

Gestione e controllo del carico in relazione alla fornitura di regolazione per contribuire alla sicurezza della rete elettrica

Francesco Conte, Stefano Massucco, Federico Silvestro

Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica, Navale
e delle Telecomunicazioni – DITEN
Università degli Studi di Genova
Genova
email: stefano.massucco@unige.it

Emanuele Ciapessoni, Diego Cirio, Andrea Pitto

Sviluppo dei Sistemi Energetici – SSE
Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A.
Milano
e-mail: diego.cirio@rse-web.it

Sommario - Lo scopo di questo lavoro è la valutazione dell'impatto di una gestione flessibile di carichi di tipo termico sulla regolazione della frequenza in una rete ad estensione regionale o nazionale, utilizzando in particolare un modello di rete previsionale della Sardegna per l'anno 2020. La rete è stata arricchita introducendo il modello dinamico degli aggregati di due classi di carichi termici di tipo domestico: frigoriferi e boiler. E' stata considerata la strategia di gestione del carico proposta da ENTSO-E per la regolazione primaria. La logica di controllo è stata integrata nel modello dinamico ed è stata validata su differenti scenari di simulazione, definiti da diverse condizioni ambientali come la temperatura e varie situazioni di emergenza.

Parole chiave — smart grid; controllo del carico; demand response; regolazione frequenza-potenza; servizi di rete.

I. Introduzione

1.1 Impatto delle sorgenti rinnovabili sulla sicurezza del sistema elettrico

Un cambiamento di rilievo nella gestione del sistema elettrico avvenuto negli ultimi anni è la forte penetrazione di generazione di tipo rinnovabile: infatti i generatori da fonte rinnovabile non programmabile sono divenuti una tecnologia matura e disponibile sul mercato. A causa dell'atteso esaurimento dei combustibili fossili e della sempre maggiore sensibilità nei riguardi della situazione ambientale del nostro pianeta questi generatori sono stati (e in certa misura sono tutt'ora) fortemente incentivati mediante prezzi di vendita agevolati, priorità di dispacciamento ed esenzione dagli obblighi di fornitura di servizi ancillari. Queste politiche si sono dimostrate efficaci poiché il numero e la penetrazione di questi impianti (soprattutto eolici e fotovoltaici) hanno conosciuto una crescita esponenziale.

Una quota parte significativa della potenza rinnovabile installata è costituita da impianti di piccola e media taglia connessi alle reti di distribuzione e tipicamente identificati come generazione distribuita (o diffusa). Uno sviluppo così rapido ed intenso richiede un'attenta valutazione dell'impatto di queste sorgenti di generazione sulla sicurezza e la stabilità dei sistemi elettrici.

Particolarmente critico è il loro comportamento non controllabile e aleatorio.

Lo sviluppo delle energie alternative ingenera problemi come le congestioni di rete, la riduzione della riserva rotante e la difficoltà a coprire le rampe. I problemi sono ulteriormente accentuati dalle soglie dei relè di sovra e sotto frequenza che comandano il distacco delle unità di generazione diffusa connesse alle reti di media e bassa tensione.

I gestori delle reti di trasmissione (Transmission System Operators – TSOs) non sono insensibili a questi problemi e si sono attivati per modificare i regolamenti tecnici e implementare contromisure adeguate.

Le sfide del futuro riguardano il pieno sfruttamento di nuove risorse come le fonti rinnovabili, gli accumuli ed anche aggregati di carichi per provvedere alla fornitura di servizi ancillari. A titolo di esempio si possono citare le attività di installazione di dispositivi di accumulo, sia ad elevata potenza sia ad elevata energia, in prossimità di nodi critici al fine di erogare supporto di frequenza e scaricare corridoi critici.

Le attività descritte nel presente documento sono proprio incentrate sull'analisi e la valutazione del contributo che i carichi, in particolari quelli dotati di flessibilità e inerzia termica, possono dare alla regolazione di frequenza.

1.2 Sistema oggetto dello studio

Al fine di studiare in modo qualitativo ma anche quantitativo il contributo che i carichi possono dare al mantenimento della stabilità del sistema ci si è concentrati sull'implementazione delle strategie proposte sul modello di rete della Sardegna. La rete sarda infatti è dotata di un insieme di caratteristiche che consentono di dare evidenza dei problemi sopra citati e dell'efficacia delle soluzioni proposte.

