

Stabilitetsanalyser ved integrasjon av småkraft i regional- og distribusjonsnett.

Sigurd Bakkejord

Master of Science in Electric Power Engineering
Oppgaven levert: Juni 2011
Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT
Biveileder(e): Trond Toftevaag, SINTEF Energi AS

Oppgavebeskrivelse

Tittel

Stabilitetsanalyser ved integrasjon av småkraft i regional- og distribusjonsnettet.

Oppgavetekst/Problembeskrivelse

På grunn av stor satsing på ny småkraft i Fusa Kommune er det behov for å foreta analyser av systemstabilitet ved integrasjon av småkraft i regionalnettet. Hovedfokus vil være på stabilitetsproblemstillinger ved integrasjon av ny fornybar vannkraftproduksjon. Småkraftaggregatene som skal integreres er alle, utenom ett, under 5 MW. Det er totalt over 20 aggregat som skal integreres dersom alle blir realisert. Utbygginga vil mest sannsynlig kreve nytt regionalnett med tilhørende sekundærstasjon.

Deloppgaver

Modellering av delsystemer

- SIMPOW skal benyttes i analysene. Det eksisterer en modell av sentral-/ regionalnett men denne må kontrolleres og utvides med modeller for:
 - Distribusjonsnettet
 - Aggregater

Nettanalyser

- Spenningsforhold og spenningsprofiler skal analyseres
- Tapsforhold i nettet skal vurderes

Stabilitetsanalyser

- Vurdering av systemstabilitet er en sentral del av oppgaven og følgende analyser skal foretas:
 - Transient stabilitet
 - Småsignal stabilitet
 - Innvirkning av eventuell dempetilsats Eikelandsosen
 - Krav til nye aggregat (Parameterverdier, reaktiv effektregulering)

Oppgaven skal ta utgangspunkt i prosjektoppgaven utført høsten 2010.

Forord

Masteroppgaven er utført ved institutt for elkraftteknikk på Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) våren 2011 av student Sigurd Bakkejord. Oppgaven omhandler konsekvensanalyser ved integrasjon av ny fornybar produksjon i distribusjonsnett. Den nye produksjonen består i hovedsak av små vannkraftverk, og er planlagt integrert i områder hvor Sunnhordland Kraftlag AS har interesser. Nevnte nettselskap har levert masteroppgaven til NTNU.

Ulike aspekter, faktorer og tiltak rundt transient stabilitet er hovedfokuset i dette arbeidet. Denne typen stabilitet er ansett å være blant de største utfordringene ved etablering av denne typen ny produksjon. Ved hjelp av ulike tilnærminger og modelleringer er forskjellige elementer som omfattes av denne stabilitetskategorien analysert. Resultat av disse analysene er benytta til å finne anbefalte merkeverdier til nye produksjonsenheter. Lastflytanalyser er utført for å finne påvirkninger på det berørte systemet som helhet, samtidig som lineæranalyse er benytta for å kartlegge systemets dynamikk både før og etter integrasjon av ny produksjon.

Ønsker med dette å takke veileder Olav Bjarte Fosso ved NTNU for bistand og veiledning under oppgaven. I tillegg rettes en stor takk til biveileder Trond Toftevaag ved SINTEF Energi AS for sine faglige og motivasjonsskapende bidrag under hele perioden. Takk også til Toftevaags kollegaer Kjetil Uhlen, Astrid Petterteig, Atsede Endegnanew, Jorun Marvik og Emil Johansson for deres innspill til arbeidet. Representant for Sunnhordland Kraftlag AS, Håvard Singelstad, vies også en stor takk for godt samarbeid og alle sine bidrag under prosjektperioden.

Trondheim 10.6.2011

Sigurd Bakkejord

Sammendrag

Forventninger om høyere kraftpris og et generelt økende effektbehov, i tillegg til økte muligheter for politisk aksept og tilskudd, gir økt interesse for å etablere nye fornybare produksjonskilder i Norge. Et gradvis økende antall interessenter melder sin ankomst, og nye produksjonsetableringer dreier seg primært om små vannkraftverk eller vindparker. Slike etableringer vil kunne medføre problemstillinger som krever relativt omfattende undersøkelser og analyser for å finne påvirkninger i tilhørende nettområder.

I Fusa kommune i Hordaland er det stor satsing på små vannkraftverk. Dette gir behov for konsekvensanalyser i nettområder som berøres av integrasjonen. Over 20 nye småkraftverk er planlagt etablert. Disse befinner seg på ulike stadier i etableringsfasen. Hovedtyngden av småkraftverkene er planlagt tilkoblet på distribusjonsnettnivå, og dette nettområde er derfor tillagt mest fokus i dette arbeidet.

Integrasjonen medfører at enkelte tiltak blir nødvendig i distribusjonsnettet for å kunne håndtere den nye mengden kraftproduksjon. Enkelte overføringer vil kreve oppgradering for å unngå overbelastning i forhold til merkeverdier. Én av fire sekundærstasjoner mellom regionalnett og distribusjonsnett må oppgraderes til en høyere ytelse. For å unngå for høye spenninger i distribusjonsnett burde enkelte småkraftverk ilegges ansvar for reaktiv effektregulering. Med gjeldende koblingsbilde må totalt syv av de 21 planlagte enhetene kunne importere en mengde reaktiv effekt tilsvarende en kapasitiv effektfaktor på 0.95 dersom spenninger skal kunne holdes innenfor den definerte spenningsgrensa brukt i denne oppgaven.

Småkraftverk vil påvirke systemets dynamiske stabilitet. Særlig den transiente responsen for systemet vil bli påvirket. Tilgjengelig dokumentasjon for småkraftverkene i systemet viser at alle er utstyrt med synkrongenerator. Det bør stilles krav til parameterverdier for denne typen generatorer i distribusjonsnettet, og da særlig angående generatorens reaktansverdier. Reaktansverdier for små generatorer vil være helt avgjørende for dens respons under transiente forstyrrelser. Analyser utført i dette arbeidet viser at transient reaktans i synkrongeneratorens direkteakse må ha en tilstrekkelig lav verdi for at generatoren skal kunne være transient stabil.

I arbeidet er det benytta samme type transiente forstyrrelse for de fleste av analysene rundt det transiente aspektet. Denne forstyrrelsen er foreslått av SINTEF Energi AS som en standard for transient hendelse til bruk i slike analyser. Analysene viser at den transiente direkteakse reaktansen primært ikke bør ha verdier over 0.3 pu for at synkrongeneratorene,

uavhengig av merkeytelse og belastningsgrad, skal være transient stabile mot nevnte forstyrrelse. Transient stabil verdi for denne reaktansen varierer med andre korresponderende reaktanser, men verdier over 0.3 pu vil kreve til dels urealistiske verdier for andre parametre i småkraftverkene. Hvilke reaktansverdier som kan tillates vil være svært avhengig av generatorens belastning. En belastningsgrad i området 70 % - 80 % vil gi lavere krav til reaktansverdier enn tilfeller med høyere verdier for samme forhold.

Av det totale antallet på 21 småkraftverk er fire av disse allerede installert i distribusjonsnettet. For at disse skal være transient stabile mot forannevnte forstyrrelse må de redusere sin nominelle produksjon i forhold til det tilgjengelig dokumentasjon beskriver. Mengden som må reduseres for de fire som er installert avhenger av synkrongeneratorens reaktansverdier. Resultatene viser at generatorer med høye reaktansverdier må redusere sin relative produksjon mer enn generatorer med lavere reaktansverdier.

For å kunne finne anbefalte verdier for reaktanser til nye småkraftverk er det utvikla en alternativ metode til bruk av dynamiske analyseprogram. Denne metoden gir reaktansverdier som skaper forutsetninger for at synkrongenerator er transient stabil mot den benytta typen forstyrrelse. Metoden er relativt mye forenkla i forhold til beskrivelser i relevant litteratur på området, og krever med dette et minimum av inputverdier. Metoden er testet og funnet tilfredsstillende til å kunne gi veiledende verdier for reaktanser til nye småkraftverk med synkrongenerator.

Summary

Expectations regarding a higher electricity price and a generally increasing power demand, combined with possibilities for political accept and subsidies, have untaught an increased interest for new renewable energy resources in Norway. More and more partners coming soon on the track, and the establishment of new production sources is mainly in the form of wind farms or small-scale hydro power plants. Such establishments, in many cases, involve issues that require relatively extensive research and analysis to find the influence on the surrounding network area.

In the municipality of Fusa in Hordaland major investments is experienced within this area, and with this follows a need for stability analysis. The plans for the establishment describe more than 20 small-scale hydropower plants on different stages in the development phase. The majority of the small hydro power plants are planned connected to distribution level in the surrounding area. Hence is this area of the system network given most attention in this study.

The integration will generate a need for a certain number of measures in the current network area to accommodate this amount of new production. To avoid overloading some of the transmission lines have to be upgraded to a higher current rating. One of four transformer stations between the subtransmission and the distribution system must be upgraded in relation to power rating. To avoid inadequate high voltages, some of the new production sources must be imposed liability for reactive power regulation. When the distribution system is in common operation, seven of the total number of 21 new production sources must be able to import reactive power with a capacitive power factor at 0.95. With these specifications, the voltages would be kept inside the defined limits of allowed voltages used in this work.

The dynamic stability of the system will be affected by the small scale hydropower plants. In particular, the transient response of the system will be influenced by the presence. Available documentation for the DG-units shows that those who already are integrated are equipped with synchronous generators. Results of the studies performed shows that there should be special requirements for reactance values for generators of this type in the system. Reactance for small synchronous generators will be crucial for the transient stability, and the analysis shows that transient reactance in the generators direct-axis must have a sufficiently low value for the unit to be transient stable against a certain event.

The same type of transient disturbance is used for all the transient analysis performed during this work. The disturbance is a proposal from Sintef Energy AS as a standard for transient event used in these types of analysis. Results from the transient analysis shows that the transient direct-axis reactance should not contain values over 0.3 pu for the unit, regardless of rating, to be transient stable against this event. Stable value for this reactance varies with the other involved reactances, but values over 0.3 pu will demand partly unrealistic values for other parameters in the power plants. Allowed values for reactance also depend on the loading of the generators. A loading in the range of 70 % - 80 % will allow higher values for reactance's compared with a higher loading.

Four of the total number of 21 DG-units is already installed in the distribution system. If these four should be transient stable against the same event as before, they have to reduce their relative production in relation to specified for the system. How much each of the four must reduce depends, also here, on the reactance of the synchronous generators. The results show that the generators with high reactance values must reduce their relative production more compared with generators with lower reactance values.

To find recommended reactance values for new DG-units an alternative method to use of dynamic simulation tools is developed. This method provides values that will give the right conditions for the synchronous generator to be transient stable against the used disturbance. The method is simplified compared to description in relevant literature and therefore demands a minimum of input values. By testing the method is found satisfactory to provide indicative values for reactance for this kind of production equipped with synchronous generators.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	ii
Summary	iv
Innholdsfortegnelse	vi
Figuroversikt	viii
Tabelloversikt	ix
1 Introduksjon	1
Innledning	1
Prosjektbeskrivelse	1
Omfang	2
Begrensninger	2
Rapportens oppbygging	3
2 Generelt om distribuert produksjon	4
2.1 Tilkobling i eksisterende nett	5
2.2 Krav til leveringssikkerhet (Tekniske funksjonskrav)	6
2.2.1 Leveringskvalitet	7
2.3 Teknologier	8
2.3.1 Generatorer	8
2.3.2 Synkrongenerator	8
2.3.3 Asynkrongenerator	11
3 Beskrivelse av aktuelt nettområde	12
3.1 Sunnhordland Kraftlag (SKL)	13
3.2 Sentralnett	13
3.3 Regionalnett	13
3.4 Distribusjonsnett	14
3.5 Småkraft i området	16
3.6 Prognose for utbygging i Fusa kommune	17
4 Stabilitet i elkraftsystemet	18
4.1 Generelt	18
4.2 Forstyrrelser	18
4.3 Klassifisering	19
4.4 Polhjulsinkelstabilitet	20
4.4.1 Systemlikninger	21
4.4.2 Dempende effekt	22
4.5 Småsignalstabilitet	23
4.5.1 Tilstand-rom modell	24
4.5.2 Linæranalyse	25
4.5.3 Egenverdier i kraftsystem	26
4.6 Transient stabilitet	27
4.6.1 Likevektspunkt	27
4.6.2 Likearealmetoden	28

4.7	Spenningsstabilitet.....	30
4.8	Forbedra stabilitet (dempetilsats)	32
5	Lastflyt	34
5.1	Generelt	34
5.2	Produksjon	34
5.3	Last	35
5.4	Linjer og kabler	36
5.5	Transformatorer	37
6	Metoder	38
6.1	Verktøy	38
6.2	Sammenligning SIMPOW og manuell beregning	39
6.2.1	Polhjulsvinkelkarakteristikker.....	42
6.2.2	Likearealsmetoden	43
6.3	Strategi ved transiente analyser	45
6.3.1	Fault ride through capability (FRT)	45
7	Modellering	47
8	Om analysene	48
8.1	Statiske analyser	48
8.2	Dynamiske analyser.....	48
9	Statiske analyser.....	50
9.1	Nettanalyse	50
9.2	Lastflyt.....	51
9.2.1	Beregninger uten produksjon i distribusjonsnett.....	51
9.2.2	Spenning trinn 1	53
9.2.3	Spenning trinn 2	53
9.2.4	Spenning trinn 3	55
9.2.5	Spenning trinn 4	55
9.3	Oversikt korrigert produksjon	56
9.4	Effektfly og tap med full produksjon	57
9.5	Diskusjon nettanalyse	58
10	Lineæranalyse.....	59
10.1	Småsignalstabilitet.....	59
11	Forbedra stabilitet.....	63
11.1	Dempetilsats Eikelandsosen	63
11.2	Transient påvirkning.....	65
11.3	Oppsummering dempetilsats	65
12	Transient stabilitet	66
12.1	FRT-forløp på større synkrongeneratorer.....	66
12.2	FRT-forløp og småkraftgeneratorer.....	72
12.2.1	Redusert produksjon.....	73
12.2.2	Påvirkning av dempekonstant	74
12.2.3	Endra treghetskonstant for Tveita	76
12.2.4	Forutsetning for transient stabilitet mot FRT	77
12.3	Reguleringsområde trinn 1	78

12.4	Sammenligning med simuleringer i ”fullskala” modell	79
12.5	Anbefalte parametre for nye småkraftverk	80
12.5.1	Sammenligning med SIMPOW	83
12.5.2	Oppsummering transiente betraktninger	84
13	Vurdering av metodene	85
13.1	FRT-forløp	85
13.2	Matematisk beregningsmetode	87
14	Konklusjon	88
15	Videre arbeid	90
16	Kilder	91
17	Vedleggsoversikt	93

Figuroversikt

Figur 2-1	Produksjon DG-enheter (søyler) kontra last (graf) fra uke 1 til uke 52 [9].....	6
Figur 2-2	Synkronmaskin med sylindrisk rotor (venstre) og utpregede poler (høyre) [4].....	8
Figur 2-3	Ekvivalentskjema og viserdiagram for blokkoblet synkronmaskin [4]	10
Figur 2-4	Eksempel på kapabilitetsdiagram for synkronmaskin.....	11
Figur 3-1	Geografisk oversikt for ny produksjon [10]	15
Figur 4-1	Likevektspunkt for forskjellig mekanisk effekt	28
Figur 4-2	Illustrasjon akselerasjons- og retardasjonsareal	29
Figur 4-3	PV kurve, (1) $\varphi=45$, (2) $\varphi=30$, (3) $\varphi=0$	30
Figur 4-4	Prinsippskisse (blokkdiagram) for spenningsregulator med dempetilsats [4].....	32
Figur 4-5	Viserdiagram PSS [4]	33
Figur 5-1	Medium lengde modell.....	36
Figur 6-1	Lastflyt med Tveita på stivt nett.....	39
Figur 6-2	Viserdiagram med V_s (Nett) som referanse	41
Figur 6-3	Stasjonær og transient polhjulsvinkelkarakteristikk	43
Figur 6-4	Akselereringsområde (A1) og retardasjonsområde (A2) for Tveita ved feil	44
Figur 6-5	Spenningsforløp for Fault-ride-through capability kurve	46
Figur 9-1	Spenningsprofiler berørte avganger, null ny produksjon	52
Figur 9-2	Spenningsprofil for radial Sævareid – Tveita trinn 1	53
Figur 9-3	Spenningsprofil for radial Sævareid – Tveita trinn 2	54
Figur 9-4	Spenningsprofil for radial Sævareid – Tveita trinn 4.....	55
Figur 9-5	Spenningsprofiler, berørte avganger, full mengde ny produksjon	57
Figur 10-1	Plot av egenverdier, med og uten småkraftverk, trinn 1	59
Figur 10-2	Resultat av modalanalyse for egenverdi nr 27 (-2.557 1/s \pm j4.249 Hz).....	60
Figur 10-3	Endring i treghetskonstant for Haugaleva	61
Figur 10-4	Komponenter til vektor for Haugaelva (basert på ”Participation Factor”)	62
Figur 11-1	Skann av forsterkning i dempetilsats og forsterkning i spenningsregulator	64
Figur 11-2	Pendlinger i aktiv effekt med (grønn kurve) og uten (rød kurve) dempetilsats	65
Figur 12-1	Endring av aktiv effekt gjennom FRT-forløp (P_{Eq} ’ (δ ’) karakteristikk)	67
Figur 12-2	Pendling i generators hastighet gjennom FRT-forløp	67
Figur 12-3	Endring i aktiv effekt ved maksimal mekanisk effekt.....	68

Figur 12-4 Forskjellige X_d' til venstre, korresponderende $P_{Eq}'(\delta')$ til høyre.....	69
Figur 12-5 Oscillasjoner i hastighet (ω) og polhjulsvinkel (δ')	70
Figur 12-6 Endring i polhjulsvinkel for forskjellige treghetskonstanter	71
Figur 12-7 $P_{Eq}'(\delta')$ for synkrongenerator i Tveita ved merkedrift	72
Figur 12-8 Påvirkning av tilgjengelige areal ved ulike driftspunkt.....	73
Figur 12-9 Stående svingninger ved $P=3.0$ MW	74
Figur 12-10 Resultat ved implementering av dempekonstant for Tveita ved $P=3.0$ MW	75
Figur 12-11 Forskjellige H-konstanter for Tveita ved $P=3.0$ MW	76
Figur 12-12 Reguleringsområde som gir transient stabilitet mot FRT-forløp	78
Figur 12-13 Anbefalte reaktansverdier ved forskjellige belastningsgrader	81
Figur 12-14 Anbefalte reaktansverdier ved $X_q/X_d=0.65$	82
Figur 12-15 Verifisering av matematiske beregninger	83
Figur 13-1 Endring i P_{Eq}' -kurver i intervallet 0.3-0.85 sekunder.....	85
Figur 13-2 Sammenligning opprinnelig FRT-forløp og stegvis spenningsendring	86

Tabelloversikt

Tabell 2-1 Krav til produksjonsanlegg over 1 MVA [9].....	7
Tabell 2-2 Krav, spenningsvariasjon sluttbruker [11].....	7
Tabell 3-1 Oversikt planlagte småkraftverk.....	15
Tabell 3-2 Oversikt over småkraftpotensial og kapasitet [3]	17
Tabell 3-3 Oversikt pr sekundærstasjon.....	17
Tabell 4-1 Stabilitetskategorier	19
Tabell 6-1 Oversikt relevante verdier.....	39
Tabell 9-1 Antall aggregat, og lengde, på avganger i distribusjonsnettet	50
Tabell 9-2 Lastflyt ved null produksjon for henholdsvis tung- og lettlast	51
Tabell 9-3 Tap ved null ny produksjon for henholdsvis tung- og lettlast	51
Tabell 9-4 Redusert $\cos\phi$ trinn 2	54
Tabell 9-5 Oversikt korrigert produksjon alle trinn (lettlast).....	56
Tabell 9-6 Lastflyt ved full produksjon (negativ fortegn indikerer eksport)	57
Tabell 9-7 Tap ved full ny produksjon.....	57
Tabell 10-1 Egenverdier relatert til ny produksjon trinn 1.....	60
Tabell 11-1 Oversikt komplekse egenverdier meg og uten PSS	63
Tabell 12-1 Parameterverdier for testgenerator	66
Tabell 12-2 Parameterverdier for generatorer i utbyggingstrinn 1	72
Tabell 12-3 Sammenligning av maksimal tillatte produksjon for metodene	79

1 Introduksjon

Innledning

Med betydelig økt fokus rundt energi- og miljøspørsmål har interessen rundt fornybare energikilder økt betraktelig i Norge. Et stadig voksende forbruk av elektrisk energi, i tillegg til ulike begrensninger med tanke på miljøaspekter angående hvordan elektrisk energi kan produseres, har medført at innføring av små vannkraftverk har blitt svært aktuelt flere steder i landet.

Små vannkraftverk, også omtalt som distribuert produksjon DG ("Distributed Generation"), kategoriseres vanligvis etter nominell elektrisk effekt på følgende måte [1];

Mikrokraftverk: Under 100 KW

Minikraftverk: Mellom 100 KW og 1000 KW

Småkraftverk: Fra 1 til 10 MW

I perioden fra 2001 til 2006 ble totalt 79 nye småkraftverk bygd i Norge. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) ga i 2008 konsesjon til 42 nye småkraftverk. Totalt har NVE godkjent 200 nye vannkraftverk (1 – 10 MW) de siste fem årene. [2] Utbyggingen medfører at småkraftverk vil være med på å gi økning i total kraftproduksjon, en økning som vil være relativt betydelig mange steder i Norge.

Integrasjon av småkraftverk har vist seg å medføre rekke utfordringer med tanke på både spenning og stabilitet i de berørte tilknytningsområdene. Dette gjelder særlig i områder hvor småkraftverk er tilkoblet til distribusjonsnett. Distribusjonsnett knytter sammen lavspenningsnett og regionalnett, har ofte radiell struktur og er som oftest ikke dimensjonert for innmating av større mengder effekt. Disse problemstillingene krever derfor undersøkelser og analysearbeid, noe som er avgjørende for å kunne vurdere om integrasjonen er realiserbar og forsvarlig både elektrisk og økonomisk.

Prosjektbeskrivelse

Masteroppgaven bygger videre på prosjektoppgave utført høsten 2010. Arbeidet er også en videreføring av tidligere studentoppgaver utført i perioden 2008-09. Tidligere oppgaver ble utført grunnet planlagt tilkobling av ny vindkraftproduksjon, og det ble gjort analyser for samme forsyningsområde som omhandles i denne masteroppgaven.

Oppgaven er initiert av at det i Fusa kommune i Hordaland fylke er kommet signaler om at det blir satset på å bygge en betydelig mengde ny vannkraft de nærmeste årene. Vannkraftproduksjonen vil være basert på å anlegge nye småkraftverk i Fusa Kraftlags distribusjonsnett samt i Sunnhordland Kraftlags regionalnett. Prosjektene med de forskjellige småkraftverkene er foreløpig på forskjellige stadier i utviklingsfasen. Over 20 aggregat skal integreres, hvor alle utenom ett har en merkeytelse på under 5.0 MW. For å kartlegge innvirkningen av en slik utbygging er det, som en del av denne masteroppgaven, utført et antall analyser på det aktuelle systemet. Analysene er benyttet som grunnlag for å finne realiserbare løsninger og forslag til utbedring av eventuelle problem.

Omfang

Arbeidet beskrevet i rapporten retter fokus mot problemstillinger knyttet til integrasjon av ny fornybar vannkraftproduksjon i de berørte kraftnettene. Hovedfokus analysemessig er lagt til deler av distribusjonsnett hvor det antas at det oppstår størst utfordringer. Modellene benytta i arbeidet er videreutviklinger av tidligere utarbeida modeller i nevnte studentoppgaver.

Det er utført en rekke beregninger og analyser, både på ulike nettdeler og forskjellige involverte komponenter. Elektrisk tilstand i distribusjonsnett er kartlagt både før og etter integrasjon av ny produksjon. I tillegg er det gjort analyser for forskjellige stadier av integrasjonen. Enkelte av de nye småkraftverkene er tillagt et større fokus enn andre, dette for å bedre kunne finne tilfredsstillende løsninger som beror på relativt grundige analyser.

Begrensninger

Modell av nettområdet utviklet i de tidligere prosjektoppgavene er benyttet som utgangspunkt for utvikling av nye modeller. Forskjellige endringer av topologi og komponenter i nettet medførte at justeringer av eksisterende modeller ble nødvendig. Modeller av typen som benyttes i dette arbeidet krever relativt mange parametre for å sikre god nøyaktighet. I enkelte tilfeller har det vært problem med å fremskaffe nøyaktige og oppdaterte data, noe som har medført at en del forenklinger er foretatt. Det er også benytta modeller av enkelte komponenter fra tilsvarende arbeid. Dette gjelder særlig for komponenter som ikke er direkte berørt av oppgavens hovedfokus.

Nettets område og utstrekning anses som relativt stort og omfattende, noe som medfører at en rekke forskjellige situasjoner og tilstander kan opptre. Å kartlegge hvert enkelt tilfelle vil være ekstremt tidkrevende og muligens unødvendig i de fleste sammenhenger. På grunn av

dette er det forsøkt å fokusere på de mest interessante områdene og situasjonene som forventes å kunne oppstå. Aller størst fokus er det viet de småkraftverkene som enten er realisert eller er nærmest forestående.

Rapportens oppbygging

Rapporten er delt inn i fire hoveddeler. Del I omhandler generell teori og bakgrunnsgrunnlag for arbeidet. Generelle aspekt om temaet er inkludert, da med tanke på tilkobling, retningslinjer og teknologier. Aktuelt nettområde med sine inndelinger og eksisterende produksjon er også beskrevet her. I tillegg er det inkludert et kapittel som beskriver generell stabilitetsteori i kraftsystemer. Siste kapittel i del I beskriver betraktninger rundt generell lastflyt og hvilke forutsetninger som må være tilstede for slike analyser.

Del II beskriver de forskjellige metodene og verktøyene som er benytta. En del av teorien beskrevet i del I er også vist her i form av mer praktiske eksempler retta mot aktuelt distribusjonsnett. Grunnlag for de fleste transiente analysene er beskrevet i siste kapittel i denne delen, og dette anses derfor som et svært viktig delkapittel av denne rapporten.

I del III er resultat fra analysene presentert og diskutert. Resultatene er delt inn etter forskjellige fokus fra arbeidet og rekkefølgen er den samme som under utførelsen av analysene. De forskjellige resultatene er oppsummert og diskutert underveis i de tilhørende kapitlene. Siste kapittel i denne delen presenterer en vurdering av noen av metodene som er benyttet eller utviklet, hvor sammenligning med dynamisk analyseprogram er brukt som referanse.

Siste del (del IV) oppsummerer det totale arbeidet og presenterer konklusjoner for resultatene vist i del III. Et eget kapittel beskriver forslag for videre arbeid innenfor noen av de samme temaene.

2 Generelt om distribuert produksjon

Det siste tiåret har interessen for å bygge små vannkraftverk økt i Norge. Interessen skyldes blant annet økt elektrisk energibehov og forventninger om høyere strømpris. Det finnes i tillegg aspekter angående politisk aksept og tilskudd fra såkalte grønne sertifikater¹, noe som bidrar positivt på motivasjonen for å etablere denne typen produksjon. Antatt energipotensial for kraftverk i kategorien små kraftverk er estimert til om lag 10 TWh på landsbasis. [1] Fra 2010 skal også konsesjonssøknader for mini- og mikrokraftverk behandles på fylkeskommunalt plan, noe som er ment å gi en kortere behandlingstid. [3]

Det finnes mange leverandører som tilbyr varierende kvalitet og pris på produkter til bruk i denne delen av bransjen. Leverandører som har tilpasset seg store kraftverksutbygginger kan ofte tilby god kvalitet på utstyr de leverer, men blir fort utkonkurrert på pris sammenlignet med mindre (ofte relativt nyetablerte) leverandører. Det finnes imidlertid eksempler på anlegg etablert i den senere tid som ikke har den kvaliteten som er ønskelig. Et turbinhavari som følge av underdimensjonering kan for eksempel være nok til at utbygger går konkurs dersom det ikke finnes tilstrekkelig med forsikringer og oppfølginger fra leverandør. Eksisterende nett hvor ny produksjon tilkobles blir påvirket i form av at toveis effektflyt vil oppstå, noe som medfører blant annet:

- Økte kortslutningsstrømmer
- Økt bryterpåkjenning
- Effektpendlinger
- Ustabilitet

Problemer som følge av feil eller for dårlig utstyr i småkraftverk vil skape uønska situasjoner for både netteiere og utbyggere. Utfordringene med distribuert produksjon kan altså være mange, og derfor gjøres det mye forskningsarbeid på temaet blant forskjellige aktører i bransjen.

Innenfor bransjen jobbes det med å utvikle metoder for kvalitetskontroll av utstyr til denne typen anlegg. Blant annet har Norges vassdrags- og energidirektorat, sammen med NTNU, tatt initiativ til å få bygget et kontrolllaboratorium for små turbiner som selges i det norske markedet. [1] Kontrollaboratoriet utsteder nøytrale sertifikat om blant annet virkningsgrad for turbiner som testes, noe som igjen kan brukes av leverandører i markedsføring. I tillegg jobbes det med å utvikle og etablering av retningslinjer særlig tilpasset formålet, som da ivaretar både netteiers og utbyggers interesser på en best mulig måte.

¹ Den 8.12.2010 undertegnet olje- og energiminister Terje Riis-Johansen en avtale med den svenske regjeringen om felles sertifikatordning, noe som antas å gi en akselerert utbygging av vind- og småkraft i Norge.

2.1 Tilkobling i eksisterende nett

Som nevnt vil tilkobling av distribuert produksjon i eksisterende nett være opphav til en rekke utfordringer som må tas med i betraktningen når slik produksjon skal etableres. Eksisterende nett, da særlig på distribusjonsnivå, har ofte radiell struktur og er designet for innmating kun i ene enden. Spenningen i slike nett vil da være høyest i innmatingspunktet og lavest på linjeenden. Innføring av DG-enheter i slike nett vil gi en toveis effektflyt, noe som gir endring i både strøm- og spenningsforhold. Spenningsfordeling langs linjen vil dermed ikke ha samme profil som ved innmating kun i ene enden.

I feiltilfeller vil DG-enheter påvirke systemet de står i. Størrelse på den aktuelle påvirkningen vil avhenge av flere faktorer, blant annet:

- Installert effekt (merkeytelse)
- Produksjonsnivå (aktiv- og reaktiv effekt)
- Spenningsnivå
- Type utstyr

Innføring av denne typen produksjon vil derfor medføre behov for nye vernutrustinger og innstillinger i nettet. [2] Det finnes ulike typer vern for formålet, men ofte blir kostnader ved integrasjon av disse medvirkende til at forenkla løsninger velges. [2,15]

DG-enheter vil som oftest produsere maksimal effekt i perioder med mye nedbør, da gjerne på våren eller høsten. I disse periodene er det som oftest et relativt lavt effektbehov blant forbrukere i nettet (spesielt ikke-industrielle). Det motsatte vil skje i vinterhalvåret, da med lite tilsig av vann (lite/ingen produksjon i DG-enheter) og høye effektbehov i nettet. Dette er illustrert i Figur 2-1, hentet fra [9]. Slike produksjonsforløp vil være gjeldende i mange områder med høyt innslag av distribuert produksjon, og må vies hensyn med tanke på innvirkning av dette i nettet.



Figur 2-1 Produksjon DG-enheter (søylor) kontra last (graf) fra uke 1 til uke 52 [9]

2.2 Krav til leveringssikkerhet (Tekniske funksjonskrav)

Funksjonskrav for småkraftverk er beskrevet i *Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW til distribusjonsnettet*, utarbeidet av SINTEF Energi AS (november 2006). [2] I dokumentet er det tatt utgangspunkt i nasjonale og internasjonale forskrifter, internasjonale normer og tilsvarende retningslinjer som er tilgjengelig fra andre land.

Et nettselskap må forholde seg til bestemte krav om leveringskvalitet i sine nett. Derfor vil prosessen med å få tilknyttet en DG-enhet være et samspill mellom nettselskap og utbygger. Klare retningslinjer for teknisk utstyr vil være viktige for å oppnå et best mulig resultat. Nettselskapets ansvar er å tilpasse konkrete grenseverdier til aktuelle nettforhold og lokale forhold, slik at overordnede systemkrav opprettholdes. Innmatingskunde er ansvarlig for at DG-enhet bygges, designes, igangsettes og driftes i henhold til gitte retningslinjer slik at de overordnede systemkrav opprettholdes på en best mulig måte. [2]

Hvilke krav som skal stilles til DG-enheter må samsvare med hvilken påvirkning aktuell enhet har i nettet den står i. Det vil ikke være hensiktsmessig å ha felles krav for alle enheter fordi faktorer som plassering, type, installert effekt, produksjon og spenningsnivå vil være avgjørende for påvirkning i tilkoblet nett.

2.2.1 Leveringskvalitet

Funksjonskrav i kraftsystemet FIKS [9], utgitt av Statnett SF og gjeldende fra 1.mai 2008 beskriver veiledende krav for alle produksjonsanlegg tilknyttet direkte i regional- og sentralnettet. For produksjonsanlegg med ytelse over 1 MVA beskrives følgende funksjonsområde:

Tabell 2-1 Krav til produksjonsanlegg over 1 MVA [9]

Frekvens [Hz]	Spenning [pu]	Varighet
45.0 - 47.5	0.90 - 1.05	> 20s
47.5 - 49.0	0.90 - 1.05	> 30 min
49.0 - 52.0	0.90 - 1.05	Kontinuerlig
52.0 - 53.0	0.90 - 1.05	> 30 min
53.0 - 55.0	0.90 - 1.05	> 20s
55.0 - 57.0	0.90 - 1.05	> 10s

På generell basis forutsettes det at en tilkobling av DG-enhet ikke medfører problem for drift av nett eller forringet leveringskvalitet. For å kartlegge leveringsparametre må disse måles i henhold til *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet* [11]. En DG-enhet skal for eksempel ikke føre til større variasjon i stasjonær spenning hos sluttforbruker enn det som er listet opp i Tabell 2-2.

Tabell 2-2 Krav, spenningsvariasjon sluttbruker [11]

Maksimum spenning	Un + 8 %
Minimum spenning	Un – 6 %

Med stasjonær spenning menes spenning målt over ett minutt, hvor måling foretas i tilknytningspunkt. Maksimum spenning, eller høyeste tillatte spenning, skal normalt beregnes ut fra driftsituasjon med høy produksjon og lav last. Minste tillatte spenning beregnes ved høy last og lav produksjon.

Hvilke tillatte spenningsprang i tilknytningspunkter som gjelder, avhenger av DG-enhetens størrelse og av type nett den er koblet til i. Enheter med effektproduksjon over 250 kW i høyspenningsnett eller over 50 kW i lavspenningsnett må ikke medføre et spenningsprang på over 4 % som følge av innkobling, gjeninnkobling etter feil, eller momentan frakobling. Enheter med maksimum effektproduksjon under 250 kW i høyspenningsnettet eller under 50 kW i lavspenningsnettet er underlagt krav om 3 % for samme hendelser.

For enheter som et transient stabile kan det tillates et spenningsstrang på inntil 10 % i lavspenningsnettet eller 6 % i høyspenningsnettet ved momentan frakobling grunnet feil. [2] Dette gjelder dersom enhetene ikke frakobles som følge av store spenningsvariasjoner eller feil i naboavganger.

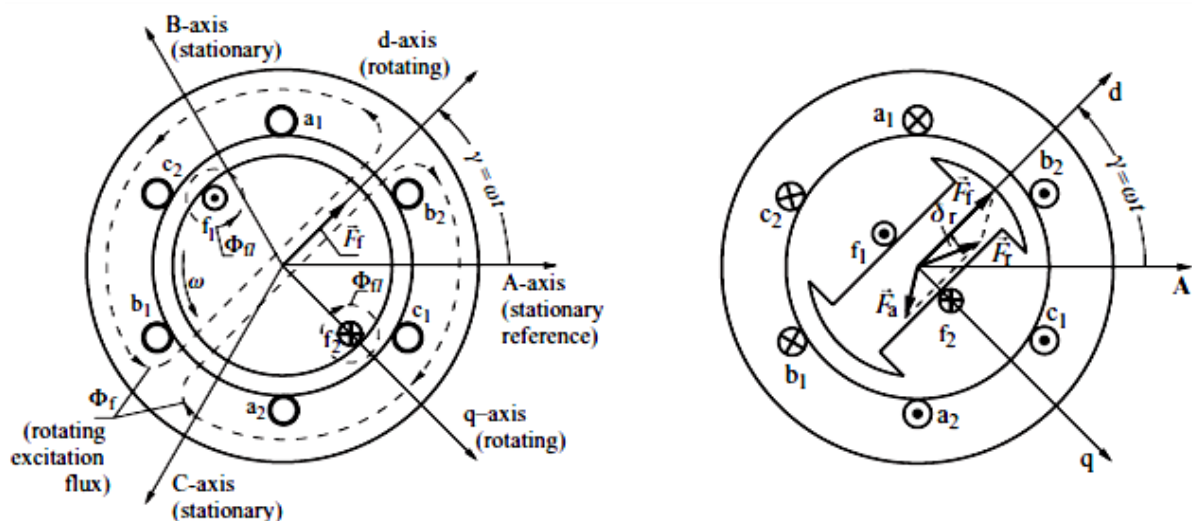
2.3 Teknologier

2.3.1 Generatore

En generator er en energiomformer som omformer mekanisk energi til elektrisk energi. Vanlig løsning for små kraftverk er at generatorens aksling kobles direkte til turbinhjulet uten bruk av gir eller lignende. Generatoren er bygd opp av en stasjonær del (stator) og en roterende del (rotor). I små vannkraftverk benyttes vanligvis vekselstrømsmaskiner. Synkrongenerator og asynkrongenerator er i hovedsak de to generatortypene som benyttes for formålet. [25]

2.3.2 Synkrongenerator

Stator i en synkrongenerator består av en trefase ankervikling som tilkobles strømmnettet. Rotor består av en likestrøms feltvikling som forsynes fra en likestrømskilde. Synkrongeneratorens rotor kan ha to forskjellige utforminger: sylindriske (glatte) eller utpregede poler, hvor utpregede poler vanligvis benyttes ved tilkobling til vannkraftturbiner. Figur 2-2 viser prinsippskisse for synkronmaskin med sylindrisk rotor til venstre og utpregede poler til høyre. Generatore med sylindrisk rotor benyttes vanligvis i forbindelse med høyhastighetsturbiner, mens utprega poler er vanlig teknologi for lavere hastigheter. [4,5]



Figur 2-2 Synkronmaskin med sylindrisk rotor (venstre) og utpregede poler (høyre) [4]

Figur 2-2 viser representasjon av den trefasede statorviklinga (A, B og C) også ved hjelp av et to-akse system, bestående av en direkte-akse (d-akse) og en quadratur-akse (q-akse). Dette akse-systemet (d-q) benyttes i hovedsak i denne rapporten. Representasjonen er ikke avgjørende for å kunne forstå synkronmaskinen, men medfører at en del forenklinger kan foretas ved forskjellige utledninger. Systemets rotasjonshastighet tilsvarer hastigheten til rotoren (ω), mens synkron hastighet refererer til statorfeltets hastighet (ω_s).

Ved magnetisering av rotors feltvikling genereres et roterende fluksfelt Φ_f . Pila på stiplet linje til venstre i Figur 2-2 viser retning til denne fluksen. Vektoren \vec{F}_f viser retning til magnetomotorisk kraft som produseres av feltstrømmen. Denne kraften roterer med en fast hastighet proporsjonal med omdreiningstallet på rotor.

En synkrongenerator koblet til et stivt nett vil utvikle en roterende magnetomotorisk kraft i stator med hastighet proporsjonal til nettfrekvensen. I normal drift vil rotor rotere synkront med stator. Generators omdreiningshastighet vil da være bestemt av nettfrekvens etter likningen

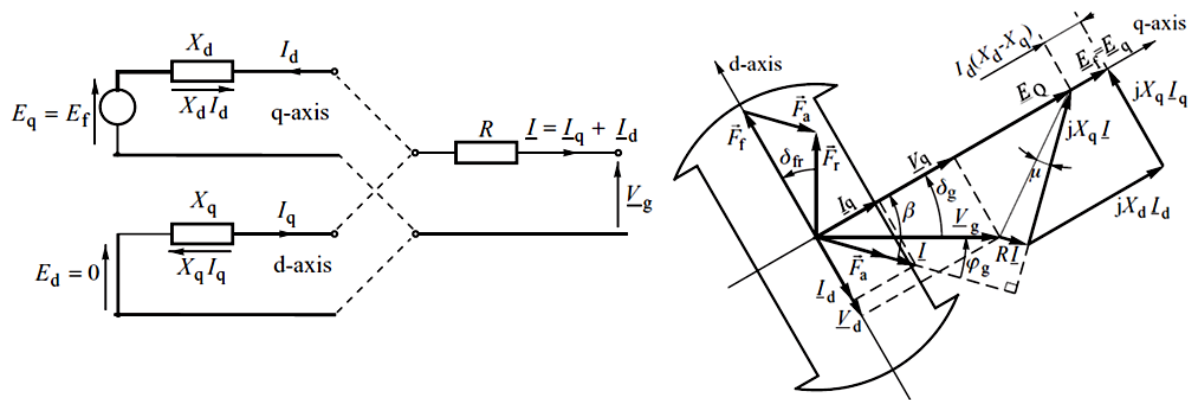
$$n_s = \frac{f \cdot 120}{p} \quad (2.1)$$

hvor n er omdreiningshastighet [rpm], f er nettfrekvens og p er antall poler. [4]

Styrken på rotorfelt er avhenging av størrelsen på feltstrømmen. [4] Et høyt turbinmoment vil kreve et sterkere felt enn for lave moment, dette for å unngå at generator mister synkronisme (polslipp). I tillegg til dette er reaktiv effektproduksjon bestemt og regulert av feltstrøm. Dersom tilført magnetiseringsstrøm tilsvarer en feltspenning over merkeverdi, vil en synkrongenerator produsere (levere) reaktiv effekt. Tilsvarende motsatt for en magnetiseringsstrøm som gir en feltspenning under merkeverdi, hvor da synkrongeneratoren vil trekke (importere) reaktiv effekt. Rotors feltvikling kan erstattes av permanentmagneter. Dette vil kunne være med på å øke virkningsgraden til generatoren, men mulighet for å justere feltstyrke i rotor faller da bort. [5]

Ekvivalentskjema og viserdiagram

Figur 2-3 viser ekvivalentskjema og viserdiagram for en synkronmaskin med utprega poler koblet mot et nett via en transformator. Skjemaet representerer en svært vanlig kobling i vannkraftverk, og prinsippet beskrevet for denne typen maskin vil være det samme som for maskiner med sylindrisk rotor. For ytterligere beskrivelse vises til [4].



