

Analisi del comportamento dinamico del sistema di trasmissione considerando tecniche innovative di controllo per abilitare i sistemi fotovoltaici alla regolazione della frequenza a salire

Marco Raffaele Rapizza, Silvia Maria Canevese

2023

Progetto Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale



Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche

Work Package WP 2 - Nuovi metodi e strumenti per la gestione delle reti e per valutazioni di adeguatezza, sicurezza e resilienza
Linea di Attività LA 2.02 - Valutazioni di aspetti di adeguatezza e sicurezza del sistema: approfondimenti ed estensioni di metodi dedicati

Codice identificativo RT 2.03-2.02-2

Titolo: Analisi del comportamento dinamico del sistema di trasmissione considerando tecniche innovative di controllo per abilitare i sistemi fotovoltaici alla regolazione della frequenza a salire

Autori: Marco Raffaele Rapizza, Silvia Maria Canevese

Verificatori: Diego Cesare Cirio

Approvatori: Diana Moneta, Chiara Gandolfi

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.

Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.



INDICE

INDICE	3
SOMMARIO.....	4
1 - INTRODUZIONE	5
2 - STRATEGIA DI CONTROLLO PER ABILITARE GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA A SALIRE	7
3 - REGOLAZIONI A CONFRONTO: SIMULAZIONI DI UNO SCENARIO CRITICO PER IL SISTEMA ELETTRICO SARDO	10
3.1 Lo scenario di riferimento per il sistema sardo.....	10
3.2 Modelli e parametri della rete e dei regolatori della frequenza di rete	13
3.2.1 <i>Modello del sistema elettrico</i>	<i>13</i>
3.2.2 <i>Modello della regolazione "ultra-rapida" effettuata da sistemi di accumulo</i>	<i>14</i>
3.2.3 <i>Modello degli impianti eolici.....</i>	<i>15</i>
3.2.4 <i>Modelli per la regolazione operata da sistemi HVDC</i>	<i>16</i>
3.3 Servizi di regolazione innovativi a confronto	16
3.3.1 <i>Regolazione fornita da impianti eolici versus regolazione fornita da impianti fotovoltaici</i>	<i>17</i>
3.3.2 <i>Regolazione fornita da impianti eolici e/o fotovoltaici versus regolazione "ultra-rapida" fornita da impianti di accumulo.....</i>	<i>20</i>
3.3.3 <i>Regolazione fornita da diverse tipologie di impianto contemporaneamente abilitate.....</i>	<i>21</i>
4 - CONCLUSIONI	25
5 - BIBLIOGRAFIA	27
6 - ACRONIMI	29



SOMMARIO

La tendenza, ormai in corso da alcuni anni, per cui la generazione da fonti di energia rinnovabile sta sostituendo i grandi impianti di generazione alimentati da combustibili fossili comporta una sempre maggiore riduzione della capacità regolante e dell'inerzia meccanica del sistema elettrico. Pertanto, al fine di garantire un funzionamento sicuro del sistema si stanno concretizzando proposte, da parte dei gestori delle reti di trasmissione, per permettere agli impianti rinnovabili di partecipare al contenimento della frequenza in caso di sbilanciamento fra generazione e carico.

In questo rapporto si suggerisce una strategia di controllo per abilitare gli impianti fotovoltaici a fornire un supporto di potenza in caso di perturbazioni di sotto-frequenza. La strategia consente il funzionamento dell'impianto in un punto di lavoro in cui la potenza erogata non è la massima possibile in base alle condizioni meteorologiche di irraggiamento e temperatura, ma tale da garantire, mediante il controllo della tensione, la possibilità di incrementare rapidamente la potenza generata (*deloading*). Tale modalità di controllo consente all'impianto di partecipare alla regolazione della frequenza a salire anche senza un sistema di accumulo di supporto. Ovviamente, sono necessari meccanismi di remunerazione al fine di compensare i mancati ricavi dovuti alla riduzione di potenza erogata in rete.

Risultati di simulazione per uno scenario relativo al sistema sardo nel 2030 mostrano che le prestazioni della regolazione a salire effettuata dai sistemi fotovoltaici sono confrontabili, in termini di contenimento dello scostamento massimo di frequenza e di potenza massima erogata in regolazione, con quelle ottenute mediante gli impianti eolici o i sistemi di accumulo elettrochimici abilitati a svolgere il servizio di regolazione "ultra-rapida" della frequenza. Inoltre, la regolazione svolta da impianti fotovoltaici non comporta problemi legati al ripristino delle condizioni operative pre-perturbazione come potrebbe, invece, essere per la regolazione effettuata con gli impianti eolici gestiti senza *deloading*.

Keywords: Impianti Fotovoltaici, Regolazione della frequenza, Regolazioni ultra-rapide



1 - INTRODUZIONE

L'incremento della generazione alimentata da fonti di energia rinnovabili, in particolare non programmabili, e la conseguente dismissione di grandi impianti di generazione alimentati da combustibili fossili può condurre ad una significativa riduzione dell'inerzia meccanica e delle prestazioni di regolazione della frequenza del sistema elettrico [1]. Questo comporta, in caso di sbilanci dell'equilibrio generazione-carico, variazioni di frequenza più rapide e di maggiore ampiezza. Un ulteriore fattore di criticità è rappresentato dal fatto che, in alcuni casi, è previsto che gli impianti a vapore, alimentati a carbone, siano parzialmente sostituiti con impianti turbogas: questi, infatti, in generale sono caratterizzati da velocità di risposta inferiori a quelle degli impianti a vapore, i quali, per costruzione, possiedono nel vapore una riserva di potenza spendibile in un minor tempo. Tale tendenza, come suggerito dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [2] e [3], è particolarmente rilevante in Sardegna, il cui sistema elettrico è di dimensioni abbastanza contenute ed è attualmente connesso a quello continentale solamente per mezzo di due collegamenti HVDC (*High Voltage Direct Current*). Inoltre, è utile sottolineare che il caso della Sardegna può rappresentare una "anticipazione" di quanto ci si potrebbe aspettare nei prossimi anni in sistemi elettrici più estesi.

Per far fronte alle criticità sopra evidenziate, Terna, il gestore della rete di trasmissione italiana, di recente ha pianificato alcuni significativi interventi migliorativi. A tal proposito è utile menzionare:

1. l'installazione, già ultimata, di nuovi compensatori sincroni con volano nelle stazioni elettriche di Codrongianos (un dispositivo) e di Selargius (due dispositivi) al fine di incrementare l'inerzia complessiva del sistema e aumentare la controllabilità della tensione anche in condizioni di guasto;
2. l'avvio di un progetto pilota al fine di sperimentare una funzione di regolazione di frequenza più rapida [4], in termini di tempistiche richieste per effettuare le relative variazioni di potenza, rispetto alla primaria tradizionale; l'esito della prima asta (cfr. [5]) prevede la presenza di sistemi di accumulo in grado di erogare complessivamente 30 MW;
3. la prevista costruzione di un terzo collegamento HVDC, il *Tyrrhenian Link* (TL), per connettere la Sardegna alla Sicilia (cfr. [6] e [7]);
4. la possibilità di abilitare la generazione rinnovabile a poter svolgere il servizio di regolazione di frequenza a salire, prescritta nell'Allegato A.17 [8] del Codice di Rete per gli impianti eolici e nell'Allegato A.68 [9] per gli impianti fotovoltaici connessi direttamente in Alta Tensione (AT). Questa possibilità non è attualmente sfruttata in esercizio;
5. la necessità di operare una regolazione di frequenza a scendere, riducendo la potenza elettrica immessa in rete per gli impianti di produzione (anche rinnovabili) connessi alle reti di distribuzione Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT) [10].

A questo proposito, nelle precedenti annualità della Ricerca di Sistema (cfr. [11] e [12]) si sono analizzate, per mezzo di simulazioni dinamiche, le potenzialità di diverse tipologie di regolazione veloce di frequenza:

- la Regolazione "Ultra-Rapida" (a seguire indicata con l'acronimo RUR), secondo le specifiche indicate da Terna nel progetto pilota, supponendo che tale regolazione sia fornita da Sistemi di Accumulo elettrochimico (SdA);
- il Supporto "Inerziale" di potenza fornito dagli impianti Eolici, considerando una modalità di controllo (denominata SIE) che replica quanto specificato dal Codice di Rete in [8];



- una modalità alternativa di controllo dei sistemi eolici (denominata SPFV) che consente di evitare l'insorgere del secondo picco di frequenza durante la fase di ripristino delle condizioni nominali di funzionamento degli impianti, impostando una azione di controllo proporzionale all'errore di frequenza e allo scostamento di velocità del rotore rispetto alla velocità minima (cfr. [13] e [14]).

In generale, i risultati hanno mostrato che sia la regolazione "ultra-rapida" RUR operata da sistemi di accumulo sia il supporto della generazione eolica in entrambe le versioni proposte (SIE e SPFV) sono in grado di fornire un supporto utile nel contenere la frequenza di rete in presenza di grandi perturbazioni di potenza.

Inoltre, si ricorda che, più in generale, nel presente progetto di Ricerca di Sistema si intende analizzare la possibilità che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili possano partecipare alla regolazione di frequenza a salire. Tale possibilità risulta molto importante anche alla luce di quanto stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) nell'ambito della transizione verso un nuovo assetto regolatorio dei servizi [15], e anche in vista di una sempre più accurata valutazione dell'ammontare di risorse necessarie per le regolazioni innovative, nonché della loro migliore suddivisione tra diversi tipi di azioni di controllo.

Pertanto, nel presente rapporto si estende l'analisi della possibilità di sfruttare gli impianti di generazione alimentati da fonte rinnovabile, considerando gli impianti fotovoltaici (PV) abilitati a svolgere un Supporto alla regolazione di frequenza di rete a salire (denominato qui SPV).

In particolare, dopo aver descritto la modalità di controllo presa in esame, si riporteranno alcuni risultati di simulazione ottenuti per mezzo del *software* Matlab/Simulink®, per una situazione potenzialmente critica del sistema elettrico sardo per uno scenario 2030, in cui è presente il *Tyrrhenian Link*, considerando la possibilità di controllare la frequenza alternativamente o simultaneamente con la RUR, il SPFV e il SPV.

Si ricorda, infine, come l'abilitazione della generazione da fonti rinnovabili non programmabili alla regolazione della frequenza costituisca un notevole vantaggio per il sistema elettrico, vista la tendenza, ormai diffusa, della riduzione degli impianti alimentati da combustibile fossile, i quali, attualmente, sono i principali responsabili del controllo della frequenza di rete, garantendo così la stabilità e il corretto funzionamento dell'intero sistema.

Nel dettaglio, il capitolo 2 riporta alcuni richiami sul modello adottato per l'impianto fotovoltaico e il relativo sistema di controllo. Tale modello è stato elaborato ed implementato in Matlab/Simulink® dall'Università degli Studi di Genova nell'ambito di una collaborazione stabilita nel contesto del presente progetto di Ricerca di Sistema (RdS) e documentato nel rapporto [16]. Nel capitolo 3 si riportano i risultati di simulazioni relativi all'abilitazione dei servizi ancillari innovativi nel sistema sardo del 2030. Nel capitolo 4 si propongono, infine, alcune considerazioni conclusive.

2 - STRATEGIA DI CONTROLLO PER ABILITARE GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA A SALIRE

Il Codice di Rete di Terna prescrive che gli impianti fotovoltaici (PV) connessi alla rete di alta tensione siano abilitati a funzionare in *deloading* per mettere a disposizione un margine di regolazione primaria a salire [9]. Ad oggi, tale possibilità non è ancora sfruttata e i PV sono eserciti in modalità cosiddetta di *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) che massimizza lo sfruttamento della fonte primaria. La regolazione primaria a salire da parte della generazione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), inclusi gli impianti PV *stand-alone* (senza accoppiamento con sistemi di accumulo al fine della regolazione), potrebbe diventare interessante in scenari futuri, specialmente in situazioni di basso carico ed elevata produzione da FRNP, anche alla luce di quanto riportato in [17], in cui è previsto che l'approvvigionamento per la riserva primaria sia, in prospettiva, interamente a mercato con remunerazione della banda di potenza messa a disposizione.

