

# Strategie innovative per la fornitura di regolazione di frequenza a salire tramite rinnovabili e batterie

Marco Raffaele Rapizza, Silvia Maria Canavese, Diego Cirio *Ricerca Sistema Energetico - RSE* • Matteo Saviozzi *Università di Genova*  
 Francesco Conte *Università Campus Bio-Medico di Roma*

*Si propone un confronto tra tre modalità di controllo innovative per la regolazione di frequenza della rete, da applicare a impianti eolici, pannelli fotovoltaici e sistemi di accumulo elettrochimico. A supporto, si riportano risultati di simulazioni*

## Introduzione

L'auumento della generazione alimentata da Fonti energetiche Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) e la conseguente dismissione di grandi impianti di generazione a combustibile fossile possono portare ad una significativa riduzione dell'inerzia meccanica del sistema elettrico e a un calo delle prestazioni del controllo della frequenza di rete [1]. Questo porta, ad esempio, in caso di gravi perturbazioni nel bilancio generazione-carico, a variazioni di frequenza più rapide e più ampie. Un ulteriore fattore critico è rappresentato dalla sostituzione degli impianti a carbone con impianti a turbina a gas: questi ultimi, infatti, sono generalmente caratterizzati da velocità di risposta inferiori rispetto ai primi, che, per costruzione, hanno una riserva di potenza immagazzinata nel vapore e che può essere spesa in tempi molto brevi. Per far fronte alle criticità sopra esposte, Terna, il gestore della rete di trasmissione italiana, ha recentemente previsto alcuni significativi miglioramenti, come la possibilità di richiedere alla generazione rinnovabile, in particolare agli impianti eolici e fotovoltaici (PV), di partecipare al servizio di regolazione della frequenza, almeno in condizioni di emergenza [2].

Inoltre, ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), nel contesto della transizione verso un nuovo quadro regolatorio per i servizi di dispacciamento, ha avviato un'espansione della partecipazione alla fornitura

di servizi a impianti FRNP, carichi e sistemi di accumulo [3]. Ha inoltre approvato un progetto pilota di Terna denominato "Fast Reserve" [4] per introdurre un'azione di regolazione della frequenza più rapida di quella primaria (regolazione "ultra-rapida"). Pertanto, il presente articolo si concentra su tre potenziali servizi innovativi di regolazione della frequenza:

1. una regolazione "ultra-rapida" (di seguito denominata URR), definita secondo le specifiche fornite da Terna nel suo progetto pilota Fast Reserve e che qui si ipotizza essere fornita da sistemi di accumulo elettrochimico a batterie (SdA);
2. una modalità di controllo per i generatori eolici (qui denominata WR), caratterizzata da un'azione di controllo proporzionale all'errore di frequenza rispetto al valore di riferimento e alla deviazione della velocità del rotore dalla velocità minima consentita [5-6];
3. una strategia di controllo per gli impianti fotovoltaici che consente un'azione di regolazione della frequenza di rete a salire, qui denominata PVR [7-8], imponendo un punto di lavoro diverso da quello in cui si ha l'erogazione della potenza massima.

Si esplora la possibilità di controllare la frequenza alternativamente o contemporaneamente con URR, WR e PVR. A tal fine, si svolgono simulazioni per una situazione potenzialmente critica del sistema elettrico sardo in uno scenario 2030. In particolare, la sezione "Modelli di

rete e di regolazione della frequenza” fornisce informazioni sui modelli adottati per il sistema e i regolatori; la sezione “Scenario di riferimento e condizioni operative” riporta i dettagli dello scenario di riferimento e le condizioni operative considerate per le simulazioni; la sezione “Risultati delle simulazioni” riporta i principali risultati delle simulazioni; infine, la sezione conclusiva propone un confronto tra le tre regolazioni innovative e alcune indicazioni su possibili sviluppi di ricerca.

## Modelli di rete e di regolazione della frequenza

In questa sezione si presentano i modelli Matlab/Simulink® utilizzati per le simulazioni, con particolare attenzione al sistema elettrico, ai servizi standard di regolazione della frequenza e, soprattutto, alle tre strategie di controllo innovative da confrontare.

### Modello del sistema elettrico

Poiché l'applicazione target è il sistema elettrico della Sardegna, che è relativamente piccolo, si adotta un modello equivalente “mono-sbarra” (figura 1), in cui, a seguito di uno sbilancio di potenza elettrica, la variazione della frequenza di rete  $\Delta f$  rispetto al riferimento, assunto pari alla frequenza nominale della rete ( $f_n = 50$  Hz), è descritta dall'equazione:

$$\Delta f = \frac{f_n}{T_a P_n} \int (\Delta P_r - \Delta P_c) dt \quad (1)$$

dove  $T_a$ , misurato in secondi, è il tempo equivalente di avviamento (pari al doppio della costante di inerzia) della rete e  $P_n$  (MW) è la potenza nominale dei generatori che contribuisco-

no all'inerzia meccanica del sistema [9].  $\Delta P_r$  e  $\Delta P_c$  sono rispettivamente la potenza di regolazione e la variazione della potenza elettrica assorbita dal sistema.

## Modello della regolazione di frequenza da parte degli impianti convenzionali e dei collegamenti HVDC

Si ipotizza che il servizio di regolazione primaria della frequenza sia fornito da centrali elettriche convenzionali, cioè termiche e idroelettriche, e anche dai collegamenti HVDC che collegano la Sardegna con la penisola italiana (descritti in dettaglio nella Sezione “Scenario di riferimento e condizioni operative”). Per i generatori convenzionali e i loro controllori si impiegano modelli dinamici descritti mediante funzioni di trasferimento; per quanto riguarda il contributo dei collegamenti HVDC al controllo della frequenza di rete, si impongono dinamiche come quelle tipiche di una centrale a vapore tradizionale. Maggiori dettagli sono riportati in [5-6].