Figur 2-3 Ekvivalentskjema og viserdiagram for blokkoblet synkronmaskin [4]

Det kan ut i fra skjemaet og teori i [4] vises at følgende formel for levert effekt gjelder når resistansen R neglisjeres

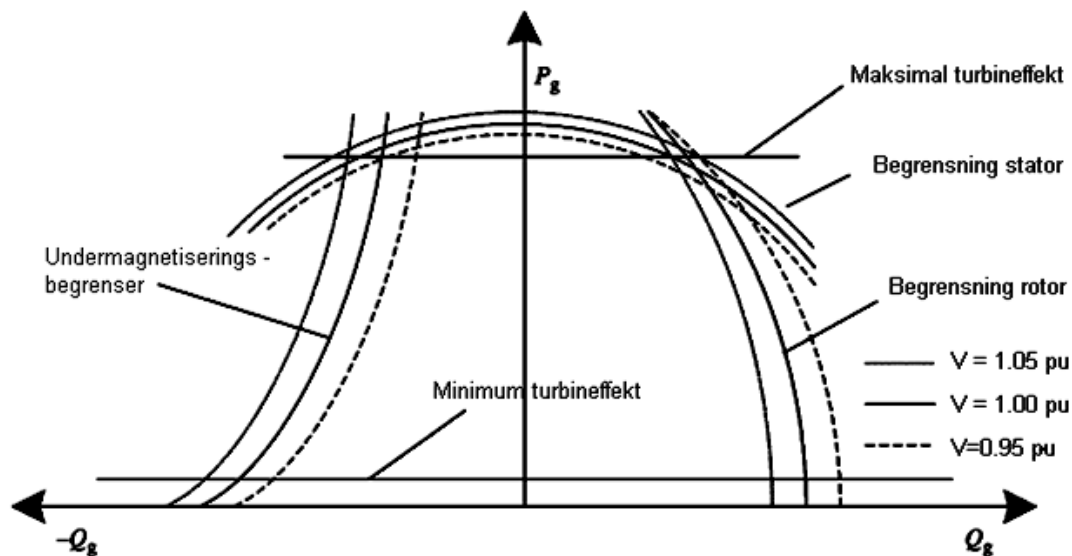
$$P = \frac{E_q V}{x_d} \sin \delta_{gt} + \frac{V^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta_{gt} \quad (2.2)$$

hvor P er effekt, E_q er induert intern spenning, δ_{gt} er vinkel mellom induert spenning og klemmespenning, V er nettspenning, X_d er synkronreaktans langs d-akse og X_q er synkronreaktans langs q-akse.

Siste del av likning (2.2) kalles reluktanseffekt, og opptrer bare i maskiner med ikke-uniformt luftgap (maskiner med utprega poler).

Ofte er det interessant å analysere hvordan en synkrogenerator responderer på feil og forstyrrelser den utsettes for. Ved denne typen analyser på synkronmaskiner er det vanlig å dele opp forstyrrelsen i tre forskjellige tidsperioder. Tiden nærmest etter forstyrrelsen kalles sub-transient periode. I dette tidsintervallet tvinges statorfluks ut av sin vanlige sti som følge av induerte strømmer i rotorfelt og dempeviklinger. Deretter følger transient periode. Her går statorfluks igjen i dempeviklingene (størst motstand i dempeviklinger sørger for at induert strøm her svekkes først). Indusert feltstrøm som følge av forstyrrelse, avtar med tid, og etter hvert opprettes stasjonær tilstand for synkronmaskinen.

Synkrogeneratoren er som nevnt en kilde til både aktiv og reaktiv effekt. Ved å ta utgangspunkt i likninger som beskriver effekt for generator, i tillegg til aktuelle vernbegrensninger i generator og utrustning fra [4], kan et såkalt kapabilitetsdiagram settes opp.



Figur 2-4 Eksempel på kapabilitetsdiagram for synkronmaskin

Kapabilitetsdiagrammet, vist i Figur 2-4, beskriver området synkrogeneratoren vanligvis driftes i. Positive verdier for effekt indikerer produksjon, negative indikerer import. Begrensningene i diagrammet sørger for at uønsket drift ikke oppstår. Med uønsket drift menes for eksempel import av aktiv effekt (motordrift), for svakt magnetisk felt i rotor (polslipp) eller overoppheting av stator- eller rotorvikling som følge av for høy strøm.

Magnetisering

Hovedformålet til et magnetiseringssystem er å forsyne likestrøm til synkronmaskinens feltvikling. Forskjellige reguleringsmuligheter og vernfunksjoner kan også oppnås ved å kunne kontrollere feltstrøm. Spenning og reaktiv effektflyt kan kontrolleres, noe som igjen er med på å forbedre stabiliteten til systemet. Aktuelle vernfunksjoner kan være å holde synkronmaskinen, magnetiseringssystem og annet utstyr innenfor gitte grenseverdier. [6]

Det finnes flere løsninger for hvordan en synkrogenerator kan magnetiseres. Ulike typer deles inn i tre hovedkategorier etter hvilken magnetiseringskilde som benyttes, da som DC-, AC-, eller Statisk magnetiseringssystem. De to førstnevnte benevnes som roterende magnetiseringer, mens i den siste er alle komponentene som forsyner magnetiseringsstrømmen statiske. Magnetiseringsprinsipp er ikke videre beskrevet i denne rapporten, men det vises til blant annet [4, 13] for ytterligere informasjon.

2.3.3 Asynkrogenerator

I følge tilgjengelig dokumentasjon er det ikke installert noen småkraftverk med asynkrogenerator i aktuelt nett. For å begrense oppgaven og arbeidsmengde er det ikke utført analyser eller simuleringer med asynkrogeneratorer i nye småkraftverk, og derfor er ikke denne teknologien beskrevet videre i denne rapporten.

3 Beskrivelse av aktuelt nettområde

Kraftsystemutredning for Sunnhordland og Nord-Rogaland

Dette kapitlet er skrevet med hovedbakgrunn i *Grunnlagsrapport for Kraftsystemutredning for Sunnhordland og Nord-Rogaland*. [3] Denne rapporten er et grunnlagsdokument som beskriver en oversikt over dagens kraftforsynings situasjon i det aktuelle området. Hovedmålet med rapporten er å legge til rette for effektive og samfunnsøkonomiske optimale kraftnett i regionen. Rapporten drøfter forskjellige utbyggingsalternativ, og gir oversikt over forskjellige produksjonskilder (både eksisterende og planlagte kilder).

I rapporten er det beskrevet tre forskjellige scenarier for hvordan produksjon og forbruk sannsynligvis vil utvikle seg, da som

Miljøalternativet

Forventet utvikling

Industrialalternativet

Alternativene har en tidsramme frem til 2020, med hovedvekt på perioden 2010-2016. Disse benyttes for å kunne sette opp ulike scenarier for samfunnsutviklinga, og derav hvordan kraftbalansen vil bli påvirket og hvilke tiltak som vil kunne bli nødvendig.

Miljøalternativet legger til grunn moderat økonomisk vekst og større satsing på klimapolitikken og fornybar kraft. Alternativet forutsetter at kraftprisene vil øke slik at det blir mer lønnsomt å etablere fornybar kraft. Noe større innslag av småkraftverk er forventet her i forhold til *Forventet utvikling*. En økning på 0.8 % i alminnelig forbruk forventes.

Forventet utvikling legger en svak økonomisk vekst til grunn, samt moderat evne og vilje til å satse på klimapolitikk og fornybar kraft. En del småkraftverk vil bli etablert, i tillegg til noe vindkraft. Kraftkrevende industri vil ha et noenlunde stabilt behov i perioden, og det forventes et 1.0 % årlig økning i alminnelig forbruk.

Industrialalternativet baseres på en god økonomisk vekst og moderat satsing på klimapolitikken og fornybar kraft. Alternativet forutsetter at industri har gode rammevilkår som følge av en relativt lav kraftpris. Her forventes det også en økning på 1.0 % i alminnelig forbruk.

3.1 Sunnhordland Kraftlag (SKL)

SKL er eier og har driftansvaret for et omfattende regional- og sentralnett i Sunnhordland og på Haugalandet (se Vedlegg 2.1 for geografisk plassering). Samlet trasélengde er 580 km, og spenningsnivå er i all hovedsak 66 kV og 300 kV. Totalt inngår 20 transformatorstasjoner i nettet. Det meste av energitransporten skjer i regionalnettet. Dette nettet har utgangspunkt i Blåfalli og er delt i to hovedgreiner: Sunnhordlandsnettet som forgreiner seg til kommunene Kvinnherad, Tysnes, Stord, Bømlo, Fitjar, Austevoll og Fusa, og nettet mot Etne, Ølen og Haugalandområdet [28]. I 2007 kjøpte SKL distribusjonsnettet i Stord kommune, og fikk med det et nytt nettnivå. SKL har nå et distribusjonsnett med samlet trasélengde på 629 km, hvor 363 km består av kabeloverføring. [28]

3.2 Sentralnett

SKL er sammen med Statnett og Haugaland Kraft (HK) eier av sentralnett i Sunnhordland og Nord-Rogaland. Nettet består av ringforbindelsene Sauda – Kvinnherad – Haugesund – Karmøy – Kårstø – Sauda, og Sauda – Hylene - Surdal og Sauda – Nesflaten. Nettet har 300 kV driftspenning. Delen av nettet som eies av SKL består av 67 km luftlinje og 11.4 km kabel. Nettet er delvis parallelt med regionalnettsanleggene i området, og utgjør knutepunktene til omverdenen for regionen.

Tunglast i regionen var i 2008 omtrent 1450 MW, middellast 1200 MW og lettlast 1080 MW. Import av kraft til regionen skjer over Sauda – Nesflaten og Sauda – Hylene, også kalt "Saudasnittet". Begge disse overføringene er å anse som flaskehals i systemet. Ny 300 kV linje Sauda – Liastølen er vedtatt bygd med planlagt idriftsettelse høsten 2011. Denne linjen vil øke systemets kapasitet sørover fra regionen. Planlagte utbygginger, både i form av vindkraft og småkraft, vil føre til at det i perioder vil være stor eksport ut av regionen.

Statnett har fått konsesjon på den omstride 420 kV forbindelsen Sima – Samnanger. Dersom denne linjen bygges vil kapasitet og leveringssikkerhet øke i regionen. Statnett vurderer også fremtidig spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV, noe som også vil bidra positivt til forannevnte elementer.

3.3 Regionalnett

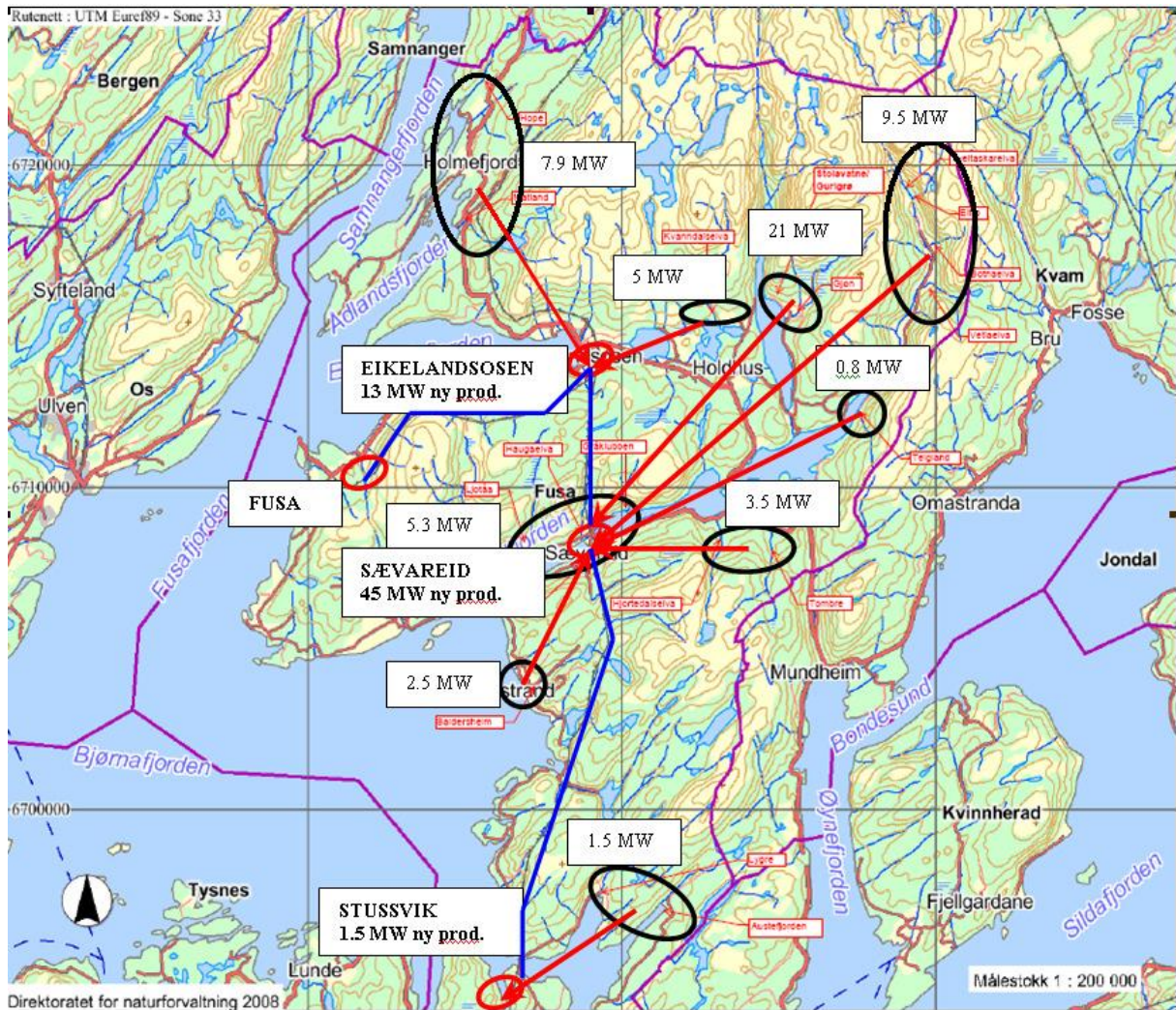
Sunnhordland Kraftlag er, sammen med Haugaland Kraft (HK) og Suldal Elverk, eier av regionalnettet i regionen. Regionalnettet er utbygd for en systemspenning på 72 kV og har en driftspenning på 66 kV. På landsbasis er denne systemspenninga forholdsvis lite utbredt,

men på grunn av at regionalnettet er bygd for å være tilpasset regionens distribusjonsnett, er det ikke et alternativ på det nåværende stadiet å vurdere andre spenningsnivå. Regionalnettet hvor SKL er eier består av 320 km luftlinje og 35 km kabel.

Regionalnettet kan sies å være relativt moderat belastet, selv i tunglastsituasjoner. Dette kommer mye av at 300 kV ringen Blåfalli – Stord – Spanne – Sauda benyttes som avlastning. SKLs hovedutfordringen i utredningsperioden vil være å utvikle regionalnettet slik at det imøtekommer samfunnsutviklinga basert på dagens rammevilkår. Det er i hovedsak eldre kraftlinjer som vurderes ombygd i nærmeste fremtid. Mange av de eldre kraftlinjene består av to parallelle linjer, og det sees på muligheten for å erstatte disse med felles masterekke. Samtidig er aspektet med parallelle linjer fordelaktig med tanke på vedlikehold, og det sees på muligheten for å beholde disse så lenge det er kostnadseffektivt forsvarlig.

3.4 Distribusjonsnett

Det foreligger som nevnt planer om etablering av nye vannkraftverk i Fusa Kraftlags distribusjonsnett. Etableringen er av en betydelig størrelsesorden, noe som medfører at konsekvensutredninger for etableringen er nødvendig. Maksimal produksjon for nyetableringen antas til ca 60 MW. I tillegg kommer også eksisterende produksjon i Eikelandsosen (maksimalt 30 MW) inn, noe som gir en total produksjon på 90 MW dersom alle planene realiseres. [10]



Figur 3-1 Geografisk oversikt for ny produksjon [10]

Figur 3-1 gir en oversikt over beliggenhet til planlagt produksjon. Ellipsene i figuren angir tilkobling direkte til distribusjonsnett, mens de røde pilene angir tilkobling mot regionalnett. Slik som illustrert, er det sekundærstasjonen i Sævareid som blir mest påvirket. Her kommer mesteparten av antatt ny produksjon inn. Et alternativ her er å overføre noe av ny produksjon mot Eikelandsosen i stedet for mot Sævareid.

Tabell 3-1 Oversikt planlagte småkraftverk

Innmating	Antall planlagte småkraftverk	Nominell effekt [MW]
Sævareid	15	26.9
Eikelandsosen	4	13.1
Stussvik	2	1.5

Tabell 3-1 viser antall planlagte småkraftverk og samlet effekt for de forskjellige innmatingene i FKs distribusjonsnett. Antallet beskriver alle anlegg, uavhengig av hvilket stadium i etableringsprosessen de er på. Blåaura Kraftverk (18 MW) er ikke tatt med i tabellen (planlagt tilkoblet regionalnettsnivå i Sævareid). Dette anlegget er av en slik størrelse at det må gjøres spesielle tiltak dersom dette skal tilkobles. [12]

3.5 Småkraft i området

Fra 2003 til 2009 økte mengden effekt fra små kraftverk fra rundt 30 MW til om lag 80 MW i regionen. [3] Aktuell region har et godt potensial for videre småkraftutbygging, og også her oppleves trenden med en økt interesse for utbygging. På grunn av tidkrevende saker som konsesjonsbehandling, grunnspørsmål og avtaler med berørte grunneiere, er det begrenset hvor nøyaktig utbyggingshastigheten kan prognoseres.

Gjennom forhåndsmeldte og konsesjonssøkte anlegg, i tillegg til kontakt med aktuelle kraftlag og utbyggere, er det i nevnte grunnlagsrapport satt opp prognoser basert på utviklingsalternativene som beskriver fremtidig utbygging. Miljøalternativet for 2016 tilsier 250 MW utbygd småkraft, og samme alternativ tilsier 310 MW for 2025. Kommunene Ente, Fusa, Kvinnherad og Suldal er de med størst potensial. I disse kommunene er det et problem med å få etablert gode nok overføringer for å kunne håndtere den potensielle produksjonen.

Tabell 3-2 viser samlet småkraftpotensial og vurdering av kapasitet i regionalnettet for de forskjellige kommunene i området. Av tabellen kan det observeres at det er kommunene Etne, Kvinnherad og Suldal som har størst potensial, samtidig som det foreligger omfattende utbyggingsplaner her. utfordringen vil være å få etablert et egnet kraftsystem for å klare å ta imot planlagt kraftøkning.

Tabell 3-2 Oversikt over småkraftpotensial og kapasitet [3]

Kommune	Småkraftpotensial [MW]	Merknader
Etne	87,3	Mangler kraftnett for utmating fra Rullestad-/Åkrafjord – området. Konesjonsprosess pågår.
Fitjar	9,9	God kapasitet i regionalnettet
Fusa	49,3	Noe kapasitet tilgjengelig, analysearbeid pågår.
Kvinnherad	138,1	Kapasitetsbegrensninger ved transformering i Mauranger og Blåfalli. Utbygging pågår.
Sauda	63,8	Behov for nytt 66 kV-anlegg i området.
Stord	5,0	God kapasitet i regionalnett
Suldal	133,9	God kapasitet i regionalnett
Tysnes	12,8	God kapasitet i regionalnett
Tysvær	7,3	God kapasitet i regionalnett
Vindafjord	40,4	God kapasitet i regionalnett
Andre kommuner	0,4	Ikke småkraftpotensial
Sum	605	

3.6 Prognose for utbygging i Fusa kommune

I Fusa Kraftlags distribusjonsnett er det totalt planer om 22 nye kraftverk, hvor 21 av disse ligger i kategorien småkraftverk. Vedlegg 9.3 viser en oversikt (fra SKL) over de forskjellige kraftverkene med tilhørende merkeytelse. I tillegg vises fire forskjellige utbyggingsstadier. Disse stadiene (trinn) er satt opp av SKL i samarbeid med forskjellige utbyggere på bakgrunn av prognosert utbyggingshastighet. Tabell i Vedlegg 9.4 viser mer detaljert hvordan etableringene fordeler seg på forskjellige avganger.

Tabell 3-3 Oversikt pr sekundærstasjon

Stasjon	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3	Trinn 4	Totalt
Stussvik	-	-	-	2	2
Sævareid	3	5	1	6	15
Eikelandsoen	1	-	2	1	4

I Tabell 3-3 vises en forenkla oversikt over prognosen for de forskjellige utbyggingstrinnene. I tabellen vises kun de tre sekundærstasjonene som blir berørt i ett eller flere trinn. Sævareid vil bli mest berørt i forhold til antall nye etableringer, i tillegg til også å bli utsatt for høyest mengde ny produksjon (se også Vedlegg 9.4).

4 Stabilitet i elkraftsystemet

4.1 Generelt

Stabilitet i elkraftsystemet har vært et svært viktig tema med tanke på sikker drift av elektriske systemer helt siden 1920-tallet. Flere store utfall av nettsystem, både på regionalt, nasjonalt og internasjonalt plan, har vært med på å fremheve fokus på dette fenomenet. Historisk sett har transient ustabilitet vært det største stabilitetsproblemet i de fleste elektriske system. Etter hvert som ulike typer nett har vokst seg større med flere tilkoblinger, radialer, nye teknologier, styringer, vern, og ikke minst generell økning i effektbehov og krav til elektrisk kvalitet, oppleves en stadig voksende oppmerksomhet rundt temaet.

Stabilitet i elkraftsystemet kan sammenlignes med stabiliteten til et hvert vilkårlig dynamisk system, og har samme matematiske underlag. Definisjon hentet fra [13] beskriver fenomenet på følgende måte: *Stabilitet i elkraftsystemet er systemets evne, for en gitt driftssituasjon, til å gjenvinne et likevektspunkt² etter å ha blitt utsatt for en fysisk forstyrrelse, med de fleste systemvariablene bundet slik at praktisk talt hele systemet forholder seg intakt.* Definisjonen retter seg mot sammenkoblede system som en helhet, selv om stabiliteten til en enkelt generator, eller grupper av generatorer, ofte kan være av størst interesse. I noen tilfeller kan det være ønskelig å kartlegge hvilken påvirkning en generator langt ut i et nett har på nettet ellers, dersom den for eksempel faller ut av synkronisme.

4.2 Forstyrrelser

Et typisk moderne kraftsystem er et høyst ulineært system som består av høyordens multivariable prosesser, hvis dynamiske respons påvirkes av et bredt spekter av enheter med forskjellige karakteristikk. [13] Ulike forstyrrelser vil påvirke systemet forskjellig. Forstyrrelser kategoriseres ofte som små eller store. Små forstyrrelser kan for eksempel være endringer i systemets lastsituasjon, mens med store forstyrrelser menes gjerne kortslutninger og generatorutfall. Det store spranget av feiltyper er en stor utfordring med tanke på stabilitet og kartlegging av denne. Systemet kan være stabilt rundt et likevektspunkt for en gitt forstyrrelse, mens det vil være ustabil for en annen type forstyrrelse.

Forskjellige typer forstyrrelser vil gi forskjellige typer dynamiske responser. Diverse faktorer som nettverkstopologi, driftsområde, type forstyrrelse og så videre, er alle med på å bidra med dynamiske krefter som forårsaker ubalanser, og som gir forskjellige typer ustabilitet. Tilstanden i ett system før en forstyrrelse inntreffer er like avgjørende for responsen som

² Med likevektspunkt menes likt forhold mellom mekanisk og elektrisk moment/effekt, for ytterligere beskrivelse vises det til [4] kapittel 5.3.

selve typen forstyrrelse. [13] Hvor stabilt et elektrisk system vil være kommer derfor an på evnen til å holde seg rundt likevektspunktet det hadde før forstyrrelse, eventuelt evnen til å innta et nytt likevektspunkt, etter å ha vært utsatt for en forstyrrelse.

4.3 Klassifisering

For å forstå fenomenene rundt stabilitet i et kraftsystem kan ikke dette sees på som et enkelt problem. På grunn av kompleksiteten og dimensjonen til alle ulike hendelser, vil det profiteres på bruk av passende mengde detaljer under analysearbeid. Stabilitetsanalyser kan forenkles betraktelig, også med tanke på identifisering av årsaker til forstyrrelser, ved å klassifisere stabilitet inn i passende kategorier. [6]

I dette prosjektet velges det å basere kategoriene slik det er gjort i for eksempel [24]. Det deles opp i tre hovedkategorier med tilhørende forskjellige underkategorier og forskjellig tidsperspektiv (se Tabell 4-1).

Tabell 4-1 Stabilitetskategorier

Påvirket systemvariabel	Størrelse på forstyrrelse	Tidsperspektiv
Polhjulsvinkel	Småsignalstabilitet	Kort
	Transient stabilitet	
Frekvens		Kort
		Lang
Spenning	Store forstyrrelser	Kort
	spenningsstabilitet	Lang
	Småsignal spenningsstabilitet	

Inndelingen er gjort ut fra hvilken type ustabilitet som vil kunne oppstå, størrelse til aktuell forstyrrelse og hvilket tidsperspektiv som benyttes for å anslå stabiliteten. Videre forklaringer i rapporten er hentet fra IEEE artikkel [13].

4.4 Polhjulsinkelstabilitet

Polhjulsinkel er definert som vinkel mellom q-akse og klemmespenning til en synkrongenerator. Stabiliteten refererer til en generators evne til å opprettholde synkronisme etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse. Stabiliteten bestemmes altså av evnen til å opprettholde/gjenvinne likevekt mellom elektrisk og mekanisk moment. Analysen av denne typen stabilitet er i hovedsak knyttet til elektromekaniske svingninger innad i et kraftsystem.

Hvor mye effekt en synkrongenerator produserer avhenger av polhjulsinkel (se likning (2.2)). Ved stasjonær drift er det likevekt mellom produksjon og forbruk av effekt, noe som tilsvarer konstant hastighet og polhjulsinkel for generatorene i systemet. Denne likevekten vil kunne påvirkes ved forstyrrelser, og endring i polhjulsinkel vil kunne oppstå. Svingninger vil langt på vei være individuelle for den enkelte generator i større systemer. Noen generatorer vil for eksempel ha raskere svingninger i polhjulsinkel i forhold til andre. Frekvens på disse svingningene bestemmes blant annet av design og utforming av generatorene (vekt og størrelse). Damping på svingefrekvens vil også bestemmes av mange av de samme faktorene.

Hvor stabilt et sammenkoblet system vil være avhenger av at svingningene skaper tilstrekkelig moment for å kunne gjenvinne likevekt. [6] Når en maskin utsettes for en endring i elektromekanisk moment, kan forstyrrelsen deles opp i to hovedkomponenter:

- Synkroniserende moment
- Dempende moment

Førstnevnte komponent er i fase med svingningene i polhjulsinkel, mens den siste er i fase med svingningene i hastighet. Begge komponentene er avgjørende for stabiliteten. Dersom førstnevnte er fraværende, vil aperiodiske eller ikke-oscillerende svingninger kunne oppstå. Manglende dempende moment vil kunne medføre oscillatorisk ustabilitet.

Tidsrammen for begge underkategoriene til polhjulsinkelstabilitet betraktes som kortsiktig, det vil si opp til ca 20 sekunder for store system.

4.4.1 Systemlikninger

I følge [4] og [6] (med flere) kan dynamikken i et turbin-generatorsystem beskrives ved hjelp av Newtons 2. lov på følgende måte

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D_d \omega_m = \tau_t - \tau_e \quad (4.1)$$

hvor J er totalt treghetsmoment for systemet [kgm^2], ω_m er hastighet på rotor [rad/s], D_d er dempekoeffesient [Nms], τ_t og τ_e er henholdsvis turbinmoment og elektrisk moment [Nm].

En eventuell forstyrrelse vil som nevnt medføre avvik mellom turbinmoment (mekanisk moment) og elektrisk moment, som igjen medfører hastighetsendringer for generatoren. Fortegn på avviket (forskjellen mellom τ_t og τ_e) vil avgjøre om systemet (generatoren) akselererer eller retarderer. Turbinmoment vil som regel ha lengre tidskonstanter for endring i forhold til elektrisk moment, som på sin side kan endres hurtig.

Rotorhastighet, eller mekanisk hastighet på generatoren, kan skrives som

$$\omega_m = \omega_{sm} + \Delta\omega_m = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (4.2)$$

hvor ω_{sm} er synkron hastighet og $\Delta\omega_m = d\delta_m/dt$ er hastighetsavvik i mekaniske radianer pr sekund.

Ved å sette inn likning (4.2) i likning (4.1), i tillegg til å multiplisere med ω_{sm} , finnes følgende likning

$$J \omega_{sm} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} + \omega_{sm} D_d \frac{d\delta_m}{dt} = \omega_{sm} (\tau_t - \tau_e) \quad (4.3)$$

Høyre side i likning (4.3) tilsvarer aktiv effekt fra turbin (P_m) og elektrisk effekt (P_e). Elektrisk effekt omtales også som luftgapseffekt [4], og vil i likning (4.3) ha dimensjonen watt [W]. Koeffisienten $J\omega_{sm}$ er vinkelmoment til rotor ved synkron hastighet, og ved å gi denne koeffisienten benevnningen M_m kan likningen omskrives til det som omtales i [4] og [6] som svingelikningen

$$M_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e - D_m \frac{d\delta_m}{dt} \quad (4.4)$$

Likning (4.4) kalles som nevnt over svingelikningen, og er den fundamentale likningen som benyttes for å beskrive rotordynamikk i denne typen systemer. Ofte skrives denne likningen om til to førsteordens differensiallikninger, da som

$$\begin{aligned} M \frac{d\Delta\omega}{dt} &= P_m - P_e - P_D = P_{aks} \\ \frac{d\delta}{dt} &= \Delta\omega \end{aligned} \quad (4.5)$$

Det vanlig å uttrykke vinkelmomentet ved hjelp av en normaliseringskonstant. Denne konstanten (H) omtales i denne rapporten som treghetskonstant, og er ment for å normalisere treghet (masse) til generatorene i forhold til de individuelle merkeverdiene (ytelse, hastighet og så videre), og har dimensjonen sekunder [s]. Konstanten H er i [4] definert som lagret kinetisk energi [MJ] ved synkron hastighet dividert på merkeytelse til generator etter følgende formler

$$H = \frac{0.5J\omega_{sm}^2}{S_n} \text{ og } M_m = \frac{2HS_n}{\omega_{sm}} \quad (4.6)$$

4.4.2 Dempende effekt

P_D fra likning (4.4) kalles dempende effekt og genereres i en synkrongenerators dempevikling(er). Tilstedeværelse av dempeviklinger, i tillegg til plassering av disse, er avgjørende for størrelse på den dempende effekten. Den effekten som genereres i dempeviklingene er i fase med hastighetsvariasjonene som vil kunne oppstå [6].

Utleddning av P_D er relativt komplisert, men ved hjelp av en del forenklinger kan uttrykk fremskaffes, se [4] side 174. I [4] vises den dempende effekten som en funksjon av polhjulsvinkel og hastighetsavvik etter formel

$$P_D = [D_d \sin^2 \delta + D_q \cos^2 \delta] \Delta\omega = D(\delta) \Delta\omega \quad (4.7)$$

hvor D_d og D_q er dempekoeffisienter i begge rotoraksene.

Koeffisientene i (4.7) vil på sin side bestemmes av transiente og subtransiente reaktanser for synkrongeneratoren, i tillegg til tidskonstanter og reaktanser i systemet ellers, etter likningene

$$D_d = V_s^2 \frac{X'_d - X''_d}{(X + X'_d)^2} \frac{X'_d}{X''_d} T_d'' \quad \text{og} \quad D_q = V_s^2 \frac{X'_q - X''_q}{(X + X'_q)^2} \frac{X'_q}{X''_q} T_q'' \quad (4.8)$$

Likning (4.8) inneholder en del forenklinger, og det vises til [4] for ytterligere beskrivelser. Senere i rapporten er modelleringen av synkrongenerator i SIMPOW beskrevet, hvor da dempefaktorene er beregnet og inkludert i modellen etter likningene vist i dette delkapitlet.

4.5 Småsignalstabilitet

Underkategorien bygger på forstyrrelser som er så små at systemlikningene (for eksempel likning (4.4) og (4.5)) kan lineariseres for bruk i analyseøyemed. Stabiliteten avhenger særlig av tilstanden i nettet før forstyrrelse. Manglende dempende momentkomponent er ofte grunn til forstyrrelser i denne kategorien. Problemet med denne typen forstyrrelser er avtagende i dagens moderne kraftsystem, noe som kommer av kontinuerlig regulering av spenning ved hjelp av moderne regulator teknologi. Fenomenet er likevel ikke totalt fraværende, da det kan oppstå som følge av at for eksempel feltstrømbegrensere i spenningsregulatorer begrenser reguleringspektret.

Svingninger, eller rotoroscillasjoner, som vil kunne oppstå i synkrongeneratorer deles vanligvis inn i tre forskjellige modus etter størrelsen på svingefrekvensen [6]:

- 1 Globale svingninger ("Global area"): Lavfrekvente oscillasjoner hvor de fleste (større) generatorer i systemet bidrar. Frekvens på oscillasjoner i dette moduset ligger i området 0.1 – 0.3 Hz.
- 2 Områdesvingninger ("Interarea modes"): En gruppe generatorer oscillerer mot et annet område i systemet. Frekvens på oscillasjoner i dette moduset ligger i området 0.3 – 0.7 Hz.
- 3 Lokale svingninger ("Local modes"): En, eller noen få, generator i et område oscillerer mot hverandre eller resten av systemet. Modusfrekvens i området 0.7 – 2.0 Hz.

Verdiene for oscillasjonsfrekvens listet opp over vil kunne variere for forskjellige system. For småkraftverk vil for eksempel lokale svingninger kunne ha en betydelig høyere frekvens enn 2.0 Hz [7].

4.5.1 Tilstand-rom modell

Oppførsel til dynamiske system kan representeres ved et n sett av førsteordens differensiallikninger på følgende måte [6]

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.9)$$

hvor n er ordenen til systemet og r er antall innganger.

Ved å bruke vektor-matrise notasjon kan dette skrives om til

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (4.10)$$

hvor

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

Første kolonnevektor x i (4.10) kalles tilstandsvektor, og innholdet i denne vektoren (matrisen) kalles tilstandsvariabler. Kolonnevektor u er inngangene til systemet (eksterne signal som kan påvirke systemet), og t er tida. For et system hvor tilstandsvariablene ikke er eksplisitte funksjoner av t , kan likningen (4.10) skrives som

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (4.11)$$

Det er ofte interessant å kartlegge hvordan utgangsvariablene til systemet påvirkes, og disse kan uttrykkes på følgende måte

$$y = g(x, u) \quad (4.12)$$

hvor

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \quad g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_n \end{bmatrix}$$

4.5.2 Linæranalyse

Ved å linearisere likningene (4.11) og (4.12) kan systemet beskrives på matriseformen

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u$$

og

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u$$

hvor A er tilstandsmatrise, B er kontrollmatrise, C er utgangsmatrise og D er tilbakekoblingsmatrise.

Ved hjelp av Laplacetransformasjon, og teknikker beskrevet i [6], kan polene til $\Delta x(s)$ og $\Delta y(s)$ finnes fra verdiene for A som oppfyller likningen

$$\det(sI - A) = 0$$

Verdiene for A som oppfyller likningen over vil være systemets egenverdier [6]. Dersom systemlikningene beskrevet i 4.4.1 (likning (4.5)) benyttes, kan følgende uttrykk for det gitte systemets egenverdier finnes

$$f_1(\delta, \omega) = \frac{d\delta(t)}{dt} = \Delta\omega = \omega(t) - \omega_{sm}$$

$$f_2(\delta, \omega) = \frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{\omega_{sm}}{2H} P_m - P_e - P_D$$

Tilstandsrom-form

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\omega} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} + B \Delta P_m$$

hvor

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \delta} & \frac{\partial f_1}{\partial \omega} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \delta} & \frac{\partial f_2}{\partial \omega} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial P_m} \\ \frac{\partial f_2}{\partial P_m} \end{bmatrix}$$

Ved å finne determinanten til A-matrisa kan altså egenverdiene til systemet beregnes etter likningene vist i dette delkapitlet. Det vises til [6] kapittel 12 for videre beskrivelse.

4.5.3 Egenverdier i kraftsystem

Systemets egenverdier vil kunne bestå av en realdel og en imaginærdel. Imaginærdel tilsvarer oscillasjonsfrekvens, mens realdel tilsvarer demping til oscillasjonene. Negativ realdel indikerer at svingningene dempes ut, mens det motsatte indikeres av positiv realdel (forsterkning). En realdel på 0 vil kunne gi stående oscillasjoner. Egenverdier med både realdel og imaginærdel kalles komplekskonjugerte par (λ), og beskriver altså svingemodus etter likningen

$$\lambda_{1,2} = \alpha \pm j\beta \quad (4.16)$$

hvor λ er egenverdien, α er absolutt demping og β er frekvens.

Analyseverktøy for denne typen system har vanligvis applikasjoner for å beregne systemets egenverdier, noe som gjør det praktisk mulig å beregne egenverdier for høy-ordens multivariable systemer.

I et senere kapittel (kapittel 11.1) i denne rapporten er en egenverdi for et innsvingningsforløp beregnet for hånd. Frekvensen til denne er funnet ved formel

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{T_2 - T_1} \quad (4.17)$$

hvor T er periodetida til forløpet.

Forløpets demping beregnes ved å benytte amplitudeforholdet (A) til svingningene, da etter likningen

$$A_1 = A e^{-\frac{T_1}{\tau}} \quad \text{og} \quad A_2 = A e^{-\frac{T_2}{\tau}}, \quad \text{som gir} \quad A = A_2 e^{\frac{T_2}{\tau}}$$

$$A_1 = e^{-\frac{T_1}{\tau}} A_2 e^{\frac{T_1}{\tau}} \quad (4.18)$$

Dempingen α kan da finnes som

$$\alpha = -\frac{1}{\tau} = \frac{\ln\left(\frac{A_1}{A_2}\right)}{T_2 - T_1}$$

Som et mål på hvordan en egenverdi påvirker systemet, brukes gjerne en relativ dempningsfaktor (ζ). I følge blant annet [4] regnes en relativ dempning på over 0.05 (5 %) som god relativ dempning. Den relative dempninga beregnes etter likningen

$$\zeta = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 - \beta^2}} \quad (4.19)$$

hvor α er absolutt demping, β er frekvens og ζ er relativ demping.

4.6 Transient stabilitet

Transient polhjulsinkelstabilitet angår større forstyrrelser som for eksempel kortslutning og bryterutfall. Transient stabilitet avhenger av både tilstand i systemet før forstyrrelse og størrelse på selve forstyrrelsen. Respons til system utsatt for slike forstyrrelser vil opptre i form av svingninger i polhjulsinkel for generatorene. Hvor stabilt systemet vil være avhenger av egenskapene til å opprettholde synkronismen. Det må bemerkes at et system kan være transient stabilt mot en type hendelse, men ikke mot en annen. På grunn av dette er det derfor vanskelig å karakterisere system som fullstendig transient stabile, selv om de viser transient stabilitet for en eller flere bestemte hendelser.

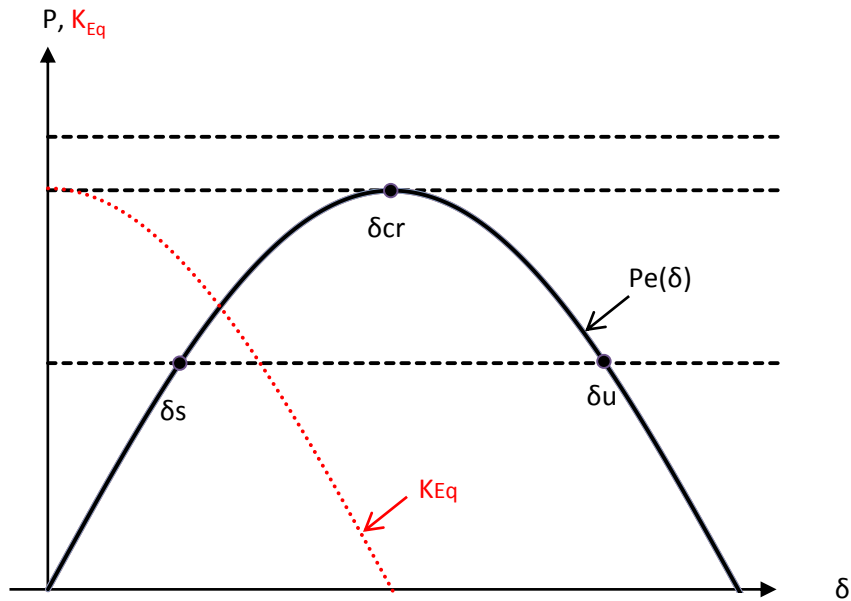
4.6.1 Likevektspunkt

Som vist tidligere, er aktiv effekt produsert i en synkrongenerator gitt ved

$$P_e = P_{Eq} = \frac{E_q V_s}{x_d} \sin \delta + \frac{V_s^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta \quad (4.20)$$

hvor P_{Eq} indikerer at det antas konstant indre induert spenning, og x_d og x_q inneholder også reaktanser til den aktuelle modellen.

Når systemet er i likevekt vil hastigheten til synkrongeneratoren være konstant, altså at $d\delta/dt=0$. Dette tilsvarer at dempeeffekten (siste ledd i likning (4.5)) også vil være 0, noe som igjen medfører at polhjulsinkel ved dette likevektspunktet kan finnes siden $P_m=P_e$. Denne vinkelen tilsvarer da skjæringspunktet mellom mekanisk og elektrisk moment som vist i neste figur, hentet fra [4].



Figur 4-1 Likevektspunkt for forskjellig mekanisk effekt

I følge teori i [4] vil stabilitetskriteriet her være at den deriverte av funksjonen for elektrisk effekt (likning (4.20)), kjent som K_{Eq} , må være større enn 0 når aktuell vinkelverdi (arbeidspunkt) settes inn. Dette vil være tilfellet for alle punkt til venstre for δ_{cr} i Figur 4-1 (positivt stigningstall for P_e). Ved kritisk vinkelen (δ_{cr}) vil K_{Eq} være 0, og til høyre for δ_{cr} vil denne være negativ. Vinkelen δ_u vil, i likhet med vinkelen δ_s , gi skjæringspunkt mellom mekanisk og elektrisk effekt, men drift med denne polhjulsinkelen vil i følge dette ikke gi et stabilt system.

4.6.2 Likearealsmetoden

Ved forstyrrelser innen denne klassifiseringen (store forstyrrelser) vil den transiente polhjulsvinkelkarakteristikken til synkrogenerator (systemet) bestemme dens respons. Denne karakteristikken ligner på den stasjonære (ved samme forenklinger og forutsetninger) vist i likning (4.20), men nå med transiente verdier for spenning og reaktans

$$P_e = P_{E'}(\delta) = \frac{E'_q V_s}{x'_d} \sin \delta + \frac{V_s^2}{2} \frac{x'_d - x'_q}{x'_d x'_q} \sin 2\delta \quad (4.21)$$

hvor suffikset ' indikerer transiente verdier.

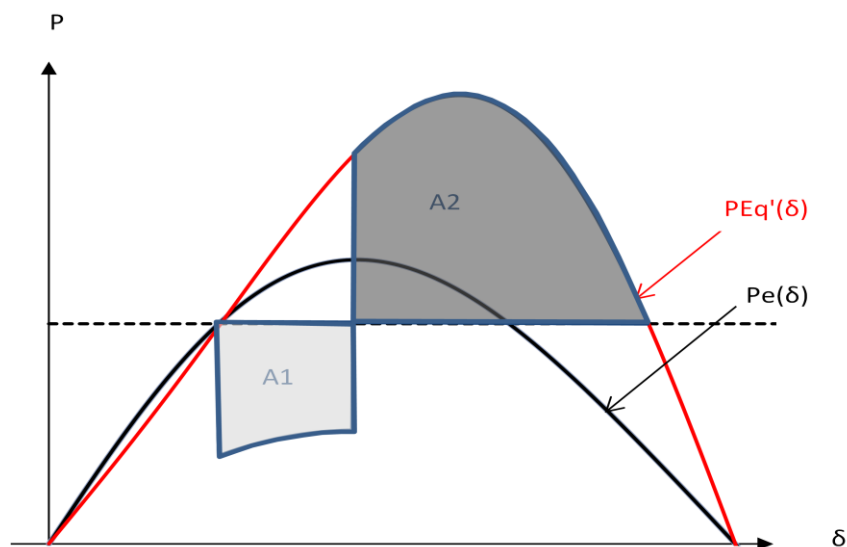
Ved en større forstyrrelse, eksempelvis en linje som kobles ut, vil dette endre den elektriske effekten P_e i likningen (4.5). Dersom den elektriske effekten reduseres vil, som nevnt tidligere, rotor oppleve akselerasjonsmoment. I tidsperioden hvor P_e er mindre enn P_m ,

tilegner altså rotor seg kinetisk energi (siden $W \sim \int p \cdot v dt$). Størrelsen på den kinetiske energien tilegnet vil avgjøres av tida feilen opptrer, samt forskjellen mellom P_m og P_e . Den kinetiske energien tilsvarer altså et areal, slik illustrert i likningen

$$W = \int_{\delta_s}^{\delta_s + \Delta\delta} [P_{E'}(\delta) - P_m] d\delta \quad (4.22)$$

hvor $\Delta\delta$ tilsvarer endring av polhjulsvinkel som funksjon av tida.

