

POLITECNICO DI TORINO
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA



TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**IMPIEGO DI SOLUZIONI FLESSIBILI NELLA
PROGRAMMAZIONE DELLE RISORSE
DIPENDENTI DALL'INERZIA**

RELATORE:

Prof. Gianfranco Chicco
Ing. Vincenzo Trovato
Ing. Andrea Mazza

CANDIDATO:

Lorenzo Nuccio

A Mamma e Papà, e a Valeria.

Indice

<u>Introduzione.....</u>	<u>12</u>
<u>Obiettivi.....</u>	<u>17</u>
<u>Capitolo I-Transitorio di frequenza.....</u>	<u>18</u>
I.1 Transitorio di frequenza.....	18
I.2 Servizi ancillari in GB introdotti nel modello.....	21
I.3 Primary Response.....	22
I.4 Analisi vincolo RoCoF.....	24
I.5 Vincolo nadir.....	27
I.6 Secondary Response.....	30
I.7 Fast Reserve.....	31
<u>Capitolo II-Carichi a controllo termostatico.....</u>	<u>33</u>
II.1 Funzionamento TCL.....	33
II.2 TCL equivalenti a un accumulo di energia.....	35
II.3 Modello aggregato dei TCL.....	36
II.4 Dispositivi eterogenei.....	39
<u>Capitolo III-Descrizione del modello.....</u>	<u>44</u>
III.1 Parco generatori.....	44
III.2 Realizzazione del modello giornaliero.....	48
III.2.1 Bilancio domanda-generazione.....	48
III.2.2 Limiti superiori e inferiori delle variabili.....	49
III.2.3 Vincolo output potenza generata.....	49
III.2.4 Vincolo ramp rate.....	49
III.3 Tempo di start-up e tempo di shut-down.....	50
III.4 LP, MILP e BUC.....	55
<u>Capitolo IV-Trattazione fonte eolica.....</u>	<u>59</u>
IV.1 Creazione degli scenari.....	59
IV.2 Verifica scenari costruiti.....	62
IV.3 Wind Curtailment.....	66
IV.4 Determinazione della riserva necessaria per coprire l'incertezza della fonte eolica.....	68

<u>Capitolo V-Implementazione della frequency response.....</u>	<u>71</u>
V.1 Variabili introdotte.....	71
V.2 Variabili relative alla frequency response e vincoli introdotti.....	73
V.3 Implementazione vincolo nadir.....	77
V.4 Implementazione secondary response.....	79
V.5 Implementazione Fast reserve a salire.....	80
V.6 High Frequency Response.....	82
V.7 Fast reserve a scendere.....	86
<u>Capitolo VI-Implementazione dei TCL.....</u>	<u>88</u>
VI.1 Demand Side Response Model.....	88
VI.2 TCL riserva a scendere(diminuiscono i loro consumi per aiutare la rete),	90
VI.3 Introduzione del DSRM.....	96
VI.4 Implementazione dei TCL nella frequency response.....	97
VI.5 TCL riserva a salire (aumentano i loro consumi per aiutare la rete).....	99
VI.6 Parametri dei TCL.....	103
<u>Capitolo VII-Unit Commitment settimanale.....</u>	<u>105</u>
VII.1 Estensione settimanale del modello.....	105
VII.2 Variabili del modello.....	106
VII.3 Emissioni di CO ₂	109
<u>Capitolo VIII-Studio di casi.....</u>	<u>111</u>
VIII.1 Effetti prodotti dall'introduzione dei TCL.....	111
VIII.2 Importanza del vincolo di nadir.....	123
VIII.3 Sensibilità al RoCoF.....	125
VIII.4 Riconoscimento del valore dell'inerzia degli impianti.....	126
VIII.5 Valore economico dell'inerzia.....	128
<u>IX-Appendice.....</u>	<u>130</u>
IX.1 Inerzia degli impianti.....	130
IX.2 Eolico in UK.....	133
<u>Bibliografia.....</u>	<u>136</u>

Indice delle figure

Figura A. Confronto tra la potenza installata negli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in 3 diversi anni.....	13
Figura B. Crescita della potenza installata negli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.....	14
Figura C. Determinazione del ROCOF al variare della penetrazione delle fonti rinnovabili.....	15
Figura D. Andamento della frequenza in occasione di una perturbazione con inerzia del sistema rispettivamente di 6s e di 3s.....	15
Figura E. Evoluzione della frequenza del sistema dopo il verificarsi di una contingenza. L'evoluzione con linea tratteggiata (inerzia ridotta) non rispetta i vincoli vigenti in GB, al contrario l'andamento rappresentato con la linea nera rispetta pienamente i vincoli.....	16
Figura 1.1. Andamento della frequenza in occasione di una perturbazione, come la perdita di un generatore.....	19
Figura 1.2. Valore assunto dal vincolo al variare di R e di H, nel caso in cui si considerino sia il damping rate del carico che la potenza addizionale fornita dai generatori.....	25
Figura 1.3. Valore assunto dal vincolo al variare di R e di H, nel caso in cui si consideri soltanto la potenza addizionale fornita dai generatori e quindi venga trascurato il damping rate del carico.....	25
Figura 1.4. Valore assunto dal vincolo al variare di R e di H, nel caso in cui si consideri soltanto il damping rate del carico e quindi venga trascurata la potenza addizionale fornita dai generatori.....	26
Figura 1.5. Differenza fra il valore assunto dal vincolo nel caso completo e nel caso in cui si trascura l'effetto smorzante del carico.....	27
Figura 1.6. Esempio di fornitura di Fast Reserve da parte di un generatore tradizionale.....	31
Figura 2.1. Andamento della temperatura dei TCL.....	34
Figura 2.2. Esempio che descrive l'equivalenza fra TCL e storage di energia. L'altezza della colonna d'acqua all'interno del recipiente è determinata dall'ingresso di acqua $P(t) \geq 0$ da un rubinetto e dalla perdita attraverso un buco posto nel fondo del recipiente. Al fine di mantenere il livello dell'acqua all'interno di un certo range, l'ingresso dal rubinetto dovrà essere controllato.....	43
Figura 3.1. Andamento della domanda giornaliera suddivisa in intervalli di tempo di 30 minuti (valori espressi in MW).....	46
Figura 3.2. Tempo di calcolo del LP, MILP con differente numero di cluster e BUC.....	57

Figura 3.3. Valori di alcuni parametri nelle simulazioni LP, MILP con differente numero di cluster e BUC.....	58
Figura 4.1. Rappresentazione della potenza eolica in p.u. durante 1 anno di osservazione (valore rilevato ogni 30 minuti).....	59
Figura 4.2. Dati annuali della potenza eolica in p.u. , ordinati in modo crescente.....	60
Figura 4.3. Rappresentazione delle 10 ECDF.....	62
Figura 4.4. Autocorrelazione dei dati storici in ingresso e dei tre scenari costruiti.....	63
Figura 4.5. Dati della potenza prodotta dalle turbine eoliche in p.u. disposti in ordine crescente.....	64
Figura 4.6. Autocorrelazione dei dati storici in ingresso, e dei tre scenari costruiti.....	65
Figura 4.7. Dati del vento in m/s in disposti in ordine crescente.....	65
Figura 4.8. Valore del wind curtailment nei 100 scenari considerati.....	67
Figura 4.9. Valore del wind curtailment con potenza eolica incrementata del 50% in ognuno dei 100 scenari considerati.....	68
Figura 4.10 ECDF del settimo decile.....	69
Figura 5.1. Richiesta di primary response necessaria per soddisfare il vincolo di Nadir, al variare dell'inerzia totale del sistema H.....	76
Figura 5.2. Limite di HFR che CCGT può fornire al variare della potenza erogata, considerando la tecnologia interamente online.....	83
Figura 6.1. Le linee continue si riferiscono all'energia/potenza quando i TCL non prendono parte ai servizi ancillari. Viceversa le linee tratteggiate indicano la dinamica dell'energia/potenza nel caso in cui durante l'intervallo i-esimo i TCL forniscono i servizi ancillari.....	89
Figura 6.2. Le linee in nero si riferiscono all'energia/potenza quando i TCL non prendono parte ai servizi ancillari. Viceversa le linee in rosso indicano la dinamica dell'energia/potenza nel caso in cui durante l'intervallo i-esimo i TCL forniscono i servizi ancillari.....	100
Figura 6.3. Caratteristiche tecniche di diverse classi di TCL.....	104
Figura 8.1. Domanda di energia elettrica 18 Gennaio-24 Gennaio 2016.....	111
Figura 8.2. Potenza eolica disponibile nel primo scenario.....	112
Figura 8.3. Potenza eolica disponibile nel secondo scenario.....	112
Figura 8.4. Potenza eolica disponibile nel terzo scenario.....	113
Figura 8.5. Potenza prodotta dagli impianti nel primo scenario.....	115
Figura 8.6. Potenza prodotta dagli impianti nel secondo scenario.....	115
Figura 8.7. Potenza prodotta dagli impianti nel terzo scenario.....	116
Figura 8.8. Andamento del livello di energia dei TCL nel primo scenario (100% TCL).....	116

Figura 8.9. Andamento del livello di energia dei TCL nel primo scenario senza la partecipazione ai servizi ancillari.....	118
Figura 8.10. Wind curtailment al variare della popolazione dei TCL (scenario 1).....	121
Figura 8.11. Wind curtailment al variare della popolazione dei TCL (scenario 2).....	122
Figura 8.12. Incremento del wind curtailment provocato da un vincolo di nadir sempre più stringente (scenario 1).....	124
Figura 8.13. Incremento del costo totale da sostenere, provocato da un vincolo di nadir sempre più stringente (scenario 1).....	124
Figura 8.14. Confronto fra la produzione di CCGT1 e CCGT2 nei due casi (scenario 1).....	127
Figura 8.15. Risparmio economico generato dal maggior valore di H del nucleare.....	128
Figura IX.1. Costante d'inerzia espressa in MWs per MW di capacità dell'impianto.....	130
Figura IX.2. Costante d'inerzia di diverse tecnologie di impianti, al variare della taglia dell'impianto stesso.....	131
Figura IX.3. Costante d'inerzia di diverse tecnologie di impianti, al variare della taglia dell'impianto.....	132
Figura IX.4. Potenza eolica installata in vari scenari nel 2030.....	133
Figura IX.5. Potenza eolica installata prevista nel 2030 negli stati dell'Unione Europea.....	134

Indice delle tabelle

Tab.3.1 Potenza nominale del parco generatori considerato.....	45
Tab.3.2 Caratteristiche economiche e tecniche degli impianti di produzione di energia elettrica considerati.....	45
Tab 3.3 Costi di avviamento di ciascuna tecnologia.....	51
Tab 3.4 Tempi di avviamento, tempi di spegnimento e tempi minimi di permanenza negli stati ON e OFF di ciascuna tecnologia.....	52
Tab.3.5 Numero di cluster con cui si è svolta la simulazione.....	56
Tab.4.1 Individuazione dei 10 decili.....	61
Tab.5.1 Numero delle variabili del modello.....	72
Tab.5.2 Dati relativi alla primary e alla secondary response delle 7 diverse tecnologie considerate nel modello.....	74
Tab.7.1 Emissioni di CO2 per tipologia di impianto.....	109
Tab.8.1 Risultati ottenuti con il 100% di TCL.....	114
Tab.8.2 Risultati ottenuti senza la fornitura di servizi ancillari da parte dei TCL.....	117
Tab.8.3 Risultati ottenuti con il 10% di TCL.....	118
Tab.8.4 Risultati della simulazione con il 20% di TCL.....	119
Tab 8.5 Risultati ottenuti con il 50% di TCL.....	120
Tab. 8.6 Costi totali al variare del vincolo di nadir.....	123
Tab. 8.7 Wind curtailment al variare del vincolo di nadir.....	123
Tab. 8.8 Costo totale per diversi vincoli di RoCoF introdotti.....	125
Tab. 8.9 Parametri delle due simulazioni a confronto.....	126
Tab. 8.10 Energia prodotta da CCGT1 e da CCGT2 nelle due simulazioni.....	127
Tab. 8.11 Costo totale variando la costante d'inerzia del nucleare.....	128

Introduzione

TCL è l'acronimo di Thermostatically Controlled Loads, e comprende dunque tutti i carichi il cui funzionamento è regolato da un termostato. Alcuni esempi sono il forno elettrico, il frigorifero e i condizionatori d'aria. Negli ultimi anni sono state effettuate molte ricerche su tale campo, in quanto tale tipologia di carico può partecipare alla regolazione di frequenza. Fino ad alcuni decenni fa, nessuno avrebbe pensato di utilizzare i TCL al fine di rendere il sistema elettrico "resistente" alle variazioni di potenza richiesta dal carico, in quanto l'inerzia dei generatori tradizionali era sufficiente ad assicurare tale aspetto. Nell'ultimo periodo, tuttavia, a partire dal protocollo di Kyoto, quasi tutte le maggiori potenze mondiali hanno dato grande rilevanza ai problemi ambientali dovuti alla produzione di gas climalteranti. L'Unione Europea, ad esempio, ha adottato il piano 20-20-20, il cui principale obiettivo è quello di diminuire del 20% la produzione di CO₂, entro il 2020. A causa di tali risvolti, c'è stata una crescita esponenziale degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, soprattutto il fotovoltaico e l'eolico. La crescente penetrazione degli impianti di produzione di energia elettrica "pulita" ha avuto il principale beneficio di abbattere l'emissione di gas climalteranti, ma al contempo ha presentato alcuni effetti negativi, ad esempio l'indebolimento della rete elettrica e la diminuzione dell'inerzia totale del sistema. Infatti, tali impianti sono meccanicamente disaccoppiati dalla rete AC, dunque hanno reso il sistema elettrico notevolmente più sensibile alle variazioni di potenza. Conseguenza naturale di tale problema, è stata che a causa di una piccola variazione della potenza richiesta dal carico, il RoCoF (rate of change of frequency) è considerevolmente aumentato, e ciò potrebbe fare intervenire le protezioni dei generatori sensibili al RoCoF, portando il sistema elettrico ad un inevitabile blackout. Quando si presenta un guasto ad un generatore, nei primissimi istanti il RoCoF è funzione dell'inerzia del sistema e dell'ampiezza dello squilibrio fra generazione e domanda. Se il RoCoF è troppo elevato, i turbine governor dei generatori tradizionali, potrebbero non essere in grado di mantenere la frequenza all'interno dei limiti di sicurezza. Nel caso si verifici ciò, il TSO (Transmission System Operator) al fine di evitare il blackout, può ordinare l'ombreggiatura dei carichi, e quindi la mancanza di inerzia del sistema può dar vita a delle violazioni dei target di power quality. All'interno di tale contesto, è facile comprendere l'importanza che hanno assunto oggi i TCL. Per tutte le 8760 ore dell'anno, il numero di TCL collegati alla rete elettrica è molto elevato, basti

pensare che ogni famiglia possiede almeno un frigorifero. Per tale motivo, riuscendo a monitorare la frequenza del sistema, è possibile incrementare il consumo istantaneo dei TCL, quando la frequenza del sistema elettrico è elevata, e al contrario ridurre il consumo istantaneo quando la frequenza è bassa.

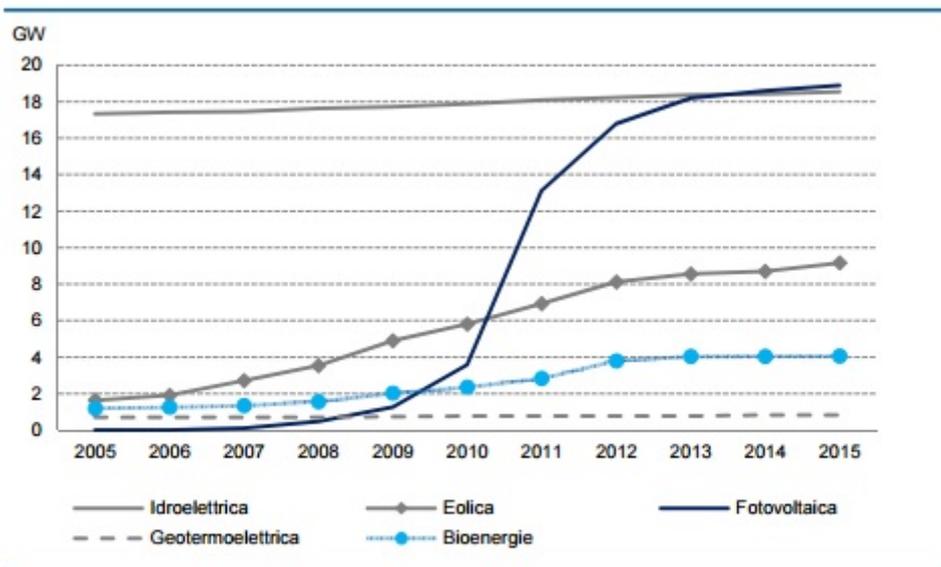
Penetrazione fonti rinnovabili e problemi

L'Italia, come tutti gli altri paesi dell'Unione Europea, si è impegnata a ridurre le emissioni di gas serra entro il 2020. Per poter far ciò, ha notevolmente incentivato la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e negli ultimi anni, sia la potenza installata che l'energia prodotta da fonti rinnovabili sono aumentate notevolmente. Dalla figura A si evince come la potenza lorda installata di impianti rinnovabili, è cresciuta in modo notevole nell'ultimo decennio. In particolare, la Figura B evidenzia gli effetti di crescita nell'installazione di impianti fotovoltaici dovuti agli incentivi diretti al settore fotovoltaico nel periodo dal 2009 al 2011.

	2005		2014		2015	
	(n°)	(GW)	(n°)	(GW)	(n°)	(GW)
Idroelettrici	2.062	21,3	3.439	22,4	3.700	22,6
Termoelettrici	995	64,6	4.427	75,0	4.908	68,6
Geotermoelettrici	31	0,7	34	0,8	34	0,8
Eolici	148	1,6	1.847	8,7	2.734	9,2
Fotovoltaici	13	0,0	648.196	18,6	688.398	18,9
Totale	3.249	88,3	657.993	125,5	699.774	120,0

Fonte: Terna

Figura A. Confronto tra la potenza installata negli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in 3 diversi anni.



Fonte: Terna

Figura B. Crescita della potenza installata negli impianti produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Tuttavia la rete elettrica italiana, presenta dei limiti di penetrazione alle fonti rinnovabili, in quanto l'elevata produzione di energia elettrica "pulita" presenta anche innumerevoli effetti negativi. Primo fra tutti l'indebolimento della rete elettrica, problema che potrebbe condurre all'inadeguatezza delle protezioni oggi installate. Riferendoci alla regolazione di frequenza, il problema principale delle fonti rinnovabili è quello di essere meccanicamente disaccoppiate dalla rete AC, per cui al contrario dei generatori convenzionali non possiedono una inerzia rilevante. Ad esempio, le turbine eoliche sono di solito connesse attraverso un inverter, il quale effettivamente disaccoppia l'inerzia della turbina eolica dai transitori del sistema. Gli impianti fotovoltaici, invece, non forniscono alcuna inerzia al sistema di potenza. Quindi, sostituire i generatori convenzionali con gli impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili, avrà come conseguenza quella di ridurre l'intera inerzia del sistema. La riduzione dell'inerzia, ha come principale effetto, quello di incrementare il Rate of Change of Frequency (RoCoF) ad un valore tale da rendere necessaria l'attivazione dell'ombreggiatura dei carichi, anche con un piccolo squilibrio fra potenza generata e richiesta. Immaginando di avere un singolo generatore sincrono che debba coprire 3.8MW di carico, si può vedere nella Figura C, come il RoCoF aumenti, all'aumentare della penetrazione delle fonti rinnovabili.

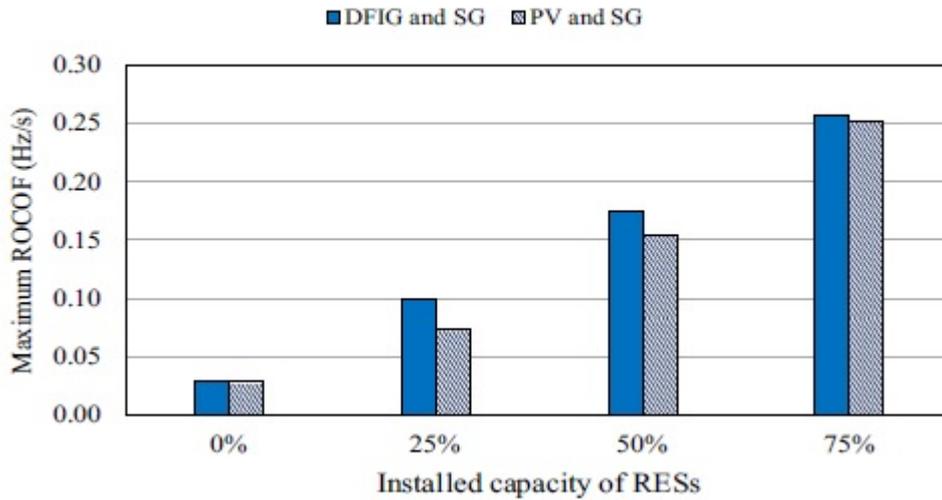


Figura C. Determinazione del ROCOF al variare della penetrazione delle fonti rinnovabili (DFIG=eolico, SG=generatore sincrono, PV=fotovoltaico)[1].

Inoltre, un incremento del livello di penetrazione degli impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili, causerebbe una diminuzione del numero di generatori tradizionali disacciati e ciò provocherebbe una diminuzione dell'inerzia totale del sistema. Principale conseguenza di tale problema è che a parità di squilibrio fra domanda e generazione, la deviazione di frequenza diverrebbe molto più evidente (Figura D).

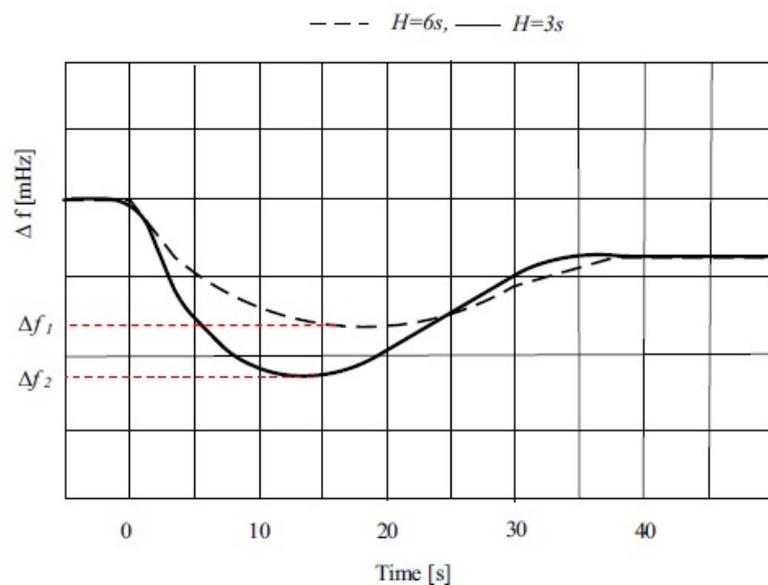


Figura D. Andamento della frequenza in occasione di una perturbazione con inerzia del sistema rispettivamente di 6s e di 3s[1].

VINCOLI SUI TRANSITORI DI FREQUENZA PRESENTI IN GRAN BRETAGNA

Analizzando il transitorio di frequenza susseguente alla perdita di un generatore, National Grid in Gran Bretagna impone i seguenti vincoli:

1. RoCoF max, il valore attuale è di 0.125Hz/s, ma nel modello si è considerato il valore previsto nel 2030, cioè 1Hz/s, ciò significa che la deviazione di frequenza misurata a $t=0.5s$ (considerando che a $t=0s$ si verifica il guasto) dovrà essere inferiore ad 0.5Hz/s;
2. Nadir, è il valore minimo raggiunto dalla frequenza durante il suo transitorio, e in GB è pari a 49.2Hz;
3. Intermediate Steady State, la frequenza dovrà stabilizzarsi sopra i 49.5Hz entro $t=60s$.

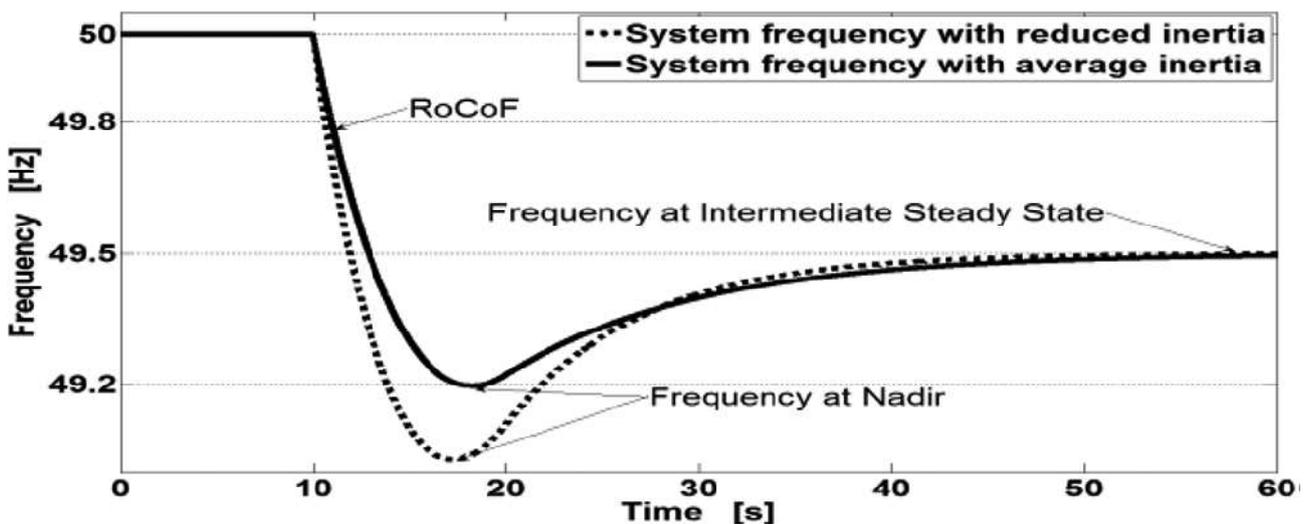


Figura E. Evoluzione della frequenza del sistema dopo il verificarsi di una contingenza. L'evoluzione con linea tratteggiata (inerzia ridotta) non rispetta i vincoli vigenti in GB, al contrario l'andamento rappresentato con la linea nera rispetta pienamente i vincoli[5].

Obiettivi

L'obiettivo di questo lavoro è quello di creare un modello che sia in grado di dispacciare i diversi impianti di produzione dell'energia elettrica, tenendo conto sia dei loro costi sia della loro inerzia. Per tale ragione si introducono alcuni vincoli che esplicitano in modo diretto l'evoluzione del transitorio di frequenza desiderato, dopo il verificarsi di una contingenza. Quindi all'interno del modello si tiene conto di alcuni servizi ancillari che i generatori tradizionali sono costretti a fornire, e che sono necessari per mantenere la stabilità del sistema elettrico, quali la Primary response, la Secondary Response, la Fast Reserve (sia a scendere che a salire) e infine la High Frequency Response.

Un altro importante tassello del lavoro è l'introduzione dei TCL i quali partecipano ai servizi ancillari, alleviando il compito dei generatori tradizionali.

In aggiunta a ciò sono stati creati un certo numero di scenari di vento plausibili, partendo dai dati storici e verificando l'esattezza del metodo attraverso il calcolo dell'autocorrelazione dei dati storici e di quella di ciascun scenario.

Per risolvere questo problema di ottimizzazione è stato necessario l'utilizzo del software Matlab.

Riassumendo gli aspetti analizzati all'interno di questa tesi sono:

- ✚ risoluzione del problema di ottimizzazione lineare;
- ✚ servizi ancillari necessari alla stabilità della rete elettrica;
- ✚ introduzione dei TCL;
- ✚ creazione di scenari di vento plausibili;
- ✚ analisi dei risultati.

Capitolo I

Transitorio di frequenza

Il primo capitolo è dedicato all'analisi del transitorio di frequenza provocato dalla perdita di un generatore e dalla descrizione dei servizi ancillari che i generatori tradizionali sono obbligati a fornire per assicurare la stabilità della rete elettrica.

I.1 Transitorio di frequenza

In condizioni normali, la frequenza del sistema è molto vicina a 50 Hz. Tuttavia, appena si verifica un evento che causa lo squilibrio fra la generazione e la domanda, la frequenza del sistema inizia a diminuire con una pendenza, che dipende dall'inerzia totale del sistema e dall'ampiezza dello squilibrio. Si considera inizialmente il caso del singolo generatore elettrico in cui la variazione di frequenza dipende dal bilanciamento della coppia meccanica e di quella elettrica. Si ha dunque:

$$J\dot{\omega} = T_m - T_e \quad (1.1)$$

in cui T_m rappresenta la coppia meccanica, T_e la coppia elettrica, J il momento di inerzia e $\dot{\omega}$ la derivata della velocità di rotazione. Moltiplicando ambo i membri per ω_0 , che indica la velocità di rotazione nominale, si ottiene:

$$\omega_0 J \dot{\omega} = \omega_0 T_m - \omega_0 T_e \quad (1.2)$$

Ricordando l'espressione della costante d'inerzia: $H = \frac{1/2 J \omega_0^2}{S_n}$, possiamo ricavare la seguente uguaglianza $J \omega_0 = \frac{2HS_n}{\omega_0}$, quindi sostituendo nella (1.2), si ricava:

$$\dot{\omega} = \frac{\omega_0}{2HS_n} (P_m - P_e) \quad (1.3)$$

Sapendo che $\omega_0 = 2\pi f_0$, $\dot{\omega} = 2\pi \frac{df}{dt}$ (dove f indica la frequenza e f_0 la frequenza nominale) si ottiene:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2HS_n} (P_m - P_e) \quad (1.4)$$

Quando si verifica una contingenza, come la perdita di un generatore, prima dell'attivazione di ogni tipo di regolazione, il generatore sincrono fornisce parte dell'energia cinetica immagazzinata nel rotore, e ciò dura all'incirca 10 s. Trascorso tale intervallo di tempo, se la deviazione di frequenza supera un determinato valore, viene attivata la regolazione primaria, la quale utilizza il turbine governor del generatore. Infine dopo 30 s interviene la regolazione secondaria il cui obiettivo è quello di far ritornare la frequenza del sistema al suo valore nominale.

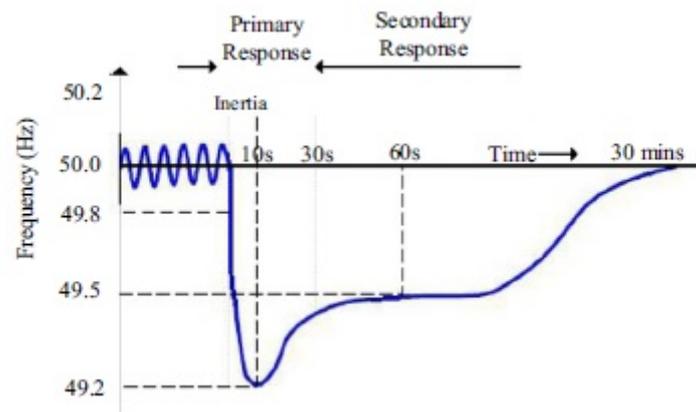


Figura 1.1. Andamento della frequenza in occasione di una perturbazione, come la perdita di un generatore[1].

Come si evince dalla Figura 1.1, la regolazione secondaria impiega diversi minuti affinché la frequenza del sistema riassuma il suo valore nominale. Infine, per ripristinare la riserva secondaria viene attivata la regolazione terziaria, la quale, a differenza della regolazione primaria e di quella secondaria, richiede un aggiustamento manuale del dispacciamento dei generatori.

Quindi, variazioni della frequenza, in salita o in discesa, all'interno di un sistema elettrico, sono i principali indicatori di uno squilibrio, fra potenza generata e potenza richiesta dal carico. Se ad un certo istante, la domanda di potenza supera la potenza generata, la frequenza decresce. Viceversa, se la potenza generata,

supera la potenza richiesta, la frequenza aumenta. La frequenza del sistema, varia continuamente a causa della variazione continua della domanda e in quanto è impossibile controllare la generazione istantaneamente, affinché segua il profilo delle variazioni di domanda. Il controllo di frequenza ha come obiettivo principale, quello di far corrispondere quanto più possibile la generazione con la domanda che varia continuamente nel tempo. Vista l'incertezza nella previsione della domanda, è necessario applicare la regolazione primaria e secondaria della frequenza, e i diversi TSO pagano premi considerevoli ai generatori che forniscono tali servizi.

A questo punto è necessario estendere il modello dinamico dell'evoluzione della frequenza all'intero sistema, immaginando adesso che lo squilibrio sia dato dalla perdita del generatore con potenza massima, detto ΔP_L . Ciò viene bilanciato dall'azione dei turbine governor, e quindi da una maggiore potenza prodotta dai generatori in parallelo alla rete elettrica. Da non trascurare è anche l'effetto smorzante del carico, senza il quale si arriverebbe a sovrastimare la frequency response necessaria. L'equazione che regola il transitorio della frequenza del sistema è quindi:

$$2H \frac{\partial \Delta f(t)}{\partial t} + D * P^D * \Delta f(t) = \sum_{g=1}^7 \Delta P_g(t) - \Delta P_L \quad (1.5)^1$$

in cui H [MWs/Hz] rappresenta l'inerzia totale del sistema, e tiene conto della riduzione di inerzia causata dalla perdita del generatore con potenza massima, D [1/Hz] è il fattore di smorzamento prodotto dal carico, P^D [MW] indica la domanda elettrica, invece ΔP_g [MW] descrive la potenza addizionale fornita dai generatori tradizionali per bilanciare lo squilibrio causato dalla perdita del generatore ΔP_L (7 indica il numero di macro-impianti considerati all'interno del modello).

Dopo aver descritto l'equazione che regola il transitorio di frequenza è necessario esplicitare la risposta dei turbine governor dei generatori tradizionali per cui si ha:

$$\Delta P_g(t) = \frac{R p_{g,t}}{T_D} * t \quad (1.6)$$

in cui t [s] indica l'istante di tempo, T_D [s] è pari a 10s ed è definito come il tempo necessario per fornire la primary response, e $Rp_{g,t}$ [MW] rappresenta la riserva primaria fornita dal generatore g , all'istante t .

I.2 Servizi ancillari in GB introdotti nel modello

La Mandatory Frequency Response aiuta il TSO ad adempiere ai suoi obblighi, assicurando una generazione sufficiente e/o un mantenimento automatico di una certa quantità di domanda pronta a far fronte a tutte quelle contingenze che sono caratterizzate da una sensibile variazione di frequenza.

Tutti i generatori che possiedono certe caratteristiche specificate nel codice della rete, hanno l'obbligo di partecipare alla Mandatory Frequency Response. La capacità di fornire questo servizio è una condizione di connessione per i generatori che devono connettersi alla rete di trasmissione della GB.

La MFR consiste in una variazione automatica della potenza attiva in risposta a una variazione di frequenza. Tale servizio è necessario per mantenere la frequenza all'interno del limite prescritto dalla legge (49.5-50.5Hz) e del limite di funzionamento (49.8-50.2Hz).

National Grid in GB ottiene ciò usando i seguenti servizi:

1. Primary Response (PR), fornitura di potenza attiva addizionale (o diminuzione della domanda) entro 10 secondi dopo il verificarsi di un evento e può essere sostenuta per ulteriori 20 secondi;
2. Secondary Response (SR), fornitura di potenza attiva addizionale (o diminuzione della domanda) entro 30 secondi dopo il verificarsi di un evento e può essere sostenuta per altri 30 minuti;
3. High Frequency Response (HFR), riduzione della potenza attiva entro 10 secondi dopo il verificarsi di un evento e può essere sostenuta per un tempo infinito.

