



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**Regolatore di velocità per turbine idroelettriche:  
implementazione dei requisiti di stabilità della frequenza  
per la connessione di generatori alle reti elettriche europee**

Relatore: Prof. Roberto Caldon

Dipartimento di Ingegneria Industriale

Correlatore: Ing. Fabio Pasut

S.T.E. Energy S.p.A.

Laureando: Massimo Sostero

Matricola: 1077326

Anno Accademico 2016/2017



## Indice generale

SOMMARIO.....	5
INTRODUZIONE.....	6
1 REQUISITI PER I NUOVI IMPIANTI DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA.....	7
1.1 CODICE DI RETE EUROPEO ( ENTSO-E ).....	11
1.1.1 REQUISITI GENERALI PER IMPIANTI TIPO A.....	14
1.1.2 REQUISITI GENERALI PER IMPIANTI TIPO B.....	19
1.1.3 REQUISITI GENERALI PER IMPIANTI TIPO C.....	23
1.1.4 REQUISITI GENERALI PER IMPIANTI TIPO D.....	30
1.2 CODICE DI RETE TERNA.....	31
1.2.1 REGOLAZIONE PRIMARIA.....	31
1.2.1.1 OBBLIGHI DI FORNITURA.....	32
1.2.1.2 REQUISITI FUNZIONALI.....	33
1.2.1.3 RISERVA PRIMARIA.....	33
1.2.1.4 MODALITÀ DI FORNITURA DEL SERVIZIO IN CONDIZIONI NORMALI DI ESERCIZIO.....	35
1.2.1.5 MODALITÀ DI FORNITURA DEL SERVIZIO IN CONDIZIONI DI EMERGENZA.....	36
1.2.1.6 GRADO DI STATISMO.....	37
1.2.2 REGOLAZIONE SECONDARIA.....	39
1.2.2.1 REQUISITI FUNZIONALI.....	39
1.2.2.2 RISERVA SECONDARIA.....	40
1.2.2.3 REGOLAZIONE INTEGRALE LOCALE DI FREQUENZA.....	40
1.2.3 REGOLATORI AURET E REGOLATORI PER LA RIPARTENZA AUTONOMA.....	42
1.2.4 FUNZIONE DI STIMOLAZIONE DELLA PRODUZIONE.....	42
1.2.3 REGOLAZIONE TERZIARIA.....	44
2 IMPIANTI IDROELETTRICI.....	45
2.1 L'IDROELETTRICO NEL MONDO.....	45
2.1.1 SITUAZIONE EUROPEA.....	49
2.1.2 ITALIA.....	53
2.2 DESCRIZIONE IMPIANTO IDROELETTRICO.....	56
2.2.1 CONDOTTA.....	58

2.2.2	POZZO PIEZOMETRICO.....	60
2.2.3	TURBINE IDRAULICHE.....	61
2.2.3.1	MODELLI MATEMATICI PER LE TURBINE.....	73
2.2.4	GENERATORE SINCRONO.....	84
2.2.5	REGOLATORE DI VELOCITÀ DELLA TURBINA.....	87
2.2.5.1	REGOLATORE MECCANICO-IDRAULICO.....	88
2.2.5.2	REGOLATORE ELETTRICO-IDRAULICO.....	95
3	SVILUPPO DEL REGOLATORE DI VELOCITÀ.....	98
3.1	TUNING DEL CONTROLLORE PID.....	103
3.2	MODELLO DELLA TURBINA.....	105
3.3	RIFERIMENTO DI POTENZA E SEGNALE DI REGOLAZIONE SECONDARIA .....	108
3.4	INTEGRATORE LOCALE DI FREQUENZA.....	110
4	SIMULAZIONI.....	114
4.1	DATI DELL'IMPIANTO IDROELETTRICO E PARAMETRI DEL MODELLO. .	114
4.2	VERIFICA DELLO STATISMO PERMANENTE.....	117
4.3	PROVA DELLA REGOLAZIONE SECONDARIA.....	125
4.4	VALUTAZIONE DEL COMPORTAMENTO DELL'UP A FRONTE DI GRANDI PERTURBAZIONI DELLA FREQUENZA DI RETE.....	128
	CONCLUSIONI.....	137
	Bibliografia e Sitografia.....	138

## SOMMARIO

Questo lavoro di tesi, svolto nell'ambito di uno stage presso l'azienda S.T.E Energy, da anni operante nel settore idroelettrico, è incentrato sullo studio e sullo sviluppo di un regolatore di velocità per turbine idroelettriche, che soddisfi i requisiti definiti nelle linee guida europee ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) e nel Codice di Rete TERNA (Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A.).

L'interesse nei confronti di questo tema deriva dalle problematiche di stabilità della frequenza riscontrate negli ultimi anni nella rete interconnessa europea dovute all'importante diffusione della generazione distribuita (GD) alimentata a fonte rinnovabile, principalmente eolico e fotovoltaico.

Il lavoro ha riguardato la modellazione, in ambiente di simulazione DigSILENT Powerfactory, di un regolatore di velocità che implementasse tutti i requisiti di regolazione ad oggi richiesti alle unità di generazione.

L'analisi si è focalizzata sullo studio della risposta del regolatore a fronte di perturbazioni sulla rete elettrica e del corretto settaggio dei parametri.

I risultati delle simulazioni eseguite prendendo come caso studio un impianto idroelettrico connesso alla rete italiana a 150 kV confermano il ruolo chiave degli impianti idroelettrici.

# INTRODUZIONE

La sempre crescente diffusione di generazione distribuita (GD) provoca fenomeni di instabilità nella rete elettrica. Questi generatori, non potendo convertire l'energia cinetica delle masse rotanti in energia elettrica, non possono contrastare cambiamenti improvvisi di frequenza dovuti a disturbi nella rete. Infatti, non essendo connessi in modo diretto, sono considerabili sistemi di generazione senza inerzia (a differenza delle macchine sincrone dotate di grandi e pesanti generatori che hanno un'inerzia considerevole), parametro fondamentale per garantire alla rete una certa elasticità.

L'idroelettrico, a differenza delle altre fonti rinnovabili, gioca un ruolo importante nel mantenimento della stabilità di rete. In questa tesi ci si focalizzerà in particolare sulla regolazione della frequenza e sul contributo che gli impianti idroelettrici devono fornire ad essa.

Uno dei componenti fondamentali di una centrale idroelettrica per quanto riguarda questo aspetto è il regolatore di velocità, il quale permette di variare la portata d'acqua in ingresso alla turbina e di variarne quindi la potenza in uscita.

Per lo sviluppo di un regolatore di velocità attuale è importante analizzare le linee guida fornite dalle normative europee (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) e, a livello nazionale, il Codice di Rete (TERNA, Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A.).

# 1 REQUISITI PER I NUOVI IMPIANTI DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

In questa tesi si fa riferimento alle linee guida ENTSO-E in accordo con ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) in seguito alle direttive fornite dell'Unione Europea riguardo a regole comuni per i mercati elettrici, le condizioni di scambio ai confini, l'accesso alla rete elettrica e vari requisiti tecnici. Questo ente fornisce infatti un Codice di Rete [1] con il quale si definiscono i requisiti per la connessione alle reti elettriche europee.

In seguito si procederà ad analizzare il Codice di Rete per l'Italia fornito da Terna [2] per quanto riguarda le prescrizioni per la connessione alla rete elettrica italiana.

Vista la tematica affrontata in questa tesi si tralasceranno alcuni aspetti trattati dai codici di rete facendo emergere tutte le caratteristiche richieste agli impianti riguardanti la regolazione della frequenza.

In particolare si evidenzia il ruolo chiave che ha la collaborazione tra i proprietari degli impianti di generazione di potenza e gli operatori di rete.

Questo ruolo ha importanza soprattutto in condizioni di disturbo rispetto alla condizione di regime dove variano i valori di frequenza e tensione. Per quanto riguarda la sicurezza del sistema i moduli di generazione di potenza e la rete elettrica vanno considerati come un'unica entità da un punto di vista ingegneristico. Si intuisce quindi che i gruppi di generazione siano obbligati a rispettare alcuni requisiti tecnici forniti dal codice di rete riguardanti la sicurezza di rete e i prerequisiti per ottenere la connessione alla rete stessa. Si rende necessario uno studio dinamico dei moduli di generazione di potenza e delle loro strutture di protezione e di controllo sia in condizioni normali che in un range di condizioni di disturbo in modo tale da preservare o da ristabilire la sicurezza del sistema.

L'obiettivo del codice di rete è quello di fornire i requisiti per i sistemi di generazione tali da consentire l'accesso alla rete senza discriminazioni, un'effettiva concorrenza, efficienza di funzionamento e assicurando la sicurezza del sistema.

Risulta importante definire alcuni termini tecnici e funzioni necessarie per comprendere le norme dettate dai codici di rete.

*Unità di Produzione (UP)* è la minima parte di un impianto di generazione idonea, e dotata di tutti i sistemi, per poter erogare energia elettrica nella rete di connessione, indipendentemente dalla tecnologia ed energia primaria utilizzate.

Nel caso di impianti idroelettrici, in cui il Titolare dichiara in RUP l'associazione funzionale di singoli gruppi di produzione, per unità di produzione si intende tale insieme coordinato.

#### *Riserva di regolazione di un gruppo*

Differenza tra la massima potenza attiva che un gruppo di generazione può produrre in determinate condizioni ambientali e la potenza attiva effettivamente prodotta in una data condizione di esercizio. A seconda del tipo di regolazione si distingue una riserva di regolazione primaria, secondaria e terziaria.

#### *Potenza efficiente di un gruppo di generazione*

La potenza efficiente,  $P_{eff}$ , è la potenza attiva massima che un gruppo può produrre con continuità, nel caso di impianti termoelettrici, o per un determinato numero di ore, per gli impianti idroelettrici.

Per le turbine a gas, e le sezioni a ciclo combinato, la potenza efficiente è quella riferita alle condizioni ISO (International Standards Organization), ovvero temperatura ambiente aria pari a 15 °C, pressione 1.013 bar, umidità relativa 60%.

#### *Statismo di un gruppo di generazione*

Rapporto tra la variazione della frequenza,  $\Delta f$ , espressa in per unità della frequenza nominale (50 Hz), e la corrispondente variazione della potenza elettrica,  $\Delta P_e$ , misurata a regime e calcolata in per unità della potenza efficiente del gruppo,  $P_{eff}$ , conseguente all'azione del regolatore di velocità. A transitorio di regolazione esaurito, si definisce il grado di statismo permanente come:

$$s_p = \frac{-\frac{\Delta f}{50}}{\frac{\Delta P_e}{P_{eff}}}$$



### *Energia regolante*

L'energia regolante [MW/Hz] di un gruppo di generazione è il rapporto tra la variazione di potenza elettrica erogata dal gruppo [MW] e la variazione di frequenza [Hz] che ha causato l'intervento del regolatore:

$$K_R = \frac{-\Delta P_e}{\Delta f} = \frac{1}{s_p} \frac{P_{eff}}{50}$$

Si definisce l'energia regolante del sistema elettrico la somma dei contributi delle energie regolanti di tutti i gruppi connessi alla rete elettrica ed in esercizio con potenza non inferiore alla potenza di minimo tecnico dichiarata.

### *Coefficiente di partecipazione*

Parametro calcolato in ambito UCTE, pari al prodotto tra l'energia regolante complessiva della rete appartenente all'UCTE e il rapporto tra l'energia prodotta dall'Area di Controllo dell'Italia, in un anno, e l'energia prodotta, nello stesso periodo, da tutte le Aree di Controllo della stessa rete UCTE:

$$K_{RS} = K_{RSUCTE} \frac{E_{IT}}{E_{UCTE}}$$

### *Insensibilità del regolatore*

Intervallo di frequenza entro il quale, a causa dei propri limiti di prestazione, il regolatore non agisce. La zona d'insensibilità è centrata attorno alla frequenza misurata e comprende l'errore del canale di misura e di attuazione del regolatore di velocità.

### *Banda morta del regolatore di velocità*

Intervallo di frequenza impostato volontariamente e centrato attorno al valore nominale della frequenza di rete, entro il quale il regolatore non interviene.

### *Integratore locale di frequenza (ILF)*

Integratore locale di frequenza è una funzione del regolatore di velocità che interviene automaticamente, quando l'errore di frequenza  $\Delta f$  è, in valore assoluto, maggiore di un valore prestabilito. Il suo compito è di eseguire una regolazione locale di tipo integrale in aggiunta alla regolazione primaria, contribuendo con gradienti di potenza prodotta sostenibili dall'impianto, al ristabilimento della frequenza nominale.

### *Stimolazione per i gruppi idroelettrici*

Funzione che attua la disinserzione della teleregolazione e richiede una variazione della potenza prodotta dal valore attuale al valore massimo, con il massimo gradiente compatibile con i vincoli idro-meccanici dell'impianto.

### *Potenza massima erogabile*

La potenza massima erogabile è la massima potenza al netto dei servizi ausiliari di centrale che il gruppo di generazione è in grado di produrre tenuto conto delle condizioni ambientali per le UP termoelettriche e della disponibilità di acqua per gruppi idroelettrici. La potenza massima erogabile tiene conto di eventuali limitazioni. In condizioni standard ISO la potenza massima erogabile coincide con la potenza efficiente per i gruppi termoelettrici. Per i gruppi idroelettrici la potenza massima erogabile è pari alla potenza calcolata nella condizioni di salto massimo come somma del numero di gruppi associati dal Titolare alla stessa UP.

### *Potenza massima*

Potenza massima del gruppo coincidente con il valore massimo dichiarato su RUP statico o in tempo reale con il valore dichiarato su RUP dinamico (SCWEB). [3]

### *Potenza minima*

La potenza minima del gruppo coincide con il valore minimo dichiarato su RUP statico o in tempo reale con il valore dichiarato su RUP dinamico (SCWEB). [3]

## 1.1 CODICE DI RETE EUROPEO ( ENTSO-E )

Il Codice di Rete fornito da ENTSO-E prevede la suddivisione degli impianti di generazione in categorie, basate sulla tensione misurata al punto di connessione e alla potenza massima dell'impianto.

- Tipo A

punto di connessione al di sotto dei 110 kV e potenza massima 0.8 kW o superiore.

Si applicano requisiti ad un livello base, necessari ad assicurare la capacità di generazione su di un range operativo con una risposta automatizzata limitata ed un controllo della generazione minimo.

- Tipo B

punto di connessione al di sotto dei 110 kV a potenza massima al di sopra di un soglia definita dal TSO, la quale non può essere comunque al di sopra di un certo limite. Questa soglia deve essere coordinata tra i TSOs e i DSOs adiacenti e poi approvata dal National Regulatory Authority. Il TSO ha il diritto di riassegnare la soglia nel caso siano cambiati alcuni parametri o siano insorte nuove circostanze, ma non più di una volta ogni tre anni.

Si richiede agli impianti di tipo B una risposta dinamica automatizzata più ampia e con maggiore elasticità in seguito ad eventi operazionali specifici.

- Tipo C

punto di connessione al di sotto dei 110 kV e potenza massima al di sopra di una certa soglia definita dal TSO. Valgono gli stessi vincoli riguardo alla definizione della soglia come descritto negli impianti di tipo B.

I requisiti chiesti alle UP di tipo C garantiscono una risposta dinamica stabile e altamente controllabile in tempo reale. Questi impianti sono fondamentali per evitare, affrontare e rispondere eventi di disturbo nel sistema elettrico.

- Tipo D

punto di connessione pari o al di sopra di 110 kV. Un modulo di generazione di potenza sincrono può essere considerato di tipo D anche se il punto di connessione è

al di sotto di 110 kV ma la sua capacità massima supera una certa soglia definita dal TSO. Valgono gli stessi vincoli riguardo alla definizione della soglia come descritto negli impianti di tipo B e C. I requisiti richiesti ad impianti di tipo D sono specifici per impianti con punto di connessione ad alta tensione. Essi assicurano la stabilità operativa tra reti elettriche interconnesse, permettendo l'uso di servizi ancillari dalla generazione a livello europeo.

- Per UP offshore valgono le stesse regole che per gli onshore a meno di modifiche poste dall'operatore di rete.
- Gli impianti di pompaggio e stoccaggio devono rispettare i vincoli sia nell'operazione di generazione che in quella di pompaggio.

<b>Synchronous Area</b>	<b>maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type B</b>	<b>maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type C</b>	<b>maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type D</b>
Continental Europe	1 MW	50 MW	75 MW
Nordic	1.5 MW	10 MW	30 MW
Great Britain	1 MW	10 MW	30 MW
Ireland	0.1 MW	5 MW	10 MW
Baltic	0.5 MW	10 MW	15 MW

I vincoli e le loro applicazioni stabiliti nel codice di rete sono basati sul principio di non discriminazione e di trasparenza nonché volti all'ottimizzazione tra l'efficienza totale e la minimizzazione dei costi totali per tutte le parti coinvolte.

L'applicazione di questi principi di ottimizzazione deve essere bilanciata con l'obiettivo di raggiungere la massima trasparenza e di assegnare i costi in maniera equa.

Questo si riflette in differenze di trattamento oggettivo per impianti di generazione che utilizzano tecnologie differenti e nell'evitare investimenti non necessari in alcune aree geografiche. I TSOs, DSOs e CDSOs hanno il diritto di tenere in considerazione questi fattori nel momento in cui definiscono i vincoli, in conformità col codice di rete e le leggi vigenti nel Paese.

I termini e le condizioni di connessione e accesso alla rete devono essere stabiliti dal National Regulatory Authorities o dalle norme dettate dallo Stato.

Ogni intervento o decisione dell'operatore di rete ed ogni accordo tra l'operatore di rete e i proprietari degli impianti di produzione deve essere preso in accordo con il TSO che ha la responsabilità di assicurare la sicurezza e la stabilità generale del sistema.

## 1.1.1 REQUISITI GENERALI PER IMPIANTI TIPO A

### STABILITÀ DELLA FREQUENZA

- Range di frequenza:
  1. L'UP deve essere in grado di rimanere connesso alla rete e operare in un range di frequenze e periodo di tempo descritto nella tabella 2.
  2. Più ampi range di frequenza e periodi di tempo per specifiche operazioni possono essere accordate con il TSO e il proprietario dell'impianto per assicurare il miglior utilizzo tecnico possibile del modulo di generazione di potenza se serve a preservare la sicurezza del sistema.
  3. UP di potenza deve attuare disconnessioni automatiche a frequenze specifiche se richiesto dall'operatore di rete. I termini di queste disconnessioni saranno discusse in accordo tra l'operatore di rete e il proprietario.
  
- Per quanto riguarda la velocità di variazione della frequenza, l'UP deve essere in grado di rimanere connessa alla rete e fino ad una variazione massima definita dal TSO.

Synchronous Area	Frequency Range	Time period for operation
Continental Europe	47.5 Hz – 48.5 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutes
Nordic	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutes
Great Britain	47.0 Hz – 47.5 Hz	20 seconds
	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 90 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes
	51.5 Hz – 52.0 Hz	15 minutes
Ireland	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 90 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes
Baltic	47.5 Hz – 48.5 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes

- Per quanto riguarda il Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency ( LFSM-O ) bisogna attuare i seguenti criteri:

1. L'UP deve essere in grado di erogare potenza attiva in risposta alla frequenza secondo la figura seguente ad una frequenza di soglia compresa tra 50.2 Hz e 50.5 Hz con un range dello statismo tra 2-12%.

La soglia sarà decisa dal TSO. L'UP deve erogare questa potenza attiva quanto più velocemente possibile entro i limiti tecnici e con un ritardo iniziale il più breve possibile e giustificato al TSO nel caso sia superiore ai 2 s.

Il modulo di generazione deve essere in grado sia di continuare ad operare al livello minimo di regolazione, quando lo raggiunge, e sia di decrescere l'immissione di potenza attiva.

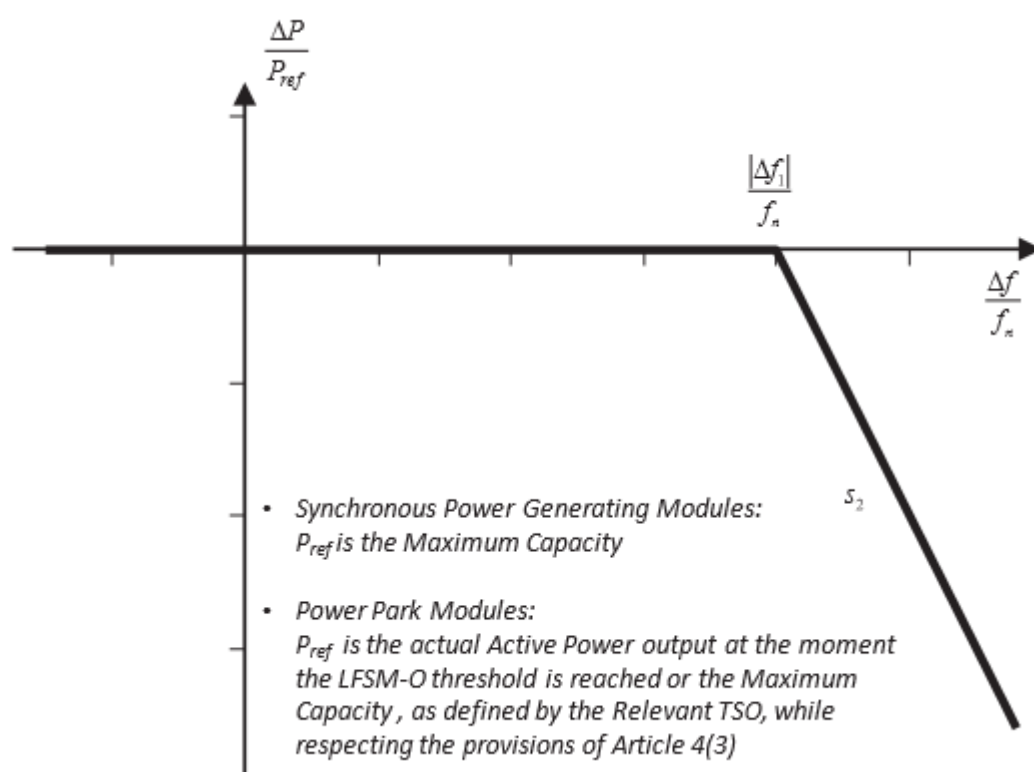


Figura 1: mostra la capacità di risposta di potenza attiva in LFSM-O. Quando  $\Delta F$  è superiore a  $\Delta F_1$  il modulo di generazione deve fornire un output in diminuzione in accordo con lo statismo  $s_2$ .

2. Il modulo di generazione deve essere in grado di mantenere condizioni stabili di operazione durante condizioni di LFSM-O. Quando LFSM-O è attivo, il setpoint di LFSM-O prevale su ogni altro setpoint di potenza attiva.

- L'UP deve essere in grado di mantenere un output costante di potenza attiva indipendentemente dalle variazioni di frequenza, a meno che l'output non debba seguire determinati cambiamenti inerenti ad accordi col TSO che si vedranno in seguito.



- Il TSO deve definire una riduzione di potenza attiva dal massimo output con frequenza decrescente entro certi limiti dati in figura 2:
  - sotto 49 Hz una pendenza decrescente con tasso del 2% del massimo della potenza a 50 Hz per un calo di frequenza di 1 Hz;
  - sotto i 49.5 Hz una pendenza decrescente con tasso del 10% del massimo della potenza a 50 Hz per un calo di frequenza di 1 Hz.

L'applicabilità di questa riduzione è limitata ad una selezione di tecnologie di generazione e può essere soggetta ad ulteriori condizioni definite dal TSO.

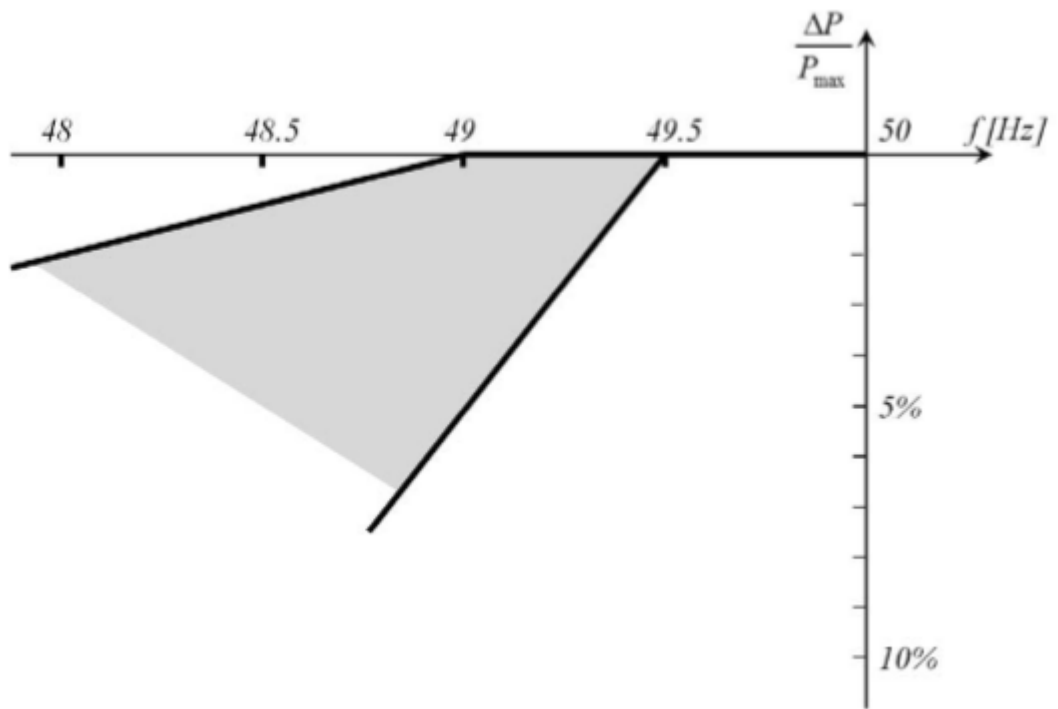


Figura 2: Massima riduzione di potenza con frequenza decrescente. Il diagramma rappresenta i limiti definiti dal TSO.

- L'UP deve essere equipaggiata con un'interfaccia logica che permetta di cessare la produzione di potenza attiva in meno di 5 sec in seguito ad una istruzione dell'operatore di rete.

Inoltre l'operatore di rete ha il diritto di definire i requisiti per ulteriori strumenti affinché si possa attuare questa operazione da remoto.

- Il TSO deve definire le condizioni in cui l'UP deve essere in grado di rimanere automaticamente connessa alla rete elettrica. Queste condizioni includono:
  - range di frequenza entro cui è ammissibile la connessione automatica e il corrispondente delay time.
  - Il massimo gradiente ammissibile di incremento di potenza attiva in uscita.

La connessione automatica è permessa in questi limiti a meno di altre indicazioni fornite dall'operatore di rete.

## 1.1.2 REQUISITI GENERALI PER IMPIANTI TIPO B

Gli impianti di tipo B dovranno soddisfare i requisiti che seguono in aggiunta ai requisiti per impianti di tipo A.

- Per quanto riguarda la stabilità della frequenza:
  - per controllare l'output di potenza attiva, l'UP deve essere equipaggiata con un'interfaccia che sia capace di ridurre la potenza attiva se richiesto dall'operatore di rete. L'operatore ha il diritto di definire i requisiti per ulteriori equipaggiamenti per effettuare questa operazione da remoto.
- Per quanto riguarda la solidità dell'UP:
  - per quanto riguarda la capacità di far fronte a guasti:
    1. Ogni TSO deve definire un profilo tensione-tempo in accordo con la figura 3 al punto di connessione per condizioni di guasto che descrive le condizioni per cui l'impianto deve rimanere connesso alla rete in condizioni stabili.
    2. Il limite inferiore del profilo tensione-tempo è definito dal TSO come da tabelle 3.1 e 3.2.
    3. Ogni TSO deve definire e rendere accessibile pubblicamente le condizioni pre e post guasto per la capacità di far fronte a guasti di un impianto.
    4. Ogni operatore di rete deve fornire se richiesto dal proprietario del modulo di generazione di potenza le condizioni pre-guasto e post-guasto per la capacità di far fronte a situazioni di guasto.

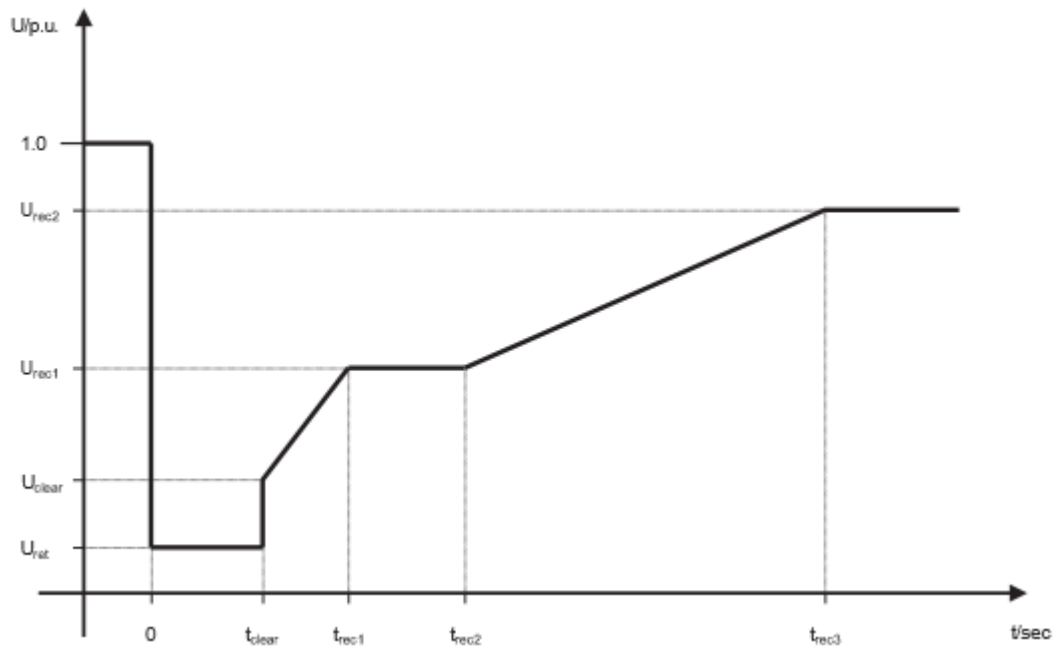


Figura 3: profilo di guasto per un modulo di generazione.