Når feilen elimineres vil synkrongeneratoren kunne vende tilbake til et stabilt arbeidspunkt. Dette forutsetter at rotor får levert ut all den kinetiske energien den tilegner under feil (areal A1 i Figur 4-2) etter at feilen er fjernet.



Figur 4-2 Illustrasjon akselerasjons- og retardasjonsareal

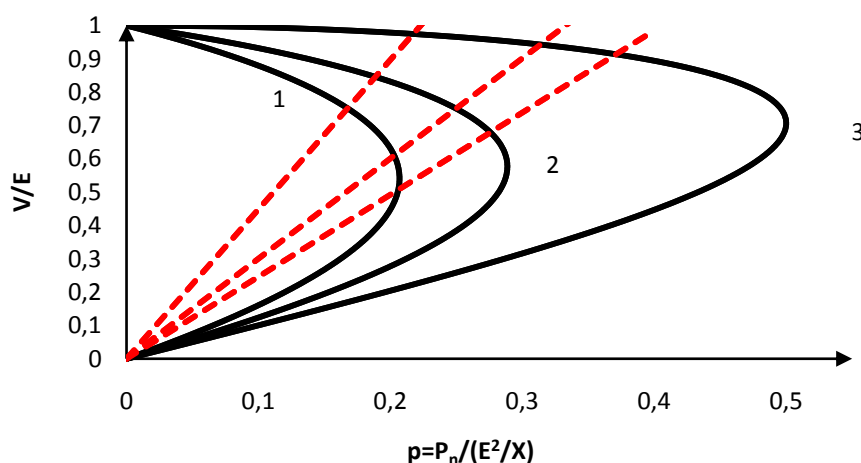
I Figur 4-2 vises en illustrasjon av de to arealene diskutert. Forutsetning for at likevekt kan gjenopprettes, vil altså være at areal A2 (retardasjonsareal) må være større enn areal A1 (akselerasjonsareal).

4.7 Spenningsstabilitet

Et systems egenskap til å opprettholde/gjenopprette stasjonære spenninger på samleskinnene, etter å ha vært utsatt for forstyrrelse, refereres til som systemets spenningsstabilitet. Spenningsstabiliteten avhenger av at likevekt mellom produksjon og forbruk oppnås etter forstyrrelser. Ustabilitet som følge av at dette ikke oppnås kan være i form av store spenningsfall eller spenningsøkninger i systemet. Slike eventuelle ustabile forhold vil ofte medføre at systemets vernfunksjoner kobler bort berørte anleggsdeler (linjer, transformatorer etc.) som igjen kan føre til spenningskollaps³ ellers i nettet. Drift av system på lave spenninger kan opprettholdes etter ustabilitet ved at trinnkoblere på transformatorer justerer sitt omsetningsforhold.

Hovedårsak til spenningsustabilitet ligger som oftest i lastene i systemet. Effekt trukket av enkelte typer laster vil kunne opprettholdes gjennom en kortvarig utkobling av nett, i form av for eksempel motorer eller spenningsregulatorer opprettholder spenningen til en viss grad. Dette medfører økt påkjenning på systemet, ettersom reaktiv effekttrekk vil øke, noe som igjen fører til ytterligere spenningsreduksjon.

Eksempel på forhold mellom spenning og last i et system er illustrert i Figur 4-3. Kurvene 1,2 og 3 refereres ofte til som nesekurver eller PV – kurver. Spenningen er presentert som p_u – verdi av basespenning for systemet, mens effekten (p) er oppgitt som et forhold til systemets kortslutningseffekt.



Figur 4-3 PV kurve, (1) $\phi=45$, (2) $\phi=30$, (3) $\phi=0$.

³ Med spenningskollaps menes total blackout eller unormalt lave spenninger som følge av sekvenser av hendelser forårsaket av spenningsustabilitet [6].

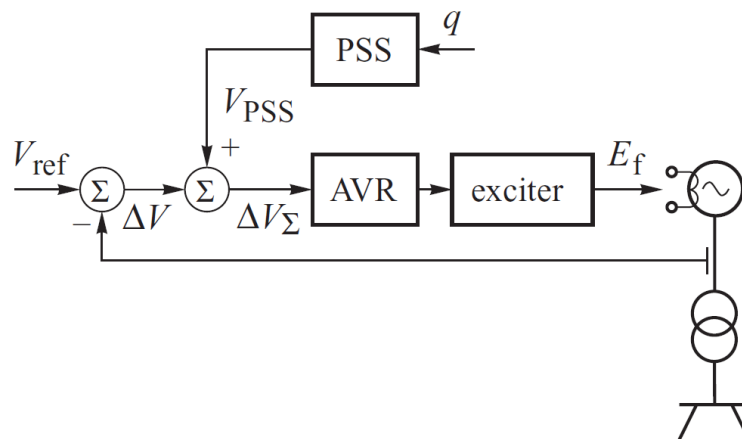
Nesekurvene $V(P)$ i Figur 4-3 viser, med varierende effektfaktor ϕ , spenningens avhengighet av aktiv effekt P i systemet. Maksimalt effekttrekk vil være halvparten av total kortslutningseffekt, og illustreres av kurve nummer 3, da med $\phi = 0$ (null reaktivt effekttrekk). De stipla linjene indikerer forskjellige laster som eventuelt kan opptre, og formen på disse vil være bestemt av lastens spenningsavhengighet. Øvre del av nesekurve anses som det stabile området [4]. Skjæringspunkter mellom last og kurver på øvre del vil gi akseptable verdier med tanke på strøm/spenningsforhold. Dette vil sannsynligvis ikke være tilfellet for skjæringspunkt på nedre del, da med høyere strøm på grunn av lavere spenning. Dersom et system driftes på nedre del, kan det for også observeres at en reduksjon i last vil gi en lavere spenning. Dette vil da være motsatt respons i forhold til drift på øvre del, noe som understreker at punkt på øvre del vil være mer stabile.

En annen faktor til spenningsstabilitet er spenningsfallet som oppstår når aktiv og reaktiv effekt flyter gjennom induktive reaktanser til en overføring. Dette begrenser kapasiteten til overføringen med tanke på effekt og spenning. Forstyrrelser vil kunne øke reaktiv effektflyt i overføringer, som også vil ha negativ påvirkning på spenningsstabiliteten. (Det vises til Vedlegg 10 i [8] for ytterligere informasjon om utarbeidelse av PV – kurvene).

4.8 Forbedra stabilitet (dempetilsats)

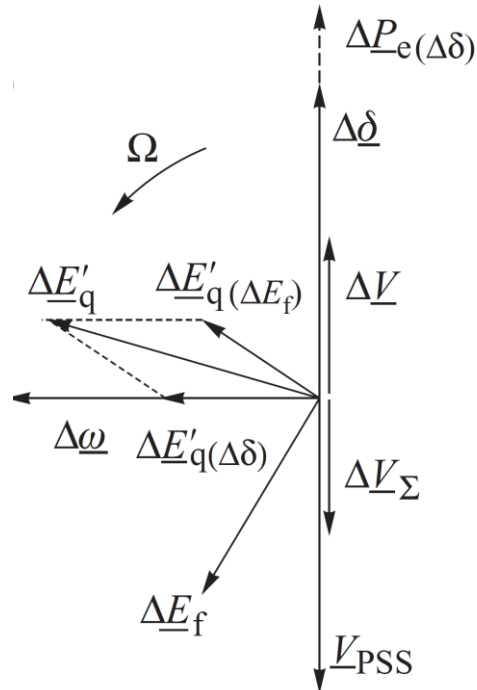
Det finnes flere måter å forbedre et kraftsystems stabilitet på. Bruk av forskjellige typer intelligente vern og avanserte brytersystem vil kunne gi hurtig og sikker bortkobling av feilbefengte nettdeler, noe som vil være med på å opprettholde systemets stabilitet ved feilsituasjoner. Det økonomiske aspektet angående vernutrustning er ofte det som blir avgjørende for hvor godt et system er beskyttet, og ofte blir dette et kompromiss mellom kostnad på vernutstyr og fordeler som oppnås med installering. En god måte å forbedre systemstabilitet på er å benytte en dempetilsats i spenningsregulator, kjent fra litteratur som "Power System Stabiliser" (PSS). Et slikt tiltak vil sannsynligvis være et langt billigere tiltak sammenlignet med avanserte brytere og vern. [15]

Statnett krever dempetilsats som tilleggsfunksjon i spenningsregulator for aggregat over 25 MVA. [15] Hensikten med dempetilsats kan for eksempel være å dempe effektsvingninger som kan oppstå mellom generatorer i et kraftnett. Slike svingninger (rotoroscillasjoner) ligger ofte rundt lokalt modus (0.7 – 2.0 Hz), og vil i mange tilfeller være for raske til at turbinregulator kan være med på å dempe disse. En dempetilsats som tilleggsutrustning i spenningsregulator (vist i Figur 4-4) kan altså benyttes for å dempe nevnte oscillasjoner. [4]



Figur 4-4 Prinsippkisse (blokkdiagram) for spenningsregulator med dempetilsats [4]

Virkemåte til en PSS kan variere avhengig av ønska misjon i systemet. Vanligvis implementeres en PSS slik at denne, ved oscillasjoner i hastighet eller spenning, produserer et signal som er i motfase med avviket. Dette er illustrert i Figur 4-5, hvor signalet fra dempetilsatsen (V_{PSS}) kommer inn som et tilleggssignal til avviket i den opprinnelige regulatormodellen.



Figur 4-5 Viserdiagram PSS [4]

Figur 4-5 viser forannevnte prinsipp, da for et spenningsavvik ΔV . Dempetilsatsen produserer her et signal (V_{PSS}) som følge av at spenningsavviket oppstår. Signal produsert av dempetilsatsen er altså i direkte i motfase med ΔV . Det resulterende spenningsavviket, ΔV_{Σ} , vil da kunne reduseres i forhold til hva tilfellet hadde vært uten bruk av dempetilsats. På denne måten bidrar altså dempetilsatsen til å (dempe) redusere oscillasjonene, og derav er den med på å forbedre stabiliteten i systemet den er implementert i.

5 Lastflyt

5.1 Generelt

Under planlegging og drift av nettsystem er det viktig å kunne kartlegge og forutsi forskjellige tilstander i systemet. Ved prosjektering av et anlegg er ofte krav til generatorytelser og generelt effektbehov noe av det første som kartlegges gjennom ulike former for analyser. Analysene benyttes også for å fremskaffe informasjon om hvilke strømmer som flyter i ulike anleggsdeler, tap og aktiv- og reaktiveffektflyt.

Resultat av analyser beskriver flere faktorer av interesse, for eksempel belastningsgrad og tap på linjer og transformatorer, spenninger og produksjon. Disse benyttes igjen for å avgjøre hvordan nettet bør utformes og hvilke tiltak som er nødvendig i tillegg til alternative løsninger. Det er viktig å merke seg at lastflytberegninger beskriver stasjonære forhold, og sier alene lite om transiente og subtransiente forløp.

For å kunne foreta lastflytberegninger må forskjellige anleggsdeler i nettet modelleres. Videre følger beskrivelser for hvordan noen anleggsdeler kan modelleres for lastflytanalyser brukt i denne masteroppgaven. Teoretiske fremstillinger, i form av likninger, er hentet fra [4].

5.2 Produksjon

I lastflytanalyser er det nødvendig å definere en svingmaskin. Svingmaskinen er analysens referansepunkt og har vanligvis spenningsvinkel $\Phi_U=0$ og konstant spenningen. Spenningsvinkel kan ha andre verdier, men alle andre vinkler oppgis i forhold til referansevinkelen. Denne definisjonen medfører at svingmaskinen teoretisk sett kan levere ubegrenset effekt til nettet.

Hvordan en produksjonskilde skal modelleres avhenger av flere faktorer. Plassering, størrelse, type og driftsforhold er alle avgjørende for valget. I tillegg til svingmaskin er det tre alternative måter å modellere produksjonsenheter på, alt etter hva som vil være mest praktisk/realistisk. Produksjonsenheter defineres som UFI-, UP- eller PQ-noder. Definisjonene er med på å avgjøre enhetens opptreden i nettet. UFI gir konstant spenning og konstant fasevinkel, UP gir konstant spenning og konstant aktiv effekt mens PQ gir konstant aktiv og reaktiv effekt. [14]

5.3 Last

Større modeller av elektriske system inneholder ofte mange og sammensatte laster. Laster på felles samleskinner slås ofte sammen for å lette arbeidet i modellering. Det vil sjelden være verken nødvendig eller tidsmessig forsvarlig å modellere hver enkelt last hver for seg i et større system. Sammensatte laster vil avhenge av spenning der de er tilkoblet, samt systemfrekvens. Funksjonene som beskriver aktiv og reaktiv effekt i lasten som funksjon av spenning og frekvens, $P(V,f)$ og $Q(V,f)$ refereres til som statisk last karakteristikk. [4] Under stasjonære forhold, det vil si en konstant systemfrekvens, er lasten i så måte kun avhengig av spenningen V ($P(V)$ og $Q(V)$). Denne karakteristikken kalles spenningskarakteristikk.

De fleste analyseprogram krever at lastens avhengighet av systemvariabler modelleres matematisk. For å kunne gjøre dette er det enklest å anta at lasten enten har konstant effektbehov (P), konstant strøm (I) eller har konstant impedans (Z). Dette omtales ofte i litterære sammenhenger som ZIP-modellen. Konstant effektbehov er omtrent selvforklarende, da med konstant spenningsuavhengig last. Konstant strøm innebærer et lineært forhold mellom spenning og last, mens konstant impedans gir et kvadratisk forhold.

En modell med konstant effektbehov brukes ofte i lastflytsammenheng. Med en slik løsning endrer ikke lasten seg som følge av endring i spenning. Konstant strøm-modell gir en last som endres lineært med spenningsvariasjoner. Dette anses som realistisk ved representasjon av aktiv effektbehov for laster bestående av en kombinasjon mellom eksempelvis resistive komponenter og motorer. Ved å modellere lasten som konstant impedans, endres lasteffekt proporsjonalt med kvadratet av spenningen. Ved manglende detaljer om forskjellige laster er det ofte vanlig at aktiv del av lasten representeres som konstant strøm-modell, mens reaktiv del representeres som konstant impedans modell. [4]

Matematisk modell for lastens spenningsavhengighet kan fremstilles på følgende måte

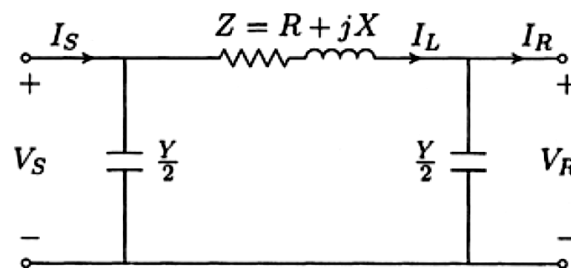
$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{MP} \quad \text{og} \quad Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{MQ} \quad (5.1)$$

hvor P og Q er øyeblikkseffekter, P_0 og Q_0 er definerte verdier, V_0 er nominell spenning og MP og MQ er faktorer som bestemmer spenningsavhengighet.

Ved å velge MP og MQ til henholdsvis 0,1 eller 2 oppnås de forskjellige forannevnte spenningskarakteristikkene for de forskjellige lastene. Mellomting mellom 0, 1 eller 2 kan i flere tilfeller vise seg å være den beste tilnærmingen.

5.4 Linjer og kabler

Linjer og kabler modelleres ofte etter pr faserepresentasjon vist i Figur 5-1. Verdier for resistans, reaktans og kapasitans må inkluderes, enten i pr meter eller totale verdier. Denne representasjonen brukes gjerne på "medium-lengde" modeller, som per definisjon i [4] har en lengde på mellom 80 og 200 km. Indeks 'S' angir sende-ende, og 'R' mottaker-ende, av overføringen.



Figur 5-1 Medium lengde modell

Modeller for kortere overføringer forenkles ved at susceptans neglisjeres, noe som medfører $Z_s = Z_r$. Bruk av numeriske verktøy i lastflytanalyser gjør denne forenklingen unødvendig. For lastflytanalyser er det terminalstørrelsene som er av interesse, det vil si V_s , I_s , V_r og I_r . Med utgangspunkt i figuren over kan følgende likninger settes opp

$$V_s = \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2}\right)V_r + ZI_r \quad (5.2)$$

$$I_s = Y\left(1 + \frac{Z \cdot Y}{4}\right)V_r + \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2}\right)I_r \quad (5.3)$$

De samme likningene kan også skrives som

$$V_s = V_r \cos \delta + jZ_c I_r \sin \delta \quad (5.4)$$

$$I_s = I_r \cos \delta + j \frac{V_r}{Z_c} \sin \delta \quad (5.5)$$

hvor Z_c er surge impedansen til overføringa og δ er vinkel mellom spenning i sende- og mottakerende.

Impedansen Z_c finnes ved å anta en tapsfri overføring, noe som gir $Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$. Ofte er det hensiktsmessig å sammenligne belastning på overføring med naturlig last, eller surge impedance load (SIL)⁴. SIL finnes ved formel:

$$SIL = \frac{V_0^2}{Z_c} \quad (5.6)$$

Ved å gjøre disse antagelsene, samt at overføringa har høyt spenningsnivå og har lengde opp til 80 km, kan overført effekt finnes ved

$$P_R = \frac{V_S V_R}{X} \sin \delta \quad (5.7)$$

V_S og V_R er absolutte verdier og δ er vinkel mellom disse. X er induktans til overføringa.

Av likning (5.7) kan det observeres at maksimal effekt vil overføres ved $\sin(\delta)=1$, altså ved null resistans i overføringa. Alle parametre likningen vil påvirkes av feilsituasjoner, og derav ha stor påvirkning på overføringskapasitet. Dette er av stor betydning i stabilitetsstudier.

5.5 Transformatorer

Transformatorer implementeres til lastflytanalyse med sine merkeverdier. Hvor nøyaktig representasjon skal være avhenger ofte av størrelse på transformator (ytelse) og plassering i nett. Det er ofte vanlig å oppgi merkeeffekt, omsettingsforhold i tillegg til kortslutningsresistans og kortslutningsreaktans.

Trinnskoblere burde tas med i representasjon hvis slike er installert. Slike gir mulighet for automatisk justering av omsettingsforhold, innenfor en definert ramme, til transformator dersom spenning avviker fra baseverdier.

⁴ SIL er definert som belastning av overføring som medfører at kapasitansen utjevner reaktansen og derav at spenning blir lik i begge endene dersom resistans neglisjeres

6 Metoder

6.1 Verktøy

Som analyseverktøy i arbeidet er SIMPOW benyttet. SIMPOW er utviklet av det svenske selskapet STRI AB, og er et softwareprogram for digitale simuleringer av elektriske kraftsystemer. Gjennom å benytte digitale modeller, både statiske og dynamiske, kan de fleste elementene i et kraftsystem kartlegges. Tidsresponsanalyser kan benyttes for å finne for eksempel feilstrømmer, samt avgjøre systemkarakteristikk i subtransient og transient periode.

SIMPOW er utstyrt med en numerisk teknikk som sees på som robust og som gir nøyaktige resultater. [14] Elektrisk tilstand beskrives av visere (vektorer) for nodespenning og strøm i AC system, og med effektivverdi i DC system. Verdier i AC system kan også fremstilles i tidsplanet, hvorpå momentanverdier kan finnes. Slike analyser er svært hendige i forbindelse med analyser av elektriske maskiner og generatorer.

Som tilleggsapplikasjon i SIMPOW finnes programmet HIDRAW. Denne applikasjonen er et grafisk modelleringsprogram, hvor for eksempel regulatorer og dempetilsatser kan modelleres blokkskjematisk [14]. Ved å legge inn blokkskjemaer i HIDRAW kan nødvendige SIMPOW-koder genereres, hvorpå SIMPOW-kompatible filer produseres med disse kodene.

I tillegg til SIMPOW er også MatLab og MS Excel benyttet. MatLab er brukt til ulike beregninger og programmeringer, mens MS Excel er brukt til utforming av de fleste figurene i denne rapporten. Relevante eksempler på dette finnes i, og er vedlagt, rapporten.

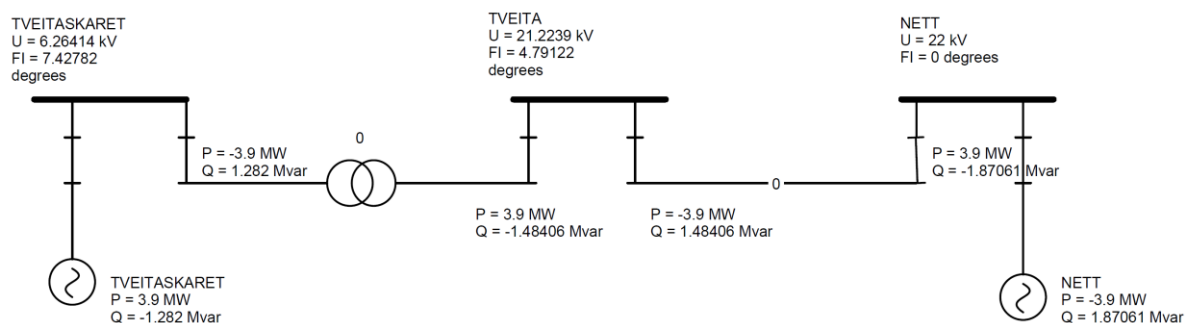
En del beregninger i rapporten er utført ved hjelp av manuelle teknikker. Dette er gjort fordi det ble funnet ønskelig å finne ut om det er tilfredsstillende å bruke kjente teknikker fra [4] med flere, hvor det ofte gjøres forenklinger, for å kunne si noe om ulike tilstander i nettet. Videre følger en sammenligning mellom manuell beregning og SIMPOW-resultat for kritisk klareringstid for trefasefeil.

6.2 Sammenligning SIMPOW og manuell beregning

For å avklare om enkelte av de matematiske beregningene kan anses som tilfredsstillende, er det her vist et eksempel hvor beregningsresultater og resultater fra SIMPOW sammenlignes. I tillegg blir tidligere beskrevet teori om likearealsmetoden vist i "praksis" i beregningene her. Likninger brukt i dette delkapitlet er alle hentet fra [4] (kapittel 3,4 og 5). Generator fra Tveita er her, via transformator og linje, kobla mot et stivt nett. For å forenkle uttrykk fra [4] har verken transformator eller linje resistive komponenter. Det vises også til Vedlegg 6.1 for Matlab-fil for beregninger av samme type som her.

Testelementet er den kritiske klareringstida for det gitte småkraftverket Tveita (Tveitaskaret). Med kritisk klareringstid menes tid en type feil maksimalt kan være tilstede for at en generator kan klare å gjenopprette synkronisme etter feilforløpet er over. Klareringstida beskriver med andre ord hvor fort en eventuell må fjernes eller isoleres fra systemet. Kritisk klareringstid vil variere for ulike typer feil, generatorer og for forskjellige plasseringer i nettet.

Med innstillinger fra SKL for generator i Tveita, gir modelleringen lastflyten vist i Figur 6-1. Parameterverdier for systemet ellers er vist i Tabell 6-1.



Figur 6-1 Lastflyt med Tveita på stivt nett

Tabell 6-1 Oversikt relevante verdier

Generatordata		Trafo og Linjedata	Referanseverdier
$S_n = 4.666$ Mva	$U_n = 6.6$ kV	$X_t = 0.0648$ pu	$S_{ref} = 4.666$ MVA
$X_d = 2.6237$ Ω	$X_d' = 0.259$ Ω	$X_l = 10$ Ω	$U_{ref1} = 22.0$ kV
$X_q = 2.5853$ Ω	$X_q' = 2.5833$ Ω		$U_{ref2} = 6.6$ kV
			$Z_{ref1} = 103.73$ Ω

Videre følger manuelle beregninger for gitte lastflyt.

Vs som referanse:

$$S_g \text{ pu} = \frac{3.9 - j1.282}{4.666} = 0.836 - j0.276$$

$$V_g \text{ (pu)} = \frac{6.264 \angle 7.43}{6.6} = 0.949 \angle 7.43$$

$$I_g \text{ (pu)} = \left(\frac{S_g}{V_g} \right)^* = \frac{(0.836 + j0.275)}{0.949 \angle -7.43} = 0.927 \angle 25.63$$

Vinkel q-akse:

$$E_Q = V_g + jX_q I_g = (0.949 \angle 7.43) + j2.5853 \cdot (0.927 \angle 18.2) = (2.286 \angle 92.40)$$

$$\delta = 92.40, \delta_g = 84.97 \text{ og } \varphi_g = 18.20$$

Referert til stivt nett er polhjulsvinkel 92.4° , mens den interne (mellom klemmespenning og q-akse) er 85° . Effektfaktor for generator ($\cos\phi$) er 0.95 kapasitiv. Ved å dekomponere generatorstrømmen (I_g) og klemmespenning (V_g) kan de forskjellige komponentverdiene finnes.

Komponenter:

$$\text{Vinkel mellom d-akse og referansen Vs: } \phi_d = 92.40 - 90.0 = 2.40$$

$$I_d = -I_g \cdot \cos(\varphi - \phi_d) = -0.927 \cdot \cos(25.63 - 2.40) = -0.8518$$

$$I_q = I_g \cdot \sin(\varphi - \phi_d) = 0.927 \cdot \sin(25.63 - 2.40) = 0.3656$$

$$V_d = -V_g \cdot \cos(\phi - \phi_d) = -0.949 \cdot \cos(7.43 - 2.40) = -0.945$$

$$V_q = V_g \cdot \sin(\phi - \phi_d) = 0.949 \cdot \sin(7.43 - 2.40) = 0.083$$

Reaktanser mot stivt nett (inkluderer trafo og linje):

$$x_d = X_d + X_t + X_l = 2.6237 + 0.0648 + 0.0964 = 2.7849$$

$$x_d' = X_d' + X_t + X_l = 0.259 + 0.0648 + 0.0964 = 0.4202$$

$$x_q = X_q + X_t + X_l = 2.5853 + 0.0648 + 0.0964 = 2.7465$$

$$x_q' = x_q' = 2.7465$$

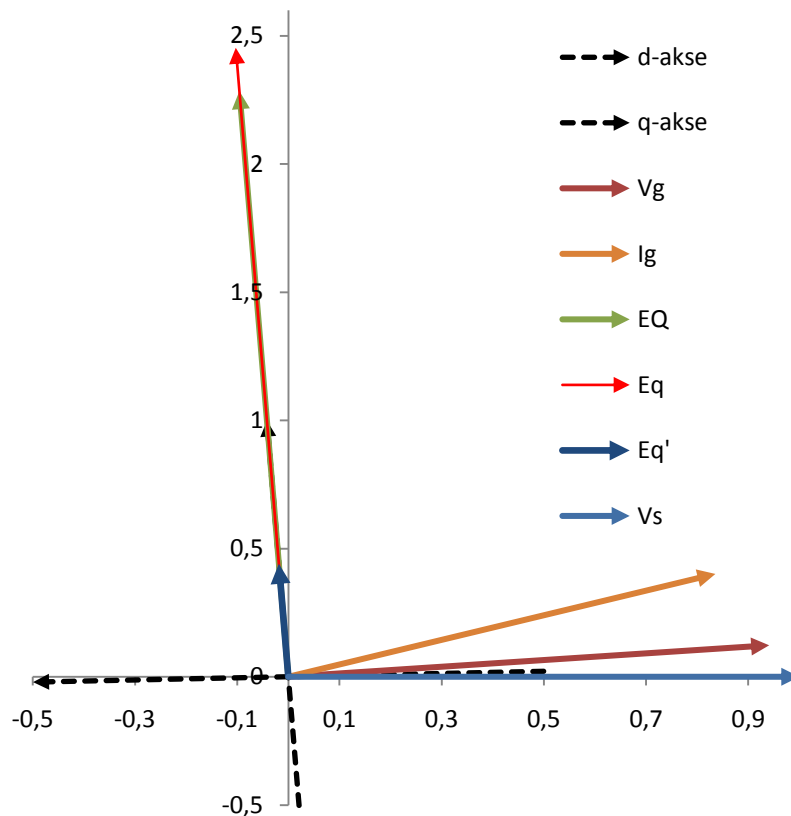
$$E_q = V_q - x_d \cdot I_d = 0.083 - 2.6237 \cdot (-0.8518) = 2.3183$$

$$E_d' = V_d + x_q' \cdot I_q = -0.8519 + 2.5853 \cdot 0.3656 = 0.00$$

$$E_q' = V_q - x_d' \cdot I_d = 0.083 - 0.259 \cdot (-0.8518) = 0.3040$$

$$E' = E_q' = 0.304 \angle 92.40$$

Disse komponentene gir viserdiagrammet i Figur 6-2 (nettspenning V_s som referanse).



Figur 6-2 Viserdiagram med V_s (Nett) som referanse

Generatorens arbeidspunkt (3.9 MW – j1.282 MVar) gir viserdiagrammet vist i Figur 6-2. Generatoren driftes undermagnetisert med en kapasitiv $\cos\phi$ på 0.95, og som det kommer frem av figuren og beregningene er polhjulsvinkel relativt høy ved dette arbeidspunktet. Arbeidspunktet er avgjørende for hvordan generatoren responderer på feil den utsettes for, og vil bestemme hvordan de etterfølgende karakteristikene vil være.

6.2.1 Polhjulsvinkelkarakteristikker

Likninger og utledninger vist i dette kapitlet har teoretisk bakgrunn i kapittel 4.6. Bruker beregnede komponenter samt likning (4.20) for å finne stasjonær og transient polhjulsvinkelkarakteristikk

Stasjonær karakteristikk

$$P_s = P_{Eq} = \frac{E_q \cdot V_s}{x_d} \sin(\delta) + \frac{V_s^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d \cdot x_q} \sin(2\delta) \quad (6.1)$$

$$P_{Eq} = \frac{2.3183 \cdot 1}{2.7849} \sin(\delta) + \frac{1^2}{2} \frac{2.7849 - 2.74965}{2.7849 \cdot 2.74965} \sin(2\delta)$$

$$\underline{P_{Eq} = 0.8325 \sin(\delta) + 0.00251 \sin(2\delta)}$$

Transient karakteristikk

Samme metode som for stasjonær karakteristikk benyttes for å finne den transiente, da med transiente verdier for komponenter og reaktanser.

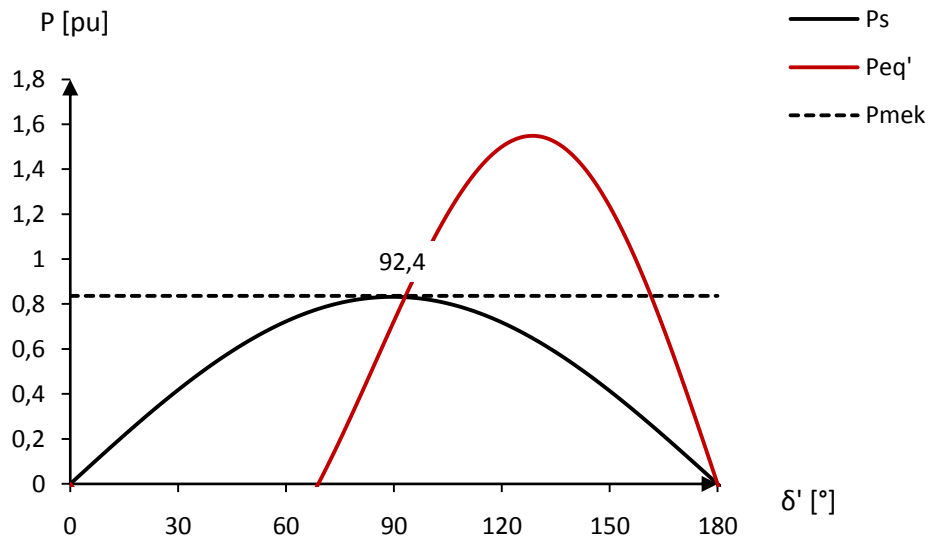
$$P_{Eq'}(\delta') = \frac{E_q' \cdot V_s}{x_d'} \sin(\delta') + \frac{V_s^2}{2} \frac{x_d' - x_q}{x_d' \cdot x_q} \sin(2\delta') \quad (6.2)$$

Ved innsetting gir dette:

$$P_{Eq'} = \frac{0.304 \cdot 1}{0.4202} \sin(\delta') + \frac{1^2}{2} \frac{0.4202 - 2.74965}{0.4202 \cdot 2.74965} \sin(2\delta')$$

$$\underline{P_{Eq'} = 0.7234 \sin(\delta') - 1.008 \sin(2\delta')}$$

Disse to gir da ved plotting (stipla linje er aktiv effekt levert fra generator):



Figur 6-3 Stasjonær og transient polhjulsinkelkaraktistikk

Polhjulsinkel (92.4°) harmonerer med tilsvarende vinkel funnet ved simulering i SIMPOW (92.7°). Figur 6-3 viser at ved denne driften av generatoren i Tveita, vil denne ligge helt opp mot maksimal belastning i forhold til stabilitetskriterier vist i teoridelen tidligere i rapporten (se kapittel 4.6.1). Mekanisk effekt og stasjonær polhjulsinkelkaraktistikk tangerer så vidt ved arbeidspunktet på ca 92°, og ved denne polhjulsvinkelen vil K_{Eq} være tilnærmet 0, noe som vil gi svært lave stabilitetsmarginer.

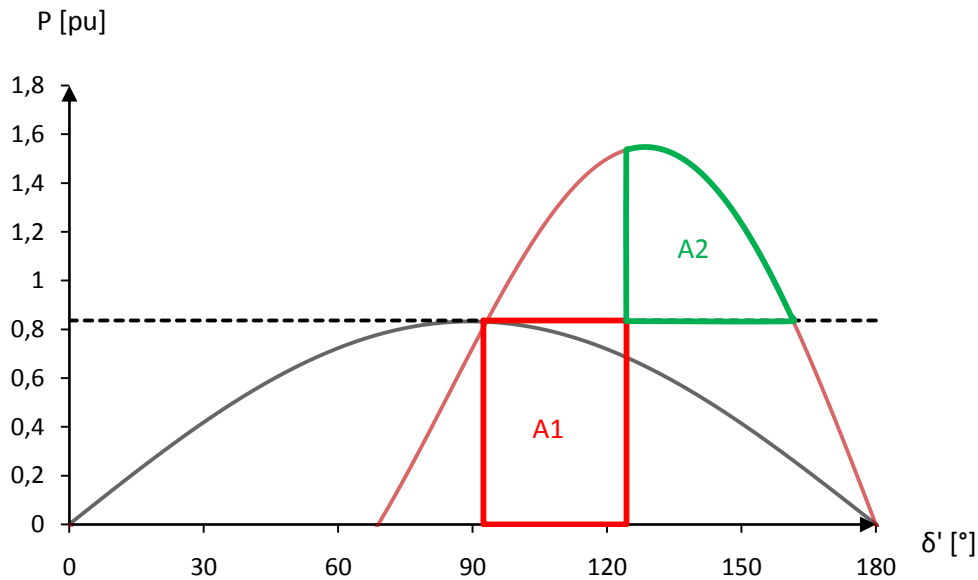
6.2.2 Likearealsmetoden

Ved hjelp av likearealsmetoden kan maksimal tillatt tid en feil kan ligge inne finnes. Dette er vist i de neste avsnittene. Teori om denne metoden er vist i kapittel 4.6.2.

For enkelhets skyld er det her brukt en feilsituasjon hvor en ideell trefasefeil oppstår direkte på generatorklemmene. I praksis vil denne typen feil sannsynligvis være unntaket, mens andre typer feil lengre ut i nettet ofte vil være mer representert. Feil lengre ut i nettet vil gi mer kompliserte beregninger siden restspenning og endra reaktanser vil påvirke feilforløpet. På grunn av dette brukes forenklingen ved beskrivelse av prinsippene her.

Når generator utsettes for en feil, i dette tilfellet en trefase kortslutning i tilknytningspunkt, vil dette oppleves som et (stort) lastavslag for generatoren. Dette medfører at rotor akselererer (polhjulsinkel øker). Endring i polhjulsinkel tilsvarer at et mekanisk arbeid utføres på rotor. Etter at feilen er eliminert, enten ved hjelp av vern eller brytere, vil endring i polhjulsinkel kunne avta forutsatt at polhjulsinkel ikke har oppnådd en utilstrekkelig høy

verdi. Dersom dette ikke er tilfelle, vil endring i polhjulsinkel følge den transiente karakteristikkene i tida etter at feilen er eliminert. Når endring i polhjulsinkel avtar utføres også et arbeid på rotor. Denne perioden refereres til som retardasjonsperiode, eller eventuelt retardasjonsområde.



Figur 6-4 Akselereringsområde (A1) og retardasjonsområde (A2) for Tveita ved feil

Ved matematisk integrasjon av en endring i effekt, vil arealene funnet tilsvare arbeid utført i de to periodene (områdene). Disse to arealene er vist i Figur 6-4. Ved å sette de to arealene A1 og A2 lik hverandre, kan maksimal polhjulsinkel ved klarering av feil finnes. Denne vinkelen tilsvarer maksimal tid en trefasefeil kan ligge inne samtidig som generatoren kan klare å gjenopprette synkronismen etter at feilen er eliminert.

$$A1 = A2$$

$$\int_{\delta_0'}^{\delta_c'} (P_M) d\delta = \int_{\delta_c'}^{\delta_2'} (P_{Eq'} - P_M) d\delta \Rightarrow [\delta_c' - \delta_0'] * P_M = \int_{\delta_c'}^{\delta_2'} (P_{Eq'} - P_M) d\delta$$

Når dette løses for δ_c' :

$$\delta_c' = 1.819 \text{ rad}$$

Dette gir en endring i polhjulsinkel på:

$$\Delta \delta' = \delta_c' - \delta_0' = 0.549 \text{ rad (tilsvarende ca } 31.5^\circ)$$

Finner tiden feilen kan ligge inne før denne vinkelen oppnås:

$$\Delta \delta' = \frac{P_M \cdot \Delta t^2}{2M}$$

$$t_c = 0.103 = 0.1 \text{ sek}$$

Simuleringer i SIMPOW gir en kritisk klareringstid på 0.098 sekunder, altså et avvik på 0.005 sekunder. Med bakgrunn i dette anses derfor resultater funnet ved beregning som fullgode i forhold til teori vist i dette kapittelet, og brukes derfor som utgangspunkt for å finne eventuelle klareringstider ved transiente analyser.

6.3 Strategi ved transiente analyser

Rapport fra SINTEF [2] fra 2006 beskriver forslag for tekniske retningslinjer for tilknytning av småkraftverk i distribusjonsnett. Hensikten med nevnte rapport var å dra i gang en diskusjon rundt krav som bør kunne stilles til småkraftverk for transiente hendelser, og å få på plass standardiserte tekniske kravverdier angående dette. Det ble vektlagt at kravene skulle være like for hele Norge, i tillegg til ikke å være urimelige i økonomisk øyemed eller unødvendige teknisk sett.

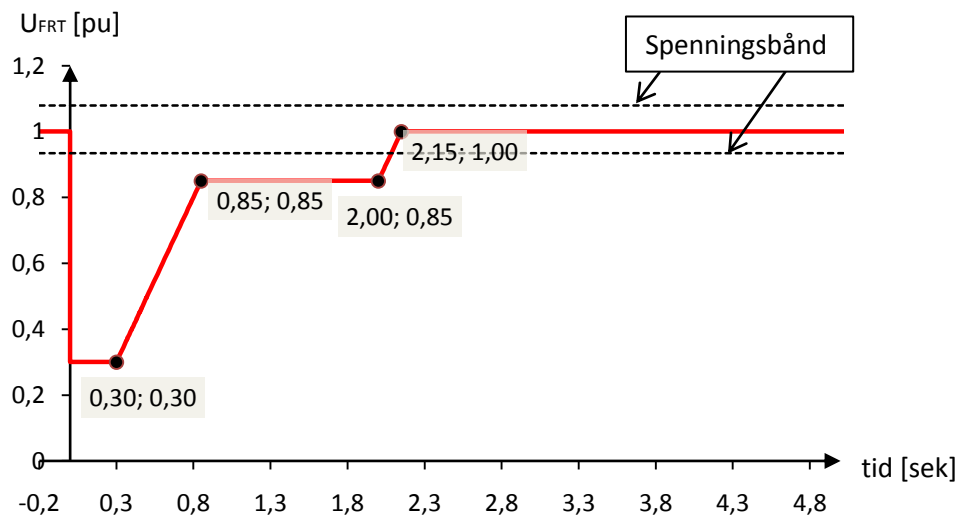
6.3.1 Fault ride through capability (FRT)

Grunnet det store spektret av mulige transiente hendelser og forstyrrelser, er det som nevnt tidligere svært vanskelig å definere en synkrongenerator som transient stabil på generell basis. Store og utbredte kraftsystem representerer mange forskjellige feilsituasjoner som kan inntreffe, og det kan være utfordrende å velge krav som burde gjelde for synkrongeneratorer. Det finnes spesifikke internasjonale krav til transient stabilitet, men da i første rekke i forbindelse med vindkraft [16].

I Norge er det blant mange aktører ønskelig med et "nasjonalt krav", altså en standard for transiente hendelse for å kunne avgjøre, og å ha en målestokk på, transient stabilitet. SINTEF Energi AS har foreslått en spenningskurve til bruk for å avgjøre *Fault-Ride-Through-Capability*⁵. Spenningskurven representerer en hendelse som presenteres i systemet som analyseres, da for å finne påvirkningen på aktuelle DG-enheter. Nevnte hendelse består av et spenningsforløp som vist i Figur 6-5 og i matematisk beskrivelse under.

Matematisk beskrivelse av FRT-forløp:

$t < 0$	$U_{FRT} = 1 \text{ pu}$
$0.30 < t \leq 0.85$	$U_{FRT} = 0.3 \text{ pu}$
$0.85 < t \leq 2.00$	$U_{FRT} = t \text{ pu}$
$2.00 < t \leq 2.15$	$U_{FRT} = t - 1.05 \text{ pu}$
$2.15 < t$	$U_{FRT} = 1.0 \text{ pu}$



Figur 6-5 Spenningsforløp for Fault-ride-through capability kurve

Grafen i Figur 6-5 viser anbefalte profil for spenning under hendelsen. Ved analyser rundt påvirkning av FRT-forløpet er det ment at denne påtrykkes i tilknytningspunkt for generator, dette da etter produksjonstransformator. I tillegg vises grenser for stasjonært spenningsavvik (+ 8 % og -6,5 %). SINTEF Energi [17] har foreslått et spenningsbånd som er mer liberalt enn det som er benytta som veiledende senere i denne rapporten (kapittel 9), da med ± 4 %. Dette indikerer at definerte spenningsbånd er relativt strengt i nevnte del av rapporten. Arbeidet med lastflytanalyser ble gjennomført før forslag fra SINTEF forelå, derfor ble anbefalte spenningsbånd definert slik etter samråd med SINTEF og SKL.

⁵ Med Fault-ride-through-capability menes evnen en generatorenhet har til å bli stående i systemet gjennom et feilforløp

7 Modellering

For beskrivelse av lastflytmodell vises det til prosjektoppgave utført høsten 2010 [8]. Denne modellen er benytta videre i arbeidet med masteroppgaven. Den dynamiske modellen benytta er også videreført fra tidligere masteroppgave i samme nettområde [20]. Dynamisk modell er utvida til å inneholde de nye småkraftverkene som er beskrevet i Vedlegg 9.3. Dette er gjort med bakgrunn i tilgjengelig materiale fra SKL og fra ulike generator- og utstysleverandører.