In effetti, la Sardegna è una delle regioni in cui la penetrazione delle sorgenti da fonte rinnovabile è più massiccia. Inoltre la maggioranza di questi impianti è entrata in servizio prima degli obblighi di regolazione previsti dagli allegati A70 e A17 al codice di rete e quindi, salvo adeguamento remunerato dal gestore di rete, non sono in grado di partecipare alla regolazione.

La Sardegna è geograficamente un'isola e anche dal punto di vista elettrico risulta debolmente interconnessa col sistema

Italiano. Pertanto si dimostra più suscettibile ad episodi di sovra-frequenza soprattutto se ingenerati da contingenze sugli elementi di interconnessione (poli degli HVDC).

La rete sarda è, dal punto di vista delle analisi sui grandi sistemi elettrici, un sistema di modeste dimensioni. Inoltre le sue caratteristiche sono ben note.

Questi fatti rendono il modello e i risultati ottenuti a valle degli studi effettuati su di esso dotati di una certa affidabilità e veridicità. Anche le ipotesi e le assunzioni a proposito dei parametri di carico e generazione risultano facilmente controllabili e verificabili.

II. Il ruolo del carico per la sicurezza del Sistema elettrico

Il carico nei confronti della sicurezza del sistema elettrico ha sempre avuto un ruolo come fornitore di ultima istanza attraverso i sistemi automatici di alleggerimento e attraverso il servizio di interrompibilità. In linea di principio, praticamente qualsiasi schema di controllo che può essere adottato da unità di generazione per garantire che la produzione e il carico siano bilanciati ha una contromisura equivalente che può essere realizzata mediante i carichi. La caratteristica principale di controllo del carico che lo distingue dagli approcci convenzionali sulla generazione è che deve fornire una risorsa affidabile per la rete e contemporaneamente mantenere un livello di servizio commisurato alle aspettative del cliente o uso finale. Questi due obiettivi sono spesso in concorrenza, e una delle più grandi sfide tecniche per la competitività di utilizzare i carichi nella fornitura di servizi ancillari è quello di sviluppare approcci che bilancino questi obiettivi.

ENTSO-E, l'associazione dei TSO Europei, ha recentemente elaborato una proposta per la connessione e l'utilizzo della domanda nel meccanismo di controllo del sistema elettrico. In particolare sono individuate le seguenti possibili soluzioni di controllo della domanda:

1. Controllo remoto
 - a) Controllo della potenza attiva con il carico (Demand Side Response Active Power Control)
 - b) Controllo della potenza reattiva con il carico (Demand Side Response Reactive Power Control)
 - c) Gestione dei vincoli di trasmissione con il carico (Demand Side Response Transmission Constraint Management)
2. Controllo autonomo
 - a) Controllo della frequenza con il carico (Demand Side Response System Frequency Control)
 - b) Controllo veloce della potenza (Demand Side Response Very Fast Active Power Control)

Questi possibili schemi di controllo si possono applicare a diverse tipologie di carico. In particolare il documento dell'ENTSO-E pone particolare attenzione ai carichi termostatici. Ovviamente i "controlli remoti" possono essere pensati verso utenze significative quali carichi industriali o

terziari e attraverso il ruolo degli aggregatori. Diversamente, gli schemi di "controllo autonomo" trovano impiego su tutta l'utenza distribuita e ad esempio potrebbero essere utilizzati per gestire piccoli carichi in edifici residenziali e commerciali. Inoltre tali carichi sono onnipresenti e, se usati in gran numero, potrebbero fornire servizi di sistema affidabili con un limitato impatto sull'uso finale a seguito dell'interruzione.

In particolare il controllo 2.a Controllo della frequenza con il carico (Demand Side Response System Frequency Control) individuato dall'ENTSO-E prevede che i carichi controllabili di tipo termostatico siano dotati di una capacità di regolazione per valori di frequenza oltre una determinata banda morta intorno a 50 Hz. Per valori oltre questa soglia il regolatore deve intervenire e garantire al rientro della frequenza nel campo normale di funzionamento in un tempo massimo di 5 minuti.

III. Modello aggregato dei carichi termici

3.1 Sistemi di refrigerazione/congelamento

Un comune sistema di refrigerazione domestico è composto da un vano frigorifero, un vano congelatore e il loro rispettivo contenuto. Lo scambio di energia termica è schematizzato nella seguente Figura 1.

