CONTROLLO FREQUENZA/POTENZA

- INTRODUZIONE

Nell'ambito del corso, abbiamo valutato la dinamica della generazione di potenza meccanica per impianti idroelettrici e termoelettrici. In tutti i casi, la potenza meccanica viene erogata a fronte di una richiesta di apertura di un organo regolante (valvole turbina, ugello condotta forzata)

$$\delta K_V \longrightarrow \boxed{G_p(s)} \longrightarrow \delta P_g$$

idroelettrico: $$G_p(s) = \frac{1}{1+sT_a} \cdot \frac{1-2\beta Th(s\tau)}{1+\beta Th(s\tau)}$$

termoelettrico (caldaia segue) $$G_p(s) = G_{SAT}(s) \cdot \frac{1+s\tau_r'}{1+s\tau_r}$$

termoelettrico (turbina segue) $$G_p(s) = G_{SAC}(s) \cdot \frac{1+s\tau_r'}{1+s\tau_r}$$

termoelettrico (pressione variabile) $$G_p(s) = G_{SAC}(s) \cdot \frac{1}{1+s\tau_e} \cdot \frac{1+s\tau_r'}{1+s\tau_r}$$

CONTROLLO FREQUENZA/POTENZA

- COLLEGAMENTO A RETE ∞ – REG. POTENZA
  - Il bilancio di potenza all'asse della turbina è

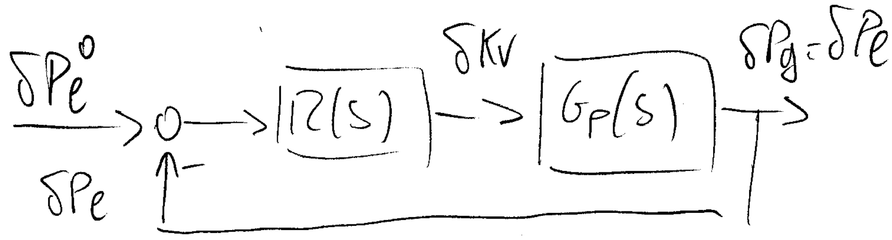
$$\frac{d}{dt}\left(\frac{1}{2}J\omega^2\right) = P_g - P_e$$

generata dalla turbina — assorbita dal generatore elettrico

- Se il generatore (sincrono) è connesso ad una rete con potenza installata molto superiore, possiamo assumere in prima approssimazione che ω sia imposto dalla rete e mantenuto costante al suo valore nominale

$$\Rightarrow \delta P_e = \delta P_g$$

- Si può quindi controllare la potenza elettrica generata con uno schema di questo tipo

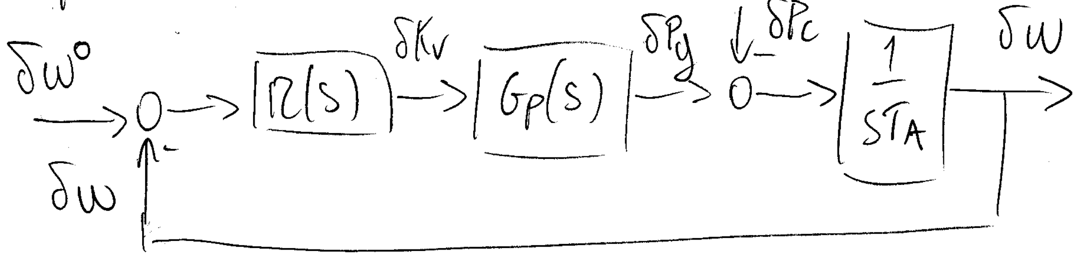


- $R(s)$ può avere azione integrale per avere errore nullo a regime
- La banda ottenibile (con ragionevoli sforzi del controllo) dipende da $G_P(s)$ $(0.01 \div 2\ rad/s)$

CONTROLLO FREQUENZA/POTENZA

- COLLEGAMENTO A CARICHI ISOLATI - REG. FREQUENZA

- In questo caso, lo sbilancio tra potenza elettrica generata P_e e potenza assorbita dai carichi P_c determina la variazione della velocità di rotazione del turbogeneratore, e quindi della frequenza di rete, che diventa la variabile da regolare