Voltage parameters [pu]		Time parameters [seconds]	
$U_{ret}$ :	0.05 – 0.3	$t_{clear}$ :	0.14 – 0.25
$U_{clear}$ :	0.7 – 0.9	$t_{rec1}$ :	$t_{clear}$
$U_{rec1}$ :	$U_{clear}$	$t_{rec2}$ :	$t_{rec1} - 0.7$
$U_{rec2}$ :	0.85 – 0.9 and $\geq U_{clear}$	$t_{rec3}$ :	$t_{rec2} - 1.5$

Tabella 3.1: parametri per la figura 3 per una UP con generatore sincrono.

Voltage parameters [pu]		Time parameters [seconds]	
$U_{ret}$ :	0.05 – 0.15	$t_{clear}$ :	0.14 – 0.25
$U_{clear}$ :	$U_{ret} - 0.15$	$t_{rec1}$ :	$t_{clear}$
$U_{rec1}$ :	$U_{clear}$	$t_{rec2}$ :	$t_{rec1}$
$U_{rec2}$ :	0.85	$t_{rec3}$ :	1.5 – 3.0

Tabella 3.2: parametri per la figura 3.

5. L'UP deve essere in grado di rimanere connessa alla rete ed operare in condizioni stabili.
  6. Il proprietario deve definire la protezione il più ampia possibile in accordo con l'operatore di rete.
  7. Ogni TSO deve definire le capacità di far fronte a guasti di tipo asimmetrico.
- Per far fronte al ripristino del sistema l'UP deve rispettare i seguenti vincoli:
    - Il TSO deve prendere la decisione definendo le condizioni per le quali un impianto possa essere in grado di riconnettersi alla rete in seguito ad una disconnessione dovuta ad un disturbo nella rete. Si può riconnettere automaticamente se ha avuto in precedenza un'autorizzazione secondo condizioni specificate dal TSO.
  - Devono soddisfare i requisiti di gestione generale del sistema:
    - per quanto riguarda schemi ed impostazioni di controllo
      1. schemi ed impostazioni dei differenti devices di controllo del modulo di generazione rilevanti per stabilità del sistema e per consentire azioni di emergenza devono essere coordinate col TSO.
      2. Devono essere coordinate ed approvate tra TSO e proprietari anche eventuali cambi negli schemi e nei settaggi di tali devices.

- Per quanto riguarda schemi e settaggi delle protezioni elettriche:
  1. L'operatore di rete deve definire schemi e settaggi necessari alla protezione della rete tenendo in considerazione le caratteristiche dell'impianto.
  2. La protezione elettrica dell'UP deve avere la precedenza sui controlli operazionali tenendo conto della sicurezza del sistema e la salute delle persone.
  3. Ogni cambiamento deve essere accordato e coordinato con l'operatore di rete.
- Per quanto riguarda il ranking di priorità di protezione e controllo, il proprietario dell'impianto deve organizzare i suoi devices nel seguente ordine decrescente per importanza:
  - protezione del modulo di generazione e network system;
  - synthetic inertia;
  - controllo della frequenza (potenza attiva);
  - power restriction;
  - power gradient constraint.
- Per quanto riguarda lo scambio di informazioni:
  1. La struttura di generazione di potenza deve essere in grado di scambiare informazioni tra il proprietario dell'impianto e l'operatore di rete in tempo reale o periodicamente con tempo definito dal TSO.
  2. Il contenuto di queste informazioni deve essere deciso dall'operatore di rete.

### 1.1.3 REQUISITI GENERALI PER IMPIANTI TIPO C

Gli impianti di tipo C dovranno soddisfare i requisiti che seguono in aggiunta ai requisiti per impianti di tipo B.

- Per quanto riguarda la stabilità di frequenza:
  - per la controllabilità e il range di potenza attiva, l'UP deve essere in grado di settare il livello di potenza attiva seguendo le istruzioni date dall'operatore di rete. Deve riuscire ad implementare questo setpoint in un periodo dato nelle istruzioni e con una tolleranza definita dal TSO.
  - In situazioni di LFSM-U:
    1. L'UP deve essere in grado di attivare una riserva di potenza attiva per la risposta alla frequenza come mostrato in figura 4 considerando una soglia tra 49.7 e 49.5 Hz con un droop (statisimo) tra 2 e 12%. Deve essere in grado di aumentare la propria potenza attiva fino alla sua massima capacità. La soglia di frequenza e il droop saranno determinati dal TSO. La potenza attiva sarà erogata più velocemente possibile in accordo con i limiti tecnici dell'impianto e con un ritardo il più breve possibile e di al massimo 2 sec.

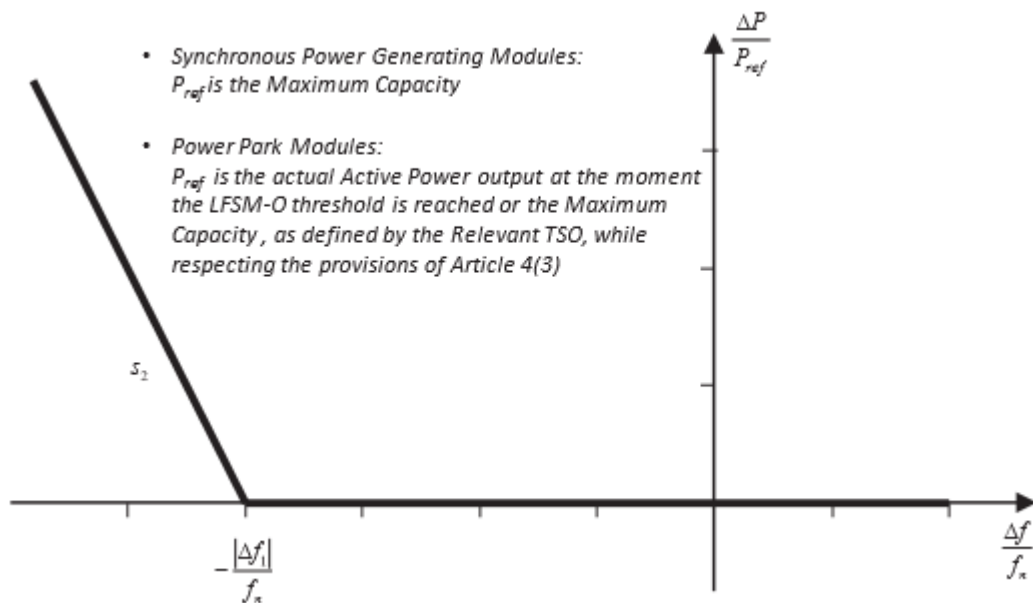


Figura 4: Potenza attiva in risposta al cambio di frequenza di UP in condizioni di LFSM-U.  $\Delta P$  è la differenza in output di potenza attiva dal modulo di generazione.  $\Delta F$  è il cambio di frequenza nella rete. Per  $\Delta F$  maggiori di  $\Delta F_1$  il modulo di generazione di potenza deve provvedere all'immissione di potenza attiva con uno statismo  $S_2$ .

2. Deve essere assicurato un funzionamento stabile in condizioni di LFSM-U. La potenza attiva di riferimento in LFSM-U deve essere la potenza attiva di output al momento dell'attivazione del LFSM-U e non deve essere cambiata a meno non sia innescata da un'azione di ripristino della frequenza.
- Bisogna applicare i seguenti punti in condizioni di Frequency Sensitive Mode (FSM):
    1. L'UP deve essere in grado di erogare potenza attiva in risposta alla frequenza come da Figura 5 e in accordo con i parametri specificati da ogni operatore di rete nei ranges mostrati in Tabella 4. Questa specifica è soggetta a notifica del National Regulatory Authority.
    2. In caso di overfrequency la potenza attiva in risposta alla frequenza è limitata dal minimo livello di regolazione (Minimum regulating level).
    3. In caso di underfrequency la potenza attiva in risposta alla frequenza viene limitata dalla potenza massima. L'erogazione di potenza attiva in risposta



alla frequenza dipendere dalle condizioni operative dell'UP quando viene innescata la risposta, in particolare ci sono delle limitazioni in operazioni vicine alla massima capacità e a basse frequenze in accordo con le fonti di energia primaria disponibili.

4. La deadband (banda morta) della deviazione di frequenza e il droop (statismo) sono scelti dal TSO e devono essere in grado di essere rifelezionati in successione come in tabella 4.
5. In seguito ad un cambio di frequenza, il modulo di generazione di potenza deve essere in grado di attivare tutta la potenza attiva in risposta alla frequenza, come mostrato in figura 6 in accordo con i parametri specificati dal TSO e con ranges elencati in tabella 5.

La scelta dei parametri è funzione delle diverse tecnologie utilizzate da cui dipendono le limitazioni.

Il ritardo iniziale deve essere il minore possibile e giustificato dal proprietario all'operatore di rete.

6. L'UP deve essere in grado di fornire tutta la potenza attiva in risposta alla frequenza per un periodo specificato dal TSO, considerando la fattibilità tecnica, per ogni area sincrona tra i 15 min e i 30 min, considerando il margine di potenza attiva e la fonte di energia primaria del modulo di generazione di potenza.
7. Finché la deviazione della frequenza continua il controllo della potenza attiva non deve avere alcun impatto avverso sulla risposta in frequenza.

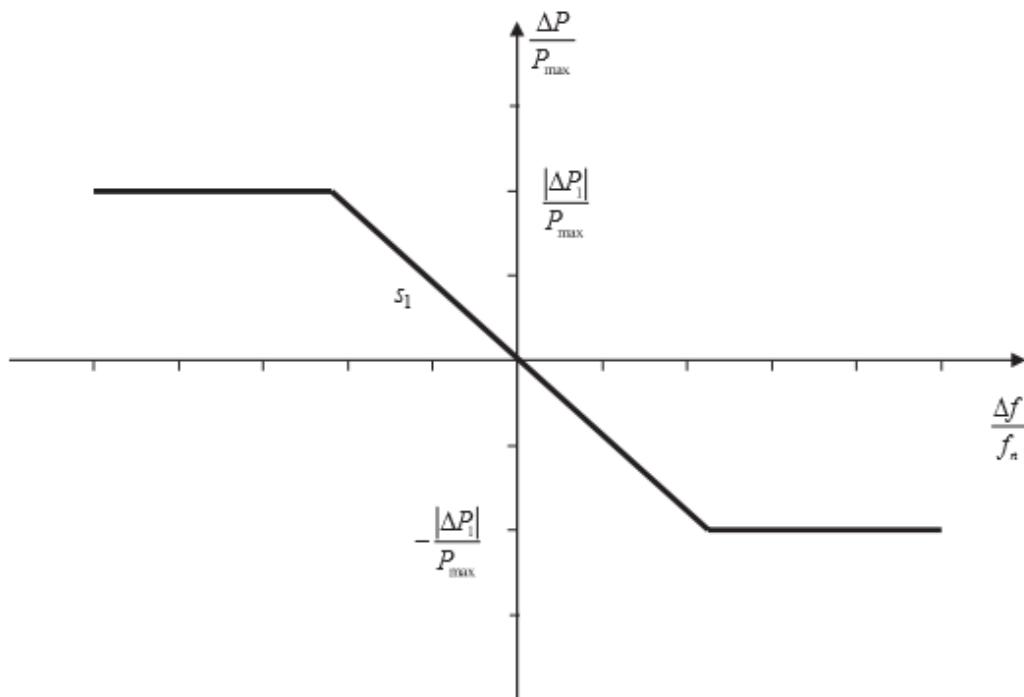


Figura 5: capacità di potenza attiva in risposta alla frequenza di moduli di generazione di potenza in FSM nel caso di deadband nulla.  $\Delta P$  è la variazione di output di potenza attiva in uscita.

Parameters		Ranges
Active Power range related to Maximum Capacity $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		1.5 – 10 %
Frequency Response Insensitivity	$ \Delta f_i $	10 – 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.02 – 0.06 %
Frequency Response Deadband		0 – 500 mHz
Droop $s_1$		2 – 12 %

Tabella 4: parametri per la potenza attiva in risposta alla frequenza in condizioni di FSM.

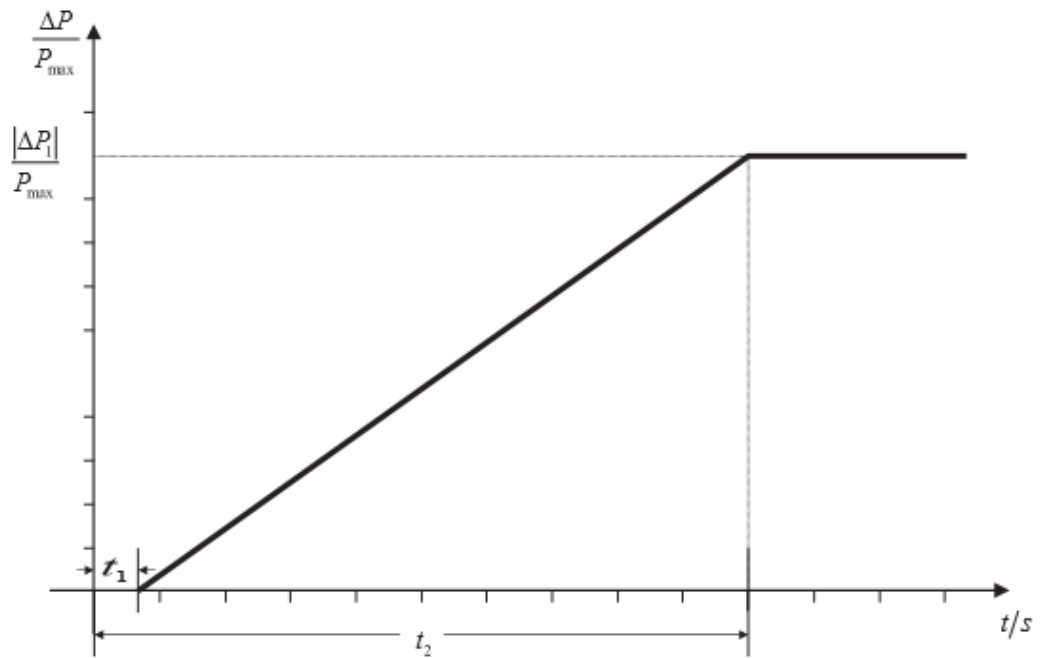


Figura 6: capacità di potenza attiva in risposta alla frequenza.  $\Delta P$  è il cambio in potenza attiva di output.  $T1$  è il ritardo iniziale e  $T2$  è il tempo per la totale attivazione.

Parameters	Ranges or values
Active Power range related to Maximum Capacity (Frequency response range) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1.5 – 10 %
Maximum admissible initial delay $t_1$ unless justified otherwise for generation technologies with Inertia	2 seconds
Maximum admissible initial delay $t_1$ unless justified otherwise for generation technologies without Inertia	as specified by the Relevant TSO while respecting the provisions of Article 4(3)
Maximum admissible choice of full activation time $t_2$ , unless longer activation times are admitted by the Relevant TSO due to system stability reasons	30 seconds

Tabella 5: parametri per l'attivazione totale della potenza attiva in risposta alla frequenza risultante da un cambio (step) della frequenza di rete.

- Per quanto riguarda il controllo del ripristino della frequenza (regolazione secondaria), l'UP deve provvedere alle funzionalità in accordo con le specifiche definite dal TSO, mirando al ripristino della frequenza al suo valore nominale e/o mantenendo lo scambio di frequenza tra le aree di controllo e i loro valori programmati.
- Per quanto riguarda la disconnessione dovuta ad underfrequency, tutte le UP devono essere in grado di comportarsi come carichi tranne le sorgenti ausiliarie, includendo gli impianti idroelettrici di pompaggio.
- Per quanto riguarda il monitoraggio in tempo reale in condizioni di FSM:
  1. Per monitorare l'operazione di potenza attiva in risposta alla frequenza l'interfaccia di comunicazione deve essere equipaggiata per il trasferimento online dal modulo di generazione di potenza al Network control centre dell'operatore di rete su richiesta di quest'ultimo con almeno i seguenti segnali:
    1. status signal dell' FSM;
    2. output programmato di potenza attiva;
    3. valore istantaneo della potenza attiva in output;
    4. valore istantaneo dei parametri di settaggio per la potenza attiva in output in risposta alla frequenza;
    5. droop e deadband;
  2. L'operatore di rete deve definire segnali aggiuntivi forniti dalle UP per i devices di monitoraggio e/o di registrazione col fine di verificare le performance di erogazione di potenza attiva in risposta alla frequenza.
- Le UP di tipo C devono soddisfare i seguenti requisiti per quanto riguarda la stabilità di tensione:
  - l'operatore di rete deve avere il diritto di specificare il livello di tensione al punto di connessione per il quale ogni impianto deve essere in grado di effettuare la disconnessione. I settaggi e i termini della disconnessione automatica devono essere definiti da ogni TSO.
- Le UP di tipo C devono soddisfare i seguenti requisiti per quanto riguarda la solidità dello stesso

- Nel caso di oscillazioni di potenza, la stabilità nello stato stazionario di una UP è richiesta per tutti i punti di funzionamento nel diagramma P-Q-Capability Diagram. L'impianto deve essere in grado di operare senza riduzione di potenza fintanto che tensione e frequenza rimangano nei limiti definiti ammissibili dal codice di rete.
- Auto-disconnessioni monofase o trifase nella rete elettrica devono essere affrontate dal modulo di generazione.
- Le UP di tipo C devono soddisfare i seguenti requisiti per quanto riguarda il ripristino di sistema:
  - Black start capability:
    1. Non è obbligatoria. Se il TSO ritiene a rischio la sicurezza del sistema può ottenere una quota per la black start capability dai proprietari delle strutture di generazione.
    2. L'UP dotata di black start capability deve essere in grado di partire da uno shut down in un tempo definito dal TSO senza fonti esterne di energia. Deve inoltre essere in grado di sincronizzarsi con la rete entro i limiti di frequenza ed entro i limiti di tensione.
    3. La regolazione della tensione dell'UP deve essere tale da consentire la regolazione automatica delle connessioni dei carichi che causano abbassamenti di tensione.

L'UP deve:

- essere in grado di regolare carichi connessi in block load;
- controllare la potenza attiva in output in caso di overfrequency e underfrequency;
- essere in grado di operare in parallelo con alcune UP in isola;
- controllare automaticamente la tensione durante la fase di ripristino.
- Per quanto riguarda la capacità di operare in isola:
  1. Se richiesta da TSO deve essere svolta entro i limiti di frequenza e tensione.

2. Se richiesto, L'UP deve essere in grado di operare in FSM durante le operazioni in isola e deve essere in grado se necessario di ridurre il proprio output di potenza attiva fino al 55% della massima capacità.
3. L'UP deve essere in grado di continuare il proprio esercizio in seguito a sganci dal carico. Il minimo tempo di operatività deve essere definito dal TSO tenendo conto delle caratteristiche tecniche della struttura.

#### **1.1.4 REQUISITI GENERALI PER IMPIANTI TIPO D**

Gli impianti di tipo D devono soddisfare ulteriori requisiti per quanto riguarda la stabilità della tensione, la stabilità in condizioni di guasto e il management generale del sistema.

Non vengono invece introdotti nuovi vincoli per il controllo e la regolazione della frequenza rispetto ad impianti di tipo C.

## 1.2 CODICE DI RETE TERNA

Si descrivono innanzitutto le seguenti condizioni di esercizio per i sistemi elettrici nazionali [3]:

- Condizioni normali, o di allarme, in cui la frequenza di rete è sempre contenuta nell'intervallo tra  $\pm 100$  mHz rispetto al valore nominale, con esclusione della Sardegna e della Sicilia, quest'ultima nei casi in cui non è connessa alla rete continentale, dove la frequenza è nell'intervallo  $49,5 \div 50,5$  Hz.
- Condizioni di emergenza o di ripristino, in cui la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz.

### 1.2.1 REGOLAZIONE PRIMARIA

In un sistema elettrico, ogni squilibrio tra generazione e fabbisogno in potenza causa un transitorio in cui, nei primi istanti, si verifica una variazione dell'energia cinetica immagazzinata nei motori e negli alternatori connessi e in esercizio. [3]

L'effetto evidente è una variazione di frequenza rispetto al valore nominale. Nei secondi successivi alla variazione di frequenza, i regolatori di velocità delle unità di produzione agiscono automaticamente, ed in maniera autonoma l'uno dall'altro, sulla potenza generata dai rispettivi motori primi ad essi asserviti con una azione che modifica la potenza elettrica in modo da ristabilire l'equilibrio tra la potenza generata ed il fabbisogno.

L'azione dei regolatori permette di contenere la variazione di frequenza, ma non ne ripristina il valore nominale.

In questo modo si definisce *Regolazione Primaria della velocità* l'insieme di operazioni avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno.

Nel caso di un transitorio in sotto-frequenza, la potenza complessiva immessa in rete dalle unità di produzione in esercizio sarà aumentata. Affinché ciò sia possibile è necessario che tali unità dispongano di un margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza massima. Questa potenza è denominata riserva di regolazione primaria. La somma delle riserve di regolazione primarie di tutte le unità di produzione in esercizio costituisce la riserva primaria del Sistema Elettrico Nazionale.

Analoghe considerazioni possono essere svolte in caso di un transitorio di sovra-frequenza. Tuttavia, in questo caso, la riserva di regolazione primaria è data dal margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza corrispondente a quella di minimo tecnico dichiarata per ogni impianto. Al ristabilimento dell'equilibrio delle potenze generate ed assorbite, il sistema elettrico si trova ad operare in una nuova condizione di regime, in cui la frequenza ha un valore diverso da quello nominale e gli scambi di potenza tra le varie Aree di Controllo, definite dall'UCTE, sono diversi dai valori programmati. Per il cosiddetto Principio di Solidarietà, il contributo in potenza che ogni Area di Controllo deve fornire per la costituzione della riserva primaria di tutta la rete interconnessa è definito in base ad un Coefficiente di Partecipazione della singola Area, assegnato annualmente dall'UCTE e che ogni Gestore di sistema elettrico di trasmissione è chiamato a rispettare [3].

La regolazione primaria, e la corrispondente banda di riserva di potenza, fanno parte di un servizio che è obbligatorio per tutte le unità di produzione in servizio con potenza non inferiore a 10 MVA, con le modalità descritte dal Codice di Rete.

### **1.2.1.1 OBBLIGHI DI FORNITURA**

Il servizio di regolazione primaria è obbligatorio per tutte le UP con potenza efficiente non inferiore a 10 MW ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (nel caso di impianti idroelettrici solo gli impianti ad acqua fluente).

Le UP di tipo cogenerativo, oppure quelle asservite a, o dipendenti da, cicli produttivi complementari a quello elettrico, hanno ugualmente l'obbligo di fornire il servizio di regolazione primaria della frequenza.

La regolazione del regolatore di velocità deve essere sempre automatica, in particolare:

- UP termoelettriche il tipo di regolazione impostata nei regolatori di velocità deve essere di tipo coordinata con frequency-bias.



- UP idroelettriche non devono essere limitate né in gradiente, né in banda, ma devono essere vincolate solo dalle caratteristiche idrauliche degli organi di regolazione e dalla disponibilità di energetica.
- Il gradiente della regolazione di velocità deve essere in ogni caso superiore a quello della regolazione secondaria.

Il Produttore è tenuto ad informare TERNA dell'esclusione o meno della regolazione automatica e sui tempi di rientro.

### **1.2.1.2 REQUISITI FUNZIONALI**

Ogni UP che partecipa alla regolazione primaria della frequenza deve essere dotata di un regolatore di velocità che sia in grado di garantire un funzionamento stabile del gruppo sia nell'esercizio in parallelo con la rete elettrica che in condizioni di rete isolata.

I regolatori devono garantire le seguenti prestazioni funzionali minime:

- 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  $\pm 10$  mHz
- capacità di far funzionare il gruppo 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.

### **1.2.1.3 RISERVA PRIMARIA**

Le UP di generazione nel Continente e quelli in Sicilia, nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente, che partecipano alla regolazione primaria della frequenza devono garantire una riserva di potenza attiva non inferiore a 1.5% della potenza efficiente dichiarata, quando la potenza erogata è pari alla potenza massima erogabile o è pari alla potenza minima erogabile.

Dunque, l'UP può essere esercita (vedi figura 6) nel campo di funzionamento ammissibile che può variare tra la  $P_{MAX}$  e la  $P_{MIN}$  definite di seguito:

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

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

dove  $P_{MT}$  è la potenza di minimo tecnico.

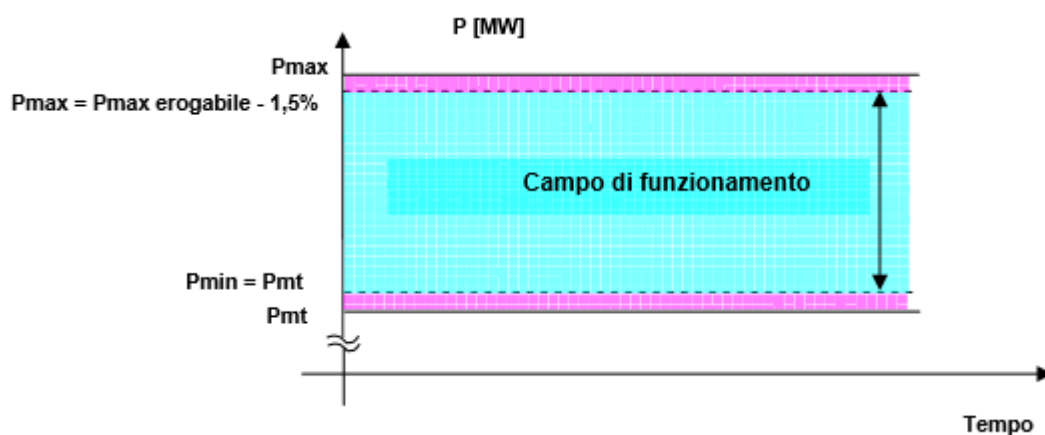


Figura 6: campo di funzionamento ammissibile per UP del Continente e della Sicilia nei casi in cui è programmata interconnessa al continente.

Nei sistemi elettrici della Sardegna, sempre, e della Sicilia, per quest'ultima solo nei periodi in cui è programmata l'apertura dell'interconnessione con il Continente, (vedi Figura 7), ciascuna UP deve mettere a disposizione una riserva primaria non inferiore al 10% della propria  $P_{eff}$  e pertanto potrà essere esercito ad una potenza massima non superiore al 90% della  $P_{eff}$ . Dunque l'UP può essere esercita nel campo di funzionamento ammissibile che può variare tra la  $P_{MAX}$  e la  $P_{MIN}$  definite di seguito:

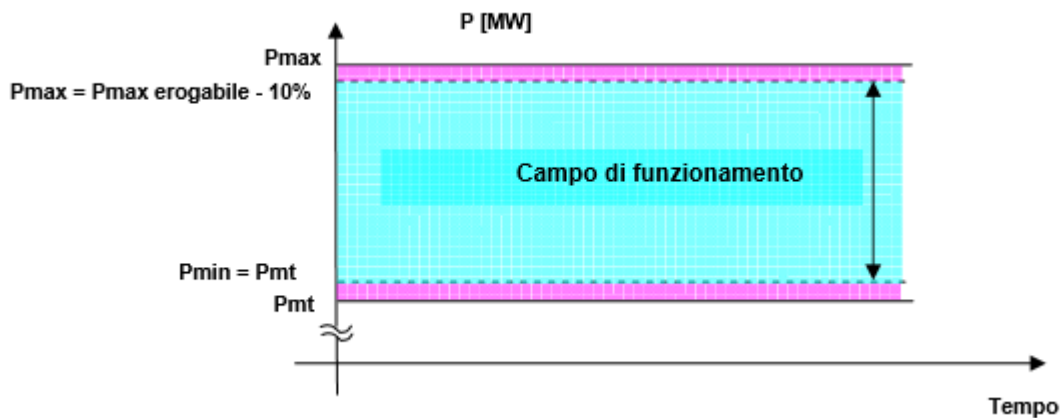


Figura 7: campo di funzionamento ammissibile per UP della Sardegna, sempre, e della Sicilia in isola programmata di rete.

#### 1.2.1.4 MODALITÀ DI FORNITURA DEL SERVIZIO IN CONDIZIONI NORMALI DI ESERCIZIO

All'interno delle condizioni normali di esercizio e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili ogni gruppo deve erogare una quota  $\Delta P_e$  della banda di riserva primaria disponibile tenendo conto dell'entità della variazione di frequenza  $\Delta f$  e del grado di statismo permanente  $s_p$  impostato nel regolatore in funzione della relazione:

$$\Delta P_e = \frac{-\Delta f}{50} \frac{P_{eff}}{s_p}$$

Non è consentita nessuna limitazione di ampiezza e di gradiente alla fornitura della riserva primaria; le modalità di erogazione del contributo di regolazione primaria devono rispettare le seguenti prescrizioni:

- entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno metà della  $\Delta P_e$  richiesta.
- entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la  $\Delta P_e$  richiesta.

Trascorsi 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza, e se lo scarto di frequenza persiste, tutte le UP regolanti devono continuare ad aumentare, o diminuire, la potenza erogata in funzione dell'errore di frequenza. Per le UP a ciclo combinato, in condizioni normali di esercizio e solo per potenza generata pari alla potenza massima o alla minima, il gradiente di erogazione della stessa banda deve essere non inferiore al 3% al minuto della  $P_{eff}$  del gruppo.

Nell'intervallo compreso tra la potenza minima e la potenza massima, invece, non è consentita alcuna limitazione volontaria di ampiezza e di gradiente alla fornitura della riserva primaria. Una volta attuata la variazione di potenza  $\Delta P_e$  richiesta dalla regolazione primaria, l'UP deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza risultante per almeno 15 minuti consecutivi.

### **1.2.1.5 MODALITÀ DI FORNITURA DEL SERVIZIO IN CONDIZIONI DI EMERGENZA**

In condizioni di emergenza e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili la quota  $\Delta P_e$  della banda di riserva primaria disponibile è stabilita dalla stessa relazione valida per le condizioni normali di esercizio. Pertanto, ogni UP deve erogare, se richiesto dall'entità della variazione, tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento di uno dei limiti operativi di massima, o minima potenza.

La citata variazione di potenza deve essere erogata con il massimo gradiente tollerabile per il funzionamento continuativo dell'impianto, certificato dal Titolare con prove di tipo, ovvero il massimo gradiente che non compromette il funzionamento continuativo del ciclo del combustibile, termico e elettromeccanico dell'impianto. Tale gradiente deve essere significativamente superiore al 3% al minuto della  $P_{eff}$  dell'unità di produzione (vedi Figura 8).