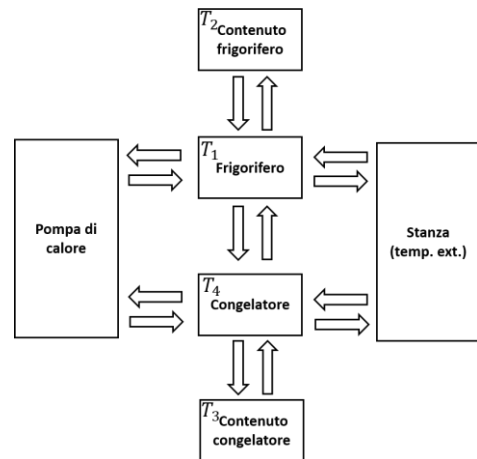


Figura 1 Schematizzazione dello scambio termico in un sistema di refrigerazione domestico.

La pompa di calore estrae calore sia dal vano frigorifero che dal vano congelare. Esistono sistemi di refrigerazione con due pompe di calore indipendenti ma la soluzione più diffusa è sicuramente quella a singola pompa di calore. Per rappresentare lo scambio termico attuato dalla pompa si introducono due variabili positive di somma unitaria η_1 ed η_4 che indicano rispettivamente la quota parte assorbita dal vano frigorifero e quella assorbita dal vano congelatore. Di conseguenza si otterranno due coefficienti di prestazione (COP) equivalenti definiti come $\gamma_{1,G} = \eta_1 \gamma$ e $\gamma_{4,G} = \eta_4 \gamma$, dove γ è il COP effettivo della pompa di calore.

Una volta stabilite le suddette grandezze, la dinamica delle temperature T_i [°C] può essere descritta dalle seguenti equazioni differenziali:

$$\begin{aligned}\dot{T}_1 &= -\frac{1}{R_{1,2}C_1}\Delta T_{1,2} - \frac{1}{R_{1,4}C_1}\Delta T_{1,4} - \frac{1}{R_{1,e}C_1}\Delta T_{1,e} \\ &\quad - \frac{1}{C_1}\gamma_{1,G}qP^{\text{nom}} \\ \dot{T}_2 &= -\frac{1}{R_{1,2}C_2}\Delta T_{2,1} \\ \dot{T}_3 &= -\frac{1}{R_{3,4}C_3}\Delta T_{3,4} \\ \dot{T}_4 &= -\frac{1}{R_{1,4}C_4}\Delta T_{4,1} - \frac{1}{R_{3,4}C_4}\Delta T_{4,3} - \frac{1}{C_4}\gamma_{4,G}qP^{\text{nom}}\end{aligned}$$

dove: $\Delta T_{i,j} = T_i - T_j$, m_i è la massa della componente i-esima [kg]; S_i è la capacità termica specifica [J kg⁻¹ °C⁻¹]; $U_{i,j}$ e $A_{i,j}$ sono l'U-value [W °C m⁻²] e l'area [m²] dello scambio termico tra le componenti termiche i-esima e j-esima; (l'ambiente esterno è considerato avere massa infinita); P^{nom} è la potenza elettrica nominale della pompa di calore [W]; q è lo stato del termostato.

3.2 Sistemi di riscaldamento di acqua sanitaria

Un sistema di riscaldamento acqua, di qui in avanti indicato come *boiler*, è composto da un ambiente di accumulo all'interno del quale una resistenza elettrica riscalda l'acqua per effetto Joule, controllata da un termostato. Si assume che l'acqua all'interno del boiler abbia un'unica temperatura T_1 . Quando l'acqua calda è richiesta dall'utente, è sostituita da un flusso equivalente di acqua fredda, indicato con $w(t)$ [m³ s⁻¹]. Se la temperatura dell'acqua fredda è T_o [°C], lo scambio di calore dovuto a tale flusso segue la legge

$$\dot{T}_1 = -\frac{1}{R_{1,e}S_wV\rho}\Delta T_{1,e} - \frac{w(t)}{V}\Delta T_{1,o} + \frac{1}{S_wV\rho}\eta qP^{\text{nom}},$$

dove: $\Delta T_{1,e} = T_1 - T_e$ è la differenza con la temperatura esterna dell'aria; $R_{1,e}$ è la resistenza termica relative allo scambio termico con l'esterno [°C W⁻¹]; $\Delta T_{1,o} = T_1 - T_o$ è la differenza di temperature con l'acqua calda; V è il volume del boiler [m³]; S_w è la capacità termica specifica dell'acqua [J kg⁻¹ °C⁻¹]; ρ è la densità dell'acqua [kg m⁻³]; η e P^{nom} sono rispettivamente l'efficienza e la potenza elettrica nominale [W]; q è lo stato del termostato.