For de fire småkraftverkene som er realisert finnes det tilgjengelige parametre for de fleste interessante størrelser brukt i modellen. For de resterende (planlagte) småkraftverkene er det benytta parametre fra tidligere studentoppgaver. Parametrene for de planlagte småkraftverkene vil derfor være variabler som kan endres og tilpasses, slik at anbefalte parametre for nye generatorer kan fremskaffes. Som et utgangspunkt for de nye småkraftverkene er skjema som beskriver typiske parametre, utarbeidet av Tina Bystøl (med flere) [18], benyttet. Vedlegg 7.1 viser en forenkla oversikt over hvordan småkraftverkene i utgangspunktet er inkludert i modellene.

Det finnes lite tilgjengelig informasjon om spenningsregulatorer for småkraftverkene. Dette temaet er ikke hovedfokuset i dette arbeidet, og derfor er det også her benytta elementer fra tidligere oppgaver [18,19]. I [18,19] er det lagt ned et grundig arbeid for å finne optimale innstillinger på forskjellige typer regulatorer. Disse er benytta i denne rapporten, og anses som tilfredsstillende i forhold til fokus i dette arbeidet.

Avhengig av hvilke analyser som er utført, er forskjellige modeller av systemet benytta. Ved analyser rundt småsignalstabilitet er i hovedsak fullskala modell benytta. I tilfeller hvor det er mest interessant å kun analysere tilstander rundt en enkelt generator, er disse lagt inn i en egen modell som består av en produksjonstransformator og en linje mot et stivt nett.

Dynamisk modell er også utvida fra [20] ved at generator i Eikelandsosen er blitt utstyrt med dempetilsats. Denne er implementert i nettet med data fra leverandør, og påvirkningene av denne er vist i eget kapittel i denne rapporten.

8 Om analysene

8.1 Statiske analyser

Som beskrevet i innledende deler av denne rapporten, er det som en del av arbeidet utført analyser av distribusjonsnett med og uten nye småkraftverk. Dette gjelder primært for de statiske lastflytanalysene, som er utført for alle utbyggingstrinnene som er satt opp. Hovedfokus i denne delen er først og fremst spenningsforhold på de ulike radialene i distribusjonsnettet. Det er blant annet undersøkt hvordan produksjonen for de enkelte generatorene kan være for at spenninger skal holdes innenfor definerte grenseverdier. Det er forutsatt at småkraftverkene kan importere en reaktiv effekt tilsvarende $\cos\phi=0.95$ og produsere reaktiv effekt tilsvarende $\cos\phi=0.90$. Tap og elektrisk belastning på enkelte nettdeler er også funnet og presentert i tilhørende kapitler.

8.2 Dynamiske analyser

Lineæranalyse

En lineæranalyse er utført på systemet for utbyggingstrinn 1. Denne type analyse innebærer at differensiallikningene vist i kapittel 4.4 og 4.5 lineariseres slik at ulineariteten til likningene elimineres. [29] Eksempler på dette er vist i kapittel 4.5.2. Komplekse egenverdier er beregnet, og størst fokus er lagt til egenverdiene som er knytta mest til de nye småkraftverkene. Applikasjoner benytta i disse analysene er beskrevet videre i dette kapittelet.

”Modal Analysis” er benytta for å finne ut hvordan generatorer oscillerer i forhold til hverandre for de enkelte egenverdiene. Denne analysen innebærer at et lite signal (forstyrrelse) legges på en systemvariabel for å oppnå for eksempel et hastighetsavvik, for da igjen å kunne se oscillasjonene mellom generatorer. SIMPOW gir visere for involverte generatorer, hvor generatorer med størst utsving vil være referanse. [14] I tillegg til visere er det, ved hjelp av SIMPOW, mulig å kartlegge verdier for den kinetiske energien i systemet (generatorene) med tilhørende vinkler. Ved å analysere disse viserne/verdiene kan svingemodus bestemmes.

”Participation Factor” (bidrag) gir det relative bidraget fra tilstandsvariablene til egenverdiene. Denne applikasjonen viser med andre ord hvilke tilstandsvariabler som bidrar mest til de enkelte egenverdiene. Denne applikasjonen er benytta i blant annet kapittel 10.1 (Figur 10-4).

SIMPOW har to applikasjoner for å bestemme hvor stor innvirkning komponenter og forskjellige innstillinger har på systemet. Disse er navngitt "Sensitivity Overview" og "Sensitivity with respect to data". Resultat i SIMPOW fra disse applikasjonene oppgis med dimensjon på demping og frekvens som henholdsvis 1/s/pu og Hz/pu, og beskriver altså hvor mye demping og frekvens endres ved en endring i valgt variabel.

Forskjellen mellom "Participation Factor" og "Sensitivity Overview" er at førstnevnte gir påvirkning av tilstandsvariablene på systemet, mens sistnevnte gir påvirkning av de forskjellige komponentene (som enhet) på systemet.

Transient analyse

Hoveddel av analysene utført i arbeidet gjelder transient stabilitet og diskusjon rundt dette temaet. Disse analysene er utført både manuelt og ved hjelp av analyseverktøy. En del av fokuset analysemessig har endra seg i løpet av prosjektperioden, dette særlig fordi betraktningene rundt foreslått FRT-forløp (se kapittel 6.3.1) fra SINTEF Energi AS ble funnet interessant på et relativt sent tidspunkt i arbeidsperioden. I tillegg er det forsøkt å komme frem til forenkla beregningsmetoder som vil gi tilfredsstillende resultat for analyser rundt denne typen hendelser, uten bruk av SIMPOW.

Ved å se på endringer som oppstår i synkrongeneratorer under FRT-forløpet, er det kartlagt hvilken innvirkning denne hendelsen vil kunne ha på generatorer med merkeytelse som er typisk for bruk i småkraftverk. Resultat fra analysene har blitt benytta for å etablere en relativt enkel matematisk modell. Denne modellen er på sin side benytta for å bestemme anbefalte parameterverdier for småkraftverk som er på planleggingsstadiet.

9 Statistiske analyser

9.1 Nettanalyse

Distribusjonsnettets for området med ny produksjon består en blanda sammensetning av linjer og kabler, og nettet anses i [3] for å være av relativt godt dimensjonert i forhold til den nye produksjonen. I enlinjeskjema (se Vedlegg 9.1 og 9.2) vises fire transformatorstasjoner (sekundærstasjoner) mellom regionalnett og nevnte distribusjonsnett. Enlinjeskjemaet viser også standard koblingsbilde, da med delingspunkt angitt med blå ellipser. All ny produksjon, uavhengig av stadium i utviklingsfase, er tegnet inn i enlinjeskjemaet. Aggregat med rød ellipse er aggregat som allerede er satt i drift (trinn 1).

Av alle avganger fra de fire sekundærstasjonene Stussvik, Sævareid, Eikelandsosen og Fusa, er det enkelte som skiller seg ut med stor mengde ny produksjon. Dette er listet opp i Tabell 9-1. Med delingspunkt som vist i enlinjeskjema (se Vedlegg 9.2) vil avgang fra Sævareid mot Tveita (avgang 2) være mest berørt av ny produksjon, da med totalt 10 aggregat med en samlet nominell ytelse på 18.5 MW. Transformatorstasjon i Fusa (avgang 8) vil ikke være berørt av ny produksjon med gjeldende koblingsbilde i distribusjonsnettets.

Tabell 9-1 Antall aggregat, og lengde, på avganger i distribusjonsnettets

Avgang		Ny produksjon				
nr	Stasjon	Linjeende	Lengde [km]	Antall enheter	I drift (trinn 1)	Samlet nominell ytelse [MW]
1	Stussvik	Austefjord	-	2	0	1.5
2	Sævareid	Tveita	19.5	10	1	18.5
3		Ljotun	1.8	2	1	3.4
4		Baldersheim	6.9	2	-	3.7
5		Sævareid Kraft	0.3	1	1	0.8
6		Eikelandsosen	Hopselva	10.0	3	1
7	Eikelandsosen	Kvandalselva	5.2	1	-	5.0
8	Fusa	Frank Mohn	-	0	-	-

Det er satt opp to ulike lastsituasjoner i modellene. Disse er karakterisert som tunglast og lettlast. Verdiene for disse to lastene er basert på tall fra SKL og funnet tilfredsstillende i forhold til utviklinga i nettet, noe som er ytterligere beskrevet i [8].

9.2 Lastflyt

9.2.1 Beregninger uten produksjon i distribusjonsnett

For å kartlegge tilstand i distribusjonsnettet før integrasjon av småkraftverk, er det utført analyser med ingen småkraftverk i drift. I Tabell 9-2 vises lastflytresultater for de fire omtalte sekundærstasjonene, mens i Tabell 9-3 vises totale tap uten ny produksjon. I utgangspunktet er altså sekunderstasjon i Stussvik (transformatorstørrelse 12 MVA) hardest belasta i forhold til installert ytelse.

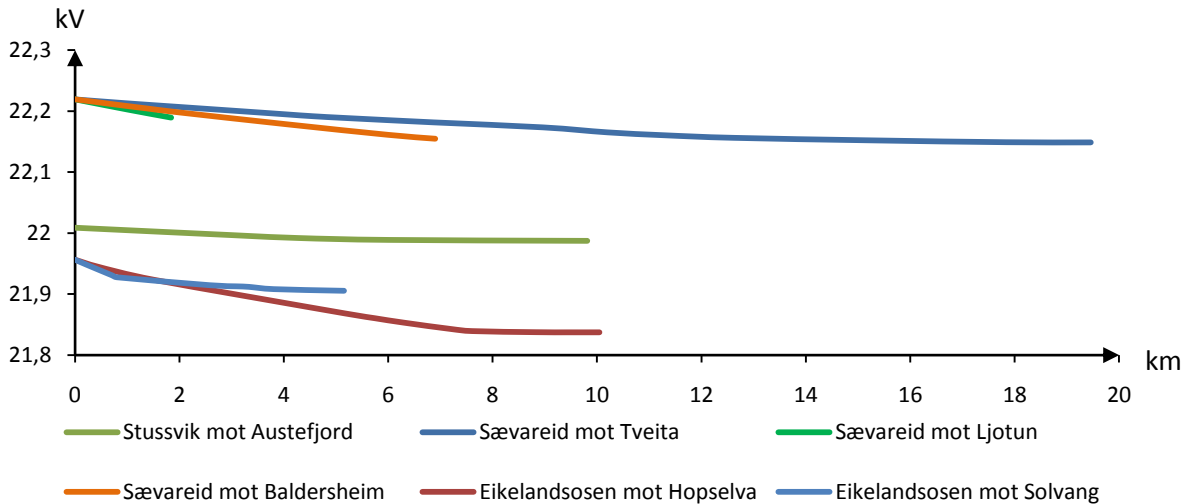
Tabell 9-2 Lastflyt ved null produksjon for henholdsvis tung- og lettlast

Stasjon	Tunglast		Lettlast	
	Last [MVA]	Spenning [kV]	Last [MVA]	Spenning [kV]
Trafo [MVA]				
Stussvik [12]	8.342 + j2.287	61.03/22.22	5.334 + j1.423	61.91/21.97
Sævareid [20]	4.534 + j1.256	61.24/21.94	2.949 + j0.765	62.30/22.00
Eikelandsosen [12]	7.234 + j2.107	61.46/22.11	4.637 + j1.290	62.57/21.92
Fusa [16]	6.292 + j1.919	61.11/22.09	4.038 + j1.195	62.35/21.93

Tabell 9-3 Tap ved null ny produksjon for henholdsvis tung- og lettlast

Tap [MVA]	Tunglast	Lettlast
Distribusjonsnett	0.220 + j0.258	0.188 + j0.231

Figur 9-1 viser spenningsprofil for avganger hvor det er planlagt å integrere ny produksjon. I denne typen figurer vises spenning langs radialene, fra sekundærstasjon mot linjeende. Simuleringen er her utført med null ny produksjon og lettlast i distribusjonsnettet.



Figur 9-1 Spenningsprofiler berørte avganger, null ny produksjon

Figur 9-1 viser spenningsprofil for avgangene i Tabell 9-1 ved null ny produksjon. Avgang 5 er grunnet sin relativt korte lengde (0,3 km) ikke presentert her, dette fordi spenningsprofilen vil være relativt flat og spenningen vil ligge svært nær spenning i Sævareid sekundærstasjon. Avgang 8 er heller ikke presentert da denne ikke blir berørt av ny produksjon.

Spenningsprofilene brukes som utgangspunkt for å sette spenningsgrenser ved integrasjon av ny produksjon. Etter samråd med SKL og SINTEF Energi (med flere) settes grensene i distribusjonsnettet til $\pm 4\%$ av spenning som opptrer langs radialene uten ny produksjon og i lettlast. Dette brukes igjen for å kunne kartlegge begrensninger på de enkelte aggregatene ved integrasjon. Definerte grenser anses for relativt strenge, og det vil være mulighet for at disse kan avvikes ved enkelte tilfeller.

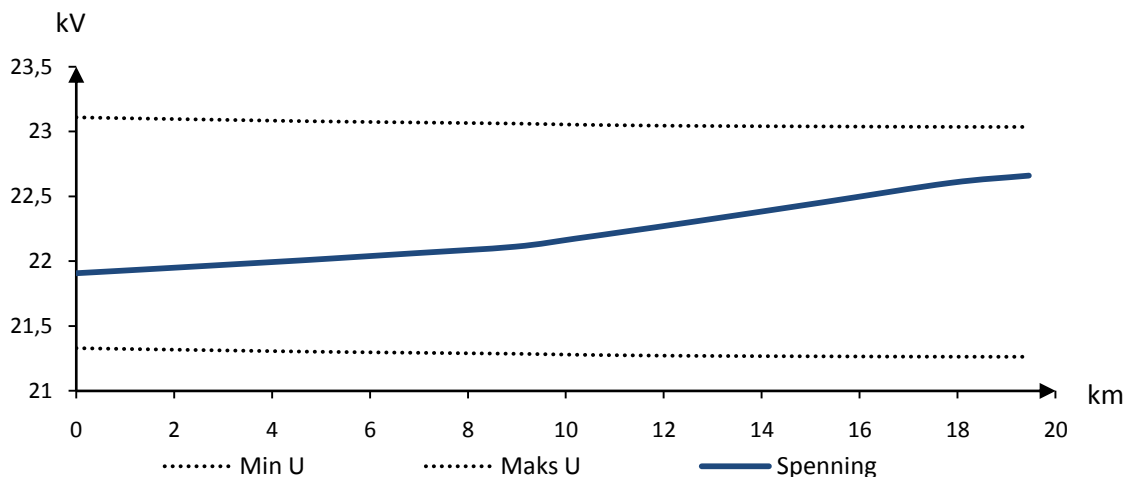
Til bruk i analysene er det satt opp 4 forskjellige utbyggingsstadier (trinn) for den nye produksjonen. Dette er nærmere presentert i Vedlegg 9.3 og 9.4 (se også kapittel 3.6). Det forutsettes at småkraftverkene etterstreber å drifte med en effektfaktor ($\cos\phi$) på 1. På bakgrunn av dette modelleres derfor aggregatene som PQ-noder i lastflytanalysene, hvorpå Q settes til 0 som utgangspunkt. Ved tilfeller med spenninger utenfor definerte grenser, endres mengden Q innenfor rammen beskrevet i kapittel 8.1.

De fleste analysene er utført for lettlast. Grunnen til dette er at det anses som mest reelt med denne lastsituasjonen kombinert med maksimal produksjon, og samtidig vil scenarioet gi de høyeste spenningsverdiene ved integrasjon av ny produksjon.

9.2.2 Spenning trinn 1

På dette stadiet er kun aggregat som allerede er installert inkludert i analysene, og fra Vedlegg 9.4 kommer det frem at det i trinn 1 vil være 4 småkraftverk i drift. Samlet utgjør disse en nominell ytelse på 11.2 MW, og det vil være to sekundærstasjoner og fire avganger som blir berørt. Resultat som anses som mest interessante er presentert i rapporten, mens øvrige resultat er presentert i vedlegg.

Spenningsprofil for alle berørte avganger finnes i Vedlegg 9.5. I Figur 9-2 er radial som opplever størst endring i spenning, i forhold til spenning ved null produksjon, presentert. Radialen berøres av småkraftverket Tveitaskaret (Tveita), som kommer inn på enden av radial mot Tveita. Maksimal spenning vil kunne bli 22.66 kV, noe som er godt innenfor definerte grenser (markert med stiplede linjer i de etterfølgende figurene).

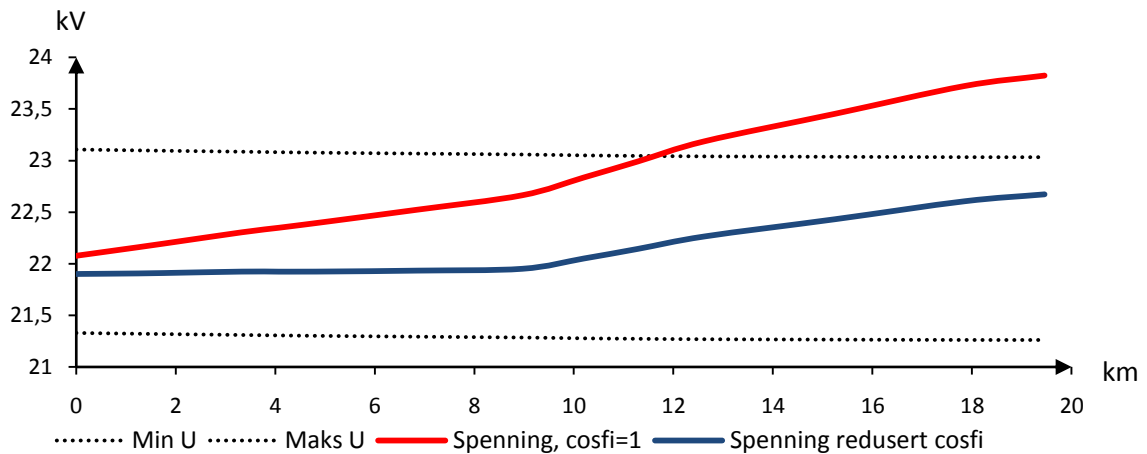


Figur 9-2 Spenningsprofil for radial Sævareid – Tveita trinn 1

9.2.3 Spenning trinn 2

Fra Vedlegg 9.4 fremgår det at i trinn 2 kommer totalt fem nye aggregat, i tillegg til de fire fra trinn 1. De fem nye utgjør til sammen 10.6 MW, noe som medfører et totalt bidrag fra småkraftverk i distribusjonsnettet vil være på 21.8 MW. Spenningsgrafer for mest berørte radialer finnes i Vedlegg 9.6.

Vedlegg 9.6 og Figur 9-3 viser at radialen Sævareid mot Tveita opplever høyest spenningsendring. Omtrent halvveis ut på radial vil det med denne modelleringen kunne oppstå spenningsverdier over den definerte grensa. Dette medfører at det bør settes krav til reaktiv effekt fra aggregat slik at spenning kan holdes innenfor definerte grenser.



Figur 9-3 Spenningsprofil for radial Sævareid – Tveita trinn 2

Ved å endre innstillingene på aggregatene langs radial fra Sævareid mot Tveita fra å kun produsere aktiv effekt (ved $\cos\phi=1$) til å kunne levere/importere reaktiv effekt med en effektfaktor $\cos\phi=0.9/-0.95$, oppnås spenninger innenfor definerte grenser. Endringene er presentert i Tabell 9-4.

Tabell 9-4 Redusert $\cos\phi$ trinn 2

Aggregat	P [MW]	Q [MVar]	$\cos\phi$
Tveitaskaret	3.9	-1.3	-0.95
Sævareidkraft	0.8	0.0	1.00
Hopselva	4.5	0.0	1.00
Haugaelva	2	0.0	1.00
Gjønaelva	3.2	-1.1	-0.95
Eitro	3.4	-1.1	-0.95
Ljotåa	1.4	0.0	1.00
Nipen	1.2	0.0	1.00
Hjortedal	1.4	0.0	1.00

De tre generatorene som driftes undermagnetisert (negativ $\cos\phi$ i Tabell 9-4) ligger alle relativt langt ut på avgang 2, da på avgreiningen fra Holdhus mot Eitro (se Vedlegg 9.2 oversiktsbilde). Disse bør altså kunne importere reaktiv effekt for å holde spenningen innenfor definerte spenningsgrenser.

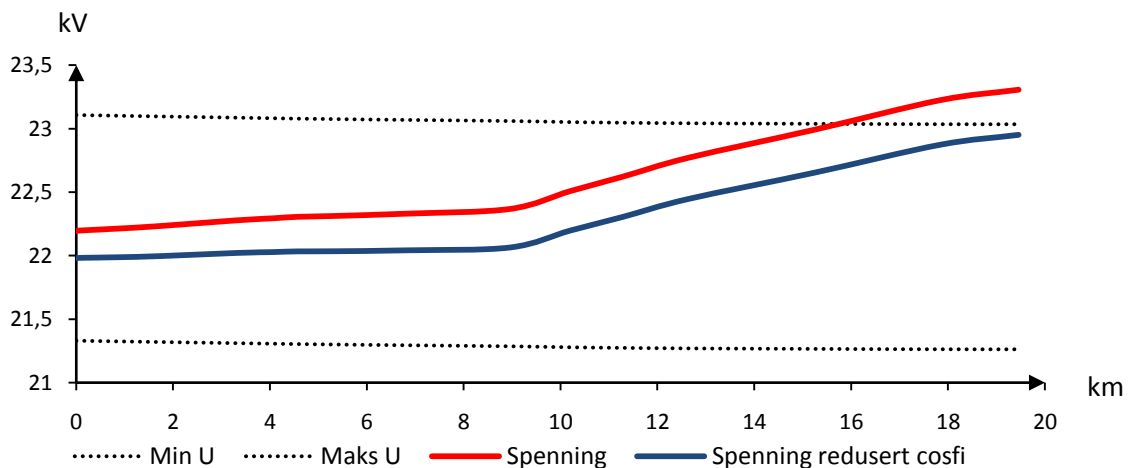
9.2.4 Spenning trinn 3

I dette utbyggingstrinnet kommer det inn tre nye aggregat i tre forskjellige radialer. Sekundærstasjon Sævareid belastes med ett nytt aggregat (radial mot Baldersheim) mens sekundærstasjon Eikelandsosen belastes med to nye aggregat (radial mot Hopselva og radial mot Kvandalselva). Spenningsgrafer for nevnte radialer finnes i Vedlegg 9.7. Som det kommer frem av vedlegget vil det ikke oppstå spenninger utenfor definert spenningsgrense.

9.2.5 Spenning trinn 4

I det siste utbyggingstrinnet kommer det 9 nye småkraftverk inn. Til sammen utgjør disse en nominell aktiv effekt på 8.25 MW. Igjen er det avgangen Sævareid mot Tveita som blir mest berørt, da med 6 nye aggregat med en samlet effekt på 6.6 MW. To nye aggregat (til sammen 1.5 MW) kommer inn på radial Stussvik mot Austefjord, mens ett nytt aggregat (0.15 MW) kommer inn på radial Eikelandsosen mot Hopselva.

Ny integrasjon i trinn 4 fører til at flere aggregat må bidra med å importere reaktiv effekt for å holde spenningene innenfor grensene. Spenningsgrafer for berørte radialer finnes i Vedlegg 9.8. Ved å sette samme driftspunkt for $\cos\phi$ på aggregatene Tombre og Bratthus som for aggregat i trinn 2 (se Tabell 9-4), vil spenningen langs radial mellom Sævareid og Tveita holdes innenfor definerte grenser.



Figur 9-4 Spenningsprofil for radial Sævareid – Tveita trinn 4

9.3 Oversikt korrigert produksjon

Driftspunkt for $\cos\phi$ på de enkelte aggregat vil med dette avhenge av hvor mye av planlagt produksjon som er implementert. Tabellen nedenfor viser anbefalte innstillinger, på bakgrunn av spenningsgrenser, for de definerte utbyggingstrinnene.

Tabell 9-5 Oversikt korrigert produksjon alle trinn (lettlast)

Aggregat	Nominell ytelse [MW]	Trinn 1		Trinn 2		Trinn 3		Trinn 4	
		Q [MVar]	$\cos\phi$	Q [MVar]	$\cos\phi$	Q [MVar]	$\cos\phi$	Q [MVar]	$\cos\phi$
Tveitaskaret	3.9	0.0	1.0	-1.3	-0.95	-1.3	-0.95	-1.3	-0.95
Sævareidkraft	0.8	0.0	1.0	0.0	1.00	0.0	1.00	0.0	1.00
Hopselva	4.5	0.0	1.0	0.0	1.00	0.0	1.00	0.0	1.00
Haugaelva	2.0	0.0	1.0	0.0	1.00	0.0	1.00	0.0	1.00
Gjønaelva	3.2			-1.1	-0.95	-1.1	-0.95	-1.1	-0.95
Eitro	3.4			-1.1	-0.95	-1.1	-0.95	-1.1	-0.95
Ljotåa	1.4			0.0	1.00	0.0	1.00	0.0	1.00
Nipen	1.2			0.0	1.00	0.0	1.00	0.0	1.00
Hjortedal	1.4			0.0	1.00	0.0	1.00	0.0	1.00
Matland	3.4					0.0	1.00	0.0	1.00
Kvandalselva	5.0					0.0	1.00	0.0	1.00
Baldersheim	2.5					0.0	1.00	0.0	1.00
Eidestøa	1.5							0.49	-0.95
Bratthus	0.8							0.26	-0.95
Tombre	1.4							0.29	-0.95
Gråklubben	1.0							0.0	1.00
Teigland	0.8							0.0	1.00
Bolstad	1.1							0.36	-0.95
Lygre	1.0							0.0	1.00
Austefjord	0.5							0.0	1.00
Ådland	0.15							0.0	1.00

Som det fremgår av tabellen må enkelte aggregat bidra med å importere reaktiv effekt for å holde spenningene innenfor definerte grenser. Det må legges til at definerte spenningsgrenser er relativt strenge, og det kan være at disse kan slippes noe opp. Innstillingene vist i tabellen brukes videre i kommende analyser. Det bemerkes at innstillingene ikke tar høyde for interne parametre og begrensninger på de enkelte generatorene, men kun beskriver behovsinnstilling med tanke på å holde spenning innenfor definerte verdier.

9.4 Effektfly og tap med full produksjon

Tabell 9-6 og Tabell 9-7 viser resultat fra beregninger for full ny produksjon i distribusjonsnettet. I motsetning til i kapittel 9.2.1 er det nå sekundærstasjon Sævareid som blir mest belasta i forhold til installert ytelse. I tillegg er effektflyten snudd for de tre stasjonene som påvirkes av ny produksjon i forhold til tidligere, noe som betyr at distribusjonsnettet eksporterer aktiv effekt til overliggende nett.

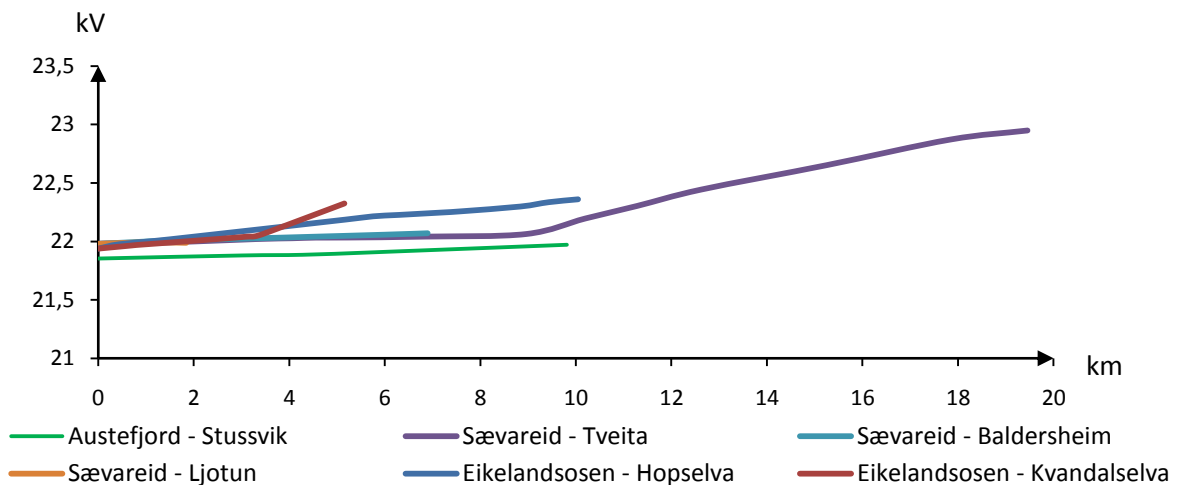
Tabell 9-6 Lastflyt ved full produksjon (negativ fortegn indikerer eksport)

Stasjon	Tunglast		Lettlast	
	Last [MVA]	Spenning [kV]	Last [MVA]	Spenning [kV]
Trafo [MVA]				
Stussvik [12]	-7.73 + j2.98	59.90/21.8	3.81 + j1.43	60.56/21.85
Sævareid [20]	-20.1 + j8.85	60.23/21.99	-21.63 + j8.89	61.26/22.38
Eikelandsofen [12]	-5.52 + j2.95	61.46/22.16	-8.01 + j2.19	61.80/21.78
Fusa [16]	6.30 + j1.92	60.28/22.16	4.04 + j1.20	61.58/22.01

Tabell 9-7 Tap ved full ny produksjon

Tap [MVA]	Tunglast	Lettlast
Distribusjonsnett	1.910 + j2.673	1.979 + j2.805

Aktive tap i distribusjonsnettet øker med ca 1.69 MW og 1.79 MW for henholdsvis tunglast og lettlast fra null produksjon til full produksjon med valgte innstillinger. Økningen er betydelig, og de økte tapene indikerer at det bør vurderes utbedringer, da for eksempel ved oppgradering av linjer- og kabeloverføringer.



Figur 9-5 Spenningsprofiler, berørte avganger, full mengde ny produksjon

Figur 9-5 viser spenningsprofil med full mengde ny produksjon i distribusjonsnettet. Reaktiv effekt er her korrigert etter innstillinger i Tabell 9-5. Den lengste radialen, Sævareid mot Tveita, er den som blir mest berørt av ny produksjon og derav vil utsettes for største spenningsvariasjoner.

9.5 Diskusjon nettanalyse

Distribusjonsnettet vil bli påvirket av forskjellige aspekter som integrasjonen av den nye produksjonen medfører. Det vil kunne bli problemer med høye spenninger i enkelte lokasjoner, da i størst grad langt ute på de mest påvirka radialene ved lettlastsituasjoner. Særlig utsatt er som vist radial mellom Sævareid og Tveita. Det vil være nødvendig å regulere mengden reaktiv effekt i denne delen av nettet. Alternative koblingsbilder, bruk av kondensatorbatteri eller lignende, vil kunne være med på å påvirke dette problemet positivt. Dette er ikke videre analysert i dette arbeidet. Det er imidlertid utarbeidet forslag for hvordan produksjonen i de forskjellige småkraftverkene bør være i de fire utbyggingstrinnene med gjeldende koblingsbilde. Dette forslaget (vist i Tabell 9-5) beskriver kun det som vil gi spenninger innenfor definerte grenser samtidig som det driftes innenfor merkeverdier til de forskjellige generatorene. Forslaget beskriver med andre ord ikke det som faktisk er mulig å produsere med tanke på at stabilitet og sikker drift skal være ivaretatt.

I likhet med spenning vil totale tap i distribusjonsnettet påvirkes av ny produksjon. Økningen mellom tap ved ingen småkraftverk til tap ved full integrasjon vil være betydelig. Dette er et tema det bør vurderes å gjøre tiltak mot. Avhengig av strømpriser og kostnader på oppgradering, kan det profiteres på å oppgradere deler av distribusjonsnettet for å få redusert tapene. Konkrete forslag for oppgraderingstiltak vil kreve analyser utover det som er utført i dette arbeidet.

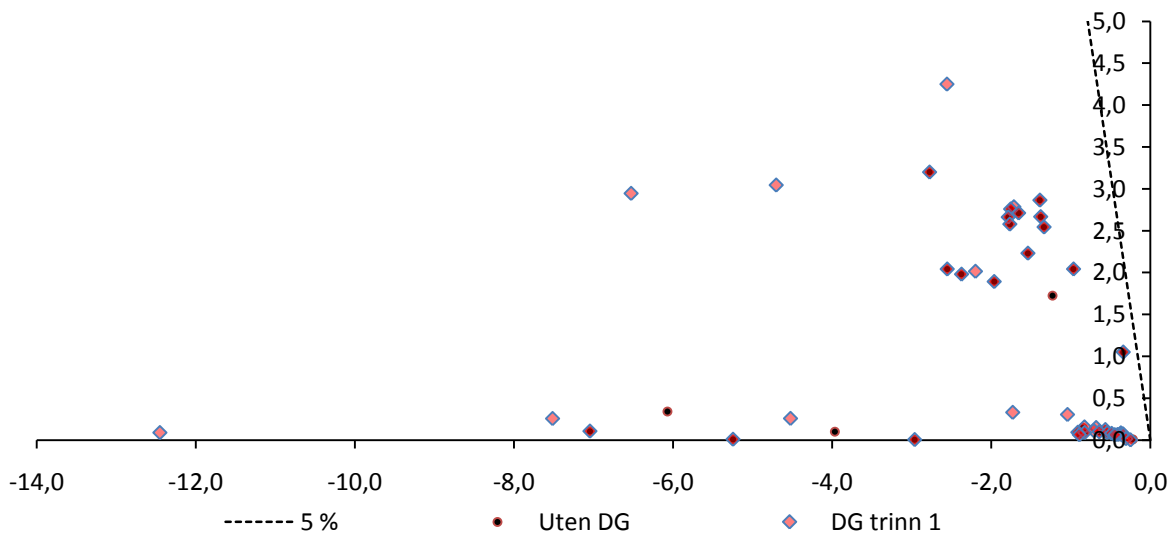
Det er én overføring i distribusjonsnett som viser overbelastning ved full ny produksjon og lettlast. Kabel mellom Sævareid sekundærstasjon og Teigane (TXSE 3x150mm²) er modellert med en termisk grensestrøm på 0.31 kA, men utsettes for en strøm på 0.47 kA ved full ny produksjon. Denne kabelen vil, i likhet med transformator mellom distribusjonsnett og regionalnett i Sævareid, kreve oppgradering for å kunne håndtere full ny produksjon.

10 Lineæranalyse

10.1 Småsignalstabilitet

I dette kapitlet følger en analyse av systemets småsignalstabilitet. Beregningene er utført for utbyggingstrinn 1. Alle de fire småkraftverkene er modellert med synkrongeneratorer og spenningsregulatorer. Valg av parametre til spenningsregulatorer er basert på tidligere masteroppgaver [18,19]. Ingen av småkraftverkene er modellert med turbinregulator. I tillegg er det her presentert et eksempel på hvordan endring i enkelte parameterverdier for generatorene kan påvirke systemets småsignalstabilitet.

Oversikt over alle egenverdier knytta til systemet, slik det vil være i trinn 1, finnes i Vedlegg 10.1. Fra Vedlegg 10.1 og Figur 10-1 kommer det frem at systemet er småsignalt stabilt, det vil si at alle egenverdiene ligger i venstre halvplan i figuren nedenfor.



Figur 10-1 Plot av egenverdier, med og uten småkraftverk, trinn 1

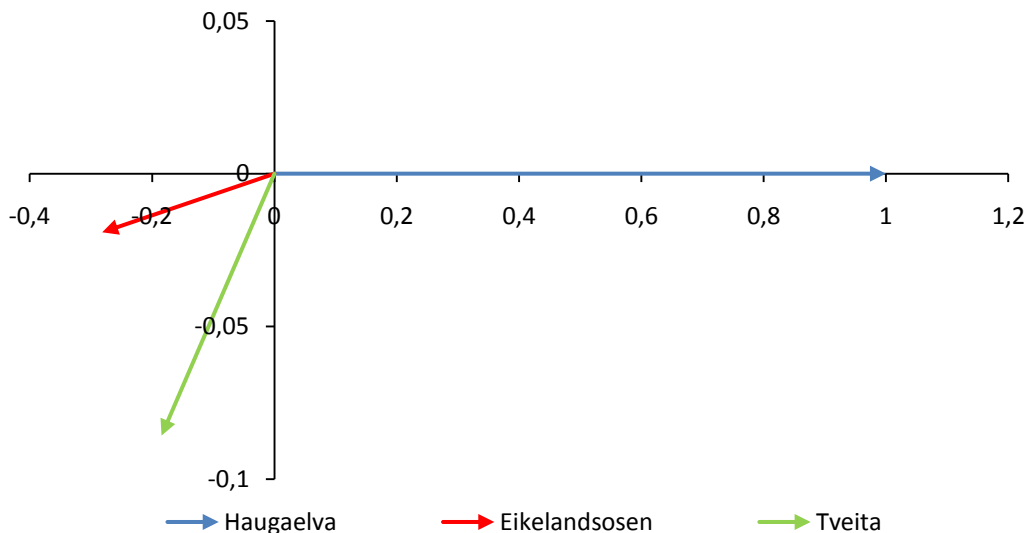
Den stipla linjen i Figur 10-1 indikerer en relativ demping på 5 %. Som det fremgår av figuren har alle egenverdiene en god relativ demping siden alle ligger til venstre for den stipla linjen i det komplekse planet (se også beskrivelse kapittel 4.5.2). Egenverdier for systemet uten ny produksjon er også plottet, dette for å bedre vise påvirkning av den nye produksjonen. Det genereres 9 nye komplekskonjugerte egenverdi-par av småkraftverk i trinn 1 sammenlignet med null ny produksjon.

I Tabell 10-1 er egenverdier som i hovedsak er knytta til en eller flere av de fire nye småkraftverkene i trinn 1 presentert. Ved hjelp av "Modal analysis" i SIMPOW er også de største bidragsyterne til de respektive egenverdiene funnet og listet opp i samme tabell.

Tabell 10-1 Egenverdier relatert til ny produksjon trinn 1

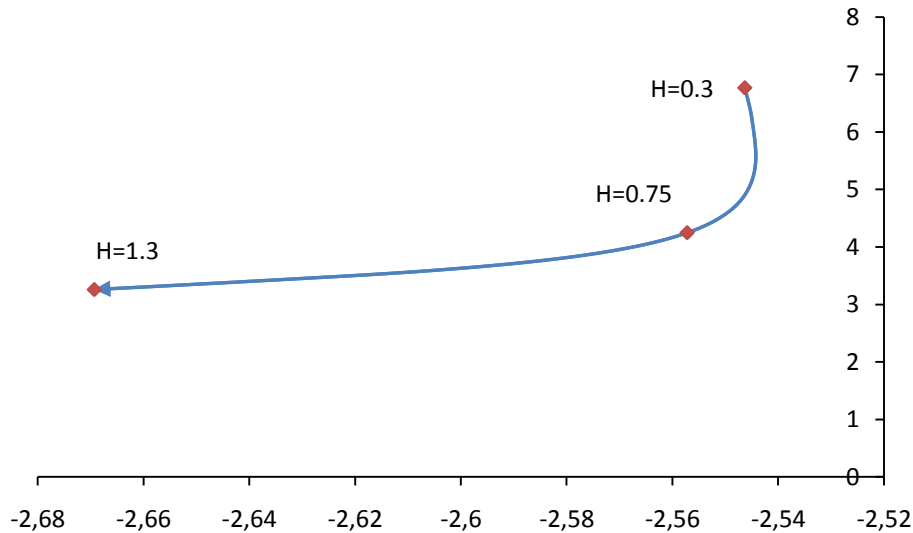
Nr	Re [1/s]	Im [Hz]	Relativ [%]	Størst bidrag	
				Generator	Magnetisering
27	-2.5572	4.2489	9.5	Haugaelva	
29	-4.7032	3.0437	23.9	Tveita	Tveita
31	-6.5263	2.9443	33.3	Sævareid	
36	-1.7161	2.7838	9.8	Hopselva/Eikeland	
92	-12.449	0.0875	99.9	Tveita/Eikeland	Tveita
127	-1.7304	0.3287	64.2	Hopselva/Eikeland	Tveita/Hopselva
129	-1.0421	0.3032	47.9	Tveita	Tveita/Hopselva
153	-0.8290	0.1550	64.8	Sævareid/Haugaelva	Tveita/Sævareid
155	-0.6820	0.1477	59.2	Sævareid/Haugaelva	Sævareid/Haugaelva
157	-0.7118	0.1115	71.3	Sævareid/Eikeland	Sævareid/Haugaelva
187	-0.3078	0.0153	95.5	Sævareid/Eikeland	Sævareid/Eikeland

For å forklare tabellen tas det utgangspunkt i par nr 27 med egenverdien $-2.557 \text{ 1/s} \pm j4.249 \text{ Hz}$. Her viser aggregat i Haugaelva størst bidrag til egenverdien (egenvektoren). Dette er illustrert i Figur 10-2, som viser hvilke aggregat som påvirkes for denne egenverdien. Haugaelva viser her størst bidrag, og oscillerer samtidig mot to andre aggregat i samme område (Eikelandsosen og Tveita) for denne frekvensen.

**Figur 10-2** Resultat av modalanalyse for egenverdi nr 27 ($-2.557 \text{ 1/s} \pm j4.249 \text{ Hz}$)

Tregghetskonstanten (H) for Haugaelva viser i SIMPOW en sensitivitet på -9.9820 1/s/pu , -15.784 Hz/pu . Tallverdi angir sensitiviteten, og forteller dermed hvor mye dempinga (s) vil endre seg for en endring i valgt parameter (H). Det samme prinsippet gjelder også for frekvensen. Figur 10-3 viser hvordan egenverdien påvirkes dersom H endres gradvis fra 0.3 s

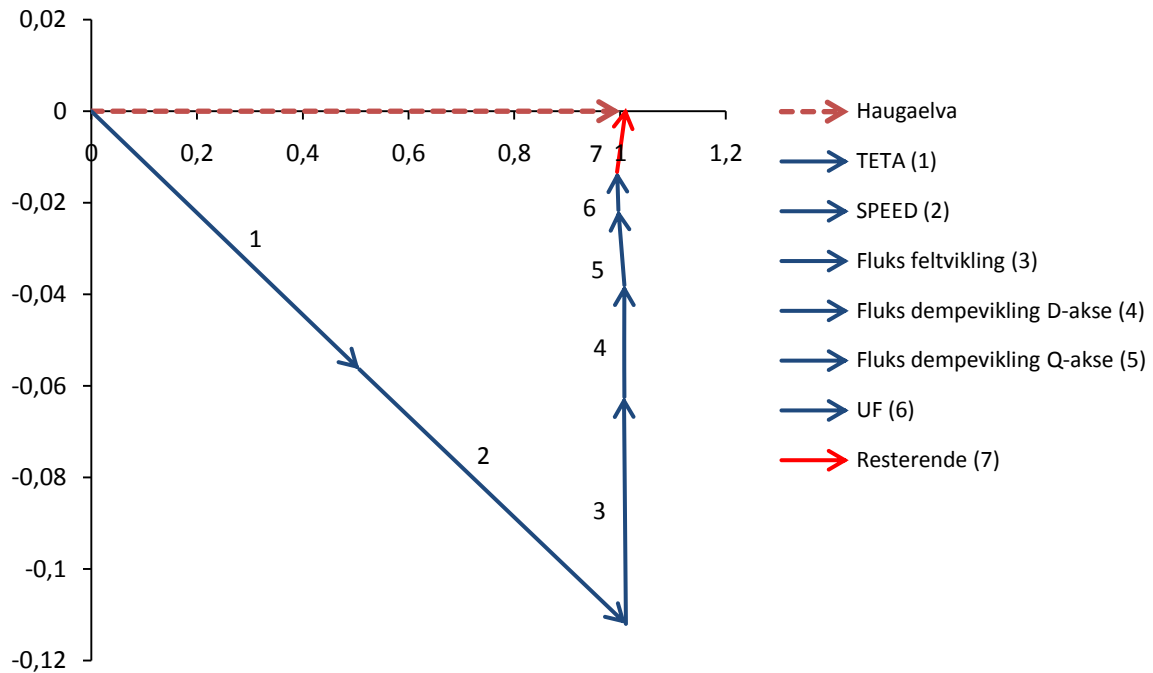
til 1.3 s. Haugaelva har opprinnelig en treghetskonstant på 0.7519 s, og som det kommer frem av figuren vil verdier i dette området gi lavest demping for denne egenverdien. Optimalt sett skulle treghetskonstanten for dette aggregatet vært høyere, noe som ville gitt en bedre demping og lavere frekvens på denne egenverdien.