Il modello creato ottimizza il funzionamento del sistema, programmando simultaneamente la produzione di energia e la riserva di funzionamento. Tiene conto inoltre dei servizi relativi alla frequenza, includendo la PR dipendente dall'inerzia, la SR, la HFR e la fast reserve (FR) sia a scendere che a salire. Tali servizi sono necessari a causa dell'incertezza associata alla disponibilità delle

fonti rinnovabili, in questo caso dell'eolico, e al possibile fuori servizio dei generatori o al fuori servizio di una grande industria.

I.3 Primary response

Il modello include due vincoli dipendenti dall'inerzia. Il primo limita il RoCoF al di sotto di una specifica soglia, disacciando un numero sufficiente di generatori sincroni. Per poter esplicitare tale vincolo, è necessario partire dall'equazione (1.5).

Come già anticipato il $RoCoF_{max}$ è pari a 1Hz/s e viene misurato dopo 0.5s il verificarsi dell'evento. Per tale ragione occorre determinare il valore assunto dalla deviazione di frequenza dopo 0.5s e vincolarlo ad essere superiore a $-0.5Hz$. Quindi occorre risolvere l'equazione differenziale (1.5). Visto che per il RoCoF è importante valutare la variazione di frequenza dopo 0.5s, mentre il tempo di fornitura della primary response è di $T_d=10s$, allora la potenza addizionale fornita $\Delta P_g(t)$ viene considerata come descritto nella equazione (1.6).

A questo punto si risolve l'equazione differenziale, sostituendo la (1.6) nella (1.5) e si ottiene:

$$\Delta f(t) = K * e^{-\frac{t}{\tau}} - \frac{2R * H}{D^2 * P^{D^2} * T_d} + \frac{R}{D * P^D * T_d} * t - \frac{\Delta P_L^{max}}{D * P^D} \quad (1.7)$$

in cui $\tau = \frac{2*H}{D*P^D}$, K è la costante di integrazione, $\Delta P_L^{max} = \Delta P_L$ e l'apice massimo è stato introdotto per ricordare che si considera il caso in cui il generatore di massima potenza subisce un guasto e va offline, $R = \sum_{g=1}^7 \Delta P_g(t)$.

Adesso si ricava la costante d'integrazione imponendo che a $t=0s$ la deviazione di frequenza dovrà essere nulla, per cui $\Delta f(0) = 0$.

Si ottiene $K = \frac{\Delta P_L^{max}}{D*P^D} + \frac{2*R*H}{D^2*P^{D^2}*T_d}$, per cui l'evoluzione della deviazione di frequenza sarà:

$$\Delta f(t) = \frac{2R * H}{D^2 * P^D * T_d} \left(e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) + \frac{R}{D * P^D * T_d} * t + \frac{\Delta P_L^{max}}{D * P^D} \left(e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) \quad (1.8)$$

Tramite l'equazione (1.8) si può valutare il valore assunto dalla deviazione di frequenza a causa della perdita di un generatore con valore pari a ΔP_L^{max} .

Adesso si procede nello stesso identico modo per esprimere la deviazione di frequenza nel caso in cui si trascura lo smorzamento del carico. E' ovvio aspettarsi che questo caso produca a parità di tutti gli altri parametri una deviazione di frequenza maggiore rispetto al caso sopra analizzato, in quanto si perde l'effetto benefico dello smorzamento prodotto gratuitamente dal carico.

Trascurando il damping rate, l'equazione differenziale da risolvere diviene:

$$2H \frac{\partial \Delta f(t)}{\partial t} = \sum_{g=1}^7 \Delta P_g(t) - \Delta P_L \quad (1.9)$$

Sostituendo la (1.6) nella (1.9) si ottiene:

$$\Delta f(t) = K + \frac{R * t^2}{4 * T_d * H} - \frac{\Delta P_L^{max} * t}{2 * H} \quad (1.10)$$

Si determina la costante d'integrazione imponendo nuovamente che a $t=0s$, la deviazione di frequenza dovrà essere nulla, quindi in definitiva la soluzione è:

$$\Delta f(t) = \frac{R * t^2}{4 * T_d * H} - \frac{\Delta P_L^{max} * t}{2 * H} \quad (1.11)$$

Infine ha notevole importanza anche il caso in cui si considera il damping rate del carico ma si trascura la potenza addizionale fornita dai generatori. Ciò perché il RoCoF richiede una misurazione della deviazione della frequenza a $t=0.5s$, mentre la fornitura della primary response prevede un $T_d=10s$, per cui è fondamentale comprendere se il ruolo dei generatori sia soltanto superfluo nella valutazione del vincolo del RoCoF. L'equazione differenziale da risolvere diviene:

$$2H \frac{\partial \Delta f(t)}{\partial t} + D * P^D * \Delta f(t) = -\Delta P_L \quad (1.12)$$

Risolvendo la (1.12) si ha:

$$\Delta f(t) = K * e^{-\frac{t}{\tau}} - \frac{\Delta P_L^{max}}{D * P^D} \quad (1.13)$$

Si determina la costante d'integrazione come già fatto nei due casi precedenti e si ottiene la seguente evoluzione della deviazione di frequenza:

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P_L^{max}}{D * P^D} * \left(e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) \quad (1.14)$$

I.4 Analisi Vincolo RoCoF

Dopo aver risolto le equazioni differenziali nei tre diversi casi a questo punto sarà necessario analizzare il comportamento dei tre vincoli:

$$\Delta f(t = 0.5s) \geq \Delta f^{max} \quad (1.15)$$

in cui $\Delta f^{max} = -0.5Hz$. Tale condizione deriva dall'attuale definizione del RoCoF massimo, esso infatti è pari a 1Hz/s, e viene misurato dopo 0.5s il verificarsi della contingenza, per cui la deviazione di frequenza dopo 0.5s dovrà essere superiore al valore -0.5Hz.

Considerando il valore assunto dal vincolo pari a $\Delta f(t = 0.5s) - \Delta f^{max}$, è utile rappresentare tale valore facendo variare la riserva R da 0 a 2000MW e l'inerzia del sistema H da $4.5 * 10000/50$ a $4.5 * 40000/50$ MWs/Hz. Quindi si ipotizzano due casi estremi accomunati dal fatto che si considera un'inerzia media dei generatori tradizionali pari a 4.5s: nel primo caso i generatori sincroni in parallelo alla rete coprono soltanto 10000MW, nel secondo invece tale valore raggiunge 40000MW. In questo modo si ottiene, per i tre diversi casi, quanto indicato nelle Figure 1.2, 1.3 e 1.4. :

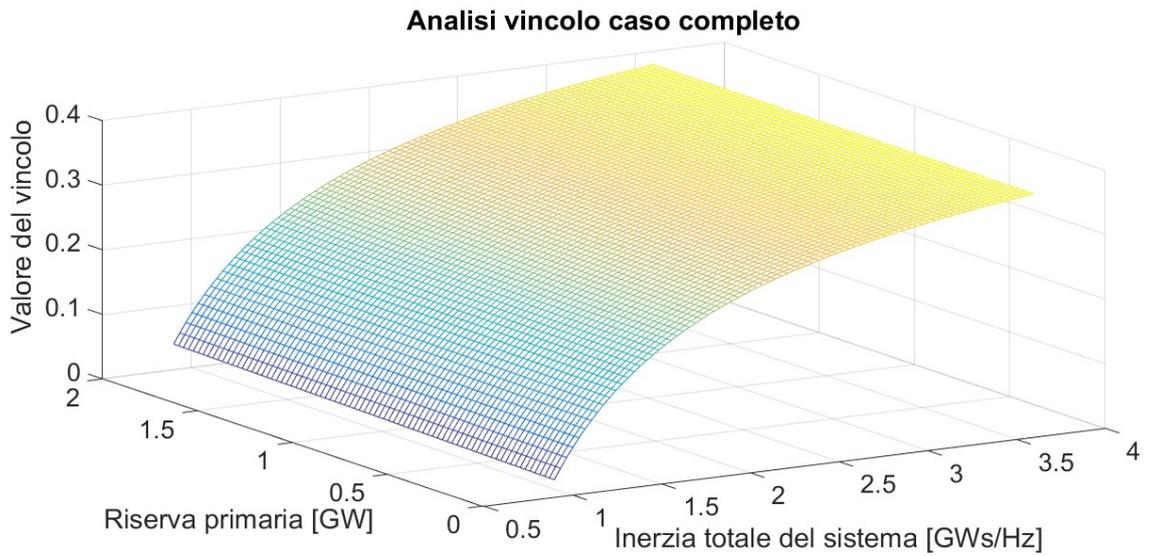


Figura 1.2. Valore assunto dal vincolo al variare di R e di H , nel caso in cui si considerino sia il damping rate del carico che la potenza addizionale fornita dai generatori.

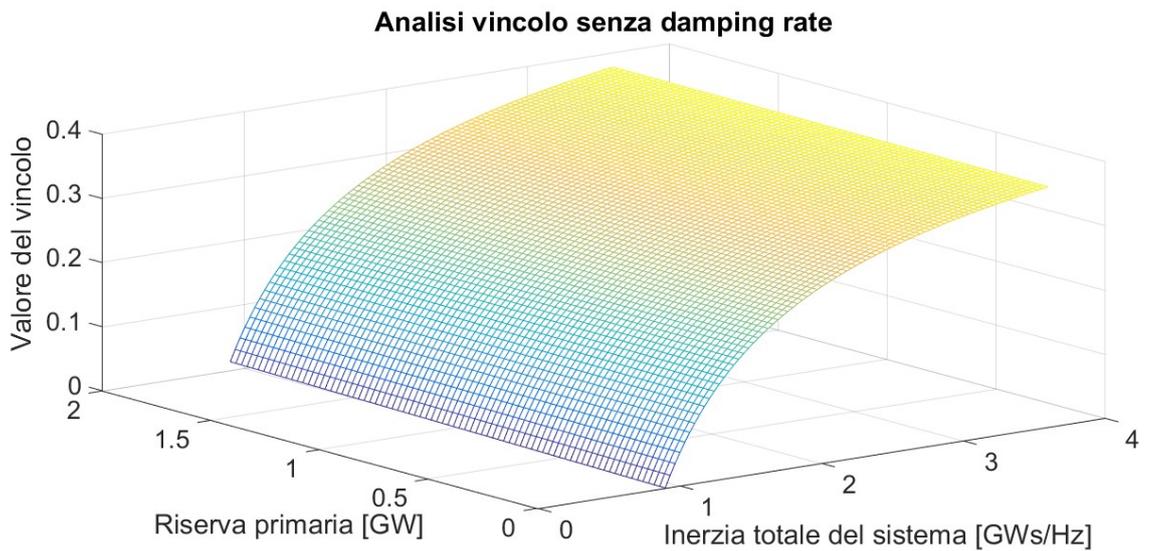


Figura 1.3. Valore assunto dal vincolo al variare di R e di H , nel caso in cui si consideri soltanto la potenza addizionale fornita dai generatori e quindi venga trascurato il damping rate del carico.

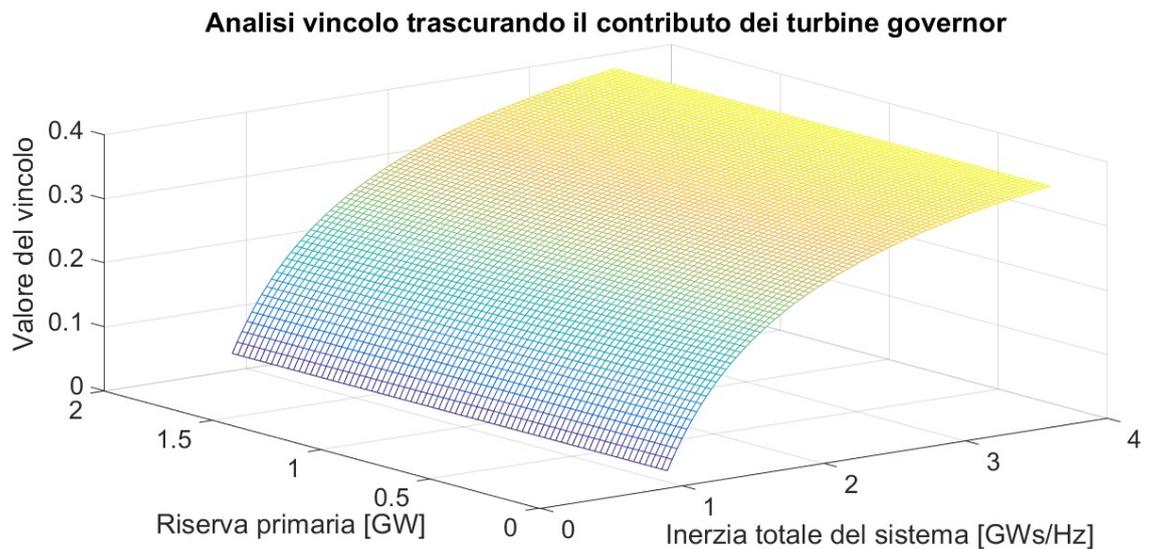


Figura 1.4. Valore assunto dal vincolo al variare di R e di H, nel caso in cui si consideri soltanto il damping rate del carico e quindi venga trascurata la potenza aggiuntiva fornita dai generatori.

Il comportamento del vincolo nei tre casi è abbastanza simile, e siccome appare molto più semplice linearizzare il caso in cui viene trascurato il damping del carico, si sceglie di inserire nel modello tale vincolo.

Come ulteriore prova dell'esattezza di tale scelta è utile rappresentare la differenza fra il valore assunto dal vincolo nel caso completo e quello assunto nel caso senza damping rate del carico (Figura 1.5). Ovviamente ci si aspetta che il secondo vincolo sia meno stringente del primo, in quanto si sta trascurando l'effetto positivo smorzante del carico:

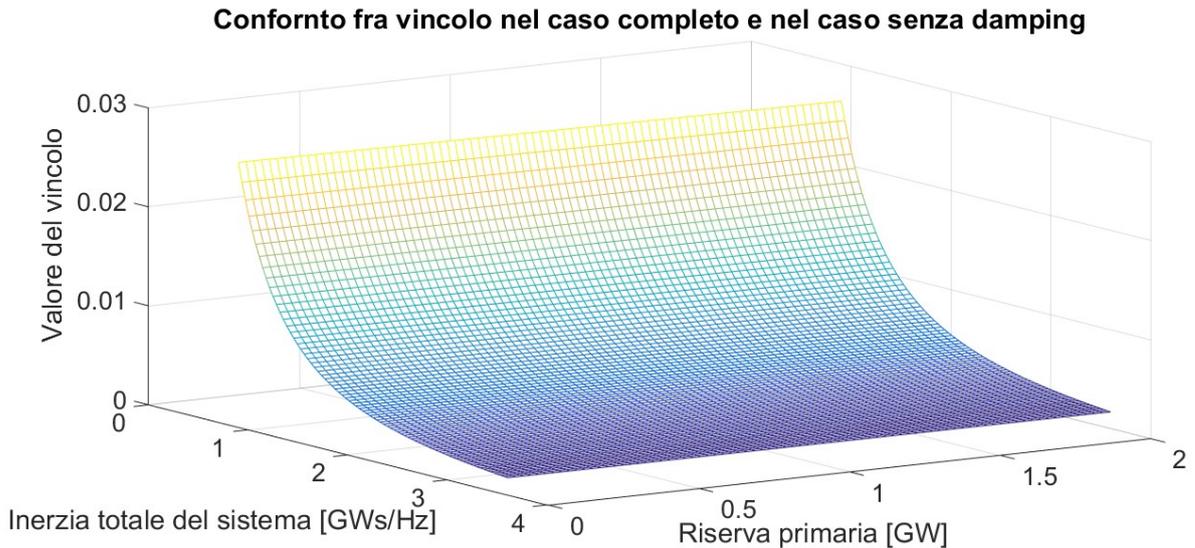


Figura 1.5. Differenza fra il valore assunto dal vincolo nel caso completo e nel caso in cui si trascura l'effetto smorzante del carico.

In effetti, come si evince dal grafico, il vincolo più stringente è quello in cui si trascura il damping rate del carico, infatti si ottengono dei valori positivi, seppur vicini allo zero (si ricorda che un vincolo si attiva nel caso in cui diviene negativo, per cui se è positivo non viene attivato ma il vincolo più stringente è quello con il valore inferiore).

I.5 Vincolo NADIR

Adesso è necessario spiegare il vincolo relativo al nadir. La frequenza di nadir viene definita come il minimo valore raggiunto dalla frequenza del sistema durante il transitorio. Il nadir dipende sia dall'inerzia del sistema che dalla risposta dei governor. Si assume che il sistema si trovi alla frequenza nominale nello stato precedente alla contingenza e quindi si risolve l'equazione differenziale (1.5), considerando che la risposta dei governor sia quella rappresentata precedentemente in (1.6). A questo punto, si ottiene la seguente soluzione:

$$\Delta f(t) = \frac{2R * H}{D^2 * P^{D^2} * T_d} \left(e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) + \frac{R}{D * P^D * T_d} * t + \frac{\Delta P_L^{max}}{D * P^D} \left(e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) \quad (1.16)$$

L'istante di tempo t^* in cui la frequenza raggiunge il suo nadir può essere calcolata imponendo $\frac{\partial|\Delta f(t)|}{\partial t} = 0$. In tal modo si ricava il valore di t^* :

$$\frac{\partial|\Delta f(t)|}{\partial t} = \frac{-2 * R * H * e^{-\frac{t}{\tau}}}{D^2 * P^{D^2} * T_d^2 * \tau} + \frac{R}{D * P^D * T_d} - \frac{\Delta P_L^{max} * e^{-\frac{t}{\tau}}}{D * P^D * \tau} \quad (1.17)$$

$$t^* = \tau * \ln \left[\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{D * P^D * R * \tau} \right] \quad (1.18)$$

Adesso esplicitando il valore di $\tau = \frac{2 * H}{D * P^D}$ si ottiene:

$$t^* = \frac{2 * H}{D * P^D} * \ln \left[\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{2 * R * H} \right] \quad (1.19)$$

Sostituendo il valore di t^* in (1.16), si determina la deviazione di frequenza ottenuta al nadir.

In tal modo si ha:

$$\begin{aligned} \Delta f_{nadir}(t^*) &= \left(\frac{2 * R * H}{T_D * P^{D^2} * D^2} + \frac{\Delta P_L^{max}}{D * P^D} \right) \left(e^{-\ln \left(\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{2 * R * H} \right)} - 1 \right) \\ &+ \frac{2 * R * H}{T_D * P^{D^2} * D^2} * \ln \left(\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{2 * R * H} \right) \end{aligned} \quad (1.20)$$

Tuttavia:

$$\begin{aligned} &\left(\frac{2 * R * H}{T_D * P^{D^2} * D^2} \right) \left(e^{-\ln \left(\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{2 * R * H} \right)} - 1 \right) \\ &+ \frac{\Delta P_L^{max}}{D * P^D} \left(e^{-\ln \left(\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{2 * R * H} \right)} \right) = 0 \end{aligned} \quad (1.21)$$

In quanto:

$$\left(e^{-1 \left(\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{2 * R * H} \right)} \right) = \frac{2 * R * H}{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H} \quad (1.22)$$

e quindi:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{2 * R * H}{T_D * P^{D^2} * D^2} \right) \\ &= \left(\frac{2 * R * H + T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D}{T_D * P^{D^2} * D^2} \right) \left(e^{-\ln \left(\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{2 * R * H} \right)} \right) \end{aligned} \quad (1.23)$$

Dunque l'espressione della deviazione di frequenza al nadir, si è semplificata nel seguente modo:

$$\Delta f_{nadir}(t^*) = -\frac{\Delta P_L^{max}}{D * P^D} + \frac{2 * R * H}{T_D * P^{D^2} * D^2} * \ln \left(\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{2 * R * H} \right) \quad (1.24)$$

A questo punto occorre introdurre il vincolo tale che:

$$\Delta f_{nadir} \geq -\Delta f_{max} \quad (1.25)$$

con $\Delta f_{max} = 0.8 \text{ Hz}$.

$$\begin{aligned} & \frac{\Delta P_L^{max}}{D * P^D} - \frac{2 * R * H}{T_D * P^{D^2} * D^2} \ln \left(\frac{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H}{2 * R * H} \right) \\ & \leq \Delta f_{max} \end{aligned} \quad (1.26)$$

Effettuando alcuni calcoli si ottiene la seguente disequazione:

$$\begin{aligned} & \frac{2 * R * H}{T_D} * \ln \left(\frac{2 * R * H}{T_d * D * \Delta P_L^{max} * P^D + 2 * R * H} \right) \\ & \leq \Delta f_{max} * P^{D^2} * D^2 - \Delta P_L^{max} * D * P^D \end{aligned} \quad (1.27)$$

Siccome il primo membro della disequazione (1.27) è una funzione monotona decrescente di R^*H , allora per qualsiasi valore di D e ΔP_L^{max} esiste un solo valore di R^*H , definito q^* , tale che:

$$\frac{2*q^*}{T_D} * \ln\left(\frac{2*q^*}{T_d*D*\Delta P_L^{max}*P^D+2*q^*}\right) = \Delta f_{max} * P^{D^2} * D^2 - \Delta P_L^{max} * D * P^D \quad (1.28)$$

Per tale ragione la condizione $\Delta f_{nadir} \leq \Delta f_{max}$ viene soddisfatta se:

$$H * R \geq q^* \quad (1.29)$$

I.6 Secondary response

L'introduzione del vincolo di secondary response, prevede la determinazione del valore minimo di frequenza al di sopra del quale essa dovrà stabilizzarsi entro 60s dal verificarsi della contingenza. Si assume allora che Δf_{max}^{ss} sia la deviazione massima permessa nello stato quasi stazionario. Per cui partendo dall'equazione (1.5), si impone che la frequenza rimanga costante, per cui il $RoCoF=0$, e si ottiene:

$$D * P^D * \Delta f^{ss} = R_s - \Delta P_L^{max} \quad (1.30)$$

dove R_s rappresenta la potenza addizionale in MW fornita dai generatori, per cui:

$$|\Delta f^{ss}| = \frac{\Delta P_L^{max} - R_s}{D * P^D} \leq \Delta f_{max}^{ss} \quad (1.31)$$

Da tale disequazione si può ricavare la quantità di riserva secondaria totale che dovrà essere fornita:

$$R_s \geq -\Delta f_{max}^{ss} * D * P^D + \Delta P_L^{max} \quad (1.32)$$

in cui $R_{s_t} = \sum_{g=1}^7 R_{s_{g,t}}$ indica la riserva secondaria fornita all'istante t da tutti i generatori g , $\Delta f_{max}^{ss} = 0.5Hz$ e $\Delta P_L^{max} = 1800MW$.

I.7 Fast reserve

Durante il funzionamento regolare del sistema elettrico, National Grid necessita di sorgenti di potenza extra, e ottiene ciò o incrementando la generazione o riducendo la domanda, per gestire ad esempio una domanda di energia elettrica maggiore di quella prevista e/o per l'indisponibilità improvvisa di un generatore. Queste sorgenti di potenza aggiuntiva sono definite "Riserve". In particolare, uno di questi servizi di riserva è la Fast Reserve (FR). Essa consiste in un incremento della generazione o in una riduzione del consumo, seguendo le istruzioni di un dispacciamento elettronico fatto da National Grid. La FR è la riserva più veloce ed è in grado di avviarsi in 2 minuti, con un tasso minimo di 25MW/min e fornendo un valore minimo di 50MW. Questa riserva di energia deve essere sia fornita che rimossa rispettando il tasso minimo sopra definito, e la fornitura dovrebbe essere sostenibile almeno per 15 minuti.

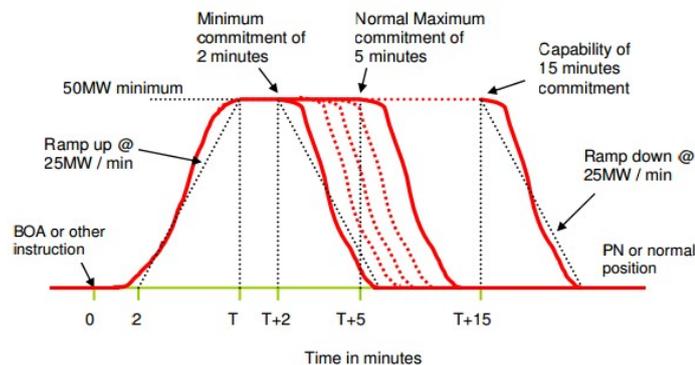


Figura 1.6. Esempio di fornitura di Fast Reserve da parte di un generatore tradizionale[10].

Lo scopo principale della FR è quello di permettere ai generatori che hanno preso parte alla primary o alla secondary response di ripristinare la loro capacità di riserva, per cui se lo sbilanciamento era stato causato dalla perdita del generatore con potenza massima, la PR e la SR fornite hanno bilanciato tale squilibrio, per cui il vincolo sulla fast reserve sarà:

$$\sum_{g=1}^7 Rr_{g,t} \geq \Delta P_L^{max} \quad (1.33)$$

in cui $Rr_t = \sum_{g=1}^7 Rr_{g,t}$ rappresenta la fast reserve fornita all'istante t da tutti i generatori g , invece ΔP_L^{max} indica la potenza del generatore più grande collegato alla rete.

Capitolo II

Carichi a controllo termostatico

Questo secondo capitolo è dedicato alla descrizione del funzionamento dei carichi a controllo termostatico (Thermostatically Controlled Loads, TCL) e ai possibili usi di questa tipologia di carico all'interno dei servizi ancillari. Viene inoltre descritto il processo attraverso cui è possibile considerare l'insieme dei carichi controllati termostaticamente come uno storage di energia.

II.1 Funzionamento TCL

I TCL sono dei dispositivi elettrici di riscaldamento o di raffreddamento, il cui funzionamento è regolato da un termostato. Quest'ultimo modula la potenza, al fine di mantenere la temperatura all'interno di una banda morta ("deadband"). Il modello fisico di un carico elettrico resistivo per il riscaldamento è caratterizzato dai seguenti parametri:

- ✚ Resistenza termica R [$^{\circ}\text{C}/\text{kW}$];
- ✚ Capacità termica C [$\text{kWh}/^{\circ}\text{C}$];
- ✚ Potenza riscaldante (costante) P ;
- ✚ Temperatura ambiente assoluta θ_a ;
- ✚ Se il riscaldamento avvenisse senza controllo termostatico, la temperatura partirebbe da θ_a e seguirebbe un transitorio termico del primo ordine con costante di tempo $\tau = RC$. La temperatura finale sarebbe $\theta_{\infty} = RP + \theta_a$.
- ✚ Introducendo, invece, il controllo termostatico, per mantenere la temperatura all'interno dell'intervallo $\Delta\theta = \theta_{OFF} - \theta_{ON}$, (θ_{OFF} temperatura di spegnimento e θ_{ON} temperatura di accensione) nei dintorni della temperatura di setpoint $\theta_{SET} = \theta_{ON} + \frac{\Delta\theta}{2}$, si ottiene un funzionamento intermittente fra le temperature θ_{ON} e θ_{OFF} .

Alla tensione nominale V_o , la potenza nominale sarà $P_o = V_o^2 / R$.

L'equazione per il periodo di riscaldamento, il quale inizia da θ_{ON} è:

$$\theta(t) = \theta_{ON} + (\theta_{\infty} - \theta_{ON}) \left(1 - e^{-\frac{T_{ON}}{\tau}}\right) \quad (2.1)$$

L'equazione del periodo di raffreddamento, il quale inizia da θ_{OFF} è:

$$\theta(t) = \theta_a + (\theta_{OFF} - \theta_a) e^{-\frac{T_{OFF}}{\tau}} \quad (2.2)$$

Nelle espressioni precedenti T si riferisce al tempo, per cui T_{OFF} indica il tempo in cui il carico si trova nello stato OFF, viceversa per T_{ON} ; θ descrive invece la temperatura (Figura 2.1).

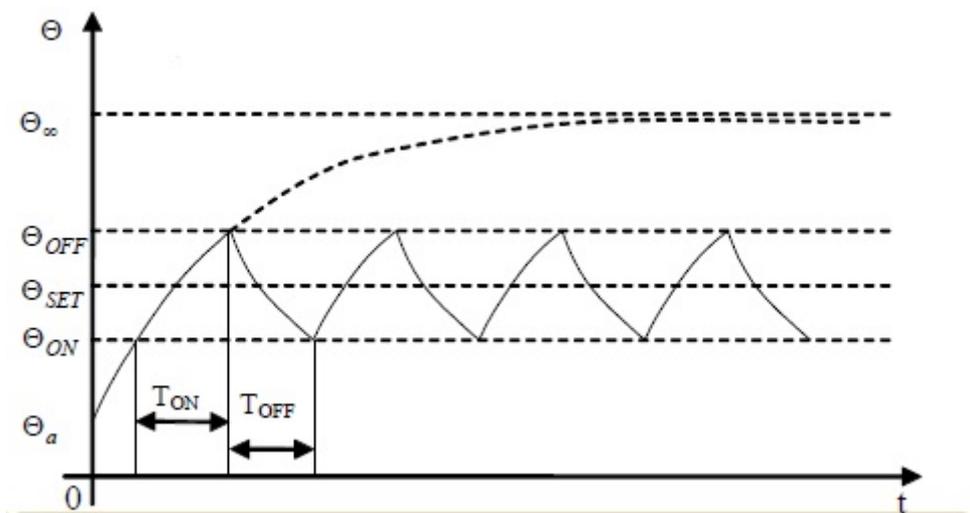


Figura 2.1. Andamento della temperatura di un TCL

Viene dunque definito il duty cycle:

$$\delta = \frac{T_{ON}}{T} = \frac{T_{ON}}{T_{ON} + T_{OFF}} \quad (2.3)$$

A questo punto si considera la temperatura dell'ambiente costante e si utilizza l'analogia termico-elettrica:

$$V = RI \Leftrightarrow \theta_{\infty} - \theta_a = RP \quad (2.4)$$

per cui:

$$P = \frac{\theta_{\infty} - \theta_a}{R} \quad (2.5)$$

$$P_o = \frac{\theta_{\infty 0} - \theta_a}{R} \quad (2.6)$$

e ricordando che $P = V^2/R$ e $P_o = V_o^2/R$, si ottiene la seguente equazione:

$$\theta_{\infty} - \theta_a = (\theta_{\infty 0} - \theta_a) \left(\frac{V}{V_o}\right)^2 \quad (2.7)$$

Adesso, occorre distinguere due diversi modi di funzionamento, infatti:

- ✚ se $\theta_{\infty} \leq \theta_{OFF}$, si stabilisce un funzionamento continuo con potenza P ;
- ✚ se $\theta_{\infty} > \theta_{OFF}$, si stabilisce un funzionamento intermittente con periodo $T = T_{ON} + T_{OFF}$.

Dall'equazione di riscaldamento (2.1), si può dedurre la durata di T_{ON} :

$$T_{ON} = \tau \ln \left(\frac{\theta_{\infty} - \theta_{ON}}{\theta_{\infty} - \theta_{OFF}} \right) \quad (2.8)$$

Allo stesso modo dalla (2.2) si ricava:

$$T_{OFF} = \tau \ln \left(\frac{\theta_{OFF} - \theta_a}{\theta_{ON} - \theta_a} \right) \quad (2.9)$$

II.2 TCL equivalenti a un accumulo di energia

Al fine di introdurre i TCL all'interno del modello, si rende necessario richiamare brevemente la trattazione contenuta in [9]. I carichi controllati termostaticamente rappresentano una significativa quota della domanda domestica di energia elettrica. Infatti, come già detto, comprendono dispositivi quali i frigoriferi e i forni elettrici e di solito sono controllati da un termostato. Siccome sono in grado di tollerare piccole alterazioni del loro regolare ciclo di funzionamento (basti pensare ad esempio che il cibo contenuto all'interno del compartimento frigo non subisce gravi danni se per alcuni minuti è mantenuto

ad una temperatura superiore a quella di set-point di 0.5°C), rappresentano una risorsa di energia distribuita di taglia considerevole. Nell'ipotesi in cui i TCL siano in grado di variare il loro consumo aggregato di potenza, ciò potrebbe essere utilizzato per offrire dei benefici significativi al sistema elettrico di potenza. Questa loro flessibilità può essere usata ad esempio per effettuare una sorta di arbitraggio di energia. Infatti l'introduzione delle tariffe dipendenti dal tempo potrebbe spingere i TCL a consumare più potenza nelle ore in cui il prezzo dell'energia elettrica è basso e viceversa diminuire i consumi quando il prezzo dell'energia elettrica è alto. I TCL inoltre potrebbero essere usati per fornire alcuni servizi ancillari, quali ad esempio:

1. il bilanciamento a breve termine;
2. diminuzione/aumento del loro consumo aggregato in caso di perdita di generazione/perdita di carico e dunque quando si verificano brusche variazioni di frequenza.

Con tali tipi di servizi si allevierebbe il compito dei generatori tradizionali, i quali molto spesso devono funzionare solo parzialmente per assicurare la frequency response.

Introdurre i TCL e i servizi da loro erogati all'interno del modello di Unit Commitment non è una cosa molto semplice, in quanto bisogna assicurare che essi continuino a rispettare la loro funzione primaria, ad esempio per un frigorifero è quella di mantenere la temperatura vicina al valore di set-point. Per tale motivo bisogna evitare che essi funzionino sempre agli estremi dell'intervallo di temperatura permesso.

II.3 Modello aggregato dei TCL

Un carico controllato termostaticamente prevede nel suo funzionamento regolare due stati: raffreddamento/riscaldamento passivo, in cui non consuma potenza e riscaldamento/raffreddamento attivo in cui invece consuma P_{ON} . Tale comportamento viene tradotto analiticamente con un modello di temperatura del primo ordine, secondo il quale la temperatura del dispositivo a varia nel seguente modo:

$$\frac{dT^a(t)}{dt} = -\frac{1}{\tau^a} [T^a(t) - T_{off}^a + s^a(t)(T_{off}^a - T_{on}^a)] \quad (2.10)$$

in cui $s^a(t)$ è una variabile binaria che assume valore 1 quando il dispositivo consuma potenza (ON), invece è pari a 0 quando il dispositivo è nel suo stato OFF, τ^a è la costante di tempo termica, T_{off}^a indica la temperatura ambiente e T_{on}^a è la temperatura asintotica di raffreddamento/riscaldamento.

