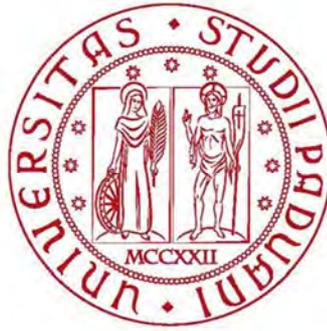


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA



Dipartimento di Ingegneria Industriale
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Regolatori di velocità delle centrali idroelettriche e termoelettriche

Speed regulators of hydroelectric and thermoelectric power plants

Relatore: Prof.re Benato Roberto

Laureando: Dal Molin Luca

Anno Accademico 2014/2015

Sommario

INTRODUZIONE.....	1
CAPITOLO 1	3
SISTEMA ELETTRICO ITALIANO	3
1.1 Struttura generale	3
1.1.2 Produzione	4
1.1.3 Trasmissione	5
1.1.4 Distribuzione.....	8
1.2 Caratteristiche dei carichi elettrici.....	8
1.3 Regolazione della rete di trasmissione	9
1.3.1 Regolazione della tensione	9
1.3.2 Cenni sulla regolazione della frequenza	13
CAPITOLO 2	15
REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA	15
2.1 Premessa	15
2.2 Regolazione primaria	16
2.2.1 Potenza richiesta dai carichi	17
2.2.2 Energia cinetica delle macchine rotanti.....	18
2.2.3 Funzione di trasferimento della rete in regolazione primaria	19
2.3 Regolazione secondaria	22
CAPITOLO 3	25
REGOLAZIONE DI VELOCITÀ DI UN GRUPPO TURBINA – ALTERNATORE	25
3.1 Premessa	25
3.2 Schema a blocchi regolazione di velocità	26
CAPITOLO 4	33
SISTEMI DI ADDUZIONE E TURBINE DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI	33

4.1 Sistemi di adduzione.....	33
4.2 Turbine	36
4.3 Funzione di trasferimento complessiva del sistema turbina e sistema di ammissione.....	42
CAPITOLO 5	47
CENNI AI SISTEMI DI ADDUZIONE E ALLE TURBINE DEGLI IMPIANTI TERMoeLETTTRICI.....	47
5.1 Sistemi di adduzione	47
5.2 Turbine a vapore	48
5.3 Funzione di trasferimento complessiva della turbina e del sistema di adduzione.....	51
CAPITOLO 6	53
REGOLATORI DI VELOCITÀ	53
6.1 Regolatori di velocità delle centrali idroelettriche	53
6.1.1 Caratteristiche del ciclo di regolazione della frequenza.....	56
6.2 Regolatori di velocità per gruppi termoelettrici	58
6.3 Rappresentazione per grandi variazioni	61
CAPITOLO 7	65
ESEMPI DI REGOLATORI DI VELOCITÀ.....	65
7.1 Introduzione	65
7.2 Regolatore di velocità per gruppi idroelettrici	65
7.2 Regolatore di velocità per impianto termoelettrico.....	72
7.3 Esempio di regolatore di velocità moderno	74
7.3.1 Revamping regolatore di velocità.....	74
7.4 Metodi di controllo innovativi	78
7.5 Confronto prestazioni pre-post revamping	82
CAPITOLO 8	85
CARATTERISTICHE RICHIESTE AI REGOLATORI DI VELOCITÀ	85
8.1 Regolazione della frequenza	85
8.1.1 Regolazione primaria	85
8.1.2 Regolazione secondaria	88
8.1.3 Regolazione terziaria	89

CONCLUSIONI.....	91
APPENDICE 1.....	93
INTRODUZIONE A SIMULINK	93
A1.1 Matlab	93
A1.2 Simulink	94
A1.3 Costruzione schema a blocchi	95
A1.4 Simulazione	98
A1.5 Elaborazione dei risultati.....	98
BIBLIOGRAFIA.....	101

Indice delle figure

Figura 1.1 Rete italiana a 380 kV - Fonte sito web Terna spa (2012).	6
Figura 1.2 Rete italiana a 220 kV – Fonte sito web Terna spa (2012).....	7
Figura 1.3 Diagramma di carico giornaliero dell'intera rete italiana – Fonte sito web Terna spa....	8
Figura 1.4 Collegamento puramente induttivo.	10
Figura 1.5 Caratteristica statica compensatore.	11
Figura 2. 1 Schema a blocchi regolazione primaria.....	19
Figura 2. 2 Schema regolazione primaria - Simulink	21
Figura 2. 3 Grafico risultante simulazione - Simulink.....	21
Figura 2. 4 Schema a blocchi regolazione secondaria	22
Figura 2. 5 Schema a blocchi regolazione secondaria con Simulink	23
Figura 2. 6 Grafico dell'andamento della frequenza con regolazione secondaria.....	23
Figura 3.1 Schema a blocchi princio della regolazione della velocità di un gruppo.....	26
Figura 3.2 Schema a blocchi linearizzato della regolazione di velocità di un gruppo	27
Figura 3. 3 Diagramma di Bode fdt 3.21	30
Figura 3. 4 Caratteristica statica frequenza-potenza	31
Figura 3. 5 Caratteristica statica frequenza-potenza in p.u.	31
Figura 4. 1 Sistema di adduzione di una centrale idroelettrica	33
Figura 4. 2 Condotta forzata di un impianto idroelettrico.....	34
Figura 4. 3 Schema gruppo di generazioni di un impianto idroelettrico.....	36
Figura 4. 4 Scelta della turbina in funzione di salto e portata disponibile. [14]	37
Figura 4. 5 Regolazione della portata per una turbina Pelton. Fonte www.energialternativa.org ..	37
Figura 4. 6 Caratteristica potenza-rendimento di una turbina Pelton. [14].....	38
Figura 4. 7 Girante di una turbina Pelton a cinque getti. Fonte www.atmosferis.com	38
Figura 4. 8 Turbina Francis con sistema di regolazione del distributore.	39
Fonte italian.hydropower-turbine.com	39
Figura 4. 9 Regoalazione inclinazione pale del distributore. Fonte [14]	39
Figura 4. 10 Pala regolabile di un distributore di una turbina Francis. Fonte [14]	39
Figura 4. 11 Caratteristica generica di regolazione di una turbina Francis. Fonte sito www.cap2.it	40
Figura 4. 12 Girante di una turbina Kaplan. Fonte sito www.tbhic.cn	40
Figura 4. 13 Diagramma di Bode della funzione di trasferimento del sistema turbina e sistema di ammissione.....	44
Figura 4. 14 Grafico caratteristiche potenza-apertura valvole per le diverse turbine	45
Figura 5. 1 Schema generale impianto termoelettrico	47

Figura 5. 2 Schema a blocchi linearizzato della caldaia	48
Figura 5. 3 Caratteristica statica portata-apertura valvole per immissione ad arco totale	49
Figura 5. 4 Caratteristica statica portata-apertura valvole per immissione ad arco parziale.....	49
Figura 5. 5 Schema a blocchi linearizzato della turbina e della caldaia di un impianto termoelettrico	52
Figura 6. 1 Schema a blocchi regolatore di velocità accelerometrico	55
Figura 6. 2 Schema a blocchi regolatore di velocità con retrazione transitoria	55
Figura 6. 3 Schema a blocchi ciclo di regolazione della frequenza.....	57
Figura 6. 4 Diagramma di Bode (modulo) del ciclo di regolazione della frequenza	57
Figura 6. 5 Schema a blocchi linearizzato di un regolatore di velocità per gruppi termoelettrici ...	59
Figura 6. 6 Schema di principio della regolazioni di un gruppo termoelettrico	60
Figura 6. 7 Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni del regolatore di velocità. della turbina e del sistema di adduzione di un impianto idroelettrico.....	62
Figura 6. 8 Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni del regolatore di velocità. della turbina e del sistema di adduzione di un gruppo termoelettrico.....	63
Figura 6. 9 Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni per i gruppi con turbine a gas	64
Figura 7. 1 Tipico regolatore di velocità per gruppi idroelettrici	66
Figura 7. 2 Caratteristica statica rettilinea del gruppo di generazione.....	68
Figura 7. 3 Pendolo di Watt. Fonte www.istitutomontani.it	69
Figura 7. 4 Regolatore di velocità oleodinamico della centrale idroelettrica del Furlo lungo il fiume Candigliano. Fonte www.educambiente.it	70
Figura 7. 5 Regolatore di velocità oleodinamico. Fonte http://www.educambiente.it/	71
Figura 7. 6 Regolatore di velocità per turbina a vapore. Fonte http://www.museibologna.it/	71
Figura 7. 7 Schema di un regolatore di velocità di un impianto idroelettrico.....	72
Figura 7. 8 Vista in sezione dell'impeller e dell'albero della turbina. Fonte [4]	73
Figura 7. 9 Vista in sezione del servomotore di comando valvole. Fonte [4].....	73
Figura 7. 10 Ruota fonica con sensori induttivi. Fonte [7]	74
Figura 7. 11 Ruota fonica con sensori ottici. Fonte [7]	75
Figura 7. 12 Principio di funzionamento di un LVDT. Fonte dito www.efunda.com	76
Figura 7. 13 LVDT installato sul distributore della turbina. Fonte [7].....	76
Figura 7. 14 Schema regolatore di velocità con attuatore.....	77
Figura 7. 15 Controllore a microprocessori Emerson Ovation per il controllo della regolazione di velocità con moduli ingresso/uscita. Fonte [4].....	78
Figura 7. 16 Schema regolatore di velocità SIMO. Fonte [9].....	79
Figura 7. 17 Risposta in frequenza del sistema idraulico adottato per la simulazione. Fonte [9]....	80
Figura 7. 18 Risposta al gradino del sistema di regolazione SIMO.....	81
Figura 7. 19 Risposta del regolatore alla variazione del carico elettrico	81
Figura 7. 20 Schema dei regolatori pre e post revamping	82

Figura 7. 21 Risposta al gradino dei regolatori pre e post revamping	82
Figura A1. 1 Libreria Simulink	94
Figura A1. 2 Foglio Simulink.....	95
Figura A1. 3 Finestra impostazione parametri blocco G1	96
Figura A1. 4 Finestra impostazione parametri blocco disturbo deltaP	96
Figura A1. 5 Finestra salvataggio risultati delle simulazione	97
Figura A1. 6 Finestra di configurazione della simulazione	97
Figura A1. 7 Barra Simulink	98
Figura A1. 8 Grafico risultante della simulazione	98
Figura A1. 9 Grafico risultante con comparazione di diverse simulazioni al variare di un parametro	99

Introduzione

Il lavoro di tesi svolto tratta i regolatori di velocità delle centrali termoelettriche e idroelettriche. Questi dispositivi sono fondamentali per il corretto funzionamento di un qualsiasi sistema elettrico di trasmissione. Il loro obiettivo è quello di mantenere la frequenza del sistema a un valore costante e il più possibile prossimo al suo valore nominale.

In questo elaborato ho approfondito le parti che compongono l'anello di regolazione di velocità comprendendo anche il sistema di adduzione (condotta forzata per impianti idroelettrici e caldaia per impianti termoelettrici) e la relazione apertura valvole-potenza della turbina. Si sono quindi definiti quelli che sono i requisiti richiesti al regolatore per avere un ciclo di regolazione stabile.

Successivamente si sono analizzati come erano costruiti nel passato i regolatori di velocità, generalmente oleodinamici, descrivendo il loro funzionamento al variare della velocità di rotazione del gruppo controllato. Successivamente vengono presentati alcuni degli interventi che vengono eseguiti su impianti esistenti per modernizzare i regolatori di velocità e migliorarne le prestazioni.

Viene poi mostrata una tipologia di controllo innovativa basata sull'acquisizione di più segnali dell'anello di regolazione. Questo comporta una complicazione nella progettazione delle funzioni di trasferimento del regolatore di velocità, ma consente di ottenere una regolazione migliore rispetto ai classici metodi di controllo con regolatori PI o PID.

Nell'ultimo capitolo sono stati riportati invece i requisiti che il gestore della rete impone ai regolatori di velocità dei rispettivi gruppi di produzione.

In appendice è stato descritto l'utilizzo del programma Simulink che è stato usato per effettuare alcune simulazioni presenti nell'elaborato.

Capitolo 1

Sistema elettrico italiano

1.1 Struttura generale

Una rete elettrica nazionale è l'insieme di tutti i sistemi e dispositivi atti a produrre, trasmettere, e distribuire l'energia elettrica sul territorio nazionale. Un generico sistema elettrico che assolve a questa funzione, può essere suddiviso nelle seguenti parti:

- Produzione;
- Trasmissione;
- Distribuzione.

Come si può intuire, ognuna di queste parti svolge una funzione ben definita, che verrà spiegata più dettagliatamente nel seguito del capitolo. Lo scopo finale di tutto il sistema è quello di fornire ai carichi l'energia elettrica, che dovrà avere dei requisiti di qualità minimi (forma d'onda della tensione) e un livello elevato di continuità del servizio. Tutto questo si deve inoltre ottenere cercando di dispacciare l'energia nel modo più economico possibile (ridurre al minimo le perdite di trasmissione e il costo di produzione dell'energia).

Per permettere gli scambi di energia tra diversi sistemi elettrici nazionali, questi si possono interconnettere tra di loro in modo da formare un'unica rete. Questa connessione consente anche di ottenere un comportamento migliore di entrambi i sistemi durante i transitori di frequenza, come sarà spiegato più avanti.

Andiamo ora ad analizzare in dettaglio le varie parti del sistema.

1.1.2 Produzione [2]

Il compito di questa parte del sistema è la produzione di energia elettrica, ovvero, convertire una fonte di energia primaria in energia elettrica. Questo processo avviene nelle centrali elettriche di produzione. Prima che la fonte primaria si trasformi in energia elettrica, deve subire diverse trasformazioni. Per esempio, in una centrale termoelettrica, il carbone viene usato per produrre il calore necessario a riscaldare l'acqua della caldaia, che viene inviata in una turbina a vapore. Il generatore elettrico è generalmente accoppiato direttamente con la turbina, la quale lo mantiene in rotazione durante la produzione di energia elettrica. Le fonti maggiormente utilizzate per la produzione di energia sono:

- carbone;
- nucleare;
- gas;
- petrolio.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, abbiamo:

- eolico;
- solare;
- idroelettrico.

Tralasciando la parte termica e meccanica dell'impianto, specifichiamo che solitamente i generatori producono energia elettrica in media tensione (dai 10 kV ai 20 kV). Questa viene poi innalzata da un trasformatore fino a livelli di alta o altissima tensione (220 kV o 380 kV), per poter essere così trasmessa attraverso le linee elettriche di trasmissione. Per quanto riguarda impianti di generazione a energia rinnovabile, visto che le potenze potrebbero essere limitate, si hanno molti casi in cui l'energia elettrica viene direttamente utilizzata oppure immessa in reti di media (20 kV) o bassa tensione (400 V).

Questa parte del sistema non si limita alla sola produzione di energia, ma la sua importanza è anche dovuta al fatto che è un punto nevralgico per la regolazione della frequenza e in parte anche della tensione della rete. Infatti per avere una frequenza di rete costante, è necessario che in ogni istante sia pareggiato il bilancio delle potenze attive prodotte e richieste (incluse le perdite di rete). In poche parole, variando la potenza prodotta dalle centrali, si può seguire la variazione del carico e quindi mantenere la frequenza costante. Regolando invece la tensione in uscita dai generatori, si possono modificare i flussi di potenza, e quindi ottenere una più economica alimentazione del carico e una tensione in arrivo adeguata (la regolazione della tensione avviene anche localmente in punti strategici della rete).

1.1.3 Trasmissione[2]

Questa parte della rete si occupa della trasmissione di grandi quantità di energia elettrica a grandi distanze (nell'ordine delle centinaia di chilometri). È costituito da tutte le linee di alta e altissima tensione che attraversano il paese, e formano una rete magliata a cui vengono connesse le più grandi centrali di produzione. I rami della rete possono essere soggetti a flussi bidirezionali di potenza, permettendo una maggiore flessibilità del sistema. È sempre in questa rete che avvengono le interconnessioni con i sistemi elettrici dei paesi confinanti come Austria, Svizzera e Francia, e anche particolari carichi elettrici che richiedono potenze elevate (trazione ferroviaria ad alta velocità e laboratori di ricerca).

Esiste poi il sistema di subtrasmissione, che opera a un livello di tensione di 132 kV, sempre magliato, e assicura l'inter collegamento tra i siti di prelievo sulla rete di trasmissione e le cabine primarie da cui originano le reti capillari a tensione inferiori. A questa rete sono anche connesse grosse utenze industriali e altre centrali di produzione.

Le linee che operano alla tensione di 220 o 380 kV, sono le uniche in Italia a presentare i conduttori a fascio (due o più conduttori in parallelo per fase), e sono sostenute da tralicci tronco-piramidali. Sono presenti anche linee a doppia terna su un unico traliccio.

Nelle figure seguenti vengono rappresentate le linee elettriche di alta e altissima tensione presenti sul territorio italiano.



Figura 1.1 Rete italiana a 380 kV - Fonte sito web Terna spa (2012).



Figura 1.2 Rete italiana a 220 kV – Fonte sito web Terna spa (2012).

1.1.4 Distribuzione[2]

Il sistema di distribuzione si divide su due livelli di tensione: media (20 kV) e bassa tensione (400 V). La rete è configurata in modo radiale o diramato, con possibilità di contro alimentazione dei vari rami, ed è da questa che vengono alimentati la maggior parte delle utenze industriali e domestiche.

Negli ultimi anni, vista la grande diffusione della generatore distribuita, a questa rete sono connessi anche gli impianti di autoproduzione residenziale e industriale, provocando diversi problemi di proteggibilità e qualità della forma d'onda della tensione. La maggior parte delle linee sono in cavo, con, soprattutto in media tensione, presenza di linee aeree.

1.2 Caratteristiche dei carichi elettrici[2]

Il carico rappresenta un modo di identificare un fabbisogno di potenza elettrica. Generalmente viene espresso in kW, ma è possibile parlare di carico espresso anche in kVA, kvar, A.

Il valore istantaneo del carico varia, in genere, con continuità in dipendenza dalle caratteristiche degli apparecchi utilizzatori e dal loro impiego. Si possono in tal modo rappresentare diagrammi di carico che individuano la potenza istantanea in un periodo di tempo definito (1 h, 24 h, 1 mese, 1 anno): trattasi di diagrammi ad andamento generalmente casuale; peraltro, se essi sono riferiti a bacini di utenza via via più ampi, anziché al singolo utilizzatore, gli effetti compensativi e le regole che governano l'attività umana di una stessa regione o nazione portano a diagrammi relativamente simili tra loro (se riferiti ad uno stesso periodo di tempo) e quindi in certa misura prevedibili su basi statistiche (diagrammi definiti omotetici). Si veda ad esempio la figura 1.3 che mostra il diagramma di carico dell'intera rete italiana.

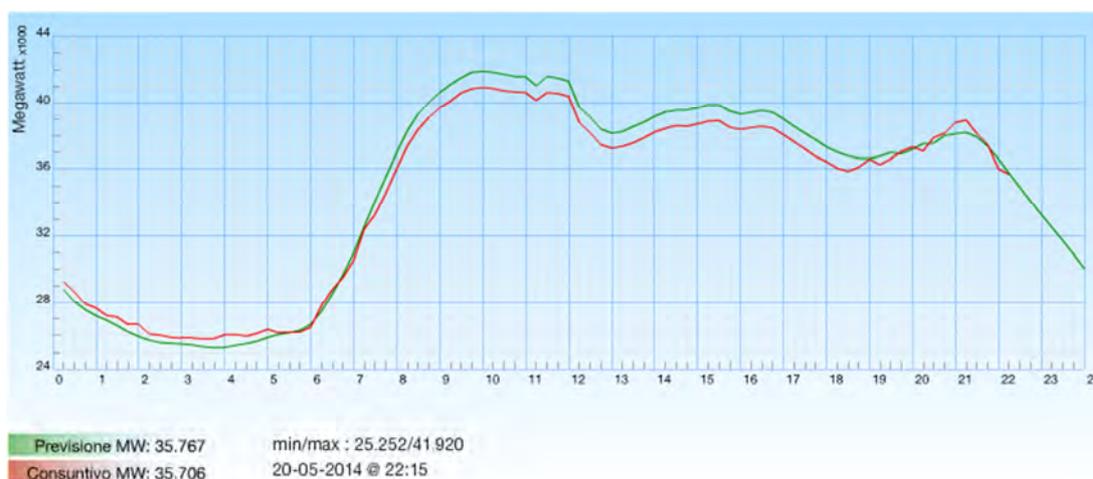


Figura 1.3 Diagramma di carico giornaliero dell'intera rete italiana – Fonte sito web Terna spa.

Il diagramma di carico, o curva di carico, è dunque la curva della potenza attiva prelevata dall'utenza in funzione del tempo.

In funzione del periodo di tempo preso in considerazione si possono avere diagrammi di carico:

- giornalieri;
- settimanali;
- annuali.

Sfruttando il fatto che questi diagrammi sono prevedibili e comunque molto simili tra loro considerando intervalli di tempo uguali, è possibile prevedere in anticipo il fabbisogno di energia e la richiesta massima di potenza. Questo viene fatto dal gestore della rete di trasmissione ogni giorno per il giorno dopo, in modo da organizzare al meglio il sistema e assicurare la fornitura di energia e potenza ai carichi. (Fellin & Benato, 2011)

1.3 Regolazione della rete di trasmissione

Le grandezze caratteristiche della rete di trasmissione sono principalmente due:

- tensione;
- frequenza.

Come abbiamo visto, durante l'arco di una giornata, il carico elettrico varia. Questo causa nella rete il cambiamento delle due grandezze sopra citate, il cui valore deve comunque rimanere entro certi intervalli. È quindi necessario controllare il loro valore nel tempo, e mettere in atto tutti i provvedimenti necessari per mantenere tali grandezze a valori idonei per il funzionamento del sistema. È facile intuire quindi che nella rete, durante la giornata, sarà necessario effettuare la regolazione della tensione e della frequenza.

Per spiegare come avvengono queste modifiche nel sistema, si può studiare individualmente la regolazione delle due grandezze.

1.3.1 Regolazione della tensione [3]

La tensione della rete elettrica è uno di quei parametri che contribuiscono a definire la qualità dell'energia fornita ai carichi. Infatti le varie utenze allacciate, funzionano correttamente e con le migliori prestazioni se la tensione che le alimenta è quella nominale, cioè la tensione per cui sono state progettate. Viceversa, se la tensione si discosta molto dal valore nominale, le prestazioni degradano anche molto velocemente (si pensi per esempio alla coppia dei motori asincroni che varia col quadrato della tensione, o la luminosità delle lampade, anch'essa proporzionale alla tensione). Le variazioni del modulo della tensione sono conseguenza di disturbi che si vengono a verificare nella rete, come variazione del carico (soprattutto potenza reattiva), e di azioni di controllo su sorgenti di potenza reattiva (generatori sincroni, reattori, condensatori, variatori sotto carico).

La regolazione della tensione è l'insieme di tutte le azioni di controllo attuate in varie parti del sistema con l'obiettivo di mantenere il livello di tensione a un livello idoneo per il funzionamento corretto di impianti e dispositivi connessi.

Per capire come agire per regolare la tensione nella rete di trasmissione, si deve prima studiare il regime delle tensioni e delle potenze in un collegamento puramente induttivo, che rappresenta una approssimazione di un tratto di linea (si può ritenere una buona approssimazione in quanto la parte resistiva della linea è trascurabile rispetto alla componente induttiva). Lo schema del tratto di linea sarà dunque come segue:

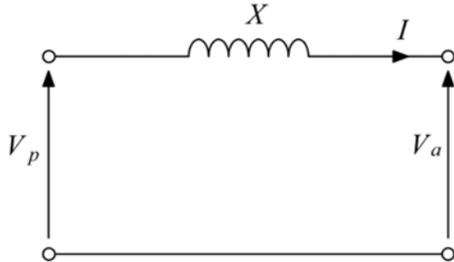


Figura 1.4 Collegamento puramente induttivo.

Come descritto in (Paolucci, 1998), la potenza complessa all'arrivo per l'esempio considerato è pari a:

$$\mathbf{n}_a = p_a + jq_a = \frac{v_p v_a}{x} e^{j(\frac{\pi}{2}-\vartheta)} - \frac{v_a^2}{x} e^{j\frac{\pi}{2}} \quad (1.1)$$

Dove le grandezze sono espresse in per unità, e ϑ è l'angolo di sfasamento tra v_p e v_a . Separando nella (1.1) la parte reale e immaginaria, si ottengono:

$$p_a = \frac{v_p v_a}{x} \sin \vartheta, \quad (1.2)$$

$$q_a = \frac{v_p \cos \vartheta - v_a}{x} v_a. \quad (1.3)$$

Dalle relazioni ottenute si può osservare come la potenza attiva dipenda principalmente dallo sfasamento delle due tensioni, mentre la potenza reattiva sia legata alla differenza dell'ampiezza delle due. Infatti, considerando ϑ sufficientemente piccolo¹:

$$p_a \approx \frac{v_p v_a}{x} \vartheta, \quad (1.4)$$

$$q_a \approx \frac{\Delta v}{x} v_a. \quad (1.5)$$

Si può inoltre specificare che, nel collegamento preso in esame, la potenza reattiva positiva fluisce dal nodo a tensione più alta al nodo a tensione più bassa.

Possiamo quindi concludere che, la caduta di tensione lungo una linea di trasmissione, è in gran parte dovuta alla potenza reattiva circolante. Volendo quindi limitare la caduta di tensione nei diversi nodi della rete, si deve evitare di trasmettere consistenti potenze reattive su grandi distanze. Ciò significa che è necessario immettere in rete le potenze reattive in nodi non lontani da quelli in cui esse vengono richieste, lasciando a gran parte della rete di trasmissione soprattutto il compito di convogliare potenze prevalentemente attive: sarà perciò opportuno che i generatori delle centrali

¹ $\cos \vartheta \approx 1$; $\sin \vartheta \approx \vartheta$ [rad]

² $\Delta v = |v_p| - |v_a|$

lontane dai centri di consumo vengano scarsamente impegnati nella fornitura di potenza reattiva, che dovrà essere invece prodotta possibilmente in vicinanza dei carichi (Paolucci, 1998).

Un primo provvedimento che va verso la riduzione della potenza reattiva circolante in rete è il rifasamento dei carichi, "imposto" agli utenti attraverso la tariffazione del kvarh assorbito dalla rete. I carichi rifasati presenteranno quindi un maggior fattore di potenza e quindi minor potenza reattiva richiesta dalla rete. Questo unico provvedimento non è però sufficiente e spetta al gestore della rete completare e regolare la compensazione delle potenze reattive, in modo da controllare il regime delle tensioni nei nodi della rete. Infatti i carichi non vengono mai rifasati completamente, e anche singoli elementi della rete assorbono potenza reattiva (per esempio trasformatori e linee a vuoto). Il gestore deve quindi considerare questo aspetto e munirsi di apparecchiature che possono erogare o assorbire potenza reattiva quando è necessario. I principali mezzi con cui è possibile immettere in rete potenze reattive sono due:

- compensatori sincroni,
- condensatori,
- reattori.

I compensatori sincroni sono macchine sincrone che non forniscono potenza attiva alla rete e che non sono accoppiate né a turbine, cioè motori primi, né cedono potenza meccanica ad utilizzatori. La potenza attiva necessaria per far fronte alle perdite della parte elettromagnetica e nella parte meccanica viene assorbita dalla rete. I compensatori sincroni possono essere considerati come dei motori sincroni funzionanti, dato il piccolo valore delle perdite di potenza attiva, a vuoto. A regime permanente, la corrente statorica è allora in quadratura con la tensione. A seconda dell'eccitazione della macchina, questa può erogare in rete potenza reattiva positiva (funzionamento in sovraeccitazione, comportamento da condensatore) o negativa (funzionamento in sottoeccitazione, comportamento come reattore), come si può vedere nella figura 1.5.

La variazione di potenza reattiva viene ottenuta variando l'eccitazione della macchina mediante un regolatore di tensione. In condizioni di regime, cioè v mantenuta costante dal regolatore, la potenza

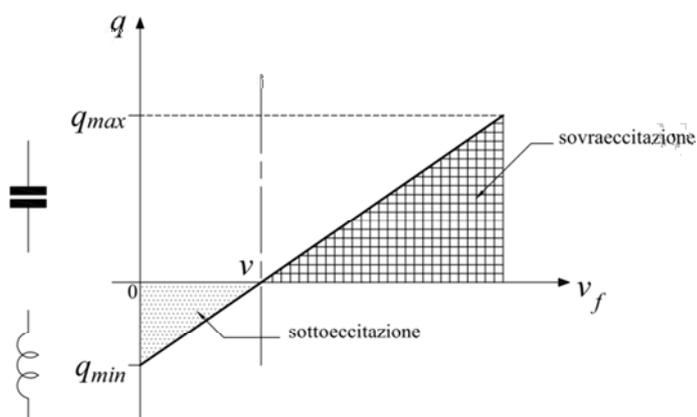


Figura 1.5 Caratteristica statica compensatore.

reattiva q varia linearmente con la tensione di eccitazione v_f secondo una caratteristica simile a quella di figura 1.5.

Se, ad esempio, la tensione del nodo in cui è collegato il compensatore, o dei nodi vicini, diminuisce per effetto di un aumento del carico, il

regolatore di tensione determina un aumento di v_f e quindi di q . nelle nuove condizioni di regime la tensione v ritorna al valore precedente con un'eccitazione più grande e quindi con una maggiore erogazione di potenza reattiva. Il compensatore quindi svolge il compito di stabilizzazione della tensione.

Queste speciali macchine sincrone sono molto efficaci per regolare la tensione, ma il loro costo elevato ne sconsiglia l'uso nelle reti di distribuzione. Sono quindi presenti solo in particolari nodi della rete di trasmissione AT.

