

Dynamiske analyser av ny distribuert produksjon i Namsskogan

Astrid Svarva

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2011
Hovedveileder: Kjetil Uhlen, ELKRAFT

Problembeskrivelse

Det har i løpet av de siste par årene vært en betydelig økning rundt små vannkrafts-prosjekter i Nord-Trøndelag. I forbindelse med dette møter netteier ulike utfordringer rundt nettilknytning av disse kraftverkene. I Namsskogan foreligger det en rekke planer om tilknytning av småkraftverk, og hovedtyngden av disse vil i tillegg komme på en og samme avgang i en ny regionalnettsstasjon i Namsskogan. For å tilknytte denne nye produksjonen vurderes det flere alternative nettløsninger på distribusjons- og regionalnettsnivå.

Oppgaven tar utgangspunkt i en case-studie for Namsskogan, og vil være en videreføring av en prosjektoppgave som omhandlet stasjonære analyser av samme prosjekt. Den stasjonære modellen i analyseverktøyet DigSilent PowerFactory fra prosjektoppgaven, videreutvikles til også å kunne benyttes dynamisk. Modellen baseres på en systembeskrivelse gitt av NTE Nett AS.

En dynamisk analyse av prosjektet utføres med hensyn på å vurdere hvilke krav som bør stilles til småkraftverk i dette området. Det legges vekt på en analyse av utvalgte driftssituasjoner og kritiske feilsituasjoner som er identifisert i den stasjonære analysen, samt å dokumentere stabilitet og dynamiske forløp i nettet i disse situasjonene. Det skal også vurderes krav til installasjon i forhold til utbyggere og andre relevante installasjoner.

Aktuelle situasjoner som bør studeres er:

- Utfall av enkelte kraftverk (basert på de stasjonære analysene)
- Utfall av radialer som følge av symmetriske og usymmetriske kortslutninger
- Undermagnetisering av generatorer, reaktive kompensatorer og innstilling av vern
- Inn- og utkobling av reaktorer
- Mulighet for å opprettholde forsyning i øydrift

Oppgaven gitt: 17.01.2011

Hovedveileder: Kjetil Uhlen, ELKRAFT

Oppdragsgiver: NTE Nett AS

Forord

Denne rapporten er et resultat av arbeidet med den avsluttende masteroppgaven etter et 5-årig sivilingeniørstudium ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU, og Institutt for Elkraftteknikk våren 2011.

Oppgaven er gitt av NTE Nett AS, og omhandler dynamiske analyser av et område med mye planlagt småkraft. Dette fører til et behov for oppgradering og utvidelse av eksisterende nett. Oppgaven er basert på en prosjektoppgave fra høsten 2010, som omhandler stasjonære analyser for samme utbyggingsprosjekt.

Ved hjelp av simuleringsverktøyet DigSilent PowerFactory er det foretatt dynamiske analyser i dimensjonerende drifts- og feilsituasjoner. Vinkelstabiliteten er undersøkt i de ulike situasjonene, og det er foreslått utbedringer som kan øke den kritiske klareringstiden og systemets totale transiente stabilitet.

Flere personer har bidratt til denne masteoppgaven, og jeg ønsker først og fremst å rette en spesiell takk til min hovedveileder på universitetet, Kjetil Uhlen, for gode diskusjoner og konstruktiv tilbakemelding underveis i arbeidet. Takk til Trond Toftevaag ved Sintef Energi AS for hjelp med komponentdata og inspirerende diskusjoner. Jeg ønsker også å takke Rune Paulsen ved NTE Nett AS for tilgang på data fra NTE, praktiske råd og veiledning underveis. Takk til Terje Pynten ved NTE Nett AS som introduserte meg for oppgaven og ga meg mulighet til å påvirke oppgavens innhold.

9.juni 2011

Astrid Svarva

Sammen drag

Denne masteroppgaven omhandler en dynamisk stabilitetsanalyse av et område med mye planlagt distribuert småkraft, og er gitt av NTE Nett AS. Bakgrunnen for oppgaven er en endring av nettet i området, for å tilknytte ny planlagt produksjon.

En dynamisk simuleringsmodell av planområdet er utviklet i analyseprogrammet DigSilent PowerFactory. De dynamiske analysene tar utgangspunkt i tre ulike driftssituasjoner; Case A med maksimal produksjon og lavlast, Case B med produksjon og last i en antatt middelvei samt Case C med minimum produksjon og høylast.

Systemet er funnet småsignalt stabilt for alle de tre driftssituasjonene, med laveste dempningsfaktor observert på 13,9%. Det er utført en følsomhetsanalyse av systemets egenverdier, som viser at småsignalstabiliteten ikke blir mye dårligere som følge av en endring i generatorens parametre. Dersom spenningsregulatorenes forsterkninger endres mye ut over de foreslåtte verdiene, kan det føre til ustabilitet.

I alle de tre driftssituasjonene er det undersøkt symmetriske og usymmetriske kortslutninger ulike steder i modellen, utfall av produksjon, inn- og utkobling av reaktor samt øydrift. Det er i tillegg studert effekten av spenningsregulering, som er viktig for systemstabiliteten. Den korteste kritiske klareringstiden funnet, opptrer ved en symmetrisk kortslutning nær det eksterne nettet i Case A, på 155ms.

Det er tatt utgangspunkt i feilen som medfører den korteste kritiske klareringstiden, og forsøkt å forbedre responsene som følge av denne feilen. Det viser seg at generatoren i Brekkvasselva kraftverk skaper pendlinger, som får de andre generatorene til å miste synkronisme. Etter nærmere undersøkelser er det konkludert med at det er generatorens plassering som er hovedårsaken til problemene. De mest effektive tiltakene for å forbedre systemets stabilitetsmargin, er å koble ut Brekkvasselva kort tid etter feil, endre maskinparametre eller å trinne sekundærtransformatoren ned i situasjoner med høy produksjon. Dette for å øke systemets stabilitetsmargin.

Summary

The main topic of this master thesis is a dynamic stability analysis resulting from integration of small hydro power in a distributed network, and is given by NTE Nett AS. The background for the thesis is a plan for renewal of the area grid in order to connect more small hydro power plants.

A dynamic simulation model of the planning area has been developed in the simulation tool DigSilent PowerFactory. All simulations are based on three different operating scenarios; Case A with maximum production and low load, Case B with medium production and load and Case C with minimum production and high load.

The system is found to be small signal stable for all the three operating scenarios, with the lowest relative damping ratio of 13,9%. A sensitivity analysis of the system eigenvalues has been conducted, and shows that the small signal stability is mostly affected by the gains of the voltage regulators.

For all three operating scenarios, both symmetrical and unsymmetrical short circuits are investigated in different locations, in addition to outages, connection of reactors and islanding. The effect of the voltage regulators, which are important for the system stability, is also studied. The shortest critical clearing time observed is 155ms, and is a consequence of a symmetrical short circuit next to the external grid in Case A.

The fault case with the shortest critical clearing time is further investigated in order to improve the stability limits. The generator in Brekkvasselva power plant causes fast swings, which makes several generators loose synchronism with the grid. These swings are caused by the location of the generator near the secondary transformer and in the weakest radial, not its parameters. The most efficient ways to improve the critical clearing time has shown to be to quickly disconnect Brekkvasselva power plant after a fault, improve generators or to step the secondary transformer down in situations with high production.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
2	Stabilitet i kraftsystemet	3
2.1	Frekvensstabilitet	5
2.2	Spenningsstabilitet	5
2.3	Vinkelstabilitet	6
2.3.1	Småsignalstabilitet	6
2.3.2	Transient stabilitet	8
3	Synkrongeneratoren	15
3.1	Synkrongeneratorens magnetiseringssystem	17
3.1.1	Innstilling av parametre til magnetiseringssystemet	18
3.1.2	Reaktiv droop-funksjon	18
3.2	Krav til magnetiseringssystem	20
4	Symmetriske komponenter	21
5	Beskrivelse av planområdet og simuleringsmodellen	24
5.1	Beskrivelse av planområdet	25
5.2	Dynamisk simuleringsmodell av planområdet	27
5.2.1	Linjer	28
5.2.2	Transformatorer	29
5.2.3	Generatorer og produksjon	30
5.2.4	Kondensatorbatteri	33
5.2.5	Reaktor	33
5.2.6	Laster	34
5.2.7	Brytere	35

5.2.8	Svingmaskin	35
6	Tuning av spenningsregulatorer	36
6.1	Valg av magnetiseringsmodeller og regulatorer	36
6.2	Sprangresponstest	37
7	Småsignalstabilitet	41
7.1	Case A	42
7.2	Case B	44
7.3	Case C	46
7.4	Følsomhetsanalyse av egenverdiene	47
8	Transient feilanalyse	51
8.1	Case A	52
8.1.1	Feil ved sentralnettet	52
8.1.2	Feil på radial nord	58
8.1.3	Feil på radial vest	72
8.1.4	Utfall av enkeltkraftverk	74
8.1.5	Virkning av spenningsregulatorer	77
8.1.6	Usymmetriske feil	80
8.1.7	Inn- og utkobling av reaktorer	90
8.1.8	Øydrift	91
8.2	Case B og C	91
9	Forbedring respons som følge av feil	95
9.1	Forbedret tuning av spenningsregulatorene	95
9.2	Følsomhetsanalyse av synkronmaskin- parametrene	96
9.3	Utkobling av generator som skaper pendlinger ved feil	100
9.4	Installering og tuning av dempetilsats	103
9.5	Trinning av sekundærtransformator	104
9.6	Begrensning i effekt levert fra enkelte kraftverk	107
9.7	Øke spenningsnivå eller oppgradere linje- tverrsnitt	107

10 Resultater og diskusjon	109
11 Konklusjon	111
12 Videre arbeid	112
Bibliografi	113
A Simuleringsmodell	115
B Komponentdata	116
C Tuning av spenningsregulatorer	119
C.1 Bjørnelva	120
C.2 Brekkvasselva	122
C.3 Grønelva	124
C.4 Kjeråa	126
C.5 Lille Flåttådalselva	128
C.6 Litlelva	130
C.7 Sandåa	132
C.8 Steinåa	134
C.9 Store Flåttådalselva	136
C.10 Storsteinåa	138
C.11 Sæterfossen	140
C.12 Trongfossen	142
D Regulatorer og anbefalte parametre	144
E Andre feilresponses	146
E.1 Andre feil på radial vest	146
E.1.1 Feil som fører til utkobling	146
E.1.2 Feil ved Grønelva kraftverk	148
E.2 Case C	149
E.2.1 Symmetrisk kortslutning av eksternt nett	149
F Erfaringer fra PowerFactory	150

Tabeller

5.1	Linjeoversikt	28
5.2	Transformatoroversikt	29
5.3	Generatoroversikt	31
5.4	Lastoversikt	34
6.1	Oversikt over forsterkningene til spenningsregulatorene etter innstilling	40
7.1	Komplekskonjugerte egenverdier Case A	43
7.2	Komplekskonjugerte egenverdier Case B	45
7.3	Komplekskonjugerte egenverdier Case C	46
9.1	Kritisk klareringstid [ms] for Brekkvasselva ved variasjoner i transient d-akse reaktans, x'_d , og tregghetskonstant, H	97
9.2	Oversikt over generatorenes magnetisering med og uten trinning av sekundærtransformator	106

Figurer

2.0.1 Tidslinje over de ulike elementære dynamiske fenomen [4]	4
2.0.2 Stabilitetskategorier	4
2.3.1 Klassisk modell av generatoren i transient tilfelle [4]	9
2.3.2 Akselerasjons- og retardasjonsareal for ulike klareringstider [4]	11
2.3.3 Effektpendlinger ved ulike stabilitetsmarginer [4]	13
3.0.1 Prinsippskisse av produksjonsenhet	16
3.1.1 Forenklet modell av en droop funksjon	19
4.0.1 Enhetsvektorer symmetrisk trefasesystem	21
4.0.2 Pluss-, minus- og nullsystemet	22
5.1.1 Plankart over prosjektområdet	26
6.1.1 Blokkskjema av magnetiseringssystemet AC8B [12]	36
6.2.1 Sprangresponstest Litlelva før og etter tuning av spenningsregulatoren	39
7.4.1 Følsomhetsanalyse av egenverdiene som følge av endring i K_P	48
7.4.2 Følsomhetsanalyse av egenverdiene som følge av endring i K_D	49
7.4.3 Følsomhetsanalyse av egenverdiene som følge av endring i K_I	49
8.1.1 Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$	53
8.1.2 Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$	55
8.1.3 Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kort- slutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$	56
8.1.4 Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kort- slutning ved eksternt nett, varighet $t = 155ms$	57

8.1.5 Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 156ms$	57
8.1.6 Spenningsrespons Brekkvasselva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord, varighet $t = 200ms$	59
8.1.7 Effektpendlinger i Brekkvasselva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord, varighet $t = 200ms$	60
8.1.8 Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning på radial nord, varighet $t = 200ms$	61
8.1.9 Spenningsrespons i Bjørelva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord, varighet $t = 200ms$	62
8.1.10 Spenningsrespons Litlelva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord med utkobling av radialen etter $t = 200ms$	64
8.1.11 Effektpendlinger i Litlelva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord med utkobling av radialen etter $t = 200ms$	65
8.1.12 Spenningsrespons Brekkvasselva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord med ut- og gjeninnkobling av radialen	67
8.1.13 Spenningsrespons Sandåa ved en symmetrisk kortslutning ved Storsteinåa, varighet $t = 200ms$	69
8.1.14 Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved Storsteinåa, med varighet $t = 200ms$	71
8.1.15 Spenningsrespons Litlelva ved en symmetrisk kortslutning på radial vest, varighet $t = 200ms$	73
8.1.16 Effektpendlinger i Litlelva ved en symmetrisk kortslutning på radial vest, varighet $t = 200ms$	74
8.1.17 Respons som følge av utfall av Storsteinåa generator	76
8.1.18 Utvalgte spenninger ved en symmetrisk kortslutning ved det eksterne nettet, varighet $t = 200ms$	78
8.1.19 Utvalgte spenninger ved en symmetrisk kortslutning ved det eksterne nettet, varighet $t = 200ms$ når det ikke er spenningsregulatorer i nettet	79
8.1.20 Spenningsrespons Storsteinåa uten spenningsregulering	80
8.1.21 Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til jord kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$	82
8.1.22 Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til jord kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$	83

8.1.23	Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til jord kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 500ms$	85
8.1.24	Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til jord kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 500ms$	86
8.1.25	Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til fase kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 500ms$	88
8.1.26	Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til fase kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 500ms$	89
8.2.1	Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett i Case B, varighet $t = 200ms$	93
8.2.2	Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett i Case B, varighet $t = 200ms$	94
9.2.1	Feil ved eksternt nett med varighet på 200ms med treghetskonstanten i Brekkvasselva $H = 1,9s$	99
9.3.1	Polhjulsinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$ inkludert og ekskludert Brekkvasselva kraftverk	101
9.3.2	Polhjulsinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$ og med økt treghetskonstant i Bjørelva	103
9.5.1	Polhjulsinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$ med nedtrinning av transformator	104

Ordliste

- **Innstillingstid:** Måles fra en forstyrrelse eller en referanseendring opptrer til prosessverdien igjen kommer innenfor et sett gitte grenser
- **Oversving:** Ved et sprang i referansen vil ofte prosessverdien svinge forbi den nye referanseverdien før den når sin konstante verdi. Oversvinget er avstanden mellom det maksimale utsvinget og den nye stasjonærverdien
- **Frakoblingstid:** Med frakoblingstid menes tid fra unormal driftstilstand (f.eks. unormal strøm eller spenning) oppstår, til innmatingen fra DG-enheten er frakoblet
- **Stabilitet:** Refererer til opprettholdelse av intakt drift etter en forstyrrelse [1]
- **Sikkerhet:** Graden av risiko i evnen til å overleve forstyrrelser uten avbrytelse av levering til kunder [1]
- **Pålitelighet:** Sannsynlighet for tilfredsstillende drift over lang tid [1]
- **Sekundærstasjon/-transformator:** Transformatorstasjon/Transformator som transformerer spenningen fra overførings- til distribusjonsnivå
- **Polslip:** En økning i generatorens polhjulsinkel som medfører at generatoren mister synkronisme med resten av nettet

1. Innledning

Det norske kraftsystemet er tradisjonelt bygd opp med tanke på store produksjonskilder og enveis effektflyt. Hovedforsyningen til Midt-Norge går midt i landet, og distribusjonsnettene er drevet som et radialnett med hovedsakelig last tilknyttet. Med denne oppbyggingen av nettet vil spenningen være høyest i transformatorstasjonen, og avta utover avgangen.

Når småkraft blir introdusert i et slikt kraftsystem, bygges det der produksjonspotensialet er lokalisert. Dette er ofte ute i radialene, og det må tas hensyn til at effektflyten nå vil gå to veier. Dette vil føre til endringer i strøm- og spenningsforhold av ulik grad, avhengig av produksjonsenhetens størrelse og plassering samt nettets geometri og parametre.

I et område i Namsskogan kommune er det planlagt 10 nye småkraftverk, samt et vannkraftverk på 35MW. Området forsynes i hovedsak av en 22kV FeAl50 linje med forgreininger fra Tunnsjødal i sør, til Nordlandsgrensen i nord. Selv om lasten i området er liten er det også i dag registrert spenningsproblemer på radialen, hovedsakelig på grunn av den lange avstanden på om lag 50km. Før den nye kraften kan tilknyttes, har NTE Nett AS konkludert med at en oppgradering av nettet i området er høyst nødvendig.

Dette masterarbeidet er en videreføring av en prosjektoppgave utført høsten 2010, som omhandlet stasjonære analyser av samme område [2]. Det ble i prosjektoppgaven utviklet en simuleringsmodell i analyseprogrammet DigSilent PowerFactory, og denne skal videreutvikles for å være kompatibel med dynamiske analyser. Dimensjonering av linjer, transformatorer, generatorer etc. baseres i utgangspunktet på resultatene fra de stasjonære analysene.

Det skal i denne oppgaven ved hjelp av simuleringer i PowerFactory, undersøkes dynamisk stabilitet av nettområdet i ulike drifts- og feilsituasjoner. Det skal også

undersøkes hvordan ulike faktorer påvirker systemstabiliteten i tillegg til hvordan den kritiske klareringstiden i dimensjonerende feilsituasjoner kan økes ved å gjøre endringer i modellen.

Alle simuleringer tar utgangspunkt i tre driftssituasjoner; Case A angir en driftssituasjon med maksimal produksjon og minimum last, Case B middelproduksjon og middellast og Case C beskriver en situasjon med minimum produksjon og maksimal last.

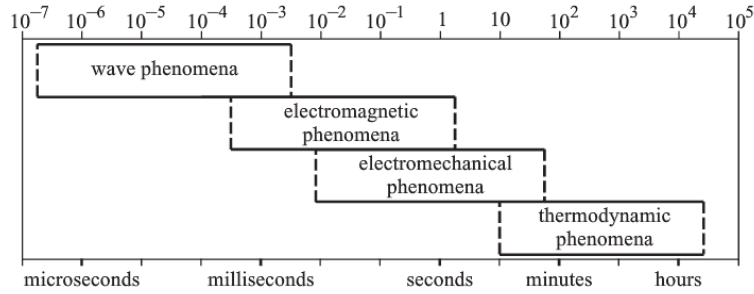
Rapporten er bygd opp i tre hoveddeler; teori, oppbygging av modellen og simuleringresultater. Kapittel 2- 4 beskriver generell teori om synkrongeneratoren, symmetriske komponenter og stabilitet, med hovedvekt på vinkelstabilitet relatert til rotorenes polhjulsvinkler. Kapittel 5 beskriver hvordan simuleringmodellen er bygd opp og hvilke komponentdata som er benyttet. Kapittel 6 beskriver prosessen rundt tuning av spenningsregulatorene, og i Kapittel 7 blir systemets ulike stabilitetsgenskaper undersøkt ved hjelp av en lineæranalyse (småsignalstabilitet). Kapittel 8 viser resultatene fra transiente feilanalyser i ulike situasjoner, og Kapittel 9 vurderer ulike tiltak for forbedring av enkelte responser ved feil.

2. Stabilitet i kraftsystemet

Kraftsystemstabilitet omhandler et elektrisk kraftsystems evne til å finne tilbake til en stasjonær driftstilstand etter en forstyrrelse. En forstyrrelse kan i denne sammenhengen eksempelvis være normale endringer i last og produksjon, eller en alvorlig feilsituasjon. Kraftsystemstabiliteten vil både være avhengig av systemets initielle driftstilstand og type forstyrrelse, og systemet er i likevekt når det er balanse mellom produksjon og last. Ved en forstyrrelse er det tre alternative systemresponser; det vil enten bli ustabilitet i systemet, den opprinnelige stasjonære driftssituasjonen vil gjenopprettes eller det vil oppstå en ny driftssituasjon med et nytt likevektspunkt. Ved en endring i systemets struktur vil det alltid, dersom stabilitet er opprettholdt, oppstå et nytt likevektspunkt ulikt den initielle driftssituasjonen [3].

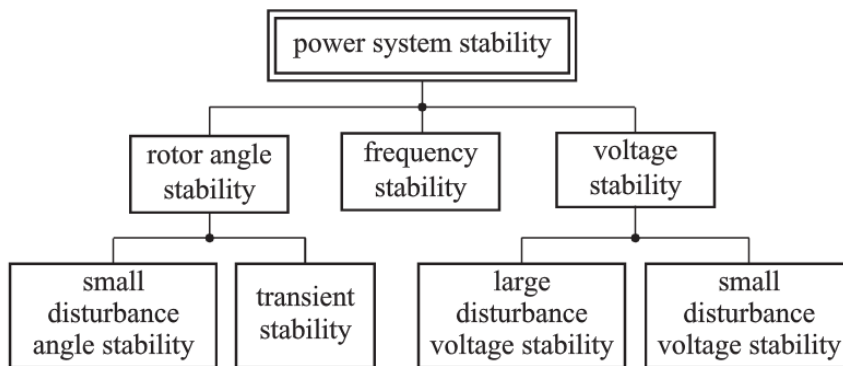
Ved en kraftsystemanalyse er det viktig å identifisere hvilke forandringer som er gjeldende for stabiliteten i den spesielle situasjonen. Som illustrert i Figur 2.0.1 vil ulike fenomener opptre ved ulike tidspunkt etter en feil. Elektromagnetiske bølger vil oppstå nesten umiddelbart etter feilen, og er ofte forårsaket av byteroperasjon eller lynnedslag. Etter noen millisekunder vil elektromagnetiske fenomener oppstå, som innebærer effekter fra armatur- og dempeviklingene til generatoren. Disse effektene kommer vanligvis som følge av en feil eller en endring i driftssituasjonen. Fra noen millisekunder og opp til et sekund etter en forstyrrelse vil elektromekaniske fenomener gjøre seg gjeldende. Dette inkluderer polhjulssvingninger i rotoren grunnet endringer i roterende masser, som følge av drift av vern, spennings- eller frekvensregulering for å opprettholde en stabil drift av systemet [4].

Man deler vanligvis kraftsystemstabilitet inn i tre hovedkategorier, som illustrert i Figur 2.0.2. Disse er vinkel-, frekvens- og spenningsstabilitet. Det skilles i tillegg mellom små forstyrrelser som normale endringer i last og produksjon, og store forstyrrelser som kan være utfall av produksjon eller en feil i systemet. Det skilles også mellom transient, småsignal og stasjonær stabilitet. Transient stabilitet relateres til store forstyrrelser, og angir produksjonsenhetens evne til å beholde synkronisme



Figur 2.0.1: Tidslinje over de ulike elementære dynamiske fenomen [4]

med nettet og opprettholde en normal driftstilstand etter en forstyrrelse. Stasjonær stabilitet og småsignalstabilitet ses hovedsakelig i sammenheng med små forstyrrelser. Den beskriver systemets evne til å ta hånd om og utregulere forstyrrelser som lastendringer i nettet, dødgang i regulatorer og moderate endringer av koblingsbildet uten at effektpendlinger oppstår [5]. Motivasjonen for å dele stabilitet inn i ulike kategorier er å kunne analysere systemet på en best mulig måte. Denne inndelingen gjør det enklere å identifisere faktorene som bidrar til en eventuell ustabilitet, og å foreslå tiltak for å øke den samlede stabiliteten. Inndelingen kan imidlertid også skape problemer ved at man forbedrer systemets respons i en av stabilitetskategoriene, men forverrer andre responser. Det er derfor essensielt å vurdere systemets totale stabilitet i enhver situasjon [1].



Figur 2.0.2: Oversikt over de ulike stabilitetskategoriene [3]

2.1 Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet omhandler systemets evne til å opprettholde systemfrekvensen etter en større forstyrrelse mellom produksjon og last. Når distribuerte produksjonenheter kobles til et distribusjonsnett vil deres innvirkning på frekvensen i systemet vanligvis være svært liten, da de ofte er tilknyttet et stort eksternt nett. Distribusjonsnettet vil da følge frekvensen til det overliggende nettet dersom dette har stor reguleringsstyrke, og frekvensstabilitet vil kun være et tema ved svært store forstyrrelser eller dersom det oppstår øydrift. Generelt er problemer relatert til frekvensstabilitet, assosiert med feil i komponenter eller dårlig koordinering av kontroll- og sikkerhetssystemer [1].

2.2 Spenningsstabilitet

Spenningsstabilitet angir systemets evne til å opprettholde en akseptabel spenning i alle noder, både i normale driftssituasjoner og ved feil. Ulik fordeling mellom last og produksjon i deler av systemet, kan føre til for høye eller lave spenninger i enkelte områder. Dette kan igjen føre til skader på følsomme laster eller utløsning av vern. Uttrykket spenningskollaps brukes om spenningsustabilitet som fører til strøbrudd eller uakseptabelt lave spenninger i deler av systemet [3]. Når distribuert produksjon tilknyttes nettet, anser man ofte systemspenningen som konstant mens spenningen i distribusjonsnettet varierer. Det er ofte nødvendig med spenningsregulering når produksjonskilder tilknyttes svake nett, for å sikre akseptable spenningsnivå i alle områder.

I en stasjonær analyse er spenningsstabilitet svært viktig, da det kan komme i konflikt med forbrukernes krav til leveringskvalitet. Dynamisk spenningsstabilitet vektlegges ofte ikke i like stor grad, siden de fleste elektriske apparater tåler kortvarige over- og underspenninger [1]. I Forskrift om Leveringskvalitet [6] gis det en begrensning i antall over- eller underspenninger i løpet av et døgn, men angir ingenting om sprangenes verdi. Også denne begrensningen kan ses bort fra i mange feilsituasjoner, siden rapporten angir at; ”spenningsprang som skyldes jord- eller kortslutningsfeil i nettet, innkobling av transformatorer, gjeninnkobling etter feil, samt nødvendige driftskoblinger for å opprettholde en tilfredsstillende leveringskvalitet som helhet, omfattes ikke av grenseverdier gitt i første og annet ledd” [6]. For spenningsusymmetri

og flimmerintensitet, angis det hvor høye disse verdiene tillates å være som gjennomsnitt over et tidsintervall. Ukontrollerte oscillasjoner i systemspenningen forårsakes som regel av ukontrollerte økninger i generatorens polhjulsinkler, og faller derfor ikke under begrepet spenningsustabilitet.

2.3 Vinkelstabilitet

Vinkelstabilitet relateres her til synkronmaskiners evne til å opprettholde synkronisme etter en feil. Den avhenger av evnen generatorene i systemet har til å opprettholde eller gjenopprette likevekt mellom elektromagnetisk og mekanisk moment, slik at generatorenes polhjulsinkler oppnår en stasjonær verdi [1]. Dersom vinkelustabilitet oppstår, vil det alltid være relatert til en slik momentubalanse i en eller flere generatorer. Etter en stor forstyrrelse er det sannsynlig at det er en vesentlig forskjell mellom elektromagnetisk og mekanisk moment i flere synkrongeneratorer i systemet, mens en liten forstyrrelse ofte kun påvirker noen få generatorer.

Endring i elektrisk moment kan dekomponeres i to deler [4]

$$\Delta T_e = (T_S \Delta \delta) + (T_D \Delta \omega) \quad (2.3.1)$$

Hvor T_S er koeffisienten til det synkroniserende momentet, og T_D er koeffisienten til det dempende momentet.

Mangel på synkroniserende moment vil da resultere i aperiodisk ustabilitet, mens mangel på dempende moment vil resultere i oscillatorisk ustabilitet [1].

2.3.1 Småsignalstabilitet

Småsignalstabilitet betegner systemets evne til å opprettholde synkronisme under små forstyrrelser. Slike forstyrrelser skjer jevnlig i nettet på grunn av normale driftsvariasjoner i last og produksjon. En forstyrrelse betraktes som liten dersom en linearisering av systemligningene er mulig for analyser [1].

Dynamikken til rotoren i en synkrongenerator, oppfører seg tilnærmet som et andre-

ordens system med komplekskonjugerte poler. Polene til prosessen er det samme som røttene til nevneren i overføringsfunksjonen, som igjen er det samme som egenverdiene i en matematisk sammenheng. Polene til et oscillatorisk andreordens system er bestemt av ligningen [7]

$$\left(\frac{s}{\omega_0}\right)^2 + 2\zeta\left(\frac{s}{\omega_0}\right) + 1 = 0 \quad (2.3.2)$$

ω_0 = udempet svingefrekvensen [rad/s]

ζ = relativ dempningsfaktor (dimensjonsløs)

Som ved bruk av andregradsligningen gir

$$s = \lambda = -\alpha \pm j\beta \quad (2.3.3)$$

$\alpha = \zeta\omega_0$ = Egenverdiens realdel [1/s]

$\beta = \omega_0\sqrt{1 - \zeta^2}$ = Egenverdiens imaginærdel [rad/s]

Fra matematikken har man at en egenverdi på denne formen i tidsplanet kan uttrykkes ved

$$e^{(-\alpha \pm j\beta)t} = e^{-\alpha t}(\cos \beta t \pm j \sin \beta t) \quad (2.3.4)$$

Fra Ligning 2.3.4 ser man tydelig at det er egenverdiens realdel, α , som bestemmer hvor hurtig svingningene dempes ut, og at de dempes eksponensielt med α . Det observeres at dersom α er positiv vil oscillasjonene øke, som vil medføre ustabilitet i systemet. Det ses også fra Ligning 2.3.4 at det er egenverdiens imaginærdel, β som angir systemets svingefrekvens.

Ved å benytte notasjonene $\alpha = \zeta\omega_0$ og $\beta = \omega_0\sqrt{1 - \zeta^2}$ kan man skrive Ligning 2.3.3 som

$$\lambda = -\zeta\omega_0 \pm j\omega_0\sqrt{1 - \zeta^2} \quad (2.3.5)$$

og videre kan man utlede formelen for relativ dempningsfaktor, ζ , lik

$$\zeta = \frac{\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}} \quad (2.3.6)$$

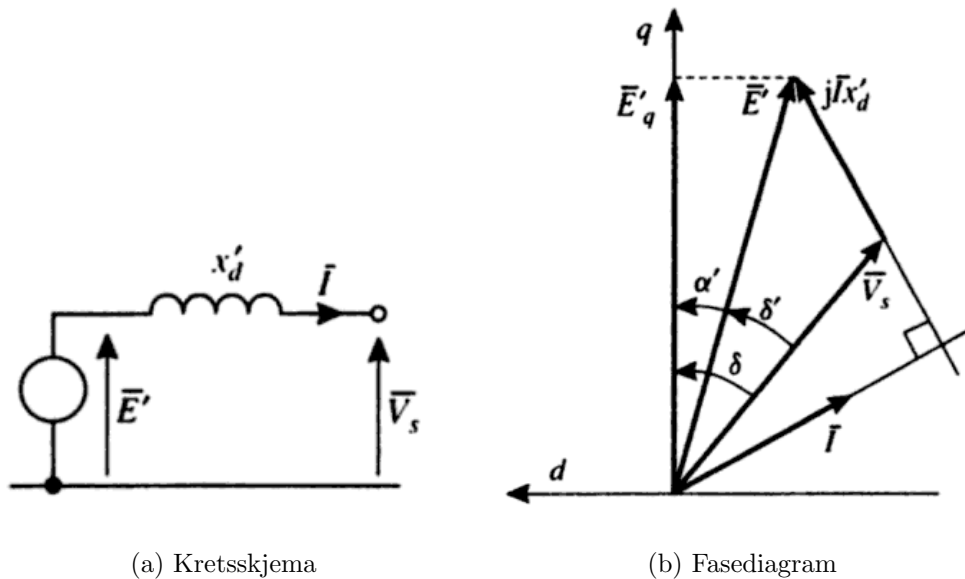
Et andreordens system er oscillatorisk dersom ζ ligger mellom 0 og 1, og polene er da komplekskonjugerte og i venstre halvplan. Jo nærmere 1 den relative dempningsfaktoren er, jo bedre dempet er systemet. Dersom $\zeta < 0$ er systemet ustabil med minst en pol i høyre halvplan, og dersom $\zeta = 0$ er systemet kritisk dempet med stående svingninger på grunn av poler på den imaginære aksene. På den andre siden av skalaen kan man vise at dersom $\zeta = 1$ er systemet kritisk dempet med reelle og sammenfallende poler i venstre halvplan, og hvis $\zeta > 1$ har man et overkritisk dempet system med reelle og forskjellige poler i venstre halvplan [7].

2.3.2 Transient stabilitet

I motsetning til småsignalstabilitet, betegner transient stabilitet kraftsystemets evne til å opprettholde stabilitet når det utsettes for en alvorlig forstyrrelse. Den transiente stabiliteten er avhengig av systemets driftstilstand før feil, nettets styrke etter feilen og hvilken type feil som oppstår [1]. Når store feil som kortslutninger skjer, skaper det store strømmer og moment i nettet og det må ofte iverksettes tiltak raskt etter feilen for å hindre ustabilitet [4].

Responser som fører til polhjulsvinkelustabilitet er påvirket av det ulineære forholdet mellom effekt og vinkel i generatoren. En viktig observasjon angående den transiente stabiliteten, er at den ikke alltid opptrer som ustabilitet umiddelbart etter første svingning. Den kan også være et resultat av superposisjonering mellom flere svingemoduser, som skaper store avvik i rotorvinkelen en stund etter første utsving.

Dersom et system i utgangspunktet har en stasjonær stabil tilstand, angir transient stabilitet om systemet opprettholder stabilitet og oppnår et nytt stasjonært likevekts-punkt etter en feil. Siden den subtransiente perioden normalt er svært kort sammenlignet med svingningene til polhjulsvinklene, er det vanlig å se bort fra subtransiente effekter på den elektromekaniske dynamikken [4]. Dersom man i tillegg neglisjerer rotorens transiente utpregede poler ($x'_d = x'_q$) og antar at generatoren er koblet til et helt stivt nett, kan systemet forenklet beskrives ved en såkalt klassisk modell. Denne tar utgangspunkt i et kraftsystem med en maskin og et stivt nett. Et forenklet kretsskjema av denne generatormodelleringen i et transient tilfelle sees i Figur 2.3.1a, og det tilhørende fasediagrammet er gitt i Figur 2.3.1b.



Figur 2.3.1: Klassisk modell av generatoren i transient tilfelle [4]

Ut fra denne modellen, og forenklingene som er gitt, kan man uttrykke generatorens effekt-vinkel karakteristik ved [1]

$$P_e = \frac{E'V_s}{x'_d} \sin \delta' = P_{max} \sin \delta \quad (2.3.7)$$

E' - Transient magnetiseringsspenning

V_s - Spenningen til det stive nettet

x'_d - Den samlede transiente d-akse reaktansen

δ' - Transient polhjulsinkel mellom V_s og E'

Dette medfører at den tradisjonelle svingeligningen, ved å se bort fra demping, kan uttrykkes på formen [1]

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin \delta \quad (2.3.8)$$

P_m - Mekanisk effekt inn [pu]

P_{max} - Maksimal elektrisk effekt ut [pu]

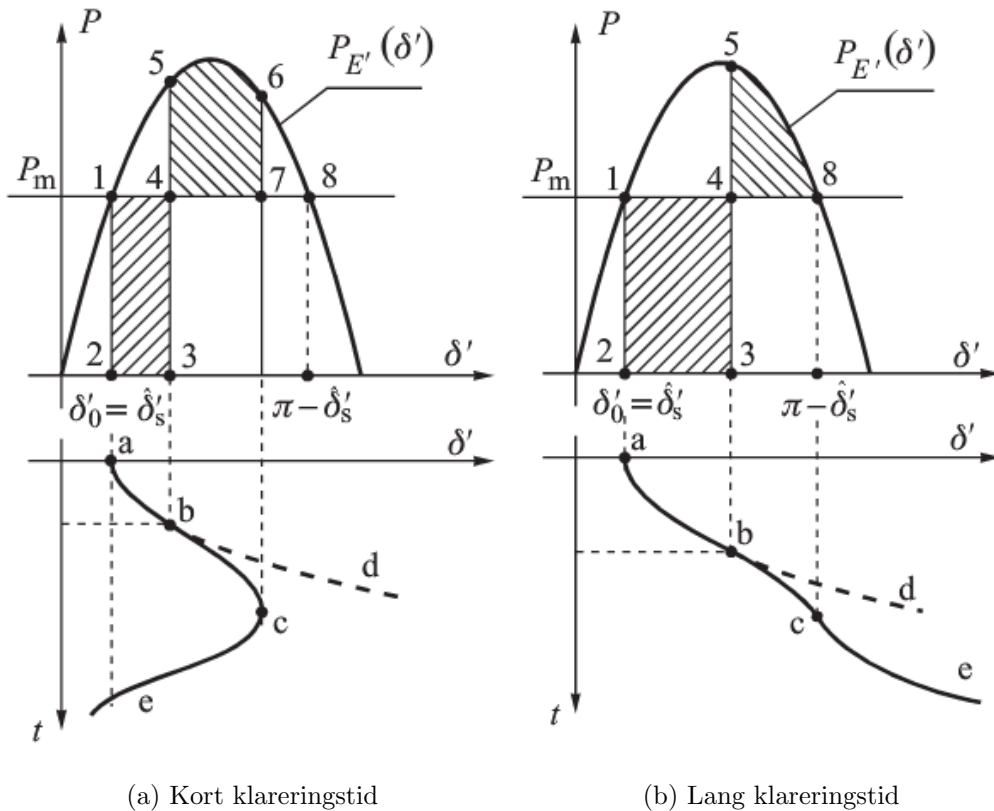
H - Tregghetskonstant [s]

δ - Rotorvinkel [rad]

t - Tid [s]

Figur 2.3.2 viser hvordan "equal area"-metoden med utgangspunkt i effekt-vinkel karakteristikken, kan anvendes for å analysere stabilitet som følge av en feil i nettet. Endringer i rotorhastigheten antas her å være liten, og den mekaniske effekten levert fra turbinen anses som konstant. Det kan da vises at den elektriske effekten levert fra generatoren blir som vist i Figur 2.3.2.

Figur 2.3.2a viser et stabilt tilfelle, hvor rotorvinkelen beveger seg fra punkt 2 til 3 før feilen klareres og oppnår en kinetisk energi som er gitt av det skraverte området 1-2-3-4.



Figur 2.3.2: Akselerasjons- og retardasjonsareal for ulike klareringstider [4]

Når feilen klareres, er generatoren i driftspunktet 5 vist på effekt-vinkel karakteristikken i Figur 2.3.2a. Rotoren opplever nå et retarderende moment, av størrelse proporsjonal med lengden av linjen 4-5, og begynner å deakselerere. Men på grunn av momentet fortsetter rotorvinkelen å øke frem til arealet grunnet retardasjon, 4-5-6-7, er like stort som arealet grunnet akselerasjon, 1-2-3-4. Rotoren oppnår igjen synkron hastighet når arealet 4-5-6-7 er lik arealet 1-2-3-4, og den deakselererende energien er like stor som den akselererende.

I motsatt tilfelle, ser man i Figur 2.3.2b at klareringstiden er så lang at akselerasjonsarealet 1-2-3-4 er større enn retardasjonsarealet 4-5-8, og de akselererende kreftene på rotoren er større enn de deakselererende. Rotoren vil da ikke gjenoppnå en synkron hastighet, og fenomenet polslip oppstår; rotorvinkelen vil øke ukontrollert.

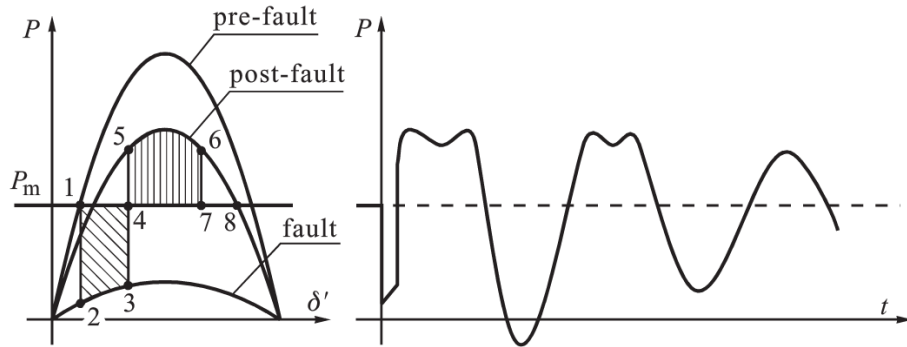
Det observeres også i Figur 2.3.2a at hele retardasjonsområdet ikke blir benyttet til

deakselerasjon av rotoren, siden klareringstiden er såpass kort. Arealet 6-7-8 representerer dermed en sikkerhetsfaktor for den transiente stabiliteten, og defineres ved den transiente stabilitetsmarginen, $K_{areal} = \frac{areal_{6-7-8}}{areal_{4-5-8}}$. Dersom denne sikkerhetsfaktoren er lik 1, er man på den transiente stabilitetsgrensen. Klareringstiden i denne situasjonen er kjent som den kritiske klareringstiden. For mer informasjon om "equal area"-kriteriet henvises det til Machowskis lærebok [4].

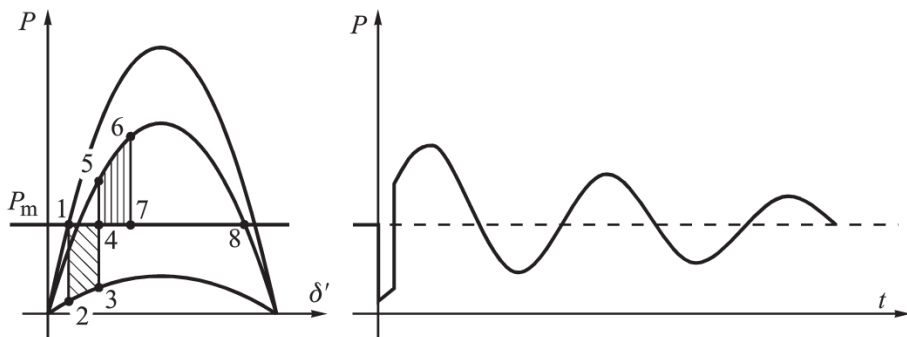
På grunn av endringer i rotorens polhjulsinkler ved en feil, vil det også oppstå pendlinger i generatorens produserte effekt. Disse effektpendlingene vil ofte gi en god indikasjon på hvor god den transiente stabilitetsmarginen er. Rotorens effekt-vinkel karakteristikk benyttes igjen for å beskrive dette, som vist i Figur 2.3.3.

Dersom stabilitetsmarginen 6-7-8 er lav, som vist i Figur 2.3.3a, vil rotorvinkelens pendlinger være høye, og kan overstige $\frac{\pi}{2}$ radianer. Effektpendlingene fra generatoren vil da øke til rotorvinkelen har passert toppen av effekt-vinkel karakteristikken, for så å synke noe. Når rotoren så svinger tilbake, vil effekten igjen øke noe frem til rotorvinkelen igjen har passert effekttoppen for så å synke. Man ser derfor de karakteristiske humpene i de første oscillasjonene i effektforløpet. Det observeres også at generatorens effekt får en kraftig dip som følge av den ekstra energien rotorens baksving fører med seg [4].

Dersom stabilitetsmarginen 6-7-8 derimot er høy, som vist i Figur 2.3.3b, vil det ikke bli humper i effektforløpet. Dette på grunn av at den maksimale vinkeloscillasjonen er mindre enn $\frac{\pi}{2}$ radianer, og oscillasjonene dermed holder seg på en side av effekt-vinkel karakteristikken. På grunn av dette vil også amplituden på svingningene bli mindre.



(a) Lav transient stabilitetsmargin



(b) Høy transient stabilitetsmargin

Figur 2.3.3: Effektpendlinger ved ulike stabilitetsmarginer [4]

Et kraftsystems transiente stabilitet i et gitt nett vil alltid være en kombinasjon av mange ulike faktorer, og det må i ethvert tilfelle undersøkes hvordan disse påvirker hverandre. I all hovedsak vil stabiliteten ved en forstyrrelse avhenge av en kombinasjon mellom faktorene gitt under [1]

- Generatorens last både før, under og etter feil
- Feilens klareringstid
- Nettets systemreaktans etter feilen
- Generatorens reaktans. En lav reaktans øker den maksimale effekten og reduserer den initielle rotorvinkelen
- Generatorens treghetsmoment. Et høyere treghetsmoment gir en tregere endring i rotorvinkelen. Dette reduserer økningen i kinetisk energi under feilen, og akselerasjonsarealet reduseres

- Generatorens interne spenningsnivå som avhenger av magnetiseringsstrømmen
- Spenningen til nettet koblet til generatoren

Selv om denne forenklingen av kraftsystemet gir en god illustrasjon på hvordan en generator vil reagere på ulike feil, vil komponentene i et nett alltid virke inn på hverandre i større eller mindre grad. I et system med flere maskiner vil det oppstå mekaniske svingninger, og graden av disse vil være avhengig av hvordan maskinene påvirker hverandre. I praksis vil en forstyrrelse påvirke systemstabiliteten på en av de følgende måtene [4]

- Generatoren(e) nærmest feilen kan falle ut av synkronisme uten å forårsake videre svingninger i nettet; de andre generatorene vil oppleve synkron oscillasjon før de gjenoppnår en synkron stabil drift
- Generatoren(e) nærmest feilen mister synkronisme etter at den oscillerer ut av fase
- Generatoren(e) nærmest feilen faller ut av synkronisme, og blir så etterfulgt av andre generatorer i systemet
- Generatoren(e) nærmest feilen opprettholder synkronisme, men pendlinger i nettet fører til at en eller flere av de andre generatorene i systemet mister synkronisme

3. Synkrongeneratoren

En synkrongenerator består av to sett viklinger; trefase armaturviklinger på stator, som er forskjøvet 120° i forhold til hverandre, og feltviklinger på rotor som forsynes eksternt med DC-strøm. Når DC-strøm blir tilført feltviklingene skaper det et magnetfelt som roterer rotoren. Dette roterende magnetfeltet inducerer et sett med trefase spenninger i generatorens armaturviklinger [8].