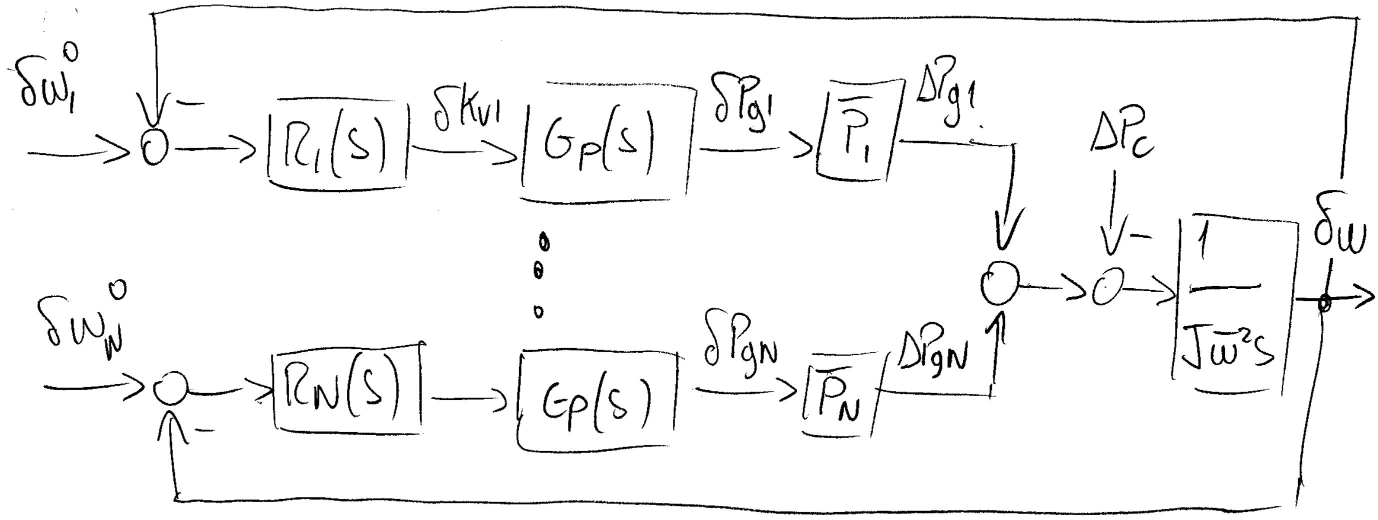


- È opportuno usare $R(s)$ con azione integrale, per avere buona precisione della frequenza a regime. La banda (e quindi la velocità di risposta a fronte di attacchi/distacchi di carico) dipende come sempre da $G_p(s)$

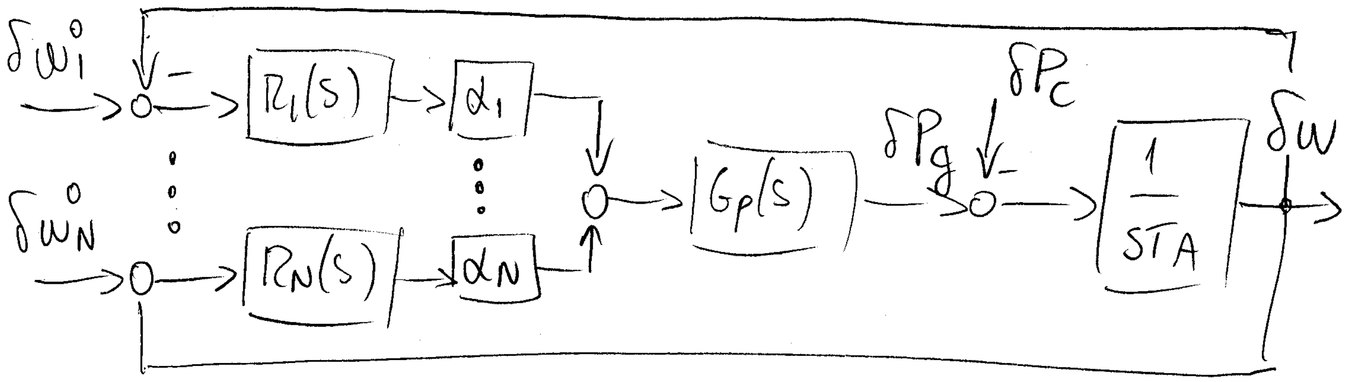
- PIÙ GENERATORI CONNESSI IN RETE - REG. PRIMARIA FREQUENZA

- Supponiamo ora di avere N generatori connessi tramite una rete elettrica. Se trascuriamo le dinamiche elettriche delle correnti in rete, possiamo assumere in prima approssimazione che i generatori (sincroni) ruotino in maniera solidale, come se fossero un unico rotore, con momento d'inerzia $J = \sum_{i=1}^{N} J_i$.
- Per semplicità, consideriamo il caso di impianti tutti dello stesso tipo (stessa $G_p(s)$).

