

Norges miljø- og biovitenskapelige
universitet
Institutt for matematiske realfag og
teknologi (IMT)

Masteroppgave 2014
30 stp

Regulering av turbiner i vannkraftverk - En litteraturstudie

Turbine governing in
hydropower plants
- A literature study

Jon Harald Skaare

Forord

Med denne masteroppgaven markeres slutten på mitt studie i Maskin-, prosess- og produktutvikling med spesialisering innen energi, ved Instituttet for matematiske realfag og teknologi på Norges universitet for miljø- og biovitenskap (NMBU) i Ås. Masteroppgaven omhandler en litteraturstudie i regulering av vannkraftturbiner.

Først og fremst vil jeg rette en stor takk til min veileder ved NMBU, førsteamanuensis Odd-Ivar Lekang for all veiledning og innspill under arbeidet med denne masteroppgaven. Jeg ønsker også å rette en takk til alle i Hymatek Controls AS som har bidratt til oppgaven, særlig Kristoffer Kjelstadli for kjempegod hjelp underveis med litteratur og svar på alle mine henvendelser. Takk for all informasjon om turbinregulering. Takk også til min tidligere foreleser Kjetil Ryen hos Statnett for all informasjon og ikke minst ditt bidrag av positivitet og inspirasjon til arbeidet.

Etter fem år her på Ås, sitter jeg nå igjen med mange gode minner og venner, ikke minst! I tillegg rettes en stor takk til alle som har bidratt til et sosialt og godt miljø gjennom arbeidet med oppgaven, både på og utenfor lesesalen. Det har vært både inspirerende og motiverende!

Til slutt ønsker jeg å takke alle bekjente som har kommet med innspill og medvirket i korrekturlesning av oppgaven.

Jon Harald Skaare

Ås, 14.mai 2014

Sammendrag

Denne oppgaven tar for seg en litteraturstudie om reguleringen av vannturbiner i et vannkraftverk, og hvordan denne turbinreguleringer påvirker kraftverkets tilkoblede kraftnett. Bakgrunnen for oppgaven er det økende behovet for fokus på mer fornybar energi i kraftmarkedet. En viktig årsak til det er at EU har satt seg mål om at en større andel av kraftproduksjonen skal komme fra fornybare energikilder. I den sammenheng er Norge allerede en stor nasjon med vår fornybare vannkraft. Men vannkraftbransjen opplever tøff konkurranse om både rekruttering og kompetanse fra blant annet oljebransjen. I tillegg vil en stor andel av det som i dag er vannkraftbransjens arbeidskraft snart gå av med pensjon og viktig å bevare deres kompetanse. Det er derfor viktig å belyse og øke interessen for hvor spennende og viktig denne næringen er for samfunnet. Litteraturen kommer fra personer og interessenter knyttet til bransjen.

Først i oppgaven sees det nærmere på de viktigste komponentene i et vannkraftverk. Blant annet sees det på hvordan energi i rennende vann først kan overføres til mekanisk energi i en vannturbin. Energien blir så overført gjennom en generator til elektrisk energi som sendes ut til forbrukerne av energien gjennom et elektrisk kraftnett. For at dette systemet skal fungere er det nødvendig med regulering av energioverføringen. Denne oppgaven gjøres av en turbinregulator som foretar reguleringer av vannstrømmingen gjennom turbinen. Turbinregulatorer har blitt brukt siden 1800-tallet og har gradvis blitt forbedret ettersom teknologi og behov til endringer har vært nødvendig. Oppgaven ser blant annet på hva dagens regulatorsystemer må oppfylle av krav, og hvordan kravene er oppfylt gjennom teknologien som er tilgjengelig i dag.

I fremtiden kan det oppstå utfordringer med å opprettholde leveringssikkerheten av energi, på grunn av mer uregulerbar fornybar energi i nettsystemet. Ved endring i forbruk av elektrisk energi er det absolutt nødvendig at eksempelvis turbinregulatorer foretar nødvendige reguleringer, for å kunne etterkomme etterspørselen i det aktuelle øyeblikket. Om slike reguleringer uteblir vil det i ytterste konsekvens oppstå uakseptable og kritiske forhold i kraftnettet, som for eksempel kan medføre ustabil frekvens i kraftnettet eller oppleve frekvensverdier som kan ødelegge komponenter og apparater tilkoblet nettet. Fremtidige utfordringer i forhold til regulering av vannkraft turbiner knyttet til et globalt kraftnett er omtalt i slutten av oppgaven.

Abstract

This thesis discusses a literature study about the regulation of water turbines in a hydroelectric power plant, and how the regulation affects the power grid that the turbine power plant is connected to. The reason for this thesis is the growing need for more attention to renewable energy in the electricity market. An important reason for this is that the EU has set themselves the goal of a greater share of power production to come from renewable energy sources. In this context, Norway is already a great nation with our renewable hydropower. But hydropower industry is experiencing a hard competition for both recruitment and expertise from the oil industry. And a large part of today's hydropower industry labour is soon going to retire and it is important to maintain their competence. It is therefore important to highlight and increase the interest in how exciting and important this industry is to today's society. The literature comes from individuals and other interested parties related to the industry.

First, the task takes a closer look at the main components of a hydropower plant. The task sees how the energy in the flowing water can first be transferred into mechanical energy in a water turbine. The energy is then transferred through a generator into electrical energy and sent out to consumers through an electric power grid. It is necessary to regulate the energy transfer so the system could work. This task is done by a turbine regulator, which performs regulation of water flow through the turbine. Turbine regulators have been used since the 1800s and have gradually been improved as technology and requirements have changed. The thesis looks on what today's regulator systems must meet of requirements and how the requirements are met through the technology that is available today. In the future, there may be challenges in maintaining reliability of supply on energy, due to more unregulated renewable energy in the grid. With a change in consumption of electric energy, it is absolutely necessary that turbine regulator's makes the necessary adjustments in order to meet the demand at that moment. If such regulation absent will ultimately occur unacceptable and critical conditions in the power grid, such may result in unstable frequency in the power grid or experience frequency values that can destroy devices connected to the network. Future challenges for regulation of hydropower turbines connected to a global power grid are discussed at the end of the thesis.

Innholdsfortegnelse

FORORD	III
SAMMENDRAG	V
ABSTRACT	VI
FIGURLISTE	IX
SYMBOLLISTE	XI
1. INNLEDNING	2
1.1 BAKGRUNN FOR ARBEIDET	2
1.2 MÅL FOR OPPGAVEN.....	3
1.3 MATERIALE OG BEGRENINGER.....	3
2. VANNKRAFT	5
3. HOVEDKOMPONENTER I VANNKRAFTVERK	7
3.1 TURBINER	7
3.1.1 <i>Pelton</i> turbin.....	9
3.1.2 <i>Francis</i> turbin.....	10
3.1.3 <i>Kaplan</i> turbin	13
3.2 GENERATOR.....	14
3.3 ELEKTRISKE NETTSYSTEMER	17
4. GRUNNLEGGENDE REGULERINGSTEKNIKK	19
4.1 SENTRALE BEGREPER.....	19
4.2 PRINSIPPER FOR REGULERING AV SYSTEMER.....	20
4.3 PID – REGULATOR.....	21
4.4 PROGRAMMERBAR LOGISK STYRING (PLS).....	22
5. TIDLIGERE REGULERINGSSYSTEMER FOR VANNTURBINER	27
5.1 HISTORIE.....	27
5.2 MEKANISKE REGULATORER.....	28
5.3 ELEKTRONISKE REGULATORER.....	31
6. TURBINREGULERING	33
6.1 DRIFTSFORMER FOR ULIKE TYPER KRAFTVERK.....	36
6.2 YTRE PÅVIRKNINGER VED TURBINREGULERING	39
6.2.1 <i>Utfordringer i vannveien</i>	39
6.2.2 <i>Trykkstøt i rør</i>	40
6.2.3 <i>Turbinavslag</i>	40

6.2.4	<i>Lastpåslag</i>	41
6.3	KRAV OG SPESIFIKASJONER TIL TURBINREGULERING	42
7.	DAGENS REGULATORSYSTEMER	45
7.1	KONTROLLENHET	45
7.2	SERVOSYSTEM OG OLJETRYKKANLEGG.....	47
7.3	REGULATOR FOR PELTONTURBINER	50
7.4	REGULATORER FOR FRANCISTURBINER	51
7.5	REGULATORER FOR KAPLANTURBINER	52
7.6	FRAMTIDIGE UTFORDRINGER	53
8.	REFERANSER	55

Figurliste

Figur 1: Hol 1 kraftverk (Hveding 1992)	6
Figur 2: Et typisk kraftsystem med vannkraftverk (Hymatek Controls AS)	7
Figur 3: Illustrasjon av kraften vannstrålen overfører til turbinen	8
Figur 4: Oversikt over valg av turbiner(Vinnogg & Elstad 2003)	9
Figur 5: Skisse peltonturbin med 6 dyser (Hartmann 2011).....	10
Figur 6: Nålventil i peltonturbin. Vannet beveger seg fra venstre mot høyre. Gjennomstrømningen av vann styres med åpningen til nålspissen, dette gjøres med oljetrykk (Hartmann 2011)	10
Figur 7: Vannstrømning gjennom en francisturbin (Stadtwerke München)	11
Figur 8: Francisturbin. Ledeskovler i gult, åpen posisjon til venstre, stengt posisjon til høyre. Løpehjul i rødt. Vannet transporteres rundt i huset via ledeskovlene for så å gå radielt inn i turbinen (Wikipedia)	11
Figur 9: Oppbygging av francisturbin (Hymatek Controls AS)	12
Figur 10: Virkningsgradskurve for francis- og peltonturbin til venstre. Figur til høyre viser virkningsgradskurve for kaplanturbin (Hartmann 2011).....	12
Figur 11: Tverrsnitt av kaplanturbin (Hymatek Controls AS).....	13
Figur 12: Kaplanturbin med mekanisk turbinregulator (Hartmann 2011)	14
Figur 13: Illustrasjon av enkel synkrongenerator med to poler, en nord(N) og en sør(S) pol. Spenningen til hver av viklingene er illustrert i grafen til høyre, som funksjon av tiden. Magnetiseringsstrømmen og –spenningen kommer fra ekstern kilde (Alternative energy tutorials).....	15
Figur 14: Montering av rotor i generator. På rotoren kan man se 36 grå biter som stikker ut jevnt fordelt rundt hele rotoren, dette er poler hvor annen hver er nord sør. Etter formel 3.2 og en frekvens på 50 Hz må rotoren rotere med 167rpm (Statnett SF 2012).....	16
Figur 15: Prinsipiell oppbygning av kraftnett (Svarte & Sebergesen 2002)	18
Figur 16: <i>Oversikt av et system i reguleringsteknikk med sentrale begreper</i>	19

Figur 17: Bilde av en foroverkoblet prosess	20
Figur 18: Bilde av en tilbakekoblet prosess.....	20
Figur 19: PID-regulatorens metode for å redusere avviket(e) over tid (Moe 2002)	22
Figur 20: Bilde av blokkdiagram med en generell PID-regulator	22
Figur 21: Prinsippskisse av enkel ventilregulering med sentrifugalregulator. Regulatoren er tilkoblet turbinakselen (Munoz-Hernandez et al. 2012)	28
Figur 22: Mekanisk-hydraulisk regulator med sentrifugalregulator (Moe 2002).....	29
Figur 23: Francisturbin med mekanisk regulator (Hymatek Controls AS).....	30
Figur 24: Prinsippskisse av kraftverk med turbinregulator	33
Figur 25: Skisse over effektoverføring fra turbin til generator, på felles drivaksel.....	34
Figur 26: Generell reguleringsløyfe for en turbin i blokkdiagram (Årli 2013).....	36
Figur 27: Effektfordeling for to ulike aggregater med forskjellig statikk.....	37
Figur 28: Illustrasjon av hvor raskt to ulike turbintyper kan regulere ved en effektforandring. I dette tilfellet vil en francisturbin ta opp en effektøkning(P) over kortere tid enn en peltonturbin, da det tar lengre tid(t) for peltonturbinen å nå sin virkningsgradstopp (Moe 2002).....	38
Figur 29: Tillatte frekvensintervaller som turbinregulatorer må overholde. Eksempelvis kan ikke frekvensen være i område 45 – 47,5 Hz i mer enn maks 20 sekunder (Statnett SF 2012)	44
Figur 30: Hovedkomponenter i turbinregulatorer.....	45
Figur 31: Oljetrykksanlegg (Brekke 1999)	47
Figur 32: Nålventil i peltonturbin med deflektor i normal posisjon til venstre og deflektor i arbeidsposisjon til høyre (Hartmann 2011).....	51
Figur 33: Vannets retning ut av ventilen i en peltonturbin. Når deflektoren er innkoblet vil vannstrålen ledes vekk fra turbinhjulet (Hymatek Controls AS)	51
Figur 34: Sikkerhetsventil i francisturbin med ”energigreper” (Moe 2002)	52
Figur 35: Grafen viser hvor mange minutter frekvensen i nettet har vært utenfor ønsket frekvensintervall per uke, fra 1996 til 2013 (Lie 2014).....	53

Symbolliste

Symbol	Beskrivelse	Enhet
g	Tyngdens akselerasjon	9,81 m/s ² (N/kg)
ρ	Massetetthet	kg/m ³
η	Virkningsgrad	-
n	Turtall	o/min
f	Frekvens	Hz
h	Fallhøyde	m
Q	Vannstrømning	m ³ /s
M	Moment	Nm
P	Aktiv effekt	W
S	Tilsynelatende effekt	VA
$Q_{\text{elektrisk}}$	Reaktiv effekt	var
U	Elektrisk spenning	V
I	Elektrisk strøm	A
R	Resistans i elektrisk leder	Ω
p	Trykk	MPa/bar
a	Trykkforplantningshastighet	m/s
v	Hastighet	m/s

Del 1:

Vannkraft

1. Innledning

1.1 Bakgrunn for arbeidet

Gjennom århundrer har utnyttelse av vannets krefter vært en viktig forutsetning for oppbygningen og utviklingen av norsk industri og næringsliv. Dette har medført at Norge har blitt en vannkraftnasjon, hvor nesten all kraftproduksjon kommer fra vannkraft. Selv om kraftproduksjonen er nær 100% fornybar, er ca. 65% av energiforbruket fornybart (Energiregnskap... 2013). EU vedtok i 2009 at alle medlemslandenes totale energiforbruk skulle være 20 % fornybar innen 2020. Gjennom EØS-avtalen har Norge valgt å innføre fornybardirektivet fra EU, dette innebærer at Norge blant annet skal ha et fornybart energiforbruk på 67,5 % (Prop. 4S (2011-2012)).

I statsministerens nyttårstale 2001 forteller daværende statsminister Jens Stoltenberg: "Vi er nå kommet dit at tiden for nye store vannkraftutbygginger i Norge er over" og "Vi har bygget ut mye vannkraft i Norge. Det skal vi vedlikeholde og ta vare på" (Stoltenberg 2001). Mange av disse vannkraftanleggene har nå vært i drift så lenge, slik at det vil være behov for utskiftninger av enkelte komponenter. I tillegg skal nye krav oppfylles, samtidig som teknologien har endret seg betydelig siden disse kraftverkene ble satt i drift. Blant denne teknologien, har det skjedd mye innen styrings- og reguleringsteknikken etter elektronikkens inntog og stadig forbedringer.

Selv om Norge er nær ved å allerede nå sitt mål i fornybardirektivet, har EU fortsatt en stor økning igjen, med et utgangspunkt på bare 8,5% fornybar energi av all energiforbruk (*Fornybardirektiv...* 2011). Dette kan medføre en større etterspørsel fra utlandet for norske bedrifter med kunnskap og kompetanse innenfor blant annet vannkraftteknologi. Samtidig er denne bransjen utsatt for utfordringen med at mange ansatte innen kort sikt går av med pensjon. Det er derfor viktig at den opparbeidede kompetansen innen vannkraft blir værende i Norge og at det rekrutteres nok personer, som også er bransjens ønske (*Roser kompetanseinitiativ...* 2014).

Denne oppgaven er ment for å gi en innføring i styrings- og regulatorsystemer i vannkraftverk, ved å gi et innblikk i den generelle oppbygningen av et vannkraftverk, samtidig tar den for seg en del av den teknologien som det vil være størst fokus på i de kommende årene, med tanke på fremtidige rehabiliteringer av kraftverk.

1.2 Mål for oppgaven

Som avslutning på mastergradsstudiet i teknologi - Maskin og Energi ved Norges universitet for miljø- og biovitenskap, skal masteroppgaven dokumentere selvstendighet, forståelse, refleksjon, modenhet og analytisk evne som er ervervet gjennom studiet, i følge *Forskrift om krav til mastergrad 2005*).

Målet for denne masteroppgaven er å se nærmere på en bransje som har et økende behov for rekruttering i de kommende år. For å nå dette målet, går denne oppgaven i gjennom generell teori av hovedkomponenter i et vannkraftverk, dette gjøres gjennom en litteraturstudie og med informasjon direkte fra bransjen. Til slutt spisset oppgaven mot styrings- og reguleringsystemer, med en historisk gjennomgang av teknologiens utvikling og de ulike funksjoner i systemene.

1.3 Materiale og begrensinger

Kildene er valgt ut etter kritisk vurdering av materialet med tanke på relevans for problemstillingen. Innhenting av materialet er hentet fra institusjoner og interessenter i kraftbransjen, i lover og standarder fra det offentlige med tanke på den aktuelle problemstillingen. En god del av kildene som er brukt, begynner nå å dra på årene. Men det omtalte materialet er fremdeles like aktuelt i dagens samfunn, da grunnprinsippene for regulering fortsatt er like viktig i kombinasjon med ny teknologi.

Opgaven begrenser seg til å ta for seg regulering av turbiner som skjer på grunn av målinger gjort i selve kraftverket. Den ser ikke på reguleringer som foregår i kraftnettet, for eksempel regulerings signaler fra noen med et stort effektforbruk om det nå vil være behov for mer effekt i nett. Det kunne også vært spennende om oppgaven hadde sett på

hvordan prosessen med å tilpasse en turbinregulator til et bestemt kraftverk. På grunn av tidsomfanget for en masteroppgave, har ikke det vært mulig i denne oppgaven.

For fremtidig arbeid vil det være veldig interessant å se nærmere på nye utfordringer for turbinregulatorer, som med stor sikkerhet vil inntreffe. Jeg tenker da på tilrettelegging for ny fornybar energi i kraftnettet og de problemene det kan føre til. Det er noe Statnett allerede har startet arbeide med, blant annet gjennom sommerprosjektet "KUBE 2013".