Per le reti di distribuzione e subtrasmissione vengono usate batterie di condensatori statici in derivazione. La potenza reattiva che queste batterie erogano in rete, è pari a:

$$Q_c = 3E^2\omega C \quad (1.6)$$

con E tensione stellata della rete, ω pulsazione angolare, C capacità di una fase. La potenza dipende quindi solo dalla tensione della rete, e varia con questa secondo una legge quadratica; può quindi aumentare o diminuire, con effetto opposto a quello di un compensatore sincrono³. I condensatori statici esercitano quindi un'azione destabilizzante sulla tensione. La capacità installata viene suddivisa in diverse unità con possibilità di disinserzione mediante dispositivi di manovra idonei.

I reattori, sempre inseriti in derivazione, assorbono una potenza reattiva:

$$Q_L = \frac{3E^2}{\omega L} \quad (1.7)$$

Come i condensatori, vengono installati in diverse unità disinseribili, e sono utili in quelle situazioni in cui la rete di trasmissione di grande estensione richiede a vuoto⁴, o con bassi carichi attivi, una considerevole quantità di potenza reattiva dovuta alle capacità delle linee. In queste situazioni viene definito un *grado di compensazione trasversale della linea*, che è il rapporto tra la suscettanza capacitiva totale della linea e quella induttiva dei reattori. Anche questi reattori, come le capacità, sono elementi passivi, ma hanno un'azione stabilizzante rispetto alla tensione della rete⁵.

Per quanto riguarda la rete di distribuzione, oltre al rifasamento, per mantenere la tensione a livelli accettabili, si ricorre all'uso di commutatori sottocarico (nelle cabine primarie AT/MT) e di variatori a vuoto (nelle cabine secondarie MT/BT). Questi dispositivi consentono di variare il rapporto spire del trasformatore e quindi modificare la tensione al secondario (questo richiede comunque un aumento o una diminuzione della potenza reattiva transitante nella linea che alimenta il trasformatore). Un uso non controllato di questi dispositivi, soprattutto variatori sottocarico (che intervengono automaticamente), potrebbe portare instabilità nella rete, fino ad arrivare al collasso della tensione.

³ All'aumentare della tensione, assorbono una potenza proporzionale al quadrato di quest'ultima, ovvero iniettano in rete una potenza superiore.

⁴ effetto Ferranti, specialmente in linee molto lunghe ($l > 100$ km).

⁵ All'aumentare della tensione, assorbono una potenza proporzionale al quadrato di quest'ultima, ovvero iniettano in rete una potenza minore.

1.3.2 Cenni sulla regolazione della frequenza[3]

La frequenza nominale dei sistemi italiano ed europeo è di 50 Hz. Tutte le apparecchiature connesse a questa rete sono progettate per funzionare a questo valore di frequenza. Sarà quindi necessario mantenere questa grandezza il più possibile costante durante il servizio, pena il degrado del rendimento e delle prestazioni dei carichi.

La frequenza del sistema è imposta dalla velocità di rotazione dei generatori sincroni, mediante la nota relazione:

$$f = \frac{p n}{60}. \quad (1.8)$$

Con p numero di coppie polari, n il numero di giri al minuto della macchina.

La variazione della velocità di rotazione del gruppo di generazione si verifica nel momento in cui la potenza motrice (della turbina) e la potenza elettrica erogata dal generatore non sono più in equilibrio. Inizia quindi un transitorio della velocità il cui andamento sarà condizionato dall'inerzia delle masse rotanti e dalla differenza tra la potenza motrice ed erogata. Quindi, la variazione della frequenza della rete può essere causata da diversi eventi:

- variazioni della potenza motrice causa disturbi nel sistema di adduzione della turbina,
- variazioni del carico elettrico (aumento e diminuzione)⁶.

La macchina quindi, a seguito di questi disturbi, sarà portata ad accelerare (potenza motrice maggiore di quella elettrica erogata) o decelerare (potenza motrice minore di quella elettrica erogata), causando la variazione della frequenza.

Le variazioni di frequenza del sistema devono essere di ampiezza molto limitata. Questo perché, oltre al degrado delle prestazioni dei carichi, si devono considerare anche le stesse centrali di produzione, che non possono sopportare un funzionamento continuativo a frequenza inferiori a $48 \div 48,5$ Hz, a causa dei servizi ausiliari (per esempio alimentazione dell'acqua in caldaia) pilotati da motori asincroni. Normalmente comunque, il gestore della rete è in grado di contenere gli scarti di frequenza entro $\pm 0,05$ Hz (salvo disturbi di grande entità).

Possiamo quindi affermare che per regolare la frequenza della rete, si dovrà controllare la velocità di rotazione della macchina, e in base al suo valore, agire in un certo modo sulle valvole che regolano il flusso di acqua o vapore in turbina, cioè sulla potenza motrice.

La regolazione della frequenza viene spiegata in dettaglio nel capitolo seguente.

⁶ Un aumento del carico può essere anche visto come la perdita di una centrale di produzione, viceversa per la diminuzione del carico.

Capitolo 2

Regolazione della frequenza

2.1 Premessa

Come già brevemente descritto nel capitolo precedente, la regolazione della frequenza è necessaria nel momento in cui si viene ad avere uno squilibrio tra potenza attiva generata e potenza attiva assorbita dai carichi. In seguito a questo fenomeno, si ha l'inizio di un transitorio in cui la frequenza della rete varia in funzione dell'entità dello squilibrio, delle caratteristiche del parco generatori e dalle caratteristiche dei carichi in quel momento connessi. In particolare possiamo dividere la regolazione della frequenza in tre fasi:

- regolazione primaria,
- regolazione secondaria,
- regolazione terziaria.

Queste tre fasi si susseguono nel tempo nell'ordine scritto, e la loro durata totale può essere di diversi minuti.

Le modalità e i tempi con cui i gruppi di produzione intervengono per la regolazione della frequenza dipendono dalle caratteristiche delle unità di produzione, dal regolatore di velocità e dalle disposizioni date dai gestori della rete di trasmissione (per l'Italia è Terna S.p.a.).

Nel seguito del capitolo prenderemo come disturbo che varia il regime della frequenza di rete un aumento a gradino della potenza richiesta dei carichi. Questo disturbo verrà identificato con il nome ΔP .

2.2 Regolazione primaria[3]

La regolazione primaria ha inizio nel momento in cui in rete si verifica un disturbo che va a rompere l'equilibrio tra potenza generata e assorbita, con conseguente variazione della frequenza. Con la frequenza variano anche le potenze assorbite dai carichi, e grazie all'intervento del regolatore di velocità, anche la potenza immessa in rete dalle unità di produzione. Si instaurerà quindi, alla fine della regolazione primaria, una nuova condizione di regime in cui la potenza assorbita e generata si equivalgono, ma la frequenza della rete sarà diversa da quella antecedente il disturbo.

Per determinare il modo in cui la frequenza varia in questo intervallo di tempo, è necessario studiare il bilancio delle potenze attive, assumendo per ora la presenza di una sola unità di produzione che alimenta un insieme di carichi, e per semplicità un rendimento unitario dell'insieme turbina-alternatore (potenza immessa in turbina uguale a quella elettrica generata dall'alternatore). Con le ipotesi assunte, prima che si verifichi il disturbo il bilancio delle potenze sarà:

$$P_i^* = P_u^*$$

Dove con P_i^* si intende la potenza attiva immessa in rete dal gruppo turbina alternatore in una data condizione di regime e con P_u^* la potenza attiva assorbita dai carichi a regime.

Nel momento in cui si presenta in rete un disturbo ΔP assunto come un aumento a gradino della potenza assorbita dai carichi, la frequenza varia e quindi anche l'assorbimento dei carichi connessi e la potenza immessa in rete dai generatori. Un altro fattore che riveste importanza nei transitori di frequenza è l'energia cinetica delle macchine elettriche rotanti connesse (motori e generatori asincroni e sincroni). A causa della variazione di frequenza, cambia anche l'energia cinetica di queste macchine (poiché ad una variazione di frequenza corrisponde una variazione della loro velocità di rotazione). L'energia cinetica delle macchine si oppone alla variazione della frequenza, poiché esse tendono a mantenere la loro velocità. Di conseguenza si deve definire una grandezza che entra in gioco e che viene chiamata potenza accelerante, definita come

$$\Delta P_a(t) = \frac{dW_{cin}}{dt} \quad (2.1)$$

si dovrà calcolare questo contributo dovuto da una parte dalle unità generatrici e dall'altra dai carichi rotanti connessi e tenerne conto nel bilancio delle potenze.

A seguito del disturbo ΔP , tenendo conto dei cambiamenti delle potenze assorbite e generate da parte dei carichi e delle unità di produzione e infine delle potenze acceleranti, il bilancio delle potenze è il seguente:

$$P_i^* + \Delta P_i(t) - \Delta P_{a1}(t) = P_u^* + \Delta P_u(t) + \Delta P_{au}(t) + \Delta P(t) \quad (2.2)$$

con il seguente significato dei simboli:

- ΔP_i variazione di potenza immessa dal gruppo di generazione a seguito della variazione di frequenza,
- ΔP_{a1} variazione di potenza accelerante dovuta alle unità di produzione,
- ΔP_u variazione di potenza assorbita dai carichi a seguito della variazione di frequenza,
- ΔP_{au} variazione di potenza accelerante dovuta ai carichi connessi.

Il segno meno attribuito alla ΔP_{a1} è giustificato dal fatto che, per esempio, per un calo di frequenza si ha una variazione di energia cinetica negativa, e quindi con il segno attribuito nel bilancio delle potenze si somma a $P_i^* + \Delta P_i$ (la potenza accelerante dà quindi un apporto effettivo di potenza a quella immessa in rete).

Considerando che $P_i^* = P_u^*$, e unendo in un unico fattore la variazione di energia cinetica del sistema (cioè accorpando ΔP_{a1} e ΔP_{aU}), si ottiene

$$\Delta P_i(t) - \Delta P(t) = \Delta P_u(t) + \Delta P_a(t) \quad (2.3)$$

con

$$\Delta P_a(t) = \Delta P_{a1}(t) + \Delta P_{aU}(t) = \frac{dW_{cin}}{dt} \quad (2.4)$$

Per arrivare a calcolare lo scarto Δf al termine della regolazione primaria, è necessario conoscere i valori assunti da ciascun addendo dell'equazione.

2.2.1 Potenza richiesta dai carichi

Come già accennato in precedenza, l'assorbimento di potenza da parte dei carichi connessi subisce una certa variazione in funzione dell'andamento della frequenza. Nell'equazione (2.4) questa variazione è chiamata ΔP_{aU} ed è necessario quantificarla per tenerne conto durante i transitori di frequenza. Considerando che normalmente le variazioni di frequenza sono molto limitate, possiamo assumere che, la potenza assorbita dai carichi in funzione della frequenza sia:

$$P_U(t) = P_U^* \left(\frac{f(t)}{f^*} \right)^\alpha \quad (2.5)$$

Vengono ovviamente trascurate nella formule la variazioni di tensione e altri fenomeni secondari.

L'esponente α è sempre superiore a uno e assume valori compresi tra $1,5 \div 2$. Questo è dovuto al fatto che la maggior parte dei carichi connessi è composto da motori asincroni, i quali, per le caratteristiche dei carichi meccanici, devono fornire una coppia tanto maggiore all'aumentare della velocità (imposta dalla frequenza di rete); per esempio, per pompe centrifughe, α vale $3 \div 4$ e per ventilatori $2 \div 3$. Se la coppia richiesta non varia con la velocità di rotazione, si avrà $\alpha = 1$. Altri carichi, per esempio di tipo resistivo, presentano $\alpha = 0$.

Possiamo ora calcolare la derivata rispetto al tempo della (2.5), che secondo le note regole di derivazione, risulta

$$\frac{dP_U}{dt} = P_U^* \alpha \left(\frac{f}{f^*} \right)^{\alpha-1} \frac{1}{f^*} \quad (2.6)$$

Per rendere più semplice l'equazione e linearizzare il comportamento dei carichi nell'intorno di f^* , possiamo assumere che $\left(\frac{f}{f^*} \right) = 1$. Quindi per incrementi finiti della frequenza, si ha:

$$\Delta P_U(t) = \frac{P_U^* \alpha}{f^*} \Delta f(t) = K_U \Delta f(t) \quad (2.7)$$

Il parametro K_U ha le dimensioni di un'energia $\left(\frac{[W]}{\frac{[1]}{[s]}} = [W] * [s] = [J]\right)$. Ad esso viene dato il nome di energia regolante dei carichi.

2.2.2 Energia cinetica delle macchine rotanti

La formula che esprime l'energia cinetica di un corpo in rotazione attorno ad un asse è la seguente:

$$W_{cin} = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (2.8)$$

L'energia cinetica dipende quindi dal quadrato della velocità angolare ω . La velocità di rotazione è imposta dalla frequenza del sistema, quindi, l'energia cinetica in funzione della frequenza di rete si può esprimere con la seguente equazione:

$$W_{cin} = W^* \left(\frac{f(t)}{f^*}\right)^2 \quad (2.9)$$

quindi, la derivata rispetto al tempo è:

$$\frac{d}{dt} W_{cin} = 2 W^* \frac{f(t)}{f^*} \frac{1}{f^*} \frac{df}{dt} \quad (2.10)$$

tenendo conto che

$$\frac{df}{dt} = \frac{d}{dt} (f^* + \Delta f) = \frac{d}{dt} \Delta f \quad (2.11)$$

e come fatto in precedenza assumendo $\left(\frac{f}{f^*}\right) = 1$, risulta

$$\frac{d}{dt} W_{cin} = \frac{2 W^*}{f^*} \frac{d}{dt} \Delta f \quad (2.12)$$

In definitiva quindi, la variazione di potenza accelerante, linearizzata nell'intorno di f^* sarà

$$\Delta P_a = \frac{2 W^*}{f^*} \frac{d}{dt} \Delta f \quad (2.13)$$

Definendo $K_W = \frac{2 W^*}{f^*}$ possiamo brevemente scrivere che

$$\Delta P_a = K_W \frac{d}{dt} \Delta f \quad (2.14)$$

Per definire il valore di K_W è necessario introdurre il concetto di tempo di avviamento di un gruppo rotante. Supponendo di avviare una macchina con coppia nominale, fino al raggiungimento della velocità nominale, il tempo di avviamento si esprime con la relazione:

$$T_a = \int_0^{T_a} dt = \frac{J \Omega_N}{P_N} \int_0^{\Omega_N} d\Omega = \frac{2 W_N}{P_N} \quad (2.15)$$

Sono state trascurate tutte le perdite e si è assunto che:

$$C_N = \frac{P_N}{\Omega_N} = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (2.16)$$

$$W_N = \frac{1}{2} J \Omega_N^2 \quad (2.17)$$

Quindi l'energia $2 W^*$ dell'intero sistema si può esprimere con la:

Dove con P_N si intende la potenza attiva del generatore, con P_r quella del generico motore e con T_{aN} e T_{ar} i corrispondenti tempi di avviamento. Raccogliendo P_N nella (2.18), si può ottenere il tempo di avviamento della rete T_a , e quindi il termine $2 W^*$ risulta essere espresso dalla seguente equazione

$$2 W^* = P_N(T_{aN} + \frac{1}{P_N} \sum_r P_r T_{ar}) = P_N T_a \quad (2.19)$$

2.2.3 Funzione di trasferimento della rete in regolazione primaria

Possiamo ora sostituire nella (2.3) le equazioni (2.7) e (2.14) ricavate ottenendo così l'equazione:

$$\Delta P_i(t) - \Delta P(t) = K_U \Delta f(t) + K_W \frac{d}{dt} \Delta f \quad (2.20)$$

Per proseguire e ricavare la risposta del sistema è necessario passare al dominio della frequenza con l'utilizzo della trasformata di Laplace. Quindi, la (2.20) diventa

$$\Delta P_i - \Delta P = \Delta F(K_U + s K_W) \quad (2.21)$$

Quindi la variazione di frequenza ΔF è data dalla (2.20)

$$\Delta F = \frac{1}{(K_U + s K_W)} (\Delta P_i - \Delta P) \quad (2.22)$$

$$2 W^* = P_N T_{aN} + \sum_r P_r T_{ar} \quad (2.18)$$

Per conoscere ΔF , manca soltanto il contributo ΔP_i . Il suo valore nel tempo dipende dal regolatore di velocità e dalle caratteristiche del gruppo di produzione. Come si capirà meglio nel capitolo 3, nella regolazione primaria non si agisce sul variagiri del regolatore, ma si ha soltanto il contributo del dispositivo accelerometrico che rileva la variazione di frequenza e va a modificare la posizione del distributore della turbina, variando quindi la potenza immessa in rete del valore ΔP_i . Con le ipotesi fatte, la funzione di trasferimento che lega ΔP_i a ΔF è

$$\Delta P_i = K_R \frac{1 + s T_1}{1 + s T_R} (-\Delta F) \quad (2.23)$$

Lo schema a blocchi complessivo della regolazione primaria è il seguente:

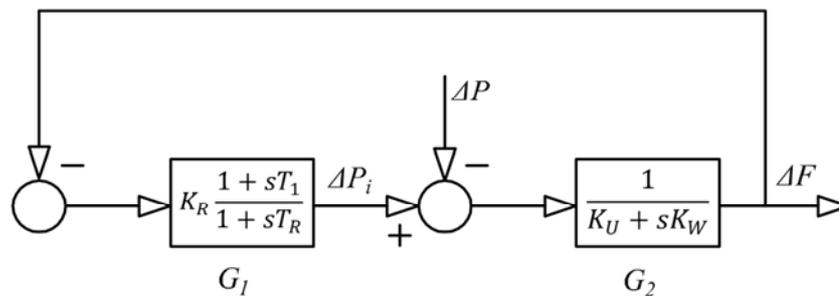
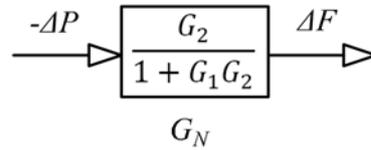


Figura 2. 1 Schema a blocchi regolazione primaria

Semplificando lo schema a blocchi e riducendolo ad un unico blocco, si ha



la G_N rappresenta la funzione di trasferimento della rete in regolazione primaria. In essa entrano in gioco le caratteristiche dei carichi, dei gruppi di generazione e del regolatore di velocità (con variagiri bloccato). Volendo valutare la funzione di trasferimento G_N , è necessario esplicitare G_1 e G_2 e attraverso semplici passaggi matematici si può trovare che

$$\begin{aligned} G_N &= \frac{1 + sT_R}{(1 + sT_R)(K_U + sK_W) + K_R(1 + sT_1)} = \\ &= \frac{1}{T_R K_W} \frac{1 + sT_R}{s^2 + s \frac{K_U T_R + K_W + K_R T_1}{T_R K_W} + \frac{K_R + K_U}{T_R K_W}} \end{aligned} \quad (2.24)$$

Per verificare la stabilità del sistema è necessario valutare le radici dell'equazione caratteristica. Per facilitare la comprensione, definiamo

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{K_R + K_U}{T_R K_W}} \quad (2.25)$$

$$\xi = \frac{1}{2} \frac{K_U T_R + K_W + K_R T_1}{\sqrt{T_R K_W (K_R + K_U)}} \quad (2.26)$$

In questo modo possiamo scrivere

$$G_N = \frac{1}{K_R + K_U} \frac{\omega_0^2 + \omega_0^2 T_R s}{s^2 + 2\xi \omega_0 s + \omega_0^2} \quad (2.27)$$

La cui equazione caratteristica è

$$s^2 + 2\xi \omega_0 s + \omega_0^2 = 0 \quad (2.28)$$

Le radici dell'equazione sono le seguenti:

$$\alpha_{1,2} = -\omega_0 \xi \pm \omega_0 \sqrt{\xi^2 - 1} \quad (2.29)$$

e presentano parte reale negativa (escludendo l'ipotesi di $\xi = 0$). In base a queste considerazioni possiamo dire che nel tempo la variazione di frequenza della rete potrà avere un andamento aperiodico oppure oscillatorio smorzato (questo dipende dal valore che assume il coefficiente ξ).

In base allo schema a blocchi di figura, possiamo ricavare

$$\Delta F = \frac{1}{K_R + K_U} \frac{\omega_0^2 + \omega_0^2 T_R s}{s^2 + 2\xi \omega_0 s + \omega_0^2} (-\Delta P) \quad (2.29)$$

Si può ricavare l'andamento della variazione della frequenza nel tempo antitrasformando l'equazione (2.29), oppure simulare il sistema al computer con programmi di calcolo appropriati, per esempio utilizzando Simulink.

Nel nostro caso andremo a ricavare l'andamento di $\Delta f(t)$ con l'uso del programma di calcolo appena citato.

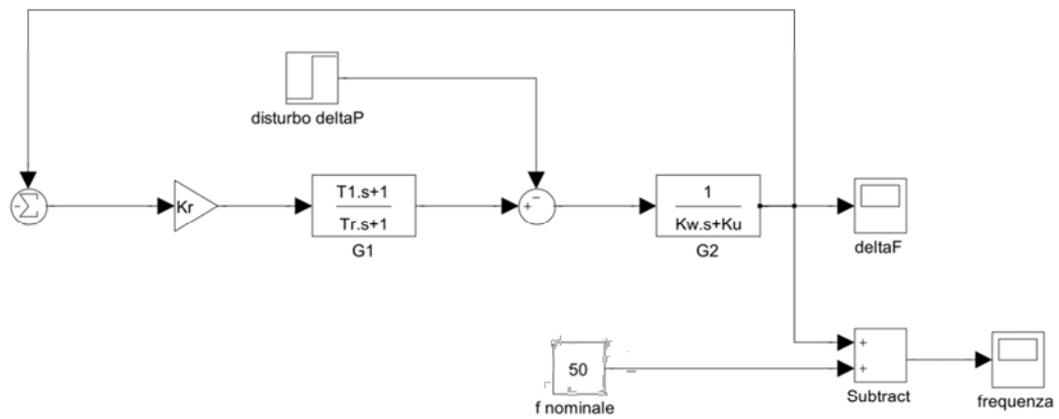


Figura 2. 2 Schema regolazione primaria - Simulink

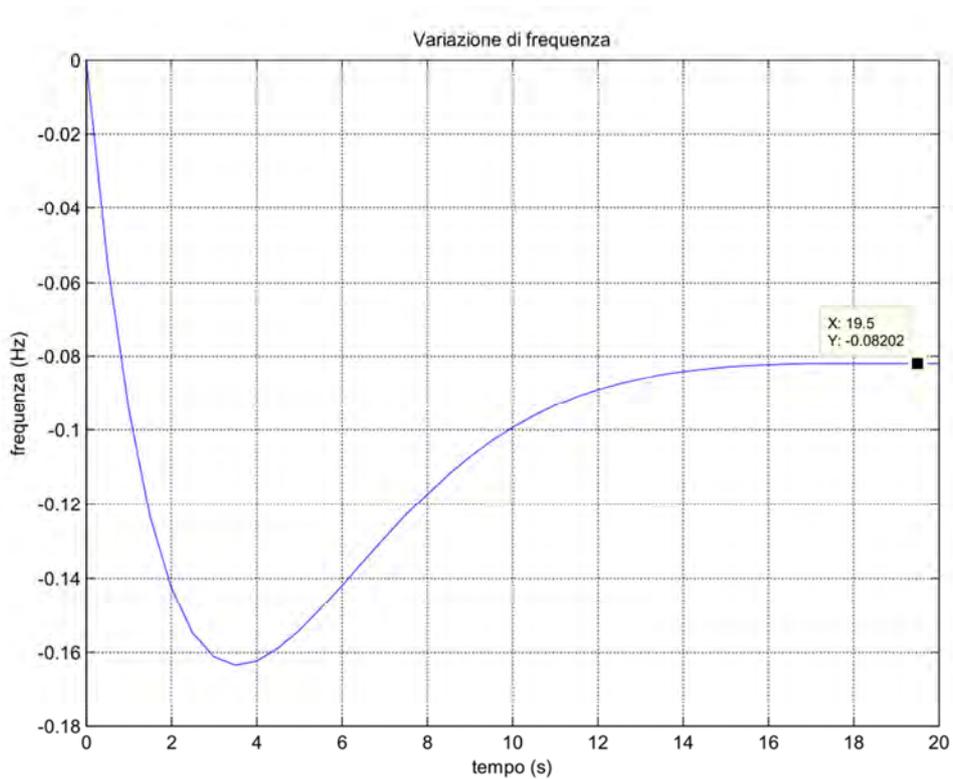


Figura 2. 3 Grafico risultante simulazione - Simulink

2.3 Regolazione secondaria[3]

La regolazione secondaria della frequenza ha il compito finale di riportare la frequenza di rete al valore nominale a seguito di un disturbo che ne ha causato la variazione. Abbiamo visto come a seguito della regolazione primaria, viene ristabilito l'equilibrio tra potenza richiesta e potenza immessa nel sistema, ma a una frequenza superiore o inferiore a quella prima del disturbo. Per riportare la frequenza al valore nominale del sistema si dovrà quindi immettere o diminuire la potenza generata dai vari gruppi collegati. Questa variazione di potenza sarà proporzionale allo scarto Δf che si verifica in seguito alla regolazione primaria; dovrà inoltre intervenire solo a regolazione primaria terminata.

Come abbiamo visto nel precedente capitolo, per variare la potenza immessa in rete dal generatore, si deve agire sul variagiri del regolatore di velocità. Per variare la posizione del variagiri, nel passato si agiva manualmente, vista la presenza di personale in centrale. Ora l'azione è automatica; è necessario quindi un segnale che indichi all'automazione di centrale di agire sul variagiri. Questo segnale elaborato arriva alle centrali che effettuano la regolazione secondaria dal Centro Nazionale di Controllo (CNC) di Roma. Il segnale è convenzionalmente compreso tra 0 e 100 in relazione alla potenza massima che ogni centrale è in grado di fornire.

In base alle considerazioni fatte, per ottenere il segnale di livello è sufficiente integrare nel tempo lo scarto Δf moltiplicato per una costante (piccola in modo che il segnale di livello assuma un valore consistente dopo il termine della regolazione primaria) e cambiato di segno (infatti a seguito di un disturbo che provoca una diminuzione della frequenza in rete, quindi Δf negativo, il segnale di livello deve essere positivo in modo da aumentare la potenza resa dai gruppi di generazione). Ne consegue che lo schema a blocchi di fig. 2.1 si modifica e risulta:

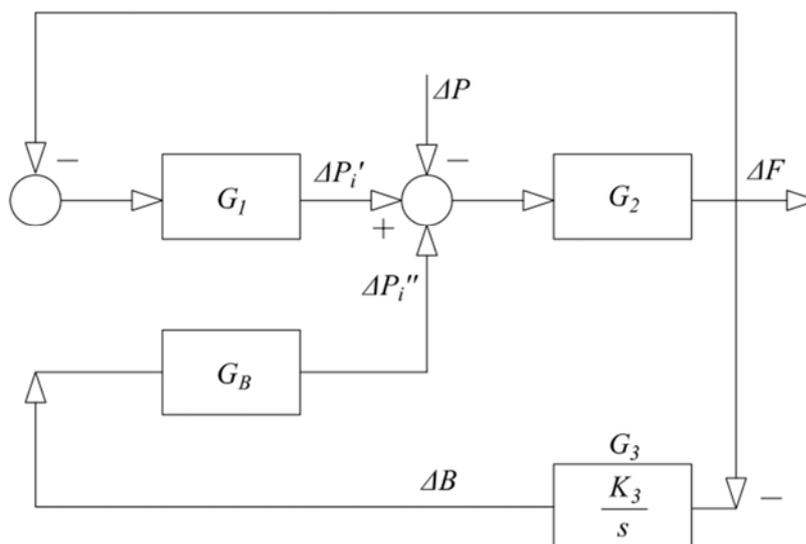


Figura 2. 4 Schema a blocchi regolazione secondaria

Nello schema le funzioni dei blocchi G_1 e G_B dipendono dal regolatore di velocità e sono i due membri che compongono la 7.10, G_2 è la funzione di trasferimento presentata nel precedente paragrafo.

Con Simulink possiamo simulare il comportamento del sistema a seguito di un disturbo.

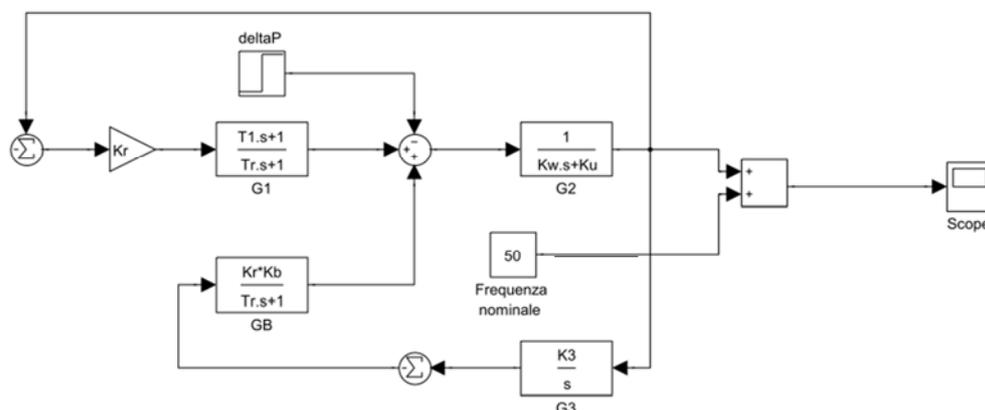


Figura 2. 5 Schema a blocchi regolazione secondaria con Simulink

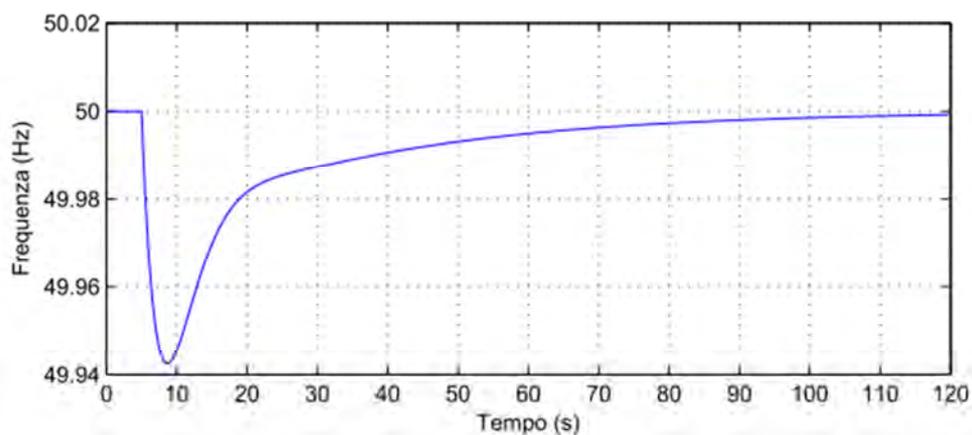


Figura 2. 6 Grafico dell'andamento della frequenza con regolazione secondaria

Dai risultati della simulazione notiamo come nei primi venti secondi dopo il disturbo (che avviene a cinque secondi dall'inizio) è la regolazione primaria ad intervenire per contenere la diminuzione della frequenza. Una volta esaurita la regolazione primaria (a circa venti secondi), la regolazione secondaria agisce sul distributore della turbina in modo da aumentare la potenza generata e quindi ristabilire la frequenza nominale dopo un tempo che è di circa un centinaio di secondi.