3.3 Logica del termostato

Al fine di permettere ai carichi termici di partecipare alla regolazione di frequenza, si introduce una variazione alla logica di funzionamento del termostato. In particolare, si suppone di poter modificare dinamicamente le soglie di attivazione/disattivazione in funzione del valore attuale di frequenza. In questo lavoro si propone di variare linearmente tali soglie rispetto alla variazione di frequenza, come introdotto nel documento ENTSO-E [1]. Se si definisce con Δf [Hz] la differenza tra la frequenza misurata e la frequenza nominale (50 Hz), la logica di funzionamento del termostato diventa:

passa da 1 a 0, se $T_1 > T_1^d + \Delta + \alpha\Delta f$
passa da 0 ad 1, se $T_1 < T_1^d - \Delta + \alpha\Delta f$
mantieni lo stato, altrimenti

nei casi di riscaldamento, con segno invertito nei casi di refrigerazione. Il parametro α , detto *coefficiente di sensibilità alla frequenza* (CSF), è un numero positivo che definisce il rapporto tra l'aumento di variazione di temperatura e la relativa variazione di frequenza. Più formalmente si ha $\alpha = |\Delta T|/|\Delta f|$, dove ΔT è l'aumento della banda di temperatura garantita dal termostato. Perciò se ad esempio si suppone che la frequenza possa variare tra 49,9 e 50,1 Hz, con $\alpha=10$ si ottiene $\Delta T = 10 \cdot 0.2 = 2$, come si può vedere nella successiva Figura 2, che si riferisce al caso appena considerato, per un sistema di riscaldamento.

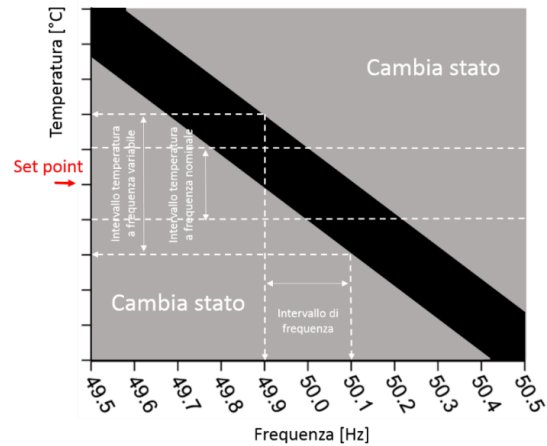


Figura 2 Logica di funzionamento del termostato modificata per il controllo di frequenza (caso di sistema di riscaldamento con $\alpha = 10$)

Secondo le specifiche riportate in [1] (articolo 23: “Demand side response system frequency control”), il controllo di regolazione del carico si attiva solo quando la frequenza esce da un dato intervallo di sicurezza (dead-band). Una volta che la frequenza rientra nella banda di sicurezza il controllo è disattivato con un ritardo casuale tra zero e 5 minuti e lo stato del termostato è riportato al valore precedente l’attivazione. In questo lavoro il ritardo massimo di disattivazione del controllo è indicato come *tempo di reset dei termostati*. Ulteriori specifiche presenti in [1] e utilizzate in questo lavoro sono: risoluzione misura di frequenza: 0.01 Hz; campionamento misura di frequenza: 0.2 s. Nessuna indicazione è invece data riguardo l’ampiezza della banda morta. In questo lavoro è stato scelto l’intervallo tra 49.9 e 50.1 Hz.

3.4 Modello aggregato del carico

Lo scopo di questo lavoro è la valutazione dell'impatto di una gestione flessibile di carichi di tipo termico sulla regolazione della frequenza in una rete ad estensione regionale o nazionale. L'enorme numero di carichi di questo tipo, installati su una rete di tali dimensioni, rende impossibile la simulazione di ogni singolo carico e introduce la necessità di utilizzare un *modello aggregato*.

Si considerano le due classi di carichi termici CL_1 e CL_2 , ognuna caratterizzata da parametri simili e potenze nominali P_1^{nom} e P_2^{nom} [W], pari alle potenze dei carichi di tale tipo installati nella rete sotto analisi. Si genera dunque un numero N di insiemi di parametri con valor medio pari a quello associato alla classe ed una deviazione standard pari al 10-20%. Ognuno di questi insiemi identifica un carico appartenente alla classe considerata e rappresenta il funzionamento di un aggregato di carichi la cui potenza nominale è pari alla quota parte $1/N$ della potenza nominale P_i^{nom} . Il numero N deve essere quindi sufficientemente basso per poter permettere la simulazione numerica della dinamica di tutti i carichi aggregati e abbastanza alto da rappresentare con sufficiente confidenza la variabilità dei sistemi installati e delle relative condizioni di lavoro. Il valore utilizzato nella maggior parte delle analisi di questo tipo e in questo lavoro è pari a circa 1000.