2. Vannkraft

Vannkraft er uttrykket for alt som omdanner energi fra rennende vann til kraftproduksjon. Denne kraftproduksjonen skjer i et vannkraftverk og kan være alt fra direkte mekanisk overføring, som tidligere ble mye brukt i sagverk, kverner og møller, til det som vannkraft i dag kjennetegnes ved, nemlig produksjon av elektrisitet. I et vannkraftverk blir vannet demmet opp eller ledet inn i kraftverket, hvor vannets potensielle energi blir utnyttet. Energipotensialet er gitt av formel 2.1 og kommer av høyden som vannet faller, heretter kalt fallhøyde(h), og mengden vann(m).

$$E_p = mgh \quad [2.1]$$

Den elektriske effekten, P i et kraftverk bestemmes av faktoren i formel 2.2.

$$P = \eta_t \cdot \eta_g \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h \quad [2.2]$$

hvor η_t er turbinens virkningsgrad, η_g er generatorens virkningsgrad og Q er vannstrømningen inn i kraftverket.

I bunn og grunn er vannkraft solenergi. Energi fra sola varmer opp vann fra jordoverflaten og havet, dermed fordampes vannet og samles opp i skyer. Når skyene har beveget seg til et område med lavere temperatur, medfører det at de avkjøles og gir i fra seg vannet som regn. Dette kjennetegner blant annet Vest-Norge, her transporteres skyene fra havet og innover landet. Fordelen for Norge er at mye av regnet faller ned over høyereliggendestrøk, som medfører et stort energipotensiale i vannet. For å utnyttet energipotensialet fraktes vannet i tunneler eller i rørledninger, som man kan se på figur 1 med rørgate oppover fjellsiden.

I et historiskperspektiv var man tidligere avhengig av å bruke energien fra vannkraft like ved et vannfall, på grunn av teknologien som kun var utviklet for mekanisk overføring av energiproduksjonen. Dette medførte at det rundt om i Norge ble bygget opp små industrisamfunn i nærheten av store vannfall. Etter inntoget av teknologien for produksjon av elektrisk energi, ga dette etter hvert muligheter til å transportere energi over større avstander, uten tap av store mengder energi.



Figur 1: Hol 1 kraftverk (Hveding 1992)

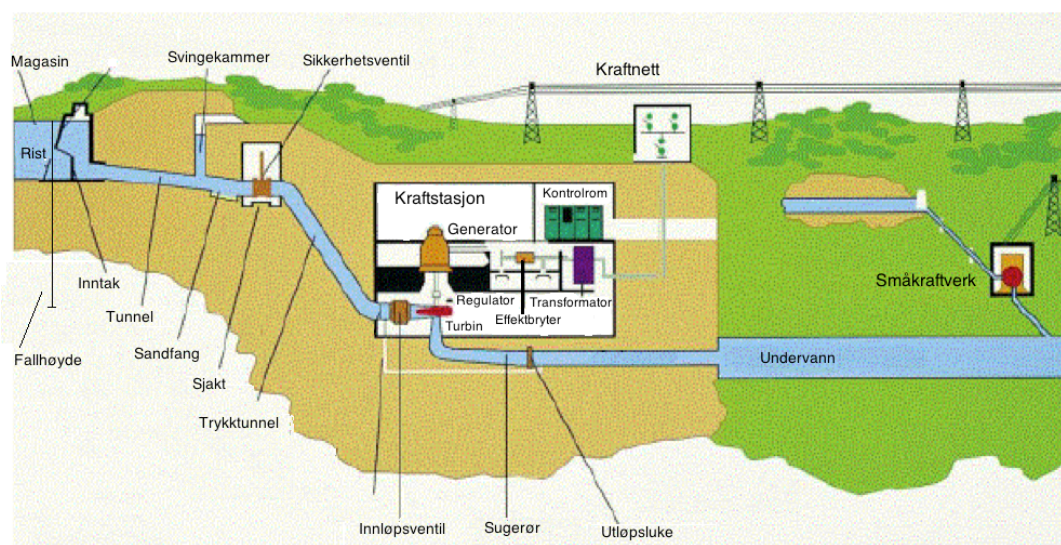
Hydrologiske og lokaleforhold er de viktigste hovedkriteriene for oppbygningen av et kraftverk. De hydrologiske forholdene, som vannføring og fallhøyde avgjør hvilke turbiner som kan brukes for å kunne konvertere så mye som mulig av den potensielle energien i vannet til elektrisk energi. Av lokaleforhold har det betydning om vannet er demmet opp i en innsjø eller om det kun er elv med varierende vannføring. Om en innsjø er demmet opp er det mulig å magasinere opp en viss mengde vann, for så å produsere elektrisitet når behovet er der, ofte kalles denne type kraftverk for magasin kraftverk. Kraftverk uten mulighet for magasinering, som elvekraftverk, er nødt til å utnytte energien i vannet akkurat i det øyeblikket det passerer inntaket til vannkraftverket.

3. Hovedkomponenter i vannkraftverk

I dette kapittelet blir følgende hovedkomponenter tilknyttet et vannkraftverk omtalt:

- Turbin med tilknytning til rørledning eller demning
- Generator
- Elektriske kraftsystemer

Som det vises av figur 2, kan et vannkraftverk inneholde flere komponenter. Noen av disse blir omtalt i kapittel 6 og 7.



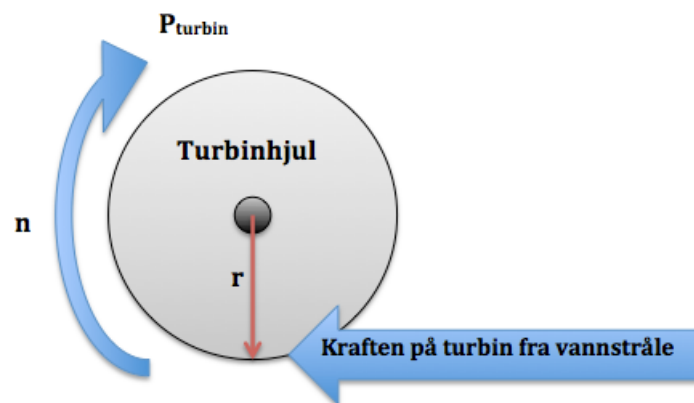
Figur 2: Et typisk kraftsystem med vannkraftverk (Hymatek Controls AS)

3.1 Turbiner

Turbiner i et vannkraftverk skal omdanne potensiell og kinetisk energi fra vannet til mekanisk energi på en aksel. Så mye energi som mulig skal overføres til turbinen, men det er viktig at det er igjen nok energi i vannet til å transportere bort vannet fra turbinen, ofte sies det: "Vannet skal falle så dødt som mulig ut av turbinen".

Overføringen gjøres med en vannstrøm som blir ledet mot turbinen, vannet påfører løpehjulet i turbinen en kraft. Kraften forårsaker så et moment på turbinakselen og løpehjulet begynner å rotere når momentet er større enn motstandsmomentet til det som skal roteres, i dette tilfellet en generator. Turbinen er formet slik at vannet må endre retning gjennom løpehjulet, energien som vann da bruker til retningsforandring

overføres til løpehjulet. Effekten(P) som overføres til turbinakselen på grunn av kraften fra vannstrålen, er avgjøres av faktorene i formel 3.1 og figur 3.



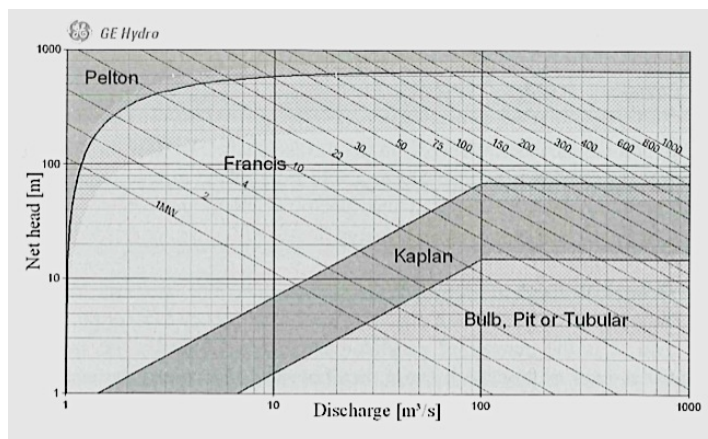
Figur 3: Illustrasjon av kraften vannstrålen overfører til turbinen

$$P = M \cdot \omega = M \cdot \frac{n \cdot 30}{\pi} = F \cdot r \cdot \frac{n \cdot 30}{\pi} = p \cdot A \cdot r \cdot \frac{n \cdot 30}{\pi} \quad [\text{Formel 3.1}]$$

hvor M er akselmomentet, med samme retning som turtallet, n er turbinens turtall, F er kraften som vannstrålen påfører turbinhjulet, r er kraftens moment arm, p er vannets trykk rett før det treffer turbinen (samme retning som F) og A er tverrsnitts arealet til vannstrålen.

Som tidligere nevnt er hydrologiske forhold avgjørende valg av type vannturbin, dette vises i figur 4 på neste side. Det finnes to ulike typer vannturbiner, forskjellen er måten den overfører den potensielle energien til rotasjonsenergi:

- *Impulsturbin.* Kjent ved impulsturbiner er at de overfører hydraulisk energi kun med kinetisk energi (hastighetsenergi). Dette gjøres ved å rette en konsentrert vannstråle som er omgitt av atmosfærisktrykk mot bladene på løpehjulet. Denne type turbiner brukes ved høye vannfall, og den mest brukt er peltonturbiner.
- *Reaksjonsturbin.* I motsetning til impulsturbiner, blir hydraulisk energi overført med både kinetisk energi og trykk i reaksjonsturbiner. Trykket i turbinen kommer av at hele turbinhuset er fylt av vann hele tiden, av den grunn kalles den også for fullturbiner (Brekke 2002). De mest brukte reaksjonsturbinene er francis- og kaplanturbiner.



Figur 4: Oversikt over valg av turbiner(Vinnogg & Elstad 2003)

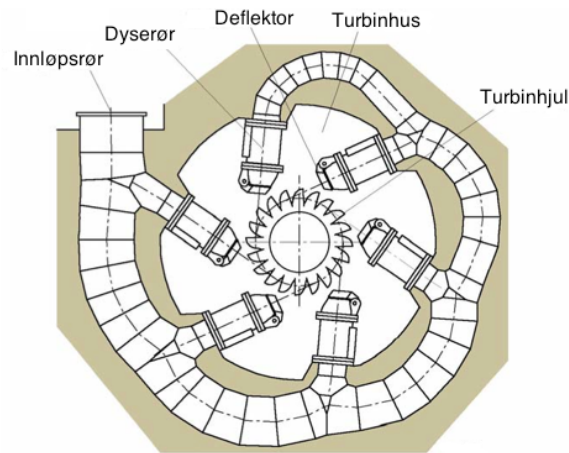
Et problem som kan oppstå i en turbin er kavitasjon. Med kavitasjon menes at vannet blir utsatt for et trykk lavere enn vannets eget damptrykk. Om trykket kommer under denne grensen vil vannet koke og dermed fordampe. Problemet oppstår først når det fordampede vannet beveger seg inn i et område nær en overflate med et trykk høyere enn damptrykket. Her vil gassboblene implodere, "klappe" sammen, og påføre et lokalt overflateområde en kraftig trykkøkning. Dette skjer under sammenklappingen fordi oksygen som tidligere var løst i vannet, presses inn i metallet (Store norske leksikon 2009). Om kreftene i støtet er høyere enn bruddgrensen til materialet, vil det kunne rive løs små deler og over tid tære opp deler av turbinen. Det er derfor viktig at styringen av turbinen har kontroll på trykket i turbinen for å redusere faren for kavitasjon.

3.1.1 Peltonturbin

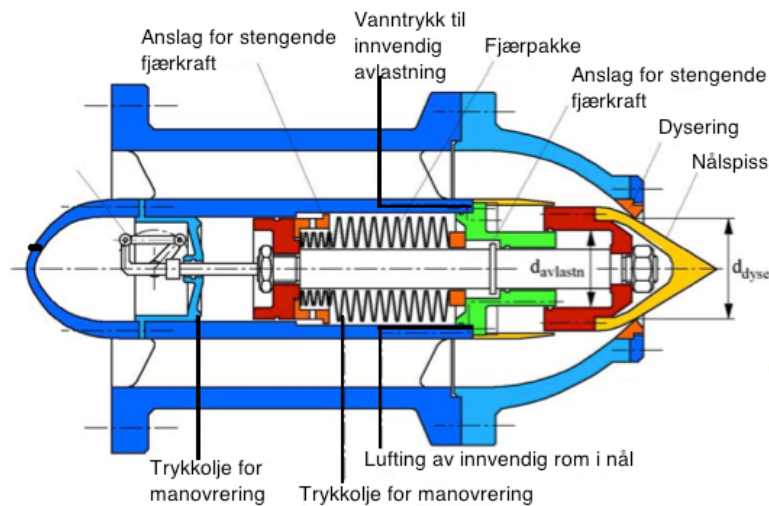
Peltonturbinen er den dominerende turbintypen for fallhøyder over 500m (Vinnogg & Elstad 2003). Siden løpehjulet i turbinen er delvis omgitt av luft, i tillegg til en eller flere konsentrerte vannstråler, medfører dette at den totale virkningsgraden er noe lavere for peltonturbiner enn for eksempel francisturbinen.

I peltonturbinen fordeles vannet rundt og mot løpehjulet med en eller flere dyser, vist i figur 5. Dysene er rettet slik at vannstrålen treffer tangentielt på løpehjulet.

Vannmengden regulerer effekten til turbinen, dette gjøres med en nål inne i dysen som kan regulere åpningen til dysen. Med denne konstruksjonen vil vannstrålen i større grad treffe det optimale treffpunktet på skovlene og gi en jevn virkningsgradskurve, se figur 10.



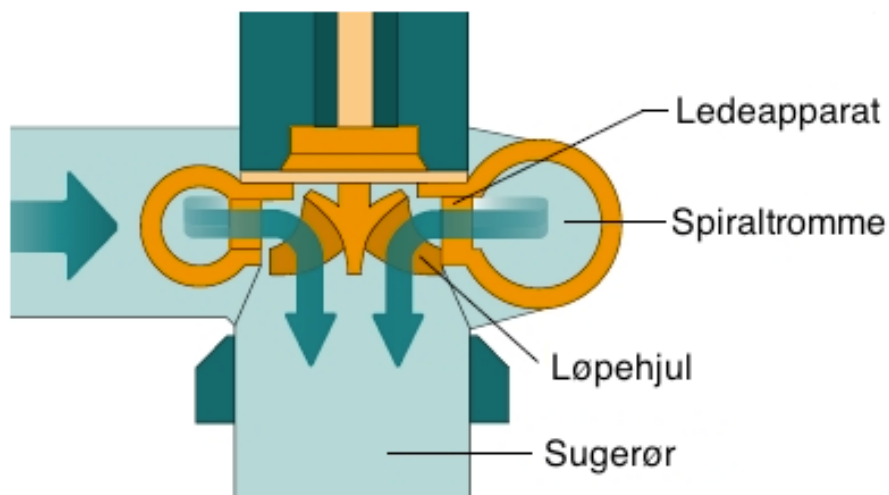
Figur 5: Skisse peltonturbin med 6 dyser (Hartmann 2011)



Figur 6: Nålventil i peltonturbin. Vannet beveger seg fra venstre mot høyre. Gjennomstrømningen av vann styres med åpningen til nålspissen, dette gjøres med oljetrykk (Hartmann 2011)

3.1.2 Francisturbin

Den av vannturbinene med størst bruksområde er francisturbinen (Brekke 2002), den kan brukes og tilpasses til flere ulike vannstrømmer, og benyttes for fallhøyder fra 40 til 500 meter (Vinnogg & Elstad 2003). Francisturbinen kjennetegnes ved at vannet beveger seg radielt mot løpehjulet og forlater turbinen aksielt, jamfør figur 7 og 9.

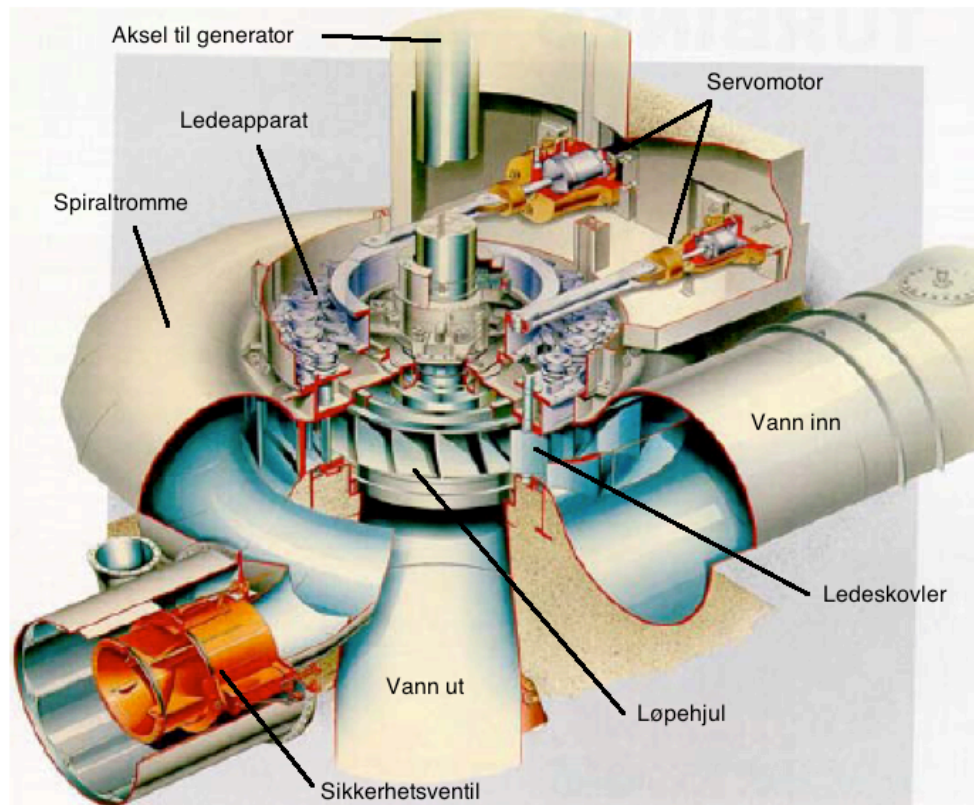


Figur 7: Vannstrømning gjennom en francisturbin (Stadtwerke München)

Løpehjulet er omkranset av et spiralformet hus, kalt spiraltrømme, dens funksjon er å fordele vannet rundt løpehjulet. Husets diameter reduseres gradvis rundt turbinens omkrets, dette medfører at vannet som beveger seg i gjennom huset blir akselerert. Før vannet når løpehjulet, ledes det gjennom et ledeapparat. Ledeapparatets funksjon er å styre vannstrømningen, ved å gi vannet den mest optimale vinkelen mot løpehjulet og dermed kunne endre rotasjonshastigheten til løpehjulet, se figur 8.