Fin'ora abbiamo trattato il semplice caso di una sola unità di produzione. Nella realtà però i generatori elettrici sono molteplici e tutti cooperano per il mantenimento della frequenza. Gli andamenti delle curve della frequenza a seguito del disturbo non cambiano anche in caso di più generatori.

Nel caso di più generatori avremo che il contributo totale $\Delta P_i'$ di fig 2.4 sarà dato dalla somma della potenza fornita da ogni unità di produzione in regolazione primaria(l'entità di ogni contributo

dipende dalle caratteristiche dell'unità e del suo regolatore). Il segnale di livello sarà sempre unico, ma sarà inviato a tutte le unità che effettuano la regolazione secondaria (solo alcuni tipi di centrali svolgono questa funzione). Anche il contributo di regolazione secondaria sarà quindi dato dalla somma di tutti i relativi contributi.

Capitolo 3

Regolazione di velocità di un gruppo turbina – alternatore

3.1 Premessa

La regolazione di velocità di una qualsiasi centrale di produzione è necessaria ai fini di mantenere la frequenza di rete costante. Esistendo una stretta correlazione tra la velocità di rotazione e la frequenza della tensione prodotta da un generatore asincrono

$$n = \frac{60 f}{p} \quad (3.1)$$

Dove n è la velocità di rotazione, p il numero di coppie polari e f la frequenza della tensione immessa in rete. Nel nostro caso la frequenza desiderata è di 50 Hz, per cui in funzione del numero di coppie polari della macchina, il valore corrispondente della velocità è:

coppie polari	Velocità di rotazione [g/min]
1	3000
2	1500
3	1000
4	750
5	600

Il problema della regolazione della velocità si può studiare direttamente controllando la frequenza della rete che è la grandezza che alla fine si vuole mantenere costante.

3.2 Schema a blocchi regolazione di velocità[2]

Trascurando le perdite meccaniche, possiamo fare riferimento al seguente schema a blocchi:

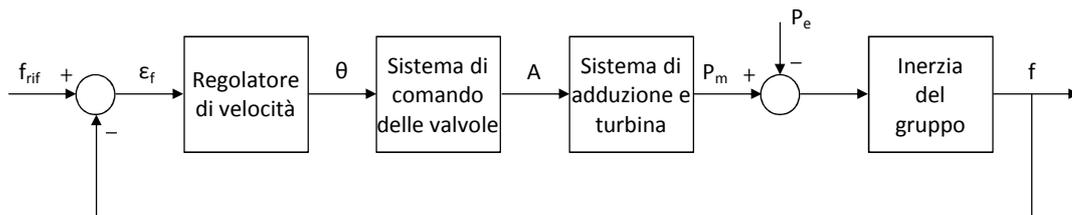


Figura 3.1 Schema a blocchi princpio della regolazione della velocità di un gruppo

Le grandezze nello schema a blocchi hanno il seguente significato:

f frequenza,

f_{rif} frequenza di riferimento,

ε_{rif} errore di frequenza

$$\varepsilon_f \triangleq f_{rif} - f$$

θ uscita del regolatore di velocità, di solito è la posizione di un organo meccanico per la regolazione del distributore della turbina (servomotore di regolazione),

A apertura delle valvole di ammissione del fluido in turbina,

P_m potenza meccanica motrice,

P_e potenza elettrica attiva resistente (dovuta ai carichi),

Il blocco che riguarda l'inerzia del gruppo è descritto dall'equazione del bilancio meccanico, cioè dall'equazione differenziale:

$$pf(t) = \frac{f_n}{T_a} [p_m(t) - p_e(t)] \quad (3.2)$$

Dove la frequenza è espressa in Hz, le potenze sono in p.u. della potenza apparente nominale dell'alternatore, T_a è il tempo di avviamento in secondi del gruppo turbina alternatore riferito alla

velocità e alla potenza apparente nominale. Considerando che nella regolazione della frequenza si fa riferimento alla potenza attiva nominale P_n , la definizione del tempo di avviamento assume la forma:

$$T_a \triangleq \frac{J\Omega_n^2}{P_n} \quad (3.3)$$

Il valore del tempo di avviamento per un gruppo turbina alternatore si aggira intorno alla decina di secondi e l'inerzia M del gruppo è così definita:

$$M = \frac{T_a P_n}{\Omega_n} \quad (3.4)$$

Il regolatore di velocità dovrà rispettare determinate caratteristiche e avere un comportamento in transitorio adatto alla regolazione della frequenza della rete. Per comprendere le caratteristiche che deve avere il sistema è utile esaminare il comportamento di quest'ultimo per piccole variazioni intorno ad una condizione di equilibrio, ovvero analizzare il sistema linearizzato.

Lo schema a blocchi del sistema linearizzato nell'intorno di un punto di funzionamento è il seguente:

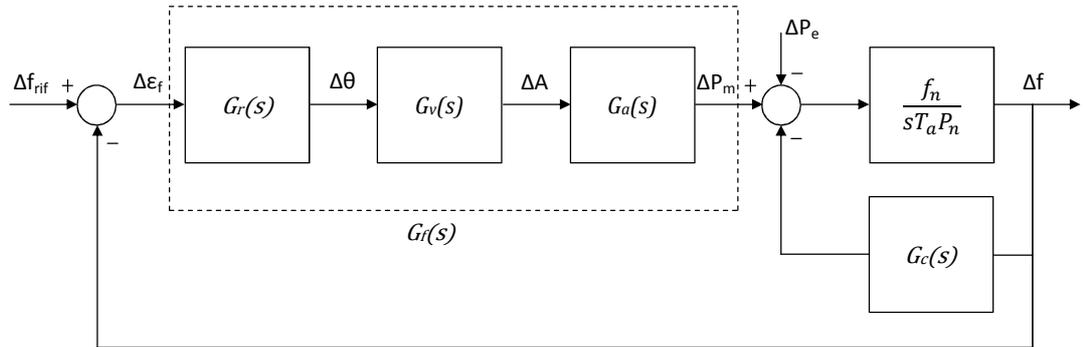


Figura 3.2 Schema a blocchi linearizzato della regolazione di velocità di un gruppo

Nello schema i blocchi rappresentano in termini di trasformate di Laplace quelli dello schema di fig. 3.1. Le grandezze Δf , ΔP_m , ΔP_c , rappresentano le trasformate di Laplace della variazione di frequenza, della variazione di potenza meccanica o regolante e delle variazioni di carico, cioè potenza attiva generata. Quest'ultima grandezza è quindi il disturbo o perturbazione che si manifesta in rete e a seguito del quale occorre regolare la frequenza per riportarla al valore desiderato.

La funzione Δf si può quindi esprimere come segue:

$$\Delta f = \frac{1}{s} \frac{f_n}{T_a P_n} [\Delta P_m - \Delta P_e - G_c(s) \Delta f] \quad (3.5)$$

La funzione di trasferimento $G_c(s)$ tiene conto della variazione dei carichi in funzione della frequenza della rete e solitamente viene approssimata con un puro guadagno. Per simulare la presenza di motori elettrici in rete si può anche aumentare corrispondentemente l'inerzia del gruppo.

Le restanti funzioni di trasferimento presenti nella figura 3.2 si esprimono come segue

$$G_a(s) \triangleq \frac{\Delta P_r}{\Delta A} \quad (3.6)$$

$$G_v(s) \triangleq \frac{\Delta A}{\Delta \theta}$$

$$G_r(s) \triangleq \frac{\Delta \theta}{\Delta \varepsilon_f}$$

$$G_f(s) \triangleq G_a(s)G_v(s)G_r(s)$$

Ovviamente le funzioni di trasferimento $G_a(s)$, $G_v(s)$ dipendono dal tipo di impianto e dal punto in cui si effettua la linearizzazione mentre $G_c(s)$ dipende dalla variazione dei carichi in funzione della frequenza come già visto. Gli effetti di $G_c(s)$ vengono successivamente trascurati perché poco influenti e per semplificare l'individuazione delle caratteristiche fondamentali richieste alla $G_f(s)$ e di conseguenza alla $G_r(s)$, cioè al regolatore di velocità.

Il nostro obiettivo è quello di ottenere a regime un errore di frequenza nullo ($\Delta \varepsilon_f = 0$) in ogni possibile condizione di regime. Per ottenere un tale comportamento è necessario supporre che ci sia un effetto integrale nella $G_f(s)$, ovvero nel regolatore. Una $G_f(s)$ puramente integrale non sarebbe accettabile in quanto, i poli dell'equazione caratteristica risulterebbero immaginari coniugati. Con tale caratteristica il sistema risulterebbe a smorzamento nullo, con conseguente continua oscillazione del valore di regime della frequenza in seguito a un disturbo.

Risulta essere adatta al nostro scopo una funzione $G_f(s)$ del tipo proporzionale-integrale, cioè:

$$G_f(s) = K_f \frac{1 + sT_2}{s} \quad (3.7)$$

In questo caso l'equazione caratteristica diviene:

$$M\lambda^2 + K_f(1 + \lambda T_2) = 0 \quad (3.8)$$

Che equivale a:

$$\lambda^2 + \frac{K_f T_2}{M} \lambda + \frac{K_f}{M} = 0 \quad (3.9)$$

Le soluzioni dell'equazione sono le seguenti:

$$\begin{cases} \bar{\lambda}_1 = \alpha + j\omega_0 \\ \bar{\lambda}_2 = \alpha - j\omega_0 \end{cases} \quad (3.10)$$

Dove:

$$\begin{cases} \alpha = -\frac{1}{2} \frac{K_f T_2}{M} \\ \omega_0 = \sqrt{\frac{K_f}{M} - \left(\frac{K_f T_2}{2M}\right)^2} \end{cases} \quad (3.11)$$

Ovvero

$$\bar{\lambda}_{1,2} = -\mathcal{L}\omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1 - \mathcal{L}^2} \quad (3.12)$$

Con

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{K_f}{M}} = \omega'_0 \\ \mathcal{L} = \frac{1}{2} T_2 \sqrt{\frac{K_f}{M}} \end{cases} \quad (3.13)$$

I poli ottenuti con una funzione di trasferimento proporzionale integrale risultano quindi spostati verso l'asse reale negativo, lungo un cerchio avente il centro nell'origine del piano e raggio pari a ω_n . Lo smorzamento risulta positivo e quindi il ciclo di regolazione della frequenza risulta stabile

Rinunciando ad avere un errore nullo a regime, si può assumere come funzione di trasferimento $G_f(s)$ un'equazione del tipo:

$$G_f(s) = K_f T_1 \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (3.14)$$

Ponendo T_1 abbastanza grande si riesce ad avere un errore $\Delta\varepsilon_f$ abbastanza piccolo a regime, ovvero Δf piccolo se si suppone nulla la variazione del riferimento di frequenza. Questo si vede in particolare se poniamo T_1 tendente all'infinito nella 3.14, la quale con questa ipotesi tende alla 3.7.

Ponendo nella 3.14 $s=0$, si può valutare il guadagno statico che risulta essere pari a

$$K_f T_1 = G_f(0) = \frac{\Delta P_r}{\Delta \varepsilon_f}(0) = \left[-\frac{\Delta P_r}{\Delta f}(0) \right]_{\Delta f_{rif}=0} \quad (3.15)$$

Risulta pari al rapporto in condizioni di regime, tra la generica variazione di potenza regolante (ovvero di carico) e quella corrispondente di frequenza, cambiata di segno, grandezza che viene chiamata *energia regolante permanente del gruppo*, indicata generalmente con E_p e misurata in [MW/Hz].

Viene definito anche lo *statismo permanente di regolazione*, indicato con b_p e calcolabile con la seguente relazione:

$$b_p = \left[\frac{-\Delta f/f_n}{\Delta P_r/P_n}(0) \right]_{\Delta f_{rif}=0} = \frac{P_n}{f_n K_f T_1} = \frac{P_n}{f_n G_f(0)} \quad (3.16)$$

La relazione che lega l'energia regolante permanente lo statismo permanente è

$$E_p = \frac{1}{b_p} \frac{P_n}{f_n} \quad (3.17)$$

Si può analogamente calcolare anche l'*energia regolante transitoria* E_t [MW/Hz] e anche lo *statismo transitorio* b_t . questi vengono definiti ponendo s tendente all'infinito:

$$E_t = K_f T_2 = G_f(\infty) = \frac{\Delta P_r}{\Delta \varepsilon_f}(\infty) = \left[-\frac{\Delta P_r}{\Delta f}(\infty) \right]_{\Delta f_{rif}=0} \quad (3.18)$$

$$b_p = \left[\frac{-\Delta f/f_n}{\Delta P_r/P_n}(\infty) \right]_{\Delta f_{rif}=0} = \frac{P_n}{f_n K_f T_2} \quad (3.19)$$

Da queste definizioni si possono inoltre calcolare le relazioni seguenti

$$\begin{cases} b_t = \frac{T_1}{T_2} b_p \\ E_t = \frac{T_2}{T_1} E_p \end{cases} \quad (3.20)$$

Con queste definizioni si può scrivere la 3.15 nelle seguenti forme alternative:

$$G_f(s) = E_p \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} = E_t + \frac{E_p - E_t}{1 + sT_1} \quad (3.21)$$

$$G_f(s) = \frac{P_n}{f_n} \left[\frac{1}{b_p} * \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \right] = \frac{P_n}{f_n} \left[\frac{1}{b_t} * \frac{1/b_p - 1/b_t}{1 + sT_1} \right] \quad (3.22)$$

Possiamo ora analizzare l'andamento qualitativo della 3.21 mediante la costruzione del diagramma di Bode, considerando come detto che $T_1 > T_2$. Il diagramma ricavato è il seguente:

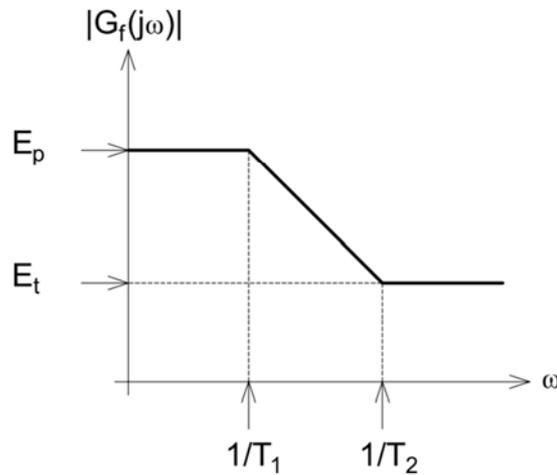


Figura 3. 3 Diagramma di Bode fdt 3.21

Dal diagramma possiamo notare come al verificarsi del disturbo in linea (aumento o calo di potenza richiesta), l'energia regolante è modesta e pari a quella transitoria; col svilupparsi del transitorio di regolazione questa energia aumenta progressivamente fino a raggiungere il valore dell'energia regolante permanente nelle nuove condizioni di regime permanente. Se avessimo mantenuto la funzione di trasferimento 3.7 avremmo trovato come energia regolante permanente un valore infinito, a cui corrisponde uno statismo nullo.

In conclusione possiamo ottenere il legame dinamico tra variazioni di potenza meccanica e variazioni di frequenza, che sarà del tipo:

$$\frac{\Delta P_r}{\Delta f} = -E_p \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (3.23)$$

$$\frac{\Delta P_r/P_n}{\Delta f/f_n} = -\frac{1}{b_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (3.24)$$

La 3.23 è in termini assoluti mentre la 3.24 esprime la relazione in valori relativi.

In condizioni di regime permanente la 3.23 nel piano potenza-frequenza traccia una caratteristica statica rettilinea con pendenza negativa e inclinata di un angolo pari a:

$$\alpha = \tan^{-1} E_p \quad (3.25)$$

Rispetto all'asse delle frequenze. La caratteristica è mostrata in figura:

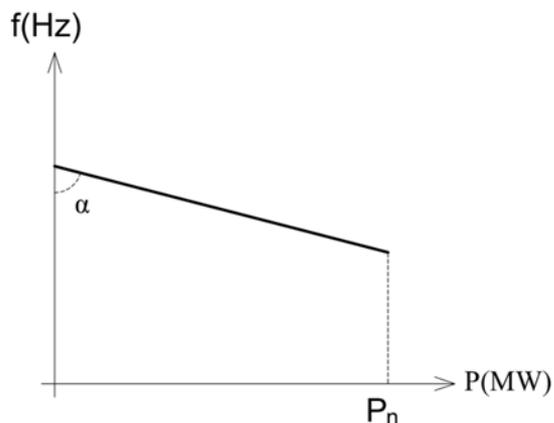


Figura 3. 4 Caratteristica statica frequenza-potenza

L'angolo α è funzione dell'energia regolante permanente. Tanto più quest'ultima è grande (piccola) tanto più l'angolo α tende a 90° (0°).

La caratteristica statica si può tracciare ovviamente in termini relativi, risulta sempre rettilinea come si vede in figura:

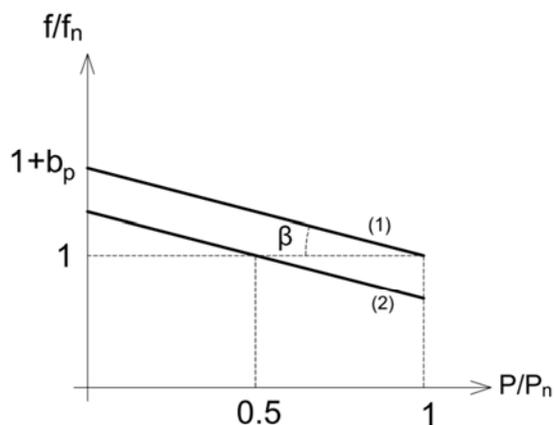


Figura 3. 5 Caratteristica statica frequenza-potenza in p.u.

Dove l'angolo β è dato da

$$\beta = \tan^{-1} b_p \quad (3.26)$$

Dalla figura si può immediatamente capire qual è il significato fisico dello statismo permanente b_p , esso rappresenta a regime la diminuzione di frequenza in p.u. passando da $P/P_n=0$ a $P/P_n=1$, cioè passando da vuoto a pieno carico.

Sempre in figura 3.5 sono presenti le curve (1) e (2) con lo stesso statismo. La caratteristica 1 richiede che a pieno carico il gruppo funzioni alla frequenza nominale, mentre nella 2 la frequenza nominale si ha per un valore di potenza pari a metà della nominale (metà carico). Traslando verticalmente la caratteristica statica si ha quindi la possibilità di ottenere per qualsiasi valore di potenza la frequenza nominale. Una tale regolazione è resa possibile da un dispositivo chiamato *variagiri* che comanda variazioni di potenza a frequenza costante.

La $G_f(s)$ ottenuta nel corrente paragrafo ha carattere del tutto generale e prescinde dal tipo di impianto di generazione (idroelettrico, nucleare, termico). Per progettare quindi il regolatore di velocità, ovvero la sintesi di $G_r(s)$, occorre conoscere $G_a(s)$, cioè la funzione di trasferimento del sistema di adduzione e della turbina, al fine di rispettare i requisiti prima visti della $G_f(s)$.

Capitolo 4

Sistemi di adduzione e turbine degli impianti idroelettrici

4.1 Sistemi di adduzione^[2]

Il sistema di adduzione di una centrale idroelettrica si può schematizzare nel seguente modo:

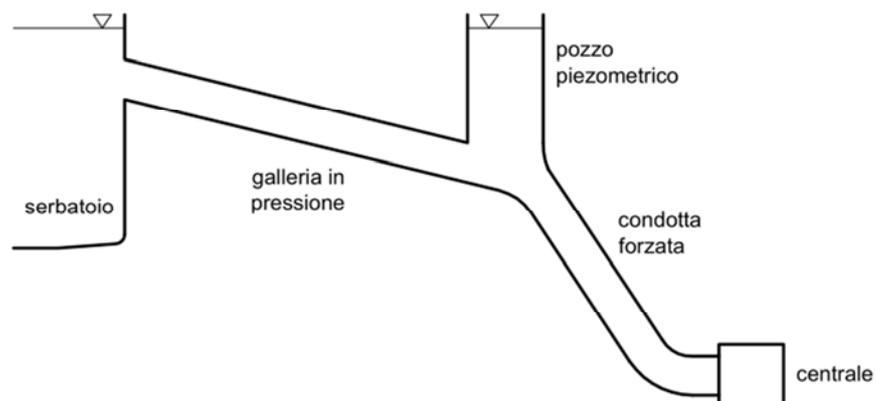


Figura 4. 1 Sistema di adduzione di una centrale idroelettrica

Lo schema mostra la galleria in pressione che preleva l'acqua dal serbatoio o fiume e la indirizza verso la condotta forzata che va in centrale alla turbina. Nel mezzo è presente il pozzo piezometrico

necessario per smorzare le onde di sovrappressione che si presentano durante transitori idraulici come parzializzazione o chiusura del distributore della turbina che danno origine al colpo d'ariete.

Nel nostro caso non è necessario studiare i transitori che coinvolgono tutto il sistema, ma è sufficiente prendere in considerazione la sola condotta forzata (gli effetti dell'impianto a monte della condotta forzata sono modesti). Di conseguenza lo schema semplificato che analizzeremo sarà il seguente:

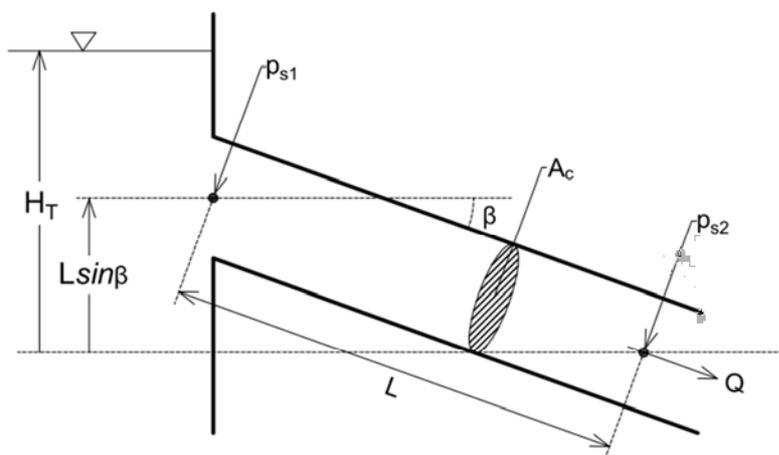


Figura 4. 2 Condotta forzata di un impianto idroelettrico

La condotta ha forma cilindrica di sezione A_c e lunghezza L e si trascurano le perdite per attrito ed elasticità dell'acqua e della pareti della condotta. Le restanti grandezze dello schema sono così definite:

- H_t salto totale riferito alla sezione terminale della condotta,
- p_{s1}, p_{s2} pressioni medie nelle sezioni di imbocco e sbocco della condotta,
- γ peso specifico dell'acqua,
- Q portata volumetrica della condotta,
- β inclinazione della condotta.

Con le ipotesi fatte il fluido si può considerare perfetto e quindi per il nostro studio è sufficiente l'uso della nota equazione di Bernoulli:

$$z + \frac{p_s}{\gamma} + \frac{v^2}{2g} = \text{costante} \quad (4.1)$$

Con g accelerazione di gravità, z altezza geometrica (energia di posizione), p_s/γ altezza piezometrica (energia di pressione) e $v^2/2g$ altezza cinetica (energia di velocità).

Supponiamo ora che l'impianto sia ad alta caduta e quindi possiamo trascurare l'energia di velocità, piccola rispetto alle altre grandezze della formula. L'equazione 4.1 assume allora la forma seguente se applicata tra la quota del pelo libero dell'acqua nel serbatoio e la sezione di imbocco della condotta:

$$H_T = \frac{p_{s1}}{\gamma} + L \sin \beta \quad (4.2)$$

Con la seguente definizione

$$H \triangleq \frac{p_{s2}}{\gamma}$$

La differenza

$$H_T - H = \frac{p_{s1} - p_{s2}}{\gamma} + L \sin \beta \quad (4.3)$$

Rappresenta una forza accelerante $(H_T - H)\gamma A_c$ agente sulla colonna d'acqua, avente massa pari a $\gamma L A_c / g$ e velocità Q/A_c , contenuta nella condotta forzata

$$(H_T - H)\gamma A_c = \frac{\gamma L A_c}{g} * \frac{d(Q/A_c)}{dt} \quad (4.4)$$

Introducendo l'inertanza della condotta pari a

$$J_c \triangleq \frac{L}{g A_c} \quad (4.5)$$

La 4.4 diviene

$$pQ = \frac{H_T - H}{J_c} \quad (4.6)$$

L'energia H allo sbocco della condotta dipende quindi dalla portata Q . se trascuriamo le variazioni di salto totale, dalla 4.4 si deduce:

$$\Delta H = -Z_\omega(s)\Delta Q \quad (4.7)$$

Dove

$$Z_\omega(s) \triangleq sJ_c = s \frac{L}{g A_c} \quad (4.8)$$

Che in analogia ai fenomeni elettrici viene chiamata *impedenza della condotta* (H corrisponde alla tensione, Q alla corrente).

Un'altra analogia tra i due fenomeni si ritrova nella propagazione delle onde di tensione nelle linee di trasmissione con la propagazione delle onde elastiche in un fluido. Per ottenere relazioni analoghe è necessario però tener conto dell'elasticità e degli attriti del sistema idraulico. Per tener conto di questi fenomeni, si assume come impedenza d'onda della condotta la seguente definizione:

$$Z_\omega(s) \triangleq Z_{oc} \tanh \theta_c \quad (4.9)$$

dove le variabili sono così definite:

$$\begin{cases} Z_{oc} = \frac{c}{g A_c} \sqrt{1 + \frac{2KQ^0 g A_c}{sL}} \\ \theta_c = \frac{sL}{c} \sqrt{1 + \frac{2KQ^0 g A_c}{sL}} \end{cases} \quad (4.10)$$

dove K è il coefficiente delle perdite di attrito, proporzionali al quadrato della portata, Q^0 è il valore della portata allo sbocco della condotta e c è la velocità di propagazione delle perturbazioni elastiche nella condotta (circa 1000 m/sec).

Trascurando i fenomeni elastici ($c=\infty$) e gli attriti ($K=0$) ed elaborando le 4.10 si ritorna ad avere come impedenza d'onda l'equazione 4.8.

4.2 Turbine[2]

Le turbine idrauliche sono il *motore* che converte l'energia idraulica in energia meccanica, che sarà poi riconvertita in energia elettrica.

La potenza meccanica ottenibile in uscita dalla turbina dipende dunque dalla potenza idraulica in ingresso. Tale potenza deve poter essere regolabile, e per questo è presente prima dell'ingresso dell'acqua in turbina una valvola di ammissione, detta anche *distributore* (come mostrato nello schema di figura 4.3). Agendo su questa valvola si va a modificare la sezione di passaggio dell'acqua ottenendo come effetto la riduzione della portata d'acqua.

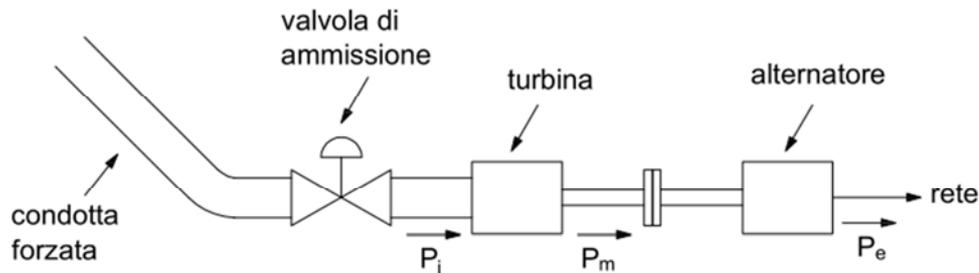


Figura 4. 3 Schema gruppo di generazioni di un impianto idroelettrico

La relazione dinamica che ci interessa conoscere per i nostri studi, è quella che intercorre tra l'apertura A della valvola e la potenza meccanica P_m sviluppata all'asse della turbina.

A seconda delle turbine presenti nel singolo impianto, la valvola di regolazione, o distributore, varia a seconda della tipologia di turbina. Le turbine utilizzate maggiormente negli impianti idraulici sono le *Pelton*, *Francis* e *Kaplan*. La scelta di una turbina rispetto ad un'altra è una conseguenza delle caratteristiche dell'impianto di produzione. In linea di massima, per impianti che hanno un elevato salto ma portata limitata, le Pelton sono le più indicate; per impianto con salto e portate medie, sono da preferire le turbine Francis, mentre per salti modesti ma portate elevate sono più indicate le turbine Kaplan. In figura 4.4 è presente un diagramma che mostra quanto appena enunciato.

