dei generatori sincroni.

La necessità di erogare un siffatto tipo di servizio ancillare è in previsione di una sempre crescente diminuzione di generazione tradizionale in favore di quella da fonte rinnovabile eolica e solare allacciata alla rete mediante inverter. Ciò rende possibili scenari futuri che non era possibile immaginare con le sole centrali di produzione o FRNP. Le caratteristiche di questi sistemi d'accumulo possono infatti aiutare a

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

mitigare la riduzione di massa rotante sincrona della rete Europea. Un SdA dedicato, ovvero in grado di fornire un contributo inerziale virtuale con tempi di attivazione estremamente rapidi, può rappresentare una risorsa significativa per contenere i transitori di frequenza.

In genere poi, data la rapidità di risposta dei SdA, questi due contributi di regolazione inerziale e primaria non sono disaccoppiati temporalmente, come nei gruppi convenzionali, ma sono di fatto sovrapponibili, avvengono contemporaneamente (in meno di 1s).

Come già accennato, la potenza che deve scambiare il sistema d'accumulo deve essere proporzionale alla misura della derivata della frequenza (df/dt). Conseguentemente, è fondamentale implementare dei blocchi di controllo robusti per il calcolo e il campionamento rapido e affidabile della derivata della frequenza. Il sistema di campionamento e calcolo deve essere disponibile in decine di millisecondi. Infatti, più è celere l'azione più è efficace la mitigazione della variazione di frequenza.

Le tecniche di controllo della Fast Reserve comprendono una serie di metodi finalizzati alla regolazione e al mantenimento della frequenza nei sistemi elettrici. Questi metodi sono fondamentali per garantire il funzionamento efficiente e la stabilità della rete, rispondendo rapidamente alle fluttuazioni della domanda e dell'offerta di energia. Queste tecniche prevedono il monitoraggio in tempo reale della frequenza del sistema e l'attivazione di riserve per ripristinare l'equilibrio e si concentrano sulla risposta rapida agli squilibri di frequenza all'interno dei sistemi elettrici.

D'altra parte, le tecniche di inerzia virtuale si concentrano sull'obiettivo di replicare i vantaggi dell'inerzia meccanica tradizionale per garantire la stabilità della rete e un efficace controllo della frequenza. Sfruttando algoritmi di controllo avanzati e sistemi di accumulo dell'energia, le tecniche di inerzia virtuale garantiscono una risposta rapida e miglioramenti complessivi dell'affidabilità e della stabilità del sistema elettrico.

In sintesi, le tecniche di inerzia virtuale e di Fast Reserve sono due approcci validi per migliorare la stabilità e l'affidabilità dei moderni sistemi elettrici. L'inerzia virtuale imita l'effetto stabilizzante delle masse rotanti utilizzando metodi di controllo avanzati, anche in assenza di masse fisiche, mentre le tecniche di controllo della Fast Reserve si concentrano sul ripristino rapido della frequenza del sistema in presenza di disturbi. Entrambi gli approcci hanno un ruolo essenziale, ma la loro implementazione comporta vantaggi e sfide specifiche.

Di seguito verranno descritte le possibili strategie implementative proposte per il controllo dei convertitori addetti alla fornitura di servizi di Peak-Shaving, Load-Leveling Fast Reserve e Inerzia Sintetica.

Peak-Shaving & Load-Leveling

Le tecniche di peak-shaving sono essenziali per ottimizzare l'uso dell'elettricità gestendo i periodi di alta richiesta di potenza attraverso la gestione dell'accumulo di energia, riducendo così l'impatto sulla rete elettrica. Le strategie di load-leveling assicurano una rete elettrica coerente e stabile, promuovendo al contempo l'efficienza e il risparmio economico sia per i consumatori che per le aziende. Insieme, questi metodi contribuiscono a creare un sistema energetico equilibrato e affidabile, riducendo l'impatto ambientale.

Per entrambi questi servizi si è ipotizzato un sistema di controllo basato sulla gestione della potenza scambiata con la rete e dell'energia immagazzinata nei sistemi di accumulo. Tale gestione si basa su degli algoritmi di ottimizzazione che vengono elaborati in tempo reale da una piattaforma e forniscono al sistema di conversione un profilo ideale di potenza da seguire per poter svolgere le funzioni preposte. Ciò implica un adeguato controllo (in termini di performance quali stabilità, tempo di assestamento e oscillazioni) dell'interfaccia di rete e, al contempo, un sistema di comunicazione solido e affidabile che permetta di dialogare con la piattaforma remota.

In questa sezione il focus è sugli schemi di controllo per la gestione dello scambio di potenza tra il sistema (e di conseguenza l'accumulo) e la rete elettrica. In Fig. 5 è riportato lo schema di controllo per un convertitore trifase connesso alla rete controllato in potenza.

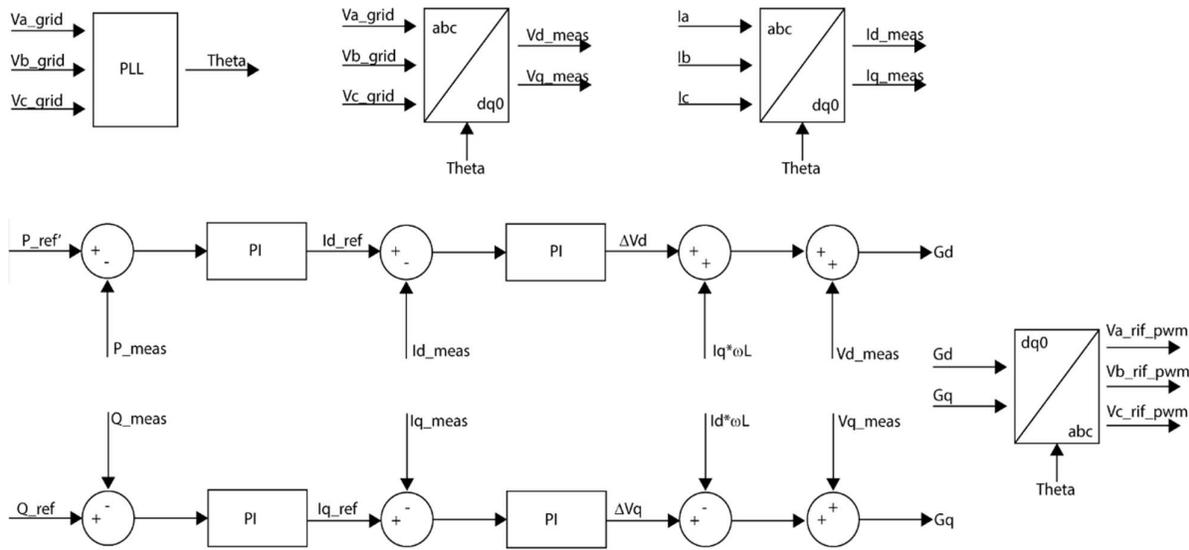


Fig. 5. Schema a blocchi del controllo di un inverter collegato alla rete, con controllo in potenza.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Il convertitore è gestito attraverso un controllo basato sulla tradizionale scomposizione in componenti dq0. Attraverso le trasformate di Clarke e Park, passiamo dal sistema abc al sistema dq0 utilizzando le coordinate $\alpha\beta$. In questo modo possiamo lavorare con grandezze non sinusoidali e suddividere l'anello di controllo sulle componenti d e q. Con questo sistema di controllo di base, possiamo ricevere setpoint di P e Q e, quindi, il sistema è teoricamente in grado di fornire servizi di load-leveling e peak-shaving.

Fast Reserve

La stabilità del sistema nelle reti elettriche è un problema critico, in quanto le frequenti fluttuazioni della domanda e dell'offerta di energia elettrica rappresentano un rischio potenziale. La Fast Reserve, in quanto componente essenziale della gestione della rete, svolge un ruolo fondamentale nel rispondere rapidamente a queste fluttuazioni, contribuendo a mantenere la stabilità e l'affidabilità del sistema elettrico.

Per poter raggiungere questo obiettivo è necessario gestire in modo “smart” i sistemi di accumulo distribuiti e i convertitori di potenza che li interfacciano con la rete.

La Fast-Reserve offre due modalità di fornitura, che possono essere utilizzate in modo non esclusivo. Le modalità sono la regolazione secondo la “*Curva caratteristica Δf - ΔP* ” e “*Attivazione pilotata da un set-point di potenza attiva inviato da Terna*”.

Tra le varie caratteristiche richieste per la modalità di fornitura secondo “*Curva caratteristica Δf - ΔP* ” vengono evidenziate in particolare:

- Controllo simmetrico con una risposta in potenza proporzionale all'errore di frequenza, conforme alla curva di regolazione tempo-potenza illustrata nella Fig. 6.
- Tempo di risposta di max 1s.
- Il regolatore proporzionale deve includere una banda morta (soglia 1) regolabile in base alle indicazioni di Terna nell'intervallo [0 - 500] mHz, con una precisione di 5 mHz. Inoltre, al fine di evitare frequenti attivazioni e disattivazioni, è necessario prevedere un'isteresi.
- Il regolatore proporzionale deve includere, in conformità alle indicazioni di Terna, una soglia 2 nell'intervallo compreso tra [soglia 1 - 1000 mHz], con una precisione di 5 mHz. Una volta superato il limite stabilito, il valore di potenza immessa o prelevata deve rimanere costante.
- In assenza di ulteriori variazioni, la Funzione di Risposta Unitaria (FRU) deve conservare il valore di potenza attivato per 30 secondi, seguito da una deriva lineare fino al completo annullamento del contributo. Il tempo di annullamento può essere impostato tra 1 e 900 secondi, con un valore predefinito di 300 secondi (5 minuti).

Il sistema di controllo deve aderire a due categorie di precisione:

- a) Precisione dinamica: in presenza di variazioni della deviazione di frequenza che portano all'attivazione del servizio, è vietato che lo scambio misurato dal sistema di controllo esca dall'area delimitata nella Fig. 7;
- b) Precisione statica: trascorso 1 secondo, è consentito che lo scambio misurato dal sistema di controllo si discosti al massimo del minimo (5% della Potenza Assegnata o 1 MW) rispetto al valore atteso.

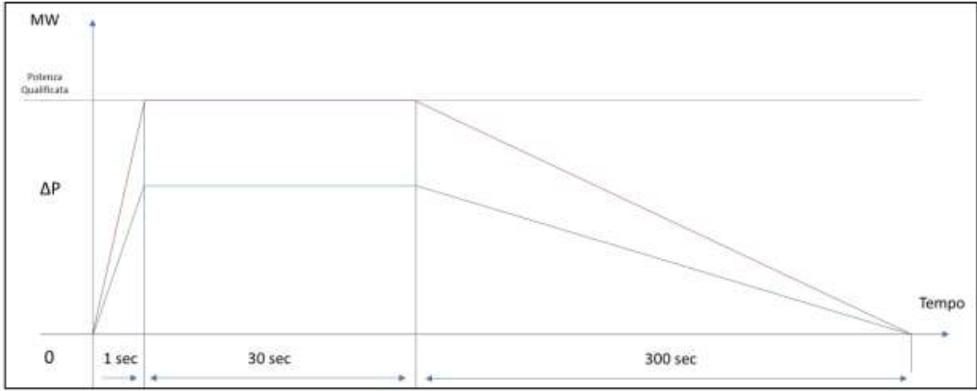


Fig. 6. Attivazione P(t) per deviazione di frequenza in seguito a richiesta di servizio di regolazione Fast-Reserve.



Fig. 7. Area ammessa di attivazione del servizio Fast-Reserve.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Per quanto riguarda invece la modalità “Attivazione pilotata da set-point di potenza attiva inviato da Terna” è necessario poter rispondere ad una richiesta di Terna sulla base di un set-point definito, e (tra le altre cose):

- Rendere disponibile la Potenza Assegnata, sia a salire che a scendere, per una capacità energetica al più pari a 15 minuti. Ovvero, 15 minuti a salire ed altri 15 minuti a scendere.
- Fornire la risposta entro 2 s dalla variazione del set-point.
- Si deve essere in grado di gestire contemporaneamente l’attivazione in modalità “*Curva caratteristica Δf : ΔP* ”.
- La Remote Terminal Unit deve essere in grado di ricevere ed inseguire il set-point inviato da Terna, definito attraverso un valore percentuale tra [0% – 100%] da applicare alla banda \pm Potenza Assegnata, quindi un valore pari a 0% indica -Potenza Assegnata, un valore pari ad 50% mi indica potenza nulla, ed un valore pari a 100% indica +Potenza Assegnata.
- Il sistema di controllo deve rispettare due tipologie di precisione:
 - a) Precisione dinamica: al variare del set-point di telepilotaggio, non è ammesso che l’effettivo scambio di potenza sia esterno all’area tratteggiata in Fig. 8
 - b) Precisione statica: trascorsi 2 secondi dalla variazione del set-point, e in assenza di ulteriori variazioni, è ammesso che l’effettivo scambio di potenza si discosti al più del min (5% della Potenza Assegnata; 1MW) rispetto al valore atteso.

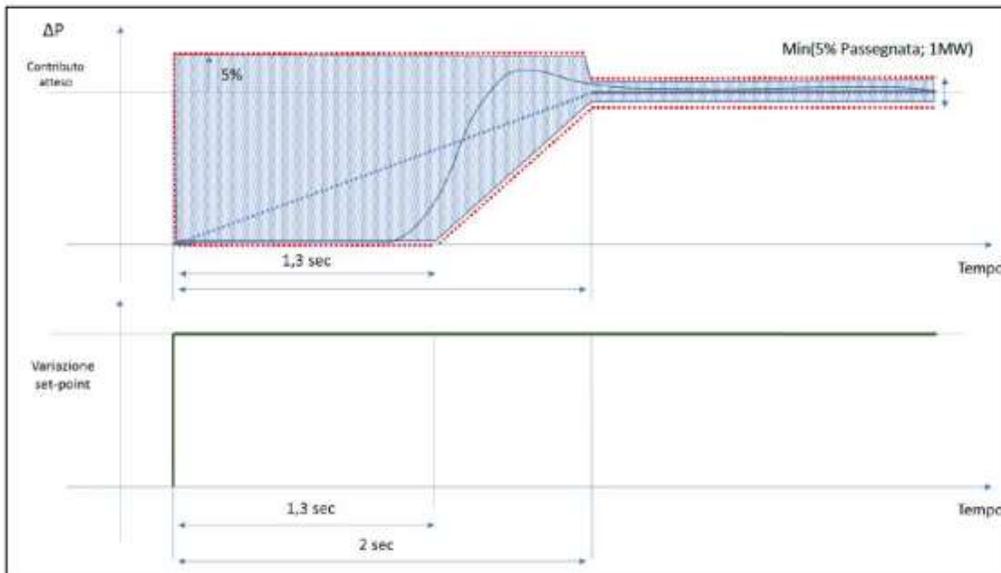


Fig. 8. Precisione dinamica dell’inseguimento del set-point richiesto.