Det er to typer rotorkonstruksjoner som benyttes i synkrongeneratorer. Rotorer med utpregede poler, som benyttes ved lav rotorhastighet (vannkraft), og rund rotor som benyttes ved høy rotorhastighet (termisk kraft) [8].

På grunn av det roterende magnetfeltet i synkrongeneratoren, er det vanlig å benytte Park's transformasjon for å regne enklere på strømmer og spenninger i generatoren. Park's transformasjon dekomponerer aksene fra den stasjonære abc-referansen til en dq0-referanse som roterer med rotoren, og kan betraktes som en metode for å referere statorverdiene til rotorsiden. For utdypende informasjon om denne transformasjonen henvises det til Machowskis lærebok [4].

En synkrongenerator er som navnet tilsier synkron, altså at den elektriske frekvensen produsert er direkte proporsjonal med generatorens rotasjon ut fra ligningen

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \tag{3.0.1}$$

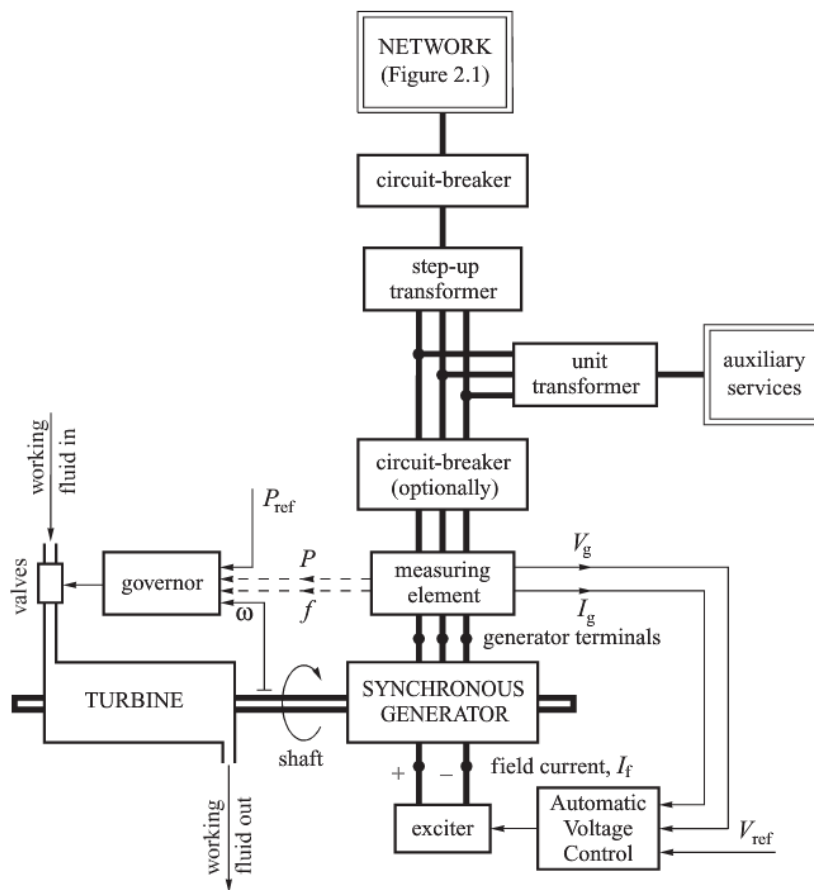
f_e = Elektrisk frekvens [Hz]

n_m = Mekanisk hastighet til magnetfeltet [r/min] (lik rotorhastigheten i en synkronmaskin)

P = Antall poler

Figur 3.0.1 viser en prinsippskisse av hvordan en produksjonsenhet med en synkrongenerator og tilhørende elementer er bygd opp. Her er drivakslingen på turbinen

koblet til generatoren, og den forsynes med magnetiseringsstrøm fra en feltgenerator. Fra utgangen på generatoren måles spenning, effekt og frekvens. Spenningen blir kontrollert mot en referansespenning, og eventuelt regulert ved hjelp av en spenningsregulator. Frekvensen og effekten tilbakeføres til turbinregulatoren, som justerer pådraget turbinen har ved å kontrollere ventilene inn på turbinen. Deretter følger et relè, før kobling til transformatoren som transformerer opp til den spenningen som benyttes i det tilkoblede nettet. En bryter vil også være installert der transformatoren kobles til resten av nettet.



Figur 3.0.1: Prinsippkisse av en produksjonsenhet med synkrongenerator

I Statnetts krav til tilknytning av produksjonsenheter, er det gitt enkelte krav til hvilke komponenter som skal være installert for produksjonsenheter avhengig av størrelse. En oppsummering av kravene som er relevante i denne sammenhengen, er gjengitt nedenfor [9]

- Alle produksjonsenheter over 1MVA skal ha spenningsregulator
- Alle produksjonsenheter over 25MVA skal ha statisk magnetisering
- Alle produksjonsenheter over 25MVA skal ha dempetilsats
- Alle produksjonsenheter over 10MVA skal ha turbinregulator
- Spenningsregulator skal være PID type

3.1 Synkrongeneratorens magnetiseringssystem

Hovedfunksjonene til et magnetiseringssystem er å forsyne strøm til synkronmaskinens feltvikling. Magnetiseringssystem klassifiseres i tre kategorier basert på effektkilden til magnetiseringen, som er DC-, AC- eller statisk magnetiserte system. Magnetiseringssystemet gir spenningskontroll eller reaktiv effektkontroll i tillegg til funksjoner som sikrer at kapabilitetsgrensene ikke overskrides. Dette kan eksempelvis være undermagnetiseringsvern [1]. På grunn av rotorens rotasjon må det spesielle arrangement til for å forsyne den med DC strøm. Dette gjøres vanligvis ved hjelp av sleperinger og børster (statisk magnetisert) eller ved å ha en DC kilde montert direkte på generatorens drivaksling (børsteløs). På grunn av at børster og sleperinger behøver jevnlig vedlikehold, blir løsningen uten børster vanligvis benyttet i små synkrongeneratorer selv om virkningsgraden er noe lavere [8].

Magnetiseringssystemets karakteristikk bestemmes av kraftsystemets utforming og generatorens spesifikasjoner. Et magnetiseringssystem skal bidra til effektiv spennings- eller effektfaktorkontroll, og bør reagere kjapt på forstyrrelser for å opprettholde stabilitet i systemet.

Et optimalt innstilt magnetiseringssystem som inkluderer spenningsregulering, gir flere fordeler for generatoren under transiente forhold som skyldes feil i systemet, forstyrrelser eller motorstart [10]. Under motorstart vil et raskt magnetiseringssystem minimalisere generatorens spenningsdip og IR^2 -tapene (varmetapene) i motoren. Ved en feil, vil et raskt magnetiseringssystem forbedre den transiente stabiliteten ved å øke det synkroniserende momentet, som tvinger rotoren tilbake i en stasjonær tilstand. Dermed opprettholdes systemets synkronisme, og gir positiv demping av

systemoscillasjonene [4].

Et rask magnetiseringssystem gir mange fordeler, men dersom det er for raskt vil det kunne føre til ustabilitet. Dette eksempelvis dersom maskinen kobles til et svakt nett, og skaper pendlinger som forplanter seg i nettet. I slike tilfeller vil det være naturlig å installere kraftsystemstabilisatorer (dempetilsatser) for å bidra til demping av effektpendlinger. Dempetilsatser brukes imidlertid sjelden i små generatorer, da disse har en begrenset innvirkning på nettet forøvrig.

3.1.1 Innstilling av parametre til magnetiseringssystemet

Nå det gjelder innstilling av magnetiseringssystemets parametre, er det for en PID-regulator to metoder som ofte benyttes i beregningene; polplasseringsmetoden og pol-nullpunktskansellering [11]. I simuleringsøyemed benyttes ofte en forenkling av disse, en sprangresponstest.

Evalueringen av systemets ytelse starter i slike tilfeller med å påtrykke sprangresponser i generatorenes referansespenning for å studere hvordan magnetiseringssystemet virker i samspill med generatoren. Da åpne klemmer representerer generatorens minst stabile tilstand, med mest forsterkning og minst magnetisering, påtrykkes spranget ofte med denne betingelsen. Spranget kan også påtrykkes i en driftssituasjon, men impedansen på generatorklemmene vil da variere og et lite sprang i referansespenningen kan endre den reaktive effektproduksjonen i generatoren. Innstillingen av regulatoren gjøres gjerne for å tilpasse kravene gitt for en respons som følge av en sprangrespons, og det må alltid taes hensyn til at sprangresponsen vil være avhengig av hvilken driftssituasjon som er lagt til grunn.

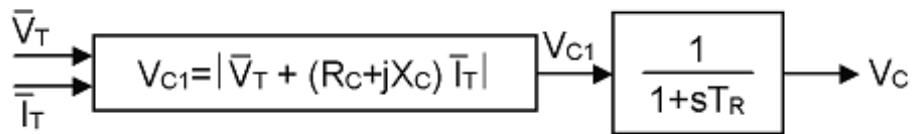
3.1.2 Reaktiv droop-funksjon

Dette delkapitlet er løst basert på en artikkel utgitt av IEEE som omhandler ulike regulatorer [12].

For et magnetiseringssystem er det naturlig å vurdere ulike typer kompenseringer, og de mest vanlige for synkronmaskiner er aktiv og reaktiv effektkompensering. Det gjøres ved reaktiv droop-kompensering og/eller linje-droop kompensering. Det simu-

lerer et spenningsfall over en impedans og effektiv regulering på et annet punkt enn generatorterminalene, vanligvis i et punkt inne i produksjonstransformatoren. Navnet droop-kompensering kommer av den synkende spenningsprofilen med økt reaktiv effekt levert av generatoren.

En forenklet modell av en droop funksjon er vist i Figur 3.1.1. Denne modellen benyttes ofte for simuleringsformål, selv om det i realiteten er tidskonstanter enn de vist i figuren.



Figur 3.1.1: Forenklet modell av en droop funksjon

Tidskonstantleddet i Figur 3.1.1 representerer terminalspenningens signalomformer, og er modellert som en samlet konstant som kombinerer spenningsfølsomhet og lastkompensering. Det etterstrebes vanligvis at denne tidskonstanten skal være så liten som mulig, og i simuleringer er det ofte en god tilnærming å sette den lik null.

Det første leddet i Figur 3.1.1 representerer lastkompenseringen i droop-funksjonen, og spesifiseres dersom lastkompensering er ønskelig. Lastkompensering benyttes i to hovedtilfeller, hvor R_C i de fleste tilfeller neglisjeres.

For det første er det ofte ønskelig når flere generatorer er koblet til samme samleskinne, uten betydelig impedans mellom seg. Impedansverdien vil da være positiv for å sørge for et spenningsfall med økt produksjon av reaktiv effekt, og at generatorene ikke trigger hverandres magnetisering og dermed skaper ustabilitet.

Det andre tilfellet der lastkompensering er nødvendig, er dersom en synkronmaskin er tilkoblet nettet via stor impedans eller dersom flere maskiner er koblet til via individuelle transformatorer. Det kan da være aktuelt å regulere spenningen i et annet punkt enn ved generatorterminalene. I slike situasjoner bør impedansverdien

velges negativ.

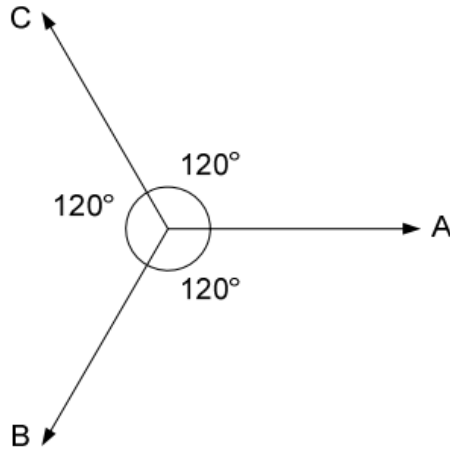
3.2 Krav til magnetiseringssystem

Følgende relevante krav stilles av Statnett når det gjelder generatorens magnetiseringssystem [9]

- Magnetiseringsutrustningen bør kunne gi 200% av merkefeltspenning i flere sekunder
- Magnetiseringsutrustningen bør tåle 200% av merkefeltstrøm i minimum 1,5s
- Enheten skal kunne fungere for dimensjonerende spenningsreduksjon og frakoblingstid (gitt av Nettselskapet)
- Magnetiseringssystemets overmagnetiseringsbeskyttelse, og annen beskyttelse, må designes og innstilles slik at generatorens evne til midlertidig overbelastning kan utnyttes innenfor generatorens termiske grenser
- Når automatisk spenningsregulering benyttes, skal reguleringen ha følgende egenskaper:
 - Spenningsreguleringens referansespenning (settpunkt) skal kunne stilles innenfor høyeste og laveste tillatte spenning i tilknytningspunktet i normal drift
 - Spenningsregulatoren skal være av PID-type
 - Spenningsregulator med dynamiske innstillinger og innstilling av referansespenning forutsettes tilpasset de aktuelle nettforholdene, slik at det ikke oppstår uheldig samvirke med spenningsregulator for krafttransformator
 - Nettselskapet skal ha mulighet til online innstilling av referansespenning
 - For synkrongeneratorer med maksimum aktiv effektproduksjon større enn 5MW må spenningsregulatoren ha mulighet for installasjon av dempetilsats (PSS)

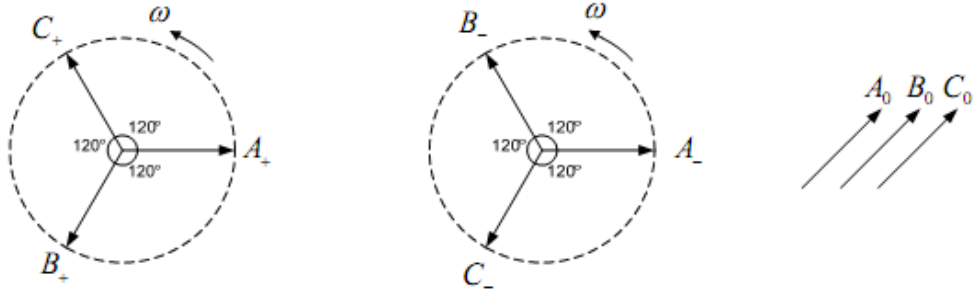
4. Symmetriske komponenter

For å presentere spenninger og strømmer som flyter i et gitt nett, benytter man vanligvis symmetriske komponenter i et trefasesystem. Beskrivelsen av et slikt system baseres her på Machowskis lærebok [4]. Man beskriver da systemet i tre faser, hvor alle fasene er forskjøvet 120° i forhold til hverandre som vist i Figur 4.0.1. Dersom systemet er symmetrisk betyr det at de tre vektorene også har lik lengde.



Figur 4.0.1: Enhetsvektorer symmetrisk trefasesystem

Den vanligste metoden for å analysere en feil i nettet, er ved å dekomponere systemet i tre symmetriske komponenter hvor hver komponent kan beskrives av en symmetrisk per-fase ekvivalent. Ekvivalentene analyseres hver for seg, for så å superposisjonere komponentene for å finne usymmetriske strømmer og spenninger. Disse komponentene benevnes som det positive(+), negative(-) og null(0) systemet, og en vektorskisse av disse fra venstre til høyre er vist i Figur 4.0.2. Plussystemet består av tre enhetsspenningsvektorer i positiv faserekkefølge, mens minussystemet er enhetsspenningsvektorene i negativ rekkefølge og nullsystemet er tre vektorer som ikke er faseforskjøvet i forhold til hverandre.



Figur 4.0.2: Pluss-, minus- og nullsystemet

Ved å benytte denne dekomponeringen, kan man benevne fasespenningene i et system som

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{a1} \\ U_{b1} \\ U_{c1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} U_{a2} \\ U_{b2} \\ U_{c2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} U_{a0} \\ U_{b0} \\ U_{c0} \end{bmatrix} \quad (4.0.1)$$

Ved bruk av a-operatoren kan man forenkle denne representasjonen, og denne er definert ved

$$a = e^{j120^\circ} \quad (4.0.2)$$

$$a^2 = e^{j240^\circ} \quad (4.0.3)$$

$$1 + a + a^2 = 0 \quad (4.0.4)$$

Ved så å kombinere a-operatoren med definisjonene av delsystemene gitt i Ligning 4.0.1, kan man vise at

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{a0} \\ U_{b1} \\ U_{c2} \end{bmatrix} \quad (4.0.5)$$

Man ser da at i en symmetrisk feilsituasjon, hvor alle fasene påvirkes av samme

feil nøyaktig samtidig, er $U_a = U_b = U_c$ og fasespenningene blir lik de positive komponentspenningene. Ved en usymmetrisk feil, som eksempelvis kan benevne en kortslutning av en av fasene til jord eller mellom to faser, vil fasespenningene derimot bli ulike. Transformasjon til positiv, negativ og null system kan da anvendes som et hjelpemiddel for å finne fasespenningene.

5. Beskrivelse av planområdet og simuleringsmodellen

Simuleringsmodellen som ble utviklet for stasjonære analyser i programvaren DigSilent PowerFactory i prosjektoppgaven [2], er i denne masteroppgaven videreutviklet for å være tilpasset dynamiske simuleringer. Deler av dette kapitlet er løst basert på kapittel 4 i prosjektoppgaven, men det er også inkludert nye delkapitler angående de komponentene som ikke var installert i de stasjonære analysene. For en fullstendig beskrivelse av både planområdet og simuleringsmodellen, henvises det til prosjektoppgaven [2].

En viktig faktor i enhver simulering, er hvilke komponenter som inkluderes i modellen og hvilke parameterverdier som velges for disse. Det er denne kombinasjonen som bestemmer hvilke resultater simuleringene gir. I et prosjekt som er tidlig i planleggingsstadiet, vil det alltid være en utfordring å estimere verdier som gjør simuleringene så nær virkeligheten som mulig. I dette arbeidet er det i samarbeid med NTE Nett AS og veileder, funnet verdier som regnes å kunne gi et godt estimat på de virkelige forhold.

Simuleringsmodellen som er benyttet gjennomgående i dette arbeidet, er i all hovedsak bygd opp ut fra et plankart over området gitt av NTE Nett AS vist i Figur 5.1.1. Denne planskissen viser enkelt geografien av, og størrelsen på, de ulike kraftverkene.

Det gjøres oppmerksom på at det er to småkraftverk i Figur 5.1.1 som heter Steinåa. For å ikke blande sammen disse har den nordligste av de to fått navnet Storsteinåa, etter elva kraftverket ligger ved.

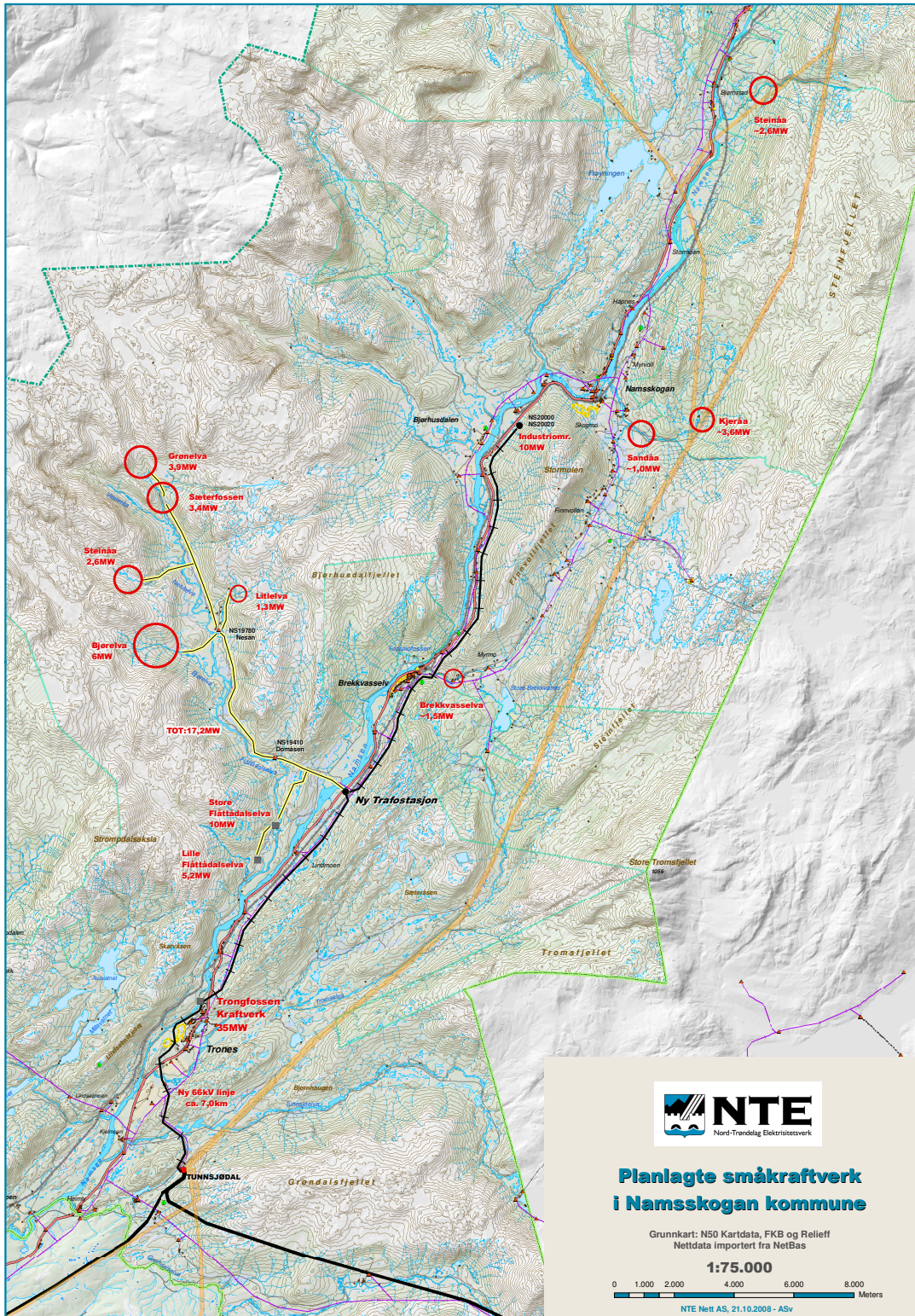
5.1 Beskrivelse av planområdet

Det er i planområdet meldt interesse for utbygging av 10 nye småkraftverk, i tillegg til Trongfossen kraftverk som vil ha en maksimal aktiv effektproduksjon på 35MW. Det er også et utbygd småkraftverk i området som er i full drift. Dette kraftverket omtales heretter som Litlelva. Området består i dag av en linje med spenningsnivå på 22kV, som strekker seg fra Tunnsjødal i sør til Nordlandsgrensen i nord. Det er allerede i dag observert problemer med driften av denne linja, og NTE Nett AS har informert utbyggere om at tilkobling er uaktuelt før nettet i området er oppgradert.

For å overføre produksjonen som er planlagt i området er det vedtatt å bygge en 132kV luftlinje fra regionalnettstasjonen i Tunnsjødal til en ny sekundærstasjon ca 2km nord for Brekkvasselv sentrum. Transformatoren i Tunnsjødal har spenningsnivå på 300kV/66kV, men vil i løpet av få år bli skiftet til 300kV/132kV. Det forhøyede spenningsnivået på denne transformatoren skyldes i hovedsak planlagte utbygginger i området vest for Tunnsjødal, som ikke er en del av dette prosjektet. I Figur 5.1.1 er det viktig å merke seg at det planlagte steinknuseriet på 10MW like sør for Namsskogan sentrum, i figuren markert som ”industriområde”, ikke vil bli utbygd. Dette medfører at 132kV linjen ikke vil gå så langt nord som indikert ved en tykk sort linje i Figur 5.1.1, men ende i punktet markert som ”ny trafostasjon”. Bakgrunnen for dette er at når industriområdet forsvinner fra planene, vil effektflyten nord for den nye transformatorstasjonen bli så liten at en 22kV luftlinje vil være tilstrekkelig. Dette er dokumentert i de stasjonære analysene av prosjektet [2].

Det er sannsynlig at småkraftutbyggingen i området vil skje trinnvis, på grunn av at kraftverkene er i ulike stadium av planleggingsfasen. Det er likevel valgt å inkludere alle de planlagte småkraftverkene i simuleringsmodellen, for å undersøke hvordan samspillet mellom disse vil bli i den endelige situasjonen.

I Trongfossen, ca 7km nord for Tunnsjødal, skal det bygges et nytt vannkraftverk på 35MW. Produksjonen fra dette kraftverket tas direkte inn på linjen med spenningsnivå 132kV. Dette vil bli det største kraftverket i denne delen av nettet, og det er derfor svært viktig at denne generatoren opprettholder stabilitet i alle situasjoner og ikke fører til for store pendlinger i nettet.



Figur 5.1.1: Plankart over prosjektområdet

I punktet som i Figur 5.1.1 er betegnet som ”ny trafostasjon”, skal det bygges en ny sekundærstasjon som transformerer spenningen fra regionalnivå 132kV og ned til distribusjonsnivå på 22kV.

Fra den nye sekundærstasjonen skal det gå en 22kV luftlinje over Namsen og videre vestover i terrenget. Denne radialen vil bli omtrent 14,4km lang, med avgreininger til de 7 småkraftverkene som vil være tilkoblet linja. Dette er inkludert allerede utbygde Litlelva. Det vil også gå en radial nordover til Nordlandsgrensen, også den med 22kV spenningsnivå. Denne radialen vil bli omtrent 23,7km lang, og her vil de resterende 4 småkraftverkene være tilkoblet. Den nordlige radialen vil sannsynligvis følge dagens trasé, og det forventes her, etter en anbefaling fra NTE Nett AS, at nettet nord for den nye sekundærstasjonen vil bli uendret.

I hele det simulerte nettet er det lite og spredt last, med stort sett husholdningskunder tilkoblet. Den største kunden er Namsskogan Familiepark ved Brekkvasselv sentrum, som heller ikke har et stort forbruk i forhold til produksjonen i området. Spesielt langs den vestlige radialen inn mot Grønelva er det svært spredt bebyggelse. Det antas også at lasten i området ikke vil øke nevneverdig i årene som kommer. Befolkningen i området har vært stabil de siste årene, samt at det bygges lite ny industri.

5.2 Dynamisk simuleringsmodell av planområdet

Som simuleringsverktøy er DigSilent PowerFactory benyttet, og en dynamisk modell av planområdet er bygd opp i dette programmet. For å holde nettmodellen oversiktlig, er det valgt å gi alle komponenter fysiske navn som vist i hybridkartet i Figur 5.1.1. På denne måten blir det lettere å koble komponentene opp mot den fysiske plasseringen i Figur 5.1.1. En figur av simuleringsmodellen hentet fra PowerFactory kan sees i Vedlegg A, og hele modellen er gitt som et digitalt vedlegg til denne rapporten¹.

¹PowerFactory har ikke en funksjon for å hente ut simuleringsmodellen grafisk. Figuren av simuleringsmodellen som er vist i Vedlegg A, er derfor laget ved hjelp av skjermdump og et redigeringsprogram. På grunn av dette, og den grå bakgrunnsfargen i PowerFactory, blir figuren svært skurrete og uoversiktlig. Simuleringsmodellen er derfor ikke inkludert i rapporten, men gitt som vedlegg.

5.2.1 Linjer

Linjene er dimensjonert ut fra belastningene, samt de stasjonære forholdene i nettet. Type og størrelse på disse ble bestemt i prosjektoppgaven [2]. På grunn av utfallsikkerhet, og med tanke på å minimalisere summen av investerings- og tapskostnader, ble maksimal belastning av linjene satt til 80%. Det, ble med unntak fra i den nordlige radialen, tatt utgangspunkt i at det bygges nye linjer i hele planområdet.

Tabell 5.1 viser hvilke linjetyper som i den endelige simuleringmodellen er foreslått som det beste alternativet på bakgrunn av de stasjonære analysene.

Tabell 5.1: Oversikt over de ulike linjene i nettmodellen

Strekning		Spenning [kV]	Lengde [km]	Linjetype
Fra	Til			
Tunnsjødal	Trongfossen	132	7,7	FeAl 240
Trongfossen	Ny trafostasjon	132	7,7	FeAl 240
Ny trafostasjon	Avgr. Flåttådalselva	22	1,8	2*Al59 210
Avgr. Flåttådalselva	Store Flåttådalselva	22	2,2	Al59 210
Store Flåttådalselva	Lille Flåttådalselva	22	1,8	FeAl 50
Avgr. Flåttådalselva	Nesan	22	6,6	Al59 210
Nesan	Litlelva	22	0,3	FeAl 25
Nesan	Bjørelva	22	1,3	FeAl 50
Nesan	Avgr. Steinåa	22	2,5	FeAl 95
Avgr. Steinåa	Sæterfossen	22	2,5	FeAl 95
Sæterfossen	Grønelva	22	0,9	FeAl 25
Ny trafostasjon	Avgr. Brekkvasselva	22	4	FeAl 95
Avgr. Brekkvasselva	Brekkvasselva	22	0,9	FeAl 25
Avgr. Brekkvasselva	Namsskogan	22	13,7	2*FeAl 50
Namsskogan	Sandåa	22	1,5	FeAl 25
Sandåa	Kjeråa	22	1,5	FeAl 25
Namsskogan	Avgr. Storsteinåa	22	10	FeAl 50
Avgr. Storsteinåa	Storsteinåa	22	1	FeAl 25

Ved linjen fra avgreining Brekkvasselva til Namsskogan, går det to parallelle linjer. Dette er på grunn av at de går i hvert sitt dalføre opp til Namsskogan, jamfør Figur 5.1.1. Det er antatt at lasten i hver av de to dalene er så stor at det fortsatt er teknisk og økonomisk gunstig med to parallelle høyspenningslinjer her. Det er også to parallelle linjer fra den nye sekundærstasjonen til avgreiningen til Flåttådalselva, på grunn av den store belastningen på dette strekket.

En oversikt over komponentdata for de ulike linjetyperne er gitt i Vedlegg B.

5.2.2 Transformatorer

Alle transformatordata er hentet fra eksisterende transformatorer i Netbas og/eller fra standarddata i Planleggingsbok for Kraftnett [13]. Tabell 5.2 viser transformatorene i simuleringsmodellen med nominell effekt og spenninger på begge sider. Alle transformatorer er installert som Y-Y koblede med jordet nullpunkt uten motstand til jord.

Tabell 5.2: Oversikt over de ulike transformatorene i nettmodellen

Transformator- plassering	Spenning HV-side [kV]	Spenning LV-side [kV]	Nominell effekt [MVA]
Bjørelva	22	6,6	14
Brekkvasselva	22	0,69	2
Grønelva	22	6,6	8
Kjeråa	22	6,6	8
Lille Flåttådalselva	22	6,6	14
Litlelva	22	0,69	2
Ny Transformator	132	22	50
Sandåa	22	0,69	2
Steinåa	22	6,6	5
Store Flåttådalselva	22	6,6	14
Storsteinåa	22	6,6	5
Sæterfossen	22	6,6	5
Trongfossen	132	6,6	50

En oversikt over komponentdata for de ulike transformatorene er gitt i Vedlegg B.

5.2.3 Generatorer og produksjon

Linjekomponenter og transformatorer er relativt greie komponenter å estimere verdier for, da disse som regel er hyllevarekomponenter med standardverdier. Sett fra et nettperspektiv, er verdiene på generatorene, de tilhørende regulatorer og eventuelle dempetilsatser det som ofte er mest utfordrende å estimere. Generatorparametrene varierer veldig fra produsent til produsent, og med hvilken størrelse generatoren har. For større prosjekter blir også generatorene ofte skreddersydd for å møte de krav utbygger stiller, mens i småkraftsammenheng blir ofte generatorene konstruert enklere da det stilles mindre krav til produksjonsenheten.

For generatorene installert i denne simuleringsmodellen har komponentverdiene i all hovedsak blitt estimert ut fra erfaringsdata. Etter anbefalinger fra NTE Nett AS er alle generatorer installert som synkronmaskiner med utpregede poler. For alle småkraftgeneratorene er verdiene basert på et regneark utarbeidet av Astrid Petterteig ved Sintef Energi AS [14], mens generatoren på 45MVA i Trongfossen er basert på et regneark utarbeidet av tidligere masterstudent Kenneth Sjøholt [15]. Alle komponentdata har blitt vurdert og endret i flere runder, etter muntlige anbefalinger fra Trond Toftevaag ved Sintef Energi AS.

Alle generatorer med en kapasitet under 10MVA er installert som børsteløse, og med automatiske spenningsregulatorer (AVR) av en standard IEEE modell type AC8B [12] etter anbefaling fra veileder. Store Flåttådalselva på 15MVA og Trongfossen på 45MVA er statisk magnetiserte, og AVR for disse er en forenklet versjon av AC8B der det er tatt hensyn til den statiske magnetiseringen. Etter retningslinjene fra Statnett [9], har også både Store Flåttådalselva og Trongfossen turbinregulatorer. Behovet for dempetilsats er vurdert underveis i simuleringene, for å unngå at denne forsterker effektpendlingene i stedet for å motvirke dem.

Tabell 5.3 viser en oversikt over hvilke generatorer som er installert i modellen samt nominell effekt, kapasitet og spenningsnivå for disse.

En oversikt over komponentdata for de ulike generatorene er oppgitt i Vedlegg B.

Tabell 5.3: Oversikt over de ulike generatortypene i nettmodellen

Produksjonsenhet	Maks. aktiv effektproduksjon [MW]	Generator- ytelse [MVA]	Nominell spenning [kV]
Bjørelva	6	8	6,6
Brekkvasselva	1,5	2	0,69
Grønelva	3,9	6	6,6
Kjeråa	3,6	5	6,6
Lille Flåttådalselva	5,2	8	6,6
Litlelva	1,3	1,6	0,69
Sandåa	1	1,6	0,69
Steinåa	2,6	4	6,6
Store Flåttådalselva	10	15	6,6
Storsteinåa	2,6	4	6,6
Sæterfossen	3,4	5	6,6
Trongfossen	35	45	6,6

Alle generatorene er i modellen satt til å være PV-kilder. Det vil si at spenningen ved generatororklemlene skal holdes så konstant som mulig ved å variere effekt faktoren. Generatorenes effekt faktor er i utgangspunktet satt til minimum 0,9 når generatoren kjører overmagnetisert, og 0,95 ved undermagnetisering. Dette er som foreslått av Sintef Energi AS [5]. Selv om mange generatorer kan operere ved lavere effekt faktor, er dette en vanlig antakelse for småkraftgeneratorer for å være sikker på at de ikke overskrider sin maksimale kapasitet. Det har også vist seg at noen småkraftgeneratorer kan være konstruert slik at de ikke tåler undermagnetisering ned mot 0,95, men det antas i dette arbeidet at alle generatorene er slik utformet at de tolererer dette i en liten tidsperiode.

I PowerFactory leses grensene for effekt faktoren, PF , inn som reaktiv effekt, Q , gitt en viss aktiv effekt, P . Omgjøringen fra en gitt effekt faktor til en verdi av den reaktive effekten kan gjøres ved å kombinere ligning 5.2.1 og 5.2.2, hvor S angir den tilsynelatende effekten.

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (5.2.1)$$

$$PF = \frac{P}{S} \quad (5.2.2)$$

Man vil da få at

$$Q = \sqrt{\frac{P^2}{PF^2} - P^2} \quad (5.2.3)$$

Den reaktive effekten tillatt regnes så ut ved hver effektfaktorgrense og aktive effektproduksjon og settes inn i programmet.

Når det gjelder sammenlagring av produksjonsenhetene er dette noe som er komplisert å beregne, siden vannføringen i de ulike vassdragene er uforutsigbar. Produksjonsenhetene er lokalisert innenfor nogenlunde samme geografisk område, og det er derfor nærliggende å anta at den årlige nedbøren er omtrent lik og likt fordelt ved alle de ulike vannkraftverkene. I tillegg er elvene kraftverkene henter kraft fra direkte koblet sammen i samme vassdrag. Det er derfor sannsynlig at maksimum og minimum vannføring vil opptre omtrent samtidig, og det antas en sammenlagringsfaktor på 1. Det vil i realiteten aldri inntreffe total sammenlagring mellom så mange kraftverk, men det antas å være en grei antakelse for å dimensjonere for ekstremtilfeller.

Siden alle småkraftverkene sannsynligvis vil bli bygd uten magasin, antas det at elvene vil gå så godt som tørre enkelte perioder av året slik at kraftverkene ikke produserer kraft i det hele tatt. Minimum produksjon for samtlige av småkraftverkene settes derfor lik null. I Trongfossen kraftverk antas det en minimum produksjon på 5% av installert effekt, $U_{min} = 0,05 * 35MW = 1,75MW$ etter anbefaling fra NTE Nett AS.

Det antas også, etter en anbefaling fra NTE Nett AS, en brukstid for maksimal effekt på 3500 timer for alle kraftverkene.

Spenningsregulator

For informasjon om valg av spenningsregulatorer og tuning av disse henvises det til Kapittel 6.

Turbinregulator

Statnett stiller krav om at alle produksjonsenheter med en kapasitet over 10MVA skal ha turbinregulator. Det er derfor installert turbinregulator i Store Flåttådalselva på 15MVA og Trongfossen på 40MVA. Etter anbefaling fra veileder er det installert en IEEE standard type HYGOV, og blokkskjema for denne turbinmodellen og tilhørende regulator er vist i Vedlegg D. Siden det ikke er gitt informasjon om turbin og vannføring for kraftverkene, er det brukt standardverdier på turbinregulatorene som antas å representere gjennomsnittlige verdier for vannkraft. De samme verdiene er brukt for begge de to turbinregulatorene i modellen. Standardverdiene som er benyttet er de som er foreslått ved inkludering av regulatoren i PowerFactory, og er dobbeltsjekket og endret noe i samråd med veileder. Parametrene for regulatoren er presentert i Vedlegg D

Dempetilsats

Gjennom simuleringene er det kontinuerlig vurdert behov for dempetilsats ved å studere effektpendlingene. Det er i ett tilfelle undersøkt hvordan en dempetilsats påvirker feilresponsen, og det er etter anbefaling fra veileder benyttet IEEE standard type PSS1a med standardverdier gitt av IEEE [12]. Da dempetilsatsen ikke er benyttet gjennomgående i simuleringene, vil den ikke bli nærmere beskrevet her. Informasjon om dempetilsatsen og standardverdiene for denne finnes i IEEEs standard 421.5 [12].

5.2.4 Kondensatorbatteri

Det ble i prosjektoppgaven [2], basert på informasjon om kondensatorbatteriplassering, stasjonære spenningsverdier og reaktiv effektflyt, funnet at en optimal størrelse på et kondensatorbatteri i denne modellen var på 8MVA_r og plassert på 22kV-siden i den nye sekundærtransformatoren. Dette batteriet er brukt gjennom alle simuleringene i denne rapporten. For en nærmere beskrivelse av hvorfor dette kondensatorbatteriet ble installert, henvises det til prosjektoppgaven [2].

5.2.5 Reaktor

Det er også eksperimentert med installasjon av reaktor i nettet, som beskrevet i Kapittel 8.1.7. Reaktormodellen som er benyttet, er bygd opp av en reaktor og en

resistans i serie og er et shunt-element. For en beskrivelse av reaktorens størrelse og plassering henvises det til Kapittel 8.1.7.

5.2.6 Laster

Versjonen av PowerFactory som er brukt i simuleringene er en studentversjon med en nodebegrensning på 50 noder. Det har i dette arbeidet vært et mål å prøve å holde denne begrensningen, så lenge det ikke går ut over validiteten av analysene. Etter en vurdering av hvordan lasten i området skal modelleres, ble det i prosjektoppgaven tatt en beslutning om å sentrere lasten i tre noder for ikke å overskride node- begrensningen. Siden lasten i området er liten, antas det at denne forenklingen ikke vil få store konsekvenser for analysene. De tre sentrerte lastene plasseres i områdene med mest last henholdsvis nord, sør og vest for den nye sekundærstasjonen.

Tabell 5.4 viser lett- og tunglast nord, sør og vest for den nye sekundærstasjonen. Verdiene er hentet fra NTE Nett AS sin oversikt i Netbas, og det understrekes at disse er timeslaster. Ved dimensjonerende nettanalyser, benyttes gjerne 1-minuttslaster for å få en mest mulig realistisk ekstremalverdi. Timeslastene er gjennomsnittslasten i henholdsvis lett- og tunglasttimen, og vil være en del lavere enn 1-minuttslasten. I simuleringmodellen er derfor alle timeslastene skalert opp med faktor 1,05 for å ta høyde for minuttslastene [16].

Tabell 5.4: Oversikt over lastene i nettmodellen (timeslaster)

Lastens plassering	Lettlast		Tunglast	
	P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]
Nesan (vest)	7,4	1,8	26,4	6,5
Trones (sør)	211,6	43,0	755,9	153,5
Namsskogan (nord)	702,0	143,0	2506,0	511,0

Alle lastene er i tillegg satt til å være spenningsuavhengige. Dette er også en forenkling, siden all last i mer eller mindre grad vil være påvirket av spenningene i nettet. Siden lasten i dette området er liten i forhold til produksjonen, antas det at forenklingene som er gjort her ikke vil endre resultatene mye.

For lastene er det antatt en brukstid for maksimal effekt på 4000 timer [17].

5.2.7 Brytere

Det er også installert enkelte brytere i modellen. På grunn av node- begrensningen, kan det ikke installeres brytere alle stedene det ville vært naturlig. Alle bryteroperasjoner er derfor håndtert manuelt, og bryterne er flyttet rundt til der de trengs. Alle brytere har null impedans.

5.2.8 Svingmaskin

Hovedforsyningen i Tunnsjødal har spenningsnivå på 300kV, og er modellert som et relativt stivt, eksternt nett med mye reguleringskapasitet. Tunnsjødal er også satt til å fungere som en svingmaskin, som trekker/forsyner den mengden aktiv og reaktiv effekt som trengs eller blir til overs i resten av nettet. Svingmaskinen er nødvendig for å opprettholde balansen i nettet, dersom det oppstår feil eller uventede lastpåslag.

Det antas at frekvensen i det eksterne nettet er tilnærmet konstant, slik at frekvensen i simuleringsmodellen også kan anses som konstant. Det er derfor ikke tatt hensyn til frekvensustabilitet i simuleringene. Det er brukt typiske kortslutningsverdier på dette nettet, oppgitt av NTE Nett AS. Kortslutningseffekten S_k'' er satt til å ha en maksimalverdi på 4583,0MVA, og en minimumsverdi på 1920,0MVA. Kortslutningsstrømmen I_k'' har en maksimalverdi på 40,1kA, og en minimumsverdi på 16,8kA.

Den første blokken fra venstre i Figur 6.1.1 representerer selve spenningsregulatoren, som i henhold til kravene presentert i Kapittel 3 er en PID regulator. Deretter følger en spenningsbegrenserblokk, og deretter representasjonen av magnetiseringen. Her er T_E en målekonstant og K_E magnetiseringssystemets forsterkning, mens V_E og S_E representerer metningen i generatoren. Det er viktig å merke seg at i en digital regulator, som ofte benyttes i dag, er $K_D = K_0 = 0$.

For de statiske magnetiserte generatorene har flere forskjellige modeller vært utprøvd, men den endelige slutningen var at en modifisert modell av typen AC8B ville gi den beste representasjonen av magnetiseringssystemet. Den gir i tillegg enkelte muligheter for effektiv regulering som en del enklere modeller ikke gir. Modifiseringen som er gjort her i forhold til Figur 6.1.1, er at metning er utelatt og at målekonstanten er satt til å være veldig liten. Dette er gjort etter anbefalinger fra veileder.

Alle verdier på magnetiseringsmodeller er basert på standardverdier gitt av IEEE [12]. Siden det ikke er avgjort hvilke generatorer som skal installeres i kraftverkene, og metningskurvene dermed ikke er kjent, er også metningsverdiene bestemt fra standardverdier fra samme dokument. Alle standardverdier benyttet kan ses i Vedlegg C.

6.2 Sprangresponstest

Ved tuning av spenningsregulatorene er det Statnetts styrende dokument FIKS [9] som er lagt til grunn. Alle regulatorer er innledningsvis testet med åpne klemmer i en sprangresponstest, som anbefalt i FIKS. Det påsettes der et sprang i generatorens referansespenning først fra 0,95pu til 1,0pu ved 0s, og så ned til 0,95pu ved 15s. Tidsintervallet mellom sprangene er satt til 15s på grunn av at regulatorene skal oppnå en stabil stasjonær verdi før neste sprang påtrykkes.

Krav til innstilling av spenningsregulator ved en sprangresponstest er gitt i FIKS [9], og gjelder for alle produksjonsenheter over 1MVA tilkoblet sentral- eller regionalnettet. Dette dokumentet angir at responsen for statisk magnetiserte systemer skal være som angitt nedenfor.