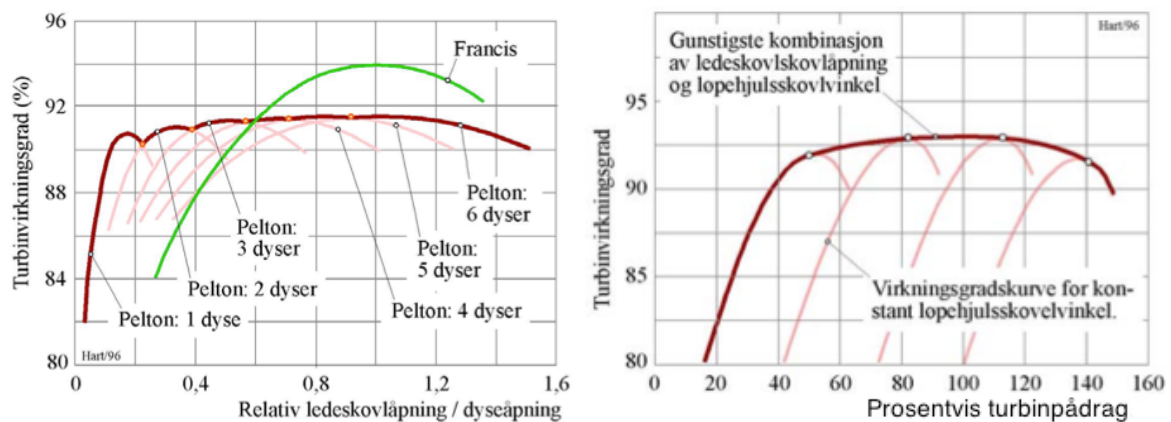


Figur 8: Francisturbin. Ledeskovler i gult, åpen posisjon til venstre, stengt posisjon til høyre. Løpehjul i rødt. Vannet transporteres rundt i huset via ledeskovlene for så å gå radielt inn i turbinen (Wikipedia)



Figur 9: Oppbygging av francisturbin (Hymatek Controls AS)

En ulempe med francisturbiner er at det ikke er mulighet for å justere skovlene i løpehjulet. Av den grunn har denne turbintypen en høy virkningsgrad for den normale vannføringen, mens for andre vannføringer vil virkningsgraden reduseres. Dette medfører at virkningsgradskurven ikke er like flat som for pelton- og kaplanturbiner, se figur 10, som har muligheten til å justere vannets treffpunkt etter vannføringen og kan da opprettholde turbinens virkningsgrad.

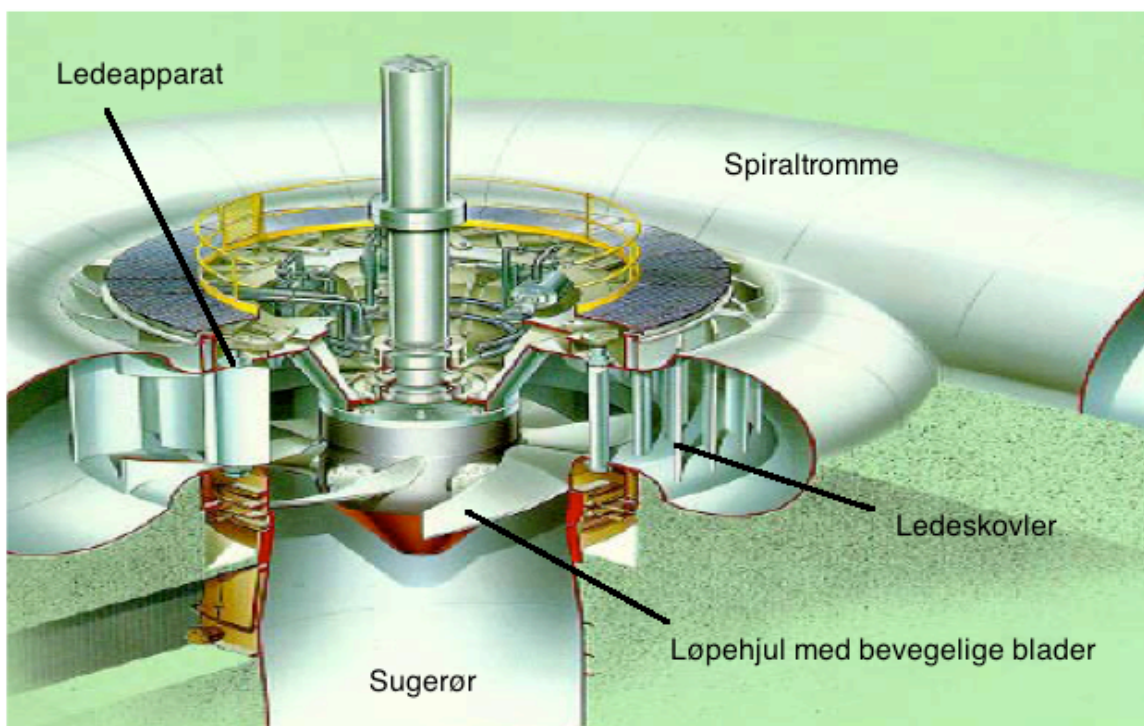


Figur 10: Virkningsgradskurve for francis- og peltonturbin til venstre. Figur til høyre viser virkningsgradskurve for kaplanturbin (Hartmann 2011).

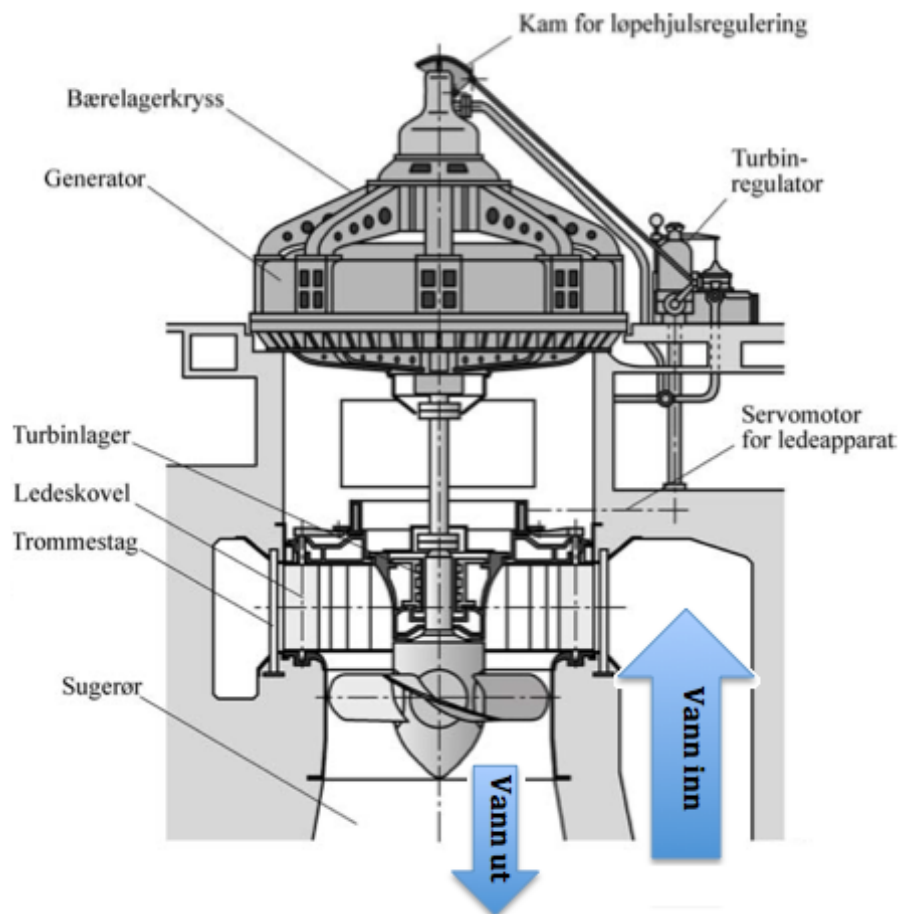
3.1.3 Kaplanturbin

Kaplanturbiner benyttes for mindre fallhøyder og hvor vannføringen er relativt stor. I motsetning til francisturbinen har løpehjulet i kaplanturbiner mulighet til justere skovlene. Dermed gir denne turbintypen bedre virkningsgrad ved en varierende vannføring, i likhet med peltonturbinen medfører det at en og samme turbin kan brukes i et større effektområde. Kaplanturbiner brukes derfor ofte i elvekraftverk, hvor vannføringen i den aktuelle øyeblikket, bestemmer effekten som turbinen kan levere.

Spiraltrommen og ledeapparatet for kaplanturbiner har mange likheter med francisturbiner, som det fremgår av figur 11 og 12. Den største forskjellen på turbintypene er løpehjulet. I kaplanturbinen strømmer vannet aksialt igjennom løpehjulet, som er formet som en propell. Som tidligere nevnt er det mulighet til å justere vinkelen på skovlene (bladene på propellen), mekanismen for reguleringen sitter inne i senteret av løpehjulet og gjør at kaplanturbinen er noe dyrere og mer komplisert å konstruere enn francisturbinen for eksempel. Vannet strømmer så ut av turbinen gjennom sugerøret.



Figur 11: Tverrsnitt av kaplanturbin (Hymatek Controls AS)

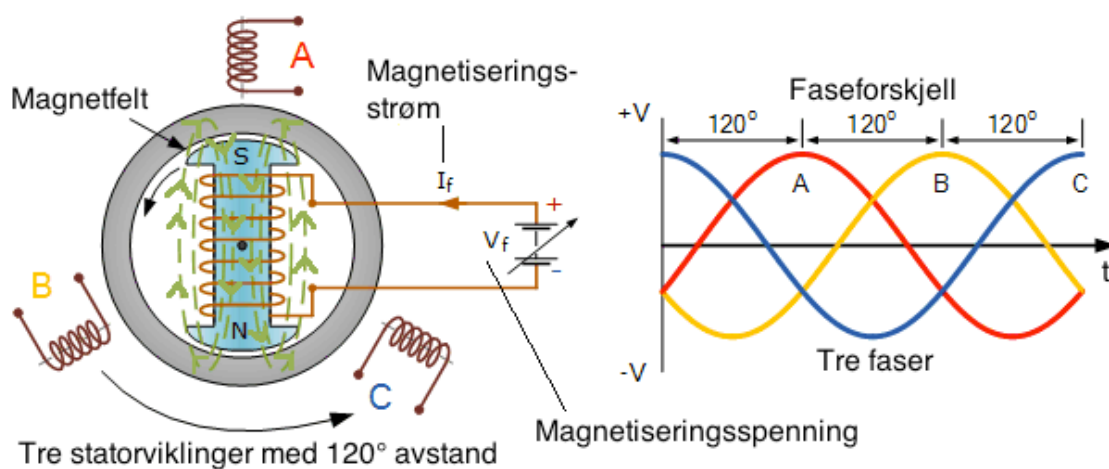


Figur 12: Kaplanturbin med mekanisk turbinregulator (Hartmann 2011)

3.2 Generator

Generatortypen som benyttes i vannkraftverk er synkrongeneratoren (Westgaard et al. 1994). Generatoren består av en rotor som er koblet til turbinakselen, den roterende rotoren er omkranset av statoren. For generatorer over 5 kVA er rotoren bygget opp med magnetiseringsviklinger som gir rotoren et roterende magnetfelt (Wildi 2006). Strømmen i magnetiseringsviklingene er likestrøm(DC), det finnes flere måter å levere strøm til denne magnetiseringen, de mest vanlige er å benytte invertert vekselstrøm(AC) produsert av generatoren eller direkte fra en DC-generator koblet til rotorakselen. Magnetiseringsstrømmen blir levert til rotoren gjennom børster som er i direkte kontakt med sleperinger på rotorakselen. Figur 14 viser dimensjonene generatoren har.

I statoren er det frest ut spor til viklinger, kalt statorviklinger. Det elektriske nettet er bygget opp med trefasemaskiner. Dermed har generatoren trefaseviklinger, som vil si at de tre vikingene er jevnt fordelt rundt i stator med 120° vinkelforskjell, vist i figur 13. Det medfører at spenningene fra generatoren er 120° faseforskjøvet. Statorviklingene blir magnetisert når generatoren tilkobles et elektrisk nett. Det vil da oppstå et roterende magnetiskfelt i viklingen, som roterer med hastigheten gitt av formel 3.2 (Bua et al. 1987). Når vikingene i tillegg blir utsatt for det roterende magnetiske feltet fra rotoren, induseres det strøm i statorviklingen som er koblet til det elektriske nettet.



Figur 13: Illustrasjon av enkel synkrogenerator med to poler, en nord(N) og en sør(S) pol. Spenningen til hver av vikingene er illustrert i grafen til høyre, som funksjon av tiden. Magnetiseringsstrømmen og -spenningen kommer fra ekstern kilde (Alternative energy tutorials)

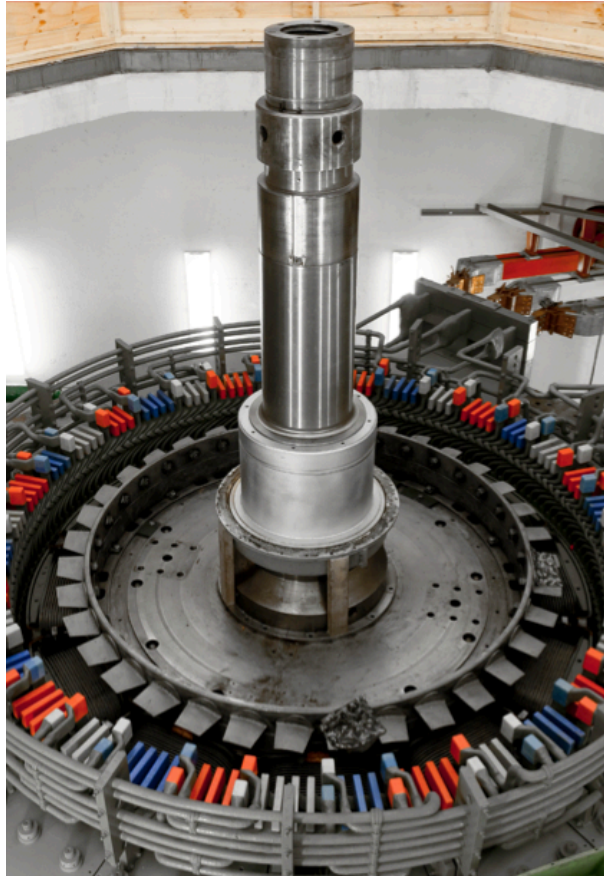
$$n_s = \frac{120 \cdot f}{p}$$

[Formel 3.2]

Her er n_s synkronturtallet som både stator og rotor roterer med, f er nettspenningens frekvens som i Norge er 50Hz og p er antall poler i generatoren. Antall poler avhenger av turtallet til generatoren. Dermed er det turtallet til turbinen som bestemmer hvor mange poler generatoren har. For vannturbiner er turtallet på generatoren relativt lave sett i forhold til dampturbiner, det medfører at antall poler er høyere for generatorer i vannkraftverk.

Frekvensen fra generatoren styres av turbinens rotasjonen. Med den vil i dette tilfellet ikke nødvendigvis være turbinens rotasjonsfrekvens for en hel runde, men være et mål for hvor lang tid det tar for at en og samme viking i generatorens stator blir passert av 50 poler i rotoren(hvor mange omdreininger dette blir avhenger av antall poler i

rotoren), for et tilfelle med en frekvens på 50 Hz. For eksempel må nord - polen i figur 13 passere vikling A 3000 ganger i løpet av et minutt(eventuelt 50 ganger per sekund), for at frekvensen skal være 50 Hz. Dette er avhengig av formel 3.2 og hadde generatorens rotor hatt fire poler, ville nord – polen ha måttet passere vikling A 1500 ganger i minuttet for at vikling A skal ha en frekvens på 50 Hz.



Figur 14: Montering av rotor i generator. På rotoren kan man se 36 grå biter som stikker ut jevnt fordelt rundt hele rotoren, dette er poler hvor annen hver er nord sør. Etter formel 3.2 og en frekvens på 50 Hz må rotoren rotere med 167rpm (Statnett SF 2012)

For elektriske apparater som skal forbruke energien, er det viktig at frekvensen er så stabil som mulig. En ustabil eller ukorrekt frekvens vil medføre feil og skader på apparatene, særlig induktive apparater. Dimensjoneringen av vannkraftverket med henhold til frekvensen, avhenger av hvor stor effekt kraftverket har i forhold til distribusjonsnettet det er tilkoblet. Dermed vil kraftverket med lav effekt ha mindre betydning på frekvensen i nettet, og kriteriet for hvordan kraftverket skal regulere ved en forandring i frekvens vil ha mindre betydning for oppbygningen av kraftverket.