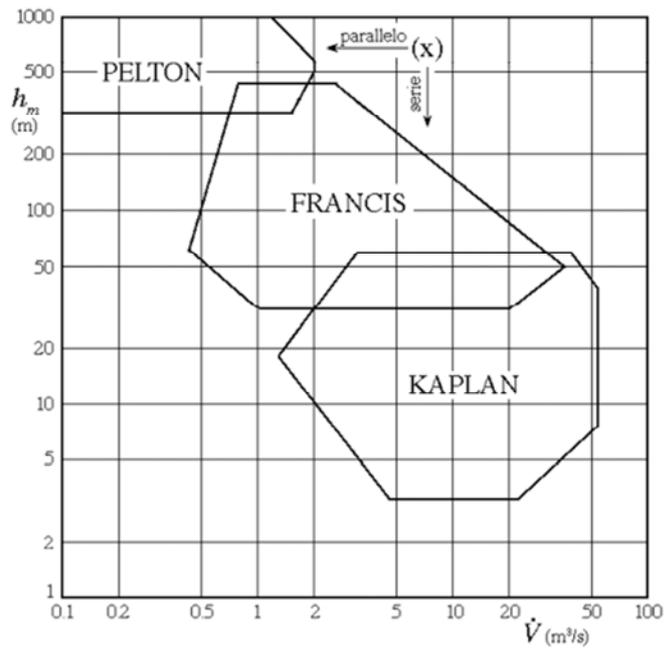


Figura 4. 4 Scelta della turbina in funzione di salto e portata disponibile. [14]

A seconda della turbina, varia anche la valvola di ammissione, o distributore. Per le turbine Pelton, la regolazione della portata viene ottenuta tramite la valvola a spina. Questa valvola è di forma cilindrica e varia la sezione di efflusso con uno spostamento assiale in modo tale da non disturbare il moto dell'acqua e minimizzare le perdite di carico.

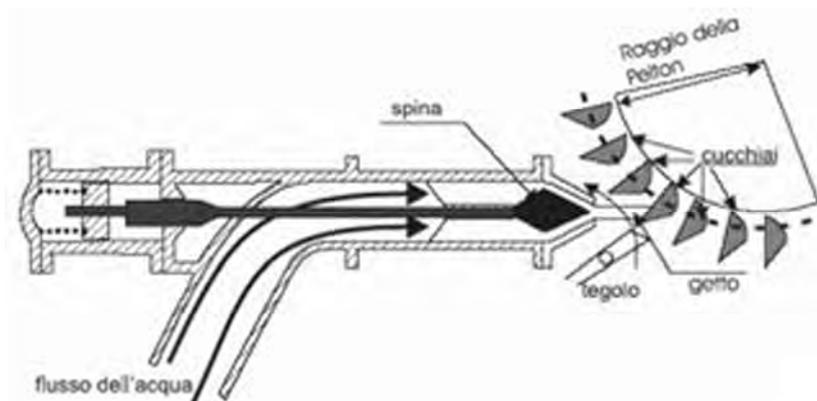


Figura 4. 5 Regolazione della portata per una turbina Pelton. Fonte www.energialternativa.org

Le turbine Pelton possono avere diversi ugelli dai quali l'acqua esce e viene indirizzata sui cucchiai. Solitamente non si trovano turbine con un numero maggiore a sei ugelli. Questo per far sì di ottenere una caratteristica di regolazione migliore (in termini di rendimento), in quanto per ottenere una bassa potenza, è preferibile diminuire il numero di ugelli. Questo si vede bene nella figura sottostante che mostra la *caratteristica potenza all'asse – rendimento*.

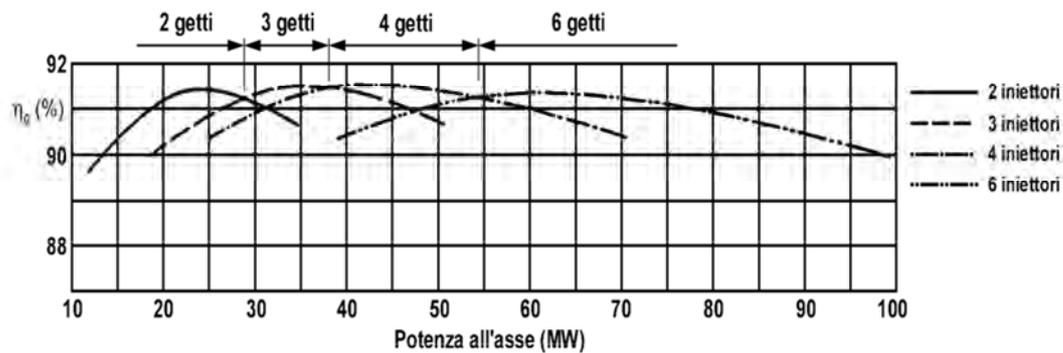


Figura 4. 6 Caratteristica potenza-rendimento di una turbina Pelton. [14]



Figura 4. 7 Girante di una turbina Pelton a cinque getti. Fonte www.atmosferis.com

Le turbine Francis sono di costruzione più complessa e gli organi di regolazione principale sono le pale del distributore, e in alcune turbine anche le pale della girante sono ad inclinazione regolabile. È possibile quindi avere due organi distinti su cui agire. In ingresso alla turbina Francis troviamo una chiocciola che distribuisce la portata su tutta la circonferenza, di seguito troviamo il distributore a pale mobili e quindi la girante (eventualmente anche quest'ultima a pale mobili); l'acqua poi abbandona la turbina attraverso il diffusore. In figura si riesce a notare la chiocciola e colorato in arancione il sistema di regolazione dell'inclinazione delle pale del distributore. Si vede come agendo sulla staffa circola si varia contemporaneamente l'inclinazione di tutte le pale.



Figura 4. 8 Turbina Francis con sistema di regolazione del distributore.
Fonte italian.hydropower-turbine.com

Nelle due figure sottostanti sono mostrati una pala girevole e il movimento che si ottiene agendo sul sistema di regolazione.

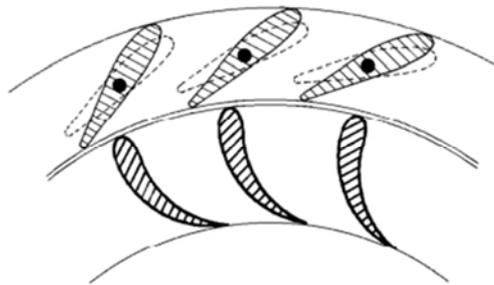


Figura 4. 9 Regoalazione inclinazione pale del distributore. Fonte [14]

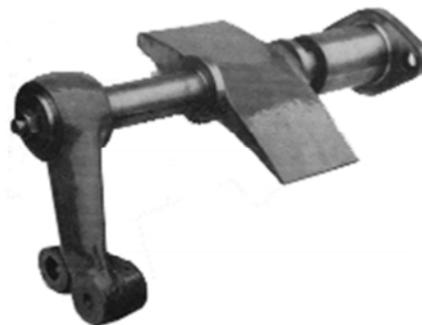


Figura 4. 10 Pala regolabile di un distributore di una turbina Francis. Fonte [14]

La caratteristica di regolazione di questa turbina in funzione della portata è mostrata nella figura seguente:

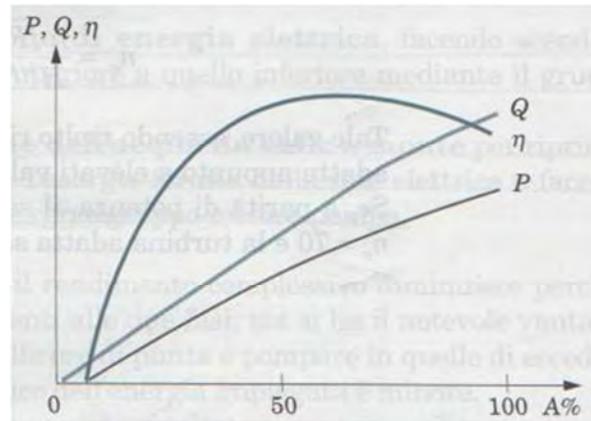


Figura 4. 11 Caratteristica generica di regolazione di una turbina Francis. Fonte sito www.cap2.it

Si nota come la portata e la potenza varino quasi linearmente all'aumentare della sezione disponibile per l'acqua, mentre il rendimento cala velocemente quando la sezione di efflusso scende al di sotto del 50%.

Le turbine Kaplan sono macchine assiali a reazione con un limitato numero di pale (fino a sei) disposte assialmente sul mozzo che interagiscono con un flusso il cui moto elicoidale, senza componente radiale della velocità, è imposto dal distributore; sia il distributore che la girante possono essere a pale fisse (turbine a elica) o orientabili in modo da avere un buon rendimento anche ai carichi parziali. Sono caratterizzate da un elevato numero di giri caratteristico che supera di norma quello delle Francis.



Figura 4. 12 Girante di una turbina Kaplan. Fonte sito www.tbhic.cn

Tornando alla nostra analisi, per una turbina Pelton, la potenza entrante nella turbina è quella dovuta all'energia cinetica del getto, in uscita dalla valvola, che investe le pale della girante della turbina e vale

$$P_i = \gamma QH \quad (4.10)$$

Dove H e Q hanno le seguenti espressioni:

$$H = \frac{Q^2}{2gA^2} \quad (4.11)$$

$$Q = A\sqrt{2gH} \quad (4.12)$$

Con la stessa simbologia usata nel capitolo precedente.

Ovviamente non tutta la potenza entrante nella turbina viene poi trasformata in potenza meccanica. Quest'ultima si può quindi esprimere attraverso il rendimento della turbina, chiamato η , che va a moltiplicarsi alla 4.9:

$$P_m = \eta\gamma QH \quad (4.13)$$

Le equazioni che esprimono il comportamento della turbina sono di tipo algebrico non lineare, per cui per la determinazione della funzione di trasferimento è necessario linearizzarle come fatto in precedenza. Indichiamo dunque con * i valori delle grandezze nel punto in cui vogliamo effettuare la linearizzazione.

Dalla 4.12 ricaviamo l'espressione linearizzata:

$$\Delta P_m = (\gamma\eta^*H^*)\Delta Q + (\gamma\eta^*Q^*)\Delta H + (\gamma Q^*H^*)\Delta\eta \quad (4.14)$$

Dividendo la 4.13 per la 4.12 si ottiene

$$\frac{\Delta P_m}{P_m^*} = \frac{\Delta Q}{Q^*} + \frac{\Delta H}{H^*} + \frac{\Delta\eta}{\eta^*} \quad (4.15)$$

Essendo

$$P_m^* = \gamma\eta^*Q^*H^* \quad (4.16)$$

Come abbiamo visto il rendimento della turbina è funzione del grado di apertura A , sarà quindi:

$$\frac{\Delta\eta}{\eta^*} = k_{\eta A} \frac{\Delta A}{A^*} \quad (4.17)$$

Dove

$$k_{\eta A} \triangleq \frac{A^*}{\eta^*} \left(\frac{d\eta}{dA} \right)^* \quad (4.18)$$

Che come si vede dipende dalla pendenza della funzione che lega il rendimento all'apertura della valvola. Sostituendo nella 4.14 la 4.16 otteniamo

$$\frac{\Delta P_m}{P_m^*} = \frac{\Delta Q}{Q^*} + \frac{\Delta H}{H^*} + k_{\eta A} \frac{\Delta A}{A^*} \quad (4.19)$$

Linearizzando la 4.11 si ottiene

$$\Delta Q = \left(\frac{\partial Q}{\partial A} \right)^* \Delta A + \left(\frac{\partial Q}{\partial H} \right)^* \Delta H \quad (4.20)$$

Dove le derivate parziali sono così espresse:

$$\left(\frac{\partial Q}{\partial A}\right)^* = [(2gH)^{1/2}]^* = \frac{Q^*}{A^*} \quad (4.21)$$

$$\left(\frac{\partial Q}{\partial H}\right)^* = \left[\frac{1}{2}A(2gH)^{-1/2}2g\right]^* = \frac{1}{2}\frac{Q^*}{H^*} \quad (4.22)$$

Come fatto per la variazione di potenza meccanica abbiamo che

$$\frac{\Delta Q}{Q^*} = \frac{\Delta A}{A^*} + \frac{1}{2}\frac{\Delta H}{H^*} \quad (4.23)$$

Abbiamo quindi ricavato con la 4.18 e la 4.22 il comportamento linearizzato della turbina nell'intorno di un punto di funzionamento a regime. Andiamo ora ad analizzare la funzione di trasferimento del complesso sistema di adduzione e turbina.

4.3 Funzione di trasferimento complessiva del sistema turbina e sistema di ammissione[2]

Per ricavare la funzione di trasferimento complessiva possiamo notare che l'equazione 4.7 può essere scritta come nel modo seguente:

$$\frac{\Delta H}{H^*} = -Z_\omega(s) \frac{Q^* \Delta Q}{H^* Q^*} \quad (4.24)$$

Nella quale, sostituendo la 4.22, otteniamo

$$\frac{\Delta H}{H^*} = \frac{-Z_\omega(s) \frac{Q^*}{H^*} \Delta A}{1 + \frac{1}{2} Z_\omega(s) \frac{Q^*}{H^*} \frac{\Delta A}{A^*}} \quad (4.25)$$

Questa equazione lega insieme le variazioni di energia allo sbocco della condotta con le variazioni dell'apertura valvole. Sostituendo la 4.22 nella 4.18 ricaviamo

$$\frac{\Delta P_m}{P_m^*} = (1 + k_{\eta A}) \frac{\Delta A}{A^*} + \frac{3}{2} \frac{\Delta H}{H^*} \quad (4.26)$$

Utilizzando anche la 4.24 possiamo trovare la funzione di trasferimento cercata che, posto

$$k_{pA} \triangleq 1 + k_{\eta A} \quad (4.27)$$

Risulta essere:

$$\frac{\Delta P_m}{P_m^*} = k_{pA} \frac{1 - \left(\frac{s}{k_{pA}} - 1\right) \frac{1}{2} \frac{Q^*}{H^*} Z_\omega(s)}{1 + \frac{1}{2} \frac{Q^*}{H^*} Z_\omega(s)} \frac{\Delta A}{A^*} \quad (4.28)$$

Quindi risulta essere

$$\Delta P_m = G_a(s) \Delta A \quad (4.29)$$

Con

$$G_a(s) = K_a \frac{1 - b \frac{Q^*}{H^*} Z_\omega(s)}{1 + \frac{1}{2} \frac{Q^*}{H^*} Z_\omega(s)} \quad (4.30)$$

$$\begin{cases} K_a = \frac{P_m^*}{A^*} K_{PA} = \frac{P_m^*}{A^*} (1 + k_{\eta A}) \\ b = \frac{1}{2} \left(\frac{3}{K_{PA}} - 1 \right) \end{cases} \quad (4.31)$$

Analizzando la relazione ingresso uscita si nota che la risposta del sistema dipende dal punto di funzionamento (soprattutto dall'andamento della caratteristica rendimento, apertura), e anche dall'impedenza della condotta che può variare se si considerano o no i fenomeni elastici ed attriti.

Se trascuriamo l'elasticità della condotta e gli attriti, la G_a assume la forma seguente:

$$G_a(s) = K_a \frac{1 - bsT_\omega}{1 + s \frac{T_\omega}{2}} \quad (4.32)$$

Dove T_ω è così definito:

$$T_\omega \triangleq J_c \frac{Q^*}{H^*} = \frac{L}{gA_c} \frac{Q^*}{H^*} \quad (4.33)$$

Anche detto tempo di avviamento della condotta. Si nota subito che questo tempo è proporzionale alla portata secondo l'equazione:

$$T_\omega \triangleq T_{\omega n} \frac{Q^*}{H_n} \quad (4.34)$$

Dove le grandezze con n in pedice sono le nominali. Il tempo di avviamento nominale è solitamente compreso tra 0.5 e 2 secondi.

Considerando anche gli effetti dovuti all'elasticità del sistema, l'impedenza della condotta assume la seguente forma:

$$Z_\omega(s) = \frac{c}{gA_c} \tanh\left(\frac{sL}{c}\right) \quad (4.35)$$

quindi la $G_a(s)$ assume la seguente forma:

$$G_a(s) = K_a \frac{1 - b \frac{c}{gA_c} \frac{Q^*}{H^*} \tanh\left(s \frac{\tau}{2}\right)}{1 + \frac{1}{2} \frac{c}{gA_c} \frac{Q^*}{H^*} \tanh\left(s \frac{\tau}{2}\right)} \quad (4.36)$$

dove τ è il tempo di propagazione dell'onda elastica lungo la condotta compresa andata e ritorno.

introducendo il parametro dell'Allievi, cioè poniamo

$$\mu \triangleq \frac{T_\omega}{\tau} = \frac{Q^*}{2H^*} \frac{c}{gA_c} \quad (4.37)$$

e sfruttando la proprietà:

$$\tanh\left(j\omega \frac{\tau}{2}\right) = j \tan\left(\omega \frac{\tau}{2}\right) \quad (4.38)$$

la $G_a(j\omega)$ diviene

$$G_a(s) = K_a \frac{1 - 2bj\mu \tan\left(\omega \frac{\tau}{2}\right)}{1 + jb\mu \tan\left(\omega \frac{\tau}{2}\right)} \quad (4.36)$$

Avendo quindi ora a disposizione le funzioni di trasferimento possiamo ricavare il diagramma di Bode e confrontare l'andamento nei due casi visti (uno senza attriti e fenomeni elastici, l'altro senza attriti

ma con fenomeni elastici). Dall'analisi fatta, risultano due andamenti molto diversi da come si può vedere in figura 4.12. I valori usati per ricavare le curve sono i seguenti:

$$\begin{aligned} b &= 1 & \mu &= 1 \\ T_\omega &= 1 \text{ sec} & \tau &= 1,57 \text{ sec} \\ K_a &= 10 & 0,1 &< \omega < 9 \text{ rad/s} \end{aligned}$$

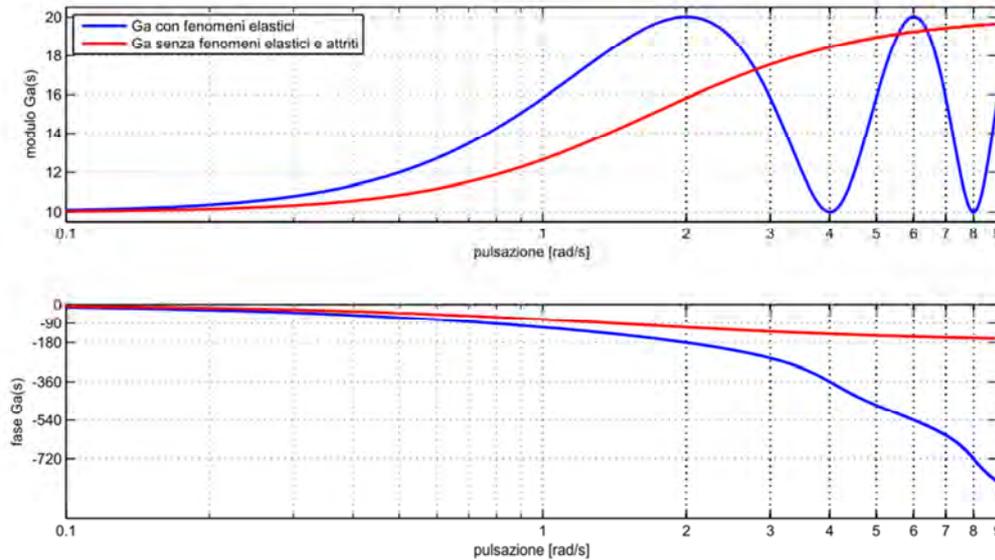


Figura 4. 13 Diagramma di Bode della funzione di trasferimento del sistema turbina e sistema di ammissione

Si nota come i fenomeni elastici influiscano in maniera importante dopo una certa pulsazione, e come la stessa fase cali maggiormente rispetto al primo caso semplificato. In particolare, la funzione di trasferimento presenta delle frequenze di risonanza e anti risonanza e la fase cala velocemente verso $-\infty$ al crescere della frequenza. Questo costituisce un limite nella rapidità del ciclo di regolazione della frequenza in quanto è pericoloso per la stabilità avvicinarsi con la banda di regolazione alla prima frequenza di risonanza (nel caso in esempio uguale a 2 rad/s).

Possiamo comunque dire che per frequenze molto minori della prima frequenza di risonanza, le due funzioni sono praticamente identiche. Ne consegue che per basse frequenze si può usare l'approssimazione seguente per la $G_a(j\omega)$:

$$G_a(s) = K_a \frac{1 - jb\omega T_\omega}{1 + j\omega \frac{T_\omega}{2}} \quad (4.37)$$

del tutto analoga alla 4.32.

Il caso analizzato si riferisce a un impianto con turbina Pelton. Per quanto riguarda un impianto con turbina Francis, la funzione di trasferimento diviene:

$$G_a(s) = K_a \frac{1 - b_1 s T_\omega}{1 + b_2 s T_\omega} \quad (4.38)$$

dove b_1 e b_2 sono dipendenti e molto spesso vicini all'unità.

Negli impianti dotati di turbina Kaplan invece, mancando la condotta forzata, si ha:

$$G_a(s) = K_a \quad (4.39)$$

Un'ulteriore considerazione da fare è che a basso carico, ovvero al diminuire di Q^* , le varie funzioni di trasferimento viste tendono tutte alla 4.39, anche tenendo conto dell'elasticità, per qualsiasi tipo di impianto.

Esprimendo la 4.29 in p.u. si ottiene:

$$\Delta p_m = g_a(s) \Delta a \quad (4.40)$$

cioè esprimendo la funzione di trasferimento si ottiene:

$$\Delta p_m = k_a \frac{1 - b s T_\omega}{1 + s \frac{T_\omega}{2}} \Delta a \quad (4.41)$$

avendo assunto come grandezze base la potenza nominale e l'apertura valvola nominale. Il guadagno statico, cioè il valore di g_a con $s=0$, è per definizione la pendenza della caratteristica statica nel punto di funzionamento ed è espressa dalla:

$$g_a(0) \triangleq \left\{ \frac{d(P_m/P_n)}{d(A/A_n)} \right\}^* \quad (4.42)$$

Il valore del guadagno statico può essere ricavato dalle caratteristiche statiche di potenza-apertura valvole per le diverse turbine. In figura 4.13 sono mostrati gli andamenti qualitativi di queste curve per le diverse turbine.

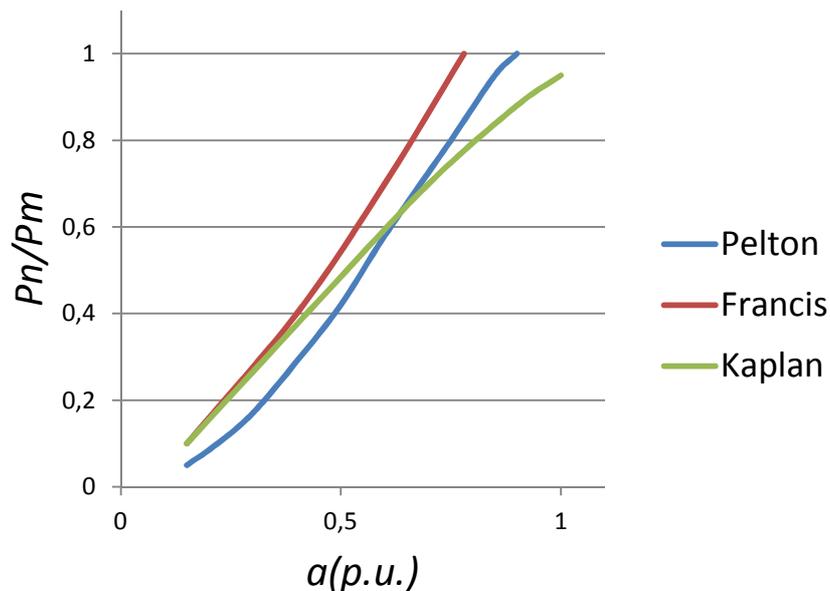


Figura 4. 14 Grafico caratteristiche potenza-apertura valvole per le diverse turbine

Tramite queste curve è possibile ricavare il valore di K_a . Per turbine Pelton, il suo valore va crescendo e parte dal valore di 0,3 per arrivare fino a circa 2. Per turbine Francis invece il suo valore è circa costante e pari a 1.

Capitolo 5

Cenni ai sistemi di adduzione e alle turbine degli impianti termoelettrici

5.1 Sistemi di adduzione [2]

In un impianto termoelettrico l'energia cinetica del vapore generato in caldaia viene trasformata in energia meccanica tramite una turbina a vapore, che a sua volta cede energia meccanica all'alternatore. Il ciclo utilizzato a questo scopo è un ciclo Rankine.

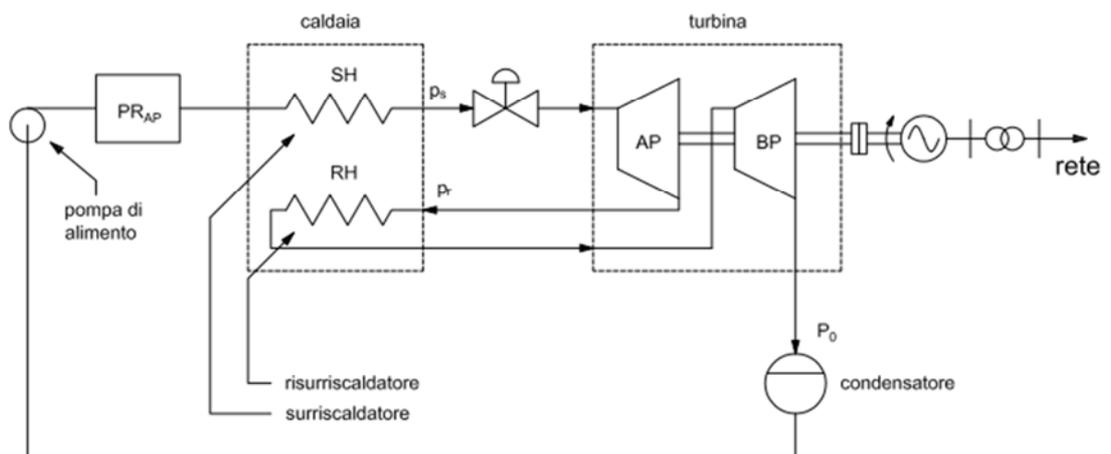


Figura 5. 1 Schema generale impianto termoelettrico

Come mostrato in figura 5.1, le fasi che compongono il ciclo sono le seguenti:

- riscaldamento dell'acqua a pressione costante sia nel preriscaldatore sia in caldaia;
- vaporizzazione a pressione e temperatura costante in caldaia;
- surriscaldamento del vapore, praticamente isobaro a pressione p_s in caldaia;
- caduta di pressione, in parte sulla valvola di ammissione, in parte nello stadio di alta pressione della turbina;
- risurriscaldamento del vapore, praticamente isobaro, a pressione p_R in caldaia;
- espansione del vapore nello stadio di bassa pressione della turbina;
- trasformazione isoterma ed isobara (pressione p_0) del vapore esausto in acqua nel condensatore.

Senza entrare nei particolari, spiegati nel dettaglio in, lo schema a blocchi linearizzato della caldaia di un impianto termoelettrico è il seguente:

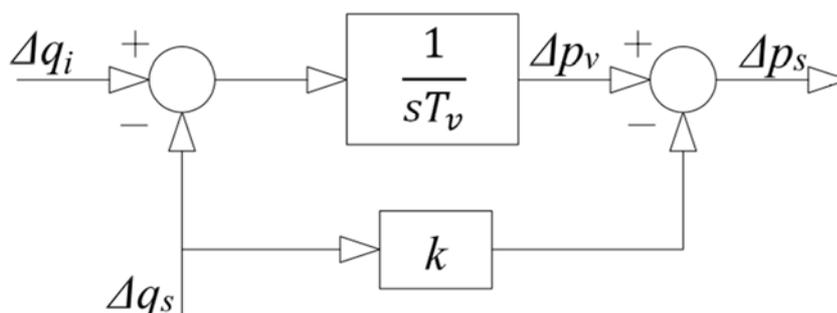


Figura 5. 2 Schema a blocchi linearizzato della caldaia

dove i simboli presenti hanno il seguente significato:

- ΔQ_i variazione del carico della caldaia,
- ΔP_v variazione della pressione del vapore in caldaia,
- T_v costante di tempo principale della caldaia,
- Δp_s variazione della pressione del vapore surriscaldato,
- Δq_s variazione della portata del vapore surriscaldato
- $k=2*k_{sH}*q_s^*$ rappresenta la caduta di pressione di tipo quadratico nel surriscaldatore

5.2 Turbine a vapore[2]

Come per le turbine idrauliche, anche quelle a vapore possono essere ad azione o a reazione. Generalmente, le turbine a bassa pressioni sono composte da molti stadi e sono a reazione; le turbine a bassa pressione invece presentano il primo stadio ad azione seguito dagli altri a reazione. La valvola di immissione del vapore causa soltanto una perdita di pressione senza perdita di entalpia.

È di nostro interesse conoscere la relazione che lega l'apertura della valvola A di ammissione del vapore in turbina alla portata di vapore surriscaldato q_s e alla sua pressione p_s . Questa relazione è particolarmente complessa perché deve tener conto del peso specifico del vapore e del salto di pressione dovuto alle valvole. Possono essere di aiuto i grafici seguenti che mostrano le caratteristiche statiche portata-apertura per i casi di ammissione ad arco parziale o totale (nell'ammissione ad arco parziale le valvole non si aprono in modo sincronizzato, ma in modo sequenziale).

Vediamo dalle figure che la caratteristica è fortemente non lineare con variazioni di pendenza molto elevate. Tali punti sono quelli in cui una valvola è completamente aperta e quella successiva comincia ad aprirsi. Tale linearità è comunque compensata introducendo una non linearità nel sistema di comando delle valvole tra l'apertura del servomotore e l'apertura delle valvole di ammissione.