Nel rapporto del primo anno di progetto [18] sono stati proposti, sulla base della letteratura scientifica, alcuni approcci al fine di garantire la possibilità, per gli impianti PV, di avere a disposizione una riserva di potenza adeguata a svolgere la regolazione di frequenza a salire. L'idea fondamentale per garantire ciò è impostare un punto di lavoro (tensione e corrente) in modo tale che la potenza prodotta dal sistema PV non sia quella massima. In particolare, è possibile agire sulla tensione che alimenta il pannello fotovoltaico come rappresentato per un caso di esempio in Figura 2.1, ove si mostrano le caratteristiche della potenza e della corrente rispetto alla tensione, evidenziando il punto di lavoro a massima potenza (MPPT) ed un punto di lavoro di funzionamento a potenza ridotta (*de-loaded*). Tali caratteristiche dipendono fortemente dalle condizioni meteorologiche (temperatura ed irraggiamento).

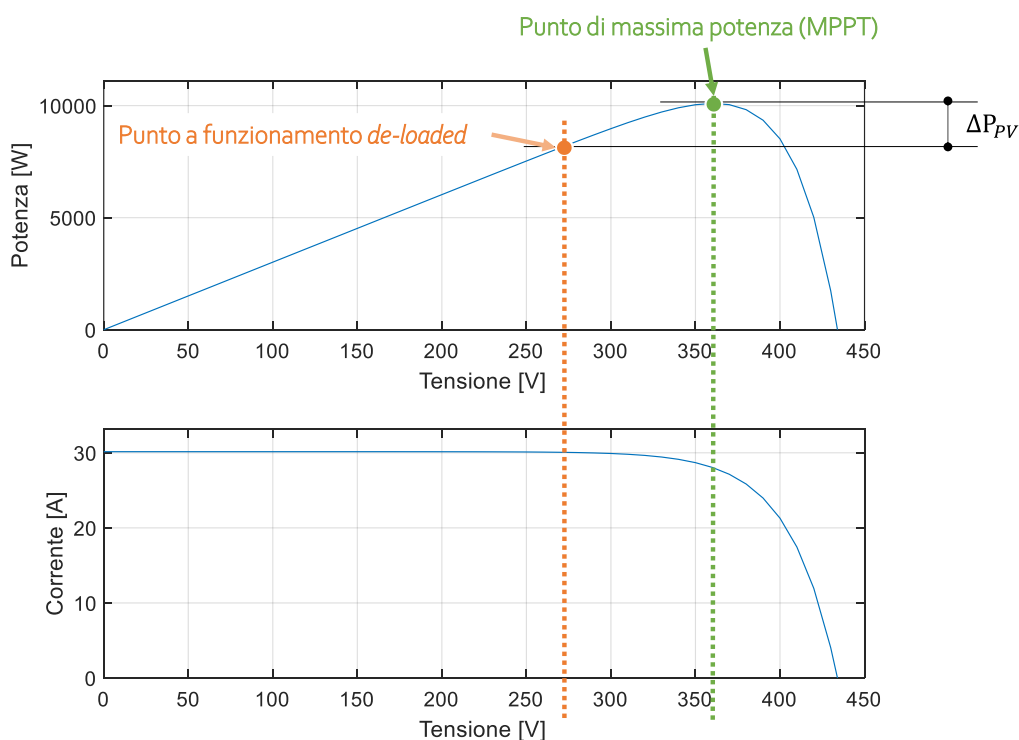


Figura 2.1 – Caratteristiche di un impianto PV esemplificativo da 10 kW.

Tra i metodi proposti in [18] ci si è focalizzati su uno, descritto ampiamente nello stesso rapporto, per cui il modello dell'impianto PV e del suo controllo in *deloading* può essere schematizzato come in Figura 2.2.

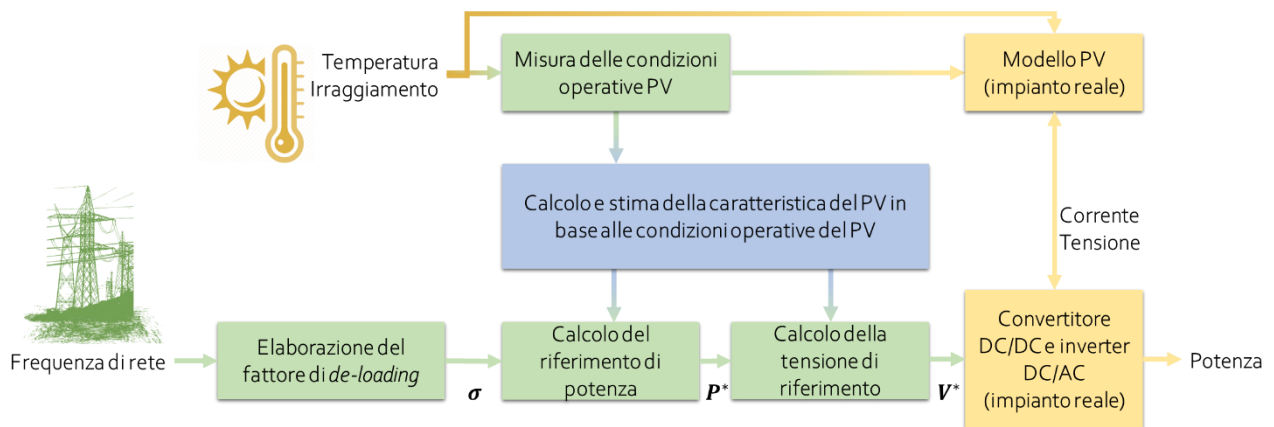


Figura 2.2 – Schema del controllo dell'impianto PV.

In generale, il pannello fotovoltaico è composto da un determinato numero di celle poste in serie e in parallelo. Per il sistema considerato in questo rapporto, le variabili fondamentali hanno i valori riportati in Tabella 2.1 in condizioni ambientali di riferimento (*Standard Test Conditions* o STC).

Gli ingressi principali del modello, oltre alla frequenza di rete, sono le condizioni climatiche esterne relative a irraggiamento e temperatura. A partire da queste informazioni si stimano, mediante modelli ausiliari, le caratteristiche potenza/tensione e corrente/tensione del sistema PV, da cui si ricavano la corrente e la tensione al fine di erogare la potenza desiderata, quest'ultima calcolata sulla base di un fattore di *deloading* σ , definito come rapporto tra la potenza ridotta e la potenza massima ed eventualmente espresso in percentuale. Ciò permette, in ottica di erogazione di un servizio di regolazione, il calcolo del *setpoint* di potenza da far erogare al PV, garantendo un margine di riserva di potenza ΔP_{PV} .

Tabella 2.1 – Parametri dell'impianto fotovoltaico (singolo modulo) considerato.

Parametro	Simbolo	Valore
Temperatura di riferimento (condizione STC)	T_{ref}	298 K
Irraggiamento di riferimento (condizione STC)	S_{ref}	1000 W/m ²
Tensione a circuito aperto in STC	V_{OC}^{ref}	21,7 V
Corrente di corto circuito in STC	I_{SC}^{ref}	3,35 A
Potenza massima in STC	P_{max}^{ref}	53 W
Tensione relativa alla potenza massima in STC	V_{mp}^{ref}	17,4 V
Corrente relativa alla potenza massima in STC	I_{mp}^{ref}	3,05 A
Numero di moduli in parallelo	N_P	9
Numero di moduli in serie	N_S	20
Numero di cellule per modulo	m	36

Ai fini della possibilità di svolgere il servizio di regolazione della frequenza, quando l'errore di frequenza, qui definito come la differenza tra la frequenza di rete e 50 Hz, supera una prima soglia, il fattore di *deloading* viene aggiornato in modo tale che l'impianto generi maggior potenza in



maniera proporzionale a tale errore. Se, per esempio, si assume di avere l'impianto che produce normalmente la potenza P_0 , pari al 70% della potenza massima (cioè $\sigma = 70\%$), e che il servizio si attivi quando l'errore di frequenza varia tra $th_1 = -0,05 \text{ Hz}$ e $th_2 = -0,2 \text{ Hz}$, soglia per cui si raggiunge la potenza massima, si ottiene la caratteristica di regolazione rappresentata in Figura 2.3.

Infine, si sottolinea che, mediante questa strategia di controllo, i cui dettagli si ricorda essere riportati in [16], si ottiene una dinamica tale per cui l'impianto riesce a variare la propria produzione del 30% in circa 0,5 secondi.

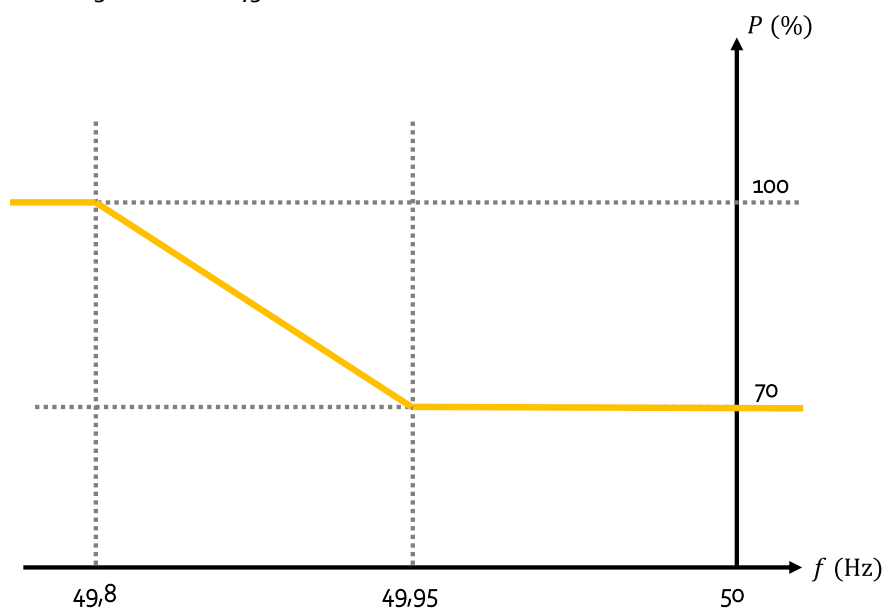


Figura 2.3 - Potenza erogata dal PV in funzione della frequenza (servizio a salire) [16].

3 - REGOLAZIONI A CONFRONTO: SIMULAZIONI DI UNO SCENARIO CRITICO PER IL SISTEMA ELETTRICO SARDO

Al fine di valutare l'impatto della regolazione degli impianti fotovoltaici si propongono in questo capitolo alcuni risultati di simulazioni, svolte con Matlab/Simulink considerando uno scenario 2030 potenzialmente critico del sistema elettrico sardo. A seguire si riportano, nell'ordine, alcuni dettagli relativi a tale scenario (paragrafo 3.1), ai modelli della rete e dei regolatori (paragrafo 3.2) e, infine, i risultati delle simulazioni (paragrafo 3.3).

3.1 Lo scenario di riferimento per il sistema sardo

Le principali ipotesi adottate per lo scenario di riferimento per il sistema elettrico della Sardegna (Figura 3.1) sono in linea con le misure di attuazione nazionale degli impegni europei di riduzione delle emissioni [2].