La simulazione numerica dell'insieme di aggregati restituisce il valore dello stato dei termostati q_j , $j = 1,2$. La potenza totale assorbita dall'insieme di carichi della classe CL_i è pertanto pari a:

$$P_i = P_i^{nom} \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{N}.$$

iv. Simulazioni

In Tabella 1 sono riportati i dati del modello di rete elettrica della Sardegna nel 2020, prevista secondo lo studio in [8]. La rete è composta da un insieme di unità di generazione convenzionali e rinnovabili, unità di generazione equivalenti situate in Corsica, collegata alla Sardegna tramite una connessione sincrona 150 kV AC, collegamenti HVDC con la penisola italiana e la Corsica e l'insieme dei carichi. In quest'ultimo gruppo si distingue il carico controllato e non attraverso la logica proposta da ENTSO-E, richiamata nella Sezione 3.3. La tabella riporta anche quale tipo di regolazione di frequenza è operata dai vari componenti del sistema. Si noti che la regolazione secondaria è operata da due impianti a carbone (Steam Coal 1 e 2).

Il modello del sistema elettrico è stato implementato sulla piattaforma di simulazione DigSilent Power Factory con codice Matlab integrato per l'implementazione della dinamica dei carichi controllati secondo la logica ENTSO-E, utilizzando i modelli introdotti nella Sezione 3. Sono stati implementati una tipologia di frigorifero, Whirlpool WTE 31132 TS con capacità 232/88 litri frigo/congelatore, e una tipologia di

boiler, Ariston TI-PLUS 100 V RTS/S. Secondo uno studio previsionale, nel 2020 il numero di dispositivi di refrigerazione/congelamento residenziale installati in Italia risulterà essere pari a circa 40 milioni. Tenuto conto del rapporto tra numero di famiglie sarde e dell'intera nazione (2.41 %), si ottiene la previsione di circa 964 mila dispositivi installati in Sardegna. La potenza media di tali dispositivi è 100 W. Il carico totale ipotizzato è perciò pari a circa 96 MW.

Il numero di dispositivi di riscaldamento di acqua calda sanitaria di tipo residenziale al 2020 risulta essere pari a circa 11.374.000 per tutta l'Italia. Ipotizzando una potenza media per apparecchio di 1.5 kW e assumendo una distribuzione uniforme come nel caso precedente (2.41 %) se ne deduce un valore di circa 410 MW per la Sardegna in termini di potenza installata. Sulla base di questi dati, nello scenario considerato in questo lavoro la potenza nominale dell'aggregato dei frigoriferi è stata posta pari a 100 MW mentre quella dell'aggregato dei boiler è stata posta pari a 400 MW.

E' stata considerata una giornata festiva di metà aprile dalle ore 12 alle ore 13:40 con una temperatura esterna pari a 25 °C. Attraverso una simulazione Montecarlo, la percentuale di frigoriferi e boiler attivi risulta oscillare rispettivamente attorno al 23% e 33%. Considerata le potenze nominali degli aggregati, si ottiene che il valore medio del carico aggregato della classe dei frigoriferi per lo scenario considerato è 23 MW mentre per i boiler è pari a 133 MW. L'aggregato dei due tipi di carico è pertanto mediamente pari a 156 MW, corrispondente ad una potenziale banda di regolazione a salire di 344 MW e 156 MW a scendere. In tabella I è riportato il punto di lavoro che inizializza tutte le simulazioni condotte, riferendosi alle ore 12.