3.3 Elektriske nettsystemer

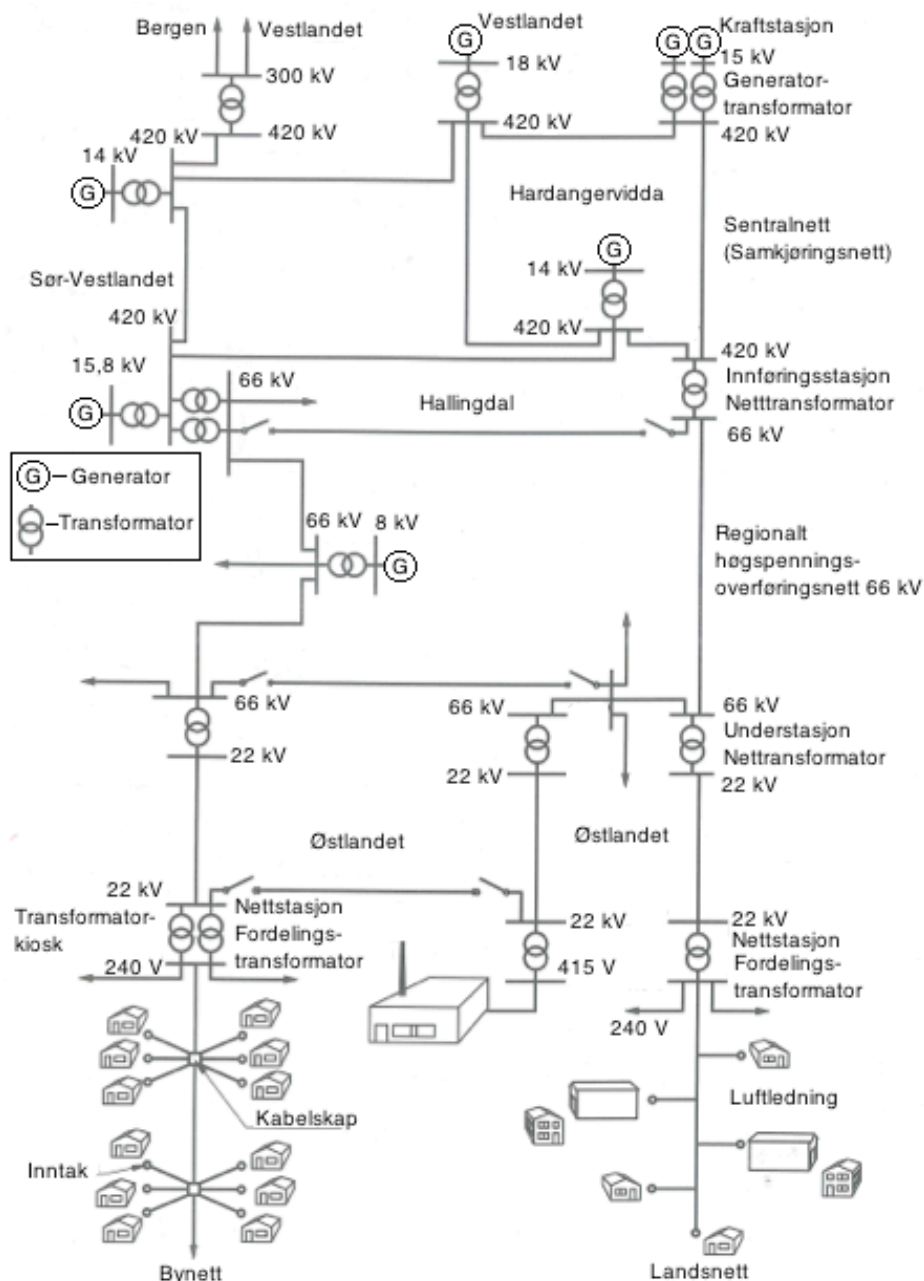
Overføringen av elektrisk energi fra kraftverk til forbrukere skjer gjennom elektriske nettsystemer. Gjennom sammenkobling av flere nasjoners nettsystemer medfører det at nasjonene får et felles marked for elektrisitet. Fordelene med det er at energi kan overføres til steder med ledig kapasitet, samtidig som energien kan hentes ut fra den kilden med den laveste prisen i de aktuelle tidspunktet. For en del land skjer strømproduksjonen i termiske kraftverk som kullkraftverk. En av ulempen med termiske kraftverk er at de trenger lang tid for å nå full leveranse av energi. Anlegg av denne typen klarer dermed ikke å levere energi for å motvirke raske svingninger i energimarkedet. Disse landene er dermed avhengige av andre lands energiproduksjon. En ulempe med felles marked vil være når flere nasjoner har lav tilgang til energi i en periode, det medfører at kraftprisen også stiger i land med nok energitilgang.

I kraftverk genereres som oftest spenningen på mellom 5 til 20 kV avhengig av kraftverkets størrelse. Den elektriske kraften leveres så ut i det elektriske nettet, her blir spenningen transformert opp til en høyere spenning (Svarte & Sebergesen 2002). Grunnen for opp transformeringen skyldes ønsket om å redusere tapet i det elektriske nettet, som det vises i formel 3.4 vil tapet i overføringsledning øke med kvadratet av strømmen. Når spenningen er transformert opp, vil strømmen bli transformert ned med tilsvarende forhold som spenningen transformeres opp, gitt at den tilsynelatende effekten(S) inn på transformatoren er lik effekten ut. Siden nettet er bygget opp til å være trefase vekselstrøm(AC), vil den totale effekten som transporteres i nettet være tilsynelatende(S). Grunnen til det er at en andel av effekten som er såkalt aktiv effekt(P), som for eksempel kan brukes til å få en motor til å gå rundt. Den andre andelen kalles reaktiv effekt($Q_{\text{elektrisk}}$) og virker ikke aktivt, men er den effekten som går med i til å "drive" elektriske spoler, for eksempel. Størrelsen på den tilsynelatende effekten kan regnes ut med formel 3.3.

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \quad \text{[Formel 3.3]}$$

$$P_{\text{tap}} = U \cdot I = I^2 \cdot R \quad \text{[Formel 3.4]}$$

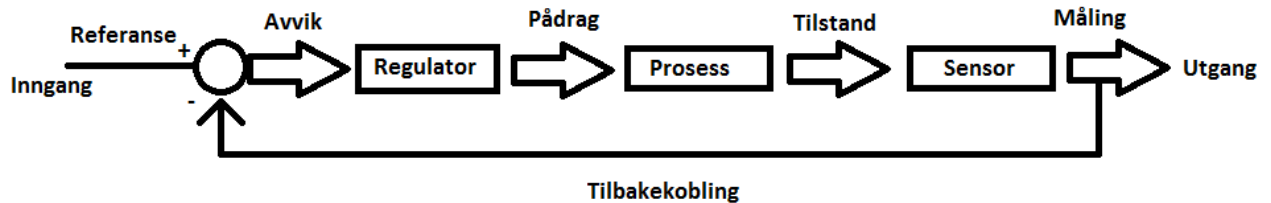
I Norge er den høyeste overføringsspenningen 420 kV, på dette spenningsnivået kalles nettet for sentralnettet og benyttes til å transportere energi over store avstander. Nettypen med et hakk lavere spenningsnivå (66 – 132 kV) går under navnet regionale høyspenningsoverføringsnett, som brukes for kortere avstander enn sentralnettet (Sand & Ervik 2003). Før energien kan leveres til forbrukeren gjennom distribusjonsnettet med spenningen 230 – 400 V, fordeles energien i det regionale høyspenningsfordelingsnettet med et spenningsnivå på 11 – 22 kV, som vist i figur 15 (Svarte & Sebergesen 2002).



Figur 15: Prinsipiell oppbygning av kraftnett (Svarte & Sebergesen 2002)

4. Grunnleggende reguleringssteknikk

4.1 Sentrale begreper



Figur 16: Oversikt av et system i reguleringssteknikk med sentrale begreper

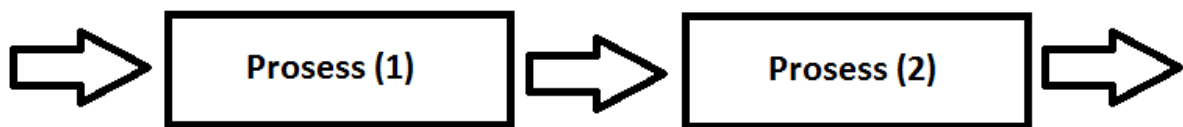
- **Et system** er en eller flere komponenter som påvirker hverandre og utgjør en funksjon, for et ønsket formål. I reguleringssteknikken er de viktigste systemene dynamiske. I et dynamisk system virker alle komponentene inn på hverandre og dermed vil systemets indre tilstander hele tiden endres av alle komponentenes påvirkninger (Balchen et al. 2003), se figur 17.
- **En prosess** vil si den delen av et system som utsettes for pådrag fra regulatoren eller forstyrrelser fra omgivelsene, altså den delen av systemet som skal styres. Innenfor turbinregulatorer vil en turbin være en prosess og en turbin med regulator være et system.
- Ved en regulering i systemet vil en prosess **tilstand** endres. Om vannmengden på en turbin reguleres ved å endre vinkelen til ledeapparatet i en francisturbin, er vannmengdens tilstand endret.
- **Referanseverdi** er den verdien man ønsker å oppnå i en måling og symboliseres med r . Om det er en forskjell mellom referansen og målt verdi, kalles det for et **avvik(e)**.
- **Et pådrag** er en bevisst påvirkning fra regulatoren for å endre tilstanden til en del av prosessen, symboliseres med u . Påvirkningen kan gjøres med en **aktuator**, som gjør om et elektrisk signal til en mekanisk bevegelse. For eksempel kan det gjøres med en motor eller ventil.
- **Forstyrrelser** er ytre påvirkninger på systemet fra omgivelsene, som systemet ikke har noen kontroll over. En forstyrrelse i et vannkraftverk kan være tre

påvirkninger av oppdemmet vann som en sterk bølge i vannet med påfølgende trykkvariasjoner i innløpet til turbinen.

- For å kontrollere prosessers tilstander utføres **målinger** av målevariabler, for eksempel frekvens. Ved en måling kan målingen inneholde målefeil eller måleusikkerhet som kan forringe målingen og føre til en feil regulering av prosessen.

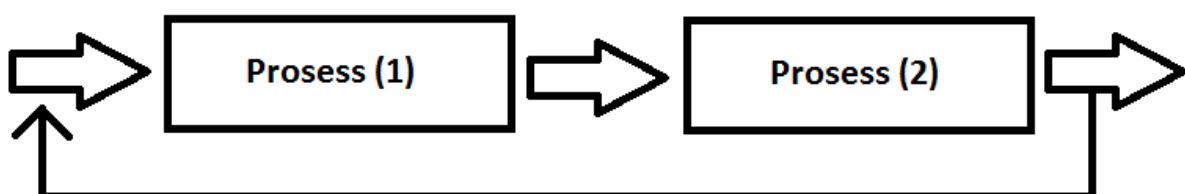
4.2 Prinsipper for regulering av systemer

- **Foroverkobling** vil si at en prosess(1) i systemet påvirker en annen prosess(2), uten at prosess(2) påvirker eller gir noe signal om sin tilstand til prosess(1), figur 18. Koblingstypen benyttes der en prosess blir utsatt for en kjent forstyrrelse og ikke behov for å kontrollere tilstanden til systemet etter en prosess, brukes derfor mye i industrielle systemer (Balchen et al. 2003). Foroverkobling av flere prosesser kalles også åpen sløyfe.



Figur 17: Bilde av en foroverkoblet prosess

- **Tilbakekobling** av flere prosesser eller kobling i lukket sløyfe, innebærer at alle prosessene påvirker hverandre, se figur 19. Prosessens tilstand måles med et instrument eller mekanisme som så sender et signal til en regulator. Prosessen reguleres så med et pådragsorgan til ønsket referanseverdi er oppnådd. Dermed vil regulatoren alltid forsøke å oppnå den ønskede referanseverdien ved å svinge prosessen mot denne verdien og er helt nødvendig for komponenter i et komplekst system, som turbinregulatorer.



Figur 18: Bilde av en tilbakekoblet prosess

4.3 PID – regulator

For å redusere avviket i et reguleringsystem, er en PID – regulator mye anvendt. En PID – regulator er bygget opp av flere regulatorer, brukes i prosesser med tilbakekobling og er regulator typen som er mest brukt innen regulerings teknikken (Gravdahl & From 2013). Tidligere var disse regulatorne bygget opp av mekaniske mekanismer, mens de i dag er integrert i elektroniske regulatorer som gjør det enklere å gjøre endringer i regulatorens oppsett og struktur. Regulatoren består av følgende regulator typer: Proporsjonal(P), Integral(I) og Derivasjon(D). Måten de virker på er illustrert i figur 20 og plasseringen i en regulator er vist i figur 21.

P-regulatoren påvirker pådraget proporsjonal ved å multiplisere avviket fra ønsket verdi med forsterkningen k_p . Dette medfører at P-regulatoren forsøker å minske avviket i det aktuelle øyeblikket og pådraget vil reduseres når prosessens tilstand nærmer seg referanseverdien, men i praksis vil denne verdien aldri nåes med bare en P - regulator.

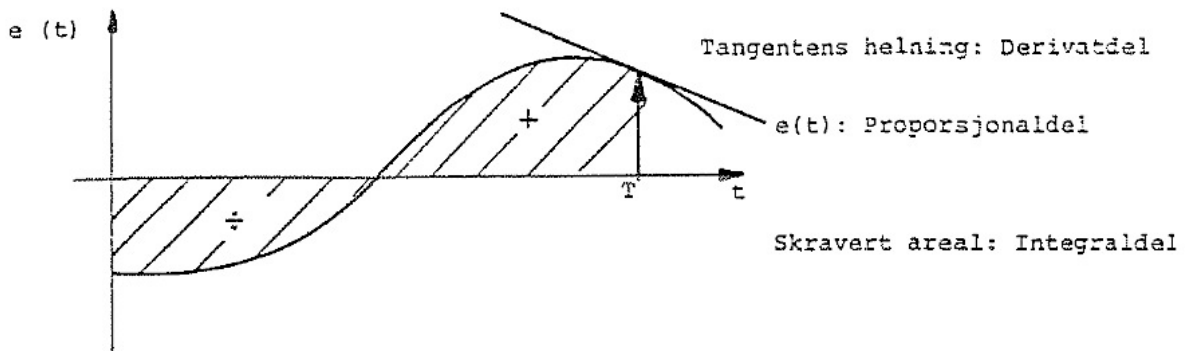
$$u = k_p \cdot e = k_p \cdot (r - y) \quad \text{[Formel 4.1]}$$

Integralvirkningen(I) av regulatoren integrerer opp avviket ($r - y$) og benytter det til å endre pådraget sammen med integralforsterkningen k_i . Integraldelen ser dermed på all den foregående feilen. Kombineres integralvirkning med en P – regulator, en PI-regulator, unngås det stasjonære avviket til en ren P – regulator og får følgende matematisk formel:

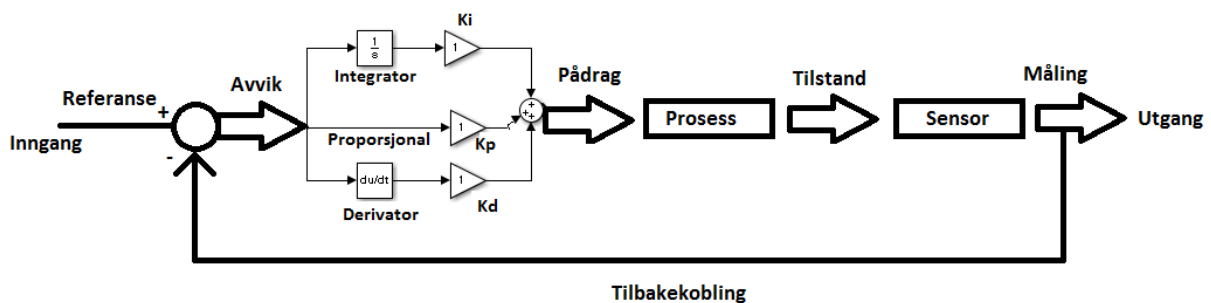
$$u = k_p \cdot e + k_i \int_0^t e(t) dt \quad \text{[Formel 4.2]}$$

Derivatvirkningen(D) endrer regulatorens pådrag ved å derivere avviket ($r - y$) sammen med derivatparameteren k_d . Denne funksjonen ved regulatoren vil forutse hva det kommende avviket vil bli ved å se på stigningen til pådrags funksjon og dermed dempe pådraget mot referanseverdien. Den matematiske formelen til en PID – regulator er som følgende:

$$u = k_p \cdot e + k_i \int_0^t e(t) dt + k_d \cdot \dot{e} \quad \text{[Formel 4.3]}$$



Figur 19: PID-regulatorens metode for å redusere avviket(e) over tid (Moe 2002)



Figur 20: Bilde av blokkdiagram med en generell PID-regulator

4.4 Programmerbar logisk styring (PLS)

PLS, eventuelt PLC (Programmable logic controller), er en spesial tilpasset datamaskin integrert i reguleringsprosesser. For å motta og sende ut signaler, er en PLS utstyrt med et ønsket antall innganger og utganger (IO-kort). Gjennom inngangene mottar PLS'en referanser og målinger i prosessen. Disse digitale eller analoge signalene behandles i regulatoren etter forhåndssette innstillinger og parametere, før de bearbejdede signalene sendes til utgangene for å utføre en regulering av en ønsket oppgave gjennom servomotorer ventiler med mer. Oppsettet av innstillinger og parametere settes vanligvis opp med en vanlig PC med nødvendig tilleggsutstyr. Ofte Det er også mulig å legge inn oppsett for kommunikasjon mellom flere PLS'er.

En av hovedgrunnene for å bruke PLS har vært deres robusthet i røffe miljøer, sett i forhold til en enkel PC for bruk innendørs. Dagens PC'er er derimot blitt solide nok til takle oppgaver ute i industrien, slik at fordelene for å bruke kun PC, øker i forhold til en kombinasjon av PC og PLS, blant annet sannsynligheten for en feil i systemet reduseres med et mindre antall komponenter (Gravdahl & From 2013). I fremtiden vil derfor bruken av en PC-basert regulering naturlig nok øke i takt med den fremtidige teknologien.

Del 2

Regulering av vannkraftverk

5. Tidligere reguleringsystemer for vannturbiner

5.1 Historie

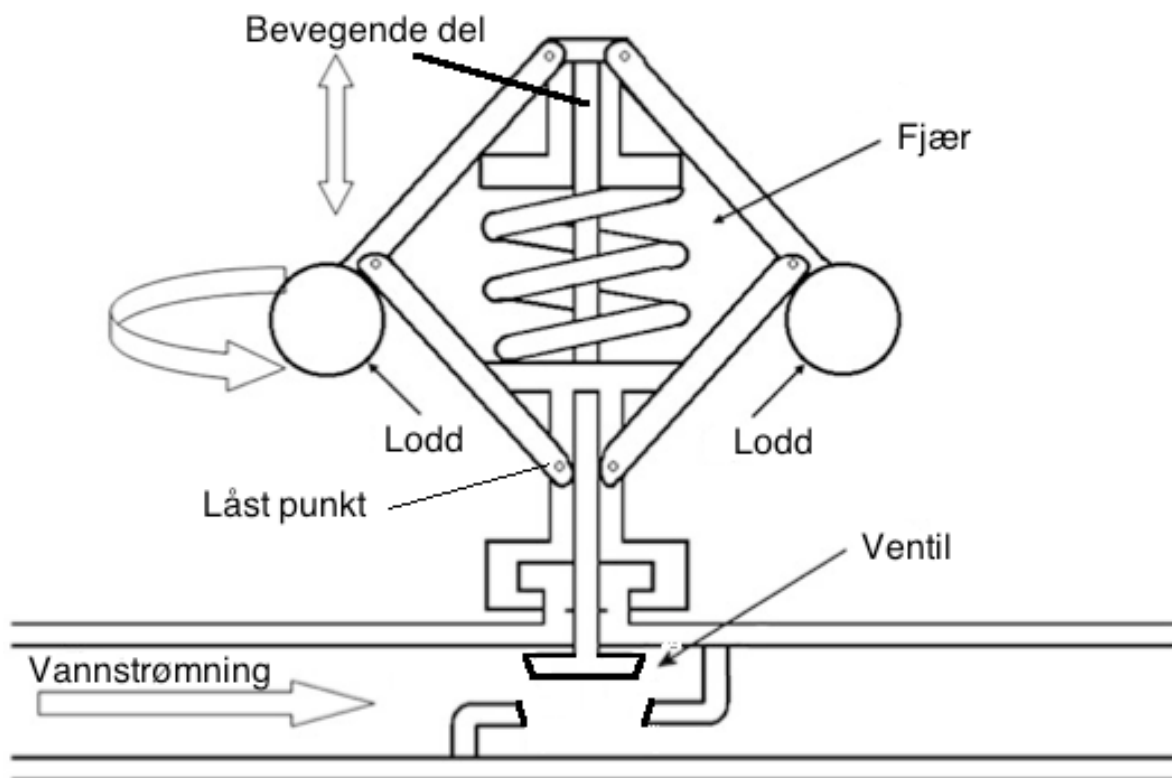
En viktig komponent i vannkraftverk er styrings- og reguleringsystemet for vannturbinen. Etter hvert som viktigheten for stabilitet av vannturbinens turtall økte, har kontrollsystemer gradvis blitt utviklet. I tidligere tider ble vannstrømmen i kraftverkene regulert for hånd ved bruk av luker og spjeld. Den gang vannkraften ble benyttet til møller, vanningsanlegg eller enkle sagbruk var det i noen grad behov for en jevn hastighet av vannhjulet sett i sammenheng med dagens generatorer tilknyttet komplekse systemer. Et eksempel er de første elektriske systemene for distribusjon av elektrisitet (vekselstrøm) over lengre avstander som ble installert på slutten av 1800 - tallet, ble den største andelen av energien benyttet til lys. I enkle lysutstyrskomponenter var det nødvendig med regulering av spenning eller strøm, men man tillot at frekvensen kunne variere. Etter hvert som elektrisitetens bruksområde gradvis økte, økte også sensitiviteten i komponentene, blant annet i elektriske motorer (Bennett 1979).