Differentemente da quello che riguarda i servizi di Peak-Shaving e Load-Leveling, in questo caso il servizio di Fast-Reserve deve essere gestito sia mediante un setpoint proveniente da remoto ma, anche, in loco dal sistema in quanto i tempi di risposta devono essere rapidi e dipendono dalla misura di frequenza che viene effettuata. Per questo, al precedente schema di controllo, è stato aggiunto un elemento come riportato in Fig. 9.

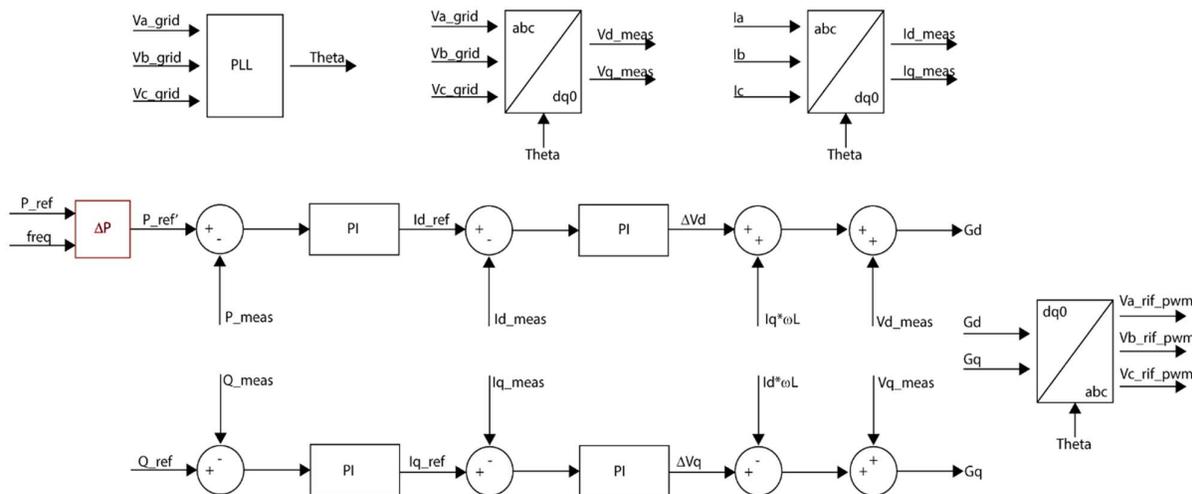


Fig. 9. Schema di controllo di un inverter connesso alla rete ed abilitato al servizio di Fast-Reserve.

In questo modo è possibile operare contemporaneamente in entrambe le modalità andando a sommare i contributi per la funzione locale e quella in remoto. La prima consisterà nella definizione di un ΔP calcolato in funzione dell'errore di frequenza e delle regole sopra riportate per la modalità "Curva caratteristica $\Delta f - \Delta P$ ". Il secondo contributo funzionerà similmente a quanto fatto per i servizi di Peak-Shaving e Load-Leveling: si tratta essenzialmente di un SP di potenza da asservire quando comunicato da TERNA.

Andranno studiate bene in fase di test le stringenti norme relative alle performance del controllo. Bisognerà verificare che la misura, la taratura e il dimensionamento dei filtri siano adeguati così da rientrare negli standard richiesti.

Inerzia Sintetica

Il mantenimento della stabilità del sistema nelle moderne reti elettriche è sempre più difficile a causa della natura variabile delle fonti di energia rinnovabili. Il grafico riportato da TERNA che riporta l'andamento della frequenza a seguito di un medesimo evento perturbativo in condizioni di bassa e alta penetrazione

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

di rinnovabili è esplicativo del problema (Fig. 10). L'inerzia sintetica gioca un ruolo cruciale e affronta questo problema emulando l'effetto stabilizzante tradizionalmente fornito dalle masse rotanti, contribuendo all'affidabilità della rete di fronte all'evoluzione del panorama energetico.

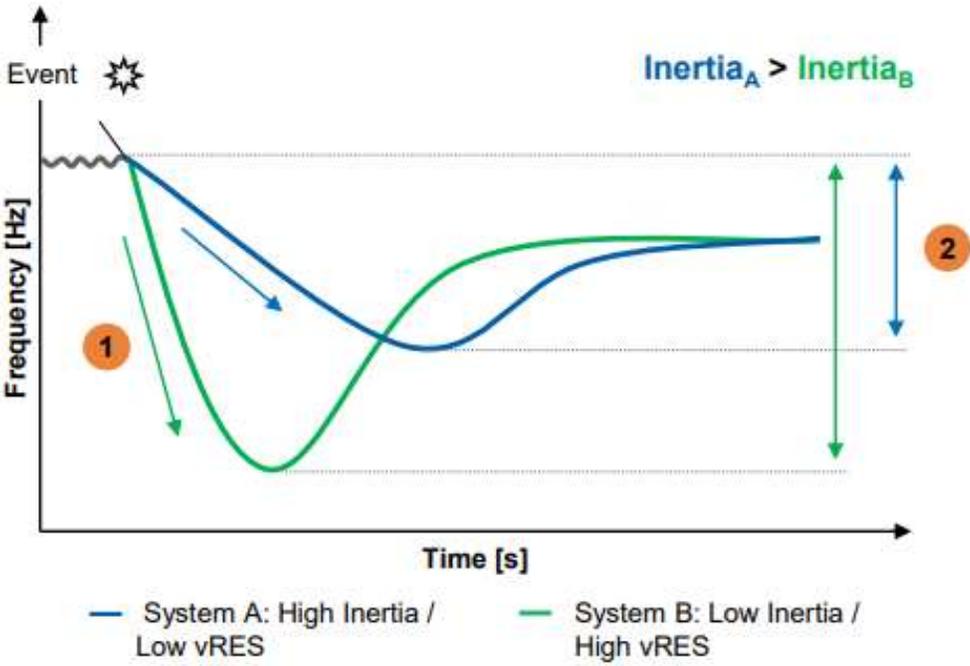


Fig. 10. Andamento temporale della variazione della frequenza per una medesima variazione di carico, nel caso di due sistemi elettrici a diversa inerzia.

Per cercare di emulare il comportamento di un sistema classico di generazione si è pensato di partire da una semplice modifica del sistema di controllo proposto per la Fast Reserve. Lo schema a blocchi è dunque il medesimo riportato in Fig. 8.

In questo caso, però, a cambiare è la logica di definizione del ΔP. Per fornire un effettivo comportamento inerziale al sistema è necessario legare tale variazione di potenza non alla variazione di frequenza, bensì alla sua derivata. Così facendo il ΔP sarà proporzionale alla derivata della frequenza proprio come nel classico modello della macchina sincrona in cui (EQ. 1):

$$P_m - P_e = M * \frac{d\omega}{dt} \quad \text{Eq. 1}$$

Inoltre, ponendo la costante proporzionale usata per il calcolo di ΔP pari a 2H = M (ovvero al momento angolare di un generico sistema che si vuole emulare), e tenendo conto che $\frac{d\omega}{dt} = \frac{df_{meas}}{dt}$, si ottiene (EQ. 2):

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

$$\Delta P = 2H * \frac{df_{meas}}{dt} \quad \text{Eq. 2}$$

Questo approccio è basato su uno schema di controllo di tipo Grid-Following. Un'altra soluzione per l'inerzia sintetica può essere quella di partire da un classico schema di controllo Grid-Forming. Negli ultimi periodi sta prendendo sempre più piede l'idea che le due strategie siano entrambe valide e che la soluzione ottimale stia nel giusto mix tra sistemi Grid-Following e sistemi Grid-Forming in funzione, probabilmente, delle potenze in gioco.

Una possibile applicazione di schema di controllo Grid-Forming è quella riportata in Fig. 11.

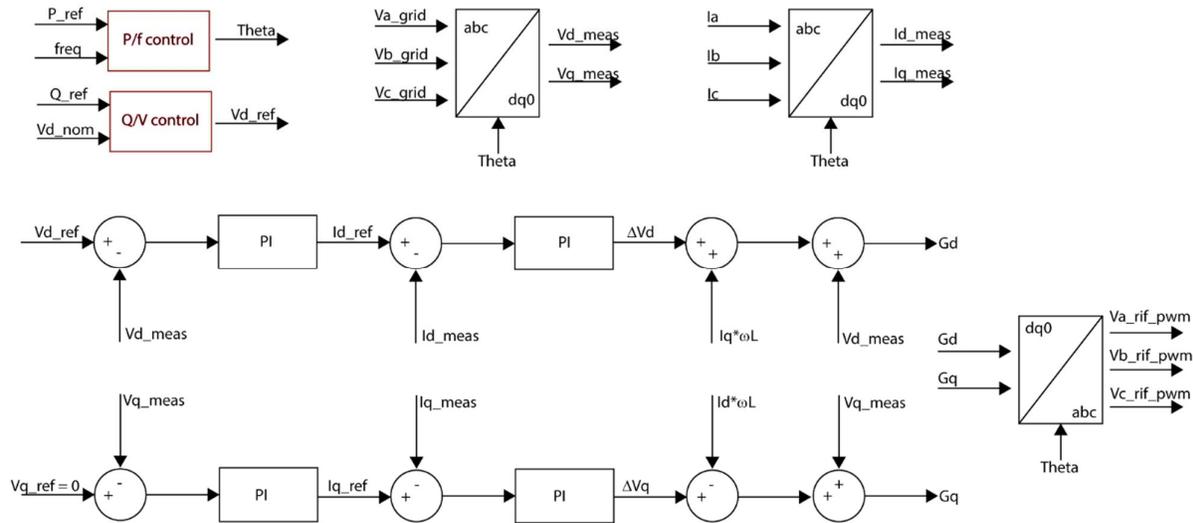


Fig. 11. Schema di controllo di un inverter grid-forming.

Si tratta della più semplice tra le strategie classiche proposte. Questa configurazione prevede, similmente all'approccio Grid-Following, due anelli di controllo sulle componenti d e q. La differenza fondamentale risiede nella natura del loop esterno di entrambi gli anelli, che sono PI relativi alla tensione anziché alla potenza come in precedenza.

Il riferimento per l'anello di tensione per il loop su d è determinato attraverso l'equazione droop, che correla la potenza reattiva all'ampiezza della tensione (Eq. 3), mentre il riferimento dell'anello su q è mantenuto a zero. La frequenza è indirettamente impostata tramite la trasformata e l'anti-trasformata di Clarke-Park, utilizzando l'angolo (Θ) ottenuto integrando la velocità angolare ω derivata dall'Eq. 4, che rappresenta la relazione tra potenza attiva e frequenza.

$$\Delta V_{d_ref} = K_{Drop_Q} * (Q_{ref} - Q_{meas}) \quad \text{Eq. 3}$$

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

$$\Delta\omega = K_{Drop_P} * (P_{ref} - P_{meas}) \quad \text{Eq. 4}$$

È importante sottolineare che alla base di questo approccio c'è il naturale disaccoppiamento tra P e Q, valido solo in presenza di una rete fortemente induttiva.

Reference

- [1] Guida G., Milano 27 settembre 2017, “*Il ruolo dello Storage nella gestione delle reti?*”, slide Terna S.p.a.
- [2] Camponeschi A., Workshop Catania 06 dicembre 2019, “*I sistemi di accumulo: ruolo attuale e integrazione futura nel sistema elettrico?*”, slide Enel.
- [3] Bignucolo F., Pettinà M., Caldon R, Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Padova, marzo/aprile 2017, “*Regolazione di frequenza e rinnovabili: nuove prospettive per i sistemi di accumulo?*”, rivista L'energia Elettrica AEIT numero 2 - volume 94.
- [4] Ricolano E., gennaio 2013, “*Studio di un sistema di accumulo di energia accoppiato ad un generatore fotovoltaico per la regolazione primaria di frequenza?*”, RSE S.p.a.
- [5] Fernández-Guillamón A., Gómez-Lázaro E., Muljadi E., Molina-Garcia A., “*A review of virtual inertia techniques for Renewable Energy-Based Generators?*”, IntechOpen Web of scienze.
- [6] Kerdphol T., Saifur Rahman F., Phunpeng V., Watanabe M., Mitani Y. “*Demonstration of Virtual Inertia Emulation using Energy Storage Systems to support community-based High Renewable Energy penetration?*”, Department of Electrical and Electronic Engineering, Kyushu Institute of Technology, Kitakyushu, Fukuoka, 804-8550, Japan.

1.3 INDICAZIONI SULLA MODALITÀ DI EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI INERZIA SINTETICA E FAST RESERVE E NORMATIVA DI RIFERIMENTO

A. Definizioni Allegato A.15 del Codice di Rete Terna

La regolazione del parametro frequenza di rete, messa in atto a seguito di ogni squilibrio tra generazione e fabbisogno di carico, rientra tra i servizi ancillari o servizi di sistema richiesti da TERNA agli impianti di generazione, per poter gestire in sicurezza il sistema elettrico e per garantire, allo stesso tempo, un adeguato livello di qualità del servizio.

Per disciplinare la fornitura di questi servizi, TERNA ha stabilito delle regole tecniche non discriminatorie, che individuano i requisiti tecnici minimi di partecipazione richiesti agli impianti di

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

generazione, utilizzando come riferimento le linee guida adottate in ambito internazionale UCTE7, specifiche per il servizio di regolazione.

Tali disposizioni sono tutte quante racchiuse all'interno del Codice di Rete (CdR) con particolare riferimento all'Allegato A.15 denominato per l'appunto "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza" [1].