Figur 10-3 Endring i treghetskonstant for Haugaleva

Figur 10-3 viser et problem som ofte knyttes til små generatorer. Treghetskonstanten på mindre (lettere) generatorer er ofte lav, noe som kan medføre oscillasjoner med relativt høy frekvens. [25] Haugaelva er aggregatet med lavest treghetskonstant i trinn 1, og er altså også det aggregatet som bidrar mest til egenverdien som er dårligst dempet.

Det er i hovedsak to systemparametre som bidrar til vektoren for Haugaelva i Figur 10-2. For Haugaelva viser polhjusvinkel (TETA) og hastighet (SPEED) bidrag på henholdsvis ($0.510 < -6.35^\circ$) og ($0.507 < -6.29^\circ$). Figur 10-4 viser de forskjellige komponentbidragene til vektor for Haugaelva, hvor fremgår at de to forannevnte komponentene har størst bidrag.



Figur 10-4 Komponenter til vektor for Haugaelva (basert på "Participation Factor")

Det er imidlertid vanskelig (eller ikke ønskelig) å gjøre noe med de to første komponentene i Figur 10-4. Ofte vil det enkleste være å endre på parametre i systemets regulatorer, da spenningsregulator i dette tilfellet. Feltspenning til spenningsregulator for Haugaelva bidrar med komponent nr 6 i figuren over, og størrelse (og vinkel) på denne vil kunne påvirkes ved å endre på innstillingene på spenningsregulatoren. Usikkerheten rundt spenningsregulatorene i de forskjellige småkraftverkene, samt oppgavespesifikasjon og dens hovedfokus, medfører at dette temaet ikke jobbes videre med utover det som er presentert til nå.

Resultat fra analysene viser at synkrongeneratorens reaktanser (representert av blant annet komponent 3, 4 og 5) også har betydelig bidrag til vektoren "Haugaelva" i Figur 10-4. For aggregat som allerede er installert er det i praksis vanskelig å påvirke disse bidragene, mens det vil være mulig å ta hensyn til for nye aggregat. Hvilke reaktansverdier for synkrongeneratorene som forbedrer dens påvirkning på systemet, er nærmere analysert lengre ut i rapporten (kapittel 12).

11 Forbedra stabilitet

Generator i Eikelandsosen er i dag utstyrt med en dempetilsats av typen HYMATEK (PSS2A). Denne var ikke implementert i modeller utvikla i tidligere studentoppgaver. Dempetilsatsen er i dette arbeidet tegnet og modellert i HIDRAW (se Vedlegg 11.1), og deretter implementert i spenningsregulatoren til generator i Eikelandsosen. Resultat av analyse knytta til magnetiseringsutrustning i Eikelandsosen er, sammen med analyse av transient påvirkning, vist i dette kapitlet. Det vises til kapittel 4.8 for beskrivelse utover det som er presentert i dette kapitlet.

11.1 Dempetilsats Eikelandsosen

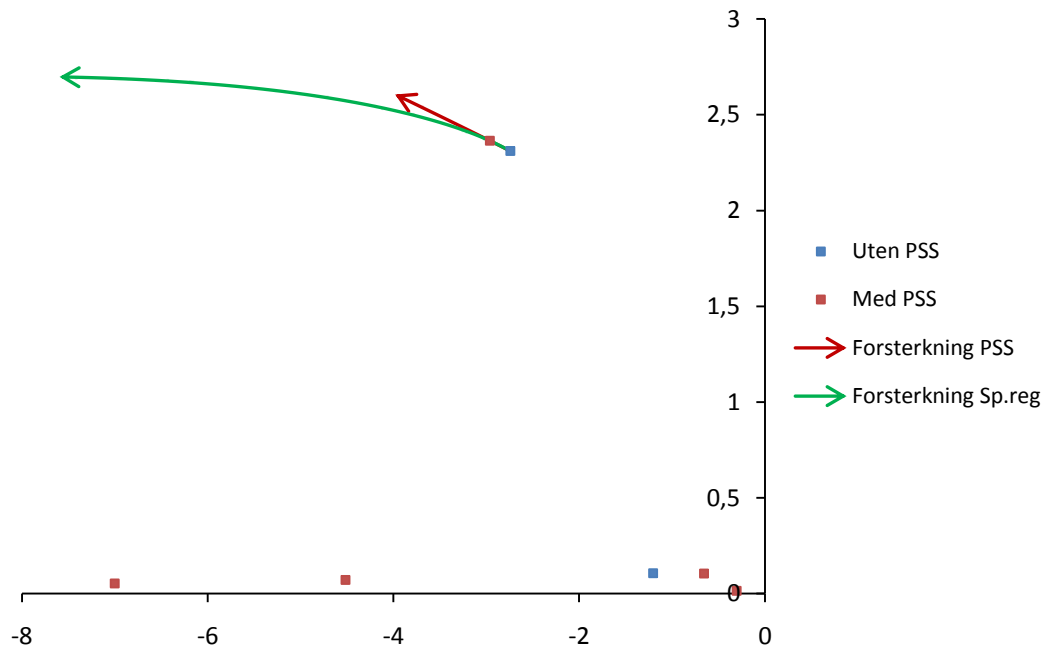
For å finne innvirkning av dempetilsats i Eikelandsosen er det utført analyser på denne generatoren med og uten dempetilsats. Lineæranalyse er benytta for å finne ut hvordan aktuelle egenverdier påvirkes. I tillegg er det utført en tidsplananalyse for bedre å bekrefte påvirkningen. For å redusere mengden data og variabler, er analysene utført med Eikelandsosen på et eget (stivt) nett. Både spenningsregulator og dempetilsats er modellert med parameterverdier som er oppgitt for Eikelandsosen. [27]

Tabell 11-1 viser egenverdiene for systemet med og uten dempetilsatsen. Det første paret for de to tilfellene beskriver rotoroscillasjoner (med demping og frekvens). Resterende par representerer i hovedsak systemets regulatorer [6]. Som det fremkommer er både real- og imaginærdel noe høyere for "Med PSS" for det to første paret i forhold til "Uten PSS", mens den relative dempinga [%] er noe bedre for "Med PSS".

Tabell 11-1 Oversikt komplekse egenverdier med og uten PSS

Uten PSS				Med PSS			
PAR	[1/s]	[Hz]	[%]	PAR	[1/s]	[Hz]	[%]
2/3	-2.739	2.311	18.5	2/3	-2.963	2.365	19.6
4/5	-1.202	0.107	87.3	6/7	-7.002	0.052	99.9
				8/9	-4.515	0.072	99.5
				10/11	-0.656	0.104	70.9
				12/13	-0.305	0.015	95.5

Figur 11-1 viser hvordan disse egenverdiene påvirkes av endring i innstilling på parametre i både spenningsregulator (KP) og dempetilsats (KS1). I tillegg vises egenverdiene før og etter implementering av dempetilsatsen, hvorpå disse får nye verdier slik beskrevet i Tabell 11-1.



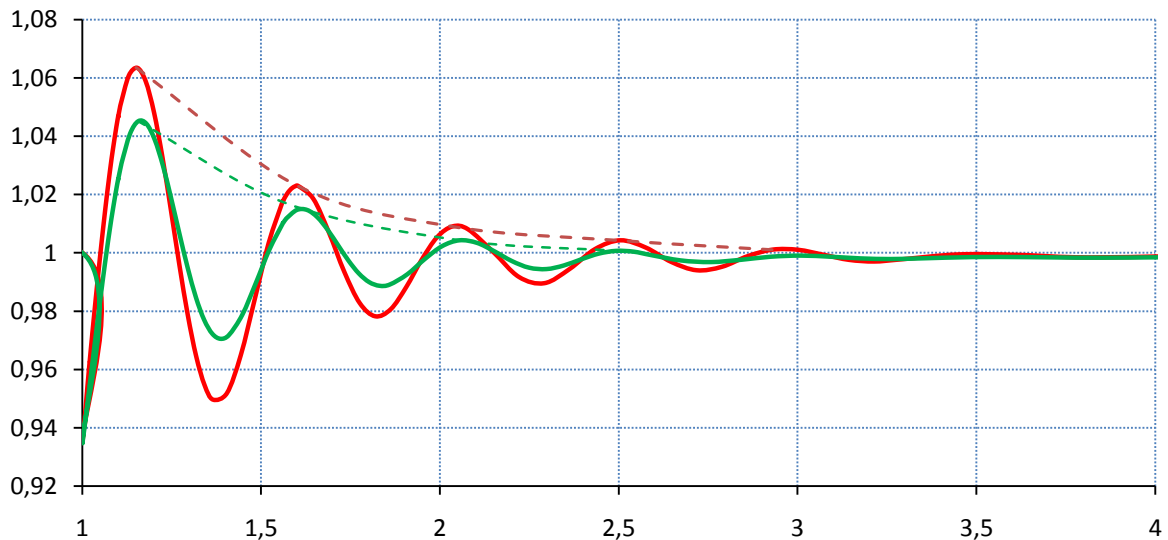
Figur 11-1 Skann av forsterkning i dempetilsats og forsterkning i spenningsregulator

Figur 11-1 viser at aktuell egenverdi som beskriver rotoroscillasjoner flyttes bort fra imaginærakse (absolutt demping øker) ved implementering av dempetilsatsen. Røde piler indikerer proporsjonalforsterkning i dempetilsats (KS1) som økes fra 0 til 100 (KS1 = 0 tilsvarer egenverdi uten dempetilsats). Grønn pil indikerer hvordan proporsjonalforsterkning i spenningsregulator (KP) påvirker egenverdiene. I simuleringen rampes KP fra 0 til 200, hvor KP=14 er faktisk verdi for spenningsregulator slik den står i dag. Forsterkningen i dempetilsats er innstilt til KS1=18 av leverandør. [27]

Ved å studere innsvingsforløpet ved sprangtest (se Vedlegg 11.2) kommer det frem at KP-verdi tilsynelatende burde være vesentlig høyere enn 14, siden for eksempel KP=100 gir raskere innsving. Dette bekreftes av Figur 11-1. På tross av dette utføres kommende analyser med fabrikkinnstillinger, hvor optimalisering vurderes dersom det viser seg hensiktsmessig.

11.2 Transient påvirkning

I tillegg til lineæranalyse er det utført en transient analyse for å finne påvirkning av dempetilsatsen. En hendelse som simulerer et lastavslag (ca 5 % av nominell ytelse) er lagt inn i simuleringen, og pendlingene i aktiv effekt for generator i Eikelandsosen er vist i Figur 11-2.



Figur 11-2 Pendlinger i aktiv effekt med (grønn kurve) og uten (rød kurve) dempetilsats

Som det fremgår av Figur 11-2 vil effektpendlingene dempes raskere med dempetilsats. Uten dempetilsats vil maks utslag være ca 1.065 pu, mens med dempetilsats vil det samme utslaget være på rundt 1.041 pu. Damping og frekvens er beregnet fra responsen (se likningene (4.17) og (4.18)) til $-4.194 \pm j2.175$ Hz og $-1.603 \pm j3.002$ Hz for henholdsvis med og uten dempetilsats. Denne beregninga viser altså bedre resultat enn det som kom frem under lineæranalysen (se Tabell 11-1).

11.3 Oppsummering dempetilsats

Resultatene her viser at dempetilsats PSS2A har positiv påvirkning på aktuelle egenverdier. Dette betyr altså at rotoroscillasjonene for Eikelandsosen vil dempes bedre ved implementering av denne dempetilsatsen sammenlignet med før implementering. Innstillingene er muligens ikke optimale, men benyttes videre i analysene siden disse er reelle i henhold til dagens system. For å avgjøre om andre innstillinger gir bedre responser, burde det utføres analyser med andre typer (større) forstyrrelser, noe som også vil være kilde til videre arbeid utover denne rapporten.

12 Transient stabilitet

Det er vanlig å benytte dynamiske analyseprogram for å finne transiente responser til elektriske system. Ved å modellere FRT-forløp vist i Figur 6-5 i SIMPOW, kan responser og kritiske klareringstider til dette forløpet fremskaffes på en relativ enkel måte. Det er imidlertid ikke alle involverte aktører (nettselskap og utbyggere) som har tilgang på denne typen dynamiske analyseverktøy. I tillegg må ofte en slags prøve-og-feile metode benyttes for å kartlegge transient stabilitet ved hjelp av SIMPOW. På bakgrunn av dette ble det derfor forsøkt å finne matematiske uttrykk og forenkla modeller for å kunne beskrive transient respons til forskjellige synkrongeneratorer på en forenkla måte.

For å lette analysearbeidet ble følgende forenklinger gjort i modellene:

- Alle aggregat modelleres som synkrongenerator
- Mekanisk moment tilført generator antas konstant
- Indre induert spenning i generator antas konstant
- Transformator og linje antas kun induktivt

12.1 FRT-forløp på større synkrongeneratorer

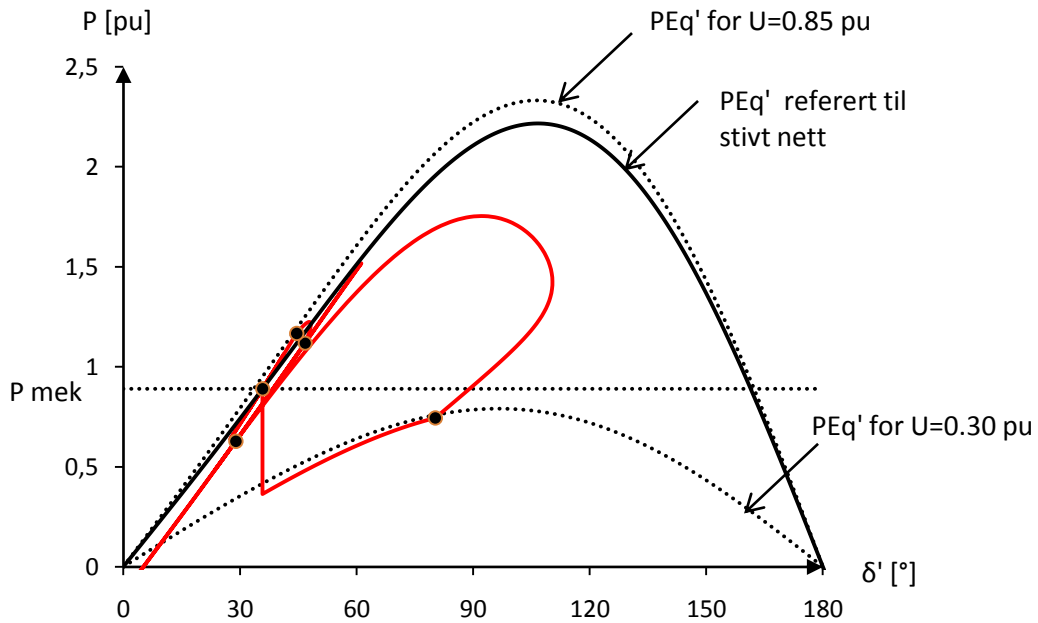
Generator er, i likhet med den forenkla modellen vist i eksemplet i kapittel 6.2, kobla via produksjonstransformator og en linje mot et stivt nett. FRT-forløp påtrykkes i tilknytningspunkt, det vil si mellom transformator og linje. I første del er det benyttet en relativt stor generator ($S_n=50$ MVA) med verdier for reaktanser og treghetskonstant typisk for større vannkraftgeneratorer (se Tabell 12-1). I de første analysene produserer generatoren en aktiv effekt på 0.89 pu.

Tabell 12-1 Parameterverdier for testgenerator

Sn[MVA]	P [MW]	Q [MVar]	H [s]	X_d [pu]	X_d' [pu]	X_q' [pu]
50	44.5	11.8	3.1	1.05	0.259	0.66

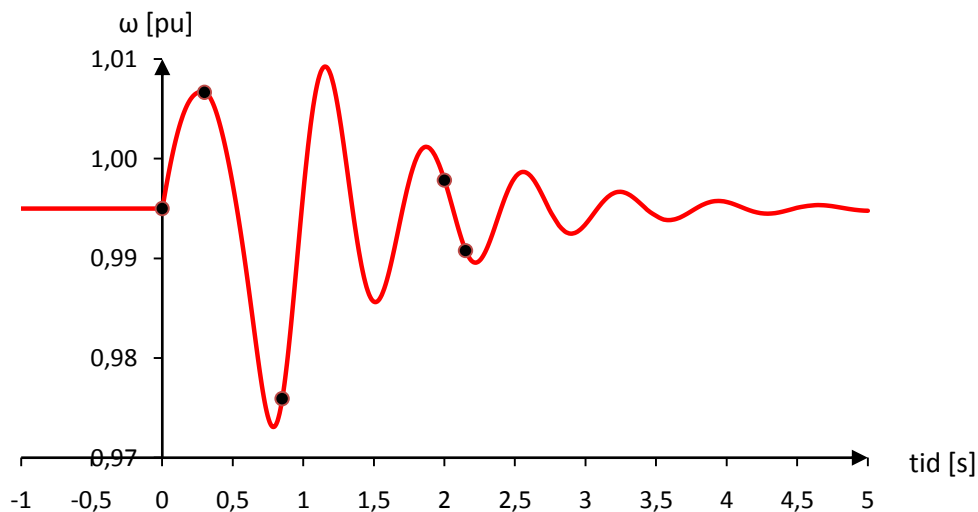
I figurene i dette kapitlet representerer kurver i rødt simuleringresultater fra SIMPOW. Sorte kurver er funnet ved matematisk beregninger. Likning for transient polhjulsvinkelkaraktistikk, presentert i rapportens teoridel (likning 6.2), gjentas her for å bedre kunne forklare hvordan $P_{Eq'}(\delta')$ -kurvene er fremstilt:

$$P_{Eq'}(\delta') = \frac{E_q' \cdot V_s}{x_d'} \sin(\delta') + \frac{V_s^2}{2} \frac{x_d' - x_q}{x_d' \cdot x_q} \sin(2\delta') \quad (12.1)$$



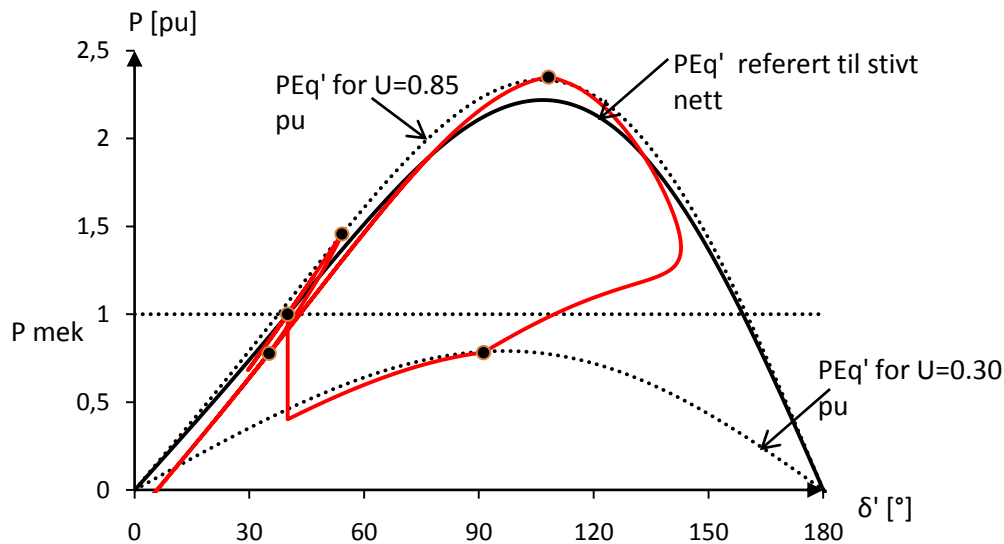
Figur 12-1 Endring av aktiv effekt gjennom FRT-forløp ($P_{Eq}'(\delta')$ karakteristikk)

Figur 12-1 viser et tilfelle hvor synkrongeneratoren gjenoppretter synkronisme etter at FRT-forløpet er utløpt. Punktene på grafen for effekt indikerer de ulike tidsintervallene i FRT-forløpet (se matematisk beskrivelse kapittel 6.3.1). De to stipla grafene indikerer transient polhjulsvinkelkarakteristikk, $P_{Eq}'(\delta')$, for en nettspenning på henholdsvis 0.3 pu og 0.85 pu. Generatoren vil ha akselererende moment så lenge rød kurve er under mekanisk effekt (P_{mek}) i Figur 12-1, noe som også bekreftes av neste figur. Sorte punkt på de ulike grafene indikerer tilhørende tid, det vil si hvor i FRT-forløpet systemet befinner seg (se Figur 6-5).



Figur 12-2 Pendling i generators hastighet gjennom FRT-forløp

Spenning i tilknytningspunkt endres fra 1.0 pu til 0.3 pu i starten av FRT-forløpet. Dette medfører en momentan endring i aktiv effekt levert fra generator. Spenning i tilknytningspunkt vil være 0.3 pu til det har gått 0.3 sekunder, for så å stige proporsjonalt med tiden til spenningen har oppnådd verdien 0.85 pu. Frem til $t=0.3$ sekunder viser Figur 12-1 at aktiv effekt omtrent følger kurve for $P_{Eq}(\delta')$ ved en nettspenning på 0.3 pu. Etter 0.3 sekunder følger $P_{Eq}(\delta')$ et forløp som er mer komplisert å beskrive, dette på grunn av at spenninga stiger proporsjonalt med tiden, samtidig som polhjulsvinkelen endres. Generatoren vil i dette tilfellet, med valgte innstillinger og parametre, være transient stabil mot FRT-forløpet. Areal for akselerasjon (kinetisk energi tilegnet under forløpet) vil være mindre enn areal for retardasjon (se kapittel 4.6.2 for ytterligere beskrivelse). I de følgende analysene er aktiv effekt levert fra generatoren øket til 1.0 pu.



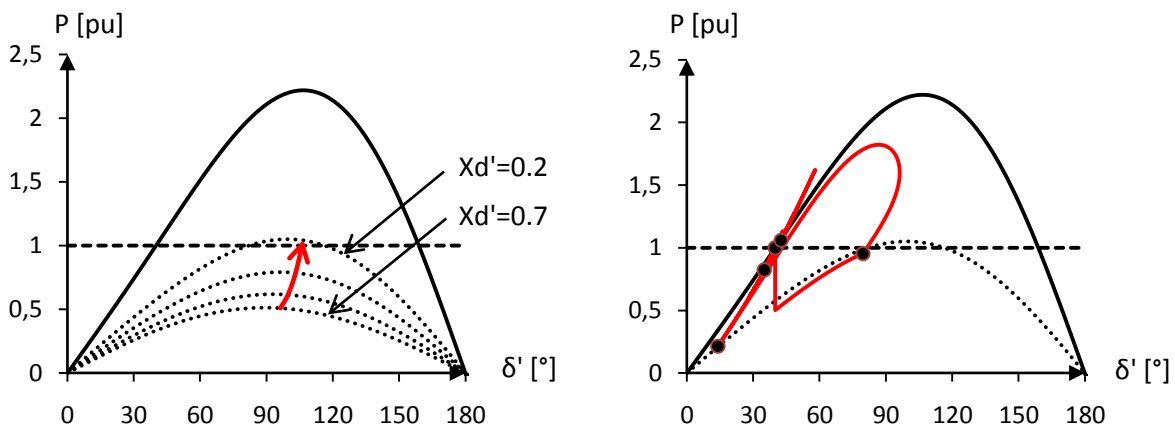
Figur 12-3 Endring i aktiv effekt ved maksimal mekanisk effekt

Figur 12-3 viser hvordan forløpet vil være når generatoren produserer maksimal effekt ($P_{mek}=S_n$). Her kommer det klarere frem hvordan pendlinger i aktiv effekt påvirkes av spenningsforløpet i perioden mellom 0.3 og 0.85 sekunder. Areal for akselerasjon er som nevnt bestemt av kurven for transient polhjulsvinkelkarakteristikk ved $U_{FRT}=0.3$ pu samt mekanisk effekt. I tillegg er også akselerasjonsareal påvirket av hvor kurve for $P_{Eq}(\delta')$ krysser kurve for mekanisk effekt, noe som igjen bestemmes av blant annet synkrogeneratorens treghetskonstant H . Som retardasjonsareal regnes areal mellom P_{mek} og $P_{Eq}(\delta')$, det vil si til høyre for krysningspunkt mellom $P_{Eq}(\delta')$ og P_{mek} .

Synkrogeneratorens parametre vil, sammen med driftspunkt, bestemme hvordan endringene i aktiv effekt og polhjulsvinkel vil forløpe. For å finne påvirkninger av aktuelle

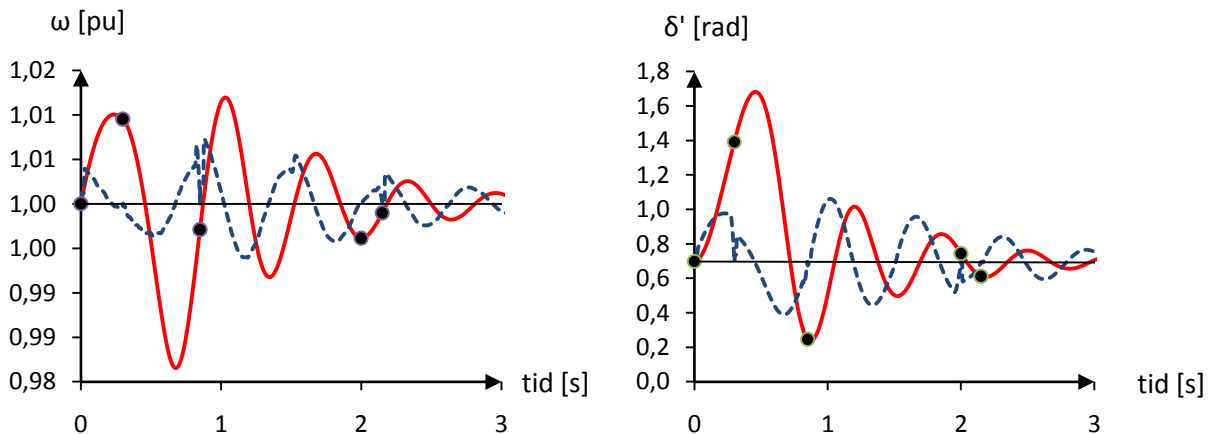
parametre, er det gjort analyser hvor parametre endres samtidig som driftspunkt holdes konstant. Dette betyr at generator produserer samme mengde effekt og har konstant klemmespenning og interne polhjulsvinkel. Likning (12.1) viser at transient polhjulsvinkelkarakteristikk, for en nettspenning på 0.3 pu, i hovedsak kun vil være avhengig av den transiente d-akse reaktansen X_d' dersom forannevnte forutsetninger gjelder.

Figur 12-4 viser kurver for forskjellige verdier for X_d' . Den røde pila til venstre i figuren indikerer synkende verdi for X_d' . $X_d'=0.2$ pu er den laveste verdien og $X_d'=0.7$ pu er den høyeste analysert. Generatormodellen benytta har i utgangspunktet $X_d'=0.33$ pu.



Figur 12-4 Forskjellige X_d' til venstre, korresponderende $P_{Eq}'(\delta')$ til høyre

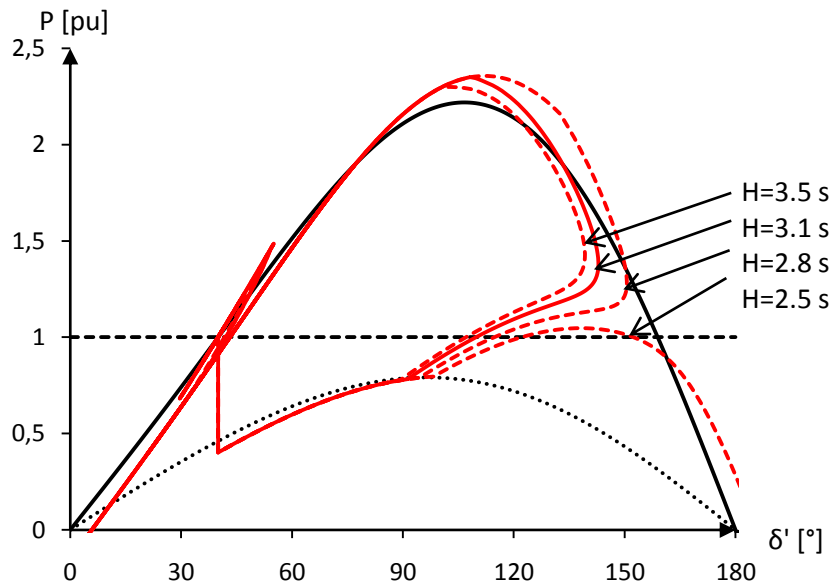
Til høyre i Figur 12-4 vises $P_{Eq}'(\delta')$ med en transient d-akse reaktans på 0.2 pu. Som det fremgår av figuren vil generatorens karakteristikk under FRT-forløpet, når $U_{FRT}=0.3$ pu, skjære linje for mekanisk effekt med en $X_d'=0.2$ pu. Dette vil medføre at endring i polhjulsvinkel vil begynne å avta tidligere enn med $X_d'=0.33$ pu. I Figur 12-3 (med $X_d'=0.33$ pu) skjærer disse to karakteristikkene hverandre for en høyere verdi for δ' , noe som medfører større akselerasjonsareal og derav mindre stabilitetsmargin.



Figur 12-5 Oscillasjoner i hastighet (ω) og polhjulsinkel (δ')

I Figur 12-5 vises oscillasjon i hastighet og polhjulsinkel for generatoren under FRT-forløpet. Den blå (stiplede) linjen indikerer hvordan akselerasjonen for aktuell variabel endrer seg. Blå linje over middelverdi (sort linje) indikerer positiv akselerasjon, altså at variabelens verdi (ω eller δ') øker. Når blå linje befinner seg under sort linje reduseres variabelens verdi. Av figuren fremgår det at hastigheten slutter å øke (akselerasjon = 0) omtrent ved $t=0.3$ sekunder, altså når $P_{mek} = P_{Eq'}$. Etter 0.3 sekunder retarderer rotor (bremser) en gitt tid, for så å akselerere igjen (oscillerende tilstand).

I likhet med X_d' vil også synkrogeneratorens treghetskonstant H være svært avgjørende for hvordan disse responsene vil være under en hendelse som FRT-forløpet representerer. I de neste fremstillingene er det utført analyser med ulike verdier for treghetskonstant. Forutsetningene ellers er de samme som for de foregående resultatene.



Figur 12-6 Endring i polhjulsvinkel for forskjellige treghetskonstanter

Figur 12-6 viser hvordan karakteristikken endrer seg for forskjellige verdier for H . Heltrukket rød graf viser respons med $H=3.1$ s, som også er utgangspunktet for de foregående analysene i dette kapitlet. Dersom treghetskonstanten økes til $H=3.5$ s reduseres akselerasjonsområdet og retardsjonsområdet økes. Med lavere verdi for H vil det motsatte skje. Med $H=2.8$ s klarer fortsatt synkrogeneratoren å gjenopprette synkronismen gjennom/etter forløpet, men med lavere marginer knytta til stabiliteten enn tidligere. Dersom H reduseres til 2.5 s klarer ikke generatoren å gjenopprette/holde synkronisme for dette forløpet.

Resultatene i dette delkapitlet viser at det vil være utfordrende å lage en forenkla matematisk modell for responsen til en synkrogenerator, av denne størrelsen, under FRT-forløpet. Responsen vil være avhengig av praktisk talt alle generatorens parametre, i tillegg til driftspunktet for generator. Dette vil medføre at det er vanskelig å gjøre forenklinger utover det som allerede er gjort, og samtidig kunne få et tilfredsstillende og pålitelig resultat. Hadde FRT-forløpet hatt en annen karakteristikk, som for eksempel at spenningen hadde endret seg i steg (og ikke som rampefunksjon), hadde det vært mulig å beskrive forløpet med relativ enkel matematikk uten bruk av analyseprogram. Siden polhjulsvinkelkarakteristikk (i hovedsak) følger sinusfunksjoner (som er bestemt av U_{FRT}), kunne tida en viss spenning maksimalt kunne opptre blitt beregnet. Dette ved å sette arealene lik hverandre og deretter løst likningene med tanke på den kritiske vinkelen (som igjen svarer til kritisk tid spenning kan opptre). Denne tiden vil igjen på sin side være avhengig av blant annet treghetsmomentet H (se også beregninger i kapittel 6.2.2).

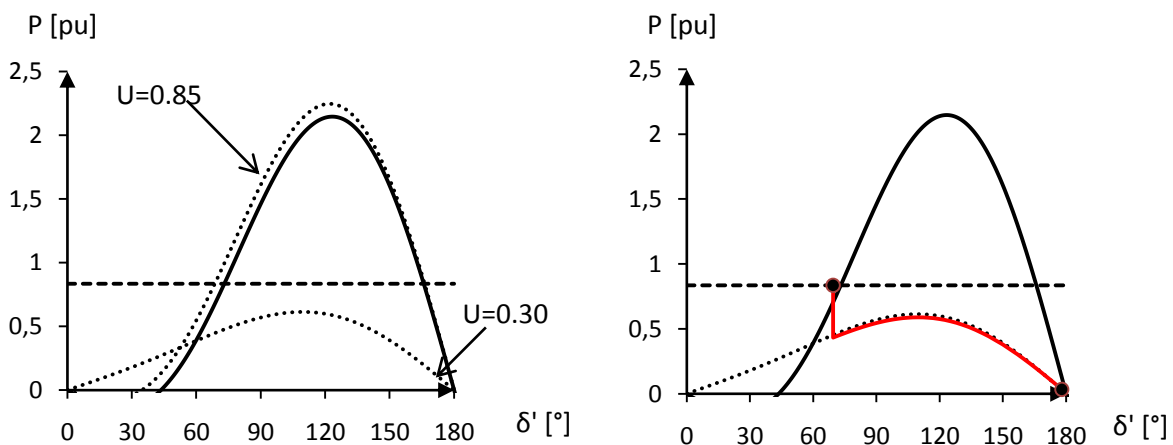
12.2 FRT-forløp og småkraftgeneratorer

Som nevnt tidligere er det ikke uvanlig at synkrongeneratorer benytta i småkraftverk har relativt høye reaktansverdier. Dette, kombinert med liten roterende masse (lav treghetskonstant), vil påvirke endringer i generatoreffekt. Tabell 12-2 viser parameterverdier for alle småkraftgeneratorene som er i drift i distribusjonsnettet under trinn 1. I tillegg vises tilsynelatende merkeytelse og hvor mye aktiv effekt disse produserer ved nominell produksjon.

Tabell 12-2 Parameterverdier for generatorer i utbyggingstrinn 1

Generator	Sn[MVA]	P [MW]	H [s]	X_d [pu]	X_d' [pu]	X_q [pu]	T_{d0}' [pu]
Tveita	[4.666]	3.9	1.2748	2.6237	0.2590	2.583	1.7424
Sævareid	[1.1]	0.8	1.7385	1.727	0.188	1.693	1.55
Hopselva	[5.0]	4.5	0.813	1.413	0.232	1.392	1.83
Haugaelva	[2.133]	2.0	0.7519	2.67	0.292	2.411	2.663

Av innlysende grunner er det vanskelig å gjøre noe med reaktansverdier for generatorer som er satt i drift. Treghetskonstant kan teoretisk sett endres ved hjelp av svinghjul eller lignende i enkelte tilfeller, men hvor realistisk dette er for aktuelle generatorer er usikkert. Driftspunkt er derimot en variabel for endring. Ved å studere grafer for polhjulsinkelkarakteristikk presentert tidligere i rapporten, kommer det frem at den mekaniske effekten (driftspunkt) vil være avgjørende for begge arealene av interesse.



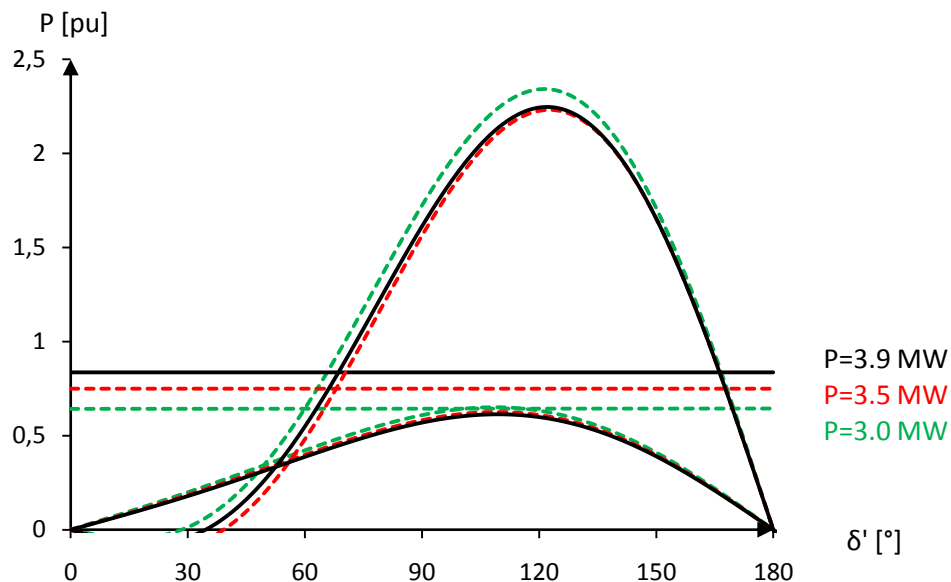
Figur 12-7 $P_{Eq}(\delta')$ for synkrongenerator i Tveita ved merkedrift

Figur 12-7 viser respons til generator i Tveita når denne utsettes for FRT-forløpet. Generatoren vil med disse innstillingene ikke klare å gjenopprette synkron drift. Etter 0.3 sekunder er δ' ca 180° , noe som indikerer at generatoren også ligger relativt langt utenfor

grensa for å være stabil. Verdien for δ' ved $t=0.3$ sekunder bestemmes i hovedsak av treghetskonstanten til generatoren. En større verdi for treghetskonstant ville gitt en lavere verdi for δ' ved $t=0.3$ sekunder, enn det som vises i Figur 12-7. Dette diskuteres lengre ut i rapporten (kapittel 12.2.3).

12.2.1 Redusert produksjon

Ved å studere blant annet Figur 12-7 kommer det frem at areal til retardasjon vil være veldig avhengig av driftspunkt (effekt produsert) for generator. Den stipla linje for $U_{FRT}=0.3$ vil også påvirkes av driftspunkt. Det samme gjelder for $U_{FRT}=0.85$. Disse tre nevnte grafene (linjene) vil bestemme begge de interessante arealene, og ved å endre disse grafene endres også arealene og forholdet mellom dem. Figur 12-8 viser de to nevnte kurvene for FRT-forløpet, da ved forskjellig driftspunkt for denne generatoren (Tveita).

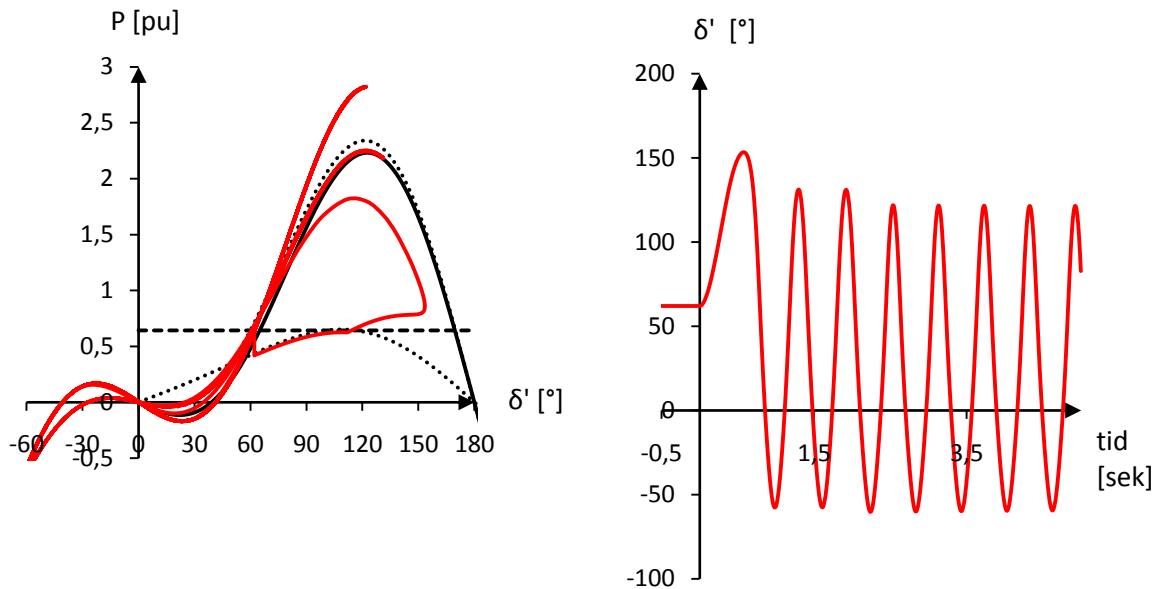


Figur 12-8 Påvirkning av tilgjengelige areal ved ulike driftspunkt

En reduksjon i aktiv effekt fra 3.9 MW til 3.5 MW vil redusere det tilgjengelige akselerasjonsarealet. Kurve for $U_{FRT}=0.3$ pu påvirkes lite av redusert driftspunkt (sammenlignet med tilsvarende kurve ved $P=3.9$ MW). Simuleringer i SIMPOW viser i midlertidig at $P=3.5$ MW fortsatt ikke vil gi forutsetninger for transient stabilitet mot FRT-forløpet (ikke vist her). Dette kommer i hovedsak av at

- Treghetskonstant for aktuell generator er (for) lav
- Polhjulsvinkel har økt for mye før spenninga stiger til en verdi som tilsvarer $P_{Eq'}$ over mekanisk effekt (P_{mek})

Ved $P=3.0$ MW i Figur 12-8 vises det at P_{mek} tangerer kurve for $U_{FRT}=0.3$ pu. Dette skal da, ifølge analysene og resultatene presentert til nå, kunne gi grunnlag for transient stabilitet mot denne hendelsen. Simuleringsresultater fra SIMPOW med disse forutsetningene er presentert i den neste figuren.