## Regolazione della frequenza da parte degli impianti eolici

Il funzionamento degli impianti eolici è solitamente finalizzato a massimizzare l'estrazione di potenza dal vento, per cui la potenza elettrica di riferimento  $P_{ref}$  per il generatore è pari alla potenza imposta dalla caratteristica di Maximum Power Point Tracking - MPPT [5]. La strategia WR, invece, prevede che, in caso di sottofrequenza,  $P_{ref}$  sia definito come la somma del valore MPPT e di un contributo che supporta la regolazione di frequenza (figura 2) e che di-

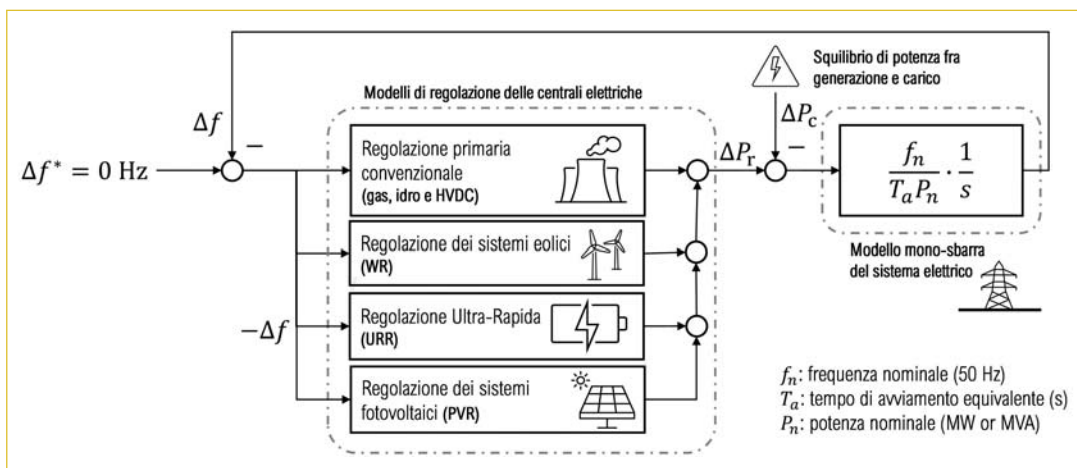


Figura 1  
Schema di controllo complessivo

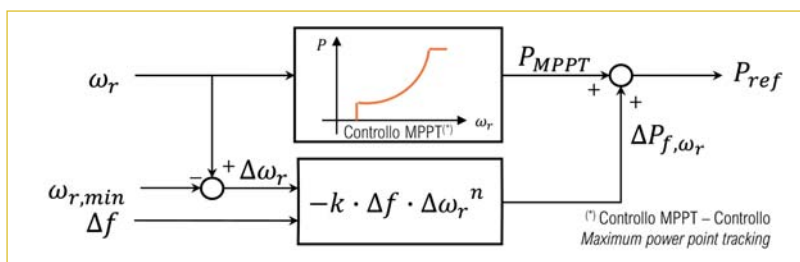
pende, attraverso i parametri  $k$  e  $n$ , dalla deviazione di frequenza rispetto al valore nominale di 50 Hz e dal margine  $\Delta\omega_r$  della velocità angolare del rotore ( $\omega_r$ ) rispetto alla velocità minima ( $\omega_{r,min}$ ) al di sotto della quale la turbina eolica si arresta per evitare malfunzionamenti.

Ora, in seguito a uno squilibrio di potenza negativo, quindi a un evento di sotto-frequenza, la potenza elettrica richiesta  $P_{ref}$  aumenta molto rapidamente. Questo genera una differenza tra la potenza elettrica erogata e la potenza meccanica catturata dal vento, che causa una diminuzione della velocità  $\omega_r$  del rotore della turbina. Per questo motivo, anche la potenza massima stabilita dal controllo MPPT diminuisce gradualmente e, grazie all'azione combinata del controllo di frequenza primaria tradizionale (da parte dei generatori convenzionali e dei collegamenti HVDC) e del controllo della turbina eolica appena descritto, dopo qualche tempo la frequenza di rete raggiunge un valore stazionario caratterizzato da uno scostamento  $\Delta f$  costante. Grazie a ciò, il sistema eolico perviene a un nuovo punto di equilibrio stabile (la potenza elettrica erogata è uguale alla potenza meccanica in ingresso) con una potenza meccanica estratta dal vento e una velocità del rotore inferiori a quelle impostate dal controllo MPPT nella situazione pre-guasto. In questo modo si evitano i di-

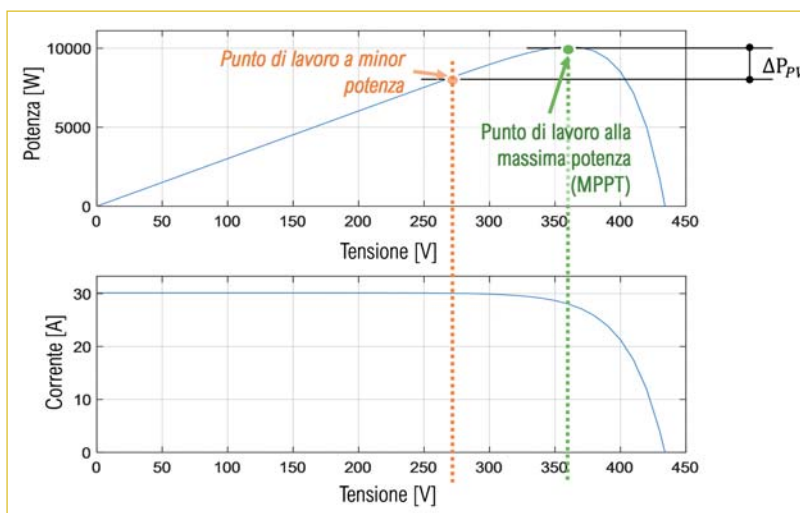
sturbi di frequenza aggiuntivi, dovuti al ripristino delle condizioni operative ottimali dei generatori eolici, tipici delle strategie standard in cui il *surplus* di potenza risulta attivato per gradi e mantenuto costante per un certo intervallo di tempo. Solo con l'azione di controllo della regolazione secondaria, che è più lenta di quella primaria, si recuperano le condizioni precedenti al guasto [6].