A questo punto si considera una popolazione di N TCL con parametri identici, e si ottiene:

$$\frac{1}{N} \sum_a \frac{dT^a(t)}{dt} = -\frac{1}{N\tau} \sum_a [T^a(t) - T_{off} + s^a(t)(T_{off} - T_{on})] \quad (2.11)$$

Definendo la temperatura media di una popolazione di TCL come:

$$\bar{T}(t) = \left(\frac{1}{N}\right) \sum_a T^a(t) \quad (2.12)$$

e la frazione di dispositivi accesi come:

$$\pi(t) = \left(\frac{1}{N}\right) \sum_a s^a(t) \quad (2.13)$$

la (2.11) può essere riscritta nel seguente modo:

$$\frac{d\bar{T}(t)}{dt} = -\frac{1}{\tau} [\bar{T}(t) - T_{off} + \pi(t)(T_{off} - T_{on})] \quad (2.14)$$

Confrontando l' espressione (2.14) con quella precedente (2.10) che si riferisce ad un singolo dispositivo, si evince che la temperatura media di una popolazione di TCL si comporta come la temperatura ipotetica di un singolo dispositivo con tasso di raffreddamento variabile. Inoltre la distribuzione di temperatura di una popolazione costituita da dispositivi identici ma indipendenti potrebbe anche essere interpretata come la distribuzione di probabilità della temperatura di un singolo dispositivo con condizioni iniziali incognite. Le proprietà medie di una popolazione sono quindi rappresentative dei valori previsti per un singolo dispositivo di cui non si conosce a priori la sua condizione iniziale. Ciò implica che $\pi(t)$ sia proporzionale al consumo di potenza previsto $P^a(t)$ di un singolo dispositivo:

$$\pi(t) = \frac{E[P^a(t)]}{P_{on}^a} \quad (2.15)$$

A questo punto si considera il caso in cui $\frac{d\bar{T}(t)}{dt} = 0$ e la (2.14) determina la relazione fra la probabilità che nello stato stazionario ci si trovi nello stato ON π_0 e la temperatura prevista nello stato stazionario stesso T_0 :

$$\pi_0 = \frac{T_{off} - T_0}{T_{off} - T_{on}} \quad (2.16)$$

Al fine di semplificare la trattazione vengono introdotti i seguenti parametri:

$$\Pi(t) = \frac{\pi(t)}{\pi_0} \quad (2.17)$$

$$\sigma(t) = \frac{T_{off} - E[T^a(t)]}{T_{off} - T_0} \quad (2.18)$$

in cui $\Pi(t)$ indica il livello di potenza relativo e $\sigma(t)$ è una misura adimensionale dell'energia accumulata. In tal modo l'espressione (2.14) che lega la potenza e la temperatura può essere facilmente espressa:

$$\frac{d\sigma(t)}{dt} = -\frac{1}{\tau} [\sigma(t) - \Pi(t)] \quad (2.19)$$

con la soluzione stazionaria $\sigma_0 = \Pi_0 = 1$.

Ovviamente la funzione primaria dei TCL è quella di mantenere il compartimento (o l'ambiente) vicino alla temperatura desiderata T_0 ciò viene tradotto in delle limitazioni su $\sigma(t)$. Per tale ragione si rende necessaria l'introduzione dei seguenti vincoli:

$$\sigma_{min} \leq \sigma(t) \leq \sigma_{max} \quad (2.20)$$

$$\Pi_{min} \leq \Pi(t) \leq \Pi_{max} \quad (2.21)$$

dove il primo vincolo (2.20) limita la durata e le variazioni del livello di potenza complessivo $\Pi(t)$, il secondo vincolo (2.21) traduce il range di livelli di potenza istantanei accessibili.

II.4 Dispositivi eterogenei

In realtà i TCL non sono tutti caratterizzati dagli stessi parametri bensì presentano valori diversi di τ^a , T_{off}^a e T_{on}^a . Per introdurre i TCL all'interno del modello di Unit Commitment è necessario considerarli come un energy storage aggregato con dei vincoli associati ai livelli di potenza e di energia. Ovviamente ciascun profilo di consumo di potenza $\Pi(t)$ si considera realizzabile dai TCL in modo individuale. Per cui ciascun dispositivo individualmente segue la curva relativa di potenza desiderata $\Pi(t)$ e il consumo di potenza totale è:

$$P(t) = \hat{P}_0 \Pi(t) \quad (2.22)$$

con $\hat{P}_0 = \sum_a \pi_0^a P_{on}^a$.

Il vincolo (2.21) limita i valori istantanei del segnale di potenza relativo $\Pi(t)$, e affinché un segnale sia compatibile con tutte le applicazioni deve soddisfare necessariamente:

$$\hat{\Pi}_{min} \leq \Pi(t) \leq \hat{\Pi}_{max} \quad (2.23)$$

dove:

$$\hat{\Pi}_{min} = \max_a \{\Pi_a^{min}\} \quad (2.24)$$

$$\hat{\Pi}_{ma} = \min_a \{\Pi_a^{max}\} \quad (2.25)$$

Tuttavia è necessario anche considerare la capacità di sostenere per un tempo prolungato livelli di potenza alti e/o bassi. Ciò si raggiunge nel regime stazionario dove $\Pi(t)$ varia lentamente e quindi $\Pi(t) \cong \sigma(t)$. Per cui i limiti sui segnali di potenza "lenti" sono direttamente applicati su σ :

$$\hat{\sigma}_{min} \leq \sigma(t) \leq \hat{\sigma}_{max} \quad (2.26)$$

dove:

$$\hat{\sigma}_{min} = \max_a \{\sigma_a^{min}\} \quad (2.27)$$

$$\hat{\sigma}_{max} = \min_a \{\sigma_a^{max}\} \quad (2.28)$$

Tali relazioni evitano che il profilo di potenza relativo $\Pi(t)$ assuma dei livelli che, se sostenuti per un tempo molto lungo, potrebbero condurre alcuni dispositivi a divenire troppo caldi o troppo freddi.

Un altro parametro è relativo invece all'abilità dei TCL di seguire un segnale dinamico $\Pi(t)$ che rispetti i due vincoli inseriti sopra. La flessibilità viene limitata dalla costante di tempo del dispositivo τ^a e dai limiti di energia σ_a^{min} e σ_a^{max} e viene caratterizzata dal tempo minimo necessario per attraversare il range di energia accessibile. Risolvendo l'equazione (2.19) per un dispositivo a e un livello di potenza costante Π , si ottiene:

$$\sigma(t; \sigma^a(0); \Pi; \tau^a) = (\sigma^a(0) - \Pi)e^{-\frac{t}{\tau^a}} + \Pi \quad (2.29)$$

Durante il regolare funzionamento, si presentano due casi peggiori di tempo di attraversamento:

1. dal limite di massima energia della popolazione al limite di minima energia del dispositivo;
2. dal limite di minima energia della popolazione al limite di energia massima del dispositivo.

Lo scenario peggiore con energia decrescente si verifica nel caso in cui si parte da un segnale costante $\Pi(t \leq 0) = \hat{\sigma}_{max}$, quindi per ogni dispositivo a si ha $\sigma^a(0) = \hat{\sigma}_{max}$ seguito da un'improvvisa diminuzione a $\Pi(t > 0) = \hat{\sigma}_{min}$. Il dispositivo a può sostenere tale livello di potenza per un tempo t_{down}^a finché non viene raggiunto il limite minimo di energia definito da:

$$\sigma(t_{down}^a; \hat{\sigma}_{max}; \hat{\Pi}_{min}; \tau^a) = \sigma_a^{min} \quad (2.30)$$

e si ottiene:

$$t_{down}^a = \tau^a \ln \left[\frac{\hat{\sigma}_{max} - \hat{\Pi}_{min}}{\sigma_a^{min} - \hat{\Pi}_{min}} \right] \quad (2.31)$$

t_{down}^a esprime la flessibilità combinata offerta dalla costante di tempo τ^a e dal limite di energia σ_a^{min} . Tuttavia è necessario determinare la stessa quantità di flessibilità per l'intera popolazione, considerando che il limite minimo di energia aggregata è pari a $\hat{\sigma}_{min}$. Si definisce dunque una costante di tempo τ_{down}^{a*} che realizza lo stesso tempo di attraversamento considerato nel calcolo di t_{down}^a ma con il limite $\hat{\sigma}_{min}$:

$$\tau_{down}^{a*} = \tau^a \frac{\ln [(\hat{\sigma}_{max} - \hat{\Pi}_{min})/(\sigma_a^{min} - \hat{\Pi}_{min})]}{\ln [(\hat{\sigma}_{max} - \hat{\Pi}_{min})/(\hat{\sigma}_{min} - \hat{\Pi}_{min})]} \quad (2.32)$$

Ovviamente $\tau_{down}^{a*} \geq \tau^a$ poiché $\hat{\sigma}_{min}$ deve essere uguale o superiore a σ_a^{min} .

In modo analogo si può calcolare una costante di tempo quando si ha un incremento di energia per il dispositivo a , partendo dunque dal segnale costante $\Pi(t \leq 0) = \hat{\sigma}_{min}$, subito seguito da un repentino incremento a $\Pi(t > 0) = \hat{\sigma}_{max}$

$$\sigma(t_{up}^a; \hat{\sigma}_{min}; \hat{\Pi}_{max}; \tau^a) = \sigma_a^{max} \quad (2.33)$$

e si ottiene:

$$\tau_{up}^{a*} = \tau^a \frac{\ln [(\hat{\Pi}_{max} - \hat{\sigma}_{min})/(\hat{\Pi}_{max} - \sigma_a^{max})]}{\ln [(\hat{\Pi}_{max} - \hat{\sigma}_{min})/(\hat{\Pi}_{max} - \hat{\sigma}_{max})]} \quad (2.34)$$

La costante di tempo utilizzata per il modello della popolazione viene poi selezionata scegliendo la costante di tempo più restrittiva di tutti i dispositivi:

$$\hat{\tau} = \min_a \{ \min \{ \tau_{up}^{a*}, \tau_{down}^{a*} \} \} \quad (2.35)$$

Quindi per rappresentare la flessibilità dei TCL eterogenei si utilizzano i seguenti parametri:

- $\hat{P}_0, \hat{\Pi}_{min}, \hat{\Pi}_{max}, \hat{\sigma}_{min}, \hat{\sigma}_{max}$ e $\hat{\tau}$, in combinazione con i vincoli (2.22), (2.23), (2.26), (2.35) e (2.19).

Il modello risultante rappresenta un minimo comune denominatore per la flessibilità di tutti i dispositivi e non si riferisce necessariamente uno specifico dispositivo. E' evidente che la rappresentazione della flessibilità di una popolazione eterogenea di TCL diviene uguale a quella di una popolazione omogenea se tutti i dispositivi sono identici.

Al fine di introdurre in modo semplice i TCL all'interno del modello di Unit Commitment è utile reinterpretare il modello della popolazione eterogenea dei TCL come quello di un energy storage equivalente (Figura 2.2). A tal proposito si definisce il livello di energia:

$$S(t) \equiv \hat{P}_0 * \hat{\tau} * \sigma(t) \quad (2.36)$$

e usando la (2.22), l'equazione (2.19) può essere riscritta:

$$\frac{dS(t)}{dt} = -\frac{1}{\hat{\tau}} S(t) + P(t) \quad (2.37)$$

Quindi la popolazione eterogenea di TCL viene descritta come un'unità di accumulo che perde la sua energia accumulata con un tasso $\hat{\tau}^{-1}$ e che al contempo riceve in ingresso la potenza istantaneamente consumata $P(t)$. I limiti di funzionamento (2.23) e (2.26) possono essere trasformati in limiti espliciti di potenza e di energia, facilmente introducibili nel modello grazie rispettivamente a (2.22) e a (2.36).

$$P_{min} \leq P(t) \leq P_{max} \quad (2.38)$$

$$S_{min} \leq S(t) \leq S_{max} \quad (2.39)$$

Il livello di energia nello stato stazionario è:

$$S_0 = \hat{P}_0 * \hat{\tau} \quad (2.40)$$

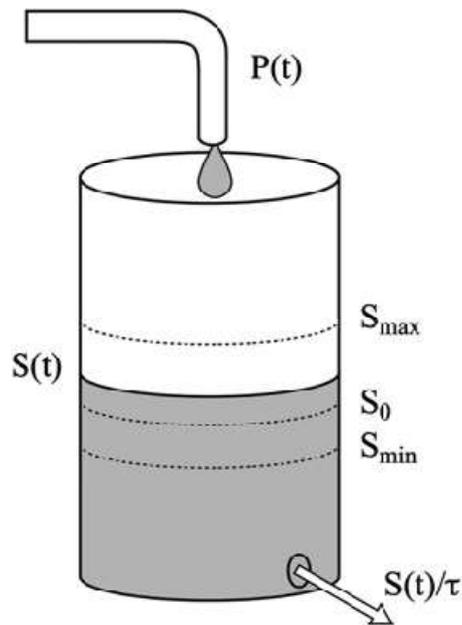


Figura 2.2. Esempio che descrive l'equivalenza fra TCL e storage di energia. L'altezza della colonna d'acqua all'interno del recipiente è determinata dall'ingresso $P(t) \geq 0$ da un rubinetto e dalla perdita attraverso un buco posto nel fondo del recipiente. Al fine di mantenere il livello dell'acqua all'interno di un certo range, l'ingresso dal rubinetto dovrà essere controllato[9].

Infine è necessario introdurre un altro vincolo in quanto la fornitura di demand response non deve avere molti effetti negativi sulla funzione primaria di riscaldamento/raffreddamento dei TCL. In tal caso utilizzare soltanto i limiti di temperatura non è sufficiente, poiché un dispositivo potrebbe mantenere sempre la temperatura minima o quella massima. Perciò si introduce:

$$\frac{1}{w} \int_w S(t) dt = S_0 \quad (2.42)$$

quindi l'energia media all'interno di una finestra temporale w (ad esempio $w=24$ ore) dovrà essere pari all'energia dello stato stazionario.

Capitolo III

Descrizione del modello

Questo capitolo è destinato alla descrizione del modello base, per cui all'inizio vengono descritte le caratteristiche principali del parco generatori considerato, le variabili introdotte e i vincoli tecnici analizzati. Inoltre si descrivono brevemente le differenze principali di diversi metodi di ottimizzazione, quali Linear Programming (LP), Mixed Integer Linear Programming (MILP) e Binary Unit Commitment (BUC) e le ragioni per cui è stato deciso di utilizzare il Linear Programming.

III.1 Parco generatori

Come già detto precedentemente, l'obiettivo di questa tesi è quella di realizzare uno Unit Commitment lineare. Per tale ragione, non viene introdotta alcuna variabile binaria che classifica l'impianto in online o offline, bensì tutti gli impianti di una stessa tecnologia vengono "messi insieme" e considerati come un unico mega-impianto. Il parco generatori è costituito, ad esempio, da 6 impianti nucleari ognuno con una potenza nominale pari a 1800 MW, ma all'interno del modello viene introdotto 1 solo macro-impianto con una potenza nominale pari a $1800 \cdot 6 = 10800 \text{ MW}$.

Grazie a tale considerazione, è possibile trascurare la potenza di minimo tecnico del singolo impianto in quanto essa rappresenta un valore davvero piccolo rispetto alla P_{nom} del macro-impianto, ad esempio il CCGT è costituito da 70 impianti da 500MW, ognuno con una potenza di minimo tecnico pari a 250MW. Tale valore, tuttavia risulta essere davvero piccolo confrontato con la P_{nom} del rispettivo macro-impianto, che in questo caso è pari a 35000MW.

Sono state considerate 7 diverse tipologie di impianti di produzione:

Tab.3.1 Potenza nominale del parco generatori considerato.

Type	P_{nom} singolo impianto [MW]	N° impianti	P_{nom} macro-impianto [MW]
Nuclear	1800	6	10800
Base Coal	500	20	10000
CCGT	500	70	35000
OCGT	200	50	10000
Marginal Coal	500	20	10000
Peakers	335	10	3350
Wind	n/a	n/a	n/a

Tab.3.2 Caratteristiche economiche e tecniche degli impianti di produzione di energia elettrica considerati.

Type	Costi fissi[£/h]	Costi marginali [£/MWh]	Ramp Rate [%Ponline/min]
Nuclear	0	10	0
Base Coal	3500*20	70	2
CCGT	7800*70	51	5
OCGT	8000*50	110	17.5
Marginal Coal	4000*20	90	4
Peakers	17000*10	130	8.3
Wind	0	0	Inf

Come indicato nella Tabella 3.2, la prima colonna indica la tipologia di impianto, la seconda i costi fissi orari, la terza i costi marginali e infine la quarta il ramp rate. E' stato introdotto un profilo di domanda giornaliero, suddiviso in 48 intervalli di tempo ciascuno di durata pari a 30 minuti.

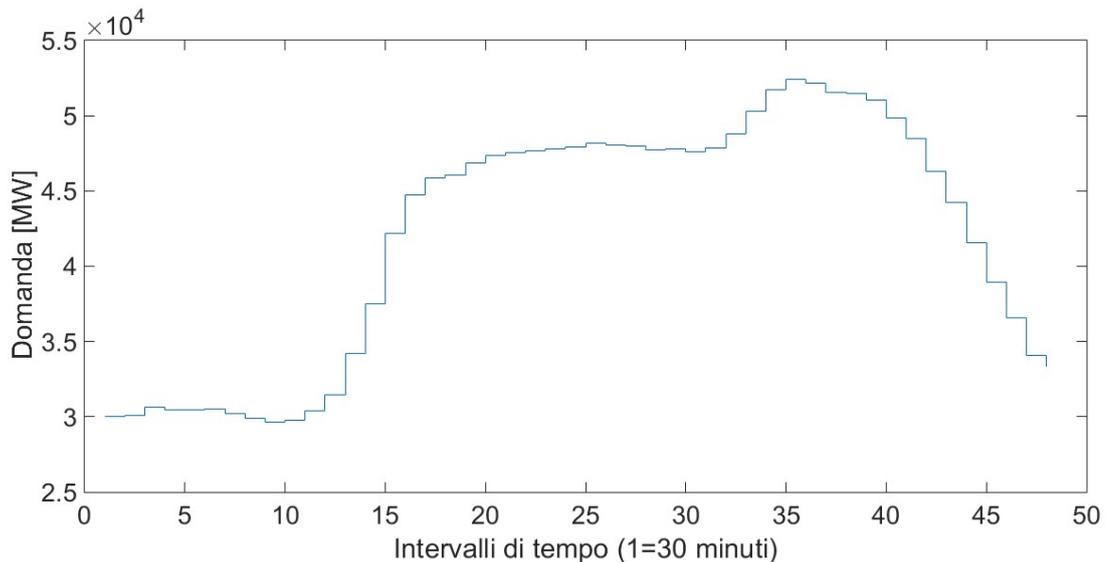


Figura 3.1. Andamento della domanda giornaliera suddivisa in intervalli di tempo di 30 minuti. (valori espressi in MW).

Siccome l'obiettivo è quello di realizzare un linear programming, viene trascurata la potenza di minimo tecnico ed inoltre non si ha la variabile binaria che indica lo stato online o offline dell'impianto, bensì viene introdotta una variabile φ , la quale esprime la frazione di impianti di una certa tecnologia che sono online.

A questo punto occorre introdurre la funzione costo da minimizzare, la quale sarà composta da un termine costo fisso (costo da sostenere quando l'impianto è online), più un termine costo variabile che dipende dalla potenza prodotta. Inizialmente si considera lo UC di una giornata, quindi con un orizzonte temporale di 24 ore, caratterizzato da intervalli di tempo di 30 minuti per poter applicare i diversi vincoli tecnici, quindi si avranno 48 intervalli di tempo ognuno pari a 30 min.

La funzione costo da minimizzare è:

$$\sum_{t=1}^{48} \sum_{g=1}^7 (\alpha_g \varphi_{g,t} + \beta_g P_{g,t}) \quad (3.1)$$

in cui $\varphi_{g,t}$ rappresenta la frazione di impianti online di una certa tecnologia g all'istante di tempo t , α_g è il coefficiente che tiene conto dei costi fissi e che varia con il tipo di tecnologia ma che non dipende dall'istante di tempo considerato, $P_{g,t}$ è la potenza prodotta dall'impianto g -esimo in un certo istante t , invece β_g è il coefficiente moltiplicativo che tiene conto dei costi marginali.

Tale problema di ottimizzazione lineare viene risolto utilizzando la routine 'linprog' di Matlab, quindi l'espressione matematica del problema è la seguente:

$$\min f^T x$$

$$\text{tale che } A * x \leq b$$

$$Aeq * x = beq$$

$$lb \leq x \leq ub$$

Innanzitutto considerando un solo intervallo di tempo e visto che il modello comprende 7 macro impianti, si avranno 7 variabili φ e 7 variabili P :

$$x = [\varphi_1 \varphi_2 \varphi_3 \varphi_4 \varphi_5 \varphi_6 \varphi_7 P_1 P_2 P_3 P_4 P_5 P_6 P_7]' \quad (3.2)$$

Adesso è necessario introdurre il vincolo sulla potenza che ogni macro-impianto può erogare, per cui:

$$0 \leq P_g \leq \varphi_g P_{max,g} \quad (3.3)$$

Si introducono il limite inferiore e quello superiore, detti rispettivamente lb e ub per ognuna delle 14 variabili:

$$0 \leq \varphi_g \leq 1 \quad (3.4)$$

$$0 \leq P_g \leq P_{max} \quad (3.5)$$

A questo punto basta replicare ciò per 48 volte (cambiando il valore della domanda richiesta dalla rete), in modo da coprire lo UC nell'arco delle 24 ore, per cui il numero di variabili φ diverrà pari a $7 \cdot 48 = 336$, e lo stesso avverrà per il numero di variabili P .

III.2 Realizzazione del modello giornaliero

Visto che lo UC deve coprire 24 ore e si utilizzano degli intervalli di tempo di 30 minuti, in totale ci saranno 48 intervalli di tempo. Si è scelto di ordinare le variabili nel seguente modo:

$$x = [\varphi_1^1 \varphi_1^2 \varphi_1^3 \dots \varphi_1^{48} \varphi_2^1 \varphi_2^2 \varphi_2^3 \dots \varphi_2^{48} \varphi_3^1 \varphi_3^2 \varphi_3^3 \dots \varphi_3^{48} \varphi_4^1 \varphi_4^2 \varphi_4^3 \dots \varphi_4^{48} \\ \varphi_5^1 \varphi_5^2 \varphi_5^3 \dots \varphi_5^{48} \varphi_6^1 \varphi_6^2 \varphi_6^3 \dots \varphi_6^{48} \varphi_7^1 \varphi_7^2 \varphi_7^3 \dots \varphi_7^{48} \\ P_1^1 P_1^2 P_1^3 \dots P_1^{48} P_2^1 P_2^2 P_2^3 \dots P_2^{48} P_3^1 P_3^2 P_3^3 \dots P_3^{48} P_4^1 P_4^2 P_4^3 \dots P_4^{48} \\ P_5^1 P_5^2 P_5^3 \dots P_5^{48} P_6^1 P_6^2 P_6^3 \dots P_6^{48} P_7^1 P_7^2 P_7^3 \dots P_7^{48}] \quad (3.6)$$

in cui l'apice indica l'intervallo di tempo, invece il pedice indica il tipo di tecnologia. Dunque in totale si avranno 672 variabili, 96 per ogni tecnologia introdotta e in modo più specifico 48 φ e 48 P per ciascuna tecnologia. A questo punto si possono introdurre le varie matrici che traducono i diversi vincoli tecnici che dovranno essere presenti nel modello, tenendo conto dell'espressione del vettore delle variabili x .

III.2.1 Bilancio domanda-generazione

Innanzitutto si introduce il primo vincolo secondo cui:

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 = demand \quad (3.7)$$

quindi la somma della potenza prodotta da ciascun impianto deve eguagliare la domanda ed esso deve essere applicato ad ognuno dei 48 intervalli di tempo.

III.2.2 Limiti superiori e inferiori delle variabili

Tutte le variabili φ delle 7 tecnologie e in ciascuno dei 48 intervalli di tempo devono essere limitate fra 0 e 1:

$$0 \leq \varphi_{g,t} \leq 1 \quad (3.8)$$

III.2.3 Vincolo output potenza generata

Ogni macro impianto produrrà una certa quantità di potenza, la quale sarà vincolata nel seguente modo:

$$0 \leq P_{g,t} \leq \varphi_{g,t} P_{max,g,t} \quad (3.9)$$

Ovviamente tale relazione deve essere applicata a tutte le tecnologie e a ciascun intervallo di tempo.

III.2.4 Vincolo ramp rate

I 7 macro-impianti presentano un vincolo di ramp rate espresso in %Ponline/min. Tali valori sono stati riportati all'interno della Tabella 3.2.

Se lo UC è effettuato attraverso intervalli temporali di 30 minuti, il valore della variazione di potenza fra 1 intervallo e il successivo sarà vincolato da:

$$P_{g,t+1} - P_{g,t} \leq RAMPRATE * \varphi_{g,t} * P_{max}^g * \Delta t \quad (3.10)$$

dove *RAMPRATE* esprime il valore frazionario della % contenuta all'interno della Tabella 3.2, Δt è pari a 30 minuti. Tale vincolo tiene in considerazione il fatto che se all'intervallo t , φ_t^g è la frazione di impianti online di una certa tecnologia, dopo 30 minuti, mantenendo costante la frazione di impianti online, il ΔP sarà limitato dal ramp rate. In modo duale si ottiene il vincolo per la diminuzione di potenza fra un intervallo e l'altro:

$$P_{g,t+1} - P_{g,t} \geq -(\varphi_{g,t}) * P_{max}^g * RAMPRATE * \Delta t \quad (3.11)$$

Ovviamente all'istante $t+1$ la frazione di impianti online sarà variata, ma è impensabile considerare che tali impianti che divengono online al tempo $t+1$, e cioè $\varphi_{i+1}^g - \varphi_i^g$ siano in grado di dare subito un incremento del valore di potenza.

Siccome i vincoli tecnici vengono introdotti nel modello attraverso dei vincoli di uguaglianza o di disuguaglianza, si è scelto di creare le matrici A e b (e quindi anche A_{eq}, b_{eq}), in modo separato per ogni vincolo, così da poter comprendere più facilmente il contenuto nel codice. Ad esempio, la matrice A è costituita da alcune sottomatrici, quali A1, A2, A3 e così via, allo stesso modo si avranno b1, b2, b3 ecc... In modo specifico A1-b1 traducono la seguente disequazione $P_g \leq \varphi_g P_{max,g}$, invece A2-b2 si riferiscono ai vincoli di ramp rate rispettivamente durante l'incremento e il decremento di potenza prodotta da ciascun macro impianto.

III.3 Tempo di start-up e tempo di shut-down

Oltre alla variabile φ che determina la frazione di impianti di una certa tecnologia che sono on-line, si introducono altre due variabili:

- χ , indica la frazione di impianti di una certa tecnologia che si stanno avviando, per cui tali impianti sono online ma non possono produrre potenza;
- ψ , si riferisce alla frazione di impianti che invece si stanno spegnendo.

A causa di ciò il numero di variabili presenti nel modello sarà pari a

$$4 * (n^{\circ} \text{tecnologie}) * n^{\circ} \text{intervalli di tempo} = 4 * 7 * 48 = 1344$$

Anche la funzione obiettivo subisce delle modifiche in quanto è possibile considerare il costo provocato dall'avviamento di un impianto, si ottiene quindi:

$$\sum_{t=1}^{48} \sum_{g=1}^7 (\alpha_g \varphi_{g,t} + \beta_g P_{g,t}) + C_g^{stup} \gamma_{g,t} \quad (3.12)$$

ovviamente γ_g dipende anche dall'intervallo di tempo ed è un numero adimensionale, mentre C_g^{stup} indica i costi da sostenere per avviare un impianto, è indipendente dall'intervallo di tempo ed è indicato in £.

Il parco generatori introdotto nel modello è caratterizzato dai seguenti valori di costo di avviamento:

Tab 3.3 Costi di avviamento di ciascuna tecnologia.

Type	Costo avviamento singolo impianto [£]	N° impianti	Costo avviamento dell'intero macro-impianto C_g^{stup} [£]
Nuclear	n/a	7	n/a
Base Coal	90000	20	1800000
CCGT	32000	70	2240000
OCGT	10000	50	500000
Marginal Coal	90000	20	1800000
Peakers	10000	10	100000
Wind	n/a	n/a	n/a

Per cui il primo vincolo da imporre è:

$$\varphi_{g,t} + \chi_{g,t} + \psi_{g,t} \leq 1 \quad (3.13)$$

dove g si riferisce al tipo di macro impianto, e t all'istante di tempo. Si introduce tale vincolo in quanto un impianto o è acceso ($\varphi_{g,t}$) o si sta avviando ($\chi_{g,t}$) o si sta spegnendo ($\psi_{g,t}$) oppure è spento, e per tale ragione la somma delle tre variabili può essere al limite uguale ma non maggiore di 1 (nel caso in cui sia minore significa che una certa frazione di impianti di quella tecnologia è offline).

Ovviamente i limiti superiori e inferiori che tali variabili possono assumere, sono i seguenti:

$$0 \leq \chi_{g,t} \leq 1 \quad (3.14)$$

$$0 \leq \psi_{g,t} \leq 1 \quad (3.15)$$

Introducendo queste nuove variabili, è necessario definire alcuni intervalli di tempo:

- T^{shdw} , è il tempo di transizione dallo stato ON a quello OFF;
- T^{stup} , indica il tempo necessario per passare dallo stato OFF a quello ON;
- T^{down} , rappresenta il minimo tempo per cui un impianto deve stare nello stato di OFF;
- T^{up} , è il tempo minimo di permanenza nello stato di ON.

Tab 3.4 Tempi di avviamento, tempi di spegnimento e tempi minimi di permanenza negli stati ON e OFF di ciascuna tecnologia.

Type	T^{up} [h]	T^{down} [h]	$T^{stup}(T^{shdw})$ [h]
Nuclear	n/a	n/a	n/a
Base Coal	4	4	6
CCGT	4	4	4
OCGT	1	1	1
Marginal Coal	4	4	1
Peakers	0.5	0.5	0.5
Wind	n/a	n/a	n/a

A questo punto, i nuovi vincoli da introdurre sono:

$$\varphi_{g,t} - \varphi_{g,t-1} = \chi_{g,t-Tst} - \psi_{g,t} \quad (3.16)$$

infatti la frazione di impianti che dopo un intervallo di tempo pari a 30 minuti è andata online ($\varphi_{g,t} - \varphi_{g,t-1}$), deve essere pari alla differenza fra la frazione di impianti che all'istante $t - T^{stup}$ si sta avviando, meno quella che si sta spegnendo.

Un altro vincolo è:

$$\varphi_{g,t} \leq 1 - \sum_{t-(T^{shdw}+T^{dw}-1)}^t \psi_g - \sum_{t-(T^{stup})}^t \chi_g \quad (3.17)$$

cioè la frazione di impianti online all'istante t di una certa tecnologia g dovrà essere inferiore al numero totale di impianti disponibili (cioè 1) meno il numero di impianti di cui si è sicuri che si trovino nello stato OFF ($\sum_{t-(T^{shdw}+T^{dw}-1)}^t \psi_g$) meno il numero di impianti che sono online ma che ancora non possono produrre ($\sum_{t-(T^{stup}-1)}^t \chi_g$). Ciò può essere interpretato nel modo seguente:

- se un impianto si stava spegnendo alle 12:00, esso necessita di un certo tempo $T_g^{shdw} = 1h$ per potersi spegnere e passare nello stato offline. A questo punto l'impianto non può subito riaccendersi, bensì deve permanere nello stato OFF almeno per un tempo pari a $T_g^{down} = 2h$. Arrivati alle 15:00, dunque l'impianto potrà riavviarsi divenendo χ ed impiegando $T_g^{stup} = 1h$, per cui soltanto alle 16:00 il valore di φ potrà variare. Per tale ragione se una certa frazione di impianti si stava spegnendo nel Δt precedente all'istante t attuale, si è certi che quegli impianti non possono trovarsi nello stato ON, e ciò viene tradotto con il vincolo (3.17).

In modo simile si avrà:

$$\varphi_{g,t} \geq \sum_{t-(T^{stup}+T^{up}-1)}^{t-T} \chi_g \quad (3.18)$$

Per facilitare la comprensione di tale vincolo è bene fare un esempio:

- se un impianto si stava accendendo alle 12:00, ipotizzando che il suo T^{stup} sia di 1h, allora alle 13:00 sarà online, esso dovrà permanere nello stato ON almeno per un tempo pari a T^{up} , per cui la frazione di impianti che all'istante t è online, dovrà essere maggiore o uguale alla frazione di impianti che si stavano accendendo nell'intervallo di tempo compreso fra $t - T^{stup} - T^{up}$ e $t - T^{stup}$, infatti se un impianto va online in tale intervallo di tempo, esso all'istante t dovrà certamente appartenere alla frazione di impianti φ .

Ad esempio immaginando di avere $T^{stup} = 8h$, $T^{up} = 12h$ allora avremo che:

$$\varphi_{21} \geq \sum_{t=1}^{13} \gamma_t$$

infatti la frazione di impianti che si stanno accendendo all'istante $t=1$, ovvero γ_1 , diverranno φ a $t=9$ ma poi dovranno rimanere online fino a $t=21$, allo stesso modo il γ_{13} diverrà φ a $t=21$.

Un altro esempio simile è il seguente in cui $T^{stup} = 12h$, $T^{up} = 8h$ allora avremo che:

$$\varphi_{21} \geq \sum_{t=1}^9 \gamma_t$$

poiché γ_1 diverrà φ a $t=13$ e poi fino a $t=21$ è costretto a rimanere φ , d'altro canto γ_9 diverrà φ a $t=21$.

La ragione principale per cui è fondamentale introdurre questi tempi di transizione è che se al tempo t si decide di accendere un impianto questo impiegherà un certo tempo per raggiungere il valore di minimo tecnico e quindi per passare dallo stato OFF allo stato ON. Ciò avviene in modo inverso per passare dallo stato ON allo stato OFF. Per tale motivo l'introduzione dei tempi di transizione T^{shdw} e T^{stup} è di pari importanza con quella dei tempi di permanenza negli stati OFF e ON, rispettivamente T^{down} e T^{up} .

III.4 LP, MILP e BUC

Per spiegare il motivo per cui si è scelto di utilizzare il linear programming come metodo di risoluzione dell'ottimizzazione, è necessario richiamare i risultati determinati in [7]. Esistono, infatti, diversi modelli per effettuare una veloce valutazione del funzionamento del sistema elettrico di potenza. Tuttavia questi modelli spesso non includono né l'intero insieme di vincoli, né il controllo della frequenza e neppure i servizi ancillari, necessari invece per comprendere la flessibilità del sistema elettrico. Il metodo MILP è stato introdotto con l'obiettivo di ridurre il tempo di calcolo, mantenendo al contempo un'accuratezza ragionevole e catturando tutti gli aspetti economici e tecnici rilevanti del funzionamento del sistema elettrico. Nonostante ciò la complessità dei modelli MILP è relativamente alta quando si analizzano sistemi a larga scala, costituiti da centinaia di generatori. Inoltre, quando si vuole analizzare la flessibilità del sistema elettrico, è necessario simulare lunghi periodi di tempo (come ad esempio 1 anno, in modo da comprendere il comportamento annuale dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e della domanda), con una elevata risoluzione (ogni 30 minuti) e per scenari multipli. Per tali ragioni in alcune situazioni i modelli MILP si sono rivelati inadatti, a causa dei lunghi tempi di calcolo richiesti.

Nel documento [7] è stata creata una versione ridotta del sistema elettrico inglese, considerando i dati storici della domanda e della generazione eolica. È stato semplificato anche il parco generatori, introducendo soltanto tre tipologie di impianto: Coal, Nuclear e CCGT.

Al fine di valutare il tempo di calcolo e l'accuratezza dei tre diversi metodi, sono state effettuate diverse simulazioni MILP, variando il numero di cluster (cioè di macro-impianti), partendo da un numero minimo pari a 3 (suddivisione in base alla tecnologia dell'impianto) fino ad arrivare a 28 macro-impianti, in quest'ultimo caso gli impianti con lo stesso tipo di combustibile e con taglia compresa fra 0 e 100MW sono stati riuniti in un gruppo, quelli con stesso tipo di combustibile e con taglia compresa fra 100 e 200MW in un altro gruppo e così via fino a raggiungere 28 cluster.