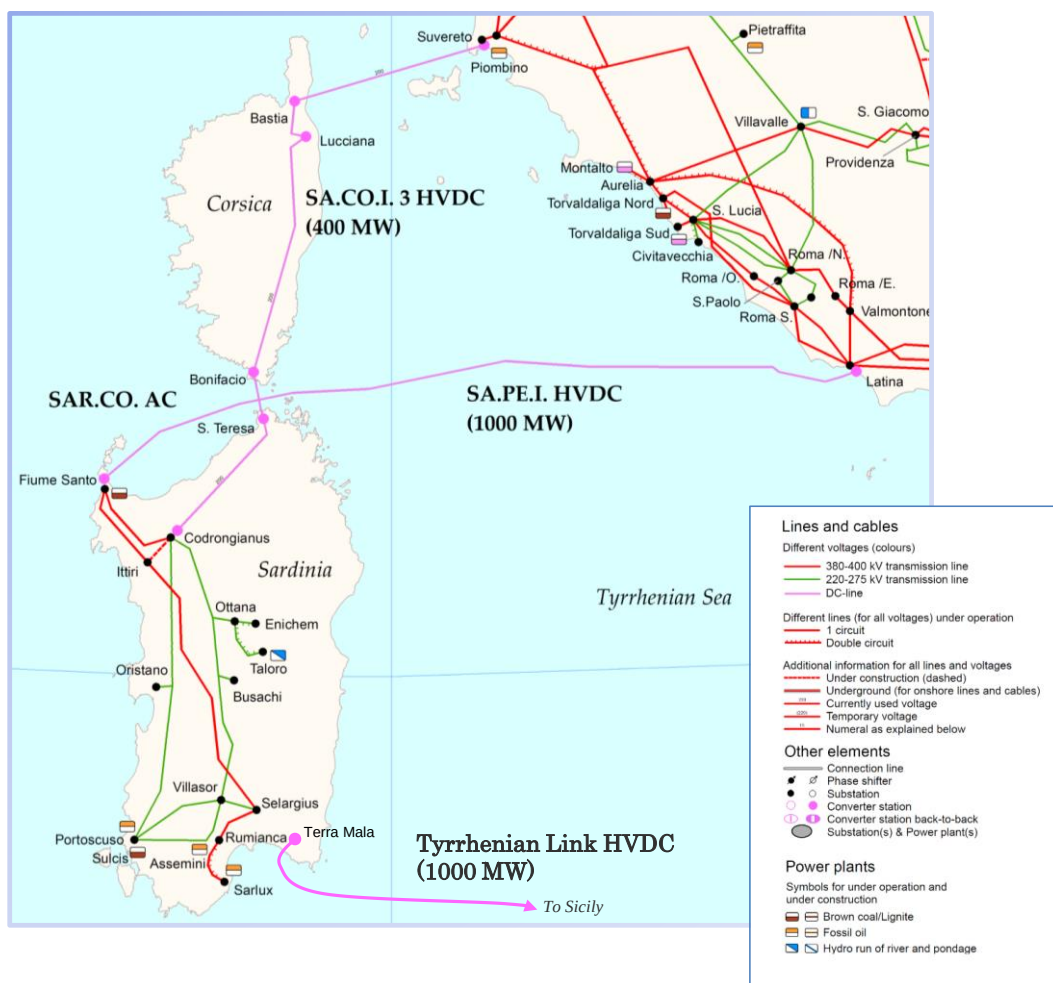


Figura 3.1 – Sistema di trasmissione di alta tensione della Sardegna (<https://www.entsoe.eu/data/map/>).



In generale, lo scenario considerato prevede il *phase-out* completo degli impianti di generazione alimentati a carbone di Fiume Santo (640 MW) e del Sulcis (590 MW), ipotizzando:

- l'introduzione di quattro nuovi gruppi termoelettrici turbogas a ciclo aperto a gas naturale consistenti in tre generatori da 133 MW e uno da 100 MW, per un totale di 500 MW;
- una capacità installata di generazione idroelettrica dispacciabile pari a 154 MW;
- il mantenimento dell'impianto idroelettrico di pompaggio esistente di Taloro (255 MW generazione/pompaggio), suddiviso in 3 gruppi da 85 MW;
- l'introduzione del nuovo collegamento in corrente continua HVDC, denominato "*Tyrrhenian Link*" (qui abbreviato con l'acronimo "TL"), che connette la Sardegna alla Sicilia e la Sicilia alla Campania, caratterizzato da una capacità di trasporto di 1000 MW suddivisi su due collegamenti biterminali (configurazione bipolare);
- la presenza degli attuali collegamenti HVDC verso il continente, ossia SA.CO.I. (Sardegna – Corsica – Italia), nella sua versione rinnovata, e SA.PE.I. (Sardegna – Penisola Italiana), con capacità di trasporto pari, rispettivamente a, 2x200 MW e 2x500 MW, realizzati in tecnologia *Line Commutated Converter* (LCC), entrambi con configurazione bipolare;
- un *export* verso la Corsica attraverso il cavo sottomarino 150 kV AC Sar.Co. tra Santa Teresa di Gallura (IT) e Bonifacio (FR), fino a un massimo di 100 MW;
- un carico orario lordo medio pari a 1200 MW;
- una capacità installata di generazione eolica pari a 2,4 GW;
- una capacità installata di generazione fotovoltaica pari a circa 2 GW;
- una capacità installata di impianti a biomassa pari a 40 MW e una capacità installata di impianti idroelettrici ad acqua fluente di 20 MW;
- una capacità installata di sistemi di accumulo elettrochimico da 4 ore pari a 500 MW; si nota che tale valore è stato calcolato assumendo un fattore di *derating* pari a 20-40% (ossia 625-833 MW reali) [19], [20].

Lo scenario, caratterizzato dalle sopracitate ipotesi, è stato usato per effettuare simulazioni orarie del mercato elettrico del giorno prima (MGP) mediante il modello di simulazione, sviluppato da RSE, denominato "sMTSIM" ("*stochastic Mid-Term SIMulator*") [21], basato su un modello zonale del sistema elettrico italiano, che permette di calcolare, proprio con risoluzione oraria, l'esito del mercato elettrico con un calcolo di *Optimal Power Flow* (OPF) multiorario che minimizza il costo dell'energia scambiata.

Si sottolinea che la generazione eolica e fotovoltaica fornisce circa il 50% della totale energia generata, con la componente turbogas ridotta a poco più del 4% ed una componente, pari a circa il 30%, importata per mezzo dei collegamenti HVDC.

A partire dalle singole situazioni orarie che compongono l'anno, si è individuata una condizione potenzialmente critica di esercizio "pomeriggio estivo festivo" (domenica 7 luglio 2030 ore 17): le relative condizioni operative sono mostrate in Tabella 3.1. In tale situazione i tre collegamenti in corrente continua risultano impostati in esportazione con una potenza relativamente bassa (il SA.CO.I. esporta 165 MW, il SA.PE.I. esporta 181 MW e il TL esporta 57 MW). La potenza generata totale è pari a 1611 MW, di cui 607 MW sono generati da sistemi eolici e 810 MW sono generati da sistemi fotovoltaici; complessivamente il carico è pari a 1348 MW, considerando il fabbisogno della Sardegna, l'*export* verso la Corsica mediante il Sar.Co. e le perdite. Si richiama che la criticità della situazione risultante da MGP potrebbe essere mitigata, nella realtà, in fase di MSD mediante l'assunzione di opportuni interventi preventivi: nella presente analisi la situazione in uscita da MGP è considerata senza modifiche, in quanto interessante per la valutazione delle funzionalità di supporto del PV.



L'evento simulato è la perdita di circa 98 MW (oppure circa 100 MW se la regolazione dei sistemi fotovoltaici risulta abilitata) generati dalla Unità di Produzione (UP) più grande, un impianto turbogas da 133 MW.

Per i generatori eolici si considerano singoli parchi eolici costituiti ciascuno da 6 aerogeneratori da 1,5 MW per un totale di 9 MW di potenza nominale, per cui si dispone di un modello dettagliato in Matlab/Simulink; con una velocità del vento di 10 m/s, data la caratteristica vento/potenza degli impianti, per erogare la potenza di 607 MW associata al punto di lavoro in esame sono considerati in servizio 165 parchi eolici. Si veda il paragrafo 3.2.3 per ulteriori dettagli.

Per gli impianti fotovoltaici, al fine di ricavare la ripartizione degli impianti fotovoltaici in servizio in base alla tensione a cui sono connessi alla rete, si considerano i dati pubblicati dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per il 2022 (cfr. [22]), secondo i quali il 7,6% degli impianti è connesso in Alta Tensione (AT), il 51,7% è connesso in Media Tensione (MT) e il 40,7% è connesso in Bassa Tensione (BT). Relativamente a questa differenza fra gli impianti, nelle simulazioni svolte si considerano solo gli impianti di AT e MT essere in grado di regolare la frequenza a salire con un margine di riserva mantenuto mediante un *deloading* pari al 10%. Tale valore si suppone essere plausibile, pensando ad una remunerazione del servizio, necessaria per supplire alla mancata produzione di energia nei periodi in cui l'impianto non regola a salire. Al fine delle simulazioni proposte, si considera un solo modello equivalente di impianto a partire da quello del singolo modulo, già descritto nel capitolo 2, in base alla quantità di potenza prodotta dagli impianti connessi in AT ed MT.

Al fine di operare un confronto fra le diverse regolazioni innovative (RUR, SPFV e SPV) si sono condotte simulazioni in cui sono abilitate di volta in volta una o più regolazioni innovative contemporaneamente. Pertanto, in Tabella 3.1 sono mostrati fra parentesi i valori che la potenza generata e la riserva a salire assumono quando si considerano gli impianti fotovoltaici in funzionamento con un *deloading* pari al 10% e abilitati, perciò, a svolgere la regolazione della frequenza. Si noti, poi, che la potenza che i sistemi PV non immettono in rete (a causa del funzionamento ridotto) è distribuita sugli impianti dispacciabili in base alle rispettive disponibilità e potenze nominali.

Per quanto riguarda la RUR, effettuata da sistemi di accumulo elettrochimico, si considera una potenza massima disponibile pari a 30 MW, in base agli esiti dell'asta per il progetto pilota *Fast Reserve* [5].

La riserva a salire dei collegamenti HVDC è stata calcolata considerando la differenza fra la potenza esportata ed il minimo tecnico di ciascun collegamento, pari al 10% della potenza nominale per il SAPEI ed il SACOI e nullo per il TL; si considera, poi, come ipotesi conservativa, l'inibizione dell'inversione rapida della potenza nei collegamenti HVDC, per preservare, almeno per i collegamenti LCC, i componenti della sezione in corrente continua. Complessivamente, il margine di riserva è pari a 263 MW.

Tabella 3.1 – Condizione di esercizio simulata. Fra parentesi sono indicati i valori nel caso in cui risulti abilitata la regolazione SPV e gli impianti PV funzionino quindi in modalità *deloading*.