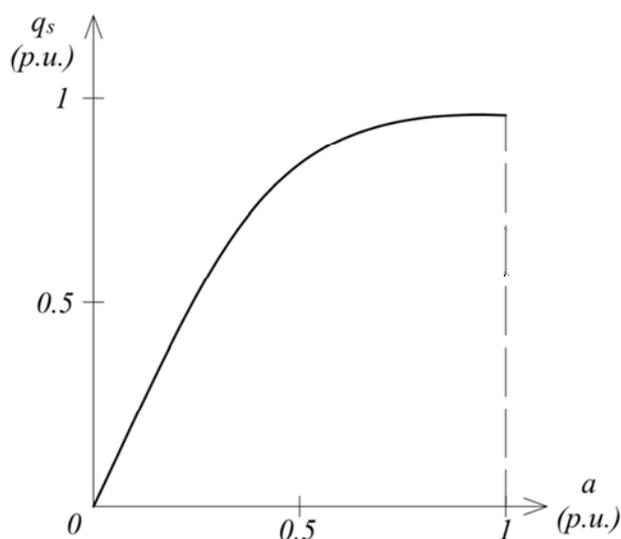


Figura 5.3 Caratteristica statica portata-apertura valvole per immissione ad arco totale

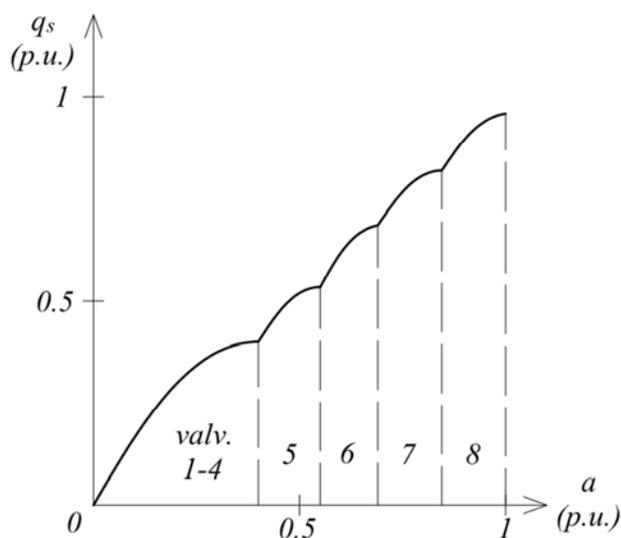


Figura 5.4 Caratteristica statica portata-apertura valvole per immissione ad arco parziale

Dalle caratteristiche è facile dedurre la legge di dipendenza di q_s da p_s e da a . Si ha.

$$q_s = f(p_s, a) \quad (5.1)$$

linearizzando si ricava:

$$\Delta q_s = k_p \Delta p_s + k_a \Delta a \quad (5.2)$$

con

$$\begin{cases} k_p \triangleq \left(\frac{\partial q_s}{\partial p_s} \right)^* \\ k_a \triangleq \left(\frac{\partial q_s}{\partial a} \right)^* \end{cases} \quad (5.3)$$

Per ricavare la potenza meccanica in uscita dalla turbina si deve effettuare il bilancio di energia per tutti gli stadi della turbina, cioè l'insieme di quelli di alta e bassa pressione.

Tralasciando i calcoli intermedi, si ricava la relazione che esprime p_m come:

$$p_m = p_{AP} + p_{BP} = q_{AP} \left[h_{AP} + \frac{\Phi h_{BP}}{1 + sT_R} \right] \quad (5.4)$$

dalla quale in condizioni di regime si ricava

$$p_m^* = q_{AP}^* [h_{AP}^* + \Phi^* h_{BP}^*] \quad (5.5)$$

che esprime la potenza meccanica in condizioni di regime, in cui:

p_m	potenza meccanica totale sviluppata dalla turbina
q_{AP}	portata di vapore negli stadi AP
h_{AP}	salto di entalpia negli stadi AP
Φ	coefficiente compreso tra 0 e 1 che esprime la quantità relativa di vapore che entra nel surriscaldatore in relazione a q_{AP} ($q_R = \Phi^* q_{AP}$)
h_{BP}	salto di entalpia negli stadi BP
p_{AP}	potenza meccanica sviluppata dagli stadi AP
p_{BP}	potenza meccanica sviluppata dagli stadi BP

Se escludiamo le variazioni dei salti di entalpia e la dinamica degli spillamenti, la linearizzazione della 5.4 porta alla:

$$\Delta p_m = \Delta q_{AP} \left[h_{AP}^* + \frac{\Phi^* h_{BP}^*}{1 + sT_R} \right] \quad (5.6)$$

Seguendo il procedimento mostrato in Capitolo 9.4, si possono ricavare i contributi dello stadio AP e BP, e si arriva ad esprimere la variazione di potenza meccanica con la seguente espressione:

$$\Delta p_m = \Delta q_{AP} \left[\alpha + \frac{\beta}{1 + sT_R} \right] \quad (5.7)$$

Solitamente $\alpha=0.3 \div 0.35$, di conseguenza $\beta=0.65 \div 0.7$. È notare che la portata q_{AP} del vapore negli stadi di alta pressione è dinamicamente diversa dalla portata q_s del vapore surriscaldato a causa dell'accumulo di massa del vapore che si ha nella turbina stessa. Si tiene conto di ciò introducendo

una costante di tempo T_{sc1} (del valore di $0.1 \div 0.3$ secondi) di ritardo tra q_s e q_{ap} , ovvero, traducendo il tutto in trasformate di Laplace:

$$\Delta q_{AP} = \frac{1}{1 + sT_{sc1}} \Delta q_s \quad (5.8)$$

La stessa cosa avviene negli stadi di media e bassa pressione della turbina. Si aggiunge quindi un'ulteriore costante di tempo T_{sc2} che varia tra $0.4 \div 0.6$ secondi. in questo modo la 5.6 diviene:

$$\Delta p_m = \left[\alpha + \frac{\beta}{(1 + sT_R)(1 + sT_{sc2})} \right] \Delta q_{AP} \quad (5.9)$$

In conclusione si ha quindi:

$$\begin{cases} \Delta p_{AP} = \alpha \Delta q_{AP} \\ \Delta p_{BP} = \frac{\beta}{(1 + sT_R)(1 + sT_{sc2})} \Delta q_{AP} \end{cases} \quad (5.10)$$

5.3 Funzione di trasferimento complessiva della turbina e del sistema di adduzione[2]

Dai risultati dei capitoli precedenti, possiamo ora ricavare la funzione di trasferimento complessiva del sistema analizzato. Tutti i ritardi introdotti, possono per semplicità essere concentrati in un unico ritardo complessivo tra Δq_s e Δq_{AP} , cioè supponendo:

$$\Delta q_{AP} = \frac{1}{(1 + sT_{sc})^2} \Delta q_s \quad (5.11)$$

di conseguenza cambiano espressione anche le 5.10:

$$\begin{cases} \Delta p_{AP} = \alpha \Delta q_{AP} \\ \Delta p_{BP} = \frac{\beta}{1 + sT_R} \Delta q_{AP} \end{cases} \quad (5.12)$$

con

$$T_{sc} = \frac{T_{sc1} + T_{sc2}}{2} \quad (5.13)$$

Si perviene ora facilmente allo schema a blocchi linearizzato della turbina e della caldaia di un impianto termoelettrico.

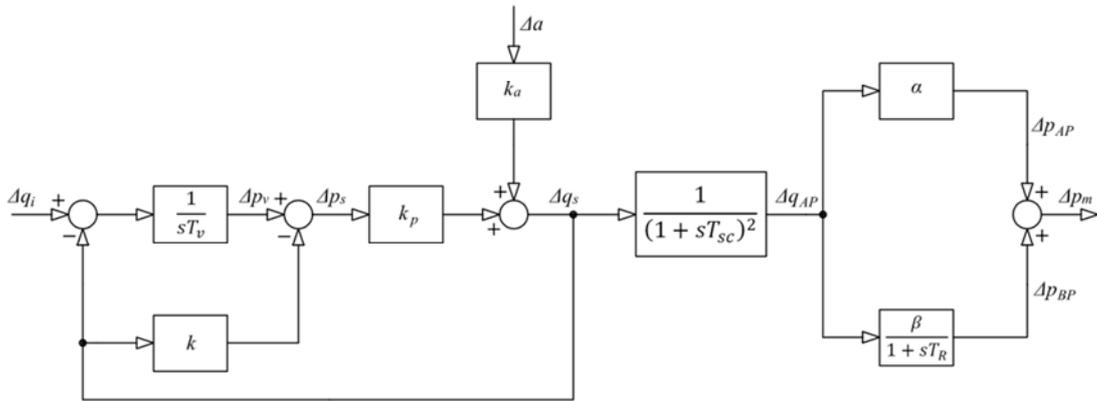


Figura 5.5 Schema a blocchi linearizzato della turbina e della caldaia di un impianto termoelettrico

Da questo schema, se trascuriamo le variazioni di pressione Δp_s , la funzione di trasferimento tra variazione di apertura valvole di ammissione e variazioni di potenza meccanica e del tipo:

$$\Delta p_m = g_a(s)\Delta a \quad (5.14)$$

dove $g_a(s)$ è espressa dalla:

$$g_a(s) = k_a \frac{1}{(1 + sT_{sc})^2} \frac{1 + s\alpha T_R}{1 + sT_R} \quad (5.15)$$

in cui k_a è il guadagno statico ed è pari alla pendenza della caratteristica in figura 5.4 ed è quindi fortemente dipendente dal punto di funzionamento.

Se invece trascuriamo le variazioni Δp_v , della pressione del vapore in caldaia, ma ammettendo che Δp_s possa variare (a causa di Δq_s), si ricava dallo schema a blocchi:

$$\Delta q_s = k_a \Delta a - k_p k \Delta q_s \quad (5.16)$$

che esprimiamo tramite la:

$$\Delta q_s = k'_a \Delta a \quad (5.17)$$

dove

$$k'_a = \frac{k_a}{1 + k_p k} \quad (5.18)$$

Con tali ipotesi, valgono ancora le 5.14 e 5.15, salvo sostituire k_a con k'_a . Tale guadagno, viste le definizioni 5.3, è la derivata di q_s rispetto a p_s ad a costante, nel punto di funzionamento. Dalle caratteristiche di figura 5.4, $k_p=1$ p.u. / p.u. mentre k è al massimo 0.1÷0.2 p.u. / p.u. Si può ricavare quindi che:

$$k'_a = \gamma k_a \quad (5.19)$$

dove $0.85 \leq \gamma \leq 1$. Risulta quindi che la funzione di trasferimento avrà un guadagno statico diminuito al massimo del 15% rispetto al caso con p_s costante.

Capitolo 6

Regolatori di velocità

6.1 Regolatori di velocità delle centrali idroelettriche[2]

I regolatori di velocità delle centrali di produzione sono generalmente composti da un trasduttore di velocità, da un riferimento, da uno o più amplificatori di errore, da uno o più servomotori di regolazione. Gli amplificatori di errore erano nel passato di tipo meccanico (sistema di leve) o oleodinamico (si sistemi idraulici con olio in pressione)

L'uscita θ del regolatore di velocità(vedi fig. 3.1 e 3.2) è generalmente costituita da un servomotore di regolazione il quale agisce sulla turbina idraulica attraverso un servoposizionatore, il quale varia l'apertura A della valvola (sezione utile di efflusso).

Analizzando il sistema di comando delle valvole si possono notare le seguenti caratteristiche:

- la caratteristica statica (A, θ) è in generale non lineare con un guadagno:

$$K_v \triangleq \left(\frac{dA}{d\theta} \right)^* \quad (6.1)$$

- la funzione di trasferimento $G_v(s)$ è del tipo:

$$G_v(s) \triangleq \frac{K_v}{1 + sT_v} \quad (6.2)$$

con T_v dell'ordine di 0.1÷0.5 secondi,

- la velocità del servoposizionatore e quindi quella del servomotore $d\theta/dt$, devono essere mantenute entro certi limiti in modo da non causare elevate sollecitazioni di pressione nell'impianto idraulico

Supponiamo ora che sia in prima approssimazione

$$G_v(s) \triangleq K_v \quad (6.3)$$

e che la funzione di trasferimento della turbina e del sistema di adduzione sia anch'essa assimilabile a un puro guadagno (vedi capitolo 4), cioè:

$$G_A(s) \triangleq K_a \quad (6.4)$$

Quindi la funzione G_f desiderata

$$G_f(s) = \frac{P_n}{f_n b_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} = \frac{P_n}{f_n b_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (6.5)$$

deve essere realizzata con la Gr del regolatore di velocità, ossia:

$$G_v(s) = \frac{G_f(s)}{G_v(s)G_a(s)} = \frac{P_n}{f_n K_v K_a b_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} = \frac{\theta_n}{f_n} \frac{P_n}{\theta_n K_v K_a b_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (6.6)$$

in cui θ_n è l'apertura nominale del servomotore di regolazione, cioè l'apertura massima in corrispondenza della quale si ha una potenza meccanica uguale a quella nominale P_n .

Si definiscono ora due grandezze, lo statismo permanente di apertura:

$$b'_p \triangleq b_p \frac{\theta_n K_v K_a}{P_n} \quad (6.7)$$

e lo statismo transitorio di apertura:

$$b'_t \triangleq b_t \frac{\theta_n K_v K_a}{P_n} \quad (6.8)$$

la 6.6 diviene:

$$G_r(s) = \frac{\theta_n}{f_n b'_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} = \frac{\theta_n}{f_n} \frac{1 + sT_2}{b'_p + sT_2 b'_t} \quad (6.9)$$

di cui si ricava l'espressione in p.u. equivalente a:

$$g_r(s) = \frac{\Delta\theta/\theta_n}{\Delta\varepsilon_f/f_n} = \frac{1}{b'_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} = \frac{1 + sT_2}{b'_p + sT_2 b'_t} \quad (6.10)$$

una tale funzione di trasferimento si può ottenere con una delle due seguenti soluzioni:

- regolatore accelerometrico, mostrato in figura 6.1,
- regolatore a retroazione transitoria (o asservimento cedevole), mostrato in figura 6.2.

Si devono inoltre prendere in considerazione le nuove costanti di tempo dovute ai ritardi del trasduttore di velocità T_b e la costante di tempo dell'accelerometro T_{ac} .

Nel primo caso, figura 6.1, ricaviamo la funzione di trasferimento $g_r(s)$ pari a:

$$g_r(s) = \frac{1 + sT_{ac}}{1 + sT_b} \frac{1}{k_p + s/k_A k_S} = \frac{1}{k_p} \frac{1 + sT_{ac}}{1 + sT_b} \frac{1}{1 + s/k_A k_S k_p} \quad (6.11)$$

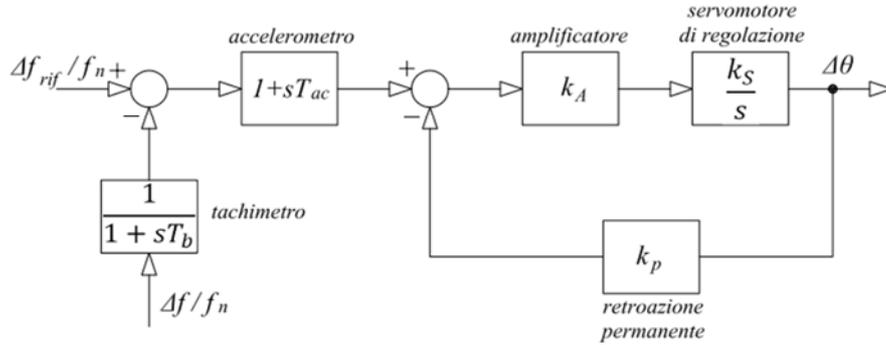


Figura 6.1 Schema a blocchi regolatore di velocità accelerometrico

Considerando che T_b è solitamente di piccolo valore, concludiamo che la 6.11 è equivalente alla 6.10 con:

$$\begin{cases} b'_p = k_p \\ T_1 = \frac{1}{k_A k_S k_p} \\ T_2 = T_{ac} \end{cases} \quad (6.12)$$

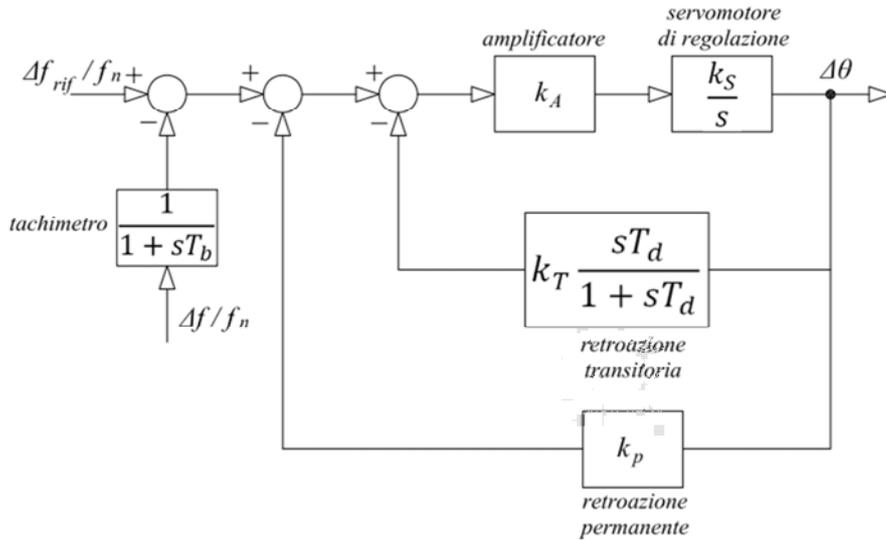


Figura 6.2 Schema a blocchi regolatore di velocità con retroazione transitoria

Nel caso con regolatore a retroazione transitoria, trascurando T_b si ottiene:

$$g_r(s) = \frac{k_A k_S (1 + sT_d)}{k_A k_S k_p + s[1 + k_A k_S (k_p + k_T) T_d] + s^2 T_d} \quad (6.13)$$

da cui, facendo in modo che:

$$\begin{cases} k_A k_S k_T \gg 1/T_d \\ k_T \gg k_p \end{cases} \quad (6.14)$$

si ricava

$$g_r(s) = \frac{1 + sT_d}{k_p + s(k_p + k_T)T_d} \frac{1}{1 + sT_3} \quad (6.15)$$

in cui T_3 è dello stesso ordine di grandezza di T_b e può quindi essere trascurata. Si ottiene quindi che $g_r(s)$ è della forma cercata, ponendo:

$$\begin{cases} b'_p = k_p \\ T_1 = T_d \frac{k_p + k_T}{k_p} \\ T_2 = T_d \end{cases} \quad (6.16)$$

e

$$b'_t = k_p + k_T > k_T \quad (6.17)$$

6.1.1 Caratteristiche del ciclo di regolazione della frequenza

Dalla teoria dei controlli automatici sappiamo che il comportamento statico (a regime) di un ciclo di regolazione è definito dalla precisione a regime; per avere una buona precisione si deve avere un guadagno elevato. Nel nostro caso quindi questo sta ad indicare che lo statismo permanente dovrà essere sufficientemente basso, cioè assumere un valore che sia:

$$b_p = 0.02 \div 0.05 \text{ p. u. / p. u.} \quad (6.18)$$

Nel comportamento transitorio della regolazione le grandezze fondamentali sono la velocità di risposta e la stabilità. Tali caratteristiche si possono dedurre dagli andamenti del diagramma di Bode del modulo e della frequenza della funzione di trasferimento in catena aperta. Dai diagrammi si possono ricavare la pulsazione di taglio (frequenza in corrispondenza alla quale la funzione di trasferimento ha modulo unitario) che caratterizza la velocità di risposta del sistema; il margine di fase che invece indica se un sistema è stabile o meno, ed è pari alla fase della funzione di trasferimento in corrispondenza alla pulsazione di taglio aumentata di 180° (più grande è più stabile risulta il sistema).

Ricordando i diagrammi di Bode della funzione di trasferimento del sistema di adduzione e turbina di un impianto idroelettrico, è opportuno che il sistema di regolazione della frequenza abbia una frequenza di taglio molto minore della prima frequenza di risonanza della condotta. Questa scelta è inoltre consigliabile per ridurre i ritardi delle valvole e del regolatore stesso (i ritardi influiscono negativamente sulla stabilità).

La funzione di trasferimento di cui tracciamo i diagrammi di Bode è la seguente:

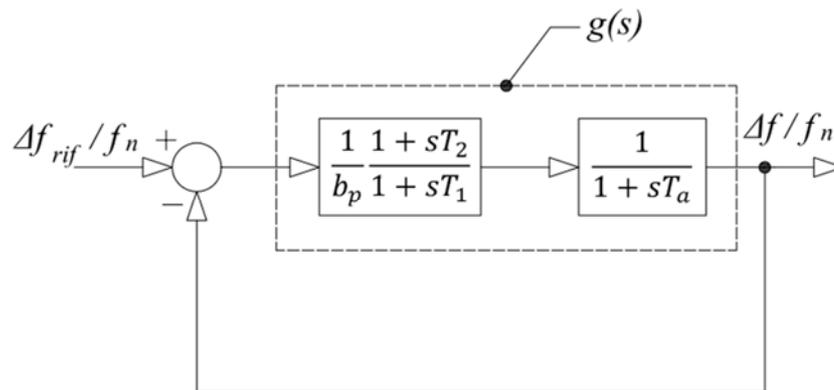


Figura 6. 3 Schema a blocchi ciclo di regolazione della frequenza

Tracciando il diagramma di Bode della funzione di trasferimento ad anello aperto si trova il seguente andamento:

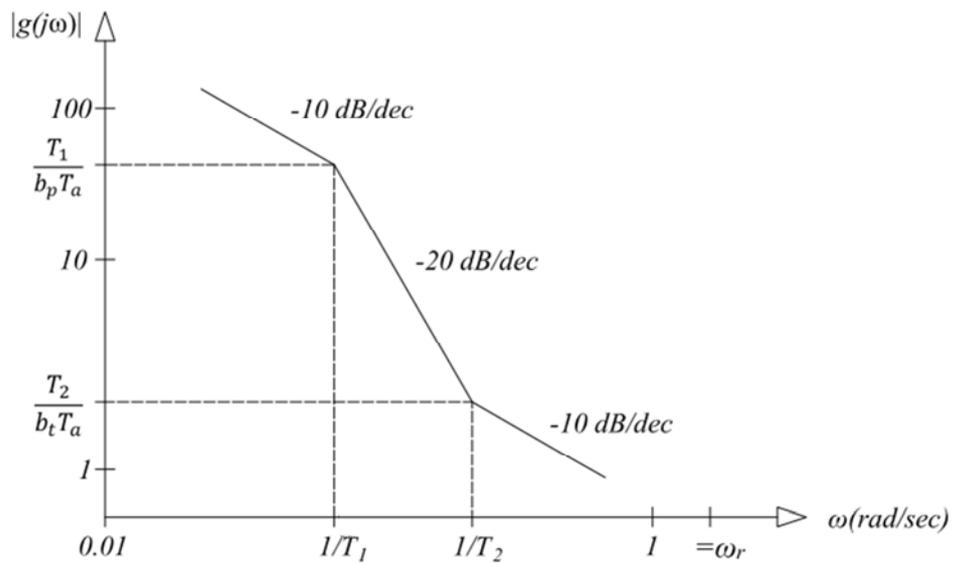


Figura 6. 4 Diagramma di Bode (modulo) del ciclo di regolazione della frequenza

Nel disegno del diagramma è stato considerato $T_1 > T_2$.

In alta frequenza la funzione di trasferimento vale:

$$\frac{1}{b_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} = \frac{1}{b_t} \quad (6.19)$$

si ricava per

$$\omega > \frac{1}{T_2} \quad (6.20)$$

$$\begin{cases} |g(j\omega)| = \frac{1}{\omega b_t T_a} \\ \angle g(j\omega) = -180^\circ + \tan^{-1}(\omega T_2) \end{cases} \quad (6.21)$$

Dal diagramma tracciato è evidente che per ottenere un buon margine di fase e un ciclo di regolazione che non sia troppo lento, occorre scegliere ω_t tra le pulsazioni che soddisfino la 6.20.

Una volta scelta ω_t dalle 6.21 si ricava

$$\begin{cases} b_t = \frac{1}{\omega_t T_a} \\ \gamma_t = \tan^{-1}(\omega_t T_2) \end{cases} \quad (6.22)$$

Se per esempio assumiamo $\omega_t=0.5 \text{ rad/sec}$ e si desidera $\gamma_t=60^\circ$, poiche T_a è dell'ordine di 8 sec si ricavano rispettivamente $b_t=0.25 \text{ p.u./p.u.}$ e $T_2=3 \text{ sec}$. Se inoltre scegliamo $b_p=0.05 \text{ p.u./p.u.}$ risulta $T_I=(b_t/b_p)*T_2 = 15 \text{ sec}$.

Dobbiamo tenere conto prima di concludere, che il guadagno statico k_a della funzione di trasferimento della turbina e del sistema di adduzione dipende dal punto di funzionamento, come il guadagno k_v del sistema di comando valvole. Il guadagno $1/b_p$ è proporzionale ad entrambi. Se supponiamo che k_a aumenta come nel caso delle turbine pelton (causa aumento del carico), il diagramma di Bode trasla verso l'alto e la pulsazione di taglio aumenta avvicinandosi a quella di risonanza della condotta. Di conseguenza il ciclo può diventare instabile anche se era stabile a bassi carichi. Per ovviare a questo problema viene introdotta nei regolatori una non linearità di compensazione della non linearità potenza-apertura. In alternativa si aumenta lo statismo permanente b_p' di apertura all'aumentare del carico in modo tale che b_p resti costante: ciò significa rendere il regolatore adattativo alle varie condizioni di funzionamento dell'impianto.

6.2 Regolatori di velocità per gruppi termoelettrici[2]

Abbiamo visto nei capitoli precedenti che nelle seguenti ipotesi:

- valvole di intercettazione completamente aperte,
- variazioni di pressione del vapore surriscaldato trascurabili,

la funzione di trasferimento di trasferimento del sistema adduttore e della turbina era la 5.15 che riportiamo di seguito:

$$g_a(s) = k_a \frac{1}{(1 + sT_{sc})^2} \frac{1 + s\alpha T_R}{1 + sT_R}$$

Se trascuriamo in questa relazione la costante di tempo T_{sc} capiamo subito che la desiderata forma per la funzione $g_f(s)$ è già realizzata dalla $g_a(s)$ a meno o di una costante moltiplicativa. Sarà quindi richiesto al regolatore di velocità soltanto un'azione puramente proporzionale.

Supponiamo che valga, come ipotizzato per i gruppi idroelettrici, la 6.3, e indicando con $1/b$ il guadagno incognito della $g_f(s)$, dalla

$$g_f(s) = g_r(s)g_v(s)g_a(s) \quad (6.23)$$

in valori relativi si ha

$$\frac{1}{b} = \frac{1}{b_p} \frac{1}{k_v k_a} \quad (6.24)$$

mentre il polo e lo zero della $g_f(s)$ valgono rispettivamente

$$\begin{cases} T_1 = T_R \\ T_2 = \alpha T_R \end{cases} \quad (6.25)$$

Ricordiamo inoltre che T_{sc} è dell'ordine dei *0,5 secondi*, e quindi $1/T_{sc}$ è circa *2 rad/sec* e paragonabile alla prima frequenza di risonanza della condotta, e che tale costante di tempo è relativa ad un polo doppio; si comprende facilmente come valgano anche in questo caso, per la scelta della pulsazione di taglio ω_c , le stesse considerazioni fatte nel paragrafo precedente.

La stessa cosa possiamo dirla per quanto riguarda il guadagno $1/b$ e la sua dipendenza da k_v e k_a , che dipendono dal punto di funzionamento.

In base a quanto detto esiste quindi una forte analogia tra la funzione di trasferimento complessiva di un gruppo termoelettrico e quella di un gruppo idroelettrico, anche in termini di costanti di tempo T_1 e T_2 (risulta infatti T_R pari a *10-15 sec*, α pari a *0.3-0.35*).

Si è prima detto che il regolatore deve avere un'azione puramente proporzionale con guadagno definito dalla 6.24. Se si suppone che siano completamente compensate le non linearità che rendono k_v e k_a variabili con il punto di funzionamento, si può ritenere che sia in ogni condizione di funzionamento

$$k_v = k_a = 1 \text{ p.u./p.u.} \quad (6.26)$$

e di conseguenza

$$\frac{1}{b} = \frac{1}{b_p} \quad (6.27)$$

Nella realtà però occorre sempre un servomotore di regolazione per comandare l'apertura delle valvole; per questo lo schema del regolatore di velocità è del tipo illustrato in figura 6.5 nella quale $1/T_s$ rappresenta il guadagno del servomotore dove T_s è dell'ordine di *0.02 sec*.

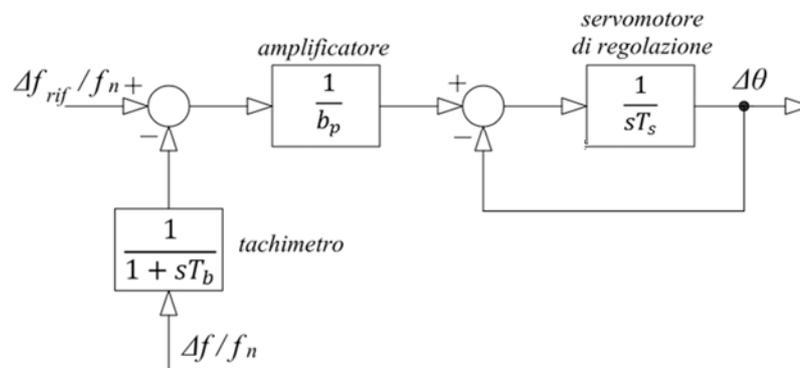


Figura 6. 5 Schema a blocchi linearizzato di un regolatore di velocità per gruppi termoelettrici

Spesso esiste insieme al ciclo di regolazione della velocità, un ciclo per la regolazione della potenza elettrica erogata, che a regime coincide con la potenza meccanica. La figura 6.6 rappresenta in modo schematico questa situazione. Questo ciclo di regolazione è molto più lento di quello riguardante la frequenza e i suoi obiettivi sono quelli di variare facilmente la potenza da produrre tramite il regolatore di carico, introdurre dei limiti nel gradiente di presa di carico (per un buon funzionamento dell'impianto), inviare alle regolazioni in caldaia i segnali adeguati per far fronte alla richiesta di potenza. In tale ciclo è inserito il regolatore di potenza, di tipo proporzionale integrale per garantire che, a regime, la potenza prodotta sia uguale a quella richiesta. La sua funzione di trasferimento è del tipo:

$$g_{rp}(s) = \frac{1 + sT_p}{sT_p} \quad (6.28)$$

con T_p circa pari a 6-10 sec.

Se per esempio si ha una perturbazione in rete, la potenza prodotta dal gruppo cambia inizialmente per l'effetto del regolatore di velocità. Se manca la parte in tratteggio, il cui segnale di uscita p_{fb} (chiamato frequency-bias), la potenza prodotta nelle nuove condizioni di regime tende a tornare uguale a quella che esisteva nel regime precedente alla perturbazione (causa azione integrale regolatore di potenza). Il segnale di frequency bias quindi garantisce che il gruppo partecipi alle regolazioni di frequenza producendo la potenza richiesta dalla rete, indipendentemente da quella impostata nel programmatore di carico.