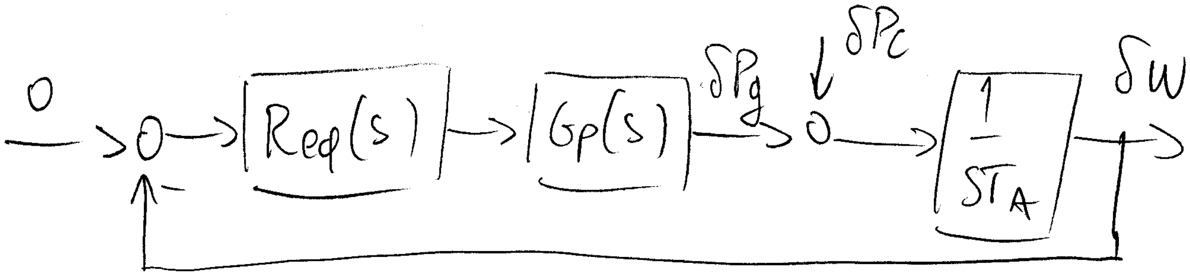
CONTROLLO FREQUENZA / POTENZA



- lo schema è equivalente al seguente, dove le potenze sono normalizzate rispetto a $\bar{P} = \sum_i^N \bar{P}_i$, e $T_A = \frac{\bar{P}}{J\bar{\omega}^2}$



- se ora consideriamo l'equivalente parallelo dei regolatori e consideriamo $\delta\omega_j^0 = 0$, troviamo



che è identico al caso di generatore singolo in isola

CONTROLLO FREQUENZA/POTENZA

- Problema: l'ultimo schema è equivalente dal punto di vista ingresso/uscita (f.d.t $\delta\omega / \delta P_c$); se però tutti i regolatori hanno azione integrale, mettendoli in parallelo si ha una cancellazione polo/zero di $N-1$ poli nell'origine. Questi poli non vengono spostati dalla retroazione quindi si ottiene un sistema con parti non raggiungibile/non osservabile non asintoticamente stabili. In pratica, le uscite dei singoli regolatori vanno alla deriva, e la ripartizione di produzione a transitorio esaurito è indeterminata

-> Occorre usare regolatori di tipo 0 (senza azione integrale)

p.es $\quad R_i(s) = \dfrac{1}{\sigma_i} \dfrac{1+s\tau_i}{1+sT_i}$

$\sigma_i = \dfrac{\delta\omega}{\delta P}$ si definisce statismo dell'i-esimo generatore (valori tipici $2\% \div 10\%$)

- A fronte di uno scalino del carico

$$\Delta P_c(t) = \Delta P_c \cdot sca(t)$$

si trova che a transitorio esaurito

- $\delta\omega = \sigma_{rete} \cdot \dfrac{\Delta P_c}{\bar{P}}$ $\qquad \sigma_{rete} = \dfrac{\bar{P}_g}{\sum_1^N \dfrac{\bar{P}_{gi}}{\sigma_i}}$ (statismo medio di rete)