Tabella 1 Modello rete elettrica della Sardegna nel 2020

Descrizione	Potenza Nominale [MW]	Punto di lavoro [MW]	Reg.ne di frequenza*
Unità di generazione			
Steam coal 1	320	213.5	D/I
Steam coal 2	320	213.5	D/I
Solar thermodynamic	165	144.5	D
Biomass power station	102	90.0	D
Gas turbine	70	50.25	D
Wind	1500	1009.0	N
Photovoltaic no retrofit	210	210.0	S
Photovoltaic yes retrofit	231	231.0	S
Diesel Corsica ^c	168	113.0	D
Gas turbine Corsica ^c	107	72.0	D
Hydroelectric Corsica ^c	125	85.0	D
HVDC Links (export)			
SACOI	300	-150.0	N
SAPEI 1	500	-360.0	D
SAPEI 2	500	-360.0	D
Carichi			
Load Sardinia no DSR	-	-1045.6	S
Load Sardinia yes DSR	500	-164.4	ENTSO-E
Load Corsica	-	-350.0	N

* D: regolazione primaria, S: shedding, I: regolazione secondaria integrale, N: nessuna regolazione.

v. Risultati

Lo scenario descritto nella Sezione IV è stato simulato con differenti configurazioni di controllo del carico:

- assenza di controllo (CSF nullo);
- presenza di controllo con CSF uguale per frigoriferi e boiler ($\alpha_f = \alpha_w = 10$) e tempo di reset dei termostati di 5 minuti;
- presenza di controllo con CSF diverso per frigoriferi e boiler ($\alpha_f = 10$, $\alpha_w = 75$) e tempo di reset dei termostati di 5 minuti;
- presenza di controllo con CSF uguale per frigoriferi e boiler ($\alpha_f = \alpha_w = 10$) e tempo di reset dei termostati di 10 minuti;
- presenza di controllo con CSF diverso per frigoriferi e boiler ($\alpha_f = 10$, $\alpha_w = 75$) e tempo di reset dei termostati di 10 minuti.

Le ultime due ultime configurazioni sono considerate per valutare gli effetti di tempo di reset dei termostati superiore ai 5 minuti previsti dall'ENTSO-E in [1].

La durata delle simulazioni è di 100 minuti (un'ora e quaranta dalle 12 alle 13:40). Al minuto 1 si verifica la perdita del collegamento HVDC "SACOI", con conseguente mancata evacuazione di 150 MW di potenza. Per evidenziare l'impatto del controllo del carico sull'utilizzo delle risorse di regolazione primaria e secondaria, nelle simulazioni le iniezioni di potenza (generazioni e carichi) sono considerate costanti, a esclusione dei contributi di regolazione e della dinamica del carico controllato.

In Figura 3 è raffigurata la frequenza di rete durante i primi sessanta secondi dopo la perdita del SACOI per analizzare il comportamento della regolazione primaria nei cinque casi considerati. Come si può notare, senza il contributo del carico la frequenza passa la soglia dei 50.1 Hz e raggiunge un massimo di circa 50.15 Hz. Il passaggio della soglia attiva il controllo del carico negli altri quattro casi. La reazione dei carichi è tale da mantenere la frequenza al di sotto delle soglie di attivazione di 50.1 Hz, per ogni configurazione di controllo considerata.

Si apprezza anche una maggiore velocità nella riduzione della frequenza, con tempi di recupero che si riducono di circa 3 secondi con CSF dei boiler pari a 10 °C/Hz e di 4 secondi quando il CSF dei boiler è pari a 75 °C/Hz. Si nota poi che il valore raggiunto dalla deviazione di frequenza nei primi 20 secondi con il CSF pari a 75 °C/Hz è significativamente minore rispetto a quello ottenuto con CSF pari a 10 °C/Hz. Si può pertanto affermare che in questo scenario il contributo del carico alla regolazione primaria permette di limitare la deviazione massima della frequenza e di aumentare significativamente sia la velocità di recupero che l'inerzia equivalente della rete.

In Figura 4 è raffigurato l'andamento della frequenza durante i 15 minuti che seguono la perdita del SACOI per valutare le prestazioni in termini di regolazione secondaria. La figura riporta anche le curve di specifica UCTE, definite in [2]. Queste ultime sono coincidenti per tutte le configurazioni

di controllo considerate, in quanto il valore di deviazione massima raggiunto è lo stesso. Come si può notare, dopo il primo minuto, nei casi con controllo del carico, la frequenza torna a salire. Ciò è dovuto al recupero operato dai carichi secondo la procedura ENTSO-E. Tale deviazione è significativa ma in nessun caso porta alla violazione delle specifiche UCTE. Il valore massimo raggiunto in questa seconda fase è leggermente maggiore con CSF dei boiler pari a 75 °C/Hz, a parità di tempo di reset. A causa del recupero più lento, con il tempo di reset pari a 10 minuti, la risalita della frequenza è più lieve e ritardata di 5 minuti circa.

In Figura 5 è riportato l'andamento della frequenza di rete per tutta la durata delle simulazioni. Si può osservare che intorno ai 35 minuti c'è una leggera instabilità nei casi con 10 minuti di reset.