## Regolazione della frequenza da parte degli impianti fotovoltaici

Per garantire una riserva di potenza, disponibile in caso di un disturbo che provochi una sotto-frequenza, è necessario impostare un punto di funzionamento tale che la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico non sia quella massima. Ciò può essere fatto agendo sulla tensione che alimenta i pannelli, come mostrato nella **figura 3**, dove sono riportate le caratteristiche della potenza e della corrente rispetto alla tensione per un singolo impianto, evidenziando il punto di funzionamento a potenza massima e un punto di funzionamento a potenza ridotta. Si noti che queste caratteristiche dipendono fortemente dalle condizioni atmosferiche (temperatura e irraggiamento) a cui è soggetto il sistema. Pertanto, l'algoritmo di controllo implementato stima le caratteristiche di potenza/tensione e



**Figura 2**  
Schema di controllo per la regolazione dei sistemi eolici



**Figura 3**  
Caratteristiche dell'impianto fotovoltaico

corrente/tensione del pannello, da cui derivano la corrente e la tensione per garantire la potenza desiderata, definita come  $\sigma$  volte la potenza massima, dove  $\sigma$  è il fattore di *derating*, solitamente espresso in percentuale. Ora, nel controllo della frequenza PVR, quando l'errore di frequenza  $\Delta f$  supera una prima soglia (impostata pari a - 50 mHz), il fattore di derating si modifica in modo che l'impianto sia in grado di generare più potenza, in proporzione a  $\Delta f$ . Ad esempio, nella **figura 4**, si ipotizza che l'impianto produca normalmente una potenza pari al 90% della potenza massima e che il servizio si attivi quando l'errore di frequenza è compreso tra - 50 mHz e - 200 mHz. Queste ipotesi sono adottate nelle simulazioni presentate di seguito.

### Regolazione "ultra-rapida" della frequenza tramite sistemi di accumulo

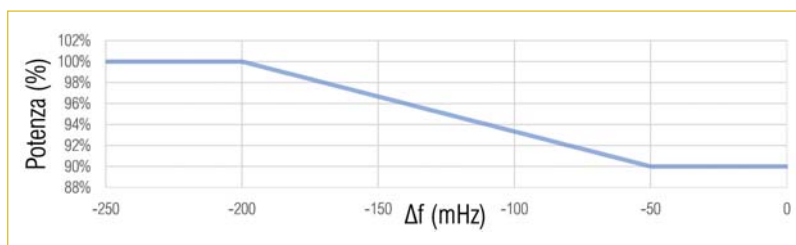
Per modellare l'URR fornita dai SdA, si prendono come riferimento le specifiche di Terna per il progetto pilota Fast Reserve [10-11]. In **figura 5** è riportata la caratteristica di regolazione implementata  $\Delta P/\Delta f$  (normalizzata rispetto alla potenza  $P_{ass}$  assegnata per il servizio), considerando che tutto il contributo di potenza deve essere fornito entro un secondo dall'inizio del disturbo. Si noti inoltre che, nel caso di scostamenti di frequenza che ricadono nelle parti "proporzionali" della curva, è necessario regolare per 30 s e poi scalare fino ad azzerare il contributo di regolazione (in un tempo prestabilito, 300 s per default), mentre, per scostamenti di frequenza più ampi, che ricadono nelle parti estreme "piatte" della curva, è necessario poter continuare a regolare anche per 15 minuti, fornendo la massima variazione di potenza (pari a  $P_{ass}$ ), essendo limitati solo dal valore

massimo o minimo dello stato di carica. Per ulteriori dettagli sul modello di questa regolazione, si vedano [5-6].

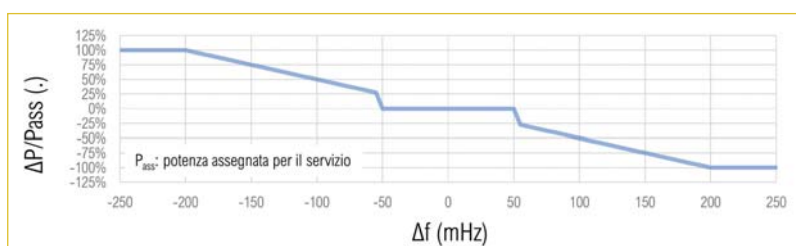
### Scenario di riferimento e condizioni operative orarie

Per i test di simulazione descritti di seguito, si considera uno scenario 2030 per il sistema elettrico sardo, il cui schema unifilare è riportato in **figura 6**. Qui si suppone che tutte le unità di generazione a carbone siano dismesse e sostituite da tre nuovi impianti a gas naturale (NG). I collegamenti dell'isola alla terraferma includono tre collegamenti HVDC - *High Voltage Direct Current*, ossia il SA.CO.I. (Sardegna - Corsica - Italia), il SA.PE.I. (Sardegna - Penisola italiana) e il Tyrrhenian Link (Sardegna - Sicilia - Penisola italiana), qui denominato TL, e il collegamento in corrente alternata alla Corsica, ossia il Sar.Co., con capacità nominale rispettivamente di 400 MW (la capacità del previsto rifacimento del collegamento), 1000 MW, 1000 MW e 100 MW. Inoltre, per quanto riguarda la generazione convenzionale, lo scenario presuppone: i) l'introduzione di quattro nuove unità NG a ciclo aperto composte da tre generatori da 133 MW e un generatore da 100 MW (in totale, 500 MW); ii) una capacità installata di generazione idroelettrica disaccoppiabile di 154 MW; iii) il mantenimento dell'attuale impianto idroelettrico di generazione e pompaggio di Taloro (generazione/pompaggio di 255 MW), suddiviso in 3 gruppi, ciascuno da 85 MW. Per quanto riguarda la capacità installata di generazione rinnovabile, lo scenario suppone 2,4 GW di generazione eolica, circa 2 GW di generazione fotovoltaica, 40 MW di impianti a biomassa, 20 MW di impianti idroelettrici ad acqua fluente, più 500 MW di sistemi di accu-

**Figura 4**  
Caratteristica della regolazione a salire della frequenza dell'impianto fotovoltaico



**Figura 5**  
Caratteristica della regolazione "ultra-rapida" di frequenza



mulo elettrochimico da 4 ore (rapporto tra energia e potenza nominali). Si presume che il carico orario lordo medio sia di 1200 MW. Inoltre, sono presi in considerazione i compensatori sincroni esistenti e/o pianificati, ossia due da 250 MVA installati a Codrongianos e tre dispositivi da 250 MVA dotati di sistemi a volano (due a Selargius e uno a Codrongianos).

Per quanto riguarda il modello dei collegamenti HVDC, facendo riferimento a una macchina virtuale equivalente da 4500 MW con statismo permanente del 5%, l'energia regolante totale, pari a 1800 MW/Hz, viene suddivisa tra i tre sistemi HVDC in base alla loro potenza nominale (ottenendo così 750 MW/Hz per il SA.PE.I. e il TL e 300 MW/Hz per il SA.CO.I.). Per quanto riguarda la regolazione della frequenza, si suppone di evitare l'uso di inversioni di potenza rapide, poiché ciò comporterebbe un elevato stress per i componenti della sezione in continua.