- Ved avslag av reaktiv effekt skal det gå mindre enn 1,0s til spenningen igjen er innenfor $\pm 2,5\%$ av innstilt verdi

- Det skal gå mindre enn 0,5s til 90% endring ved 5% sprangrespons (fra 95% til 100% og fra 100% til 95%), målt over generatorklemmer i tomgang frakoblet nettet. Ikke oscillerende og oversving mindre enn 15% av endringen ¹
- Medfører 5% spenningsendring hard metning kan det taes mindre sprang (ned til 1-2%)

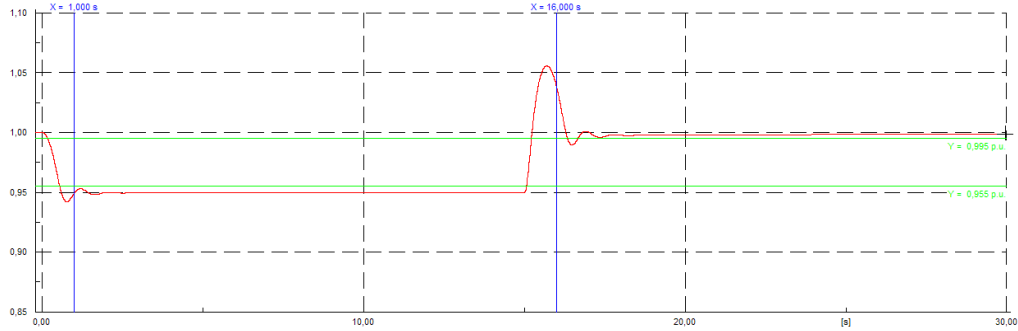
Kravene for maksimal utreguleringstid for feltmaskin eller børsteløst system er i FIKS [9] satt til 2 ganger tiden for statisk system, dvs 2,0s for reaktiv avslag og 1,0s for 5% sprangrespons. I tillegg er det gitt en anbefaling om at feltspenningen ikke bør overstige 200% av nominell verdi.

Figur 6.2.1 viser eksempelvis sprangresponsen i Litlelva ved et påtrykt sprang i referansespenningen som beskrevet ovenfor. Figur 6.2.1a viser klemmespenningen i Litlelva som følge av disse sprangresponsene, når spenningsregulatoren er installert med standardverdier. Figur 6.2.1b viser tilsvarende respons når spenningsregulatoren er tilpasset for å gi en så god som mulig sprangrespons i driftssituasjonen med maksimal produksjon.

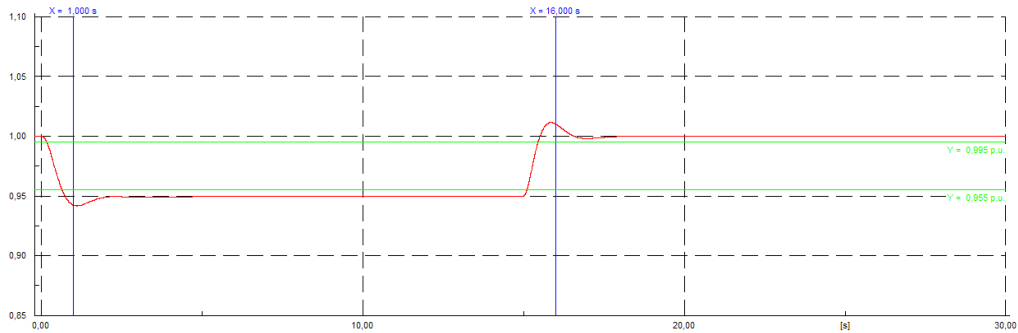
Fra Figur 6.2.1 ser man at sprangresponsen får et lavere oversving og en raskere respons med de innstilte verdiene, på grunn av endringen i spenningsregulatorens proporsjonalforsterkning, K_P , og derivatforsterkning, K_D . Sprangresponsen i Litlelva er her presentert som et eksempel, og responser for de øvrige generatorene ved en sprangresponsstest kan ses i Vedlegg C.

Når det gjelder innstilling av regulatorne, er det først og fremst proporsjonal-, integral- og derivatforsterkningen som varieres for å få en best mulig sprangrespons. En endring i de ulike forsterkningene vil endre både stigetid, innsvingningstid og maksimalt oversving, og dette må tas hensyn til når de prinsipielle følgene av å endre de ulike forsterkningene vurderes.

¹Etter en diskusjon med Trond Toftevaag ved Sintef Energi AS, er det konkludert med at dette punktet ikke er forenerlig med det første punktet som angir innsvingningstiden. Med et så lite sprang som 5%, vil da $\pm 2,5\%$ av stasjonær verdi ha en større absoluttverdi enn 15% av spranget. Innsvingningsverdien vil dermed alltid være begrenset av maksimalt oversving. Dette gir liten mening i denne sammenhengen, og det er derfor gjennom hele oppgaven antatt at maksimalt oversving på 15% også relateres til den stasjonære verdien, ikke av verdien på spranget som angitt i FIKS [9].



(a) Klemmespenning Litlelva med standardverdier, $K_P = 80$, $K_D = 10$ og $K_I = 5$



(b) Klemmespenning Litlelva med innstilte verdier, $K_P = 20$, $K_D = 5$ og $K_I = 5$

Figur 6.2.1: Sprangresponstest Litlelva før og etter tuning av spenningsregulatoren

Proporsjonalfunksjonen med forsterkning K_P påvirker i hovedsak hastigheten på spenningsendringen og de stasjonære avvikene etter et avvik fra referansen, også kjent som stigetiden. Lav K_P gir en tregere men mer stabil respons, mens stor K_P gir et raskere system men også større svingninger dersom den er for stor [7]. En økning i forsterkningen K_P gir generelt en raskere og mer urolig prosess. En reduksjon gir en langsommere og roligere prosess [18].

Integralfunksjonen med forsterkning K_I bidrar til null stasjonære avvik, siden den endres kontinuerlig til avviket fra stasjonær tilstand er lik null. Integralfunksjonen påvirker innsvingningstiden til generatorspenningen etter en spenningsendring [7]. En reduksjon av K_I gir en raskere fjerning av det stasjonære avviket, men fører samtidig til at prosessen blir mer urolig. Omvendt vil en økning av K_I føre til en langsommere fjerning av det stasjonære avviket og en roligere prosess [18].

Derivatfunksjonen med forsterkning K_D og tidskonstant T_D , produserer et utgående signal som avhenger av endringen i avviket fra referansen og som reagerer hurtig på endringer. Derivatfunksjonen påvirker hvor stort spenningsoversving som er tillatt etter en forstyrrelse [7]. En økning av K_D vil opp til et gitt nivå føre til en raskere og mer stabil prosess, men om den blir for høy vil det føre til kraftige oscillasjoner [18].

Som utgangspunkt er regulatorene installert med parametre foreslått av IEEE [12], og disse kan ses i Vedlegg C. Regulatorene er deretter fininnstilt ved hjelp av en sprangresponstest i PowerFactory, med fokus på å få en respons som er rask, har lite oversving og en kort innsvingningstid. Dette er gjort for å tilfredsstille kravene angitt i FIKS [9]. Grafer som viser de ulike sprangresponsene med standardverdier og endelige verdier er gitt i Vedlegg C. De endelige parametrene for regulatorene i simuleringsmodellen er vist i Tabell 6.1.

Tabell 6.1: Oversikt over forsterkningene til spenningsregulatorene etter innstilling

Produksjonsenhet	K_P	K_I	K_D
Bjørelva	30	3	10
Brekkvasselva	30	3	10
Grønelva	40	5	10
Kjeråa	40	5	10
Lille Flåttådalselva	30	3	10
Litlelva	20	5	5
Sandåa	20	5	5
Steinåa	25	5	10
Store Flåttådalselva	30	5	10
Storsteinåa	25	5	10
Sæterfossen	25	5	10
Trongfossen	50	15	5

7. Småsignalstabilitet

Før simulering av feilsituasjoner ble det foretatt en lineæranalyse av systemet, og egenverdiene i modellen ble funnet. Det er kun valgt å presentere de komplekskonjugerte egenverdiene, da det er disse som er mest interessante i en analyse av systemets småsignalstabilitet, som beskrevet i Kapittel 2.3.1.

For å analysere egenverdiene, ble PowerFactorys modul *Modal Analysis* benyttet. Det ble også foretatt en sensitivitetsanalyse, for å kartlegge hvilke egenverdier som er relatert til ulike modus. De mest interessante komplekskonjugerte egenverdiene i en slik analyse, vil som regel være de som er relatert til elektromagnetiske modus. Det vil i denne sammenhengen si de som skapes av synkrongeneratorene og har en svingefrekvens fra 0,3Hz opp til 10Hz [19]. Det er også disse som sikrest kan påvises i en sensitivitetsanalyse, siden de påvirkes av lite annet enn selve generatoren. Det er derfor valgt å presentere hvilke egenverdipar som er relatert til hvilken generator. De komplekskonjugerte egenverdiene som ikke er relatert til elektromagnetiske modus, er noe vanskeligere å påvise; noen er relatert til de ulike regulatorene i modellen, og noen er relatert til flere forskjellige faktorer. I tillegg vil det alltid være et egenverdipar som ligger svært nær den imaginære akse som er en referanse/kontrollegenverdi som kan ses bort fra i stabilitetsanalysene, da den aldri vil gå over i høyre halvplan til tross for sin lave imaginærdel [4]. Selv om egenverdiene som ikke er relatert til elektromagnetiske modus som regel ikke vil medføre småsignalustabilitet, er også de presentert her. Dette for å gjengi den totale dempingen av systemet på en best mulig måte. Alle tabellene som gjengir de ulike driftstilstandenes egenverdier er sortert etter svingefrekvensen.

Etter anbefaling fra veileder er alle egenverdipar med relativ dempningsfaktor over 10% satt til å være akseptable.

7.1 Case A

Modalanalysen gir i tilfellet med maksimal produksjon og minimum last 135 egenverdier, og 52 av disse er komplekskonjugerte. Alle de komplekskonjugerte polene er i par, og vi står igjen med 26 par. Verdiene på egenverdiparene er, i tillegg til den relative dempningsfaktoren, vist i Tabell 7.1. Det er også vist hvilke egenverdier som er relatert til hvilket elektromagnetisk modus der dette er tilfellet.

Fra Tabell 7.1 ser man at alle egenverdier med realdel høyere enn -1 har relativt lav imaginærdel, slik at dempningsfaktoren blir høy til tross for en plassering nær den imaginære akse. En del av egenverdiparene som har høyere svingefrekvens har noe lavere dempningsfaktor, men vil sannsynligvis ikke føre til ustabilitet da de ligger såpass langt fra den imaginære akse. Det observeres også at svingefrekvensen er relativt høy for noen egenverdier, som for normalt store generatorer med høy spenning vanligvis ikke vil overstige 2Hz [19]. På grunn av lavt treghetsmoment og relativt lav spenning på noen av småkraftgeneratorene, vil svingefrekvensen for en del av egenverdiene overstige 2Hz.

Det observeres at alle egenverdiene har en relativ dempningsfaktor godt innenfor grensen på 10%. Den laveste dempningsfaktoren har egenverdiparet relatert til generatoren i Kjeråa med $\zeta = 13,9\%$, og det behøves derfor ingen forbedring av egenverdiene i denne driftssituasjonen.

Tabell 7.1: Komplekskonjugerte egenverdier Case A

Eigenverdi par nr.	Realdel [1/s]	Imaginær del [rad/s]	Relativ dempefaktor ζ	Svinge-frekvens [Hz]	Relatert til generator
44, 45	-11,038	$\pm 33,227$	31,5%	5,291	Litlelva
46, 47	-11,56	$\pm 31,822$	34,1%	5,067	Sandåa
48, 49	-10,509	$\pm 31,182$	31,9%	4,965	Brekkvasselva
51, 52	-6,575	$\pm 27,138$	23,5%	4,321	Steinåa
53, 54	-5,335	$\pm 26,064$	20,1%	4,150	Storsteinåa
55, 56	-4,533	$\pm 21,614$	20,5%	3,442	Sæterfossen
57, 58	-2,957	$\pm 21,104$	13,9%	3,361	Kjeråa
62, 63	-3,296	$\pm 17,519$	18,5%	2,790	Grønrelva
70, 71	-2,423	$\pm 14,612$	16,4%	2,327	Lille F.elva
72, 73	-1,992	$\pm 13,711$	14,4%	2,183	Bjørelva
77, 78	-2,213	$\pm 9,854$	21,9%	1,569	Store F.elva
75, 76	-2,093	$\pm 9,841$	20,8%	1,567	Trongfossen
79, 80	-9,13	$\pm 4,688$	89,0%	0,746	-
81, 82	-10,942	$\pm 0,6$	99,8%	0,418	-
95, 96	-1,694	$\pm 2,627$	54,2%	0,199	-
99, 100	-1,137	$\pm 1,249$	67,3%	0,149	-
102, 103	-0,859	$\pm 0,938$	67,5%	0,124	-
104, 105	-0,897	$\pm 0,711$	78,4%	0,119	-
106, 107	-0,85	$\pm 0,75$	75,0%	0,113	-
108, 109	-0,649	$\pm 0,778$	64,1%	0,096	-
110, 111	-1,01	$\pm 0,146$	99,0%	0,093	-
112, 113	-0,645	$\pm 0,583$	74,2%	0,091	-
114, 115	-0,593	$\pm 0,572$	72,0%	0,084	-
116, 117	-0,575	$\pm 0,528$	73,7%	0,071	-
118, 119	-0,604	$\pm 0,446$	80,4%	0,023	-
121, 122	-0,018	$\pm 0,02$	66,9%	0,003	-

7.2 Case B

I driftssituasjonen med middels last og produksjon, er det funnet at systemet før feil har 135 egenverdier, hvorav 31 er i komplekskonjugerte par. Disse er vist i Tabell 7.2, hvor også den relative dempningsfaktoren og svingefrekvensen til de ulike egenverdi-parene er gitt. Det er også i Tabell 7.2 angitt hvilke egenverdier som er relatert til elektromagnetiske modus, samt hvilken generator som ligger bak disse.

Det observeres fra Tabell 7.2, at systemet også i denne driftssituasjonen er meget godt dempet. Ved å sammenligne Tabell 7.2 med Tabell 7.1 ser man at småsignalstabiliteten er bedre i Case B situasjonen enn i Case A, siden den relative dempningsfaktoren nå er høyere i alle tilfeller. Ved å sammenligne egenverdiene relatert til hver generator i de to driftssituasjonene, ser man at dempningsfaktoren for samtlige generatoregenverdier er kraftig forbedret, i de enkelte tilfeller doblet. Den laveste dempningsfaktoren har nå egenverdien som er relatert til generatoren i Trongfossen kraftverk med $\zeta = 25,2\%$, som er relativt høyt. Det konkluderes derfor med at systemet også i denne driftssituasjonen er tilstrekkelig dempet.

Tabell 7.2: Komplekskonjugerte egenverdier Case B

Eigenverdi par nr.	Realdel [1/s]	Imaginærdel [rad/s]	Relativ dempefaktor ζ	Svinge-frekvens [Hz]	Relatert til generator
41,42	-18,982	$\pm 25,270$	60,1 %	4,022	Brekkvasselva
43, 44	-19,221	$\pm 224,784$	61,3 %	3,945	Litlelva
45, 46	-20,729	$\pm 223,585$	66,0 %	3,754	Sandåa
48, 49	-11,969	$\pm 224,330$	44,1 %	3,872	Steinåa
50, 51	-10,160	$\pm 223,096$	40,3 %	3,676	Storsteinåa
53, 54	-7,589	$\pm 218,581$	37,8 %	2,957	Sæterfossen
55, 56	-6,198	$\pm 218,382$	32,0 %	2,926	Kjeråa
61, 62	-5,775	$\pm 213,887$	38,4 %	2,210	Grønelva
66, 67	-3,568	$\pm 210,775$	31,4 %	1,715	Bjørelva
68, 69	-3,722	$\pm 210,220$	34,2 %	1,627	Lille F.elva
70, 71	-2,346	$\pm 29,022$	25,2 %	1,436	Trongfossen
72, 73	-3,593	$\pm 29,138$	36,6 %	1,454	Store F.elva
74, 75	-9,335	$\pm 28,160$	75,3 %	1,299	-
76, 77	-9,640	$\pm 24,210$	91,6 %	0,670	-
78, 79	-11,410	$\pm 20,701$	99,8 %	0,112	-
80, 81	-10,973	$\pm 21,441$	99,1 %	0,229	-
82, 83	-10,702	$\pm 21,542$	99,0 %	0,245	-
84, 85	-10,011	$\pm 21,974$	98,1 %	0,314	-
86, 87	-9,212	$\pm 22,115$	97,5 %	0,337	-
95, 96	-1,884	$\pm 22,827$	55,5 %	0,450	-
100, 101	-1,438	$\pm 21,288$	74,5 %	0,205	-
102, 103	-1,630	$\pm 20,325$	98,1 %	0,052	-
104, 105	-1,180	$\pm 21,005$	76,1 %	0,160	-
106, 107	-1,064	$\pm 20,981$	73,5 %	0,156	-
108, 109	-1,322	$\pm 20,721$	87,8 %	0,115	-
110, 111	-1,123	$\pm 20,745$	83,3 %	0,119	-
112, 113	-1,149	$\pm 20,680$	86,1 %	0,108	-
114, 115	-1,040	$\pm 20,565$	87,9 %	0,090	-
116, 117	-0,931	$\pm 20,717$	79,3 %	0,114	-
118, 119	-0,903	$\pm 20,699$	79,1 %	0,111	-
121, 122	-0,018	$\pm 20,021$	65,5 %	0,003	-

7.3 Case C

I tilfellet med minimum produksjon og maksimal last er det funnet at systemet før feil har 135 egenverdier, og av disse er det 22 komplekskonjugerte par som er gjengitt i Tabell 7.3.

Tabell 7.3: Komplekskonjugerte egenverdier Case C

Eigenverdi par nr.	Realdel [1/s]	Imaginærdel [rad/s]	Relativ dempefaktor ζ	Svinge-frekvens [Hz]	Relatert til generator
41, 42	-26,560	26,731	70,5%	4,254	Brekkvasselva
48, 49	-14,369	24,881	50,0%	3,960	Steinåa
43, 44	-25,594	23,753	73,3%	3,780	Litlelva
50, 51	-12,176	22,672	47,3%	3,608	Storsteinåa
46, 47	-24,396	22,326	73,8%	3,553	Sandåa
55, 56	-9,468	18,271	46,0%	2,908	Sæterfossen
57, 58	-7,935	17,589	41,1%	2,799	Kjeråa
61, 62	-7,602	12,842	50,9%	2,044	Grønelva
69, 70	-4,444	9,640	41,9%	1,534	Store F.elva
71, 72	-2,671	9,331	27,5%	1,485	Trongfossen
73, 74	-4,493	8,011	48,9%	1,275	Bjørelva
75, 76	-4,894	7,605	54,1%	1,210	Lille F.elva
59, 60	-18,760	3,183	98,6%	0,507	-
95, 96	-1,958	2,930	55,6%	0,466	-
98, 99	-2,030	1,597	78,6%	0,254	-
106, 107	-1,798	1,215	82,9%	0,193	-
110, 111	-1,678	1,129	83,0%	0,180	-
108, 109	-2,084	0,983	90,5%	0,156	-
53, 54	-26,468	0,960	99,9%	0,153	-
112, 113	-1,746	0,703	92,8%	0,112	-
114, 115	-1,745	0,619	94,3%	0,098	-
121, 122	-0,018	0,021	65,7%	0,003	-

Det ses fra Tabell 7.3 at systemet nå er enda bedre småsignalt dempet enn i Case A og Case B, siden alle egenverdiene har en høyere relativ dempningsfaktor.

7.4 Følsomhetsanalyse av egenverdiene

Det er tidligere i dette kapitlet vist at systemets egenverdier er akseptable, og det er derfor ikke gjort tiltak for å forsøke og forbedre noen egenverdier. Siden det enda ikke er avgjort hvilke komponenter som skal benyttes i området, kan det tenkes at parametrene i det virkelige nettet vil være ganske forskjellig fra i simuleringsmodellen. Det foretas i dette delkapitlet derfor en analyse av hvilke faktorer som vil kunne gjøre systemet småsignalt ustabil i en dimensjonerende driftssituasjon.

Det observeres ved å sammenligne Tabell 7.1, Tabell 7.2 og Tabell 7.3 at den laveste dempningsfaktoren opptrer i Case A. Det er også denne driftssituasjonen hvor egenverdiene ligger nærmest den imaginære aksene, og det er derfor denne situasjonen som undersøkes nærmere.

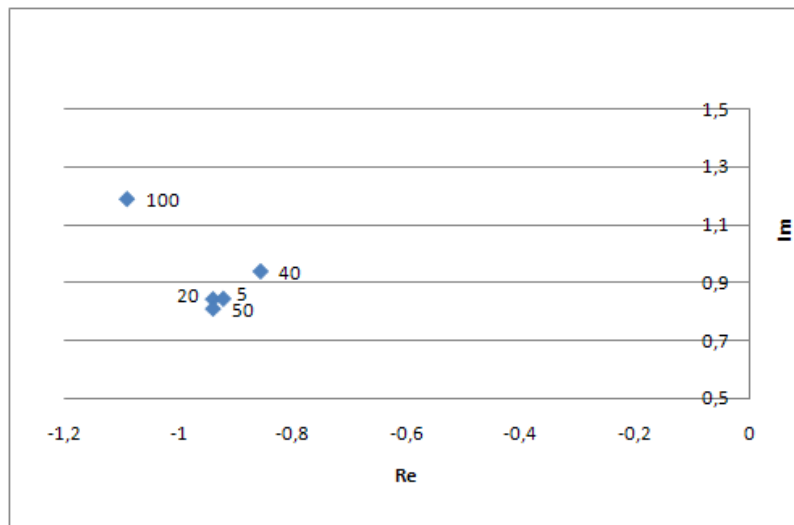
Egenverdiparet med lavest dempning i Case A, er ut fra Tabell 7.1 nummer 57 og 58 med $\zeta = 13,9\%$. Sensitivitetsanalysen i PowerFactory viser at dette egenverdiparet er relatert til generatoren i Kjeråa kraftverk, og disse generatorparametrene endres for å se hvordan egenverdiene endres.

Det viser seg at endring i generatorparametrene i Kjeråa innenfor rimelige grenser ikke fører til småsignalustabilitet, og størst effekt på den angitte egenverdien har treghetskonstanten H . Ved en senking av denne, og dermed en reduksjon av generatorens roterende masse, var det forventet en lavere dempningsfaktor, som nevnt i Kapittel 2.3.1. Det viser seg å stemme bra overens med denne følsomhetsanalysen. En økning i reaktansverdiene vil også senke den relative dempningsfaktoren, ζ , og størst effekt viser det seg at d-akse synkronreaktansen, x_d , har. Den høyeste verdien av x_d forsøkt var 3, som etter informasjon fra NTE Nett AS er av de høyeste synkron d-akse reaktansene de har erfart. Dette senket dempningsfaktoren til 12,9%, som heller ikke kommer under den anbefalte grensen på minimum 10%.

Det ble også forsøkt å endre proporsjonal-, integral- og derivatforsterkningene i ulike

spenningsregulatorer, for å se hvordan egenverdiene endret seg. Det viser seg i alle tilfeller at det skal mye endring til før systemet blir småsignalt ustabil. Figur 7.4.1, Figur 7.4.2 og Figur 7.4.3 viser som et eksempel på dette resultatene fra følsomhetsanalysen som ble gjort for egenverdien relatert til spenningsregulatoren i Grønneelva. Det er tatt utgangspunkt i de innstilte verdiene av spenningsregulatoren, slik at egenverdien før følsomhetsanalysen er i punktet $K_P = 40$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$.

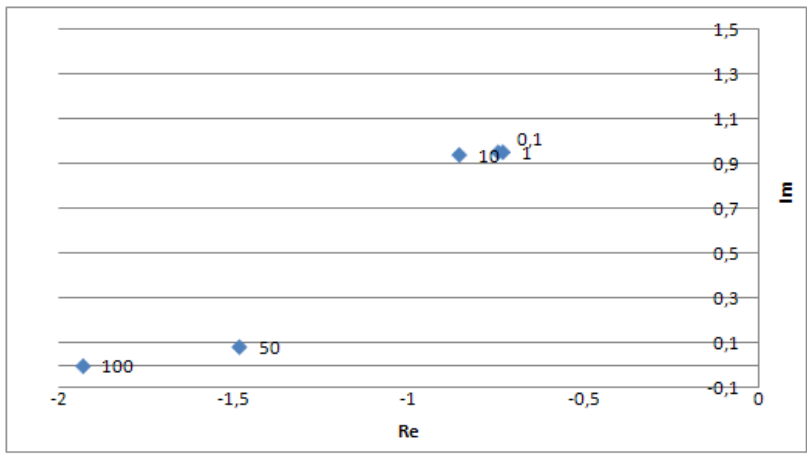
Figur 7.4.1 viser hvordan denne egenverdien endres med en endring i spenningsregulatorens proporsjonalforsterkning. Figuren viser at egenverdien ikke endres mye, og har lavest dempningsfaktor i utgangspunktet med $K_P = 40$.



Figur 7.4.1: Følsomhetsanalyse av egenverdiene som følge av endring i K_P

Figur 7.4.2 viser endringen i egenverdien med derivatforsterkningen, K_D . Det vises at egenverdiens relative dempningsfaktor blir noe lavere dersom K_D senkes, og blir mye høyere dersom K_D øker.

Ut fra Figur 7.4.3 ser man hvordan den undersøkte egenverdien endres når integralforsterkningen, K_I , endres, mens resten av forsterkningene holdes som tidligere angitt. Det vises at opp til $K_I = 30$ vil egenverdien endres lite, men dersom K_I blir så høy som opp mot 100 vil egenverdien faktisk ligge i høyre halvplan, og systemet er dermed småsignalt ustabil.



Figur 7.4.2: Følsomhetsanalyse av egenverdiene som følge av endring i K_D



Figur 7.4.3: Følsomhetsanalyse av egenverdiene som følge av endring i K_I

Ut fra disse analysene konkluderes det med at simuleringsmodellen er småsignalt stabil for de undersøkte driftssituasjonene, selv om generator- og regulatorparametrene skulle endres noe. Det kan derimot tenkes at systemet kan bli småsignalt ustabil dersom flere kritiske parameterverdier sammenfaller. Dette er ikke nærmere undersøkt i dette arbeidet.

8. Transient feilanalyse

For å studere den transiente responsen systemet har på feil er det dynamiske analyseprogrammet DigSilent PowerFactory anvendt. Det er i hovedsak valgt å se på kortslutningsfeil ulike steder i simuleringsmodellen, som enten vil føre til automatisk klarering eller utkoblinger etter en gitt feilvarighet. Det er også undersøkt plutselige endringer i produksjon, i form av utfall av kraftverk samt inn- og utkobling av reaktor.

Feilsituasjonene som vil bli studert i dette kapitlet er; feil like ved sentralnettet, feil i starten og slutten av distribusjonsradialene i nord og vest, utfall av enkeltkraftverk samt inn- og utkobling av reaktorer. Det vil også bli undersøkt problematikk angående gjeninnkobling og øydrift, og alle feil vil bli undersøkt symmetrisk og usymmetrisk i alle de tre definerte driftssituasjonene. I alle kortslutningstilfeller er det ingen impedans mot jord. Alle feil er simulert ved $t = 1s$ og med 10 sekunder simuleringstid. Responsene for polhjulsinkler er vist med en forkortet tidsakse på $t = 3s$ for å vise denne responsen best mulig.

Disse feilsituasjonene gir til sammen en svært stor mengde resultater, og det er forsøkt å plukke ut de mest interessante observasjonene for å illustrere den transiente stabiliteten i nettet generelt. Før og etter simuleringene er det undersøkt spenning og frekvens i alle noder, i tillegg til klemmespenning, polhjulsinkel samt aktiv og reaktiv effekt fra generatorene. Utgangsspenning fra spennings- og turbinregulatorene er også undersøkt i feilsituasjonene. Dersom annet ikke er oppgitt er det den antatt verste responsen fra feilene som er presentert, og alle andre responser i simuleringene kan antas å ha et gunstigere forløp enn observasjonen som presenteres ¹.

Når det gjelder feilvarighet, er det tatt utgangspunkt i de to ulike sonene for vern i distribusjonsnett. Det som ofte praktiseres er at de vernene som reagerer etter svært

¹På grunn av en tungvint prosess rundt uthenting av resultater i PowerFactory er heller ikke alle simuleringsresultater oppgitt i vedlegg, og det henvises til simuleringsmodellen for en videre verifisering av resultatene

alvorlige feil og store kortslutningsstrømmer tripper etter 100ms, og dette benevnes ofte som vern i sone 1. Sone 2 angir vernene som er innstilt for å trippe dersom det skjer en feil som ikke skaper så store kortslutningsstrømmer at vernene i sone 1 reagerer, men som fortsatt er for store til å bli liggende inne. Vernene i sone 2 trer som regel i kraft 400ms etter en uregelmessighet. Det er i denne oppgaven hovedsakelig simulert feil med en klareringstid på 200ms som utgangspunkt, som etter informasjon gitt av Sintef Energi AS er en feilvarighet et slikt system i de fleste feiltilfeller bør tåle. Dette for å ta høyde for at vernene i sone 1 kan være dårlig innstilt og dermed tregere enn de ideelt sett burde. Informasjon om drift av vern er gitt av NTE Nett AS.

For en stasjonær analyse av tilsvarende feil henvises det til høstprosjektet [2], som er et forstudium til denne masteroppgaven. På grunn av at det nå, i motsetning til i prosjektoppgaven, er installert spennings- og turbinregulatorer, vil de stasjonære spenningene også avvike noe fra de tidligere analysene.

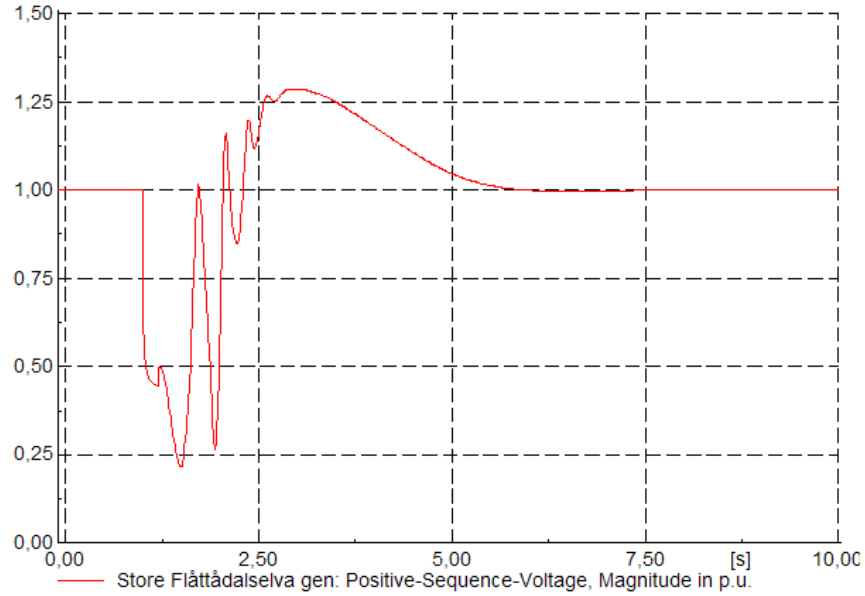
8.1 Case A

8.1.1 Feil ved sentralnettet

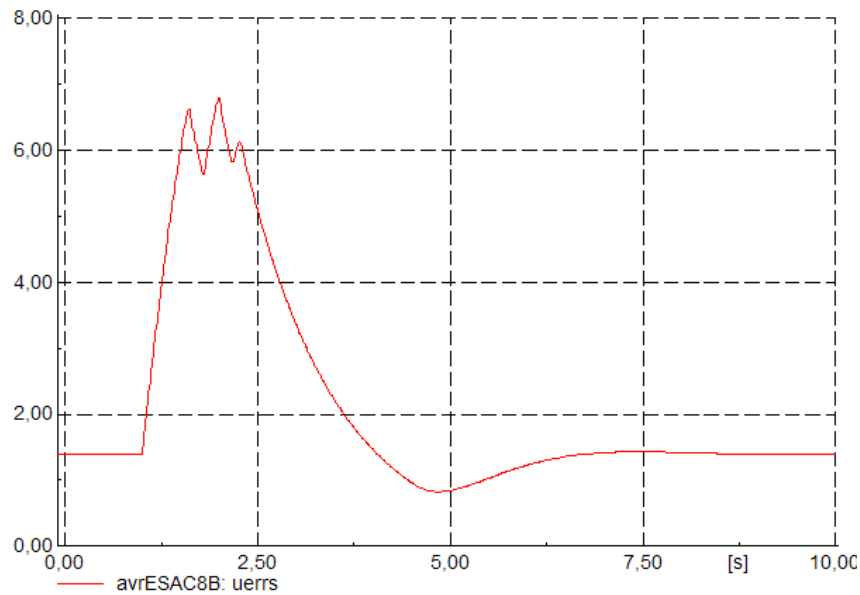
Selv om det er mindre sannsynlig at det oppstår alvorlige feil i nett med høyere spenningsnivå enn med lavere, er det viktig å ta høyde for at det kan skje feil på overliggende nett som ofte vil forplante seg helt ned til fordelingsnivå. Feil på overliggende nett skaper normalt noen av de mest kritiske situasjonene som kan oppstå, og spesielt i radielle nett uten reserveforsyning. Siden det overliggende nettet ikke er oppbygd i simuleringsmodellen, men kun modellert som et stivt eksternt nett, er denne typen feil tilnærmet med en feil på noden like nord for det eksterne nettet.

Det er i første omgang simulert en fullstendig symmetrisk trefase kortslutning like ved det eksterne nettet, med null impedans mot jord. Det viser seg ved denne feilen at det er nodespenningen ved Store Flåttådalselva kraftverk som får de største transiente overspenningene, og også de største oscillasjonene. Klemmespenningen til Store Flåttådalselva i per unit - verdier er gitt i Figur 8.1.1a. Figuren viser at spenningen får en kraftig dip ned mot 0,2pu i det feilen oppstår ved $t = 1,0s$, for så svinge litt opp igjen når feilen klareres ved $t = 1,2s$. Deretter får spenningen en undersving, og oscillerer ganske kraftig før den stabiliserer seg på en stasjonær verdi på omtrent 1pu.

De kraftige oscillasjonene virker noe underlig, og det gir indikasjoner på ustabilitet i systemet.



(a) Klemmespenning Store Flåttådalselva



(b) Feltspenning Store Flåttådalselva

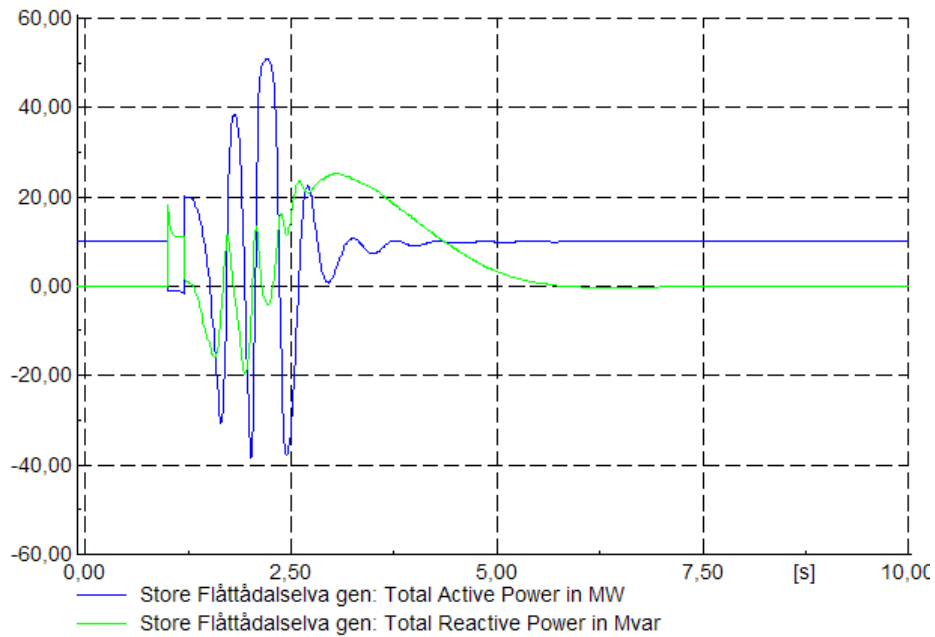
Figur 8.1.1: Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$

Ved å sammenligne Figur 8.1.1a med feltspenningen til spenningsregulatoren i Store Flåttådalselva vist i Figur 8.1.1b, ser man tydelig virkningen til spenningsregulatoren. Når klemmespenningen i generatoren senkes, vil feltspenningen i regulatoren øke. Tilsvarende ser man at når klemmespenningen svinger opp igjen vil feltspenningen senkes. Spenningsregulatorens feltspenning virker mot generatorens klemmespenning, for på denne måten prøve å glatte ut klemmespenningen. De to grafene vil alltid ha en viss grad av omvendt proporsjonalitet dersom spenningsregulatoren er korrekt innstilt.

Figur 8.1.2 viser effektpendlingene som oppstår i Store Flåttådalselva etter en kortslutning ved det eksterne nettet. Figuren viser at de aktive effektpendlingene like etter kortslutningen er ganske store, og oscillerer mer og mer før de igjen svinger seg inn på stasjonære verdier omtrent ved $t = 2,5s$. Dette er også et resultat som tyder på ustabilitet i systemet. Dersom oscillasjonene først har begynt å øke, vil generatoren alltid svinge ut av synkronisme og polhjulsinkelustabilitet oppstår, som beskrevet i Kapittel 2.3.2. Årsaken til at simuleringene i Figur 8.1.2 viser at generatoren svinger seg inn igjen på et nytt stasjonært likevektspunkt etter de økende oscillasjonene, er det numeriske som ligger bak simuleringene i PowerFactory. Korrekte grenser og vern er ikke definert for alle tilfeller, og en generator ute av synkronisme vil fortsette å kjøre fordi programmet ikke registrerer ustabilitet selv om den i alle tilfeller ville falt ut i virkeligheten ².

For å illustrere ustabiliteten i denne situasjonen, og å undersøke når ustabilitet inntreffer, er det valgt å presentere generatorenes polhjulsvinkler. Polhjulsvinklene til alle generatorene, når den beskrevne feilen har en varighet på 200ms, er vist i Figur 8.1.3. Figuren viser at alle polhjulsvinklene har en stabil stasjonær verdi på mellom 0 og $-\frac{\pi}{3}$ radianer i tiden før feilen inntreffer, og ved feiltidspunktet $t = 1,0s$ øker alle vinklene ganske kraftig. Det observeres at polhjulsvinkelen til Brekkvasselva generator, vist i blått, har et litt annet forløp enn resten av vinklene. Brekkvasselvas polhjulsvinkel øker hurtigst av alle vinklene, endres tilnærmet lineært etter feilen, og faller ut av synkronisme allerede før feilen klareres. Dette ses ved at polhjulsvinkelen

²Legg merke til at enhetene på vertikalaksene i alle figurer som viser effekt er ulike. Dette er på grunn av at PowerFactory ikke gir muligheten til å hente ut effekt som per unit-verdier. På grunn av den varierende generatorstørrelsen, vil effektpendlingene variere mye i MW/MVAr og det er derfor valgt å variere størrelsen på vertikalaksene for å kunne studere forløpet så nøyaktig som mulig. Det anbefales å være oppmerksom på dette når man sammenligner effektpendlinger i ulike generasjoner.

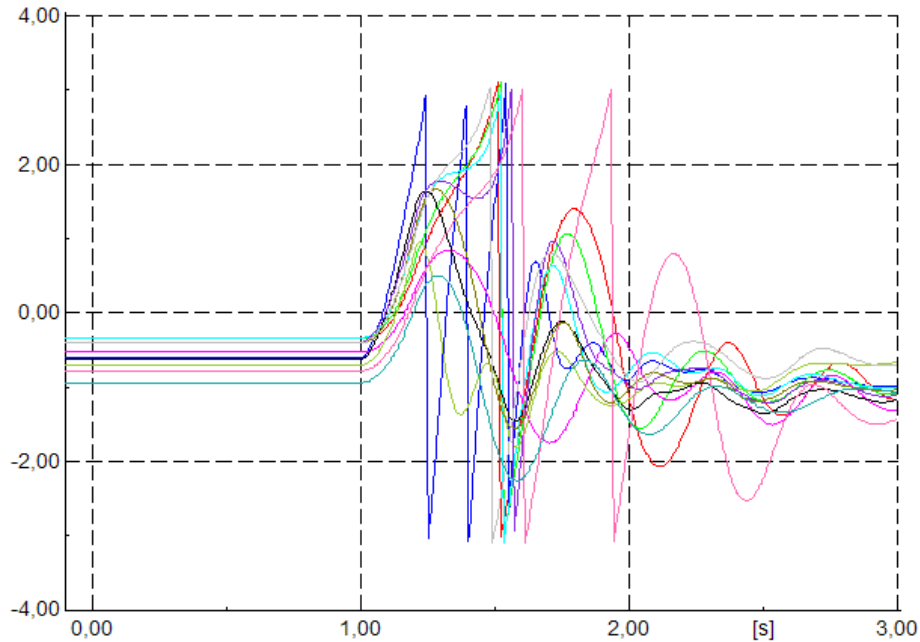


Figur 8.1.2: Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$

i Figur 8.1.3 oscillerer mellom $-\pi$ og π , som i realiteten vil si at vinkelen stadig øker. I klareringstidspunktet $t = 1,2s$ ser man at polhjulsvinklene i generatorene som enda ikke har falt ut av synkronisme synker noe, og dette fører til at flere av generatorene faller ut av synkronisme; rotoren har en positiv akselerasjon, siden polhjulsvinklene oscillerer raskt mellom $-\pi$ og π .

Figur 8.1.3 illustrerer tydelig ustabilitet i systemet, da flere av polhjulsvinklene svinger hurtig og dermed viser at den tilhørende generatoren er ute av synkronisme. Det er i dette tilfellet kun fire av generatorene, Trongfossen, Litlelva, Storsteinåa og Grønrelva, som beholder synkronisme. Det at enkelte av polhjulsvinklene først faller ut av synkronisme, for så å svinge seg inn på en stasjonær verdi er heller ikke reelt, men kun en konsekvens av simuleringsmodellens begrensninger. Dersom en generator først har falt ut av synkronisme, vil ikke systemstabiliteten gjenopprettes så lenge den er tilkoblet. Den må derfor alltid kobles fra systemet så raskt som mulig for å begrense konsekvensene.

For å finne den kritiske klareringstiden for feilsituasjonen, er det foretatt en marginal-

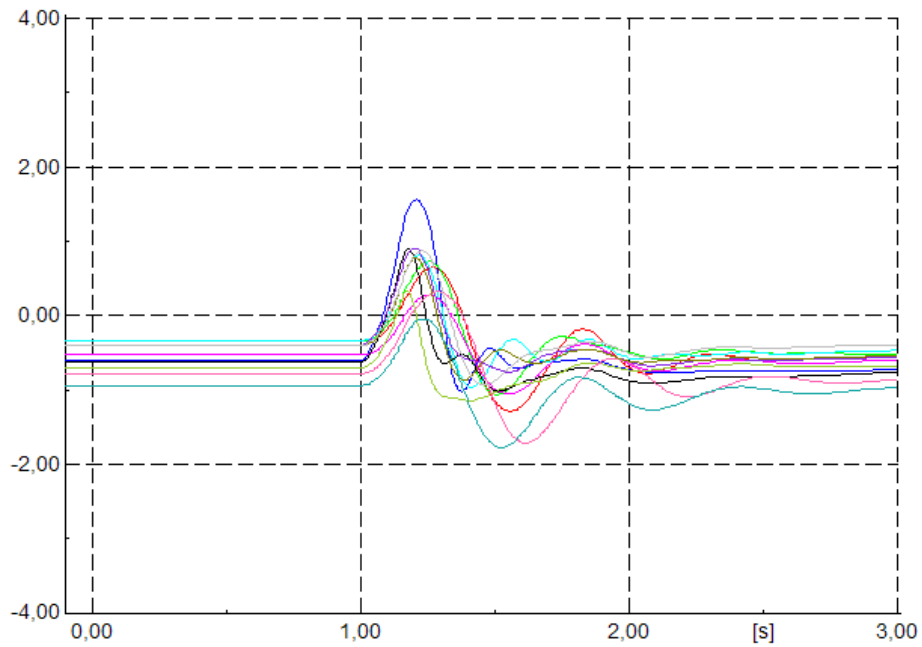


Figur 8.1.3: Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$

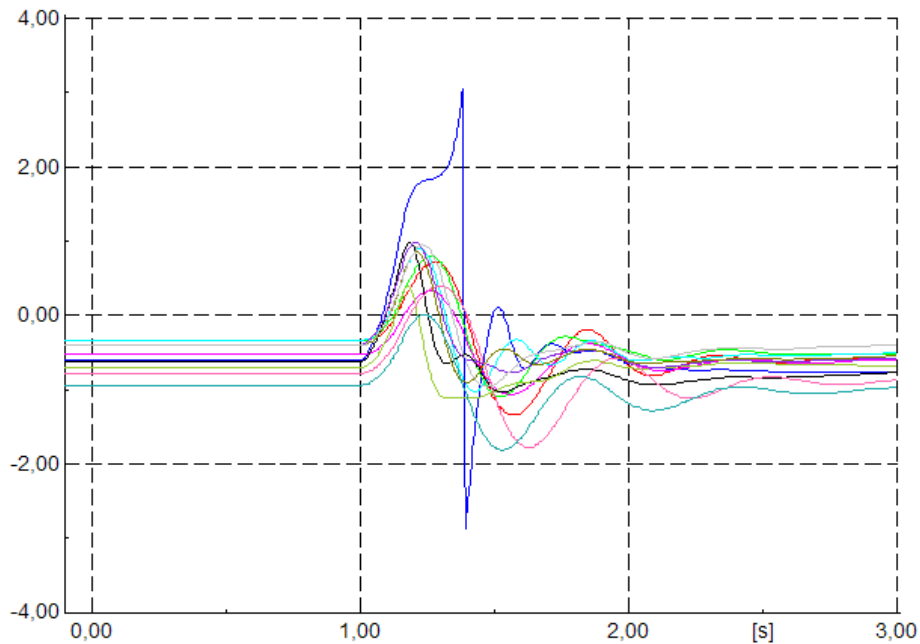
analyse av feiltiden med hensyn på polhjulsvinklene. Det viser seg at Brekkvasselva er den første generatoren som faller ut av synkronisme, og det skjer ved en feilvarighet på mellom 155 og 156ms.