Impianto	Potenza generata (MW)	Tempo di avviamento T_a (s)	Potenza nominale P_n (MW)*	Riserva a salire (MW)
Turbogas OCGT 01 (impianto disconnesso)	98,12 (100,64)	15,64	133,00	0,00
Biomasse dispacciabili	3,97	8,30	4,00	0,00
Biomasse non dispacciabili	35,70	8,30	36,00	0,00
Idroelettrico ad acqua fluente	5,83	8,90	19,00	0,00
Cogenerazione	51,00	8,90	51,00	0,00
Eolico	606,74	0,00	1485	0,00
Fotovoltaico AT	61,54 (55,386)	0,00	61,54	0,00 (6,154)
Fotovoltaico MT	418,62 (376,758)	0,00	418,62	0,00 (41,862)
Fotovoltaico BT	329,55	0,00	329,55	0,00
Compensatori sincroni senza volano	0,00	3,00	500,00	0,00
Compensatori sincroni con volano	0,00	14,00	750,00	0,00
Sistemi di accumulo	0,00	0,00	30,00	30,00
SAPEI	-181,61 (-161,603)	0,00	1000,00	81,61 (61,603)
SACOI	-164,85 (-156,847)	0,00	400,00	124,85 (116,847)
Tyrrhenian Link	-56,54 (-36,534)	0,00	1000,00	56,54 (36,534)

(*) Potenza nominale in MVA per i compensatori sincroni

3.2 Modelli e parametri della rete e dei regolatori della frequenza di rete

Si è implementato un modello semplificato del sistema elettrico sardo che si basa su un equivalente “mono-sbarra” della rete e su una descrizione della dinamica delle variazioni di potenza delle varie tipologie di impianto che intervengono in regolazione. A questo proposito si è considerato che la regolazione primaria di frequenza tradizionale sia effettuata, nella condizione oraria analizzata, dai soli collegamenti HVDC; a tale regolazione si aggiunge l'eventuale supporto della generazione eolica (regolazione SPFV), della generazione fotovoltaica (regolazione SPV) e dei sistemi di accumulo elettrochimico (regolazione “ultra-rapida” – RUR). A seguire si riportano le caratteristiche principali dei singoli sottosistemi modellati.

3.2.1 Modello del sistema elettrico

Il sistema della Sardegna è, dal punto di vista elettrico, relativamente piccolo; è perciò ragionevole poter considerare, al fine del calcolo della frequenza di rete, un modello equivalente “mono-

sbarra", per cui la variazione di frequenza di rete ($\Delta f = f - f_n$) a seguito di uno sbilancio di potenza elettrica è ben descritta dalla nota *swing equation* linearizzata:

$$\Delta f = \frac{f_n}{T_a P_n} \int (\Delta P_m - \Delta P_e) dt \quad 3.1$$

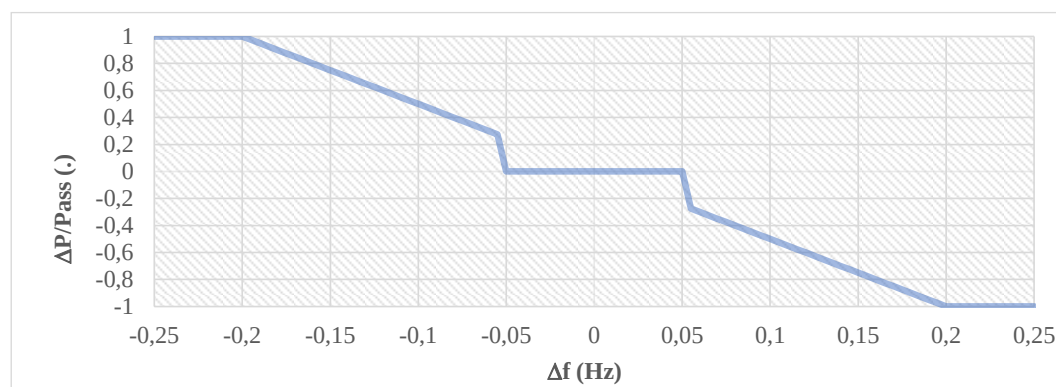
ove f_n è la frequenza nominale di rete (50 Hz), T_a , misurato in secondi, è il tempo di avviamento equivalente della rete e P_n (MW) è la potenza nominale dei generatori che contribuiscono a costituire l'inerzia meccanica del sistema (cfr. [23]). ΔP_m e ΔP_e sono rispettivamente la variazione della potenza meccanica generata e la variazione della potenza elettrica assorbita dal sistema.

Nello scenario simulato, la potenza nominale P_n complessivamente considerata è pari a 1309 MW e il tempo di avviamento equivalente T_a è pari a 9,55 secondi.

Per il calcolo del tempo di avviamento equivalente e della potenza nominale complessiva è stato considerato anche il contributo di inerzia fornito dai compensatori sincroni. In particolare, si sono considerati due compensatori di Codrongianos da 250 MVA con T_a pari a 3 s e tre compensatori sincroni da 250 MVA (due a Selargius ed uno a Codrongianos) equipaggiati con volano e caratterizzati da T_a pari a 14 s (dati Terna [24]). I valori di taglia e di tempo di avviamento indicati sono da intendersi per singolo compensatore.

3.2.2 Modello della regolazione "ultra-rapida" effettuata da sistemi di accumulo

Per modellare la risposta "ultra-rapida" dei SdA alle deviazioni di frequenza, si è fatto riferimento alle principali specifiche tecniche del servizio introdotto da Terna in via sperimentale mediante il progetto pilota *Fast Reserve* (cfr. [4] e [25]). Il modello di tale regolazione è già stato descritto in [11]. Qui si riporta, nella Figura 3.2, la caratteristica di regolazione $\Delta f - \Delta P$ implementata (normalizzata rispetto alla potenza P_{ass} assegnata per il servizio), ricordando che le tempistiche di intervento sono rapidissime (tutto il contributo di potenza deve essere erogato entro un secondo dall'inizio della perturbazione, senza ritardi intenzionali, con tempo di attivazione comunque inferiore a 300 ms), pertanto il modello del dispositivo di accumulo è stato considerato privo di alcun ritardo e implementato mediante equazioni statiche che descrivono la variazione dello stato di carica. Si osserva inoltre che, in caso di deviazioni di frequenza che ricadono nelle parti "proporzionali" della curva, occorre regolare per 30 s e poi diminuire a rampa, fino ad azzerare, il contributo di regolazione, mentre, per deviazioni più ampie di frequenza, che ricadono nelle parti "piatte" estreme della curva, occorre essere in grado di continuare a regolare anche per ¼ h fornendo la massima variazione di potenza (pari alla potenza assegnata), con il solo limite posto dal raggiungimento delle soglie operative dello Stato di Carica (massima e minima carica).



Pass: potenza assegnata per lo svolgimento del servizio.

Figura 3.2 – Curva caratteristica $\Delta f - \Delta P$ qui adottata per la regolazione "ultra-rapida".

3.2.3 Modello degli impianti eolici

Per simulare la regolazione di frequenza degli impianti eolici si è considerato un modello adatto alla simulazione fasoriale di un parco da 9 MW composto da generatori DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*) da 1,5 MW. Il modello è disponibile in Matlab/Simulink® [26] e la caratteristica potenza/velocità per ogni generatore è riportata in Figura 3.3. Si nota che la modalità di funzionamento del generatore eolico è determinata dalla velocità del vento e, in particolare, si evidenziano due modalità di funzionamento: l'una in cui la potenza è circa proporzionale alla velocità del rotore (per bassa velocità del vento), l'altra in cui la potenza è costante rispetto alla velocità del rotore (per alta velocità del vento).

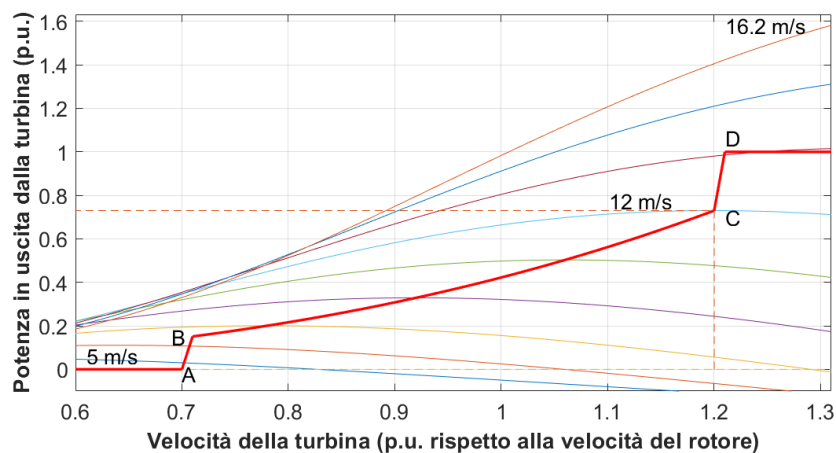


Figura 3.3 – Caratteristica potenza/velocità di rotazione della turbina eolica per inclinazione nulla delle pale (angolo di *pitch* nullo).

Per semplicità si è assunto che tutti i generatori eolici dell'isola siano identici e soggetti alla stessa velocità del vento. A partire dal valore di potenza eolica totale generata, che proviene dalla simulazione del mercato del giorno prima, si è quindi ricavato il numero di parchi da 9 MW in servizio a seconda della velocità del vento. In particolare, in Figura 3.4 si riportano le potenze prodotte dal parco eolico di riferimento, tramite le quali si può stimare il numero di impianti in servizio nella condizione di esercizio considerata. Nel caso in esame la potenza eolica prodotta è pari a 607 MW, la velocità del vento considerata è pari a 10 m/s; perciò, vi saranno in servizio 165 impianti. Nella discussione dei risultati di simulazione, si farà riferimento all'impianto eolico equivalente complessivo.

Per quanto riguarda lo schema di regolazione SPFV qui adottato in caso di sotto-frequenza, i cui dettagli sono già stati descritti in [12], si ricorda che il contributo di potenza aggiuntivo fornito dai generatori eolici $\Delta P_{f,\omega}$ proviene dall'energia cinetica immagazzinata nelle parti rotanti ed è regolata dalla seguente formulazione:

$$\Delta P_{f,\omega} = -k \cdot \Delta f \cdot (\omega_r - \omega_{r,min})^n \quad 3.2$$

dove k e n sono due parametri che è necessario dimensionare e Δf è, come già richiamato, lo scostamento di frequenza rispetto al valore nominale $f_{n \text{ di } 50 \text{ Hz}}$ ($\Delta f = f - f_n$).

Per il dimensionamento di k e n si è svolto un calcolo di ottimizzazione, riportato in [12], tale per cui si minimizza una data cifra di merito come, ad esempio, la distanza del valore minimo della frequenza, ottenuto dalla simulazione, rispetto alla f_{nu} oppure la differenza fra la potenza massima erogata ed un valore scelto come riferimento.

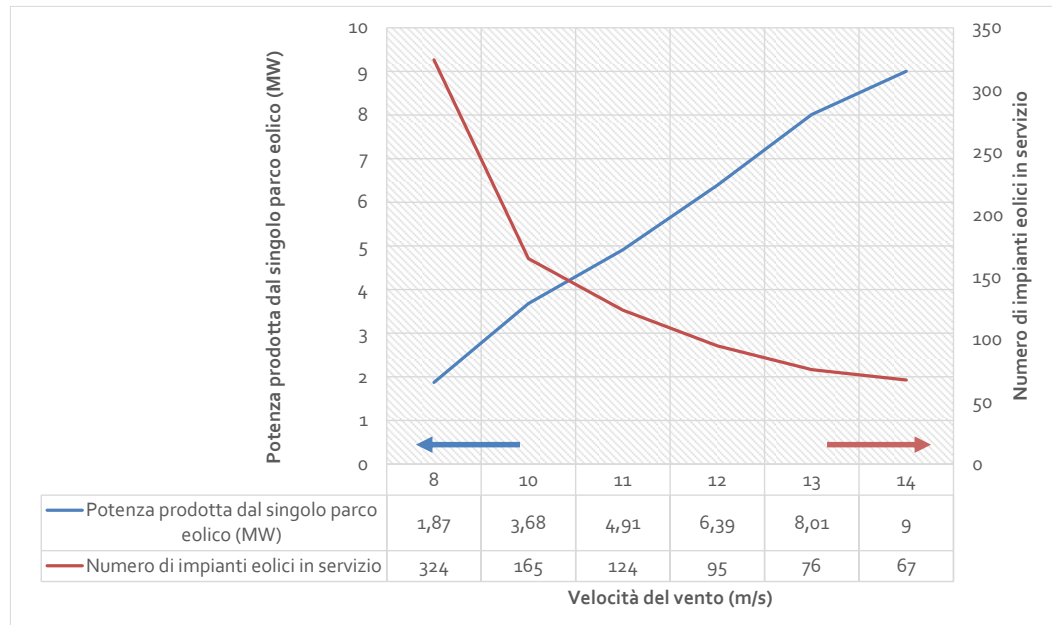


Figura 3.4 – Potenza prodotta e numero di impianti eolici assunti in servizio in relazione alla velocità del vento.