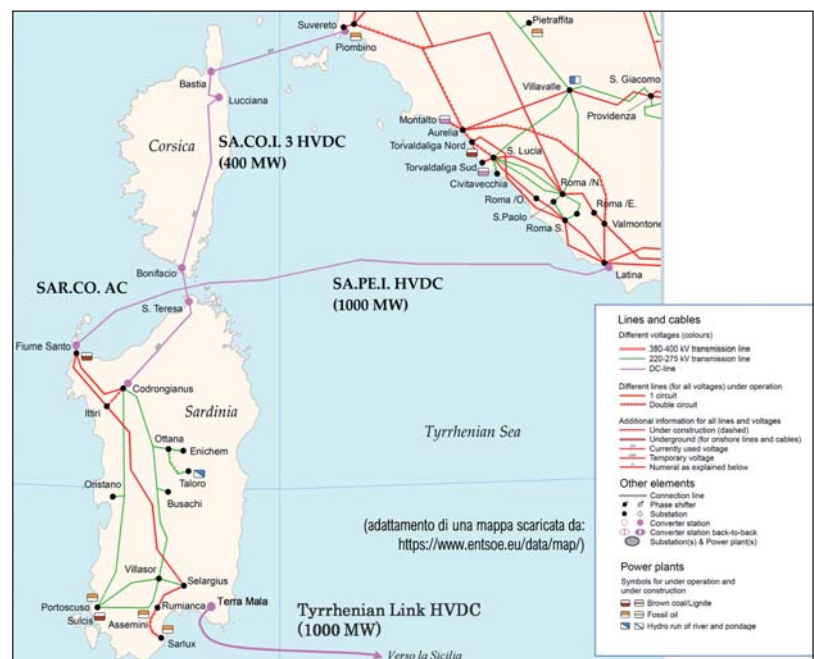
Tra le 8760 condizioni operative orarie nello scenario annuale, ottenute con un simulatore del Mercato del Giorno Prima, ci si è concentrati su una critica, caratterizzata da basse esportazioni dalla Sardegna e conseguente limitata riserva a salire da parte dei collegamenti HVDC (la riduzione delle esportazioni è consentita solo fino al loro minimo tecnico<sup>1</sup>, assumendo che l'inversione rapida di potenza HVDC sia disabilitata). La **tabella 1** riporta la condizione operativa considerata, che si riferisce a un pomeriggio estivo festivo, domenica 7 luglio alle ore 17.00. La potenza totale generata è di 1611 MW e il carico complessivo è di 1348 MW, considerando il carico della Sardegna, l'esportazione in Corsica tramite Sar.Co. e le perdite. L'evento simulato è la perdita di 98 MW generati dalla più grande unità di generazione in servizio, NG 1

nella **tabella 1** (dove i valori tra parentesi corrispondono al caso in cui la regolazione dei pannelli fotovoltaici (PVR) è abilitata, si veda la Sezione "Risultati delle simulazioni"). Lo scenario orario simulato è caratterizzato da una potenza nominale complessiva  $P_n$  degli impianti sincroni pari a 1309 MW e un tempo di avviamento equivalente  $T_a$  pari a 9,55 s, considerando anche il contributo fornito dai compensatori sincroni<sup>2</sup> (equazione 1). In particolare, i compensatori dotati di volano hanno un tempo di avviamento pari a 14 s [12], quelli senza volano pari a 3 s.

Per le simulazioni, si è adottato un modello dettagliato disponibile in Matlab/Simulink per un parco eolico da 9 MW, composto da 6 generatori con potenza nominale di 1,5 MW ciascuno. Supponendo una velocità del vento di 10 m/s, e 607 MW di potenza eolica totale da generare (**tabella 1**), per

<sup>1</sup> Per i collegamenti SA.CO.I. e SA.PE.I. si è considerato un minimo tecnico pari al 10% della rispettiva potenza nominale. Per il TL si è considerato un minimo tecnico nullo.

<sup>2</sup> Per i compensatori sincroni si suppone una potenza nominale in MW pari a quella espressa in MVA.



**Figura 6** Schema unifilare del sistema elettrico della Sardegna

**Tabella 1** Condizioni operative per il caso di prova

IMPIANTO	POTENZA GENERATA (MW)	POTENZA NOMINALE $P_n$ (MW)	RISERVA A SALIRE (MW)
Turbogas OCGT 01(impianto disconnesso)	98,12 (100,64)	133,00	0,00
Biomasse dispacciabili	3,97	4,00	0,00
Biomasse non dispacciabili	35,70	36,00	0,00
Idroelettrico ad acqua fluente	5,83	19,00	0,00
Cogenerazione	51,00	51,00	0,00
Eolico	606,74	1485	0,00
Fotovoltaico AT	61,54 (55,386)	61,54	0,00 (6,154)
Fotovoltaico MT	418,62 (376,758)	418,62	0,00 (41,862)
Fotovoltaico BT	329,55	329,55	0,00
Sistemi di accumulo	0,00	500,00	30,00
SA.PE.I	- 181,61 (- 161,603)	1000,00	81,61 (61,603)
SA.CO.I	- 164,85 (- 156,847)	400,00	124,85 (116,847)
Tyrrhenian Link	- 56,54 (- 36,534)	1000,00	56,54 (36,534)

mezzo della caratteristica vento/potenza integrata nel modello del singolo generatore si ricava che sono in servizio 165 parchi eolici da 9 MW. Per semplicità, senza perdita di generalità in vista della dimostrazione delle prestazioni della tecnica di controllo proposta, si suppone che tutti i sistemi di generazione eolica sull'isola siano identici e soggetti alla stessa velocità del vento. Pertanto, nella discussione dei risultati, si farà riferimento all'impianto eolico equivalente complessivo.

Gli impianti fotovoltaici, considerando i dati pubblicati dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per il 2022, sono stati suddivisi come segue: il 7,6% di essi è connesso in Alta Tensione, il 51,7% è connesso in Media Tensione e il 40,7% è connesso in Bassa Tensione [13]. Nelle simulazioni si considera che gli impianti in AT e MT siano in grado di dare un contributo alla regolazione a salire della frequenza, con un margine di riserva pari al 10% della massima potenza producibile. Questo valore è assunto ricordando che le centrali convenzionali in Sardegna hanno un margine pari al 10% della potenza efficiente (ossia della potenza massima che può essere erogata con continuità al netto dei servizi ausiliari) per la regolazione primaria della frequenza.