Figur 8.1.4 viser polhjulsvinklene for alle generatorene, når kortslutningen ved det eksterne nettet varer i 155ms. Man ser da at alle polhjulsvinklene svinger noe som følge av kortslutningen ved $t = 1,0s$, men det oppstår ikke polslip i noen generator. Etter kort tid har alle vinklene igjen stabilisert seg på en stasjonær verdi.

Dersom feiltiden økes til 156ms som vist i Figur 8.1.5, ser man at polhjulsvinkelen til Brekkvasselva generator, vist med blå farge, mister synkronisme og polslip oppstår. Det vil altså i denne feilsituasjonen oppstå ustabilitet i systemet dersom feilen har varighet over 155 ms.



Figur 8.1.4: Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 155ms$



Figur 8.1.5: Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 156ms$

En symmetrisk trefase kortslutning er en svært alvorlig feil, og vil inntreffe mye sjeldnere enn usymmetriske feil. I tillegg er situasjonen med maksimal produksjon fra absolutt alle kraftverkene og minimum last ekstremt. Plasseringen av feilen like ved det eksterne nettet uten muligheter for reserveforsyning er også kritisk. Man kan ut fra disse faktorene argumentere for at mange kritiske faktorer sammenfaller i disse simuleringene, som sannsynligvis aldri vil sammenfalle i en virkelig situasjon og at den korte klareringstiden i dette tilfellet kan aksepteres. Selv om denne feilsituasjonen kanskje er usannsynlig, vil den teoretisk kunne skje og det er viktig å dimensjonere for ekstremtilfeller. Dersom det ikke er akseptabelt med en så kort klareringstid, vil det være naturlig å vurdere tiltak som å stille strengere krav til utforming av synkrongeneratorene, begrense effekten levert fra enkelte kraftverk eller andre aktuelle forbedringer. Dette vil bli nærmere diskutert i Kapittel 9.

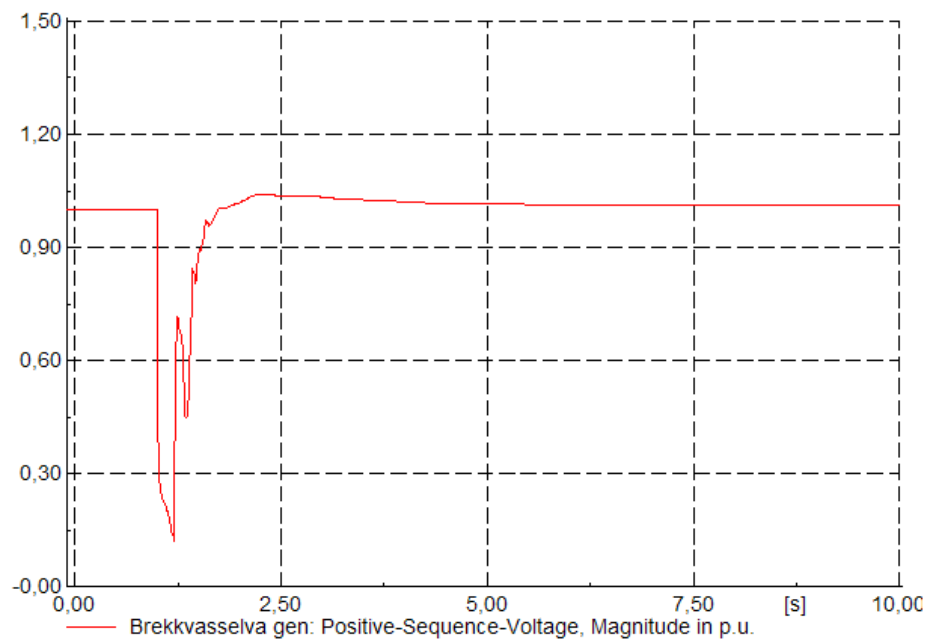
8.1.2 Feil på radial nord

Det undersøkes i dette tilfellet en symmetrisk trefasefeil med null impedans mot jord på den nordlige avgangen like ved sekundærstasjonen. Det undersøkes både feil som klareres automatisk og feil som fører til utkobling.

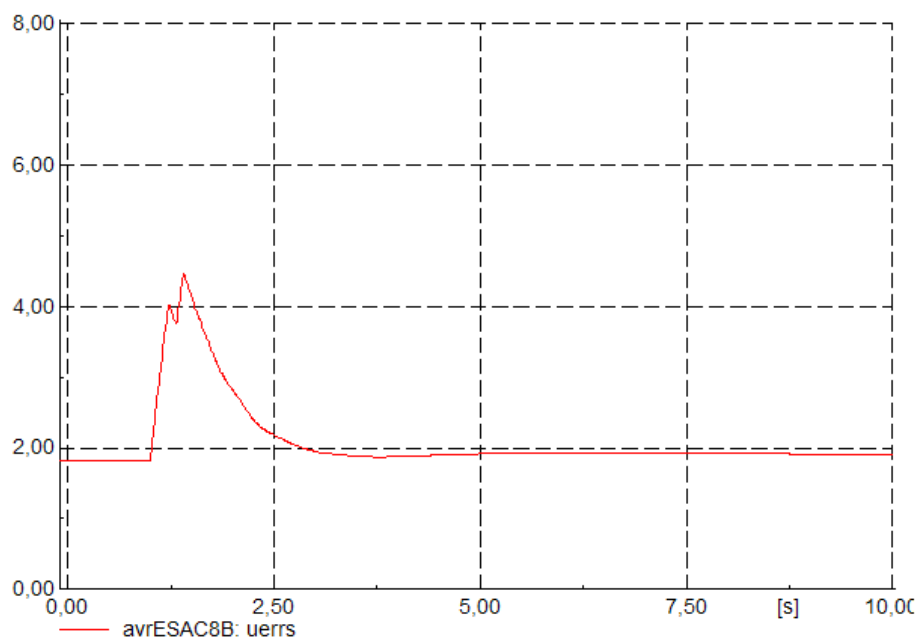
Feil som klareres etter 200ms

Det sees i første omgang på en kortslutningsfeil som klareres etter 200ms. I dette tilfellet er det generatoren i Brekkvasselva kraftverk som påvirkes mest av feilen, både når det gjelder svingninger og amplitude på spennings- og effektrespons. Klemmespenningen til generatoren i Brekkvasselva er presentert i Figur 8.1.6a. Figuren viser at spenningen får en rask og kraftig dip nesten ned til 0,1pu like etter feiltidspunktet, på grunn av at kortslutningen skjer like ved dette kraftverket. Spenningen vil synke ytterligere frem til feilen klareres, og etter dette stiger spenningen kraftig. Også her ser man at spenningen får en litt spesiell dip noen millisekunder etter feilen klareres. Figur 8.1.6b viser at spenningsregulatoren fungerer som den skal, ved at den motarbeider klemmespenningen for å få en mest mulig jevn spenningsrespons ut fra generatoren.

Figur 8.1.7 viser effektresponsen i Brekkvasselva generator ved en kortslutningsfeil som beskrevet tidligere i kapitlet. Det observeres at denne feilen generelt ikke vil føre til like store effektpendlinger som med en kortslutning ved det eksterne nettet,



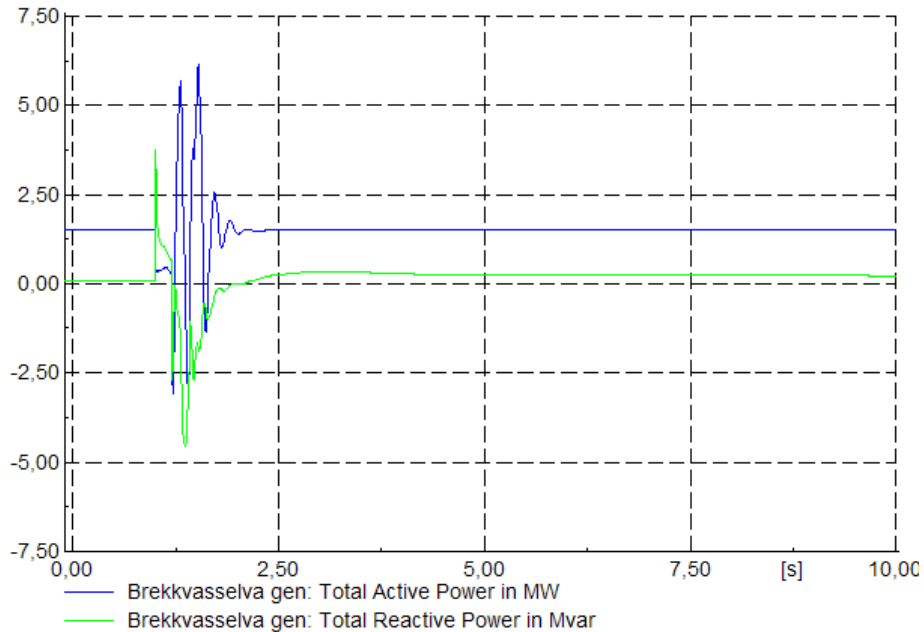
(a) Klemmespenning Brekkvasselva



(b) Feltspenning Brekkvasselva

Figur 8.1.6: Spenningsrespons Brekkvasselva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord, varighet $t = 200ms$

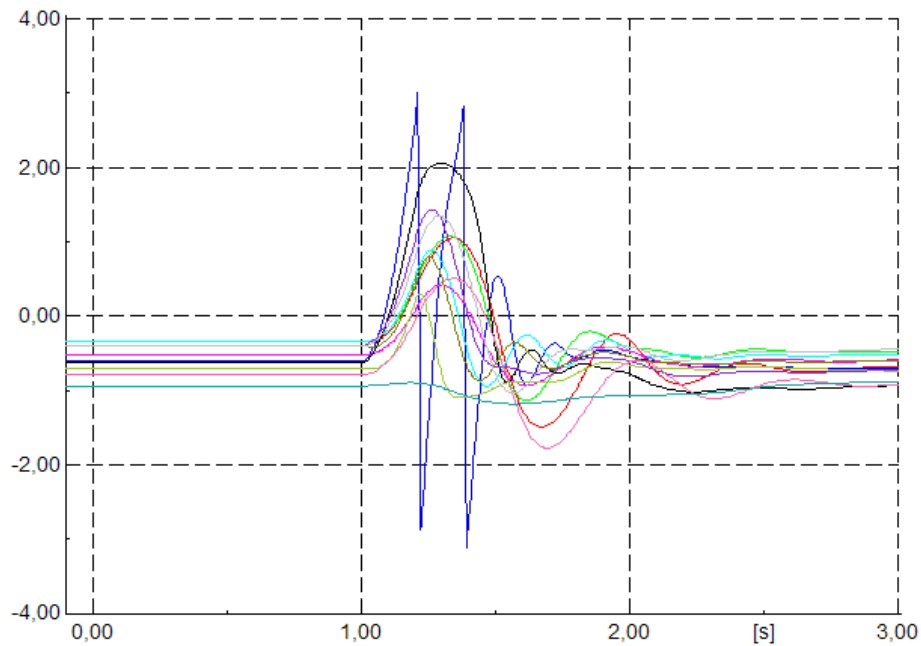
men det oppstår likevel en del pendlinger i Brekkvasselva. Minst av alle generatorene påvirkes Trongfossen, som er en tung generator og ligger elektrisk relativt langt unna feilen. Det observeres fra Figur 8.1.7 at det i dette feiltilfellet, slik som i Kapittel 8.1.1, oppstår en situasjon hvor effekten i generatoren har økende oscillasjoner før den etter noen millisekunder stabiliserer seg på en ny stasjonær verdi. Det mistenkes derfor også her ustabilitet.



Figur 8.1.7: Effektpendlinger i Brekkvasselva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord, varighet $t = 200ms$

Ved å undersøke polhjulsvinklene til alle generatorene i simuleringsmodellen, bekreftes mistanken om ustabilitet. Det viser seg at det også i denne situasjonen er Brekkvasselva som først faller ut av synkronisme. Figur 8.1.8 viser polhjulsvinklene til alle generatorene i modellen i radianer når feilen inntreffer ved $t = 1,0s$ og klareres ved $t = 1,2s$. Det antas at årsaken til at det både i en kortslutning ved det eksterne nettet og på radial nord er generatoren i Brekkvasselva som først mister synkronisme, er fordi den er en lett generator med høye reaktansverdier og lav treghetskonstant som ligger elektrisk relativt nært feilen. Selv om både Lille- og Store Flåttådalselva i begge tilfellene ligger geografisk nærmere feilen, er de adskilt fra feilstedet med kraftige linjer i tillegg til at begge disse generatorene er tyngre og bedre utformet enn

den i Brekkvasselva.



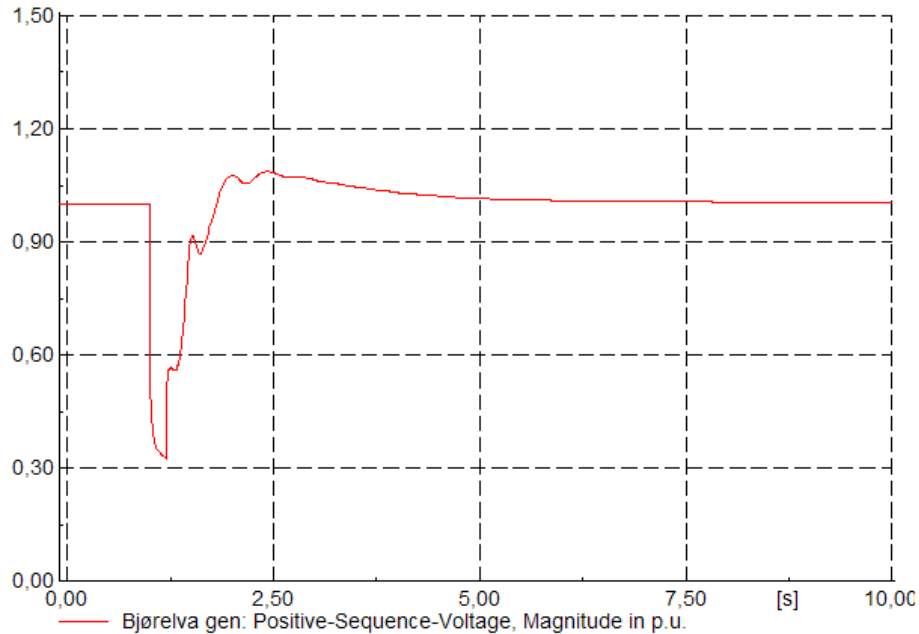
Figur 8.1.8: Polhjulsvingler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning på radial nord, varighet $t = 200ms$

En vesentlig forskjell fra feilen like ved det eksterne nettet er at Brekkvasselva nå faller ut en god del før de andre generatorene, og også er den eneste som ikke er i synkronisme med resten av nettet ved en feilvarighet på 200ms, som vist i Figur 8.1.8. En nærmere analyse av feilsituasjonen viser at Brekkvasselva faller ut av synkronisme ved en feilvarighet på over 139ms, mens neste generator faller ut dersom feilen varer mer enn 210ms. Ved en feilvarighet over dette oppstår det polslip i de fleste av generatorene ganske raskt.

Det er i simuleringene funnet at dersom Brekkvasselva kobles ut før det har gått 139ms etter feiltidspunktet, kan resten av systemet opprettholde stabilitet ved en beskrevet feil med en varighet på 200ms. En feilvarighet på særlig mer enn dette vil imidlertid raskt føre til fall av synkronisme i andre generatorer.

Det er også i en slik analyse interessant å se på hvordan en feil i en av radialene påvirker responsene i de andre. Dette på grunn av at spesielle effekter i nettet kan

føre til at oscillasjonene enkelte steder kan forsterkes og føre til at feilresponsene i andre radialer blir mer kritisk enn de i samme radial som feilen oppstår. I disse simuleringene har det vist seg at responsene i den samme radialen som feilen opptrer alltid er større enn responsene i de andre radialene. Som en illustrasjon på dette, viser Figur 8.1.9 klemmespenningen til generatoren i Bjørelva kraftverk, som er den generatoren i radial vest som påvirkes mest av den beskrevne feilen på radial nord.



Figur 8.1.9: Spenningsrespons i Bjørelva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord, varighet $t = 200ms$

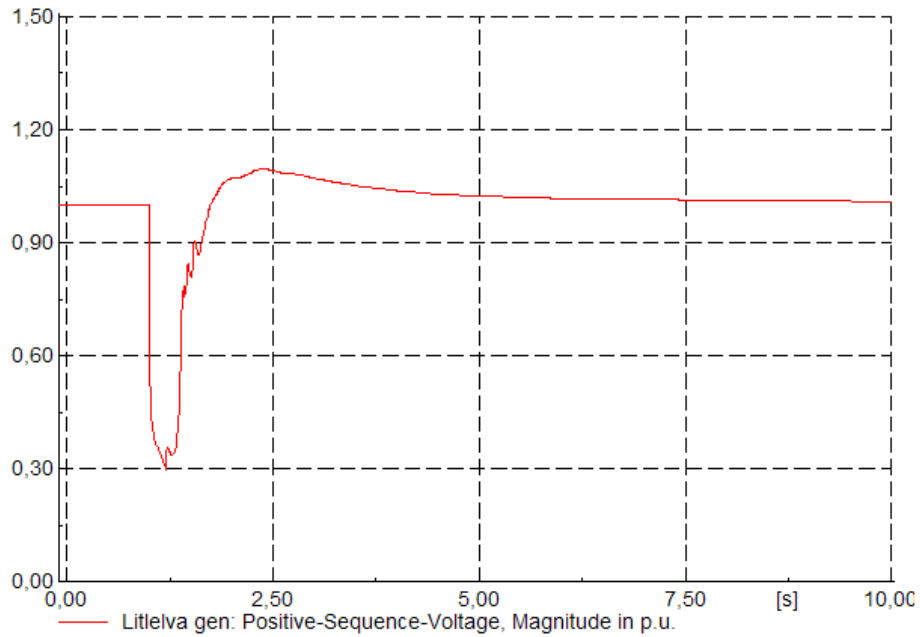
Ved å sammenligne klemmespenningen i Brekkvasselva i Figur 8.1.9 med Figur 8.1.6a, ser man at spenningen i Bjørelva har mye det samme forløpet som i Brekkvasselva med en spenningsdip i det kortslutningen inntreffer, og så oscillasjoner mot den stasjonære verdien. Forskjellen er at spenningsforløpet i Bjørelva er noe jevnere og med en mindre spenningsdip enn i Brekkvasselva. Denne sammenligningen representerer det typiske i alle feilsituasjonene; generatorene i samme radial som feilen oppstår påvirkes mest, mens generatorene i de andre radialene påvirkes noe mindre.

Feil som fører til utkobling

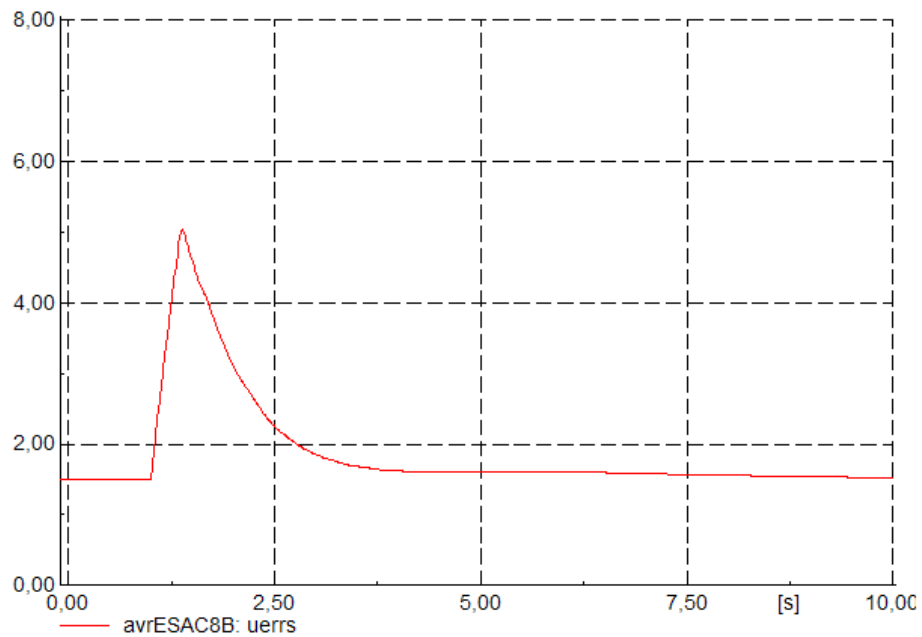
I dette tilfellet sees det også på en symmetrisk trefase kortslutning like nord for sekundærstasjonen ved $t = 1,0s$, men i dette tilfellet fører feilen til en utkobling av hele radialen ved $t = 1,2s$.

I dette tilfellet er det Litlelva som påvirkes mest av feilen, mens Trongfossen også her påvirkes minst med mindre enn 0,1pu spenningsamplitude. Da alle generatorene i den nordlige radialen kobles ut, og vil bli liggende spenningsløse etter $t = 1,2s$, er det kun generatorene i den vestlige radialen som tas med i betraktningene. Figur 8.1.10a viser klemmespenningen i Litlelva i dette tilfellet. Det observeres at Litlelva får en spenningdip ned mot 0,3pu når kortslutningen skjer ved $t = 1,0s$. Etter at feilstedet kobles ut ved $t = 1,2s$, vil klemmespenningen igjen øke og relativt raskt stabilisere seg inn mot en stasjonær verdi. Feltspenningen til spenningsregulatoren i Figur 8.1.10b viser samme fenomen som forklart i Kapittel 8.1.1; feltspenningen vil virke mot klemmespenningen for å glatte ut spenningskurven og få en mest mulig jevn spenningsrespons. Man kan dermed slutte at spenningsregulatoren fungerer som den skal og er korrekt innstilt.

Figur 8.1.11 viser effektpendlingene i Litlelva i den beskrevne feilsituasjonen. Figuren viser at når feilen inntreffer, gir det et sprang i både aktiv og reaktiv effekt. Selv om amplituden er relativt høy, svinger generatoren seg raskt inn på et nytt stasjonært likevektspunkt både for den aktive og den reaktive effekten. Oscillasjonene avtar gradvis etter feilen, og undersøkelse av polhjulsvinklene viser at det ikke oppstår polslip i noen generatorer på den vestlige radialen når feilen varer i 200ms, og tilfellet er dermed transient stabilt.

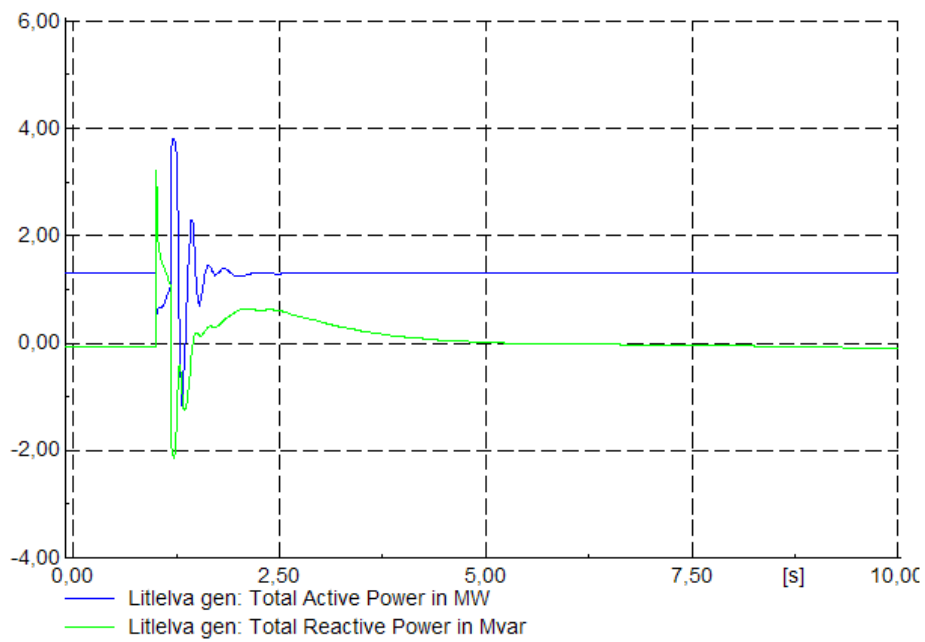


(a) Klemmespenning Litlelva



(b) Feltspenning Litlelva

Figur 8.1.10: Spenningsrespons Litlelva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord med utkobling av radialen etter $t = 200ms$



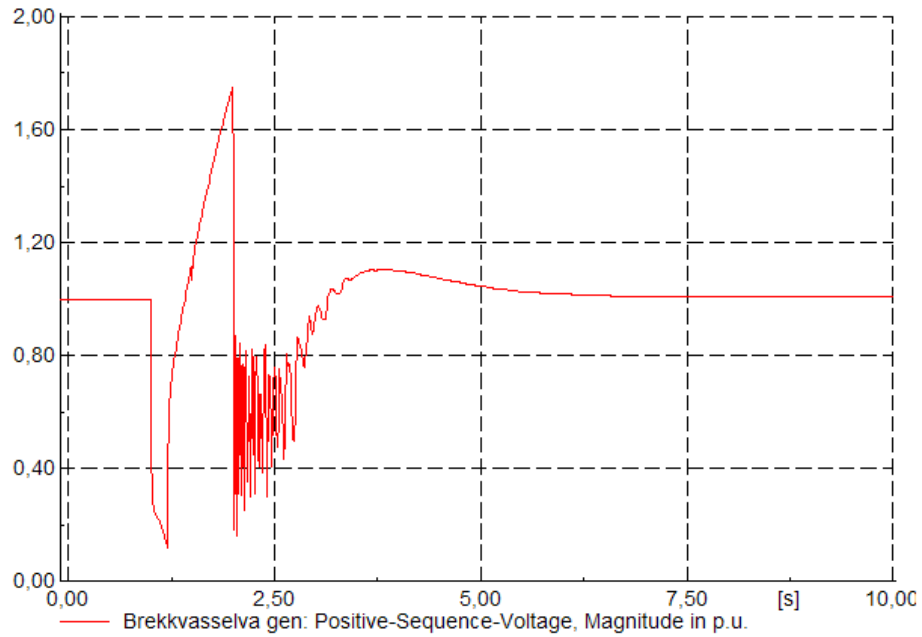
Figur 8.1.11: Effektpendlinger i Litlelva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord med utkobling av radialen etter $t = 200ms$

Feil med automatisk gjeninnkobling

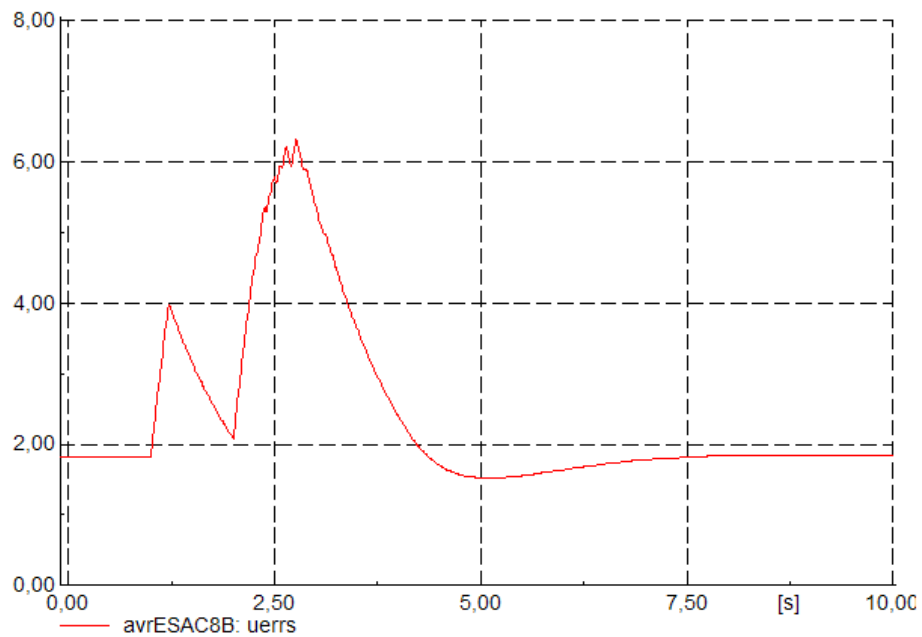
Det kan også tenkes at radialen ikke vil forbli liggende ute, men kobles inn igjen etter en viss tid. Det er også her valgt å se på et scenario med en symmetrisk trefasefeil med null impedans mot jord, like nord for sekundærtransformatoren som inntreffer ved $t = 1,0s$. I dette tilfellet vil også hele radialen kobles ut etter 200ms, men feilen vil nå klareres etter 500ms. Siden feilen klareres etter relativt kort tid, er nå tanken at automatisk gjeninnkobling vil føre til at hele radialen kobles inn igjen etter 1,0s, altså ved $t = 2,0s$. Når et nett blir liggende isolert slik som her, vil det oppstå en situasjon med øydrift. Frekvensen vil da endres siden det ikke lenger er et stort overliggende nett som holder den tilnærmet konstant, slik som i de andre feilsituasjonene. Siden det kun er synkrongeneratorer i nettet, vil det i alle tilfeller si at også rotorhastigheten til generatorene er endret, som beskrevet i Kapittel 3.

Innen feilen er klarert og radialen er klar til å kobles til igjen, vil den på grunn av frekvensendringen være ute av synkronisme med det overliggende nettet. Når den isolerte radialen så kobles sammen med det tilnærmet stive nettet, vil det være sterke elektriske krefter som raskt forsøker å tvinge generatorene inn i synkronisme med resten av nettet ved å plutselig akselerere rotorene. Dette vil, dersom frekvensen i det isolerte nettet ikke er veldig lik frekvensen i det eksterne nettet, føre til svært store påkjenninger på synkrongeneratorene og de vil dermed ødelegges.

De største pendlingene vil som ventet oppstå i generatorene som kobles ut og inn igjen, og aller størst viser pendlingene i Brekkvasselva seg å bli. Ved å studere Brekkvasselvas klemmespenning, vist i Figur 8.1.12a, ser man at umiddelbart etter kortslutningen inntreffer, vil klemmespenningen få en kraftig spenningsdip på grunn av den høye kortslutningsstrømmen like ved generatoren. Ved $t = 1,2s$ kobles generatoren samt resten av radialen ut, og spenningen vil fortsette å synke noe. Når kortslutningen så klareres ved $t = 1,5s$ vil også kortslutningsstrømmen klareres, og spenningen vil dermed øke kraftig. Siden det nå er en situasjon med et isolert nett med mye produksjon og lite last, og det ikke er en svingmaskin eller lignende i nettet til å håndtere overskuddsproduksjonen, vil spenningen raskt øke over nominell verdi.



(a) Klemmespenning Brekkvasselva



(b) Feltspenning Brekkvasselva

Figur 8.1.12: Spenningsrespons Brekkvasselva ved en symmetrisk kortslutning på radial nord med ut- og gjeninnkobling av radialen

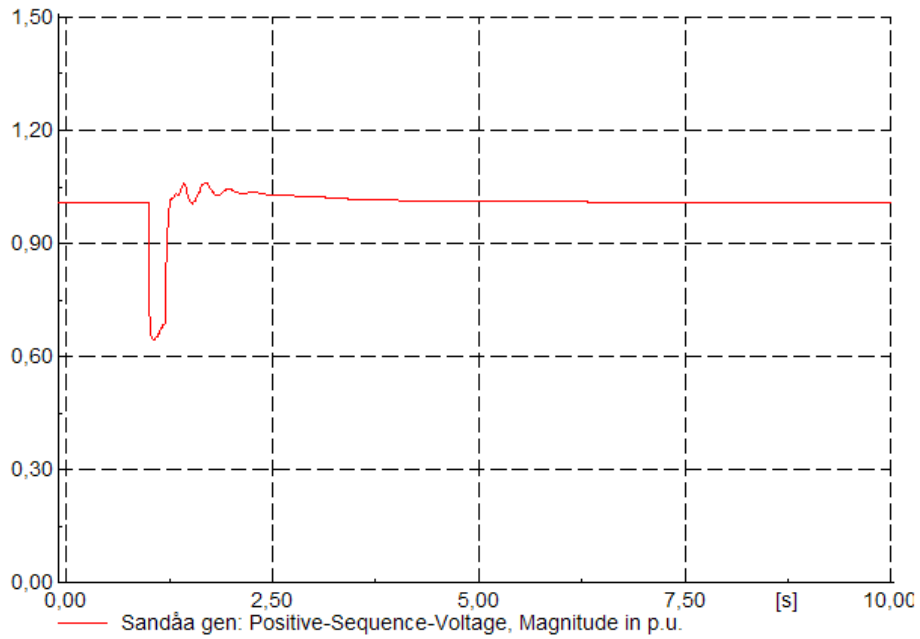
Problemet med spenningsøkning løses når gjeninnkobling skjer ved $t = 2,0s$, men siden generatorene i den nordlige radialen nå er ute av synkronisme med nettet forøvrig vil spenningen oscillere kraftig. Dette skjer siden rotorene påføres en svært kraftig retardasjonskraft, og generatorene på denne måten blir forsøkt tvunget inn i synkronisme igjen. Kreftene som påføres rotoren i denne situasjonen vil være så store at generatoren blir ødelagt. Denne feilsituasjonen vil føre til ødeleggelse av alle de nordlige generatorene dersom korrekte vern ikke er installert, og tas med for å illustrere hva som ville skjedd dersom generatorene ikke kobles ut i et slikt tilfelle.

Ved å studere feltspenningen til spenningsregulatoren i Brekkvasselva, som vist i Figur 8.1.12b, ser man at også spenningsregulatoren i dette tilfellet jobber for å stabilisere spenningen på generatorklemmene. Det vises også av figuren at spenningsregulatoren ikke er rask nok til å kunne regulere ut de raske svingningene i generatoren, men jobber for å senke de høye amplitudene på klemmespenningen. Feltspenningen stiger heller ikke i dette tilfellet over 200% av nominell verdi.

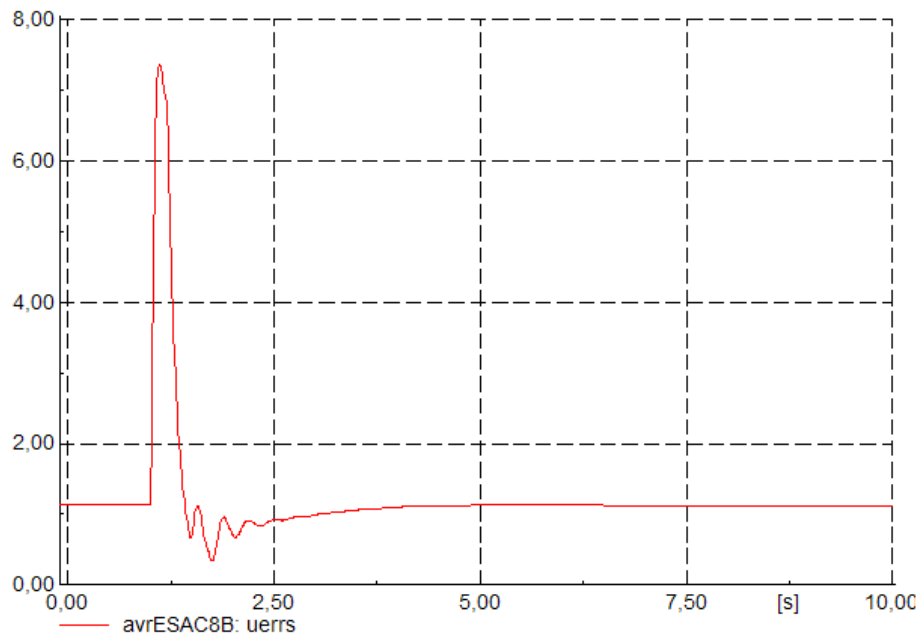
Simuleringene i PowerFactory viser at gjeninnkobling er vanskelig, nesten uavhengig av hvor lang tid det tar før feilen klareres og radialen kobles inn igjen. Frekvensen i radialen vil stige raskt når den er isolert fra overliggende nett, og igjen er det generatoren i Brekkvasselva kraftverk som skaper de største problemene. Det er imidlertid vist i simuleringene at dersom Brekkvasselva kobles ut innen 139ms etter feilen, kortslutningen klareres og radialen kobles ut ved $t = 1,2s$, kan systemet opprettholde transient stabilitet dersom radialen gjeninnkobles før det har gått 7ms etter feilklareringen. Går det lengre tid enn 7ms før radialen kobles inn igjen vil frekvensforskjellen være så stor at flere generatorer raskt mister synkronisme. Gjeninnkobling bør derfor alltid være en del av feilklareringen, dersom produksjonskildene som gjeninnkobles ikke har turbinregulator for å regulere frekvensen.

Feil ved Storsteinåa

Det er videre simulert en symmetrisk trefase kortslutningsfeil med null impedans mot jord like ved Storsteinåa kraftverk helt nord i området ved $t = 1,0s$, som klareres etter 200ms. Størst respons gir det for generatoren i Sandåa, som ligger elektrisk nært feilstedet og er en svært lett generator. Spenningsresponsen i Sandåa, samt feltspenningen til spenningsregulatoren i kraftverket, er vist i Figur 8.1.13.



(a) Klemmespenning Sandåa



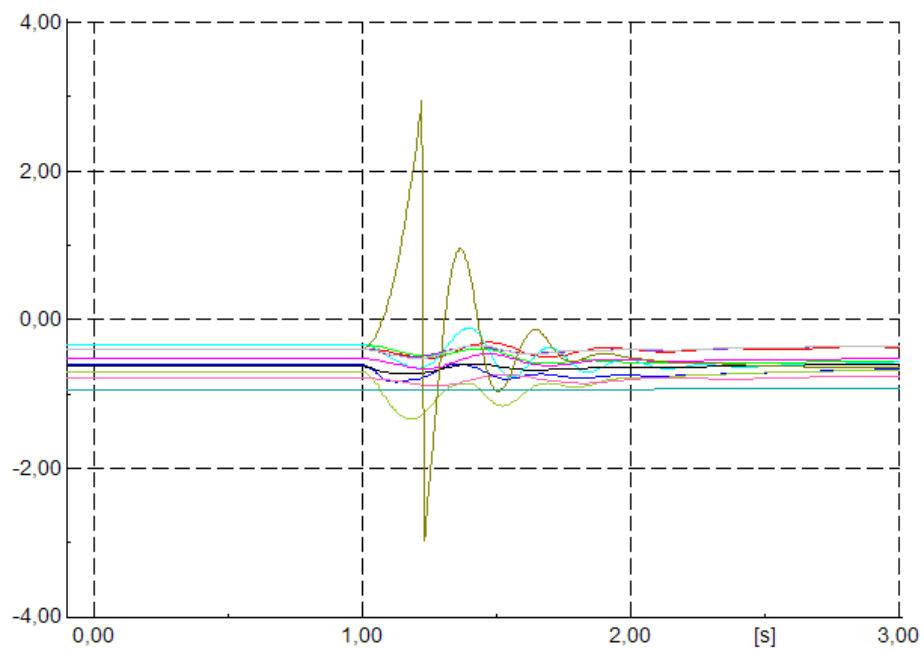
(b) Feltspenning Sandåa

Figur 8.1.13: Spenningsrespons Sandåa ved en symmetrisk kortslutning ved Storsteinåa, varighet $t = 200ms$

Det viser seg at denne feilsituasjonen gir mindre variasjon i spenning, effekt og polhjulsinkler både nært feilen og i naboradialene, enn feilene som er studert tidligere. Figur 8.1.13a viser at klemmespenningen i Sandåa i dette tilfellet får en dip ned til nesten 0,6pu, for så å stabilisere seg raskt inn på en stasjonær verdi. Selv om kortslutningsstrømmen fører til at klemmespenningen i Sandåa får en dip, er både amplituden og oscillasjonene på spenningsresponsen ganske beskjeden i forhold til de fleste andre feil som er undersøkt i denne rapporten. Det samme gjelder også effektpendlingene i nettet ved denne feilen, som kan ses i Vedlegg E.

Feltspenningen til spenningsregulatoren er presentert i Figur 8.1.13b, og man ser at feltspenningen har en kraftig topp for å minke klemmespenningens variasjon når denne får en dip. Selv om toppen på feltspenningen er ganske høy vil den heller ikke her overstige 200% av nominell verdi.

En analyse av polhjulsinklener til alle generatorene i modellen viser at selv om Sandåa har størst spennings- og effektrespons som følge av feilen, er det Storsteinåa som først vil falle ut av synkronisme og sørge for at systemstabiliteten ikke opprettholdes i denne feilsituasjonen. Dette er naturlig siden feilen ligger nært Storsteinåa og kortslutningsstrømmen derfor vil være størst her. Feilen vil også føre til at denne generatoren er adskilt fra resten av nettet så lenge feilen varer. Dette medfører at Storsteinåa i 200ms ikke har en stiv frekvens å følge, og vil i de fleste tilfeller føre til at generatoren mister synkronisme med resten av nettet. Storsteinåa faller ut av synkronisme ved en feilvarighet over 143ms, mens polhjulsstabiliteten i alle de andre generatorene er veldig god, som vist i Figur 8.1.14. Det skal en god del lengre feiltid til, over 300ms, før noen av de andre generatorene faller ut av synkronisme. Konklusjonen her blir den samme som ved feil i starten av avgangen; feilen kan aksepteres dersom den nærmeste generatoren kobles fra etter kort tid, i dette tilfellet før 143ms etter feilen oppstår.



Figur 8.1.14: Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved Storsteinåa, med varighet $t = 200ms$

8.1.3 Feil på radial vest

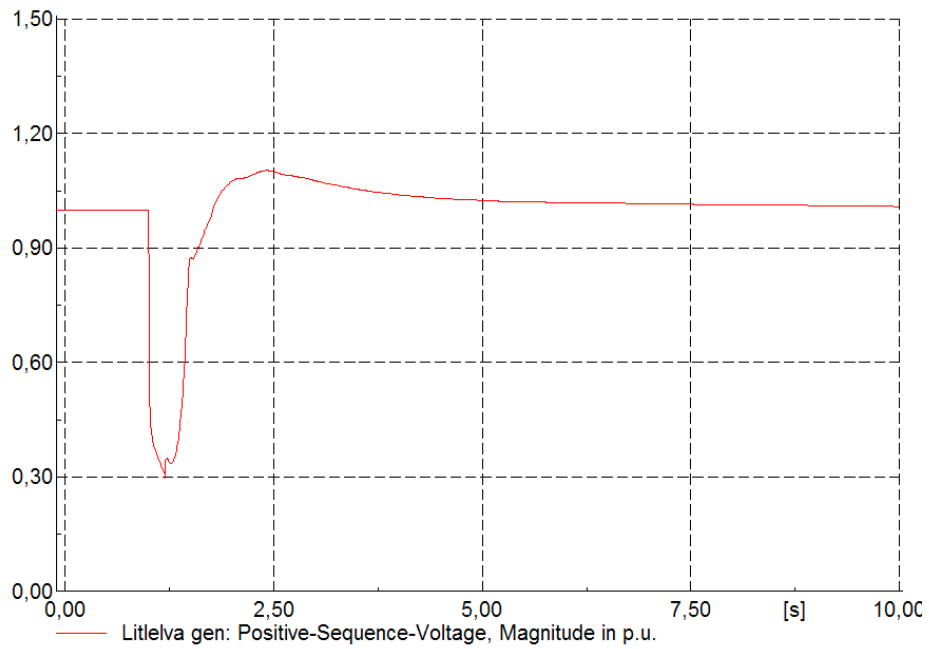
Det er simulert tilsvarende feil på radial vest som de simulert på radial nord i Kapittel 8.1.2. Den generelle trenden viser seg å være at feil på radial vest har mindre konsekvenser enn tilsvarende feil på radial nord. Dette gjelder alle responser i hele nettet, både frekvens, effekt, spenning og polhjulsinkler på radial vest og i naboradialene. Det antas at årsaken til dette først og fremst er at nettet på radial vest er sterkere enn i nord, i tillegg til at det her er flere og tettere produksjonsenheter som gir en større mulighet for hurtig spenningsregulering enn på radial nord.

På grunn av mindre kritisk feilrespons ved feil på den vestlige radialen i forhold til den nordlige, er det valgt å ikke presentere like mange resultater fra analysene på radial vest. Resultater fra en kortslutningsfeil like ved transformatoren som fører til utkobling, samt feil ved Grønelva kraftverk i enden av radial vest kan sees i Vedlegg E.

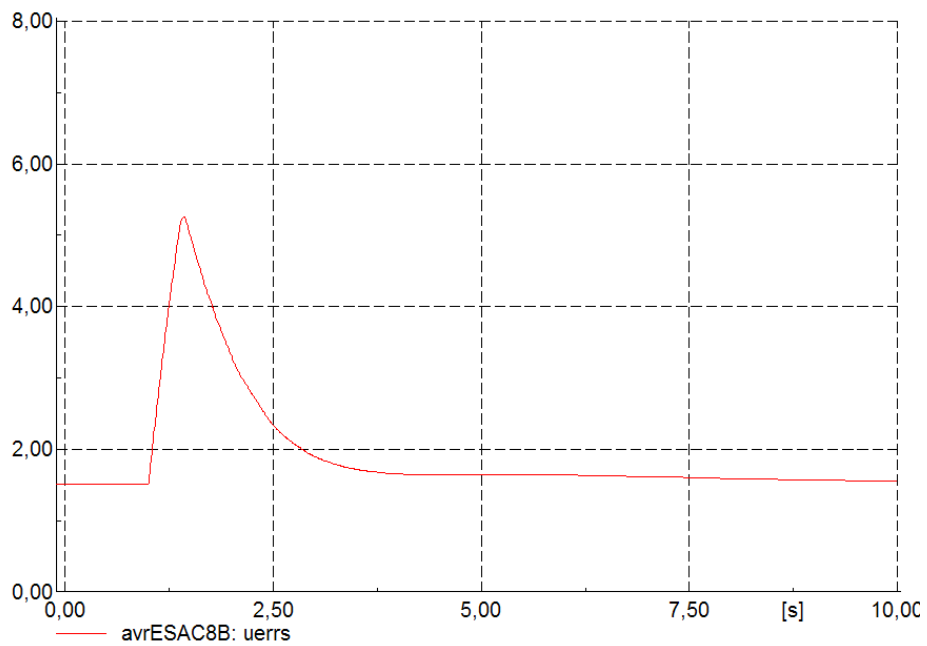
Feil som klareres etter 200ms

Det er først simulert en symmetrisk trefase kortslutning med null impedans mot jord like vest for den nye sekundærstasjonen. Feilen intrefrer også i dette tilfellet ved $t = 1,0s$, og klareres ved $t = 1,2s$. Det minst gunstige forløpet som følge av denne feilen observeres i Litlelva, og klemmespenning for denne generatoren i tillegg til feltspenning i spenningsregulatoren er vist i Figur 8.1.15. Dersom man sammenligner denne spenningen med spenningsresponsen for en tilsvarende feil like nord for transformatoren, vist i Figur 8.1.6, ser man at den mest varierende spenningen etter en feil på radial nord har et langt mer kritisk forløp enn samme feil på radial vest. Det samme gjelder spenningsregulatorens feltspenning.