3.2.4 Modelli per la regolazione operata da sistemi HVDC

Per quanto riguarda la regolazione di frequenza tradizionale finalizzata al contenimento delle deviazioni di frequenza (regolazione primaria), lo scenario preso in esame prevede il solo contributo dei collegamenti HVDC, per i quali si è imposta una dinamica di intervento simile a quella tipica di un impianto a vapore tradizionale, mediante la seguente legge di controllo:

$$\Delta P_{ref,HVDC,i}(s) = -k_i \cdot \frac{1 + 3,3s}{1 + 10s} \cdot \Delta f(s) \quad 3.3$$

dove k_i rappresenta l'energia regolante disponibile per il singolo collegamento HVDC. Facendo riferimento ad una macchina virtuale equivalente di 4500 MW con statismo permanente del 5%, l'energia regolante complessiva, pari a 1800 MW/Hz, è stata ripartita tra i tre sistemi HVDC in base alla rispettiva taglia nominale (ottenendo quindi 750 MW/Hz per il SA.PE.I. e per il TL e 300 MW/Hz per il SA.CO.I.).

Per i collegamenti HVDC SA.PE.I e SA.CO.I. si considera un minimo tecnico pari al 10% della potenza nominale (necessario per la tecnologia LCC). Inoltre, si assume conservativamente, come già accennato, di escludere per la regolazione di frequenza il ricorso all'inversione rapida di potenza, che per i collegamenti LCC risulterebbe discontinua a causa del minimo tecnico e comporterebbe un elevato *stress* per i componenti della sezione in corrente continua.

Nel regolatore primario si è inserita una banda morta (unitamente ad un meccanismo per la sua compensazione; cfr. [11], [12] e [27]), per non considerare variazioni di frequenza Δf di ampiezza inferiore a 10 mHz.

3.3 Servizi di regolazione innovativi a confronto

A seguire si riportano i risultati di simulazioni effettuate considerando la perdita dell'unico impianto turbogas in servizio sull'isola nell'ora analizzata (Tabella 3.1). In particolare, si riporta, dapprima, un confronto fra la regolazione degli impianti eolici (SPFV) e quella degli impianti fotovoltaici (SPV); a seguire, si introdurrà il contributo dei sistemi di accumulo (RUR) e, infine, si analizzeranno i casi in cui risultano abilitati contemporaneamente due e, poi, tre servizi innovativi a supporto della regolazione tradizionale operata dai collegamenti HVDC.



3.3.1 Regolazione fornita da impianti eolici *versus* regolazione fornita da impianti fotovoltaici

Si riporta, in prima istanza, il confronto fra la regolazione effettuata dai *generatori eolici* (SPFV) e la regolazione effettuata dagli *impianti fotovoltaici* (SPV).

Si propone, in particolare:

1. un confronto in modo tale che i due servizi esaminati forniscano la stessa potenza massima (pari a 20,6 MW) per la contingenza in esame, ciò è stato ottenuto impostando opportunamente il guadagno k della regolazione eolica (paragrafo 3.2.3);
2. un confronto per cui le due regolazioni garantiscano la medesima frequenza di *nadir*, ciò è stato ottenuto impostando il guadagno k della regolazione eolica in modo tale da far coincidere lo scostamento massimo della frequenza ottenuto nel caso in cui risulta abilitata la sola regolazione a salire effettuata dagli impianti fotovoltaici.

Si ricorda che lo scenario orario considerato prevede:

1. una *produzione di potenza eolica* pari a 607 MW, prodotta, per ipotesi di simulazione, da parchi eolici identici fra loro con potenza nominale di 9 MW (composti da 6 aereogeneratori da 1,5 MW ciascuno) e sottoposti alla medesima velocità del vento pari a 10 m/s;
2. una *produzione di potenza fotovoltaica* pari a 810 MW, suddivisa, per ipotesi, in 480 MW prodotta da impianti connessi in AT e MT e in 330 MW prodotta da impianti connessi in BT.

Pertanto, nel caso in cui la regolazione a salire del fotovoltaico risulta abilitata, si prevede:

1. il funzionamento in modalità *deloading* degli impianti connessi in AT e MT, per cui essi erogano in rete 432 MW e mantengono 48 MW di riserva a disposizione per il servizio di regolazione e
2. il funzionamento in modalità MPPT degli impianti connessi in BT, per cui essi erogano in rete 330 MW.

Al fine delle simulazioni, tutti gli impianti fotovoltaici sono considerati identici, soggetti alle medesime condizioni meteorologiche e modellati a partire dal modulo descritto nel capitolo 2, opportunamente scalato per ottenere la produzione di potenza stabilita dallo scenario che si sta esaminando.

La Figura 3.5 mostra i risultati delle simulazioni nelle quali il confronto è operato a parità di potenza massima erogata e, in particolare:

- la Figura 3.5 (a) riporta la dinamica della frequenza di rete, in cui si nota che, la regolazione SPFV genera uno scostamento massimo pari a 110 mHz, di poco inferiore a quello ottenuto con la regolazione SPV, che risulta pari a 115 mHz. Ciò è dovuto alla maggiore rapidità di risposta della regolazione eolica rispetto alla regolazione fotovoltaica la cui dinamica di controllo risulta maggiormente limitata a causa della maggior complessità computazionale richiesta al fine di generare i valori delle variabili di controllo (si veda il capitolo 2);
- la Figura 3.5 (b) riporta il contributo di potenza scambiato con la rete ai fini della regolazione, per cui si nota che la potenza fornita dagli impianti fotovoltaici per svolgere la regolazione è sempre positiva (o nulla), mentre nel caso dei generatori eolici, dopo i primi secondi in cui la potenza è erogata, si assiste ad una fase in cui la variazione di potenza fornita per la regolazione diventa negativa. Ciò è dovuto al ripristino delle condizioni di pre-guasto degli impianti eolici. Per operare questo confronto i parametri del regolatore eolico sono stati fissati pari a $k = 7,2158$ e $n = 0,04$.

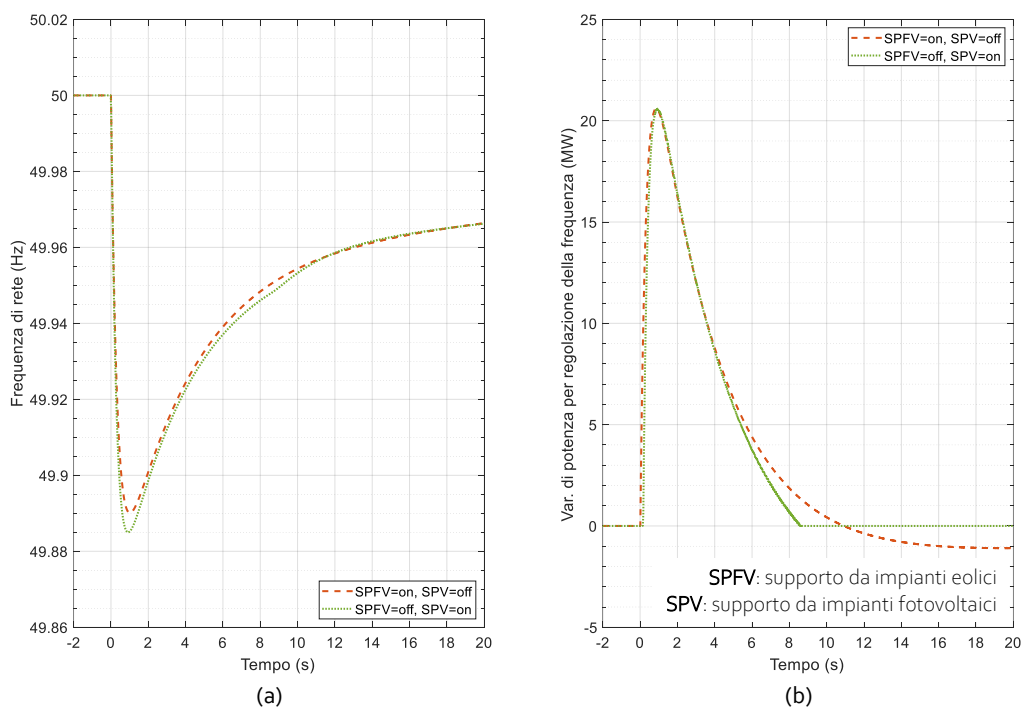


Figura 3.5 – Frequenza di rete (a) e potenza scambiata dalle regolazioni (b) a seguito della perturbazione di potenza, nel caso in cui siano abilitate la regolazione degli impianti eolici (SPFV) o la regolazione degli impianti fotovoltaici (SPV) in modo che la potenza massima fornita sia la medesima.



La Figura 3.6 mostra i risultati delle simulazioni per cui il confronto è operato a parità di scostamento massimo della frequenza (115 mHz, per conseguire questa condizione si è reso necessario modificare i parametri del regolatore eolico pari a $k=5,6277$ ed $n=0,04$) e, in particolare, nella Figura 3.6 (b), si nota che la regolazione operata da impianti eolici (SPFV) fornisce al massimo una potenza pari a 16,8 MW, mentre la regolazione operata da impianti fotovoltaici (SPV) eroga al massimo 20,6 MW. La regolazione SPFV, operata dai sistemi eolici, appare, quindi, leggermente più efficiente in termini di potenza massima erogata, ancora a causa della maggiore velocità di risposta.

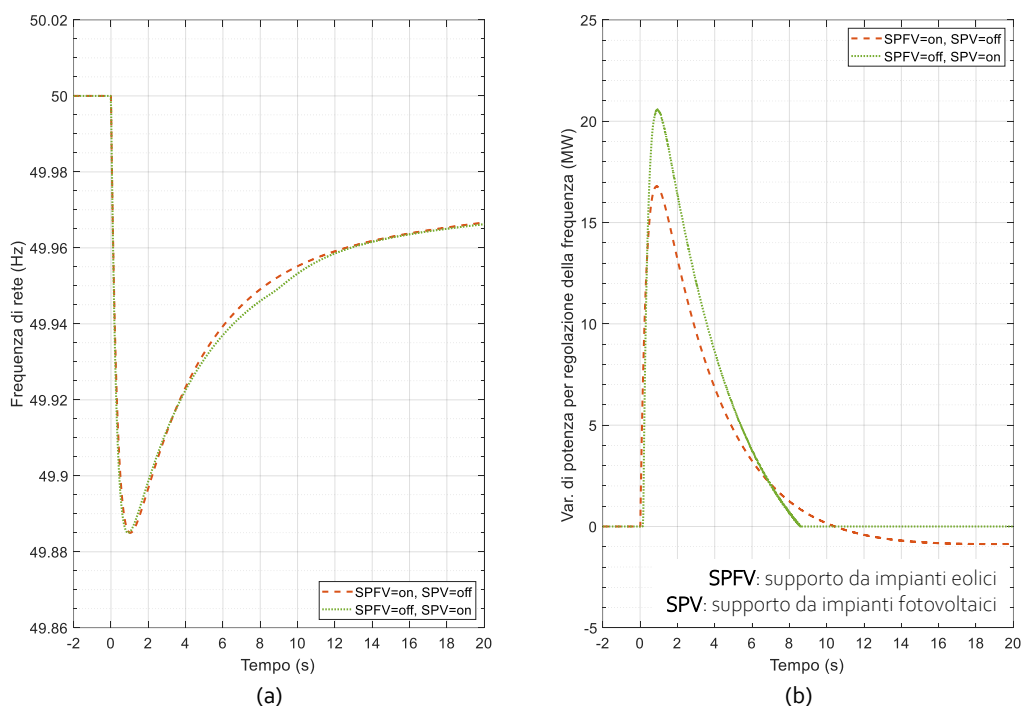


Figura 3.6 – Frequenza di rete (a) e potenza scambiata dalle regolazioni (b) a seguito della perturbazione di potenza, nel caso in cui siano abilitate la regolazione degli impianti eolici (SPFV) o la regolazione degli impianti fotovoltaici (SPV), a parità di scostamento massimo di frequenza.