Tab.3.5 Numero di cluster con cui si è svolta la simulazione.

Taglia [MW]				
	Numero totale di cluster	Cluster COAL	Cluster NUCLEAR	Cluster CCGT
Nessuna	3	1	1	1
2000	5	2	1	2
1000	8	4	1	3
500	12	6	1	5
250	19	10	1	8
100	28	10	1	17

Quindi in [7] sono state lanciate le simulazioni con i tre diversi metodi, imponendo al contempo un limite di tempo di 10 ore.

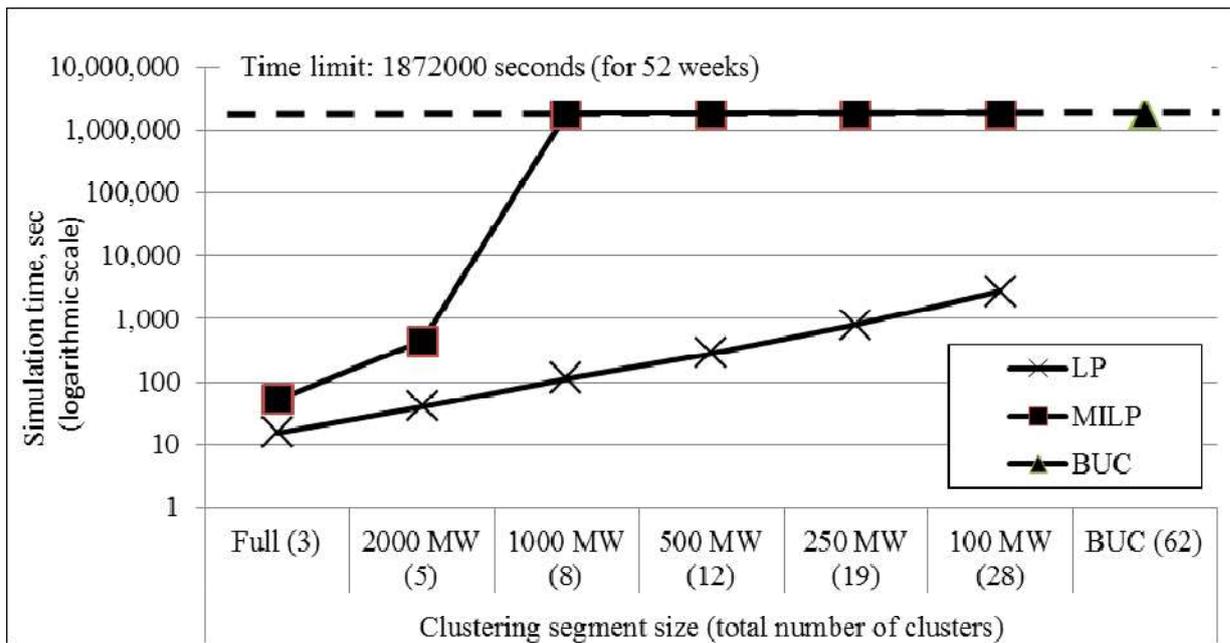


Figura 3.2. Tempo di calcolo del LP, MILP con differente numero di cluster e BUC-[7].

Come si evince dalla Figura 3.2 la simulazione con il BUC raggiunge il tempo limite, invece il tempo necessario per il MILP aumenta esponenzialmente al crescere del numero dei cluster considerati, fino a raggiungere il tempo limite, quando si considerano 8 cluster. Inoltre si vede facilmente come il tempo di simulazione del LP è notevolmente inferiore a quello del MILP, e ciò mostra i benefici ottenuti rilassando le variabili da numeri interi (MILP) a continui (LP) in termini di riduzione di tempo di calcolo.

A questo punto si analizzano i risultati ottenuti con i 3 metodi diversi (LP, MILP, BUC). I risultati sono rappresentati in Figura 3.3, in cui Cost indica il costo totale, PP la power provision, GM il mix di generazione, PFR la primary frequency response, SUR la secondary up reserve e TUR la tertiary up reserve. Si può facilmente vedere come i risultati ottenuti siano quasi uguali raggiungendo una differenza massima dell'1.5%.

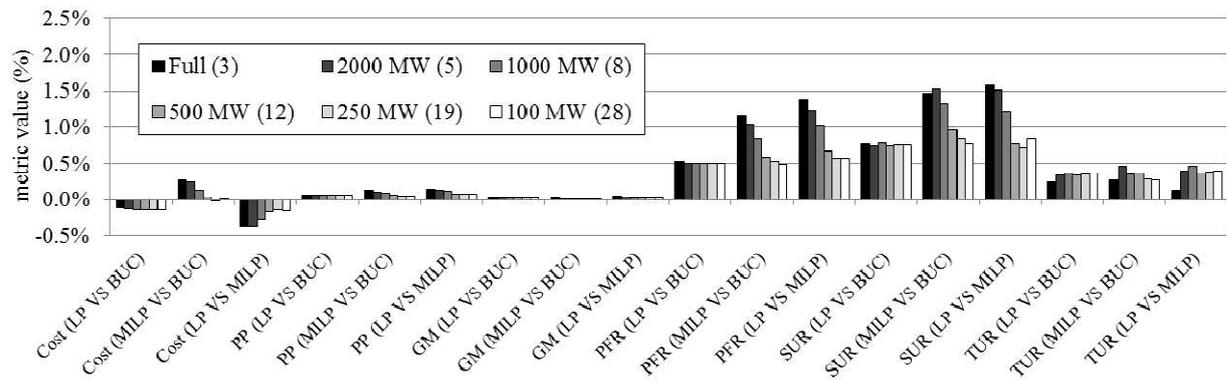


Figura 3.3. Valori di alcuni parametri nelle simulazioni LP, MILP con differente numero di cluster e BUC-[7].

Per tale motivo si è scelto di adottare un problema di ottimizzazione lineare (LP), in quanto si ottengono notevoli vantaggi in termini di riduzione del tempo di calcolo, a discapito di una diminuzione di accuratezza molto modesta.

Capitolo IV

Trattazione fonte eolica

In questo capitolo si descrive la trattazione della fonte eolica all'interno del modello. Partendo dai dati storici, si creano un certo numero di scenari plausibili ed infine si determina la riserva necessaria al sistema elettrico per coprire l'incertezza della disponibilità della fonte eolica.

IV.1 Creazione degli scenari

Per la creazione degli scenari plausibili di produzione di potenza elettrica dalle turbine eoliche in p. u. , si è scelto di partire dai dati storici. Questi consistono in 17520 valori rilevati ogni 30 minuti per cui si riferiscono a valori in p.u. in 1 anno di osservazione.

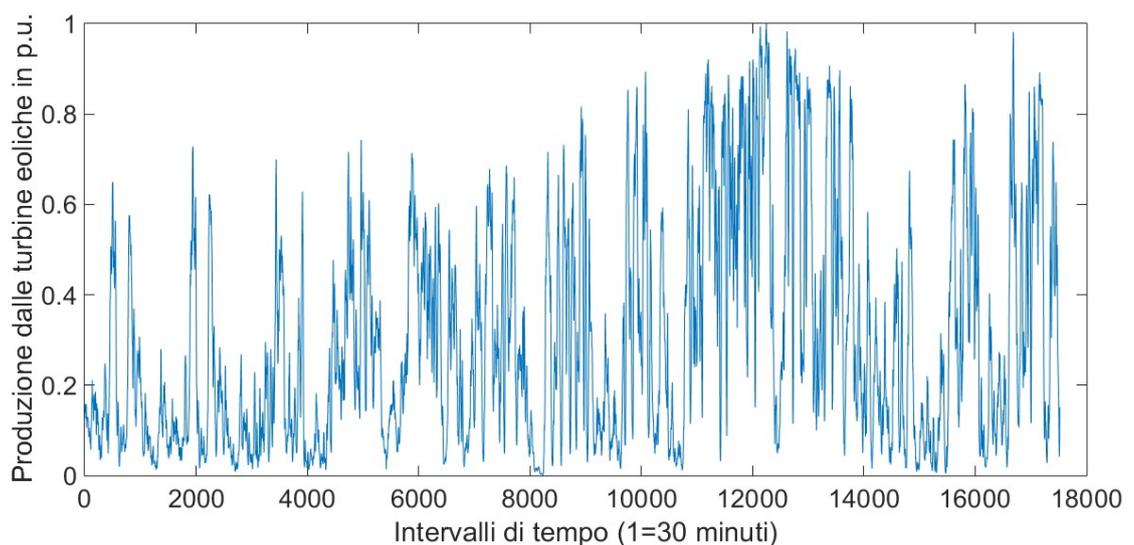
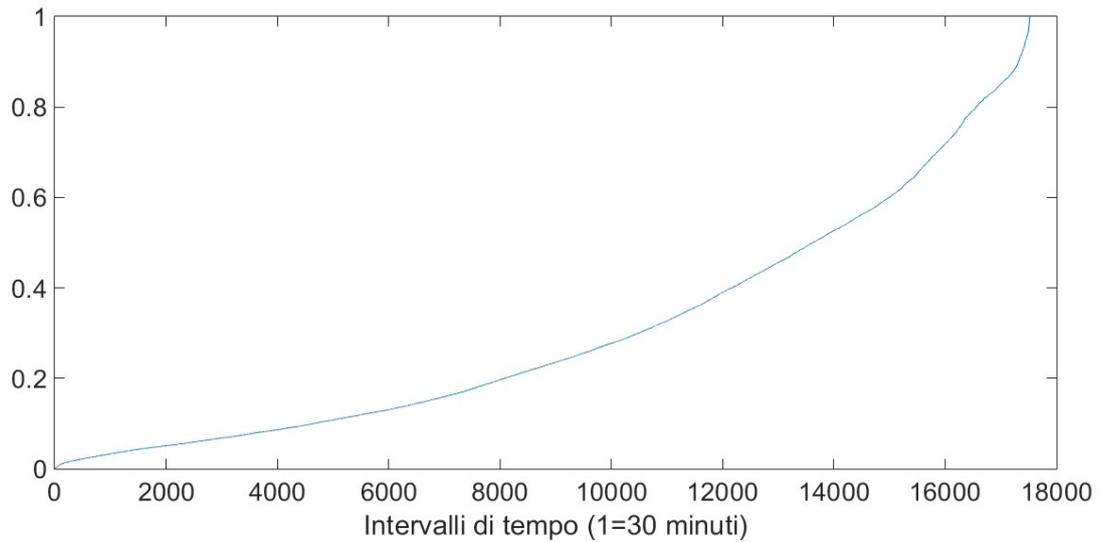


Figura 4.1. Rappresentazione della potenza eolica in p.u. durante 1 anno di osservazione (valore rilevato ogni 30 minuti).

A questo punto i dati storici sono stati ordinati in maniera crescente, ottenendo:



*Figura 4.2. Dati annuali della potenza eolica
in p.u. , ordinati in modo crescente.*

Per poter creare i diversi scenari, è stato necessario calcolare i decili della CDF (Cumulative Distribution Function) corrispondente ai dati storici, per cui una volta ordinati i dati, basta determinare il valore del 1752° elemento per il primo decile, quello del 3504 per il secondo decile e così via fino al decimo decile, ottenendo:

Tab.4.1 Individuazione dei 10 decili.

Primo decile	0.0472
Secondo decile	0.0773
Terzo decile	0.1139
Quarto decile	0.1598
Quinto decile	0.2265
Sesto decile	0.3014
Settimo decile	0.4063
Ottavo decile	0.5279
Nono decile	0.6904
Decimo decile	1.0000

Eseguito ciò, è necessario costruire le ECDF (Experimental Cumulative Distribution Function) dei valori contenuti all'interno di ogni decile, per cui si otterranno ben 10 ECDF, una per ciascun decile. Si individuano dai dati storici i punti che si trovano all'interno del primo decile e si memorizzano i valori assunti un intervallo di tempo dopo. Tali valori andranno a creare la ECDF corrispondente al primo decile. Tale procedimento viene eseguito per tutti i decili, ottenendo alla fine il risultato riportato nella Figura 4.3.

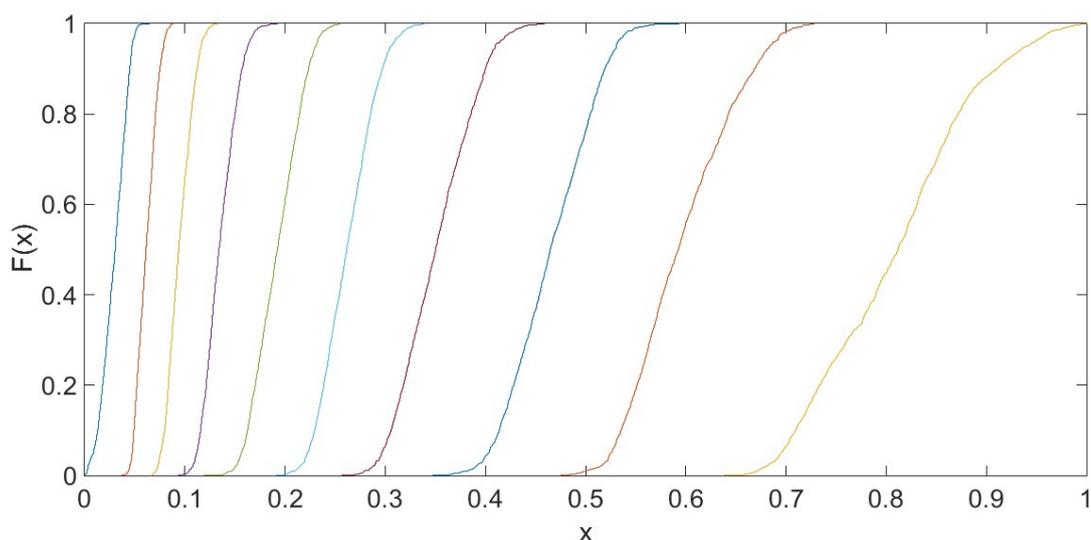


Figura 4.3. Rappresentazione delle 10 ECDF.

A questo punto può iniziare il vero processo di creazione degli scenari. Esso si suddivide nei seguenti passi:

- 1) viene estratto un numero compreso fra 0 e 1 da una distribuzione di probabilità uniforme;
- 2) si identifica il decile di appartenenza di tale numero random e si considera la sua ECDF;
- 3) si estrae un ulteriore numero random da una distribuzione di probabilità uniforme, che viene utilizzato come input nell'ECDF del decile individuato al punto 2; in tal modo si ottiene un certo valore in p.u.

A valle di questo iter è stato calcolato il valore in p.u. della potenza eolica prevista nell'intervallo successivo, cioè dopo 30 minuti. Allo stesso modo partendo da questo valore e reiterando il procedimento è possibile trovare il valore corrispondente alla previsione fra 60 minuti e così via.

Ovviamente tale calcolo può essere effettuato mettendo in parallelo più scenari plausibili.

IV.2 Verifica scenari costruiti

Con la metodologia precedentemente descritta, si è scelto di creare 3 scenari partendo dai dati in p.u. di potenza prodotta dalle turbine eoliche rilevati ogni 30 minuti, per cui i dati storici di ingresso sono costituiti da 17520 valori. A questo

punto per verificare l'efficacia di tale procedura è utile raffigurare il diagramma dell'autocorrelazione sia per i dati storici che per i 3 scenari determinati (in questo esempio si è scelto di creare 3 scenari per verificare l'esattezza del metodo, ma in realtà il numero di scenari creati può essere notevolmente maggiore di 3).

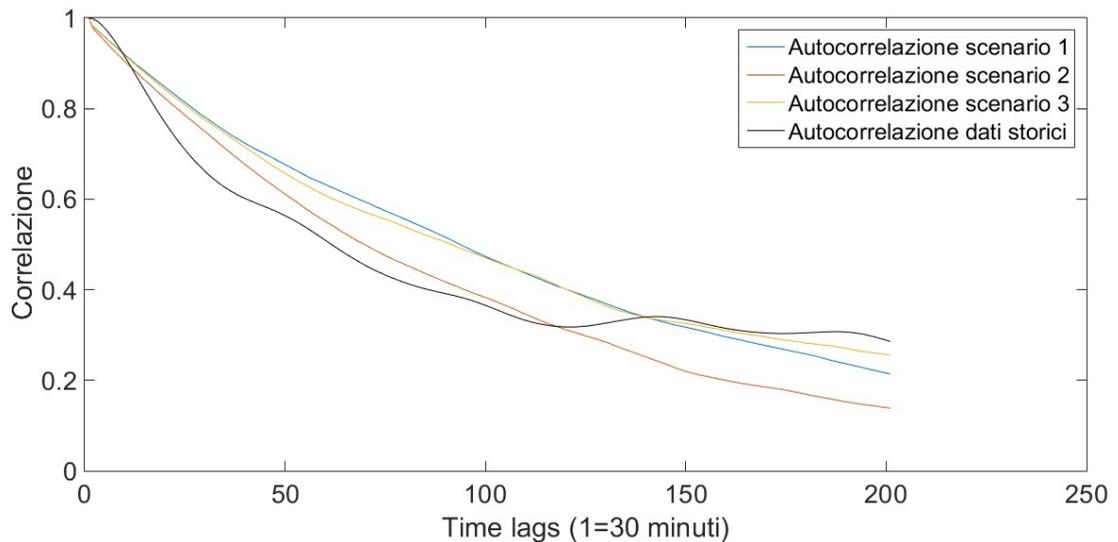


Figura 4.4. Autocorrelazione dei dati storici in ingresso e dei tre scenari costruiti.

In Figura 4.4 in nero si è rappresentata l'autocorrelazione dei dati storici, gli altri colori, invece, rappresentano le autocorrelazioni di ciascuno dei tre scenari costruiti.

Fatto ciò è utile anche confrontare l'andamento nel caso dei dati storici e dei 3 scenari, dei valori in p.u. della potenza prodotta dalle turbine eoliche ordinati in modo crescente. In tal modo si è ottenuto quanto indicato in Figura 4.5.

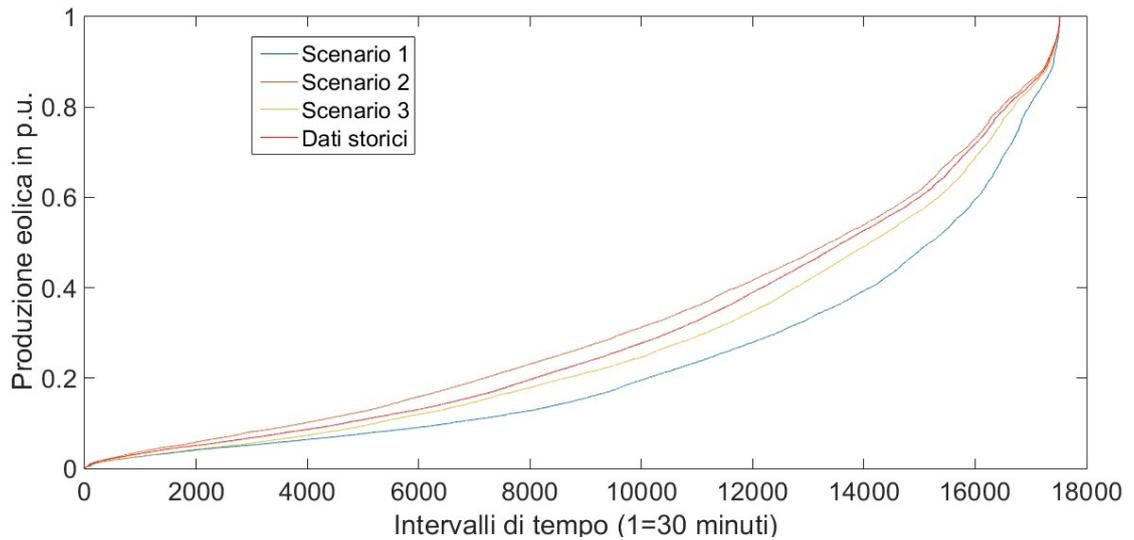


Figura 4.5. Dati della potenza prodotta dalle turbine eoliche in p.u. disposti in ordine crescente

In tale figura, con il rosso ci riferisce ai dati storici ordinati in modo crescente, le altre curve invece si riferiscono ai 3 scenari plausibili ottenuti con tale metodo.

Si sono svolte le stesse verifiche partendo invece dai dati del vento in m/s rilevati ogni 5 minuti, per cui i dati storici sono costituiti da ben 105120 valori. Si è deciso di determinare 3 diversi scenari e per verificare l'esattezza del metodo si confrontano le autocorrelazioni e l'ordinamento in modo crescente dei valori. Nella Figura 4.6 si confronta l'autocorrelazione dei dati in ingresso (colore nero in figura), con quella dei tre scenari costruiti.

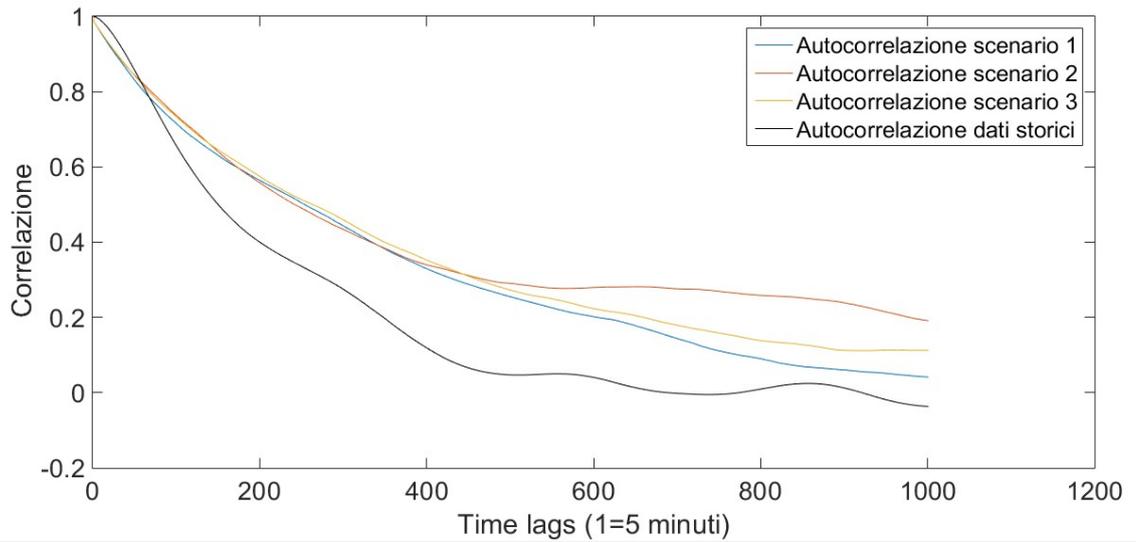


Figura 4.6. Autocorrelazione dei dati storici in ingresso, e dei tre scenari costruiti.

In Figura 4.7, con il rosso ci riferisce ai dati storici ordinati in modo crescente, le altre curve invece si riferiscono ai 3 scenari plausibili.

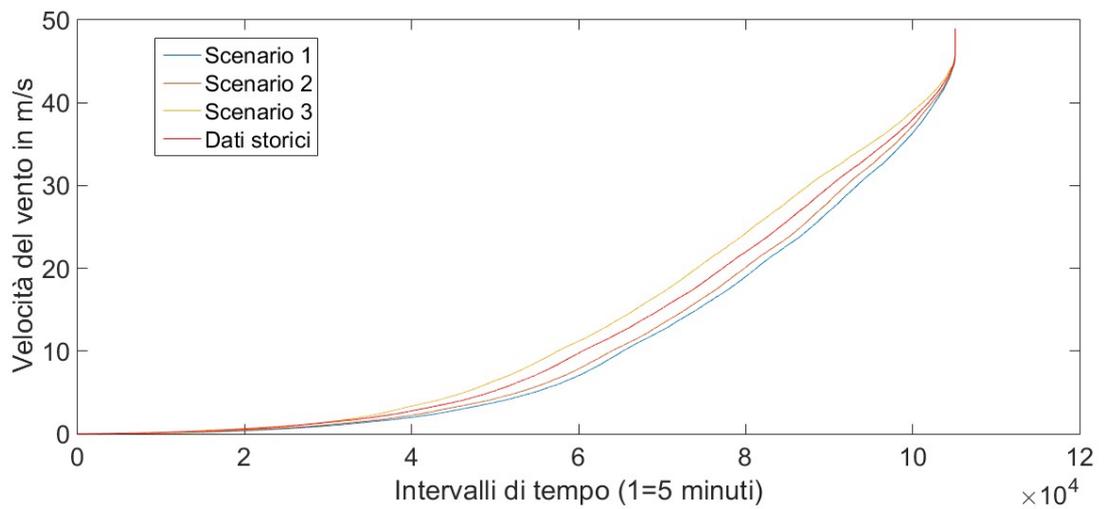


Figura 4.7. Dati del vento in m/s in disposti in ordine crescente

IV.3 Wind Curtailment

Per introdurre nella funzione costo da minimizzare il wind curtailment è necessario agire con due step:

1. Occorre modificare in modo fittizio la funzione costo nel seguente modo:

$$\sum_{t=1}^{48} \sum_{g=1}^7 (\alpha_g \varphi_{g,t} + \beta_g P_{g,t} + C_g^{stup} \chi_{g,t}) - \sum_{t=1}^{48} \sum_{g=wind} (C * P_{g,t}) \quad (4.1)$$

in cui $C=30000\text{£/MWh}$, deve essere premoltiplicato per 0.5, in quanto l'intervallo di tempo considerato nel modello è pari a 30 minuti, invece $\sum_{t=1}^{48} \sum_{g=wind} (P_{g,t})$ indica la potenza eolica dispacciata nell'arco di un'intera giornata. Il termine negativo è stato introdotto in modo che il processo di ottimizzazione consideri il dispacciamento di tutta la potenza eolica disponibile ad un certo istante, come un fattore economicamente conveniente.

2. E' necessario correggere, a valle dell'ottimizzazione, il valore assunto dalla funzione costo poiché in realtà nessuno paga il TSO per dispacciare la potenza eolica, per cui si avrà:

$$fval + \sum_{t=1}^{48} \sum_{g=win} C * P_{max,g}^t \quad (4.2)$$

dove $fval$ rappresenta il risultato in £ ottenuto con la funzione costo modificata.

Tale valore finale rappresenta il costo necessario per il dispacciamento dell'energia elettrica giornaliero.

A questo punto è necessario verificare il funzionamento di tale modifica. Per tale ragione vengono creati 100 scenari di potenza eolica prodotta in p.u. plausibili, e si calcola:

$$\sum_{t=1}^{48} \sum_{g=wind} (P_{max,g}^t - P_{g,t}) * C \quad (4.3)$$

dove t si riferisce all'istante di tempo, C è un prezzo da pagare a causa del non completo utilizzo della potenza eolica disponibile ed è espresso in £/MWh, $P_{max,g}^t$ è la potenza eolica disponibile, invece $P_{g,t}$ è la potenza effettivamente dispacciata per soddisfare la domanda di energia elettrica.

Come si evince dalla Figura 4.8, non avendo ancora inserito alcun vincolo sull'inerzia, il wind curtailment è pressoché nullo, infatti abbiamo un valore massimo di 5£ il quale è assolutamente trascurabile rispetto ai valori assunti dalle funzioni costo. (circa $3e+07$ £).

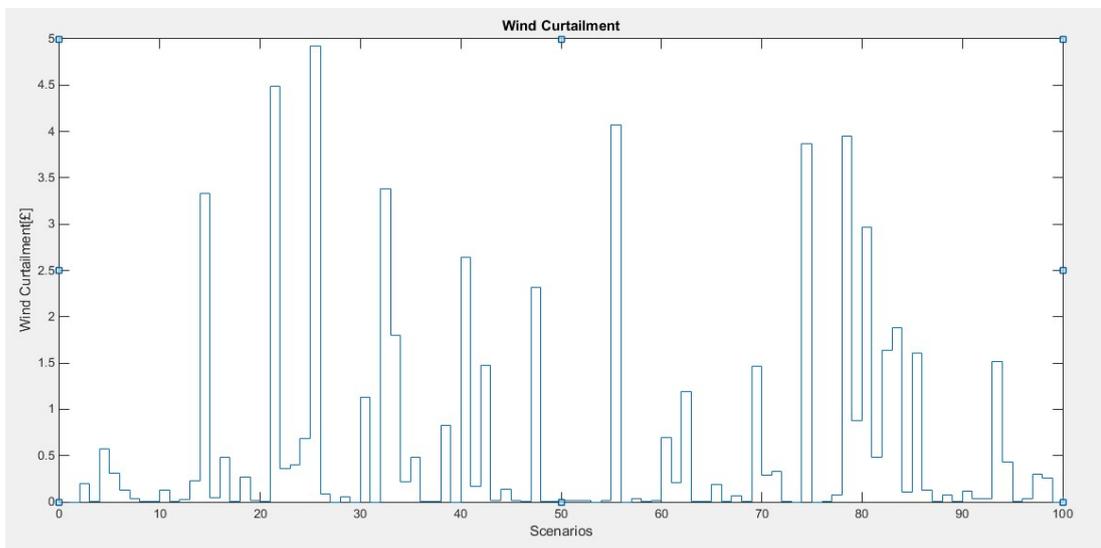


Figura 4.8. Valore del wind curtailment nei 100 scenari considerati.

Per verificare l'esattezza del modello è stata incrementata la potenza eolica installata del 50%, per cui ci si aspetta che in alcuni scenari la produzione eolica sia maggiore della domanda e ciò ha come conseguenza un valore elevato di wind curtailment. La Figura 4.9 conferma ciò.

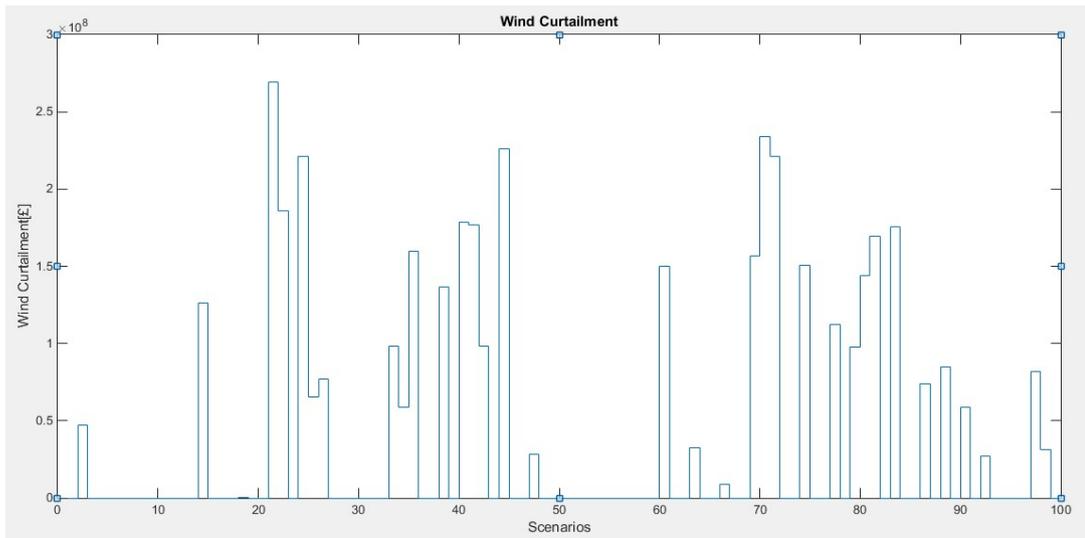


Figura 4.9. Valore del wind curtailment con potenza eolica incrementata del 50% in ognuno dei 100 scenari considerati.

In circa 30 scenari il valore di wind curtailment è molto elevato, raggiungendo anche $2.5e+08\text{£}$, e quindi è addirittura superiore al valore assunto dalla funzione obiettivo priva di wind curtailment.

IV.4 Determinazione della riserva necessaria per coprire l'incertezza della fonte eolica

➤ Riserva a salire

Quando si determinano i vincoli sulla fornitura di riserva, bisogna tener conto sia del valore del generatore più grande presente in rete (nel modello pari a 1800MW) sia della variabilità della fonte eolica. Tuttavia dall'analisi dei dati storici della potenza prodotta dalle turbine eoliche, il modello costruito è in grado di suggerire quale valore di potenza eolica sarà prodotto nell'istante successivo, cioè fra 30 minuti:

- Ad esempio se a $t=1$ la potenza eolica in p.u. è pari a 0.4, allora ci si trova all'interno del settimo quantile. A questo punto assumendo di correre un rischio del 5%, si può affermare che nell'istante successivo il valore della potenza eolica nel peggiore dei casi (ovvero il valore minimo previsto) sarà pari a 0.2878p.u.. Dalla creazione degli scenari è noto il valore che è stato considerato a $t=2$, ad

esempio se si immagina che esso sia uguale a 0.47, il valore di riserva che gli impianti tradizionali dovranno fornire all'istante $t=1$, sarà allora pari:

$$(0.47 - 0.2878) * 35000 \quad (4.4)$$

in cui 0.47 è il valore in p.u. considerato dal nostro scenario a $t=2$, mentre 0.2878 è il valore di potenza eolica che avremmo avuto nel peggiore dei casi (assumendo un rischio pari al 5%), e 35000 è il valore di potenza eolica installata in GB ed espressa in MW.

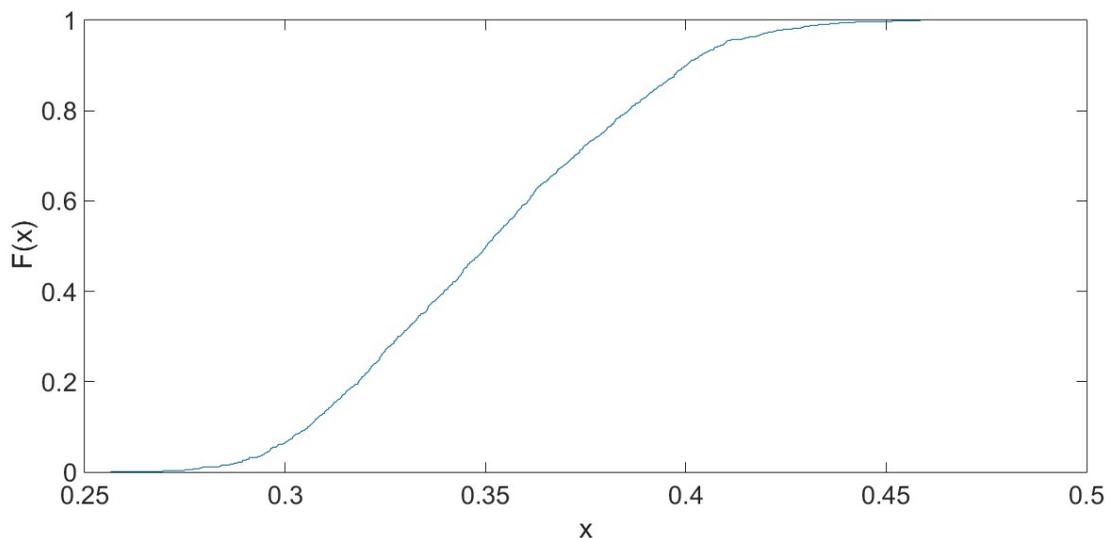


Figura 4.10. ECDF del settimo decile.

Essendo rappresentata in Figura 4.10 la ECDF dei punti susseguenti a quelli che appartenevano al settimo decile, basta entrare dall'asse delle ordinate con il valore 0.05 (5%), per determinare la potenza eolica in p.u. che sarà sicuramente disponibile fra 30 minuti, correndo un rischio del 5%! Nel caso analizzato entrando con 0.05 dall'asse delle ordinate, si ottiene un valore pari a 0.2878p.u..