Per UP di produzione di tipo turbogas dei gruppi a ciclo combinato il gradiente minimo della regolazione di velocità deve essere non inferiore a 30 MW/m.

Con riferimento alle unità a vapore convenzionali, gli obiettivi da perseguire durante i transitori di regolazione in condizioni di emergenza sono:

- eseguire una partecipazione soddisfacente alla regolazione primaria.

- evitare l'insorgere di blocchi/scatti del sistema caldaia/turbina e, quindi, garantire il funzionamento continuativo dell'impianto.
- non compromettere la riuscita di una eventuale manovra di *Load rejection*.

Una volta attuata la variazione di potenza  $\Delta P_e$  richiesta dalla regolazione primaria, l'UP deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza risultante per almeno 15 minuti consecutivi.

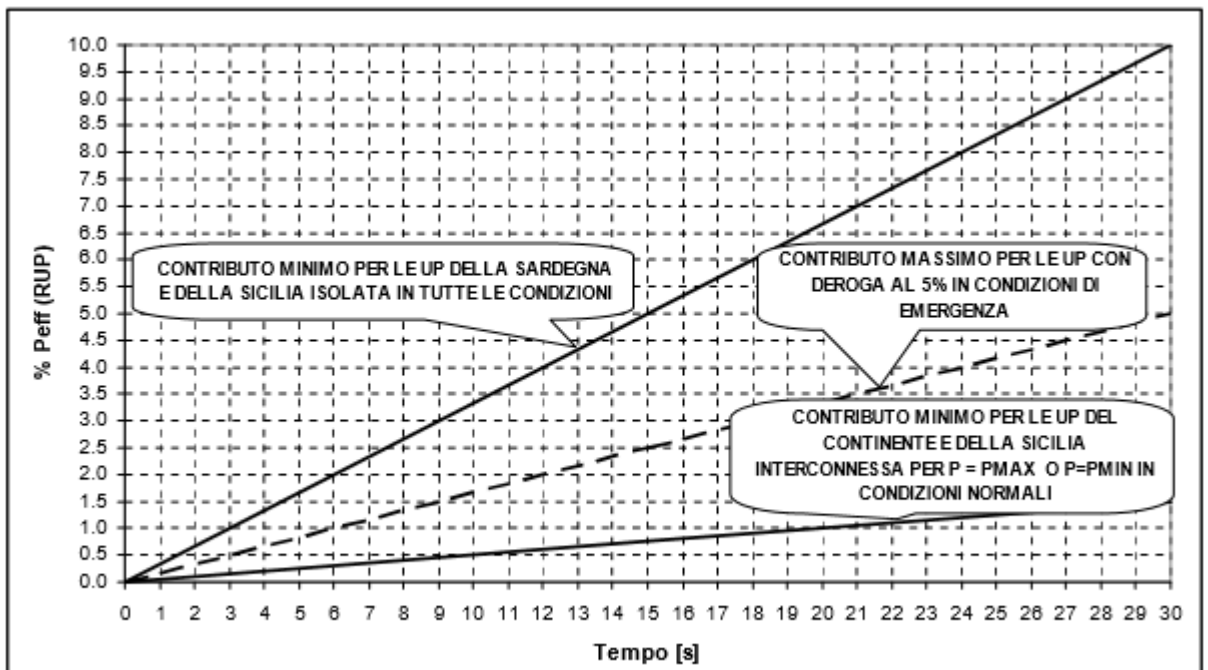


Figura 8: Partecipazione alla regolazione primaria di frequenza per UP termoelettriche in % di  $P_{eff}$ , riferiti ad un valore di statismo pari al 5%.

### 1.2.1.6 GRADO DI STATISMO

Terna prescrive che i regolatori di velocità siano tarati come segue:

- per tutte le unità idroelettriche:
  - deve essere impostato un grado di statismo pari al 4%
  - la banda morta intenzionale non deve essere superiore a  $\pm 10$  mHz.
- per tutte le unità termoelettriche:

- deve essere impostato un grado di statismo pari al 5%. A ciò deve attenersi anche ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore;
- la banda morta intenzionale non deve essere superiore a  $\pm 10$  mHz per le unità a vapore a ciclo semplice e a  $\pm 20$  mHz, per le unità turbogas e per le unità a vapore dei cicli combinati.

L'insensibilità massima dei regolatori, cioè il limite tecnologico degli stessi, deve essere minore di  $\pm 10$  mHz per tutte le tipologie di impianti. Per gli impianti di non recente costruzione, o in adeguamento, i cui regolatori hanno una insensibilità maggiore di  $\pm 10$  mHz, la banda morta volontaria deve essere impostata in misura tale che, se sommata all'insensibilità, non si superi il valore complessivo di  $\pm 30$  mHz.

In caso di variazione di frequenza superiore alla banda morta, il contributo non fornito in regolazione primaria deve essere recuperato, ad esempio come indicato in Figura 9.

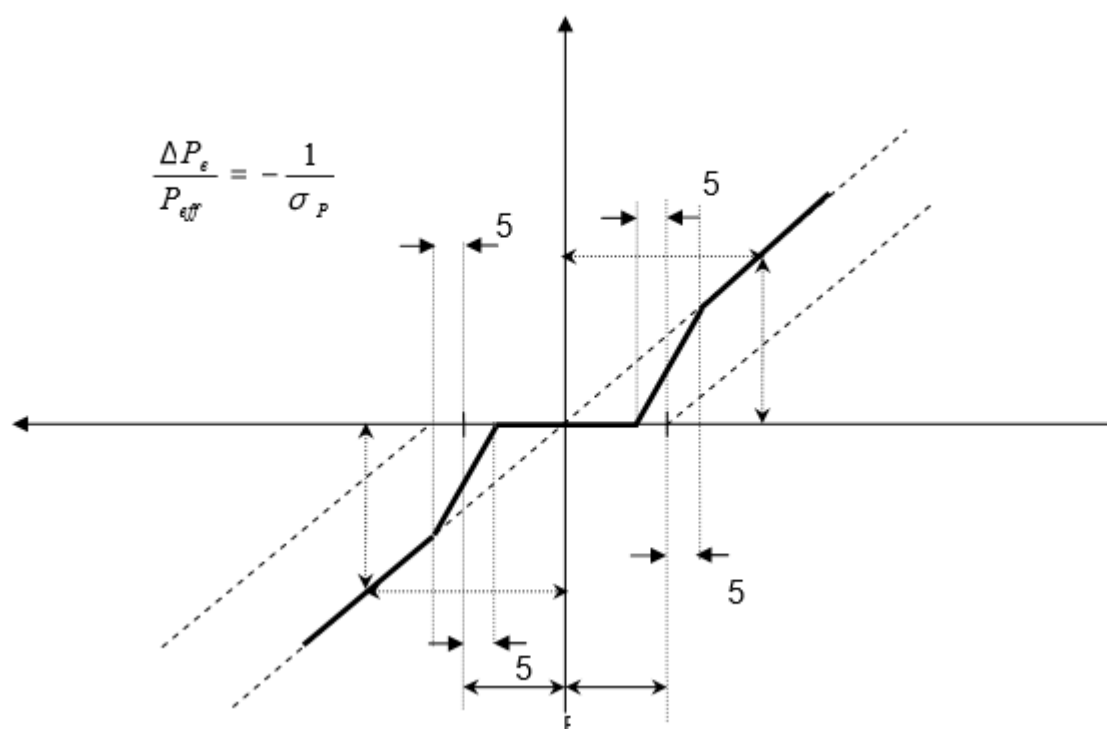


Figura 9: Modalità corretta di regolazione per la compensazione della banda morta dei regolatori

## **1.2.2 REGOLAZIONE SECONDARIA**

Per ristabilire sia il valore nominale delle frequenza, che i valori di potenza di scambio programmati, è stata istituita una ulteriore regolazione, denominata Regolazione Secondaria o Regolazione Frequenza-Potenza, che deve intervenire con tempi più lenti, dell'ordine delle diverse decine di secondi. Anche questa regolazione agisce su un margine di potenza dedicata, denominata riserva o banda secondaria, resa disponibile dalle unità di produzione in servizio e la cui entità è stabilita da TERNA sempre in ottemperanza alle raccomandazioni definite dall'UCTE [5].

La regolazione secondaria è effettuata dai regolatori di velocità delle unità di produzione che partecipano a tale servizio, mediante l'acquisizione e l'elaborazione di un segnale aggiuntivo, il Livello di Regolazione, inviato da un dispositivo automatico centralizzato, il Regolatore di Rete.

Il Regolatore di Rete, sensibile all'errore  $\Delta f$  di frequenza ed all'errore  $\Delta P_s$  della potenza programmata di scambio tra Aree di Controllo, elabora ed invia il segnale di Livello a tutti i gruppi asserviti.

I regolatori che lo acquisiscono modificano la richiesta di carico, adeguando la potenza erogata dai gruppi in modo coerente all'annullamento di  $\Delta f$  e  $\Delta P_s$ .

### **1.2.2.1 REQUISITI FUNZIONALI**

I regolatori di velocità delle UP che partecipano alla regolazione secondaria di frequenza/potenza, oltre alle caratteristiche richieste dalla regolazione primaria, devono:

- essere in grado di ricevere dal Regolatore centralizzato di Rete, comandi remoti di variazione del segnale di riferimento di potenza, sotto forma di un livello percentuale, variabile tra 0 e 100%, riferito alla riserva di regolazione secondaria disponibile.
- nel caso di impianti formati da più gruppi, essere dotati di un dispositivo in grado di ripartire la potenza attiva fra i gruppi in regolazione.

### **1.2.2.2 RISERVA SECONDARIA**

Unità di produzione abilitate alla fornitura del servizio di regolazione secondaria della frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva secondaria di potenza non inferiore a:

- il maggiore tra  $\pm 10$  MW e il  $\pm 6\%$  della potenza massima per i gruppi termoelettrici. Nel caso di gruppi a ciclo combinato il valore della riserva va riferito alla potenza complessiva di tutto l'assetto del gruppo.
- il  $\pm 15\%$  della potenza massima per i gruppi idroelettrici.

Le UP che partecipano alla regolazione secondaria di frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva di regolazione totale data dalla somma della riserva primaria e secondaria.

La variazione massima 0-100% della banda di regolazione deve avvenire in 200 s per i gruppi di generazione. Per i gruppi della Sardegna e della Sicilia, quest'ultima quando il collegamento con il Continente è aperto, il segnale inviato da TERNA sarà caratterizzato da una costante di tempo pari a 100 s per una variazione 0-100% del livello.

La riserva secondaria richiesta deve poter essere erogata con continuità per un tempo massimo non inferiore a 2 ore.

### **1.2.2.3 REGOLAZIONE INTEGRALE LOCALE DI FREQUENZA**

La funzione Integrale Locale di Frequenza (ILF) concorre al ripristino della frequenza nominale adeguando la potenza prodotta dal gruppo fino, se necessario, al valore di potenza massima o minima nei casi in cui la rete elettrica di connessione sia isolata a seguito di una separazione di rete, e, pertanto, non sia possibile la regolazione secondaria centralizzata.

TERNA richiede di attivare la regolazione ILF per tutte le UP, in accordo al seguente schema di funzionamento:

- attivazione per un errore di frequenza maggiore di  $\pm 0,3$  Hz.
- inibizione per un errore di frequenza minore di  $\pm 0,1$  Hz 10.



- gradiente di variazione di carico non inferiore a quello dichiarato in RUP ( Registro delle Unità di Produzione) statico

La Regolazione con ILF esegue un by-pass della regolazione secondaria, si affianca alla regolazione primaria , che contemporaneamente deve continuare a lavorare in automatico senza essere bloccata.

Le caratteristiche dell'ILF sono, in genere, analoghe a quelle della regolazione secondaria frequenza/potenza e la sua attivazione è un indice utilizzato dagli operatori delle sale manovra dei gruppi per il riconoscimento del funzionamento in isola di carico. Gli stessi operatori devono quindi gestire l'impianto conseguentemente.

Il gradiente massimo di erogazione della potenza, calcolato sommando il gradiente del ILF e quello del regolatore di velocità, deve essere quello massimo sostenibile dall'impianto e fissato in modo tale da evitare eventuali scatti o funzionamento instabile del gruppo.

Solamente nel caso di funzionamento instabile è possibile bloccare il regolatore di velocità, congelando il valore della partecipazione del regolatore di velocità all'ultimo valore raggiunto, in tal caso il gradiente massimo coincide con quello della sola funzione ILF.

UP di potenza efficiente minore di 10 MW e gruppi idroelettrici esistenti non classificati come impianti di prima riaccensione o comunque di vecchia generazione possono essere esentate dalla funzione ILF, se le condizioni di rete non ne richiedano la presenza.

L'azione dell'ILF si disinserisce, senza resettare l'integratore, quando la variazione di frequenza rientra nei limiti di +/-0,1 Hz. Successivamente alla prima inserzione è sufficiente superare il limite di variazione di +/-0,1 affinché si attivi nuovamente l'ILF.

L'esclusione definitiva è affidata all'operatore della sala manovra (o centro di conduzione) con un comando manuale quando, su indicazioni di TERNA, è ripristinato uno stato di funzionamento normale per il sistema elettrico.

TERNA accetta anche un ripristino automatico dopo 5 minuti che la frequenza è rientrata nel range +/-0,03Hz. Le vecchie centrali idroelettriche devono continuare ad utilizzare le funzioni AURET e ORR qualora ne siano dotate. La funzione ILF deve essere abilitata di default e deve essere installata in tutti i regolatori di velocità dei gruppi termoelettrici e idroelettrici, tranne che nelle eccezioni di cui prima. La funzione ILF deve essere implementata nel sistema di controllo se non è realizzabile nel regolatore di velocità.

### **1.2.3 REGOLATORI AURET E REGOLATORI PER LA RIPARTENZA AUTONOMA**

Il Regolatore della classe AURET (Apparecchiatura Ausiliaria per Regolatori Elettrici di Turbine idrauliche) è un automatismo ausiliario, adottato in alcune grandi centrali idroelettriche, che agisce in parallelo alle regolazioni principali di tensione e velocità.

In genere, per la regolazione della velocità è tarato con uno statismo statico dello 0,5% ed esegue una regolazione secondaria di tipo integrale (ILF) riportando la frequenza entro un intervallo di 0,075 Hz intorno al valore nominale, con una costante di tempo di circa 100 s. Questo intervallo rappresenta anche una banda morta per il regolatore che quindi non esegue ulteriori azioni di controllo se la frequenza rimane entro questi limiti.

L'azione dell'AURET interviene automaticamente quando la frequenza supera una variazione di 0,5 Hz dal valore nominale. Si disinserisce quando la variazione di frequenza rientra nei limiti di 0,075 Hz. Successivamente alla prima inserzione è sufficiente superare il limite di variazione di 0,075 affinché si attivi nuovamente. L'esclusione definitiva è affidata all'operatore della sala manovra (o centro di conduzione) con un comando manuale quando, su indicazioni di TERNA, è ripristinato uno stato di funzionamento normale per il sistema elettrico.

### **1.2.4 FUNZIONE DI STIMOLAZIONE DELLA PRODUZIONE**

Su richiesta di TERNA, i regolatori di velocità delle UP idroelettriche con potenza attiva nominale non inferiore a 10 MW devono poter ricevere un segnale di stimolazione direttamente dalle sale controllo di TERNA, o dai relativi punti di conduzione.

La velocità di variazione della potenza conseguente alla ricezione del segnale di stimolazione, che deve essere almeno pari al 1% della  $P_{eff}$  / sec per ogni gruppo.

La prestazione ottenuta dal Titolare sarà definita durante la prova con TERNA, da ripetere ogni 3 anni o in seguito a segnalazione di anomalie. La funzione di stimolazione è

obbligatoria per gli impianti idroelettrici nuovi o per quelli già esistenti, che subiscono significativi e sostanziali interventi di ammodernamento e rifacimento.

### **1.2.3 REGOLAZIONE TERZIARIA**

Nel caso di utilizzo permanente della banda di regolazione secondaria, TERNA può ripristinare una quota del margine di potenza destinato a questa regolazione utilizzando un'ulteriore potenza disponibile definita Riserva di Regolazione Terziaria.

La regolazione terziaria, a differenza delle precedenti, viene eseguita su richiesta di TERNA, che impartisce disposizioni di esercizio come l'entrata in servizio di gruppi di riserva o la variazione della potenza prodotta da gruppi già in servizio.

## 2 IMPIANTI IDROELETTRICI

### 2.1 L'IDROELETTRICO NEL MONDO

Nel 2015 si è visto un grande sviluppo della generazione idroelettrica, sono infatti stati installati 33.7 GW di nuova capacità, inclusi 2.5 GW di capacità data da impianti di pompaggio. [6]

Nel mondo la capacità totale di energia idroelettrica installata è stimata a 1,212 GW.

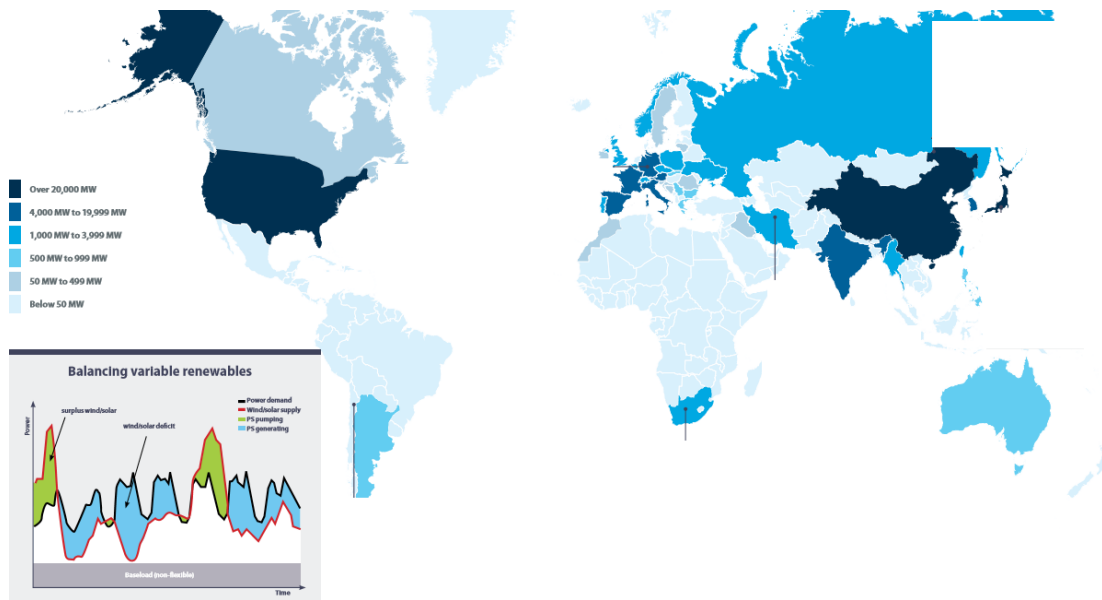
L'energia elettrica prodotta nel 2015 è stimata in 3,975 TWh. La Cina domina il mercato delle nuove installazioni, aggiungendo 19.4 GW di capacità.

Questo sviluppo è dovuto anche al ruolo di crescente importanza nei programmi energetici che ricopre la sostenibilità ambientale, catalizzando gli investimenti verso tecnologie che utilizzino energia pulita e rinnovabile. Si cerca quindi di basare le politiche energetiche per un futuro sostenibile e low-carbon, contrastando i problemi climatici derivanti da inquinamento e CO<sub>2</sub>.

Inoltre un fattore di crescente importanza è il ruolo chiave che giocano gli impianti di pompaggio: il crescente sviluppo di altre energie rinnovabili quali l'energia eolica e l'energia solare rendono indispensabili delle strutture si accumulano. Per questo gli impianti di pompaggio stanno diventando sempre più apprezzati in tutto il mondo.

Gli impianti di pompaggio contribuiscono infatti per oltre il 97% della capacità mondiale di stoccaggio dell'energia.





*Figura 12: capacità installata per quanto riguarda impianti di pompaggio, nel grafico inoltre si può notare il ruolo di bilanciamento necessario per far fronte agli andamenti non costanti delle altre energie rinnovabili.*

## 2.1.1 SITUAZIONE EUROPEA

L'idroelettrico è programmato per avere un ruolo chiave in Europa per il raggiungimento degli obiettivi per il clima e la sostenibilità, in particolare è chiamato ad aumentare in maniera significativa la variabile rinnovabili nella penetrazione nella rete elettrica.

Come nel resto del mondo, la flessibilità necessaria per bilanciare le altre fonti rinnovabili è data dagli impianti di pompaggio, l'unica risorsa di accumulo utilizzabile in larga scala e competitiva dal punto di vista dei costi.

Ad oggi la capacità installata è stimata in 218 GW, di cui più di 150 GW sotto forma di impianti di pompaggio.

La maggior parte della capacità è installata in Scandinavia e nella regione alpina, mentre la zona non sfruttata è concentrata nell'est Europa. In particolare le regioni dove sono stimate maggiori le potenzialità per installare impianti idroelettrici sono quelle balcaniche con circa 80,000 GWh concentrati prevalentemente nelle catene montuose del Montenegro e dell'Albania.

HYDROPOWER TARGETS	
Country	Target
Armenia	265 MW additional hydropower by 2025
Austria	1,000 MW to be added 2010–20
Bulgaria	522 MW new capacity by 2018
Finland	14,600 MW hydropower by 2020
Italy	42,000 GWh/year from 17,800 MW by 2020
Lithuania	14 MW by 2020
Macedonia	216 GWh/year small-scale hydropower by 2020
Portugal	400 MW small-scale hydropower by 2020
Spain	13,900 MW by 2020 (2.9 per cent of final energy mix) 8,800 MW pumped storage by 2020
Switzerland	37,400 GWh/year by 2035

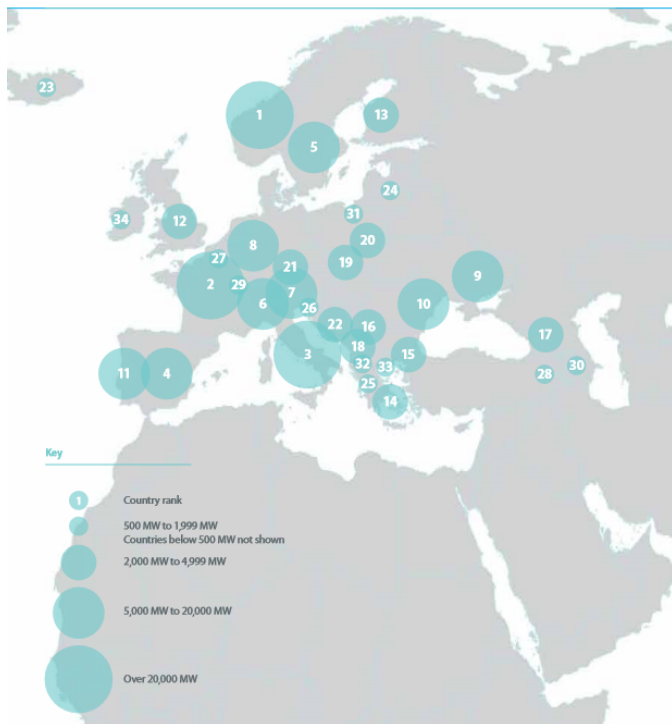
Figura 13: alcuni obiettivi fissati per lo sviluppo di nuova capacità.

Nei Paesi dove la disponibilità di energia idroelettrica è già altamente sfruttata ( nord e ovest Europa ) gli sforzi sono invece concentrati nel migliorare l'efficienza, nel modernizzare gli impianti datati e nel minimizzare gli impatti ecologici.

Per questo motivo i nuovi impianti installati in queste regioni sono prevalentemente strutture ad acqua fluente o categorizzate nel mini-micro idroelettrico, impianti dunque di potenza ridotta.



## EUROPE REGION MAP



TOP SIX COUNTRIES BY INSTALLED HYDROPOWER CAPACITY (MW)\* OTHERS: 89,945 | TOTAL: 218,404

1	2	3	4	5	6
NORWAY	FRANCE	ITALY	SPAIN	SWEDEN	SWITZERLAND
30,566	25,397	21,880	18,561	16,419	15,635

### EUROPE CAPACITY BY COUNTRY

Rank	Country	Installed hydropower capacity (MW)*	Rank	Country	Installed hydropower capacity (MW)
1	Norway	30,566	31	Lithuania	876
2	France	25,397	32	Montenegro	658
3	Italy	21,880	33	Macedonia	674
4	Spain	18,561	34	Ireland	529
5	Sweden	16,419	35	Greenland	90
6	Switzerland	15,635	36	Moldova	76
7	Austria	13,178	37	Hungary	56
8	Germany	11,258	38	Andorra	45
9	Ukraine	6,785	39	Faroe Islands	39
10	Romania	6,705	40	Netherlands	37
11	Portugal	5,902	41	Kosovo	36
12	United Kingdom	4,443	42	Belarus	33
13	Finland	3,198	43	Denmark	9
14	Greece	3,396	44	Estonia	8
15	Bulgaria	3,129			
16	Serbia	2,835			
17	Georgia	2,727			
18	Bosnia and Herzegovina	2,504			
19	Slovakia	2,522			
20	Poland	2,351			
21	Czech Republic	2,212			
22	Croatia	2,141			
23	Iceland	1,986			
24	Latvia	1,576			
25	Albania	1,527			
26	Slovenia	1,479			
27	Belgium	1,427			
28	Armenia	1,249			
29	Luxembourg	1,134			
30	Azerbaijan	1,116			

\* includes pumped storage

Figura 14: capacità installata per Paese europeo.

## 2.1.2 ITALIA

Escludendo gli impianti di pompaggio puro, alla fine del 2014 risultano in esercizio in Italia 3.432 impianti idroelettrici. [7]

La maggior parte di questi è di piccole dimensioni, con potenza complessiva inferiore a 1 MW. La potenza degli impianti idroelettrici rappresenta il 36% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile.

Dei 18.418 MW installati in Italia alla fine del 2014, la grande maggioranza si riferisce a impianti con potenza maggiore di 10 MW. Nel corso del 2014 la produzione da fonte idraulica è stata pari a 58.545 GWh, il 49% della produzione totale da fonti rinnovabili. Il 76% dell'energia elettrica generata dagli impianti idroelettrici (44.404 GWh) è stata prodotta da impianti di potenza superiore a 10 MW, il 19% (10.993 GWh) da quelli di potenza compresa tra 1 e 10 MW e il restante 5% (3.148 GWh) da impianti di piccola dimensione, inferiore a 1 MW.

Classi di potenza	n°	Potenza (MW)	Energia (GWh)
P ≤ 1 MW	2.304	678	3.148
1 MW < P ≤ 10 MW	825	2.494	10.993
P > 10 MW	303	15.245	44.404
<b>Totale</b>	<b>3.432</b>	<b>18.418</b>	<b>58.545</b>

*Figura 15: impianti in Italia suddivisi per potenza MW nel 2014.*

Ai sensi della normativa comunitaria non può considerarsi rinnovabile l'energia elettrica prodotta in centrali di pompaggio con il ricorso all'acqua precedentemente pompata a monte.

L'arco temporale compreso tra il 2001 e il 2014 è stato caratterizzato soprattutto dall'installazione di impianti di piccole dimensioni; la potenza installata in Italia è cresciuta secondo un tasso medio annuo dello 0,7%. Naturale conseguenza di questo fenomeno è la progressiva contrazione della taglia media degli impianti, passata da 8,7 MW del 2001 a 5,4 MW nel 2014.

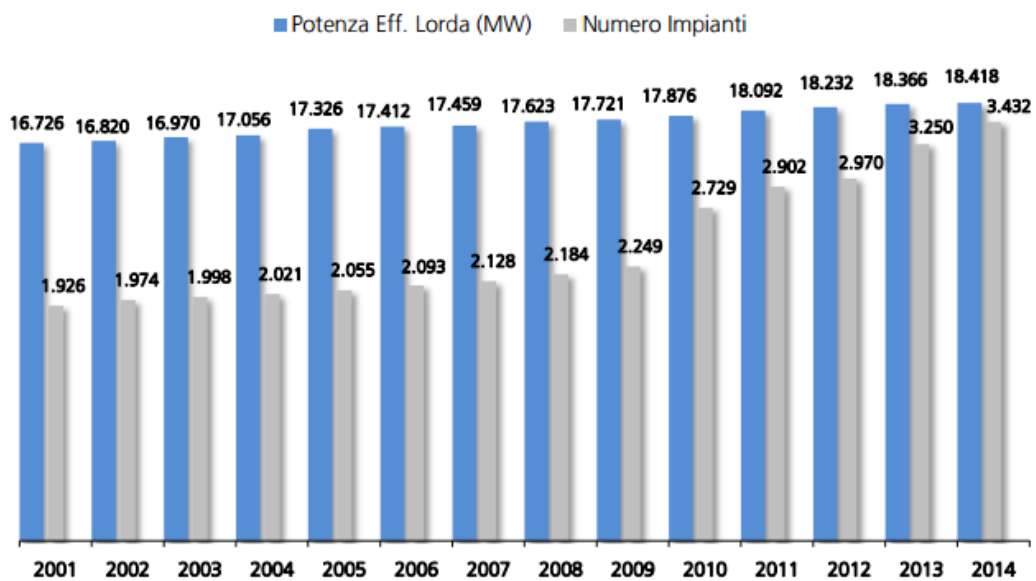


Figura 16: Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti idroelettrici.