Secondo l'Allegato A.15, nei secondi successivi alla variazione di frequenza, i regolatori di velocità delle unità di produzione devono agire automaticamente, ed in maniera autonoma l'uno dall'altro, sulla potenza generata dai rispettivi motori primi ad essi asserviti con una azione che modifica la potenza elettrica in modo da ristabilire l'equilibrio tra la potenza generata ed il fabbisogno di carico [1].

L'azione dei regolatori permette di contenere la variazione di frequenza, ma non ne ripristina il valore nominale. L'insieme di tali operazioni, aventi l'obiettivo di ripristinare nel più breve tempo possibile un primo equilibrio tra generazione e carico, prende il nome di Regolazione Primaria della frequenza.

Nel caso di un transitorio in sotto-frequenza, la potenza complessiva immessa in rete dalle unità di produzione in esercizio sarà aumentata. Affinché ciò sia possibile è necessario che tali unità dispongano di un margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza massima. Questa potenza è denominata riserva di regolazione primaria o banda di regolazione primaria. La somma delle riserve di regolazione primarie di tutte le unità di produzione in esercizio costituisce la riserva primaria del Sistema Elettrico Nazionale.

Analoghe considerazioni possono essere svolte in caso di un transitorio di sovra-frequenza. Tuttavia, in questo caso, la riserva di regolazione primaria è data dal margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza corrispondente a quella di minimo tecnico dichiarata per ogni impianto.

La funzione di riserva primaria è svolta contemporaneamente da tutti i gruppi generatori in parallelo sul sistema interconnesso europeo, in quanto deve essere resa continuamente disponibile e deve essere distribuita all'interno del sistema elettrico il più uniformemente possibile, in modo che la sua azione sia indipendente dall'origine dello squilibrio e dalla distribuzione momentanea delle produzioni e dei carichi.

L'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operator) stabilisce i requisiti di regolazione primaria dell'intero sistema Europeo, delle varie zone di regolazione e dei singoli regolatori di macchina. Il valore della riserva di regolazione primaria "R" dell'intero sistema ammonta a circa 3000 MW, calcolato secondo la peggior perdita di generazione ipotizzata da ENTSO-E, pari appunto a 3000 MW.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

L'ENTSO-E stabilisce inoltre che tale riserva debba essere tutta attivata in corrispondenza di uno scarto di frequenza a regime di -200 mHz. Analogamente, per un Δf pari a $+200$ mHz la potenza prodotta deve essere ridotta di un valore pari alla totalità della riserva di regolazione. In condizioni non perturbate la frequenza di rete non deve discostarsi più di 20 mHz da quella nominale.

Per il cosiddetto Principio di Solidarietà, il contributo in potenza che ogni Area di Controllo deve fornire per la costituzione della riserva primaria di tutta la rete interconnessa è definito in base ad un Coefficiente di Partecipazione della singola Area, assegnato annualmente dall'UCTE, e che ogni Gestore di sistema elettrico di trasmissione è chiamato a rispettare.

Il coefficiente di partecipazione C_i è pari al prodotto tra l'energia regolante $KRS, ENTSO-E$ complessiva dell'intera rete interconnessa appartenente all'ENTSO-E e il rapporto tra l'energia prodotta dall' i -esima Area di Controllo (ad es. l'Italia), in un anno, e l'energia prodotta, nello stesso periodo, da tutte le Aree di Controllo della stessa rete ENTSO-E:

$$C_i = K_{RS,ENTSO-E} \cdot \frac{E_i}{E_{ENTSO-E}}$$

Di conseguenza, ne scaturiscono le rispettive relazioni per il calcolo della riserva primaria e dell'energia regolante che la zona i -esima deve assicurare:

$$R_i = C_i \cdot R$$

$$K_{RS,i} = C_i \cdot K_{RS,ENTSO-E}$$

Secondo poi quanto riportato nel Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione Europea (Requirements for Generators - RfG), ENTSO-E classifica gli impianti di produzione in 4 classi distinte (A, B, C, D) a seconda del livello di tensione a cui sono connessi e alla loro capacità di generazione massima (potenza max in MW) [2].

Il presente regolamento opera quindi una distinzione tra i diversi tipi di generatori sincroni definendo livelli di requisiti crescenti secondo l'ordine di categoria cui questi appartengono, identificato attraverso una lettera. Si va, quindi, dai gruppi di generazione più piccoli di tipo A e B, ai quali sono richiesti i requisiti minimi necessari ad assicurare che non vi siano ingenti perdite di generazione nell'ambito dei range operativi del sistema, via via sino ai gruppi C e D più grandi, ai quali è richiesta una più elevata capacità di risposta tale da avere un impatto diretto sul funzionamento dell'intero sistema interconnesso.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Più in particolare, i requisiti applicabili sono stabiliti secondo le seguenti categorie di gruppi di generazione [2]:

- Tipo A: con potenza pari o superiore a 800 W e inferiore o pari a 11,08 kW;
- Tipo B: con potenza superiore a 11,08 kW e inferiore o pari a 6 MW;
- Tipo C: con potenza superiore a 6 MW e inferiore a 10 MW;
- Tipo D: con potenza superiore o pari a 10 MW e tensione del punto di connessione superiore o pari a 110 kV;

Vengono, inoltre, distinte tre modalità di regolazione:

- Intorno alla frequenza nominale («Frequency Sensitive Mode», FSM);
- In sotto-frequenza («Limited Frequency Sensitive Mode - Under frequency», LFSM-U);
- In sovra-frequenza («Limited Frequency Sensitive Mode - Over frequency», LFSM-O).

B. Obblighi di fornitura e requisiti funzionali

Il servizio di regolazione primaria in Italia è obbligatorio per tutte le UP in servizio con potenza efficiente non inferiore a 10 MW, ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili⁸.

Ogni UP, idonea a partecipare alla regolazione primaria di frequenza, deve essere dotata di un regolatore automatico di velocità che sia in grado di garantire un funzionamento stabile del gruppo sia nell'esercizio in parallelo con la rete che in condizioni di rete isolata.

I regolatori devono garantire le seguenti prestazioni funzionali minime [1]:

- precisione della misura di velocità migliore dello 0,02% in qualsiasi condizione di funzionamento.
- insensibilità del regolatore di velocità, esclusa la parte di misura, non superiore a ± 10 mHz.
- capacità di far funzionare l'UP in modo stabile a tempo indefinito, con qualunque grado di statismo impostabile tra 2 e 8%, per qualunque punto di lavoro corrispondente alle frequenze comprese fra 47,5 Hz e 51,5 Hz, e con qualunque carico compreso fra il minimo tecnico e la potenza massima generabile dal gruppo.

Le UP che partecipano alla regolazione primaria della frequenza devono garantire una riserva di potenza attiva non inferiore a 1,5% della potenza efficiente dichiarata nel RUP, quando la potenza erogata è pari alla potenza massima erogabile o è pari alla potenza minima erogabile.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Dunque, l'UP può essere esercitata (vedere Figura 12) nel campo di funzionamento ammissibile che può variare tra la P_{max} e la P_{min} definite di seguito:

- $P_{min} = P_{mt} + 1,5\% P_{eff}$
- $P_{max} = P_{max\ erogabile} - 1,5\% P_{eff}$

dove P_{mt} è la potenza di minimo tecnico dichiarata per l'impianto.

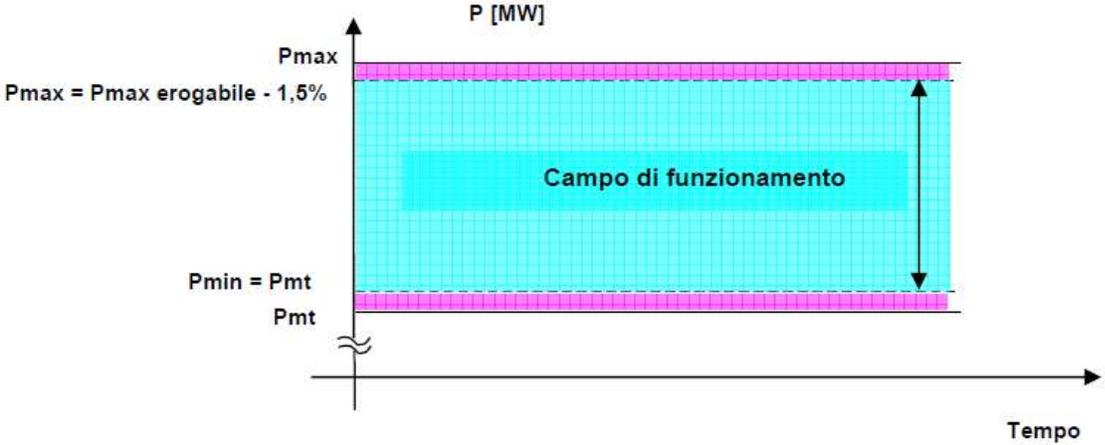


Fig. 12. Campo di funzionamento ammissibile per le UP interconnesse al Continente

Nei sistemi elettrici delle isole, Sardegna (sempre) e Sicilia (solo nei periodi in cui non è prevista l'interconnessione al resto del Continente), è richiesto a ciascuna UP di mettere a disposizione una riserva primaria più ampia, non inferiore al 10% della propria P_{eff} , in quanto porzioni di rete più a rischio dal punto di vista della stabilità. Pertanto, ogni impianto potrà essere esercitato ad una potenza massima non superiore al 90% della P_{eff} .

C. *Modalità di erogazione del servizio*

All'interno delle condizioni normali di esercizio e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili, come definite nel par. precedente, ogni UP deve erogare una quota ΔP_e della banda di riserva primaria disponibile tenendo conto dell'entità della variazione di frequenza Δf e del grado di statismo permanente σ_{std} impostato nel regolatore in funzione della relazione [1]:

$$\Delta P_e = -\frac{\Delta f}{50} \cdot \frac{P_{eff}}{\sigma_{std}} \cdot 100$$

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Terna prescrive che i regolatori di velocità siano tarati con grado di statismo impostato pari al 4%, per tutte le UP idroelettriche, e con grado di statismo pari al 5% per tutte le UP termoelettriche (comprese le sezioni a ciclo combinato). La curva caratteristica che descrive tale tipo di regolazione è riportata in Figura 13:

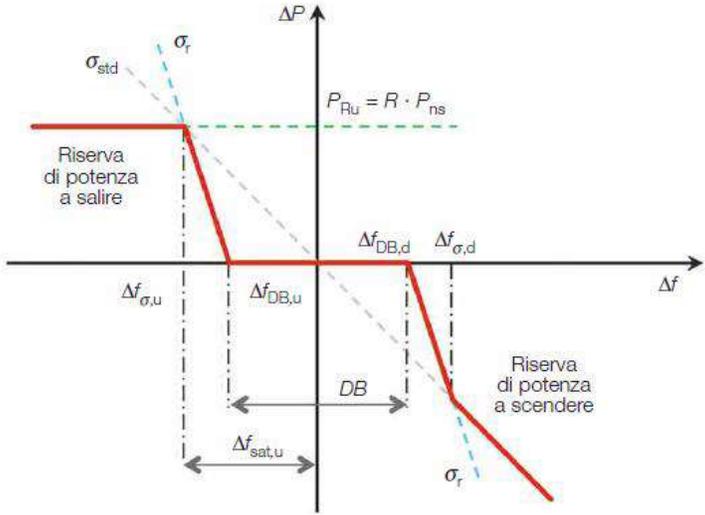


Fig. 13. Curva caratteristica di regolazione primaria di un'UP convenzionale

prevista una banda morta centrale DB di ampiezza $\pm 20\text{mHz}$ (somma della banda morta intenzionale di 10 mHz e dell'insensibilità massima dei regolatori pari a 10 mHz).

Due regioni di funzionamento a statismo ridotto (σ_r) garantiscono la continuità della curva di funzionamento richiesta, consentendo allo stesso tempo di recuperare in caso di variazione di frequenza superiore alla banda morta, il contributo non fornito in regolazione primaria.

In caso di transitorio in sotto-frequenza, il regolatore di centrale è chiamato a incrementare la potenza immessa in rete. Ne consegue che una porzione della potenza nominale in esercizio della centrale P_{ns} deve essere resa disponibile come riserva per regolazione primaria. Dualmente, un transitorio in sovra-frequenza richiede la riduzione della potenza attiva generata, in questo caso fino al raggiungimento della potenza di minimo tecnico dell'impianto di generazione.

Non è consentita nessuna limitazione di ampiezza e di gradiente alla fornitura della riserva primaria. Le modalità di erogazione del contributo di regolazione primaria devono rispettare le seguenti prescrizioni:

- Entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno metà della banda richiesta (il 50%).

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

· Entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la banda richiesta (il 100%).

Trascorsi 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza, se lo scarto di frequenza persiste, tutte le UP regolanti devono continuare ad aumentare, o diminuire, la potenza erogata in funzione dell'errore di frequenza. Una volta attuata la variazione di potenza ΔPe richiesta dalla regolazione primaria, l'UP deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza risultante per almeno 15 minuti consecutivi.

Per quanto riguarda la fornitura del servizio in condizioni di emergenza, la quota ΔPe di riserva primaria è definita analogamente alle condizioni di normali esercizio, ovvero l'UP deve erogare, se richiesto dall'entità della variazione, tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento di uno dei limiti operativi di massima o minima potenza dichiarati nel RUP.

D. *Requisiti tecnici di regolazione per le fonti rinnovabili*

La crescente produzione di energia elettrica da generazione distribuita (GD), costituita per lo più da impianti a fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), come eolico e fotovoltaico, ha fatto emergere nel corso degli anni problematiche importanti riguardanti il servizio di regolazione della frequenza.

In questo contesto, al fine di evitare situazioni di criticità per la rete elettrica e garantire in tutte le situazioni una qualità del servizio, Terna ha ritenuto necessario revisionare l'attuale disciplina di dispacciamento, disponendo nuove prescrizioni tecniche per gli impianti di produzione da FRNP, che coinvolgessero anche gli tutti gli utenti “attivi” connessi alla rete di trasmissione e distribuzione nell'offrire il proprio contributo ai cosiddetti *servizi ancillari* di rete, con particolare riferimento alla regolazione della frequenza.