Først under den industrielle revolusjonen på 1800 - tallet ble vannhjulene gradvis utstyrt med kontrollsystemer som sentrifugalregulatorer, med sine røtter fra blant annet James Watts utvikling av dampmaskinen (Fasol 2002). Utviklingen var da rettet mot møller som kvernet korn. Der var man avhengig av jevn hastighet på vannhjulet for at avstanden mellom møllesteinene skulle være tilpasset rotasjonshastigheten. Om hastigheten økte ville den øvre møllesteinen bli løftet opp og resultatet ble naturlig nok at kornet ble dårlig kvernet (Bennett 1979).

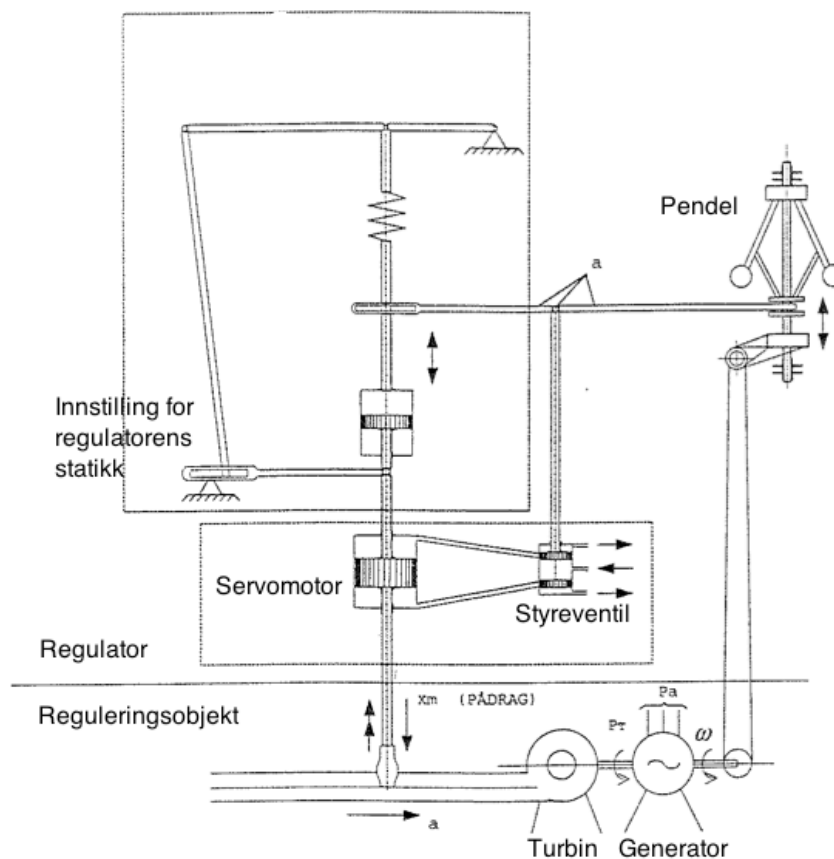
Etter som den naturlige gangen i regulatorutviklingen stadig fortsatte, var det en økende konkurranse om å lage den mest optimale regulatoren. I 1858 medelte Mr. E. Hunt i avisen *The Engineer* følgende: "En perfekt regulator må ikke sette i gang å regulere som følge av en hastighetsendring, men den må føle endringen og forutse utfallet, for så å gjøre de nødvendige justeringene før hastighetsforandringen inntreffer" (Fasol 2002). Mr. Hunts konklusjon for godt over hundre og femti år tilbake har mye tilfelles med derivasjonsleddet i dagens regulatorer, jamfør kapittel 4.3.

5.2 Mekaniske regulatorer

Sentrifugalregulatoren skulle vise seg å bli en særdeles viktig del av kontrollsystemets utvikling (Fasol 2002). Regulatoren besto av en aksel koblet til vannturbinen, på akselen var det montert to kuleformede lodd. Loddene var igjen tilkoblet en mekanisme som kunne regulere en luke eller ventil til vannstrømningen, se figur 22. Som navnet av regulatorotypen tilsier, fungerte denne reguleringen ved bruk av sentrifugalkreftene i loddene. Hver gang belastningen på vannhjulet/turbinen minket økte dens hastighet og loddene ble svingt utover på grunn av sentrifugalkreftene. Dette førte igjen til at vannstrømningen og deretter turbinens hastighet ble redusert, som ønsket. Det motsatte skjedde når belastningen økte og turtallet ble da redusert. Regulatoren reagerte ved at loddene svingte seg inn mot akselen, til det vannstrømmen igjen var på ønsket mengde som regulatoren var innstilt på.



Figur 21: Prinsippskisse av enkel ventilregulering med sentrifugalregulator. Regulatoren er tilkoblet turbinakselen (Munoz-Hernandez et al. 2012)

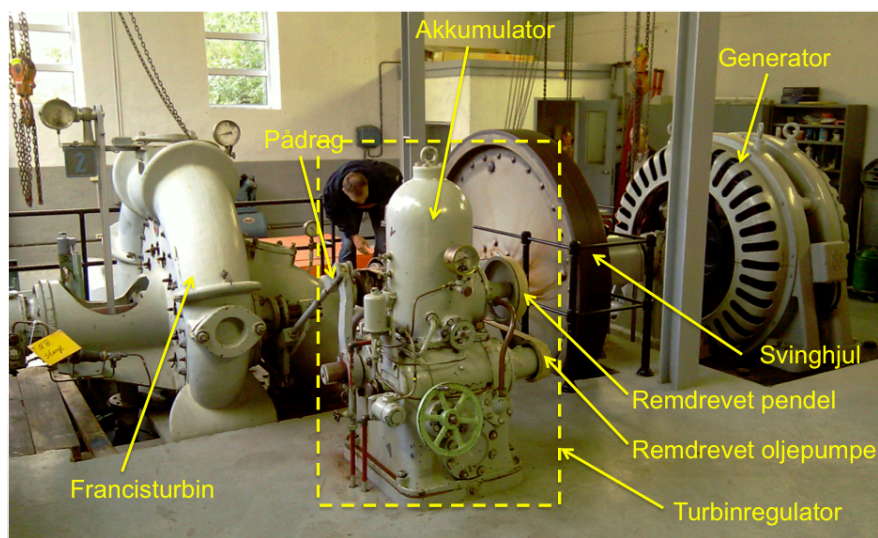


Figur 22: Mekanisk-hydraulisk regulator med sentrifugalregulator (Moe 2002)

Til å forsterke regulatorens krefter på kraftverkets ventiler eller luker, ble regulatorene på slutten av 1800 - tallet utstyrt med enten mekaniske eller hydrauliske servomotorer, som vist i figur 23 med regulering av en servomotor. De mekaniske servomotorene besto av gir med ulike utvekslinger med vannturbinen som direkte drivkraft til både sentrifugalregulatoren og ventilene/lukene. Som figuren ovenfor med en mekanisk – hydraulisk regulator, er sentrifugalregulatoren koblet direkte til styringsventilen for servomotoren som styrer en ventil i vanninntaket. I koblingen mellom styringsventilen og sentrifugalregulatoren var det mulig å endre mekanismens bevegelighet, som hadde innvirkning på regulatorens reguleringsmønster. Dette kalles for statikk, kort fortalt vil det si hvordan og hvor raskt regulatoren skal reagere på en forandring i turbinens turtall.

I de hydrauliske servomotorene var sentrifugalregulatoren fortsatt en viktig komponent, men direkte mekaniske overføringer til ventiler og luker var byttet ut med hydrauliske

servosylindre, som fortsatt anvendes i dag. Utviklingen av olje hydrauliske regulatorer fortsatte gjennom første halvdel av det 20. århundre med stadige forbedringer av presisjon og sensitivitet (Fasol 2002). Utviklingen utover begynnelsen av 1900 – tallet førte til at de elektriske systemene stilte større krav til regulatorsystemene. Man sto nå ovenfor komplekse problemer i regulator teknologien, da kravene til stabilitet i det elektriske nettet medførte at det var for komplisert å løse alle de sammensatte problemene i kraftnettet, multivariable problemer, med teoretisk modellering av de ikke lineare regulatorne. Deler av modelleringen måtte derfor løses med en kombinasjon av teoretiske, grafiske og empiriske metoder (Bennett 1979).



Figur 23: Francisturbin med mekanisk regulator (Hymatek Controls AS)

Olje hydrauliske regulatorer ble dominerende og regulatorne konstruert etter 1930 ble kalt for et teknologisk mesterverk og derav første generasjons turbinregulatorer, som regulatoren i figur 24 fra Kværner Brug. Et problem ved denne regulator typen var mulighet for å gjøre endringer av parameterinnstillinger og regulatorens driftsoppsett. For denne type regulatorer var dette meget begrenset uten å gjøre store mekaniske endringer på regulatoren. I tillegg inneholdt regulatorne nå en fast struktur med enten proporsjonal-integral (PI) eller proporsjonal-integral-derivasjon funksjon (PID), siden strukturen var fast, var det heller ikke mulighet til å gjøre enkle endringer i regulatorens struktur. Med disse begrensede mulighetene for å gjøre endringer i regulatorens oppsett og på grunn av elektronikkens inntog ble sentrifugalregulatoren faset ut etter sin lange levetid (Fasol 2002).

5.3 Elektroniske regulatorer

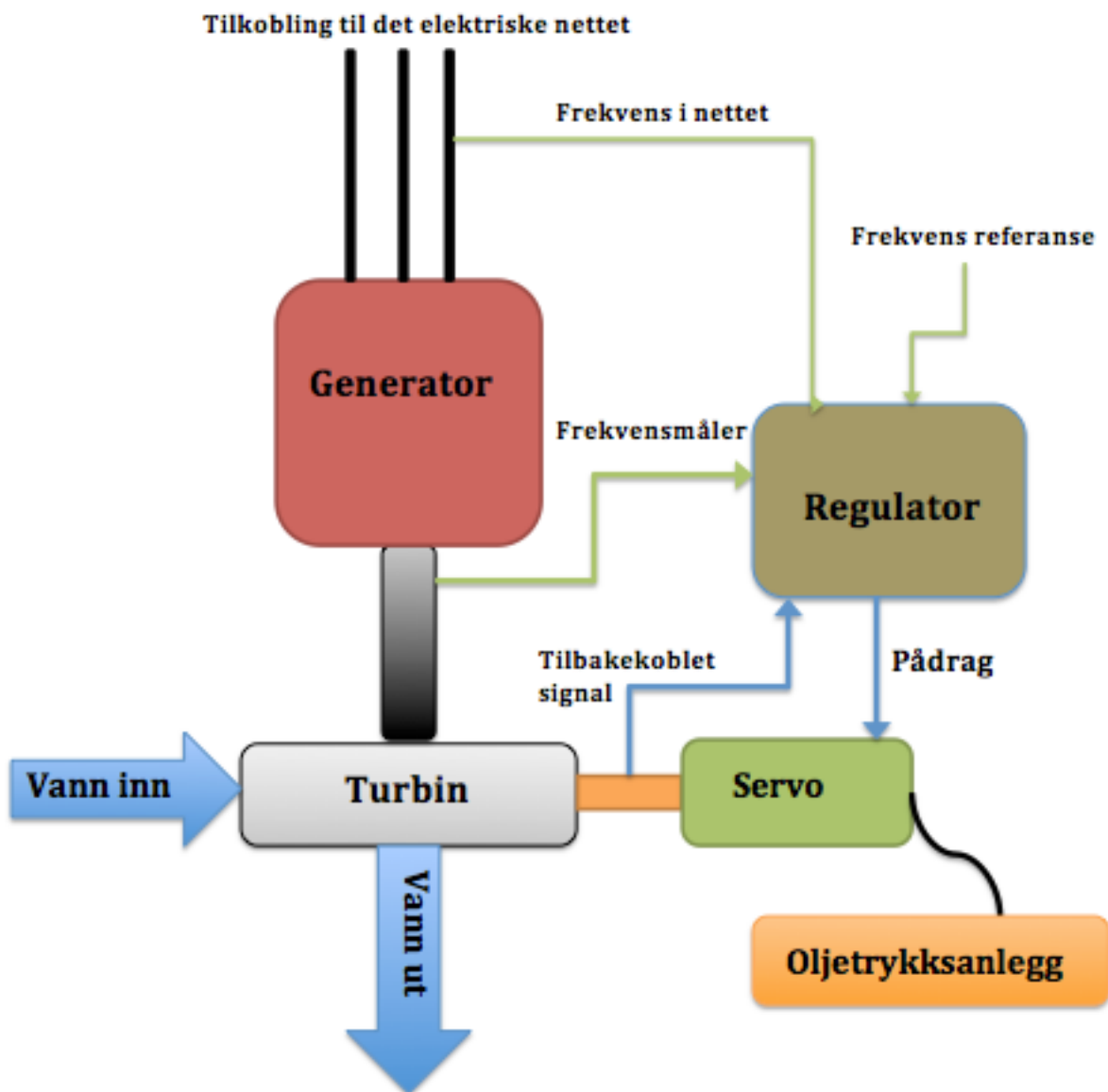
Da de elektroniske regulatorene tok over var det fortsatt med olje hydrauliske servomotorer som aktuator, og naturlig nok ble de kalt for andregenerasjons turbinregulatorer. Rotasjonshastigheten til turbinen ble nå målt med elektriske sensorer og regulatorens parametere kunne dermed endres med potensiometre og andre analoge komponenter som kunne justeres med enkle håndgrep. Men selv om regulatorene hadde gjort et kjempesprang over til den analoge teknologien, ga ikke teknologien mulighet for endringer i strukturen av PI- eller PID - funksjonen (Fasol 2002). En kontrollenhet med PI- eller PID - struktur ble etter hvert mer og mer brukt i alle typer regulatorer.

Siste skritt mot dagens kontrollsystemer var introduksjonen av regulatorer bygget opp av datamaskiner med multiprosessorer, som førte til at regulatorene nå var blitt digitale. Dette åpnet for mange nye muligheter i kontrollsystemet, blant annet muligheten til å programmere systemet og sette opp konfigurasjoner og parametere gjennom PC. Det medførte også at det nå var mulig å endre regulatorens struktur ettersom behovet dukket opp gjennom ulike driftssituasjoner (forskjellige effektbehov ut i kraftnettet). I utviklingen kom også ny hardware teknologi til kontrollenheten, som nå kunne settes sammen av komponenter som samhandlet flere funksjoner og målinger for å alltid ha den mest optimale turbinytelsen. For eksempel kunne denne samhandlingen være i en kaplanturbin som både kan endre vinkelen på ledeapparatet og skovlene, for å oppnå høyest virkningsgrad (Fasol 2002).

Den vanvittige utviklingen av elektronikk pågår fortsatt i et rasende tempo. Av blant annet denne grunnen vil det naturlignok komme forbedringer og andre endringer i regulatorteknologien. Et annet aspekt er hvordan reguleringsforholdene i kraftnett vil være i fremtiden. Med stadig økende grad av ny fornybar energi, som i stor grad er ikke-regulerbar, vil det bli et stort behov for raske og presise reguleringer av vannkraftverk. Dette temaet er omtalt i kapittel 7.6.

6. Turbinregulering

Regulering av vannkraftturbiner vil først og fremst si å regulere omløpstallet/turtallet til en turbin, når det kun er et aggregat (en turbin koblet sammen med en generator) som leverer effekt til nettet. Om det kobles inn flere aggregater i nettet, vil det derimot ikke være mulig å oppnå et felles omløpstall/turtall for alle aggregatene. Derfor må frekvensen i nettet være verdien som alle aggregatene skal regulere etter, siden det er en felles verdi for alle aggregatene. Regulatorens plassering i kraftverket er vist i figur 25.

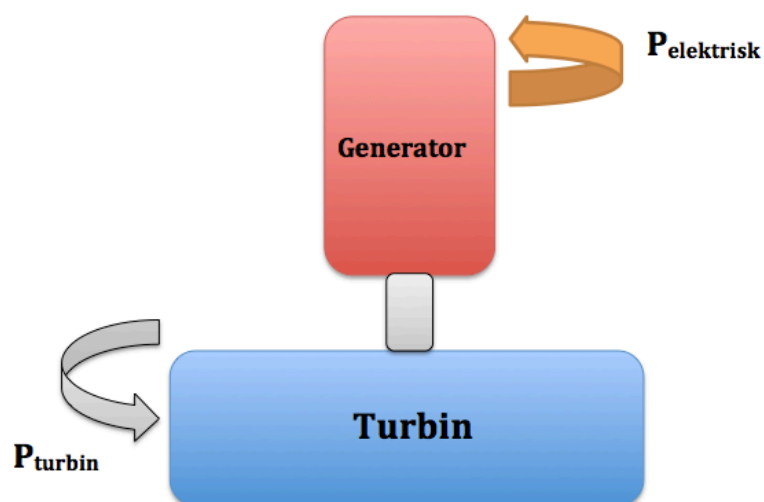


Figur 24: Prinsippskisse av kraftverk med turbinregulator

Regulatorens mulighet til å endre effekten turbinen skal levere, er å regulere turbinens turtall ved endre åpningsgraden for vannstrømmen inn på turbinen. Grunnen for dette vises i formel 6.1 hvor det kun er faktoren Q vannstrømningen som det er mulig å forandre for å endre turbinens utgående effekt. De andre faktorene i formelen, væskens tetthet ρ og tyngdeakselerasjonen g er universelle konstanter, mens fallhøyden h er bestemt av kraftverkets plassering og oppbygning, og disse kan dermed ikke reguleres eller endres underveis. Dette gjelder til en viss grad også for η_t , turbinens virkningsgrad, som vil variere noe avhengig av vannstrømningen.

$$P_{turbin} = \eta_t \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h = M \cdot \frac{n \cdot 30}{\pi} \quad [\text{Formel 6.1}]$$

Det er derimot flere faktorer som påvirker turbinens turtall, deriblant hvor stort vanntrykket er i rørledningen oppstrøms turbinen og ikke minst belastningen på turbinen. Belastningen kan sees på som en motstand, mer belastning medfører økt motstand. Som tidligere nevnt er belastningen for vannkraftturbiner i dag elektriske generatorer, disse er festet direkte på turbinens drivaksel. Det er til enhver tid lasten (effekten, $P_{elektrisk}$) på generatoren som har betydning for belastningen på turbinen. Som vist i figur 26, vil turbinens effekt (P_{turbin}) være motsatt rettet av generatorens effekt ($P_{elektrisk}$). Naturlignok vil turbinen og generatoren ha samme rotasjonsretning.