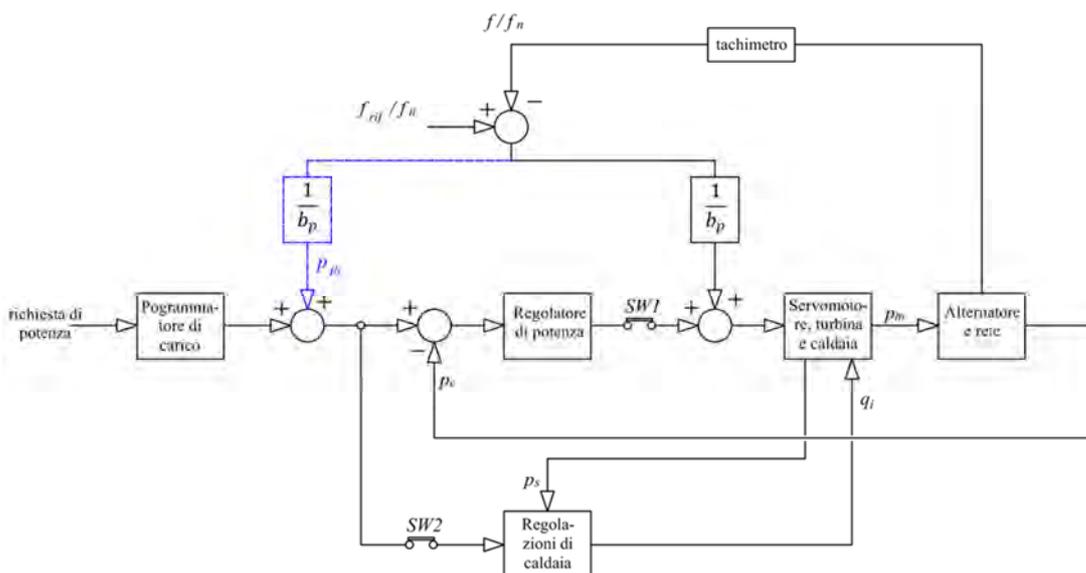


Figura 6. 6 Schema di principio della regolazioni di un gruppo termoelettrico

Nella figura 6.6 sono raffigurati i due interruttori SW1 e SW2. Quando sono chiusi la regolazione della frequenza avviene come nel modo indicato: tale modo di funzionamento è detto *controllo coordinato* (della frequenza, della potenza e della caldaia). Agendo sugli interruttori citati si possono ottenere diversi tipi di risposta a una perturbazione che avviene nel sistema. Se SW1 e SW2 vengono aperti, si ottiene solamente una regolazione della frequenza e non della potenza, le regolazioni della

caldaia continuano a interagire con il ciclo di regolazione attraverso p_s e q_i . Tale modo di operare viene chiamato *caldaia segue* nel senso che il ciclo di regolazione dominante è quello della frequenza e la caldaia si deve adeguare a ciò che viene richiesto (le regolazioni di caldaia intervengono a seguito della variazione di apertura delle valvole di ammissioni del vapore)

Un altro tipo di regolazione che si può ottenere è quello denominato *turbina segue*. In questo caso la richiesta di potenza viene inviata alle regolazioni di caldaia (SW2 chiuso) che adegua la portata del vapore al nuovo carico in modo da avere a regime l'apertura valvole uguale a quella precedente il disturbo.

6.3 Rappresentazione per grandi variazioni[2]

Finora abbiamo analizzato i vari sistemi di regolazione della frequenza considerando piccole variazioni di quest'ultima che hanno permesso di considerare i sistemi lineari nell'intorno di un dato punto di funzionamento. Nella realtà però la dinamica di questi sistemi è fortemente non lineare come si può notare dalle equazioni viste (per esempio quelle dei sistemi adduttori).

Nel funzionamento per grandi variazioni, si studia la risposta del sistema a seguito di una grande variazione della frequenza di rete, per esempio a seguito di forti variazioni del carico in rete. Occorre quindi rappresentare in questo caso le varie non linearità presenti tra errore di frequenza e potenza meccanica.

Nei regolatori di velocità sono fondamentalmente presenti tre non linearità:

- 1) insensibilità o zona morta sull'errore di frequenza $\Delta\epsilon_f$ nei regolatori meccanici e in quelli elettronici più moderni;
- 2) limiti di velocità del servomotore in apertura e in chiusura, rispettivamente v_a e v_c , necessari per evitare sollecitazioni di pressione nell'impianto idraulico;
- 3) limiti di corsa del servomotore corrispondente a completa chiusura e completa apertura delle valvole.

Solitamente per ottenere dei risultati di prima approssimazione, si ricorre a modelli linearizzati a cui vengono sovrapposte delle non linearità. Per i gruppi termoelettrici per esempio, nel caso di grandi variazioni, si considerano queste ipotesi:

- si trascura la zona morta del regolatore,
- la caratteristica statica del sistema di comando valvole e quella potenza-apertura si suppongono completamente compensate. ciò equivale ad assumere $k_v=k_a=1$, risulta quindi che $b_p'=b_p$ e cioè che lo statismo permanente di apertura uguale allo statismo permanente della regolazione,
- si trascura la dinamica del comando valvole, ovvero $T_v=0$ per cui i limiti di corsa del servomotore sono 0 (valvole completamente chiuse) e 1 p.u. (valvole completamente aperte),
- il sistema adduttore e la turbina sono rappresentati dalla funzioni di trasferimento in bassa frequenza, cioè dalle 4.32, 4.38, 4.39 a seconda del tipo di turbina, con tempo di

avviamento della condotta T_ω dipendente dal punto di funzionamento iniziale, cioè dalle condizioni di regime precedenti i transitori da esaminare. Si suppone cioè:

- o con turbine Pelton

$$g_a(p) = \frac{1 - pbT_{\omega n}q^*}{1 + p\frac{T_{\omega n}q^*}{2}} \quad (6.29)$$

- o con turbine Francis

$$g_a(p) = \frac{1 - pb_1T_{\omega n}q^*}{1 - pb_2T_{\omega n}q^*} \quad (6.30)$$

- o con turbine Kaplan

$$g_a(p) = 1 \quad (6.31)$$

Nelle relazioni precedenti q^* è la portata in p.u. nel punto di funzionamento, mentre b, b_1 e b_2 dipendono dal punto di funzionamento.

In base agli schemi precedenti e con le ultime ipotesi fatte possiamo costruire il diagramma a blocchi della regolazioni nel caso di grandi variazioni, mostrato in figura 6.7:

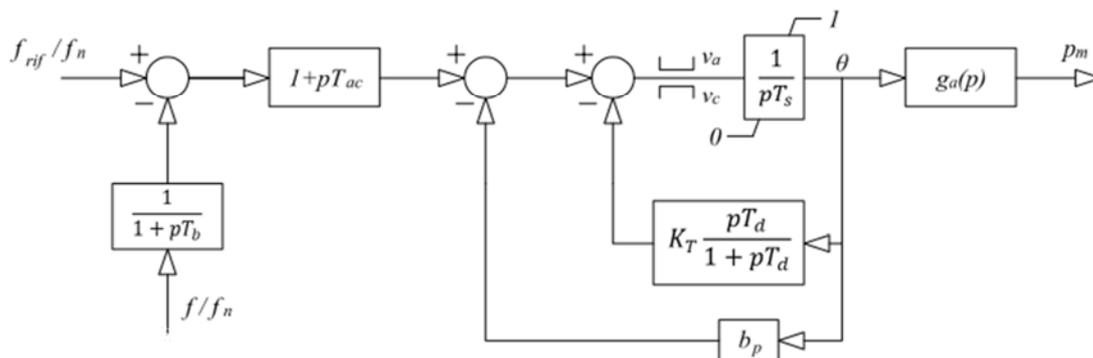


Figura 6. 7 Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni del regolatore di velocità, della turbina e del sistema di adduzione di un impianto idroelettrico

I valori che assumono le diverse grandezze indicate sono solitamente simili ai seguenti:

- per regolatori accelerometrici

$$\begin{cases} T_{ac} = 3 \text{ sec}, T_b = 0.3 \text{ sec}, T_s = 0.5 \text{ sec} \\ v_a = 0.04, v_c = -0.25, b_p = 0.05 \\ k_T = 0 \end{cases} \quad (6.32)$$

- per regolatori a retroazione transitoria:

$$\begin{cases} T_{ac} = 0 \text{ sec}, T_b = 0.3 \text{ sec}, T_s = 0.5 \text{ sec} \\ v_a = 0.04, v_c = -0.25, b_p = 0.05 \\ k_T = 0.5, T_d = 3 \text{ sec} \end{cases} \quad (6.33)$$

Per i gruppi termoelettrici vale il diagramma di figura 6.6 con tutte le considerazioni fatte nel paragrafo precedente. Anche in questo caso si trascurano:

- la zona morta del tachimetro e i limiti di velocità del servomotore,

- la dinamica del comando valvole,
- le non linearità della caratteristica portata-apertura e del sistema del comando valvole, in quanto entrambe compensate.

Nel caso di funzionamento in *caldaia segue* e trascurando le variazioni della pressione del vapore all'ammissione, ci si può ricondurre allo schema di figura in cui si è trascurata anche la dinamica, relativamente veloce, del servomotore di regolazione, il che corrisponde ad assumere che la posizione θ del servomotore coincida con la variabile di uscita dal blocco con guadagno $1/b_p$. Valori tipici dei parametri dello schema a blocchi sono:

$$\begin{cases} b_p = 0.05, T_b = 0.3 \text{ sec}, T_{sc} = 0.5 \text{ sec} \\ \alpha = 0.3, \beta = 0.7, T_r = 10 \pm 15 \text{ sec} \end{cases} \quad (6.34)$$

Si riporta inoltre lo schema semplificato relativo alla regolazione di velocità di gruppi con turbine a gas in cui T_f è la costante di tempo del combustibile, T_m quella del motore, mentre α è il guadagno transitorio del motore.

In questo caso i valori tipici delle grandezze sono i seguenti:

$$\begin{cases} T_f = 0.1 \pm 0.2 \text{ sec} \\ T_m = 0.2 \pm 1 \text{ sec} \\ \alpha = 0 \pm 0.4 \text{ p.u./p.u.} \end{cases} \quad (6.35)$$

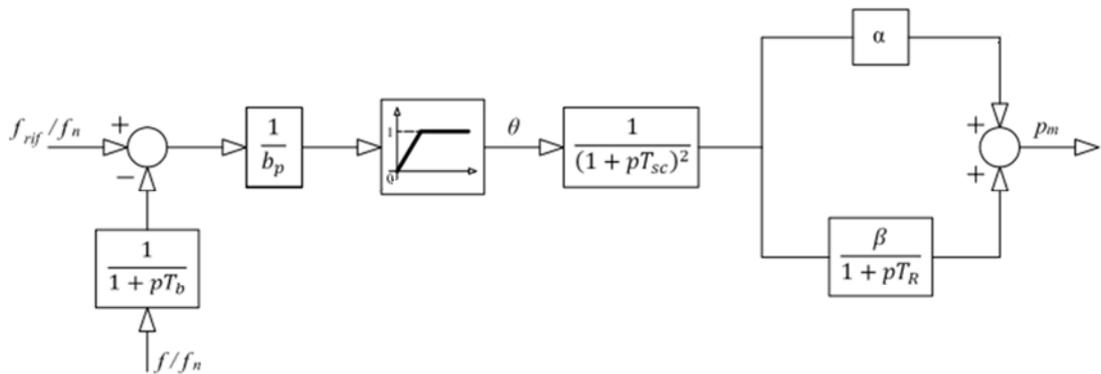


Figura 6. 8Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni del regolatore di velocità, della turbina e del sistema di adduzione di un gruppo termoelettrico

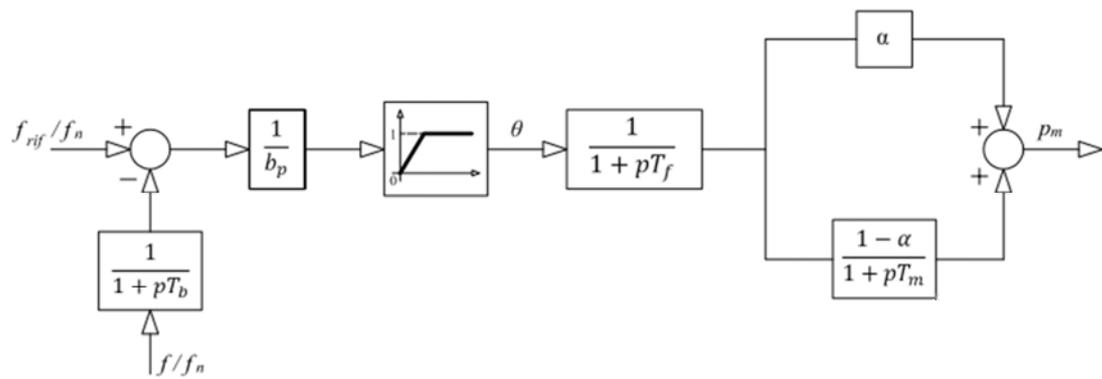


Figura 6. 9 Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni per i gruppi con turbine a gas

Capitolo 7

Esempi di regolatori di velocità

7.1 Introduzione

Finora abbiamo visto soltanto le funzioni di trasferimento che i regolatori di velocità dovrebbero avere per ottenere un ciclo di regolazione della frequenza che sia stabile e con errore a regime il più possibile contenuto.

Nel seguente capitolo vedremo alcuni esempi di regolatori di velocità più comunemente utilizzati negli impianti idroelettrici e termoelettrici

7.2 Regolatore di velocità per gruppi idroelettrici^[3]

Vedremo ora un tipico regolatore di velocità di un gruppo idroelettrico e il suo comportamento in seguito a una variazione della frequenza di rete.

Lo schema semplificato del regolatore di velocità è il seguente:

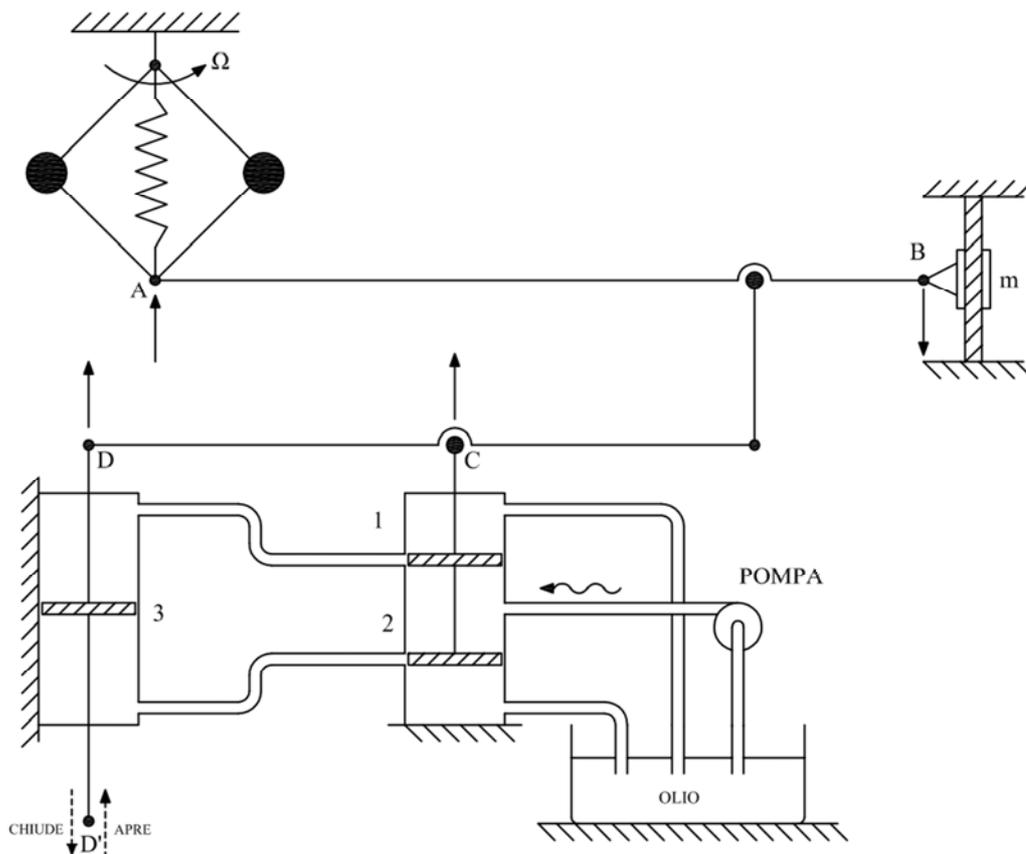


Figura 7. 1 Tipico regolatore di velocità per gruppi idroelettrici

Il regolatore di velocità mostrato ha come sensore di velocità un pendolo di Watt. Questo pendolo, ruota alla stessa velocità dell'alternatore di cui deve regolare la velocità. Le due masse ruotano e grazie alla forza centrifuga, al variare della velocità fanno variare la posizione del punto A. In particolare, se la velocità aumenta, il punto A si muove verso l'alto, viceversa, se la velocità diminuisce, il punto A si muove verso il basso. La molla limita e regola la variazione della posizione del punto A in funzione della velocità. Il sistema che regola l'apertura delle valvole è invece costituito da un insieme di leve e un sistema oleodinamico in cui l'olio è mantenuto in pressione da una pompa. Vediamo ora il funzionamento qualitativo del sistema rappresentato.

Partendo da una certa condizione di regime, supponiamo che a causa di un disturbo, la velocità di rotazione del gruppo di generazione aumenti. Supponiamo inoltre di mantenere per ora costante la posizione del punto B. In seguito all'aumento della velocità, le due sfere del pendolo tendono ad allontanarsi dal centro di rotazione e quindi a muovere il punto A nel senso indicato dalla freccia in figura. Si muove di conseguenza tutta l'asta i cui estremi sono i punti A e B (ricordiamo che B è mantenuto fisso). Con il suo movimento, l'asta provoca lo spostamento verso l'alto del punto C e di conseguenza si aprono le luci 1 e 2 del cilindro. L'olio in pressione quindi fluisce dalla luce 1 nella parte superiore del cilindro 3 e spinge l'olio presente nella parte inferiore a tornare nella vasca attraverso la luce 2. Si ottiene quindi nel caso ipotizzato lo spostamento graduale verso il basso del punto D che va di conseguenza a richiudere le luci 1 e 2 alla fine del transitorio (si hanno nel

transitorio delle oscillazioni attorno alla posizione di chiusura finale delle luci.). Abbiamo ottenuto alla fine un movimento che va a chiudere parzialmente le valvole della turbina a seguito dell'aumento della velocità (si riduce cioè la potenza prodotta dalla turbina).

Ipotizzando che il sistema sia lineare, possiamo calcolare il modello matematico attraverso le trasformate di Laplace. Definiamo quindi le grandezze necessarie per questo studio: Δa , Δb , Δc , Δd sono gli scostamenti a partire dalla posizione iniziale dei punti A, B, C, D; ΔA , ΔB , ΔC , ΔD sono le rispettive trasformate. Indichiamo con ΔF e ΔP le trasformate degli incrementi di frequenza e potenza. Considerando i versi delle frecce in figura, possiamo determinare le seguenti relazioni:

$$\Delta a = k_f \Delta f \qquad \Delta A = k_f \Delta F + s F k'_a \qquad (7.1)$$

$$\Delta c = k_d \Delta d + k_a \Delta f - k_b \Delta b \qquad \Delta C = k_d \Delta D + k_a \Delta F + k_b \Delta B \qquad (7.2)$$

$$\Delta d = -k \int \Delta c \, dt \qquad \Delta D = -k \frac{\Delta C}{s} \qquad (7.3)$$

Nella 7.3 è presente l'integrale in quanto il movimento del punto D è proporzionale alla portata fluente attraverso le luci 1 e 2 che è proporzionale allo spostamento Δd .

Sostituendo nella 7.3 la 7.2 ed elaborando l'equazione otteniamo:

$$\Delta D = \frac{k_a \left(-\Delta F + \frac{k_b}{k_a} \Delta B \right)}{k_d + \frac{s}{k}} \qquad (7.4)$$

ed essendo k_d diverso da zero:

$$\Delta D = \frac{\frac{k_a}{k_d}}{1 + \frac{s}{k k_d}} \left(-\Delta F + \frac{k_b}{k_a} \Delta B \right) \qquad (7.5)$$

Supponendo proporzionale la relazione tra ΔD e ΔP_i abbiamo di conseguenza:

$$\Delta P_i = k_i \Delta D \qquad (7.6)$$

Sostituendo si ha:

$$\Delta P_i = \frac{\frac{k_i k_a}{k_d}}{1 + \frac{s}{k k_d}} \left(-\Delta F + \frac{k_b}{k_a} \Delta B \right) \qquad (7.7)$$

Introducendo ora le seguenti definizioni:

$$K_R = \frac{k_i k_a}{k_d} \qquad T_R = \frac{1}{k k_d} \qquad K_B = \frac{k_b}{k_a} \qquad (7.8)$$

otteniamo:

$$\Delta P_i = \frac{K_R}{1 + s T_R} (-\Delta F + K_B \Delta B) \qquad (7.9)$$

Questa è l'equazione che troviamo con la sola azione tachimetrica. Se come si fa comunemente introduciamo anche un'azione accelerometrica del tipo $k_a' df/dt$ (migliora la risposta dinamica del sistema), troviamo:

$$\Delta P_i = K_R \frac{1 + sT_1}{1 + sT_R} (-\Delta F) + \frac{K_R}{1 + sT_R} (K_B \Delta B) \quad (7.10)$$

Analizziamo ora il comportamento del regolatore a regime a seguito di una variazione ΔF della frequenza e con $\Delta B=0$:

La 7.10 diventa:

$$\Delta P_i = K_R \frac{1 + sT_1}{1 + sT_R} (-\Delta F) = G_1(-\Delta F) \quad (7.11)$$

Applicando il teorema del valore finale all'equazione 7.11 arriviamo ad avere per t tendente a infinito:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta P_i(t) = -K_R \lim_{t \rightarrow \infty} [\Delta f(t)] \quad (7.12)$$

Ciò sta ad indicare che per tutte le volte in cui $\Delta f(t)$ assume un valore costante a regime, il valore ΔP_i assume il valore:

$$\Delta P_i = -K_R \Delta f \quad (7.13)$$

Se consideriamo unitario il rendimento del gruppo turbina alternatore allora la 7.13 rappresenta anche la variazione di energia prodotta. Il fattore K_R è chiamato *energia regolante della macchina* e il suo valore dipende dai parametri del regolatore e dal parametro k_i .

Considerando costanti questi parametri per ogni condizione di funzionamento della macchina, possiamo disegnare la caratteristica statica rettilinea del gruppo di generazione:

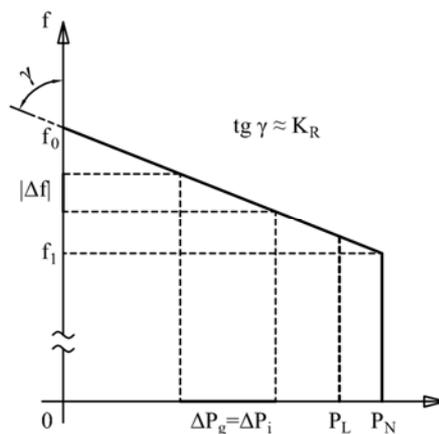


Figura 7.2 Caratteristica statica rettilinea del gruppo di generazione

La figura mostra come a regime permanente, ad una data potenza erogata corrisponde ad una determinata frequenza.

Dalla caratteristica possiamo ricavare il valore dell'*energia regolante della macchina* tramite la relazione:

$$K_R = \frac{P_N}{f_0 - f_1} = \frac{P_N}{\frac{f_0 - f_1}{f_N} f_N} \quad (7.14)$$

Definendo nella formula il parametro $\sigma = (f_0 - f_1)/f_N$ che viene chiamato *grado di statismo del regolatore*, otteniamo:

$$K_R = \frac{P_N}{\sigma f_N} \quad (7.15)$$

Per comprendere il significato di K_R possiamo fare un piccolo esempio: solitamente lo statismo del regolatore ha un valore che si aggira attorno al 5%; supponiamo che il gruppo di generazione abbia una potenza di 100MW, troviamo quindi che K_R vale:

$$K_R = \frac{100}{0.05 * 50} = 40 \frac{MW}{Hz} \quad (7.16)$$



Figura 7. 3 Pendolo di Watt. Fonte www.istitutomontani.it

Vediamo ora quale è l'effetto che ha il *variagiri* nella caratteristica statica del gruppo. Il variagiri è quel dispositivo che consente la variazione della posizione del punto B di fig. 7.1 attraverso un'azione manuale o con telecomando.

Ritornando alla relazione 7.10 e supponendo questa volta $\Delta F=0$, troviamo:

$$\Delta P_i = \frac{K_R}{1 + sT_R} K_B \Delta B \quad (7.17)$$

Applicando anche in questo caso il teorema del valore finale possiamo calcolare la risposta a regime a seguito di una variazione ΔB . In questo caso si ha, a regime:

$$\Delta P_i = K_R K_B \Delta b \quad (7.18)$$

La variazione della posizione del punto B quindi comporta la variazione della potenza immessa in turbina. Agendo sul variagiri si ottengono caratteristiche statiche che danno luogo alla stessa potenza al variare della frequenza.

Anti trasformando la 7.17 possiamo ricavare qual è il suo andamento in funzione del tempo a seguito di una sollecitazione a gradino. Il suo andamento sarà di tipo esponenziale con costante di tempo T_R . Sarà quindi:

$$\Delta P_i = K_R K_B \Delta b \left(1 - e^{-t/T_R}\right) \quad (7.19)$$

Le caratteristiche del regolatore studiato sono in linea di massima valide anche per regolatori di altri tipi di centrali (per esempio le termoelettriche) e anche per regolatori di più recente costruzione.



Figura 7. 4 Regolatore di velocità oleodinamico della centrale idroelettrica del Furlo lungo il fiume Candigliano. Fonte www.educambiente.it



Figura 7. 5 Regolatore di velocità oleodinamico. Fonte <http://www.educambiente.it/>



Figura 7. 6 Regolatore di velocità per turbina a vapore. Fonte <http://www.museibologna.it/>

7.2 Regolatore di velocità per impianto termoelettrico^[4]

L'esempio che prendiamo in esame nel caso di impianto termoelettrico è presentato nel seguente schema:

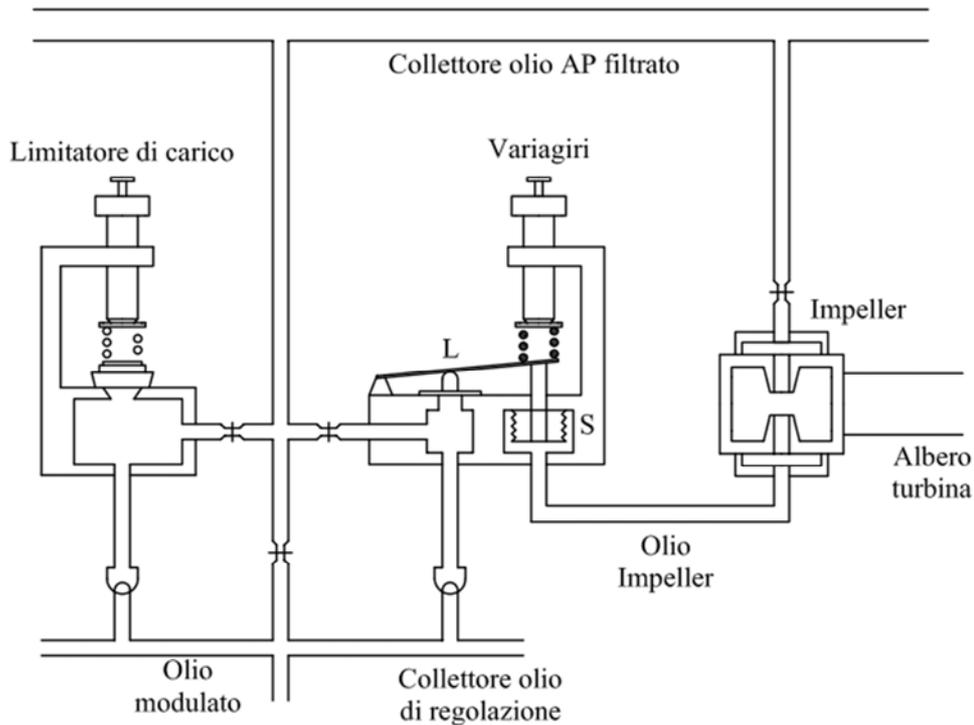


Figura 7. 7 Schema di un regolatore di velocità di un impianto idroelettrico

Il dispositivo che rileva la velocità di rotazione della turbina è l'impeller, o altrimenti detto anche impulsore. Il suo funzionamento si basa sul fatto di convertire la rotazione dell'albero della turbina in una pressione d'olio. questo dispositivo era costituito da un cilindro cavo coassiale all'albero della turbina con fori di ingresso e di uscita calibrati, attraversato da olio in alta pressione proveniente dal sistema alimentazione della turbina. Nel suo funzionamento e grazie alla particolare costruzione consentiva di ottenere a turbina in rotazione una pressione dell'olio in uscita dall'impeller praticamente proporzionale alla velocità di rotazione del gruppo di generazione.