Tuttavia, al momento la maggior parte di questi impianti non ha ancora a riguardo obblighi di fornitura “incondizionati” al pari delle unità tradizionali. Sono infatti attualmente richiesti soltanto requisiti tecnici in regolazione, da far intervenire in caso di gravi transitori di sovra o sotto frequenza a supporto del sistema di difesa o eventualmente su preciso comando del gestore di rete.

E. *Centrali Eoliche e Fotovoltaiche connesse alla rete di Trasmissione in AAT e AT (rispettivamente ai sensi dell'Allegato A.17 e A.68 del Codice di Rete)*

Le prescrizioni riportate di seguito, facenti capo rispettivamente all'Allegato A.17 e A.68 del Codice di Rete (CdR), sono da applicare alle Centrali Eoliche e Fotovoltaiche connesse alla *Rete di Trasmissione*

Nazionale (comprendente anche l'interconnessione con l'estero), quindi a quelle centrali connesse ai livelli di AT e AAT (400 kV, 220 kV, 132 kV, 150 kV).

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete, tali Centrali, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere connesse alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47.5 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz}$$

Per gli impianti fotovoltaici, in particolare, si precisa che i requisiti prescritti sono da intendersi applicati agli inverter della Centrale da cui dipendono le prestazioni della Centrale stessa. La Centrale FV risulta, infatti, costituita da un insieme di inverter che vengono raccolti in una sezione in MT dell'impianto [3]. Dalla sezione in MT la produzione viene immessa sulla rete in AT attraverso un trasformatore elevatore MT/AT (Fig. 14).

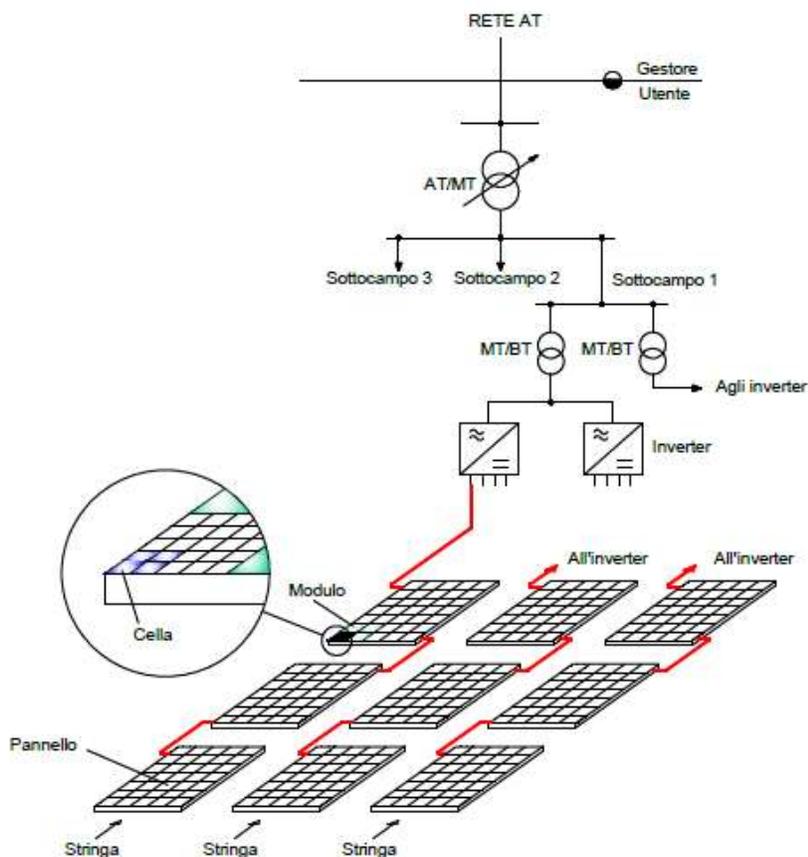


Figura 14 Composizione tipica di una Centrale Fotovoltaica.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico viene richiesto ai suddetti impianti di regolare l'immissione di potenza attiva in funzione della frequenza [3,4].

In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni descritte non possono essere effettuate manualmente dall'operatore, ma devono essere attuate, come avviene per gli impianti tradizionali, da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

La curva di regolazione della potenza attiva richiesta è riportata in Fig. 15.

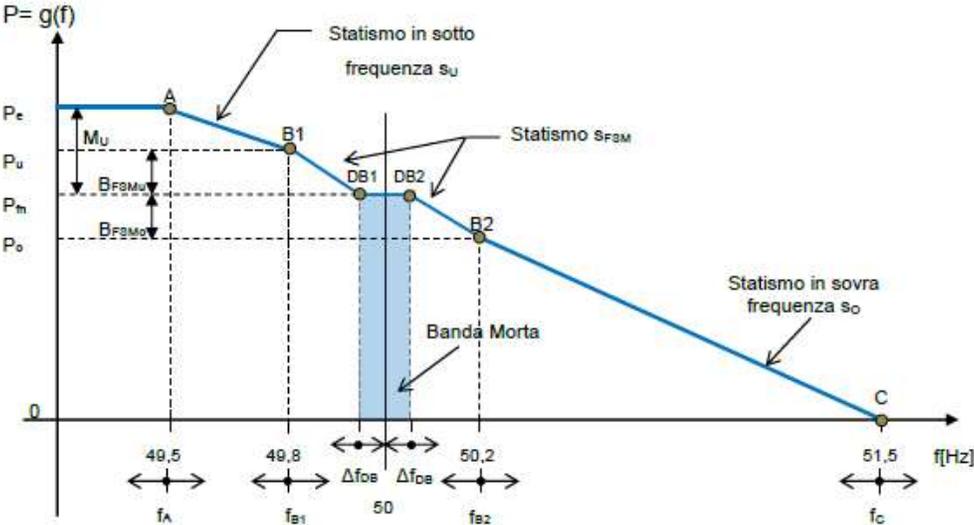


Figura 15 Curva P/f per una Centrale Eolica o Fotovoltaica.

È possibile distinguere le tre usuali zone di funzionamento:

- Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM);
- Regolazione in sotto-frequenza (LFSM-U);
- Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O).

Regolazione intorno alla frequenza nominale (FSM)

Gli impianti eolici e fotovoltaici dovranno essere predisposti per poter fornire una regolazione primaria di frequenza con modalità analoga ai gruppi rotanti convenzionali intorno alla frequenza nominale. Tale modalità di *Frequency Sensitive Mode* (FSM) dovrà essere attivabile su richiesta del Gestore in caso di necessità del sistema. Tale modalità di regolazione dovrà essere implementata in un intervallo tarabile $[f_{B1} \div f_{B2}]$.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Su richiesta dovranno essere riservate due bande di regolazione B_{FSMu} e B_{FSMo} , rispettivamente in sotto e sovra-frequenza, comprese fra l'1,5% ed il 10% del valore della potenza nominale disponibile (P_{Nd}) evitando il distacco degli aerogeneratori o degli inverter nel rispetto dei limiti tecnici di funzionamento dichiarati.

Si richiede di effettuare la regolazione secondo una retta a statismo S_{FSM} con una banda morta Δf_{DB} tarabile nell'intervallo [0;500 mHz] secondo le indicazioni fornite dal Gestore. Il tempo di erogazione di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 s.

Regolazione in sottofrequenza (LFSM-U)

Gli impianti suddetti dovranno essere predisposti per poter fornire supporto anche nei transitori di sotto-frequenza fornendo, al superamento di una determinata soglia di sotto-frequenza f_{B1} , tutto il Margine in incremento disponibile $MU = P_e - P_{fn}$.
Tale modalità di *Limited Frequency Sensitive Mode – Under Frequency* (LFSM-U) sarà fornita dalla Centrale ogni volta che la potenza immessa in rete sia inferiore a quella massima erogabile come rappresentato in Fig. 3.3.2.

In caso di attivazione di tale regolazione, l'impianto dovrà fornire una risposta secondo uno statismo in sotto-frequenza S_u dipendente dalle soglie di frequenza f_{B1} e f_A indicate da Terna.

L'attivazione della risposta deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali ed il tempo di completa erogazione di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 s.

Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)

Gli impianti suddetti devono fornire supporto anche nei transitori di sovra-frequenza riducendo la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore di frequenza. Tale modalità di *Limited Frequency Sensitive Mode – Over Frequency* (LFSM-O) è attiva per frequenze comprese tra f_{B2} e f_C secondo uno statismo S_o tale da annullare la potenza immessa per la frequenza di 51,5 Hz.

L'attivazione della risposta deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali ed il tempo di erogazione di tale riserva dovrà essere inferiore a 2 s.

Campi di regolazione

Si riportano in Tabella 2 i punti della curva di regolazione $P(f)$ di Fig. 14 con il loro range di tarabilità ed i valori di default.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

| Punto della caratteristica | Valori frequenza [Hz] | | | |
|----------------------------|-----------------------------------|----------------------|-------------------|------|
| | Range di taratura | Passo di regolazione | Valore di default | |
| A | f_A | 47,5 + 50,0 | 0,1 | 49,5 |
| B1 | f_{B1} | 49,5 + 50,0 | 0,1 | 49,8 |
| B2 | f_{B2} | 50,0 + 50,5 | 0,1 | 50,2 |
| DB1 - DB2 | $\Delta f_{DB1} - \Delta f_{DB2}$ | 0 + $\pm 0,5$ | 0,05 | 0 |
| C | f_C | 50,2 + 51,5 | 0,1 | 51,5 |

Tabella 2 – Punti della curva caratteristica di regolazione

$MU = P_e - P_{fn}$, B_{FSMU} e B_{FSMo} possono essere compresi, in caso di limitazioni intenzionali di P_{fn} , nei range di tarabilità riportati in Tabella seguente:

| Parametro | Range di taratura | Passo di regolazione | Valore di default |
|-------------------------|-------------------|----------------------|-------------------|
| MU | 0+80% P_n | 0,1% P_n | 0 |
| B_{FSMU} , B_{FSMo} | 0+20% P_n | 0,1% P_n | 0 |

Tabella 3 – Margine in incremento e bande di regolazione.

Per quanto riguarda i valori di potenza associati ai vari punti della curva P/f si distinguono i seguenti 3 casi:

| Punto della caratteristica | Valori di potenza associati [MW] | | |
|----------------------------|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| | Presenza di margine a salire M_U e FSM attivo | Presenza di margine a salire M_U e FSM non attivo | Assenza di margine a salire M_U (FSM non attivo) |
| A | P_e | P_e | P_e |
| B1 | $P_e - M_U + B_{FSMU}$ | $P_e - M_U$ | P_e |
| B2 | $P_e - M_U - B_{FSMo}$ | $P_e - M_U$ | P_e |
| C | 0 | 0 | 0 |

Tabella 4 – Potenze nei punti della curva caratteristica di regolazione.

| | | |
|------------------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|------------------|----------------------|-------|

F. *Generazione distribuita (GD) connessa alle reti di Distribuzione in AT, MT e BT (ai sensi dell'Allegato A.70 del Codice di Rete e delle Norme CEI 0-16 e 0-21)*

Le prescrizioni di seguito riportate, secondo l'Allegato A.70 del Codice di Rete (CdR), sono valide in generale per tutte le unità di GD costituite da generatori statici ed eolici con potenza complessiva per utente non inferiore ai 0,8 kW connessi alle reti di Distribuzione in AT, MT e BT [3].

Le regole tecniche di connessione, raccolte nelle norme CEI 0-16 per quanto riguarda le reti di AT/MT e CEI 0-21 per quanto riguarda le reti BT, indirizzano poi la destinazione di tali requisiti sulla base del diverso livello di tensione e delle differenti potenze di impianto (Tabella 5).

| Potenza MW | Livello di tensione della rete |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|
| <= 0,1 | BT |
| 0,1 - 0,2 | BT |
| | MT |
| 0,2 - 3 Limite superiore elevato a 6 MW per la connessione di impianti di produzione | MT |
| 3 - 10 Limite inferiore elevato a 6 MW per la connessione di impianti di produzione | MT |
| | AT |
| >10 impianti di utilizzazione >10 impianti di produzione* | AT |

Tabella 5 - Valori indicativi di potenza che è possibile connettere sui differenti livelli di tensione delle reti di distribuzione.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete MT/BT in funzione della frequenza, l'impianto di produzione non rotante deve essere in grado, innanzitutto, di rimanere connesso alla rete permanentemente, per valori di frequenza tra $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$.

Per il controllo dei transitori in sovralfrequenza, si richiede agli impianti di produzione statici connessi alle reti MT e BT [3]:

- la capacità di ridurre la potenza immessa in rete in risposta ad una variazione della frequenza del sistema al di sopra di una soglia predefinita (*regolazione primaria in sovra-frequenza*);
- l'inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio.

La regolazione in sovra-frequenza richiede che i gruppi di generazione attuino una opportuna regolazione locale in diminuzione della potenza attiva generata, in modo da contribuire al ristabilimento della frequenza nominale. Tale limitazione di potenza è prevista secondo le stesse modalità di

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

funzionamento sia nell' Allegato J della norma CEI 0-16 per gli utenti in MT, sia nell'Allegato F della norma CEI 0-21 per quelli in BT. In particolare può essere attuata [4, 5]:

- in maniera automatica in presenza di transitori di sovra-frequenza originatisi sulla rete di Trasmissione;
- su comando esterno proveniente dal Distributore secondo un set-point operativo ben preciso (per le unità GD di potenza nominale installata superiore a 11,08 kW).

L'iniezione di potenza attiva sarà regolata secondo la legge di controllo di Fig. 16.