Figur 25: Skisse over effektoverføring fra turbin til generator, på felles drivaksel

Videre vil en endring i turbinens turtall(n) påvirke frekvensen(f) til generatoren, gitt av formel 6.2. Turbinens nominelle turtall fastsettes når kraftverket bygges, da turbinens mest optimale driftsturtall avhenger av hvilken turbintype som kan brukes for det aktuelle kraftverket. Det nominelle turtallet vil videre bestemme hvor mange poler generatoren skal konstrueres med. Antall poler vil da være en fast verdi for denne generatoren og kan ikke endres etter at generatoren er produsert.

Eksempel: For en francisturbin med nominelt turtall på 500 o/min og en ønsket nettfrekvens på 50 Hz, vil antall poler i generatoren bestemmes av formel 6.2:

$$p = \frac{120 \cdot f}{n} = \frac{120 \cdot 50 \text{ Hz}}{500 \text{ o/min}} = \mathbf{12 \text{ poler}}$$

Da vil turbinens turtall ha følgende påvirkning på nettets frekvens:

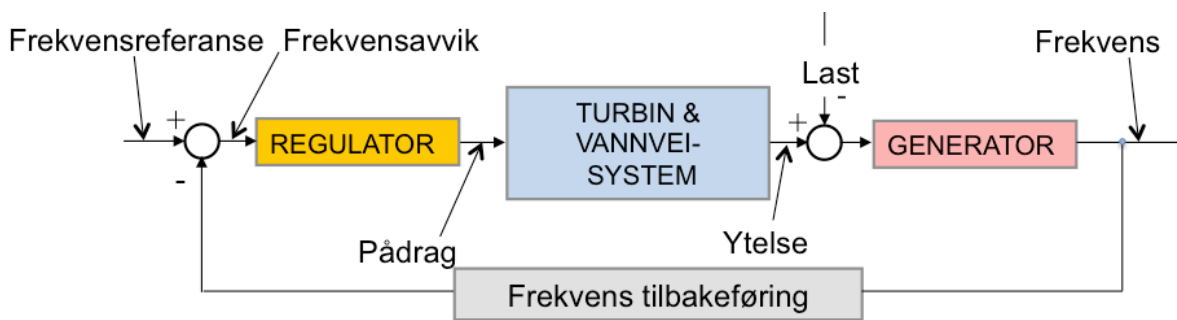
$$f = \frac{n \cdot p}{120} = \frac{12}{120} \cdot n = \frac{n}{10} \quad \text{[Formel 6.2]}$$

Om turtallet synker vil derfor frekvensen også synke, med forholdet i likningen ovenfor.

Siden all effekten (inkludert tap i generatoren) som overføres gjennom generatoren er nødt til å være produsert av turbinen, vil naturligvis en effektendring påvirke motstanden som turbinen opplever på turbinakselen. For å opprettholde turtallet og momentet på turbinakselen, vil regulatoren øke vannmengden Q med hensyn på faktoren i formel 6.3, som er omskrevet fra formel 6.1.

$$Q = M \cdot \frac{n \cdot 30}{\pi \cdot \eta_t \cdot \rho \cdot g \cdot h} \quad \text{[Formel 6.3]}$$

Når regulatoren er gitt en referanseverdi og en målt verdi av frekvensen, sammenlignes verdiene og om nødvendig utføres en regulering, med samme generelle prinsipp som for reguleringsløyfen i figur 27. Om frekvensen til turbinen endres vil det si det samme som at det er en effektforskjell mellom den effekten som turbinen leverer og effekten som generatoren forbruker og leverer ut på det elektriske nettet. Når turbinen ikke leverer nok effekt vil turtallet nødvendigvis reduseres og øke om turbinens effekt er høyere enn tiltrengt effekt.



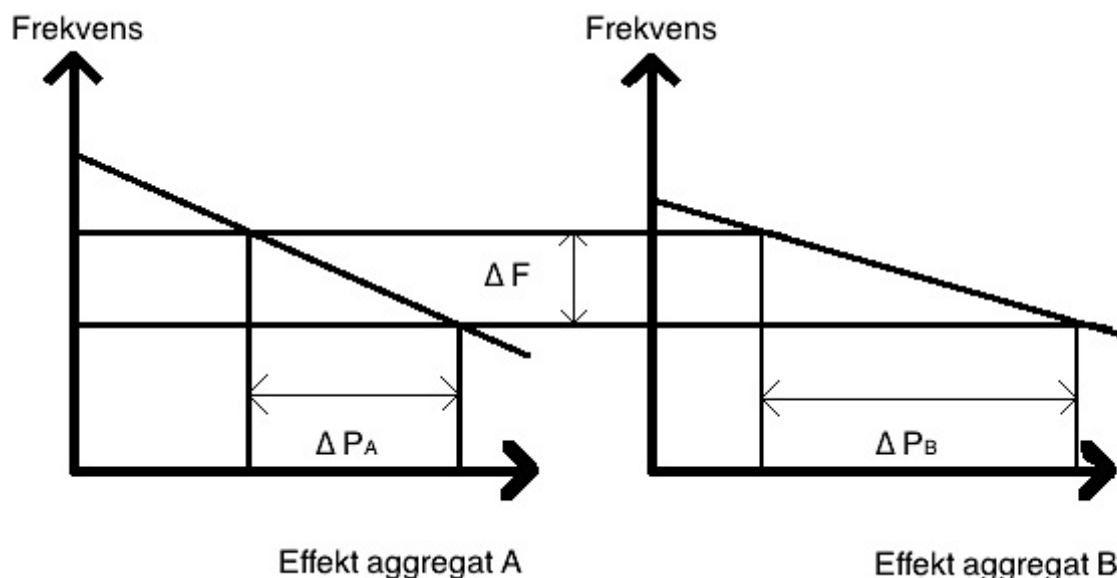
Figur 26: Generell reguleringsløyfe for en turbin i blokkdiagram (Årli 2013)

6.1 Driftsformer for ulike typer kraftverk

1. De mest alminnelige kraftverkene henger kun på et stivt nett hvor frekvensen i nettet styrer generatorens turtall (Et stivt nett vil si at effekten i nettet er betydelig større enn effekten i kraftverket). Anlegg av denne typen krever kun en forenklet turbinregulator som skal holde generatorens turtall stabilt under innfasing ved en oppstart (Moe 2002). Regulatorens pådrag kan som vanlig reguleres etter effektbehovet i nettet eller etter et ønske om hvor høyt vannspeilet i et vannmagasin skal være.
2. De store kraftverkene har driftsbetingelser for å hovedsakelig styre og støtte frekvensreguleringen i nettet. Anleggene settes opp med forskjellig statikk, det vil si hvor raskt og i hvor stor grad regulatoren skal reagere på en effektforandring i nettet.
3. Den siste typen er anlegg som leverer til et separat nett, såkalt øydrift. Her er anlegget eneste bidragsyter til å levere effekt av betydning inn på nettet og er helt avhengig av å ha en stabil frekvensregulering innenfor avvik bestemt av systemansvarlig for nettsystemet. Dette fører til at regulatorene i denne typen kraftverk har en krevende reguleringsoppgave og stiller av den grunn høye krav til regulatorens oppbygning, funksjoner og innstillinger (Moe 2002).

Statikken som oppgis for en turbinregulator defineres slik: "Statikken er den prosentvise frekvensendring som følger av at aggregatytelsen endres 100 %" (Moe 2002). Altså den prosentvise frekvensendringen som må til før turbinregulatoren skal starte å kompensere effektendringen. Statikken vil avhenge av hvordan dynamikken i hvert

enkelt systemet er. Som figur 28 viser, vil aggregat A få en større reduksjon i frekvensen enn aggregat B, som følge av lastøkningen. Konklusjonen fra det er at statikkinnstillingen til aggregat A er stilt høyere enn B. A vil få en mindre effektvariasjon og bidrar dermed mindre enn B for å opprettholde en stabil frekvens.



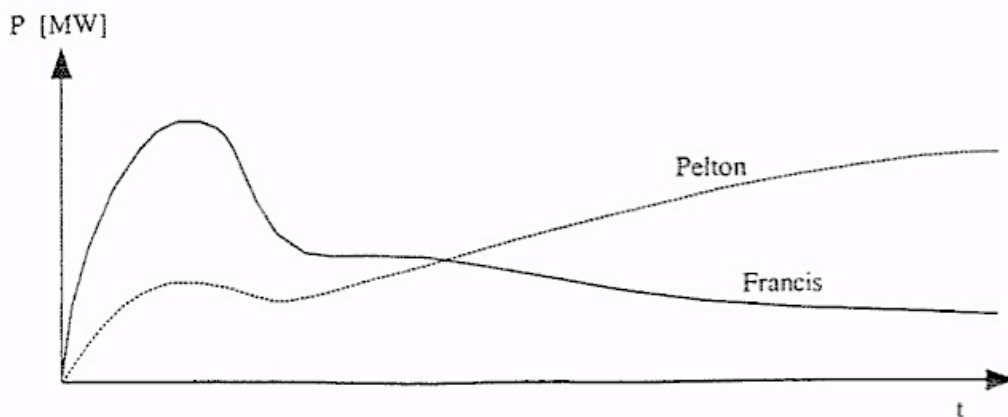
Figur 27: Effektfordeling for to ulike aggregater med forskjellig statikk

En kombinasjon av driftsform 1. Og 2. på forrige side er den vanligste driftstypen, dette skjer vet at en rekke kraftverk er koblet sammen i et samkjøringsnett. Det er derfor nødvendig at alle turbinregulatorene fungerer sammen som et stort system, sammensatt av alle magasiner og komponenter som må reguleres etter krav og bestemmelser (Statnett SF 2012) (Moe 2002). Avhengig av kraftverkets størrelse i effekt og evne til å kontrollere frekvensen i det samkjørende nettet, vil det være de store magasin kraftverkene som vil dominere frekvensstyringen. Men det er ikke gitt at det er det største kraftverket som får være "sjef" over frekvensen og ha en stor regulerstyrke, da statikkinnstillingen kan være stilt høyt for å tillate større frekvensvariasjon. Regulerstyrke er kraftverkets evne til å påvirke frekvensen sett i forhold til kraftverkets effektstørrelse, satt opp i mot effekten i det aktuelle kraftnettet.

Definisjon på regulerstyrke (Moe 2002):

$$\text{Regulerstyrke} = \frac{\text{Avvik i ytelse}}{\text{Avvik i frekvens}} = \frac{\Delta P}{\Delta F} \left[\frac{MW}{Hz} \right] \quad [\text{Formel 6.4}]$$

Individuelt for hver enkelt turbintype, vil turbinens virkningsgradskurve ha betydning for hvordan frekvensreguleringen skal gjøres. Som det fremgår av virkningsgradskurvene i kapittel 3, har både pelton- og kaplanturbiner en relativt flatere kurve enn en francisturbin som har mer konsentrert virkningsgradstopp, men denne kan derimot nå raskere enn for eksempel peltonturbiner. Som det fremgår av figur 29 vil francisturbinen ta opp den største andelen av effektøkningen. Under drift i et felles nett, vil det dermed være fordelaktig å sette statikken til peltonturbiner lavere enn for francisturbiner. I tillegg vil det også være nødvendig å time andre parameterverdier for å oppnå det mest gunstige reguleringsforholdet mellom kraftverkene (Moe 2002).



Figur 28: Illustrasjon av hvor raskt to ulike turbintyper kan regulere ved en effektforandring. I dette tilfellet vil en francisturbin ta opp en effektøkning(P) over kortere tid enn en peltonturbin, da det tar lengre tid(t) for peltonturbinen å nå sin virkningsgradstopp (Moe 2002)

Selv om det hele tiden ønskes å oppnå en stabil frekvens, forekommer det i perioder at frekvensen vil svinge på grunn av endringer i nettets effekt leveranser. Effektdringen må derimot komme fra en forbruker som kjennetegnes med stort effektbehov, som store motorer fra for eksempel jernbane eller fra store smelteovner. Om de enkelte regulatoren i kraftverkene skulle begynne å regulere i motfase under denne type driftssituasjon, vil de starte å motarbeide hverandre og medvirke til svingninger i nettet. Dette har forekommet i mekaniske regulatorer som ble mye brukt tidligere, bakgrunnen for denne type hendelser var at regulatoren var feil innstilt eller utslitt og slarkete i mekanismene (Moe 2002).

6.2 Ytre påvirkninger ved turbinregulering

6.2.1 utfordringer i vannveien

Regulering av et vannkraftverk vil si å regulere et dynamisk system med vann under trykk og i bevegelse, samtidig er man opptatt av å ha et stabilt system. Ved forandringer i turbineffekten vil det oppstå forandringer i vannets fysiske tilstander gjennom hele vannveien (Moe 2002). Når behovet for mer effekt ut av generatoren øker, er det nødvendig at regulatoren øker vannstrømningen i turbinen. Det medfører en trykkreduksjon i røret før turbinen og en trykkøkning i turbinens sugerør. Den "nye" kortvarige trykksituasjonen vil medføre at turbinens effekt i et lite øyeblikk blir noe redusert til det vannet i hele rørsystemet er akselerert opp. En stor svingmasse fra generatorens rotor og eventuelt et svinghjul vil begrense variasjonen, men vil nødvendigvis virke negativt ved behov for en reduksjon av turbin effekten.

Ved drift er det imidlertid viktig å tenke på vannmassenes bevegende energi ved en regulering og ha som hovedhensikt å skape en mest mulig kontrollert reguleringen. I de fleste kraftverk kan en betydelig og rask regulering forårsake store skader og medfølgende trykkstigning i vannveien. Tidligere har en slik type regulering ført til store materielle skader som rørbrudd med fare for menneskeliv som følge. For å redusere faren kan turbiner utstyres med en omløpsventil for lede vannet bort fra turbinen gradvis, ettersom ledeapparatet lukkes. For kraftverk med tunneler i fjell som vannvei, bygges det inn et svingekammer eller luftputekammer for å stabilisere vannets fysiske tilstander. For elvekraftverk eller andre kraftverk med variasjoner i overvannsnivået vil det være en fare om svingningene av overvannsnivået blir for store, særlig under avslag av store kraftverk. Tidligere har dette ført til tap av menneskeliv, som følge av en bølge over kraftverkets demning (Moe 2002).

De omtalte trykkvariasjonen i rørledningen som medfører trykkstøt på grunn av en endring i vannstrømningen, starter som oftest i forbindelse med et raskt avslag av turbinen. Hurtigheten av denne endringen har stor betydning for hvor stort trykkstøtet blir og eventuelle skader i rørsystemet. Dette gir derfor i stor grad tekniske utfordringer, da det vil medføre restriksjoner for driften av kraftverket, som for eksempel muligheten

for å regulere i øydrift. I tillegg vil den styrkemessige dimensjoneringen av rørene forårsake negative konsekvenser økonomisk sett, da rørsystemet må tåle større trykk som resultat av uønskede situasjoner i vannveien som et rørbrudd med alvorlige konsekvenser. Dog opptrer så alvorlige hendelser meget sjeldent (Moe 2002). I en konsesjonssøknad til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) for etablering av nytt kraftverk, skal det foreligge utredning om konsekvenser ved et rørbrudd.

6.2.2 Trykkstøt i rør

Trykkstøt vil si når den stasjonære strømmingstilstanden i et rør med en viss utstrekning blir utsatt for en rask endring. Svingningene, eventuelt trykktransientene som oppstår er en bølgebevegelse som brer seg langs rørveggen og kan i konstruksjoner som brukes i vannkraftverk, få en trykkforplantningshastighet på opptil 1200 m/s. Denne trykkforplantningshastigheten (a [m/s]) brer seg avhenger av rørets utforming, diameteren D [m] og veggtykkelsen S [m]. For et stålrør er hastigheten gitt av formel 6.5 (Moe 2002).

$$a = \frac{1450}{\sqrt{1+0.01 \cdot \frac{D}{S}}} \quad [\text{Formel 6.5}]$$

Om ventilen lukkes momentant, vil den øyeblikkelige trykkstigningen etter lukkingen være beskrevet av formel 6.6.

$$\Delta P = \rho \cdot a \cdot \Delta v \quad [\text{Formel 6.6}]$$

Hvor trykkforandringen er ΔP [MPa], ρ [kg/m³] er tettheten til væsken og Δv [m/s] er væskens hastighetsforandring som følge av den momentane lukkingen.

6.2.3 Turbinavslag

Et turbinavslag oppstår når turbinens tilkoblede last kobles ut med en effektbryter og vanntilførselen til turbinen stenges. Dette vil så forårsake en trykkstigning i rørledningen oppstrøms turbinen fram til og med enten ledeapparatet eller nålventiler, avhengig av turbintype. Den største trykkstigningen skjer naturlig nok rett før turbinen, en god sammenlikning er et tog i utforbakke som må bremse opp en lang rekke med vogner som ikke er utstyrt med bremses. Jo nærmere en vogn er toget, jo større krefter vil den bli utsatt for og toget er det som blir mest utsatt. Alle trykkendringer i dette

området blir derimot overvåket med manometre og sensorer for å ha kontroll over alle endringer. Graden av trykkstigningen avhenger av tiden, eventuelt lukkehastigheten til ledeapparatet eller nålventilene og derav vil en rask lukking gi et stort trykkstøt. Problemet ved et lastavslag har to sider, det ene er trykkstøt mens det andre er at turbinens turtall vil øke som følge av utkoblingen av nettet, om turbinen ikke stenges av raskt nok. Det må derfor tas en avveining av hvordan en trykkstigning eller turtallsøkning skal håndteres ved et lastavslag. Også ved normale lastreguleringer vil trykkstøt inntreffe, men ikke i like stor og alvorlig grad. Grunnen til det er at variasjonene i både trykket og lasten går over en lengre periode og derav blir trykkstøtet langsommere.