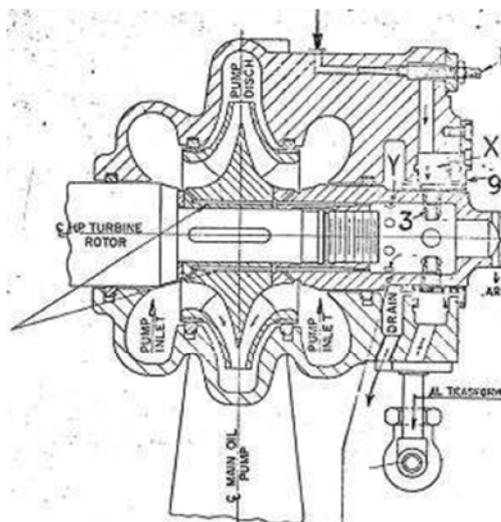


Figura 7. 8 Vista in sezione dell'impeller e dell'albero della turbina. Fonte [4]

Descriviamo ora il funzionamento del regolatore di velocità: partendo da una situazione di regime permanente (velocità costante), supponiamo che a seguito di un disturbo in rete, la velocità di rotazione aumenti. A seguito dell'aumento di velocità, e in base al funzionamento dell'impeller, la pressione in uscita da quest'ultimo aumenta. l'aumento di questa pressione provoca la compressione del soffietto indicato con la lettera S in figura 7.4. Di conseguenza l'asta indicata con la lettera L si alza e allontana la coppetta sottostante dalla sua sede. Si ha un aumento della sfuggita di olio dalla camera e la conseguente diminuzione di pressione del collettore dell'olio di regolazione. Olio di regolazione comanda direttamente il servomotore di comando delle valvole e una diminuzione della sua pressione provoca chiusura delle valvole. Ne deriva quindi una diminuzione della potenza in turbina in modo da contrastare l'aumento della velocità.

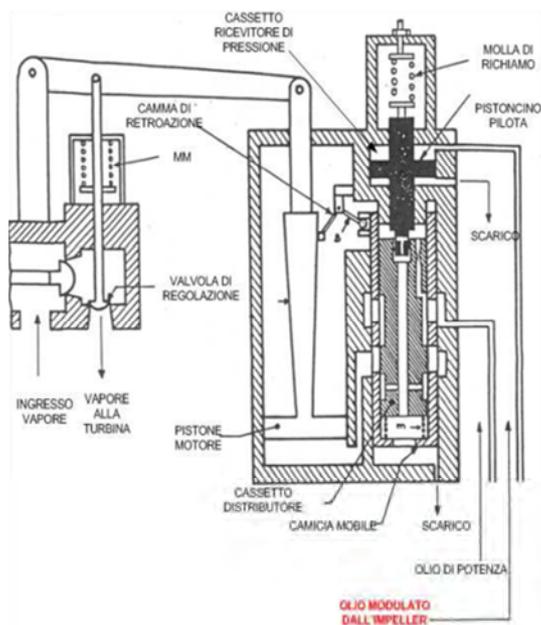


Figura 7. 9 Vista in sezione del servomotore di comando valvole. Fonte [4]

Nella figura 7.6 viene mostrato il servomotore di comando valvole che riceve l'olio modulato dal regolatore di velocità. Le sue parti principali sono: un cassetto ricevitore di pressione (riceve l'olio modulato dal regolatore), un cassetto distributore dotato di camicia mobile e una camma di retroazione di posizione (sposta la camicia del cassetto distributore in funzione dello spostamento del pistone motore).

Supponiamo di essere nel caso precedente. A seguito del disturbo si ha quindi la diminuzione della pressione dell'olio modulato; questo provoca lo spostamento verso l'alto del pistoncino pilota. Contemporaneamente al pistoncino pilota, viene spinto verso l'alto anche il cassetto distributore che apre le luci di reflusso dell'olio di potenza consentendo al pistone motore di abbassarsi e chiudere tramite il sistema di leve le valvole che regolano il flusso di vapore alla turbina. Si ha quindi la diminuzione di potenza in turbina.

7.3 Esempio di regolatore di velocità moderno

Analizziamo quali sono le soluzioni tecniche che sono utilizzate nella realizzazione dei moderni regolatori di velocità. Portiamo come esempio due interventi di revamping su impianti di produzione già precedentemente esistenti. Si tratta di "restaurare" i vecchi regolatori di velocità andando a sostituire quelle parti obsolete che possono essere sostituite da componenti più performanti e caratterizzati da caratteristiche facilmente modificabili a seconda delle necessità.

7.3.1 Revamping regolatore di velocità

Come già detto, i regolatori di velocità sono composti da un sensore di velocità e da un sistema che al variare della velocità va ad agire sul distributore della turbina.

Nei regolatori moderni, la rilevazione della velocità viene effettuata generalmente con la ruota fonica. La ruota fonica è composta da una ruota dentata e da uno o più sensori induttivi o ottici.



Figura 7. 10 Ruota fonica con sensori induttivi. Fonte [7]

I sensori induttivi sono costituiti da una bobina avvolta attorno a un magnete permanente. Grazie alla conformazione della ruota, il sensore rileva la variazione di flusso in corrispondenza ad ogni dente e invia un segnale alternato nel quale ogni picco corrisponde a un dente della ruota fonica. Si può quindi elaborare il segnale del sensore in modo da conoscere la velocità angolare della ruota fonica. Questo sistema di misura non presenta parti delicate in movimento ed è quindi molto più affidabile e richiede minor manutenzione rispetto ad esempio al pendolo di Watt.

Il segnale dei sensori induttivi va quindi inviato a un sistema in grado di elaborarlo e ricavarne il valore di velocità.

Esistono poi ruote foniche con sensori ottici (encoder); in questo caso, la ruota è costituita da un laser e un sensore che lo rileva quando tra i due non è presente un ostacolo. Questi sensori vengono posizionati in modo da rilevare la presenza dei denti della corona. Alla rotazione della ruota si avrà in uscita del sensore una sequenza di impulsi la cui frequenza sarà proporzionale alla velocità di rotazione.

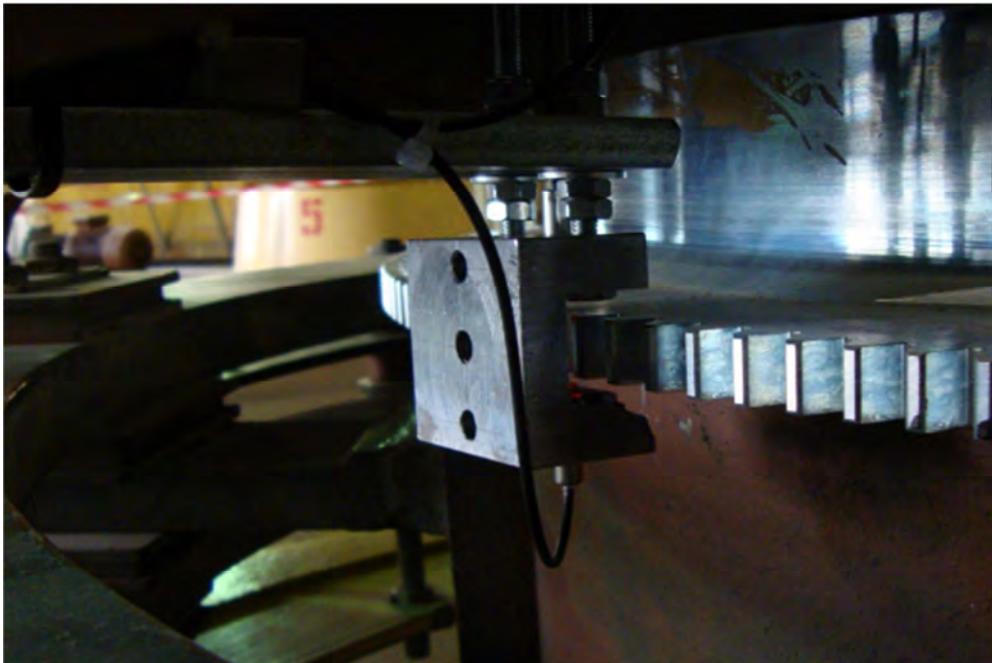


Figura 7. 11 Ruota fonica con sensori ottici. Fonte [7]

Un'altra importante modifica al sistema di controllo è l'introduzione dei sensori di posizione LVDT (linear variable differential transformer). Questi sensori danno in uscita un segnale di corrente compreso tra 4 e 20 mA proporzionale alla posizione assunta. Non svolgono funzioni di regolazione, ma forniscono soltanto un feedback sulla posizione dei cilindri del sistema oleodinamico al sistema di controllo.

I sensori LVDT sono composti da un avvolgimento primario e due secondari avvolti in senso opposto su un nucleo magnetico. Il nucleo mobile chiude il circuito magnetico con i due secondari. A

seconda della sua posizione si hanno nei due secondari determinati valori della tensione di uscita in quanto è diversa la forza elettromotrice indotta. Conoscendo la relazione tra tensione di uscita e posizione del nucleo mobile, si può determinare la variazione di posizione dell'oggetto solidale a quest'ultimo.

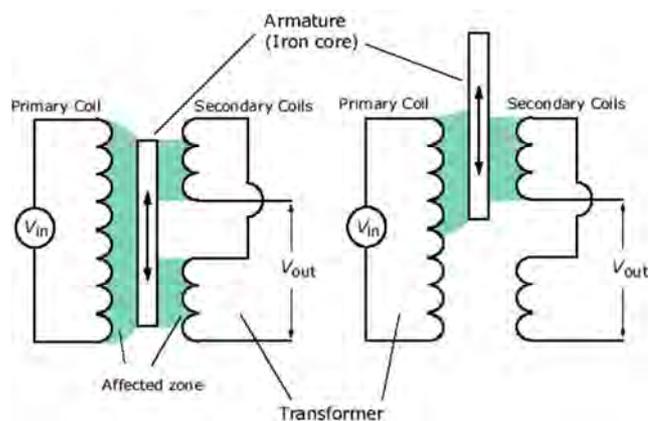


Figura 7. 12 Principio di funzionamento di un LVDT. Fonte dito www.efunda.com



Figura 7. 13 LVDT installato sul distributore della turbina. Fonte [7]

Il sistema oleodinamico viene modernizzato, oltre che con l'introduzione degli LVDT, anche con l'utilizzo di attuatori lineari per la movimentazione dei cilindri comandati da un controllore a microprocessori. Schematicamente il sistema oleodinamico si può così rappresentare:

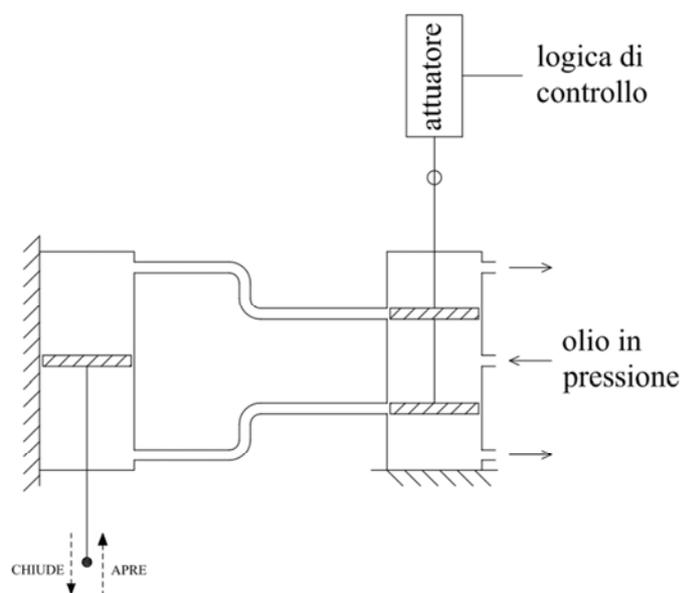


Figura 7. 14 Schema regolatore di velocità con attuatore

Tutto il sistema come già detto viene controllato da un controllore a microprocessore. A questo controllore giungono tutti i segnali necessari per la regolazione dell'impianto, a partire dalla velocità di rotazione del gruppo di generazione. Nel controllore è possibile inserire tutti i modelli matematici dei componenti dell'impianto che entrano in gioco nella regolazione della velocità come il modello del distributore e della condotta forzata. In base ai segnali di ingresso e ai modelli matematici inseriti, il controllore comanda in uscita gli attuatori e riceve i feedback di posizione dagli LVDT. Ovviamente i parametri del regolatore così ottenuti devono soddisfare quelli richiesti dall'ente distributore, per esempio lo statismo.

Con questi interventi di modernizzazione degli impianti si riesce a ottenere un ciclo di regolazione con un margine di fase maggiore rispetto al regolatore oleodinamico precedente.

È possibile inoltre monitorare da remoto in tempo reale le condizioni dell'impianto, sempre tramite il controllore.

Il sistema deve presentare una grande affidabilità e continuità di esercizio, per questo si installano due controllori di cui uno è il master e l'altro è lo slave. In questo modo è assicurata la continuità di esercizio dell'impianto anche in caso di guasto a uno dei controllori. Stessa regola vale per i sensori di misurazione della velocità: i sensori utilizzati sono due o più di due.



Figura 7. 15 Controllore a microprocessori Emerson Ovation per il controllo della regolazione di velocità con moduli ingresso/uscita. Fonte [4]

7.4 Metodi di controllo innovativi[9]

Il crescente numero di interconnessioni, l'aumento della tensione delle linee di trasmissione e la domanda di energia ha portato a una revisione della progettazione dei regolatori. Per ottenere tutto il potenziale di un dato impianto si devono quindi utilizzare tecniche e strutture di controllo avanzate per ottenere il massimo in un ampio range delle condizioni di funzionamento.

La teoria comunemente utilizzata per il controllo dell'impianto è quella SISO (single input single output). L'uso di segnali supplementari (per esempio segnali in arrivo dagli LVDT) ha sicuramente migliorato le performance dei regolatori cambiando la struttura di controllo con più variabili di ingresso. La teoria classica però non fornisce una metodologia di progettazione per i controllori con più variabili.

Un metodo di controllo speciale che è possibile implementare è il sistema SIMO (single input multi output) che può gestire diverse variabili. Lo schema a blocchi del regolatore SIMO è il seguente:

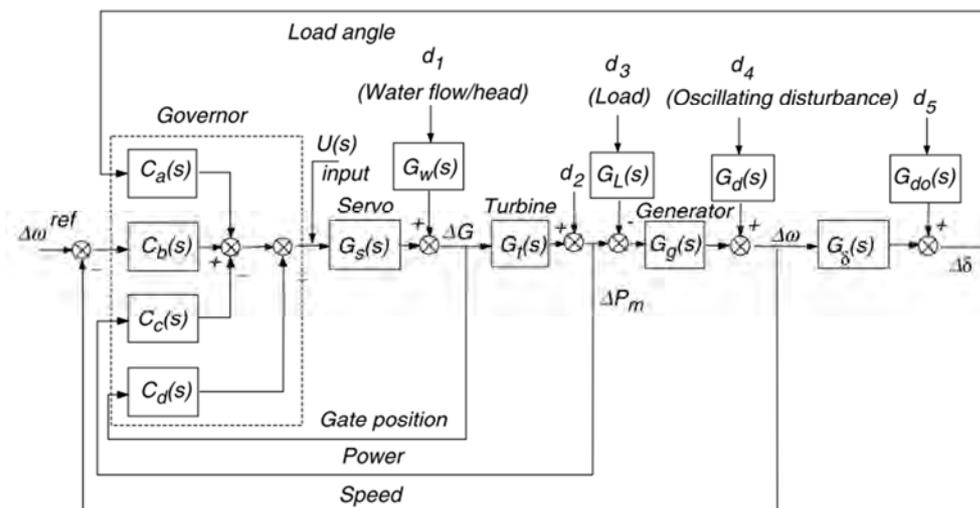


Figura 7. 16 Schema regolatore di velocità SIMO. Fonte [9]

Le grandezze di principale interesse sono:

- $U(s)$ input al servomotore,
- $\Delta\omega(s)$ variazione di velocità,
- $\Delta G(s)$ variazioni di posizione del distributore,
- $\Delta P_m(s)$ variazioni di potenza in uscita dalla turbina
- $\Delta\delta(s)$ variazione angolo di carico,
- $\Delta\omega^{ref}$ riferimento di variazione di velocità,

Il modello del sistema idraulico usato è simile a quello visto nei capitoli precedenti e presenta la risposta in frequenza di figura 7.15. La funzione di trasferimento adottata è del terzo ordine in modo da approssimare al meglio il reale comportamento dell'impianto:

$$G_t(s) = \frac{-0.28246 s^3 + 0.712265s^2 - 15.6028 s + 9.8413}{0.14123 s^3 + 0.71572 s^2 + 7.80143 s + 9.8837} \quad (7.19)$$

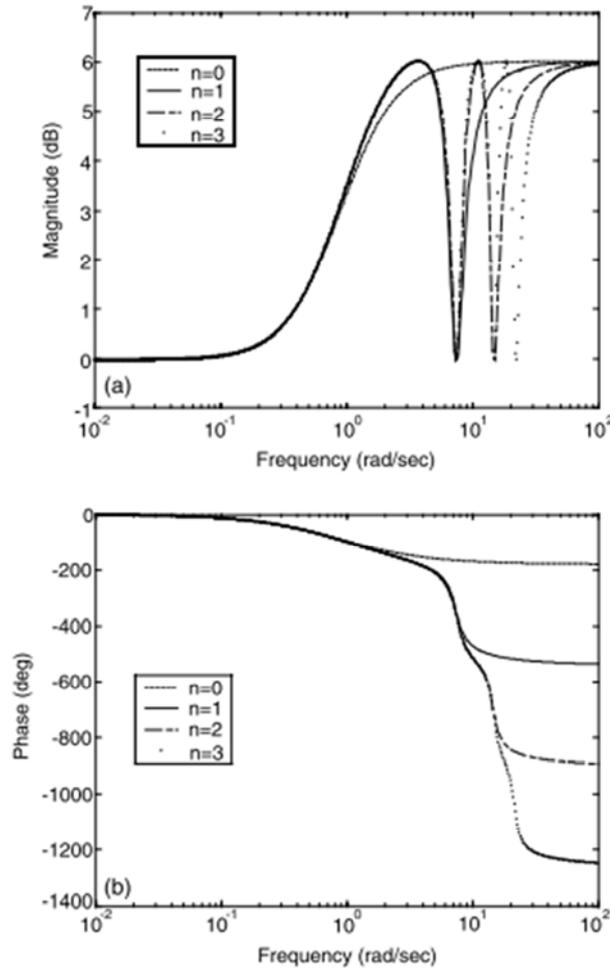


Figura 7. 17 Risposta in frequenza del sistema idraulico adottato per la simulazione. Fonte [9]

Il modello del generatore usato è il seguente:

$$(2Hs + D)\Delta\omega(s) = \Delta P_m(s) - \Delta P_{LOAD}(s) \quad (7.20)$$

dove H è l'inerzia e D è lo smorzamento del generatore, mentre ΔP_{LOAD} è l'aumento del carico.

Il modello del servomotore usato è il seguente:

$$G_s(s) = \frac{1}{(T_p s + 1)(T_s s + 1)} \quad (7.20)$$

dove T_p e T_s sono le costanti di tempo del sistema di comando e del servomotore.

Le funzioni di trasferimento dei blocchi del regolatore con il sistema di controllo SIMO si ricavano attraverso un procedimento lungo e complicato. In questo elaborato verranno spiegati i passi principali; si rimanda a [9] per maggiori dettagli in merito.

Per il dimensionamento del controllore viene usata l'ottimizzazione H_∞ (per maggiori dettagli si rimanda a [9] e a [15]). Con questa metodologia di design si usano delle funzioni peso che vanno a minimizzare la norma di un sistema di n input e m output.

L'obiettivo è quello di ottenere un sistema che risponda efficacemente al variare del parametro di ingresso ma che sia insensibile ai disturbi che intervengono nel ciclo di regolazione; inoltre deve

funzionare anche al variare, entro certi limiti, dei parametri principali dell'impianto. Il sistema così ottenuto viene quindi confrontato con i classici sistemi di controllo che prevedono regolatori PI e PID.

La risposta dei tre diversi sistemi di controllo viene confrontata con un segnale di ingresso a gradino. Per gli impianti di produzione è particolarmente importante che l'overshoot sia il più limitato possibile (per evitare problemi alla turbina).

La risposta al gradino dei tre diversi sistemi presenta le seguenti caratteristiche:

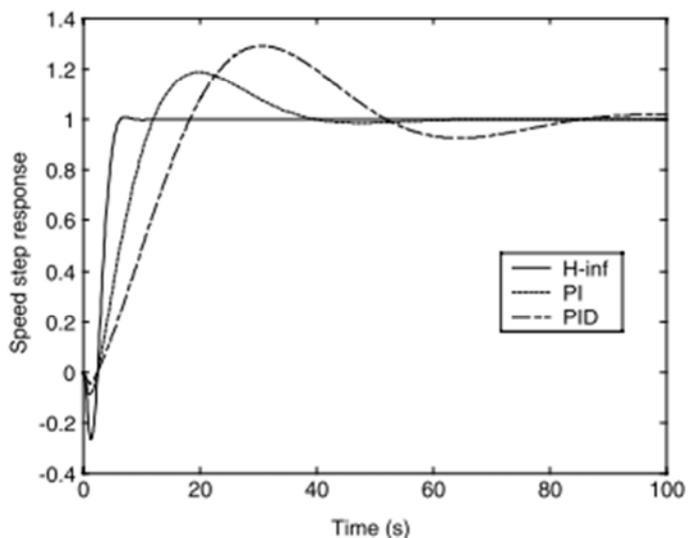


Figura 7. 18 Risposta al gradino del sistema di regolazione SIMO

Vediamo dalla figura che il sistema migliore risulta quello dimensionato con l'ottimizzazione H_{∞} . La risposta infatti presenta un minor tempo per arrivare a regime e un overshoot molto limitato rispetto ai regolatori PI e PID.

Nella prossima figura possiamo vedere invece come risponde il sistema alla variazione del carico elettrico:

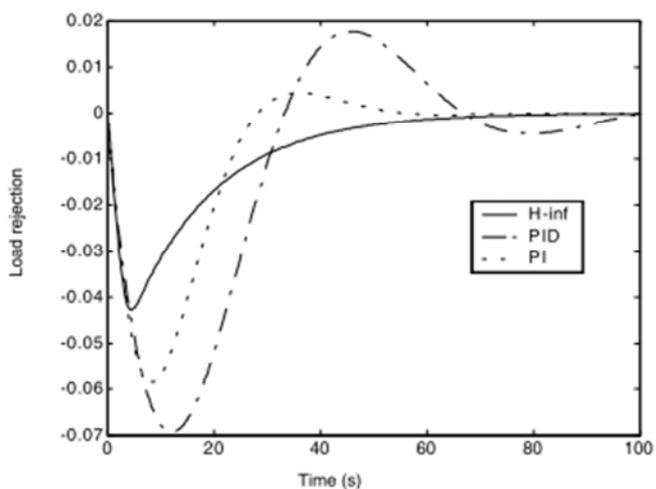


Figura 7. 19 Risposta del regolatore alla variazione del carico elettrico

Vediamo come nel caso studiato l'ottimizzazione H_∞ sia decisamente la soluzione migliore per l'impianto. La sua risposta non presenta oscillazioni e va a regime in un tempo minore. L'impianto di produzione risulta quindi meno sollecitato e risponde prontamente alle variazioni del carico.

7.5 Confronto prestazioni pre-post revamping

Per un veloce confronto tra le prestazioni prima e dopo il revamping di un regolatore, possiamo utilizzare i dati dell'impianto presenti in [4] ed effettuare una simulazioni in Simulink della risposta al gradino dei due sistemi.

Lo schema in Simulink è il seguente, e l'impianto studiato è del tipo termoelettrico:

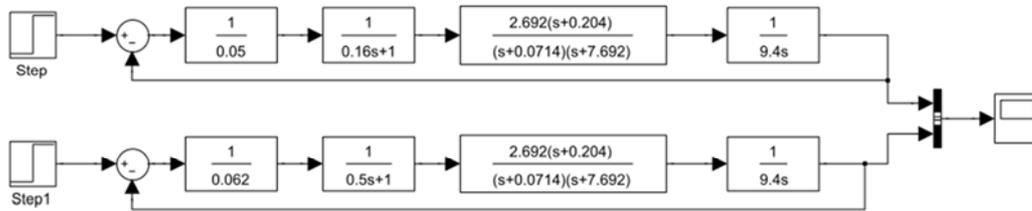


Figura 7. 20 Schema dei regolatori pre e post revamping

La simulazione mostra i seguenti risultati:

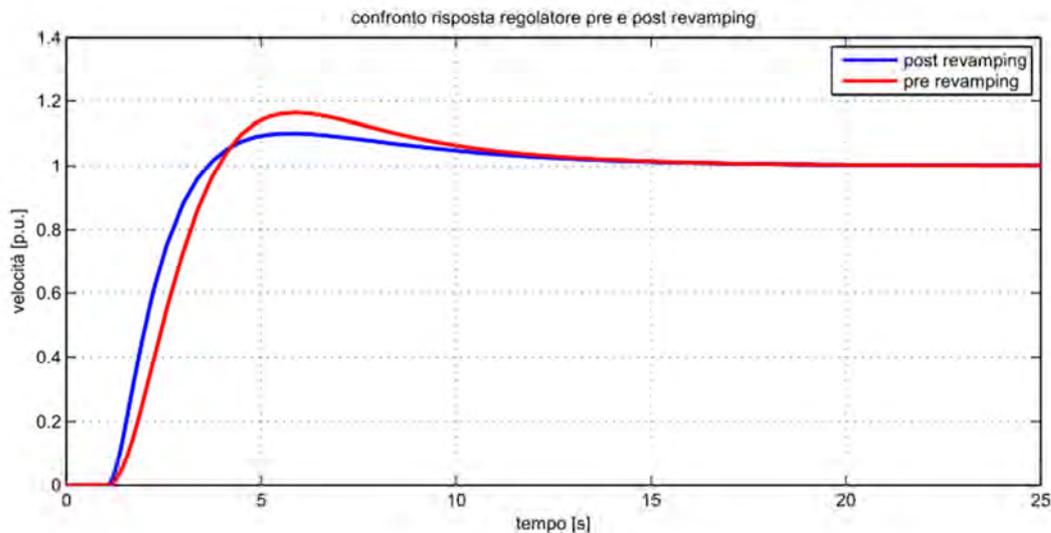


Figura 7. 21 Risposta al gradino dei regolatori pre e post revamping

Dalla simulazione si vede come le prestazioni siano migliorate dopo il revamping del regolatore. la risposta al gradino del regolatore dopo il revamping presenta una sovra elongazione ridotta (minore stress all'impianto di produzione) e una risposta più veloce alla variazione di frequenza.

La migliore risposta al gradino è una delle migliori che si va ad aggiungere agli altri vantaggi descritti in questo capitolo.

Capitolo 8

Caratteristiche richieste ai regolatori di velocità

8.1 Regolazione della frequenza

Il processo di regolazione della frequenza è composto dalle seguenti tre fasi:

- regolazione primaria,
- regolazione secondaria
- regolazione terziaria.

In seguito a un disturbo che provoca un aumento o una diminuzione della frequenza, si succedono nel tempo le fasi come nell'ordine scritto. Alla fine si otterrà nuovamente il valore di frequenza nominale del sistema.

8.1.1 Regolazione primaria

La regolazione primaria inizia negli istanti successivi al cambiamento della frequenza della rete. Viene eseguita in maniera automatica dai regolatori di velocità dei singoli gruppi di produzione. L'azione del regolatore di velocità, che rileva la variazione di frequenza, è quella di aumentare, a fronte di una diminuzione della frequenza (supponendo una perdita di potenza di generazione), la potenza erogata dal proprio motore primo.

Considerando la totalità dei generatori che effettuano la regolazione primaria, la potenza immessa nel sistema viene progressivamente aumentata fino a compensare quella perduta. I gruppi citati dovranno quindi avere una riserva di potenza da poter sfruttare; questa potenza viene definita *riserva di regolazione primaria*.

L'azione autonoma dei regolatori cessa nel momento in cui l'equilibrio della potenza in rete viene ristabilito e quindi la frequenza assume un valore costante. Al termine della regolazione primaria, la rete avrà una frequenza inferiore a quella di programma e la riserva complessiva di regolazione sarà anch'essa inferiore a quella precedente il disturbo. Cambia in generale anche il valore della potenza importata da altre reti, poiché anch'esse hanno contribuito a sopperire alla perdita di generazione ipotizzata.

L'ente che definisce le unità di produzione che partecipano alla regolazione primaria è Terna SpA, che gestisce la Rete di Trasmissione Nazionale. Terna prescrive che il servizio di regolazione primaria è obbligatorio per tutte le unità di produzione con potenza efficiente (potenza massima che l'unità di produzione può produrre con continuità, nel caso di impianti termoelettrici, o per un determinato numero di ore per gli impianti idroelettrici) non inferiore a 10 MW, ad eccezione di impianti di fonti rinnovabili non programmabili.

La regolazione del regolatore deve essere sempre automatica, e in particolare, per le unità termoelettriche, la regolazione deve essere coordinata con il frequency-bias, mentre per gli impianti idroelettrici non deve essere limitata né in gradiente né in banda, ma solo vincolata ai parametri idraulici degli organi di regolazione e dalla disponibilità energetica. In ogni caso il gradiente di regolazione di velocità deve essere superiore a quello della regolazione secondaria.

Terna prescrive anche quelle che devono essere le prestazioni funzionali minime dei regolatori di velocità:

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

Sapendo che all'occorrenza le unità di produzione devono poter erogare una potenza supplementare per riportare l'equilibrio in rete, queste non possono lavorare costantemente alla loro potenza massima, ma devono avere un certo margine disponibile. Il margine che Terna chiede ai distributori non deve essere inferiore a 1,5% della potenza efficiente dichiarata nel RUP (registro delle unità di produzione), quando la potenza erogata è pari alla potenza massima erogabile o è pari alla potenza minima erogabile. In base a questo, l'unità di produzione può essere esercitata nel campo di funzionamento ammissibile seguente:

- $P_{\min} = P_{MT} + 1,5\% P_{\text{eff}}$

$$- P_{MAX} = P_{max\ erogabile} - 1,5\% P_{eff}$$

con P_{MT} potenza di minimo tecnico

Diversi requisiti hanno gli impianti situati in Sardegna e Sicilia: queste unità di produzione devono avere a disposizione una riserva primaria non inferiore al 10% della propria potenza efficiente; da questo valore derivano conseguentemente le potenze a cui questi impianti possono lavorare.

Nel caso di regolazione primaria della frequenza, si possono distinguere due casi:

- fornitura del servizio in condizioni normali di esercizio,
- fornitura del servizio in condizioni di emergenza.