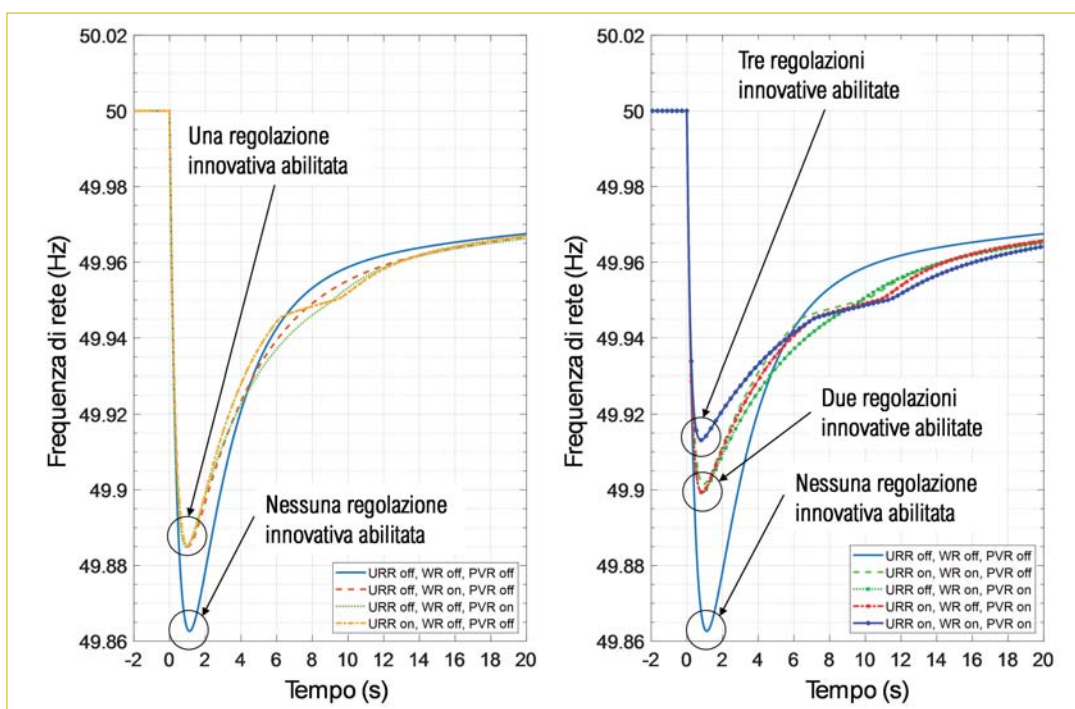
Per quanto riguarda, infine, la regolazione "ultra-rapida" fornita dai SdA, si considera una potenza massima disponibile ( $P_{ass}$ ) di 30 MW, sulla base dei risultati dell'asta per il progetto pilota Fast Reserve tenutasi a dicembre 2020 [14].

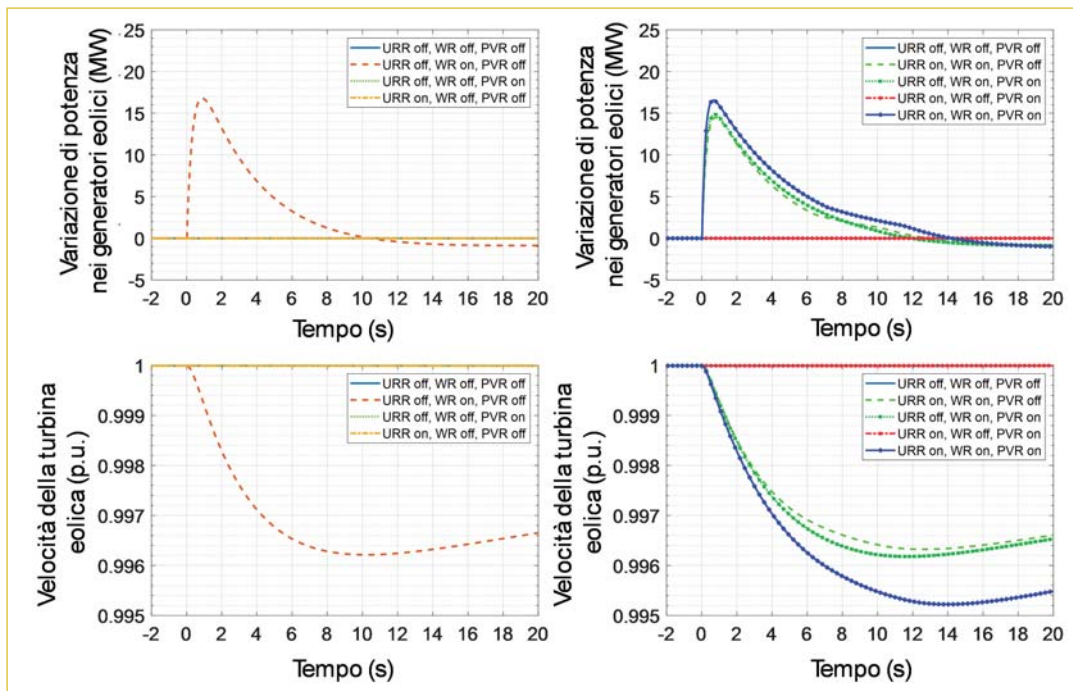
## Risultati delle simulazioni

In questa sezione, considerando la perdita dell'unico impianto a turbina a gas in servizio sull'isola nell'ora analizzata, si presentano alcuni risultati di simulazione al fine di confrontare le tre regolazioni innovative: WR (sistemi eolici), PVR (sistemi fotovoltaici) e URR (sistemi di accumulo). Le tre regolazioni possono essere abilitate una alla volta o a coppie o tutte insieme contemporaneamente. Per quanto riguarda la WR, i parametri del regolatore sono stati dimensionati, tramite una strategia di ottimizzazione [6], in modo che la deviazione massima della frequenza sia la stessa per tutti e tre i servizi innovativi presi singolarmente ( $k = 5,6277$  e  $n = 0,04$ ). Quando si considerano sistemi fotovoltaici funzionanti con una riduzione del 10% della potenza erogata rispetto alla massima e quindi abilitati a eseguire la regolazione della frequenza, la potenza che i sistemi fotovoltaici non immettono in rete è redistribuita tra gli impianti dispacciabili in base alla loro disponibilità e potenza nominale. Questi valori di potenza sono riportati tra parentesi nella **tabella 1**.