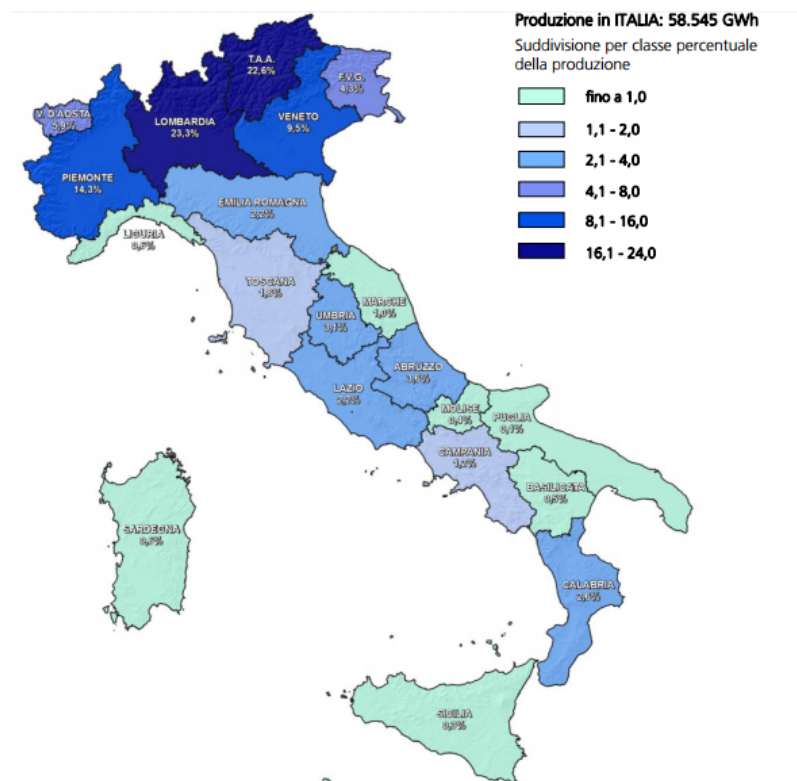


Figura 17: Distribuzione regionale della produzione idroelettrica nel 2014.

## 2.2 DESCRIZIONE IMPIANTO IDROELETTRICO

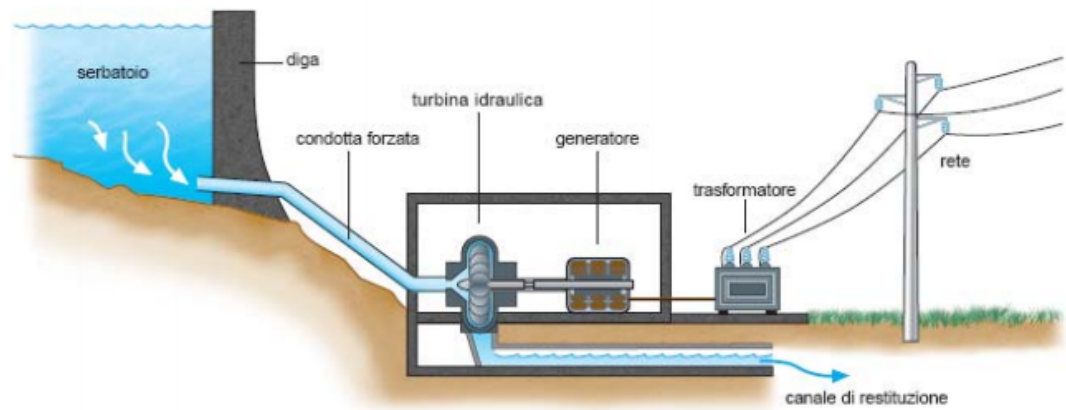
Gli impianti idroelettrici sono classificati in base alla durata di invaso: ⌚

- impianti a serbatoio: durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore; ⌚
- impianti a bacino: durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore; ⌚
- impianti ad acqua fluente: sono quelli che non hanno serbatoio o che hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore. Sono generalmente posizionati sui corsi d'acqua.

Un impianto idroelettrico consiste in quattro elementi base (dipendenti dal tipo di impianto considerato) per generare potenza dall'acqua:

- un "salto", ovvero energia potenziale
- una condotta per far confluire l'acqua (può non essere necessaria)
- una turbina idraulica
- un generatore elettrico

## Schema impianto idroelettrico



*Figura 18: schema generale di un impianto idroelettrico.*

La diga crea il bacino che è necessario ad accumulare l'energia potenziale che fa muovere poi le turbine e fornisce una stima della quantità d'acqua disponibile, quindi si possono determinare i flussi giornalieri e stagionali.

La turbina converte l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica, la quale azionerà un generatore per convertirla in energia elettrica.

L'acqua entra nella turbina attraverso le valvole (wicket gates) e viene poi scaricata attraverso il diffusore (draft tube) una volta prelevata l'energia.

Può essere impiegato un pozzo piezometrico (surge tank) per far fronte al problema del colpo d'ariete ed evitare stress troppo elevati alle strutture e alla condotta.

## 2.2.1 CONDOTTA

Assumendo che:

- la condotta sia uniforme e il flusso monodimensionale, per fluidi quasi incompressibili le distribuzioni di velocità e pressione sono uniformi in ogni sezione della condotta.
- Le deformazioni della condotta sono proporzionali alle forze (legge di Hooke) e gli effetti della comprimibilità del fluido possono essere caratterizzati da un modulo di massa costante.
- Non c'è evaporazione del liquido durante i transitori idraulici.
- Le formule per calcolare le perdite di carico con portata a regime rimangono valide anche nel transitorio.
- Non sono considerati flussi distribuiti lateralmente.

Per descrivere i flussi nello stato transitorio in una condotta forzata si utilizzano due equazioni [8]

- Equazione di continuità

- Equazione del moto

$$\frac{\partial p}{\partial t} + a^2 \rho \frac{\partial V}{\partial x} = 0 \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial V}{\partial t} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + f \frac{V \cdot |V|}{2D} = 0 \quad (2.2)$$

La velocità di propagazione d'onda è definita con  $a = \sqrt{K/\rho}$ , dove K è il modulo di comprimibilità e  $\rho$  è la densità di massa dell'acqua.

Volendo esprimere la pressione in termini di salto piezometrico H e la velocità del flusso come portata Q e sapendo che:

$$p = \rho g (H - z) \quad (2.3)$$

$$Q = VA \quad (2.4)$$

Si introduce una normalizzazione considerando i termini  $h = H/H_0$  e  $q = Q/Q_0$ .

Si introduce inoltre un ulteriore parametro,  $T_w$  definita come la costante di tempo dell'acqua ed associata al tempo di accelerazione dell'acqua nella condotta tra l'ingresso della turbina e il pozzo piezometrico (se esiste) o della riserva.

$$T_w = \frac{L}{gA} \frac{Q_0}{H_0} \quad (2.5)$$

Le equazioni diventano:

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{a^2} \frac{L}{T_w} \frac{\partial h}{\partial t} = 0 \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial h}{\partial x} + \frac{T_w}{L} \frac{\partial p}{\partial t} + f \frac{T_w}{L} \frac{Q_0}{2AD} q|q| = 0 \quad (2.7)$$

Usando le trasformate di Laplace:

$$\frac{\partial q(s)}{\partial x} + \frac{1}{a^2} \frac{L}{T_w} (sh(s)) = 0 \quad (2.8)$$

$$\frac{\partial h(s)}{\partial x} + \frac{T_w}{L} \left( s + f \frac{Q_0}{2AD} \right) q(s) = 0 \quad (2.9)$$

La funzione di trasferimento tra ingresso ed uscita che ne deriva risulta:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = \frac{-T_w}{T_e} \left( 1 + \frac{fQ_0}{2ADs} \right)^{(1/2)} \tanh \left[ \left( s^2 + s \frac{fQ_0}{2DA} \right)^{(1/2)} T_e \right] \quad (2.10)$$

Trascurando le perdite idrauliche di attrito

$$\frac{h(s)}{q(s)} = \frac{-T_w}{T_e} \tanh (sT_e) \quad (2.11)$$

Assumendo che la colonna d'acqua sia inelastica  $\tanh(sT_e) \approx sT_e$ . Per piccole variazioni attorno al punto di lavoro:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = -T_w s - H_f \quad (2.12)$$

Trascurando le perdite idrauliche di attrito

$$\frac{h(s)}{q(s)} = -T_w s \quad (2.13)$$

## 2.2.2 POZZO PIEZOMETRICO

Può essere modellato con una semplice equazione differenziale ordinaria, derivante dall'equazione di continuità tra le giunzioni del tunnel e del pozzo piezometrico.

$$q = \frac{A_s H_0}{Q_0} \frac{dh}{dt} \quad (2.14)$$

Con  $T_s$  tempo di riempimento del serbatoio

$$T_s = \frac{A_s H_0}{Q_0} \quad (2.15)$$

La funzione di trasferimento della portata e della pressione dell'acqua a monte del pozzo piezometrico:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = \frac{1}{s T_s} \quad (2.16)$$



## 2.2.3 TURBINE IDRAULICHE

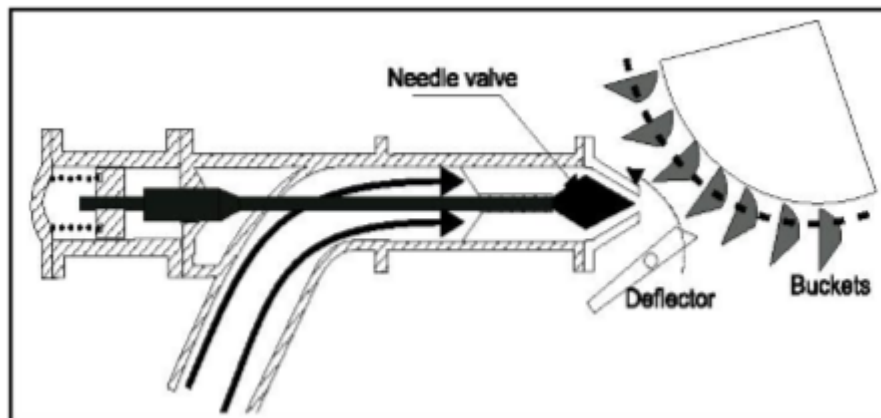
Le moderne turbine possono sviluppare potenza da quasi tutte le combinazioni di portata e salto, e si possono dividere in due principali categorie: turbine a impulso e turbine a reazione:

- TURBINE A IMPULSO

Hanno una girante con pale a forma di “cucchiaio” situate nella periferia, spinte da uno o più getti ad alta velocità.

Sono rappresentate da ruote idrauliche di tipo Pelton e vengono usate per salti elevati ( 300 m o più).

In questo tipo di turbine i transitori di pressione vengono indotti solamente a monte della turbina, a valle c'è un canale in superficie libero da transitori.



*Figura 19: schema di una turbina ad impulso.*

- TURBINE A REAZIONE

In queste turbine l'intera portata da monte a valle transita in una condotta chiusa. Si estrae energia dall'energia cinetica dell'acqua dovuta alla differenza di pressione tra la parte superiore e quella inferiore delle singole pale quando transita un flusso d'acqua. La girante è completamente immersa.

Questo tipo di turbine viene utilizzato per salti inferiori, un esempio sono le turbine Francis a flusso radiale, le turbine Kaplan a flusso assiale con pale regolabili.

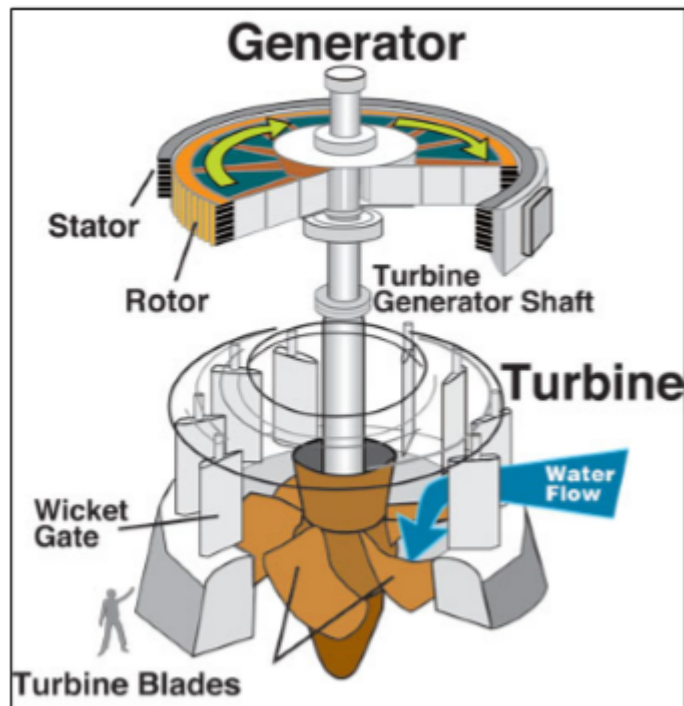


Figura 20: schema di una turbina a reazione.

La potenza meccanica sviluppata dalla turbina è proporzionale alla portata, al salto, e al rendimento.

La potenza viene controllata regolando la portata in entrata tramite valvole (wicket gates) sulle turbine a reazione e tramite una valvola a spillo nelle turbine ad impulso.

L'equazione della potenza nominale è data da:

$$P = \rho g Q H \eta \quad (2.17)$$

L'efficienza della turbina  $\eta$  dipende dalla dal tasso di portata del punto di lavoro e dalle caratteristiche della turbina. Viene definita come il rapporto tra la potenza meccanica trasmessa dalla turbina e la potenza assorbita (potenza idraulica in ingresso).

L'efficienza idraulica dipende fortemente sia dalla portata sia dal salto.

Queste relazioni sono in genere rappresentate nei diagrammi collinari ( Turbine Hill Chart).

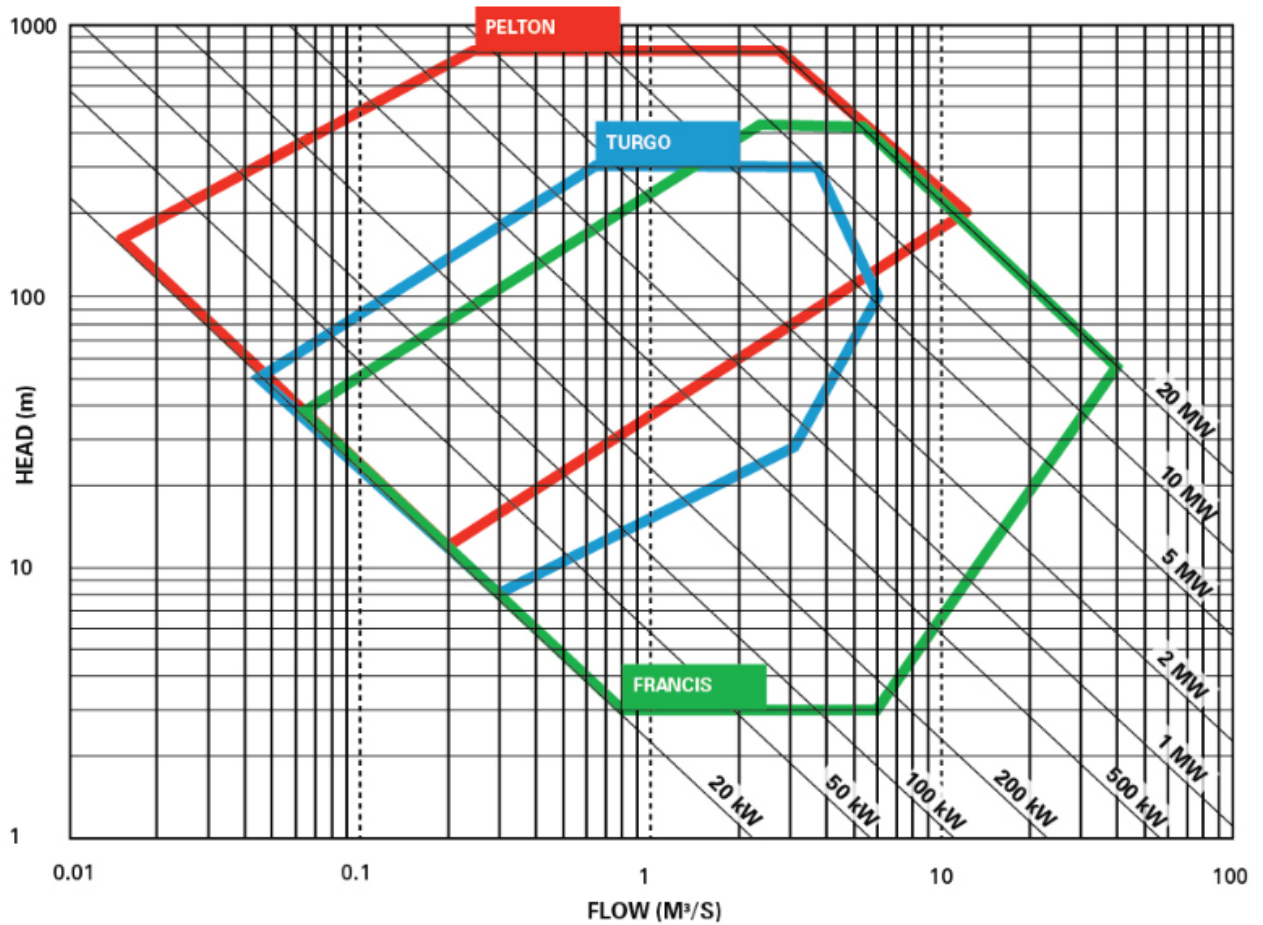


Figura 21: Esempio di diagramma collinare raffigurante diversi tipi di turbine idrauliche.

Le colonne d'acqua a monte e a valle della turbina risentono dei disturbi di portata.

La dinamica delle turbine idrauliche ha una grossa influenza sulla stabilità del sistema.

La potenza sviluppata dalla turbina è funzione della portata, dell'angolo delle pale e dal salto netto.

La portata che attraversa la turbina è funzione del salto netto, della velocità di rotazione, la posizione di apertura della valvola e l'angolo delle pale.

La dinamica della turbina è legata alla dinamica del generatore attraverso la potenza meccanica prodotta dalla turbina. La relazione tra la potenza meccanica  $P_m$  e la coppia meccanica  $M_m$  è espressa da:

$$P_m = \frac{n}{\omega_s} m_m \quad (2.18)$$

Assumendo  $n=\omega_s$  a velocità sincrona

$$P_m = m_m \quad (2.19)$$

## TURBINE PELTON

Le turbine Pelton sono un tipo di turbine ad impulso usate prevalentemente per salti elevati.

Sono le turbine più efficienti tra le turbine idrauliche.

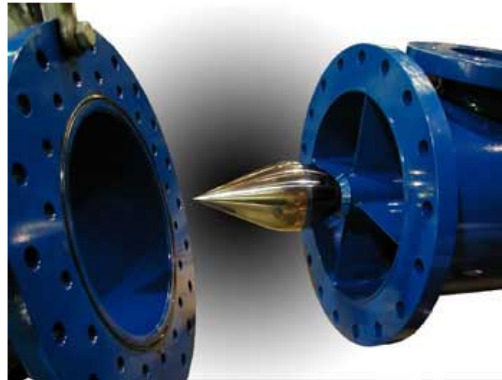
L'energia dell'acqua viene convertita in energia cinetica negli ugelli. I getti d'acqua risultanti vengono diretti tangenzialmente alle pale della girante producendo una forza impulsiva su di esse.



*Figura 21: turbina Pelton.*

### COMPONENTI:

- **UGELLO:** è un meccanismo di guida circolare che convoglia la portata d'acqua in una direzione desiderata. Inoltre regola la portata d'acqua, funzione principale dell'ugello. La portata può essere regolata "a mano" o secondo una regolazione automatica.



*Figura 22: ugello di una turbina Pelton.*

- **GIRANTE E PALE:** La girante è un disco circolare a cui sono collegate delle pale a forma di “cucchiaio” d’acciaio o bronzo equispaziate.



*Figura 23: girante di una turbina Pelton.*

- **STRUTTURA DI COPERTURA:** Struttura in acciaio che non riveste ruoli dal punto di vista idraulico ma ha funzione strutturale.
- **GETTO DI FRENAMENTO:** Per fermare la girante in tempi brevi agisce sul retro delle pale frenando l’inerzia della girante.

Vengono utilizzate per salti elevati e piccole portate, laddove hanno il maggior rendimento. Può quindi venire ricavata maggior potenza da condizioni di alta pressione e bassa portata rispetto a condizioni di bassa pressione e alta portata, anche se teoricamente il flusso d’acqua ha lo stesso contenuto energetico.

Questo tipo di turbine possono arrivare fino a 200 MW di potenza, mentre le più piccole riescono a sfruttare salti anche inferiori ai 10m.

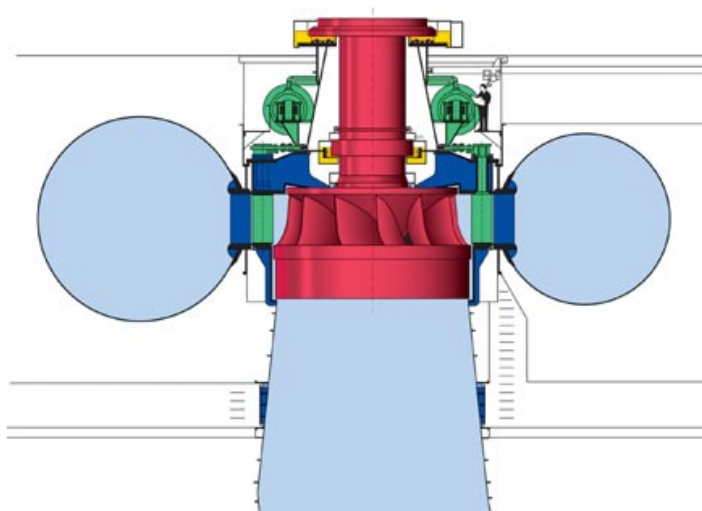
In linea teorica il range di salti dove le turbine Pelton sono più competitive è tra i 15 e i 1500m.

## TURBINE FRANCIS

Le turbine Francis sono delle turbine a reazione all'interno delle quali l'acqua cambia la sua pressione muovendosi e trasferendo la sua energia.

Solitamente vengono utilizzate in luoghi dove possano essere collocate tra acqua ad alta pressione in ingresso e acqua a bassa pressione in uscita.

Sono le turbine più comuni oggi e operano con salti tra i 10 e i 600 m usate prevalentemente per la produzione di energia elettrica.



*Figura 24: rappresentazione di una turbina Francis verticale*

### COMPONENTI:

- **VOLUTA A SPIRALE:** è la struttura che porta l'acqua dalla condotta ed il meccanismo di regolazione. La sua sezione è decrescente man mano che si avvicina alla girante in modo che in modo da compensare la portata che man mano entra nei condotti del distributore; in questa maniera tutto il distributore è avvolto dall'acqua.

- **DISTRIBUTORE:** é un organo disposto attorno alla girante e suddiviso da una serie di pale in tanti condotti a sezione gradualmente decrescente.
- **GIRANTE:** converte l'energia dell'acqua in coppia e moto rotativo. Il numero di pale è funzione del salto che si intende sfruttare, aumentandolo per salti maggiori.
- **DIFFUSORE:** restituisce la portata d'acqua all'ambiente e converte l'energia cinetica all'uscita della girante in energia di pressione all'uscita del diffusore. Questo è possibile data la sezione crescente del diffusore.

### TURBINE TURGO

Sono turbine ad impulso disegnate per salti di media grandezza. Rispetto alla PELTON, ha pale di forma e disposizione diverse, e sfrutta una soluzione simile alle turbine a vapore, dove il getto colpisce non una ma più pale. Questo permette alla Turgo di utilizzare maggior volume d'acqua rispetto alla Pelton.

Inoltre il minor diametro possibile, a parità di velocità periferica, permette di ottenere una più alta velocità angolare, tale da evitare il moltiplicatore di giri nell'accoppiamento con il generatore elettrico.

Questo permette di diminuire i costi e di aumentare l'affidabilità meccanica del sistema. Le turbine Turgo sono usate per salti d'acqua che vanno dai 15 ai 300m totali.



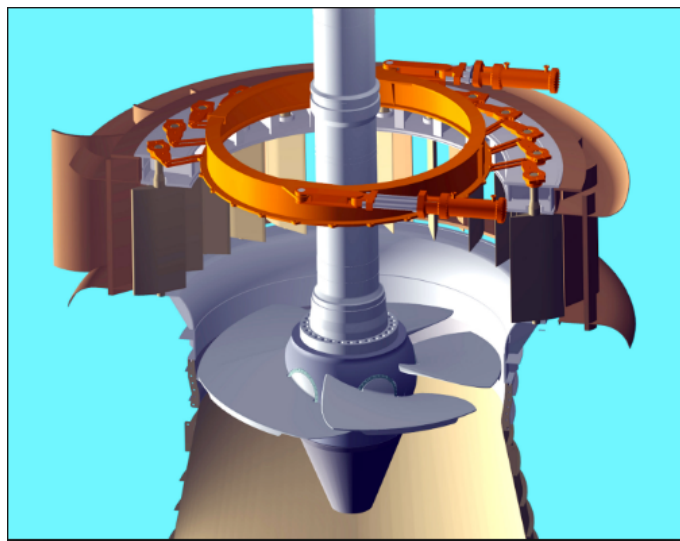
*Figura 25: immagine di una girante di una turbina tipo Turgo.*

### TURBINE KAPLAN

Si tratta di turbine a reazione a flusso assiale, utilizzate generalmente per bassi salti (2-40 m). La girante ha sempre pale regolabili, mentre se anche il distributore è a pale regolabili, la



turbina è una vera Kaplan (o “a doppia regolazione”) altrimenti la turbina è una semi-Kaplan (oppure “a singola regolazione”). Le vere Kaplan hanno l’alimentazione radiale e mantengono un buon rendimento anche al 15-20% della portata massima. Le semi-Kaplan possono avere alimentazione anche assiale ma la minima portata tecnica sale al 40%: quindi tutte le volte che la portata minima da lavorare sia minore del 40% della massima di progetto, la scelta deve privilegiare la macchina a doppia regolazione. Le Kaplan sono le macchine che consentono il maggior numero di configurazioni possibili.



*Figura 26: vista di uno schema di turbina Kaplan.*

## CROSSFLOW TURBINE

L’acqua entra nella turbina attraverso un distributore e passa nel primo stadio della ruota, che funziona quasi completamente sommersa (con un piccolo grado di reazione). Il flusso che abbandona il primo stadio cambia di direzione al centro della ruota e s’infiltra nel secondo stadio, totalmente ad azione. Questo cambio di direzione non è facile da ottenere correttamente e le perdite d’energia per urti e vortici sono la causa del basso rendimento nominale. La ruota è costituita da due o più dischi paralleli, tra i quali si montano, vicino ai bordi, le pale, costituite da semplici lamiere piegate. Con queste turbine si utilizza con una gamma molto ampia di portate e salti tra 5 m e i 200 m.

Il suo rendimento massimo è inferiore all’87%, però si mantiene quasi costante quando la portata scende fino al 16% della nominale e può raggiungere una portata minima teorica inferiore al 10% della portata di progetto.



### 2.2.3.1 MODELLI MATEMATICI PER LE TURBINE

#### MODELLI NON LINEARI PER LE TURBINE

##### MODELLO NON LINEARE SEMPLIFICATO

Descrive il modello di una turbina idraulica semplice con una condotta di lunghezza modesta, salto senza restrizioni e non prevede la presenza di un pozzo piezometrico.

La condotta è modellata assumendo l'ipotesi di inelasticità e fluido incomprimibile. Vengono inoltre trascurate le perdite d'attrito nella condotta.

La potenza nominale ottenuta dalla turbina idraulica è proporzionale all'energia persa dall'acqua durante la caduta. Considerando che il rendimento non sia unitario, la portata "senza carico"  $q_{nl}$  viene sottratta dalla portata effettiva tenendo quindi conto di una perdita fissa di potenza.

Inoltre è presente un elemento di smorzamento che dipende dall'apertura della valvola, quindi in ogni condizione di carico la potenza della turbina trascurando la variazione del rendimento della turbina a seconda delle condizioni operative può essere espressa da:

$$p_m = A_t h(q - q_{NL}) - K_D \Delta \omega y \quad (2.20)$$

La costante di proporzionalità  $A_t$  viene calcolata usando i MW nominali della turbina e i MVA del generatore come base.

$$A_t = \frac{1}{h(q - q_{NL})} \frac{\text{turbine power (MW)}}{\text{generator MVA rating}} \quad (2.21)$$

La prevalenza è legata per unità di portata assumendo che la turbina possa essere rappresentata dalla caratteristica della valvola:

$$q = y \sqrt{h} \quad (2.22)$$

Dove  $y$  è l'apertura della valvola ( $y = 1$  valvola completamente aperta) e  $h$  il salto.

Il seguente schema a blocchi descrive le caratteristiche dinamiche del modello semplificato non lineare della turbina.

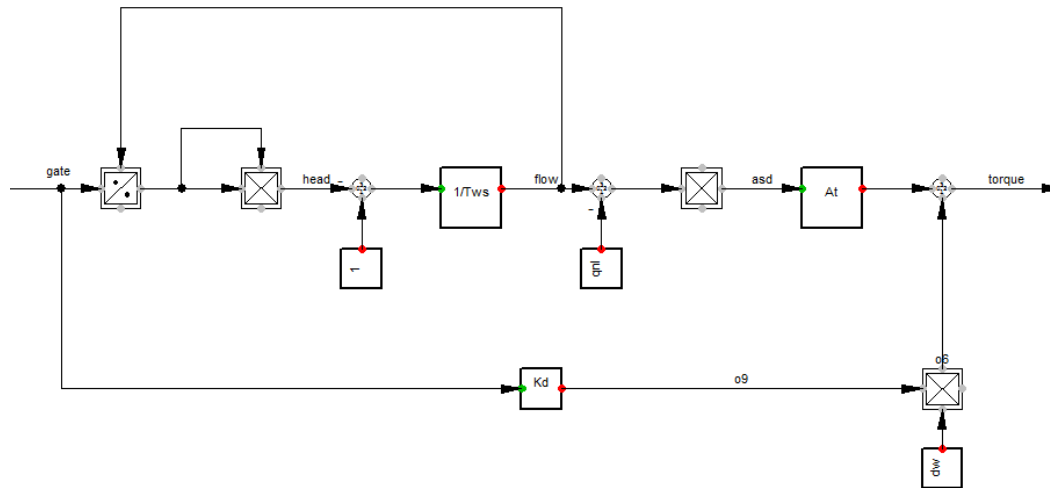


Figura 27: schema a blocchi del modello non lineare semplificato della turbina.

Nello schema si ha in ingresso la funzione  $y$  di apertura della valvola che, divisa per la portata  $q$  che attraversa la turbina ed elevata al quadrato da come uscita il salto netto  $h$ .

Dalla funzione:

$$\frac{dq}{dt} = \frac{1-h}{T_w} \quad (2.23)$$

con  $T_w$  detta *Water Time Constant* data da:

$$T_w = \frac{L}{gA} \frac{Q_0}{H_0} \quad (2.24)$$

Si descrive quindi il tasso di variazione della portata e in uscita si ha la portata  $q$  a cui va sottratta la  $q_{NL}$  che tiene conto delle perdite in turbina.