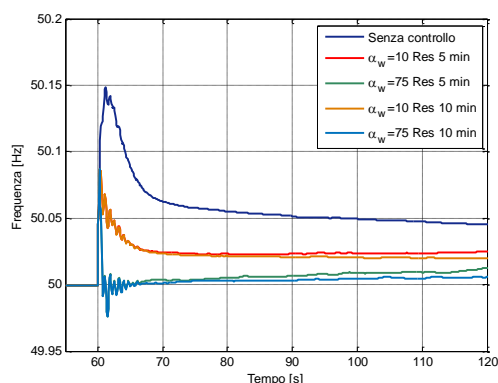


Figura 3 Regolazione primaria: dettaglio della frequenza di rete nei 60 secondi successivi all'evento di perturbazione.

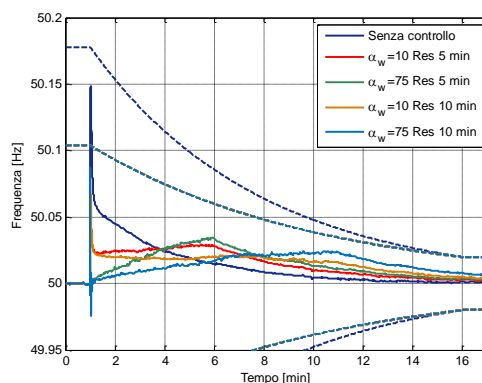


Figura 4 Regolazione secondaria: frequenza di rete nei 15 minuti successivi all'evento di perturbazione. Le linee tratteggiate sono i limiti di specifica (curve trumpet-shaped definite in [2]) corrispondenti ad ognuno dei casi considerati.

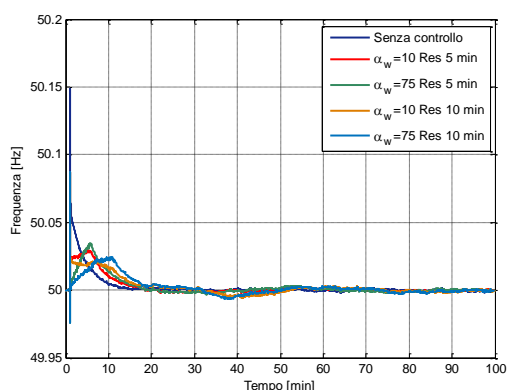


Figura 5 Frequenza di rete rispettivamente con e senza controllo del carico controllo.

In Figura 6 e Figura 7 sono riportati i profili di assorbimento della potenza attiva degli aggregati di frigoriferi e boiler. Come si può osservare, al passaggio della soglia di attivazione, i carichi rispondono all'aumento di frequenza con un pronto aumento di assorbimento che è tanto più grande quanto maggiore è il CSF dei boiler. Nei minuti successivi il carico diminuisce gradualmente, come stabilito dalla legge di controllo. Con entrambi i valori di reset si ottiene l'assestamento al profilo base (senza controllo del carico) dopo circa 90 minuti. Questo è da considerarsi quale tempo necessario all'assestamento "termico" dei carichi. In Figura 7 si nota che tale tempo per i boiler coincide con i minuti di reset, mentre è quello dei frigoriferi ad essere pari a 90 minuti. Nonostante il tempo di assestamento sia pressoché uguale, l'oscillazione dell'aggregato dei frigoriferi è più pronunciata con il reset più lungo.

Per quanto concerne i carichi che partecipano alla regolazione (frigoriferi e boiler) gli indicatori che misurano le ripercussioni della partecipazione alla regolazione sugli usi finali sono le temperature. Dai risultati, non riportati per esigenze di spazio, si apprezza una leggera deviazione verso il basso delle temperature del vano frigorifero e del suo contenuto in corrispondenza della diminuzione del set-point durante il contributo alla regolazione della frequenza. L'estensione temporale è di circa 15 minuti per l'aria interna del frigorifero e di 40-50 minuti per il contenuto del frigorifero. L'entità della variazione è comunque poco significativa, ma tale da comportare un'oscillazione del carico che si protrae per 90 minuti, come visto in precedenza. Non si apprezzano particolari variazioni per le altre temperature.