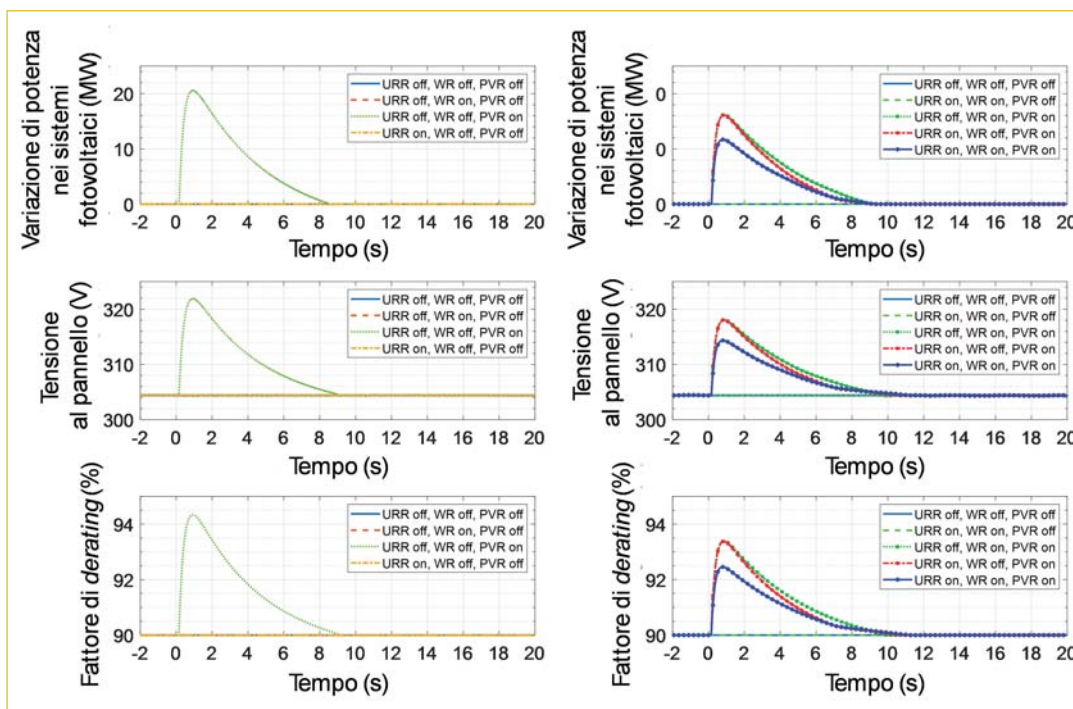
La **figura 7** mostra gli andamenti della frequenza di rete ottenuti con una o più regolazioni innovative abilitate. La **figura 8** mostra la potenza regolante scambiata dagli impianti eolici e la velocità della turbina. La **figura 9** mostra la potenza di regolazione scambiata dagli impianti fotovoltaici, e la tensione e il fattore di *derating* per ogni impianto. La **figura 10** descrive il con-

**Figura 7**  
Frequenza della rete quando uno (a sinistra) e due o tre (a destra) regolazioni innovative sono abilitate contemporaneamente

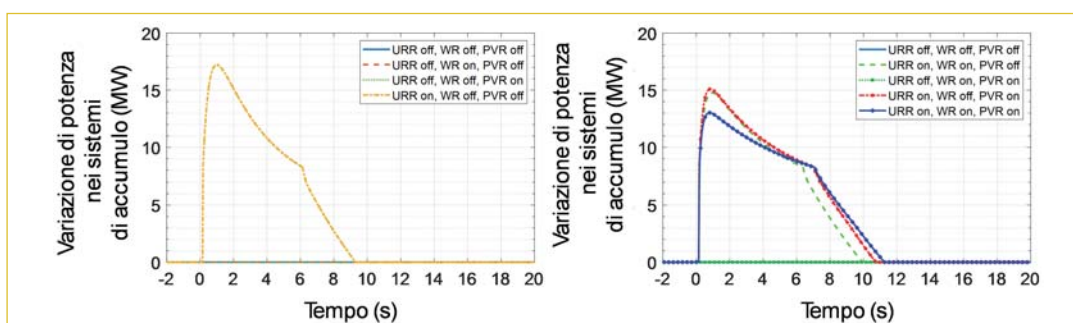




**Figura 8**  
Contributo di potenza dei generatori eolici e velocità del rotore quando uno (a sinistra) e due o tre (a destra) controlli innovativi sono attivati contemporaneamente



**Figura 9**  
Contributo di potenza dell'impianto fotovoltaico, tensione del singolo impianto e fattore di derating quando uno (sinistra) e due o tre (destra) controlli innovativi sono abilitati contemporaneamente



**Figura 10**  
Contributo di potenza dei sistemi di accumulo per la regolazione "ultra-rapida" quando uno (a sinistra) e due o tre (a destra) controlli innovativi sono abilitati contemporaneamente

tributo di potenza dei sistemi di accumulo per l'azione di controllo "ultra-rapida" di frequenza. Infine, nella **figura 11**, è riportato il contributo di potenza delle tre connessioni HVDC alla regolazione di frequenza convenzionale.

La **tabella 2** mostra, per ogni simulazione, il valore assoluto della deviazione massima di frequenza rispetto al valore di riferimento di 50 Hz e la massima potenza di regolazione  $P_{Max}$  scambiata da WR, PVR e URR; si ricorda che nei test di simulazione 1 e 8, rispettivamente, nessuna regolazione innovativa e tutte e tre sono abilitate; nei test 2, 3 e 4, URR, WR e PVR sono abilitate, rispettivamente, una alla volta; nei test 5, 6 e 7 risultano abilitate contemporaneamente WR e URR, WR e PVR, PVR e URR, rispettivamente.