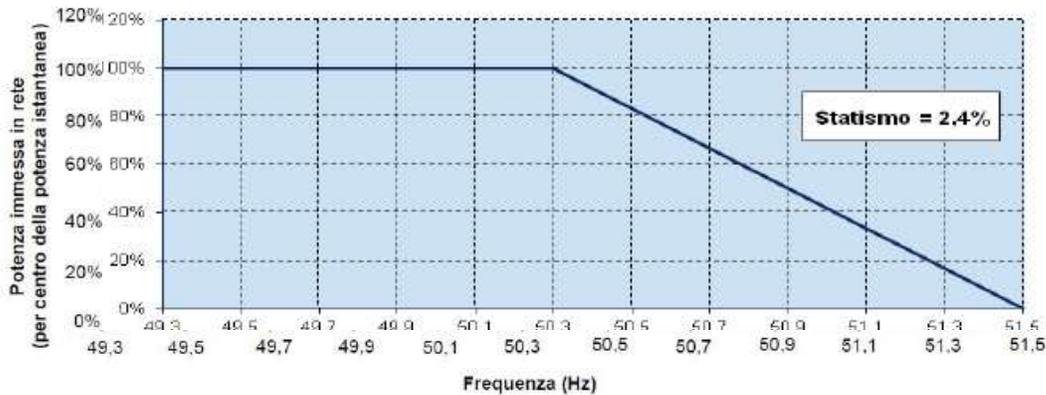


Figura 16 - Regolazione della potenza attiva in transitorio di sovra-frequenza.

Più precisamente, gli impianti di produzione dotati di convertitori statici devono:

- Mantenere invariata la loro produzione, nel range di frequenza compreso tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, ad un livello costante pari al massimo valore della potenza attiva producibile ed erogabile (*potenza attiva di target*) sulla base della disponibilità di fonte primaria.
- Ridurre la potenza P_e immessa in rete in funzione dell'entità dello scarto di frequenza positivo, al superamento del valore di frequenza regolabile di default pari a 50,3 Hz.

Tale riduzione di potenza, deve avvenire linearmente secondo un certo *grado di statismo* S_0 impostato, con tempi inferiori ai 2 secondi nel caso di generatori statici, e inferiori a 10 secondi nel caso di generatori eolici. Lo statismo deve essere regolabile tra 2% e 5%, con valore di default pari al 2,4%. Un valore di statismo differente può essere comunicato attraverso segnale di controllo da remoto. La precisione della misurazione di frequenza deve essere almeno pari a 10 mHz.

In caso di successiva ridiscesa della frequenza, si dovrà limitare la potenza attiva erogata al valore minimo P_{\min} raggiunto durante il transitorio di sovra-frequenza, fino a quando la frequenza stessa non

| | | |
|---------------------------------------|----------------------|-------|
| <h1 style="margin: 0;">ViStoFaRe</h1> | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|---------------------------------------|----------------------|-------|

torni ad essere compresa in un intervallo regolabile intorno alla frequenza nominale (valore di default $50 \pm 0,1$ Hz) per un tempo minimo continuativo di 300 secondi.

Trascorsi i 300 secondi di attesa, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria, l'impianto potrà riportare la potenza dal livello minimo P_{\min} raggiunto durante il transitorio di sovra-frequenza, al valore P_{\max} memorizzato e precedente il transitorio, come visualizzabile in Fig. 17.

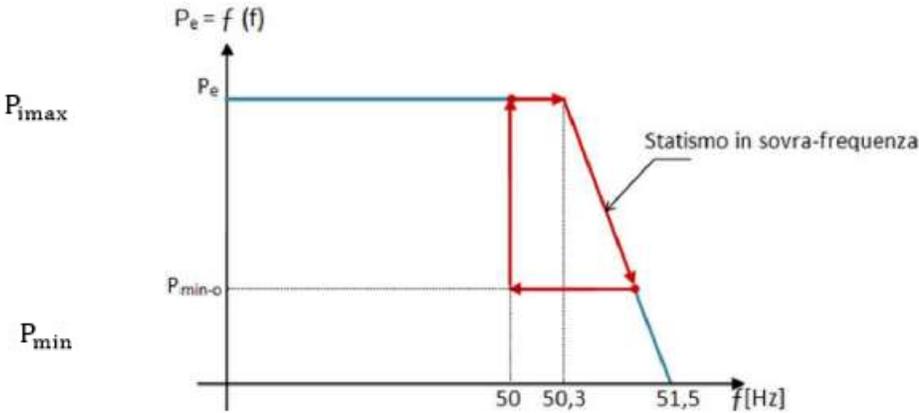


Figura 17 - Curva di sola riduzione della potenza attiva in sovra-frequenza.

Il rientro dal transitorio di sovra-frequenza dovrà avvenire con gradiente positivo $\Delta P/\Delta t$ seguendo una rampa lineare con pendenza pari al $20\% \cdot P_{\max}$ al minuto ma comunque non inferiore al $5\% \cdot P_{\text{nom}}$ al minuto, ovvero in modo da ripristinare gradualmente la potenza al valore precedente il transitorio in un tempo pari o al più inferiore a 5 minuti primi, dove con P_{nom} si indica la potenza nominale dell'inverter (Fig. 18).

Una volta raggiunto il limite della potenza erogata prima del transitorio, qualora la potenza disponibile dalla sorgente primaria sia superiore a P_{\max} , si potrà adeguare l'erogazione al nuovo livello di potenza disponibile con lo stesso gradiente, oppure con un gradiente variabile nella forbice compresa tra un massimo ($20\% \cdot P_{\text{nom}}$) e un minimo ($5\% \cdot P_{\text{nom}}$).

In particolare, il tempo complessivo prima di poter ritornare a raggiungere il valore di potenza nominale P_{nom} dell'impianto può perdurare al più fino ai 25 minuti.

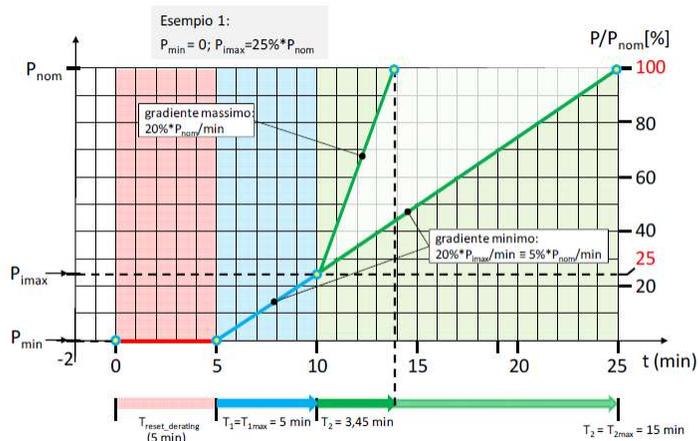


Figura 18 - Ripristino della erogazione di potenza a valle di un transitorio di sovra-frequenza.

Secondo quanto poi riportato nell' Allegato K della norma CEI 0-16, per gli impianti di generazione con potenza superiore i 6 MW costituiti da generatori statici e rotanti eolici, in presenza di transitori di sottofrequenza sulla rete è richiesta anche la regolazione con aumento di potenza attiva (*regolazione primaria in sottofrequenza*) [4]. Tale aumento presuppone l'adozione di una riserva di potenza da parte dell'utente attivo.

La caratteristica di regolazione $P = f(f)$ dovrà essere come quella riportata in Fig. 18 ovvero con statismo in sotto-frequenza s_u regolabile separatamente da quello in sovra-frequenza s_o , definito in precedenza.

In Fig. 19 sono messe in evidenza le seguenti grandezze:

- $P_{e-\max}$: potenza attiva massima erogabile dall'unità di generazione resa disponibile dalla fonte primaria;
- P_{e-fn} : potenza attiva erogata nella zona di banda morta intorno alla frequenza nominale f_n , compresa tra f_2 e f_3 ;
- $P_{\max-u}$: potenza attiva massima raggiunta durante il transitorio di sottofrequenza;

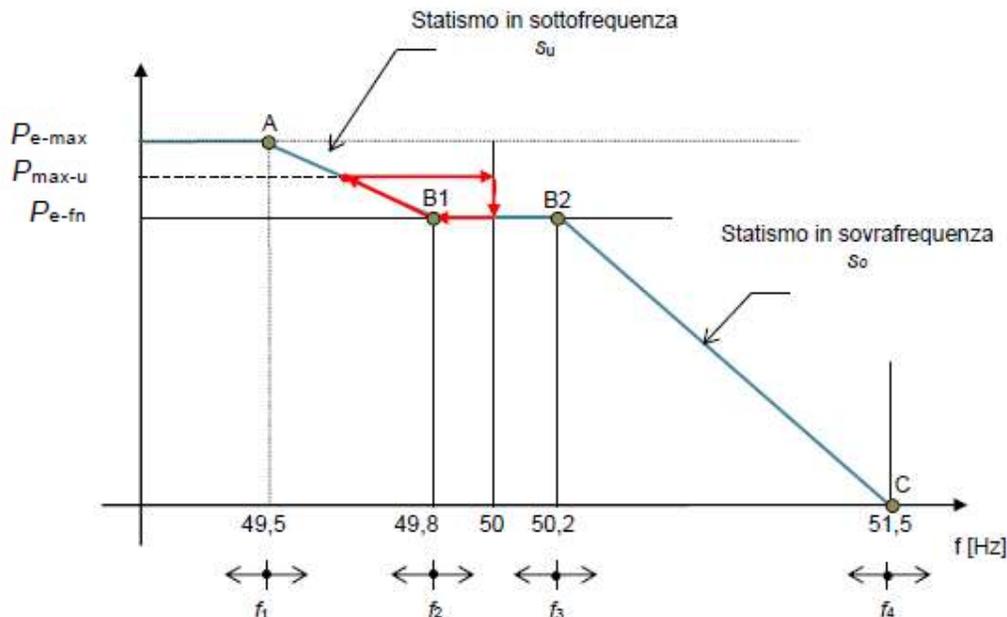


Figura 19 - Curva di variazione della potenza attiva in funzione della frequenza $P = f(f)$.

I punti A, B1, B2, C sono regolabili nei range di coppie di valori (Potenza erogata P_e - frequenza f) indicati nella seguente Tabella 6.

| Punto | P_s [p.u. di P_{e-max}] | F [Hz] | |
|-------|---------------------------------|-----------|-----------|
| | | f_1 : | f_2 : |
| A | 1,0 | f_1 : | 47 ÷ 50 |
| B1 | 1,0 ÷ 0,9 | f_2 : | 49,5 ÷ 50 |
| B2 | | f_3 : | 50 ÷ 50,7 |
| C | 0,5 ÷ 0 | f_4 : | 50 ÷ 52 |

Tabella 6 - Parametri del regolatore potenza - frequenza

In condizioni di funzionamento della rete prossime a quelle nominali, con frequenza f_n compresa entro la banda morta tra f_2 (di default 49,8 Hz) e f_3 (di default 50,2 Hz), la potenza erogata (P_{e-f}) non sarà la massima erogabile (P_{e-max}) ma una quota di essa (ad es. 98,5% P_{e-max}), dovendo garantire il margine di riserva primaria ed ottenere il raggiungimento di P_{e-m} solo in sottofrequenza in corrispondenza della f_1 (nell'esempio di Fig. $f_1 = 49,3$ Hz).

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

In sottofrequenza, nel range compreso tra f_1 e f_2 , i generatori dotati di convertitori statici devono erogare la potenza attiva secondo lo statismo s_u , e la variazione di potenza deve avvenire linearmente con tempi inferiori a 2 secondi.

Al ritorno della frequenza al valore nominale, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria, il rientro dell'impianto alle condizioni di potenza nominale erogata dovrà avvenire secondo modalità del tutto analoghe (adattate al caso di sotto-frequenza) a quelle già illustrate precedentemente nell'Allegato J relative al transitorio di sovra-frequenza.

G. *Prescrizioni per i Sistemi di Accumulo (SdA)*

Le varianti alle norme CEI 0-16 e 0-21, pubblicate a partire da luglio 2016, riguardano principalmente le prescrizioni applicabili ai Sistemi di Accumulo (SdA) che fanno parte di impianti di produzione [5, 6]. Lo scopo è quindi quello di fornire linee guida per l'inserimento dei SdA negli impianti di generazione connessi alle reti AT, MT e BT.

Nell'attuale formulazione, le stesse norme, considerano qualsiasi sistema di accumulo, anche se connesso sul lato dc di un impianto di produzione, a tutti gli effetti come un generatore. Infatti, la presenza di un SdA in un qualsiasi impianto ne comporta la classificazione di impianto *attivo*.

Secondo quanto riportato nelle norme, se il generatore è dotato di SdA, deve essere possibile prevedere, oltre alla limitazione, l'assorbimento di potenza attiva dalla rete, compatibilmente con il suo stato di carica. La variazione di potenza attiva generata o assorbita dal SdA deve avvenire per superamento dei valori di soglia in sovra e sottofrequenza regolabili rispettivamente tra 50 e 52 Hz (di default pari a 50,2 Hz) e tra 47 e 50 Hz (di default pari a 49,8 Hz) secondo lo schema a "quadrilatero" indicato in Figura 20.

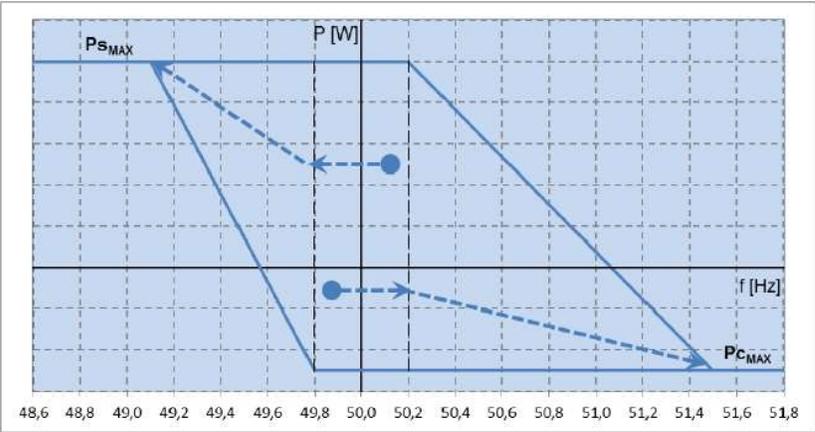


Figura 20 Regolazione della potenza attiva dei SdA in condizioni di sovra e sottofrequenza.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Si indicano con:

- **CUS** (*Capacità Utile del Sistema di accumulo*), la quantità di energia disponibile ai terminali del SdA tra gli stati di carica minimo e massimo del sistema stesso;
- **P_{SMAX}** (*Potenza di Scarica Massima*), la potenza in scarica che il sistema deve garantire all'interno del range 10%÷90% della CUS;
- **P_{CMAX}** (*Potenza di Carica Massima*), la potenza in carica che il sistema deve garantire all'interno del range 10%÷90% della CUS;
- **P_{SN}** (*Potenza di Scarica Nominale*), la massima potenza che il sistema può scaricare per tutta la CUS;
- **P_{CN}** (*Potenza di Carica Nominale*), la massima potenza che il sistema può caricare per tutta la CUS;
- **P_{NINV}** (*Potenza nominale dell'inverter/convertitore bidirezionale*), la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale che collega il sistema di accumulo alla rete.

dove:

$$P_{SMAX} \geq P_{SN}$$

$$P_{CMAX} \geq P_{CN}$$

In generale poi, è da tener presente che la potenza nominale dell'inverter/convertitore bidirezionale è maggiore rispetto alla massima potenza di scarica e carica dell'accumulo, ovvero:

$$P_{SMAX} \leq P_{NINV}$$

$$P_{CMAX} \leq P_{NINV}$$

Tutti i valori sopra definiti devono essere dichiarati a cura dell'utente tra i dati caratteristici del sistema di accumulo.