Quindi si può determinare a priori quale sarà la riserva necessaria per coprire la variabilità della fonte eolica all'interno degli scenari costruiti.

➤ Riserva a scendere

In modo duale si analizza il caso in cui nell'istante successivo $t+1$, il vento disponibile è maggiore rispetto a quello previsto. Quando si determinano i vincoli sulla fornitura di riserva, bisogna tener conto sia della perdita di carico improvvisa (nel modello pari a 1400MW) sia della variabilità della fonte eolica.

- Ad esempio se a $t=1$ la potenza eolica in p.u. è pari a 0.4, allora ci si trova nel settimo quantile. A questo punto assumendo di correre un rischio del 5%, si può affermare che nell'istante successivo il valore della potenza eolica nel peggiore dei casi (ovvero il valore massimo previsto) sarà pari a 0.4097p.u.. Dalla creazione degli scenari è noto il valore che è stato considerato a $t=2$, ad esempio se si immagina che esso sia uguale a 0.37, il valore di riserva a scendere che gli impianti tradizionali dovranno fornire all'istante $t=1$, sarà allora pari a:

$$(0.4097 - 0.37) * 35000 \quad (4.5)$$

in cui 0.37 è il valore in p.u. considerato dallo scenario a $t=2$, mentre 0.4097 è il valore di potenza eolica che si avrebbe avuto nel peggiore dei casi (assumendo un rischio pari al 5%), e 35000 è il valore di potenza eolica installata in GB espressa in MW.

In modo duale a quanto fatto con la riserva a salire, si utilizza la ECDF del settimo decile, rappresentata in Figura 4.10. A questo punto basta entrare dall'asse delle ordinate con il valore 0.95 (95%), per determinare il valore massimo della potenza eolica in p.u. che è lecito aspettarsi fra 30 minuti, correndo un rischio del 5%! In tal modo i generatori verranno dispacciati considerando anche l'ipotesi in cui il vento disponibile fra 30 minuti sarà maggiore di quello previsto. Nell'esempio trattato, entrando con 0.95 dall'asse delle ordinate, si ottiene un valore pari a 0.4097 p.u..

Capitolo V

Implementazione della frequency response

Questo capitolo è dedicato all'implementazione all'interno del modello della frequency response. In esso si può trovare una dettagliata descrizione delle variabili introdotte e dei vincoli necessari al dispacciamento dei generatori. Il modello descritto in [5] è stato utilizzato come riferimento, tuttavia è stato necessario adattare tutte le variabili e tutti i vincoli al problema di linear programming, in quanto in [5] l'ottimizzazione viene eseguita con il mixed integer linear programming. Inoltre è stato introdotto il servizio di High Frequency Response, la riserva a scendere e la suddivisione fra Contingency Reserve e Operating Reserve.

V.1 Variabili introdotte

Come è stato già in parte descritto nel capitolo III, il modello è caratterizzato dalle seguenti variabili:

- $\varphi_{g,t}$, indica la frazione di impianti online di una certa tecnologia;
- $P_{g,t}$, la potenza erogata da ciascun macroimpianto;
- $\chi_{g,t}$, la frazione di impianti che si stanno accendendo;
- $\psi_{g,t}$, la frazione di impianti che si stanno spegnendo;
- $Rp_{g,t}$, la primary response fornita da ogni macroimpianto;
- $Rs_{g,t}$, la secondary response fornita da ogni macroimpianto;
- $Rr_{g,t}$, la contingency reserve a salire fornita da ogni macro impianto;
- $Rr_2_{g,t}$, la riserva a salire fornita da ogni macroimpianto per fronteggiare l'incertezza della disponibilità della fonte eolica;
- $HFR_{g,t}$, la high frequency response fornita da ogni macroimpianto;
- $Fr_{g,t}$, la contingency reserve a scendere fornita da ciascun macroimpianto;
- $Fr_2_{g,t}$, la riserva a scendere fornita da ogni macroimpianto per fronteggiare l'incertezza della disponibilità della fonte eolica;
- S_t , il livello di energia dell'energy storage equivalente ai TCL;
- P_t^P , la primary response fornita dai TCL;
- P_t^S , la secondary response a scendere fornita dai TCL;
- P_t^H , la secondary response a salire fornita dai TCL;

in cui g si riferisce alla tipologia di macroimpianto, invece t all'istante di tempo.

A questo punto si determina il numero di variabili necessarie al dispacciamento di un'intera giornata del sistema elettrico (Tab.5.1).

Tab.5.1 Numero delle variabili del modello

Tipo di variabile	Numero di variabili
$\varphi_{g,t}$	336
$P_{g,t}$	336
$\chi_{g,t}$	336
$\psi_{g,t}$	336
$Rp_{g,t}$	336
$RS_{g,t}$	336
$Rr_{g,t}$	336
$Rr_2_{g,t}$	336
$HFR_{g,t}$	336
$Fr_{g,t}$	336
$Fr_2_{g,t}$	336
S_t	49
P_t^P	48
P_t^S	48
P_t^H	48
Variabili totali	3889

V.2 Variabili relative alla frequency response e vincoli introdotti

Le variabili relative alla frequency response sono:

$$Rp_{g,t}$$

$$Rs_{g,t}$$

$$Rr_{g,t}$$

$$Rr_2_{g,t}$$

$$HFR_{g,t}$$

$$Fr_{g,t}$$

$$Fr_2_{g,t}$$

E' stato necessario inoltre introdurre un ulteriore vincolo per obbligare un impianto online a produrre una quota minima di energia. L'importanza di tale vincolo risiede nel fatto che il Linear Programming non considera il minimo tecnico degli impianti, per cui è stato introdotto:

$$P_{g,t} \geq \varphi_{g,t} * Rp_g^{max} \quad (5.1)$$

in cui Rp_g^{max} rappresenta la quantità massima di riserva primaria che potrà essere fornita da una determinata tecnologia.

Ritornando ai vincoli necessari per la regolazione di frequenza, $Rp_{g,t}$ rappresenta la primary response fornita dal macroimpianto g all'istante t , e viene utilizzata per tradurre i vincoli del RoCoF e del nadir. I valori che tale variabile potrà assumere, vengono limitati nel seguente modo:

$$0 < Rp_{g,t} < \varphi_{g,t} * Rp_g^{max} \quad (5.2a)$$

Tab.5.2 Dati relativi alla primary e alla secondary response delle 7 diverse tecnologie considerate nel modello.

Type	Riserva primaria(secondaria) massima [MW]	Pendenza riserva e primaria secondaria
Nuclear	0 (0)	0
Base Coal	1000 (900)	0.3
CCGT	3500 (3150)	0.4
OCGT	1000 (1000)	0.6
Marginal Coal	1000 (900)	0.4
Peakers	200 (200)	0.4
Wind	0 (0)	0

Tuttavia per modellare in modo corretto la riserva primaria fornita dai generatori tradizionali occorre tener conto che la primary response che un generatore può fornire è limitata sia dalla sua massima capacità ($\varphi_{g,t} * Rp_g^{max}$) che da una pendenza, la quale fa in modo che la riserva primaria fornita da un generatore sia nulla, quando esso produce esattamente la sua P_{max} .

Per cui si ottiene:

$$Rp_{g,t} \leq f_g^F * (\varphi_{g,t} * P_g^{max} - P_{g,t}) \quad (5.2b)$$

in cui f_g^F indica la pendenza e P_g^{max} la massima potenza erogabile dalla tecnologia g.

A questo punto si introduce il vincolo sul RoCoF esplicitato nel caso in cui il damping del carico viene trascurato. Viene effettuata tale scelta poiché tale vincolo è molto più semplice da linearizzare rispetto a quello del caso completo. Inoltre in tal modo viene effettuata una scelta conservativa, in quanto se considerassimo il damping del carico, a parità di tutti gli altri parametri, il RoCoF sarebbe inferiore rispetto a quello ottenuto nel caso semplificato (senza damping del carico).

Per tale ragione il vincolo da introdurre è:

$$\Delta f(t) = \frac{R * t^2}{4 * T_d * H} - \frac{\Delta P_L^{max} * t}{2 * H} \geq -RoCoF_{max} \quad (5.3)$$

dove H indica l'inerzia totale del sistema e R la primary response fornita in un certo istante da tutti i generatori. Il vincolo (5.3) deve essere valutato in $t=0.5s$ e con $RoCoF_{max} = 0.5Hz/s$. Svolgendo dei semplici calcoli si ottiene:

$$\frac{R * t^2 - \Delta P_L^{max} * t * 2 * T_d + RoCoF_{max} * 4 * T_d * H}{4 * T_d * H} \geq 0 \quad (5.4)$$

Siccome il denominatore è sempre maggiore di zero, allora basta introdurre nel modello:

$$R * t^2 - \Delta P_L^{max} * t * 2 * T_d + RoCoF_{max} * 4 * T_d * H \geq 0 \quad (5.5)$$

Tale vincolo deve essere introdotto per ciascuno dei 48 intervalli di tempo, e sostituendo le espressioni di H e di R , si ottiene:

$$\sum_{g=1}^7 R p_{g,t} * t_{roc}^2 - \Delta P_L^{max} * t_{roc} * 2 * T_d + RoCoF_{max} * 4 * T_d * \frac{\sum_{g=1}^7 H_g * P_g^{max} * \varphi_{g,t} - \Delta P_L^{max} * H_L^{max}}{f_0} \geq 0 \quad (5.6)$$

in cui $f_0 = 50Hz$ è la frequenza nominale del sistema.

L'inerzia totale del sistema H [MWs/Hz] è stata determinata tenendo in considerazione la riduzione di inerzia dovuta al fuori servizio del generatore con potenza massima ΔP_L^{max} e con inerzia massima H_L^{max} .

Adesso occorre introdurre il vincolo di nadir:

$$H * R \geq q^* \quad (5.7)$$

e ricordando la definizione dell'inerzia totale del sistema e di R , il vincolo diviene:

$$\frac{(\sum_{g=1}^7 H_g * P_g^{max} * \varphi_{g,t} - \Delta P_L^{max} * H_L^{max}) * \sum_{g=1}^7 R p_{g,t}}{f_0} \geq q^* \quad (5.8)$$

Tuttavia tale vincolo è bilineare, infatti sarebbe necessario moltiplicare la variabile $\varphi_{g,t}$ per un'altra variabile del modello, ossia $R p_{g,t}$. Tale problema viene superato utilizzando "the constrained cost variable (CCV) technique". Infatti se si rappresenta il vincolo al variare di H , e fissando il valore di q^* , si ottiene quanto riportato nella Figura 5.1.

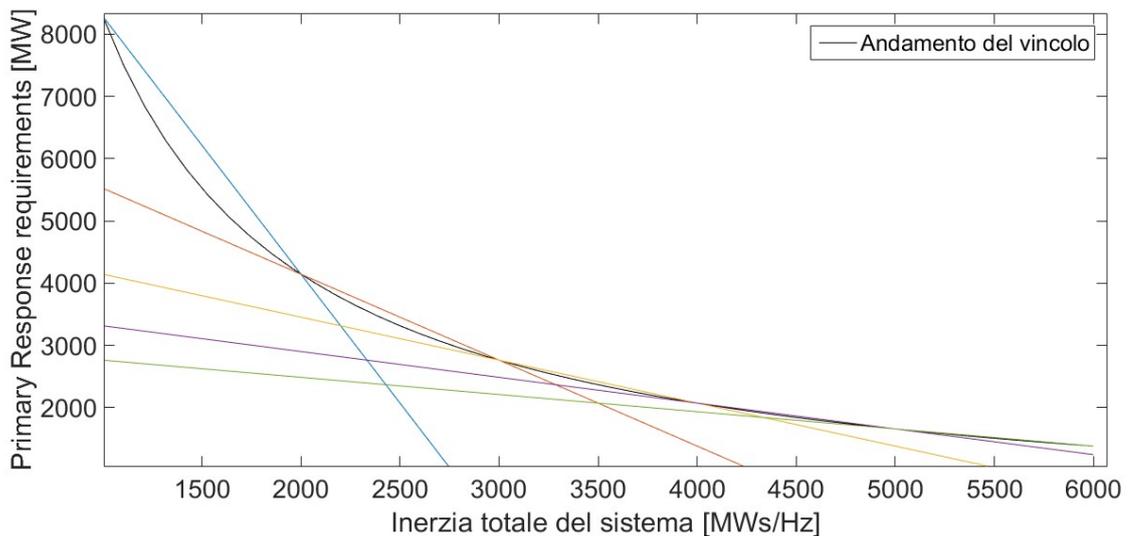


Figura 5.1. Richiesta di primary response necessaria per soddisfare il vincolo di Nadir, al variare dell'inerzia totale del sistema H .

L'andamento del vincolo e quindi la richiesta della primary response è rappresentato in nero, e come si evince dal grafico, è facilmente linearizzabile, usando una funzione lineare con K -tratti, del tipo:

$$R \geq a_k H + b_k \quad \text{con } k = 1, 2, \dots, K \quad (5.9)$$

in cui:

$$a_k = \frac{y_k - y_{k+1}}{x_k - x_{k+1}} \quad (5.10)$$

$$b_k = -x_k * \frac{y_k - y_{k+1}}{x_k - x_{k+1}} + y_k \quad (5.11)$$

$$x_k = \underline{H} + (k - 1) * \frac{\overline{H} - \underline{H}}{K} \quad (5.12)$$

$$y_k = \frac{1}{x_k} * q^* \quad (5.13)$$

in cui \overline{H} [MWs/Hz] indica il valore minimo di inerzia del sistema e \underline{H} [MWs/Hz] rappresenta invece il valore massimo. E' importante scegliere dei valori plausibili di inerzia del sistema, per cui dopo aver valutato le caratteristiche del parco di generazione considerato nel modello, si è scelto di utilizzare $\overline{H} = 1000 \text{ MWs/Hz}$ e $\underline{H} = 6000 \text{ MWs/Hz}$.

Quindi, visto che il valore di q^* è noto a priori (basta conoscere il valore della domanda giornaliera), è possibile determinare le K funzioni lineari prima di lanciare il modello, per cui si possono definire i vincoli sulla richiesta della primary response affinché la frequenza di nadir non scenda al di sotto di 49.2Hz. A questo punto è importante scegliere il valore di K , in quanto se da un lato all'aumentare di K l'approssimazione diviene migliore, al contempo ciò produce un ulteriore appesantimento del modello. Per bilanciare l'accuratezza e il tempo di calcolo si è scelto di utilizzare un valore di K pari a 5.

V.3 Implementazione vincolo nadir

Quindi per implementare tale vincolo, i passi da seguire sono i seguenti:

1. E' necessario calcolare a priori i valori di q^* , i quali variano al variare della domanda;
2. Occorre determinare i coefficienti a_k e b_k i quali dipendono da q^* , per cui si ottengono due vettori costituiti da 5 righe (pari al numero di funzioni lineari che approssimano il vincolo) e da 48 colonne (infatti ad esempio a_1 assume 48 valori diversi in quanto varia q^*);
3. A questo punto si applicano i vincoli:

$$R \geq a_k H + b_k \quad \text{con } k = 1, 2, \dots, 5 \quad (5.14)$$

E sostituendo i valori della riserva primaria e dell'inerzia totale del sistema si ottiene:

$$\sum_{g=1}^7 R p_{g,t} \geq a_k * \frac{\sum_{g=1}^7 H_g * P_g^{max} * \varphi_{g,t} - \Delta P_L^{max} * H_L^{max}}{f_0} + b_k$$

$$\text{con } k = 1, 2, \dots, 5 \quad (5.15)$$

Dunque avendo scelto $K=5$ si avranno ben 5 vincoli che riescono ad approssimare il vincolo bilineare indicato in (5.7).

Infine è necessario introdurre un ulteriore vincolo in quanto se il nadir viene raggiunto ad un tempo superiore del T_d , tempo di fornitura della primary response (cioè 10s), allora la risposta dei turbine governor non sarà più quella indicata sopra, bensì si avrà:

$$\Delta P_g(t) = \sum_{g=1}^7 R p_{g,t} \quad (5.16)$$

Per tale motivo, si introduce:

$$\sum_{g=1}^7 R p_{g,t} \geq \Delta P_L^{max} - D * P^D * \Delta f_{max}^{rocof} \quad (5.17)$$

in cui $\Delta f_{max}^{rocof} = 0.8\text{Hz}$.

V.4 Implementazione Secondary response

Per esplicitare il vincolo sulla secondary response, è stato necessario introdurre la variabile $RS_{g,t}$.

Questa ovviamente avrà un limite inferiore pari a 0, mentre il limite superiore è:

$$0 \leq RS_{g,t} \leq \varphi_{g,t} * RS_g^{max} \quad (5.18)$$

in cui RS_g^{max} rappresenta la quantità massima di riserva secondaria che potrà essere fornita da una determinata tecnologia.

Tuttavia per modellare in modo corretto la riserva secondaria fornita dai generatori tradizionali occorre tener conto che la secondary response che un generatore può fornire è limitata sia dalla sua massima capacità ($\varphi_{g,t} * RS_g^{max}$), che da una pendenza, f_g^S , la quale fa in modo che la riserva primaria fornita da un generatore sia nulla, quando esso produce esattamente la sua P_{max} .

Per cui si ottiene:

$$RS_{g,t} \leq f_g^S * (\varphi_{g,t} * P_g^{max} - P_{g,t}) \quad (5.19)$$

in cui f_g^S indica la pendenza.

Si riporta la trattazione già inserita nel capitolo III al fine di determinare il vincolo sulla secondary response:

$$2H \frac{\partial \Delta f(t)}{\partial t} + D * P^D * \Delta f(t) = \sum_{g=1}^7 \Delta P_g(t) - \Delta P_L \quad (5.20)$$

in cui H [MWs/Hz] rappresenta l'inerzia del sistema dopo la perdita del generatore, e quindi tiene conto della riduzione dell'inerzia causata dalla perdita di un generatore, D [1/Hz] indica il tasso di smorzamento del carico, P^D [MW] è la domanda, ΔP_g [MW] descrive la potenza addizionale fornita dal generatore g in seguito alla perdita di generazione ΔP_L [MW].

Impostando il $RoCoF=0$, si ottiene:

$$D * P^D * \Delta f^{ss} = R_s - \Delta P_L^{max} \quad (5.21)$$

in cui Δf^{ss} rappresenta la deviazione di frequenza conseguita nello stato quasi stazionario. Da tale equazione si ottiene:

$$|\Delta f^{ss}| = \frac{\Delta P_L^{max} - R_s}{D * P^D} \leq \Delta f_{max}^{ss} \quad (5.22)$$

dove $\Delta f_{max}^{ss} = 0.5Hz$, indica la massima deviazione di frequenza consentita nello stato quasi stazionario.

Dalla (5.22) si può ricavare la quantità di riserva secondaria totale che dovrà essere fornita:

$$R_s \geq -\Delta f_{max}^{ss} * D * P^D + \Delta P_L^{max} \quad (5.23)$$

In cui $R_{s,t} = \sum_{g=1}^7 R_{s,g,t}$ e $\Delta P_L^{max} = 1800MW$.

V.5 Implementazione Fast reserve a salire

E' necessario dividere il servizio di Fast Reserve a salire in due categorie diverse:

1. Contingency Reserve, la quale entro l'intervallo $\Delta t_c = 10min$, deve essere in grado di coprire la perdita del generatore più grande, cioè $\Delta P_{L,max}$;
2. Operating Reserve, la quale entro l'intervallo $\Delta t_a = 30min$ deve poter equilibrare l'incertezza sulla disponibilità della fonte eolica fra un intervallo e il successivo.

La variabile che si riferisce alla contingency reserve è $Rr_{g,t}$, in cui g si riferisce al tipo di impianto, e t all'istante di tempo. Tale variabile esprime la fast reserve richiesta per assistere il recupero della frequenza di quegli impianti che partecipano alla frequency response e quindi ripristina la capacità di risposta di essi. Essa presenta i seguenti limiti:

$$0 < Rr_{g,t} < \varphi_{g,t} * ramp_g^{max} * \Delta t_c \quad (5.24)$$

per cui ovviamente il limite inferiore è 0, invece il valore massimo che può assumere è pari al ramping rate massimo, espresso in MW/min moltiplicato per

la finestra temporale in cui avviene l'energy recovery e per la frazione di impianti che sono online.

In modo complementare si introduce anche la operating reserve, $Rr_2_{g,t}$, che presenta il seguente vincolo:

$$0 < Rr_2_{g,t} < \varphi_{g,t} * ramp_g^{max} * \Delta t_a \quad (5.25)$$

Inoltre il valore massimo della $Rr_{g,t}$ fornita viene anche limitato dallo spinning headroom di ciascuna macchina, cioè:

$$Rr_{g,t} \leq \left[\varphi_{g,t} * P_g^{max} - P_{g,t} - \max\left(\frac{RS_{g,t}}{f_g^S}, \frac{Rp_{g,t}}{f_g^P}\right) - Rr_{2g,t} \right] \quad (5.26)$$

Con tale vincolo si evita che lo spinning headroom programmato per la SR o per la PR o per la Operating Reserve venga utilizzato dalla Contingency Reserve.

Quindi visto che la riserva a salire è richiesta per permettere ai generatori che hanno preso parte alla PR o alla SR di ripristinare la loro capacità di riserva, è presente un ulteriore vincolo:

$$\sum_{g=1}^7 Rr_{g,t} \geq \Delta P_L^{max} \quad (5.27)$$

per cui la riserva a salire fornita da tutti i generatori all'istante t deve essere maggiore o uguale al valore in MW del generatore più grande collegato alla rete.

All'interno del capitolo IV è stato determinato quale deve essere il valore in MW che i generatori tradizionali devono fornire come operating reserve a causa della incertezza della disponibilità della fonte eolica (4.4). Per tale ragione il vincolo sulla Operating Reserve sarà:

$$\sum_{g=1}^7 Rr_2_{g,t} \geq Wind_{uncertainty} \quad (5.28)$$

V.6 High Frequency Response

Come definito dalla National Grid, la HFR consiste nella riduzione della potenza attiva entro 10 secondi dopo il verificarsi di un evento e può essere sostenuta per un tempo infinito. Per introdurre tale servizio all'interno del modello, è necessario definire una nuova variabile $HFR_{g,t}$ in cui g si riferisce al tipo di impianto e t all'istante di tempo considerato. Tale variabile avrà i seguenti limiti:

$$0 \leq HFR_{g,t} \leq \varphi_{g,t} * HFR^{max} \quad (5.29)$$

in cui HFR^{max} rappresenta la quantità massima di high frequency response che può essere fornita quando tutti gli impianti di una certa tecnologia g sono online. Tale valore viene definito dalla National Grid pari al 10% della potenza massima della tecnologia, quindi ad esempio se il CCGT ha una $P^{max} = 35000MW$, allora avrà $HFR^{max} = 3500MW$.

Tuttavia bisogna introdurre un ulteriore vincolo, infatti se una tecnologia è al 100% online ma produce soltanto il 50% di potenza attiva, allora la riduzione di potenza attiva che può effettuare sarà limitata dalla quantità di potenza attiva che sta erogando, per cui si ottiene:

$$HFR_{g,t} \leq 0.15 * P_{g,t} \quad (5.30)$$

in cui è stata introdotta una *slope* pari a 0.15 in modo da minimizzare il contributo di HFR quando l'impianto produce un valore molto basso di potenza attiva; per cui tale pendenza serve per limitare il problema del minimo tecnico che non può essere introdotto all'interno di un problema di ottimizzazione lineare.

In tal modo, se si considera che una data tecnologia presenti il 100% di impianti online, al variare della potenza generata il valore della HFR fornita viene limitato come riportato nella Figura 5.2.

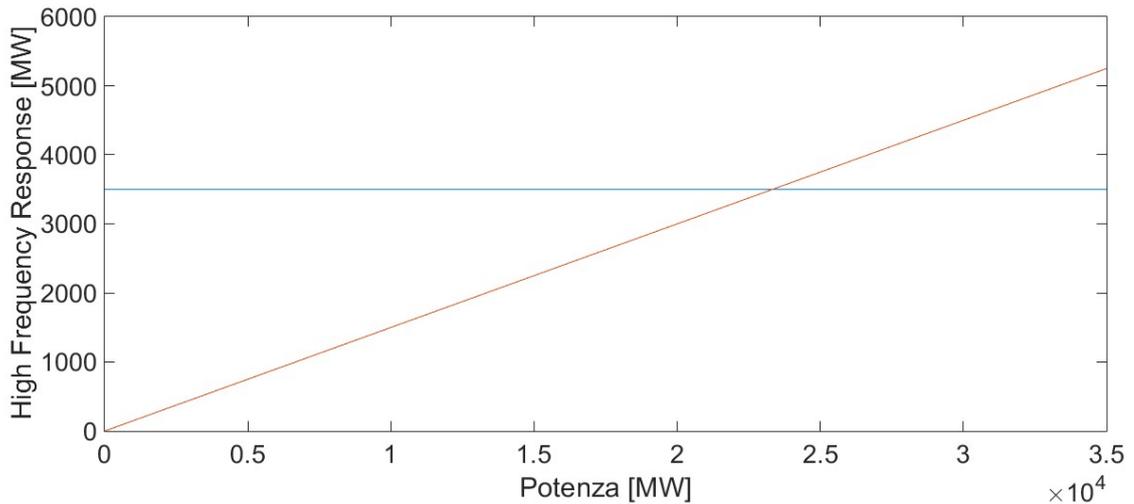


Figura 5.2. Limite di HFR che CCGT può fornire al variare della potenza erogata, considerando la tecnologia interamente online.

In Figura 5.2 si è analizzato il caso del CCGT quando tutti gli impianti sono online, per cui:

$$\varphi = 1 \text{ (tutti gli impianti CCGT sono online)}$$

$$P^{max} = 35000MW$$

$$HFR^{max} = 3500MW, \text{ quindi pari al } 10\% \text{ della } P^{max}$$

$$0 \leq P_{CCGT,t} \leq 35000MW$$

Adesso si analizza il caso in cui il carico diminuisce istantaneamente di ΔP_c , al fine di valutare quali devono essere le performance dei generatori tradizionali per mantenere il transitorio di frequenza all'interno di un certo range.

E' necessario partire dalla seguente equazione:

$$2H \frac{\partial \Delta f(t)}{\partial t} + D * P^D * \Delta f(t) = - \sum_{g=1}^7 \Delta HFR_g(t) + \Delta P_c \quad (5.31)$$

in cui:

$$\Delta HFR_g(t) = \frac{HFR_{g,t}}{T_D} * t \quad (5.32)$$

Risolvendo l'equazione differenziale e imponendo che a $t=0$, la deviazione di frequenza deve essere nulla, si ottiene:

$$\Delta f(t) = \frac{2HFR * H}{D^2 * P^D * T_d} * \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) - \frac{HFR}{D * P^D * T_d} * t + \frac{\Delta P_c}{D * P^D} * \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \quad (5.33)$$

A questo punto è necessario introdurre un vincolo sul RoCoF, ricordando che il suo valore massimo deve essere uguale a 1Hz/s. Si utilizzano i risultati ottenuti per la definizione della primary response, per cui si analizza il caso in cui si trascura il damping del carico, e si ottiene:

$$\Delta f(t) = -\frac{HFR * t^2}{4 * T_d * H} + \frac{\Delta P_c * t}{2 * H} \leq RoCoF_{max} \quad (5.34)$$

e deve essere valutato in $t=0.5s$ e con $RoCoF_{max} = 0.5Hz/s$. Svolgendo dei semplici calcoli si ottiene:

$$\frac{-HFR * t^2 + \Delta P_c * t * 2 * T_d - RoCoF_{max} * 4 * T_d * H}{4 * T_d * H} \leq 0 \quad (5.35)$$

Siccome il denominatore è sempre maggiore di zero, allora basta introdurre nel modello:

$$-HFR * t^2 + \Delta P_c * t * 2 * T_d - RoCoF_{max} * 4 * T_d * H \leq 0 \quad (5.36)$$

Tale vincolo deve essere introdotto per ciascuno dei 48 intervalli di tempo, e sostituendo le espressioni di H e di HFR , si ottiene:

$$\sum_{g=1}^7 HFR_{g,t} * t_{roc}^2 - \Delta P_c * t_{roc} * 2 * T_d + RoCoF_{max} * 4 * T_d * \frac{\sum_{g=1}^7 H_g * P_g^{max} * \varphi_{g,t}}{f_0} \geq 0 \quad (5.37)$$

in questo caso il valore dell'inerzia totale del sistema non prevede la perdita di un generatore, per cui a differenza del caso precedente, il valore di H è:

$$H = \frac{\sum_{g=1}^7 H_g * P_g^{max} * \varphi_{g,t}}{f_0} \quad (5.38)$$

Per quanto riguarda invece il vincolo di nadir, si effettuano gli stessi passaggi svolti per la primary response, partendo dalla soluzione dell'equazione differenziale, e si ottiene:

$$\Delta f_{nadir}(t^*) = \frac{\Delta P_c}{D * P^D} - \frac{2 * HFR * H}{T_D * P^{D^2} * D^2} * \ln \left(\frac{T_d * D * \Delta P_c * P^D + 2 * HFR * H}{2 * HFR * H} \right) \leq \Delta f_{mx} \quad (5.39)$$

in cui $\Delta f_{mx} = 0.8Hz$.

Effettuando alcuni calcoli si ottiene la seguente disequazione:

$$\frac{2 * HFR * H}{T_D} * \ln \left(\frac{2 * HFR * H}{T_d * D * \Delta P_c * P^D + 2 * HFR * H} \right) \leq \Delta f_{mx} * P^{D^2} * D^2 - \Delta P_c * D * P^D \quad (5.40)$$

Siccome il primo membro della disequazione è una funzione monotona decrescente di $HFR * H$, allora per qualsiasi valore di D e ΔP_c esiste un solo valore di $HFR * H$, definito q^* , tale che:

$$\frac{2 * q^*}{T_D} * \ln \left(\frac{2 * q^*}{T_d * D * \Delta P_c * P^D + 2 * q^*} \right) = \Delta f_{mx} * P^{D^2} * D^2 - \Delta P_c * D * P^D \quad (5.41)$$

Per tale ragione la condizione $\Delta f_{nadir} \leq \Delta f_{mx}$ viene soddisfatta se:

$$H * HFR \geq q^* \quad (5.42)$$

Sostituendo il valore dell'inerzia totale del sistema e della HFR fornita in un certo istante, si ha:

$$\frac{(\sum_{g=1}^7 H_g * P_g^{max} * \varphi_{g,t}) * \sum_{g=1}^7 HFR_{g,t}}{f_0} \geq q^* \quad (5.43)$$

Infine è necessario introdurre un ulteriore vincolo in quanto se il nadir viene raggiunto ad un tempo superiore del T_d (cioè 10s), allora la fornitura della HFR non sarà più quella indicata sopra, bensì si avrà:

$$\Delta HFR_g(t) = \sum_{g=1}^7 HFR_{g,t} \quad (5.44)$$

Per tale motivo, si introduce:

$$\sum_{g=1}^7 HFR_{g,t} \geq \Delta P_c - D * P^D * \Delta f_{max}^{rocof} \quad (5.45)$$

in cui $\Delta f_{max}^{rocof} = 0.8Hz$.

V.7 Fast reserve a scendere

Anche la riserva a scendere viene suddivisa in due diverse categorie:

1. Contingency Reserve, la quale avviene all'interno di Δt_c e serve per ristabilire la capacità dei generatori, quando questi partecipano alla HFR;
2. Operating Reserve, avviene all'interno di Δt_a ed è necessaria per far fronte all'incertezza della disponibilità della fonte eolica.

Le due variabili che indicano rispettivamente i due tipi di reserve sono $Fr_{g,t}$ e $Fr_{2g,t}$. Esse presentano i seguenti vincoli:

$$0 \leq Fr_{g,t} \leq \varphi_{g,t} * ramp_g^{max} * \Delta t_c \quad (5.46)$$

$$0 \leq Fr_{2g,t} \leq \varphi_{g,t} * ramp_g^{max} * \Delta t_a \quad (5.47)$$

Inoltre il valore massimo della contingency reserve a scendere fornita viene anche limitato dalla potenza attiva erogata dalla macchina stessa, per cui:

$$Fr_{g,t} \leq \left[P_{g,t} - (HFR_{g,t}) - Fr_{2g,t} \right] \quad (5.48)$$

infatti se un certo impianto sta producendo 5000MW, tale vincolo mi impone che il contributo di tale impianto alla Contingency Reserve è limitato a tale valore meno la quantità di potenza attiva che potrebbe essere richiesta dalla HFR e quella richiesta dalla Operating Reserve.

Con tale vincolo si evita che la potenza attiva programmata per la HFR o per la Operating Reserve venga utilizzata dalla Contingency Reserve.

Quindi visto che la Contingency Reserve è richiesta per permettere ai generatori che prendono parte alla HFR di ripristinare la loro capacità di riserva, è presente un ulteriore vincolo:

$$\sum_{g=1}^7 Fr_{g,t} \geq \Delta P_c \quad (5.49)$$

Come indicato dalla National Grid, si è scelto di considerare $\Delta P_c = 1400$ MW, tale valore sembra rappresentare infatti un livello di guasto credibile, come ad esempio la perdita di una grossa industria.

All'interno del capitolo IV è stata quantificata anche la Operating Reserve che i generatori tradizionali devono fornire per coprire l'incertezza della disponibilità della fonte eolica (4.5). A valle di ciò il vincolo sulla Operating Reserve a scendere diviene:

$$\sum_{g=1}^7 Fr_{-2,g,t} \geq Wind_{uncertainty} \quad (5.50)$$

Capitolo VI

Implementazione dei TCL

Questo capitolo è dedicato all'introduzione dei TCL all'interno del modello, vengono quindi indicate le variabili necessarie, i vincoli introdotti e la struttura del Demand Side Response Model. Esso si basa su quello descritto in [4], ma in più è stata introdotta anche la fornitura di high frequency response da parte dei TCL, che consiste in un aumento dei loro consumi quando la frequenza del sistema aumenta bruscamente a causa di una perdita di carico improvvisa.

VI.1 Demand Side Response Model

Il DSRM è costruito in modo tale che al contempo provveda sia alla fornitura dei servizi ancillari che alla programmazione delle risorse. Tenendo conto delle prescrizioni di National Grid, il DSRM include i seguenti servizi:

1. PR, primary response la quale può essere fornita sia dai TCL, diminuendo i loro consumi, che dai generatori tradizionali, aumentando la produzione di energia. L'obiettivo è quello di mantenere la frequenza al di sopra di 49.2 Hz;
2. SR, secondary response, che può essere fornita sia dai TCL che dai generatori tradizionali, con le stesse modalità sopra indicate. In tal caso è necessario mantenere la frequenza al di sopra di 49.5 Hz;
3. HFR, High Frequency Response, la quale può essere fornita dai TCL, incrementando il loro consumo o dai generatori tradizionali diminuendo l'energia prodotta.
4. Contingency Reserve a salire e a scendere, in tal caso l'obiettivo è quello di far recuperare la capacità di frequency response a quei generatori che hanno fornito dei servizi di frequenza. Visto che si tratta di un servizio a medio-lungo termine, i TCL non prendono parte a questo servizio.