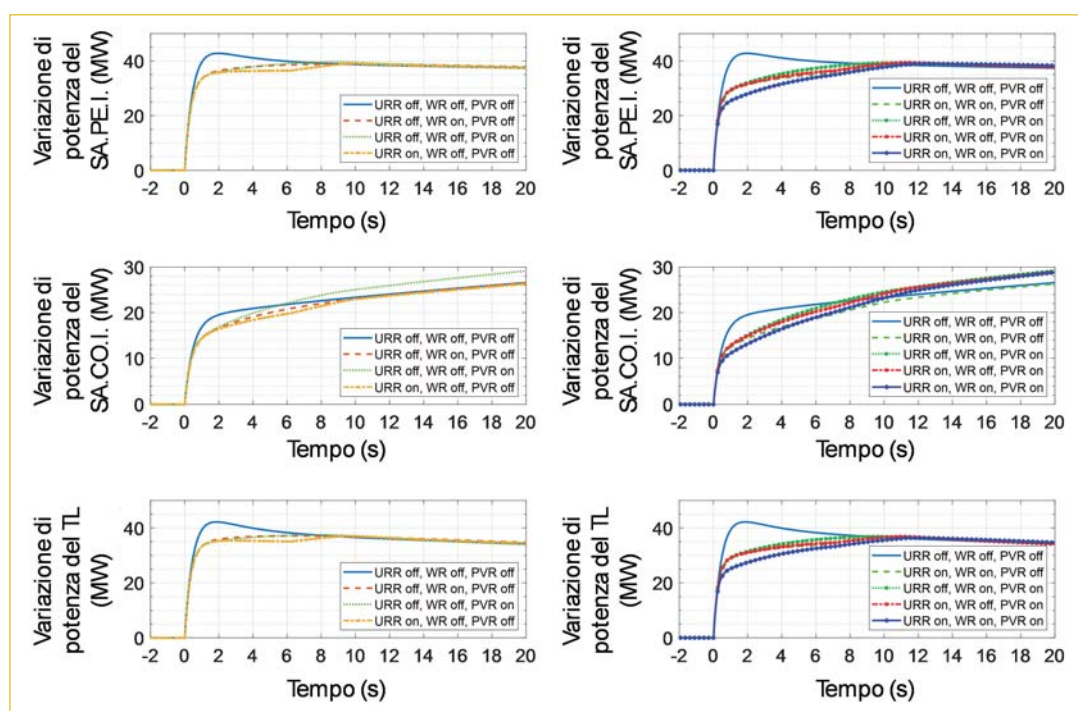
Quando è abilitato un solo servizio innovativo, risulta che tutti i servizi contengono la de-

viazione di frequenza in modo simile. In dettaglio, la deviazione di frequenza, in valore assoluto, rispetto al riferimento è pari a 115 mHz, con un contributo di potenza di 16,8 MW, 20,6 MW e 17,2 MW, rispettivamente, da parte di WR, PVR e URR.

Una deviazione massima di frequenza inferiore si ottiene quando due servizi innovativi sono abilitati insieme, più precisamente 99 mHz quando URR e WR sono attivi e 101 mHz con l'accoppiamento di PVR con WR o di URR con PVR. Il supporto di potenza massimo è di 29,3 MW con URR e WR insieme, 31,1 MW con PVR e WR insieme e 31,3 MW con URR e PVR insieme.

Quando WR, PVR e URR sono abilitati insieme, la deviazione massima di frequenza è minima (87 mHz), mentre il supporto di potenza

**Figura 11**  
Contributo di potenza dei tre collegamenti HVDC quando uno (a sinistra) e due o tre (a destra) controlli innovativi sono abilitati contemporaneamente



**Tabella 2** Risultati della simulazione: deviazione di frequenza massima rispetto al riferimento, contributo massimo di potenza da ciascun servizio innovativo e complessivo

Numero del test	Massima deviazione di frequenza in valore assoluto (mHz)	$P_{Max,WR}$ (MW)	$P_{Max,PVR}$ (MW)	$P_{Max,URR}$ (MW)	$P_{Max,Tot}$ (MW)
1	137	-	-	-	-
2	115	-	-	17,2 (3,44%)*	17,2
3	115	-	16,8 (2,76%)*	-	16,8
4	115	20,6 (4,76%)*	-	-	20,6
5	99	-	14,5 (2,38%)	14,8 (2,96%)	29,3
6	101	16,2 (3,75%)	14,9 (2,45%)	-	31,1
7	101	16,2 (3,75%)	-	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 (500 MW)



massimo complessivo è massimo (41,2 MW); tuttavia, ciò si ottiene con un contributo di potenza inferiore delle singole regolazioni innovative rispetto al caso in cui una o due di esse siano abilitate: rispettivamente, sono necessari 16,5 MW, 11,7 MW e 13,0 MW per WR, PVR e URR. Inoltre, con uno, due e tre servizi innovativi attivi, si verifica una diminuzione del

contributo di controllo da parte di tutti e tre i collegamenti HVDC nei primi secondi del transitorio (figura 11).

## Conclusione

Le simulazioni di una grande perturbazione di potenza per una condizione oraria critica del

**Tabella 3** Confronto fra la regolazione di frequenza effettuata con parchi eolici (WR), pannelli fotovoltaici (PVR) e sistemi di accumulo elettrochimico (URR)