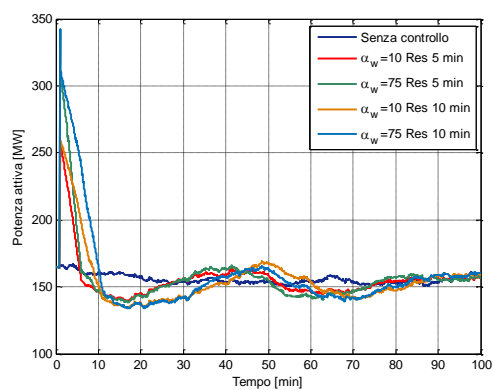


Figura 6 Potenza attiva assorbita dall'aggregato di frigoriferi e boiler con e senza controllo del carico.

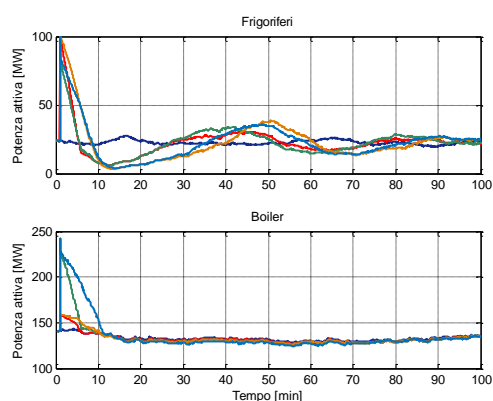


Figura 7 Dettaglio della potenza attiva assorbita dall'aggregato di frigoriferi e boiler con e senza controllo del carico.

VI. Conclusioni

Il lavoro ha riguardato la valutazione dell'impatto di una gestione flessibile di carichi di tipo termico sulla regolazione della frequenza in una rete ad estensione regionale o nazionale. In particolare è stata testata la soluzione di controllo proposta da ENTSO-E per carichi termostatici su un modello previsionale della rete sarda per l'anno 2020. Le due classi di carichi termostatici di frigoriferi e boiler sono state modellate, utilizzando un approccio stocastico. Il controllo è stato implementato in quattro possibili configurazioni definite da diversi valori di sensibilità del carico alla frequenza e differenti tempi di reset dei termostati. I risultati mettono in evidenza l'efficacia del contributo del carico sulla regolazione primaria. In particolare per eventi di sovra-frequenza, ai quali il carico è in grado di rispondere prontamente, il contributo riduce sensibilmente la deviazione massima della frequenza e i tempi di rientro in banda. Nonostante l'inevitabile recupero richiesto dai carichi dopo il contributo in regolazione primaria, non si sono verificate violazioni delle specifiche di regolazione secondaria. La durata delle simulazioni ha permesso anche di valutare il tempo necessario all'assestamento "termico" dei carichi. Gli sviluppi futuri

potranno riguardare un'analisi più specifica della dipendenza dei risultati da diverse condizioni ambientali e l'analisi di diverse soluzioni di controllo.

VII. Ringraziamenti

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito dell'Accordo di Programma tra RSE S.p.A. ed il Ministero dello Sviluppo Economico - D.G. Nucleare, Energie rinnovabili ed efficienza energetica - in ottemperanza del DM, 8 marzo 2006.

Riferimenti

- [1] ENTSO, "ENTSO-E Network Code on Demand Connection", draft document 21 dec. 2012
- [2] UCTE, Operation Handbook, Appendix 1: Load frequency control and performance, Giugno 2004
- [3] "Regolazione Tecnica dei Requisiti di Sistema della Generazione Distribuita", TERNA, Guida Tecnica Allegato A70, 13/03/2012.
- [4] "Sistemi di Controllo e Protezione delle Centrali Eoliche [Prescrizioni Tecniche per la Connessione]" TERNA, Guida Tecnica Allegato A17.
- [5] D. S. Callaway, I.A. Hiskens, "Achieving Controllability of Electric Loads," Proceedings of the IEEE, vol. 99, no. 1, pp. 184-199, Jan. 2011 doi: 10.1109/JPROC.2010.2081652
- [6] G. Strbac, Demand side management: Benefits and challenges, Energy Policy, vol. 36, no. 12, pp. 4419–4426, 2008.
- [7] J. Short, D. Infield, L. Freris, "Stabilization of grid frequency through dynamic demand control," IEEE Trans. Pow. Syst., vol. 22, no. 3, pp. 1284–1293, 2007.
- [8] D. Cirio, A. Gatti, A. Pitto, M. Benini, A. Gelmini, V. Brignoli, "Espansione della fonte eolica e sicurezza del sistema elettrico: il caso della Sardegna al 2020", L'Energia Elettrica, n. 62, nov-dic 2011