La peculiarità di questo DSRM consiste nel fatto che i servizi ancillari forniti dai TCL sono flessibili, e dipendono dalle reali condizioni del sistema elettrico. Infatti, durante le ore con bassa domanda netta (domanda meno generazione da fonti rinnovabili) l'inerzia del sistema è bassa, per cui servirebbe una maggiore partecipazione dei TCL ai servizi ancillari. Ciò si verifica in modo naturale, in quanto nelle ore con bassa domanda netta i costi marginali sono inferiori, per cui i TCL aumentano i loro consumi, aumentando al contempo la loro capacità di

fornire servizi ancillari. Viceversa nelle ore con alta domanda netta, i costi marginali sono molto elevati, ma anche l'inerzia totale del sistema sarà elevata quindi l'apporto dei TCL viene ad essere superfluo.

Per cui riepilogando:

1. Intervallo con bassa domanda netta: l'inerzia totale del sistema è bassa poiché pochi generatori sincroni sono online, e i costi marginali sono molto bassi, poiché vengono dispacciati soltanto i generatori più efficienti. I TCL aumentano il loro consumo, e in tal modo offrono una maggiore disponibilità ai servizi ancillari in quelle ore dove è maggiormente richiesta poiché l'inerzia totale del sistema è bassa;
2. Intervallo con alta domanda netta: l'inerzia totale del sistema è alta in quanto molti generatori sincroni sono online, e i costi marginali sono molto elevati poiché vengono dispacciati anche i generatori meno efficienti. I TCL diminuiscono il loro consumo aggregato e quindi diminuiscono la loro partecipazione ai servizi ancillari in quelle ore in cui il loro contributo sarebbe meno utile in quanto l'inerzia totale del sistema è già di per sé molto elevata.

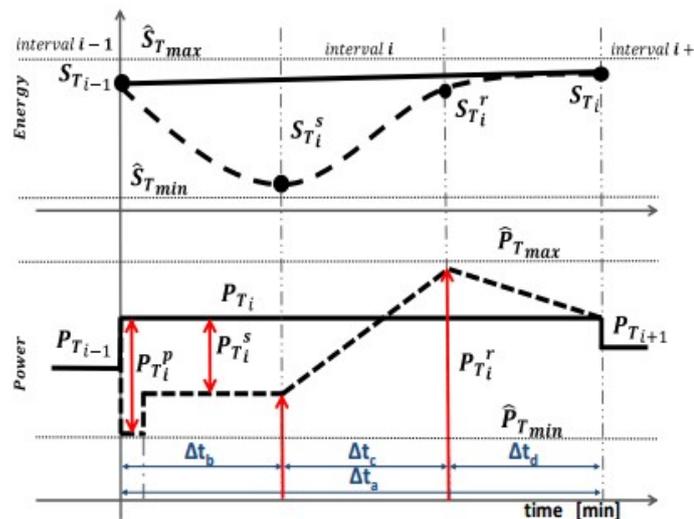


Figura 6.1. Le linee continue si riferiscono all'energia/potenza quando i TCL non prendono parte ai servizi ancillari. Viceversa le linee tratteggiate indicano la dinamica dell'energia/potenza nel caso in cui durante l'intervallo i-esimo i TCL forniscono i servizi ancillari[4].

VI.2 TCL riserva a scendere (diminuiscono i loro consumi per aiutare la rete)

Come si evince dalla Figura 6.1, i TCL forniscono primary e secondary response durante l'intervallo Δt_b (P_{Ti}^P e P_{Ti}^S), ciò conduce ad un energy recovery che ha luogo in Δt_c e Δt_d . La costruzione del DSRM si basa sul fatto che alla fine dell'intervallo Δt_a pari a 30 minuti, il livello di energia e di potenza consumata nel caso in cui i TCL forniscano servizi ancillari sia uguale a quello che si avrebbe nel caso in cui invece non li forniscano (in Figura 6.1 si vede come alla fine dell'intervallo i -esimo in entrambi i casi il valore finale di potenza e di energia consumata sono pari rispettivamente a P_{Ti} e S_{Ti}). Ciò rende il DSRM indipendente dalle partecipazioni ai servizi ancillari avvenute negli intervalli di tempo precedenti. La fornitura di servizi ancillari produce quindi un conseguente aumento della potenza assorbita durante l'intervallo Δt_c , fino al raggiungimento del picco P_{Ti}^R . Tale valore dipende dai seguenti fattori:

1. la riduzione di potenza avvenuta in Δt_b per la fornitura della secondary response;
2. il tempo di fornitura della secondary response, cioè Δt_b ;
3. la finestra temporale di recovery dell'energia, Δt_c e Δt_d .

Tale valore di P_{Ti}^R andrà quindi ad incrementare le richieste di Contingency Reserve dei generatori tradizionali, ma nonostante ciò i costi totali da sostenere diminuiscono. Questo risultato è conseguenza del fatto che per i generatori tradizionali risulta molto conveniente spostare la richiesta di energia da una finestra temporale (quella della SR) ad un'altra (quella della CR). Sempre in Figura 6.1 si vede come l'energy recovery dei TCL avviene per mezzo di rampe, sebbene essi siano in grado di aumentare quasi istantaneamente il livello di potenza consumato da P_{Ti}^S a P_{Ti}^R . Ciò tuttavia potrebbe condurre il sistema elettrico ad un'altra brusca diminuzione del valore della frequenza, per cui tale problema viene risolto effettuando un energy recovery notevolmente più "dolce". Riepilogando, la fornitura di SR da parte dei TCL può esser considerata come una sorta di arbitraggio fra la fornitura di SR da parte dei generatori tradizionali e la fornitura di Contingency Reserve.

Il modello di demand response viene introdotto all'interno dello Unit Commitment attraverso una serie di vincoli sul consumo aggregato di potenza e energia da parte dei TCL.

Si considera inizialmente il caso in cui i TCL non partecipano alla fornitura di servizi ancillari mantenendo dunque per l'intero intervallo Δt_a il valore di potenza P_{Ti} .

Al fine di esplicitare tale vincolo basta integrare l'equazione (2.37) per tutto l'intervallo di tempo Δt_a considerando una potenza costante pari a P_{Ti} . In tal modo si ottiene:

$$S_{T,i} = S_{T,i-1} * e^{-\frac{\Delta t_a}{\hat{\tau}}} + \hat{\tau} P_{Ti} * \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_a}{\hat{\tau}}}\right) \quad (6.1)$$

in cui $S_{T,i-1}$ e $S_{T,i}$ rappresentano rispettivamente i livelli di energia all'inizio e alla fine dell'intervallo i -esimo. I vincoli da considerare sono:

$$\hat{P}_{T,min} \leq P_{T,i} \leq \hat{P}_{T,max} \quad (6.2)$$

$$\hat{S}_{T,min} \leq S_{T,i} \leq \hat{S}_{T,max} \quad (6.3)$$

La fornitura di primary response da parte dei TCL viene vincolata:

$$0 \leq P_{T,i}^p \leq P_{T,i} - \hat{P}_{T,min} \quad (6.4)$$

Per quanto riguarda l'energia, siccome il tempo di fornitura della PR è soltanto di 30s, la riduzione di energia causata dalla fornitura della PR è trascurabile.

In modo simile, viene adottato anche un vincolo di potenza per la fornitura della SR:

$$0 \leq P_{T,i}^s \leq P_{T,i} - \hat{P}_{T,min} \quad (6.5)$$

Al contrario della PR, questa riduzione del livello di potenza da $P_{T,i}$ a $P_{T,i}^s$ è mantenuta per un tempo abbastanza considerevole, pari a Δt_b (diversi minuti) perciò è necessario introdurre un vincolo che assicuri che il livello di energia raggiunto alla fine di Δt_b e cioè $S_{T,i}^s$ non sia inferiore al valore di $\hat{S}_{T,min}$. Per esplicitare tale vincolo è necessario integrare la (2.37) per un intervallo di tempo pari a Δt_b , considerando un input di potenza costante uguale a $P_{T,i} - P_{T,i}^s$, e assumendo come condizione iniziale a $t = 0$, il valore di $S_{T,i-1}$:

$$S_{T,i}^s = S_{T,i-1} * e^{-\frac{\Delta t_b}{\hat{\tau}}} + \hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_b}{\hat{\tau}}}\right) (P_{T,i} - P_{T,i}^s) \geq \hat{S}_{T,min} \quad (6.6)$$

A questo punto inizia il recovery dell'energia che avviene all'interno degli intervalli temporali Δt_c e Δt_d . La costruzione del modello di DSRM impone che alla fine dell'intervallo i -esimo il valore di energia e potenza consumata sia pari a quello che si avrebbe nel caso in cui i TCL non partecipino ai servizi ancillari, per cui è necessario incrementare il consumo di potenza con una rampa fino a raggiungere il valore massimo $P_{T,i}^r$. Ovviamente anche in questo caso la potenza $P_{T,i}^r$ e il conseguente livello di energia $S_{T,i}^r$ devono rimanere al di sotto dei valori massimi $\hat{P}_{T,max}$ e $\hat{S}_{T,max}$.

Integrando l'equazione (2.37) per un intervallo di tempo pari a Δt_c , assumendo la condizione iniziale a $t = 0$ pari a $S_{T,i}^s$ e un consumo di potenza che varia linearmente nel tempo:

$$P(t) = \frac{P_{T,i}^r - (P_{T,i} - P_{T,i}^s)}{\Delta t_c} * t + P_{T,i} - P_{T,i}^s \quad (6.7)$$

Si ottiene il seguente livello di energia alla fine di Δt_c :

$$\begin{aligned} S_{T,i}^r = S_{T,i-1} * e^{-\frac{\Delta t_b}{\hat{\tau}}} * e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}} + (P_{T,i} - P_{T,i}^s) & \left(e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}} * \hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_b}{\hat{\tau}}}\right) - \hat{\tau} + \hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}}\right) \right) \\ & + \frac{\hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}}\right) * \hat{\tau}}{\Delta t_c} + P_{T,i}^r \left(\hat{\tau} - \frac{\hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}}\right) * \hat{\tau}}{\Delta t_c} \right) \end{aligned} \quad (6.8)$$

Per scrivere tutto in modo più compatto si definiscono i seguenti parametri:

$$R_1 = e^{-\frac{\Delta t_b}{\hat{\tau}}} * e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}}$$

$$R_2 = e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}} * \hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_b}{\hat{\tau}}}\right) - \hat{\tau} + \hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}}\right) + \frac{\hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}}\right) * \hat{\tau}}{\Delta t_c}$$

$$R_3 = \hat{t} - \frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{\tau}}}\right) * \hat{t}}{\Delta t_c}$$

Sostituendo nella (6.8) si ottiene:

$$S_{T,i}^r = S_{T,i-1} * R_1 + (P_{T,i} - P_{T,i}^s) * R_2 + P_{T,i}^r * R_3 \quad (6.8b)$$

L'equazione (6.8b) da sola non è in grado di vincolare sia $P_{T,i}^r$ che $S_{T,i}^r$, per cui occorre un'altra espressione di $S_{T,i}^r$. Essa può essere ottenuta considerando stavolta l'intervallo di tempo Δt_d e imponendo che alla fine di tale intervallo, il livello di energia dovrà essere pari a $S_{T,i}$.

La potenza, dunque, dovrà decrescere linearmente ed è:

$$P(t) = \frac{(P_{T,i} - P_{T,i}^r)}{\Delta t_d} * t + P_{T,i}^r$$

Integrando l'equazione (2.37) per un tempo pari a Δt_d con il valore di potenza sopra indicato, con condizione iniziale a $t = 0$ pari a $S_{T,i}^r$ e condizione finale pari a $S_{T,i}$ si ottiene:

$$S_{T,i}^r = \frac{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}} S_{T,i-1} + \left(\frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}\right) - \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}} + \frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}\right) \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}} \Delta t_d} \right) P_{T,i} + \left(\frac{-\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}\right) + \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}} - \frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}\right) \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}} \Delta t_d} \right) P_{T,i}^r \quad (6.9)$$

Anche in questo caso è utile definire alcuni parametri:

$$G_1 = \frac{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{\tau}}}}$$

$$G_2 = \frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}}\right) - \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}}} + \frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}}\right) \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}} \Delta t_d}$$

$$G_3 = \frac{-\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}}\right) + \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}}} - \frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}}\right) \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}} \Delta t_d}$$

Sostituendo nella (6.9) si ha:

$$S_{T,i}^r = G_1 * S_{T,i-1} + G_2 * P_{T,i} + G_3 * P_{T,i}^r \quad (6.9b)$$

Eguagliando le espressioni (6.8b) e (6.9b) di $S_{T,i}^r$ si ottiene:

$$S_{T,i-1} * R_1 + (P_{T,i} - P_{T,i}^s) * R_2 + P_{T,i}^r * R_3 = G_1 * S_{T,i-1} + G_2 * P_{T,i} + G_3 * P_{T,i}^r$$

Visto che $R_1 = G_1$, il valore di $P_{T,i}^r$ sarà:

$$P_{T,i}^r = P_{T,i} * \left(\frac{G_2 - R_2}{R_3 - G_3}\right) + P_{T,i}^s * \left(\frac{R_2}{R_3 - G_3}\right)$$

Verificando che $\frac{G_2 - R_2}{R_3 - G_3} = 1$, si ottiene:

$$P_{T,i}^r = P_{T,i} + L_1 P_{T,i}^s \leq \hat{P}_{T,max} \quad (6.10)$$

dove:

$$L_1 = \frac{e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{t}}} * \hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_b}{\hat{t}}}\right) - \hat{t} + \hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{t}}}\right) + \frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{t}}}\right) * \hat{t}}{\Delta t_c}}{\left(\hat{t} - \frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_c}{\hat{t}}}\right) * \hat{t}}{\Delta t_c}\right) - \left(\frac{-\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}}\right) + \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}}} - \frac{\hat{t} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}}\right) \hat{t}}{e^{-\frac{\Delta t_d}{\hat{t}}} \Delta t_d}\right)}$$

e utilizzando i parametri sopra definiti:

$$L_1 = \frac{R_2}{R_3 - G_3}$$

Tale risultato dimostra che la quantità di potenza che deve essere aggiunta alla richiesta di contingency reserve è uguale alla quantità di SR fornita, scalata di un fattore L_1 :

$$P_{T,i}^{ar} = P_{T,i}^r - P_{T,i} = L_1 P_{T,i}^S \quad (6.11)$$

A questo punto, dato che $\Delta t_a = 30$ minuti e fissato il valore di $\Delta t_b = 10$ minuti, L_1 varia soltanto con Δt_c , in quanto $(\Delta t_a - \Delta t_b) = (\Delta t_c + \Delta t_d)$.

Infine, sostituendo l'espressione della $P_{T,i}^r$ nella (6.9) si ottiene il vincolo sul livello di energia $S_{T,i}^r$:

$$S_{T,i}^r = G_1 * S_{T,i-1} + (G_2 + G_3) * P_{T,i} + G_3 * L_1 * P_{T,i}^S \leq \hat{S}_{T,max} \quad (6.12)$$

Quindi la fornitura dei servizi ancillari da parte dei TCL prevede una quasi istantanea riduzione della potenza consumata al fine di rendere minore il disequilibrio fra domanda e generazione, e poi un energy recovery addolcito, per evitare di creare nuove brusche variazioni di frequenza.

Come già anticipato nel capitolo II, i TCL possono fornire servizi ancillari al sistema elettrico, ma devono al contempo rispettare la loro funzione principale, cioè quella di mantenere il compartimento vicino alla temperatura di set-point. I vincoli introdotti sui livelli di energia non sono sufficienti, in quanto un dispositivo potrebbe ad esempio rimanere sempre molto vicino al limite di energia minima, allontanandosi dalla temperatura di set-point. Ciò rende necessario l'introduzione di un ulteriore vincolo, il quale obbliga il valore della energia media consumata all'interno di una certa finestra temporale w ad essere uguale al suo valore stazionario $S_{T0} = \hat{P}_{T0} \hat{t}$.

$$\frac{1}{w} \int_w S_T(t) dt = S_{T0} \quad (6.13)$$

L'introduzione di quest'ultimo vincolo rende il consumo totale dei TCL nell'arco delle 24 ore uguale a quello che si avrebbe nel caso in cui i TCL non fossero flessibili. Tale vincolo elimina inoltre la soluzione banale che farebbe funzionare i TCL al loro livello minimo di energia al fine di minimizzare i costi di funzionamento del sistema.

VI.3 Introduzione del DSRM

I livelli di energia alla fine di ciascun intervallo di tempo possono essere espressi come:

$$S_{T,i} = S_{T,i-1} e^{-\frac{\Delta t_a}{\hat{\tau}}} + P_{T,i} \hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_a}{\hat{\tau}}}\right) \quad (6.14)$$

per cui il primo intervallo di tempo sarà caratterizzato da un valore iniziale pari a $S_{T,1^-}$ e da un valore finale $S_{T,1^+}$ che coinciderà con il valore iniziale del secondo intervallo, quindi $S_{T,1^+} = S_{T,2^-}$. Allo stesso modo l'intervallo 48-esimo avrà un valore iniziale $S_{T,48^-}$ e uno finale $S_{T,48^+} = S_{T,49^-}$, per cui si avranno 49 variabili, pari al numero di intervalli +1.

Il discorso è diverso per le potenze, infatti il loro numero di variabili è esattamente uguale al numero di intervalli considerati, e cioè 48.

E' necessario dunque introdurre 49 variabili $S_{T,i}$ con i che indica la fine dell' i -esimo intervallo di tempo, 48 variabili $P_{T,i}^P$ e 48 variabili $P_{T,i}^S$, dove in questo caso i si riferisce all' i -esimo intervallo. $P_{T,i}$ invece, viene facilmente calcolata invertendo l'equazione (6.14):

$$P_{T,i} = \frac{S_{T,i} - S_{T,i-1} e^{-\frac{\Delta t_a}{\hat{\tau}}}}{\hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_a}{\hat{\tau}}}\right)} \quad (6.15)$$

Adesso si riepilogano i vincoli da introdurre nel modello:

$$\hat{P}_{T,min} \leq P_{T,i} \leq \hat{P}_{T,max}$$

$$\hat{S}_{T,min} \leq S_{T,i} \leq \hat{S}_{T,max}$$

$$0 \leq P_{T,i}^P \leq P_{T,i} - \hat{P}_{T,min}$$

$$0 \leq P_{T,i}^S \leq P_{T,i} - \hat{P}_{T,min}$$

$$S_{T,i}^S = S_{T,i-1} * e^{-\frac{\Delta t_b}{\hat{\tau}}} + \hat{\tau} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_b}{\hat{\tau}}}\right) (P_{T,i} - P_{T,i}^S) \geq \hat{S}_{T,min}$$

$$P_{T,i}^r = P_{T,i} + L_1 P_{T,i}^s \leq \hat{P}_{T,max}$$

$$S_{T,i}^r = G_1 S_{T,i-1} + (G_2 + G_3) * P_{T,i} + G_3 * L_1 * P_{T,i}^s \leq \hat{S}_{T,max}$$

Al fine di rendere più veloce l'esecuzione del modello, in esso sono state definite anche le seguenti costanti:

$$\beta_k = \tau * (1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau}})$$

$$\gamma_k = e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau}}$$

con $k = a, b, c, d$ che si riferisce all'intervallo di tempo considerato.

A questo punto occorre implementare il vincolo (6.13) per cui si sostituisce l'equazione (2.37) nella (6.13) e si sfrutta l'equazione (6.15) per esprimere la $P_{T,i}$ in ciascun intervallo di tempo.

In tal modo si ha:

$$\frac{1}{w} [\rho S_{T,1} + \sum_{i=2}^w S_{T,i} + \mu S_{T,49}] = S_{T0} \quad (6.16)$$

in cui $w = 48, \rho = \frac{\hat{\tau}}{\Delta t_a} - \frac{e^{-\frac{\Delta t_a}{\hat{\tau}}}}{(1 - e^{-\frac{\Delta t_a}{\hat{\tau}}})}, \mu = -\frac{\hat{\tau}}{\Delta t_a} + \frac{1}{(1 - e^{-\frac{\Delta t_a}{\hat{\tau}}})}$ e quindi $\rho + \mu = 1$.

Tale vincolo non ha la semplice espressione $\frac{1}{w} \sum_{i=1}^w S_{T,i} = S_{T0}$, in quanto il livello di energia dei TCL all'interno del singolo intervallo non varia linearmente, bensì esponenzialmente, per cui è necessario introdurre nel modello l'espressione (6.16) sopra ricavata.

VI.4 Implementazione dei TCL nella frequency response

A questo punto è necessario tener conto dei servizi ancillari svolti dai TCL all'interno della frequency response. I TCL, infatti, partecipano alla primary response e alla secondary response, alleviando quindi il compito dei generatori tradizionali. Per quanto riguarda invece la contingency reserve, la partecipazione dei TCL alla frequency response, aumenta la richiesta di riserva, poiché come già detto prima la SR fornita dai TCL non sostituisce quella dei generatori

tradizionali, bensì è equivalente ad una forma di arbitraggio fra la SR fornita dai generatori e la contingency reserve. Per cui i generatori tradizionali se da un lato dovranno fornire una minore SR, dall'altro lato dovranno incrementare la contingency reserve, ma ciò produce nel complesso una diminuzione dei costi complessivi di dispacciamento del sistema elettrico.

I vincoli introdotti sulla primary response, vengono adesso modificati. Si considera dapprima il vincolo inserito per limitare il RoCoF:

$$R * t^2 - \Delta P_L^{max} * t * 2 * T_d + RoCoF_{max} * 4 * T_d * H \geq 0$$

Nel caso senza TCL, $R = \sum_{g=1}^7 Rp_{g,t}$. Adesso invece è necessario tener conto della primary response fornita dai TCL, e quindi il compito dei generatori tradizionali viene notevolmente alleviato, per cui si ottiene:

$$R = \sum_{g=1}^7 Rp_{g,t} + P_{T,t}^P \quad (6.17)$$

In modo duale si ricorda il vincolo introdotto per limitare il nadir e l'espressione modificata a causa della partecipazione dei TCL alla primary response:

$$H * R \geq q^*$$

$$\frac{(\sum_{g=1}^7 H_g * P_g^{max} * \varphi_{g,t} - \Delta P_L^{max} * H_L^{max}) * (\sum_{g=1}^7 Rp_{g,t} + P_{T,t}^P)}{f_0} \geq q^*$$

$$\sum_{g=1}^7 Rp_{g,t} + P_{T,t}^P \geq \Delta P_L^{max} - D * P^D * \Delta f_{max}^{rocof} \quad (6.18)$$

Quindi rispetto al caso iniziale, anche il vincolo che limita il nadir viene rilassato grazie alla partecipazione dei TCL alla PR.

A questo punto viene analizzata la secondary response, ed è lecito aspettarsi che anche in questo caso il compito dei generatori tradizionali venga mitigato. Trascurando inizialmente la presenza dei TCL si era ottenuto il seguente vincolo:

$$\sum_{g=1}^7 R_{S_{g,t}} \geq -\Delta f_{max}^{SS} * D * P^D + \Delta P_L^{max}$$

Adesso invece inglobando i servizi ancillari svolti dai carichi controllati termostaticamente si avrà:

$$\sum_{g=1}^7 R_{S_{g,t}} + P_{T,t}^S \geq -\Delta f_{max}^{SS} * D * P^D + \Delta P_L^{max} \quad (6.19)$$

Riassumendo la situazione, i TCL hanno fino adesso alleviato il compito dei generatori tradizionali, al contrario invece aumenteranno la richiesta di contingency reserve, poiché devono permettere il recovery dell'energia dei TCL dopo la loro fornitura di PR e di SR. Per cui la quantità addizionale di potenza che dovrà essere aggiunta alla contingency reserve è:

$$P_{T,t}^{ar} = P_{T,t}^r - P_{T,t} = P_{T,t} + L_1 P_{T,t}^S - P_{T,t} = L_1 P_{T,t}^S \quad (6.20)$$

Riportando il vincolo sulla contingency reserve senza i TCL:

$$\sum_{g=1}^7 R_{r_{g,t}} \geq \Delta P_L^{max}$$

Adesso diviene ancor più stringente in quanto la riserva fornita dai generatori tradizionali oltre ad assicurare la copertura di ΔP_L^{max} deve anche permettere il recovery dell'energia dei TCL:

$$\sum_{g=1}^7 R_{r_{g,t}} \geq \Delta P_L^{max} + P_{T,t}^{ar} \quad (6.21)$$

VI.5 TCL riserva a salire (aumentano i loro consumi per aiutare la rete)

Per implementare il servizio fornito dai TCL nel caso in cui si perde improvvisamente una certa quota di carico, è necessario partire dalla seguente espressione:

$$\frac{dS(t)}{dt} = -\frac{1}{\hat{t}}S(t) + P(t) \quad (6.22)$$

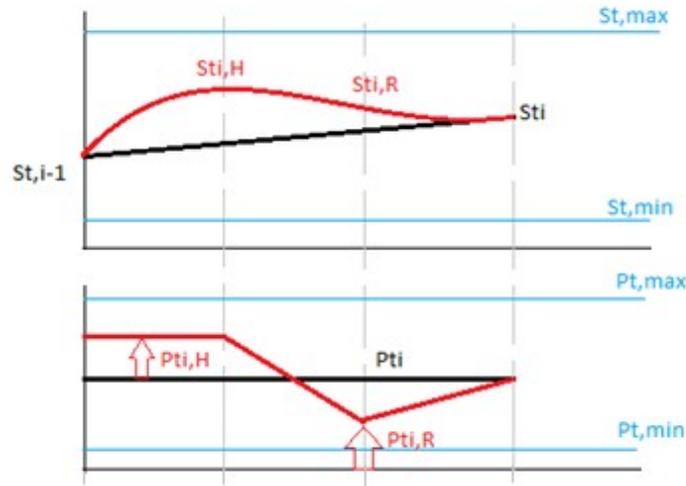


Figura 6.2. Le linee in nero si riferiscono all'energia/potenza quando i TCL non prendono parte ai servizi ancillari. Viceversa le linee in rosso indicano la dinamica dell'energia/potenza nel caso in cui durante l'intervallo i -esimo i TCL forniscono i servizi ancillari.

Contrariamente al caso in cui si perde un generatore e quindi è necessario che i TCL diminuiscano il loro consumo, adesso essi per contribuire all'equilibrio fra domanda e generazione devono aumentare il loro consumo. Per tale ragione il consumo aggregato di potenza aumenterà da $P_{T,i}$ (livello pre-contingenza) a $P_{T,i}^H + P_{T,i}$. Ovviamente il valore assunto da questa nuova variabile dovrà essere limitato:

$$0 \leq P_{T,i}^H \leq P_T^{max} - P_{T,i} \quad (6.23)$$

I TCL quindi consumeranno un livello di potenza pari a $P_{T,i}^H + P_{T,i}$ per un intervallo di tempo Δt_b . All'interno di questa finestra temporale il livello di energia dei TCL aumenterà ma dovrà tenersi al di sotto di una soglia massima, per cui si avrà:

$$S_{T,i}^H \leq S_T^{max} \quad (6.24)$$

Per determinare l'espressione di $S_{T,i}^H$ è necessario integrare l'equazione (6.22) per un tempo Δt_b in cui si considera un consumo di potenza costante e pari ad $P_{T,i}^H + P_{T,i}$ con condizione iniziale a $t = 0$ uguale ad $S_{T,i-1}$.

$$\frac{dS(t)}{dt} = -\frac{1}{\hat{\tau}}S(t) + P_{T,i}^H + P_{T,i} \quad (6.25)$$

Separando le variabili ed eseguendo i calcoli si ottiene:

$$S_{T,i}^H = S_{T,i-1}e^{-\frac{\Delta t_b}{\tau}} + \tau(P_{T,i}^H + P_{T,i})\left(1 - e^{-\frac{\Delta t_b}{\tau}}\right) \leq S_T^{max} \quad (6.26)$$

Il modello di Demand Response introdotto all'interno del codice, presuppone che alla fine dell' i -esimo intervallo si abbia una uguaglianza fra i livelli di energia e di potenza raggiunti alla fine dell'intervallo stesso sia nel caso in cui avvenga la contingenza che nel caso in cui non avvenga. Per tale ragione è necessario introdurre un "energy recovery" che deve terminare all'interno della finestra temporale $\Delta t_c + \Delta t_d$.

Dunque il consumo di potenza aggregato in Δt_c diminuisce linearmente col tempo ed è:

$$P(t) = \frac{P_{T,i}^R - (P_{T,i} + P_{T,i}^H)}{\Delta t_c} * t + (P_{T,i} + P_{T,i}^H) \quad (6.27)$$

Al fine di ottenere un vincolo sul livello di energia raggiunto, occorre sostituire $P(t)$ nell'espressione (6.22), integrare in Δt_c e considerare come livello iniziale di energia il valore $S_{T,i}^H$:

$$\frac{dS(t)}{dt} = -\frac{1}{\hat{\tau}}S(t) + \frac{P_{T,i}^R - (P_{T,i} + P_{T,i}^H)}{\Delta t_c} * t + (P_{T,i} + P_{T,i}^H) \quad (6.28)$$

In tal modo si ottiene:

$$S_{T,i}^r = R_1 S_{T,i-1} + R_2 (P_{T,i} + P_{T,i}^H) + R_3 P_{T,i}^R \quad (6.29)$$

in cui R_1, R_2, R_3 sono state precedentemente descritte.

Per ottenere un vincolo sull'espressione dell'energia e della potenza alla fine dell'intervallo Δt_c , è necessario risolvere l'equazione (6.22) imponendo stavolta che alla fine dell'intervallo Δt_d il livello di energia raggiunto sia pari a $S_{T,i}$, mentre il consumo di potenza aumenta linearmente, infatti si ha:

$$P(t) = \frac{P_{T,i} - P_{T,i}^R}{\Delta t_d} * t + P_{T,i}^R \quad (6.33)$$

Risolvendo anche questa equazione si ottiene:

$$S_{T,i}^r = G_1 S_{T,i-1} + G_2 P_{T,i} + G_3 P_{T,i}^R \quad (6.34)$$

in cui G_1, G_2, G_3 sono state descritte sopra.

Uguagliando le due espressioni di $S_{T,i}^r$ ottenute si ha:

$$P_{T,i}^R = P_{T,i} - L_1 P_{T,i}^H \geq P_T^{min} \quad (6.38)$$

dove $L_1 = \frac{R_2}{R_3 - G_3}$.

Sostituendo quindi l'espressione di $P_{T,i}^R$, si ottiene un vincolo anche per il livello di energia raggiunto alla fine dell'intervallo Δt_c per cui si ha:

$$S_{T,i}^R = G_1 S_{T,i-1} + (G_2 + G_3) P_{T,i} - G_3 L_1 P_{T,i}^H \geq S_T^{min} \quad (6.39)$$

A questo punto è necessario introdurre il servizio ancillare fornito dai TCL all'interno dei vincoli che traducono la riserva a scendere dei generatori, per cui si avrà:

1. Vincolo RoCoF:

$$-HFR * t^2 + \Delta P_c * t * 2 * T_d - RoCoF_{max} * 4 * T_d * H \leq 0$$

in cui

$$HFR_t = \sum_{g=1}^7 HFR_{g,t} + P_{T,t}^H \quad (6.40)$$

2. Vincolo nadir:

$$\frac{(\sum_{g=1}^7 H_g * P_g^{max} * \varphi_{g,t}) * (\sum_{g=1}^7 HFR_{g,t} + P_{T,t}^H)}{f_0} \geq q^* \quad (6.41)$$

$$\sum_{g=1}^7 HFR_{g,t} + P_{T,t}^H \geq \Delta P_c - D * P^D * \Delta f_{max}^{rocof} \quad (6.42)$$

3. Vincolo Contingency Reserve:

Riassumendo la situazione, i TCL hanno alleviato il compito dei generatori tradizionali, al contrario invece aumenteranno la richiesta di contingency reserve, poiché devono permettere il recovery dell'energia dei TCL dopo la loro fornitura di HFR. Per cui la quantità addizionale di potenza che dovrà essere aggiunta alla fast reserve a scendere è:

$$P_{T,t}^{sc} = P_{T,t} - P_{T,t}^r = P_{T,t} + L_1 P_{T,t}^H - P_{T,t} = L_1 P_{T,t}^H \quad (6.43)$$

Quindi il vincolo sulla fast reserve a scendere senza i carichi TCL era:

$$\sum_{g=1}^7 Fr_{g,t} \geq \Delta P_c$$

Adesso diviene ancor più stringente in quanto la riserva fornita dai generatori tradizionali oltre ad assicurare la copertura di ΔP_c deve anche permettere il recovery dell'energia dei TCL:

$$\sum_{g=1}^7 Fr_{g,t} \geq \Delta P_c + P_{T,t}^{sc} \quad (6.44)$$

VI.6 Parametri dei TCL

Nel modello i TCL sono stati considerati come un energy storage caratterizzato dai seguenti parametri:

- ❖ $\hat{t} = 5$ ore;
- ❖ $\hat{S}_{max} = 12900$ MWh;
- ❖ $\hat{S}_{min} = 10700$ MWh

- ❖ $\hat{P}_{min} = 1300$ MW;
- ❖ $\hat{P}_{max} = 6400$ MW;
- ❖ $\hat{S}_0 = 11800$ MWh;
- ❖ $\hat{P}_0 = 2400$ MW.

Sono stati scelti questi valori in quanto suggerito da [4]. Gli autori hanno calcolato tali valori, partendo dai seguenti dati:

TCL class	Representative appliance parameters						Heterogeneous cluster parameters						
	τ, h	$T_{max}, ^\circ C$	$T_{min}, ^\circ C$	$T_{on}, ^\circ C$	$T_{off}, ^\circ C$	P_{on}, W	$T_0, ^\circ C$	$\hat{\tau}, h$	\hat{P}_0, W	$\hat{\Pi}_{min}$	$\hat{\Pi}_{max}$	$\hat{\sigma}_{min}$	$\hat{\sigma}_{max}$
Domestic refrigerator	2.0	7	2	-44	20	70	4.6	1.7	16.8	0.59	1.99	0.89	1.11
Domestic freezer	5.1	-15	-21	-135	20	100	-17.9	4.4	24.7	0.54	2.03	0.94	1.06
Domestic fridge/freezer	5.0	-14	-21	-151	20	180	-17.4	4.3	39.5	0.55	2.21	0.93	1.07
Bottle cooler	5.5	10	4	-1	25	200	6.8	4.7	139.6	0.66	1.08	0.88	1.10
Upright fridge	15.2	4	1	-28	23	150	2.5	12.9	60.0	0.54	1.51	0.95	1.05
Upright freezer	19.2	-18	-22	-84	23	250	-20.0	16.3	100.4	0.53	1.48	0.97	1.03
Multideck 1	0.6	6.5	1.2	-5	25	750	3.7	0.5	524.0	0.62	1.11	0.91	1.08
Multideck 2	0.9	6.5	1.2	-10	25	840	3.8	0.8	503.0	0.60	1.19	0.91	1.09

Figura 6.3. Caratteristiche tecniche di diverse classi di TCL [4].

In pratica sono stati considerati soltanto i frigoriferi con compartimento freezer e si è considerata una popolazione pari a 60 milioni di TCL. I parametri sono stati inoltre variati del $\pm 5\%$ in modo da ottenere una popolazione di TCL eterogenei. Partendo dai valori della tabella il procedimento attraverso cui è possibile determinare il set di parametri necessari per trattare l'insieme dei TCL come un energy storage è il seguente:

- è necessario moltiplicare il valore di \hat{P}_0 (39.5 W) per il numero di frigoriferi considerati al fine di determinare \hat{P}_0 dell'intera popolazione;
- si calcola \hat{S}_0 , noti \hat{P}_0 e $\hat{\tau}$ dell'intera popolazione;
- i limiti \hat{S}_{max} e \hat{S}_{min} si ottengono grazie ai valori di $\hat{\sigma}_{max}$ e $\hat{\sigma}_{min}$ riportati in tabella e sfruttando le relazioni (2.36) e (2.26);
- i limiti \hat{P}_{max} e \hat{P}_{min} si ottengono grazie ai valori di $\hat{\Pi}_{max}$ e $\hat{\Pi}_{min}$ riportati in tabella e sfruttando le relazioni (2.22) e (2.23).