3.3.2 Regolazione fornita da impianti eolici e/o fotovoltaici *versus* regolazione “ultra-rapida” fornita da impianti di accumulo

Per completare il confronto con le regolazioni innovative, si considera a seguire anche il contributo della regolazione “ultra-rapida” da parte dei *sistemi di accumulo elettrochimico*, che si è ipotizzato abbiano a disposizione al massimo 30 MW per la regolazione (cfr. paragrafo 3.1). Il confronto è operato a parità di scostamento massimo della frequenza (come nel caso riportato in Figura 3.6), e, come nei casi precedenti, si è considerato per gli impianti fotovoltaici, il 10% di margine di riserva a disposizione per la riserva a salire (circa 48 MW).

In Figura 3.7 si nota che, a parità di scostamento massimo di frequenza, la potenza massima erogata dai SdA (17,2 MW) è confrontabile con quella della regolazione SPFV fornita dai generatori eolici (16,8 MW), mentre la regolazione SPV operata dagli impianti fotovoltaici necessita di una potenza massima superiore (20,6 MW).

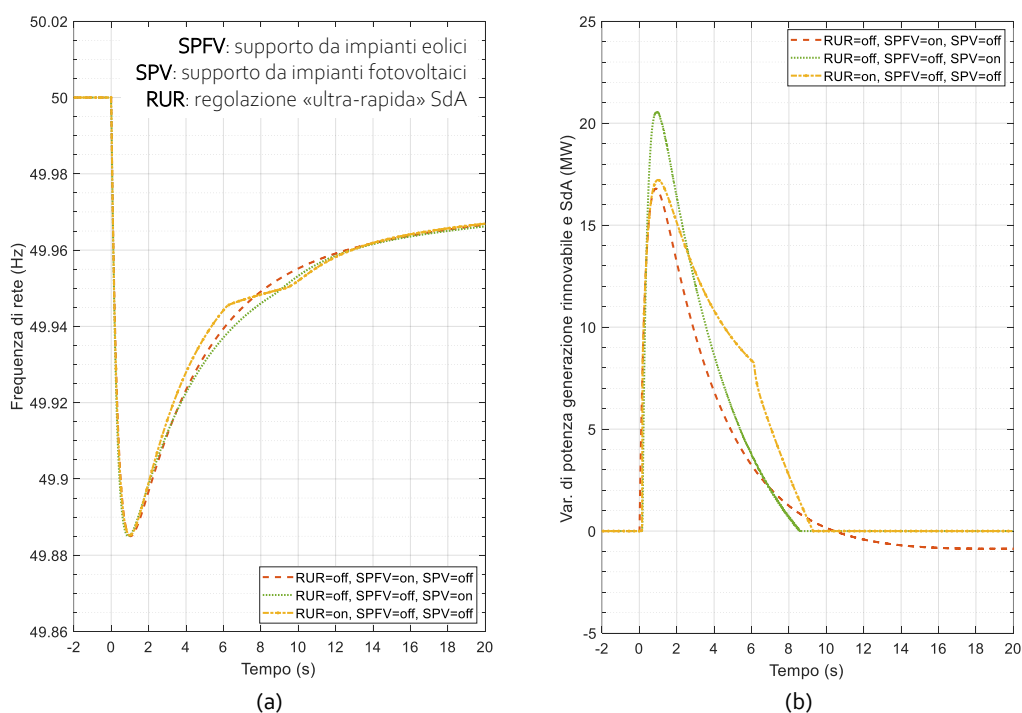


Figura 3.7 – Frequenza di rete (a) e potenza scambiata dalle regolazioni (b) a seguito della perturbazione di potenza, nel caso in cui siano abilitate la regolazione degli impianti eolici (SPFV), la regolazione degli impianti fotovoltaici (SPV) o la regolazione “ultra-rapida” eseguita dai SdA, a parità di scostamento massimo di frequenza.



3.3.3 Regolazione fornita da diverse tipologie di impianto contemporaneamente abilitate

Si riporta a seguire un confronto più dettagliato in cui si considerano anche più regolazioni innovative abilitate contemporaneamente.

Si fa notare, come già riportato in Tabella 3.1, che nel caso in cui sia abilitata la regolazione SPV operata dagli impianti fotovoltaici occorre tener presente la riduzione della potenza generata in situazione pre-guasto e la relativa ripartizione della potenza non generata dai sistemi PV sugli altri impianti di produzione e/o di *import/export*.

Anche per questi confronti si sono utilizzati i parametri di taratura del regolatore per eolici in modo da ottenere lo scostamento massimo della frequenza è uguale per tutti e tre i servizi (115 mHz).

In particolare, in Figura 3.8 si riporta l'andamento della frequenza di rete. In Figura 3.9 si mostra la variazione della potenza scambiata dagli impianti fotovoltaici, la variazione della tensione e del *derating factor* per il singolo impianto. In Figura 3.10 si mostrano la potenza scambiata dagli impianti eolici e la rispettiva velocità del rotore. In Figura 3.11 si descrive il contributo di potenza dei SdA per l'azione di controllo RUR. Infine, in Figura 3.12, si osserva la potenza scambiata dai tre collegamenti HVDC.

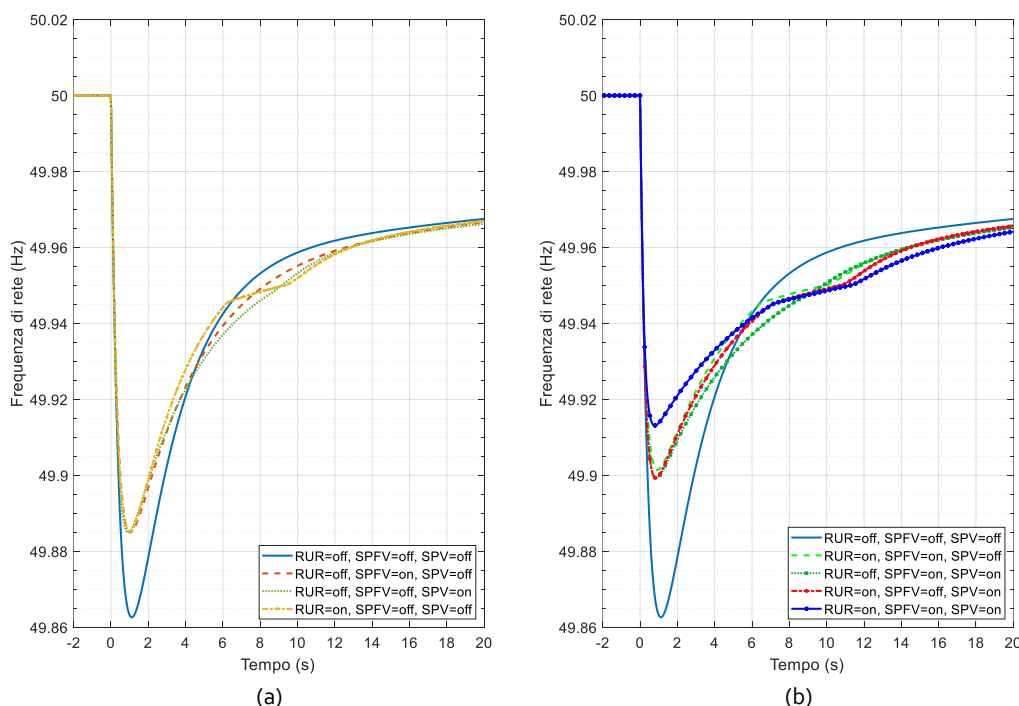


Figura 3.8 – Frequenza di rete a seguito della perturbazione di potenza nel caso in cui sia abilitata una sola regolazione innovativa alla volta (a) e nel caso in cui siano abilitate più regolazioni innovative contemporaneamente (b).

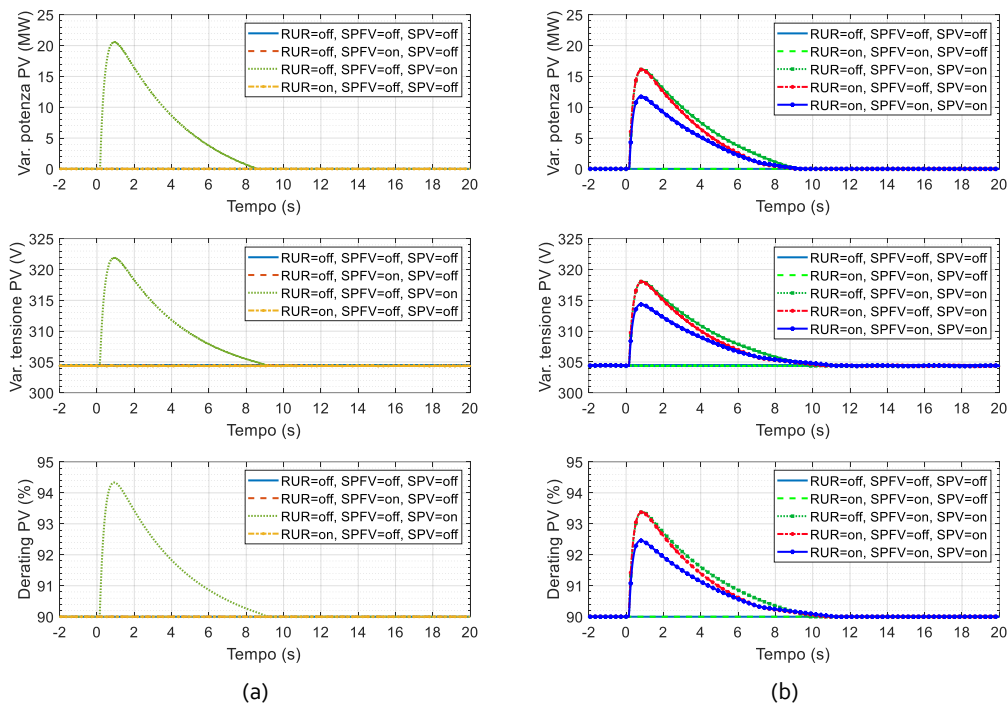


Figura 3.9 – Variazione di potenza scambiata dalla generazione fotovoltaica abilitata a svolgere il servizio di regolazione della frequenza, tensione del singolo impianto e fattore di *derating* a seguito della perturbazione di potenza nel caso in cui sia abilitata una sola regolazione innovativa alla volta (a) e nel caso in cui siano abilitate più regolazioni innovative contemporaneamente (b).