Moltiplicando ora per il salto netto  $h$  e la costante  $A_t$  si ottiene la potenza meccanica  $P_m$  in uscita dalla turbina (date le ipotesi uguale alla coppia  $m_m = p_m$ ) avendo precedentemente sottratto l'elemento di smorzamento.

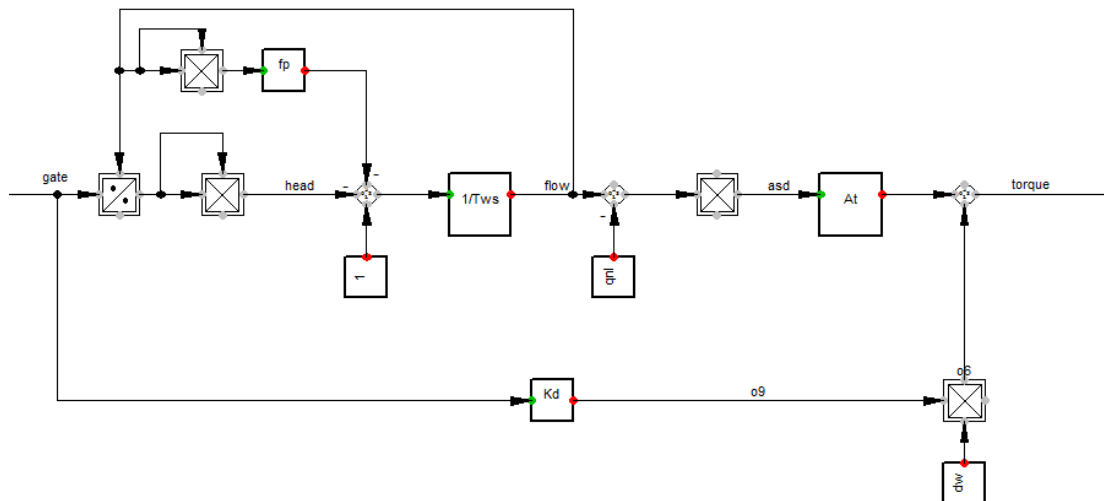
*MODELLO NON LINEARE SENZA POZZO PIEZOMETRICO E ASSUMENDO COLONNA D'ACQUA INELASTICA*

Questo modello è basato sul modello non lineare semplificato descritto in precedenza. La condotta è modellata assumendo l'ipotesi di inelasticità e fluido incomprimibile.

A differenza del modello precedente si considerano le perdite di carico.

Le perdite di carico  $h_f$  sono proporzionali al quadrato della portata e dipendono dalle dimensioni della condotta e dal coefficiente d'attrito  $f_p$ .

Il seguente schema a blocchi rappresenta il modello sopra descritto.



*Figura 28: schema a blocchi del modello non lineare della turbina.*

Si può notare nello schema come le perdite  $h_f$  vengano sommate al contributo del salto netto  $h$ .

*MODELLO NON LINEARE SENZA POZZO PIEZOMETRICO CONSIDERANDO  
COLONNA D'ACQUA ELASTICA*

L'assunzione di una colonna d'acqua inelastica è valida solamente quando la lunghezza della condotta sia modesta. Per condotte di lunghezza maggiore è necessario considerare gli effetti transitori delle onde di pressione, per questo la condotta viene modellata tenendo conto dell'elasticità della colonna d'acqua e della teoria del colpo d'ariete.

Le perdite d'attrito vengono trascurate.

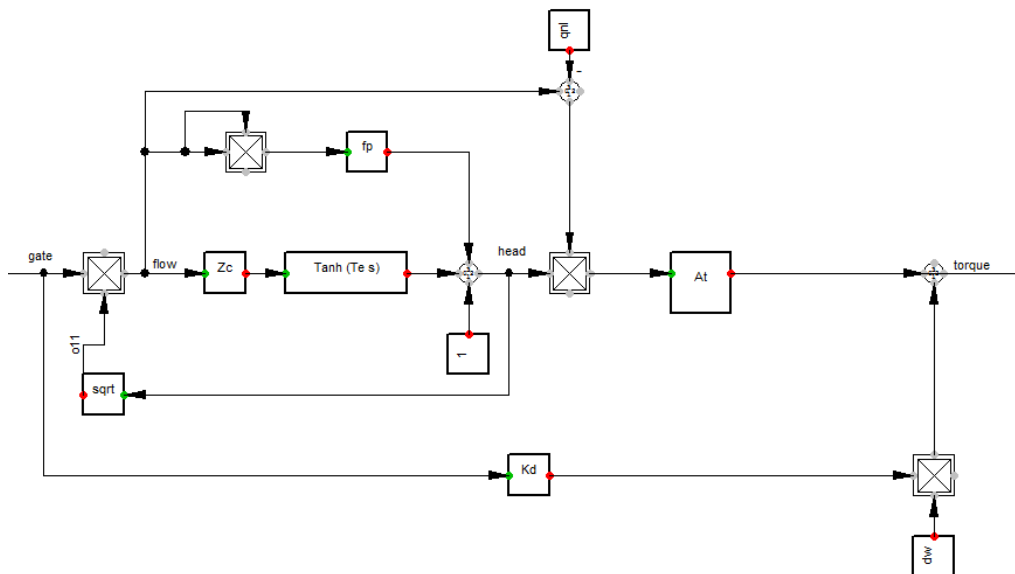
La soluzione classica che tiene conto della teoria della colonna d'acqua elastica è descritta dall'equazione:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = \frac{-T_w}{T_e} \tanh(sT_e) \quad (2.25)$$

Il fenomeno del colpo d'ariete nella condotta viene rappresentato matematicamente da un ritardo

$e^{-s2T_e}$  nella struttura idraulica.

Il seguente schema a blocchi rappresenta il modello sopra descritto.



*Figura 29: schema a blocchi del modello non lineare con colonna d'acqua elastica.*

Si può notare come a differenza del modello precedente cambino le funzioni che descrive il tasso di variazione della portata introducendo i blocchi  $Z_c$  *impedenza caratteristica* e  $Tanh(T_c s)$ .

#### MODELLO NON LINEARE CON POZZO PIEZOMETRICO CONSIDERANDO COLONNE D'ACQUA INELASTICHE

Impianti idroelettrici con condotte molto lunghe prevedono nel progetto un pozzo piezometrico che assicura alla turbina un isolamento dai transitori idraulici che avvengono in condotta.

In questo modello si assume che le perdite di carico nel condotto a monte e nella condotta siano proporzionali al quadrato della portata  $q^2$  attraverso i coefficienti  $f_{p1}$  e  $f_{p2}$ .

La funzione di trasferimento che mette in relazione la portata ed il salto è:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = -T_w s - H_f \quad (2.26)$$

Le equazioni che descrivono le caratteristiche idrauliche e la potenza meccanica in output sono le medesime utilizzate in precedenza considerando quindi la non linearità della caratteristica della turbina idraulica.

Il modello utilizzato per descrivere il pozzo piezometrico include un'apertura che dissipa l'energia delle oscillazioni idrauliche producendo uno smorzamento.

Le perdite di carico nell'apertura del pozzo sono proporzionali al modulo della portata moltiplicato per la portata stessa e per un opportuno coefficiente  $f_0$ , questo per poter mantenere la direzione delle perdite di carico.

La funzione di trasferimento utilizzata per descrivere il rapporto tra portata e pressione dell'acqua nel pozzo piezometrico è data da:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = \frac{1}{sC_s} \quad (2.27)$$

Il seguente schema a blocchi rappresenta il modello sopra descritto. [9]

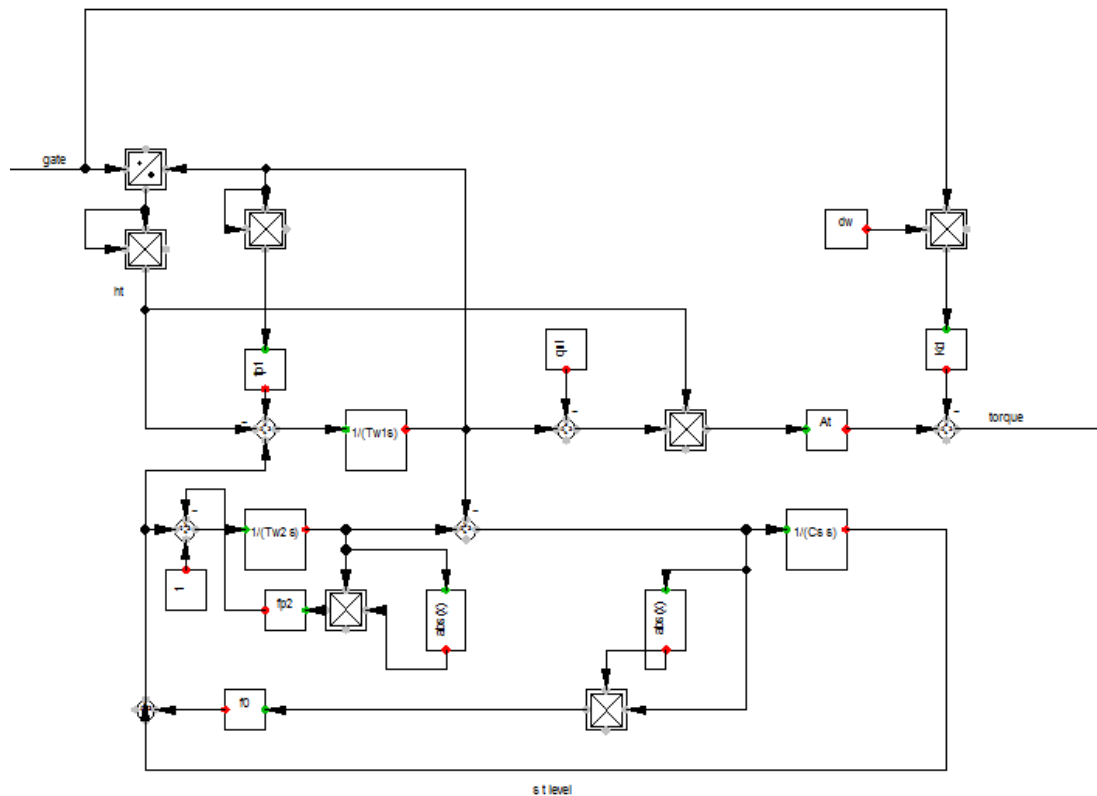


Figura 30: schema a blocchi del modello non lineare della turbina con pozzo piezometrico.

**MODELLO NON LINEARE CON POZZO PIEZOMETRICO CONSIDERANDO COLONNA D'ACQUA INELASTICA NELLA CONDOTTA A MONTE**

Basato sul precedente modello con la differenza che in questo caso si considerano gli effetti di *travelling wave* nella condotta a valle. Quindi viene utilizzato laddove siano presenti lunghe condotte con elasticità che deve essere esplicitata e non è quindi possibile utilizzare il modello con colonna d'acqua inelastica.

Il seguente schema descrive il modello in esame: le funzioni rimangono le medesime ma cambiano quelle relative alla seconda parte della condotta, sostituite dalle equazioni del modello con colonna d'acqua elastica.

$$\frac{h(s)}{q(s)} = \frac{-T_w}{T_e} \tanh(sT_e) \quad (2.28)$$



## MODELLO LINEARE

Le caratteristiche dell'impianto idroelettrico possono essere approssimate attraverso un modello lineare.

Questo modello ha applicabilità qualora lo studio del controllo della stabilità si limiti a piccole perturbazioni nell'intorno di un dato punto di lavoro.

### MODELLO LINEARE ASSUMENDO COLONNA D'ACQUA INELASTICA

Le perdite di attrito nella condotta vengono trascurate.

La variazione di potenza meccanica rispetto alla posizione della valvola, alla deviazione di velocità  $\Delta w$  ed ai parametri costruttivi è data dalla seguente equazione:

$$\Delta P_m = \frac{A_t [1 - (q_0 - q_{NL}) T_w s] \Delta G}{1 + ((G_0 T_w)/2) s} - G_0 D \Delta w \quad (2.29)$$

dove  $G_0$  è l'apertura della valvola in p.u. e  $q_0$  è la portata in p.u. in regime stazionario nel punto di lavoro considerato.

La funzione di trasferimento che mette in relazione la portata ed il salto è:

Il seguente schema a blocchi descrive il sistema analizzato.

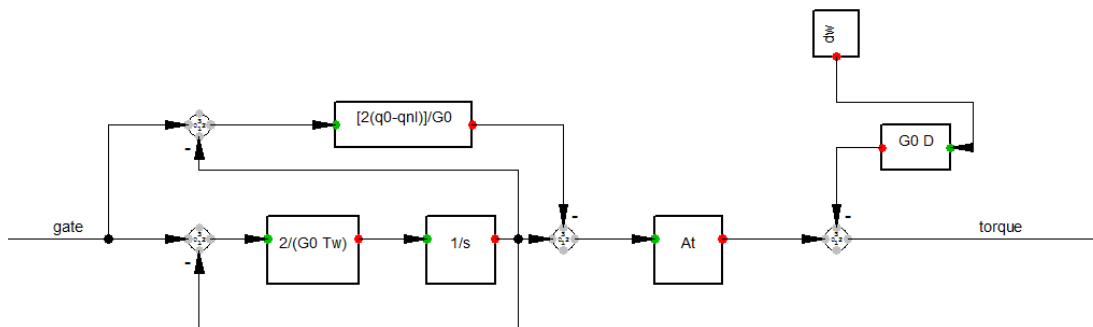


Figura 32: schema a blocchi del modello lineare della turbina con colonna d'acqua inelastica.



## 2.2.4 GENERATORE SINCRONO

Le macchine sincrone giocano un ruolo fondamentale nella stabilità dei sistemi di potenza, e le loro caratteristiche fisiche la influenzano notevolmente. [8]

I generatori sincroni sono la principale fonte di energia elettrica nel sistema elettrico.

Possono essere classificati come generatori ad alta velocità ( turbo generatori ) alimentati da gas o vapore e generatori a bassa velocità alimentati da turbine idrauliche.

La macchina sincrona si assume essere composta da un avvolgimento trifase sull'avvolgimento di indotto nello statore, un avvolgimento di eccitazione sul rotore e due avvolgimenti smorzatori sul rotore.

Gli avvolgimenti di indotto sono percorsi dalla corrente di carico e alimentano il sistema. Lavorano generalmente ad una tensione maggiore rispetto all'avvolgimento di eccitazione.

L'avvolgimento di eccitazione è alimentato con una corrente diretta che produce un flusso magnetico rotante.

La funzione degli avvolgimenti di smorzamento sul rotore è quella di limitare le oscillazioni meccaniche del rotore.

Ipotesi:

- l'avvolgimento trifase di statore è distribuito simmetricamente
- la capacità di tutti gli avvolgimenti viene trascurata
- ogni avvolgimento distribuito può essere rappresentato come un avvolgimento concentrato
- la variazione dell'induttanza degli avvolgimenti di statori dovuta alla posizione del rotore è sinusoidale e non contiene armoniche più elevate
- perdite d'isteresi trascurabili ma correnti parassite incluse nel modello degli avvolgimenti smorzatori
- velocità transitoria e subtransitoria vicina alla velocità sincrona
- circuiti magnetici lineari (no saturazione) e i valori delle induttanza non dipendono dalla corrente

Il modello matematico della macchina sincrona deriva dalle equazioni di Park per la dinamica elettrica, e due equazioni per la dinamica meccanica:

**Flux linkage equations**

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_0 \\ \psi_f \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ad} + L_l & 0 & 0 & L_{ad} & L_{ad} & 0 \\ 0 & L_{aq} + L_l & 0 & 0 & 0 & L_{aq} \\ 0 & 0 & L_0 & 0 & 0 & 0 \\ L_{ad} & 0 & 0 & L_{ad} + L_f & L_{ad} & 0 \\ L_{ad} & 0 & 0 & L_{ad} & L_{ad} + L_D & 0 \\ 0 & L_{aq} & 0 & 0 & 0 & L_{aq} + L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_d \\ -i_q \\ -i_0 \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix}$$

**Stator voltage equations:**

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_0 \end{bmatrix} + \frac{\omega}{\omega_s} \begin{bmatrix} -\psi_q \\ \psi_d \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_a & 0 \\ 0 & 0 & R_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix}$$

**Rotor voltage equations:**

$$\begin{bmatrix} v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_f \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_D & 0 \\ 0 & 0 & R_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix}$$

Coppia elettromeccanica:

$$m_e = \frac{\omega_s}{\omega} [\psi_d i_q - \psi_q i_d]$$

Equazioni meccaniche del rotore:

$$\frac{d\Delta\omega_N}{dt} = \frac{1}{2H} (m_m - m_e - K_D (\omega_N - 1))$$

$$\frac{\partial \delta}{\partial t} = \omega_s (\omega_N - 1)$$

Il sistema completo è un sistema del nono ordine non lineare ed è un sistema complesso per l'analisi della stabilità del sistema di potenza, si procede dunque ad introdurre alcune semplificazioni:

- non ci sono correnti omopolari
- variazioni di velocità molto piccole  $\omega \approx \omega_s$
- le forze elettromotrici trasformatoriche  $d\psi_d/dt$  e  $d\psi_q/dt$  vengono trascurate perché piccole rispetto alle rotazionali  $-\omega\psi_q$  e  $\omega\psi_d$

Le equazioni differenziali per la dinamica elettrica usate per il modello sono:

$$T_{do}'' \frac{dE_q''}{dt} = E_q' - E_q'' + (X_d' - X_d'') I_d \quad (2.30)$$

$$T_{qo}'' \frac{dE_d''}{dt} = E_d' - E_d'' - (X_q' - X_q'') I_q \quad (2.31)$$

$$T_{do}' \frac{dE_q'}{dt} = E_f - E_q' + (X_d - X_d') I_d \quad (2.32)$$

$$T_{qo}' \frac{dE_d'}{dt} = -E_d' - (X_q - X_q') I_q \quad (2.33)$$

Il modello del secondo ordine usato per descrivere il generatore sincrono è definito “modello classico” ed è utilizzato per l'analisi semplificata della dinamica di un sistema di potenza.

L'equazione che descrive la tensione ai capi è:

$$V = (E_q' + jE_d') - jX_d'(I_q + jI_d) = E' - jX_d' I \quad (2.34)$$

Questo è un modello approssimativo ed è usato solamente per rappresentare macchine in una vasta linea largamente interconnessa o con generatori molto distanti dal punto di disturbo. Inoltre viene usato per studiare il comportamento del generatore durante le oscillazioni del rotore.

## 2.2.5 REGOLATORE DI VELOCITÀ DELLA TURBINA

Il regolatore di velocità della turbina è quel sistema che regola la portata d'acqua in ingresso alla turbina e quindi variando la potenza di output. Riceve in ingresso la misura della velocità di rotazione e lo paragona ad una velocità di riferimento (setpoint).

L'output dei devices di rilevamento di velocità è lo scostamento dalla velocità di riferimento.

Il meccanismo di controllo della velocità include equipaggiamenti quali relays, servomotori, amplificatori di potenza o pressione, livellatori e collegamenti tra il regolatore di velocità e le valvole controllate dal regolatore.

Le turbine idroelettriche sono fortemente influenzate dagli effetti inerziali dell'acqua e vengono usati due servomotori che garantiscono una forza sufficiente per muovere la valvola di controllo.

Il primo servomotore (servomotore pilota) di potenza ridotta aziona il distributore o "valvola di relay" del secondo servomotore, di potenza maggiore, chiamato servomotore della valvola principale. Il servomotore pilota ha una valvola pilota che è controllata da un regolatore meccanico o elettrico.

### PERMANENT SPEED DROOP $R_p$

Il *permanent speed droop*  $R_p$  determina di quanto varia l'output che l'unità produce in risposta ad una variazione di velocità nell'unità.

Viene definito come il rapporto tra la percentuale di variazione della velocità e la percentuale di variazione in uscita dal regolatore

Determina quanto l'impianto partecipa in risposta ad un disturbo di frequenza nel sistema quando è sincronizzato in un sistema interconnesso.

## TEMPORARY SPEED DROOP $R_T$

Il *temporary speed droop*  $R_T$  viene utilizzato per limitare l'overshoot del servomotore di controllo della turbina durante condizioni transitorie.

Può essere sviluppato sia connettendo uno smorzatore dalla posizione della valvola al punto di somma dell'errore del regolatore oppure inserendo un filtro derivato dalla posizione della valvola al punto di somma dell'errore del regolatore.

Il sistema di *temporary speed droop* utilizza la potenza di output come un feedback intermedio per eseguire la regolazione di velocità.

L'errore tra la potenza di output ed il setpoint di riferimento viene moltiplicato per la costante  $R_T$  e poi sommato al set point del regolatore.

Sostanzialmente si presenta come un sistema simile al *permanent speed droop* ad eccezione dell'uso della potenza di output in p.u. al posto della posizione della valvola.

Generalmente i regolatori per le turbine idroelettriche sono disegnati per avere una consistente compensazione di smorzamento transitorio con lunghi tempi di reset. Questo per assicurare una regolazione di frequenza stabile in condizioni di lavoro in isola.

La risposta di una turbina elettrica a cambiamenti di velocità è relativamente lenta.

### **2.2.5.1 REGOLATORE MECCANICO-IDRAULICO**

Il sistema di regolazione meccanico-idraulico utilizza il meccanismo centrifugo di Watt come regolatore di velocità. La rilevazione della velocità, il feedback del permanent droop e le funzioni computazionali sono acquisiti attraverso componenti meccanici e le funzioni che richiedono potenze elevate vengono attuate con componenti idrauliche.

La risposta di smorzamento è necessaria per avere delle performance stabili.

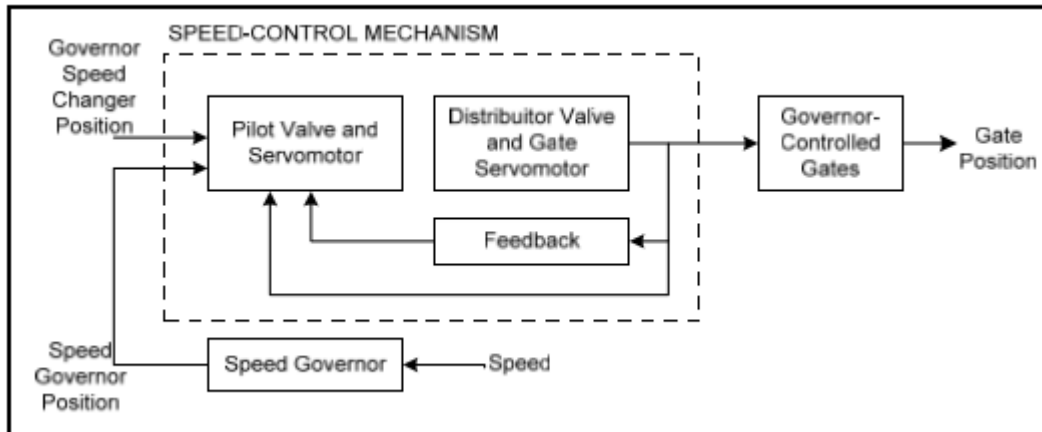


Figura 33: schema a blocchi delle funzioni del regolatore di velocità.

Gli svantaggi principali del regolatore progettato col meccanismo di Watt sono la presenza di bande morte e la scarsa accuratezza.

La larghezza delle bande morte inoltre tende a salire col tempo a causa dell'usura di componenti meccanici.

#### MODELLO MATEMATICO

La figura mostra un modello semplificato di un regolatore meccanico-idraulico:

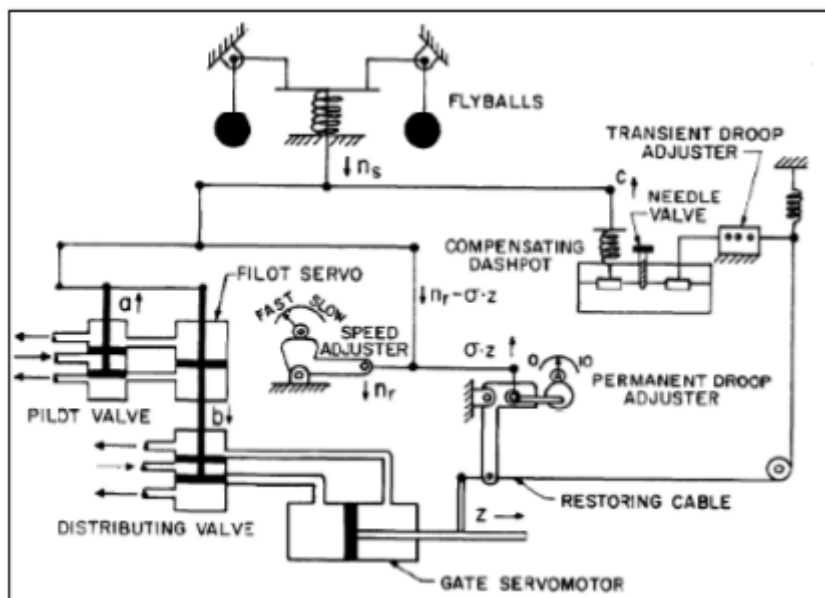


Figura 34: schema del regolatore di velocità di tipo meccanico.

La funzione di trasferimento della valvola distributrice e del servomotore principale è

$$\frac{y}{b} = \frac{K_1}{s} \quad (2.35)$$

La funzione di trasferimento della valvola pilota e del servomotore pilota è

$$\frac{b}{a} = \frac{K_2}{1+T_p s} \quad (2.36)$$

$K_2$  è determinata dal rapporto di leva in retroazione e  $T_p$  dalle aree di sbocco della valvola pilota e  $K_2$ .

Combinando le due equazioni si ottiene:

$$\frac{y}{a} = \frac{K_1 K_2}{s(1+T_p s)} = \frac{K_s}{s(1+T_p s)} \quad (2.37)$$

Il guadagno del servomotore  $K_s$  è determinato dal rapporto di leva in retroazione, dalle aree di sbocco della valvola distributrice e dal servomotore principale.

Il tempo di risposta del regolatore,  $T_g = 1/K_s$ , è legato al tempo di chiusura della valvola  $T_c$ , inteso come il tempo richiesto per l'apertura massima della valvola alla massima velocità possibile, tipicamente tra i 5 e 10 secondi.

La funzione di trasferimento dello smorzatore è

$$\frac{c}{y} = R_T \frac{T_R s}{1+T_R s} \quad (2.38)$$

Il temporary droop  $R_T$  viene determinato dalla selezione di un punto specifico (pivot-point) per la leva connessa al pistone di ingresso. Il tempo di reset  $T_R$  viene determinato dal settaggio della valvola a spillo.

La valvola pilota riceve un input che è prodotto dalla somma dell'azione di un sistema di leve mobili, la velocità di riferimento, la velocità dell'albero, il permanent droop e il temporary droop.

$$a = \omega_{ref} - \omega_s - R_P y - R_T \frac{T_R s}{1 + T_R s} \quad (2.39)$$

Combinando le equazioni e tenendo conto che la costante di tempo del servomotore  $T_p$  è molto più piccola delle costanti  $T_g$  e  $T_R$  si può scrivere:

$$\frac{y}{\omega_{ref} - \omega_s} = \frac{\frac{1}{R_P} (1 + T_R s)}{\left(1 + \frac{T_g + T_R (R_P + R_T)}{R_P} s\right) \left(1 + \frac{T_R T_g}{T_g + T_R (R_P + R_T)} s\right)} \quad (2.40)$$

Di seguito lo schema a blocchi di un tipico sistema di regolazione per turbina idroelettrica.

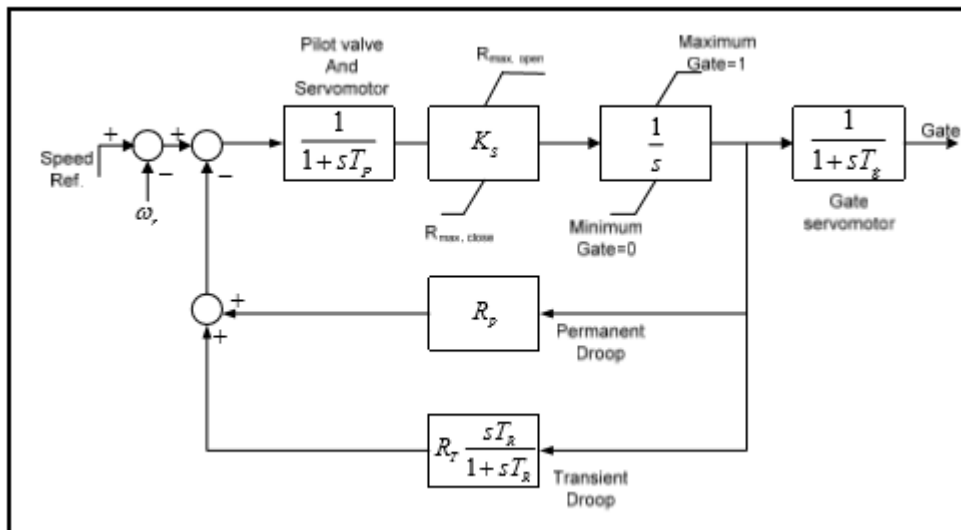


Figura 35: schema del regolatore di velocità di tipo idraulico-meccanico.

Tipici valori e range dei parametri per regolatori meccanici:

	Typical values	Range
$T_R$	5.00	2.50 – 25.0
$T_g$	0.20	0.20 – 0.40
$T_W$	1.00	0.50 – 5.00
$T_M (2H)$	8.00	6.00 – 12.0
$T_c$	5.00	5.00 – 10.0
$R_P$	0.04	0.03 – 0.06
$R_T$	0.31	0.20 – 1.00



### 2.2.5.2 REGOLATORE ELETTRO-IDRAULICO

L'operazione che compie un regolatore elettro-idraulico è molto simile a quella del regolatore meccanico-idraulico. Il controllo della velocità, la compensazione del droop e le funzioni computazionali sono svolte elettricamente.

Il segnale di output aziona un trasduttore elettromeccanico il quale aziona una valvola pilota e il servomotore.

La velocità del rotore viene misurata elettronicamente con una precisione molto più elevata rispetto ad un sistema di misurazione meccanico.

#### MODELLO MATEMATICO

Il regolatore elettro-idraulico utilizza controllori a tre termini con azioni Proporzionale-Integrale-Derivativa, chiamati controllori PID, per quanto riguarda le funzioni richiedenti bassa potenza.