Av feltspenningen til spenningsregulatoren, vist i Figur 8.1.15b, observeres det at spenningsregulatoren motarbeider generatorspenningen ved å stige kraftig når det blir en dip i klemmespenningen. Selv om dette spranget er relativt kraftig, er det godt under det som ble funnet i Kapittel 8.1.2, og også godt innenfor grensene på 200% av nominell verdi. Selv om Figur 8.1.6 viste seg å angi ustabilitet i systemet, vises også samme tendensen dersom generatoren ute av synkronisme i Kapittel 8.1.2 kobles ut etter kort tid og synkronisme opprettholdes.



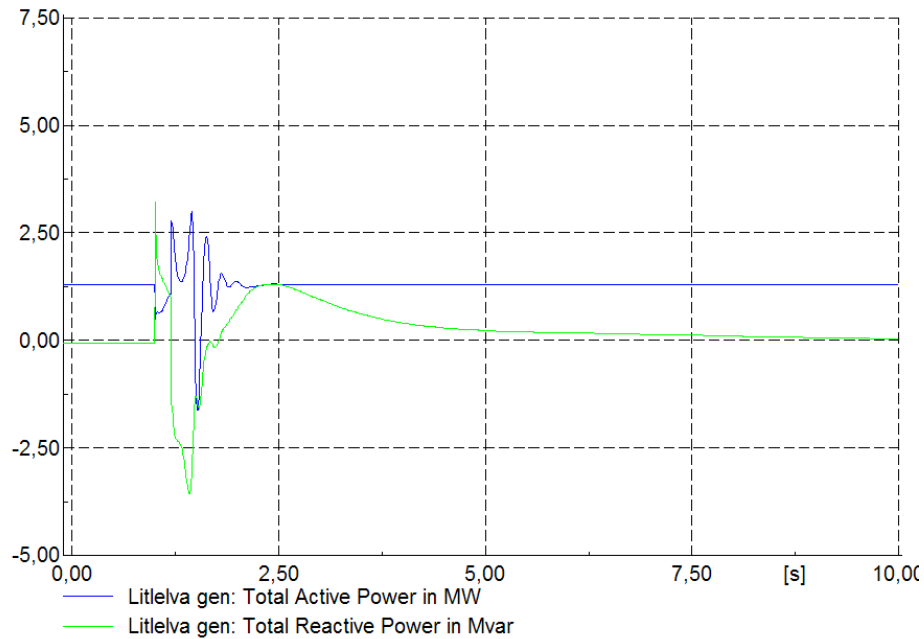
(a) Klemmespenning Litlelva



(b) Feltspenning Litlelva

Figur 8.1.15: Spenningsrespons Litlelva ved en symmetrisk kortslutning på radial vest, varighet $t = 200ms$

Figur 8.1.16 viser effektpendlingene som oppstår i Litlelva kraftverk ved en symmetrisk trefase kortslutning på radial vest. Det observeres at effekten ut fra generatoren oscillerer en del etter feilen, men svinger seg relativt raskt inn på et stasjonært likevektspunkt. Det interessante i denne situasjonen er likevel relatert til dette effektforløpet, da både aktiv og reaktiv effekt plutselig får en kraftig spenningsdip omtrent ved $t = 1,5s$. En granskning av polhjulsvinklene og frekvensen i systemet viser at systemet opprettholder stabilitet i denne feilsituasjonen, men det er helt på kanten av hva som kan aksepteres av klareringstid. Generatorene i både Litlelva og Brekkvasselva vil falle ut av synkronisme dersom feilen varer bare et par millisekund lenger, og det antas at den effektdipen man ser i Figur 8.1.16 har en sammenheng med at systemet er helt på stabilitetsgrensen som beskrevet i Kapittel 2.



Figur 8.1.16: Effektpendlinger i Litlelva ved en symmetrisk kortslutning på radial vest, varighet $t = 200ms$

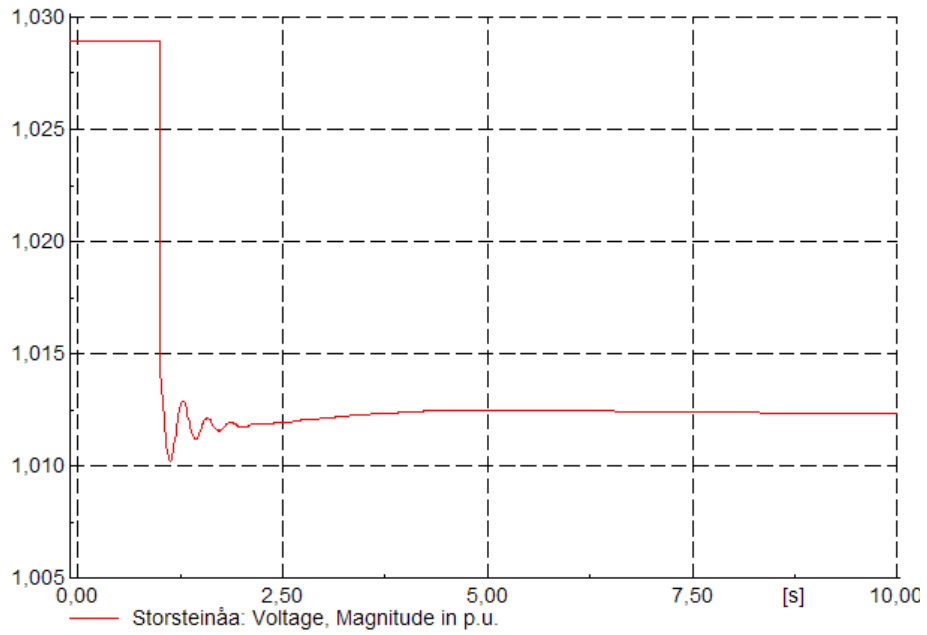
8.1.4 Utfall av enkeltkraftverk

Det er i tillegg til utfall av radialer simulert utfall av hvert enkelt kraftverk i modellen, for å ta høyde for en plutselig endring i produksjon og reguleringskapasitet. I den stasjonære analysen i høstprosjektet [2] viste tilsvarende feilanalyser at et utfall

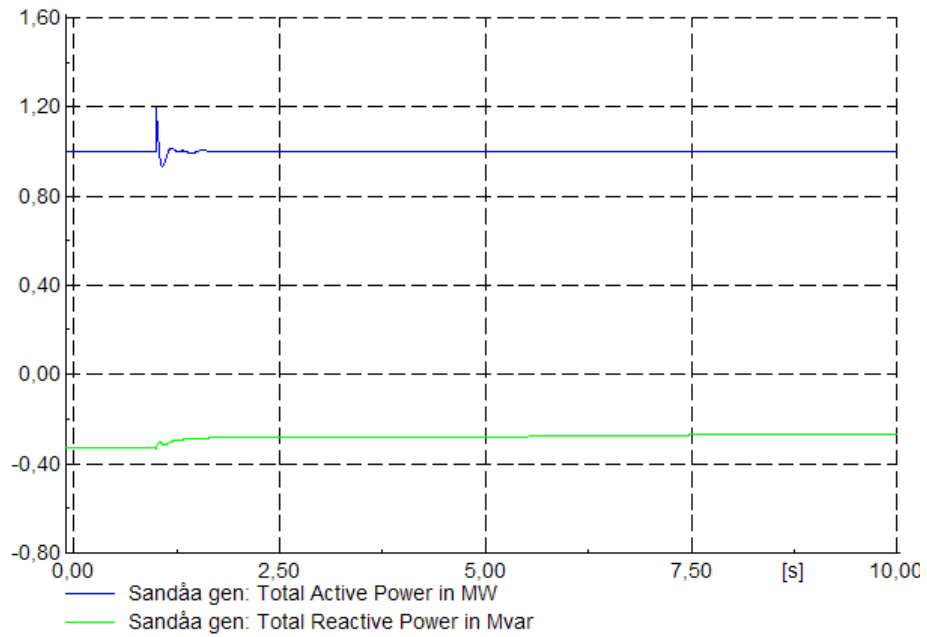
av Storsteinåa kraftverk ga størst stasjonær variasjon i nodespenningene i nettet. Denne feilen ble på grunn av dette pekt ut som en mulig dynamisk ustabilitetsårsak. Figur 8.1.17a viser nodespenningen like ved Storsteinåa når dette kraftverket faller ut ved $t = 1,0s$. I de stasjonære analysene var det denne nodespenningen som endret seg mest, men Figur 8.1.17a viser at den transiente responsen av utfallet er svært liten. Utfallet vil hverken føre til ustabilitet eller uakseptable spenningsverdier i nettet, selv om dette er den spenningen i nettet som også transient endres mest ved utfall av enkeltkraftverk. Legg merke til at y-aksen i Figur 8.1.17a er skalert ned i forhold til de fleste andre spenningsresponsene i rapporten, for å kunne studere innsvingningsforløpet nærmere.

Det største effektpådraget som følge av utfallet av Storsteinåa kraftverk ses i Sandåa, som vist i Figur 8.1.17b. Figuren viser at umiddelbart etter at Storsteinåa kraftverk faller ut vil det aktive effektpådraget i Sandåa øke med 0,2MW, og generatoren vil trekke litt mindre reaktiv effekt. Begge disse reaksjonene skjer for å øke spenningen i radialen, da utfall av produksjon alltid vil føre til et spenningsfall. Den aktive effekten vil så svinge seg inn igjen på nominell verdi, mens det stasjonære reaktive effektpådraget vil endres som følge av at den stasjonære spenningen endres.

Det er i analysene simulert utfall av alle enkeltgeneratorer, og utfall av Storsteinåa kraftverk har vist seg å gi størst transiente variasjoner, både i nodespenning og effektpådrag fra de andre generatorene i nettet. Som vist i Figur 8.1.17 vil selv ikke det verste utfallet gi antydninger til dynamiske problemer, og undersøkelser av polhjulsvinklene bekrefter dette; de endres svært lite. Resultater fra de øvrige enkeltutfallsanalysene er derfor ikke inkludert i denne rapporten.



(a) Nodespenning Storsteinåa



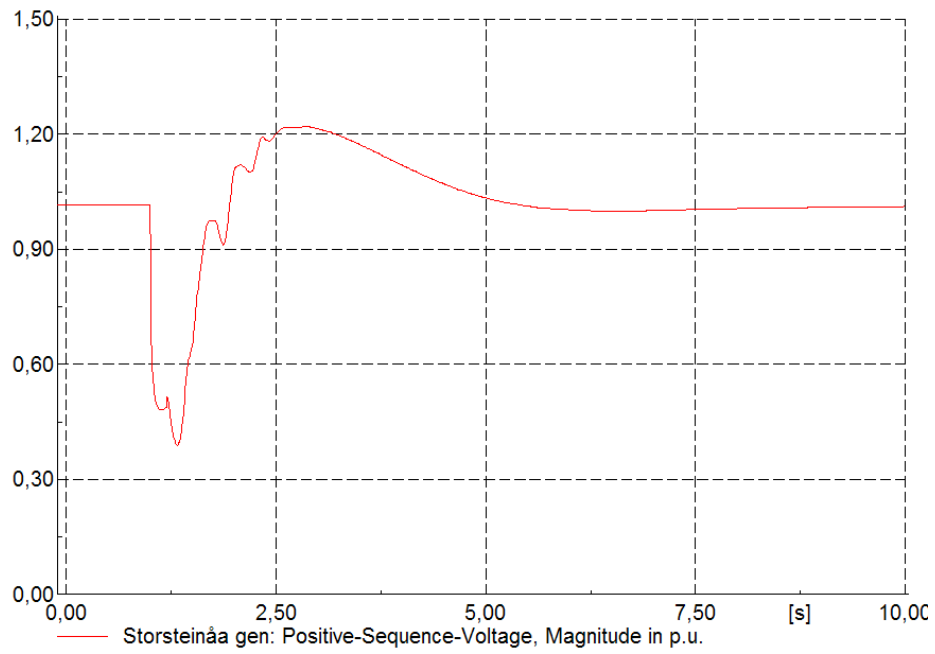
(b) Effekterespons Sandåa

Figur 8.1.17: Respons som følge av utfall av Storsteinåa generator

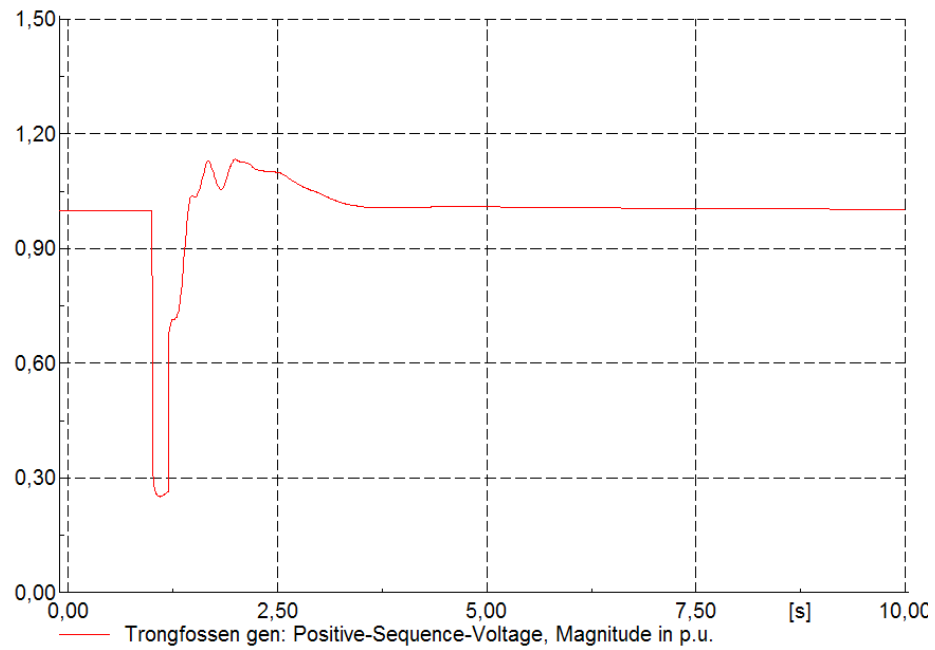
8.1.5 Virkning av spenningsregulatorer

Figur 8.1.18 viser to av de mest kritiske spenningsresponsene i nettet ved en kortslutning like ved det eksterne nettet som klareres etter 200ms, slik som i Kapittel 8.1.1. Klemmespenningen i Trongfossen har det laveste undersvinget i hele området i dette tilfellet, som vist i Figur 8.1.18b, mens Figur 8.1.18a viser spenningen i Storsteinåa helt nord i området som er blant de som svinger mest. Storsteinåa har i flere simuleringer vist seg å være en av generatorene som påvirkes mest av variasjoner i systemspenningen, på grunn av plasseringen ytterst på den svakeste radialen og at den er en lett generator. Trongfossen er den største generatoren i nettet, ligger like ved feilen og bidrar mye med hurtig spenningsregulering i denne feilsituasjonen. Figur 8.1.18 viser klemmespenningsresponsen til disse to generatorene når spenningsregulatorer er installert i alle kraftverk i modellen, og alle forhold er som beskrevet i Kapittel 5.

Figur 8.1.19 viser til sammenligning klemmespenningene i Storsteinåa og Trongfossen når det ikke er installert noen spenningsregulatorer i simuleringsmodellen. Selv om dette er et lite sannsynlig scenario, er Figur 8.1.19 inkludert her for å illustrere den generelle viktigheten av spenningsreguleringen. Figuren viser hvordan spenningsresponsen ville vært dersom alle generatorene i nettet var $\cos \phi$ regulert, i motsetning til spenningsregulerte. Det ses tydelig fra figuren at systemet er ustabil siden det oppstår stående oscillasjoner i spenningen. Med $\cos \phi$ regulerte generatorer, er det funnet at en kortslutningsfeil ved det eksterne nettet vil føre til ustabilitet dersom klareringstiden overstiger 94ms.

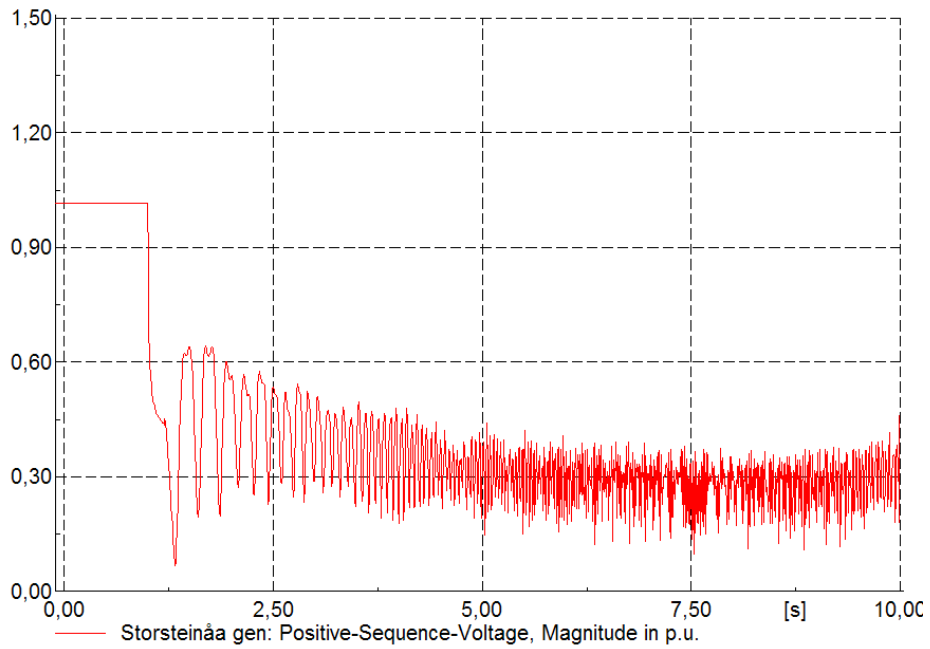


(a) Klemmespenning Storsteinåa

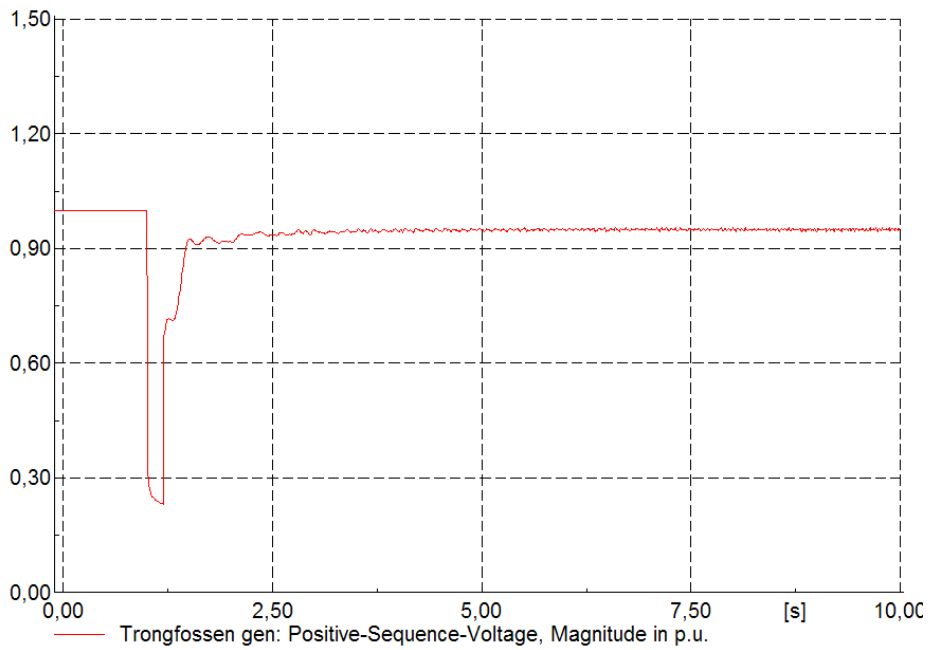


(b) Klemmespenning Trongfossen

Figur 8.1.18: Utvalgte spenninger ved en symmetrisk kortslutning ved det eksterne nettet, varighet $t = 200ms$



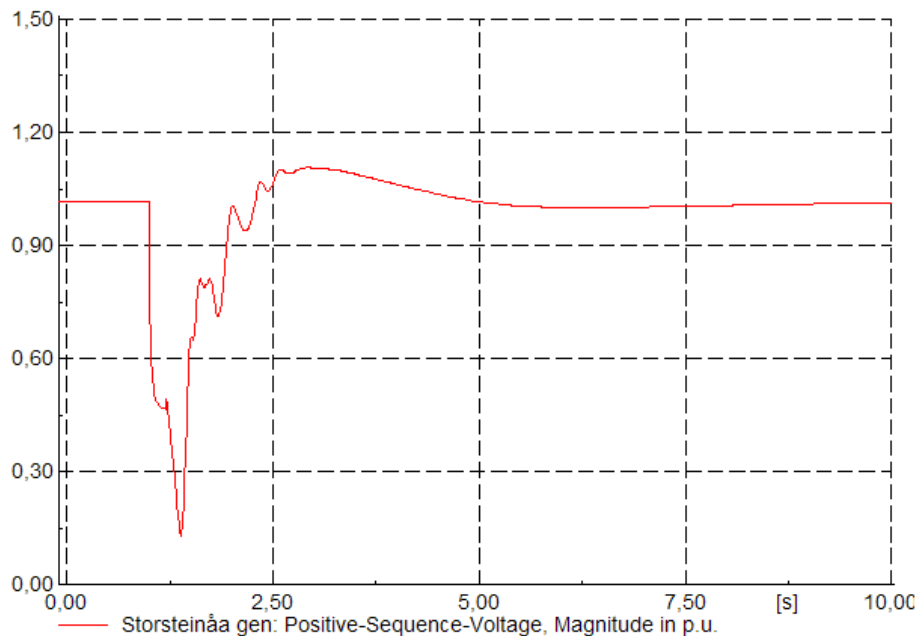
(a) Klemmespenning Storsteinåa



(b) Klemmespenning Trongfossen

Figur 8.1.19: Utvalgte spenninger ved en symmetrisk kortslutning ved det eksterne nettet, varighet $t = 200ms$ når det ikke er spenningsregulatorer i nettet

Et noe mer sannsynlig scenario er at en av generatorene i småkraftverkene er $\cos \phi$ regulert, eller at spenningsregulatoren er koblet ut som følge av en feil. Det er forsøkt med utkobling av en og en spenningsregulator, for å se hvilken regulator som har størst effekt på feilresponsen i nettet i denne situasjonen. Det viser seg at utkobling av kun en spenningsregulator ikke har så mye å si for responsen. Størst effekt har utkobling av spenningsregulatoren i Storsteinåa. Spenningsresponsen for denne generatoren uten spenningsregulator, ved en feil som tidligere beskrevet, er vist i Figur 8.1.20. Ved å sammenligne denne med tilsvarende respons med spenningsregulator i kraftverket i Figur 8.1.18a, ser man at klemmespenningen blir glattere med spenningsregulering samt at størrelsen på spenningsdipen som oppstår rett etter feilen avtar noe.



Figur 8.1.20: Spenningsrespons Storsteinåa uten spenningsregulering

8.1.6 Usymmetriske feil

Det er også undersøkt hvordan usymmetriske feil forplanter seg i nettet, og hvilken respons de fører til sammenlignet med symmetriske feil. Som beskrevet i Kapittel 4, er det forventet en mildere feilrespons ved usymmetriske feil enn symmetriske. I dette kapitlet presenteres resultatene fra en feilanalyse av usymmetriske kortslutninger like ved det eksterne nettet. Feilen inntreffer ved $t = 1,0s$ og klareres så ved $t =$

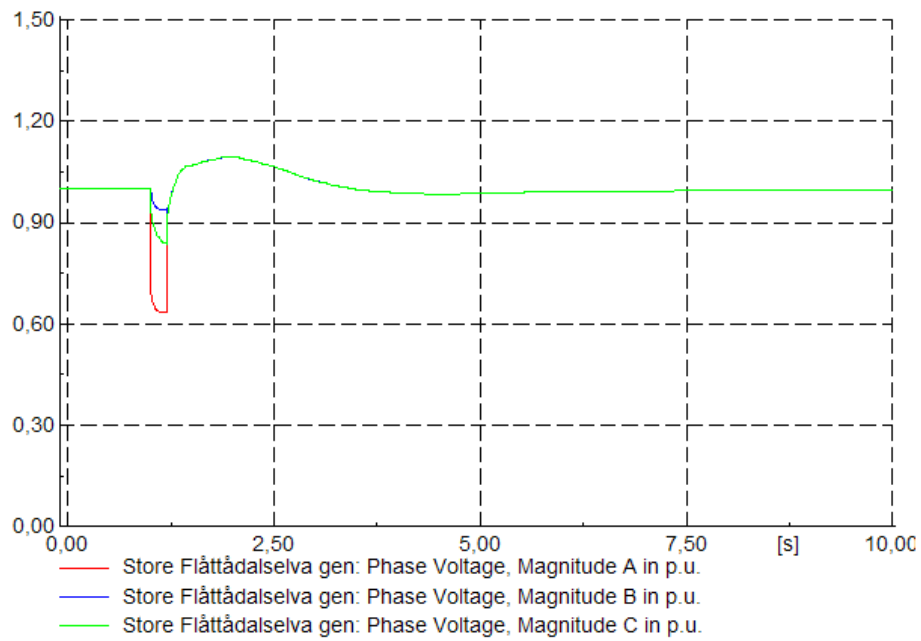
1, 2s. Disse feilene er identiske med feilen i Kapittel 8.1.1, bortsett fra at det nå er usymmetri. Store Flåttådalselva er også i de usymmetriske feiltilfellene en av generatorene som får størst feilrespons, og er representativ for simuleringsresultatene i modellen forøvrig. Responsen for Store Flåttådalselva er derfor presentert for å sammenligne de usymmetriske feilresponsene med de symmetriske.

Fase til jord kortslutning som klareres etter 200ms

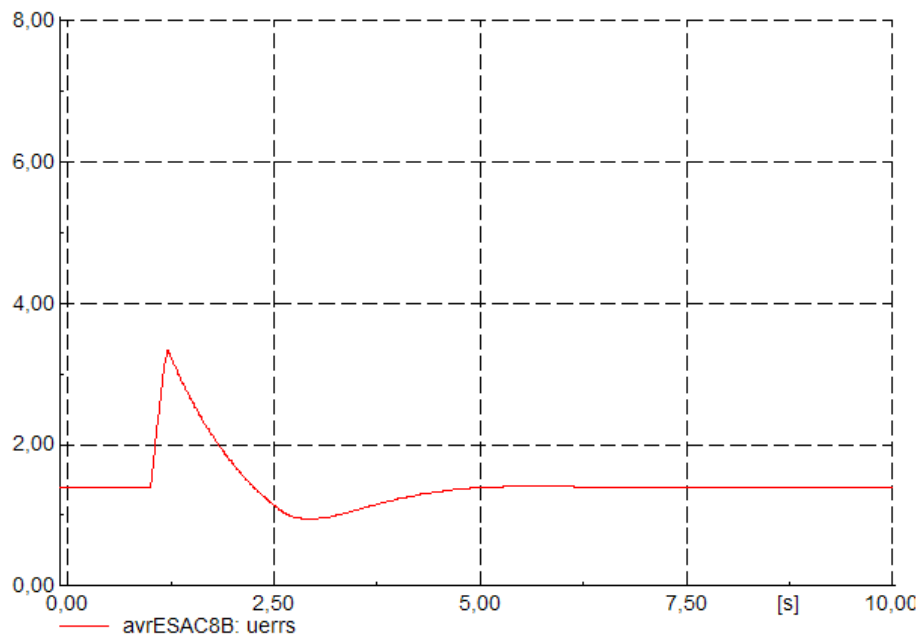
Det er i første omgang simulert en fase til jord kortslutning på fase a, med null impedans mot jord ved $t = 1,0s$ og med en klareringstid på 200ms. Klemmespenning og feltspenning for Store Flåttådalselva i denne feilsituasjonen, er vist i Figur 8.1.21 mens effektresponsen er vist i Figur 8.1.22.

Figur 8.1.21 viser at spenningen på fase a får en tydelig dip som følge av kortslutningsfeilen, noe som er naturlig siden det er denne fasen som kortsluttes. Fase c får en noe mindre dip, mens fase b nesten ikke påvirkes i det hele tatt. Dersom man sammenligner disse resultatene med spenningsresponsen til Store Flåttådalselva ved en symmetrisk feil, som vist i Figur 8.1.1, ser man at de totale variasjonene både i klemmespenningen til generatoren og feltspenning i spenningsregulatoren, er mye mindre ved en usymmetrisk feil. Legg merke til at Figur 8.1.1 viser den positive sekvensspenningen, som i et symmetrisk tilfelle vil være lik fasespenningen som beskrevet i Kapittel 2.3.2. Spenningsresponsen i Figur 8.1.1 og Figur 8.1.21 vil derfor være direkte sammenlignbart.

Figur 8.1.22 viser effektresponsen i Store Flåttådalselva i den beskrevne feilsituasjonen. Sammenlignet med effektresponsen til den samme generatoren ved en symmetrisk tilsvarende feil, vist i Figur 8.1.2, er denne ganske beskjedne. En analyse av polhjulsvinklene i modellen viser at også disse endres svært lite som følge av den beskrevne usymmetrifeilen.

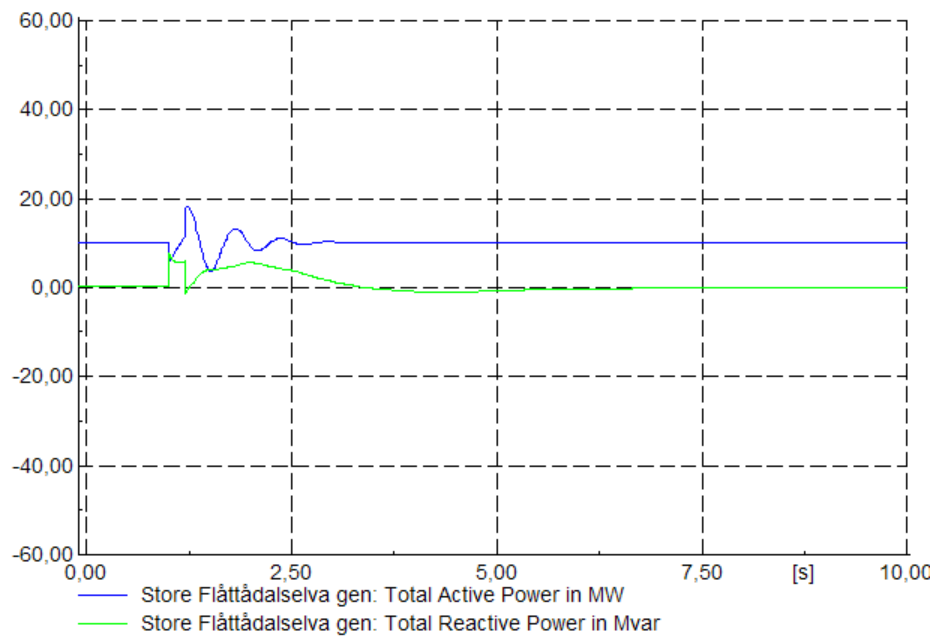


(a) Klemmespenning Store Flåttådalselva



(b) Feltspenning Store Flåttådalselva

Figur 8.1.21: Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til jord kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$



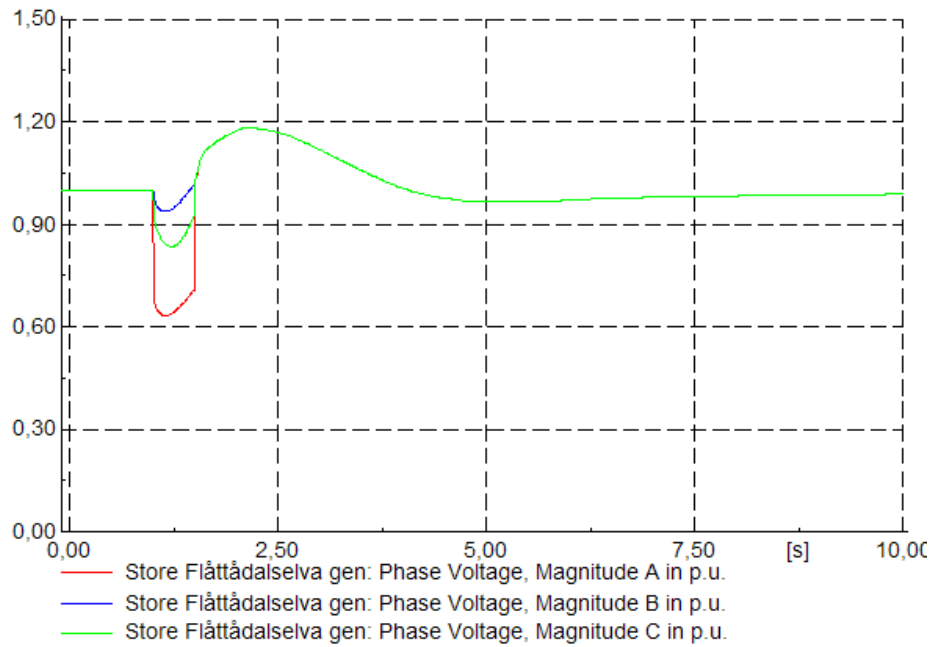
Figur 8.1.22: Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til jord kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$

Fase til jord kortslutning som klareres etter 500ms

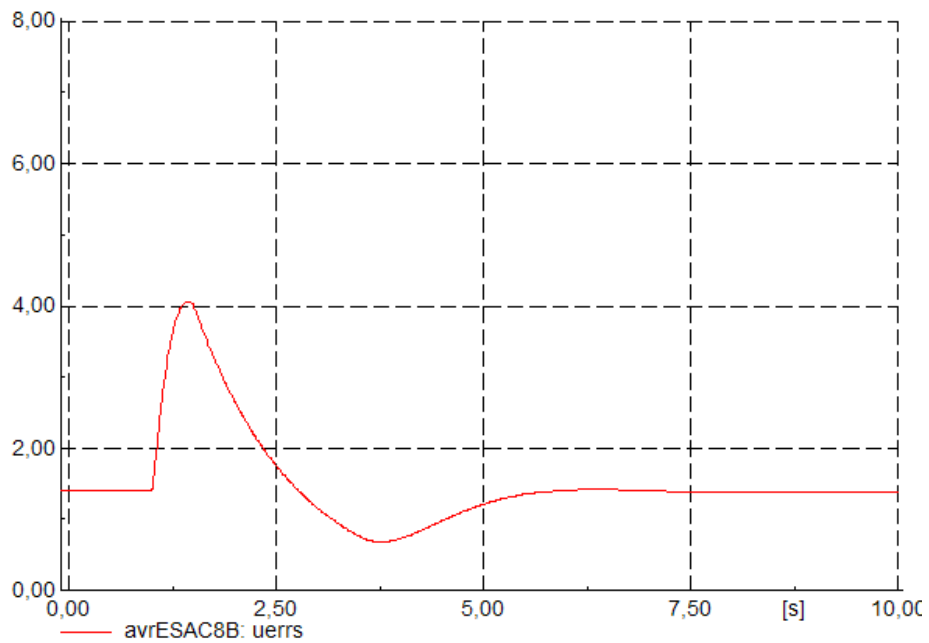
En usymmetrisk kortslutning er en feil som skaper såpass lave kortslutningsstrømmer i nettet at vern i sone 1 kanskje ikke vil trigges. Det undersøkes derfor her om den usymmetriske fase til jord kortslutningen på fase a skaper ustabilitet i systemet dersom den ikke trigges av vernene i sone 1 men av sone 2. Det legges også her til en sikkerhetsfaktor på 100ms, som korrigerer for treghet i vernene. Klareringstiden i simuleringene er derfor satt til 500ms.

Figur 8.1.23 viser klemmespenningen til generatoren i Store Flåttådalselva samt feltspenningen til spenningsregulatoren i dette kraftverket. Her observeres et tilsvarende forløp som ved en fase til jord feil med kortere varighet, men amplituden på oversvinget har en noe høyere verdi både når det gjelder klemme- og feltspenning. Det vises også fra Figur 8.1.23 at spenningen har et raskt innsvingningsforløp mot nominell verdi uten å oscillere mye.

Figur 8.1.24 viser effektresponsen til Store Flåttådalselva i dette feiltilfellet. Det observeres at effektforløpet heller ikke er mye verre nå, enn ved en tilsvarende feil med varighet 200ms vist i Figur 8.1.22. Både amplituden og innsvingningsforløpet til effekten i de to tilfellene er relativt lave, og en undersøkelse av polhjulsvinklene bekrefter at vinkelstabiliteten opprettholdes med god margin. Dette siden ingen av polhjulsvinklene svinger over $\delta = \frac{\pi}{2}$ radianer fra sin stasjonære posisjon, og innsvingningsforløpet til vinklene også er meget godt.

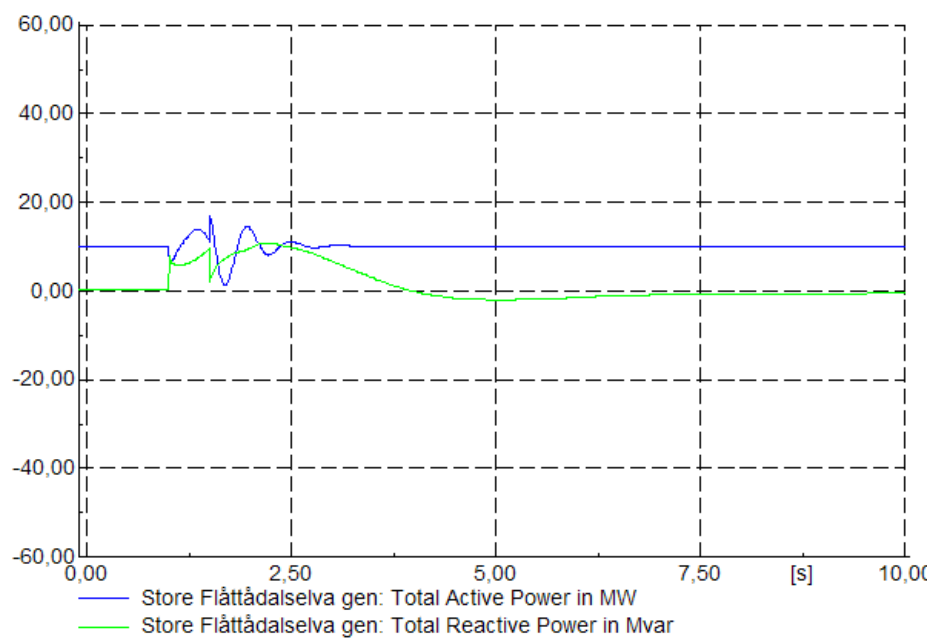


(a) Klemmespenning Store Flåttådalselva



(b) Feltspenning Store Flåttådalselva

Figur 8.1.23: Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til jord kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 500ms$

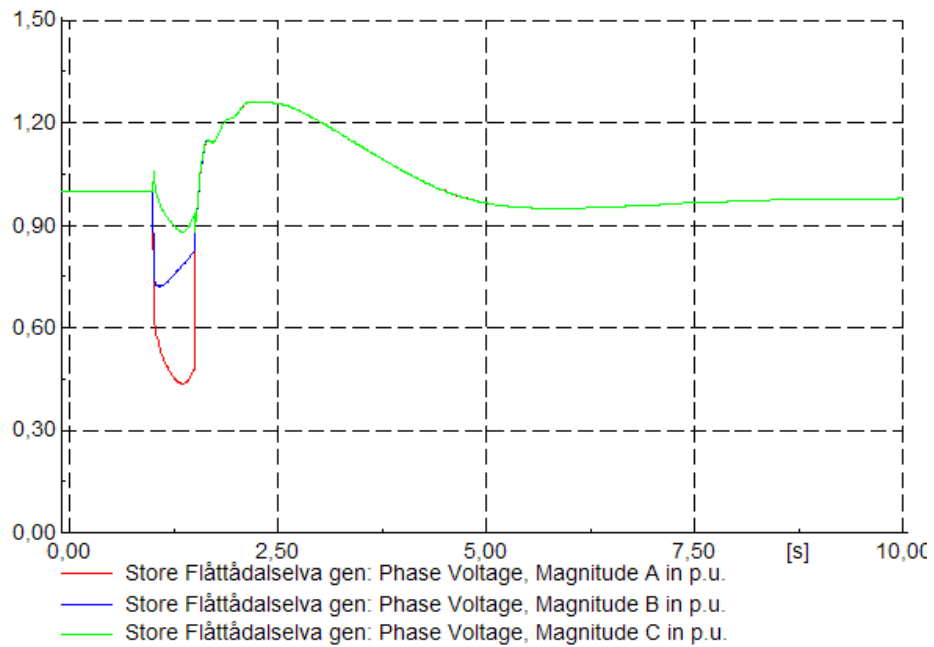


Figur 8.1.24: Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til jord kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 500ms$

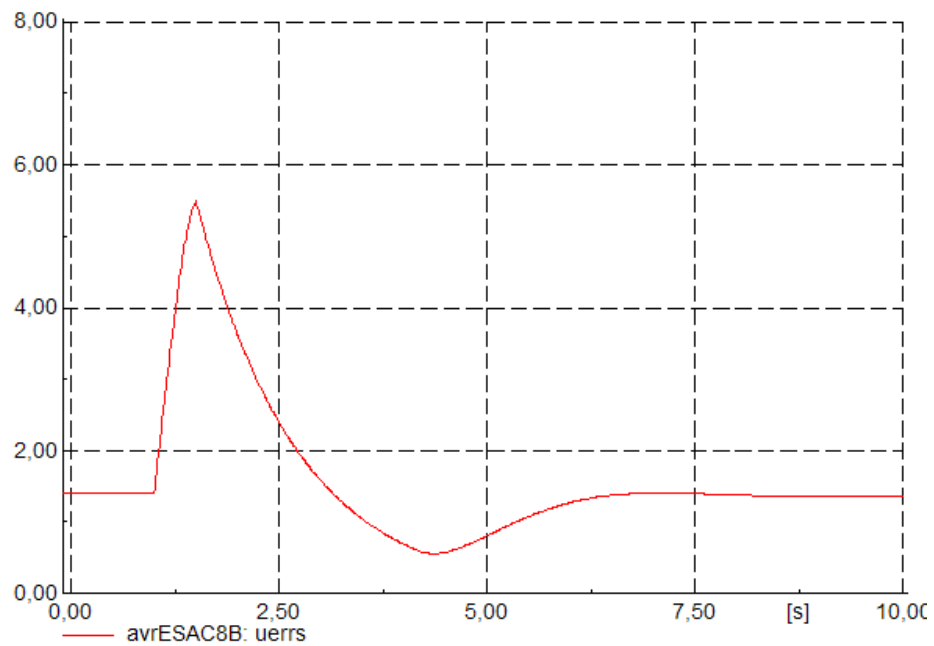
Fase til fase kortslutning som klareres etter 500ms

Det er i tillegg undersøkt konsekvensene av en fase-fase kortslutning, i motsetning til en fase-jord feil. Figur 8.1.25 viser klemmespenningen til generatoren i Store Flåttådalselva samt feltspenningen til spenningsregulatoren i kraftverket når fase a og b kortsluttes ved $t = 1,0s$, og kortslutningen klareres ved $t = 1,5s$. Det observeres at klemmespenningen og feltspenningen har både en lavere dip og et høyere oppsving enn ved en fase til jord feil med samme varighet, som vist i Figur 8.1.23. Dette gjelder både klemmespenningen i generatoren og feltspenningen til spenningsregulatoren.

Store Flåttådalselvas effektrespons som følge av fase til fase kortslutningen, er vist i Figur 8.1.26. Ved å sammenligne denne med tilsvarende respons for en fase til jord feil, som vist i Figur 8.1.24, ser man at effektresponsen både har større amplitude og oscillasjoner ved en fase til fase kortslutning. Selv om denne responsen er den minst gunstige av de usymmetriske feilene som er presentert her, er dette lite kritiske feilresponser sammenlignet med en symmetrisk trefase til jord kortslutning på samme sted, som presentert i Kapittel 8.1.1. Granskning av polhjulsvinklene verifiserer også at selv om en usymmetrisk kortslutning ble tillatt lengre varighet enn en symmetrisk, er det fortsatt den symmetriske feilen som skaper en minst gunstig respons og dermed vil være dimensjonerende.