PROPRIETÀ/SERVIZIO	WR (EOLICO)	PVR (FOTOVOLTAICO)	URR (SISTEMI DI ACCUMULO)
<b>PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO</b>	Estrarre l'energia cinetica immagazzinata nelle parti rotanti dei sistemi di generazione per contribuire al contenimento della frequenza, aumentando, per un certo tempo, la potenza elettrica massima convertibile dal vento	Nessuna possibilità di immagazzinare energia in masse rotanti: per consentire la regolazione della frequenza, è necessario ridurre, in condizioni normali, la potenza massima iniettata in rete in base alle condizioni meteorologiche, agendo sulla tensione di esercizio del sistema. In questo modo, il sistema fotovoltaico ha una riserva di potenza che può essere erogata quando si verifica un disturbo di sotto frequenza	Le variazioni di potenza secondo le regole specificate vengono effettuate sfruttando un margine di potenza dedicato al servizio. Il servizio potrebbe essere una funzione aggiuntiva di sistemi di accumulo già installati per altre ragioni (tecniche e/o economiche)
<b>DELOADING (FUNZIONAMENTO A POTENZA RIDOTTA RISPETTO ALLA MASSIMA POSSIBILE)</b>	Non necessario	Necessario	Necessario se occorre un margine di potenza rispetto ad altri servizi
<b>RAPIDITÀ</b>	Molto elevata	Comparabile con quella di eolico e SdA	Molto elevata
<b>DURATA</b>	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'
<b>FLESSIBILITÀ DI CONTROLLO (FACILITÀ NEL VARIARE LE IMPOSTAZIONI DI RISPOSTA)</b>	Media: occorrerebbe una taratura dei parametri adattativa rispetto alle condizioni del vento	Margine di riserva modulabile facilmente (attualmente previsto come percentuale sulla potenza massima erogabile ma si potrebbe impostare anche un margine assoluto)	Molto elevata (in termini per es. di margine di potenza e guadagno di risposta)
<b>FACILITÀ DI VALUTARE LA RISPOSTA FISSATO IL DISTURBO</b>	La risposta dipende in modo complesso dai parametri di controllo e dal punto di lavoro iniziale; inoltre, in assenza di una taratura standard, si possono tarare i parametri di controllo secondo diverse funzioni obiettivo	Media (la risposta è proporzionale alla deviazione di frequenza e, nella formulazione base, alla potenza massima erogabile)	Grande (la risposta è proporzionale alla deviazione di frequenza)
<b>DISPONIBILITÀ</b>	Diurna/notturna	Solo diurna	Diurna/notturna
<b>QUESTIONI ECONOMICHE</b>	Il contributo di regolazione non comporta alcun costo specifico di gestione	Il <i>deloading</i> implica una perdita di ricavi sul mercato dell'energia: occorrono quindi meccanismi di remunerazione o incentivi per compensare questa perdita	Sebbene il servizio possa costituire una funzionalità aggiuntiva, la capacità riservata al servizio potrebbe richiedere un'adeguata remunerazione

sistema elettrico della Sardegna nel 2030 hanno mostrato che le tre regolazioni analizzate, incluse quelle realizzate da sistemi eolici e fotovoltaici senza accoppiamento con sistemi di accumulo, sono tutte comparabili nei primi istanti dopo la perturbazione e contribuiscono efficacemente a contenere le deviazioni di frequenza. Inoltre, a completamento del confronto, le caratteristiche principali delle tre regolazioni innovative qui esaminate sono riportate nella **tabella 3**.

I risultati riportati e il confronto nella **tabella 3** suggeriscono diversi argomenti da elaborare in futuro, ad esempio: 1) Standardizzazione della regolazione, in particolare per gli impianti eolici, in modo che il contributo di potenza disponibile possa diventare prevedibile in relazione alla tipologia di impianto e alla previsione della velocità del vento; 2) Calibrazione ottimale dei parametri di regolazione, al

fine di avere più regolazioni innovative attive contemporaneamente, così da mitigare gli effetti indesiderati sulla frequenza nella fase di recupero dei generatori eolici e compensare la lentezza della regolazione degli impianti a turbina a gas (anche se la loro velocità di risposta varia a seconda della taglia dell'impianto, la loro variazione di potenza non supera di solito le decine di MW al minuto); 3) Analisi di meccanismi di remunerazione o incentivi (si vedano ad esempio [15-16] che potrebbero essere necessari soprattutto per compensare la perdita di ricavi dovuta al funzionamento a potenza ridotta, al fine di dedicare un margine di potenza alla regolazione.

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito del Piano Triennale 2025-2027 (DM MASE n.388, 06-11-2024), in ottemperanza al DM 12 aprile 2024.

## bibliografia

- [1] **ENTSO-E**: The inertia challenge in Europe - Present and long-term perspective, Brussels 2021 - [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e\\_TYNDP2020\\_Insight\\_Report\\_Inertia\\_2108.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_Insight_Report_Inertia_2108.pdf).
- [2] **Terna S.p.A.**: Codice di Rete Italiano, 2024 - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [3] **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., 5 maggio 2017 - <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/17/300-17>
- [4] **ARERA**: Delibera 200/2020/R/EEL: Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.a., ai sensi della deliberazione dell'autorità 300/2017/r/eel, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza, 3 giugno 2020 - <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/20/200-20.pdf>
- [5] **M.R. Rapizza, S.M. Canevese, D. Cirio**: Grid Frequency Control: Interaction between Fast Regulations, *AEIT International Annual Conference - AEIT*, Italy, Rome 2022.
- [6] **M.R. Rapizza, S.M. Canevese, D. Cirio**: Droop control of wind turbines to provide upward support in frequency regulation, *International Annual Conference - AEIT*, Italy, Rome 2023.
- [7] **Z. Jianhua, Z. Bin, L. Qian, Z. Guiping, W. Lei, L. Bin, L. Kang**: Fast Frequency Regulation Method for Power System with Two-Stage Photovoltaic Plants, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 13, n. 3, pp. 1779-1789, 2022.
- [8] **K. Seul-Ki, J. Jin-Hong, C. Chang-Hee, K. Eung-Sang, A. Jong-Bo**: Modeling and simulation of a grid-connected PV generation system for electromagnetic transient analysis, *Solar Energy*, vol. 83, n. 5, pp. 664-678, 2009.
- [9] **R. Marconato**: Sistemi elettrici di potenza, *CLUP*, Milano 1985.
- [10] **Terna S.p.A.**: Requisiti tecnici dei dispositivi inclusi in Fast Reserve Unit, 2019.
- [11] **Terna S.p.A.**: Fast Reserve - <https://www.terna.it/en/electric-system/pilot-projects-pursuant-arera-resolution-300-2017-reel/fast-reserve-pilot-project>
- [12] **G. Gemelli, F. Palone**: Compensatori sincroni con volano a supporto della RTN: prime installazioni e programmi fino al 2025. *Seminario AEIT webinar: Nuove risposte impiantistiche nelle Reti AT e AAT*, 2021.
- [13] **Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.**: Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2022, Aprile 2023 - [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202022.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202022.pdf)
- [14] **Terna S.p.A.**: Progetto Pilota Fast Reserve - Esiti Asta, 10 dicembre 2022. - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/esiti-asta-Fast-reserve>
- [15] **L. Badesa, F. Teng, G. Strbac**: Pricing inertia and Frequency Response with diverse dynamics in a Mixed-Integer Second-Order Cone Programming formulation, *Applied Energy*, vol. 260, 2020.
- [16] **L. Badesa, C. Matamala, Y. Zhou, 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.