Il termine proporzionale produce un'azione proporzionale al livello di errore in input, ed una risposta immediata. Ha una significativa influenza sulla stabilità del sistema.

Il termine integrale produce un'azione di controllo con una correzione pari all'integrale dell'errore nel tempo.

Il termine derivativo genera invece una correzione che è funzione della derivata prima dell'errore ed aiuta ad estendere i limiti di stabilità del sistema.

Uno schema a blocchi di un controllore PID è il seguente:

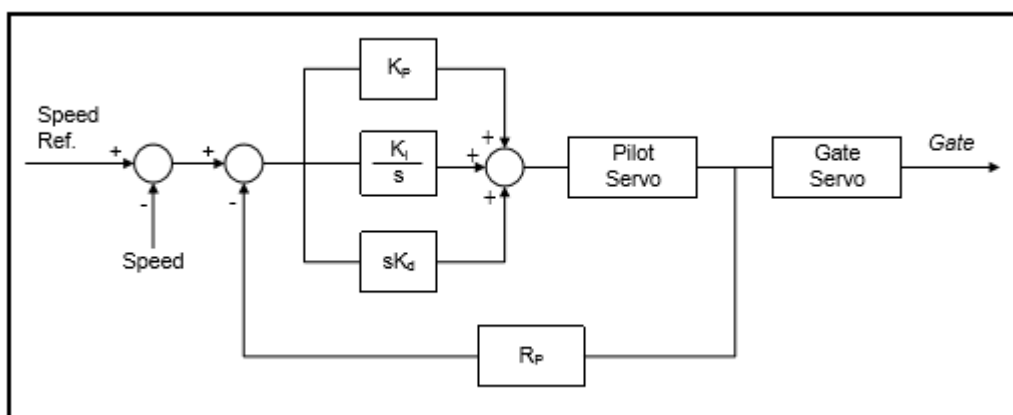


Figura 35: schema del regolatore di velocità di tipo elettro-idraulico.

Il *permanent droop feedback* può essere ottenuto dal terminale del generatore piuttosto che dalla posizione della valvola in modo da eliminare la componente di non linearità della posizione della valvola.

La funzione di trasferimento del regolatore PID espressa in termini proporzionale, integrale e derivativa è:

$$\frac{y}{\omega_{ref} - \omega_s} = \frac{1}{R_p} \left[ \frac{K_d s^2 + K_p s + K_i}{K_d s^2 + (K_p + 1/R_p) s + K_i} \right] \quad (2.41)$$

L'uso di un guadagno derivativo troppo elevato porta ad eccessive oscillazioni e possibile instabilità quando il modulo di generazione è connesso ad una rete.

Quando il termine derivativo è nullo la funzione di trasferimento del controllore PID è equivalente a quella del regolatore meccanico-idraulico.

### 3 SVILUPPO DEL REGOLATORE DI VELOCITÀ

Il regolatore sviluppato è un regolatore di tipo PID, con azione proporzionale integrale e derivativa.

Il regolatore viene implementato sullo schema di una centrale idroelettrica e quindi il modello sarà affiancato ai modelli della turbina e del generatore sincrono.

Il generatore verrà poi connesso attraverso un trasformatore alla rete elettrica di distribuzione.

Il modello dell'impianto è stato costruito attraverso il software DigSILENT POWERFACTORY, il quale consentirà in seguito di eseguire alcune dimostrazioni dinamiche e lo studio del comportamento durante i transitori.

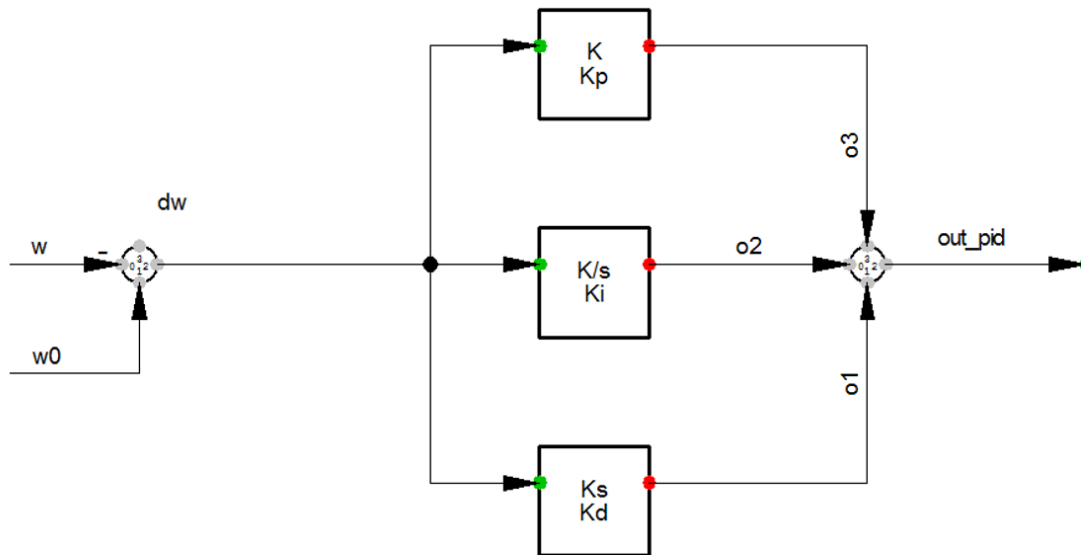


Figura 36: schema del PID utilizzato.

In ingresso si hanno due input:

- velocità angolare  $w$ : la velocità misurata del generatore sincrono.
- velocità di riferimento  $w_0$ : la velocità presa come set point.

Questi segnali sono considerati in p.u. e sono utilizzati per valutare l'errore della frequenza, infatti si può ricavare la frequenza dalla velocità angolare e viceversa:

$$w = 2\pi f \quad (3.1)$$

L'uscita del primo blocco sommatore viene chiamata  $dw$  e, in condizioni normali senza disturbi, è nulla in quanto il generatore ruota con la stessa frequenza del riferimento.

$$dw = w_0 - w \quad (3.2)$$

Qualora si presenti un disturbo che faccia variare la frequenza e quindi la velocità  $w$  l'uscita  $dw$  sarà diversa da zero e sarà il segnale in ingresso al controllore PID.

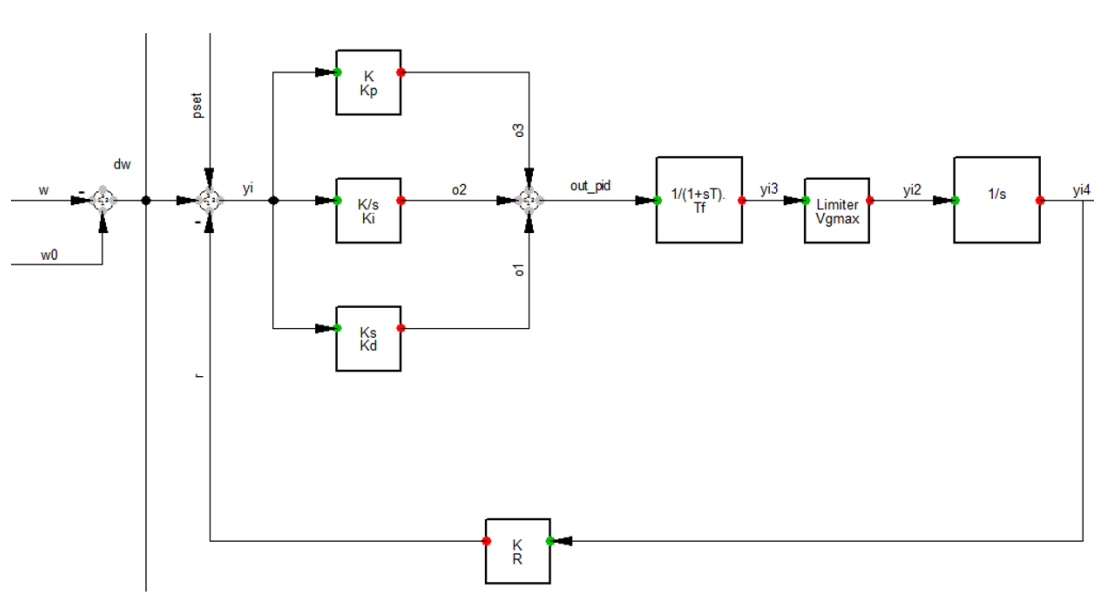


Figura 37: schema del PID con statismo permanente R.

Come si è visto precedentemente nei modelli dei regolatori di velocità si utilizza un blocco per lo statismo permanente R, questo permette di rispettare i vincoli introdotti dal codice di rete una volta che il transitorio è esaurito:

$$s_p = \frac{-\frac{\Delta f}{50}}{\frac{\Delta P_e}{P_{eff}}} \quad (3.3)$$

Per gli impianti idroelettrici il codice di rete impone un valore dello statismo permanente pari al 4%, pertanto si utilizza un blocco *gain* con costante pari a  $R=0,04$ .

L'uscita del blocco si somma (con segno negativo) al riferimento di potenza  $p_{set}$  che impone il setpoint di potenza.

Si dovrà imporre come condizione iniziale

$$p_{set} = y * R \quad (3.4)$$

con  $y$  posizione della valvola, in tal modo in assenza di disturbi il segnale in ingresso  $y_i$  del controllore PID è nullo e non si effettuerà alcun tipo di regolazione.

Il blocco che rappresenta il *wicket gate* (valvola principale) è costituito da un integratore, mentre le costanti  $T_g$  e  $T_f$  rappresentano le costanti di tempo del servomotore gate e del servomotore pilota.

Inoltre vengono utilizzati altri due blocchi che limitano la velocità massima di apertura della valvola e i valori massimo e minimo di apertura della stessa.

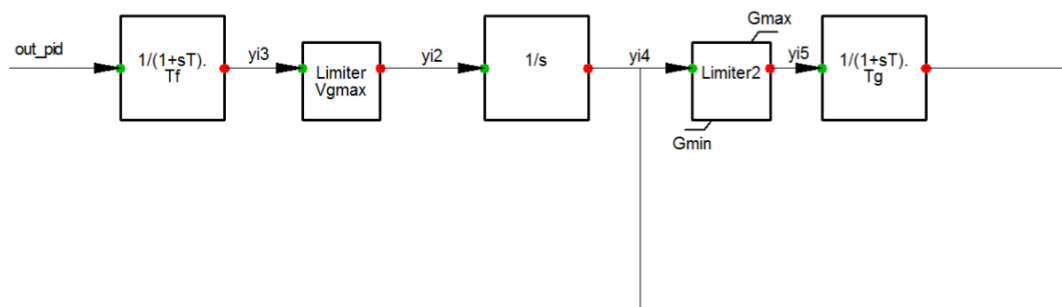


Figura 38: blocco del wicket gate e blocchi dei limiters.

### 3.1 TUNING DEL CONTROLLORE PID

Si nota che ponendo i valori del controllore PID secondo:

$$K_p = \frac{1}{s_T} \quad (3.5)$$

$$K_I = \frac{1}{s_T T_r} \quad (3.6)$$

$$K_D = 0 \quad (3.7)$$

Il controllo è di tipo proporzionale-integrale e indicando con  $s_T$  lo statismo transitorio (*temporary speed droop*) e con  $T_r$  il tempo di reset, la funzione di trasferimento del controllore PID è identica a quella del regolatore di velocità meccanico-idraulico, dove è presente sia lo statismo permanente che quello transitorio. [10]

Risulta quindi necessario, al fine di evitare interventi troppo repentini ed assicurare operazioni stabili, individuare dei valori opportuni di statismo transitorio e tempo di reset. Infatti per un determinato periodo inizialmente il grado di statismo non sarà solo dato dallo statismo permanente  $s_p$ , ma dallo statismo  $s_{TOT}$  dato dalla somma di  $s_p$  e  $s_T$ .

Uno statismo iniziale più elevato si traduce in una risposta minore dell'UP a seguito di un disturbo di frequenza, mentre a regime la quota di potenza fornita sarà sola funzione dello statismo permanente pari al 4%.

Convenzionalmente i parametri PID vengono tarati usando strumenti di controllo lineari. In questi metodi il sistema condotta-turbina deve essere modellata linearmente. Per questo motivo i modelli non lineari dovranno essere linearizzati nell'intorno del punto di lavoro considerato.

Un metodo generale è proposto da Hagihara [10] con i parametri che assumono i valori come in tabella.

TABLE III  
PROPOSED SETTINGS FOR PID GOVERNORS [20]

$K_p$	$K_I$	$K_D$
$T_M/(2T_w)$	$T_M/(8T_w^2)$	0
$0.8T_M/T_w$	$0.24T_M/T_w^2$	$0.27T_M$

Le regole generali per effettuare il tuning di un controllore PID sono:

- utilizzo di  $K_p$  per ridurre il tempo di salita
- utilizzo di  $K_D$  per ridurre l'overshoot ed il tempo di assestamento al setpoint
- utilizzo di  $K_i$  per eliminare l'errore a regime

Queste regole generali funzionano nella maggioranza dei casi, ma è necessario individuare dei valori di tali parametri da cui partire.

Alcuni metodi vengono proposti per individuare un set appropriato di valori come ad esempio il metodo Ziegler-Nichols (ZN). [11]

Questo metodo si basa sul determinare il gain proporzionale  $k_{cr}$  che causa delle oscillazioni di periodo  $P_{cr} = 2\pi / \omega_{cr}$  ( $\omega_{cr}$  crossover frequency) quando venga utilizzato solamente il controllo proporzionale.

TABLE VI  
ZIEGLER-NICHOLS PID TUNING RULE

$K_p$	$K_I$	$K_D$
$0.6 \times k_{cr}$	$1.2 \times k_{cr} / P_{cr}$	$0.075 \times k_{cr} \times P_{cr}$

Questo metodo è applicabile a tutti i modelli.

La tabella seguente mostra alcuni valori dei parametri associati a differenti modelli di condotta e turbina.

TABLE VII  
PID GOVERNOR SETTING RESULTS

	Model/Method	$K_p$	$K_I$	$K_D$
Without servo Transfer Function	Hagihara (PI)	3.747	0.780	0
	Hagihara (PID)	6.00	1.50	2.43
	Linear Simplified	6.75	1.69	3.07
With servo Transfer Function	Linear Simplified	7.06	0.90	3.55
	Linear Non-ideal	6.52	0.84	3.24
	Linearized with $n=1$	5.19	0.83	3.54
	Linearized with $n=2$	5.16	0.87	3.57
	Nonlinear	3.57	0.24	3.35

## 3.2 MODELLO DELLA TURBINA

Successivamente ai blocchi del *wicket gate* e dei *limiter* si ottiene come segnale in output l'apertura della valvola  $y$ .

Questo è il segnale d'ingresso della turbina, che in questo caso è implementata tramite il modello non lineare semplificato.

Questo modello è semplice e permette di considerare la presenza di non linearità, non dovendo quindi riferirsi all'intorno del punto di lavoro come è previsto dal modello lineare, ma risultando valido per ogni condizione di carico.

Sarà comunque possibile modificare la complessità del modello in esame, ad esempio considerando l'inserimento di un pozzo piezometrico o considerando l'elasticità della colonna d'acqua e quindi il fenomeno *travelling wave*.

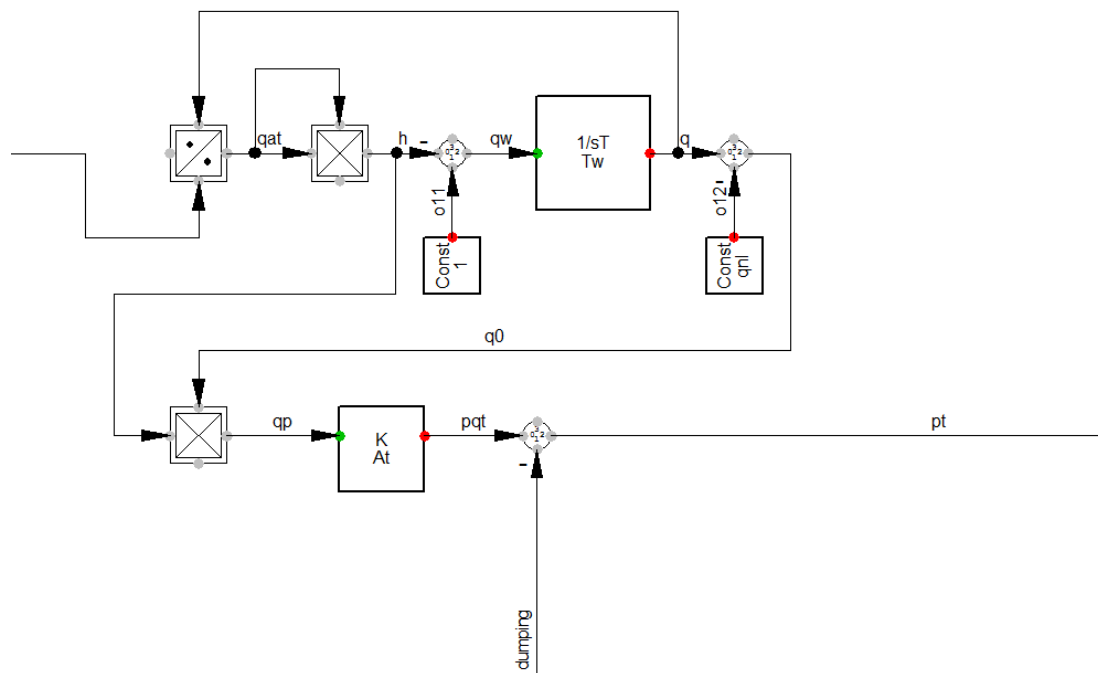


Figura 39: schema a blocchi della turbina



Come previsto nella descrizione del modello utilizzato è presente un segnale *dumping* che considera lo smorzamento dipendente dall'apertura del gate  $y$ .

### **3.3 RIFERIMENTO DI POTENZA E SEGNALE DI REGOLAZIONE SECONDARIA**

Oltre agli input di velocità  $\omega$  e riferimento di velocità  $\omega_0$  sono stati inseriti altri due segnali di input:

- $p_{setp}$ : riferimento di potenza che viene preso come dato del generatore sincrono, in p.u.
- $p_{sco}$  : è l'input per il segnale di regolazione secondaria.

Il segnale di regolazione secondaria viene fornito da Terna qualora l'UP venga sollecitata alla partecipazione, e viene quindi sommato al riferimento di potenza in maniera tale da ottenere un nuovo riferimento, in linea con le richieste.

### 3.4 INTEGRATORE LOCALE DI FREQUENZA

Come si è visto in precedenza nel codice di rete, l'Integratore Locale di Frequenza è un segnale che deve attivarsi in determinate condizioni di variazione di frequenza, e quindi di velocità misurata del generatore sincrono.

Inoltre quando il segnale di ILF è attivo, esso deve sostituire ed escludere quello relativo alla regolazione secondaria.

Per la realizzazione di questo segnale si sono distinti due blocchi, uno per l'evento di sovra-frequenza ed uno per l'evento di sotto-frequenza.

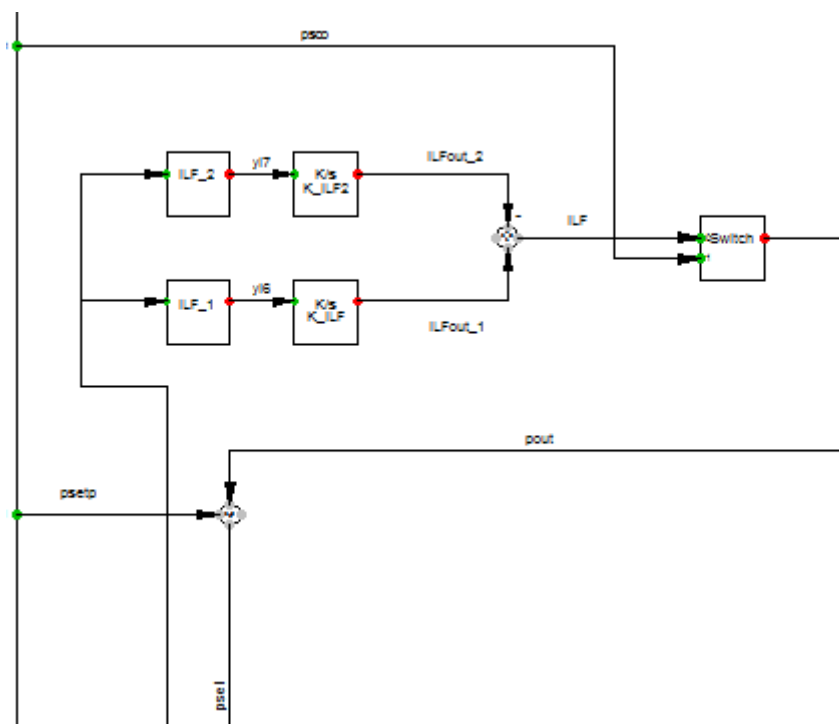


Figura 40: schema a blocchi descrittivo dell'ILF.

Il blocco ILF\_1 da in uscita un segnale unitario (di abilitazione) qualora l'input, il segnale di differenza di velocità  $d\omega$ , verifichi determinate condizioni.

Tramite la funzione *flipflop* presente nel linguaggio DigSILENT Powerfactory è stato costruito un blocco la cui uscita sia pari a 1 quando la velocità  $d\omega$  supera il valore 0.006 e che rimanga attivo fintanto che non si verifichi la condizione  $d\omega$  minore di 0.002.

I due valori sono relativi al superamento delle soglie di frequenza 0,3 Hz e 0,1 Hz ricavabili, tenendo presente che i valori sono espressi in p.u., da:

$$\omega = 2\pi f \quad (3.8)$$

Il caso descritto è relativo alla situazione di sotto-frequenza, avendo posto una  $d\omega$  positiva per  $\omega$  minori del riferimento, il comando si attiverà quindi quando la frequenza scende sotto 49.7 Hz e si disattiverà qualora la frequenza torni sopra la soglia di 49,9 Hz.

L'uscita unitaria attiva il blocco successivo costituito da un integratore con gain  $K_{ILF}$  modificabile a seconda del tempo di salita del segnale che si vuole ottenere.

Analogamente si è proceduto ad implementare un blocco ILF\_2 che si attivi qualora la velocità  $d\omega$  scende sotto il valore di -0.006 e si disattivi qualora il valore in seguito salisse al di sopra di -0,002.

Le uscite dei due blocchi verranno sommate, tenendo presente che ILFout\_2 dovrà essere negativo in quando rappresenta un segnale di diminuzione di potenza.

Il segnale ILF ottenuto e il segnale  $p_{sco}$  saranno i due input di un blocco *Switch* che escluderà il segnale di regolazione secondaria qualora sia attivo quello di Integratore Locale di Frequenza.

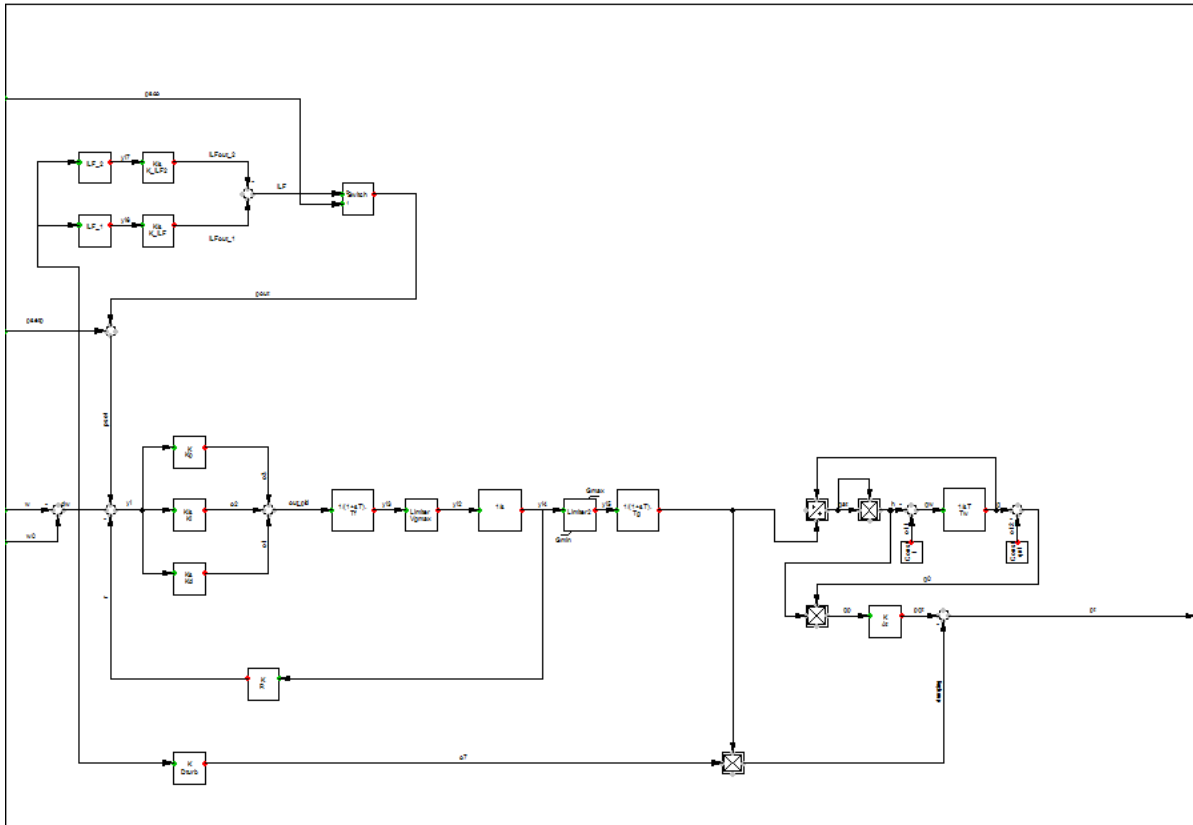


Figura 41: schema a blocchi complessivo del regolatore di velocità

## 4 SIMULAZIONI

### 4.1 DATI DELL'IMPIANTO IDROELETTRICO E PARAMETRI DEL MODELLO

Per effettuare alcune simulazioni dinamiche si è fatto riferimento ad una centrale idroelettrica esistente, l'impianto di Santu Miali in Sardegna.

Sono stati implementati il generatore sincrono, il trasformatore, la rete elettrica esterna ed alcuni carichi utilizzati in seguito per simulare disturbi di frequenza.

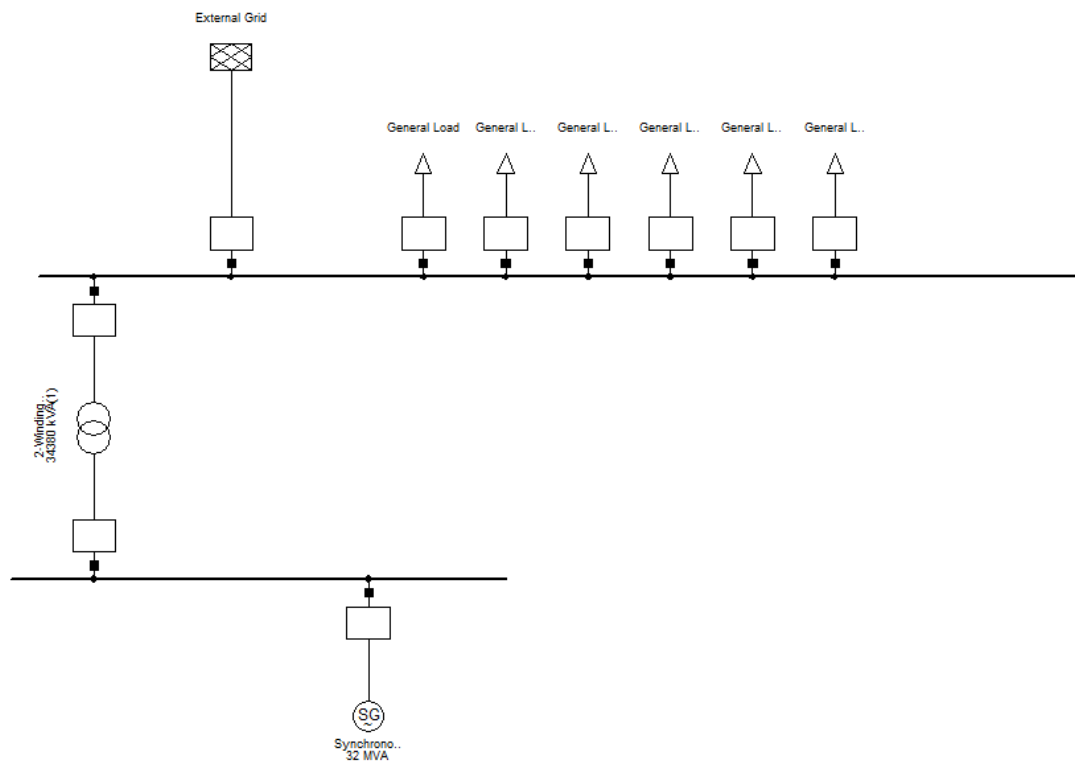


Figura 42: schema della centrale connessa alla rete elettrica esterna e ai carichi.

Il generatore sincrono ha una potenza apparente di 32 MVA ed un fattore di potenza pari a 0,8.

La tensione nominale è di 9 kV e la potenza attiva nominale pari a 25,6 MW.

Un trasformatore trifase di potenza 34,38 MVA è utilizzato per portare la tensione da 9 kV a 150 kV.

L'external grid rappresenta la rete elettrica trifase.

I carichi vengono utilizzati per creare eventi di *switch event* o *load event* nei quali rispettivamente vengono scollegati o collegati alla busbar.

Questi eventi possono essere attivati scegliendo sia il tempo di attivazione sia se l'evento avvenga a gradino (step) oppure gradualmente tramite una rampa (con il rispettivo tempo in secondi).

Dati dell'impianto:

- lunghezza della condotta: 105m.
- salto nominale: 110m.
- portata nominale: 26 m<sup>3</sup>/s.
- diametro della condotta: 2.4m.

Tramite questi dati è possibile ricavare la water time constant  $T_w$ .

$$T_w = \frac{L Q_0}{A g H_0} = 0.56 \text{ s}$$

Come prescritto dal Codice di Rete Terna l'impianto deve garantire una riserva di potenza minima pari al 10% della potenza efficiente per quanto riguarda la regolazione primaria e pari al 15% per la regolazione secondaria.

L'impianto infatti essendo situato in Sardegna deve rispettare vincoli più stretti rispetto al resto d'Italia.