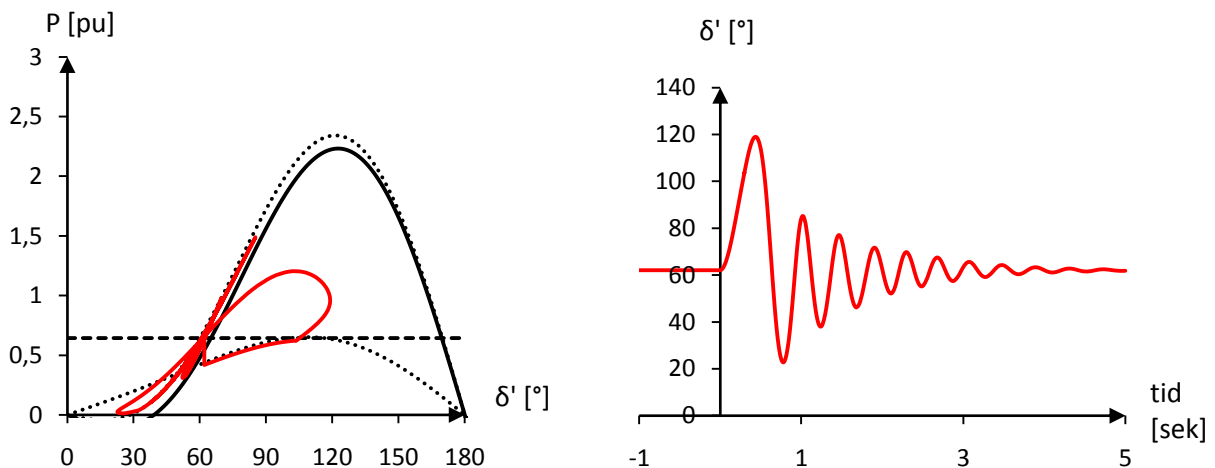
Figur 12-9 Stående svingninger ved $P=3.0$ MW

Grafene i Figur 12-9 viser $P_{Eq}(\delta')$ og $\delta'(t)$ for en aktiv effektproduksjon ved 3.0 MW. Dette driftspunktet vil ikke føre til at synkrongenerator mister synkronisme, men at stående svingninger vil oppstå (rundt arbeidspunkt for $P=3.0$ MW). Matematisk fremstilling (Figur 12-8) ga altså 3.0 MW som maksimal "tillatt" produksjon av aktiv effekt, og dette synes å stemme med simuleringsresultatene.

For å lette det matematiske arbeidet i analysene er dempekonstanten sløffet i likningene. I det neste kapitlet er påvirkning av dempekonstant, når denne inkluderes i simuleringene, studert og presentert.

12.2.2 Påvirkning av dempekonstant

Modellen benytta i SIMPOW er til nå modellert uten dempekonstant. Dempekonstanten vil være avhengig av blant annet synkrongeneratorens reaktanser (primært subtransiente verdier), og vil bidra positivt på responsene vist i Figur 12-9. Dersom dempekonstant legges inn i simuleringene, vil ikke stående svingninger oppstå ved $P=3.0$ MW, men derimot dempes ut som funksjon av tiden.

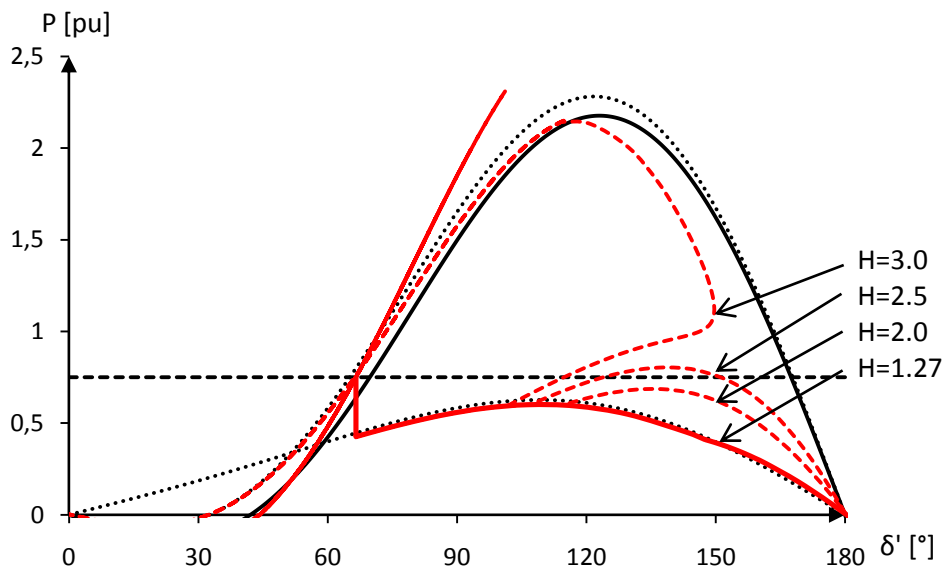


Figur 12-10 Resultat ved implementering av dempekonstant for Tveita ved $P=3.0$ MW

Figur 12-10 viser simuleringer for samme forutsetninger som i Figur 12-9, bortsett fra at dempekonstant for aktuell generator er inkludert i SIMPOW-modellen. Her dempes svingningene rundt arbeidspunkt ut etter at FRT-forløpet er over. Dette vil være mer realistisk sammenlignet med tilfellet uten dempekonstant. Grunnen til dette er at dempekonstanten ikke er en faktisk komponent, men som nevnt en ekvivalent bestående av synkrogeneratorens reaktanser og tidskonstanter. Simuleringer viser at generator ikke takler høyere driftspunkt enn 3.05 MW selv om dempekonstant inkluderes, noe som bygger opp om benytta metoder. Dersom dempekonstant inkluderes i likningene som er benytta, vil disse kompliseres med et ekstra ledd. Dette vil være unødvendig da benytta metode og likninger svarer tilfredsstillende til resultat fra simuleringer i SIMPOW.

Av resultatene presentert til nå fremgår det at synkrogeneratorene med lav treghetskonstant kun vil være transient stabil mot det gitte FRT-forløpet dersom mekanisk effekt og linje for $U_{FRT}=0.3$ pu skjærer hverandre (se Figur 12-8). For å verifisere dette er det utført simuleringer for driftspunkt med $P=3.5$ MW og varierende H-konstant for generator i Tveita.

12.2.3 Endra treghetskonstant for Tveita



Figur 12-11 Forskjellige H-konstanter for Tveita ved $P=3.0$ MW

Figur 12-11 viser karakteristikk med varierende treghetskonstant for generator i Tveita. Denne generatoren har som nevnt tidligere en treghetskonstant på 1.27 s. For at denne skal være transient stabil må H ha en verdi opp mot 3.0 s, noe som tilsvarer ca 2.3 ganger faktisk verdi. Med en treghetskonstant på 2.5 s vil karakteristikk krysse linje for mekanisk effekt, men dette skjer ved en for høy verdi for δ' (akselerasjonsområde blir større enn retardasjonsområde). Dette vil selvsagt variere for hver enkelt generator (på grunn av forskjellige reaktanser), men for småkraftgeneratorene med høye reaktansverdier vil det være forholdet mellom linjen for $U_{FRT}=0.3$ pu og linje for mekanisk effekt være avgjørende for transient respons for FRT-forløpet.

12.2.4 Forutsetning for transient stabilitet mot FRT

Foregående resultat og resonnement brukes videre for å avgjøre, uten bruk av SIMPOW, om synkrongenerator er transient stabilt mot det foreslåtte FRT-forløpet. Dersom det tas som utgangspunkt at forenklinger gjort i tidligere analyser er akseptable, kan følgende gjøres for å avgjøre transient stabilitet.

For at transient stabilitet mot FRT-forløp skal være realistisk, må kurve ved $U_{FRT}=0.3$ pu skjære kurve for mekanisk effekt. Transient polhjulsvinkelkarakteristikk for denne verdien av U_{FRT} er som vist tidligere gitt av følgende likning

$$P_{Eq}' = \frac{E_q' U_{FRT}}{x_d'} \sin(\delta') + \frac{U_{FRT}^2}{2} \frac{x_d' - x_q}{x_d' \cdot x_q} \sin(2\delta')$$

Ved å derivere denne funksjonen, kan toppunkt beregnes:

$$\frac{\partial(P_{Eq}')}{\partial\delta'} = \frac{\partial}{\partial\delta'} \left(\frac{E_q' U_{FRT}}{x_d'} \sin(\delta') + \frac{U_{FRT}^2}{2} \frac{x_d' - x_q}{x_d' \cdot x_q} \sin(2\delta') \right)$$

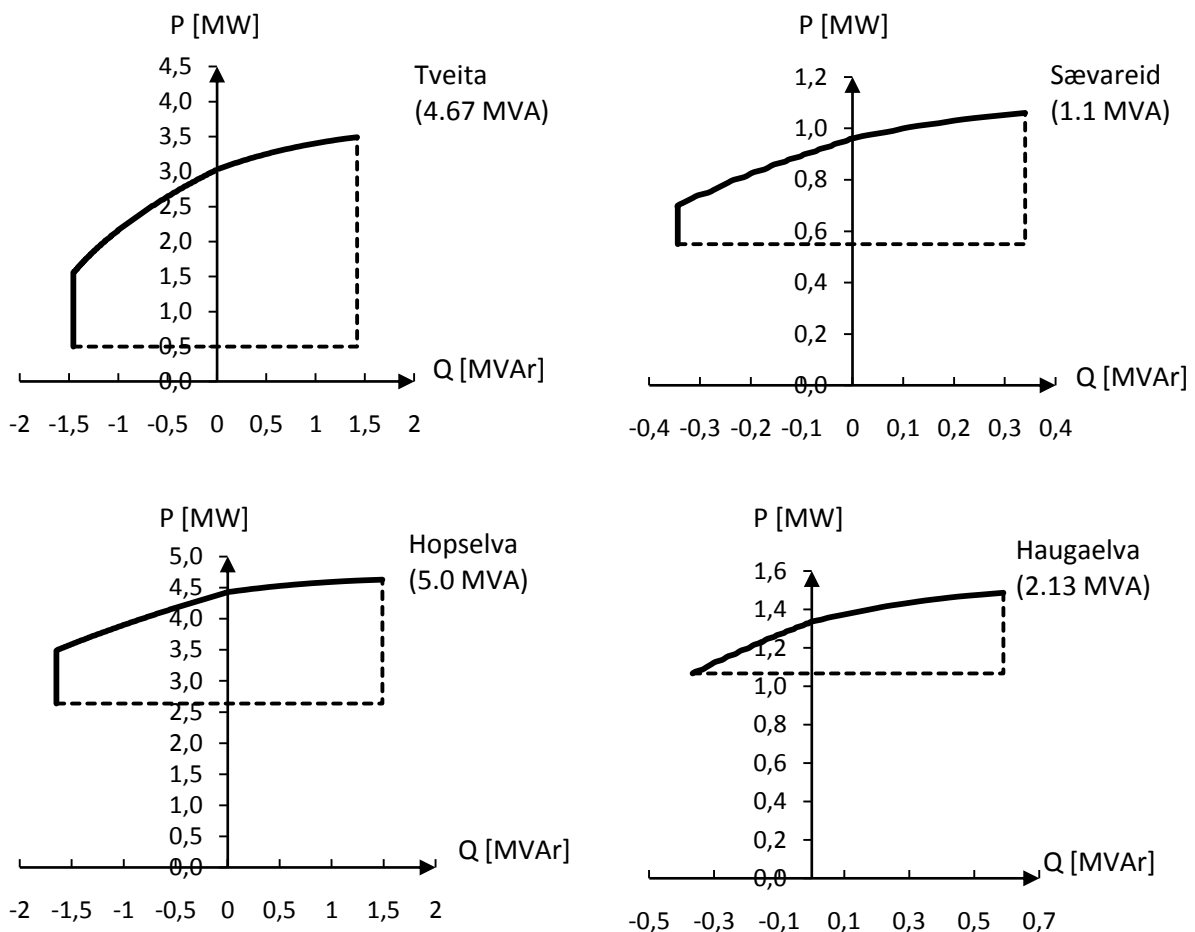
$$\frac{\partial(P_{Eq}')}{\partial\delta'} = \left(\frac{E_q' U_{FRT}}{x_d'} \cos(\delta') + 2 \frac{U_{FRT}^2}{2} \frac{x_d' - x_q}{x_d' \cdot x_q} \cos(2\delta') \right)$$

Dersom den deriverte for funksjonen løses med hensyn på vinkel ved å sette funksjonen lik 0, kan vinkler som tilsvarer maksimalverdi for P_{Eq}' (ved $U_{FRT}=0.3$ pu) beregnes. Denne maksimalverdien må da, hvis teorien vist i dette kapittelet benyttes og anses som gyldig, være høyere enn verdien for mekanisk effekt. Dersom dette er tilfelle vil kurve for $U_{FRT}=0.3$ pu skjære kurve for mekanisk effekt, og dette vil da skje før kurve for $U_{FRT}=0.3$ pu når sin maksimalverdi. Dette vil da kunne gi en indikasjon på om en synkrongenerator er transient stabil mot FRT-forløpet.

Metodene beskrevet til nå i dette kapittelet benyttes i fortsettelsen av arbeidet. Konstantene i nevnte formel beregnes ut fra valgt (ønska) lastflyt, og maksimal tillatt mekanisk effekt beregnes på bakgrunn av dette.

12.3 Reguleringsområde trinn 1

Ved å benytte metode vist i det foregående er det her beregnet hvordan de forskjellige synkrongeneratorene som installeres i trinn 1 kan driftes i forhold til at de skal være transient stabile mot FRT-forløpet. Matlab-program benytta i beregningene er vist i Vedlegg 12.1. Neste figur viser tillatt reguleringsområde for generatorer i trinn 1. For samtlige generatorer er minimum aktiv effektproduksjon satt til 0.5 pu. Det er også satt begrensninger på reaktiv effekt. Grense for import av reaktiv effekt er satt til en verdi tilsvarende $\cos\phi = 0.95$ ved $P_{gen} = 1.0$ pu. For reaktiv eksport er grensa satt til $\cos\phi = 0.9$ ved $P_{gen} = 1.0$ pu. Merkeverdier for de forskjellige generatorene er presentert i blant annet Tabell 12-2. Det er viktig å bemerke at dette ikke er et driftsdiagram for de enkelte generatorene (som vist i Figur 2-4). Områdene vist i Figur 12-12 ikke tar høyde for eventuelle begrensninger knyttet til vernutrustning eller regulatorer for generatorene, men beskriver et reguleringsområde som vil kunne gi transient stabilitet mot FRT-forløpet.



Figur 12-12 Reguleringsområde som gir transient stabilitet mot FRT-forløp

Figur 12-12 viser hvordan generatorene maksimalt kan driftes. Alle arbeidspunkt på, eller under, heltrukken linje vil være transient stabile for aktuell hendelse. Generatorene i Tveita og Haugaelva har en merkeytelse på henholdsvis 4.666 MVA og 2.133 MVA. Disse to generatorene må redusere aktiv effektproduksjon mest for å være transient stabile. Tveita kan for eksempel ikke produsere aktiv effekt på over 3.0 MW ved null reaktiv effektproduksjon. Dersom magnetiseringsstrøm økes, slik at Tveita eksporterer reaktiv effekt, vil aktiv effektproduksjon kunne økes opp mot 3.5 MW. Haugaelva kan ikke produsere aktiv effekt over 1.3 MW ved null reaktiv produksjon, noe som tilsvarer omtrent 60 % av merkeytelsen.

De to andre generatorene i trinn 1, Sævareid og Hopselva, har merkeytelser på henholdsvis 1.1 MVA og 5.272 MVA. Sævareid kan produsere opp mot 1.0 MW ved null reaktiv produksjon, mens Hopselva kan produsere opp mot 4.5 MW. Det som i hovedsak skiller de to sistnevnte fra de to andre i trinn 1, er at disse jevnt over har lavere reaktanser enn de to foregående. Sævareid og Hopselva har for eksempel X_d og X_q godt under 2.0 pu, mens tilsvarende for Tveita og Haugaelva er i området 2.5 pu (se Tabell 12-2).

12.4 Sammenligning med simuleringer i "fullskala" modell

Tabell 12-3 viser sammenligning mellom den matematiske metoden og resultat fra simuleringer i SIMPOW. Den analytiske metoden er som kjent relativt mye forenkla i forhold til modellen i SIMPOW. I SIMPOW er synkrongeneratorene inkludert med alle reaktanser, tidskonstanter og viklinger, mens mange av disse er sløyfet i beregningene. I tillegg er det også implementert spenningsregulator i simuleringene. Spenningsregulatoren vil være med på å påvirke respons til generator under FRT-forløpet, som følge av at denne regulerer induert spenning til generatoren (feltspenning). Det må føyes til at spenningsregulatorene er implementert og innstilt etter arbeid i tidligere masteroppgaver [18,19], og derfor muligens ikke er optimalt innstilt i forhold til hver enkelt generator i dette systemet. Men, innstillinger i [18,19] beror på relativt grundige analyser, og disse regnes derfor for tilfredsstillende til bruk her.

Tabell 12-3 Sammenligning av maksimal tillatte produksjon for metodene

Generator	Matematisk metode	SIMPOW	
		Uten spenningsreg	Med spenningsreg
Tveita	3.0 MW	3.1	3.4 MW
Sævareid	0.9 MW	0.9	0.9 MW
Hopselva	4.4 MW	4.4	4.7 MW
Haugaelva	1.3 MW	1.3	1.3 MW

For Tveita og Hopselva avviker resultatene fra beregninger og SIMPOW mest, da med henholdsvis 0.4 MW og 0.3 MW for de to generatorene (for tilfellet "Med spenningsregulator"). For de to minste er det ikke avvik mellom beregninger og simuleringer med dette antallet gjeldende siffer i resultatet.

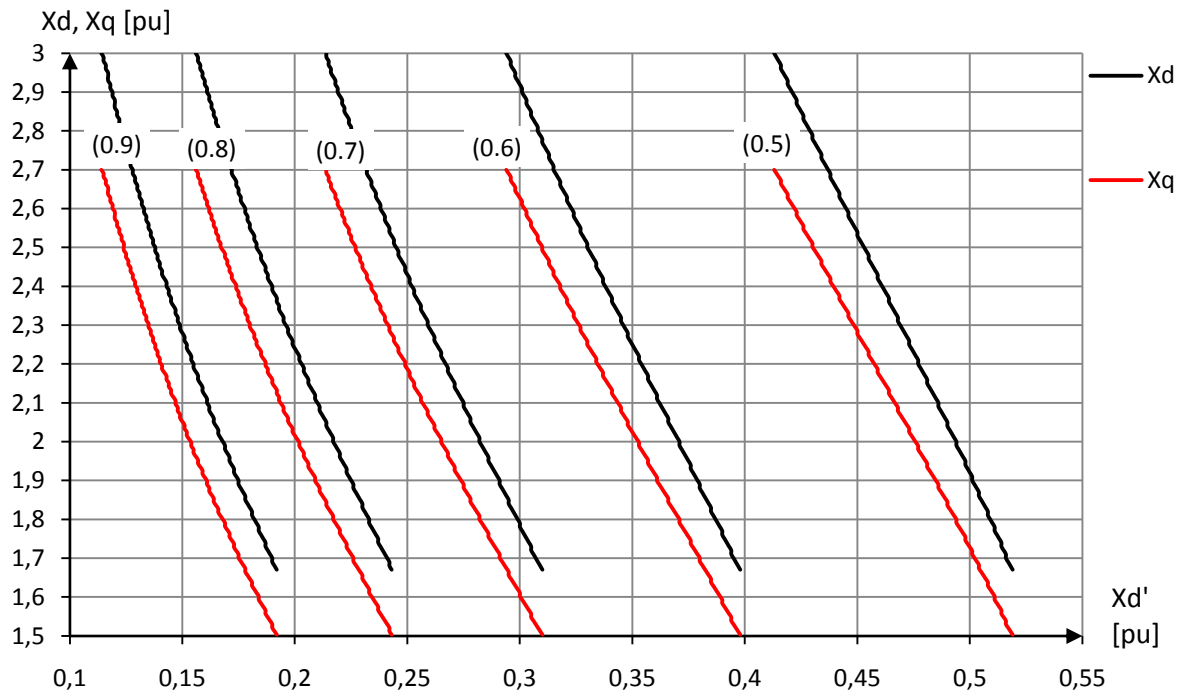
Implementering av spenningsregulator har positiv innvirkning på generatorene under FRT-forløpet, og da særlig på de to største generatorene i trinn 1. Dette må anses som forventa. Likevel gir den beregnede verdien en god pekepinn på hvordan generatorene kan driftes, spesielt i tilfeller hvor spenningsregulator ikke er implementert. Ikke alle småkraftverk har nødvendigvis spenningsregulator i det hele, og ikke alle generatorer som har spenningsregulator har en avansert utgave slik den som er implementert og benytta i SIMPOW-modellen.

12.5 Anbefalte parametre for nye småkraftverk

I dette delkapitlet er det utarbeidet et forslag til verdier for sentrale⁶ reaktansverdier generatorer i de nye småkraftverkene bør ha. Kriteriet som ligger til grunn er at de skal være transient stabile mot FRT-forløpet vist i kapittel 6.3.1 (Figur 6-5). Som hjelpeverktøy er det laget et MatLab-script for beregning av reaktanser som vil gi transient stabilitet mot nevnte hendelse. Dette programmet, navngitt "parber", er presentert i Vedlegg 12.1 og Vedlegg 12.2.

I de to neste figurene (Figur 12-13 og Figur 12-14) angir tallet i parentes ulike belastningsgrader for synkrongeneratorene. Med belastningsgrad menes forholdet mellom aktiv effekt produsert (P) og merkeytelsen (S_n), hvor for eksempel (0.8) betyr at det driftes på en effekt som tilsvarer 80 % av merkeytelsen. Alle verdier på, eller til venstre for, grafene i nevnte figurer er å anse som stabile reaktansverdier.

⁶ Med sentrale verdier menes reaktansverdiene i likningene for P_e og P_{Eq} i kapittel 4, altså X_d, X_q og X_d'



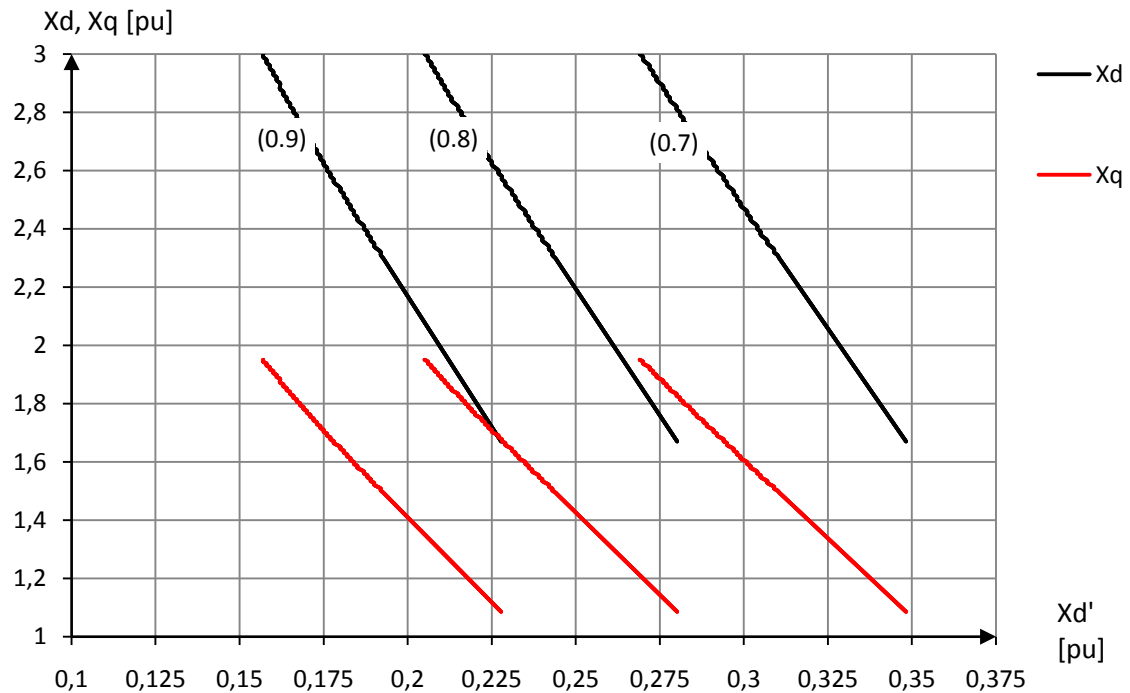
Figur 12-13 Anbefalte reaktansverdier ved forskjellige belastningsgrader

I Figur 12-13 vises reaktansverdier som gir stabilitet mot FRT-forløpet for forskjellige forhold mellom aktiv effekt og tilsynelatende merkeytelse (belastningsgrad). Vedlegg 12.4 viser en tabell for de samme verdiene. Synkronreaktans i d-aksen (X_d) er, i beregningene, satt til å ha en maksimalverdi på 3.0 pu. Synkronreaktans i q-akse (X_q) er satt til å ha en minimumsverdi på 1.5 pu. Andre (lavere) verdier for X_q er, for å begrense mengden data i beregningene, ikke analysert. X_q har forholdet $X_q=0.9 \cdot X_d$. Dette forholdet er svært individuelt for forskjellige typer generatorer, dette både for generatorer med sylindrisk rotor og utprega poler.

Som vist i Figur 12-13 er forholdet mellom P og S_n svært avgjørende for hvilke reaktansverdier som vil kunne gi transient stabilitet. Et slikt forhold på rundt 0.8-0.9 anses som typisk verdi for aktuell type vannkraftverk. For dette området vil det være strenge krav til den transiente d-akse reaktansen X_d' . Ved en belastningsgrad på 0.8 kan for eksempel X_d' maksimalt være 0.2 pu ved en X_d på 2.2 pu og X_q på 2.0 pu. Kravene til den transiente d-akse reaktansen synker (større verdi kan tillates for samme verdier for X_d og X_q) ved lavere belastningsgrad.

Forholdet mellom synkronreaktans i d-aksen og q-aksen i Figur 12-13 er en tilnærming til det som vil være reelt for en synkrogenerator med sylindrisk rotor. Ved å studere Tabell 12-2 for parameterverdier til generatorer i utbyggingstrinn 1, kan det observeres at dette forholdet varierer i området 0.90 – 0.98. Kurvene i Figur 12-13 vil påvirkes av størrelsen på dette forholdet, og forholdet må vies oppmerksomhet ved valg av parametre.

I følge litteratur i blant annet [21,22] vil forholdet X_q/X_d for en synkrongenerator med utprega poler ligge rundt 0.6 – 0.7. Figur 12-14 viser figur for anbefalte reaktansverdier for en synkrongenerator med et slikt forhold på 0.65. I disse beregningene er minimumsverdi for X_d satt til 1.7 pu.



Figur 12-14 Anbefalte reaktansverdier ved $X_q/X_d=0.65$

Kurvene i de to figurene (Figur 12-13 og Figur 12-14) har noenlunde samme form, men altså ikke samme forhold mellom X_d og X_q . Det kan observeres at et forhold som tilsvarer utprega poler, vil tillate lavere verdi for X_d og X_q (relativt sett) enn tilfellet ved sylindrisk rotor. For utprega poler, X_d' på 0.2 pu og med en belastningsgrad på 0.9, kan det tillates verdier for X_d på 2.2 pu og X_q på 1.4 pu. Disse verdiene for X_d' og X_d tilsvarer altså de samme verdiene som for en belastningsgrad på 0.8 med sylindrisk rotor.

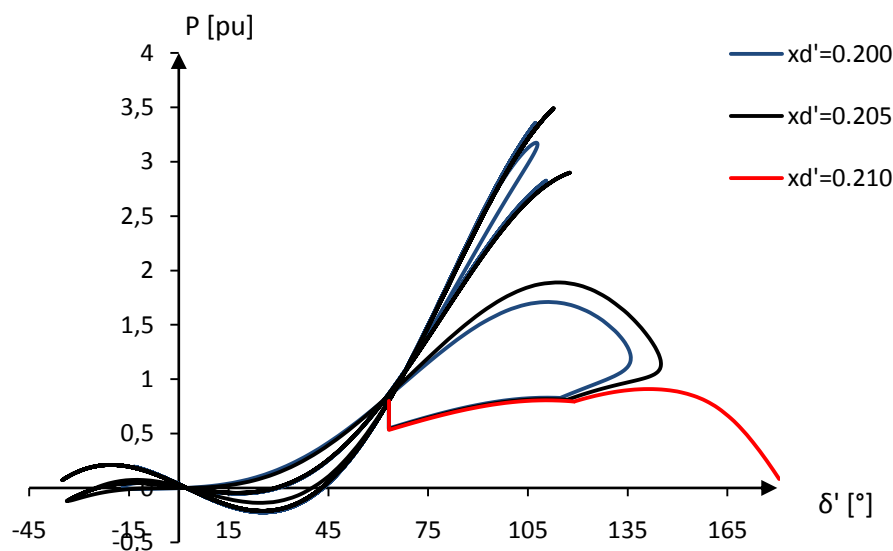
En synkronmaskin med utprega poler vil dermed ha lavere krav til reaktanser, sammenlignet med sylindrisk rotor, for samme belastningsgrad. Dette må også tas med i betraktningene når nye anlegg planlegges, hvor da pris for de forskjellige generatortypene må vurderes i forhold til hvilken belastningsgrad som er ønskelig både praktisk og økonomisk.

Figur 12-13 og Figur 12-14 bekrefter det som ble vist i kapittel 12.1 (Figur 12-4), altså hvor stor betydning størrelsen på den transiente d-akse reaktansen (X_d') har på synkrongeneratorens respons under FRT-forløpet. Som vist i de foregående figurene bør ikke

denne ha verdier over 0.3 pu (avhengig av belastningsgrad). Hvilke parametre som bør velges vil være påvirket av flere elementer enn det vist her, blant annet synkrongeneratorens kostnad ved investering. Det kan tenkes at det vil være kostnadmessig forsvarlig å bygge et anlegg som driftes med en belastningsgrad på under 0.8 (80 %), dette dersom maskinkostnadene for en synkrongenerator som tillater drift over 0.8 blir for høye (større krav til reaktansverdier). Dette vil sannsynligvis variere fra anlegg til anlegg, og vil kreve analyser rettet mer mot kostnadmessige forhold enn det som er gjort i dette arbeidet.

12.5.1 Sammenligning med SIMPOW

For å verifisere verdiene vist i Figur 12-13 og Figur 12-14 er det utført simuleringer i SIMPOW med verdier tilsvarende de som skal gi (og ikke gi) transient stabilitet. Ved en X_d' på 0.2 pu, gir Matlab-scriptet tilhørende verdier (maksimalverdier) for X_d og X_q på henholdsvis 2.24 og 2.016 pu (se Vedlegg 12.4). Ved å legge disse verdiene inn i SIMPOW-modellen kan det verifiseres om disse verdiene tilsvarer maksimalt tillate reaktansverdier eller ikke.



Figur 12-15 Verifisering av matematiske beregninger

Figur 12-15 viser effekt produsert for en generator, med belastningsgrad på 0.8, med tre forskjellige verdier for X_d' . Manuelle beregninger ga som nevnt maksimalt $X_d'=0.2$ pu, $X_d=2.24$ og $X_q=2.016$ for reaktansverdier som sikrer transient stabilitet. Resultat fra SIMPOW viser at en økning i X_d' til 0.205 pu er generatoren fortsatt transient stabil, mens den ikke vil være ved en økning til 0.21 pu. Dette synes å verifisere metoden og resultatene fra Matlab-scriptet vist i Vedlegg 12.2 og 12.3, da avviket ikke er større enn 0.005 pu.

12.5.2 Oppsummering transiente betraktninger

I dette delkapittelet er det fremstilt grafer (figurer) for reaktansverdier som vil kunne gi transient stabilitet mot definert FRT-forløp. Den matematiske metoden benytta gir tilfredsstillende resultater sammenlignet med resultat fra SIMPOW, noe som også verifisert med det dynamiske verktøyet tilgjengelig. Verdiene må sees på som veiledende, og da gjerne som worst-case verdier. Modellen benytta er forenkla, og faktiske forhold for forskjellige generatorer vil spille inn på marginene for transient stabilitet. For eksempel er det ikke tatt høyde for spenningsregulatorer. Spenningsregulatorene vil ofte ha positiv innvirkning på stabilitetsmarginen (se for eksempel Tabell 12-3).

Foreslått matematisk metode (MatLab-scriptet "parber") gjør det mulig å finne sentrale reaktansverdier for nye generatorer på en relativt enkel måte. Beregningene utført i Matlab er også mulig å utføre for hånd, men antall iterasjonen nødvendig vil gjøre det til en tidkrevende jobb. Metoden er uansett enklere enn beregninger via SIMPOW, hvor prøve-og-feile metode må benyttes for å finne maksimalverdier.

Dersom det finnes spesifikke krav til hvilke transiente hendelser et småkraftverk skal være stabil mot, kan denne metoden benyttes på både eksisterende og planlagte anlegg. Det kan avgjøres om en eksisterende generator vil være stabil mot hendelsen uten bruk av dynamisk analyseverktøy, eventuelt hvilket reguleringsområde som kan tillates. Anbefalte parameterverdier kan finnes for planlagte kraftverk ut fra kartlagt produksjonskapasitet.

Verdiene i Figur 12-13 og Figur 12-14 må som nevnt sees på som anbefalte maksimumsverdier. Nye, planlagte, kraftverk som omfattes i dette studiet har et stort sprang i planlagt nominell ytelse innenfor kategorien småkraftverk. Det må vurderes om det skal stilles samme krav angående stabilitet helt uavhengig av størrelse til nye generatorer. Dette er et tema, i likhet med krav angående FRT, som er svært aktuelt blant aktører innenfor fagområdet. I Sverige finnes det for eksempel forskjellige krav til stabilitet for forskjellige ytelser blant mindre vannkraftgeneratorer. [17,23]

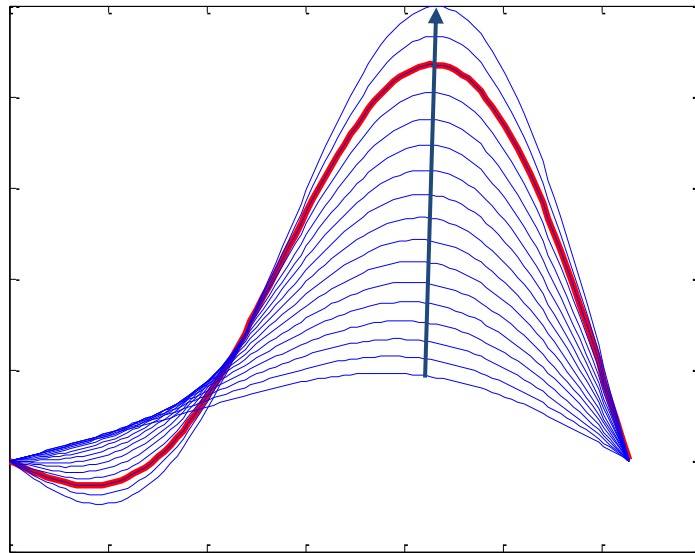
Plassering av generator i distribusjonsnett vil også kunne påvirke stabiliteten. Analyser utført angående transient stabilitet mot FRT-forløpet har forutsatt at dette oppstår i tilknytningspunktet for småkraftverket. Dette vil muligens snarere være unntaket enn regelen. Samme forløp lengre ut i nettet vil ikke være like kritisk som det vil være dersom det oppstår tilknytningspunktet. Dette skyldes den elektriske impedansen (eller avstanden) mellom feilsted og generator, som vil være større jo lengre borte feilen er.

13 Vurdering av metodene

Hvilke metoder som ligger til grunn for resultatene vist i det foregående, samt hvordan metodene er benyttet, vil være helt avgjørende for resultatene. Hensikten med dette kapitlet er å fokusere på enkelte elementer i metodene for å kartlegge de elementene som er mest avgjørende for de ulike resultatene.

13.1 FRT-forløp

Formen på FRT-forløp vist i Figur 6-5 vil være helt avgjørende for hvordan synkrongeneratoren responderer på forløpet. Analysene viser at tidsintervallet fra 0.3-0.85 sekunder er relativt kritisk for småkraftgeneratorene som er undersøkt. I dette intervallet stiger spenning fra 0.3 pu til 0.85 pu som funksjon av tid. Ved å studere likninger i blant annet kapittel 6.2.1, kommer det frem at de to leddene i likning for aktiv effekt (likning (6.2)) vil være direkte avhengig av spenninga. Første ledd er proporsjonalt med nettspenning, mens siste ledd har kvadratisk forhold til nettspenning. Figur 13-1 illustrerer hvordan karakteristikene for $P_{Eq}(\delta')$ endrer seg etter hvert som nettspenninga stiger fra 0.3 pu til 0.85 pu for synkrongeneratoren i Tveitaskaret småkraftverk.



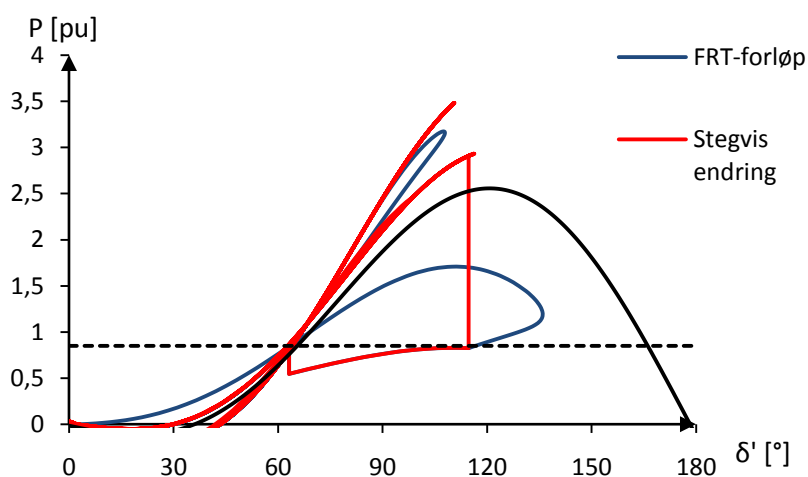
Figur 13-1 Endring i P_{Eq}' -kurver i intervallet 0.3-0.85 sekunder

Figuren over viser eksempel på hvordan kurvene som bestemmer responsen til synkrongeneratoren endres etter hvert som spenninga stiger (blå pil indikerer økende spenning). I følge [17] er poenget at den gradvise økningen i spenningen skal simulere spenningsvariasjoner som kan oppstå som en følge av at linjer, belastninger eller produksjon

kobles inn og ut. Formen på spenning i denne perioden er altså et forslag til forløp fra SINTEF Energi AS [17]. Resultat av analysene i dette arbeidet viser som nent at form og verdi på spenninga i FRT-forløpet, og særlig i intervallet 0.30-0.85 sekunder, er helt avgjørende for synkrongeneratorenes stabilitet. Derfor bør et FRT-forløp velges på bakgrunn av grundige analyser slik at et forløp som reflekterer høyest mulig relevans for aktuelt nettområdet oppnås.

Den proporsjonale stigningen vil som nevnt virke proporsjonalt på første ledd i likning (6.2), mens den virker kvadratisk på ledd to i samme likning. Det kvadratiske forholdet medfører at de blå kurvene i Figur 13-1 vil stige mindre i starten av perioden 0.3-0.85 sekunder enn de vil gjøre mot slutten av perioden. Som vist i kapittel 12 vil spenning til forløpet nå en verdi, i løpet av forannevnte tidsintervall, som tilsvarer at synkrongenerator vil kunne begynne å retardere. Tida frem til denne verdien for spenning oppnås, forlenges av det kvadratiske forholdet. På grunn av dette bør det dermed vurderes om denne formen på spenninga representerer det som egentlig er ønskelig, eller om det kan være andre spenningsformer som heller bør benyttes.

I [17] vises også andre forslag for hvordan et FRT-forløp kan se ut. Et av forslagene beskriver trinnvise endringer (sprang) i spenning istedenfor som rampefunksjon. Dette vil da påvirke responsen til synkrongeneratoren under forløpet betydelig. Neste figur viser et FRT-forløp hvor spenninga endres i sprang, da med samme tidsintervall som i det opprinnelige forløpet i Figur 6-5.



Figur 13-2 Sammenligning opprinnelig FRT-forløp og stegvis spenningsendring

Figur 13-2 viser respons for to forskjellige FRT-forløp, hvor den røde kurven viser respons for stegvis endring i spenning. Forutsetningene, det vil si parameterverdier og driftspunkt, er de samme for begge responsene. Som det kommer frem vil de avgjørende arealene påvirkes betydelig av de to ulike FRT-forløpene. Med samme forutsetninger og ved stegvis spenningsendring vil tilgjengelig retardasjonsareal øke i forhold til tidligere.

Med bakgrunn i det som er vist her, bør altså den transiente hendelsen som brukes i slike analyser velges med omhu. Hendelsen vil være svært avgjørende for om systemet er transient stabilt eller ikke. Det bør vurderes om det er hensiktsmessig med en fast nasjonal standard for dette, eller om det bør utarbeides forskjellige typer forløp avhengig av nettopologi, plassering, interne krav og ulike typer utstyr.

13.2 Matematisk beregningsmetode

Den matematiske metoden benytta i blant annet kapittel 12.5 er som nevnt relativt mye forenkla i forhold til faktiske forhold. Den største svakheten er nok at likningene benytta ikke inneholder noe som direkte beskriver generatorens masse (treghetsmoment). Bakgrunnen for dette er først og fremst at dette vil komplisere likningene ytterligere, og siden motivasjonen var å fremstille en relativt enkel metode, ble denne sløyfet. Likningene tar heller ikke høyde for eventuelle regulatorer i systemet. Regulatorer, og da i første rekke spenningsregulatorer, vil kunne påvirke resultatene betydelig (se blant annet Tabell 12-3). Inkludering av regulatorer vil også komplisere den matematiske metoden, og da særlig siden ulike regulatorer har ulike innstillinger avhengig av forskjellige faktorer i systemet den står i.

Resultat av analysene viser imidlertid at metoden kan anvendes for generatorer, med ytelse og karakteristikk typisk for småkraftverk, uten spenningsregulator. Dette er i første rekke verifisert ved å sammenligne med resultat fra SIMPOW for samme forutsetninger. Metoden kan muligens forbedres uten at det nødvendigvis medfører at kompleksiteten blir større. Dette vil kreve undersøkelser utover det som er gjort i denne rapporten, og vil altså være et element for videre undersøkelser innenfor temaet.

14 Konklusjon

Lastflytanalysene utført viser at det må gjøres tiltak i eksisterende nett for å kunne integrere den totale mengden ny produksjon. Belastningsmessig er det kun én kabeloverføring i distribusjonsnettet som vil bli overbelastet, mens én sekundærstasjon (Sævareid) vil kreve oppgradering. I arbeidet er det definert et spenningsbånd på $\pm 4\%$, i forhold til spenning ved lav last og null ny produksjon, som bør overholdes ved integrasjon av nye DG-enheter. For å oppnå dette må enkelte DG-enheter kunne importere reaktiv effekt tilsvarende en kapasitiv $\cos\phi$ på 0.95. Med dagens koblingsbilde i distribusjonsnettet gjelder dette kun for enheter plassert i radialen Sævareid mot Tveita. Definerte spenningsbånd er noe strengere enn enkelte andre anbefalinger, og det kan være aktuelt å tillate spenninger over det som er definert som grense i dette arbeidet. Sistnevnte element må vurderes, i forhold til eventuelle interne krav, av de involverte nettselskapene i området.

Systemet er småsignalt stabilt med relativt gode marginer. Det vil imidlertid kunne oppstå oscillasjoner med lav relativ demping mellom DG-enheter i distribusjonsnett, og da særlig mellom DG-enhetene med lavt treghetsmoment. Enkelte av DG-enhetene vil også kunne oscillere sammen mot den store generatoren i Eikelandsosen i enkelte situasjoner. Eikelandsosen har i løpet av arbeidet blitt utstyrt med dempetilsats. Dette har vært med på å forbedre systemets småsignalstabilitet ytterligere, da også angående forannevnte oscillasjoner.

Transient stabilitet har vist seg å være den største utfordring for den nye produksjonen. Den transiente stabiliteten til DG-enhetene er grundig undersøkt for en spesifikk type transient hendelse. Denne hendelsen, karakterisert som *Fault-ride-through-capability*, er benytta som krav for å finne anbefalte verdier til eksisterende og nye generatorer i nettet. Resultatene viser at eksisterende DG-enheter må redusere sin produksjon for å kunne være transient stabile. Dette gjelder særlig for enhetene med de høyeste reaktansverdiene (Tveita og Haugaelva). Bruk av spenningsregulator vil ha positiv innvirkning på marginene for transient stabilitet. Hvordan spenningsregulator påvirker stabiliteten avhenger av blant annet type regulator og innstilling, noe som krever ytterligere undersøkelser i forhold til det som er utført her.