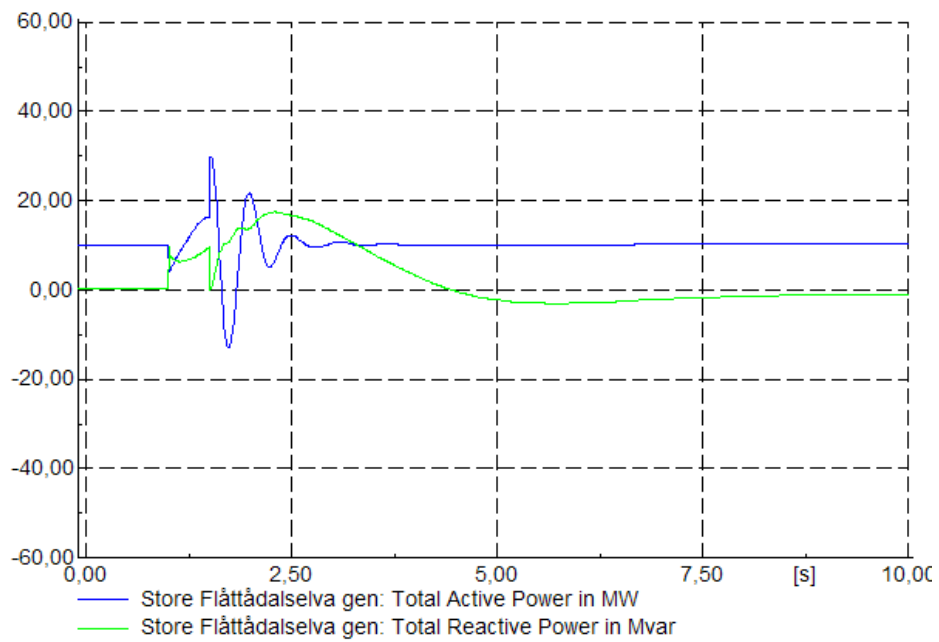


(a) Klemmespenning Store Flåttådalselva



(b) Feltspenning Store Flåttådalselva

Figur 8.1.25: Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til fase kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 500ms$



Figur 8.1.26: Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en usymmetrisk fase til fase kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 500ms$

8.1.7 Inn- og utkobling av reaktorer

Det ble i de stasjonære analysene i prosjektoppgaven [2] diskutert muligheter for reaktorer i nettet. Dette er et relativt utradisjonelt element i distribusjonsnett, men etter at distribuert produksjon er blitt stadig mer vanlig, er reaktorer blitt benyttet av enkelte nettselskap for å senke spenningen i radialer med mye distribuert produksjon. Hovedproblemet med reaktorer, i tillegg til at de konsumerer reaktiv effekt, er at de i enkelte tilfeller kan skape ustabilitet ved plutselig inn og utkobling. Det er fra nettselskapets side ønskelig å se på effekten en reaktor vil ha i dette nettet, med hovedvekt på dynamisk inn- og utkoblingsproblematikk. Det presiseres at det i disse undersøkelsene fortsatt er beregnet at man har kondensatorbatteriet beskrevet i Kapittel 5 innkoblet.

Det er undersøkt ulike reaktorplasseringer, og det viser seg at den mest hensiktsmessige plasseringen av en reaktor, dvs der spenningen er høyest, er også den plasseringen som i en driftssituasjon har størst stasjonære variasjoner i spenningen. Denne plasseringen er like ved Storsteinåa kraftverk. Størrelsen på reaktoren som gir en spenning på omtrent 1pu helt nord i nettet i situasjonen med maksimal produksjon og lavlast, er 2MVAR. En slik reaktor ble innkoblet like ved Storsteinåa, og forsøkt koblet inn og ut i ulike feil- og driftssituasjoner. I denne analysen har det ikke vært noen tegn til ustabilitet forårsaket av reaktoren, og det skapes svært små spenningsprang når reaktoren kobles. Det antas at det på grunn av reaktorens størrelse vil være stabilitetsmessig trygt å koble denne inn og ut av nettet. Det er naturlig å anta at også reaktorens plassering vil ha en innvirkning på om den skaper ustabilitet eller ikke. Reaktorer i den benyttede simuleringsmodellen vil sjelden forårsake ustabilitet, siden det aldri er elektrisk stor avstand til nærmeste kraftverk med tilhørende spenningsregulering. Kobling av reaktoren er kun undersøkt i situasjonen med maksimal produksjon og lavlast, siden dette anses som den situasjonen da det er mest nødvendig med reaktor.

Siden de høyeste stasjonære spenningene som opptrer i simuleringsmodellen på 1,03pu er godt innenfor de angitte grensene, antas det videre der ikke annet er angitt at reaktorer ikke vil være installert. Dersom det av ulike årsaker skulle være ønskelig med reaktorer i nettet, eksempelvis dersom man ønsker å begrense undermagnetiseringen i nærliggende generatorer, anses det med bakgrunn i disse simuleringene som trygt

dersom størrelsen på reaktoren ikke overstiger 2MVar.

8.1.8 Øydrift

Ved en varig feil ved det eksterne nettet, vil det skje en utkobling av forsyningen. Nettet nord for Trongfossen vil ligge isolert siden området ikke har mulighet for reserveforsyning. Det vil da oppstå en situasjon med øydrift, som betegner en driftssituasjon der en del av nettet opererer isolert. Responsen et system har på øydrift er veldig ulik alt etter hvor godt nettet er dimensjonert for en slik situasjon. I et nett med mye overskuddskraft, som simuleringsmodellen representerer, er det viktig at turbinregulatorne er dimensjonert for å takle øydriftssituasjoner. Disse må reagere raskt nok til at frekvensen i nettet ikke stiger for mye før et nytt stasjonært driftspunkt oppnås, da dette vil føre til store akselererende krefter på rotorene.

For generatorer som ikke har installert turbinregulator vil det være umulig å operere i en øydriftssituasjon, siden generatorenes turtall vil bli så høyt at de ødelegges. Det vil derfor være installert turtallsvern på disse generatorene som sikrer at de kobles ut før generatorene overbelastes. I simuleringene er turtallsvernene modellert som brytere, som gjør at alle generatorer som ikke har turbinregulator vil kobles ut 150ms etter feilen. Forsinkelsen er modellert for å ta høyde for at vernene ikke skal slå ut dersom det eksterne nettet gjeninnkobles etter kort tid. I simuleringsmodellen vil en øydriftssituasjon være mulig dersom alle produksjonsenheter unntatt Trongfossen og Store Flåttådalselva kobles ut kort tid etter den beskrevne feilen, da det kun er disse som har turbinregulator. For å opprettholde systemstabiliteten er det essensielt at de andre produksjonsenhetene kobles ut raskt etter feiltidspunktet.

8.2 Case B og C

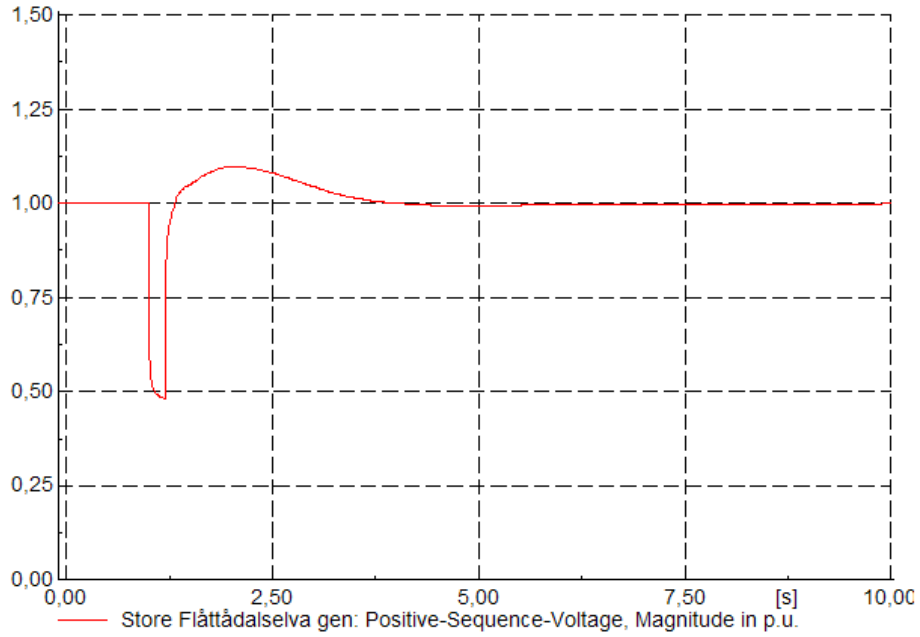
Feilanalyser tilsvarende de utført i Case A, er også utført i Case B og Case C. Den generelle tendensen er at feil i driftssituasjoner der den samlede produksjonen avviker mye fra maksimal verdi, har en langt gunstigere respons enn ved maksimal produksjon. Lasten vil i dette området ikke ha så mye å si, siden den er liten sammenlignet med produksjonen. Det presenteres derfor her kun utvalgte responser for å verifisere dette.

Figur 8.2.1 viser klemmespenning og feltspenning i Store Flåttådalselva ved en til-

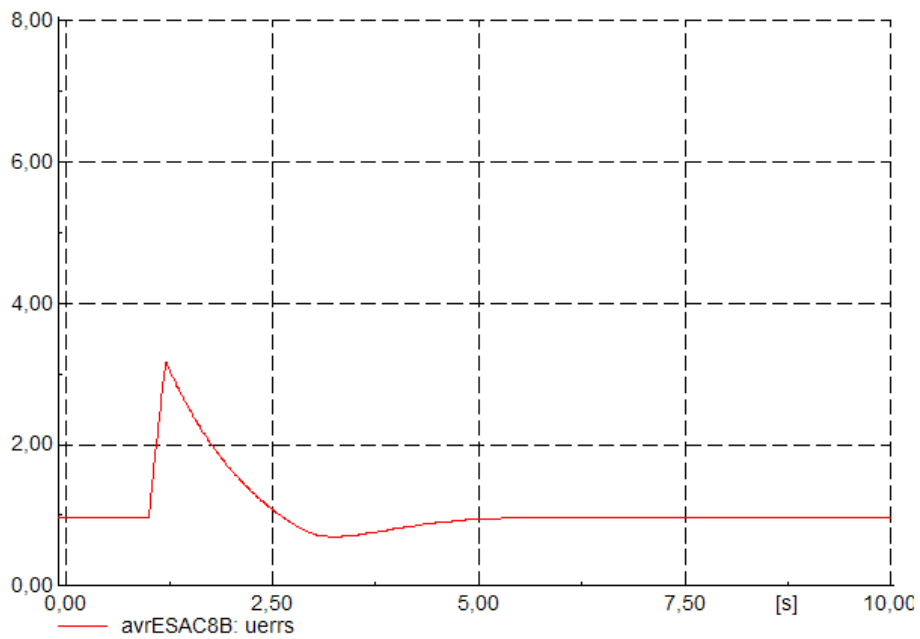
svarende kortslutning i det eksterne nettet som beskrevet i Kapittel 8.1.1. I dette tilfellet skjer feilen i Case B, som er driftssituasjonen med både produksjon og last i en middelvei som beskrevet i Kapittel 5. Store Flåttådalselva representerer også i dette tilfellet den generelle systemresponsen godt, da den er en av de responsene som oscillerer mest og har høyest amplitude. I dette tilfellet vil klemmespenningen i Store Flåttådalselva få en spenningsdip på litt under $0,5pu$, og vil svinge seg raskt inn igjen til en stasjonær verdi. Figur 8.2.1b viser at heller ikke spenningsregulatorens feltspenning vil få en verdi som overstiger de tillatte 200% av nominell verdi, men stiger en del når kortslutningen oppstår for å begrense klemmespenningens dip. Ved å sammenligne Figur 8.2.1 med den samme spenningsresponsen i Case A, vist i Figur 8.1.18, ser man at klemmespenningen i Store Flåttådalselva har en mye kraftigere feilrespons i Case A enn i Case B.

Også effektresponsen fra Store Flåttådalselva, vist i Figur 8.2.2, er i dette tilfellet mindre enn ved samme feil i Case A, som vist i Figur 8.1.2. Dette er naturlig med tanke på at produksjonen i kraftverket nå er vesentlig mindre enn i Case A, men man ser også ved å sammenligne figurene at amplituden på effektresponsen relativt til produksjonen er mindre i dette tilfellet. Den kritiske klareringstiden for feilen er også mye høyere nå. Alle feil som er undersøkt i Case A er også undersøkt i Case B, og simuleringsresultatene viser tilsvarende resultater som i sammenligningen ovenfor; feil som oppstår i Case A har langt større konsekvenser enn tilsvarende feil i Case B. Andre feil som inntreffer i denne driftssituasjonen er derfor ikke nærmere beskrevet her.

Spennings- og effektresponsene i Case C blir enda mindre enn i Case B, og resultatene fra analysene i Case C er derfor ikke inkludert her. Resultater fra simulering av samme feil i case C kan imidlertid sees i Vedlegg E.

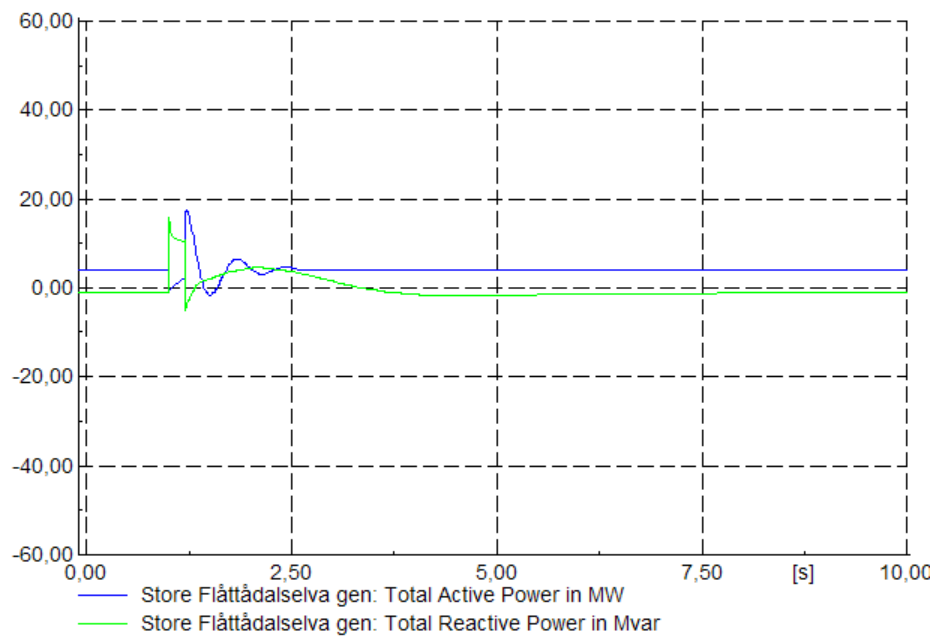


(a) Klemmespenning Store Flåttådalselva



(b) Feltspenning Store Flåttådalselva

Figur 8.2.1: Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett i Case B, varighet $t = 200ms$



Figur 8.2.2: Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett i Case B, varighet $t = 200ms$

9. Forbedring respons som følge av feil

Det er i enkelte av feilsituasjonene en relativt lav kritisk klareringstid og høye oscillasjoner både i spenning, effekt og polhjulsinkler. Det er derfor ønskelig å se på hvordan feilresponsene kan forbedres, og det tas utgangspunkt i feilsituasjonen som gir minst gunstig feilrespons. Som vist i Kapittel 8 er det situasjonen med en symmetrisk trefase kortslutning med null impedans mot jord ved det eksterne nettet i Case A, og det er derfor denne situasjonen som vil bli gransket i dette kapitlet.

9.1 Forbedret tuning av spenningsregulatorene

En metode for å forbedre responsen etter en feil er å tune spenningsregulatorene tilnærmet optimalt i forhold til generatorene, for å øke reguleringshastigheten og å minske oversvinget. Simuleringene i Kapittel 8 er gjort med spenningsregulatorene tunet ved en sprangresponsstest for å tilfredsstille kravene spesifisert i FIKS [9], som beskrevet i Kapittel 6. Selv om det viste seg at regulatorene i alle tilfeller ble innstilt slik at de hadde en tilnærmet optimal respons i denne situasjonen, kan det tenkes at en liten endring i generatorens driftstilstand vil endre denne responsen en del. Det er ikke gjort videre arbeid for å fininnstille spenningsregulatorene i andre situasjoner enn den som er beskrevet i Kapittel 6. På grunn av dårlig feilrespons i enkelte driftssituasjoner kan det måtte stilles strengere krav til utbyggere når det gjelder spenningsregulatorer. Det antas her at siden Case A gir den minst gunstige feilresponsen, er det denne situasjonen spenningsregulatorene bør tunes etter.

Som vist i Figur 8.1.5, er det generatoren i Brekkvasselva som først faller ut av synkronisme i den beskrevne feilsituasjonen. Det undersøkes derfor i første omgang om en endring i spenningsregulatorens parametre i dette aggregatet vil føre til en endret kritisk klareringstid, i hovedsak for å se på hvordan endringen vil kunne forverre feilresponsen i Case A. Det viser seg at en endring i regulatorparametrene ikke vil

endre feilresponsen nevneverdig.

9.2 Følsomhetsanalyse av synkronmaskinparametrene

En vesentlig faktor når det gjelder kritisk klareringstid og systemstabilitet i nettet, er generatorenes komponentverdier. Det er gjennom oppgaven tatt utgangspunkt i typiske verdier for småkraftgeneratorer foreslått av Sintef Energi AS, vist i Vedlegg B. Det antas at småkraftutbyggerne kjøper relativt enkelt konstruerte synkronmaskiner, siden det i dag er få konkrete krav som stilles til disse. I tillegg blir generatorene generelt blir dyrere jo bedre utformet de er. Parametrene som er gitt i Vedlegg B er relativt typiske for småkraftgeneratorer, men det kan også tenkes at det installeres maskiner i nettet som har en mindre gunstig utforming enn de som er benyttet i disse simuleringene. Da reglementet rundt tilknytning av småkraft fremdeles er noe vagt, hender det alt for ofte at en utbygger kjøper generator uten å ha konferert med nettselskapet først. Maskinen kan da skape problemer i nettet som enkelt kunne vært unngått ved en nærmere dialog mellom utbygger og nettselskap. NTE Nett AS har i enkelte tilfeller opplevd at småkraftgeneratorer har så høy d-akse synkronreaktans som $3p_u$, og det er et interessant scenario å se på hvordan en slik generator, samt endring i andre generatorparametre, vil påvirke feiltiden og -responsen dersom den er plassert i en lite gunstig posisjon. Siden det i det feiltilfellet som granskes her er generatoren i Brekkvasselva som først faller ut av synkronisme, er det denne det først og fremst eksperimenteres med. Det understrekes at endring i treghetskonstant og reaktanser ikke er noe som kan endres i en eksisterende generator, men må fremstilles som krav ved konstruksjon av generatoren. Treghetskonstanten kan økes ved å øke den roterende massen i generatoren og dermed gjøre den tyngre, mens reaktansene kan endres ved å endre rotorkonstruksjonen. Eksempelvis kan reaktansene senkes ved å minske rotorens luftgap [8].

Det ses i første omgang på hvordan en d-akse synkronreaktans, x_d , på $3p_u$ i Brekkvasselva generator påvirker feilresponsene. Alle andre parametre, med unntak av de som er avhengige av x_d , er fortsatt som gitt i Vedlegg B. Dette tiltaket forverrer klareringstida med kun 3ms, noe som ikke er unaturlig siden synkronreaktansen ikke er av parametrene som betyr mest for generatorens transiente stabilitet. Synkronreaktansen

betyr imidlertid mer for de stasjonære forholdene, og en lastflytanalyse av samme situasjon viser at de stasjonære spenningene ved Storsteinåa vil øke mest, med omtrent 0,05pu i forhold til ved $x_d = 2pu$. Denne økningen vil fortsatt ikke føre til uakseptable stasjonære spenningsverdier i nettet, men ved en økning i produksjon, utfall av last eller andre spenningsforhøyende effekter vil endringen i stasjonære forhold kunne føre til uakseptable verdier siden sikkerhetsmarginen nå er mindre.

Som vist i Kapittel 2.3 er det den transiente d-akse reaktansen, x'_d , samt treghetskonstanten, H , som har mest å si for generatorenes transiente stabilitet. Det er forsøkt å endre disse to parametrene systematisk for generatoren i Brekkvasselva for å se hvordan feilresponsen endres. Tabell 9.1 viser tiden i millisekunder før generatoren i Brekkvasselva faller ut av synkronisme når nettet utsettes for en feil som beskrevet i starten av kapitlet.

Tabell 9.1: Kritisk klareringstid [ms] for Brekkvasselva ved variasjoner i transient d-akse reaktans, x'_d , og treghetskonstant, H

$x'_d \backslash H$	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5
0,14	186	189	194	198	204	207	209	210	213	216	219
0,16	179	182	185	189	192	195	200	204	209	213	217
0,18	172	175	178	182	185	188	194	197	202	208	215
0,2	166	170	173	177	181	185	189	203	207	210	213
0,22	163	167	170	174	178	183	188	194	200	205	211
0,24	159	163	167	171	175	181	187	193	199	204	209
0,26	155	159	163	167	172	177	182	188	194	200	207
0,28	151	155	159	164	169	175	181	187	193	199	205
0,30	146	151	156	161	167	173	179	185	191	197	203
0,32	142	147	152	157	163	169	175	181	188	195	201
0,34	138	144	150	156	162	168	174	180	186	194	199
0,36	133	142	149	157	163	170	178	184	188	192	197

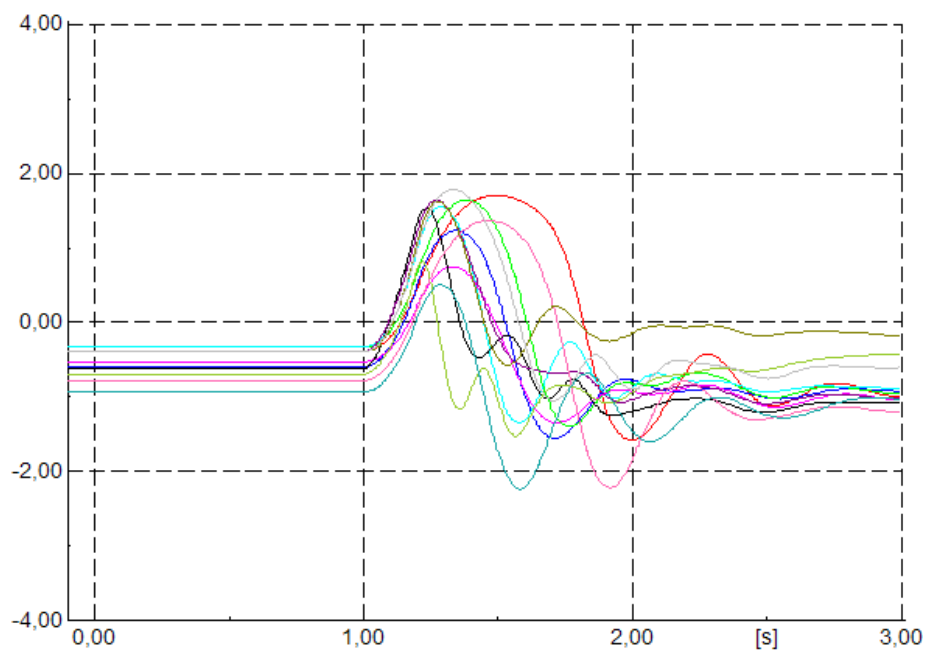
Det vises klart ut fra Tabell 9.1 at det er treghetskonstanten som har størst betydning for den transiente stabiliteten av generatoren, som er i tråd med teorien i Kapittel 2.3.

Generatoren i Brekkvasselva er i de tidligere simuleringene installert med parameterverdier som vist i Vedlegg B, med $H = 0,5s$ og $x'_d = 0,2pu$. Den kritiske klareringstiden til Brekkvasselva er da 166ms. Det å senke x'_d lavere enn 0,2pu vil for en liten synkrongenerator være vanskelig, og det antas å være lettere å øke treghetskonstanten ved å øke generatorens roterende masse. Fra Tabell 9.1 ser man at dersom $x'_d = 0,2pu$, må treghetskonstanten opp i 1,9s for å få klareringstiden til Brekkvasselva over 200ms. Dette antas å være et strengt krav til en så liten generator, men siden generatoren er den som først faller ut av synkronisme vil det være naturlig å utforme denne generatoren bedre enn om den hadde hatt en mindre kritisk plassering.

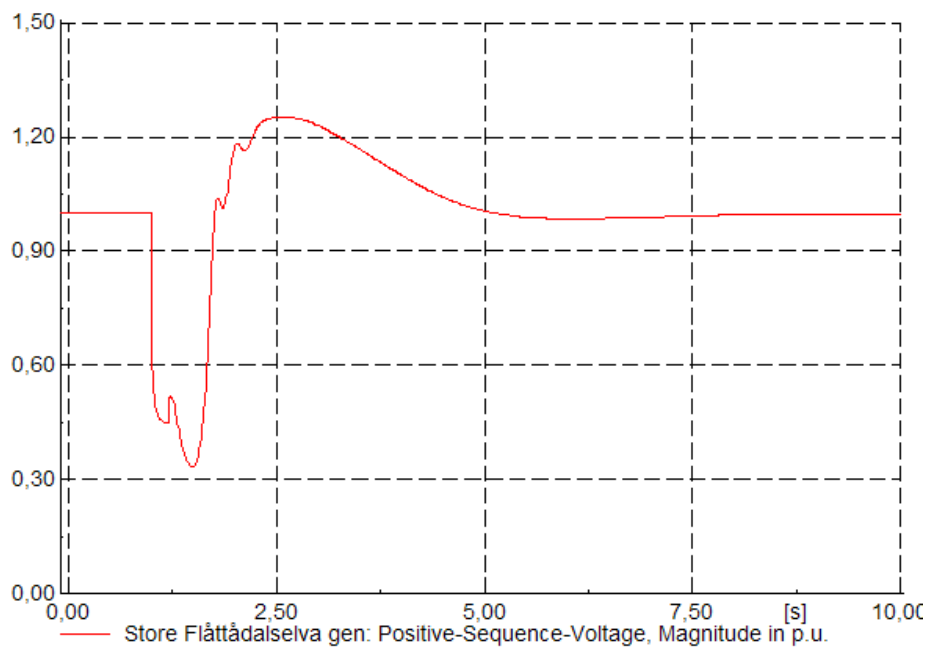
Figur 9.2.1a viser polhjulsvinklene til alle generatorene i modellen når treghetskonstanten i Brekkvasselva er endret fra 0,5s til 1,9s, og feilen er som før en symmetrisk trefase kortslutning med varighet på 200ms. Som vist beholder alle generatorene synkronisme i dette tilfellet, og den kritiske klareringstiden viser seg nå å være 203ms.

Figur 9.2.1b viser klemmespenningen til generatoren i Store Flåttådalselva i dette tilfellet. Ved å sammenligne denne med tilsvarende spenning når Brekkvasselva hadde en treghetskonstant på 0,5s, vist i Figur 8.1.1a, ser man at også spenningsforløpet er mye gunstigere i dette tilfellet. Det har en sammenheng med at Store Flåttådalselva nå, i motsetning til forløpet vist i Figur 8.1.1a, beholder synkronisme. Den samme tendensen, bare noe svakere, gjelder for de andre responsene i nettet; oversvinget blir mindre samtidig som spenningen svinger seg raskere inn på en stasjonær verdi, også for de generatorene som med en lavere treghetskonstant i Brekkvasselva beholdt synkronisme.

Det kan også tenkes at et krav om en treghetskonstant på 1,9s er konstruksjonsmessig vanskelig for en generator på bare 2 MVA. Det er derfor undersøkt hvordan en mindre endring i flere av de mest påvirkede generatorene vil kunne påvirke feilresponsen, og forhindre ustabilitet i den beskrevne feilsituasjonen. Det viser seg imidlertid at flere av de største generatorene må ha en treghetskonstant på over 2s for å opprettholde systemstabiliteten for en klareringstid på 200ms, i tillegg til at generatoren i Brekkvasselva må kobles ut. Grunnen til at Brekkvasselva må kobles ut, er at den er den eneste generatoren som viser seg å falle ut av synkronisme nesten uavhengig av parameterverdiene i de andre generatorene. Dette gjelder dersom Brekkvasselva har



(a) Polhjulsinkler



(b) Klemmespenning Store Flåttådalselva

Figur 9.2.1: Feil ved eksternt nett med varighet på 200ms med tregghetskonstanten i Brekkvasselva $H = 1,9s$

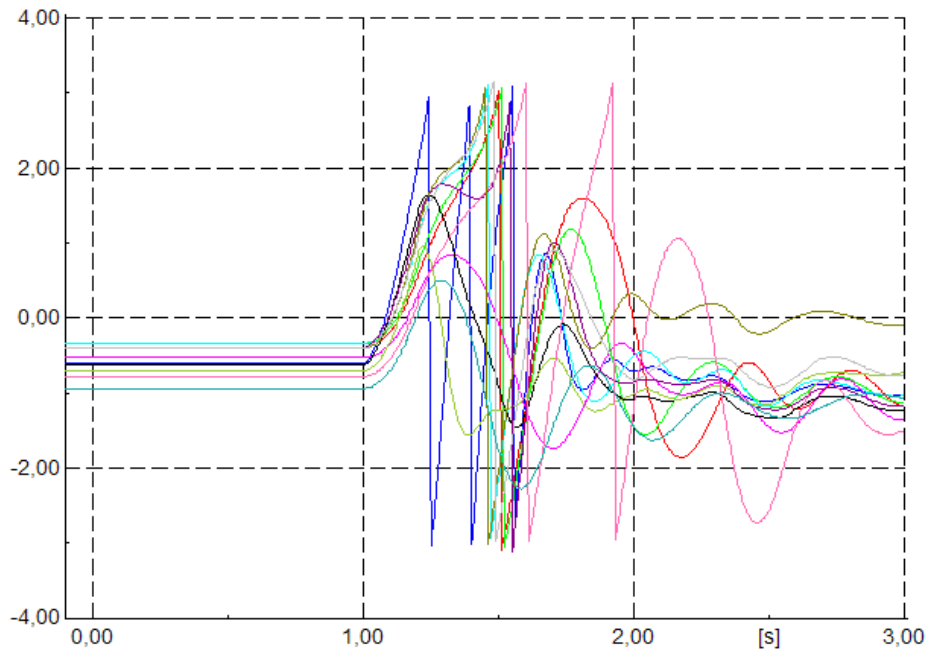
de samme parametrene som angitt i Vedlegg B.

Det er også forsøkt å endre de andre parametrene i generatoren, for å se på hva dette medfører i simuleringene. Den eneste parameteren utenom x'_d og H som har merkbar innvirkning på den transiente stabiliteten, er den transiente q-akse reaktansen, x'_q , noe som også kan ses ut fra teorien i Kapittel 2.3. Ved å endre x'_q i Brekkvasselva generator fra 1,5pu til 1,0pu, mens alle andre parametre er som tidligere presentert, kan den kritiske klareringstiden i den angitte feilsituasjonen økes fra 156ms til 165ms.

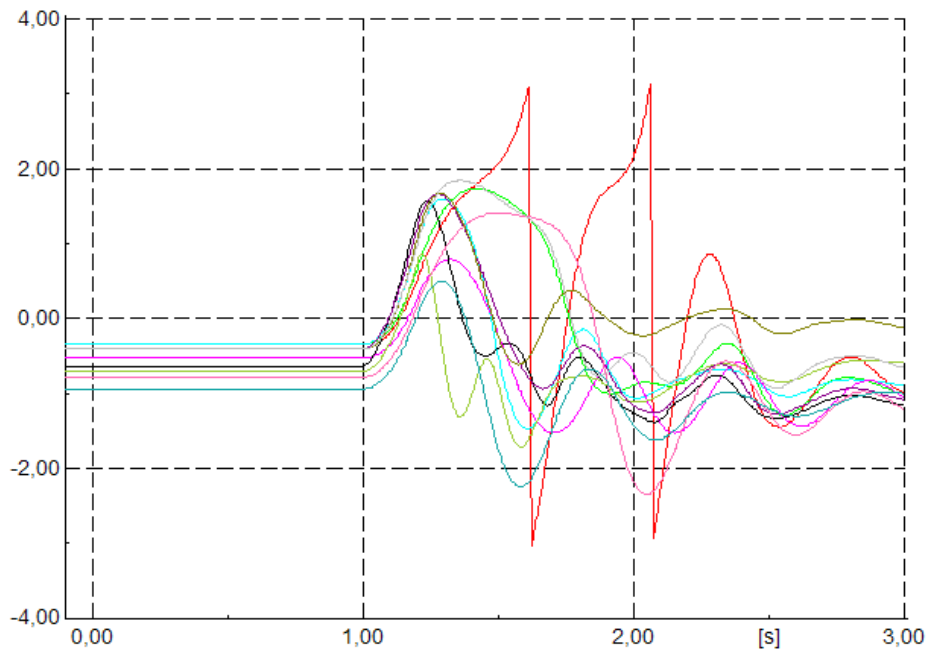
9.3 Utkobling av generator som skaper pendlinger ved feil

Svingninger i generatorens polhjulsvinkel forårsaker ofte pendlinger fra generatoren, som forplanter seg videre i nettet. I nettet som simuleres her viser generatoren i Brekkvasselva kraftverk seg å skape en del pendlinger i mange av feilsituasjonene. Endringer i Brekkvasselvas parametre gjør at pendlingene blir mindre, men de er fortsatt større enn pendlinger fra noen annen generator. Undersøkelser av simuleringmodellen viser at det mest sannsynlig er generatorens plassering som gjør at den skaper svingninger mellom ulike områder i modellen. Det er undersøkt ulike generatormodeller og -parametre, men det som har størst effekt for feilresponsene er å flytte Brekkvasselva kraftverk lenger unna sekundærstasjonen. Siden det er snakk om et geografisk bestemt vannkraftverk, vil det være ulogisk å flytte generatoren. Undersøkelsene er gjort for å verifisere at det er generatorens plassering som er hovedårsaken til problemene.

Figur 9.3.1 viser polhjulsvinklene i systemet ved feilsituasjonen med en symmetrisk trefase kortslutning ved det eksterne nettet ved $t = 1, 0s$ og med en varighet på 200ms, når Brekkvasselva kraftverk er inn- og utkoblet. Ved å sammenligne Figur 9.3.1a og Figur 9.3.1b, ser man at Brekkvasselva forårsaker utfall av mange generatorer. Med generatoren i Brekkvasselva innkoblet, som vist i Figur 9.3.1a, faller de fleste av generatorene ut av synkronisme. Dersom Brekkvasselva generator er ute av drift i simuleringene, som vist i Figur 9.3.1b, er det kun ved generatoren i Bjørelva, vist i rødt, det oppstår polslip. Denne er imidlertid også nær ved å beholde synkronisme.



(a) Brekkvasselva innkoblet



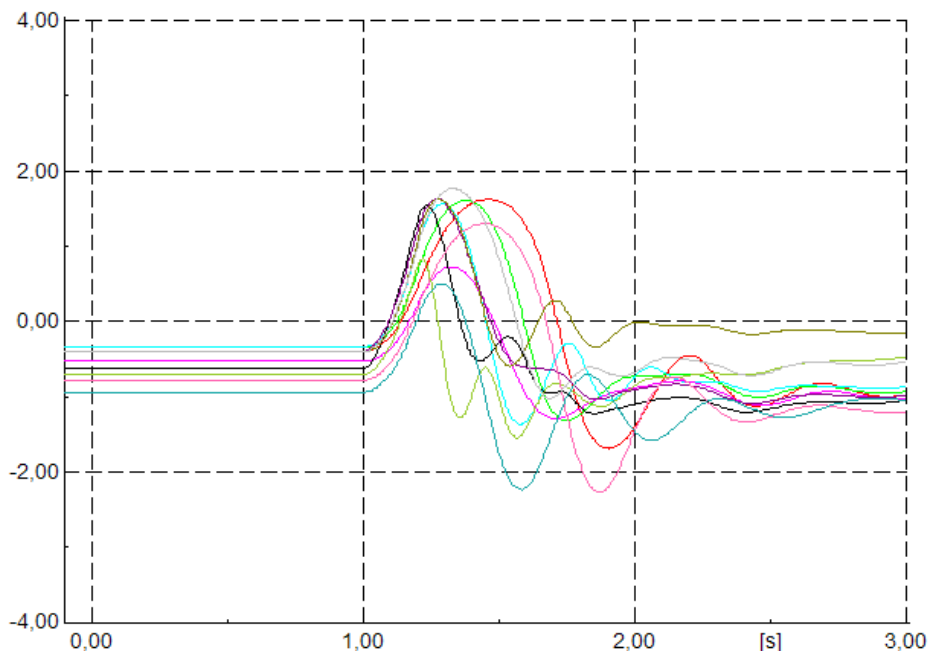
(b) Brekkvasselva utkoblet

Figur 9.3.1: Polhjuls vinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$ inkludert og ekskludert Brekkvasselva kraftverk

Ved å senke den transiente d-akse reaktansen, x'_d , for generatoren i Bjørelva kraftverk fra 0,2pu til 0,18pu, eller øke den roterende massen i generatoren slik at treghetskonstanten, H , økes fra 2,0s til 2,2s, klarer også generatoren i Bjørelva å unngå polslip i den angitte feilsituasjonen. Dersom generatoren i Bjørelva konstrueres for å møte et av disse kravene og generatoren i Brekkvasselva kobles ut kort tid etter feilen inntreffer, vil alle generatorene i systemet beholde synkronisme i alle feilsituasjonene undersøkt i denne rapporten. Dette inkludert det antatt verste feiltilfellet med kortslutning nært det eksterne nettet med en klareringstid på 200ms.

Figur 9.3.2 viser polhjulsvinklene i alle generatorene, med unntak av Brekkvasselva, i tilfellet med en symmetrisk trefase kortslutning like ved det eksterne nettet med en varighet på 200ms, når generatoren i Brekkvasselva kobles ut 50ms etter feilen og Bjørelva generators treghetskonstant er på 2,2s. Det observeres at samtlige generatorer i modellen beholder synkronisme dersom disse forbedringene foretas. Polhjulsvinkelen i Brekkvasselva er utelatt på grunn av at generatoren nå kobles ut dynamisk, og PowerFactory tolker denne situasjonen som om den plutselig kjører på tomgang og polslip oppstår. I virkeligheten vil det være installert korrekte vern i nettet som sørger for at generatoren raskt kan kobles ut uten å ødelegges.

Det viser seg at disse forbedringene også fører til stabilitet i alle de andre feilsituasjonene undersøkt. Andre generatorer som også i det beskrevne feiltilfellet forårsaker lokale svingninger mellom områder er Sæterfossen, Steinåa, Litlelva og Bjørelva, men ingen av disse skaper så store pendlinger som Brekkvasselva. Det er også undersøkt hvordan utkobling av enkelte av de andre generatorene vil påvirke stabiliteten av systemet ved ulike typer feil. Det viser seg imidlertid at det er Brekkvasselva som skaper de aller største pendlingene. Dersom Brekkvasselva skal forbli innkoblet i alle feiltilfellene må flere av de andre generatorene kobles ut. Eventuelt må generatorparametrene kraftig forbedres for å få et stabilt feilforløp i alle de undersøkte tilfellene. Den presenterte endringen med utkobling av Brekkvasselva og forbedring av generatorparametrene i Bjørelva antas som en av de gunstigste systemforbedringene. Selv om en kraftig økning av den roterende massen i Brekkvasselva i Kapittel 9.2 også viste seg å gi akseptable feilresponser, vil generatoren fortsatt skape store pendlinger som reduserer stabilitetsmarginen i de andre generatorene. Dette gjelder uansett hvor godt utformet generatoren i Brekkvasselva er.



Figur 9.3.2: Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$ og med økt treghetskonstant i Bjørelva

9.4 Installering og tuning av dempetilsats

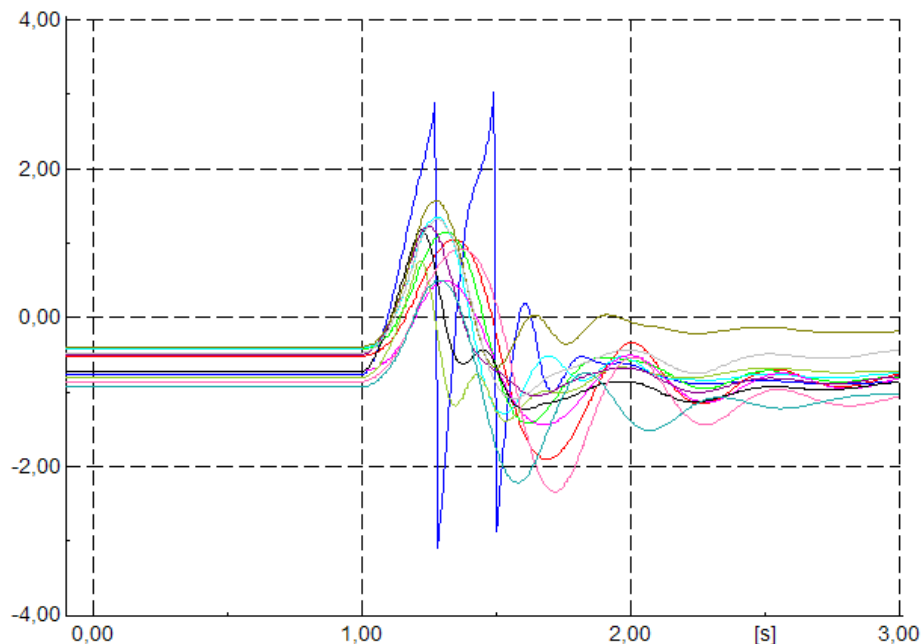
Dersom pendlingene i nettet er effektpendlinger, ville det i en kraftsystemanalyse av tradisjonell vannkraft vært naturlig å vurdere installasjon av dempetilsatser i tilknytning til de generatorene som skaper pendlinger. Det er forsøkt med installering av dempetilsats av type IEEE PSS1A [12] i ulike kraftverk, for å se på hvordan polhjulsvinklene i alle generatorene endres som følge av dette. Dempetilsatsen ble også i alle tilfeller tunet i henhold til bestemmelsene gitt av Statnetts FIKS rapport [9]. Siden alle småkraftverkene har børsteløse generatorer, er $V_{Rmin} = 0$ for disse noe som ikke er helt optimalt for en dempetilsats. Selv om dette tiltaket gjør feilforløpet marginalt bedre, vil ikke en dempetilsats i noen av generatorene forbedre klareringstiden særlig mye. Dette er først og fremst på grunn av at pendlingene i nettet ikke er effektpendlinger. Dempetilsatsen vil dermed ikke kunne eliminere disse, siden pendlingene er for raske til at en dempetilsats reagerer særlig mye før polslip oppstår.

Det at pendlingene i nettet ikke er effektpendlinger, kan også ses ut fra de fleste av feilresponsfigurene tidligere i rapporten som viser polhjulsvinkler. Generelt er det

slik at dersom en generator faller ut av synkronisme som følge av effektpendlinger, vil polhjulsvinklene svinge seg ut av synkronisme over en viss tidsperiode, typisk fra 10ms til 100ms [1]. Fra figurene som viser polhjulsvinkler tidligere i denne rapporten, ser man at vinklene i de aller fleste tilfeller hopper plutselig ut av synkronisme, uten å svinge særlig mye først. Dette gjelder særlig for Brekkvasselva generator som skaper de største pendlingene, og er vist i blått i alle figurer som angir polhjulsvinkler. Dette stemmer godt overens med at dempetilsats ikke har så mye å si for feilresponsene.

9.5 Trinning av sekundærtransformator

Det er også undersøkt hvordan en trinning av den nye sekundærtransformatoren vil kunne forhindre polslip i den beskrevne feilsituasjonen. Det viser seg at å trinne transformatoren ned, og dermed senke spenningene i radialene, vil ha en positiv effekt på pendlingene og stabilitetet i nettet. Dersom transformatoren trinnes ned fra 22kV/132kV til 21kV/132kV, vil polhjulsvinklene ved en feil som beskrevet i starten av kapitlet bli som vist i Figur 9.5.1.



Figur 9.5.1: Polhjulsvinkler [rad] for alle generatorene ved en symmetrisk kortslutning ved eksternt nett, varighet $t = 200ms$ med nedtrinning av transformator

Figur 9.5.1 viser at det kun er Brekkvasselva som faller ut av synkronisme i denne situasjonen. Dersom denne generatoren skal unngå polslip, må transformatoren trinnes til under de fastsatte stasjonære spenningsgrensene på $u = 1 \pm 0,05pu$. Ved å sammenligne Figur 9.5.1 med Figur 8.1.3, som viser samme polhjulsinkler uten trinning av transformatoren, ser man tydelig at nedtrinning av sekundærstasjonen på lavspenningssiden fører til at en god del flere generasjoner beholder synkronisme i det samme feiltilfellet.

Siden det i denne driftssituasjonen med høy produksjon og lav last, oppstår høye stasjonære spenninger i radialene, vil det også fra et stasjonært synspunkt være gunstig å trinne ned transformatoren. Ved en trinning fra 22 til 21 kV spenningsnivå, vil den høyeste stasjonære spenningen i nettet, ved Storsteinåa, synke fra 1,03pu til 1,01pu. Den laveste spenningen i nettet vil nå bli 0,965pu mot 0,99pu med en utrinnet transformator, og denne spenningen opptrer like nord for sekundærstasjonen. Dette er en noe lav stasjonær spenning i forhold til at den akseptable grensen er satt til 0,95pu. Det bør imidlertid noteres at siden produksjonen nå er på absolutt maksimum, er det bare en kraftig lastøkning eller utfall av produksjon som kan senke spenningene under de akseptable grensene.

Også i forhold til generatorenes undermagnetisering, vil en nedtrinning av transformatoren være gunstig. Tabell 9.2 viser effektfaktoren til alle generatorene i modellen med og uten trinning av transformatoren. Det observeres at når transformatoren ikke er trinnet, vil flere av generatorene ligge helt på undermagnetiseringsgrensen på 0,95. Når transformatoren er nedtrinnet, er det derimot ingen av generatorene som ligger nært grensene for undermagnetisering. Generatoren i Brekkvasselva vil imidlertid ligge nært grensen for overmagnetisering.

Det at den transiente stabiliteten bedres ved å senke spenningene, har en sammenheng med at generatorene nå ikke behøver å trekke like mye reaktiv effekt. Dette på grunn av at spenningen i radialene er lavere, og behovet for kontroll av generatorenes terminalspenning ved hjelp av magnetisering er lavere. Mindre undermagnetisering vil medføre at generatorene, og dermed nettet forøvrig, har et større synkroniserende moment, som gjør at generatorenes rotorvinkler ikke øker like raskt ved en feil. Dette gjør at den samlede systemstabiliteten forbedres.