Per quanto riguarda i parametri del regolatore PID sono stati utilizzati i seguenti parametri, basandosi sulla teoria di tuning e provando sperimentalmente quale fossero i valori più idonei:

$$K_D=8$$

$$K_I= 0,24$$

$$K_D=0$$

Il termine derivativo è stato posto uguale a 0 in quanto si è osservato che producesse meno oscillazioni.

## 4.2 VERIFICA DELLO STATISMO PERMANENTE

Lo statismo permanente di una unità di produzione è definito come il rapporto, cambiato di segno, tra la variazione percentuale della frequenza e la corrispondente variazione percentuale della potenza elettrica in uscita, a transitorio esaurito, conseguente all'azione del regolatore di velocità. La formula utilizzata per il calcolo è la seguente:

$$s_p = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P_e}{P_{eff}}} \quad (4.1)$$

Terna prevede alcune prove descritte nell'allegato A18 [12].

Lo statismo permanente dell'unità sottoposta alla prova è valutato osservando le normali variazioni della frequenza di rete e le relative variazioni di potenza attiva prodotta. Al fine di verificare che il valore di statismo permanente calcolato non risenta delle condizioni del punto di lavoro dell'unità, la prova dovrà essere eseguita almeno due volte, a partire da due diversi valori di  $P_{e0}$ , definiti a medio-basso carico ed ad alto carico, come esemplificazione delle più frequenti condizioni di esercizio normale. Pertanto, in un caso si eseguirà la prova per una potenza intorno al 90% della potenza efficiente dell'unità, mentre in un secondo caso intorno al 60%.

Per simulare la prova sono stati inseriti i seguenti eventi riguardanti i carichi collegati alla busbar in parallelo alla rete esterna:

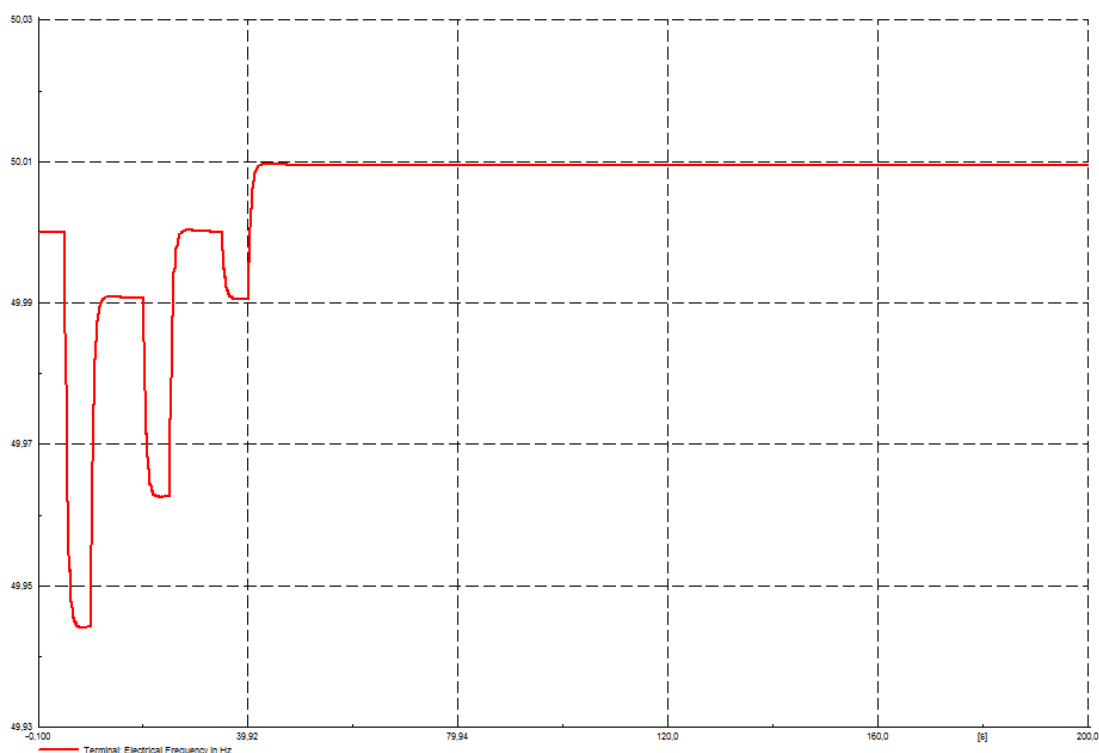
	Load Event_1	Switch Event_2	Load Event_3	Switch Event_4	Load Event_5	Switch Event_6
T [s]	5	10	20	25	35	40
P [MW]	60	50	30	40	10	20



### ***Prova con generatore sincrono erogante potenza attiva pari a 15 MW***

La simulazione viene condotta per 200 s.

La rete elettrica esterna viene dimensionata con una energia regolante di 1000 MW/Hz, essendo quindi una rete molto solida ci si aspetta che la frequenza non subisca variazioni importanti nell'intorno della frequenza nominale di rete pari a 50 Hz.



*Figura 43: andamento della frequenza nella busbar.*

A seguito dei disturbi causati dall'inserimento dei carichi o dal distacco degli stessi la frequenza subisce delle variazioni, si nota che il carico più rilevante di 60 MW provoca una variazione della frequenza di circa 0,056 Hz.

La frequenza è misurata alla busbar di alta tensione alla quale sono collegati i carichi e la rete elettrica esterna.

Si raggiunge a regime una frequenza di 50.009 Hz.

Dalla formula dello statismo permanente si ricava la potenza richiesta alla centrale considerando lo statismo pari al 4%.

$$\Delta P = \frac{f_n - f}{f_n} \frac{1}{s_p} P_{eff} = -115 \text{ kW}$$

Ci si aspetta quindi una diminuzione della potenza dell'impianto di circa 115 kW.

La potenza erogata dal generatore sincrono durante la prova ha il seguente andamento:

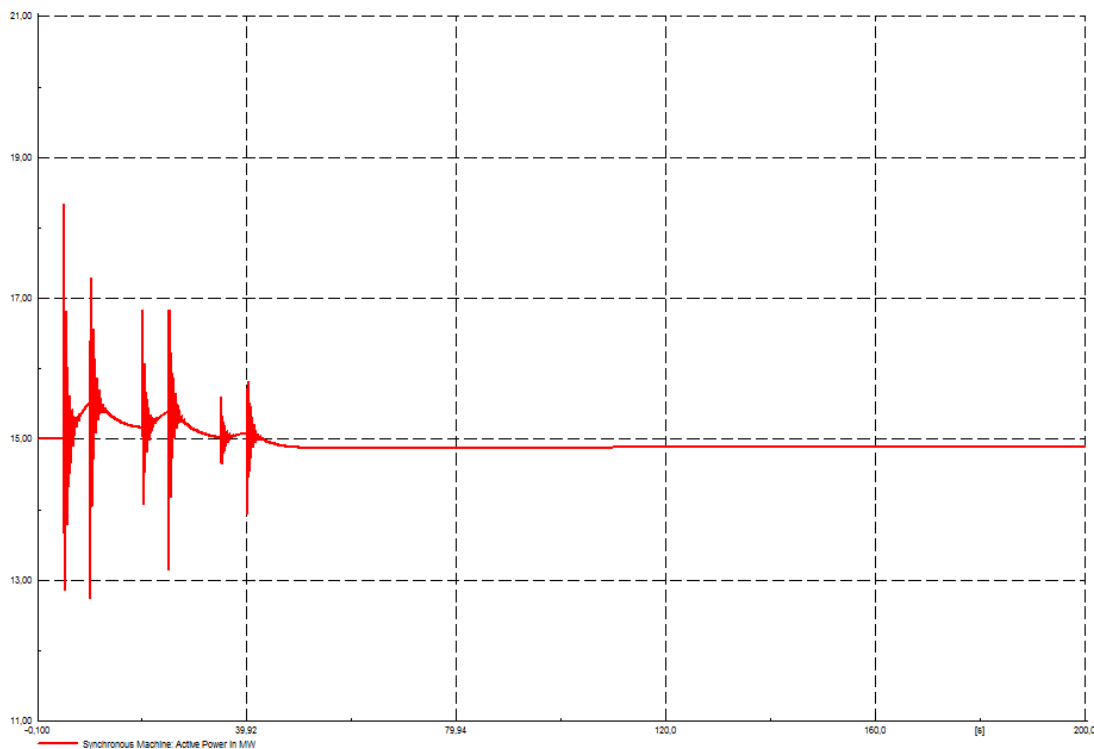


Figura 44: andamento della potenza elettrica ai morsetti del generatore.

Si nota che a seguito degli eventi di disturbo la potenza attiva subisce brusche variazioni, questo è dovuto all'inserzione o del distacco dei carichi che avviene a gradino.

Se in un generatore si rompe l'equilibrio dinamico, ad esempio a causa di un improvviso aumento del carico (corrente attiva erogata), la ruota polare rallenta (a causa della aumentata coppia elettromagnetica frenante dovuta alla reazione d'indotto) sulla velocità di sincronismo. Per mantenere la marcia sincrona si dovrà aumentare la coppia motrice del motore primo (turbina) che trascina l'alternatore fino a raggiungere il valore equivalente all'aumentata coppia elettromagnetica frenante e produrre l'angolo di carico che soddisfa la

maggiore potenza richiesta da carico stesso. Raggiunta questa posizione di equilibrio delle coppie si ha che, a causa della propria inerzia, la ruota polare persiste nel rallentamento e la coppia motrice del motore primo, regolata in modo da ripristinare la velocità sincrona, aumenterà oltre la coppia elettromagnetica frenante facendo acquisire al gruppo una velocità momentaneamente superiore a quella di sincronismo e un angolo di carico maggiore di quello necessario: si ripeterà il fenomeno sopra descritto ma in senso opposto. In definitiva la ruota polare oscillerà attorno alla sua posizione di equilibrio dinamico.

La potenza misurata a regime è

$$P = 14,885 \text{ MW}$$

Questo implica una diminuzione di potenza di 115 kW, in linea con le previsioni.

L'andamento della potenza in turbina ( in p.u.) è il seguente:

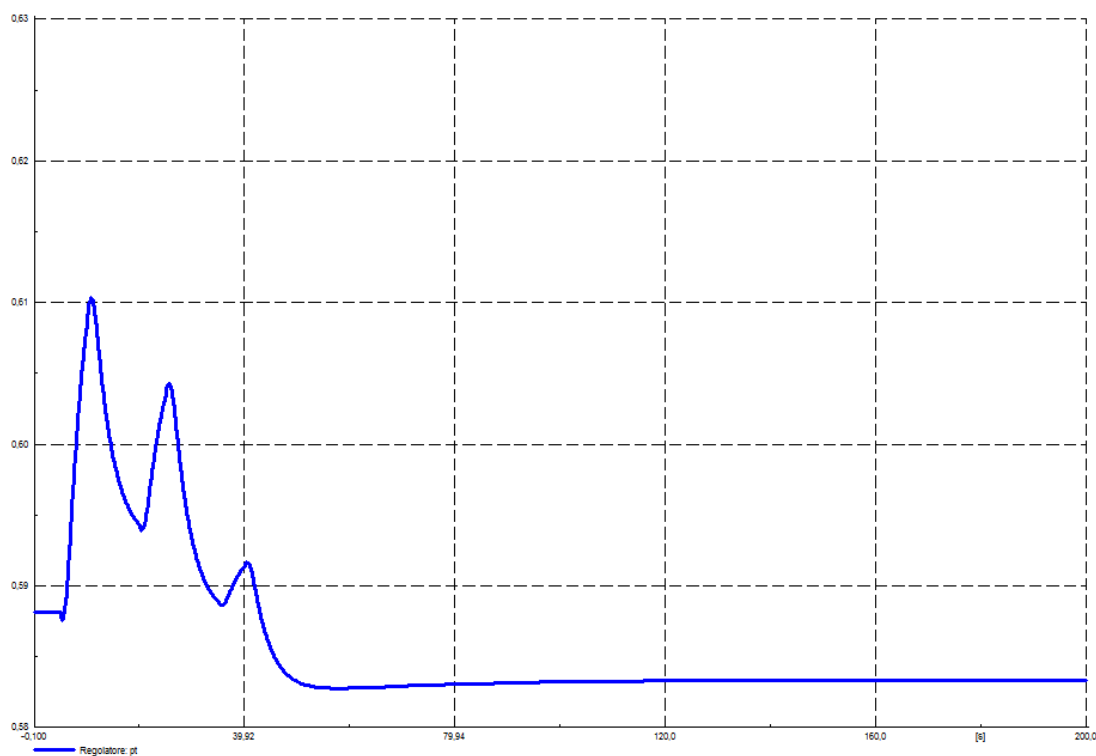


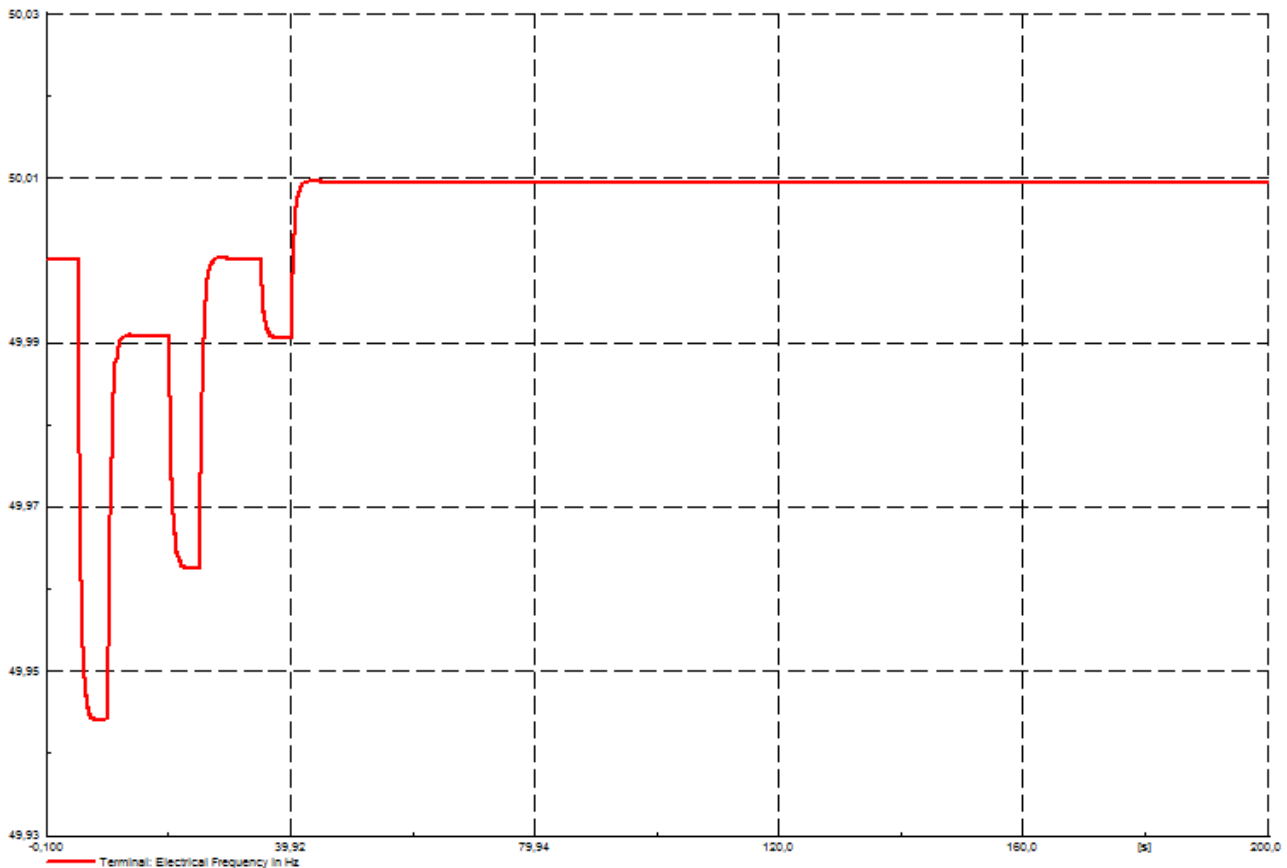
Figura 45: andamento della potenza in turbina [p.u.]

Si nota che la potenza in turbina non presenta le oscillazioni presenti nel generatore sincrono, come spiegato in precedenza.

Inoltre, seppure piccole a causa del valore di  $T_w$  non elevato, si verifica, nell'istante in cui avviene il disturbo, una variazione opposta di potenza di entità ridotta. Questo è dovuto proprio alle caratteristiche dinamiche della condotta e della turbina descritte nella *Water Starting Time*.

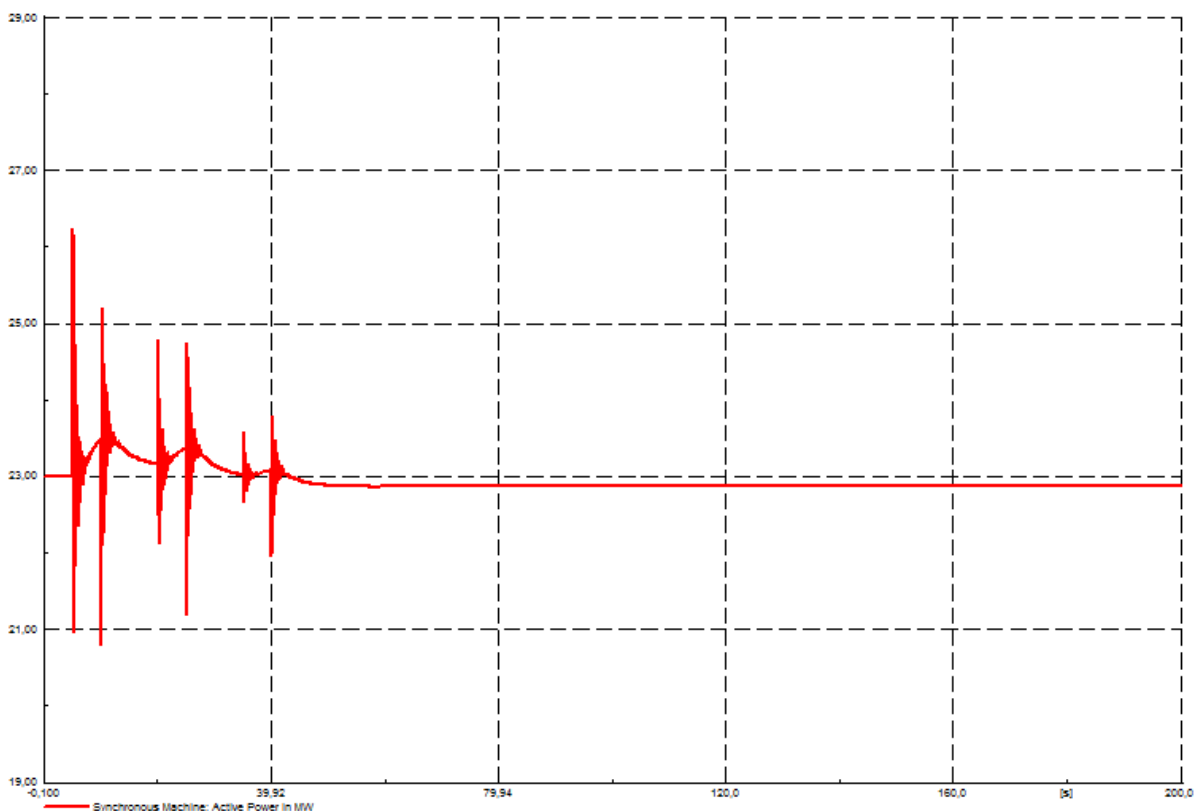
### ***Prova con generatore sincrono erogante potenza attiva pari a 23 MW***

La prova viene condotta per 200s e, a differenza del caso precedente, la centrale lavora circa al 90% della potenza efficiente.



*Figura 46: andamento della frequenza nella busbar.*

L'andamento della frequenza è il medesimo della prova con generatore a 15 MW, come ci si aspetterebbe non avendo cambiato i parametri della rete esterna molto forte e non avendo modificato le grandezze dei carichi negli eventi.



*Figura 47: andamento della potenza elettrica ai morsetti del generatore.*

Anche la potenza elettrica misurata ai morsetti del generatore sincrono rispetta l'andamento del caso precedente ma partendo da un diverso punto di lavoro.

La potenza misurata a transitorio esaurito è

$$P = 22,881 \text{ MW}$$

L'impianto a seguito dei disturbi ha diminuito la potenza di 119 kW, in linea con le aspettative.

Anche l'andamento della potenza in turbina in p.u. risulta lo stesso rispetto alla prova precedente.

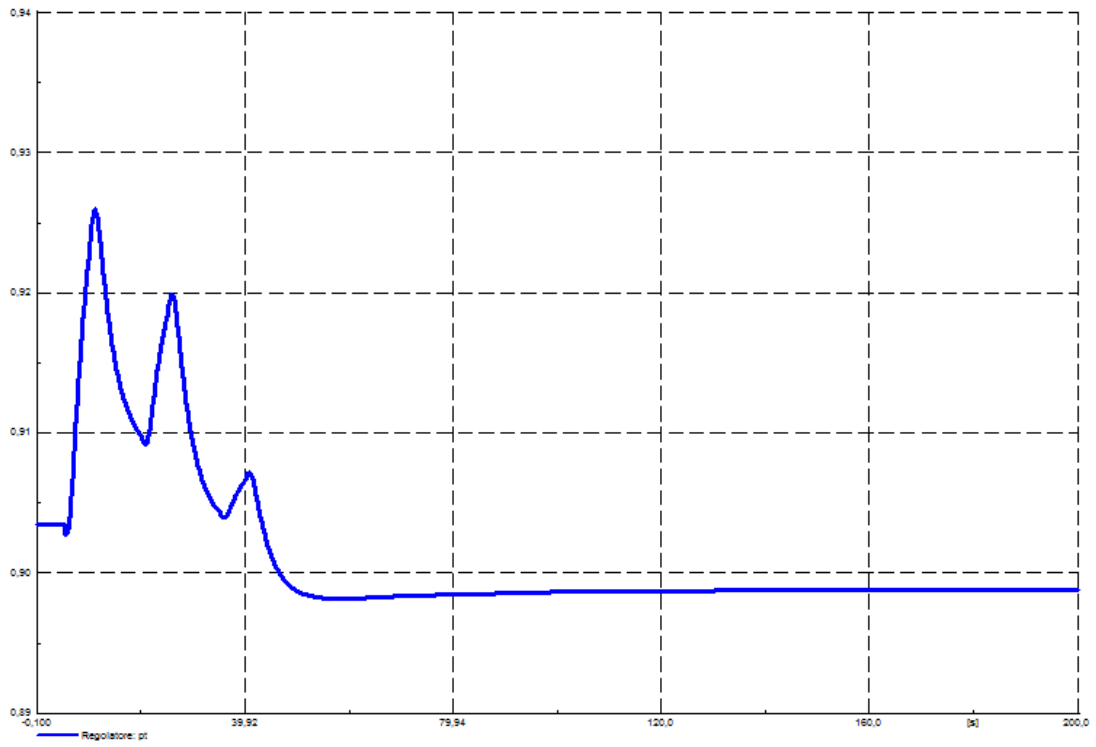


Figura 48: andamento della potenza in turbina [p.u.]

### 4.3 PROVA DELLA REGOLAZIONE SECONDARIA

Per la regolazione secondaria si fa riferimento all'appendice A e B dell'allegato A15 del Codice di Rete Terna. [4]

L'appendice descrive il principio di funzionamento del regolatore di rete. A seguito dell'intervento della regolazione primaria permangono scostamenti della frequenza e della potenza di scambio tra Aree di Controllo, rispetto ai valori programmati. Ciò rende indispensabile ricorrere ad una regolazione successiva, secondaria, gestita da un Regolatore di Rete centralizzato, che agisce con una costante di tempo superiore a quella della regolazione primaria per non interferire con essa. Tale Regolatore di rete elabora un Segnale di Livello di regolazione che agisce sui regolatori di velocità delle singole UP che si sono rese disponibili al servizio di regolazione secondaria. Oltre al mantenimento della frequenza di programma, al Regolatore di rete è affidato il compito di mantenere, istante per istante, al valore concordato la potenza scambiata con le reti interconnesse (es. reti di altri Paesi). Indicando con  $\Delta P_s$  la variazione della potenza di scambio tra Aree di Controllo e con  $\Delta f$  la variazione della frequenza del sistema elettrico, entrambi rispetto ai valori di programma,  $P_0$  e  $f_0$ , nell'istante considerato, si può calcolare la variabile denominata Errore di Rete ( $\varepsilon_r$ ) con la seguente formula:

$$\varepsilon_r = K_{rs} \Delta f + \Delta P_s \quad (4.2)$$

in cui  $\Delta P_s = P - P_0$ ,  $\Delta f = f - f_0$ ,  $K_{rs}$  è il coefficiente di partecipazione del sistema elettrico dell'Italia attribuito dall'UCTE. Il Regolatore di Rete è di tipo proporzionale-integrale e calcola con continuità (ogni 2 secondi) un Segnale di Livello L adimensionale, che viene inviato a tutte le UP partecipanti alla regolazione secondaria. Il compito del Regolatore è di annullare l'errore di rete  $\varepsilon_r$  della sistema elettrico nazionale. Il livello L, espresso in per cento, viene calcolato con la formula seguente:

$$L = \frac{-100}{P_D} \left( \beta \varepsilon_r + \frac{1}{T} (\varepsilon_r \cdot dt) \right) + 50 \quad (4.3)$$

dove  $\beta$ , T sono dei parametri impostati da TERNA e  $P_D$  è la banda totale di regolazione secondaria, somma delle singole bande messe a disposizione dalle UP in servizio.

L'UP riceve dal SIA-C di TERNA il profilo del livello di teleregolazione descritto di seguito:

- si porta l'UP ad un valore di programma ( $P_0$ ) tale da consentire l'esecuzione del test, almeno  $P_{\max} - SB$  per evitare di incorrere in limitazioni di potenza erogata durante la prova;
- l'UP esclude la regolazione primaria di frequenza per evitare sovrapposizioni di effetti con la secondaria, lascia in funzione tutte le altre regolazioni;
- viene variato il livello da 50% a 100% in 100 s, con variazione massima del 1% ogni 2 s (il livello viene aggiornato ogni 8 s per cui tra un valore e il successivo la differenza è pari a 4%)
- si aspetta che la potenza erogata dall'UP arrivi a  $P_0 + SB$
- viene variato il livello da 100% a 0% in 200 s, sempre con variazione massima del 1% ogni 2 s
- si aspetta che la potenza erogata dall'UP arrivi a  $P_0 - 2 * SB$
- viene variato il livello da 0% a 50% in 100 s, sempre con variazione massima del 1% ogni 2 s.
- si aspetta che la potenza erogata dall'UP arrivi a  $P_0$
- l'UP riattiva la regolazione primaria di frequenza e si riporta al programma originale.

Per quanto riguarda il modello del regolatore di velocità sviluppato è sufficiente verificare che, a seguito di un segnale di livello ricevuto, esso modifichi la potenza erogata della quota voluta.

Si provvede quindi a creare un evento di modifica del parametro  $p_{sco}$  in un determinato momento e ci si aspetta una variazione della potenza erogata.

Chiaramente questa prova è atta a verificare il funzionamento del regolatore, mentre per quanto riguarda il segnale in ingresso esso è fornito da Terna come spiegato precedentemente e nel caso della centrale in esame il segnale sarà caratterizzato da una costante di tempo pari a 100 s per una variazione 0-100% del livello.



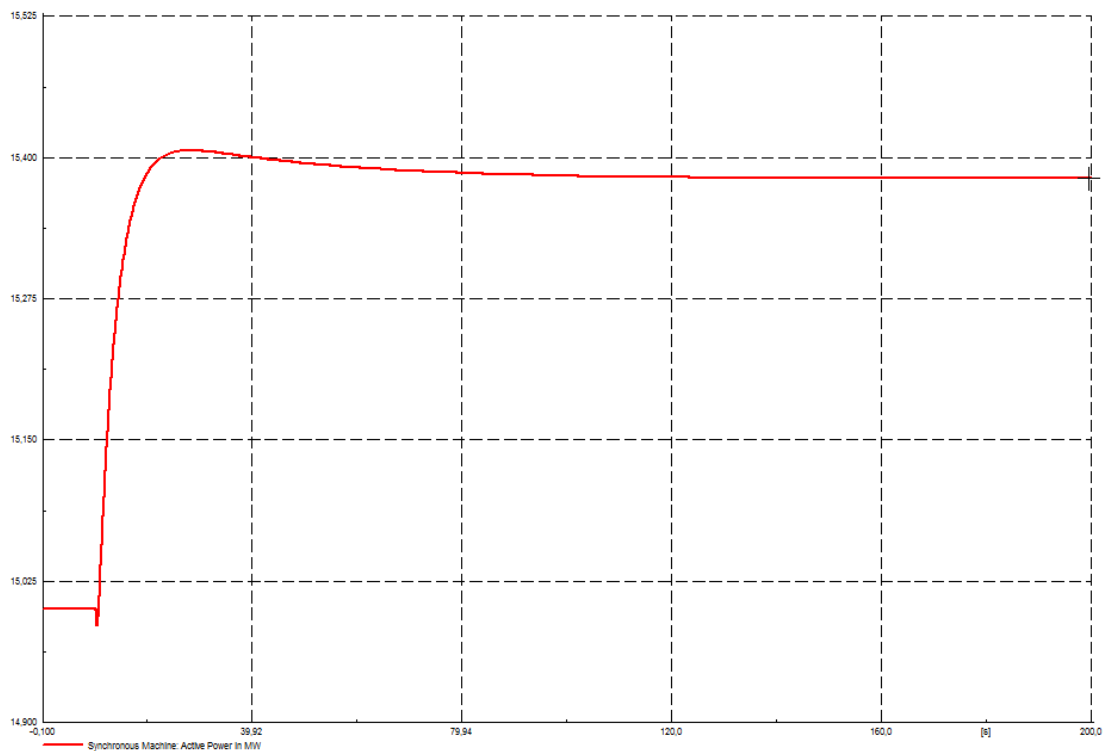


Figura 50: andamento della potenza elettrica ai morsetti del generatore.

In questo caso è stato creato un evento a  $t = 10$  s di modifica del parametro  $p_{sco}$  da 0 a.

$$x = 0.1 * B_s * R$$

dove  $R$  è lo statismo permanente pari a 0,04 e  $B_s$  è la riserva di potenza secondaria pari al 15% della potenza massima (uguale a 1 p.u.).