Som det blir nevnt i kapittel 7, finnes det komponenter som kan bidra til å unngå problemer med både trykkøkning og rusing av turtall, dette gjelder først og fremst for pelton-turbiner, men også francisturbiner. Ofte brukes en ventil for å løse dette problemet, ventilen har under normale driftsforhold og full vannstrømning en lukketid på 1 – 3 minutter. Altså en forholdsvis lang lukketid, men det er nødvendig fordi gjennomstrømningstverrsnittet ikke lukkes lineært da den største reduksjonen skjer mot slutten av lukkeprosedyren. Sikkerhetsventilen som brukes til dette formålet i francisturbiner var mer vanlig å bruke tidligere, da den i dag er ansett for å være for komplisert og kostbar å holde i drift med tanke på sikkerhetskontroller, i forhold til kostnaden ved å dimensjonere vannveien til å tåle trykkstøt og å la turbinen få lov til å ruse seg opp. For å hindre rusing av turbinen kan det være en mulighet å øke turbinens svingmasse (Moe 2002).

6.2.4 Lastpåslag

I motsetning til turbinavslag/lastavslag vil et lastpåslag medføre en trykkreduksjon. Et lastpåslag vil også i mindre grad føre til alvorlige skader, da åpningstiden fra stengt til en helt åpen turbin programmeres til å være lengre enn lukketiden. I tillegg må lastpåslaget være så unormalt kraftig at frekvensen i nettet synker under den kritiske grensen, for at regulatoren skal regulere så drastisk. Men selv om det er liten sannsynlighet for at en så rask ventil åpning kan skje i praksis, er det mulig å få det til teoretisk (Moe 2002).

6.3 Krav og spesifikasjoner til turbinregulering

I Norge har Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE) gitt systemansvaret for kraftsystemet til Statnett, ved konsesjon. Det innebærer at Statnett må utøve systemansvaret etter både hjemmel i gjeldende konsesjon og forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (FoS). På bakgrunn av dette har Statnett utgitt en veileder, Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS). Denne veiledningen er utarbeidet som en anvisning til den eller de som skal utføre en nyetablering eller rehabilitering av elementer i kraftsystemet, deriblant tekniske kontrollfunksjoner (Statnett SF 2012).

Å inneha systemansvaret, innebærer at Statnett må opprettholde leveringspåliteligheten og leveringskvaliteten i hele kraftsystemet til en hver tid. Det vil si at systemansvarlig blant annet overvåker og styrer globale og sentrale parametere som frekvensen i nettet, samt at den reaktive effekten og det resterende ved nettet er i balanse.

Følgende utdrag av kriterier, legges til grunn for krav til turbinregulator i Statnetts veileder (Statnett SF 2012):

Krav til anlegg:

- Ved en eventuell nyetablering eller rehabilitering i et produksjonsanlegg tilknyttet nettet, stiller systemansvarlig krav til funksjonalitet i anlegget etter hvilken evne områdekonsesjonæren i samarbeid med tiltakshaver vurderer anleggets evne til å påvirke reguleringen i det resterende nettet, i form av effekt og frekvens. Eksempelvis kan produksjonsanlegg med liten innvirkning i nettet, som småkraftverk (grensen settes ved 1MVA), slippe montering av turbinregulator. Om: "Produksjonsanlegget (-enhet(er)) har en viktig funksjon for spenningsregulering eller separatudrift (forsyningsikkerhet)" (Statnett SF 2012) tilknyttet distribusjonsnettet, kan Statnett pålegge andre funksjonskrav.
- For anlegg over 10MVA legges det til grunn at anlegget skal ha en fullverdig turbinregulator.
- Om både hydrauliske og mekaniske egenskaper, som vannvei og treghetsmomenter ligger til rette, skal produksjonsanlegg med effekt mellom

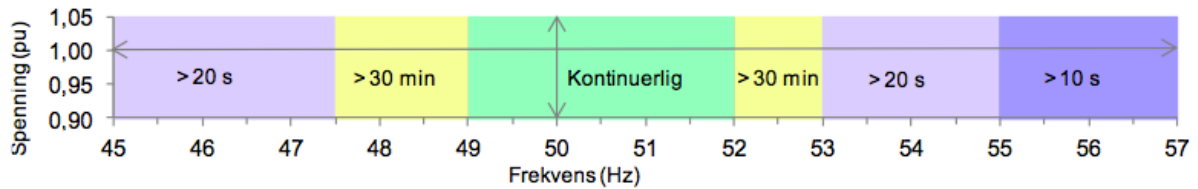
1 MVA og 10 MVA utstyres med minimum en forenklet turbinregulator eller automatisk pådragsstyring.

Funksjoner:

- Produksjonsanlegg med turbinregulator som tillater regulering av frekvens, skal frekvensen settes som primær reguleringsstørrelse. For anlegg med enklere styring eller regulator vil de hydrauliske og mekaniske begrensningene avgjøre i hvor stor grad anlegget kan bidra til å regulere sentralnettet.
- For både samkjøringsdrift og separatudrift skal turbinregulatoren benytte samme modus, det betyr at den skal ha lik forsterkning og parametere. Stasjonær statikk er eneste unntak, da det retter seg etter anleggets relative størrelse i det aktuelle nettet den opererer i.
- Turbinregulatorens oppsett av parametere skal settes slik at det oppnås best mulig egenskaper i separatudrift. Bakgrunnen for dette er at anlegget skal tåle en eventuell overgang fra full last i samkjøringsdrift (tilkoblet hele nettet) til separatudrift med 20 % last, uten å endre regulatorens oppsett. Under slike spesielle forhold kan regulatorens oppsett endres, om det forbedrer situasjonen. Systemansvarlig skal i så tilfelle være opplyst om denne muligheten.
- Ved en momentan effektubalanse i nettet, settes det krav for at stasjonært statisk avvik for frekvensen til maksimalt 30 sekunder.
- For alle målte endringer av frekvensen i anleggets normaldrift, skal turbinregulatoren reagere. Området frekvensen kan ligge innenfor en bestemt tid vises av figur 30.
- Om det oppstår større endringer av frekvens skal regulatoren aktivt bidra til stabilisere frekvensen i hele det tilkoblede nettet til det når normalverdi. Turbinregulatoren stabiliserer ubalansen ved å korrigere turbinpådraget ved å bruke den til enhver tid målte frekvensen som referanse.
- Ved driftsettelse av nye eller etter større rehabilitering av turbinregulator, skal alle dens funksjoner prøves etter gitte bestemmelser og standarder.

Grunnleggende standard er IEC 60308 – ”International Standard for Testing of Control Systems for Hydroturbines”.

- I tillegg kan leverandører av turbinregulatorer få en spesifikasjon fra kundene om krav og funksjoner som ønskes.

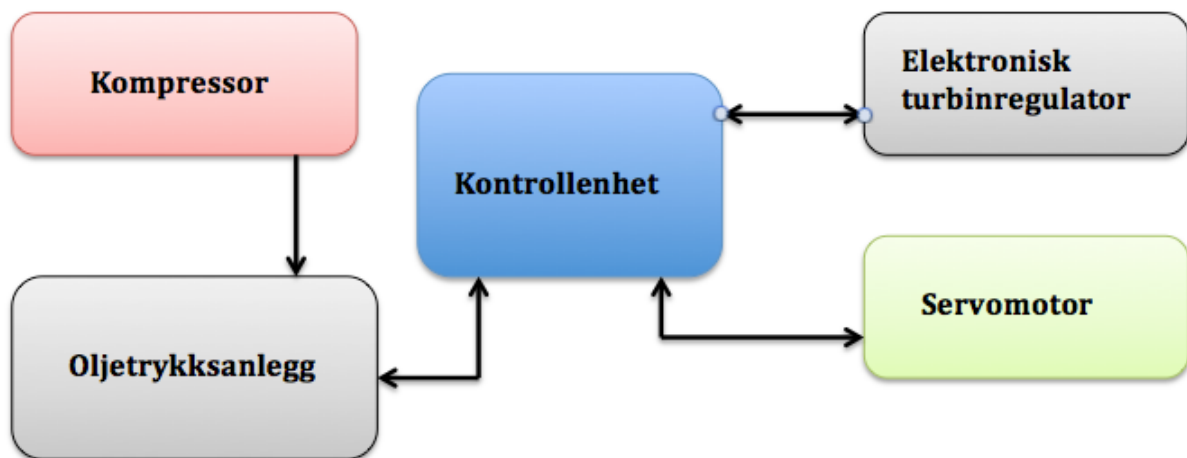


Figur 29: Tillatte frekvensintervaller som turbinregulatorer må overholde. Eksempelvis kan ikke frekvensen være i område 45 - 47,5 Hz i mer enn maks 20 sekunder (Statnett SF 2012)

7. Dagens regulatorsystemer

Strukturen i regulatorsystemene består i hovedsak av de tre hoveddelene (Kjølle 2001):

- *Kontrollenhet/styrepult*, hvor gjennomføringen av alle kontrollprosesser utføres og er oftest bygget opp av elektrohydraulikk. Kan også være bygget opp av mekanikk og hydraulikk som var mer vanlig i eldre systemer.
- *Servosystemet*, er den delen av systemet som foretar de fysiske handlingene med styresignaler gitt av kontrollenheten. Systemet bruker oljetrykk for å gjøre disse oppgavene.
- *Oljetrykkanlegget*, leverer olje under trykk til servosystemet. Systemet er avhengig å hele tiden ha et stabilt oljetrykk på grunn av regulatorens avhengigheten til å utføre en regulering raskt og da vil det gå for lang tid om trykket må bygges opp.



Figur 30: Hovedkomponenter i turbinregulatorer

7.1 Kontrollenhet

Dette kapittelet tar i hovedsak for seg kontrollenheter bestående av digitale systemer, da den analoge teknologien blir stadig mindre vanlig å bruke. En kontrollenhet med et digital teknologi kan brukes i vannkraftverk av alle størrelser og typer, da systemets design er bygget opp med tanke på fleksibilitet for å gjøre eventuelle tilpasninger i ulike typer anlegg (Kjølle 2001).

I hovedsak består kontrollenheten av følgende komponenter (Kjølle 2001):

- Strømkilde
- Komponenter for måling av frekvens
- Datamaskin og elektronikk som foretar beregninger og kommuniserer med øvrige komponenter i systemet
- Grensesnitt for servosystemer
- Komponenter for automatisk styring av vannturbinen
- Kontroll av blader/vinger i løpehjulet (gjelder kaplanturbiner)
- Mulighet for tilkobling av utstyr for kontroll av vannivå eller andre tilleggsfunksjoner

Måling av frekvens gjøres med to sensorer som leser av ulike segmentdeler på en skive, montert på turbinakselen. Det medfører at signalene fra frekvenssensorene er analoge og må gjøres digitale for å kunne benyttes i kontrollenheten for å regulere opp mot en gitt referanseverdi.

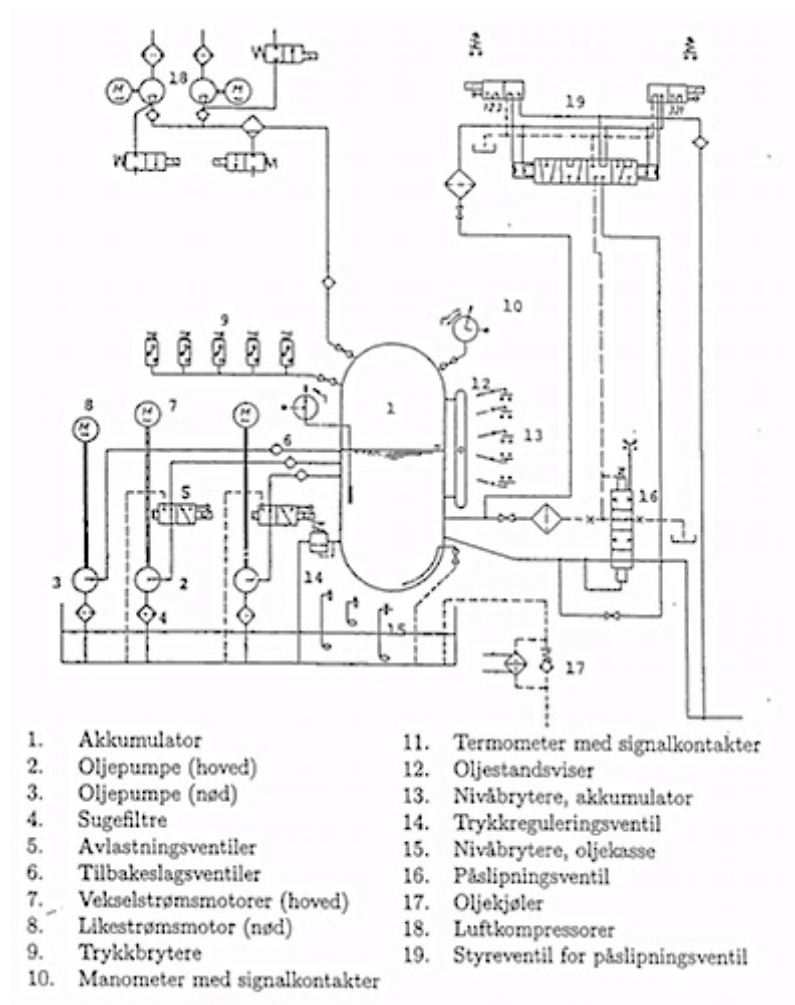
Hoveddelen av elektronikken i enheten består for det meste av helt standard hardware komponenter. Mens softwaren er spesielt tilpasset enhetens funksjoner, som spesifikke algoritmer, program/kode for start- og stopprosedyre m.m. og overvåkninger av flere prosesser samt selvovervåkning (Kjølle 2001). Som tidligere nevnt er programmene bygget opp av PID funksjoner, med mulighet for endring av parametere.

Kontrollenheten og servosystemet bindes sammen av grensesnittet for servoen. En del av grensesnittet er posisjonskontrollen av aktuatorene, som regulatoren bruker som kontrollmålinger i en lukket sløyfe.

7.2 Servosystem og oljetrykkanlegg

Hovedkomponentene i servosystemet er (Kjølle 2001):

- Elektrohydrauliske aktuatorer
- Hydraulikkventiler pluss sikkerhetsventiler for rask stengning av servomotorer
- Posisjons- og turtallsmålere
- Oljefilter
- Brytere og sensorer



Figur 31: Oljetrykksanlegg (Brekke 1999)

Mens turbinregulatorens kontrollenhet er plassert i et kontrollrom eller kontrollskap i vannkraftverket, så plasseres oljetrykkanlegget, figur 32, så nær hovedservomotoren som mulig, for å unngå både tap av energi i hydraulikkør og tidsforsinkelsen i oljestrømmen som ville oppstått på grunn av lange rør og slanger.

Servomotorene er i hovedsak hydraulikksylindere som kan være tilkoblet en mekanisme som gir tilbakemelding til kontrollenheten om prosessens tilstand mekanisk. Derimot er det i dag normalt at tilbakemeldingen gjøres med elektroniske signaler.

Oljetrykksanlegget har naturlig nok som hovedoppgave å levere oljetrykk til hele systemet i turbinregulatoren, da de elektriske kreftene fra regulatoren er for lave til å foreta en regulering alene. For store og mellomstore regulatorer har vært mest vanlig å benytte to typer oljetrykkssystemer, lavtrykkssystemer på 40 – 50 bar og høytrykkssystemer på 100 – 120 bar (Vinnogg & Elstad 2003), i dag er det derimot vanligere å levere systemer med arbeidstrykk på 100 - 140 bar (Hymatek Controls AS 2014). Fordelene med høytrykkssystemer er at de kan være mer kompakte enn lavtrykkssystemer og kan i større grad bruke standardiserte hydraulikkomponenter og derav en billigere løsning, men har da et høyere krav til renhet i olje på grunn av følsomheten i komponentene (Vinnogg & Elstad 2003). På grunn av fare for høye temperaturer i oljen, settes det inn oljekjølere i anlegg hvor høye temperaturer kan opptre. På grunn av fare for vannlekkasje i oljen brukes egne vann/olje varmevekslere for å lede varme vekk fra olje, og ikke coiler med vann direkte i oljetanken. I tillegg er anlegget bygget opp for fjernstyring med alle muligheter for å kunne regulere og overvåke systemet.

For at systemet skal klare å regulere raskt, er det nødvendig at oljetrykksanlegget kan levere mye energi gjennom oljen raskt. Oljepumper klarer derimot ikke å reagere raskt nok eller levere nok energi i disse tilfellene, det brukes derfor en eller flere akkumulatorer i anlegget. Akkumulatorer i hydraulikk kan sammenlignes med batterier, da det er mulig å lagre energi som kan forbrukes over korte tidsintervaller. Den blir ”ladet” opp igjen i det oljepumpen har bygget opp stort nok trykk. For akkumulatorer i lavtrykkssystemer er både luft og olje under trykk blandet sammen, slik at trykket i akkumulatoren også bygges opp sammen med en luftkompressor. Luftkompressorens oppgave er opprettholde riktig luftmengde i akkumulatoren (Kjølle 2001). Inne i akkumulatoren er luften i direkte kontakt med oljen. Når denne blandingen utsettes for trykk vil oljen absorbere noe av luften, når trykket reduseres tilbake til atmosfæretrykket vil luften frigis fra oljen gjerne i oljetanken, og kompressoren er

derfor nødt til å kompensere for denne absorpsjonen. Kompressorens arbeidsmønster avhenger av luftmengdemålinger i akkumulatoren, det ønskes dog at arbeidssyklusene ikke skal være for korte og dette forhindres av en tidsforsinkelse i stoppkommandoen til kompressoren (Kjølle 2001). For å unngå kondensering av vann fra kompressorens luft, utstyres de med en lufttørker. Om vann kommer inn i oljesystemet kan det skade komponenter ved blant annet kavitasjon.

I høytrykkssystemer er derimot oljen ikke i direkte kontakt med andre medier, da akkumulatorene enten har en blære eller et stempel ved behov for større oljemengder i akkumulatoren. Blæren fylles med ca. 50 liter nitrogen med et trykk på 70 % av nominelt trykk. Siden stempelakkumulatoren har behov for større mengder nitrogen, kobles de til et batteri av flere nitrogengassflasker (Vinnogg & Elstad 2003). En fordel med stempelakkumulatorene er muligheten for indikasjon for hvor mye olje det er i akkumulatoren.