Tabell 9.2: Oversikt over generatorenes magnetisering med og uten trinning av sekundærtransformator

Generator	Effektfaktor uten trinning	Effektfaktor med trinning
Bjørelva	0,99	1,0 (overmagn.)
Brekkvasselva	1,0 (overmagn.)	0,9 (overmagn.)
Grønelva	0,95	0,98
Kjeråa	0,95	0,98
Lille Flåttådalselva	0,99	0,98 (overmagn.)
Litlelva	1,0	0,98 (overmagn.)
Sandåa	0,95	1,0
Steinåa	0,97	1,0
Store Flåttådalselva	1,0 (overmagn.)	0,97 (overmagn.)
Storsteinåa	0,95	0,96
Sæterfossen	0,99	1,0
Trongfossen	1,0 (overmagn.)	1,0 (overmagn.)

Å trinne ned sekundærtransformatoren ser i utgangspunktet veldig lovende ut; det er ingen andre generatorer enn Brekkvasselva som faller ut av synkronisme, de stasjonære spenningene blir gunstigere samt at de transiente spenningsresponsene får mindre oversving. Mindre undermagnetisering av synkrogeneratorene vil også være termisk gunstig for disse, samt sikre en rask regulering ved en plutselig spenningsøkning. Det er imidlertid viktig å merke seg at transformatortrinning er en treg reguleringsmekanisme, som ofte tar flere sekunder selv ved automatisk trinning. Trinning vil derfor ikke kunne fungere som en konsekvens etter en feil som forbedrer feilforløpet, men må fungere preventivt. Det kan eksempelvis være gunstig både stasjonært og dynamisk å trinne transformatoren ned dersom produksjonen i området overstiger en gitt andel av maksimal produksjon, for å forhindre ustabilitet i en eventuell feilsituasjon.

9.6 Begrensning i effekt levert fra enkelte kraftverk

Det er også et mulig stabiliserende tiltak å senke den tillatte effekten produsert i enkelte kraftverk. Det undersøkes først og fremst senking av effekten levert fra Brekkvasselva kraftverk, siden det er denne generatoren som har vist seg å skape de største pendlingene i nettet, samt raskest falle ut av synkronisme.

Det viser seg at selv om en senking av effekten levert fra Brekkvasselva til under 1,0MW vil føre til at denne generatoren beholder synkronisme i det gitte feiltilfellet, vil den fortsatt skape pendlinger. Alle de andre generatorene som tidligere falt ut på grunn av pendlingene fra Brekkvasselva, vil også falle ut så lenge den aktive effekten levert fra denne generatoren er over 0,7MW. En senkning i maksimal tillatt aktiv effekt levert fra kraftverket vil sannsynligvis være meget upopulært sett fra utbyggers ståsted.

Det vil også være mulig å sette en restriksjon på hvor mye effekt Brekkvasselva kan produsere, gitt produksjonen i kraftverkene den skaper problemer for. Siden dette vil være vanskelig å gjennomføre i praksis, og på grunn av at effekten produsert i Brekkvasselva ikke har så mye å si for pendlingene den skaper, anses dette som et lite effektivt alternativ.

9.7 Øke spenningsnivå eller oppgradere linjetverrsnitt

En endring i spenningsnivå eller linjetverrsnitt, vil også kunne påvirke feilresponsen. Spenningsnivået anses som fast, da det er et sterkt ønske fra netteiers side å operere med 132kV fra Tunnsjødal og 22kV nord for den nye sekundærstasjonen.

Tverrsnittet på linjene er derimot noe som vil kunne endres. Siden prosjektet er helt i startfasen, er de tverrsnittene som er brukt i disse simuleringene bestemt ut fra stasjonær lastflyt [2]. Det viser seg at en økning i linjetverrsnittet ikke har så mye å si for den transiente feilresponsen. Noe av årsaken til dette, kan være at linjetverrsnittet er overdimensjonert. I prosjektoppgaven [2] ble det lagt vekt på at de stasjonære spenningene skulle være så nær nominell verdi som mulig, i tillegg til en maksimal

komponentbelastning på 80%. I en virkelig linjeutbygging vil alltid linjetverrsnittet være avhengig av en minimering av taps- og investeringskostnader. Det er derfor mulig at en økonomisk analyse viser at tverrsnittet enkelte steder vil bli mindre enn det beskrevet i Kapittel 5.

10. Resultater og diskusjon

Det er først i dette arbeidet bygd videre på en stasjonær simuleringsmodell av planområdet i programmet DigSilent PowerFactory. Denne er gjort klar for dynamiske analyser ved at reaktanser, regulatorer etc. er inkludert i modellen.

Det er utført en modalanalyse for å sjekke systemets småsignalstabilitet før feil, og det er konkludert med at systemet er godt dempet i alle de tre driftssituasjonene. Det mest kritiske egenverdi-paret er funnet i Case A og har en relativ dempningsfaktor på 13,9%, noe som antas å være akseptabelt. Ved en sensitivitetsanalyse, er det funnet at denne egenverdien er relatert til generatoren i Kjeråa kraftverk. Ved å endre parametrene til generatoren vil denne egenverdien kunne få en relativ dempningsfaktor på 12,9%, som heller ikke er kritisk. Det er funnet at systemet kan bli småsignalt ustabil, dersom spenningsregulatorens forsterkninger endres mye utover det som er foreslått i denne rapporten.

Det er i alle de transiente feilanalysene konkludert med at Case A, med maksimal produksjon og lavlast, vil være den dimensjonerende driftssituasjonen. Siden lasten i området er såpass liten, vil det være mengden produksjon som angir hvor alvorlige konsekvenser en feil får. Den mest alvorlige feilsituasjonen har vist seg å være en symmetrisk trefase kortslutning ved Tunnsjødal og det overliggende nettet. Denne feilen har en kritisk klareringstid på 155ms, og har vært den dimensjonerende feilen for forbedring av systemets transiente stabilitet.

En av de mest oppsiktsvekkende resultatene i dette arbeidet, er hvordan generatoren i Brekkvasselva kraftverk påvirker feilresponsene. Denne generatoren er den som i de fleste feilsituasjonene har mest kritisk respons, og også først faller ut av synkronisme. Det viser seg at denne generatoren skaper raske pendlinger i nettet, som forårsaker fall av synkronisme i flere av de andre generatorene. Dersom Brekkvasselva kraftverk kobles ut kort tid etter feil, vil feilresponsen i de fleste andre kraftverk bedres. Det er brukt mye tid på å prøve å finne årsaken til dette, og det konkluderes med at det er

plasseringen av generatoren like ved sekundærstasjonen og på den svakeste radialen som er årsaken. Den største generatoren i modellen, Trongfossen, påvirker og påvirkes i alle tilfeller lite av de studerte feilsituasjonene. Det antas at årsaken til dette er det høye spenningsnivået på 132kV ved Trongfossens tilknytningspunkt.

Det er undersøkt ulike tiltak for å forbedre den transiente stabiliteten som følge av den mest kritiske feilen. Det viser seg at det mest effektive er å koble ut Brekkvasselva kraftverk kort tid etter at feilen oppstår. I tillegg må enkelte synkronmaskiner bygges gunstigere enn det som er foreslått i denne rapporten, eller sekundærtransformatoren trinnes ned i perioder av året hvor produksjonen er høy og lasten er lav eksempelvis under vårflom. Dette vil føre til at generatorene blir mindre undermagnetisert, og det synkroniserende momentet øker. Generatorene vil dermed ikke miste synkronisme like raskt.

Det er i enhver simuleringssammenheng svært viktig å ha bygd opp korrekte modeller, slik at simuleringene blir så gode som overhodet mulig. Slik er det også i disse analysene, hvor det store usikkerhetsmomentet er komponentene. Det er her tatt utgangspunkt i størrelsen på kraftverkene, spenningsnivå på linjene og geografien av disse, mens alle komponentdata er estimerte og må sies å være usikre. Selv om det er foretatt noen analyser på hvordan resultatene endres dersom enkelte komponentdata endres, vil resultatene kunne endres mye ved store komponentendringer.

11. Konklusjon

Hensikten med denne oppgaven var å bygge opp en dynamisk simuleringsmodell av planområdet, samt å utføre dynamiske analyser av denne for å dokumentere stabilitet.

Det er estimert verdier for alle komponenter, og en modell som fungerer som forventet er utarbeidet. Spenningsregulatorene er tunet i henhold til Statnetts krav, og har en tilfredsstillende sprangrespons med angitte forsterkninger i Case A.

Systemet er småsignal stabilt for alle de tre driftssituasjonene, med den laveste relative dempningsfaktoren på 13,9% med de parameterverdiene som er oppgitt. Småsignalustabilitet kan inntreffe dersom forsterkningene i spenningsregulatorene endres mye utover det som er foreslått.

Den korteste kritiske klareringstiden, er på 155ms ved en symmetrisk trefase kortslutning like ved det eksterne nettet i Case A. Feilresponsene er i alle tilfeller funnet å være minst gunstig ved høy produksjon.

Brekkvasselta generator er i simuleringene vist å være opphav til stabilitetsproblemer. Ved å koble ut Brekkvasselta kraftverk, øker den korteste kritiske klareringstiden fra 155ms til 196ms. Dette selv om flere av generatorene faller ut av synkronisme ved en feilvarighet på 196ms med Brekkvasselta innkoblet. Det konkluderes med at det er Brekkvasseltas plassering, og ikke generatorparametre, som er opphavet til raske pendlinger i nettet. Den største generatoren i modellen, Trongfossen, påvirker og påvirkes i alle tilfeller lite.

Det kan være gunstig å stille strengere krav til konstruksjon av enkelte maskiner enn det som er foreslått i denne rapporten. Dette eventuelt i tillegg til å trinne ned sekundærtransformatoren fra 22/132kV til 21/132kV ved høy produksjon i området, eller koble ut Brekkvasselta kraftverk kort tid etter en feilsituasjon. Disse tiltakene vil være de mest effektive for å forbedre den totale systemstabiliteten.

12. Videre arbeid

Det bør til enhver tid holdes en nær dialog med utbyggerne i området, med tanke på konsesjonssøknader og utbygging. Det er naturlig å tenke seg at de ulike kraftverkene vil bli realisert til forskjellige tider. Dette kan by på utfordringer som ikke er nevnt i denne oppgaven, og det bør vurderes tilsvarende simuleringer for de ulike stegene av utbygging i området.

Det kan også være aktuelt å foreta nye simuleringer, både stasjonært og dynamisk, dersom komponentdataene for generatorer, linjer, transformatorer eller lignende skulle vise seg å avvike mye fra det som er antatt i dette arbeidet.

Det vil i tillegg være naturlig å ta en vurdering på hvilke krav som må stilles til utbyggere av småkraftverk i framtida. I dag er det få formelle krav til utbyggere når det gjelder spenningskvalitet og systemstabilitet. Etterhvert som mer småkraft blir introdusert i nettet, blir det stadig viktigere å formalisere krav. Særlig gjelder dette i typiske småkraftområder med lite last og lange radialer i svake nett, hvor småkraftverk har mye å si for den totale systemstabiliteten.

Det vil også være nyttig å ta en befaring av det eksisterende 22 kV nettet nord for den nye sekundærstasjonen for å fastslå om nettet her er modent for utskiftning. Store deler av luftlinjeobjektene er i NetBas registrert med byggeår 1958, men disse verdiene er høyst usikre. Dersom reellt byggeår er 1958m kan det være hensiktsmessig å skifte ut denne delen av nettet. Dette med tanke på kostnadsoptimalisering, forsynings-sikkerhet til kunder og produksjonssikkerhet for småkraftutbyggere.

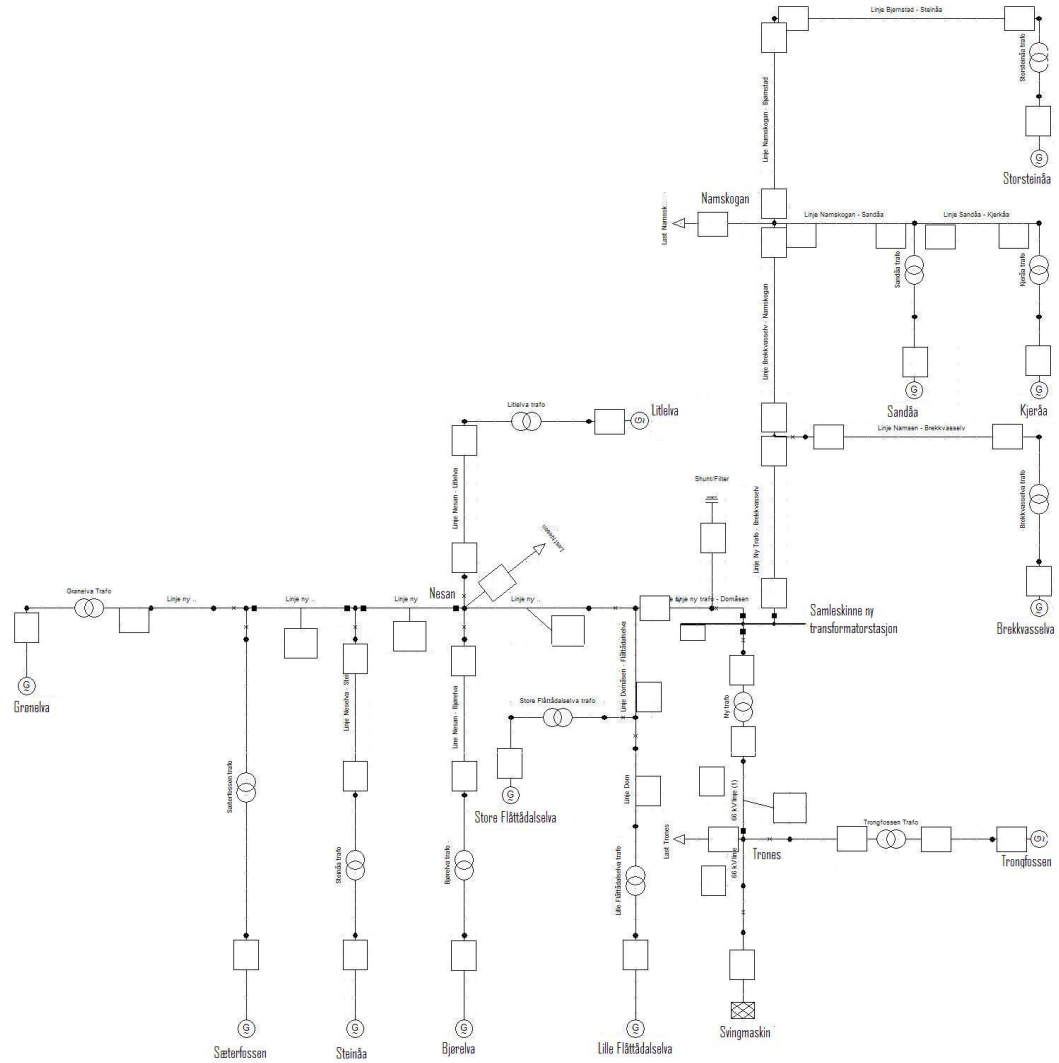
Det anbefales i tillegg at det ved hver linjeutbygging tas en tapsøkonomisk analyse på oppgradering av linjetverrsnittet. Dette er ikke tatt hensyn til i oppgaven, da kun det tekniske aspektet vurderes. En oppgradering av tverrsnittet vil imidlertid gi lavere belastning og mindre spenningsvariasjoner, slik de stasjonære analysene indikerer [2].

Bibliografi

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994
- [2] Astrid Svarva, *Stasjonære betraktninger rundt tilknytning av småkraft i Namsskogan*, NTNU, 2010
- [3] P. Kundur, J. Paserba, V.Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V.Vittal, *Definition and Classification of Power System Stability, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions Report, IEEE Transactions on Power Systems* Vol.19, No.3, pp.1387-1401, 2004
- [4] J. Machowski, J. Bialek and J. Bumby, *Power Systems Dynamics and Stability*, John Wiley and Sons, 1997
- [5] Astrid Petterteig, Olve Mogstad, Thor Henriksen, Øivind Håland, *Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnett*. Sintef Energiforskning, 2006
- [6] Norges vassdrags- og energidirektorat, *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*, Olje- og energidepartementet, 2004
- [7] J. Balchen, T. Andresen, B. Foss, *Reguleringsteknikk*, Institutt for teknisk kybernetikk NTNU, 5. utgave, 2003
- [8] Stephen J. Chapman, *Electric machinery fundamentals*, McGraw-Hill, 2009
- [9] Statnett, *FIKS - Funksjonskrav i Kraftsystemet*, Statnett SF, 2008
- [10] Kiyoung Kim, Richard C. Schaefer, *Excitation control of the Synchronous Generator*, IEEE Industry Application Magazine, 2001

- [11] Kiyoug Kim, Richard C. Schaefer, *Tuning a PID controller for a digital Excitation Control System*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, No. 2, 2005
- [12] IEEE, Std 421.5, *Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, 2005
- [13] Sintef energi, *Planleggingsbok for kraftnett*, Sintef, 2003
- [14] Astrid Petterteig, *Regneark med komponentdata for eksisterende småkraftgeneratorer*, Sintef, 2009
- [15] Kenneth Sjøholt, *Erfaringstall-Synkrongenerator*, NTNU, 2010
- [16] Kjell Sand, E-post: "Times- og minuttlast", 18.10.2010
- [17] Gerard Doorman, E-post: "Brukstid for maks. last", 29.10.2010
- [18] Kåre Bjørvik, Per Hveem, *Reguleringsteknikk*, Institutt for elektroteknikk HIST, 1999
- [19] T. Tran-Quoc, L. Le Thanh, C. Andrieu, N. Hadjsaid, C. Kieny, J.C. Sabonnadiere, K. Le, O. Chilard, *Stability Analysis for the Distribution Networks with Distributed Generation*, 2006

A. Simuleringsmodell



Figur A.0.1: Simuleringsmodell av planområdet bygd opp i PowerFactory

B. Komponentdata

Tabell B.1: Oversikt over inputparametre for de ulike linjetypene for 22 kV

Linjetype	Rated Current	Resistance [Ohm/km]		Reactance [Ohm/km]		Capacitance [μ F/km]	
	[kA]	1,2-seq.	0. seq.	1,2-seq.	0. seq.	1,2-seq.	0. seq.
FeAl 25	0,158	0,721	0,30	0,395	1	0,00922	0,01327
FeAl 50	0,243	0,359	0,448	0,373	1,59	0,00979	0,01410
FeAl 95	0,363	0,190	0,20	0,35	0,8	0,01041	0,00150
Al59 210	0,761	0,141	0,10	0,320	0,40	0,00944	0,00094

Tabell B.1 Gir en oversikt over de ulike linjeparametrene som er brukt som input i PowerFactory ved et spenningsnivå på 22 kV. Linjedataene er hentet delvis fra eksisterende data i NetBas, og delvis fra Planleggingsboka for kraftnett [13]. Linjedataene er for faseavstand 1,5m, planoppheng uten jordlinje, og alle temperaturavhengige data (linjeresistans og maksimal strøm) gjelder for 20°C.

Tabell B.2: Oversikt over inputparametre for de ulike linjetypene for 132 kV

Linjetype	Rated Current	Resistance [Ohm/km]		Reactance [Ohm/km]		Kapasitans [μ F/km]	
	[kA]	1,2-seq.	0. seq.	1,2-seq.	0. seq.	1,2-seq.	0. seq.
FeAl 240	1,142	0,076	0,418	0,365	0,886	0,01010	0,00690

Tabell B.2 Gir en oversikt over de ulike linjeparametrene som er brukt som input i PowerFactory ved et spenningsnivå på 132 kV. Linjedataene er hentet delvis fra eksisterende data i NetBas, og delvis fra Planleggingsboka for kraftnett [13]. Linjedataene er for faseavstand 3 m, planoppheng med jordlinje, og alle temperaturavhengige data (linjeresistans og maksimal strøm) gjelder for 20°C.

Tabell B.3: Oversikt over inputparametre for de ulike transformortypene

Ytelse	Spennning på HV-side	Spennning på LV-side	P_0	e_k	e_r	e_x
[MVA]	[kV]	[kV]	[kW]	[%]	[%]	[%]
2	22	0,69	2,0	6,0	0,9	5,9
5	22	6,6	5,0	7,0	0,9	6,9
8	22	6,6	10,0	8	0,9	7,9
14	22	6,6	15,0	9	0,9	8,9
50	22	6,6	20	10	0,6	10
50	132	22	15	10	0,4	10

Tabell B.3 viser komponentdata for transformatorene i modellen. Transformatoren med ytelse på 2MVA er hentet ut fra data for transformatorstasjonen i Litlelva, mens de resterende transformatordataene er hentet fra planleggingsbok for kraftnett [13].

Tabell B.4 viser komponentdata for generatorene i modellen. All generatordata er hentet fra NetBas og fra et regneark utarbeidet av Astrid Petterteig ved Sintef Energi [14]. Alle generatorene kjører med en frekvens på 50Hz.

Tabell B.4: Oversikt over inputparametre for de ulike generatortypene

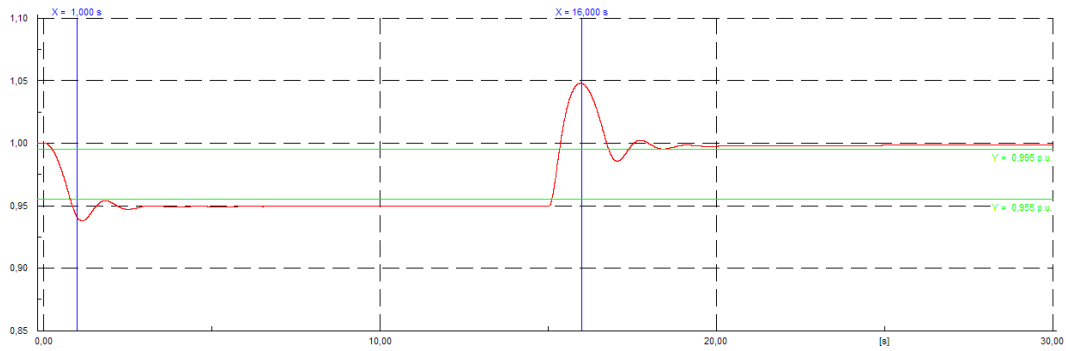
Generator- ytelse	S_N [MVA]	8	2	6	7	1,6	4	15	45	5
Nominell Spenning	U_N [kV]	6,6	0,69	6,6	6,6	0,69	6,6	6,6	6,6	6,6
d -akse synkronreaktans	x_d [p.u.]	2,0	2,0	2,0	2,0	1,5	2,0	1,5	1,05	2
d -akse transient reaktans	x'_d [p.u.]	0,2	0,2	0,2	0,2	0,15	0,2	0,3	0,3	0,2
d -akse subtransient reaktans	x''_d [p.u.]	0,15	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
q -akse synkronreaktans	x_q [p.u.]	1,5	1,5	1,5	1,5	1	1,5	1,0	0,8	1,5
q -akse transient reaktans	x'_q [p.u.]	1,5	1,5	1,5	1,5	1	1,5	1,0	0,8	1,5
q -akse subtransient reaktans	x''_q [p.u.]	0,25	0,1	0,2	0,2	0,1	0,15	0,15	0,2	0,2
Armaturl tidskonstant	T_a [s]	0,1	0,03	0,1	0,1	0,03	0,06	0,2	0,3	0,1
Armaturre sistans	r_a [p.u.]	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Nullsekvens resistans	R_0 [p.u.]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nullsekvens reaktans	X_0 [p.u.]	0,08	0,05	0,06	0,07	0,05	0,05	0,08	0,1	0,05
Negativ sekvensreaktans	X_2 [p.u.]	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,6	0,2
Lekkreaktans	X_l [p.u.]	0,15	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,15	0,15	0,05
d -akse åpen krets transient tidskonstant	T'_{d0} [s]	4	3	4	4	3	3	5	7	4
d -akse åpen krets subtransient tidskonstant	T''_{d0} [s]	0,03	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02
d -akse kortslutning transient tidskonstant	T'_d [s]	0,4	0,3	0,4	0,4	0,2	0,3	0,6	0,8	0,4
d -akse kortslutning subtransient tidskonstant	T''_d [s]	0,02	0,01	0,02	0,015	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01
q -akse åpen krets subtransient tidskonstant	T''_{q0} [s]	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
q -akse kortslutning subtransient tidskonstant	T''_q [s]	0,03	0,01	0,03	0,03	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03
”Treg hetskonstant”	H [s]	2,0	0,5	1,5	1,5	0,5	0,7	2,5	2,5	1,0

C. Tuning av spenningsregulatorer

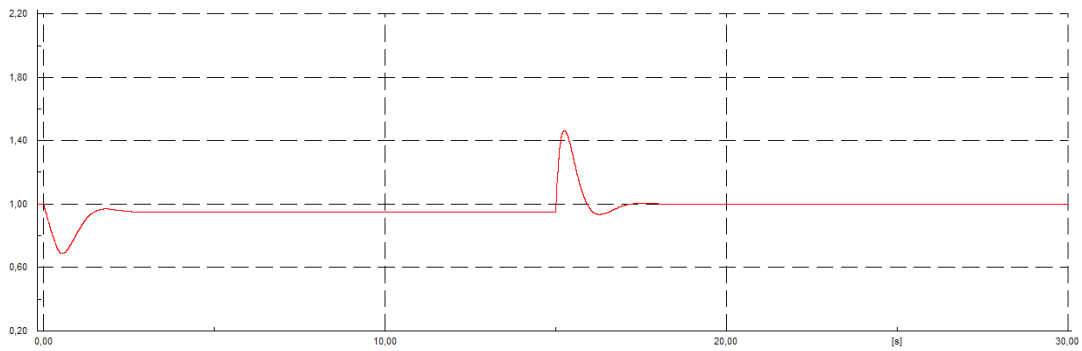
Tabell C.1: Oversikt over foreslåtte inputparametre for AC8B [12]

T_r	Måletidskonstant	0,01
K_P	Proporsjonalforsterkning	80
K_a	Controller forsterkning	1
T_a	Controller tidskontant	0
K_e	Magnetiseringskonstant	1
K_I	Integralforsterkning	5
T_e	Magnetiseringstidskonstant	1,2
E_1	Metningsfaktor 1	6,5
S_{e1}	Metningsfaktor 2	0,3
E_2	Metningsfaktor 3	9
S_{e2}	Metningsfaktor 4	3
K_D	Derivatkonstant	10
T_D	Tidskonstant derivataction	0,1
V_{Rmin}	Controller min. output	0
V_{Rmax}	Controller max. output	35

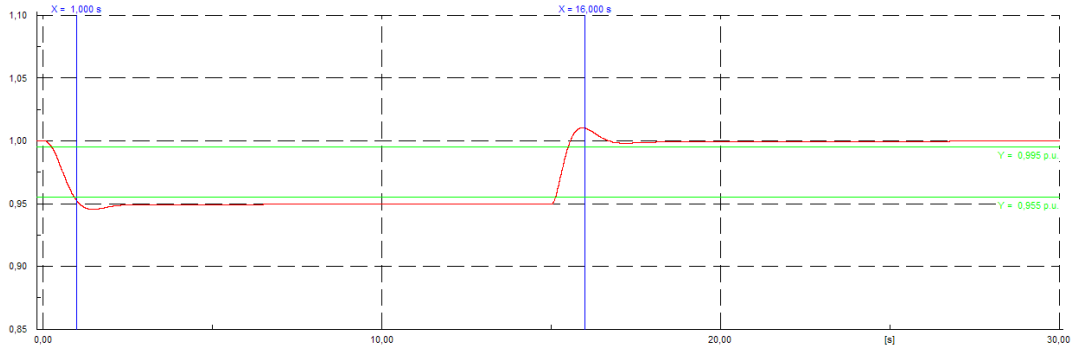
C.1 Bjørelva



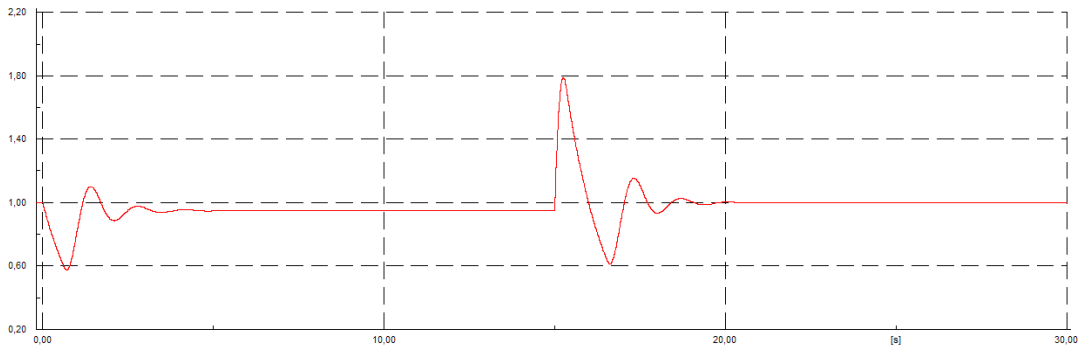
Figur C.1.1: Klemmespenning Bjørelva med standardverdier



Figur C.1.2: Feltspenning Bjørelva med standardverdier

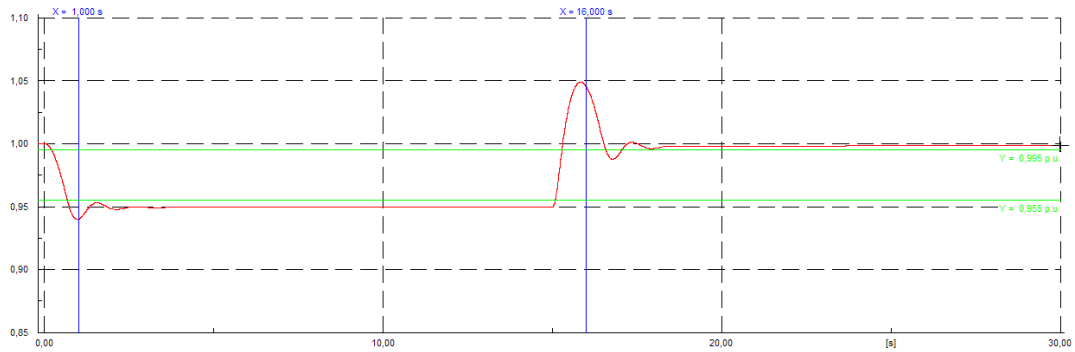


Figur C.1.3: Klemmespenning Bjørelva med innstilte verdier; $K_P = 30$, $K_I = 3$ og $K_D = 10$

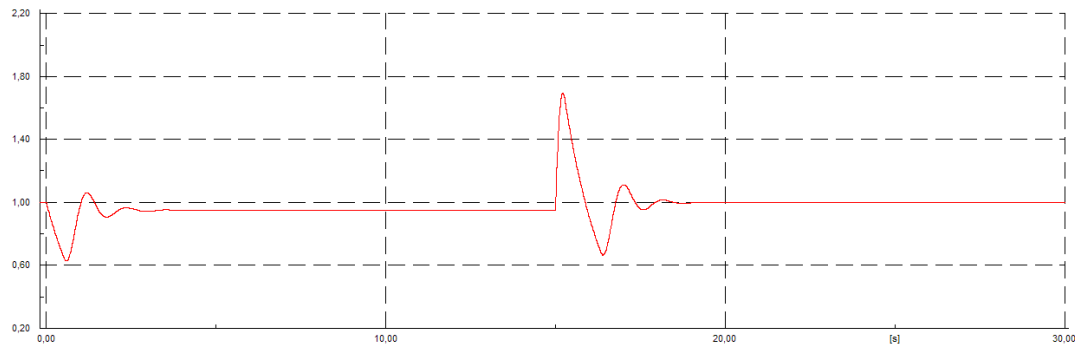


Figur C.1.4: Feltspenning Bjørelva innstilte verdier; $K_P = 30$, $K_I = 3$ og $K_D = 10$

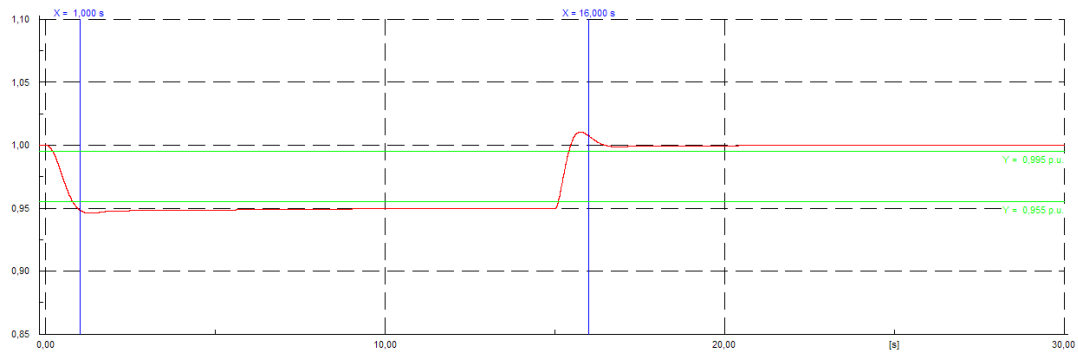
C.2 Brekkvasselva



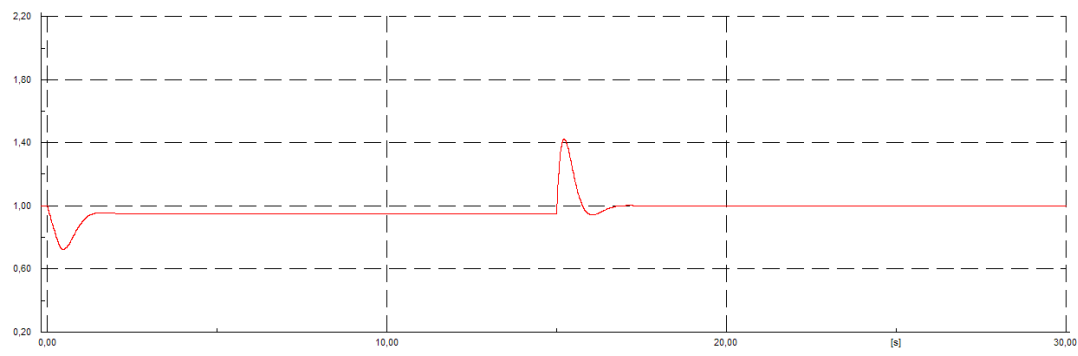
Figur C.2.1: Klemmespenning Brekkvasselva med standardverdier



Figur C.2.2: Feltspenning Brekkvasselva med standardverdier

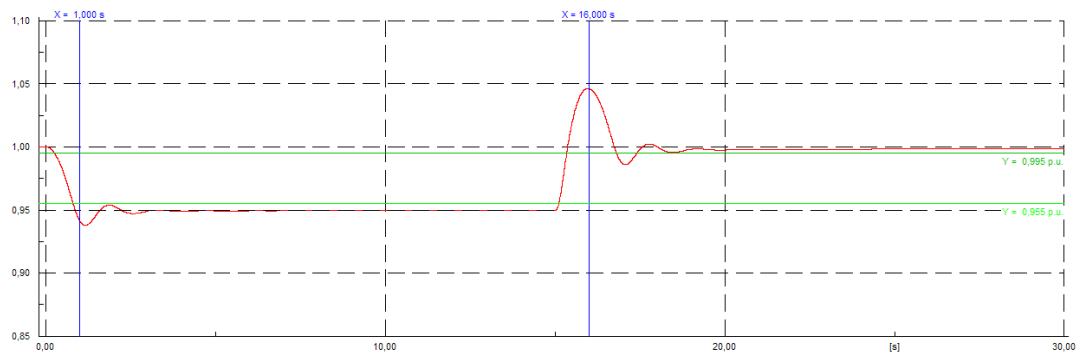


Figur C.2.3: Klemmespenning Brekkvasselva med innstilte verdier; $K_P = 30$, $K_I = 3$ og $K_D = 10$

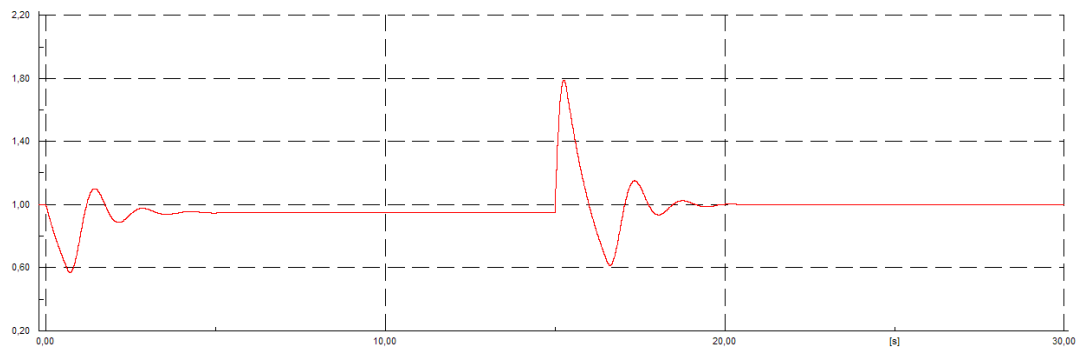


Figur C.2.4: Feltspenning Brekkvasselva innstilte verdier; $K_P = 30$, $K_I = 3$ og $K_D = 10$

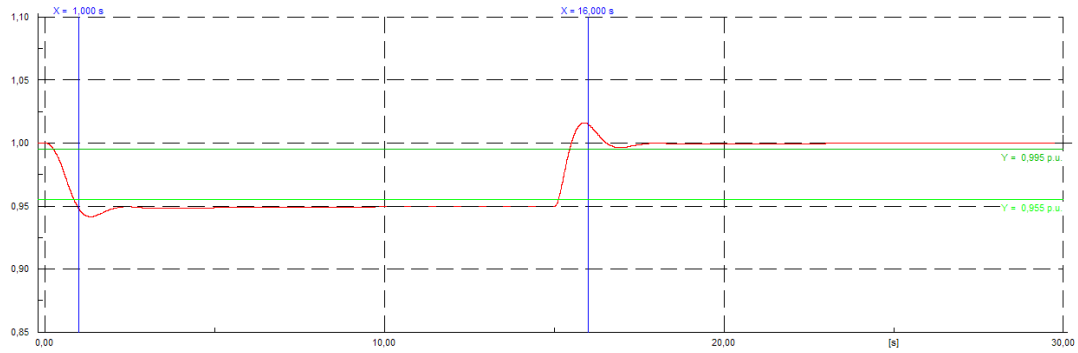
C.3 Grønvelva



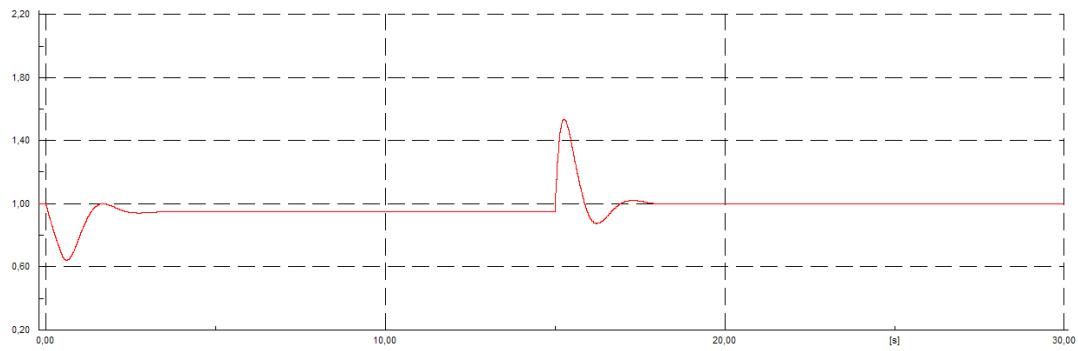
Figur C.3.1: Klemmespenning Grønvelva med standardverdier



Figur C.3.2: Feltspenning Grønvelva med standardverdier

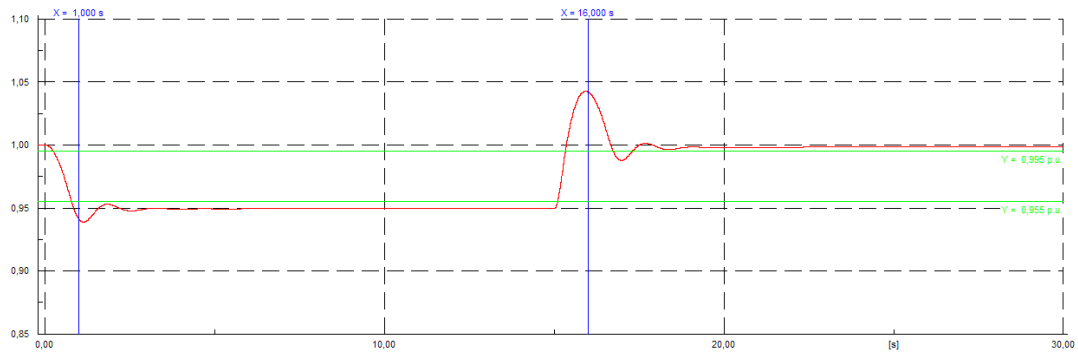


Figur C.3.3: Klemmespenning Grønvelva med innstilte verdier; $K_P = 40$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

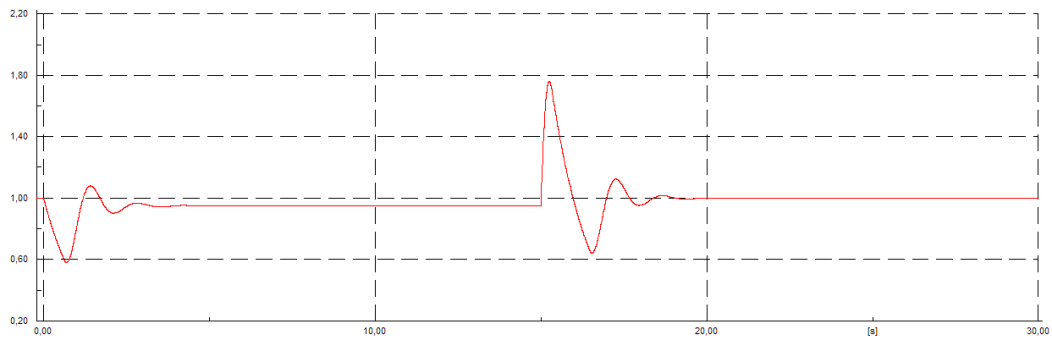


Figur C.3.4: Feltspenning Grønvelva innstilte verdier; $K_P = 40$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

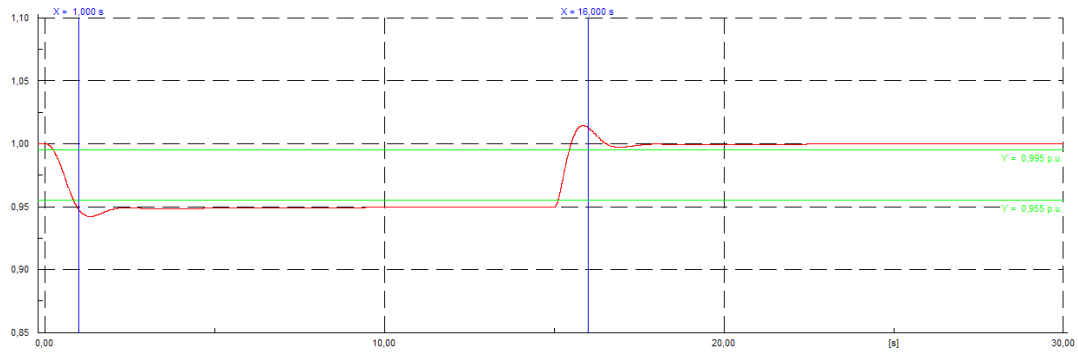
C.4 Kjeråa



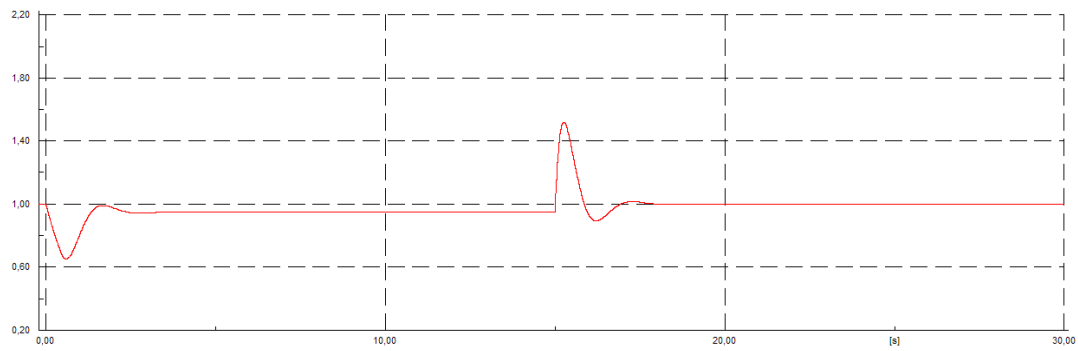
Figur C.4.1: Klemmespenning Kjeråa med standardverdier



Figur C.4.2: Feltspenning Kjeråa med standardverdier

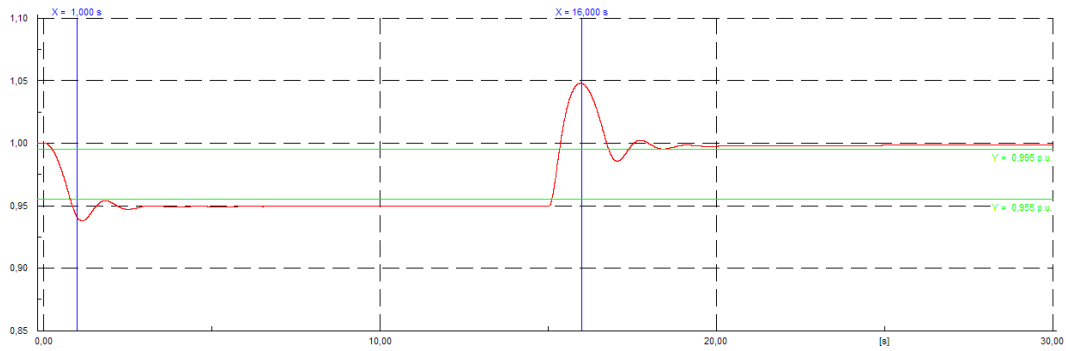


Figur C.4.3: Klemmespenning Kjeråa med innstilte verdier; $K_P = 40$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