L'area compresa nella zona rettangolare centrale definisce i possibili punti di normale funzionamento in cui il sistema di accumulo può trovarsi a lavorare e da tali punti il sistema dovrà variare la propria potenza attiva ed evolvere, in funzione del superamento delle soglie di sovra e sottofrequenza, verso i vertici del quadrilatero: punto limite (49.1 Hz, P_{SMAX}) per eventi di sottofrequenza e punto limite (51.5 Hz, P_{CMAX}) per eventi di sovra-frequenza (vedi linee tratteggiate).

Nel caso in cui il sistema di accumulo si trovasse a lavorare in regime di sovraccaricabilità, ovvero oltre i punti P_{CMAX} e P_{SMAX}, esso dovrà innanzitutto portarsi nel punto di funzionamento normale più vicino all'interno del quadrilatero, e da lì evolvere verso i vertici del quadrilatero.

Il quadrilatero prescinde dalla variabile temporale e definisce nella pratica l'area limite all'interno della quale avviene l'evoluzione del fenomeno transitorio frequenza – potenza di carica o di scarica.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Al rientro dal transitorio di sovra o sottofrequenza, il sistema ritorna nelle condizioni normali mantenendo però la medesima potenza (in carica o in scarica), come da Figura 21, fino al raggiungimento della frequenza di 50 Hz.

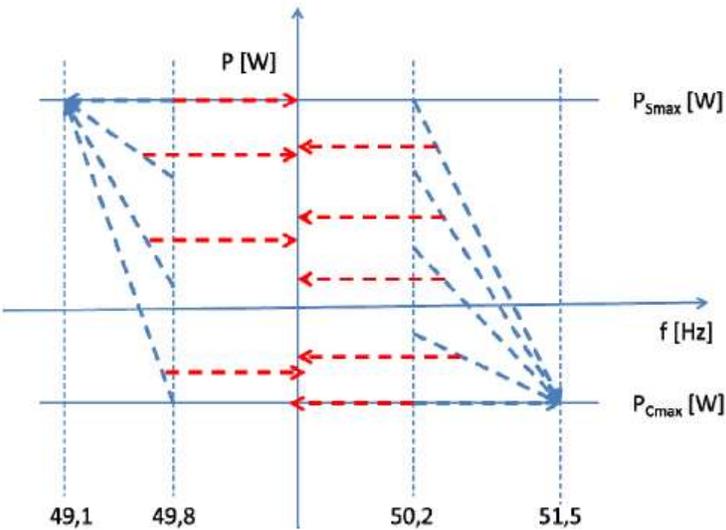


Figura 21 Rientro da condizioni di sovra e sottofrequenza.

Al ritorno della frequenza nella banda $50 \pm 0,1$ Hz (regolazione di default) per un tempo minimo continuativo di 300 secondi, il sistema deve terminare il servizio di rete e ritornare nel suo funzionamento ordinario in modo lineare con un transitorio non inferiore a 300 s.

Nel caso in cui il SdA stia fornendo il servizio di regolazione in sovra o sotto-frequenza o stia rientrando alle condizioni di funzionamento ordinario, e non sia in grado di proseguire nell'erogare/assorbire la potenza richiesta (in pratica esce dall'intervallo $10\% \div 90\%$ della CUS), il sistema stesso termina il servizio di rete e ritorna nel suo funzionamento ordinario (ad es. si spegne se ha esaurito la propria capacità in scarica); il distacco e l'evoluzione verso lo stato conclusivo non dovrà essere effettuato in modo brusco ma con un azzeramento progressivo.

Per modulare la potenza attiva secondo le rette tratteggiate di Fig. 19, è possibile programmare lo statismo del regolatore:

- in modo “dinamico”, calcolando di volta in volta la retta passante per il punto di funzionamento del sistema (a 50,2 Hz) e il punto limite a $P_{C_{MAX}}$; in alternativa,
- in modo “discreto”, programmando una famiglia di curve (non inferiori a 10) tra punti a diversi livelli di funzionamento e il punto limite a $P_{C_{MAX}}$; in questo caso, il controllo, al raggiungimento

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

della frequenza di 50,2 Hz, sceglie la curva di regolazione di potenza immediatamente inferiore a quella di funzionamento.

H. *Sistema di Accumulo collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico*

Un insieme costituito da uno o più generatori e uno o più EESS¹, collegati sul bus DC di un inverter viene considerato, ai fini della fornitura dei servizi di rete, come un unico generatore. Ai fini del servizio di rete relativo alla regolazione della potenza attiva per transitori di sovra e sottofrequenza si considerano inoltre i seguenti sottocasi:

- **Caso inverter**

Un sistema di accumulo collegato su bus DC di un impianto di generazione interfacciato con la rete AC tramite inverter (Fig. 22), soggetto alla fornitura di servizi di rete, dovrà, nel caso di transitori di sovra-frequenza, comportarsi ai suoi morsetti AC come un impianto di generazione senza l'EESS ed il sistema di accumulo dovrà contribuire alla riduzione della potenza attiva secondo lo schema prescritto per l'impianto di generazione complessivo, che sta funzionando ad una potenza pari alla somma di quella fornita dal generatore e di quella fornita dal sistema di accumulo.

Nel caso di transitori di sottofrequenza, il sistema di accumulo dovrà invece fornire alla rete, in aggiunta alla potenza immessa dal generatore, un ulteriore contributo (in scarica) fino all'eventuale raggiungimento della potenza nominale dell'inverter al più pari a $P_{S\text{MAX}}$.

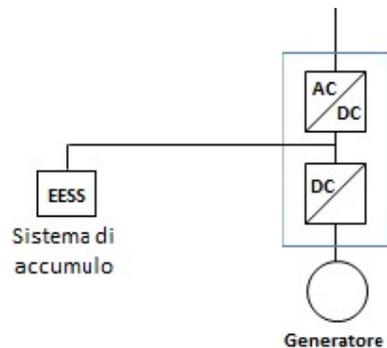


Figura 22 - Sistema di accumulo collegato nella parte d'impianto in corrente continua (bus dc), "Caso inverter".

- **Caso convertitore bidirezionale (DC/DC)**

¹ EESS acronimo di (*Electrical Energy Storage System*)

In presenza di un convertitore bidirezionale, vale tutto quanto sopra riportato per il caso di inverter ma integrato dalla prescrizione che l'insieme generatore + EESS (sempre come unico sistema complessivo) è tenuto a fornire i servizi di rete aggiuntivi, propri di un sistema di accumulo, attraverso l'assorbimento di potenza attiva dalla rete in caso di sovralfrequenza.

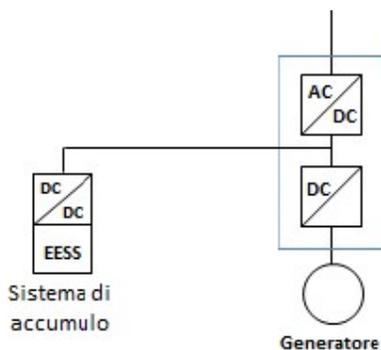


Figura 23 - Sistema di accumulo collegato all'impianto tramite convertitore bidirezionale (DC/DC).

Nel seguito viene riportata la prescrizione relativa al comportamento durante i transitori di sovra e sottofrequenza di un sistema di accumulo, basato su tecnologia elettrochimica, collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico. Le prescrizioni di regolazione sono descritte dalla Figura 22 e dalla Figura 23, nelle quali con P_{NINV} si intende la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale, in generale superiore rispetto alla massima potenza di scarica e di carica del sistema di accumulo. Per la definizione dei parametri, delle modalità di controllo, del rientro dai transitori e dei punti di funzionamento del SdA vale quanto riportato in precedenza.

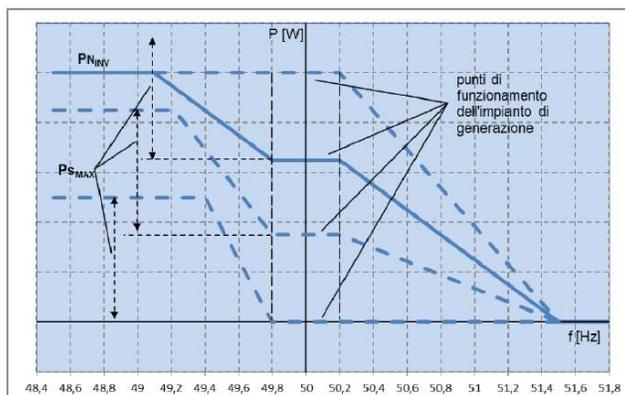


Figura 24 - Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza – inverter.

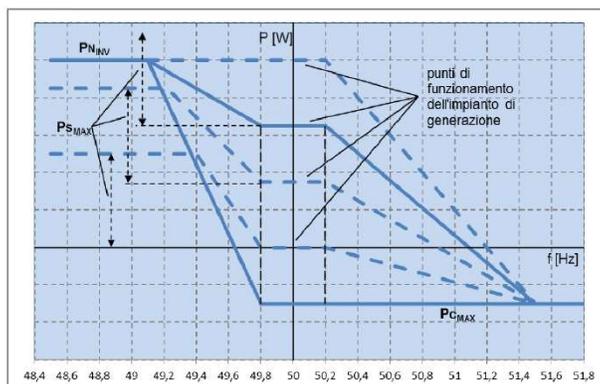


Figura 25 - Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza - convertitore bidirezionale.

I. *L'esperienza italiana con i progetti pilota Terna*

A conferma della possibile decisione, da parte del gestore della rete, di intraprendere la direzione fin qui ipotizzata, ci sono i vari progetti pilota avviati negli ultimi anni, che vedono Terna già impegnata in numerose attività di sperimentazione relative a questo settore.

Fra le attività più significative rientra senz'altro il progetto pilota «*Storage Lab*» nell'ambito del Piano di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale [6].

L'ambizioso programma intrapreso nel 2012, e tutt'ora in fase di esecuzione, ha portato fin qui all'installazione di diverse tecnologie di SdA elettrochimico di tipo “*Power intensive*”, per una potenza complessiva di circa 16 MW, suddivisi tra i siti di Codrongianos in Sardegna (circa 8 MW) e Ciminna in Sicilia (circa 8 MW). Al termine del progetto è prevista la selezione delle tecnologie migliori per raggiungere i 40 MW di potenza totale prefissati.

Tali sistemi centralizzati sono attualmente impegnati nel dare un contributo ai servizi ancillari a sostegno delle reti di AT delle rispettive isole, e in particolare testati nel fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza veloce.

| | | |
|---------------------------------------|------------------------------|--------------|
| <h1 style="margin: 0;">ViStoFaRe</h1> | <p>Sigla CSEAB_00326</p> | <p>D1.1a</p> |
|---------------------------------------|------------------------------|--------------|

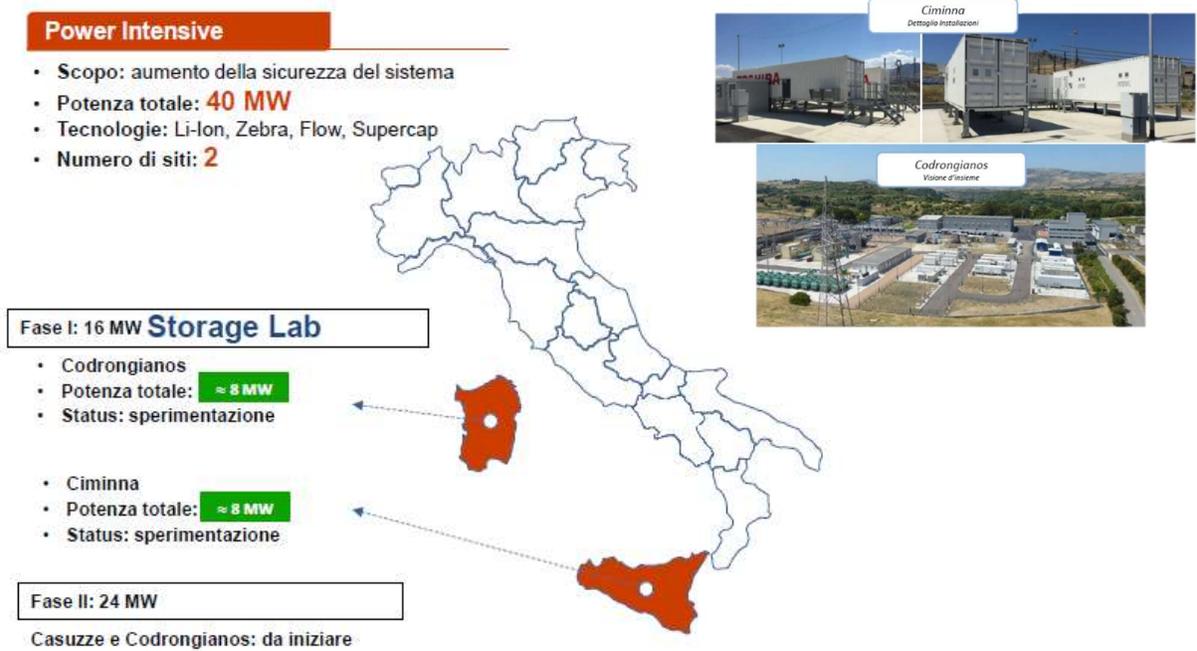


Figura 26 - Il progetto pilota *Storage Lab* in Sardegna e Sicilia.