På bakgrunn av resultatene må det settes krav til reaktansverdier for de planlagte DG-enhetene. Ved å benytte den transiente hendelsen som krav er det kommet frem til anbefalte verdier for reaktansparametre i nye DG-enheter. Resultatene fra analysearbeidet viser at den transiente d-akse reaktansen har særlig stor innvirkning på synkrongeneratorens respons ved den transiente forstyrrelsen. Denne reaktansverdien må derfor tillegges stor

vekt når nye generatorer skal installeres i distribusjonsnett. Resultatene viser at verdier for denne reaktansen over 0.3 pu primært må unngås. Verdier i dette området kan tillates dersom tilhørende verdier for andre aktuelle reaktansene er lave nok til at transient stabilitet for nevnte hendelse oppnås. Generatorens belastningsgrad vil også ha stor innvirkning på den transiente stabiliteten. Dersom det kan tillates en relativt lav belastningsgrad kan også relativt høye reaktansverdier gi transiente stabile tilstander.

Netteier bør på bakgrunn av arbeidet utført stille krav til utbyggerne angående reaktansverdier for nye generatorer i nettet. Resultatene viser at enheter med for høye reaktansverdier vil kunne skape problemer, både i form av uønska oscillasjoner og utfall på grunn av forstyrrelser i nettet. Det må i tillegg vurderes om den definerte transiente hendelsen brukt i dette arbeidet er representativ for det aktuelle distribusjonsnett, eller om andre hendelser heller bør benyttes som underlag. I denne oppgaven er samme transiente hendelse benytta for samtlige analyser. I praksis vil forskjellige tilknytningspunkt for småkraftverk ha ulik nettverkstopologi, og dette vil igjen ha innvirkning på hvordan responsen vil være ved forstyrrelser. I tillegg bør det vurderes om det er rimelig å stille samme krav til de nye DG-enhetene uavhengig av merkeytelse til generator. En del av de planlagte enhetene er relativ små i forhold til resterende med tanke på nominell effektproduksjon. Det kan tenkes at kravene benytta vil være urealistiske i en praktisk sammenheng for de aller minste enhetene.

Det anbefales på det sterkeste at arbeidet til SINTEF Energi AS med å få etablert en standard for forstyrrelse til bruk i transiente analyser videreføres. En slik standard for transient forstyrrelse vil frembringe klare retningslinjer som alle parter må etterkomme, og derav unngås tilfeller hvor feil type utstyr integreres i nettet. Denne standarden vil dermed være svært verdifull for både netteier og utbygger, som da får sine interesser ivaretatt av et overliggende krav utarbeidet av en høykompetent instans som det SINTEF Energi AS representerer.

15 Videre arbeid

Etter hvert som ulike utbyggingsplaner blir konkretisert med faktiske data bør det vurderes alternative løsninger i distribusjonsnettet. Det kan være alternative koblingsbilder som vil kunne gi bedre resultater og som krever færre tiltak enn det denne rapporten viser. Dersom planene rundt kraftverket Blåura realiseres, vil betydelige tiltak være nødvendige, blant annet med nye overføringer og oppgradering av eksisterende stasjoner og overføringer. Dette kan medføre at enkelte nye småkraftverk kan kobles over på andre radialer, eventuelt kobles over på samme overføring som Blåura legges på.

Analysene og metodene rundt de transiente aspektene utført i dette prosjektet bør også være gjenstand for videre arbeid. Den utvikla metoden for å avgjøre transient stabilitet for små synkrongeneratorer kan videreutvikles og forbedres utover det som er utført her. Likningene benytta i metoden utvikla tar ikke direkte høyde for generators treghetskonstant eller tilstedeværelsen av eventuelle spenningsregulatorer. Det bør vurderes om det er hensiktsmessig å inkludere disse to faktorene, samtidig som metodens anvendelighet er ivaretatt.

Det bør også vurderes om utforminga til den foreslåtte transiente hendelsen kan benyttes slik den er i [17], eller om andre typer heller bør benyttes. Type og form på den transiente hendelsen vil være helt essensiell for resultatet av transiente analyser. Dersom en slik standard kommer på plass, vil det være lettere å planlegge nye kraftverk som ivaretar transient stabilitet på en tilfredsstillende måte. Det må også vurderes om det skal være samme krav til alle småkraftverk uavhengig av størrelse på generator.

16 Kilder

- [1] Småkraft FAKTA 2002. <http://www.smakraftverk.com/delprosjekt.htm>
Lastet ned 31.08.2010
- [2] Petterteig, Mogstad, Henriksen, Håland. *Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet.*
- [3] *Regional Kraftsystemutgreiing, Offentleg utgåve for Sunnhordaland og Nord-Rogaland, 7. utgave 2010 – 2010.*
- [4] J. Machowski, J. Bialek and J. Bumby, *Power Systems Dynamics – Stability and Control*, John Wiley & Sons, 2008
- [5] IEEE Professor Johns, A.T, Warne, D.F, *Power and Energy Series 31*
- [6] Prabha Kundur (1993): *Power System Stability and Control*. The EPRI Power System Engineering Series.McGraw-Hill, Inc.
- [7] IEEE T. Tran-Quoc, L. Le Thanh, Ch. Andrieu, N. Hadjsais, C. Kleny, J.C. Sabonnadlére, K. Le, O. Devaux, O. Chilard, *Stability analysis for the distribution networks with distributed generation*
- [8] Bakkejord, Sigurd (2010), Fordypningsprosjekt, *Sabilitetsanalyser ved integrasjon av småkraft i regional- og distribusjonsnettet*, Høst 2010.
- [9] Statnett SF, *Funksjonskrav i Kraftsystemet FIKS* , gjeldende fra 01.05.2008
- [10] Kraftsystemutredning, Fusa Kraftlags distribusjonsnett. Grunnlagsstudie: *Kartlegging av ny vasskraftproduksjon og påverknaden av den i regionalnettet.*
- [11] Olje- og energidepartementet (2004), *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL)*, gjeldende fra 1.1.2005
- [12] *Fusa Kommune – Småkraftverk (Planer pr 01.09.2009)*
- [13] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal (2004) *Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2.
- [14] Brukermanual SIMPOW, *SIMPOW – User Manual (BETA release)*
- [15] Statnett SF, O. Gjerde (2005), *Veiledende systemkrav til anlegg tilknyttet regional- og sentranettet*
- [16] Trond Toftevaag (2011), Presentasjon REN

-
- [17] Sintef Energi AS, A. Petterteig, T. Toftevaag, J. Marvik (2011) *Småkraftverks fault-ride-through evne*
- [18] Bystøl, Tina (2007), Masteroppgave, *Stabilitetsproblemer i distribusjonsnett med lokal kraftproduksjon*,
- [19] Endegnanwe, Atsede (2010), Masteroppgave, *Distributed generation in future distribution systems*,
- [20] Singelstad, Håvard, Masteroppgave *Stabilitetsanalyse ved integrasjon av Midtfjellet Vindpark I kraftsystemet*, (2009).
- [21] K. Binfert, *Betriebsverhalten der Synchronmaschine*, Springer-Verlag (1962)
- [22] Dosent O.W. Andersen (1968), *Generell teori for Elektriske Maskiner*, Institutt for elektriske maskiner, NTH
- [23] SvKFS, 2005, *Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling*, Svenska Kraftnät, SvKFS 2005:2, ISSN 1402-9049,9 december 2005, 20 sider <http://www.svk.se/Tekniska-krav/Foreskrifter/>
- [24] IEEE/CIGRE P. Kundur, J. Paserba, (med flere) *Definition and classification of power system stability*
- [25] CIGRE A. Schweer, J. Tzschope, (med flere), *Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system*
- [26] T. Wildi (2006), *Electrical Machines, Drives, And Power Systems*, 6.utgave, Phoenix Color Corp. Phoenix USA
- [27] HYMATEK AS (2008), *Prøveprotokoll Idriftsetting ny regulator inkludert dempetilsats aggregat Eikelandsosen*
- [28] SKLs hjemmeside: <http://www.skl.as/omskl/Sider/default.aspx> Lastet ned 22.09.2010
- [29] IEEE, G. Rogers *Demystifying Power System Oscillations*, (1996)

17 Vedleggsoversikt

Vedleggene er nummerert etter hvilket kapittel de har sin opprinnelse fra. SIMPOW-filer finnes kun tilgjengelig elektronisk.

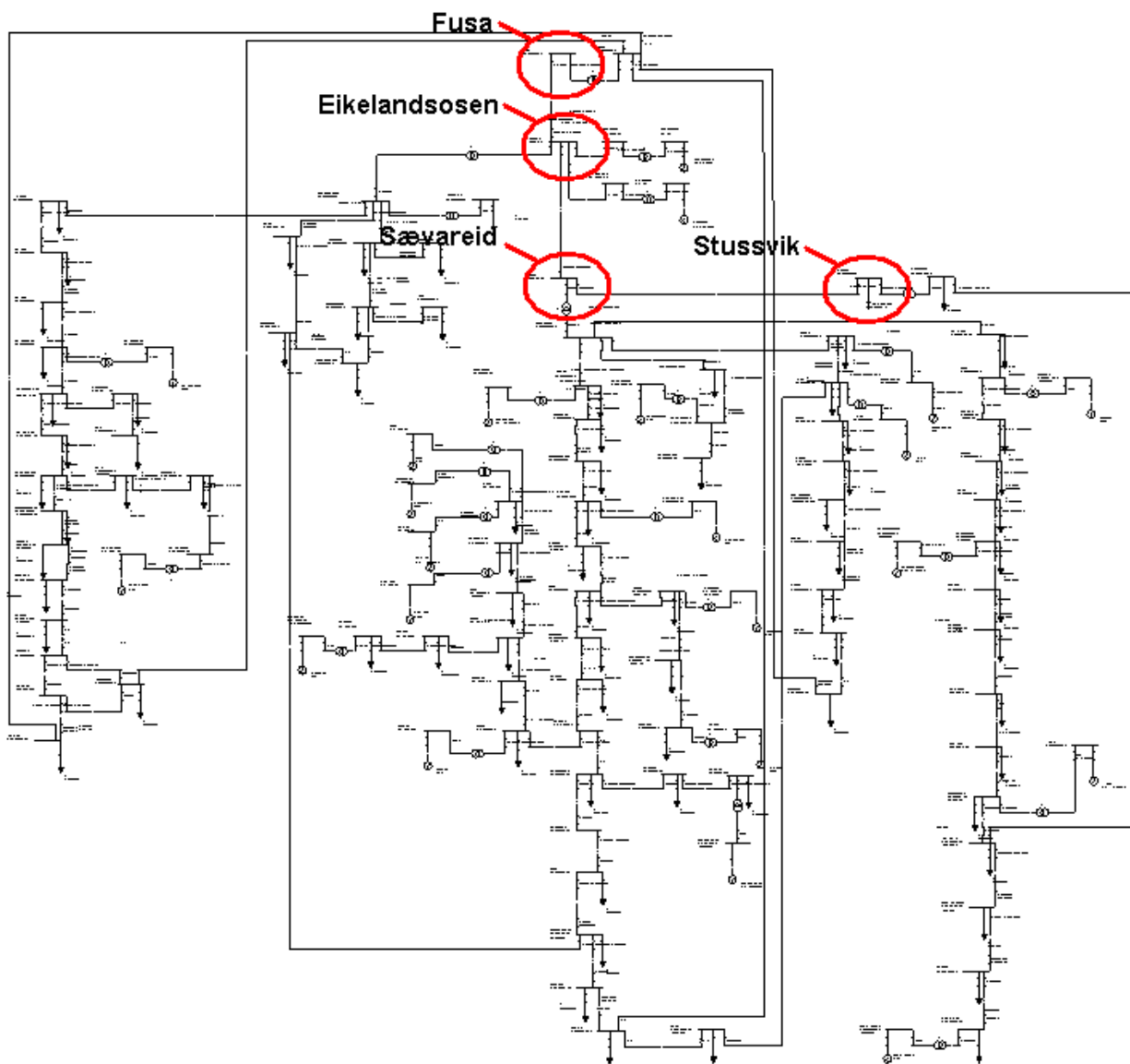
Vedlegg nr	Beskrivelse
2.1	Kart over området
2.2	Tilkobling mot regionalnett
6.1	Matlabscript, hjelpefil komponentberegning
7.1	Dynamisk modellering av maskiner
7.2	OPTPOW-fil (kun elektronisk)
7.3	DYNPOW-fil (kun elektronisk)
7.4	DSL-filer (kun elektronisk)
9.1	Enlinjeskjema distribusjonsnett
9.2	Relevant enlinjeskjema for distribusjonsnett
9.3	Beskrivelse av utbyggingstrinn
9.4	Oversikt utbyggingstrinn
9.5	Spenningsgrafer trinn 1
9.6	Spenningsgrafer trinn 2
9.7	Spenningsgrafer trinn 3
9.8	Spenningsgrafer trinn 4
10.1	Systemets egenverdier trinn 1
11.1	Blokkskjema dempetilsats PSS2A
11.2	Sprangrespons Eikelandsosen
12.1	Matlabscript for beregning av reguleringsområde
12.2	Flytskjema "parber"
12.3	Matlabscript for parameterberegning "parber"
12.4	Eksempel stabile reaktansverdier

Vedlegg 2.1 Kart over området



Vedlegg 2.2 Oversiktsbilde distribusjonsnett

Bildet viser modellert distribusjonsnett, med tilhørende koblinger mot regionalnett markert med røde ellipser.



Vedlegg 6.1 Hjelpetil for beregninger

```
clc
clear all
close all

' 1 Tveitagen, 2 vilkårlig , 3 Sævareidgen, 4 eks Machowski, 5 TESTGEN : '
b=input(' valg : ');

if b==1

    Sn=4.666;
    Vn=6.6;
    H=1.2748;
    rpm=750;
    omega=rpm*2*pi/60;
    M=2*H*Sn/omega;

% Tveita's reaktanseverdier :
xd=2.6237;
xdp=0.259;
xq=2.5853;
xqp=2.5853;
xt=0.0648;

% Totale reaktanseverdier uten linje
xdff=2.6885;
xdpff=0.3238;
xqff=2.6501;
xqpff=2.6501;

% Totale reaktanser med linje:
xline=0.0964;
xdref=xdff+xline;
xdpref=xdpff+xline;
xqref=xqff+xline;
xqpref=xqpff+xline;
end

if b==2
    ' Merkeytelse i MVA : '
    Sn=input(' Sn [MVA] : ');
    Vn=input(' Merkespenning i kV : ');

    ' Tast inn reaktanser for maskin : '
    xd=input('xd : ');
    xdp=input('xdp : ');
    xq=input('xq : ');
    xqp=input('xqp : ');

    ' Tast inn reaktanser for eventuell linje og trafo : '
    xt=input('trafo : ')
    xl=input('linje : ')
    xdref=xd+xt+xl;
    xdpref=xdp+xt+xl;
    xqref=xq+xt+xl;
    xqpref=xqp+xt+xl;
    xdff=xd+xt;
    xdpff=xdp+xt;
    xqff=xq+xt;
    xqpff=xqp+xt;
end

if b==3
    Sn=1.1;
    Vn=6.6;
    H=1.7385;
    rpm=1000;
```

```

M=rpm/(2*Sn*1000*H);

% Totale reaktanser med linje:
xdref=1.8349;
xdpref=0.2959;
xqref=1.801;
xqpref=1.8;

% Sævareidgens's reaktanseverdier :
xd=1.727;
xdp=0.188;
xq=1.693;
xqp=1.692;
xt=0.0115;
end

if b==4
    Sn=230;
    Vn=10.0;
    H=1.7385; % DENNE ER FEIL
    rpm=1000;
    M=rpm/(2*Sn*1000*H);

    % Totale reaktanser med linje:
    xdref=1.23;
    xdpref=0.6;
    xqref=0.99;
    xqpref=0.99;

    % Eksemplets reaktanseverdier :
    xd=0.93;
    xdp=0.3;
    xq=0.69;
    xqp=0.69;

    % Totale reaktanser uten linje:
    xdff=xdref-xd;
    xdpff=xdpref-xdp;
    xqff=xqref-xq;
    xqpff=xqpref-xq;
end

if b==5
    Sn=50;
    Vn=10.0;
    H=3.1;
    rpm=1000; % UKJENTD
    M=rpm/(2*Sn*1000*H);

    % Totale reaktanser med linje:
    xdref=1.2533;
    xdpref=0.5313;
    xqref=0.8633;
    xqpref=0.8633;

    % Totale reaktanser uten linje:
    xdff=1.15;
    xdpff=0.428;
    xqff=0.76;
    xqpff=0.76;

    % testgens reaktanseverdier :
    xd=1.05;
    xdp=0.328;
    xq=0.66;
    xqp=0.66;
end

```

```

' Lage karakteristik med andre reaktanser for sammenligning? 1 Ja 2 Nei : '
bb=input( ' 1 = JA, 2 = Nei : ' )

if bb==1
    ' Tast inn reaktanser for maskin : '
    ( ' For Tveita: xd=2.6237, xdp=0.259, xg=2.5833 xqp=2.5833 ' )
    xdney=input('xd : ');
    xdpny=input('xdp : ');
    xqny=input('xq : ');
    xqpny=input('xqp : ');

' Tast inn reaktanser for eventuell linje og trafo : '
    ( ' Trafo = 0.1 og Linje = 0.0964 fra tidligere ' )
    xtny=input('trafo : ');
    xlny=input('linje : ');
    xdrefny=xdney+xtny+xlny;
    xdprefny=xdpny+xtny+xlny;
    xqrefny=xqny+xtny+xlny;
    xqprefny=xqpny+xtny+xlny;
end

' Driftspunkt generator : '
P=input('P i [MW] : ');
Q=input('Q i [MVar] : ');
Sgen=(P+j*Q)/Sn;

% 'Spenning generator, størrelse og vinkel i grader '
Vgen=input('Vgen i kV : ');
Fi=input('FI spenning Simpov (grader): ')/360*(2*pi);
Vre=Vgen*cos(Fi);
Vim=j*Vgen*sin(Fi);
V=(Vre+Vim)/Vn;
Igen=conj(Sgen/V);
Iq=abs(Igen);
fii=angle(Igen);
EQ=V+j*xqp*(Iq);
' Vinkel q-akse : '
angle(EQ)*180/pi
a=angle(EQ);
% Vinkel d-akse:
fidd=angle(EQ)*180/pi-90;
fid=fidd*pi/180;

% Komponenter:
Id=-abs(Iq)*cos(fii-fid);
Iq=abs(Iq)*sin(fii-fid);
Vd=-abs(V)*cos(Fi-fid);
Vq=abs(V)*sin(Fi-fid);
Eq=Vq-xd*Id;
Edp=Vd+xqp*Iq;
Eqp=Vq-xdp*Id;
E=abs(Eqp); angle(E);

if bb==1
    EQny=V+j*xqpny*(Iq);
    ' Vinkel q-akse : '
    angle(EQny)*180/pi
    any=angle(EQny);
    % Vinkel d-akse:
    fiddny=angle(EQny)*180/pi-90;
    fidny=fiddny*pi/180;

    % Komponenter:
    Idny=-abs(Iq)*cos(fii-fidny);
    Iqny=abs(Iq)*sin(fii-fidny);
    Vdny=-abs(V)*cos(Fi-fidny);
    Vqny=abs(V)*sin(Fi-fidny);
    Eqny=Vqny-xdney*Idny;

```

```

    Edpny=Vdny+xqpny*Iqny;
    Eqpny=Vqny-xdpny*Idny;
    Eny=abs(Eqpny); angle(Eny);
end

% Karakteristikker
' Tast inn nettspenning i pu : '
Vnett=input('Vnett i pu : ');

% Stasjonær
' Ps : ' ;
P1=Eq*abs(Vnett)/xdref;
P2=(abs(Vnett)^2)/2*(xdref-xqref)/(xdref*xqref);

% Transient
' PEq` : ' ;
P1t=Eqp*abs(Vnett)/xdpref;
P2t=(abs(Vnett)^2)/2*(xdpref-xqref)/(xdpref*xqref);

    if bb==1
        P1tny=Eqpny*abs(Vnett)/xdprefny;
        P2tny=(abs(Vnett)^2)/2*(xdprefny-xqrefny)/(xdprefny*xqrefny);
    end

% Transient mot feilpkt TESTGEN/Tveita
EQ2=V+j*xdpref*Ig;
Pfl=Eqp*0.3/xdpff;
Pf2=0.3^2/2*(xdpff-xqff)/(xdpff*xqff);
Pf3=Eqp*0.85/xdpff;
Pf4=0.85^2/2*(xdpff-xqff)/(xdpff*xqff);

% Plot
teta=[0:pi/1000:pi];
hold all
for k=1:1001
    % Stasjonær
    Ps(1,k)=P1*sin(teta(1,k))+P2*sin(2*(teta(1,k)));
    PsI(1,k)=0.3*P1*sin(teta(1,k))+0.3^2/2*(xdref-xqref)/(xdref*xqref)*sin(2*(teta(1,k)));
    PsII(1,k)=0.85*P1*sin(teta(1,k))+0.85^2/2*(xdref-xqref)/(xdref*xqref)*sin(2*(teta(1,k)));

    % Transient
    Pt(1,k)=P1t*sin(teta(1,k))+P2t*sin(2*(teta(1,k)));
    if bb==1
        Ptny(1,k)=P1tny*sin(teta(1,k))+P2tny*sin(2*(teta(1,k)));
    end

    % Mekanisk
    Pm=0*teta(1,k)+P/Sn;

    % Transient mot feilpk
    PeI(1,k)=Pfl*sin(teta(1,k))+Pf2*sin(2*(teta(1,k)));
    PeII(1,k)=Pf3*sin(teta(1,k))+Pf4*sin(2*(teta(1,k)));

    if a==5
        Pff(1,k)=Pfl*sin(teta(1,k))+Pf2*sin(2*(teta(1,k))); %trengs denne?
    end
end

n=1;

for i=1:1001

    if (Pt(1,i)>0.98*Pm)
        if (Pt(1,i)<1.02*Pm)
            %'Skjæringspunkt for PEq' og Pm : '
            cross(n,1)=teta(1,i);
        end
    end
end

```

```

        n=n+1;
        %end
    end
end

    if (PeII(1,i)>0.99*Pm && PeII(1,i)<1.01*Pm && abs(teta(1,i)))
        % 'Skjæringspunkt : '
        crossIII(n,1)=teta(1,i);
        n=n+1;
    end
end

% Skjæringspunkt for kurve når Vnett=0.85 pu
crossII = crossIII(crossIII~=0);
mm=size(crossII);
kk=mm(1,1);
aI=crossII(kk-(kk-1));
aII=crossII(kk-1);

% Skjæringspunkt for 'PEq' og Pm
'Skjæringspunkt : ' ;
cross*180/pi;

% FRT forløp:
t = 0:0.01:5 ;
Vf=1;
q = t > 0;
Vf(q) = 0*t(q) +0.3;
q = t > 0.3 ;
Vf(q) = t(q) ;
q = t > 0.85 ;
Vf(q) = t(q)*0+0.85;
q = t > 2.0 ;
Vf(q) = t(q)-1.15;
q = t > 2.15 ;
Vf(q) = t(q)*0+1;
subplot(2,2,2)
plot(t,Vf,'b-',0,1.1)
hold on

% Forenkla FRT
t = 0:0.01:5 ;
Vff=1;
q = t > 0;
Vff(q) = 0*t(q) +0.3;
q = t > 0.575 ;
Vff(q) = 0*t(q)+0.85 ;
q = t > 0.85 ;
Vff(q) = t(q)*0+0.85;
q = t > 2.075 ;
Vff(q) = 0*t(q)*0+1;
q = t > 2.15 ;
Vff(q) = 0*t(q)*0+1;
subplot(2,2,2)
plot(t,Vff,'r-',0,1.1)

%plot(Pt)
subplot(2,2,1)
plot(teta,Pt)
grid
hold on
subplot(2,2,1)
plot(teta,Ps)
hold on
subplot(2,2,1)
Pm=0*teta+P/Sn;
plot(teta,Pm,'k')
%subplot(2,2,1)

```



```

subplot(2,2,3)
plot(teta,PeI,'r')
grid
hold on
plot(teta,Pt)
plot(teta,Pm,'k')
plot(teta,PeII,'g')
subplot(2,2,4)           % Bruker denne som arealgraf
area(teta,Pt-Pm)
set(gca,'XLim',[a max(cross)])
grid

if bb==1
    figure(2);
    plot(teta,Pt)
    hold on
    plot(teta,Ptny,'r')
    plot(teta,Pm,'k')
    legend('Originale reaktanser','Nye reaktanser','Pmek')
end

syms x;
Ptt=P1t*sin(x);
A1=int(Ptt,a,max(cross));
% 'Deaksellerering : '

Pfeil=P1t*0.3*sin(teta).*(sign(teta-a)+1)*0.5+P2t*0.3^2*sin(2*teta).*(sign(teta-
a)+1)*0.5;

'Transiente konstanter : '
P1t
P2t
Pf1
Pf2
Pf3
Pf4

```

Vedlegg 7.1 Generatormodellering i dynamisk modell

Kolonnen "Reaktansverdier henta fra" beskriver hvor parametrene til de forskjellige synkrongeneratorene er henta fra. Alle generatorene som SKL ikke har data på er henta fra arbeid utført i [18].

Navn	P [MW]	Reaktansverdier henta fra	H [s]	Spenningsregulator
				DSL-referanse
EITROGEN	5,1	Inkludert med data fra SKL	1,957	Vreg=17
KVANDALSGEN	5	Inkludert som kopi Bystøl	0,715	Vreg=17
HOPSELVA	4,5	Inkludert med data fra SKL	0,813	Vreg=17
TVEITAGEN	3,9	Inkludert med data fra SKL	1,2748	Vreg=17
MATLANDSG	3,4	Inkludert med samme som Tveitagen	1,2748	Vreg=17
GJØNAELVAGGEN	3	Inkludert med samme som Tveitagen	1,2748	Vreg=17
BALDERSGEN	2,5	Inkludert som INDAR LSB-630-m/8	1.8907	Vreg=17
HJORTEDALGEN	2,1	Inkludert som INDAR LSB-630-m/8	1.8907	Vreg=17
HAUGELVA	2	Inkludert med data fra SKL	0,7519	Vreg=17
EIDESTØAGEN	1,5	Inkludert som Hotzinger, østerrike	0.4159	Vreg=21
LJOTÅAGEN	1,4	Inkludert som Hotzinger, østerrike	0.4159	Vreg=21
TOMBREGE	1,4	Inkludert som Hotzinger, østerrike	0.4159	Vreg=21
BOLSTADGEN	1,1	Inkludert som: "Fra Ann-Elin" Indar LSB-56t0-K/6	1.7385	Vreg=21
GRAKLUBBGEN	1	Inkludert som: "Fra Ann-Elin" Indar LSB-56t0-K/6	1.7385	Vreg=21
LYGREGEN	1	Inkludert som: "Fra Ann-Elin" Indar LSB-56t0-K/6	1.7385	Vreg=21
NIPENGE	0,9	Inkludert som: "Fra Ann-Elin" Indar LSB-56t0-K/6	1.7385	Vreg=21
SÆVAREIDGEN	0,8	Inkludert som: "Fra Ann-Elin" Indar LSB-56t0-K/6	1.7385	Vreg=21
BRATTHUSGEN	0,8	Inkludert som: "Fra Ann-Elin" Indar LSB-56t0-K/6	1.7385	Vreg=21
TEIGLANDGEN	0,8	Inkludert som: "Fra Ann-Elin" Indar LSB-56t0-K/6	1.7385	Vreg=21
AUSTEFJGEN	0,5	Inkludert som: "Fra Ann-Elin" Indar LSB-56t0-K/6	1.7385	Vreg=21
ÅDLANDGEN	0,1	Inkludert som: "Fra Ann-Elin" Indar LSB-56t0-K/6	1.7385	Vreg=21

Vedlegg 7.2 OPTPOW totalfil

OPTPOW-fil finnes vedlagt elektronisk i zip-fil

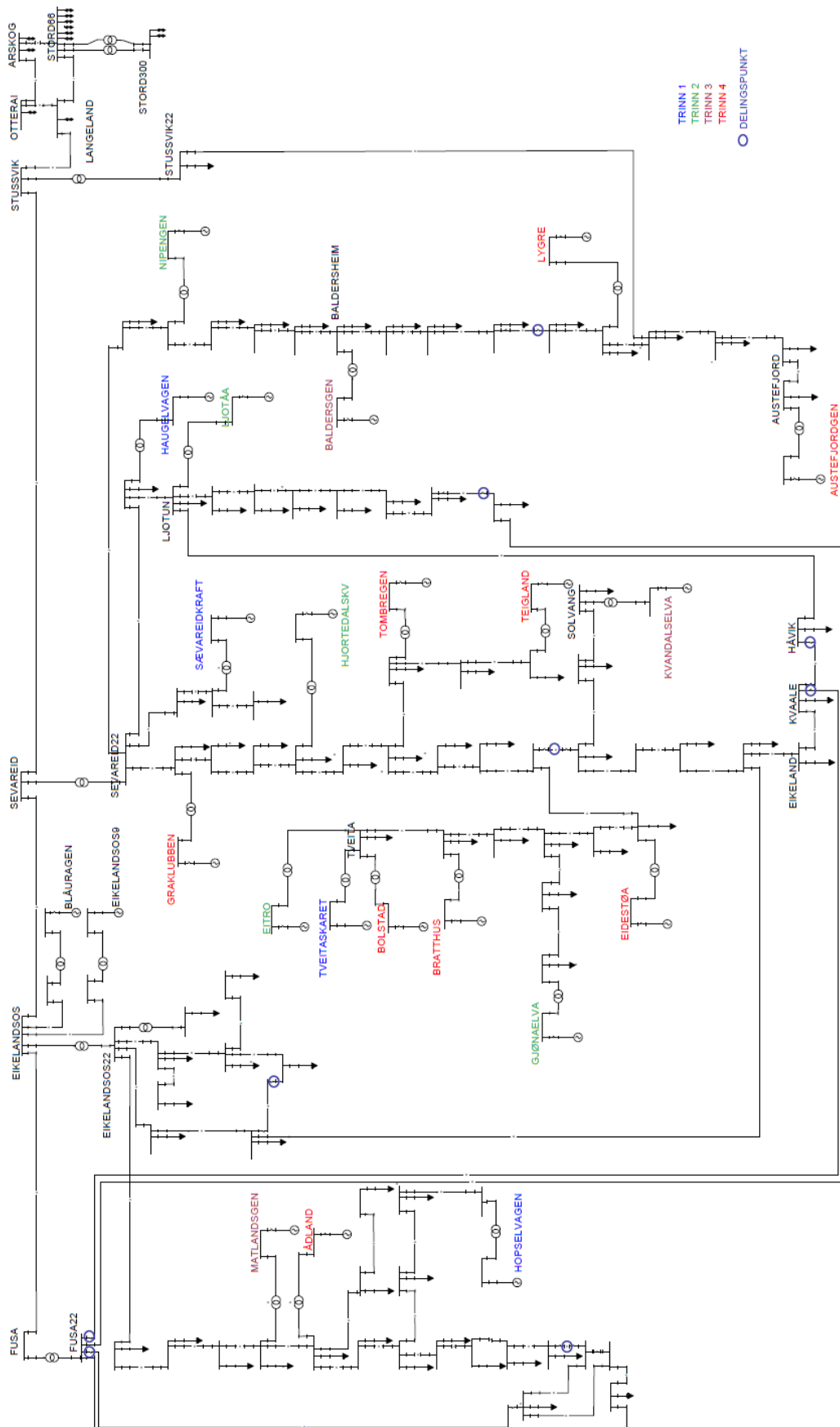
Vedlegg 7.3 DYNPOW totalfil

DYNPOW-fil finnes vedlagt elektronisk i zip-fil

Vedlegg 7.4 DSL-filer

Alle DSL-filer finnes vedlagt elektronisk i zip-fil under navnet LIBTOTAL.dsl

Vedlegg 9.2 Relevant onlinjeskjema



TRINN

A3 Vedlegg FUSA KOMMUNE - SMÅKRAFTVERK (PLANER PR.01.09.2009)

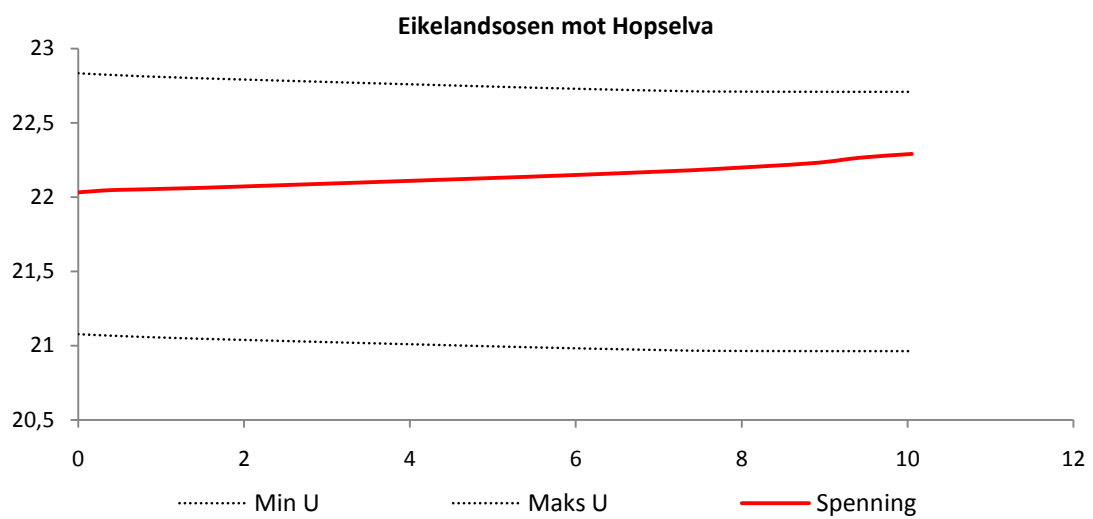
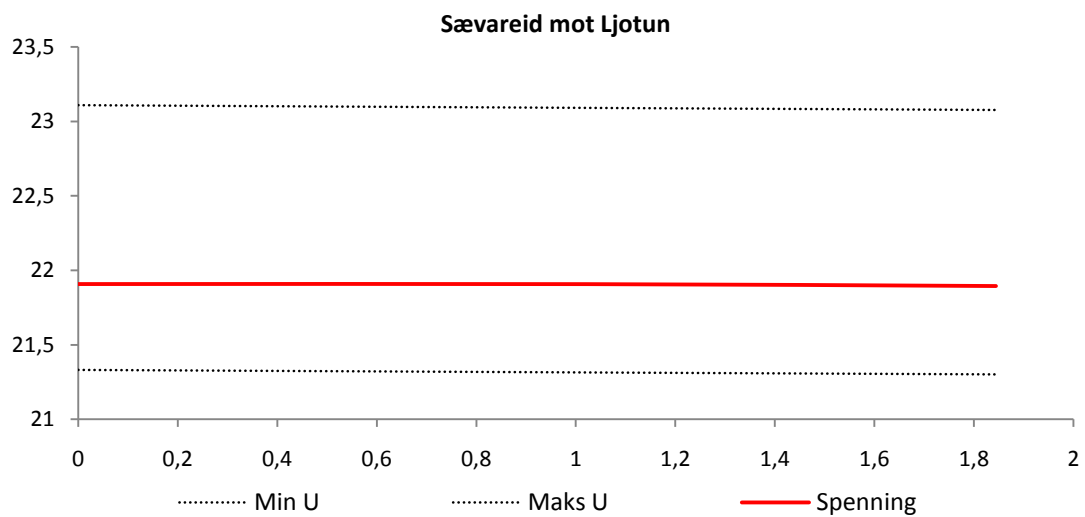
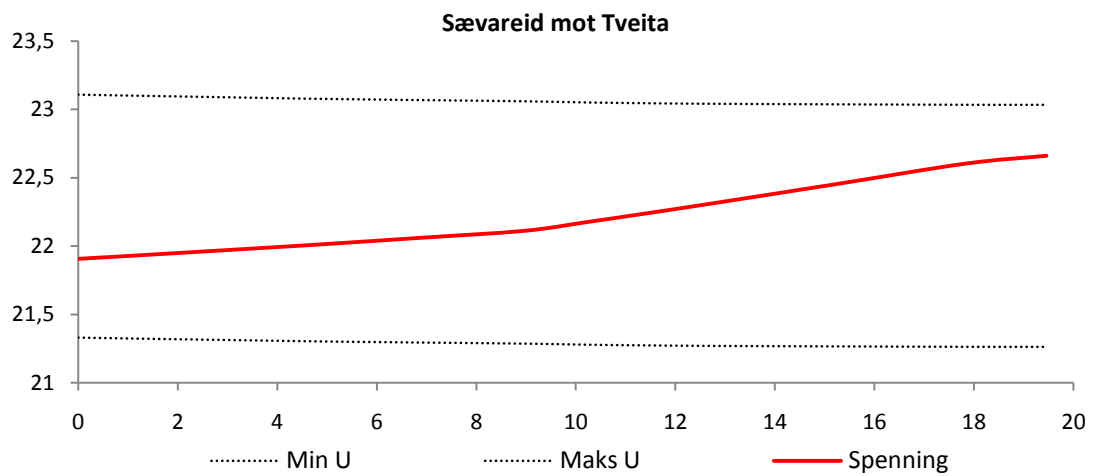
Sted	Navn	Utbygger	EFFEKT MW	PRODUKSJ.	Konsesjon-		Fått konsesjon	I drift	Innmating	TRINN
					plikting	Søkt-konsesjon				
Anlegg tilkopla nettet/blir tilkopla nettet..										
Sævareid Kraft AS	Bolaks AS		0,8	4,0				Ja	Sævareid	1
TveitaKarlselva kraftverk	Småkraft AS		3,9	10,5	ja	ja	ja	nei	Sævareid	1
Hopselva Kraftverk AS	FK/SKL		4,5	16,9	ja	ja	ja	Vår 2010	Eikelandsofen	1
Haugaelva	Heidal		2,0	7,0	nei				Sævareid	1
Anlegg som er planlagt. (Ulike stadium)										
Gjønaelva Kraftverk AS	FK/SKL		3,2	10,12	ja	ja	nei	Haut 2012?	Sævareid	2
Mattandselva Kraftverk	FK/SKL/TM		3,4	11,6	ja	nei		2015?	Eikelandsofen	3
Eitro Kraftverk AS	FK/SKL		3,4	11,0	ja	ja	Haut 2009?	Haut 2011?	Sævareid	2
Ljøtaå Kraftverk	FK/SKL		1,4	4,7	?	Vår 2010?		2015?	Sævareid	2
Nipen/Markhuselva Kraftverk	Privat		1,2	3,7	?				Sævareid	2
Eidestøa	Privat		1,5	5,9	?				Sævareid	4
Bratthus	?		0,8	2,5	Nei				Sævareid	4
Kvandalselva	FK/SKL		5,0	14,2	ja	nei		Haut 2007 ?	Eikelandsofen	3
Baldersheimselva	?		2,5	8,1	ja	nei			Sævareid/Stussvik	3
Hjortedal	Privat		1,4	4	?				Sævareid	2
Tombre	?		1,4	4,5	?				Sævareid	4
Gråklubben	?		1,0	3,6	?				Sævareid	4
Anlegg som ikkje er med i nettskjema, men omtala lokalt.										
Teigland	?		0,8	2,5	Nei				Sævareid	4
Bolstad	?		1,1	3,6	?				Sævareid	4
Lygre	?		1,0	3,3	?				Stussvik	4
Austefjord	?		0,5	2,8	?				Stussvik	4
Ådland	Privat		0,15	0,8	?		Ja		Eikelandsofen	4
Blåura Kraftverk er av ein sann størrelse at det er mulig ein må gjera spesielle tiltak ved tilkopling av denne. Kraftverket er ikkje med i einlineskjemaet.										
Blåura Kraftverk	FK/SKL		18,0	64,0	ja	Haut 2011?	Haut 2013 ?	Vår 2016 ?	Meld Haut 2010 ?	UKL
SUM			58,9	199,3						

Vedlegg 9.4 Oversikt over ny produksjon, utbyggingstrinn

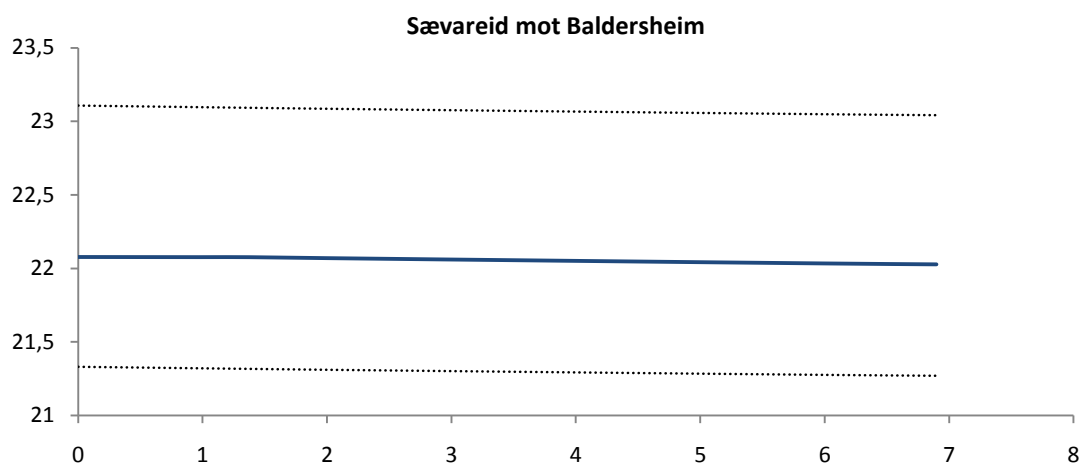
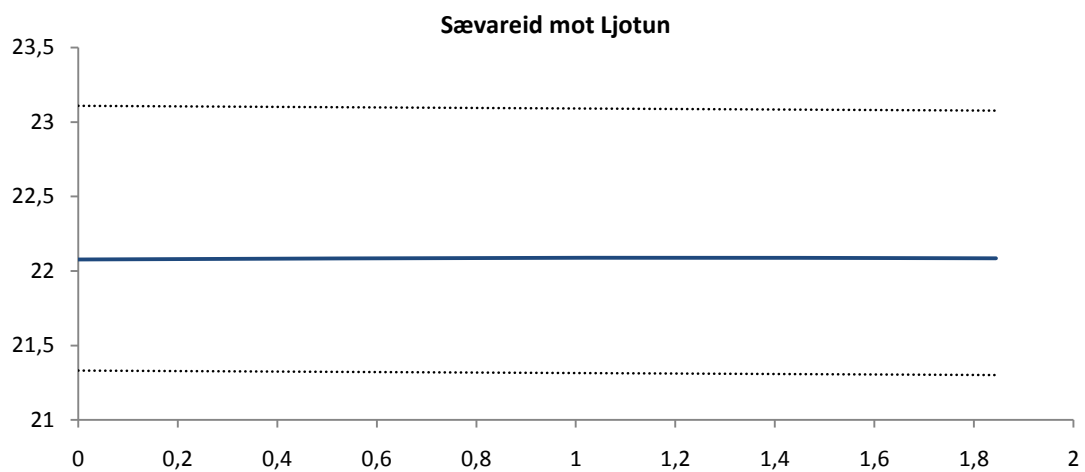
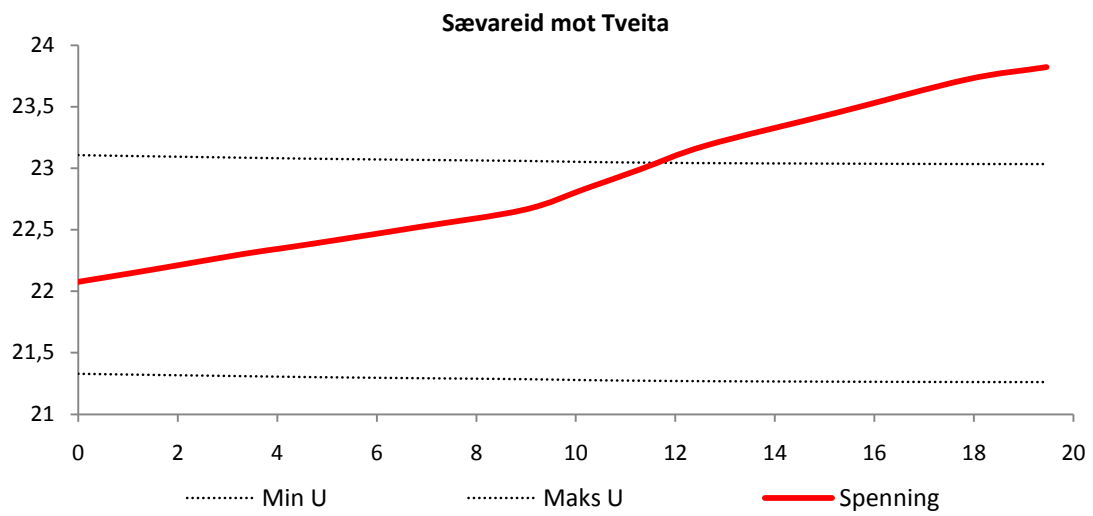
Avgang	nr	Stasjon	Linje-ende	[km]	Trinn 1		Trinn 2		Trinn 3		Trinn 4		Totalt	
					Antall	[MW]	Antall	[MW]	Antall	[MW]	Antall	[MW]	Antall	[MW]
1	1	Stussvik	Austefjord	9.8	-	-	-	-	-	-	+2	+1.5	2	1.5
2	2	Sævareid	Tveita	19.5	1	3.9	+3	+8.0	-	-	+6	+6.6	10	18.5
3	3	Sævareid	Ljotun	1.8	1	2.0	+1	+1.4	-	-	-	-	2	3.4
4	4	Sævareid	Baldersheim	6.9	-	-	+1	+1.2	+1	+2.5	-	-	2	3.7
5	5	Sævareid	Sævareid Kraft	0.3	1	0.8	-	-	-	-	-	-	1	0.8
6	6	Eikelandsoen	Hopselva	10.0	1	4.5	-	-	+1	+3.4	+1	+0.15	3	8.05
7	7	Eikelandsoen	Kvandalselva	5.2	-	-	-	-	+1	+5.0	-	-	1	5.0
8	8	Fusa	Frank Mohn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
					4	11.2	5	10.6	3	10.9	9	8.25	21	40.95