Quindi

$$x = 0.1 * 0.15 * 0.04 = 0.0006 \text{ p.u.}$$

Infatti questo segnale va sommato alla potenza di riferimento  $p_{setp}$  (che come condizione iniziale era stata anch'essa moltiplicata per lo statismo permanente).

In questo modo nel nodo sommatore delle potenze di riferimento si hanno:

$$(p_{setp} + p_{sco}) * R - P_{regime} * R = 0$$

in condizioni di regime quindi  $P_{regime} = p_{setp} + p_{sco}$

La potenza infatti è aumentata a regime del 10% della sua riserva secondaria, portandosi da 15 MW a 15,384 MW.

## **4.4 VALUTAZIONE DEL COMPORTAMENTO DELL'UP A FRONTE DI GRANDI PERTURBAZIONI DELLA FREQUENZA DI RETE**

E' stato sperimentalmente osservato che in occasione di gravi disservizi, che causano la perdita di importanti unità di produzione, per le reti isolate, o separazioni della rete continentale, la velocità di variazione della frequenza è generalmente di  $-0.5 \div 1.0$  Hz/s e, una volta esaurito il transitorio, il valore della frequenza si arresta orientativamente intorno a  $48.8 \div 49.0$  Hz.

Per le unità di produzione, nel caso di variazioni della frequenza superiori a 0.3 Hz deve entrare in funzione una regolazione secondaria locale ed integrale (di unità) che si sostituisce alla regolazione primaria ed ha l'obiettivo di ristabilire il valore nominale della frequenza con i gradienti di potenza prodotta, sostenibili dall'impianto, fino ad un valore di frequenza pari a  $\pm 0.1$  Hz del valore nominale.

Nel funzionamento in rete isolata occorre pertanto predisporre un'azione di tipo integrale sull'errore di frequenza al fine di garantirne l'annullamento, a transitorio esaurito. E' necessario quindi il passaggio dalla regolazione di carico/velocità (rete in parallelo) alla regolazione della frequenza/velocità (rete in isola) e ciò è realizzabile tramite tramite l'Integratore Locale di Frequenza (ILF) che permette di inserire un'azione di tipo integrale a monte del regolatore di carico di tipo proporzionale.

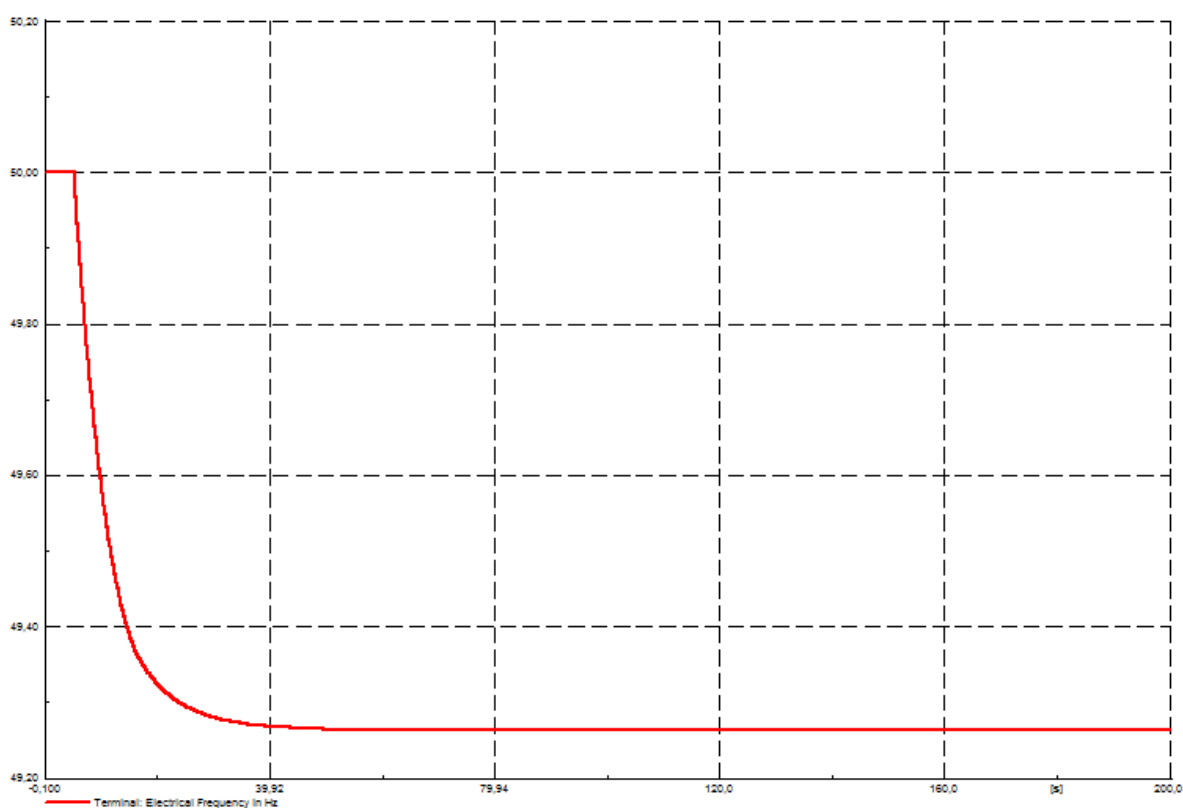
La commutazione tra la regolazione di carico e la regolazione di frequenza di tipo ILF, deve essere gestita in maniera automatica dalla logica del regolatore sulla base dell'errore di frequenza rilevato, mentre il passaggio dalla modalità di funzionamento ILF a quella di reti in parallelo deve invece essere impostata manualmente dal conduttore dell'impianto che è a conoscenza del ripristino delle condizioni che garantiscono il mantenimento della frequenza di rete e che consentono, dunque, di operare una regolazione di carico anziché di velocità, senza rischi per la continuità di funzionamento dell'impianto.

Per effettuare questa prova si è provveduto a modificare i parametri della rete esterna, considerando infatti una rete con energia regolante minore l'effetto dell'inserimento a gradino di un carico o dello sgancio dello stesso provocherà una diminuzione o un aumento della frequenza di rete maggiore.

In questo modo è possibile simulare la situazione di una grande perturbazione della frequenza di rete.

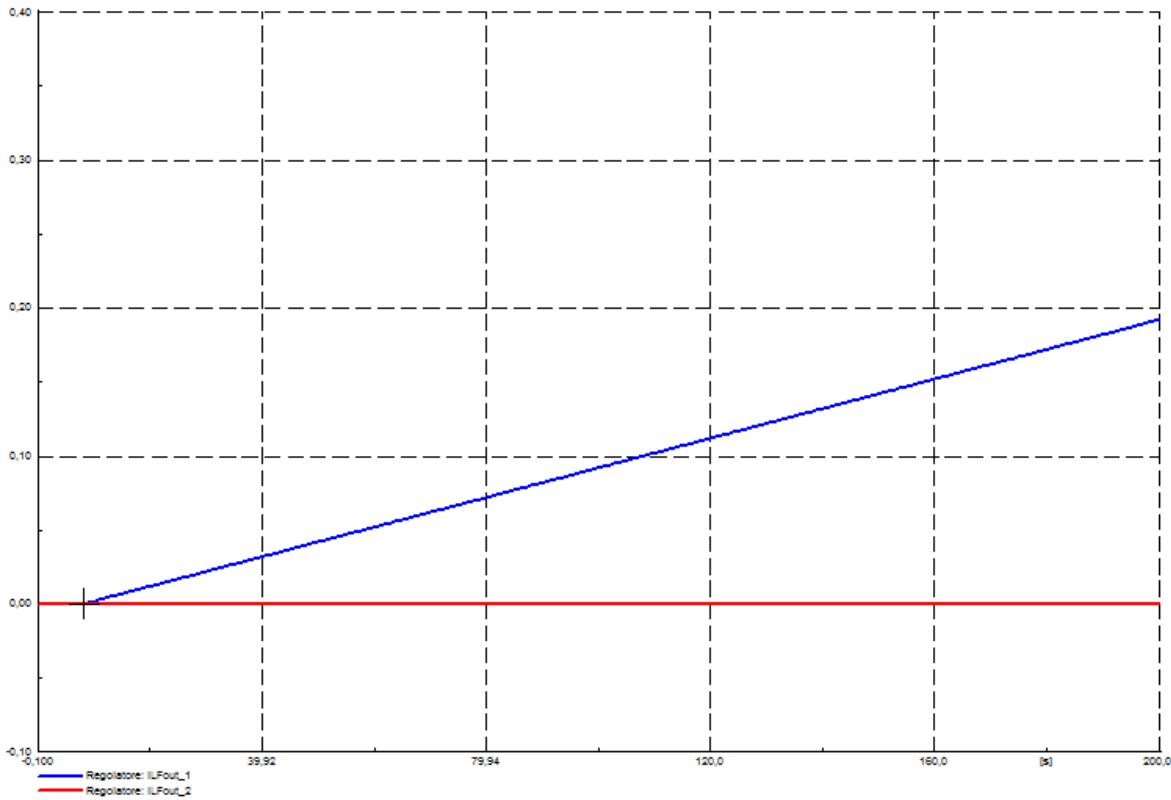
Si provvede a verificare l'abilitazione dell'ILF dapprima con un Load Event di un carico da 60 MW e in seguito viceversa uno Switch Event sempre dello stesso carico considerato.

## LOAD EVENT



*Figura 51: andamento della frequenza in seguito a grossi disturbi.*

La frequenza si è portata a regime a 49.263 Hz, ci si aspetta quindi che sia entrata in funzione la modalità ILF per il caso di sotto frequenza, ovvero quando l'errore di frequenza superi 0.3 Hz.



*Figura 52: andamento segnali ILFout.*

Si nota che il segnale ILFout\_1 si attiva quando la frequenza scende sotto 49,7 Hz, a circa 8,2 s.

Il segnale come previsto di tipo integrale cresce linearmente andando ad aumentare il riferimento di potenza fino al limite dell'UP.



*Figura 53: andamento della potenza elettrica del generatore a seguito di grossi disturbi.*

La potenza elettrica ai morsetti del generatore aumenta e si assesta al limite posto dall'apertura della valvola  $G_{\max}$

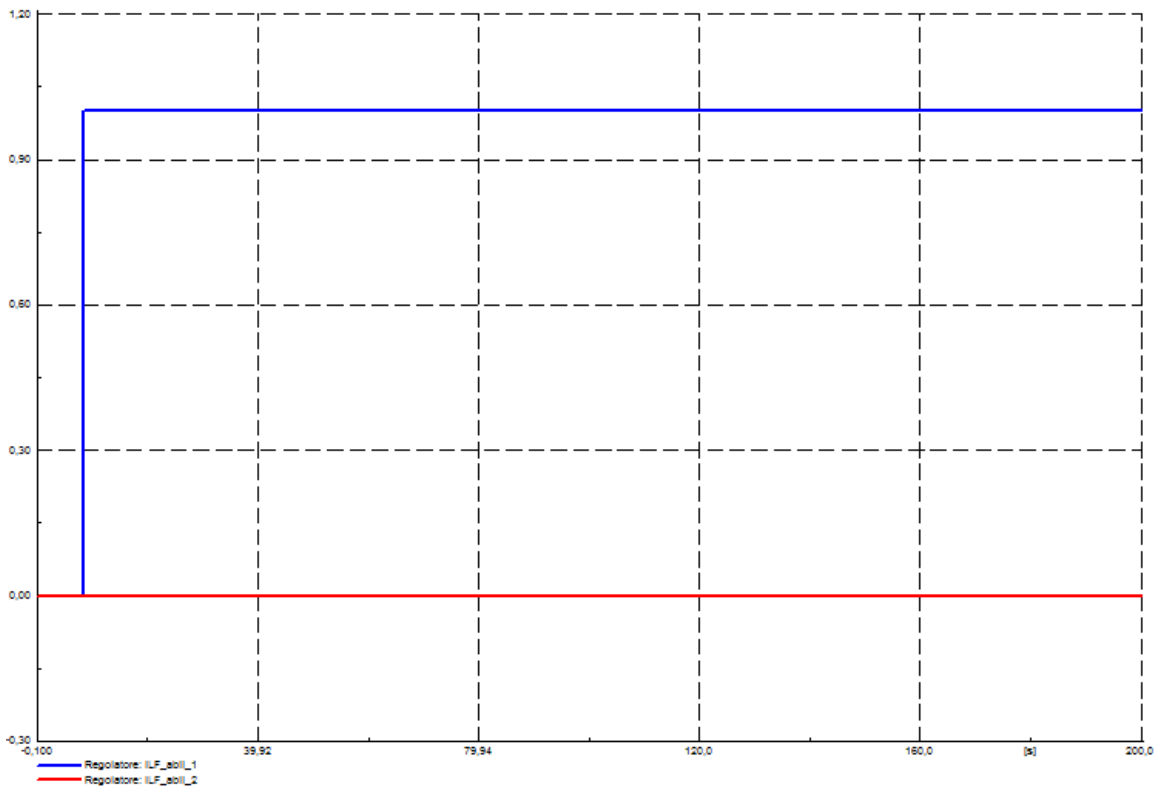
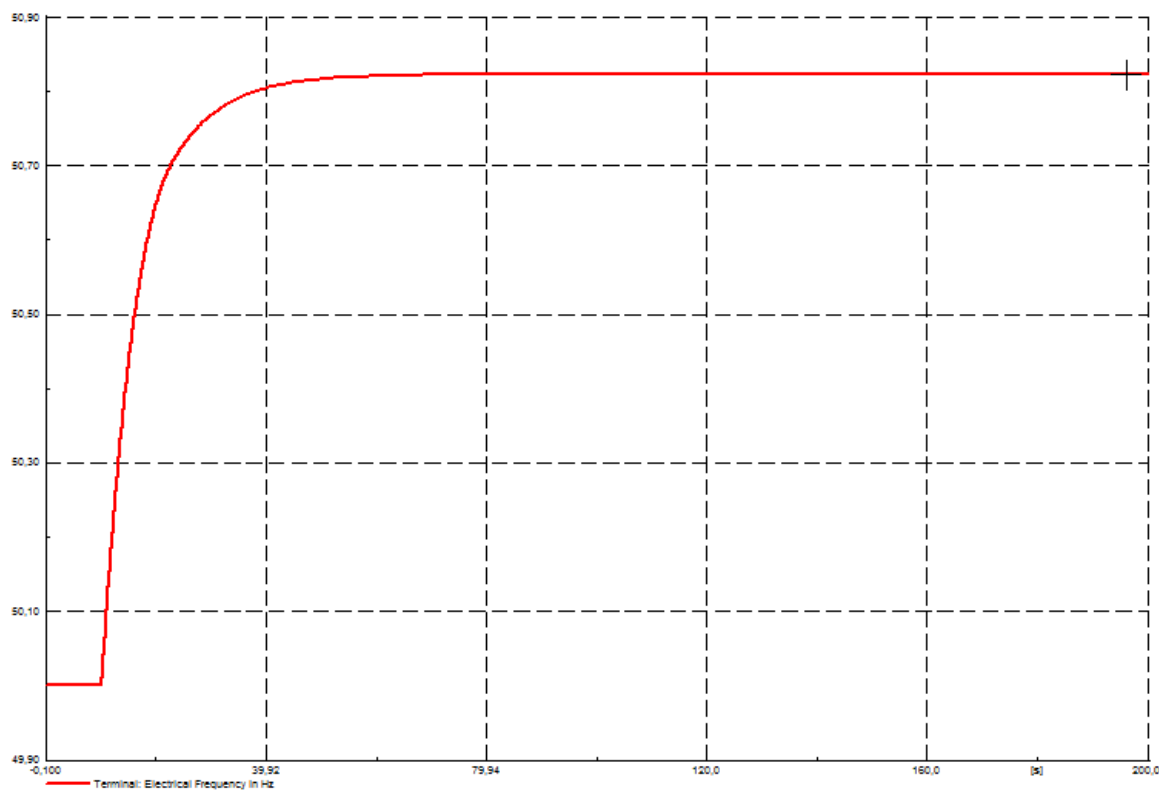


Figura 54: andamento dei segnali ILF\_abil.

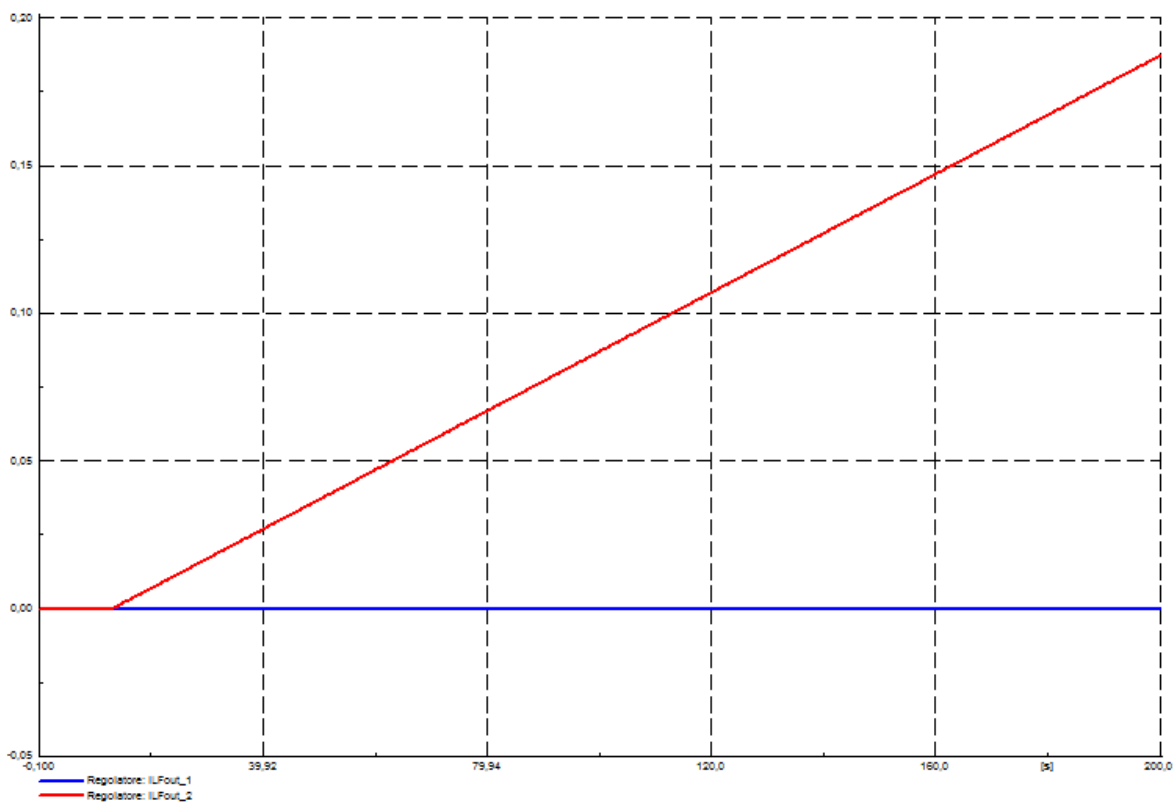
Dal grafico si può verificare che l'abilitazione ILF\_abil\_1 si attivi al superamento della soglia mentre ILF\_abil\_2 rimanga sempre nullo.

## SWITCH EVENT



*Figura 55: andamento della frequenza in seguito a grossi disturbi.*

La frequenza in questo caso aumenta visto che il carico viene staccato improvvisamente a  $t = 10$  s, portandosi a  $f = 50,823$  Hz. Ci si aspetta quindi che entri in funzione la modalità ILF per il caso di sovralfrequenza quando si superi la soglia di 50,3 Hz.

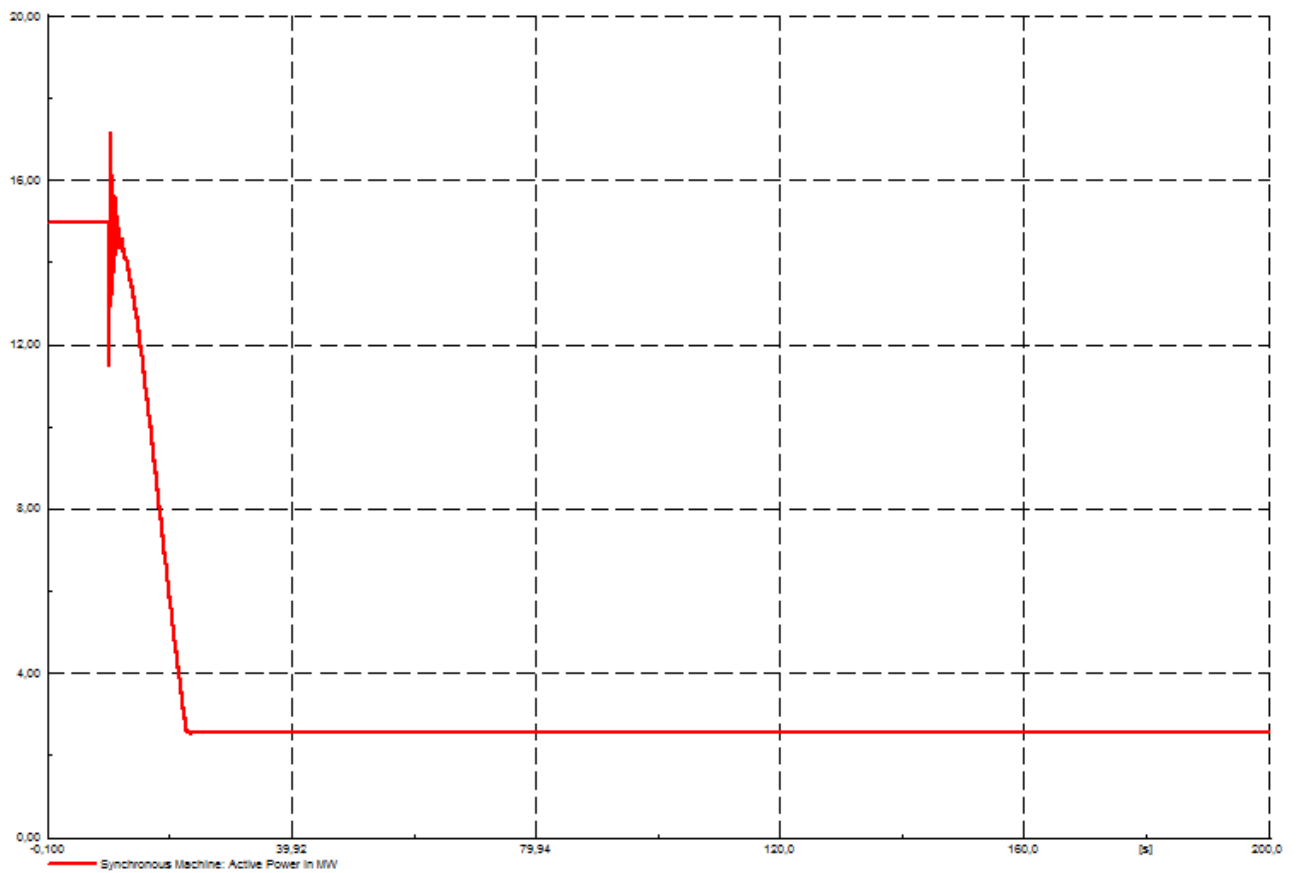


*Figura 56: andamento dei segnali ILFout.*

Si nota che il segnale ILFout\_2 si attiva quando la frequenza supera 50,3 Hz, a circa 13 s.

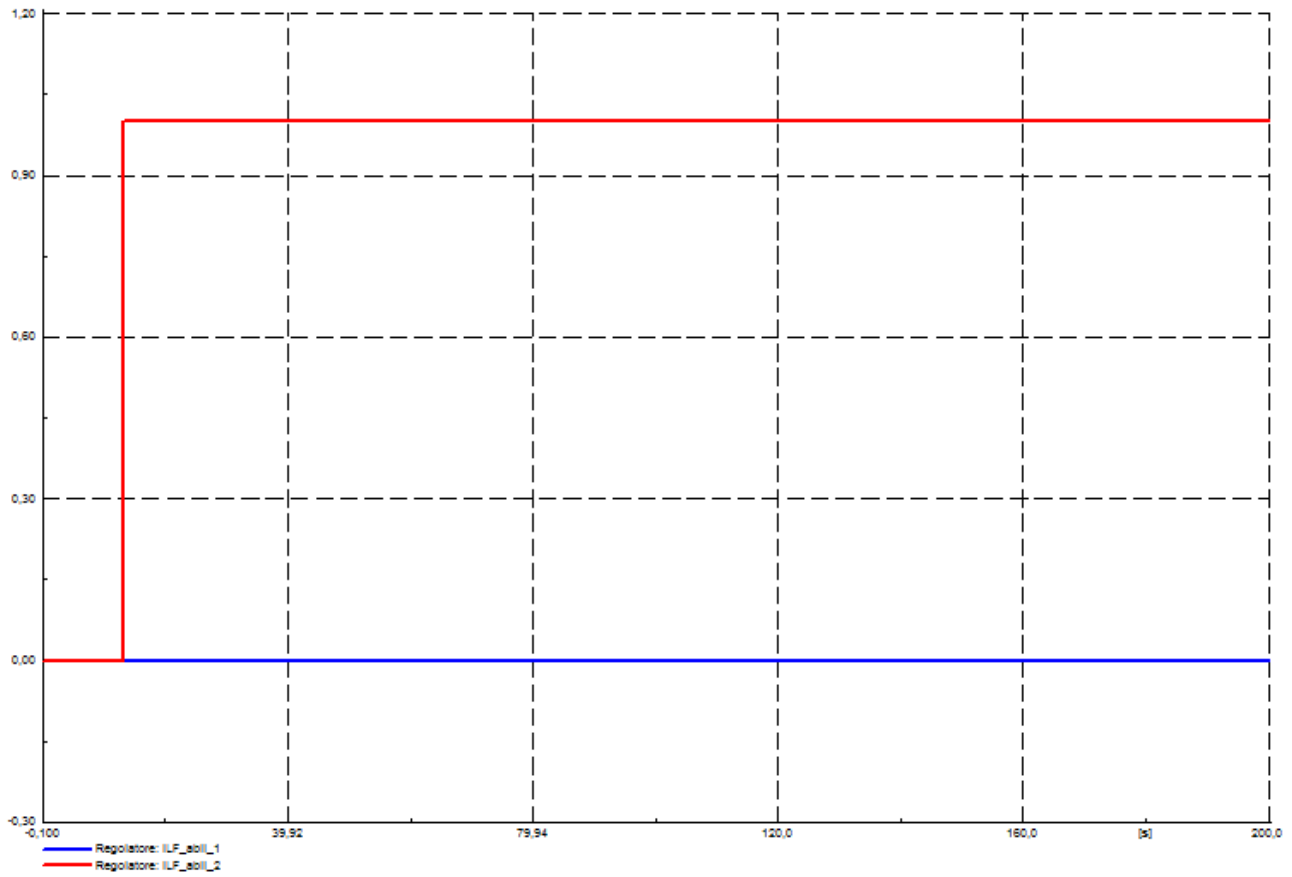
Il segnale come previsto di tipo integrale cresce linearmente andando a diminuire il riferimento di potenza fino al limite dell'UP.





*Figura 57: andamento della potenza in seguito a grossi disturbi di frequenza.*

La potenza elettrica ai morsetti del generatore diminuisce e si assesta al limite posto dall'apertura della valvola  $G_{\min}$ .



*Figura 58: andamento dei segnali ILF\_abil.*

Dal grafico si verifica che l'abilitazione ILF\_abil\_2 si attivi al superamento della soglia mentre ILF\_abil\_1 rimanga sempre nullo.

## CONCLUSIONI

Con questo lavoro di tesi è stato sviluppato un regolatore di velocità per impianti idroelettrici che implementi le funzioni richieste per i nuovi gruppi di produzione o per l'adeguamento di centrali già esistenti.

Si è potuta verificare l'importanza dello sviluppo in ambiente software del regolatore di velocità: si è infatti in grado di compiere simulazioni dinamiche che mostrino il comportamento del gruppo di generazione a fronte di situazioni diverse e analizzando come esso reagisca in condizioni di disturbi della rete.

In questo modo si può dimostrare l'attendibilità del comportamento dell'impianto in condizioni di normale esercizio.

Inoltre, potendo agire sia sui parametri relativi al regolatore sia sui parametri relativi all'impianto e alla rete esterna, è possibile prevederne già in sede di progetto il comportamento al variare degli stessi. Si possono quindi condurre simulazioni dinamiche ricercando il settaggio ottimale del controllore o andando a modificare la complessità dei modelli utilizzati per descrivere i componenti dell'impianto. Questo consente di ottimizzare la fase di progettazione, nella quale si deve scegliere il punto d'incontro tra una macchina stabile, pesante e costosa e una leggera che pur essendo più economica è meno stabile e soggetta maggiormente a distacchi dalla rete.

In questo modo risulta agevole modellare un regolatore di velocità che si adatti al tipo di centrale in oggetto e che possa far fronte alle funzioni ad esso richieste nel campo della regolazione della frequenza.

## Bibliografia e Sitografia

- [1] ENTSO-E “Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” , 8 marzo 2013
- [2] Terna, “Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, versione aggiornata al 27 novembre 2015
- [3] Terna, Allegato A.15 “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza”
- [4] Terna, “Allegato A.60 del codice di rete” – Dati tecnici delle unità di produzione rilevati valevoli ai fini del Mercato elettrico
- [5] Policy 1 dell’Operational Handbook dell’UCTE, disponibile nel sito: [www.ucte.org](http://www.ucte.org)
- [6] International Hydropower Association, “Hydropower Status Report 2016”
- [7] GSE, “ rapporto statistico energia fonti rinnovabili 2014”
- [8] Luz Alexandra, Lucero Tenorio “ Hydro Turbine and Governor Modelling” Norwegian University of Science and Technology Department of Electric Power Engineering, June 2010.
- [9] IEEE Transactions on Power Systems “Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies“ Feb 1992
- [10] S. Hagihara, H. Yokota & K. God, K. Isobe “Stability of a hydraulic turbine generating unit controlled by p.i.d. governor“ 6 nov. 1979
- [11] R. A. Naghizadeh , S. Jazebi , B. Vahidi “Modeling Hydro Power Plants and Tuning Hydro Governors as an Educational Guideline” August 2012
- [12] Terna, “Verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche” allegato del Codice di Rete 27 novembre 2015