Con la deliberazione 200/2020/R/EEL dell’Autorità ARERA, rilasciata in data 3 giugno 2020, è stato inoltre approvato il regolamento predisposto da Terna relativo ad un ulteriore progetto pilota finalizzato alla futura erogazione, sempre tramite SdA, di una riserva veloce per la regolazione ultra-rapida di frequenza (anche nota con l’appellativo scelto di *Fast Reserve*).

La proposta è volta a migliorare la risposta dinamica del sistema fin dai primi istanti del transitorio di frequenza, utile già nei prossimi anni contestualmente alla progressiva riduzione dell’inerzia dovuta al sempre minor numero di macchine sincrone disacciate in rete [7].

Il servizio potrà essere erogato da singoli dispositivi (denominati “*Fast Reserve Unit*”), connessi presso un unico punto di connessione alla rete, oppure da aggregati di dispositivi. Ciascun dispositivo incluso in una *Fast Reserve Unit* può avere qualunque taglia ed essere connesso a livelli di tensione BT/MT/AT. La potenza qualificata di una *Fast Reserve Unit* dovrà però essere almeno pari a 5 MW (taglia minima a livello di aggregato) e comunque non superiore a 25 MW (taglia massima).

Terna prevede un approvvigionamento a termine di tali risorse, per il tramite di una procedura competitiva (un’asta al ribasso tra gli operatori ammessi) che ne remunererà la disponibilità. I contratti, della durata di 3/4 anni, prevedono l’obbligo per il titolare della *Fast Reserve Unit* di mettere a disposizione capacità di regolazione ultra-rapida per un numero di ore richiesto da Terna, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo fisso annuo (€/MW/anno) determinato in esito all’asta. Il numero di ore di

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

disponibilità che ogni Fast Reserve Unit contrattualizzata dovrà garantire ai fini della fornitura del servizio è pari a 1000 ore/anno².

Il corrispettivo, reso noto agli operatori prima dello svolgimento della procedura concorsuale, verrà valorizzato sulla base dei benefici attesi per il sistema dall'introduzione del servizio di Fast Reserve, tenuto conto dei costi di misure alternative necessarie per salvaguardare il sistema durante i transitori di frequenza. Considerato ad esempio che, in assenza dell'implementazione della Fast Reserve sarebbe necessario, per assicurare adeguati livelli di inerzia del sistema, tagliare preventivamente la produzione di impianti FRNP, sono valorizzati i benefici derivanti dell'evitato curtailment delle FRNP.

Il quantitativo da approvvigionare individuato da Terna, è pari a 200 MW complessivi sul Continente e Sicilia e pari a 30 MW in Sardegna.

Dalle analisi effettuate negli scenari con più elevata penetrazione FRNP e phase out del carbone, tali quantitativi rappresentano il minimo da approvvigionare per minimizzare, a partire dal 2022, il rischio di attivazione del piano di alleggerimento del carico in caso di incidente di riferimento anche in condizioni di rete isolata.

Nello specifico ad ogni *Fast Reserve Unit* (FRU), indipendentemente dal tipo di tecnologia utilizzata, viene richiesto di:

- Fornire una risposta in potenza attiva, proporzionale all'errore di frequenza, con un tempo di avviamento entro i 300 millisecondi e completa attivazione entro 1 secondo dall'evento che ha determinato la deviazione di frequenza, regolando in maniera continua e automatica il profilo di potenza richiesto per almeno 30 secondi;
- Garantire una durata minima di erogazione del servizio a piena potenza fino a 15 minuti sia a salire sia a scendere;
- Eseguire, successivamente, un rientro al più entro 5 minuti secondo una derampa lineare fino ad annullare il contributo attivato in potenza.

In Fig. 27 viene esemplificata l'evoluzione della modalità di risposta in potenza (curva arancione) di una FRU da 12 MW, a seguito di un possibile transitorio in sotto-frequenza (curva blu) [8]:

² Tale numero di ore è stato definito in base alla stima degli scenari PNIEC che prevedono, già al 2025, una forte riduzione della copertura del carico da potenza rotante.

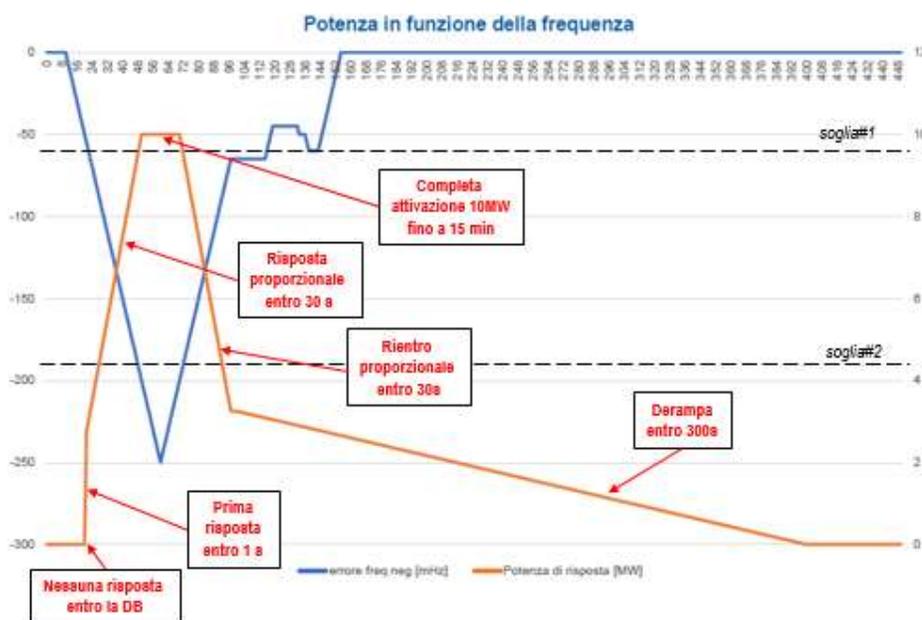


Figura 27 - Curva caratteristica Δf - ΔP di una FRU.

È possibile anzitutto individuare la presenza di due soglie di frequenza (soglia#1 e soglia#2), per le quali viene opportunamente tarato il regolatore. Fin quando la frequenza permane all'interno dell'intervallo di banda morta intenzionale non viene attivata alcuna risposta. Oltrepassata la soglia#1 di frequenza il SdA comincia ad erogare potenza, dapprima in maniera estremamente rapida con tempi di attivazione entro 1 s, poi in maniera proporzionale ΔP - Δf mantenendo una risposta lineare per almeno 30 s fino al raggiungimento della completa attivazione.

Al raggiungimento della soglia#2 il contatore dei secondi si ferma, in quanto finché la frequenza è superiore alla soglia#2 la risposta deve essere sempre attiva. Se la deviazione di frequenza permane oltre la soglia#2 l'attivazione deve permanere anche per 15 minuti consecutivi. Al rientro dell'errore di frequenza sotto la soglia# 2 la risposta torna ad essere proporzionale all'errore di frequenza. Il contatore dei secondi di risposta ricomincia il conteggio fino al raggiungimento di altri 30 s, dopodiché inizierà la fase di derampa non più proporzionale alla frequenza che verrà completata in questo caso entro 300 s.

Nei periodi in cui la frequenza è inferiore alla soglia# 1 è possibile ricaricare la FRU. Nel caso in esempio, la FRU è pari a 12 MW, con una potenza qualificata pari a 10 MW durante i periodi di servizio potrà essere svolta una ricarica massima pari a 2 MW, in quanto la Potenza Qualificata deve sempre essere disponibile per un'eventuale risposta.

L'Italia si appresta dunque a giocare un ruolo fondamentale come "apripista" nell'ambito delle installazioni su larga scala di accumulo elettrochimico stazionario, mostrandosi già al momento all'avanguardia dello storage in Europa per numero di MW in esercizio o comunque in costruzione [6].

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Il coinvolgimento di varie aziende, anche se dal brand apparentemente internazionale, potrebbe sviluppare forti competenze e know how italiano inerente a questo settore.

J. Regolamento TIDE - La generazione distribuita: una nuova funzione per i DSO

Da un modello basato su grandi impianti termoelettrici direttamente collegati alla rete di trasmissione (gestita da Terna) ci si avvierà ad uno composto da molti più impianti, di dimensioni minori, collegati alle reti di distribuzione (gestite da molteplici DSO, ognuno per la propria porzione di rete). Questa configurazione prende il nome di “generazione distribuita” e la sua implementazione ha un forte impatto sul ruolo delle reti di distribuzione in media e bassa tensione. Non solo molti impianti fotovoltaici ed eolici saranno direttamente collegati alle reti di distribuzione, ma prenderanno piede modelli di generazione capaci di dialogare con la rete in entrambe le direzioni di flusso.

Inoltre, dal momento in cui anche gli utenti connessi alla rete a bassa e media tensione potranno offrire quelli che sono a tutti gli effetti servizi ancillari di ridispacciamento per la gestione di congestioni della rete, essi diventano parte attiva in un mercato in cui il TSO non può intervenire direttamente, ma necessiterà del consenso dei gestori della rete di distribuzione. Le modalità con cui si potranno configurare i servizi di demand response saranno molte: dallo sfruttamento della capacità delle batterie delle auto elettriche attraverso uno scambio bidirezionale con la rete (tecnologia V2G, Vehicle to Grid) alla probabile nascita di soggetti terzi aggregatori di flessibilità di vari utenti al fine di raggiungere una massa critica efficace ai fini della risoluzione di congestioni di rete (independent aggregator, i quali, alla fine, altro non sono che BSP per le unità di prelievo); se non, in maniera più diretta, aste per la riduzione dei consumi dirette ai clienti industriali, le quali potranno essere attivate a livello nazionale per la riduzione programmata della domanda di energia nelle ore di picco di prezzo (operazione di peak-shaving).

Questi servizi alla rete, nelle forme appena descritte e in molte altre, vedranno la partecipazione dei DSO, sia in forma indiretta che diretta. La modifica delle attività svolte da DSO modificherà anche la struttura di remunerazione degli stessi. Attualmente i DSO sono remunerati secondo tariffe regolate: semplificando, un livello maggiore di investimenti corrisponde ad una remunerazione maggiore per il DSO, ai fini di incentivare il DSO ad investire nella propria rete di distribuzione i proventi derivanti dalle bollette dell’energia elettrica. Nel nuovo mondo della generazione distribuita, il DSO dovrà essere incentivato anche a mantenere la propria rete bilanciata e a gestire le comunicazioni col TSO in maniera puntuale ed efficiente. A tale scopo, si prevede una revisione della regolamentazione delle reti di distribuzione, con l’introduzione di componenti simili a quella che è il corrispettivo uplift per il TSO, o sotto altre forme.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) [9] sostituirà, nel nuovo schema, dopo vent'anni di onorata carriera, l'Allegato A alla deliberazione 111/06, costruito avendo come riferimento un sistema elettrico basato su impianti di produzione programmabili e concentrati e con reti di distribuzione passive, progettate e dimensionate per fornire energia elettrica a tutto il carico allacciato, attraverso una architettura “radiale” che collegava il punto di alimentazione ai numerosi punti di consumo e dimensionata per garantire a tutti i carichi la potenza disponibile nel rispetto di alcune ipotesi di contemporaneità (c.d. approccio fit & forget).

Il nuovo schema, perciò, mira a recepire le esigenze di settore legate alla sostituzione delle fonti energetiche fossili con quelle rinnovabili, iniziata già prima delle recenti vicende geopolitiche, ma che è diventata una necessità ancora più impellente, soprattutto dopo che la sicurezza degli approvvigionamenti di gas (un fondamento del nostro intero sistema economico) è venuta a mancare.

Un sistema elettrico non può, però, funzionare ad intermittenza, seguendo l'aleatorietà delle fonti rinnovabili e degli impianti di produzione che le utilizzano. Questo non solo per un problema di “disagio” dell'utente, ma più sostanzialmente perché il sistema erogherebbe all'utente un servizio instabile, con pericolose fluttuazioni di tensione e frequenza in aumento e in diminuzione, non sostenibile dalla maggior parte degli apparecchi elettrici utilizzatori, con il rischio di distacchi di porzioni di rete per tempi non trascurabili. L'aumento delle fonti rinnovabili nel portafoglio energetico della nazione, essendo esse aleatorie, non può prescindere quindi da un mutamento sostanziale, nella gestione della rete e nel dispacciamento, delle risorse ad essa connesse. Le fluttuazioni delle fonti rinnovabili aleatorie devono essere infatti compensate da fluttuazioni uguali e contrarie di altre fonti, rinnovabili o non rinnovabili, ma comunque programmabili e non aleatorie. Sebbene – rileviamo incidentalmente – la compensazione di dette fluttuazioni potrebbe avvenire anche tramite i carichi dei consumatori, attraverso opportune modulazioni o distacchi (per questo il Regolamento UE 2019/943, sul mercato interno dell'energia elettrica, aveva introdotto all'articolo 2 la nozione di “ridispacciamento” intesa come “misura, compresa la riduzione, attivata da uno o più gestori dei sistemi di trasmissione o gestori dei sistemi di distribuzione, consistente nella modifica del profilo di generazione, di carico o entrambi al fine di modificare i flussi fisici sul sistema elettrico e ridurre una congestione fisica o di garantire altrimenti la sicurezza del sistema”).

Ecco, dunque, che nel “nuovo” mondo le reti di distribuzione diventano “attive”, ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale; pertanto, in alcune configurazioni, tali reti potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

Il TIDE, di conseguenza, intende accompagnare il percorso di innovazione in atto, proponendo un modello di dispacciamento di merito economico (c.d. market design) in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possano assumere un duplice ruolo: quello “principale” di produrre o consumare energia (a seconda dei casi) e quello “ancillare” di prestare servizi, che consistono nella disponibilità a modificare o spostare temporalmente la produzione e i consumi rispetto ad un dato riferimento, su richiesta del gestore della trasmissione o dei gestori della distribuzione.