I valori dei parametri così calcolati non combaciano perfettamente con quelli considerati in quanto in [4] sono stati variati del $\pm 5\%$. Tuttavia è utile conoscere il numero complessivo di frigoriferi considerati in modo da poter vedere gli effetti prodotti da ciascun dispositivo smart.

Capitolo VII

Unit commitment settimanale

In questo capitolo oltre all'estensione settimanale del modello, viene introdotto il calcolo delle emissioni di CO₂.

VII.1 Estensione settimanale del modello

Per realizzare uno unit commitment settimanale e quindi una estensione del modello esistente occorre procedere nel seguente modo:

1. si effettua una prima ottimizzazione su 96 intervalli di tempo, cioè sul primo e sul secondo giorno, memorizzando soltanto i risultati ottenuti dal primo giorno;
2. a questo punto si lancia un'altra ottimizzazione che tiene conto del secondo e del terzo giorno ma è necessario introdurre alcuni nuovi vincoli, in quanto alcune variabili sono costrette ad assumere dei valori che provengono dall'ottimizzazione svolta il giorno precedente:

- il livello di energia dei TCL alla fine del 48° intervallo del primo giorno deve essere uguale al livello di energia disponibile all'inizio del primo intervallo del 2° giorno, per cui:

$$S_{T,49}^{1^\circ\text{giorno}} = S_{T,1}^{2^\circ\text{giorno}} \quad (7.1)$$

- la potenza erogata durante il primo intervallo del secondo giorno è vincolata dal ramp rate alla potenza erogata nell'ultimo intervallo del primo giorno, per cui il vincolo sulla potenza a salire e a scendere è rispettivamente:

$$P_{g,1}^{2^\circ\text{giorno}} - P_{g,48}^{1^\circ\text{giorno}} \leq \text{RAMPRATE} * \varphi_{g,48}^{1^\circ\text{giorno}} * P_{max}^g * \Delta t \quad (7.2)$$

$$P_{g,1}^{2^\circ\text{giorno}} - P_{g,48}^{1^\circ\text{giorno}} \geq -\text{RAMPRATE} * \varphi_{g,48}^{1^\circ\text{giorno}} * P_{max}^g * \Delta t \quad (7.3)$$

- il legame fra la frazione di impianti online, la frazione di impianti che si stanno accendendo e quella degli impianti che si stanno spegnendo è presente anche a cavallo degli intervalli temporali compresi fra il giorno precedente e il giorno successivo, per cui è necessario introdurre:

$$\varphi_{g,t} - \varphi_{g,t-1} = \chi_{g,t-Tstup} - \psi_{g,t} \quad (7.4)$$

$$\varphi_{g,t} \leq 1 - \sum_{t-(Tshdw+Tdw-)}^t \psi_g - \sum_{t-(Tstup-1)}^t \chi_g \quad (7.5)$$

$$\varphi_{g,t} \geq \sum_{t-(Tstup+Tup-1)}^{t-Tstup} \chi_g \quad (7.6)$$

Una volta introdotti tali vincoli si possono memorizzare i risultati relativi alla seconda giornata, e procedere nello stesso modo con gli altri giorni. E' stato necessario optare per una ottimizzazione su due giorni e memorizzare soltanto i risultati relativi al primo, in quanto altrimenti il modello avrebbe spento un numero di impianti molto elevato alla fine del primo giorno e poi i vincoli del tempo di start-up, shut-down, up e down avrebbero impedito una veloce riaccensione degli impianti. Per cui il modello deve avere una "visione" più ampia del futuro, in modo da evitare lo spegnimento degli impianti qualora il giorno dopo siano essenziali per il corretto dispacciamento dell'energia elettrica.

Dunque ciascuna ottimizzazione fornisce dei risultati relativi a 96 intervalli di tempo (2 giorni), ma l'obiettivo è quello di memorizzare soltanto i risultati relativi al primo giorno di ottimizzazione (cioè i primi 48 intervalli di tempo) e vincolare il valore assunto dalle variabili nei primi istanti della seconda ottimizzazione (da $t=1$ del giorno 2) con i risultati del giorno a monte della ottimizzazione precedente (in questo caso da $t=48$ del giorno 1).

VII.2 Variabili del modello

Apportando tale modifica il numero di variabili totali del modello è stato raddoppiato, infatti il vettore x sarà composto dal seguente numero di righe:

$$x[1:336] \rightarrow \varphi_{1^\circ \text{giorno}}$$

$$x[337:672] \rightarrow \varphi_{2^\circ \text{giorno}}$$

$$x[673:1008] \rightarrow P_{1^\circ \text{giorno}}$$

$$x[1009:1344] \rightarrow P_{2^\circ \text{giorno}}$$

$$x[1345:1680] \rightarrow \chi_{1^\circ \text{giorno}}$$

$x[1681:2016] \rightarrow \chi_{2^\circ \text{giorno}}$
 $x[2017:2352] \rightarrow \psi_{1^\circ \text{giorno}}$
 $x[2353:2688] \rightarrow \psi_{2^\circ \text{giorno}}$
 $x[2689:3024] \rightarrow R_{S_1^\circ \text{giorno}}$
 $x[3025:3360] \rightarrow R_{S_2^\circ \text{giorno}}$
 $x[3361:3696] \rightarrow R_{r_1^\circ \text{giorno}}$
 $x[3697:4032] \rightarrow R_{r_2^\circ \text{giorno}}$
 $x[4033:4368] \rightarrow R_{r_2_1^\circ \text{giorno}}$
 $x[4369:4704] \rightarrow R_{r_2_2^\circ \text{giorno}}$
 $x[4705:5040] \rightarrow R_{p_1^\circ \text{giorno}}$
 $x[5041:5376] \rightarrow R_{p_2^\circ \text{giorno}}$
 $x[5377:5712] \rightarrow H_{FR_1^\circ \text{giorno}}$
 $x[5713:6048] \rightarrow H_{FR_2^\circ \text{giorno}}$
 $x[6049:6384] \rightarrow F_{r_1^\circ \text{giorno}}$
 $x[6385:6720] \rightarrow F_{r_2^\circ \text{giorno}}$
 $x[6721:7056] \rightarrow F_{r_2_1^\circ \text{giorno}}$
 $x[7057:7392] \rightarrow F_{r_2_2^\circ \text{giorno}}$
 $x[7393:7441] \rightarrow S_{t_1^\circ \text{giorno}}$

$x[7441:7489] \rightarrow St_{2^\circ \text{giorno}}$ (è caratterizzato da 48 intervalli e non da 49 poiché il primo intervallo del secondo giorno coincide con l'ultimo intervallo del primo giorno)

$$x[7490:7537] \rightarrow Pt_{P_{1^\circ \text{giorno}}}$$

$$x[7538:7585] \rightarrow Pt_{P_{2^\circ \text{giorno}}}$$

$$x[7586:7633] \rightarrow Pt_{S_{1^\circ \text{giorno}}}$$

$$x[7634:7681] \rightarrow Pt_{S_{2^\circ \text{giorno}}}$$

$$x[7682:7729] \rightarrow Pt_{H_{1^\circ \text{giorno}}}$$

$$x[7730:7777] \rightarrow Pt_{H_{2^\circ \text{giorno}}}$$

Il numero di colonne sarà invece pari al "periodo di ottimizzazione", cioè la colonna 1 si riferisce alla giornata 1 e alla giornata 2, la colonna 2 alla giornata 2 e alla giornata 3 e così via. Dunque memorizzati i risultati riferiti alla prima giornata (quelli con il pedice 1° giorno) viene rilanciata la simulazione stavolta per i giorni 2 e 3, vincolando gli stati iniziali del giorno 2 con i risultati finali del giorno 1 ottenuti nella ottimizzazione precedente.

Inoltre l'obiettivo è quello di automatizzare il modello, per cui si può scegliere all'inizio il numero di scenari di vento plausibili che si vuole tenere in considerazione e il modello riporterà tutti i risultati all'interno del vettore \mathbf{x} nel modo seguente:

$$x[1:7777,1] \rightarrow 1^\circ \text{ scenario } (1^\circ \text{ e } 2^\circ \text{ giorno})$$

$$x[7778:15554,1] \rightarrow 2^\circ \text{ scenario } (1^\circ \text{ e } 2^\circ \text{ giorno})$$

$$x[15555:23331,1] \rightarrow 3^\circ \text{ scenario } (1^\circ \text{ e } 2^\circ \text{ giorno})$$

$$x[1:7777,2] \rightarrow 1^\circ \text{ scenario } (2^\circ \text{ e } 3^\circ \text{ giorno})$$

$$x[7778:15554,2] \rightarrow 2^\circ \text{ scenario } (2^\circ \text{ e } 3^\circ \text{ giorno})$$

$x[15555:23331,2] \rightarrow 3^{\circ}$ scenario (2° e 3° giorno)

e così via, fino al numero di scenari selezionati all'inizio e al numero di giorni prescelto.

VII.3 Emissioni CO₂

Il modello è anche in grado di determinare le emissioni di CO₂ prodotte dai diversi tipi di impianti, in base alla potenza da loro erogata. Per implementare tale funzione, è stato necessario introdurre dei valori tipici di emissioni per ogni tecnologia inserita all'interno del modello (Tab.7.1).

Tab.7.1 Emissioni di CO₂ per tipologia di impianto.

Tecnologia	Emissioni di CO ₂ [kg _{CO2} /MWh]
Nucleare	5
Base Coal	925
CCGT	394
OCGT	557
Marginal Coal	925
Peakers	650
Wind	5

Per calcolare quindi la quantità di emissioni prodotta in un certo arco temporale , ad esempio in un giorno, basta moltiplicare la potenza erogata da ciascuna tecnologia nell'arco delle 24 ore per il corrispondente fattore di produzione di emissioni riportato in Tab. 7.1. In tal modo si ha una visione della quantità totale

di emissioni rilasciate nell'ambiente per il dispacciamento giornaliero dell'energia elettrica.

Capitolo VIII

Studio di casi

Questo capitolo è dedicato all'analisi di alcuni casi elementari, con l'obiettivo di analizzare gli effetti provocati dall'introduzione dei TCL all'interno del modello. Inoltre al fine di verificare l'esattezza del modello vengono variati i valori di alcuni parametri, in modo da vedere le variazioni prodotte in termini di costo totale da sostenere e di energia generata dalle diverse tecnologie.

VIII.1 Effetti prodotti dall'introduzione dei TCL

Per analizzare il risparmio generato dai servizi ancillari forniti dai TCL, si è scelto di effettuare delle simulazioni su un arco temporale di una settimana, e su tre scenari di vento plausibili, creati precedentemente. La domanda di energia elettrica considerata è quella della Gran Bretagna, del periodo 18-24 gennaio 2016 (Figura 8.1). Sono stati considerati tre scenari di vento plausibili (costruiti con il metodo illustrati nel Capitolo IV) rappresentati rispettivamente in Figura 8.2, 8.3 e 8.4. Ciò è stato fatto per estendere il significato del risultato ottenuto.

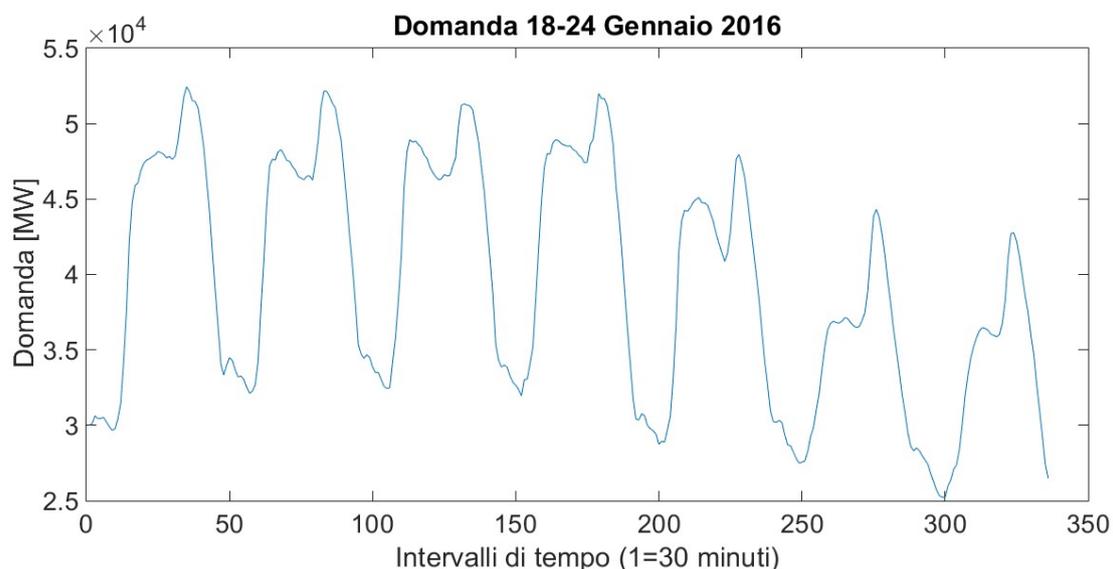


Figura 8.1. Domanda di energia elettrica 18 Gennaio-24 Gennaio 2016

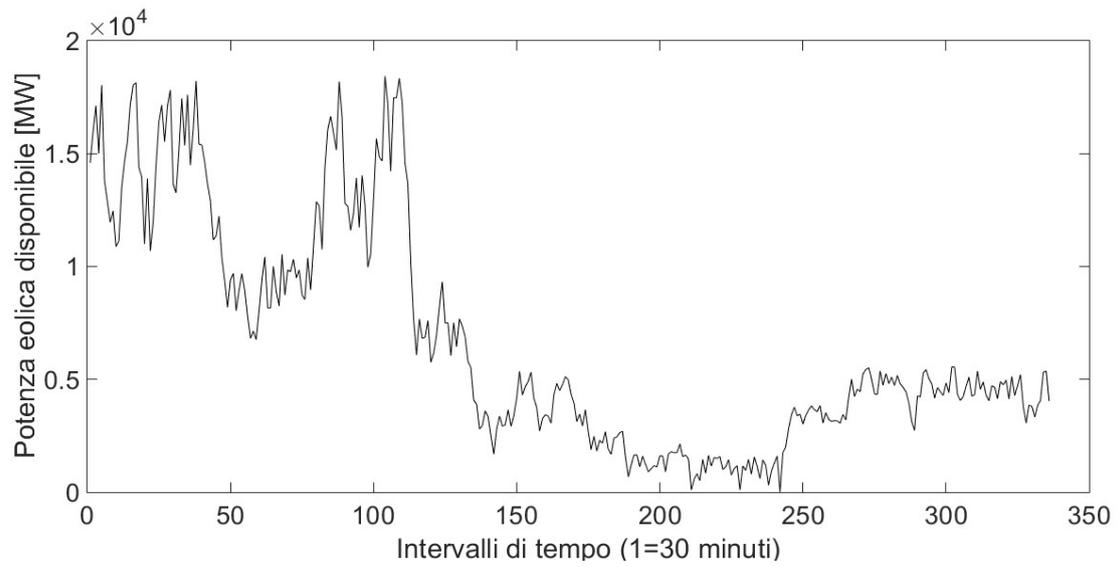


Figura 8.2. Potenza eolica disponibile nel primo scenario.

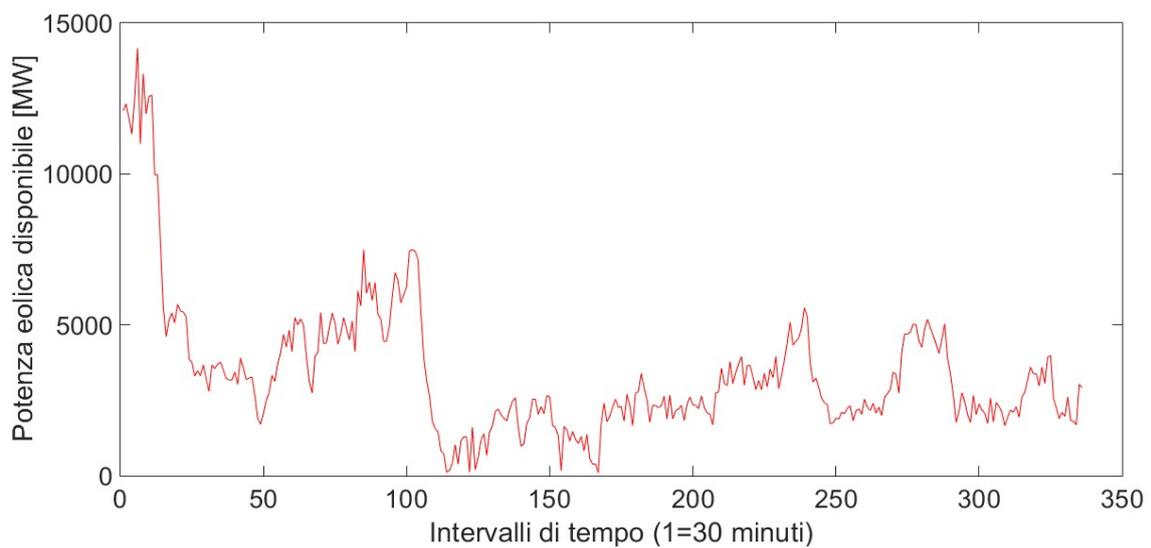


Figura 8.3. Potenza eolica disponibile nel secondo scenario.

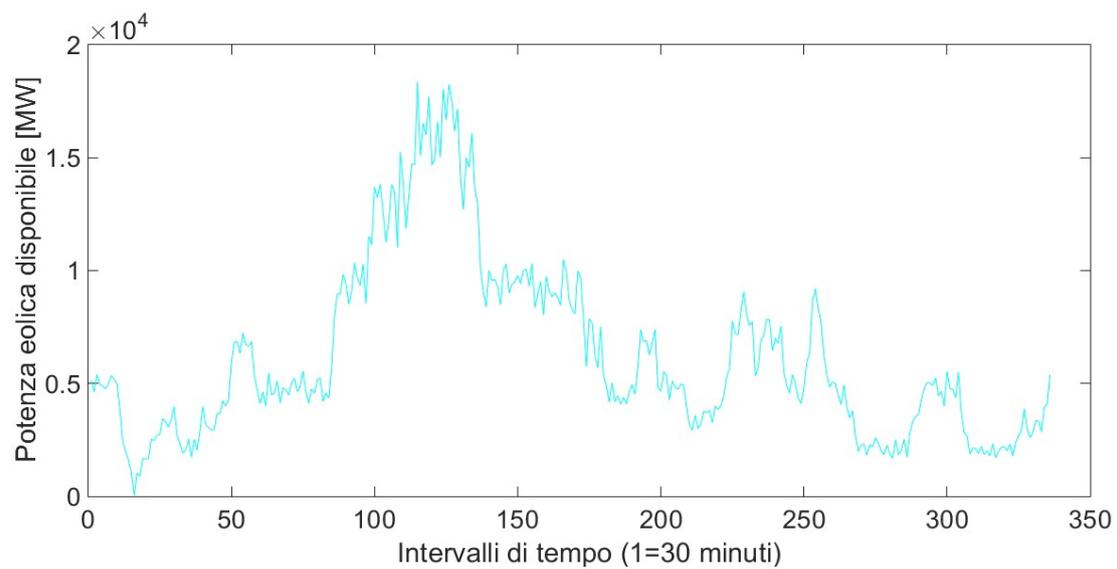


Figura 8.4. Potenza eolica disponibile nel terzo scenario.

- Simulazione 1

Questa simulazione è svolta assegnando ai diversi parametri i valori descritti precedentemente (P_{nom} , $ramp\ rate \dots$), e tenendo conto dei servizi ancillari forniti dai TCL. I risultati ottenuti da questa prima simulazione sono contenuti in tab.8.1.

Tab.8.1 Risultati ottenuti con il 100% di TCL.

	1° scenario	2°scenario	3°scenario
Costi totali [M€]	501.31	331.78	293.82
Wind curtailment [MWh]	7079	229.45	0
Nucleare [MWh]	1.81e+06	1.81e+06	1.81e+06
B_coal [MWh]	2.76e+05	3.24e+05	2.84e+05
CCGT [MWh]	3.43e+06	3.92e+06	3.49e+06
OCGT [MWh]	0	0	0
M_Coal [MWh]	6.34e+03	8.63e+03	4.14e+03
Peakers [MWh]	0	0	0
Wind [MWh]	1.1188e+06	5.7619e+05	1.0451e+06
CO ₂ totali [miliardiKgCO ₂]	1.63	1.86	1.66

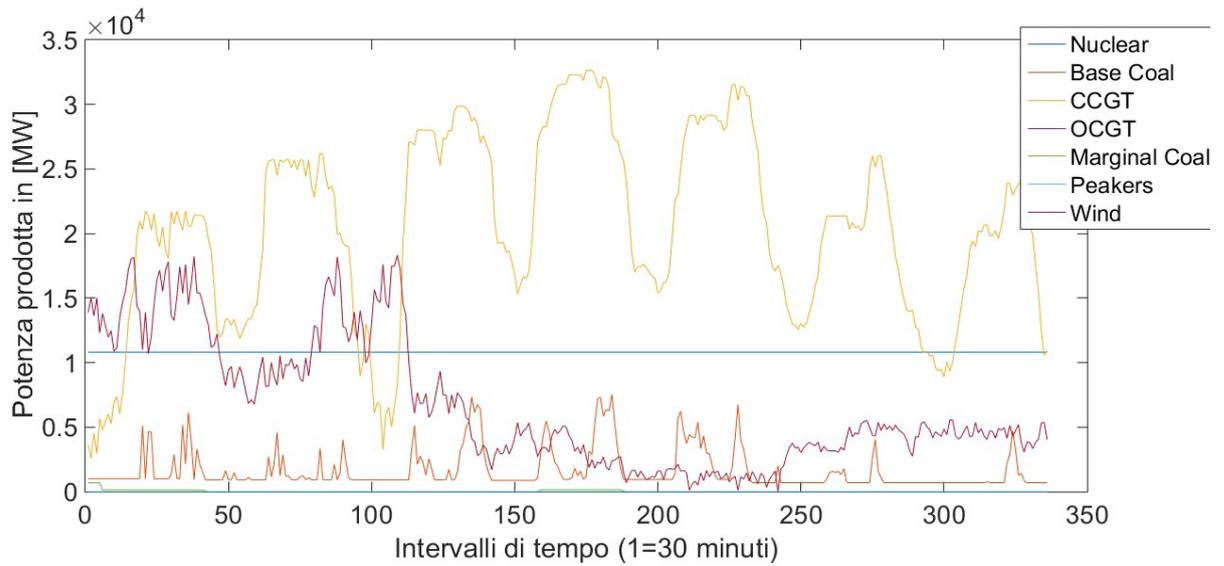


Figura 8.5. Potenza prodotta dagli impianti nel primo scenario.

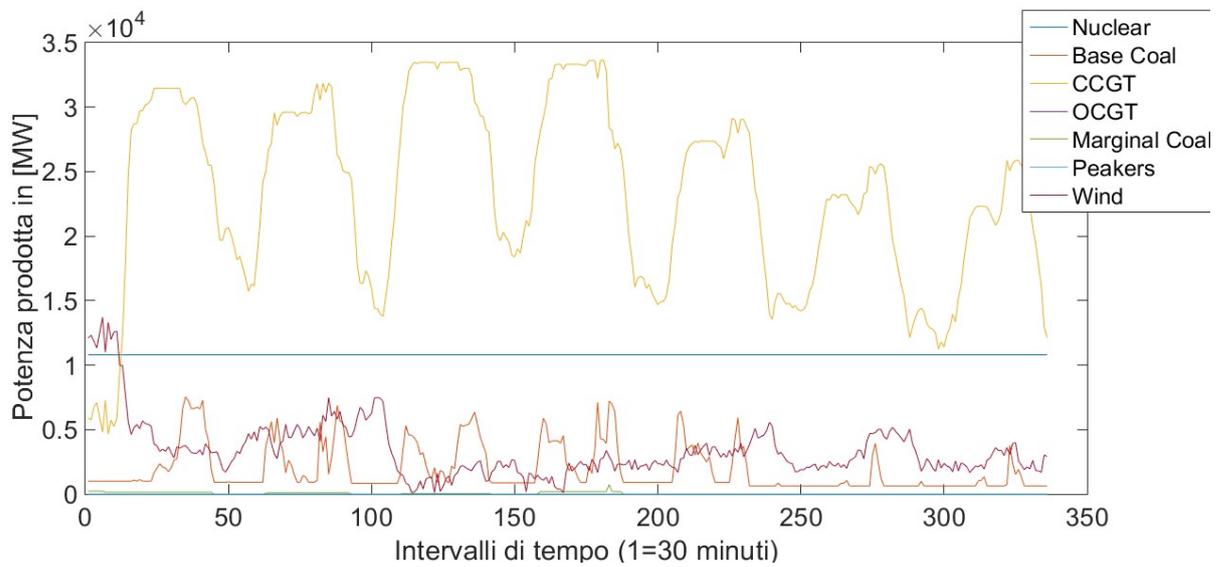


Figura 8.6. Potenza prodotta dagli impianti nel secondo scenario.

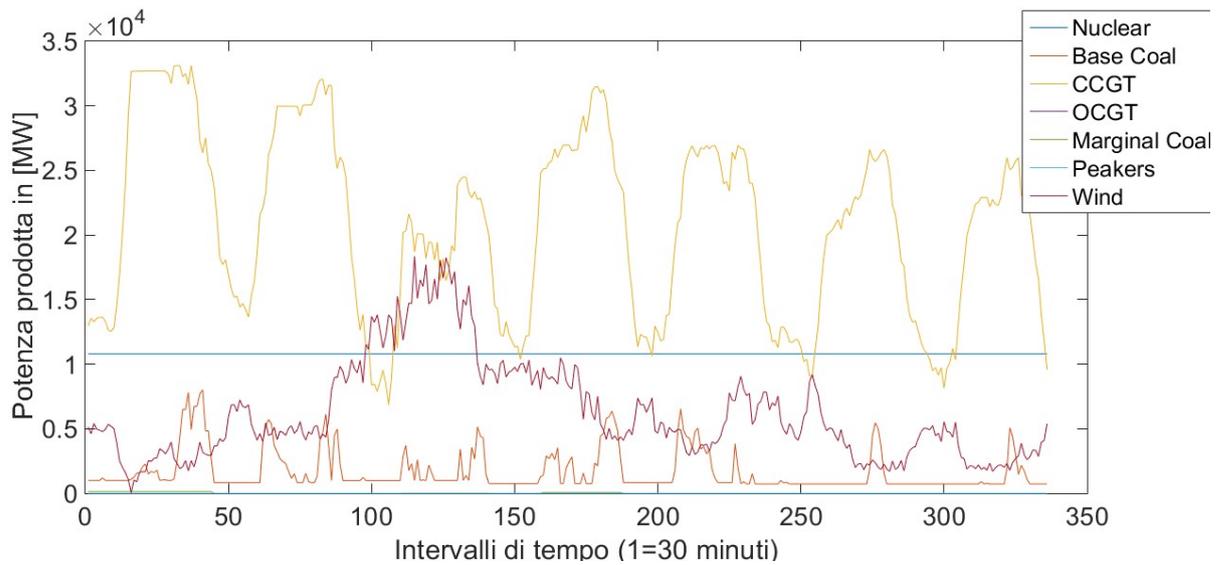


Figura 8.7. Potenza prodotta dagli impianti nel terzo scenario.

Dalle Figure 8.5, 8.6 e 8.7 si vede come il nucleare venga utilizzato come una tecnologia must-run, infatti non partecipa ai servizi ancillari e ha un ramp rate nullo. Per tale ragione funziona sempre producendo la potenza massima.

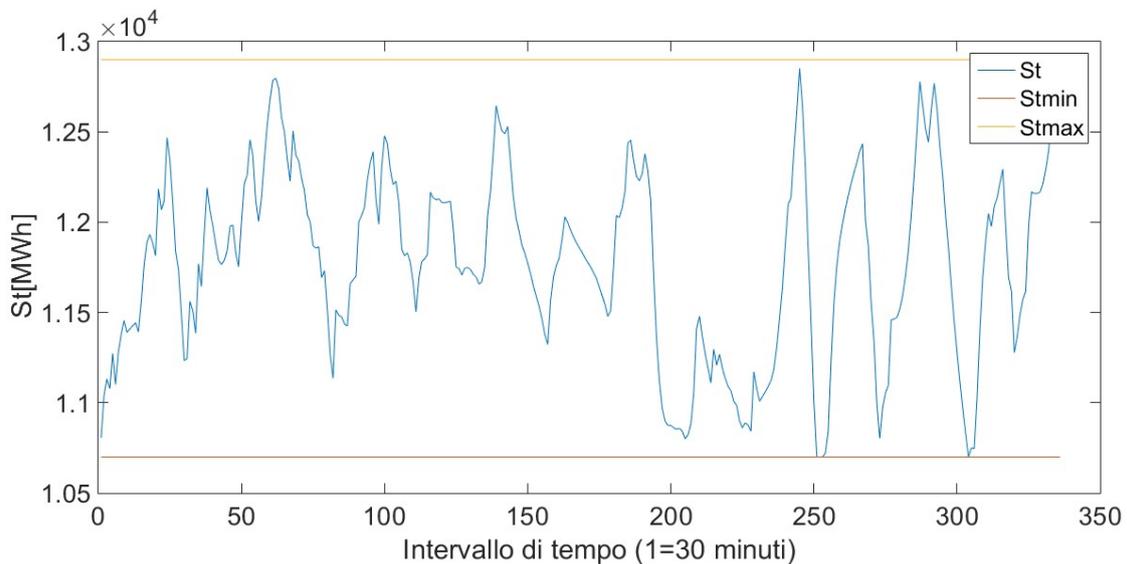


Figura 8.8. Andamento del livello di energia dei TCL nel primo scenario (100% TCL).

In Figura 8.8 si vede invece come il livello di energia dei TCL vari in modo considerevole, e diviene maggiore nelle ore notturne, cioè quando l'inerzia totale del sistema è bassa e per cui è richiesta una maggiore fornitura di servizi ancillari da parte dei TCL.

- Simulazione senza i servizi ancillari forniti dai TCL

A questo punto viene lanciata un'altra simulazione sempre della durata di 7 giorni e con gli stessi tre scenari di vento plausibili, ma stavolta si eliminano i servizi ancillari forniti dai TCL, per cui ciò da un lato aggrava il compito dei generatori tradizionali nella fornitura di primary, secondary e high frequency response, dall'altro invece allevia la fornitura della contingency reserve da parte dei generatori tradizionali. L'obiettivo di questo confronto è quello di verificare che in assenza dei servizi ancillari forniti dai TCL il costo totale da sostenere è maggiore. I risultati di tale simulazione sono riportati in Tab.8.2.

Tab.8.2 Risultati ottenuti senza la fornitura di servizi ancillari da parte dei TCL.

	1° scenario	2°scenario	3°scenario
Costi totali [M£]	843.74	462.73	297.39
Wind curtailment [MWh]	18351	4472.3	0
Nucleare [MWh]	1.81e+06	1.81e+06	1.81e+06
B_coal [MWh]	2.71e+05	3.27e+05	2.80e+05
CCGT [MWh]	3.44e+06	3.93e+06	3.50e+06
OCGT [MWh]	0	0	0
M_Coal [MWh]	2.86e+03	1.315e+03	482
Peakers [MWh]	0	0	0
Wind [MWh]	1.1075e+06	5.7195e+05	1.0451e+06

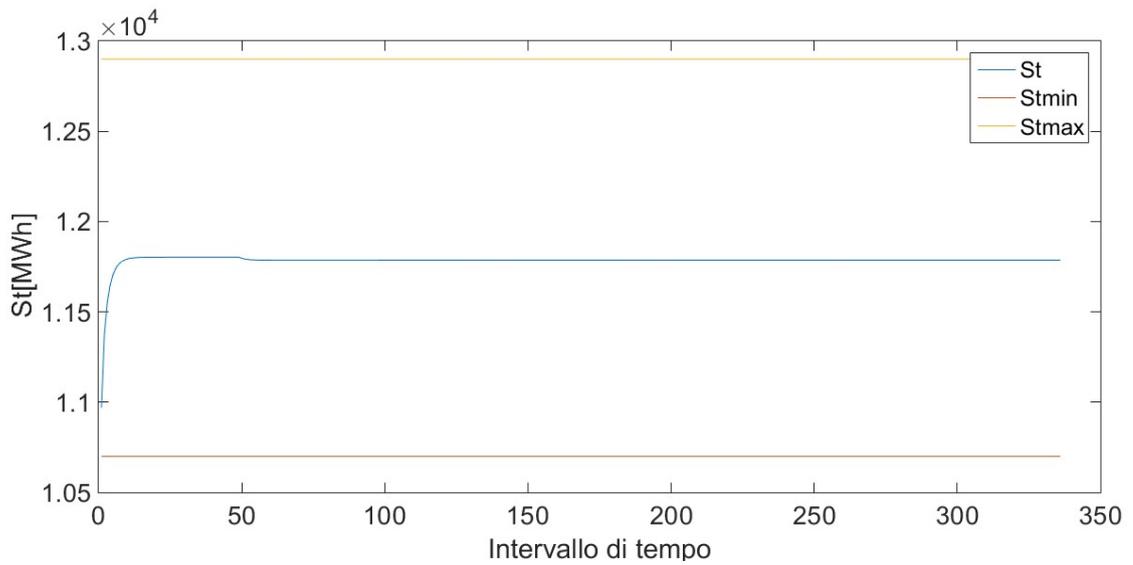


Figura 8.9. Andamento del livello di energia dei TCL nel primo scenario, senza la partecipazione ai servizi ancillari.

- Simulazione con il 10% di TCL (6 milioni di frigoriferi)

Tab.8.3 Risultati ottenuti con il 10% di TCL.

	1° scenario	2°scenario	3°scenario
Costi totali [M£]	667.53	359.10	296.49
Wind curtailment [MWh]	12516	1051.6	0
Nucleare [MWh]	1.81e+06	1.81e+06	1.81e+06
B_coal [MWh]	2.68e+05	3.25e+05	2.80e+05
CCGT [MWh]	3.44e+06	3.92e+06	3.50e+06
OCGT [MWh]	0	0	0
M_Coal [MWh]	2.56e+03	1.31e+03	400
Peakers [MWh]	0	0	0
Wind [MWh]	1.1133e+06	5.7537e+05	1.0451e+06

- Simulazione con il 20% di TCL, ovvero 12 milioni di frigoriferi intelligenti.

Tab.8.4 Risultati della simulazione con il 20% di TCL.

	1° scenario	2°scenario	3°scenario
Costi totali [M€]	548.67	333.69	295.84
Wind curtailment [MWh]	8583	229.45	0
Nucleare [MWh]	1.81e+06	1.81e+06	1.81e+06
B_coal [MWh]	2.73e+05	3.2564e+05	2.80e+05
CCGT [MWh]	3.43e+06	3.9228e+06	3.50e+06
OCGT [MWh]	0	0	0
M_Coal [MWh]	5.47e+03	4.79e+03	3.11e+03
Peakers [MWh]	0	0	0
Wind [MWh]	1.1173e+06	5.7619e+05	1.0451e+06

- Simulazione con il 50% di TCL (30 milioni di frigoriferi)

Tab.8.5 Risultati ottenuti con il 50% di TCL.