I og med at akkumulatorene fungerer som et batteri blir de i tillegg brukt til å stanse turbiner i nødsituasjoner eller andre situasjoner hvor oljepumpene er ute av funksjon ved driftsstans, strømbrudd eller andre feil (Vinnogg & Elstad 2003).

Ved normale driftsbetingelser utstyres oljetrykksanlegget i turbinregulatorer med to oljepumper drevet av vekselstrøm(AC) og eventuelt en pumpe drevet av likestrøm(DC). Men systemet skal fungere med kun en av de like AC-pumpene i drift. Det vil da være mulig vedlikeholde den ene pumpen mens anlegget fortsatt er i drift eller holde anlegget operativt om en av pumpene skulle falle ut. DC- pumpen kan brukes til å kjøre kraftverket ved et strømbrudd, det må da være en DC – kilde tilgjengelig. Som nevnt vil det under normale driftsforhold være bare en pumpe som går, den vil da gå konstant hele tiden. Mens den andre pumpen vil starte opp, om trykket i akkumulatoren blir for lavt. For det meste brukes det skruepumper i lavtrykkssystemer og i høytrykkssystemer kan det brukes tannhjulspumper, men stempelpumper er å foretrekke på grunn av mindre slitasje og støy (Vinnogg & Elstad 2003) (Kjølle 2001).

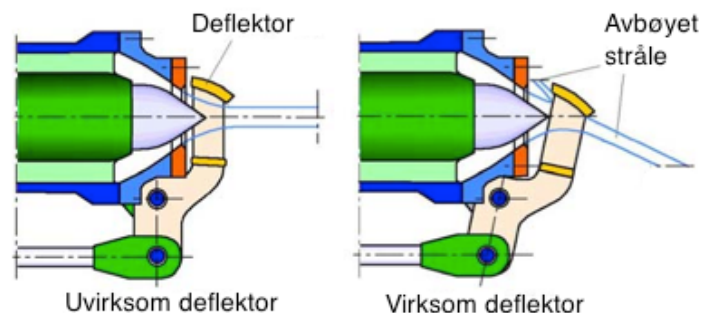
For å styre oljestrømmene brukes flere ulike typer ventiler med forskjellige funksjoner. Hovedventilens funksjon er å stenge og åpne oljestrømmen mellom servomotorene og

oljeforsyningen (akkumulator og oljepumpe). Til å regulere hovedventilen anvendes styringsventiler, som oftest servoventiler. Bakgrunnen for dette er at styringsventiler er enklere å styre med elektronikk (solenoider) og krever mindre energi enn at elektronikk skal styre direkte på en hovedventil. Av sikkerhetsmessige årsaker skal hovedventilen lukkes automatisk om oljemengden i akkumulatoren blir for lavt, da det er fare for at luft fra akkumulatoren kan strømme inn i oljeledninger for så å skape feilreguleringer eller alvorlige situasjoner som rørbrudd i vannveien, fordi luftene gjorde regulatoren ustabil og at den til slutt stengte av turbinen for raskt (Moe 2002).

En risiko ved bruk av olje i turbinregulatorer er faren for forurensning av olje i vannveien. Størst fare er det for kaplanturbiner med oljekretser i løpehjulet for regulering av bladene, ofte brukes det her olje tilpasset forurensninger, såkalt hvitolje (Vinnogg & Elstad 2003). For andre turbintyper er faren noe lavere, men siden opplagringen av turbinakselen smøres av oljetrykk, kan olje trenge ut.

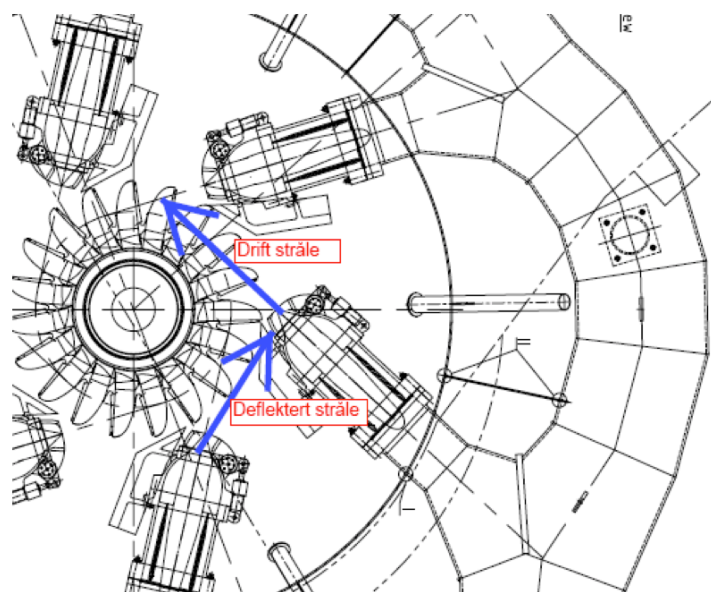
7.3 Regulator for peltonturbiner

Peltonturbiner er vanligvis utstyrt med både nålventiler og deflektorer for å regulere vannstrømmen i turbinen, se figur 33. Under normal drift med minimale variasjoner i lasten på generatoren, er det kun nødvendig å regulere vannstrømmen med å endre åpningen i nålventilen. Ved stor og rask reduksjon i lasten, har peltonturbiner den fordel at turbindeflektorer griper direkte inn i vannstrømmen og leder den vekk fra løpehjulet, for å redusere rotasjonshastigheten og gir dermed en mulighet for lengre tid til å regulere vannstrømmen (Moe 2002).



Figur 32: Nålventil i peltonturbin med deflektor i normal posisjon til venstre og deflektor i arbeidsposisjon til høyre (Hartmann 2011)

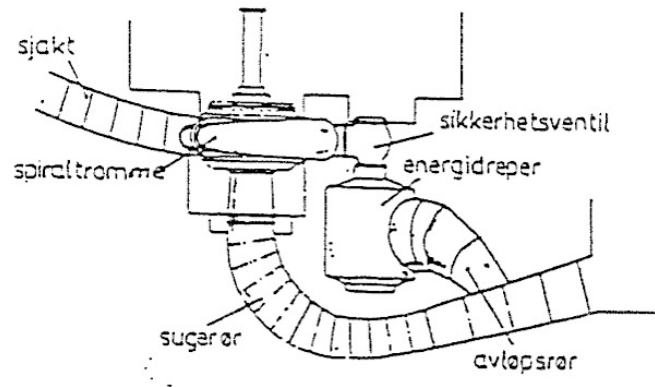
Deflektoren styres med en servomotor tilkoblet turbinregulatoren. Under denne type driftssituasjoner vil ventilen og deflektoren virke sammen, ventilen justeres gradvis mot den nye likevekten av produksjon og forbruk av effekt, mens deflektoren samtidig leder vannstrålen tilbake mot løpehjulet (Kjølle 2001). Grunnen til denne reguleringsmåten er å redusere en eventuell og drastisk trykkøkning i rørledningen rett før turbinen, metoden unngår derimot ikke trykkøkningen fullstendig, men innenfor utsatte komponentenes akseptable grenser.



Figur 33: Vannets retning ut av ventilen i en peltonturbin. Når deflektoren er innkoblet vil vannstrålen ledes vekk fra turbinhjulet (Hymatek Controls AS)

7.4 Regulatorer for francisturbiner

For francisturbiner brukes en annen metode for lede vannstrømmen vekk fra turbinen enn det gjøres for peltonturbiner. Der hvor det er nødvendig installeres en trykkreguleringsventil (sikkerhetsventil), figur 35, som kan avlede deler eller hele vannstrømmen utenom turbinen og rett i sugerøret, og turbinen kan da stenges av raskere, i løpet av få minutter (Moe 2002). Ved en avstenging reguleres både ledeapparatet og avledningsventilen. Samtidig foretar turbinregulatoren målinger av hastighet og trykket i vannet, som igjen kan forårsake en endring i regulatorens pådrag.



Figur 34: Sikkerhetsventil i francisturbin med "energidreper" (Moe 2002)

Når avstengningen av ledeapparatet starter, åpnes sikkerhetsventilen av en servomotor, men trykkreguleringsventilen får ikke lov til å starte lukkingen før ledeapparatet er helt lukket. Et annet avstengningsprinsipp for turbiner uten sikkerhetsventil, er at ledeapparatet programmeres slik at første del av lukkebevegelsen skjer hurtig, for så å redusere lukkehastigheten når ledeapparatet nesten er lukket. Man oppnår da en svak trykkstigning og en rask reduksjon i turbinens effekt (Moe 2002). Hver gang vannet ledes utenom turbinen tapes naturlig nok energien til vannet som går igjennom sikkerhetsventilen. Om det gjøres et godt arbeid i utforming og timing av ventilenes åpne- og lukketider, vil det bidra til å redusere tapet av energi og øke kraftverkets lønnsomhet.

For turbiner produsert i Norge er dette brukt i lang tid på grunn av systemets enkelthet og pålitelighet. Ved en feil i enten sikkerhetsventilen eller i ledeapparatet er det fortsatt mulig å få stengt av turbinen om en av de nevnte funksjonene fungerer, dog vil dette kreve noe lengre avstengingstid (Kjølle 2001).

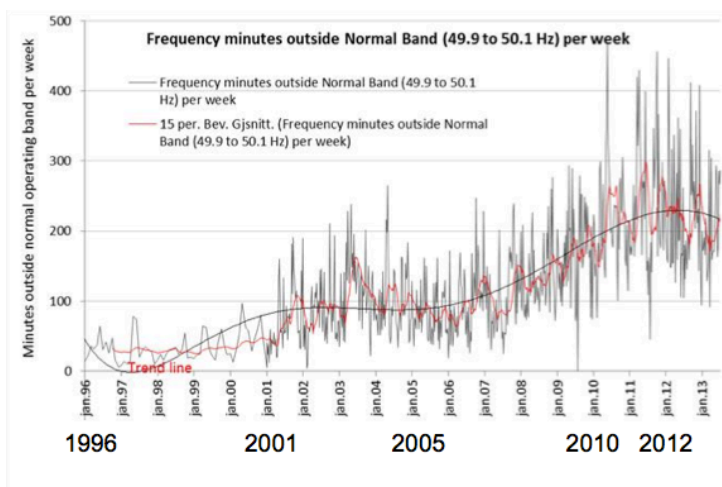
7.5 Regulatorer for kaplanturbiner

Reguleringer i kaplanturbiner skjer også med ledeapparatet, men i tillegg er det mulig å regulere med turbinens rotorblader. I motsetning til pelton- og francisturbiner brukes ikke kaplanturbiner ved store fallhøyder, av den grunn og turbinens generelle oppbygning er faren for større trykkøkninger lavere. Det er da ikke i like stor grad nødvendig å kunne lede vannet utenom turbinen. Det brukes servomotorer til å regulere rotorbladene og ledeapparatet, ved hjelp av elektrohydraulikk (Kjølle 2001).

7.6 Framtidige utfordringer

Med innføringen av EU's fornybardirektiv har det blitt et sterkt behov for mer fornybar energi. Innenfor vannkraft har man snart nådd et punkt over hva som er mulig å hente ut ved å bygge store vannkraftverk. Utfordringen må dermed løses på andre måter, blant annet gjennom småkraftverk. I tillegg har det de siste årene vært en enorm økning i bruk av fornybare energi kilder som vindkraft og solceller. Ulempen med disse kildene er at de ikke regulerbare etter hvordan energibehovet endres (Olje- og energidepartementet 2012). En vindmølle kan selvfølgelig bare produsere energi når vindforholdene tilsier det. Samme utfordringen med værforhold er det naturlignok også med solenergi. Riktig nok arbeides det med lagringsmuligheter for kraft fra denne type energikilder, men fra dagens ståsted vil det være vanskelig å få like gode reguleringsmuligheter som med et magasinkraftverk. Det er dog viktig at det er nok tilsig av vann i magasinet.

Den aller største utfordringen vil være å opprettholde en stabil frekvens i kraftnettet og å dekke det øyeblikkelige energibehovet. Allerede i dag ser man en tendens til mer ustabil frekvens med oscillasjoner, som det fremgår av figur 36. Dette kan også bekreftes av Statnett at de har problemer med dette i dag. Figur 36 viser en gradvis økende tendens mot mer og større variasjon av kraftnettets frekvens de siste 15 årene. Det vil derfor være et økende behov for at blant annet fremtidige turbinregulatorer er sterkt medvirkende til å motvirke problemene og opprettholde kvaliteten for transporten i nettet.



Figur 35: Grafen viser hvor mange minutter frekvensen i nettet har vært utenfor ønsket frekvensintervall per uke, fra 1996 til 2013 (Lie 2014)

Nå skal ikke all skyld til utfordringene med frekvensen tillegges uregulerbare kraftkilder. Problemene er også knyttet til nye typer apparater som vi forbrukere bruker i dagens samfunn. På trappene er også flere overføringskabler mellom det europeiske og det norske kraftmarkedet. Dermed vil det europeiske markedet få både økonomiske og tekniske påvirkninger for markedet i Norge. Dette vil øke forsyningssikkerheten i Norge, men det drar også med seg utfordringer for reguleringer i kraftnettet. I tillegg ligger omtrent halvparten av Europas magasinkapasiteten i Norge (Olje- og energidepartementet 2012).

8. Referanser

- Alternative energy tutorials. *Synchronous Generator*. Tilgjengelig fra: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/wind-energy/synchronous-generator.html> (lest 11.05.2014).
- Balchen, J. G., Andresen, T. & Foss, B. A. (2003). *Reguleringsteknikk*. Trondheim: Institutt for teknisk kybernetikk, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. VIII, 586 s.
- Bennett, S. (1979). *A history of control engineering 1800-1930*, b. 8. Stevenage: Peter Peregrinus on behalf of the Institution of Electrical Engineers. X, 214 s.
- Brekke, H. (1999). *Regulering av hydrauliske strømningsmaskiner: kompendium i fag 64176*. [Trondheim]: Vannkraftlaboratoriet, NTNU. VI, 183 s. : ill. s.
- Brekke, H. (2002). *Grunnkurs i hydrauliske strømningsmaskiner*. [Trondheim]: Kompendieforlaget. XV, 113 s.
- Bua, S., Dalva, M. & Thorsen, O. V. (1987). *Roterende elektriske maskiner*. Oslo: Universitetsforl. 319 s.
- Energiregnskap og energibalanse, 2011-2012, foreløpige tall*. (2013). Statistisk sentralbyrå. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energiregn/aar-forelopige> (lest 26.februar 2014).
- Fasol, K. H. (2002). A short history of hydropower control. *Control Systems, IEEE*, 22 (4): 68-76.
- Fornyardirektivet en del av EØS-avtalen*. (2011). Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/aktuelt/nyheter/2011/fornyardirektivet-en-del-av-eos-avtalen.html?id=693492> (lest 26.februar 2014).
- Forskrift om krav til mastergrad*. (2005). Kunnskapsdepartementet.
- Gravdahl, J. T. & From, P. J. (2013). *Innføring i dynamikk og reguleringsteknikk*: Institutt for teknisk kybernetikk, Norges tekniske-naturvitenskapelige universitet
Institutt for matematiske realfag og teknologi, Universitetet for miljø- og biovitenskap. 187 s.
- Hartmann, R. W. (2011). *Småkraftverk - vannkraftmaskiner*. Sunnfjord Energi. 19 s.
- Hveding, V. (1992). *Hydropower development in Norway*, b. 1. Trondheim: Norwegian Institute of Technology. Department of Hydraulic Engineering. 83 s. : diagr. s.
- Hymatek Controls AS. (2014). *Oljetrykkanlegg for turbinregulering*. Tilgjengelig fra: <http://www.hymatek.no/produkter/oljetrykksanlegg/> (lest 24.04.2014).
- Kjølle, A. (2001). *Mechanical equipment*. Waterpower laboratory, NTNU. 184 s.
- Lie, P. (red.). (2014). *Measures to mitigate the frequency oscillations with a period of 60 - 90 seconds in the nordic synchronous system*. Produksjonsteknisk konferanse 2014 - Kunnskap om kraft. 11 s.

- Moe, J. (2002). Regulering av vannkraftverk. Aggregat og vannveg. I: EBL (red.). *Turbinregulator grunnkurs*. 43 s.
- Munoz-Hernandez, G. A., Mansoor, S. P. & Jones, D. I. (2012). *Modelling and Controlling Hydropower Plants*: Springer.
- Olje- og energidepartementet. (2012). *Energiutredningen - verdisapning, forsyningssikkerhet og miljø*. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/4/1.html?id=675436> (lest 13.05.2014).
- Prop. 4S (2011-2012). (2011). *Samtykke til deltakelse i en beslutning i EØS-komiteen om innlemmelse i EØS-avtalen av direktiv 2009/28/EF om å fremme bruken av energi fra fornybare kilder(fornybardirektivet)*. utenriksdepartementet, D. K. 62 s.
- Roser kompetanseinitiativ for vannkraft. (2014). Tilgjengelig fra: <http://www.energinorge.no/nyheter-om-kompetanse-i-energibransjen/roser-kompetanseinitiativ-for-vannkraft-article10247-439.html> (lest 26.februar 2014).
- Sand, K. & Ervik, M. (2003). *Transmission and distribution*, b. Vol. no. 16. Trondheim: Norwegian Institute of Technology. Department of Hydraulic Engineering. 136 s.
- Stadtwerke München. *Wasserkraft*: Stadtwerke München (lest 11.05.2014).
- Statnett SF. (2012). Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS). 116 s.
- Stoltenberg, J. (2001). *Statsministerens nyttårstale 2001*: Statsministerens kontor.
- Store norske leksikon. (2009). *Kavitasjon*. Tilgjengelig fra: <http://snl.no/kavitasjon> (lest 13.05.2014).
- Svarte, S. & Sebergsen, J. H. (2002). *Energiproduksjon og energidistribusjon: produksjon, nettsystemer og beregninger*. Oslo: Gyldendal undervisning. 166 s.
- Vinnogg, L. & Elstad, I. (2003). *Mechanical equipment*, b. Vol. no. 12. Trondheim: Norwegian Institute of Technology. Department of Hydraulic Engineering. 130 s.
- Westgaard, E., Enger, A., Mellbye, H., Sonstad, J., Torkildsen, Ø. & Vikanes, S. (1994). *Electrical equipment*, b. 13. Trondheim: Norwegian Institute of Technology. Department of Hydraulic Engineering. 152 s.
- Wikipedia. *Francis turbine*. Tilgjengelig fra: http://en.wikipedia.org/wiki/Francis_turbine (lest 12.05.2014).
- Wildi, T. (2006). *Electrical machines, drives, and power systems*. Upper Saddle River, N.J.: Pearson/Prentice Hall. XXIII, 934 s.
- Årli, B. (2013). Tonstad aggregat 5, historien omkring havari på akseltetningsboks. Teknisk forum 30.mai 2013.



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no