La tendenza è, allora, ad un mercato dei servizi di dispacciamento costruito per far competere sullo stesso piano risorse concentrate e risorse distribuite, basato su piattaforme organizzate (e selezionate) che assicurino, in ogni momento e per ogni specifica esigenza, le risorse di flessibilità più efficienti, cioè quelle che sono in grado di modulare produzione o carico al minore costo (secondo un principio della neutralità tecnologica).

Può ipotizzarsi, perciò, che la nuova configurazione dei servizi di dispacciamento esalterà il ruolo dei Balancing Service Provider (BSP), ossia dei soggetti aggregatori e intermediari commerciali che raccoglieranno le risorse ancillari (essenzialmente di tipo “retail” ossia piccole unità di produzione e consumo), offrendole sui mercati (all’ingrosso).

“Per preservare il diritto di accendere la luce a piacimento, si deve costruire un nuovo mondo in cui spegnerla è un’opportunità”: questo lo slogan scelto dall’Autorità per riassumere gli obiettivi che il “nuovo dispacciamento”, regolato dal TIDE, deve assicurare per i prossimi venti anni.

Reference

- [1] Allegato A.15 del Codice di Rete (CdR), Terna S.p.A., *“Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza”*, Rev. 02 del 15 febbraio 2021.
- [2] Regolamento UE 2016/631 (Requirements for Generators - RfG), del 14 aprile 2016, pubblicato in Gazzetta Ufficiale dell’Unione europea.
- [3] Allegato A.70 del Codice di Rete (CdR), Terna S.p.A., *“Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della Generazione Distribuita”*, Rev. 02 del 03/08/2012.
- [4] Norma CEI 0-16:2020-12, *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”*, e relativa variante V1:2014-12.
- [5] Norma CEI 0-21:2020-12, *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”*, e relativa variante V1:2017-07.
- [6] Tortora A. C., 27 gennaio 2016, *“Storage e sicurezza della rete: i progetti di Terna”*, slide Terna S.p.a.

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

- [7] Terna S.p.a., “Servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza (Fast Reserve)”, Relazione di accompagnamento del progetto pilota.
- [8] Terna S.p.a., Roma 13 gennaio 2020, “Fast Reserve”, Seminario illustrativo del progetto pilota.
- [9] Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico TIDE - <https://www.arera.it/allegati/docs/22/685-22schema%20articolato.pdf>.

1.4 EVOLUZIONE POSSIBILE DEL QUADRO TECNICO/REGOLATORIO

Il problema della riduzione di inerzia “meccanica” del sistema nazionale risulterà ulteriormente aggravato dal previsto phase-out della capacità termica convenzionale a vapore, in particolare degli impianti alimentati a carbone. Tali impianti sono infatti caratterizzati anche da una rilevante inerzia “termica” collegata al contenuto energetico del vapore surriscaldato presente in caldaia che può essere rilasciata in brevissimo tempo tramite l’apertura delle valvole di alta pressione. In caso di eventi di sotto frequenza tali impianti sono infatti in grado di rispondere molto rapidamente erogando potenza attiva grazie all’energia immagazzinata in caldaia.

La progressiva riduzione dell’inerzia del sistema, dovuta al minor numero di macchine sincrone dispacciate, determina un inasprimento delle variazioni della frequenza a seguito di eventi, che devono essere contenute in tempi di risposta estremamente rapidi, non sempre compatibili con l’attuale contributo della regolazione primaria, soprattutto nello scenario di phase-out degli impianti a carbone che sono caratterizzati da tempi di risposta particolarmente veloci. Per contrastare gli effetti sulla stabilità della frequenza sopra descritti è necessario introdurre un servizio caratterizzato da un tempo di piena attivazione inferiore a quello della regolazione primaria. Tale servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza (o “Fast Reserve”) non è da intendersi in sostituzione alla regolazione primaria ma come un servizio coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema. Contribuirà a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti durante i transitori di frequenza, ad oggi fornita dal parco di generazione tradizionale. Per le motivazioni sopra esposte, tale nuovo servizio è già utile nei prossimi anni contestualmente alla fuoriuscita degli impianti alimentati da carbone e sarà sempre più necessario con la progressiva diffusione delle “nuove” fonti rinnovabili inverter based e con la conseguente riduzione dell’incidenza percentuale delle macchine rotanti sulla copertura del carico.

La delibera dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 300/2017/R/eel ha dato avvio al progetto pilota relativo alla fornitura del servizio di “Fast Reserve”, volto a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti durante i transitori di frequenza. Tale servizio è da intendersi distinto da quello di

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

regolazione primaria ma strettamente coordinato con questo per coadiuvare la stabilità dinamica di frequenza.

Terna, al fine di sperimentare la fornitura di un servizio ad oggi non previsto e di testare al contempo nuove tecnologie, propone un approvvigionamento a termine di tali risorse, per il tramite di una procedura competitiva che ne remunererà la disponibilità. I contratti, della durata di 3/4 anni (dal 1 gennaio 2022 al 31 dicembre 2024/2025), prevedono l'obbligo per il titolare della Fast Reserve Unit di mettere a disposizione capacità di regolazione ultra-rapida per un numero di ore richiesto da Terna, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo fisso annuo (€/MW/anno) determinato in esito all'asta. Il numero di ore di disponibilità che ogni Fast Reserve Unit contrattualizzata dovrà garantire ai fini della fornitura del servizio è pari a 1000 ore/anno. Tale numero di ore è stato definito in base alla stima degli scenari PNIEC che prevedono, già al 2025, una forte riduzione della copertura del carico da potenza rotante. Terna comunicherà le ore di disponibilità in cui le Fast Reserve Unit saranno obbligate a fornire il servizio con un anticipo di sette giorni solari rispetto al giorno oggetto di fornitura (conferma definitiva due giorni prima). Nelle ore di disponibilità, la capacità contrattualizzata dovrà essere esclusivamente asservita al servizio di Fast Reserve (la capacità contrattualizzata potrà anche essere una parte della capacità dei dispositivi facenti parte della Fast Reserve Unit). La parte rimanente della capacità disponibile, nonché la capacità contrattualizzata nelle ore dell'anno diverse dalle ore di disponibilità, potrà essere offerta sui Mercati dell'Energia e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento nel rispetto della regolazione vigente (ivi inclusi gli altri progetti pilota in corso), consentendo di realizzare il "revenue stacking", ovvero la possibilità di ottenere ricavi aggiuntivi a quelli garantiti dal corrispettivo fisso per la fornitura di riserva ultra-rapida.

A. Il SdA come dispositivo Multi-servizio

Dall'analisi della regolamentazione vigente risulta ancora non ben definita la questione inerente lo scenario che vede un medesimo dispositivo impegnato contemporaneamente per più di un servizio con remunerazione a termine (ad es. UVAM e UVAS) con sovrapposizione delle ore di disponibilità in cui l'operatore ha contratto l'obbligo con Terna. Non essendo a priori note le ore di disponibilità delle UVAS, che verranno comunicate tra D-7 e D-2, il sito potrà offrire un solo servizio di rete e quindi non avere più quota parte di disponibilità che non verrà garantita per contemporaneo asservimento alla logica di Fast Reserve Unit.

Poiché in Italia sono installati circa 25.000 sistemi di accumulo quasi esclusivamente abbinati ad impianti fotovoltaici residenziali per una potenza complessiva di 110 MW, sarebbe opportuno adottare soluzioni tecniche come quella in via di sviluppo nel progetto ViStoFare al fine di contribuire simultaneamente e

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

in maniera coordinata a più servizi di regolazione. A tal fine il SdA coinvolto nel servizio di Fast Reserve è impiegato solo per una frazione del tempo utile, ovvero l'asservimento alla Fast Reserve è esclusivo all'interno dei blocchi di disponibilità, ma lascia la batteria libera al di fuori di essi. In termini tecnologici, un SdA consente, almeno a livello potenziale, la gestione di una pluralità di servizi, che potrebbero essere attivati anche in contemporanea, ovvero con logiche di revenue stacking. Tornando al caso specifico, data la natura del servizio Fast Reserve, è possibile prefigurare una modalità ancora più semplice di stacking, il cosiddetto stacking sequenziale, in cui più servizi vengono erogati in modo esclusivo, attivando cioè il servizio 2 negli istanti in cui il servizio 1 non è richiesto, e viceversa.

Nel caso multiservizio è prevedibile che, al di fuori dei blocchi di disponibilità della FR, il sistema di gestione del SdA, il convenzionale BESS, vada a partecipare al MB, inseguendo sia un miglioramento degli economics sia dell'efficienza operativa, considerando i limiti energetici della batteria, evitando la completa saturazione o l'esaurimento del contenuto energetico

Pertanto, risultano ancora aperti i seguenti quesiti che dovranno trovare risposta in base alla specifica applicazione:

1 Quali servizi e la disciplina di regolazione per ciascuno di essi in ottica di scenario Multiservizio con logiche di revenue stacking o stacking sequenziale

2 Quali i requisiti di abilitazione degli impianti di accumulo ai servizi MSD

3 Quale remunerazione considerando i seguenti limiti/vincoli:

- la possibilità e i vincoli di erogazione contemporanea dei vari servizi, al fine di verificare se ed in che misura possano essere cumulati ricavi da diversi servizi erogati in uno stesso periodo rilevante;
-
- i possibili perimetri spaziali di fornitura dei vari servizi, per chiarire la possibilità di aggregazione delle rispettive unità abilitate;
- la difficile previsione del fabbisogno stesso (e del relativo valore economico) degli altri servizi diversi dalla fast reserve, in quanto legato a variabili esogene fuori dal controllo dell'operatore (evoluzione FER e GD, evoluzione rete, interconnessioni, ecc.).
- copertura dei costi per i servizi ausiliari
- durata del periodo di consegna idoneo a recuperare i costi affrontati e ad ottenere un'adeguata remunerazione.

- in caso di partecipazione tramite BSP considerare la possibilità di cambiare BSP (switch) senza incorrere nella perdita della remunerazione del corrispettivo mensile nel "mese transitorio".

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

4 Quali i siti in cui installare i nuovi sistemi

5 Regole tecniche di connessione in modo che l'abilitazione come Fast Reserve Unit non comporti conflitti con le regole di connessione standard

B. Il Mercato elettrico è pronto?

Gli obiettivi al 2030 per il sistema elettrico italiano prevedevano, nel 2021, da parte di TERNA di dover installare 70 GW addizionali di eolico e fotovoltaico per i targets UE del FIT for 55 per tener conto dei consumi elettrici aggiuntivi per alimentare trasporto elettrico (4 milioni di BEV=Battery Electric Vehicles e 2 milioni di ibride oltre ad autobus e camion elettrici), pompe di calore e produzione di idrogeno (9 TWh) per un totale fabbisogno di 360 TWh rispetto ai 320 del 2021. Nuovi addizionali incrementi degli obiettivi porterebbero a 85 GW addizionali come proposti da Elettricità Futura.

I nuovi impianti di fotovoltaico ed eolico (specie per quelli di potenza elevata con costi al sito del kWh prodotto più attraenti per gli investitori) saranno prevalentemente al sud con impegnativi investimenti addizionali nella struttura di rete. Tenendo conto delle sopracitate caratteristiche e impatti della produzione di eolico e FV, sarà necessario introdurre notevoli mercati di accumulo, della potenza di corto circuito, dell'inerzia e mercati di capacità programmabile per sopperire sia ad imprevedibili lunghe assenze di produzione rinnovabile (in Germania per 3 settimane continuative, alcuni anni orsono, oltre 100 GW di eolico e fotovoltaico installati hanno immesso in rete al massimo 8 GW) sia ad altri eventi naturali o di guasti particolari.

Per i mercati di accumulo Terna, nell'ipotesi del 2021 di addizionali 70 GW di eolico e FV non programmabili al 2030, valutava circa 100 GWh addizionali anche per evitare i problemi della overcapacity (non utilizzo al meglio della potenza di rinnovabili variabili). Occorre notare che accumuli con batterie e inverters non danno un contributo apprezzabile a inerzia e potenza di corto circuito e per una regolazione e stabilità del sistema per cui TERNA prevede investimenti in 25 compensatori sincroni da 250 MVar ciascuno e con volanti, sistemi particolari di elettronica di potenza, reattori e resistori stabilizzanti, digitalizzazioni estese ecc.

Chiaramente tutto ciò richiede investimenti e costi di O&M al di là di quanto necessario per le sole FER aleatorie al loro sito di produzione e già superiori come impatto sul prezzo del kWh all'utenza ed in aumento con l'incremento di FER aleatorie. Chiaramente e giustamente, per i loro associati e per raggiungere gli obiettivi UE, gli investitori in rinnovabili spingono il massimo per GW aggiuntivi di FER e così pure i fornitori per i servizi addizionali richiesti come sopra menzionati e TERNA deve definire gli investimenti necessari per il collegamento alla rete e sua espansione ed i servizi ausiliari per una qualità

| | | |
|-----------|----------------------|-------|
| ViStoFaRe | Sigla CSEAB_00326 | D1.1a |
|-----------|----------------------|-------|

e sicurezza delle forniture. L'attuale mercato elettrico non riconosce i costi addizionali per il sistema dovuti alle nuove produzioni.

Nell'attuale mercato elettrico non esiste ad esempio un prezzo nodale per nuovi collegamenti di un sito di produzione alla rete che tenga conto del costo addizionale per investimenti ed O&M alla rete stessa (come ad esempio applicato o in esame in alcuni paesi); non esiste nemmeno un addebito alla particolare tecnologia di produzione del costo dei servizi addizionali che comporta o un riconoscimento alla produzione di quelle tecnologie (fondamentalmente programmabili e ora con gruppi turbina/alternatore) con tali servizi inerenti alla loro produzione (e ciò non porta certo ad una minimizzazione del costo all'utenza).

Tenendo conto delle sostanziali modifiche avvenute nel sistema elettrico dalla nascita del mercato progettato nel 1999 ed in applicazione dal 2004 e delle ulteriori ben più importanti modifiche previste per il 2030 e 2050, vale forse la pena di iniziare a discutere su implementazioni graduali alle regole del mercato che minimizzino i costi totali all'utenza a pari risultati ecologici/ambientali e di sicurezza prima che si evidenzino costi totali del kWh che portino ad un dissesto dei conti dello stato o deindustrializzazione per alti costi dell'elettricità alle imprese o rivolte sociali per costi di beni e servizi ai cittadini.