- $\delta P_{gi} = \dfrac{1}{\sigma_i}\,\delta\omega$

CONTROLLO FREQUENZA/POTENZA

-> I generatori si coordinano tramite l'errore di frequenza

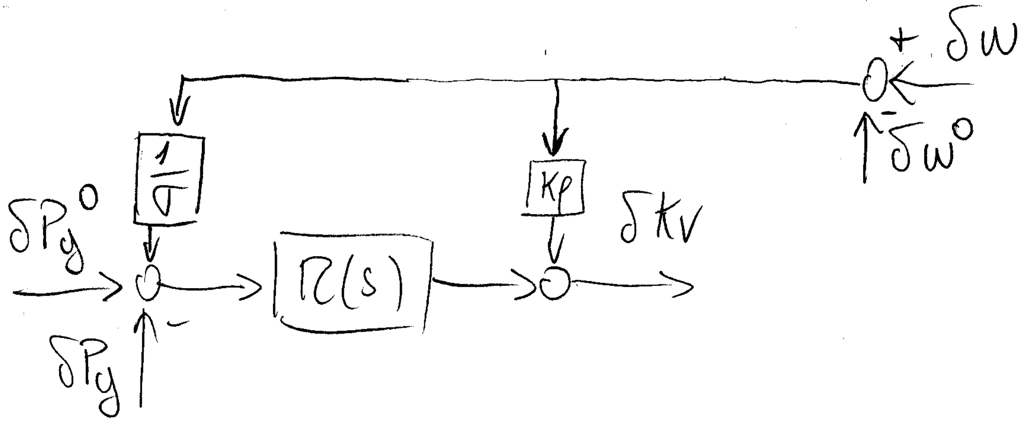
-> I generatori con statismo più basso contribuiscono maggiormente alla regolazione primaria di frequenza

- Tipicamente $\sigma = 5\%$, mentre $\delta\omega$ deve essere meno dello 0.2% ($f = 49.9 \div 50.1$ Hz)

$$\rightarrow \frac{\Delta P_{c\,max}}{P_c} = \frac{\delta\omega}{\sigma} = 0.04 = 4\%$$

-> la regolazione primaria è sufficiente su intervalli di tempo di $\frac{1}{2}$ ora - 1 ora, ma è insufficiente su archi di tempo + lunghi, dove ΔP_c varia di più

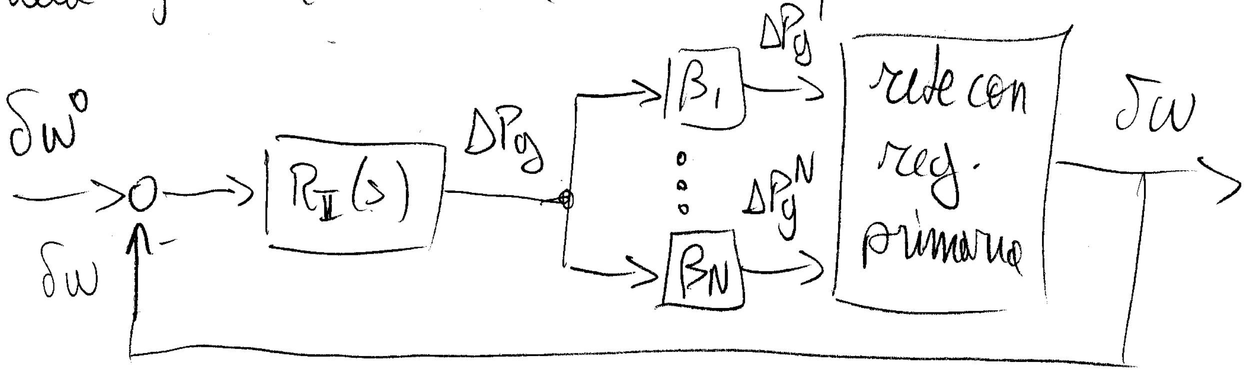
- REGOLAZIONE FREQUENZA/POTENZA
  - Si possono realizzare schemi che combinano la regolazione di potenza con un termine aggiuntivo per la regolazione primaria di frequenza (frequency bias)



CONTROLLO FREQUENZA/POTENZA

- REGOLAZIONE SECONDARIA DI POTENZA

- la regolazione a zero dell'errore di frequenza viene effettuata da un unico regolatore centralizzato per tutta la rete, che invia una richiesta di potenza aggiuntiva ai regolatori dei gruppi che partecipano alla regolazione secondaria



$\dfrac{\delta\omega}{\Delta P_g}$ ha guadagno $\mu = \dfrac{\sigma}{P_g}$ e dinamica caratterizzata dai tempi di risposta della regolazione primaria (qualche secondo)

→ Basta $R_{II}(s) = \dfrac{K_I}{s}$ con $\omega_c \sim 0.01$

(regolazione in cascata)