	1° scenario	2°scenario	3°scenario
Costi totali [M€]	501.96	332.28	294.39
Wind curtailment [MWh]	7079	229.45	0
Nucleare [MWh]	1.81e+06	1.81e+06	1.81e+06
B_coal [MWh]	2.88e+05	3.44e+05	2.97e+05
CCGT [MWh]	3.41e+06	3.89e+06	3.47e+06
OCGT [MWh]	0	0	0
M_Coal [MWh]	9.54e+03	1.09e+04	1.11e+04
Peakers [MWh]	0	0	0
Wind [MWh]	1.1188e+06	5.7619e+05	1.0451e+06

Prima di analizzare le simulazioni ottenute, è fondamentale ricordare che all'interno del modello si è deciso di introdurre una pesante penalità per il wind curtailment, in modo da costringere il sistema ad integrare la massima quantità di vento possibile. Inoltre visto che non è presente alcuna altra forma di accumulo, i TCL rappresentano l'unica fonte di flessibilità del sistema. Sono questi i principali motivi per cui negli scenari 1 e 2 la diminuzione del costo totale da sostenere è molto elevata. Diverso è il caso invece dello scenario 3, in cui anche senza TCL il wind curtailment è nullo. In tal caso, si dimostra l'effettiva validità del modello di DSRM introdotto, infatti il risparmio economico viene generato spostando il contributo dei generatori tradizionali da una finestra temporale (10s-10min) ad un'altra (10-30min) in cui è meno problematico produrre energia.

Si è scelto di focalizzare l'attenzione sul valore di wind curtailment al variare della popolazione dei TCL.

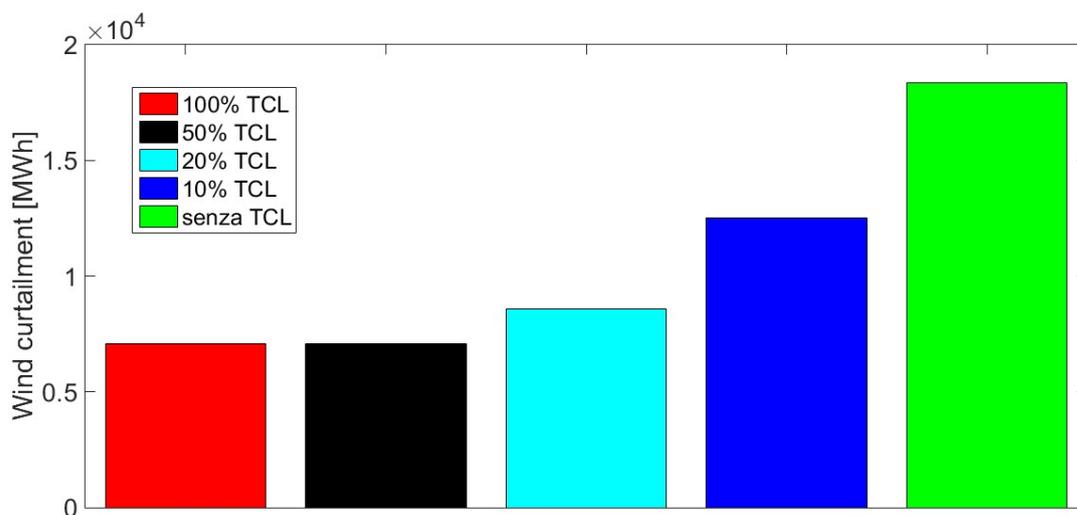


Figura 8.10. Wind curtailment al variare della popolazione dei TCL (scenario 1).

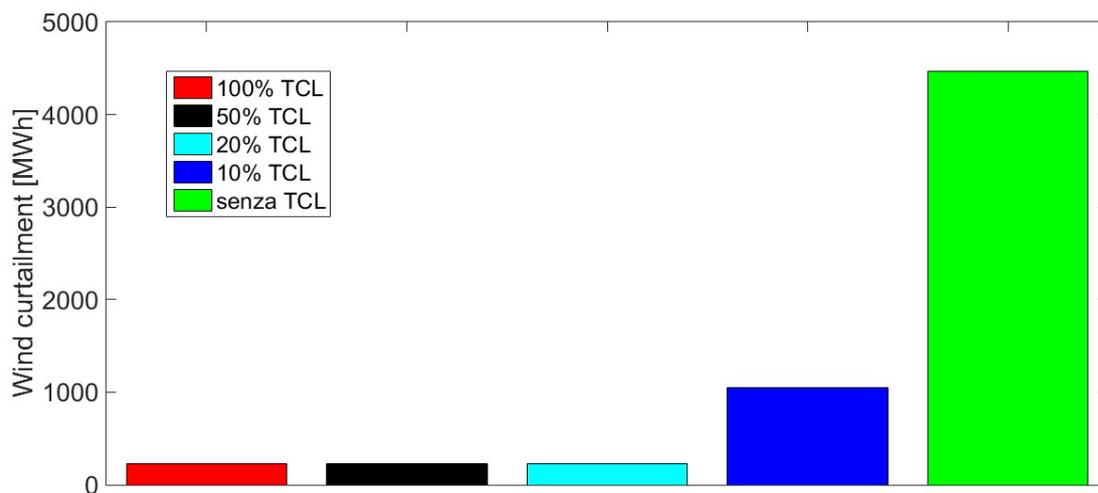


Figura 8.11. Wind curtailment al variare della popolazione dei TCL (scenario 2).

Come si vede dalle Figure 8.10 e 8.11, già con il 10% di TCL il wind curtailment si riduce in modo sostanziale, soprattutto nello scenario 2. Rappresentando l'unica fonte di flessibilità, i TCL rendono quindi il sistema capace di integrare una maggiore quantità di vento e ciò si ripercuote pesantemente sul valore della funzione obiettivo.

VIII.2 Importanza del vincolo di nadir

E' utile anche dimostrare l'efficacia del vincolo di nadir introdotto. Infatti nel modello si è finora considerato che durante il transitorio di frequenza il valore minimo che essa può assumere sia pari a 49.2 Hz. Adesso l'obiettivo è dimostrare che riducendo il range permesso, aumenta il costo totale e diminuisce il vento che viene assorbito. Infatti rendendo il vincolo di nadir più stringente è necessario il supporto di un maggior numero di impianti convenzionali, a discapito del vento, il quale subirà un decremento. La simulazione 1 precedentemente effettuata viene utilizzata come riferimento, in quanto è caratterizzata dal valore di nadir pari a 49.2 Hz. Al fine di visualizzare degli scostamenti importanti vengono effettuate altre simulazioni variando il vincolo di nadir.

Tab.8.6 Costi totali al variare del vincolo di nadir.

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Costo[M£] 49.2Hz	501.31	331.78	293.82
Costo[M£] 49.3Hz	506.07	333.08	294.06
Costo[M£] 49.4Hz	511.96	335.26	294.67
Costo[M£] 49.5Hz	527.87	338.35	297.12

Tab.8.7 Wind curtailment al variare del vincolo di nadir.

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Wind Curtailment [MWh] 49.2Hz	7079	229.45	0
Wind Curtailment [MWh] 49.3Hz	7205	256.5	0
Wind Curtailment [MWh] 49.4Hz	7337	297.7	0
Wind Curtailment [MWh] 49.5Hz	7698	338.8	0

Come si evince dalle Tabelle 8.6 e 8.7, il costo totale aumenta in tutti e tre gli scenari, ma in modo maggiore nel primo, in quanto la quantità di vento assorbito diminuisce considerevolmente (Figure 8.12 e 8.13).

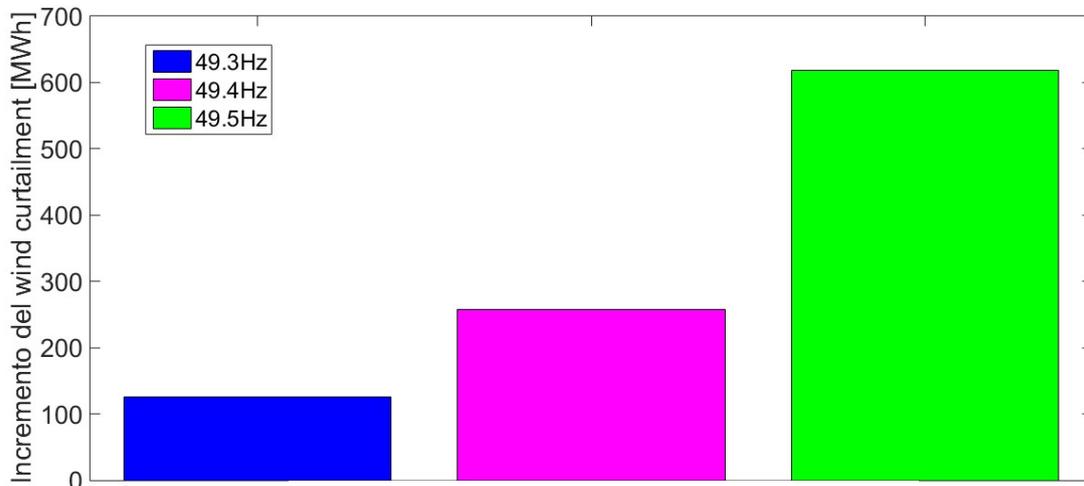


Figura 8.12. Incremento del wind curtailment provocato da un vincolo di nadir sempre più stringente (Scenario 1).

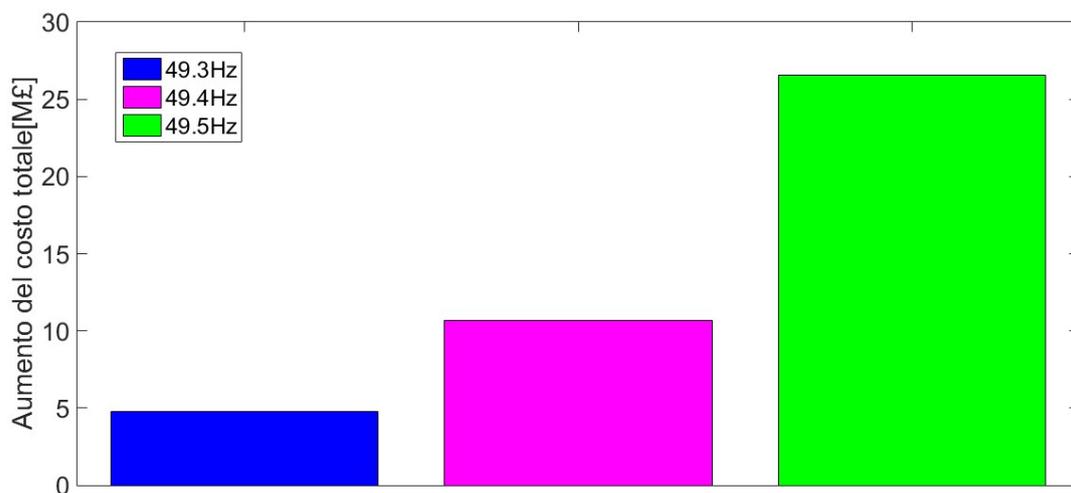


Figura 8.13. Incremento del costo totale da sostenere, provocato da un vincolo di nadir sempre più stringente (Scenario 1).

VII.3 Sensibilità al RoCoF

Vengono inoltre lanciate alcune simulazioni variando il vincolo di RoCoF. Si è scelto di confrontare i costi totali da sostenere, rendendo via via più stringente il vincolo. Ovviamente è lecito aspettarsi un incremento della funzione obiettivo, e ciò viene confermata dai dati contenuti nella Tabella 8.8.

Tab.8.8 Costo totale per diversi vincoli di RoCoF introdotti.

Costo totale [M€]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
RoCoF 1Hz/s	501.31	331.78	293.82
RoCoF 0.5Hz/s	501.31	331.78	293.82
RoCoF 0.35 Hz/s	501.31	331.78	293.82
RoCoF 0.2Hz/s	504.36	333.54	296.98

Il vincolo del RoCoF impostato a 1Hz/s è quindi non attivo, infatti anche con 0.5Hz/s e 0.35Hz/s si ottiene lo stesso valore della funzione obiettivo, per cui in tali casi è il vincolo di nadir ad essere più stringente. Diminuendo ancora il valore massimo permesso (0.2Hz/s) si assiste invece ad un incremento del costo totale, per cui in tal modo diviene attivo e più stringente del vincolo di nadir.

VIII.4 Riconoscimento del valore dell'inerzia degli impianti

E' fondamentale anche verificare che il modello riconosca il valore dell'inerzia degli impianti, preferendo in alcuni casi disacciare un impianto che ha un costo marginale leggermente superiore ma con un valore di inerzia nettamente maggiore. Per tale ragione è stata suddivisa la tecnologia dei CCGT in due categorie:

1. la prima con una costante di inerzia pari a $H=5s$ e costi marginali 51£/MWh;
2. la seconda con $H=8s$ e costi marginali 51.1£/MWh;

Viene lanciata una prima simulazione suddividendo soltanto la potenza dei CCGT in due parti uguali e variando i costi marginali ma senza cambiare il valore della costante di inerzia. Nella seconda simulazione invece si è scelto di incrementare come già detto il valore di H della tecnologia più cara e ciò dovrebbe comportare un maggiore disacciamiento di tale categoria di CCGT modificata.

Tab.8.9 Parametri delle due simulazioni a confronto.

	Simulazione A		Simulazione B	
	CCGT_1	CCGT_2	CCGT_1	CCGT_2
Costi marginali [£/MWh]	51	51.1	51	51.1
Costante d'inerzia [s]	5	5	5	8
Potenza massima [MW]	17500	17500	17500	17500
Riserva primaria massima [MW]	1750	1750	1750	1750
Riserva secondaria massima [MW]	1575	1575	1575	1575

Tab.8.10 Energia prodotta da CCGT1 e da CCGT2 nelle due simulazioni.

	Scenario 1		Scenario 2		Scenario 3	
	Caso A	Caso B	Caso A	Caso B	Caso A	Caso B
CCGT1 [TWh]	2.54	1.88	2.75	2.23	2.58	2.17
CCGT2 [TWh]	0.88	1.55	1.16	1.70	0.91	1.34

Come si evince dalla Tabella 8.10, l'energia prodotta dalla tecnologia CCGT_2 aumenta notevolmente quando il valore della costante di inerzia viene incrementato, e ciò produce un decremento rilevante dell'energia prodotta dalla tecnologia CCGT (Figura 8.14).

Quindi il modello nella simulazione B sceglie di dispacciare una maggiore quantità di energia prodotta da CCGT_2, rispetto a quella dispacciata nella simulazione A nonostante abbia dei costi marginali superiori, in quanto il suo apporto di inerzia è notevolmente maggiore.

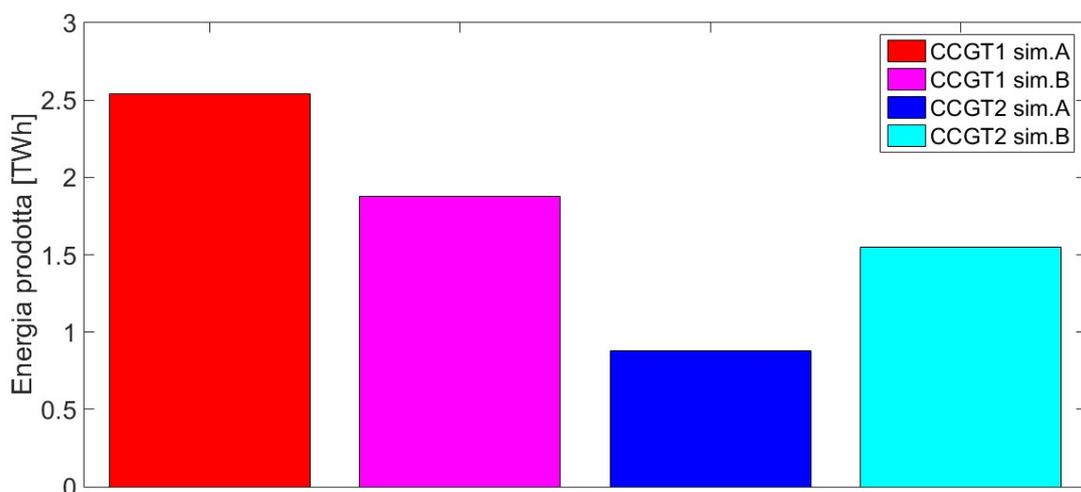


Figura 8.14. Confronto fra la produzione di CCGT1 e CCGT2 nei due casi (scenario 1).

VIII.5 Valore economico dell'inerzia

Per verificare il valore economico dell'inerzia si eseguono altre due simulazioni, nella prima si assegna a tutte le tecnologie un valore di costante d'inerzia pari a 4s (eccetto per l'eolico che ha $H=0s$), nella seconda invece si assegna al nucleare un valore di H pari a 10s. L'obiettivo è dimostrare che l'inerzia rappresenta un costo nascosto, per cui sarebbe necessario conoscere i valori della costante di inerzia dei singoli impianti per poter realmente dispacciare gli impianti nel modo più conveniente possibile. Nella Tab. 8.11 vengono confrontati i risultati ottenuti dalle due simulazioni.

Tab.8.11 Costo totale variando la costante d'inerzia del nucleare.

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Costo [M€] con $H=4s$	503.61	332.91	294.41
Costo [M€] con $H=10s$	500.87	331.57	293.72

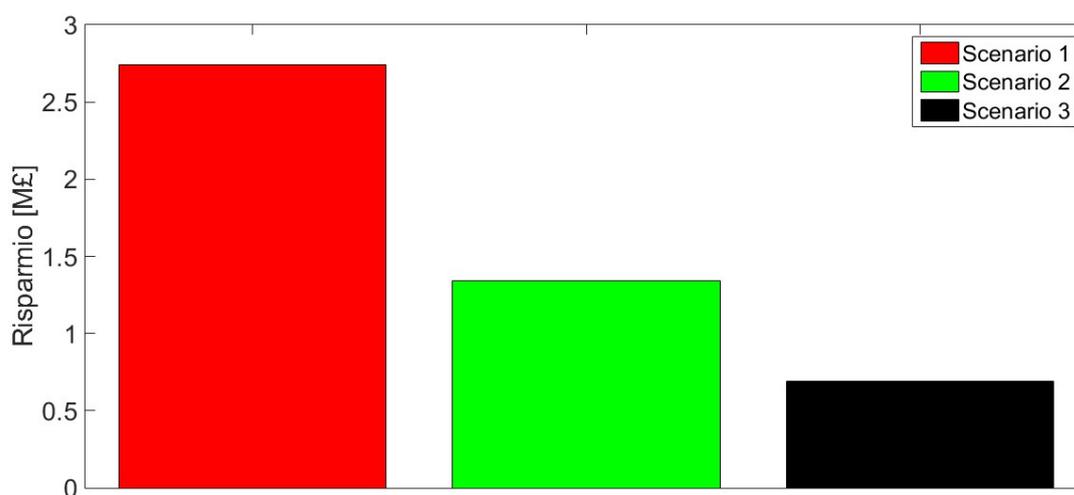


Figura 8.15. Risparmio economico generato dal maggior valore di H del nucleare.

In tutti e tre gli scenari il costo totale diminuisce grazie al maggior valore della costante d'inerzia del nucleare (Figura 8.15), ad esempio nel primo scenario si ottiene un risparmio dello 0.54%. Per tale motivazione è lecito dichiarare come sia essenziale conoscere il valore della costante d'inerzia degli impianti, cosa che al momento invece sembra essere un po' celata. In appendice è presente un focus in cui si è cercato invano di conoscere il valore delle costanti d'inerzia di varie tecnologie al variare della taglia dell'impianto.

IX-Appendice

IX.1 Inerzia degli impianti

E' stata effettuata una ricerca per introdurre dei valori sensati riguardo all'inerzia degli impianti per ciascuna tecnologia. Il TSO norvegese STATNETT, ad esempio utilizza nelle sue simulazioni i seguenti valori²:

- ❖ nucleare ($H = 6.3$ s) ;
- ❖ altri impianti termoelettrici ($H = 4$ s);
- ❖ idroelettrico convenzionale ($H = 3$ s);
- ❖ idroelettrico di piccola taglia ($H = 1$ s);
- ❖ eolico e fotovoltaico ($H = 0$ s).

All'interno invece, dell'"INTERIM REPORT System Security Market Frameworks Review", del 15 Dicembre 2016, stilato dalla Australian Energy Market Commission, è presente una tabella in cui vengono riportati i valori tipici della costante di inerzia H , in MWs per MW di capacità dell'impianto:

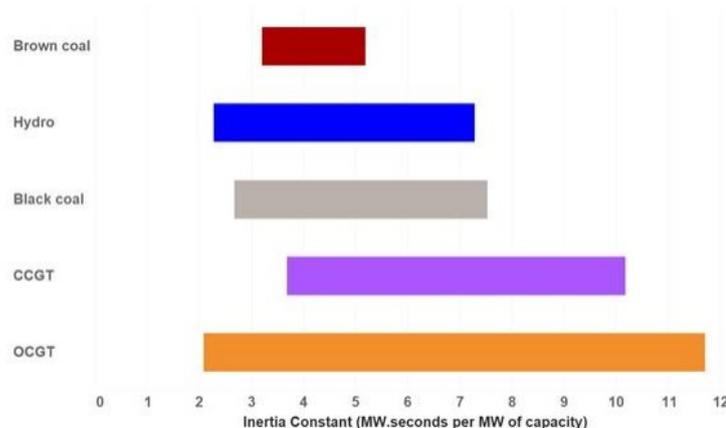


Figura IX.1. Costante d'inerzia espressa in MWs per MW di capacità dell'impianto-[Interim Report System Security Market Frameworks Review].

Dalla Figura IX.1 si evince che non esiste una relazione univoca fra il valore di inerzia dell'impianto (H) e la taglia dell'impianto stesso.

²ENTSO-E 2015. Nordic Report Future System Inertia. Brussels: ENTSO-E.

Ciò viene anche confermato in un ulteriore documento di Johann Hell del gruppo ANDRITZ, nella Figura IX.2 è riportato il valore di H al variare della taglia dell'impianto per diverse tecnologie. E' facile constatare che il valore della costante di inerzia non varia sempre nello stesso modo, infatti per alcune tecnologie sembra crescere all'aumentare della taglia dell'impianto, per altre succede l'opposto.

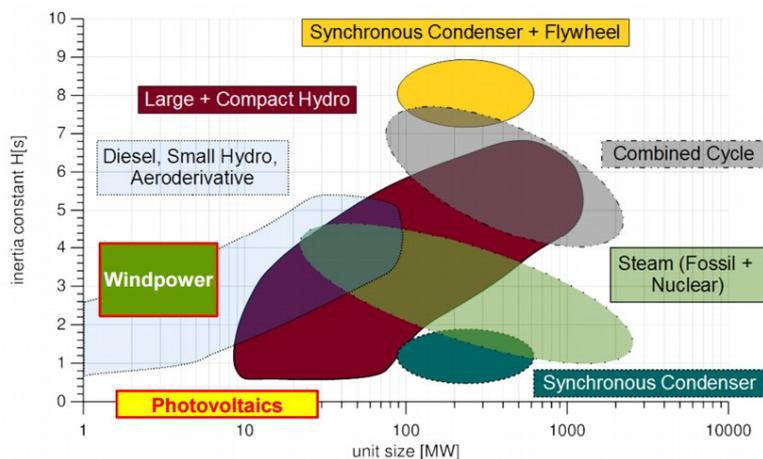


Figura IX.2. Costante d'inerzia di diverse tecnologie di impianti, al variare della taglia dell'impianto stessa [Andritz].

In un altro report "INTERNATIONAL REVIEW OF FREQUENCY CONTROL ADAPTATION" realizzato per l'"Australian Energy Market Operator" da Jeff Palermo, si può vedere come il valore di H vari in modo diverso rispetto a quello riportato nell'articolo precedente (Figura IX.3).

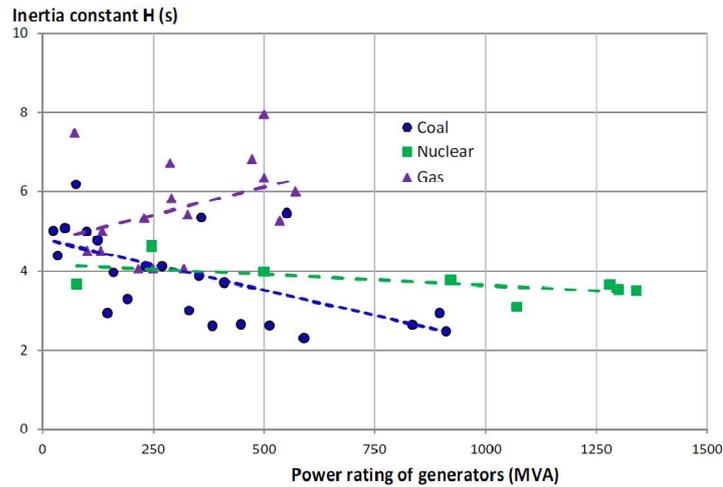


Figura IX.3. Costante d'inertza di diverse tecnologie di impianti, al variare della taglia dell'impianto [INTERNATIONAL REVIEW OF FREQUENCY CONTROL ADAPTATION].

Una volta analizzati tali dati, che in alcuni casi sono in contrasto fra loro, si è scelto di utilizzare dei valori tipici di H per le diverse tecnologie:

- ❖ Nucleare $H=6s$;
- ❖ Base Coal $H=5s$;
- ❖ CCGT $H=5s$;
- ❖ OCGT $H=5s$;
- ❖ Marginal Coal $H=5s$;
- ❖ Peakers $H=4s$;
- ❖ Wind $H=0s$.

IX.2 Eolico in UK

All'interno del modello si è supposto che la potenza eolica installata nel Regno Unito sia di 35000MW, ma tale valore non rappresenta l'attuale potenza eolica installata, bensì lo scenario previsto nel 2030. Di seguito viene riportata una tabella realizzata da EWEA (the European Wind Energy Association) in cui vengono descritti gli scenari di potenza eolica previsti in tre diversi casi, per tutti gli stati europei:

1. Low 2030 Scenario, che prevede una minore quantità installata di eolico;
2. Central 2030 Scenario;
3. High 2030 scenario, il quale stima invece una maggiore quantità di eolico installata.

Focalizzando l'attenzione sul caso del Regno Unito, i valori di potenza eolica installata, previsti nei 3 scenari sono rappresentati in Figura IX.4.

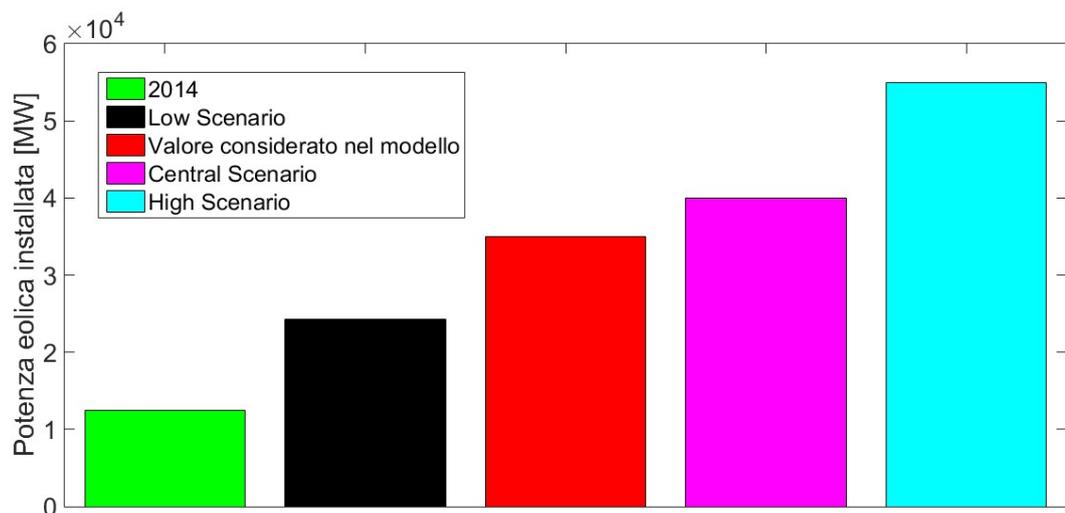


Figura IX.4. Potenza eolica installata in vari scenari nel 2030.

Si è scelto di considerare nel modello una potenza installata pari a 35000MW e quindi compresa fra quella prevista nel Low Scenario e quella del Central Scenario.

	2014			2020 Target (Central scenario)			Low 2030 scenario			Central 2030 scenario			High 2030 scenario		
	Onshore	Offshore	Total	Onshore	Offshore	Total	Onshore	Offshore	Total	Onshore	Offshore	Total	Onshore	Offshore	Total
Austria	2,095	*	2,095	3,400	*	3,400	5,000	*	5,000	5,800	*	5,800	6,650	*	6,650
Belgium	1,247	713	1,959	3,000	1,500	4,500	2,650	2,200	4,850	3,300	3,000	6,300	4,000	3,800	7,800
Bulgaria	690	*	690	1,500	*	1,500	1,000	*	1,000	1,220	*	1,220	1,440	*	1,440
Croatia	347	*	347	600	*	600	1,600	*	1,600	1,800	*	1,800	2,000	*	2,000
Cyprus	147	*	147	300	*	300	447	*	447	483	*	483	581	*	581
Czech Republic	282	*	281	1,000	*	1,000	1,040	*	1,040	2,200	*	2,200	4,320	*	4,320
Denmark	3,603	1,271	4,845	3,700	2,800	6,500	3,300	2,650	5,950	4,600	3,530	8,130	6,000	5,320	11,320
Estonia	303	*	303	700	*	700	365	*	365	433	*	433	500	*	500
Finland	607	26	627	2,500	26	2,526	5,000	26	5,026	8,500	26	8,526	12,000	26	12,026
France	9,285	*	9,285	18,500	1,500	20,000	19,000	6,000	25,000	26,250	9,000	35,250	28,000	15,000	43,000
Germany	38,363	1,049	39,165	45,000	6,500	51,500	60,000	15,000	75,000	62,500	17,500	80,000	65,000	22,500	87,500
Greece	1,980	*	1,980	4,500	*	4,500	8,000	*	8,000	9,000	*	9,000	12,000	*	12,000
Hungary	329	*	329	600	*	600	925	*	925	973	*	973	1,051	*	1,051
Ireland	2,245	25	2,272	4,000	25	4,025	5,500	25	5,525	6,892	800	7,692	8,390	1,200	9,590
Italy	8,665	*	8,663	12,000	*	12,000	10,768	*	10,768	13,600	*	13,600	16,768	500	17,268
Latvia	62	*	62	200	*	200	234	*	234	308	*	308	430	*	430
Lithuania	279	*	279	600	*	600	878	*	878	1,110	*	1,110	1,200	*	1,200
Luxembourg	58	*	58	100	*	100	123	*	123	141	*	141	169	*	169
Malta	*	*	*	30	*	30	30	*	30	49	*	49	80	*	80
Netherlands	2,565	247	2,805	4,000	1,400	5,400	5,872	6,000	11,872	6,067	6,500	12,567	6,391	7,000	13,391
Poland	3,834	*	3,834	10,000	*	10,000	7,900	500	8,400	11,800	1,350	13,150	13,500	2,200	15,700
Portugal	4,913	2	4,915	5,700	25	5,725	5,924	27	5,951	6,373	27	6,400	7,012	27	7,039
Romania	2,954	*	2,954	3,200	*	3,200	4,500	*	4,500	5,000	*	5,000	6,000	*	6,000
Slovakia	3	*	3	300	*	300	300	*	300	331	*	331	486	*	486
Slovenia	3	*	3	30	*	30	33	*	33	49	*	49	75	*	75
Spain	22,982	5	22,987	26,000	5	26,005	35,000	5	35,005	44,500	5	44,505	52,000	500	52,500
Sweden	5,220	212	5,425	6,000	212	6,212	8,600	202	8,802	13,300	1,000	14,300	18,000	2,000	20,000
UK	7,953	4,464	12,440	11,500	9,500	21,000	12,300	12,000	24,300	17,000	23,000	40,000	20,000	35,000	55,000
Total	121,021	8,044	128,744	168,950	23,493	192,453	206,291	44,635	250,926	253,578	66,488	320,066	254,043	98,073	392,116

Figura IX.5. Potenza eolica installata prevista nel 2030 negli stati dell'Unione Europea [European Wind Energy Association].

Questi tre diversi scenari sono costruiti sotto le seguenti considerazioni:

Central scenario

Gli stati membri dell'Unione Europea raggiungono il loro obiettivo del 27% di energie rinnovabili negli usi finali dell'energia. Un mercato elettrico funzionante permette una elevata penetrazione dell'eolico e di altre forme di energie rinnovabili. Le interconnessioni fra gli stati membri sono potenziate e il nuovo mercato elettrico riconosce il potenziale dell'energia eolica di fornire servizi ancillari.

Low Scenario

Non viene raggiunto l'obiettivo europeo del 27% di energia rinnovabile. Il nuovo mercato non è in grado di garantire una maggiore penetrazione delle energie rinnovabili e i costi di sistema non vengono quindi ridotti. Nessun progresso nelle interconnessioni fra gli stati membri e le congestioni di rete continuano a distorcere i prezzi del mercato.

High Scenario

Gli stati membri superano l'obiettivo minimo del 27% di energie rinnovabili nei consumi finali di energia. La rete di trasmissione europea è notevolmente potenziata. La produzione di energia elettrica da fonte eolica è il 27% più elevata di quella considerata nel Central Scenario.

Bibliografia

- [1]M. Dreidy, H. Mokhlis and S. Meckhilef "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.69, pp.144-155, 2017.
- [2]J.A. Short, D.G. Infield L.L.Freris, in IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, "Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control", vol.22, no.3, pp.1284-1293, 2007.
- [3]V.Trovato, S.H. Tindemans, G. Strbac, "Security Constrained Economic Dispatch with Flexible Thermostatically Controlled Loads", in IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, October 12-15 Istanbul, pp.1-6, 2014.
- [4]V. Trovato, F. Teng, G. Strbac, "Role and Benefits of Flexible Thermostatically Controlled Loads in Future Low-Carbon Systems" in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. PP, no.99, 2017.
- [5]F. Teng, V. Trovato, G. Strbac, "Stochastic Scheduling With Inertia-Dependant Fast Frequency Response Requirements", in IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, vol.31, no.2, pp. 1557-1566, 2016.
- [6]P.M.de Quevedo, J. Allahdadian, J. Contreras, G.Chicco, , "Islanding in distribution systems considering wind power and storage" in Sustainable Energy, Grids and Networks, vol.5, pp.156-166, 2016.
- [7]L.Zhang, T.Capuder, P. Mancarella, "Unified Unit Commitment Formulation and Fast Multi-Service LP Model for Flexibility Evaluation in Sustainable Power Systems", in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol.7, no.2, pp.658-671, 2016.
- [8]F. Teng, G. Strbac, "Full Stochastic Scheduling for Low-Carbon Electricity Systems", in IEEE Transactions on Automation Science and Engineering, vol.14, no.2, pp.461-470, 2017.
- [9]V.Trovato, S.H.Tindemans and G. Strbac, "Leaky storage model for optimal multi-service allocation of thermostatic loads", IET Generation, Transmission & Distribution, vol.10, no.3, pp.585-593, 2016.
- [10]National Grid, "www2.nationalgrid.com/uk/".