In condizioni normali di esercizio, ogni unità di produzione che deve erogare una quota ΔP_e della banda di riserva primaria disponibile tenendo conto della variazione di frequenza Δf e del grado di statismo permanente σ_p impostato nel regolatore secondo la relazione:

$$\Delta P_e = - \frac{\Delta f P_{eff}}{50 \sigma_p} 100 \quad (7.1)$$

Di questa quota non è consentita nessuna limitazione in gradiente e ampiezza. Si devono in oltre rispettare i seguenti requisiti:

- 1) entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno metà della potenza espressa dalla 7.1.
- 2) entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la potenza richiesta dall'7.1.

Se il transitorio di frequenza si prolunga oltre i 30 secondi, le unità di produzione devono proseguire con l'aumento o diminuzione di potenza erogata in funzione della variazione di frequenza. Quando le unità di produzione hanno messo in gioco la totale ΔP_e devono essere in grado di mantenere la nuova potenza erogata per almeno 15 minuti consecutivi.

Per le condizioni di emergenza, la potenza da fornire è sempre quella espressa dalla 7.1. Le unità di produzione devono fornire tutta la potenza disponibile fino al raggiungimento di uno dei limiti tecnici (massimo e minimo), dichiarati nel RUP. La potenza deve essere fornita con il massimo gradiente tollerabile dall'impianto, certificato con prove di tipo: non si deve arrivare a compromettere il funzionamento continuativo dell'impianto sia per motivi elettrici, termici o meccanici. Tale gradiente deve essere superiore al 3% al minuto della P_{eff} . Anche in questo caso, la nuova potenza erogata dall'unità di produzione deve essere mantenuta per almeno 15 minuti consecutivi.

A seconda del tipo di impianto, Terna prescrive che i regolatori di velocità siano tarati come segue:

- impianti idroelettrici:
 - o grado di statismo 4%;
 - o banda morta intenzionale non superiore a ± 10 MHz
- impianti termoelettrici:
 - o grado di statismo 5%;

- banda morta intenzionale non superiore a ± 10 mHz per le unità a vapore a ciclo semplice, ± 20 mHz per le unità turbogas o a ciclo combinato.

Per le unità di non recente costruzione sono ammesse delle deroghe: non si deve superare il valore di ± 30 mHz. Per quanto riguarda le turbine a gas, che hanno una potenza prodotta che varia sensibilmente con le condizioni ambientali, Terna impone che il profilo di potenza offerto sia preventivamente calcolato in funzione della temperatura prevista, utilizzando i diagrammi di prestazione fornite dal costruttore (ad ogni valore di temperatura corrisponde un certo valore massimo di potenza erogabile). Questi impianti devono comunque essere in grado di fornire la banda di riserva anche a temperature diverse da quelle previste.

8.1.2 Regolazione secondaria

La regolazione secondaria ha lo scopo di riportare la frequenza di rete e la potenza importata da altre reti interconnesse ai rispettivi valori di programma. Come la regolazione primaria, anch'essa viene effettuata dai regolatori di velocità dei gruppi, ma sotto il controllo di un dispositivo automatico centralizzato denominato *Regolatore di Rete* (invia un segnale ai regolatori di velocità chiamato *Livello di Regolazione*). Tale regolatore è sensibile all'errore Δf di frequenza e all'errore ΔP_s sulla potenza importata, modifica i set point dei singoli regolatori di velocità, aumentando ulteriormente la potenza erogata dai gruppi fino a riportare frequenza e potenza importata ai valori prestabiliti.

I gruppi che partecipano a questa regolazione devono necessariamente avere una *riserva di regolazione secondaria*.

I requisiti funzionali che devono avere i regolatori di velocità sono i seguenti:

- essere in grado di ricevere il segnale di riferimento di potenza dal Regolatore centralizzato, variabile tra 0 e 100%, riferito alla riserva di regolazione secondaria disponibile,
- se l'impianto è suddiviso in più gruppi, deve essere dotato di un dispositivo che ripartisca la potenza attiva sui vari gruppi presenti.

La riserva di regolazione secondaria che le unità di produzione devono mettere a disposizione è:

- il maggiore tra ± 10 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima per le unità termoelettriche,
- il $\pm 15\%$ della potenza massima per le unità idroelettriche.

Le unità di produzione che svolgono sia la regolazione primaria che secondaria, devono ovviamente rendere disponibile una riserva totale data dalla somma della riserva primaria e secondaria.

Per l'erogazione della riserva il gradiente di potenza non deve essere inferiore alla variazione del segnale di livello di teleregolazione (dipende da una costante di tempo integrale impostata nel regolatore di rete).

8.1.3 Regolazione terziaria

Una volta terminata la fase di regolazione secondaria, supponendo a seguito di una diminuzione di frequenza, sono diminuite le riserve di regolazione secondaria, che devono quindi essere ricostituite. Nella regolazione terziaria il gestore della rete di trasmissione nazionale impartisce ai singoli produttori delle disposizioni di esercizio, per esempio l'entrata in servizio di gruppi di generazione di riserva o la variazione di potenza prodotta da quelli in servizio. Questa regolazione quindi non è automatica ma viene eseguita manualmente su richiesta

Conclusioni

Nell'elaborato sono stati descritti come erano e come vengono ora realizzati i regolatori di velocità per le centrali termoelettriche ed idroelettriche.

A conclusione di questo è interessante sottolineare quali siano i vantaggi di adeguare i regolatori di velocità con l'inserimento di nuove tecnologie in diverse parti dell'anello di regolazione.

Con la sostituzione dei sensori di velocità da meccanici a induttivi è possibile avere più misure di velocità da inviare al regolatore a microprocessore. Inoltre, la minor presenza di parti in movimento consente di migliorare ulteriormente l'affidabilità di questa parte importante del regolatore.

L'innovazione più importante nei nuovi regolatori è sicuramente l'introduzione del regolatore a microprocessore. Questo dispositivo, attraverso schede di acquisizione, può ricevere segnali di input come la velocità di rotazione del gruppo o la posizione (e quindi l'apertura) della valvola di immissione in turbina. Nel regolatore si possono implementare le funzioni di trasferimento caratteristiche dell'impianto regolato in modo da ottenere come risultato la replica virtuale del sistema da controllare. In base a questo è possibile raggiungere le migliori prestazioni di regolazione. Le schede di output del regolatore vanno a comandare l'apertura o chiusura delle valvole in base all'evoluzione del segnale di ingresso. I dispositivi che agiscono sulle valvole possono essere cilindri idraulici o attuatori lineari controllati da circuiti idraulici o elettricamente. La loro posizione viene monitorata da uno o più sensori di posizione lineare in modo da avere un segnale di feedback (non svolge funzioni di regolazione).

Tutti questi provvedimenti portano in estrema sintesi i seguenti importanti vantaggi:

- minor manutenzione sull'impianto
- prestazioni (margine di fase e frequenza di taglio aumentati) e miglior sfruttamento dell'impianto
- gestione remota per il controllo e il comando dell'impianto
- affidabilità del regolatore (ridondanza di sensori e controllori a microprocessore)
- adeguamento dei regolatori ai parametri stabiliti dal gestore della rete

Viene poi presentato un sistema di controllo in cui vengono considerati svariati segnali per il controllo dell'impianto, come per esempio la posizione delle valvole di immissione, la potenza erogata e l'angolo di carico. questi segnali si aggiungono a quello di velocità. Questa tipologia di controllo viene chiamata SIMO (single input multi output) e per ottenere le massime prestazioni non è sufficiente progettare il regolatore classico PI o PID. In questo caso la progettazione è molto più complessa e richiede l'ottimizzazione H_∞ che richiede l'uso di matrici e di una funzione peso (vedi bibliografia). I risultati ottenuti con quest'ultima teoria di progettazione mostrano delle prestazioni nettamente migliori sotto tutti gli aspetti rispetto alla teoria classica dei regolatori PI e PID.

Appendice 1

Introduzione a Simulink

A1.1 Matlab

Matlab, abbreviazione di Matrix Laboratory, è un linguaggio di programmazione per applicazioni scientifiche e numeriche che offre un vasto set di funzioni predefinite, con la possibilità di scriverne di nuove. L'elemento di base di Matlab è un array (vettore), questo consente un facile utilizzo ed elaborazione delle matrici attraverso algoritmi più semplici di quelli che sarebbero necessari con l'uso di un linguaggio diverso tipo Fortran o C. È usato in ambiente universitario come attrezzo didattico, ma anche utile nell'ingegneria, nella matematica e nella scienza.

Nel programma sono presenti delle toolboxes che offrono delle soluzioni specifiche per risolvere determinate categorie di problemi. Alcune di queste toolboxes sono:

- elaborazione dei segnali,
- sistemi di controllo;
- simulazione e molti altri.

Quello che viene utilizzato nelle nostre analisi è la simulazione, tramite l'uso di Simulink.

Simulink è un ambiente per la modellizzazione, l'analisi e la simulazione di sistemi matematici e fisici. Offre un'interfaccia grafica per la costruzione di modelli tramite schemi a blocchi, presenti in una libreria di blocchi predefiniti. La modellizzazione di un sistema risulta quindi essere veloce e relativamente semplice e consente di visualizzare i risultati in tempo reale durante la simulazione.

Per avviare Simulink è sufficiente digitare 'simulink' nel command window di Matlab oppure fare click sull'apposito pulsante in alto a sinistra.

A1.2 Simulink

Una volta aperto Simulink si presenta all'utente una finestra:

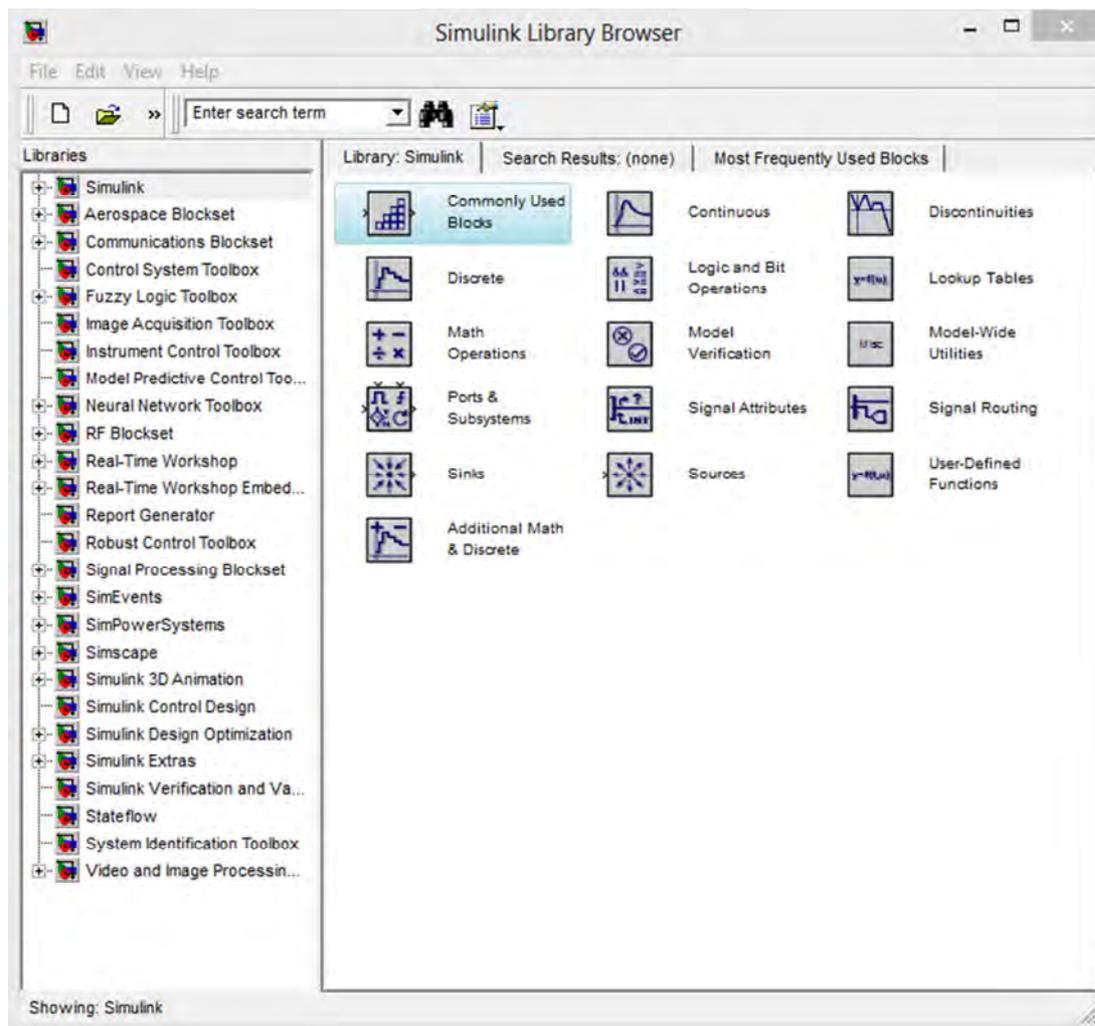


Figura A1. 1 Libreria Simulink

A sinistra sono presenti tutte le categorie che contengono blocchi specifici per determinate applicazioni, a destra è possibile navigare nelle sottocategorie di ogni sezione. Da questa finestra è possibile caricare oppure creare un nuovo file.

Cliccando sull'icona con il foglio bianco si inizia a operare su un nuovo file, dove sarà necessario inserire vari blocchi e collegarli tra loro per costruire il nostro sistema da analizzare.

A1.3 Costruzione schema a blocchi

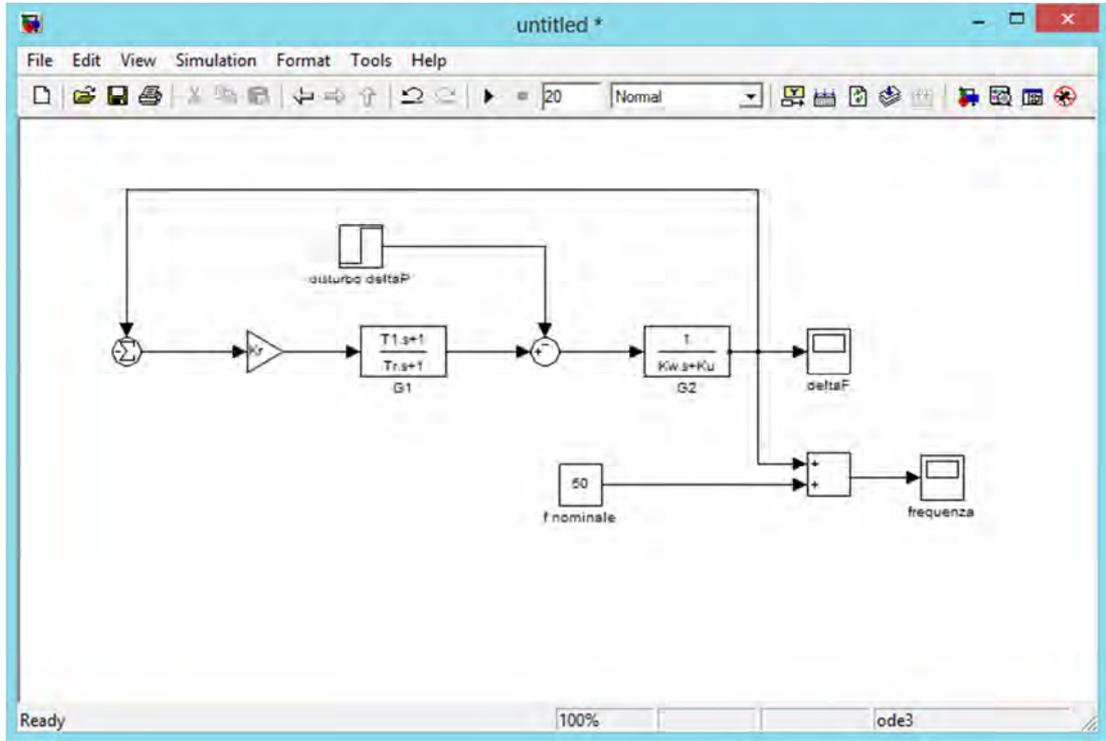


Figura A1. 2 Foglio Simulink

Per costruire il sistema sono stati inseriti i blocchi necessari presi dalle librerie presenti nel programma. Si possono notare i blocchi con le funzioni di trasferimento, la sorgente di segnale a gradino, i blocchi sommatore, e i blocchi che consentono la visualizzazione delle grandezze scelte nel tempo. Per ogni blocco è possibile definire delle proprietà, per esempio i valori dei coefficienti delle funzioni di trasferimento,

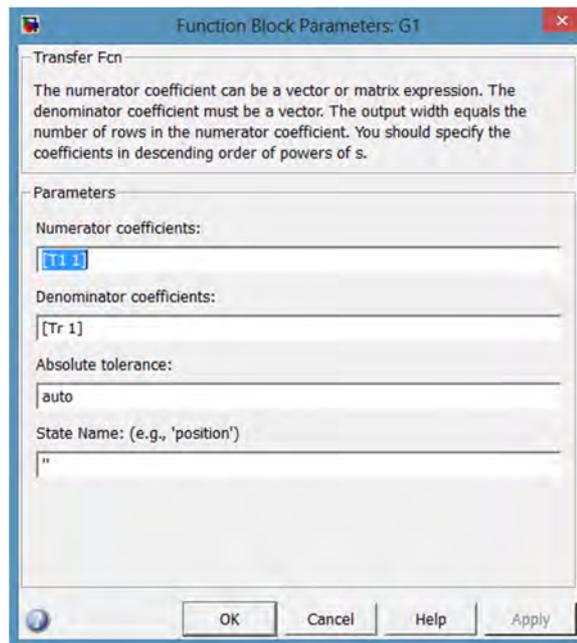


Figura A1. 3 Finestra impostazione parametri blocco G1

vari parametri che caratterizzano il disturbo a gradino

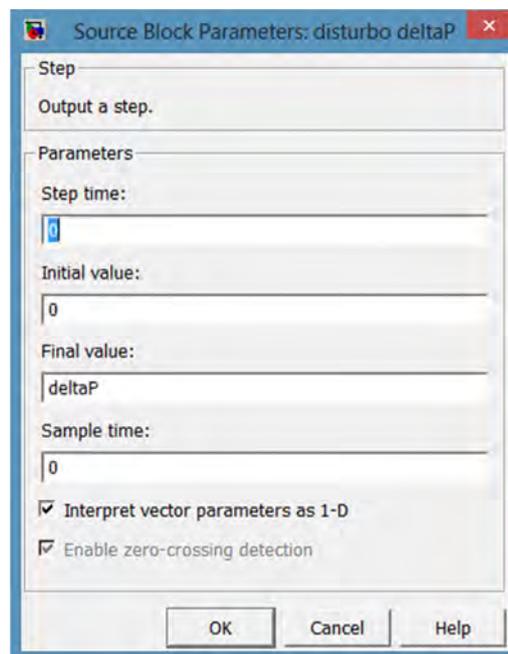


Figura A1. 4 Finestra impostazione parametri blocco disturbo deltaP

lo stesso vale per i blocchi sommatori e il guadagno K_r .

I valori impostati nelle proprietà dei singoli blocchi possono essere numerici oppure nomi di variabili che saranno definite e aggiunte nel workspace tramite script o command window. Il fatto di usare delle variabili è comodo in quanto in questo modo, con la costruzione di uno script, è possibile effettuare simulazioni ripetute variando per esempio un paramatro di interesse.

In funzione di analisi successive alle simulazioni, torna utile una proprietà dei blocchi che graficano la soluzione del sistema: la possibilità di salvare su un vettore tutti i dati del grafico.

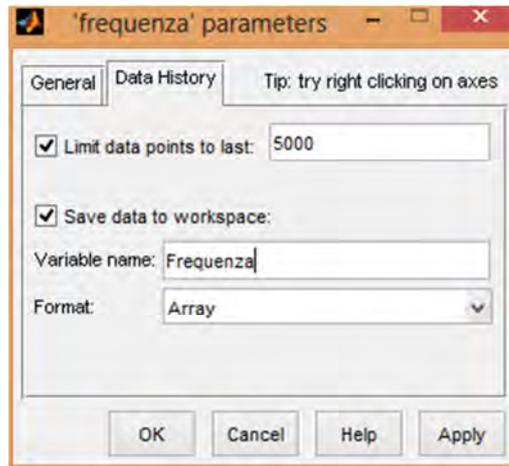


Figura A1. 5 Finestra salvataggio risultati delle simulazione

Una volta impostate le proprietà dei blocchi, è necessario impostare i parametri di simulazione:

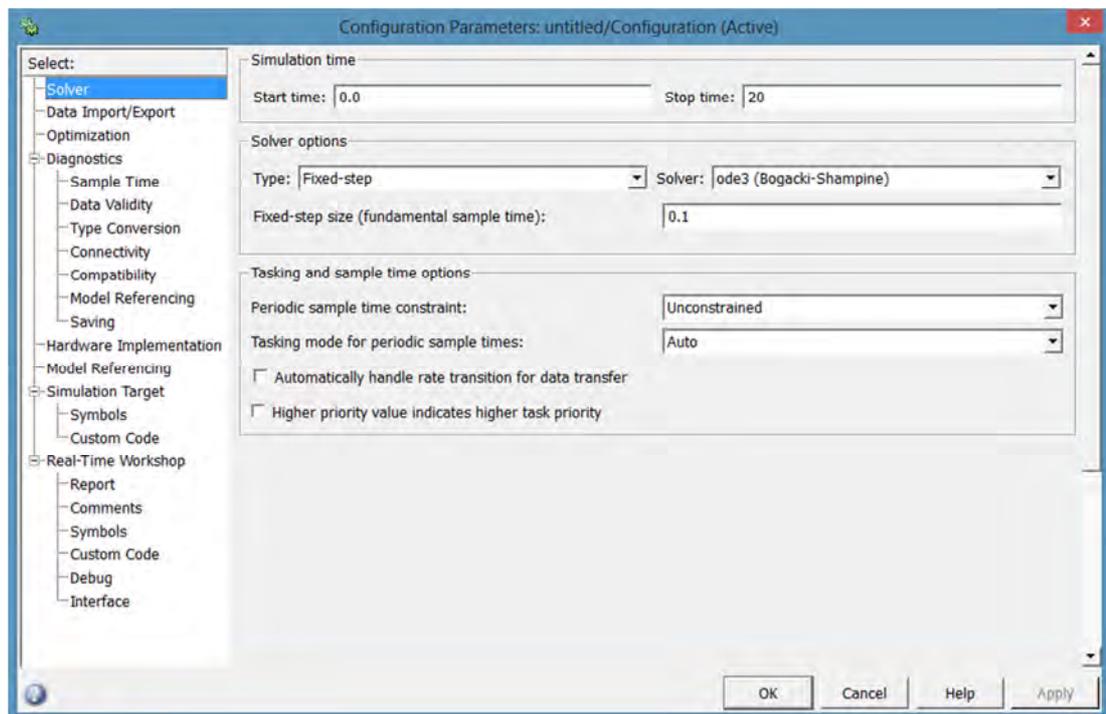


Figura A1. 6 Finestra di configurazione della simulazione

Le proprietà più importanti sono il tempo di simulazione ed eventualmente il tempo di campionamento, che può essere a passo fisso o variabile. Si può eventualmente scegliere anche l'algoritmo di risoluzione.

A1.4 Simulazione

Una volta impostato i vari parametri di interesse, è possibile avviare la simulazione tramite il pulsante play:



Figura A1. 7 Barra Simulink

Se tutti i parametri sono stati impostati correttamente, il programma non presenta messaggi di errore ed è possibile procedere alla visualizzazione dei risultati.

Se ci interessa visualizzare l'andamento di deltaF nel tempo sarà sufficiente fare doppio click sull'icona



A seguito del doppio click, ci verrà mostrata una finestra con il grafico in funzione del tempo

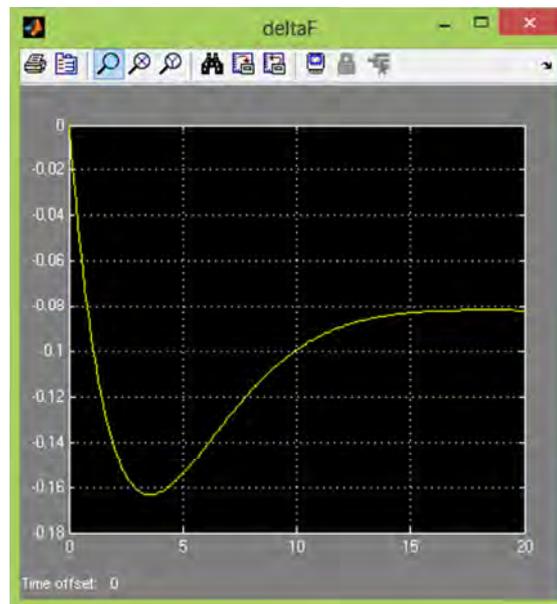


Figura A1. 8 Grafico risultante della simulazione

A1.5 Elaborazione dei risultati

Se il nostro scopo è soltanto quello di visualizzare l'andamento della forma d'onda non è necessario effettuare nessun'altra operazione. Se invece vogliamo analizzare e magari confrontare gli andamenti di un'uscita al variare di una grandezza del sistema, dobbiamo fare uso degli script.

Gli script non sono altro che m-file (file con estensione .m compatibili con Matlab) che contengono all'interno diverse istruzioni che Matlab esegue nel momento in cui lo script viene avviato. Tramite l'uso di questi file è possibile definire variabili e richiamare funzioni per effettuare le operazioni necessarie. Tutte le variabili usate negli script vengono automaticamente salvate nel workspace e quindi utilizzabili anche al di fuori dello script stesso.

In questo caso gli script possono essere usati per fare simulazioni ripetute al variare di una o più variabili del sistema, per poi confrontare l'andamento delle grandezze d'uscita in unico grafico, come nell'esempio seguente:

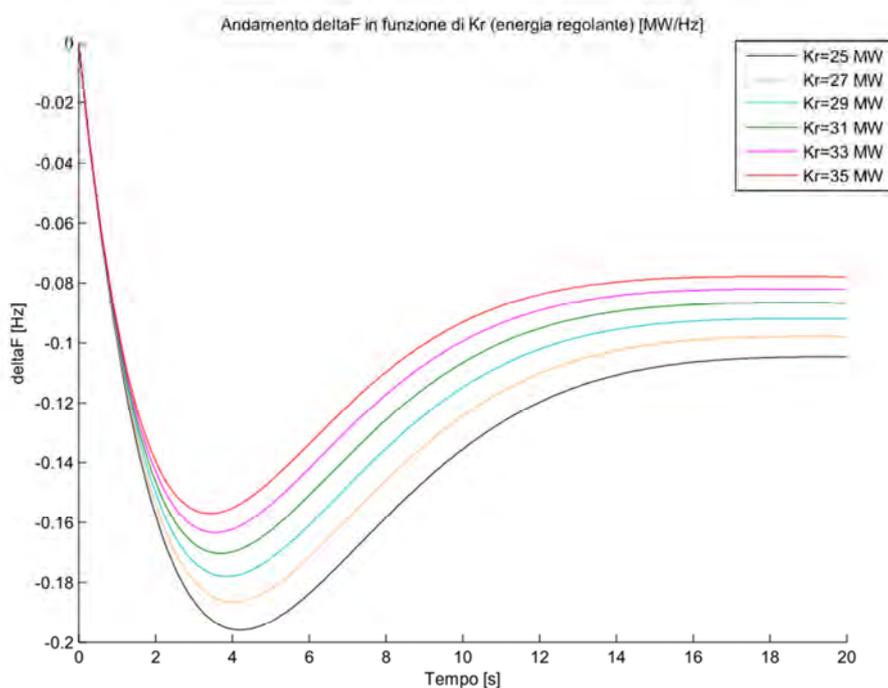


Figura A1.9 Grafico risultante con comparazione di diverse simulazioni al variare di un parametro

Nella figura A1.9 è mostrato il grafico che confronta l'andamento di deltaF al variare dell'energia regolante: è stato ottenuto tramite il seguente script:

```
Ku=3300000;%energia regolante carichi
Tr=10;
Tl=3;
Kw=24000000;%energia cinetica macchine rotanti
deltaP=3000000;%entità disturbo

for Kr=25000000:2000000:35000000
    sim('untitled')
    %delta(:,a)=deltaF(:,2);
    figure(2)
    hold on
```

```
plot(deltaF(:,1),deltaF(:,2))
title('Andamento deltaF in funzione di Kr (energia regolante)
[MW/Hz]')
xlabel('Tempo [s]')
ylabel('deltaF [Hz]')
end
```

Bibliografia

- [1] Fellin, L., & Benato, R. (2011). *Impianti Elettrici*. Wolters Kluwer Italia.
- [2] Marconato, R. (1985). *Sistemi elettrici di potenza* (Vol. 2). Milano: Cooperativa libreria universitaria del politecnico.
- [3] Paolucci, A. (1998). *Lezioni di trasmissione dell'energia elettrica*. Padova: CLEUP.
- [4] Da Lio F. (2010). *Analisi del revamping di un regolatore turbina di un gruppo di produzione da 320 MW*
- [5] Terna Spa. *Prescrizione tecnica - Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza*
- [6] Terna Spa. *Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza*
- [7] Viani D. *Revamping del sistema di controllo frequenza-potenza di una filiera di impianti idroelettrici di taglia media*
- [8] Manunza A., Maccioni A. *Analisi del comportamento dinamico delle centrali idroelettriche*
- [9] Eker I. *Governors for hydro-turbine speed control in power generation: a SIMO robust design approach*, *Energy conversion and management* 45 (2004) 2207-2221
- [10] Dulau M, Bica D., *Simulation of speed steam turbine control*, *Procedia Technology* 12 (2014) 716-722
- [11] P. Nelson, S. Muthukumar, *Frequency regulation by free governor mode of operation in power station*
- [12] E. Malusardi, G. Tagliabue, *La risposta delle centrali alla regolazione di frequenza: impatti tecnici/economici e vincoli sulle prestazioni per i vari tipi di centrale di nuova generazione e convenzionali*
- [13] ENTSOE, *Documentation on controller tests in test grid configurations*
- [14] Paradiso B. *Impianti idroelettrici e turbine idrauliche*, *Politecnico di Milano*
- [15] H. Kwakernaak *Robust control and H_∞ optimisation - Tutorial paper*, *Automatica*, Vol. 9, No. 2, pp. 255-273, 1993