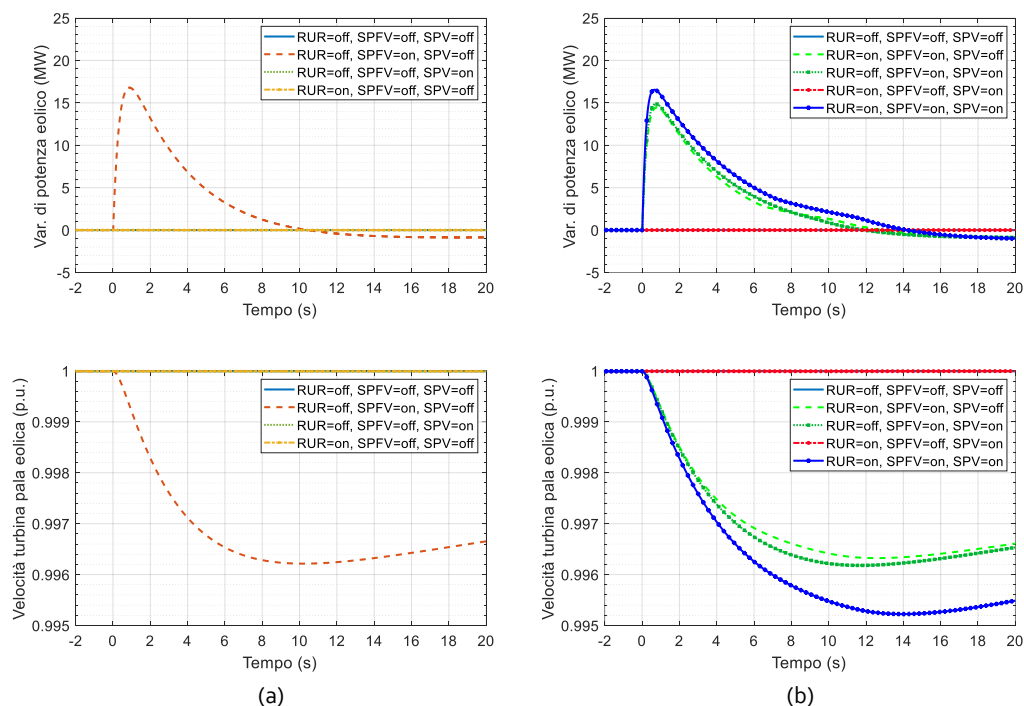
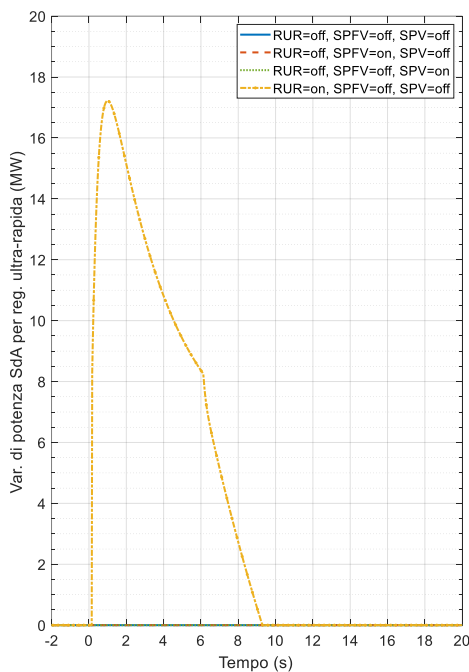
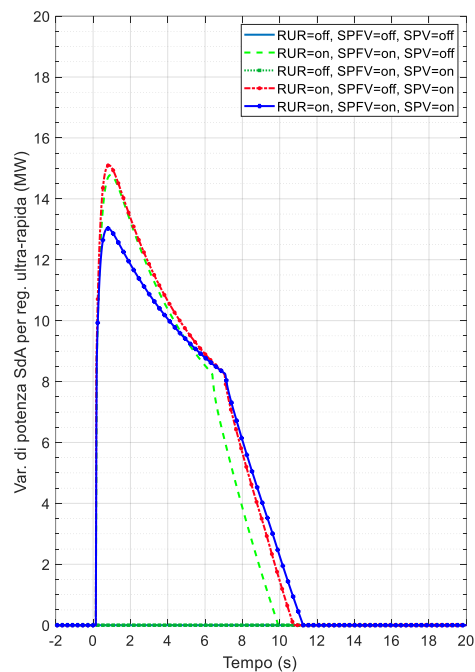


Figura 3.10 – Variazione di potenza scambiata dai generatori eolici e velocità del rotore a seguito della perturbazione di potenza nel caso in cui sia abilitata una sola regolazione innovativa alla volta (a) e nel caso in cui siano abilitate più regolazioni innovative contemporaneamente (b).

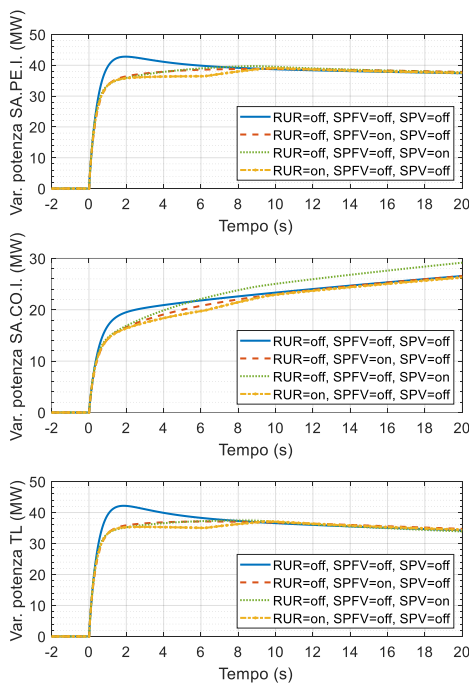


(a)

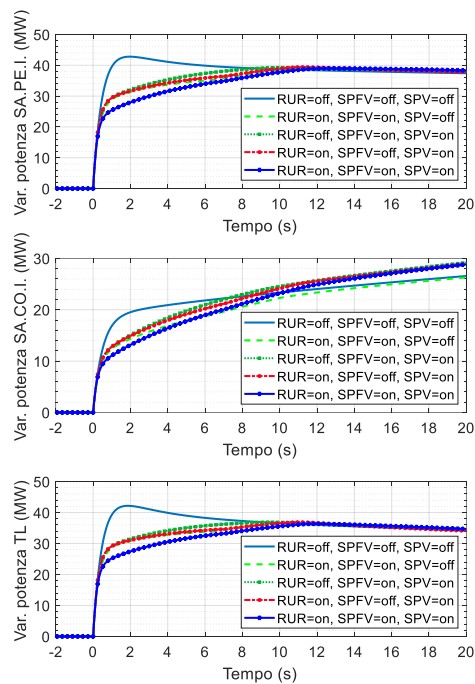


(b)

Figura 3.11 – Variazione di potenza scambiata dai SdA per la regolazione “ultra-rapida” a seguito della perturbazione di potenza nel caso in cui sia abilitata una sola regolazione innovativa alla volta (a) e nel caso in cui siano abilitate più regolazioni innovative contemporaneamente (b).



(a)



(b)

Figura 3.12 – Variazione di potenza scambiata dai tre collegamenti HVDC a seguito della perturbazione di potenza nel caso in cui sia abilitata una sola regolazione innovativa alla volta (a) e nel caso in cui siano abilitate più regolazioni innovative contemporaneamente (b).

Al fine di confrontare il contributo delle tre regolazioni innovative considerate, in Tabella 3.2 si riportano il valore del *nadir* della frequenza e la potenza massima erogata per ogni situazione analizzata.

Tabella 3.2 – Scostamento massimo della frequenza rispetto al valore nominale di 50 Hz e potenza massima erogata dalle singole regolazioni innovative con indicazione fra parentesi della percentuale di potenza massima rispetto alla potenza pre-disturbo per gli impianti fotovoltaici (432 MW) ed eolici (607 MW) e rispetto alla taglia nominale (500 MW) per i sistemi di accumulo.

Test	Massima deviazione di frequenza (mHz)	Potenza massima erogata da impianti fotovoltaici per il servizio SPV (MW)	Potenza massima erogata da impianti eolici per il servizio SPFV (MW)	Potenza massima erogata da SdA per il servizio RUR (MW)	Potenza massima complessiva servizi innovativi (MW)
1	137	x	x	x	x
2	115	x	x	17,2 (3,44 %) **	17,2
3	115	x	16,8 (2,76 %) *	x	16,8
4	115	20,6 (4,76 %) *	x	x	20,6
5	99	x	14,5 (2,38 %)	14,8 (2,96 %)	29,3
6	101	16,2 (3,75 %)	14,9 (2,45 %)	x	31,1
7	101	16,2 (3,75 %)	x	15,1 (3,02 %)	31,3
8	87	11,7 (2,71 %)	16,5 (2,72 %)	13,0 (2,60 %)	41,2

(*) Percentuali rispetto alla potenza pre-guasto

(**) Percentuali rispetto alla taglia nominale installata

A seguire, si riportano alcune considerazioni sui risultati ottenuti suddividendo l'analisi in base al numero di servizi innovativi abilitati (SPV, SPFV e RUR):

- Attivazione di un solo servizio innovativo
Osservando la dinamica della frequenza di rete (Figura 3.8 (a)), quando è attivo un servizio innovativo alla volta, si può concludere che tutti i servizi riescono a contenere similmente lo scostamento di frequenza. In tale caso, considerazioni puntuali sono state già riportate nei paragrafi 3.3.1 e 3.3.2.
- Attivazione di due servizi innovativi
Quando sono attivati due servizi innovativi in contemporanea (Figura 3.8 (b)), il *nadir* della frequenza risulta più contenuto quando sono attivi RUR e SPFV (99 mHz) e a seguire quando sono attivi SPV con SPFV e RUR con SPV (101 mHz). Considerando la potenza massima erogata, le regolazioni RUR e SPFV erogano complessivamente una potenza massima pari a 29,3 MW, le regolazioni SPV e SPFV erogano complessivamente una potenza massima di 31,1 MW e le regolazioni RUR e SPV erogano complessivamente una potenza massima di 31,3 MW, come si nota dalla Figura 3.9 (b), dalla Figura 3.10 (b) e dalla Figura 3.11 (b).
- Attivazione di tutti i servizi innovativi
Quando agiscono in contemporanea tutte le regolazioni (Figura 3.8 (b)), la situazione è la migliore dal punto di vista dello scostamento della frequenza (87 mHz per il picco minimo) con una potenza massima, complessivamente erogata dalle tre regolazioni innovative, maggiore rispetto ai casi in cui sono attivati uno o due servizi innovativi, ma con un contributo di potenza delle singole regolazioni inferiore rispetto ai casi in cui sono attivati uno o due servizi innovativi, come risulta dalla Figura 3.9 (b), dalla Figura 3.10 (b) e dalla Figura 3.11 (b). Rispettivamente servono 11,7 MW, 16,5 MW e 13,0 MW per SPV, SPFV e RUR, che complessivamente erogano 41,2 MW.

Infine, sia con uno, sia con due, sia con tre servizi innovativi attivi, nei primi secondi di transitorio si ha una diminuzione del contributo di regolazione da parte di tutti e tre i collegamenti HVDC (Figura 3.12).



4 - CONCLUSIONI

L'obiettivo generale della parte di progetto di Ricerca di Sistema a cui questo rapporto si riferisce è quello di indagare la possibilità di fornire, mediante gli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, un supporto alla regolazione di frequenza a salire.

Nel presente rapporto, in particolare, si è introdotta una strategia di controllo per consentire un opportuno coinvolgimento degli impianti fotovoltaici nella regolazione, attraverso il mantenimento di un margine di riserva che è possibile erogare molto rapidamente in caso di perturbazione di sotto-frequenza. Lo svantaggio di questa strategia è la necessità di mantenere l'impianto fotovoltaico in un punto di lavoro in cui non si eroga in rete la potenza massima disponibile (funzionamento in *deloading*). Tale esigenza implica una riduzione dei ricavi che sarebbe necessario compensare con meccanismi di remunerazioni adeguati.