Tabellen viser oversikt over de forskjellige avgangene og hvordan de blir berørt av den nye produksjonen

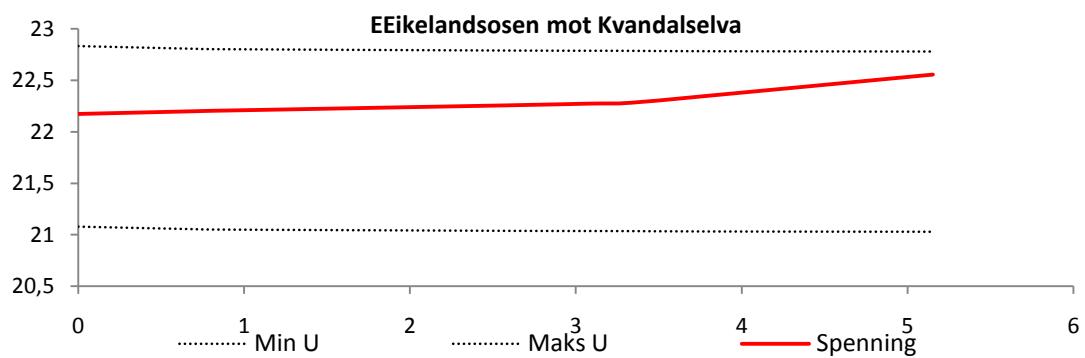
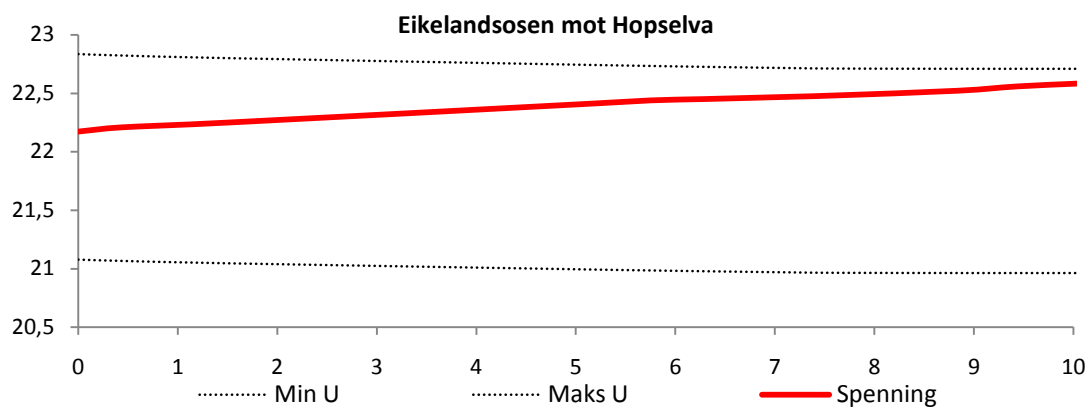
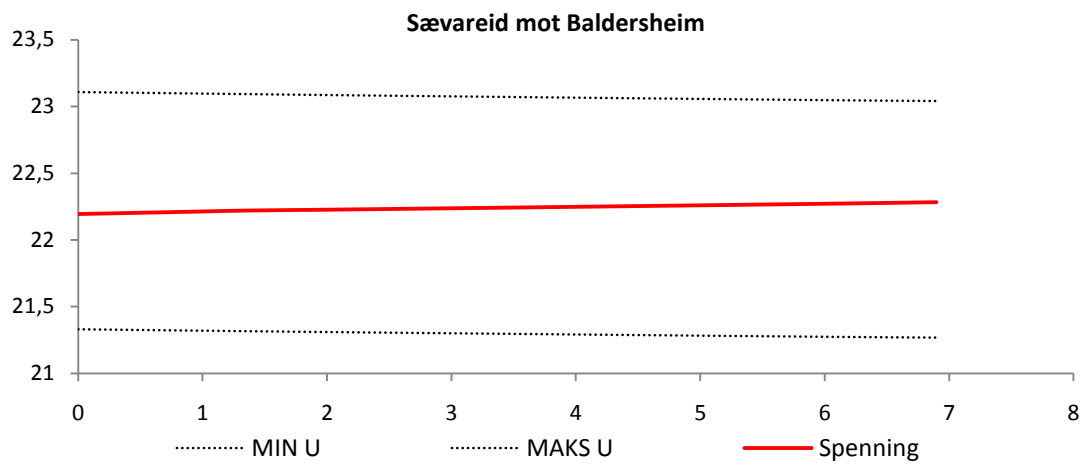
Vedlegg 9.5 Spenningsgrafer trinn 1



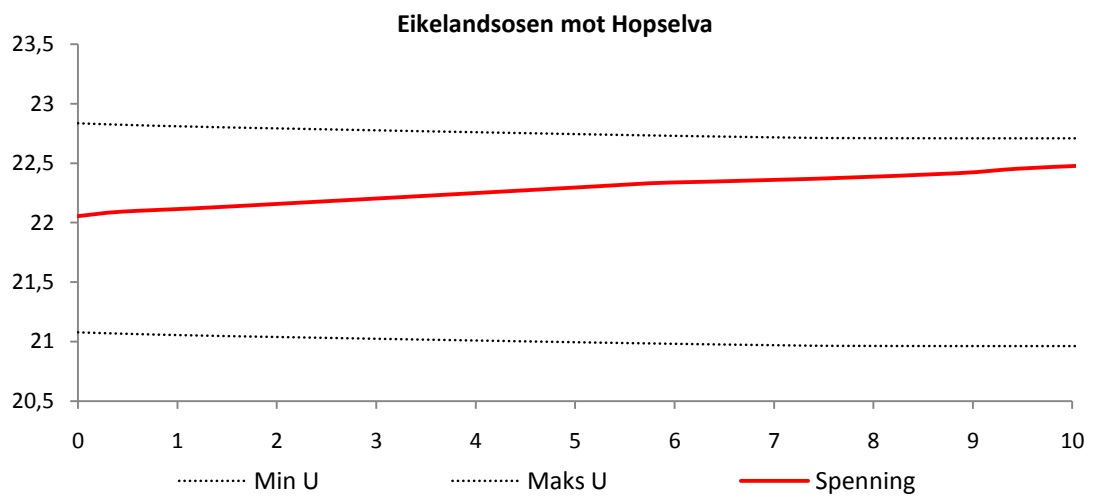
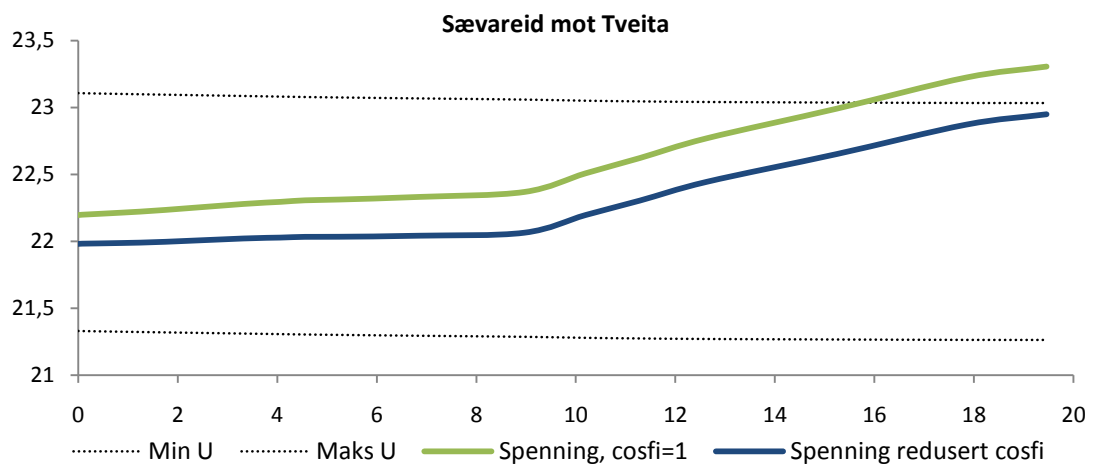
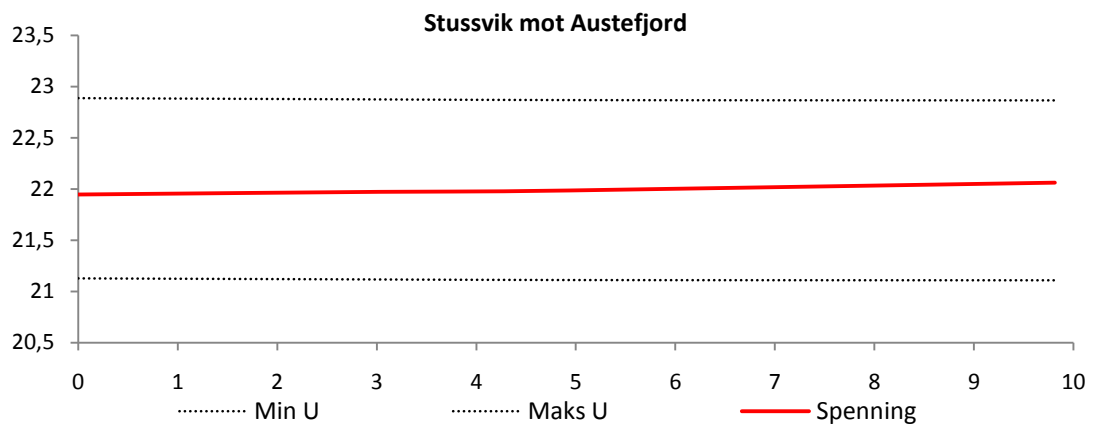
Vedlegg 9.6 Spenningsgrafer trinn 2



Vedlegg 9.7 Spenningsgrafer trinn 3



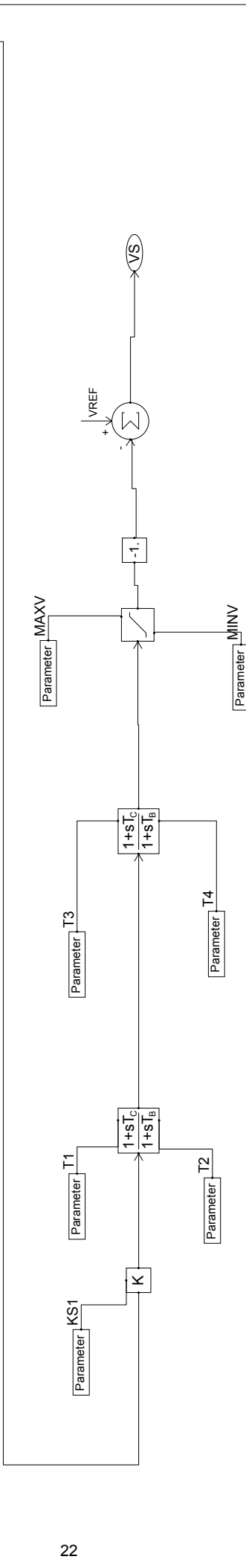
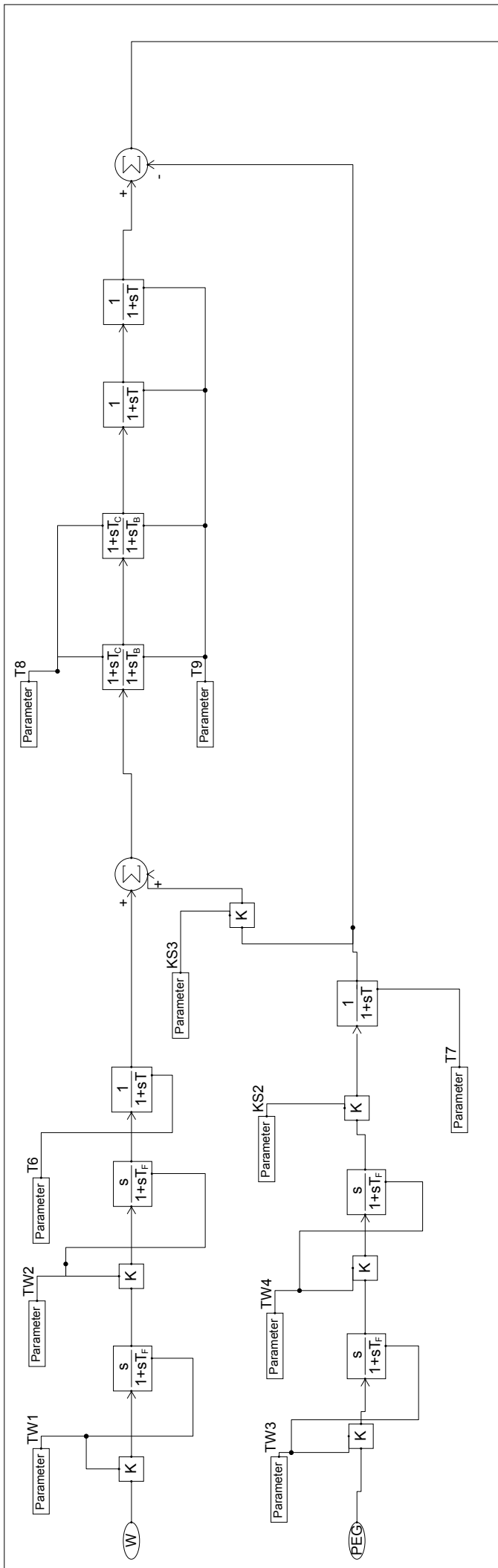
Vedlegg 9.8 Spenningsgrafer trinn 3



Vedlegg 10.1 Oversikt egenverdier trinn 1

Tabellen viser oversikt over alle egenverdiene knytta til systemet i utbyggingstrinn 1.

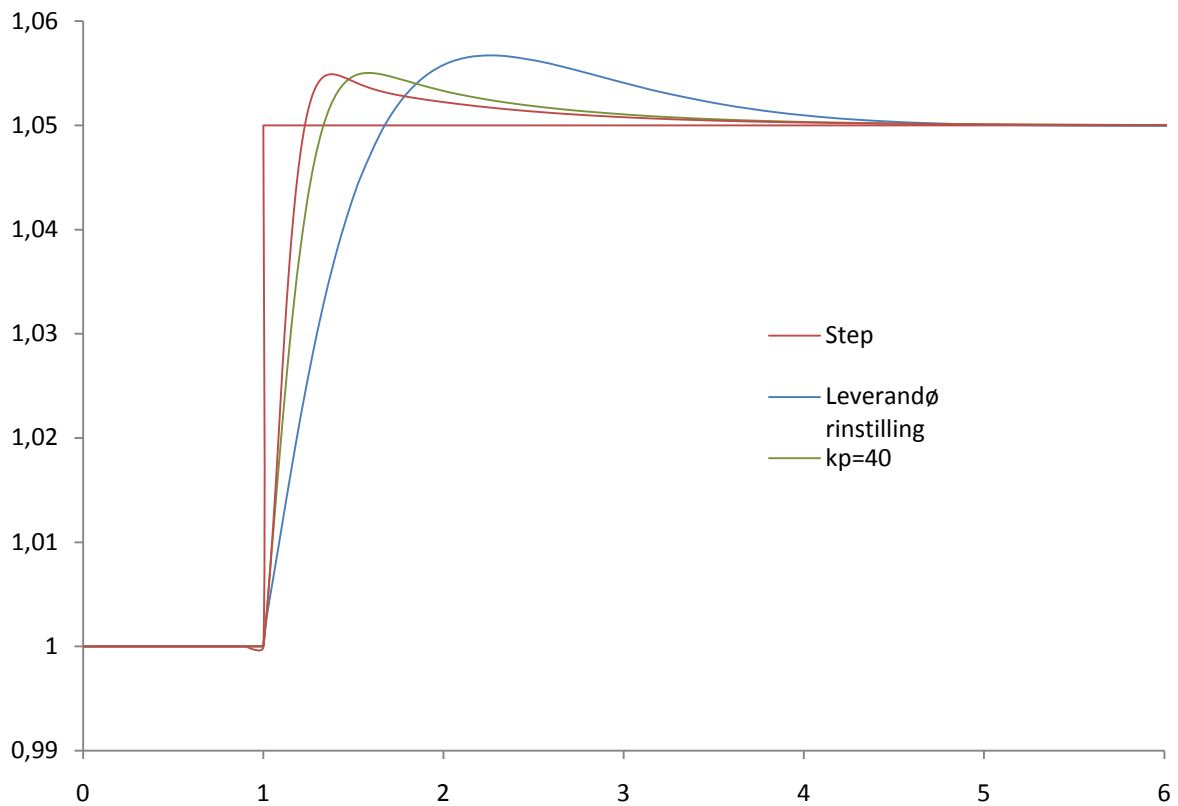
Uten DG i distribusjonsnett				Trinn 1	Med AVR-regulering		
Nr	Re	Im	Zeta [%]	NR	Re	Im	Demping
18	-2.77536	3.198334	13.7	27	-2.55723	4.248908	9.5
20	-1.38881	2.863723	7.7	33	-2.77536	3.198334	13.7
22	-1.75686	2.758255	10.1	29	-4.7032	3.043706	23.9
24	-1.65644	2.711025	9.7	31	-6.52631	2.944282	33.3
26	-1.37916	2.666015	8.2	38	-1.38881	2.863723	7.7
28	-1.78631	2.661077	10.6	36	-1.71608	2.783834	9.8
30	-1.76671	2.577672	10.8	40	-1.75683	2.75754	10.1
32	-1.33647	2.542729	8.3	42	-1.65638	2.710353	9.7
36	-1.53912	2.22983	10.9	44	-1.37915	2.666015	8.2
38	-0.96684	2.041762	7.5	46	-1.78632	2.661078	10.6
40	-2.55462	2.040703	19.5	50	-1.76655	2.577053	10.8
42	-2.37449	1.979073	18.8	48	-1.33647	2.542736	8.3
64	-1.96364	1.89134	16.3	55	-1.53936	2.229856	10.9
72	-1.2302	1.723112	11.3	59	-0.96621	2.041304	7.5
80	-0.34082	1.048879	5.2	61	-2.55381	2.04091	19.5
86	-6.07086	0.342218	94.3	57	-2.19868	2.013607	17.1
125	-0.84617	0.145913	67.8	87	-2.37377	1.97921	18.7
130	-0.56636	0.123254	59.0	89	-1.96336	1.891224	16.3
83	-7.04363	0.105381	99.6	105	-0.3416	1.049279	5.2
101	-3.96542	0.100554	98.8	127	-1.730	0.329	64.2
136	-0.64328	0.096754	72.7	129	-1.04207	0.303166	48.0
128	-0.91221	0.091005	84.7	111	-4.5233	0.2564	94.2
139	-0.54386	0.087745	70.2	100	-7.51367	0.255204	97.8
134	-0.82694	0.087672	83.2	153	-0.82904	0.155014	64.8
143	-0.37077	0.083782	57.6	155	-0.682	0.147683	59.2
141	-0.48669	0.077788	70.6	162	-0.56629	0.123221	59.0
149	-0.34453	0.071281	61.0	157	-0.7118	0.111499	71.3
151	-0.386	0.068102	67.0	108	-7.04405	0.105154	99.6
153	-0.343	0.066023	63.7	168	-0.6433	0.0968	72.7
147	-0.414	0.063663	71.9	160	-0.91219	0.091002	84.7
132	-0.89355	0.062391	91.6	171	-0.5438	0.0877	70.2
145	-0.44794	0.061374	75.8	164	-0.8269	0.0877	83.2
156	-0.2217	0.007891	97.6	92	-12.4489	0.087464	99.9
92	-5.24595	0.007811	100.0	175	-0.3708	0.0838	57.6
110	-2.96195	0.003796	100.0	173	-0.4867	0.0778	70.6
				179	-0.3447	0.0713	61.0
				181	-0.3860	0.0681	67.0
				185	-0.3432	0.0660	63.7
				183	-0.4139	0.0637	71.9
				166	-0.8934	0.0624	91.6
				177	-0.4479	0.0614	75.8
				187	-0.3078	0.0153	95.5
				118	-5.2460	0.0078	100.0
				138	-2.96237	0.003805	100.0



Rev. Ind	Revision	Year/Week	Appt	Name: PSS2A Revident Utgave PSS2A Proctype: %p9 Type: TASK	Design checked by %p7 Drawing checked by %p6 Drawn by %p5	FUNCTIONAL DIAGRAM Sigurd Bakkejord ABB POWER SYSTEMS AB	Rev. Ind 00 Sheet 1000 Cost 1002	Rev. Ind 00 Sheet 1000 Cost 1002
				%p3	%p8	%p4	Vedlegg 11.1 PSS2A	

Vedlegg 11.2 Sprangrespons Eikelihoodsosen

Figuren viser sprangresponsen for spenningsregulator i Eikelihoodsosen. Referansespenning endres i et steg på 5 %. De tre forskjellige innsvingsforløpene representerer forskjellige verdier for proporsjonalforsterkninger.



Vedlegg 12.1 Matlabscript beregning reguleringsområde

```
'Beregning reguleringsområde for småkraftgenerator, stabil drift etter FRT '  
  
clear all  
close all  
clc  
  
'Plotte kurver? J 1 N 2 '  
plotting=input('Valg :')  
  
st=1;  
us=1;  
  
' Referanseverdier : '  
  
' Merkeverdier synkrongenerator '  
Sn=input('Sn i MVA : ') ;  
Vn=input('Vn i kV : ') ;  
xd=input('d-akse synkronreaktans Xd : ') ;  
xdp=input('Transient reaktans d-akse Xd` : ') ;  
xq=input('q-akse synkronreaktans Xq : ') ;  
xqp=input('Transient reaktans q-akse Xq` : ') ;  
  
xt=0.0648;  
xl=0.1;  
V=Vn;  
  
ind=1;  
rep=1;  
  
' Driftspunkt synkrongenerator, bruk Vg som referanse '  
Ppu=input('Minimum tillatte/ønska P i pu: ') ;  
P=Ppu*Sn;  
Vg=V/Vn;  
Q=-sin(acos(0.95))*Sn;  
tel=1;  
  
while P<=Sn && Q <=0  
    p(tel,1)=P;  
  
    Pmek=P/Sn;  
  
    Ig=conj((P+j*Q)/Sn)/(Vg);  
    fi=angle(Ig);  
  
    EQ=Vg+j*xqp*(Ig);  
    phv=angle(EQ);  
  
    % ' Polhjuls vinkel : '  
    phv*180/pi;  
  
    % Kapasitiv drift:  
    if fi > 0  
  
        Id=-(abs(Ig))*sin(phv-fi);  
        Iq=(abs(Ig))*cos(phv-fi);  
        Vd=-Vg*sin(phv);  
        Vq=Vg*cos(phv);  
  
    end
```

```

% Induktiv drift:
if fi <=0

    Id=-(abs(Ig))*sin(phv+fi);
    Iq=(abs(Ig))*cos(phv+fi);
    Vd=-Vg*sin(phv);
    Vq=Vg*cos(phv);

end

Vnett=Vg-(j*xt+j*xl)*(Ig) ;

% Totale reaktanser
xdref=xd+xt+xl;
xdpref=xdp+xt+xl;
xqref=xq+xt+xl;
xqpref=xqp+xt+xl;

% Reaktanser mot feilsted
xdf=xd+xt;
xdpf=xdp+xt;
xqf=xq+xt;
xqpf=xqp+xt;

% Indre spenninger
Eq=Vq-xd*Id;
Ed=Vd+xq*Iq;
Edp=Vd+xqp*Iq;
Eqp=Vq-xdp*Id;

% Stasjonær karakteristik
P1=Eq*abs(Vnett)/xdref;
P2=(abs(Vnett)^2)/2*(xdref-xqref)/(xdref*xqref);

% Transient karakteristik
P1t=Eqp*abs(Vnett)/xdpref;
P2t=(abs(Vnett)^2)/2*(xdpref-xqref)/(xdpref*xqref);

% Transient karakteristik for UFRT=0.3
P1f=Eqp*(0.3)/xdpf;
P2f=((0.3)^2)/2*(xdpf-xqf)/(xdpf*xqf);

teta=0:pi/1000:pi;
Pt=P1t*sin(teta)+P2t*sin(2*teta);
Pf=P1f*sin(teta)+P2f*sin(2*teta);
Pm=0*teta+Pmek;

k=max(Pf);

if k > Pmek
    % ' Transient stabil! '

    stabilt(st)=[P+j*Q];
    P=P+0.01;
    st=st+1;

end

if k < Pmek
    % ' Ikke stabil! '

    ustabilt(us)=[P+j*Q];

```

```

        Q=Q+0.01;
        us=us+1;

end

if plotting==1
    subplot(2,1,1)
    plot(teta,Pt)
    hold on
    plot(teta,Pf,'r')
    plot(teta,Pm,'k-')
    title('Beregning Kapasitivt')
    legend('Peq`','Pfrt','Pmek')
end

if ind==6
    fig=fig+1;
    ind=0;

ind=ind+1;

end
    tel=tel+1;

end

Stabil_Drift=reshape(stabilt,[],1);
Ustabil_Drift=reshape(ustabilt,[],1);

' Stabile driftspunkt kapasitivt : '
SK=sort(Stabil_Drift)

% ' Ustabile driftspunkt : '
sort(Ustabil_Drift);

% Her starter induktiv drift

P=max(real(SK))
Vg=V/Vn;

stI=1;
usI=1;
Q=0;
tel=1;

while P<=Sn  && Q <=sin(acos(0.95))*Sn
    p(tel,1)=P;

Pmek=P/Sn;

Ig=conj((P+j*Q)/Sn)/(Vg);
fi=angle(Ig);
EQ=Vg+j*xqp*(Ig);
phv=angle(EQ);

% ' Polhjulsvinkel : '
phv*180/pi;

% Kapasitiv drift:
if fi > 0

    Id=-(abs(Ig))*sin(phv-fi);

```

```

    Iq=(abs(Ig))*cos(phv-fi);
    Vd=-Vg*sin(phv);
    Vq=Vg*cos(phv);

end

% Induktiv drift:
if fi <=0

    Id=-(abs(Ig))*sin(phv+fi);
    Iq=(abs(Ig))*cos(phv+fi);
    Vd=-Vg*sin(phv);
    Vq=Vg*cos(phv);

end

Vnett=Vg-(j*xt+j*xl)*(Ig) ;

% Totale reaktanser
xdref=xd+xt+xl;
xdpref=xdp+xt+xl;
xqref=xq+xt+xl;
xqpref=xqp+xt+xl;

% Reaktanser mot feilsted
xdf=xd+xt;
xdpf=xdp+xt;
xqf=xq+xt;
xqpf=xqp+xt;

% Indre spenninger
Eq=Vq-xd*Id;
Ed=Vd+xq*Iq;
Edp=Vd+xqp*Iq;
Eqp=Vq-xdp*Id;

% Stasjonær karakteristik
P1=Eq*abs(Vnett)/xdref;
P2=(abs(Vnett)^2)/2*(xdref-xqref)/(xdref*xqref);

% Transient karakteristik
P1t=Eqp*abs(Vnett)/xdpref;
P2t=(abs(Vnett)^2)/2*(xdpref-xqref)/(xdpref*xqref);

% Transient karakteristik for UFRT=0.3
P1f=Eqp*(0.3)/xdpf;
P2f=((0.3)^2)/2*(xdpf-xqf)/(xdpf*xqf);

teta=0:pi/1000:pi;
Pt=P1t*sin(teta)+P2t*sin(2*teta);
Pf=P1f*sin(teta)+P2f*sin(2*teta);
Pm=0*teta+Pmek;

k=max(Pf);

if k > Pmek
    % ' Transient stabil! '

stabilTI(stI)=[P+j*Q];
P=P+0.01;
stI=stI+1;

```

```

end

if k < Pmek
    % ' Ikke stabil! '

    ustabilitI(usI)=[P+j*Q];

    Q=Q+0.01;
    usI=usI+1;
end

if plotting==1
subplot(2,1,2)
plot(teta,Pt)
hold on
plot(teta,Pf,'r')
plot(teta,Pm,'k-')

legend('Peq`','Pfrt','Pmek')
title('Beregning induktivt')
end

if ind==6
    fig=fig+1;
    ind=0;

ind=ind+1;

end
tel=tel+1;
end

Stabil_DriftI=reshape(stabilitI,[],1);
Ustabil_DriftI=reshape(ustabilitI,[],1);

' Stabile driftspunkt induktivt : '
SKI=sort(Stabil_DriftI)

% ' Ustabile driftspunkt : '
sort(Ustabil_Drift);

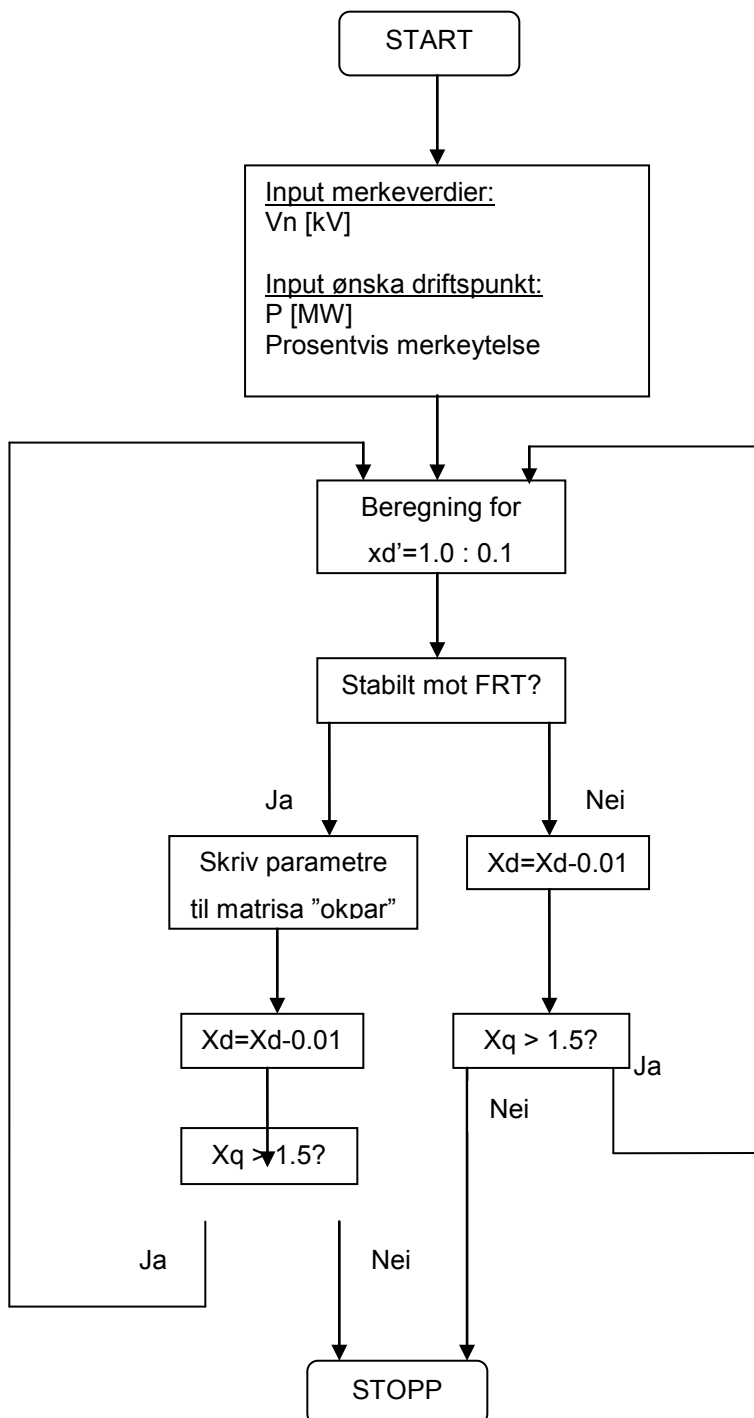
plot(SK)
hold on
plot(SKI)

dlmwrite('SK', SK)
dlmwrite('SKI', SKI)

```

Vedlegg 12.2 Flytskjema parameterberegning

Dette MatLab-scriptet anses som rapportens mest essensielle, derfor er dette også representert med et enkelt flytskjema her for å bedre vise hvordan den matematiske beregningsprosessen forløper.



Vedlegg 12.3 Matlabscript parameterberegning

```
clear all
close all
clc

'Beregning av parametre som gir stabil drift etter FRT '

st=1;
us=1;
ind=1;
rep=1;
tel=1;

' Merkeverdier synkrongenerator '
typ=input('Utprega poler [1], sylindrisk rotor [2] : ' ) ;
Vn=input('Vn i kV : ' ) ;

% Linje og trafo
xt=0.0648;
xl=0.1;

% Starter med følgende synkronreaktans d-akse:
xd=3;
V=Vn;

' Driftspunkt synkrongenerator '
Ppu=input('Ønska P [MW] : ' ) ;
mfi=input('Ønska effektfaktor for generator : ' ) ;

% Forhold mellom d- og q-akse synkronreaktans
if typ==1
    ffo=0.65;
end

if typ==2
    ffo=0.9;
end

Sn=Ppu/mfi;
Qpu=0;
P=Ppu/Sn;
Q=Qpu/Sn;
Vg=V/Vn;

if Q <= 0
    while xd > 1.5
        hopp=0;
        Pmek=Ppu/Sn;
        xqp=ffo*xd;

        while xqp > 1.5 & hopp<1
            xdp=1;
        while xdp > 0.1 & hopp<1

            Ig=conj((Ppu+j*Q)/Sn);
            fi=angle(Ig);
            EQ=Vg+j*xqp*(Ig);
            phv=angle(EQ);

            % ' Polhjulsvinkel : '
            phv*180/pi;
```

```

% Kapasitiv drift:
if fi > 0

    Id=-(abs(Ig))*sin(phv-fi);
    Iq=(abs(Ig))*cos(phv-fi);
    Vd=-Vg*sin(phv);
    Vq=Vg*cos(phv);
end

% Induktiv drift:
if fi <=0

    Id=-(abs(Ig))*sin(phv+fi);
    Iq=(abs(Ig))*cos(phv+fi);
    Vd=-Vg*sin(phv);
    Vq=Vg*cos(phv);

end

Vnett=Vg-(j*xt+j*xl)*(Ig);

% Totale reaktanser
xdref=xd+xt+xl;
xdpref=xdp+xt+xl;
xqref=xqp+xt+xl;
xqpref=xqp+xt+xl;

% Reaktanser mot feilsted
xdf=xd+xt;
xdpf=xdp+xt;
xqf=xqp+xt;
xqpf=xqp+xt;

% Indre spenninger
Eq=Vq-xd*Id;
Ed=Vd+xqp*Iq;
Edp=Vd+xqp*Iq;
Eqp=Vq-xdp*Id;

% Stasjonær karakteristik
P1=Eq*abs(Vnett)/xdref;
P2=(abs(Vnett)^2)/2*(xdref-xqpref)/(xdref*xqpref);

% Transient karakteristik
P1t=Eqp*abs(Vnett)/xdpref;
P2t=(abs(Vnett)^2)/2*(xdpref-xqpref)/(xdpref*xqpref);

% Transient karakteristik for UFRT=0.3
P1f=Eqp*(0.3)/xdpf;
P2f=((0.3)^2)/2*(xdpf-xqf)/(xdpf*xqf);

teta=0:pi/1000:pi;
Pt=P1t*sin(teta)+P2t*sin(2*teta);
Pf=P1f*sin(teta)+P2f*sin(2*teta);
Pm=0*teta+Pmek;
k=max(Pf);

if k > Pmek

    % Transient stabil
    okpar(st,:)= [xd, xdp, xqp, xqp];

% Starter på nytt med stabil verdi for xd:

```



```

hopp=1;
st=st+1;
end

xdp=xdp-0.001;
% Slutt for d-akse transient
end

xqp=xqp-0.01;
% Slutt for q-akse transient
end
    tel=tel+1;
    xd=xd-0.01;
% Slutt for d-akse synkronreaktans
end

' Stabile parameterverdier : '
'Xd, Xd`, Xq, Xq` '
okpar
end

'Plotte kurver for stabile verdier ? J=1 : '
graf=input('Ja = 1 : ');

if graf==1
    syncd=okpar(:,1);
    transd=okpar(:,2);
    syncq=okpar(:,3);
    plot(transd,syncd)
    hold on
    plot(transd,syncq,'r')
    legend('Xd','Xq')
    xlabel('xd`)')
    ylabel('xd,xq')
    grid
end

```

Vedlegg 12.4 Eksempel stabile reaktansverdier

3.00 >= Xd >= 2.70			2.50 > Xd >= 2.42			2.00 >= Xd		
Xd	Xd'	Xq'=Xq	Xd	Xd'	Xq'=Xq	Xd	Xd'	Xq'=Xq
3.0000	0.1560	2.7000	2.4900	0.1840	2.2410	2.0000	0.2170	1.8000
2.9900	0.1570	2.6910	2.4800	0.1850	2.2320	1.9900	0.2180	1.7910
2.9800	0.1570	2.6820	2.4700	0.1850	2.2230	1.9800	0.2190	1.7820
2.9700	0.1580	2.6730	2.5000	0.1830	2.2500	1.9700	0.2200	1.7730
2.9600	0.1580	2.6640	2.4600	0.1860	2.2140	1.9600	0.2200	1.7640
2.9500	0.1590	2.6550	2.4500	0.1870	2.2050	1.9500	0.2210	1.7550
2.9400	0.1590	2.6460	2.4400	0.1870	2.1960	1.9400	0.2220	1.7460
2.9300	0.1600	2.6370	2.4300	0.1880	2.1870	1.9300	0.2230	1.7370
2.9200	0.1600	2.6280	2.4200	0.1880	2.1780	1.9200	0.2230	1.7280
2.9100	0.1610	2.6190	2.4100	0.1890	2.1690	1.9100	0.2240	1.7190
2.9000	0.1610	2.6100	2.4000	0.1900	2.1600	1.9000	0.2250	1.7100
2.8900	0.1620	2.6010	2.3900	0.1900	2.1510	1.8900	0.2260	1.7010
2.8800	0.1620	2.5920	2.3800	0.1910	2.1420	1.8800	0.2260	1.6920
2.8700	0.1630	2.5830	2.3700	0.1920	2.1330	1.8700	0.2270	1.6830
2.8600	0.1630	2.5740	2.3600	0.1920	2.1240	1.8600	0.2280	1.6740
2.8500	0.1640	2.5650	2.3500	0.1930	2.1150	1.8500	0.2290	1.6650
2.8400	0.1640	2.5560	2.3400	0.1930	2.1060	1.8400	0.2300	1.6560
2.8300	0.1650	2.5470	2.3300	0.1940	2.0970	1.8300	0.2300	1.6470
2.8200	0.1650	2.5380	2.3200	0.1950	2.0880	1.8200	0.2310	1.6380
2.8100	0.1660	2.5290	2.3100	0.1950	2.0790	1.8100	0.2320	1.6290
2.8000	0.1660	2.5200	2.3000	0.1960	2.0700	1.8000	0.2330	1.6200
2.7900	0.1670	2.5110	2.2900	0.1970	2.0610	1.7900	0.2330	1.6110
2.7800	0.1670	2.5020	2.2800	0.1970	2.0520	1.7800	0.2340	1.6020
2.7700	0.1680	2.4930	2.2700	0.1980	2.0430	1.7700	0.2350	1.5930
2.7600	0.1690	2.4840	2.2600	0.1990	2.0340	1.7600	0.2360	1.5840
2.7500	0.1690	2.4750	2.2500	0.1990	2.0250	1.7500	0.2370	1.5750
2.7400	0.1700	2.4660	2.2400	0.2000	2.0160	1.7400	0.2370	1.5660
2.7300	0.1700	2.4570	2.2300	0.2010	2.0070	1.7300	0.2380	1.5570
2.7200	0.1710	2.4480	2.2200	0.2020	1.9980	1.7200	0.2390	1.5480
2.7100	0.1710	2.4390	2.2100	0.2020	1.9890	1.7100	0.2400	1.5390
2.7000	0.1720	2.4300	2.2000	0.2030	1.9800	1.7000	0.2410	1.5300
2.6900	0.1720	2.4210	2.1900	0.2040	1.9710	1.6900	0.2420	1.5210
2.6800	0.1730	2.4120	2.1800	0.2040	1.9620	1.6800	0.2420	1.5120
2.6700	0.1740	2.4030	2.1700	0.2050	1.9530	1.6700	0.2430	1.5030
2.6600	0.1740	2.3940	2.1600	0.2060	1.9440			
2.6500	0.1750	2.3850	2.1500	0.2060	1.9350			
2.6400	0.1750	2.3760	2.1400	0.2070	1.9260			
2.6300	0.1760	2.3670	2.1300	0.2080	1.9170			
2.6200	0.1760	2.3580	2.1200	0.2090	1.9080			
2.6100	0.1770	2.3490	2.1100	0.2090	1.8990			
2.6000	0.1780	2.3400	2.1000	0.2100	1.8900			
2.5900	0.1780	2.3310	2.0900	0.2110	1.8810			
2.5800	0.1790	2.3220	2.0800	0.2110	1.8720			
2.5700	0.1790	2.3130	2.0700	0.2120	1.8630			
2.5600	0.1800	2.3040	2.0600	0.2130	1.8540			
2.5500	0.1800	2.2950	2.0500	0.2140	1.8450			
2.5400	0.1810	2.2860	2.0400	0.2140	1.8360			
2.5300	0.1820	2.2770	2.0300	0.2150	1.8270			
2.5200	0.1820	2.2680	2.0200	0.2160	1.8180			
2.5100	0.1830	2.2590	2.0100	0.2170	1.8090			