La strategia di controllo, detta Supporto alla regolazione operato con sistemi fotovoltaici (SPV), è stata applicata con successo, in simulazione, ad uno scenario di riferimento per il 2030 per il sistema elettrico della Sardegna. In particolare, si è proposto un confronto fra tre regolazioni innovative: Regolazione Ultra-Rapida (RUR) operata con sistemi di accumulo elettrochimico, Supporto Proporzionale alla variazione di Frequenza e Velocità (SPFV) operato con impianti eolici e, appunto, SPV.

In particolare, la condizione di esercizio considerata prevede: I) 607 MW generati dal parco eolico; II) 810 MW generati dal parco FV, di cui il 59,3 % degli impianti di generazione è abilitato a svolgere il servizio di regolazione a salire mediante un funzionamento *deloading* pari al 10% e III) una capacità installata di sistemi di accumulo elettrochimico da 4 ore pari a 500 MW, di cui 30 MW sono disponibili per la regolazione ultra-rapida. La perturbazione simulata è la perdita di un impianto di generazione turbogas che produce circa 98 MW oppure circa 100 MW (in base alla disabilitazione o all'abilitazione, rispettivamente, della regolazione a salire dei sistemi fotovoltaici). Lo scenario, inoltre, prevede il funzionamento contemporaneo di tre sistemi HVDC (SA.PE.I., SA.CO.I. e *Tyrrhenian Link*) in cui risulta disabilitata l'inversione rapida di potenza.

Si può concludere, sulla base delle simulazioni, che è possibile migliorare il contenimento della frequenza di rete anche mediante il contributo di potenza degli impianti di generazione eolica e fotovoltaica senza la necessità di sistemi di accumulo direttamente accoppiati alla sorgente di energia rinnovabile.

- Per la *generazione eolica* è possibile sfruttare, per un transitorio di alcuni secondi, parte dell'energia cinetica immagazzinata nelle parti rotanti degli aerogeneratori, senza ricorrere al *deloading* nei momenti in cui non è richiesto l'intervento di regolazione.
- Per la *generazione fotovoltaica* è invece necessario far funzionare l'impianto in *deloading*. Tuttavia, il contributo di regolazione a salire non presenta limiti di durata: l'entità massima del contributo varia nel tempo in dipendenza dalle condizioni di irraggiamento e temperatura. Per tale ragione, al fine di incentivare la regolazione di frequenza a salire effettuata con sistemi fotovoltaici è indispensabile definire meccanismi di remunerazione tali da compensare le perdite di guadagno dovute alla riduzione di potenza generata. Si veda ad esempio quanto riportato in [28] e [29] per una possibile modalità di remunerazione per i servizi innovativi della regolazione della frequenza.

Infine, considerando anche la regolazione ultra-rapida (supposta qui erogata da sistemi di accumulo elettrochimico) si raggruppano in Tabella 4.1 i principali pregi e difetti delle tre regolazioni analizzate.

Tabella 4.1 – Regolazioni SPFV, SPV e RUR a confronto.

Proprietà/Servizio	SPFV	SPV	RUR con SdA
Rapidità	Molto elevata	Comparabile con quella di eolico e BESS	Molto elevata
Durata	Pochi secondi	Permanente, salvo variare con la disponibilità della fonte primaria	Dipende dalla taglia, dalle condizioni iniziali della batteria e dal disturbo. Normalmente per fare il servizio di primaria è imposto che ci sia margine almeno per 15'
Deloading	No	Sì	Sì (margine rispetto ad altri servizi)
Flessibilità di controllo (facilità nel variare le impostazioni di risposta)	Media: occorrerebbe una taratura dei parametri adattativa rispetto alle condizioni del vento	Margine di riserva modulabile facilmente (attualmente previsto come % sulla potenza massima erogabile ma si può impostare anche un margine assoluto, con conseguente maggiore variabilità della potenza prodotta in condizioni normali)	Molto elevata (in termini per es. di margine di potenza e guadagno di risposta)
Facilità di valutare la risposta fissato il disturbo	Risposta dipende in modo complesso dai parametri di controllo e dal punto di lavoro iniziale; inoltre, in assenza di una taratura <i>standard</i> , si possono tarare i parametri di controllo secondo diverse funzioni obiettivo	Media (proporzionale alla deviazione di frequenza e, nella formulazione base, alla potenza massima erogabile)	Grande (proporzionale alla deviazione di frequenza)
Disponibilità	Diurna/notturna	Solo diurna	Diurna/notturna

Alla luce di tale confronto, per un ulteriore approfondimento potrebbe essere appropriato esaminare i seguenti aspetti:

1. Standardizzazione della regolazione, in particolare per l'eolico, in modo tale da rendere prevedibile il contributo di potenza disponibile per la regolazione in relazione al tipo di impianto e alla velocità del vento prevista;
2. Taratura ottima dei parametri delle regolazioni, in modo da considerare la migliore configurazione di regolazioni innovative contemporaneamente attive, ad esempio, per migliorare ulteriormente la fase di recupero dell'eolico o per compensare la lentezza della regolazione degli impianti turbogas (che, si ricorda, hanno una velocità di variazione della potenza nell'ordine della decina di MW al minuto; i valori specifici variano in base alla taglia dell'impianto).



5 - BIBLIOGRAFIA

- [1] ENTSO-E, «The inertia challenge in Europe – Present and long-term perspective,» Brussels, 2021.
- [2] Ministero dello Sviluppo Economico, «Piano nazionale integrato per l'energia e il clima,» Dicembre 2019. [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [3] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, «Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima,» Giugno 2023. [Online]. Available: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [4] ARERA, «Progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza. Delibera n. 200/2020/R/EEL, 3 giugno 2020,» 2020. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/20/200-20.htm>. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [5] Terna, «Progetto Pilota Fast Reserve - Esiti Asta,» 10 dicembre 2022. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/esiti-asta-Fast-reserve>. [Consultato il giorno 29 agosto 2023].
- [6] Terna, «Tyrrhenian Link: Il Doppio Collegamento Sottomarino Tra Sicilia, Sardegna e Penisola,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/progetti-territorio/progetti-incontri-territorio/Tyrrhenian-link>. [Consultato il giorno 29 agosto 2023].
- [7] Terna, «Piano di Sviluppo 2023 Overview,» 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2023_Overview_8db25484d72oabe.pdf. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [8] Terna, «Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT e sistemi di protezione regolazione e controllo. Allegato A17 del Codice di Rete, Rev. 03,» Marzo 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Allegato_A17_20230320_8db29f1b7b37f4f.pdf. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [9] Terna, «Centrali fotovoltaiche: Condizioni generali di connessione alle reti AT. Sistemi di protezione regolazione e controllo. Allegato A68 del Codice di Rete: rev 04,» marzo 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Allegato_A68_20230320_8db29f1d29ec6e8.pdf. [Consultato il giorno 9 ottobre 2023].
- [10] Terna, «Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita. Allegato A.70 del Codice di Rete,» 2012. [Online]. Available: <https://download.terna.it/terna/0000/0105/86.pdf>. [Consultato il giorno 9 ottobre 2023].
- [11] M. R. Rapizza, S. Canevese, L. Solida e A. Iaria, «Modello per la simulazione dinamica di modalità innovative di controllo della frequenza e analisi dell'evoluzione dell'inerzia,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21012282, Milano, 2021.
- [12] M. R. Rapizza, S. M. Canevese e L. Solida, «Analisi del comportamento dinamico del sistema di trasmissione considerando tecniche innovative di controllo per abilitare i generatori eolici alla regolazione della frequenza a salire,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 22013918, Milano, 2022.
- [13] M. R. Rapizza, S. M. Canevese e D. Cirio, «Grid Frequency Control: Interaction between Fast Regulations,» in *2022 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, Rome, Italy, 2022.
- [14] M. R. Rapizza, S. M. Canevese e D. Cirio, «Droop control of wind turbines to provide upward support in frequency regulation,» in *AEIT 2023 International Annual Conference*, Rome, Italy, 2023.
- [15] ARERA, «Delibera 300/2017/R/eel. Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo,» maggio 2017. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/17/300-17.htm>. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].



- [16] M. R. Rapizza, F. Conte, B. Gabriele, M. Saviozzi e S. Massucco, «Regolazione della frequenza di rete mediante impianti eolici e fotovoltaici: definizione delle strategie e prime simulazioni,» Ricerca di Sistema RSE, n. 23012422, Milano, 2023.
- [17] ARERA, «Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE),» Delibera n. 345/2023/R/eel, 2023.
- [18] M. R. Rapizza, F. Conte, B. Gabriele, M. Saviozzi e S. Massucco, «Regolazione della frequenza di rete mediante impianti eolici e fotovoltaici. Indagine bibliografica e specifiche di progetto delle strategie,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 22013916, Milano, 2022.
- [19] Terna, «Mercato della Capacità - Disposizioni Tecniche di Funzionamento n.2,» 2021. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/CM_DTF2_8d9ae88f34aeadb.pdf. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [20] Terna, «Mercato della Capacità - Allegato 1 alla DTF n. 2,» 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/CM_DTF2_allegato1_8d9ae89064e3262.pdf. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [21] Zani A., Grassi A., Benini M., *A scenario analysis of a pan-European electricity*, Madrid, Spain: Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European, 26 August 2010.
- [22] Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., «Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2022,» Aprile 2023. [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202022.pdf. [Consultato il giorno 9 ottobre 2023].
- [23] R. Marconato, Sistemi elettrici di potenza, Milano: CLUP, 1985.
- [24] G. Gemelli e F. Palone, «Compensatori sincroni con volano a supporto della RTN: prime installazioni e programmi fino al 2025,» in *SEMINARIO AEIT WEBINAR "Nuove risposte impiantistiche nelle Reti AT ed AAT"*, 2021.
- [25] Terna, «Requisiti tecnici dei dispositivi inclusi in fast reserve unit,» 2019. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-riserva-ultra-rapida>. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [26] The MathWorks, «Wind Farm - DFIG Detailed Model,» [Online]. Available: <https://it.mathworks.com/help/sps/ug/wind-farm-dfig-detailed-model.html>. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [27] Terna, «Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza. Allegato A.15 del Codice di Rete. Rev. 02,» 2021. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/20210215%20Allegato%2015_nuova%20clean_8d8d1df4442052f.pdf. [Consultato il giorno 1 dicembre 2023].
- [28] L. Badesa, F. Teng e G. Strbac, «Pricing inertia and Frequency Response with diverse dynamics in a Mixed-Integer Second-Order Cone Programming formulation,» *Applied Energy*, vol. 260, 2020.
- [29] L. Badesa, C. Matamala, Y. Zhou e G. Strbac, «Assigning Shadow Prices to Synthetic Inertia and Frequency Response Reserves From Renewable Energy Sources,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 14, n. 1, pp. 12-26, 2023.



6 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
LCC	<i>Line Commutated Current</i>
MGP	Mercato del Giorno Prima
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Media Tensione
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PV	<i>Photovoltaic</i>
RdS	Ricerca di Sistema
RSE	Ricerca Sistema Energetico
RUR	Regolazione Ultra-Rapida di frequenza (<i>Fast Reserve</i>)
SA.CO.I.	Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia
SA.PE.I.	Collegamento HVDC Sardegna – Penisola Italiana
Sar.Co.	Collegamento in corrente alternata Sardegna – Corsica
SdA	Sistemi di Accumulo elettrochimico basati su batterie
SIE	Supporto Inerziale da parte degli impianti Eolici
sMTSIM	<i>stochastic Mid-Term SIMulator</i>
SPFV	Supporto Proporzionale alla variazione di Frequenza e Velocità operato da impianti eolici
SPV	Supporto alla regolazione di frequenza di rete a salire operato da impianti fotovoltaici (PV)
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TL	<i>Tyrrhenian Link</i>
UP	Unità di Produzione