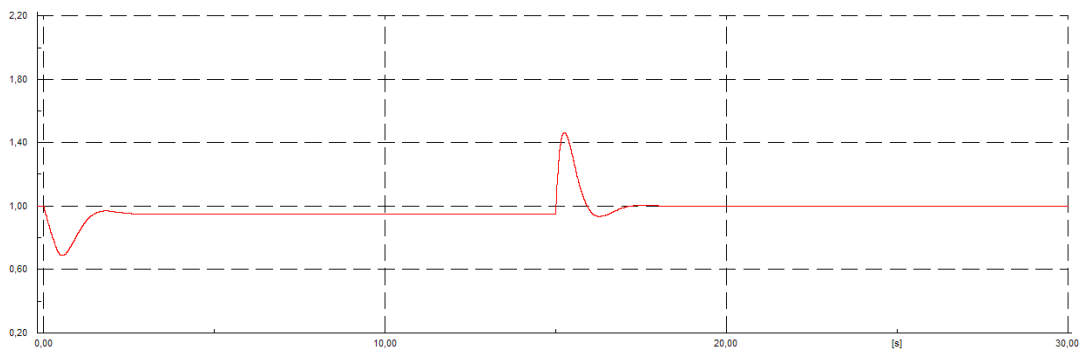


Figur C.4.4: Feltspenning Kjeråa innstilte verdier; $K_P = 40$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

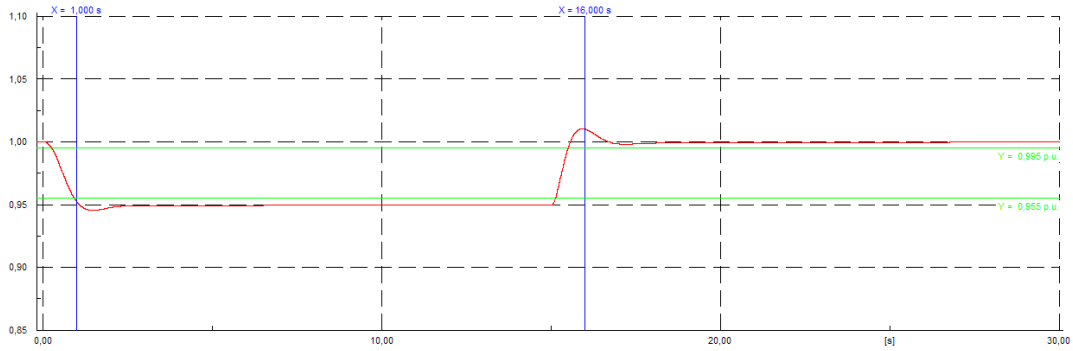
C.5 Lille Flåttådalselva



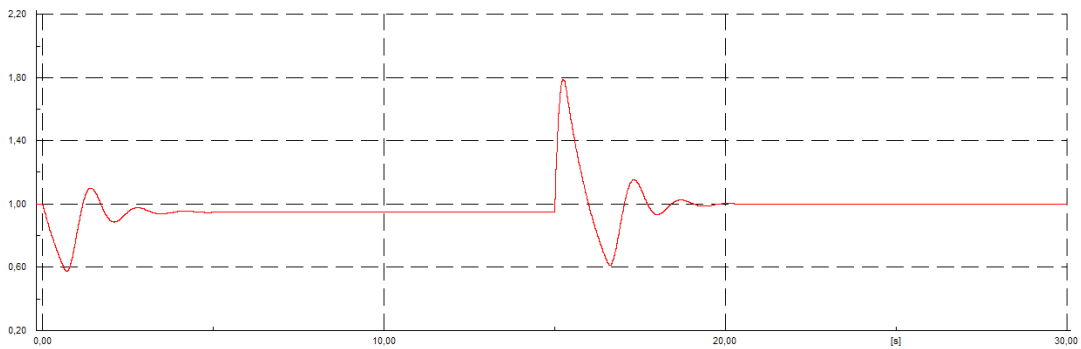
Figur C.5.1: Klemmespenning Lille Flåttådalselva med standardverdier



Figur C.5.2: Feltspenning Lille Flåttådalselva med standardverdier

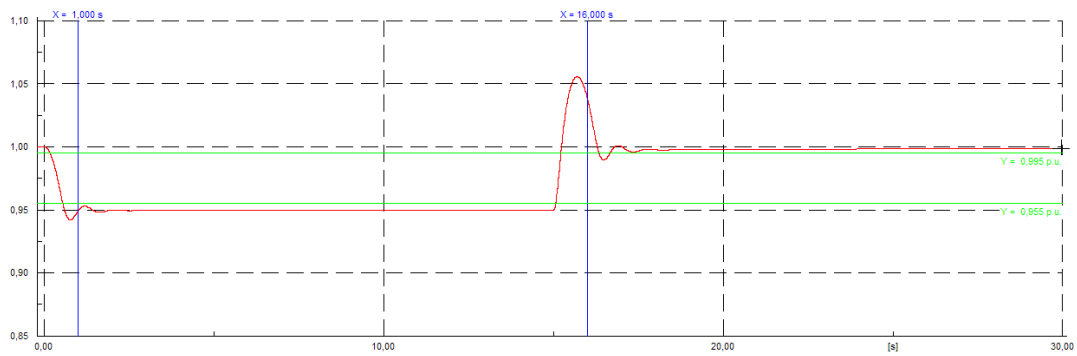


Figur C.5.3: Klemmespenning Lille Flåttådalselva med innstilte verdier; $K_P = 30$, $K_I = 3$ og $K_D = 10$

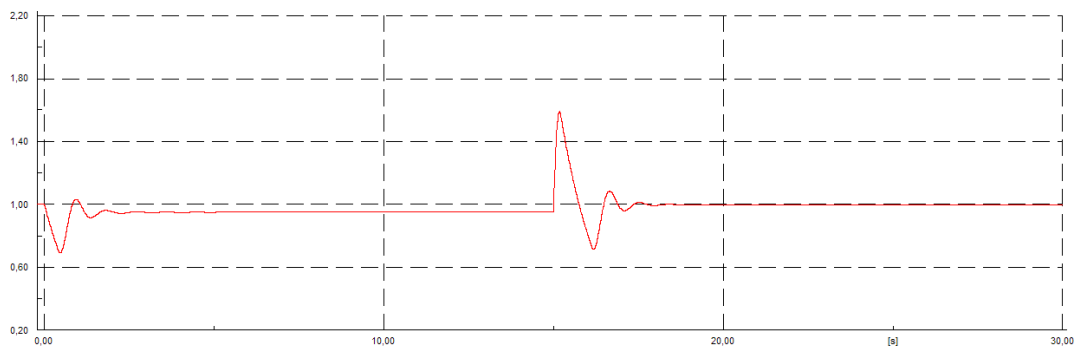


Figur C.5.4: Feltspenning Lille Flåttådalselva innstilte verdier; $K_P = 30$, $K_I = 3$ og $K_D = 10$

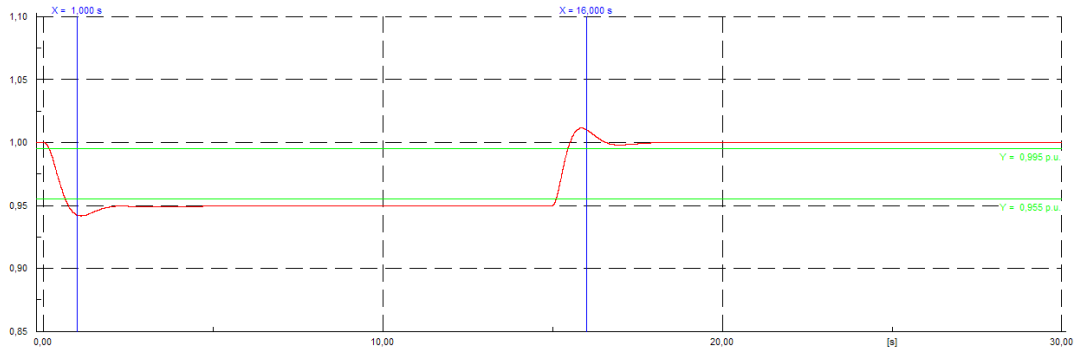
C.6 Litlelva



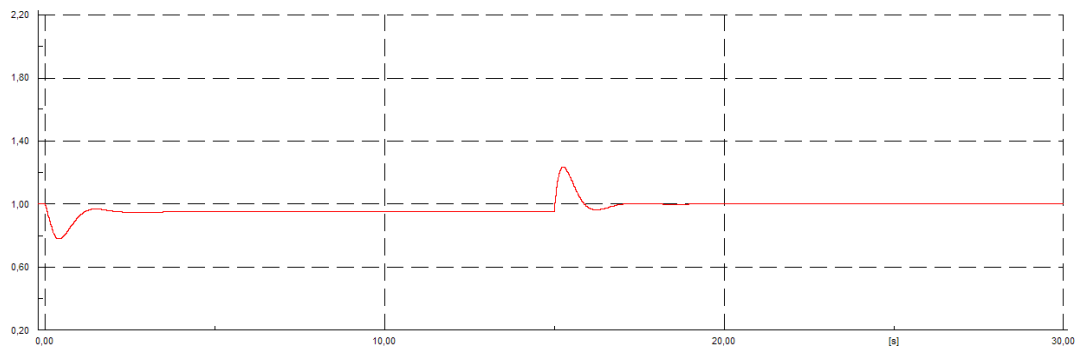
Figur C.6.1: Klemmespenning Litlelva med standardverdier



Figur C.6.2: Feltspenning Litlelva med standardverdier

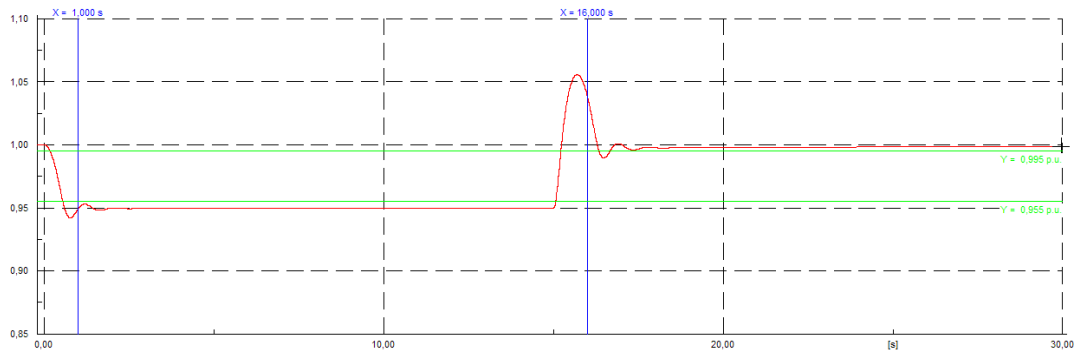


Figur C.6.3: Klemmespenning Litlelva med innstilte verdier; $K_P = 20$, $K_I = 5$ og $K_D = 5$

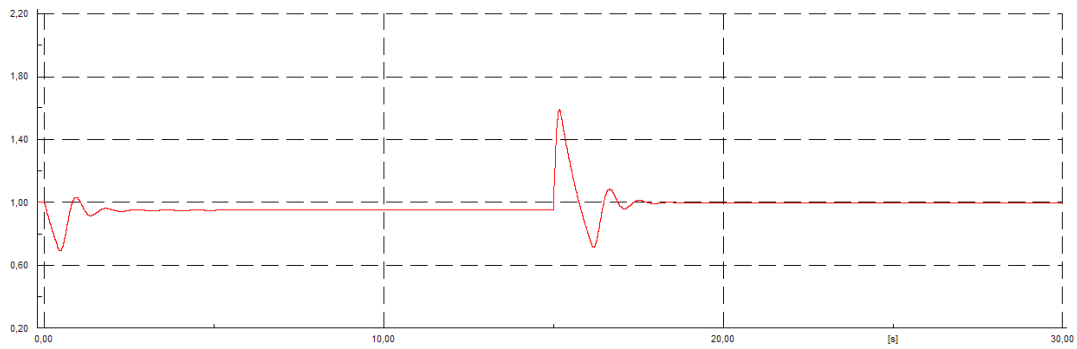


Figur C.6.4: Feltspenning Litlelva innstilte verdier; $K_P = 20$, $K_I = 5$ og $K_D = 5$

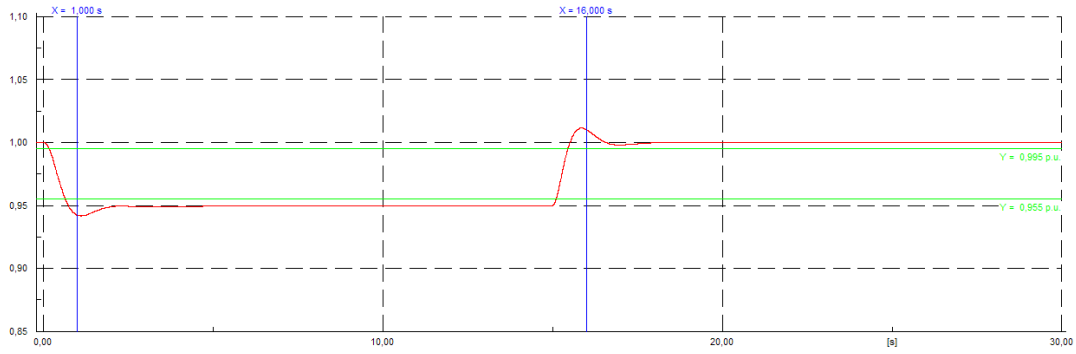
C.7 Sandåa



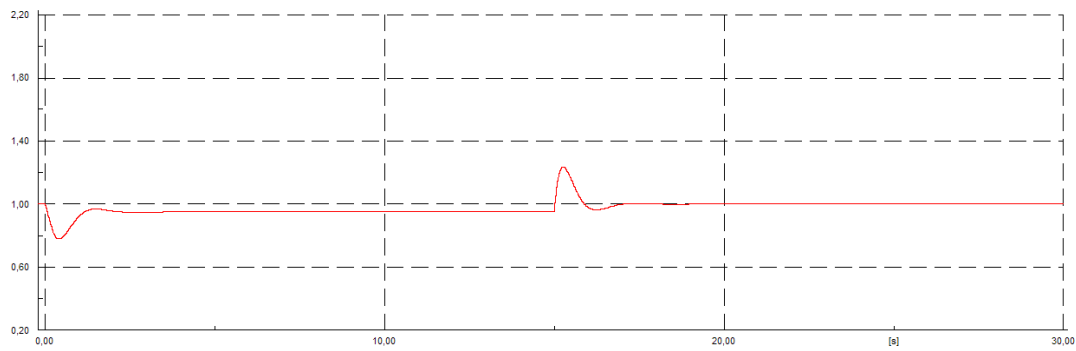
Figur C.7.1: Klemmespenning Sandåa med standardverdier



Figur C.7.2: Feltspenning Sandåa med standardverdier

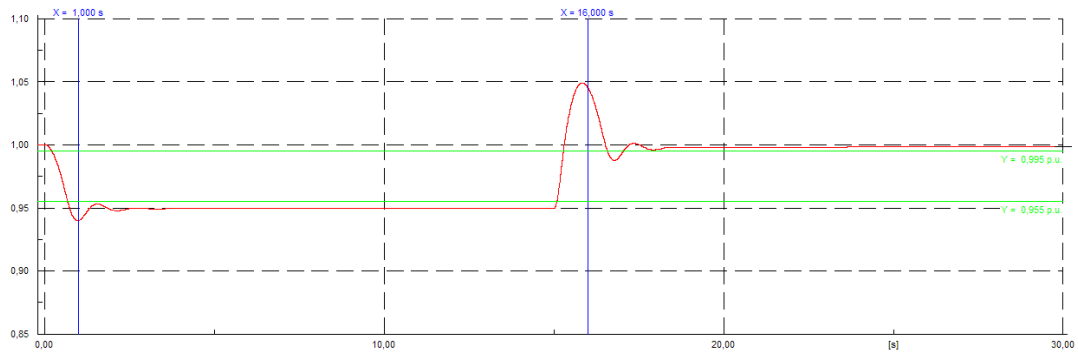


Figur C.7.3: Klemmespenning Sandåa med innstilte verdier; $K_P = 20$, $K_I = 5$ og $K_D = 5$

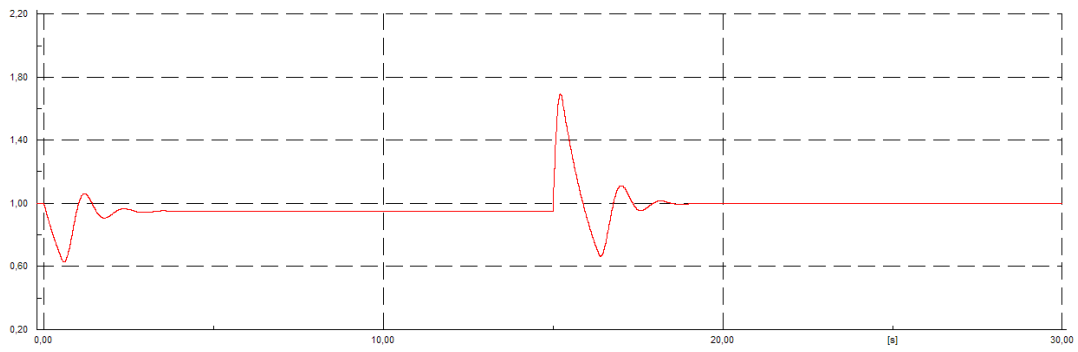


Figur C.7.4: Feltspenning Sandåa innstilte verdier; $K_P = 20$, $K_I = 5$ og $K_D = 5$

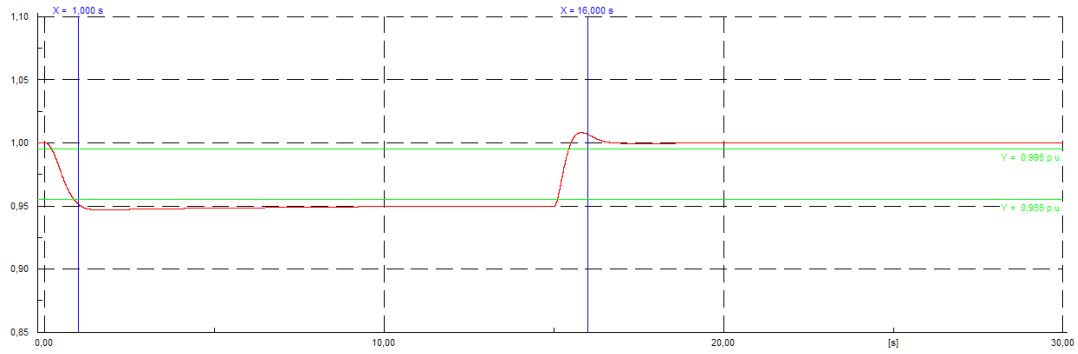
C.8 Steinåa



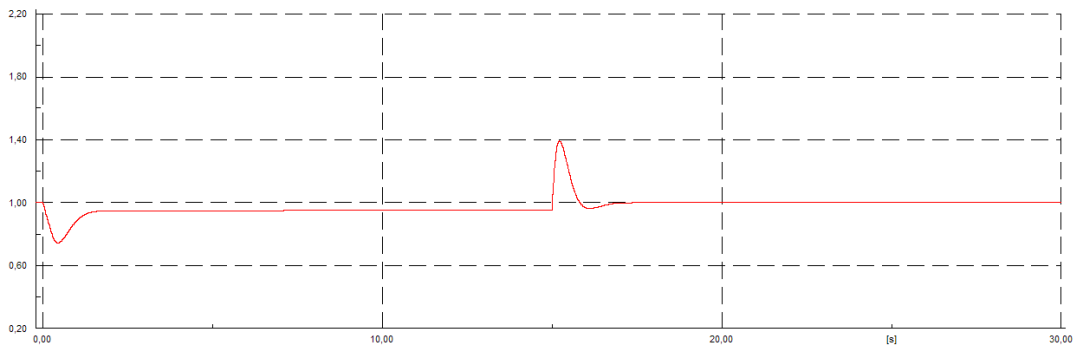
Figur C.8.1: Klemmespenning Steinåa med standardverdier



Figur C.8.2: Feltspenning Steinåa med standardverdier

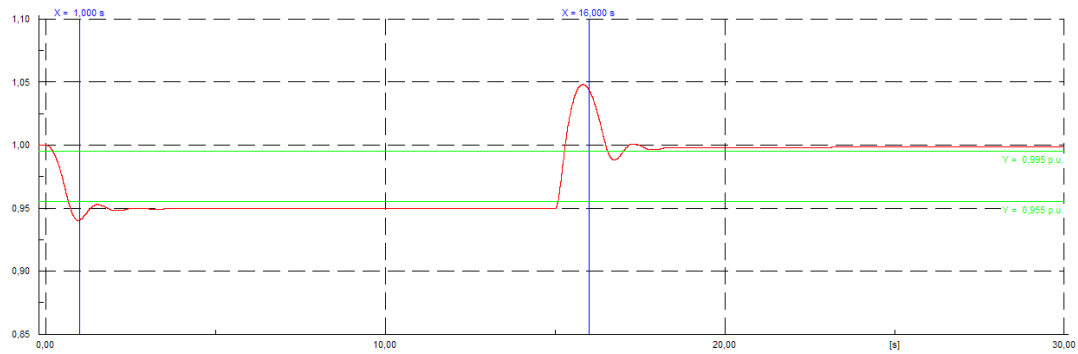


Figur C.8.3: Klemmespenning Steinåa med innstilte verdier; $K_P = 25$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

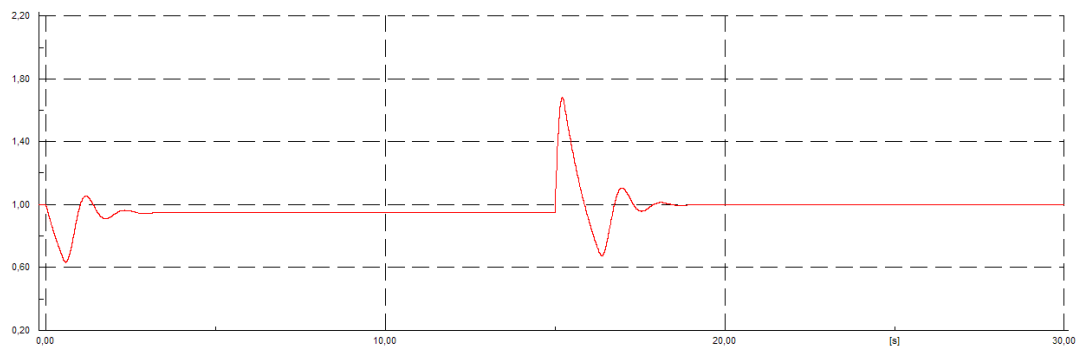


Figur C.8.4: Feltspenning Steinåa innstilte verdier; $K_P = 25$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

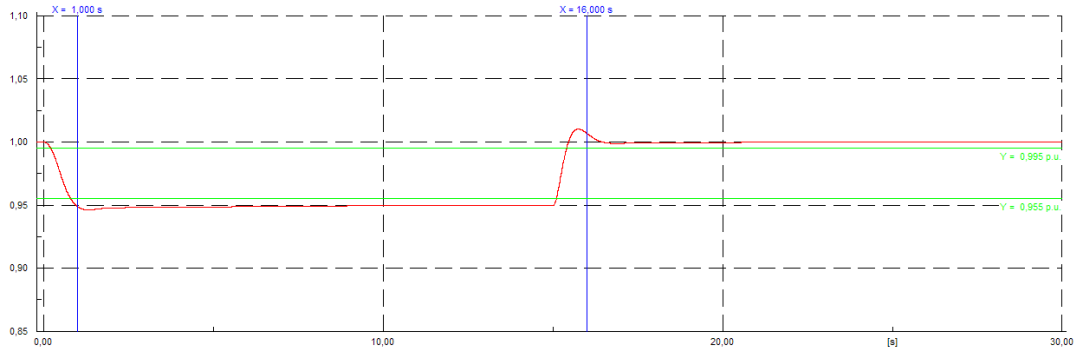
C.9 Store Flåttådalselva



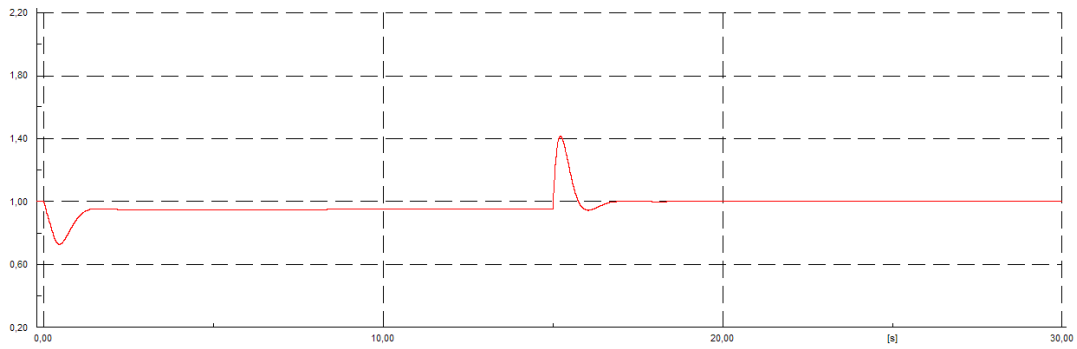
Figur C.9.1: Klemmespenning Store Flåttådalselva med standardverdier



Figur C.9.2: Feltspenning Store Flåttådalselva med standardverdier

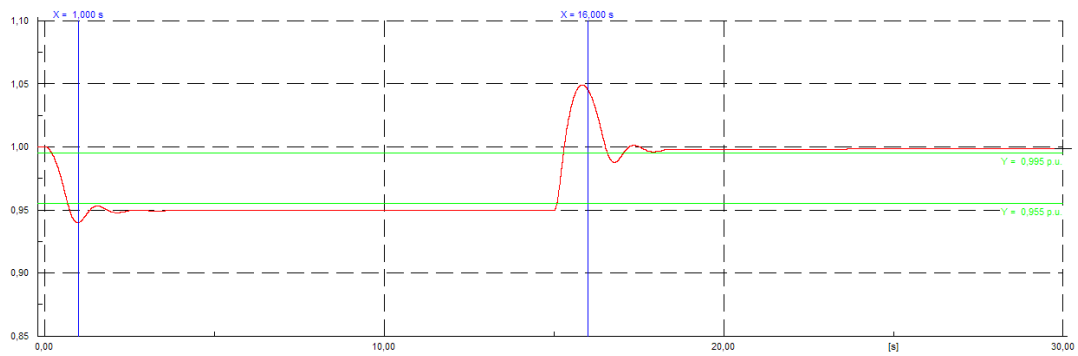


Figur C.9.3: Klemmespenning Store Flåttådalselva med innstilte verdier; $K_P = 30$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

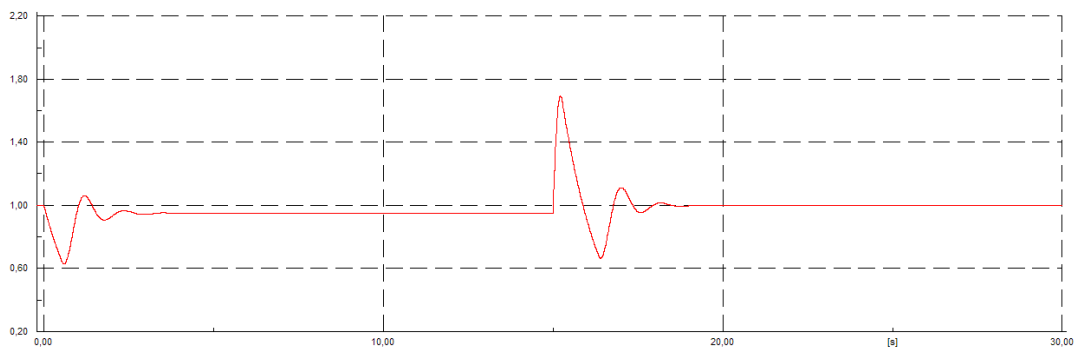


Figur C.9.4: Feltspenning Store Flåttådalselva innstilte verdier; $K_P = 30$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

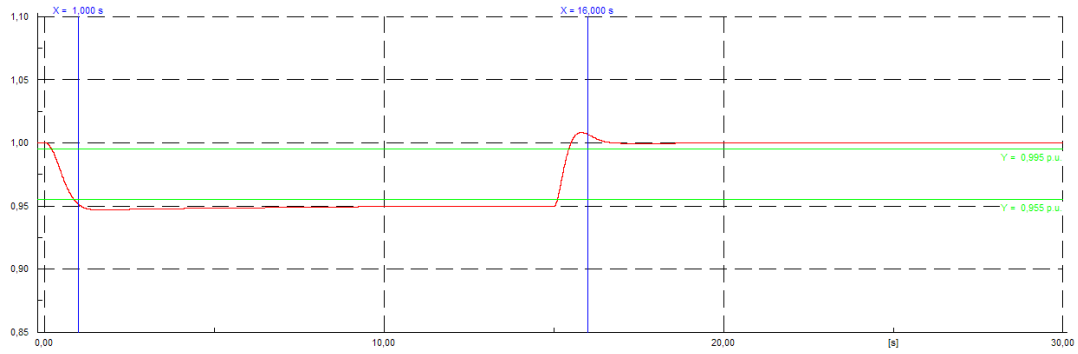
C.10 Storsteinåa



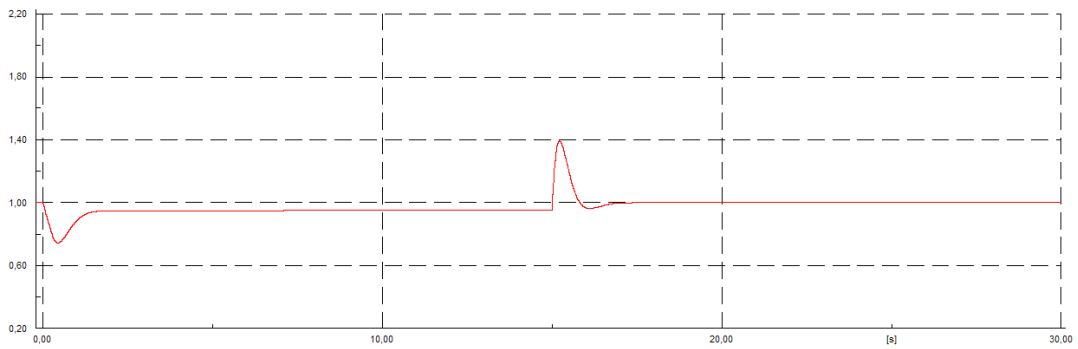
Figur C.10.1: Klemmespenning Storsteinåa med standardverdier



Figur C.10.2: Feltspenning Storsteinåa med standardverdier

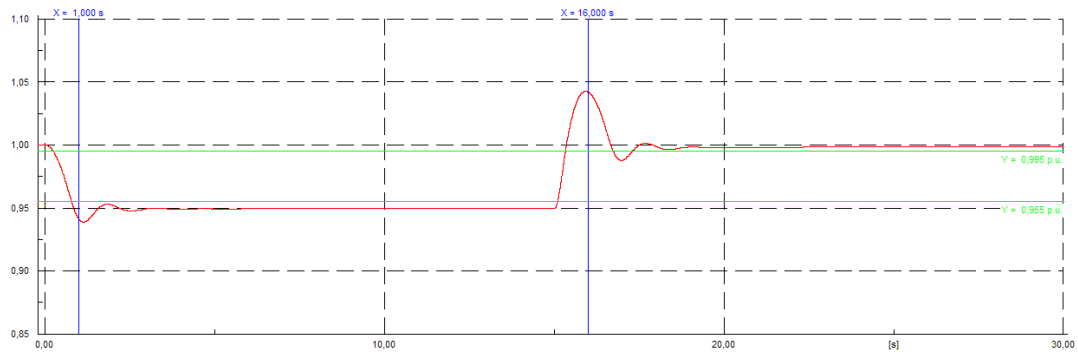


Figur C.10.3: Klemmespenning Storsteinåa med innstilte verdier; $K_P = 25$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

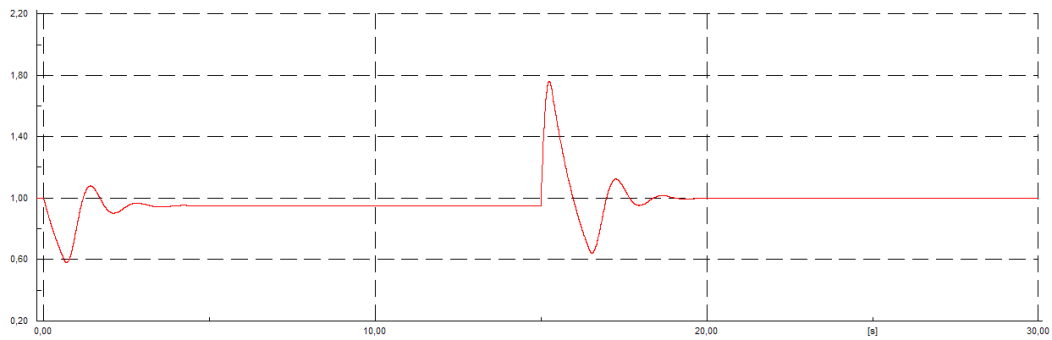


Figur C.10.4: Feltspenning Storsteinåa innstilte verdier; $K_P = 25$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

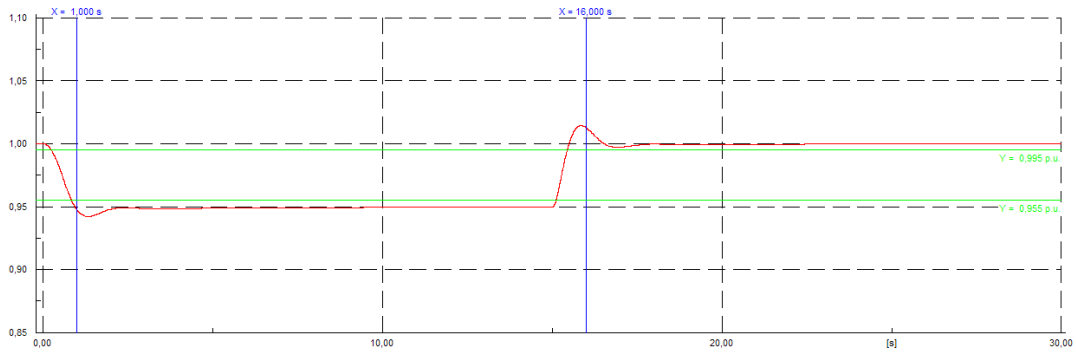
C.11 Sæterfossen



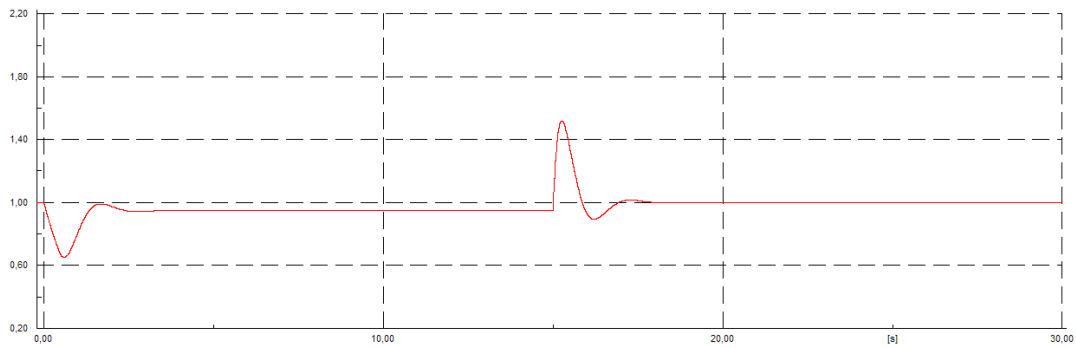
Figur C.11.1: Klemmespenning Sæterfossen med standardverdier



Figur C.11.2: Feltspenning Sæterfossen med standardverdier

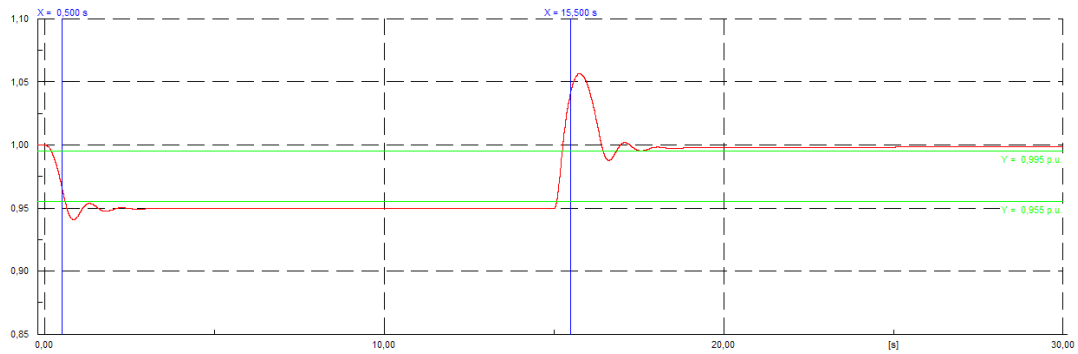


Figur C.11.3: Klemmespenning Sæterfossen med innstilte verdier; $K_P = 40$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

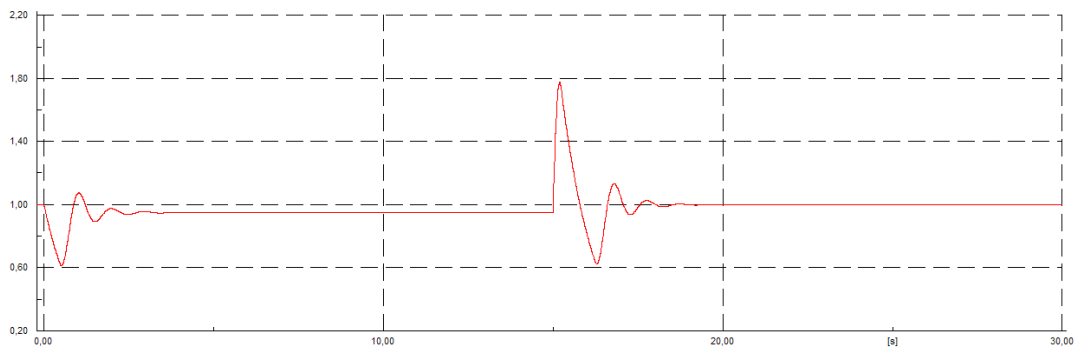


Figur C.11.4: Feltspenning Sæterfossen innstilte verdier; $K_P = 40$, $K_I = 5$ og $K_D = 10$

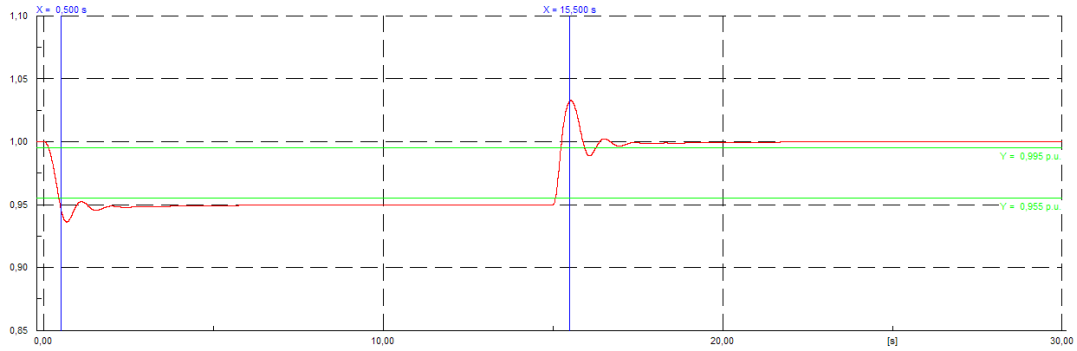
C.12 Trongfossen



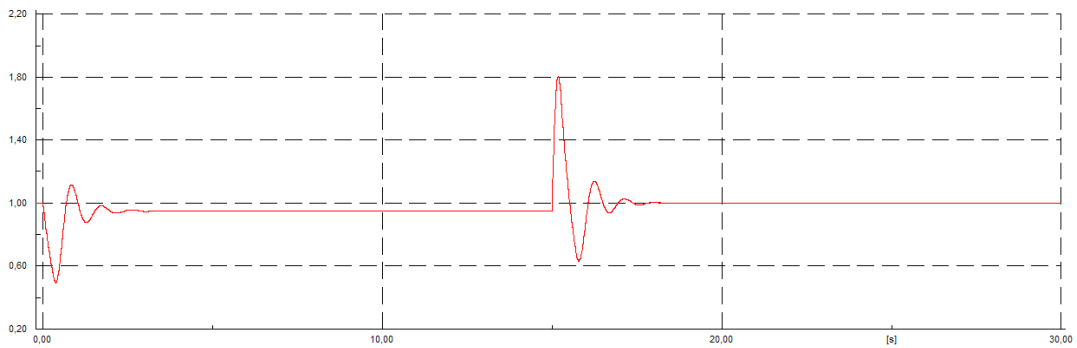
Figur C.12.1: Klemmespenning Trongfossen med standardverdier



Figur C.12.2: Feltspenning Trongfossen med standardverdier

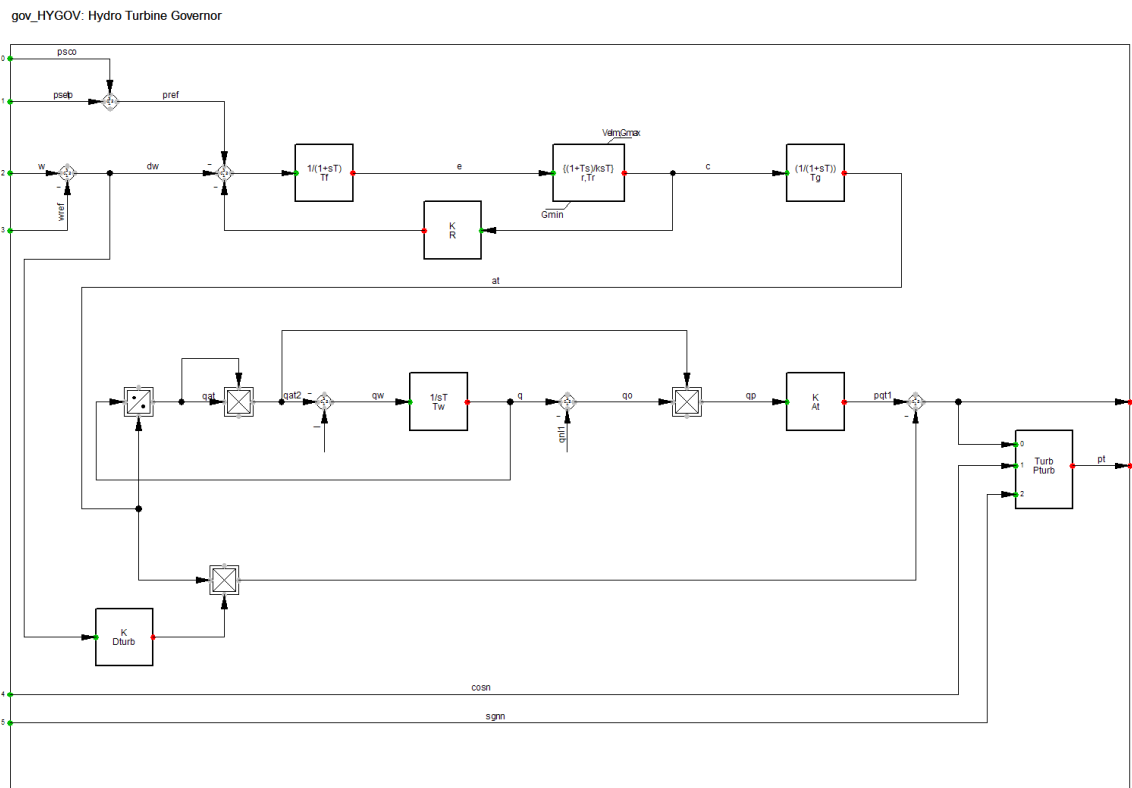


Figur C.12.3: Klemmespenning Trongfossen med innstilte verdier; $K_P = 50$, $K_I = 15$ og $K_D = 5$



Figur C.12.4: Feltspenning Trongfossen innstilte verdier; $K_P = 50$, $K_I = 15$ og $K_D = 5$

D. Regulatorer og anbefalte parametre

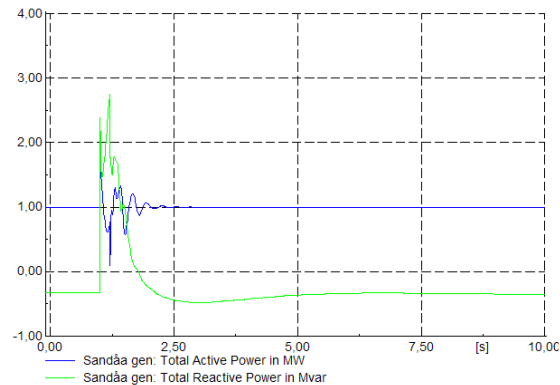


Figur D.0.1: Blokkskjema for turbin og turbinregulator IEEE HYGOV modell

Tabell D.1: Oversikt over foreslåtte inputparametre for HYG0V

r	Temporary Droop [pu]	0,1
T_r	Governor time constant [s]	10
T_f	Filter time constant [s]	0,05
T_g	Servo time constant [s]	0,3
T_W	Water starting time [s]	1
A_t	Turbine gain [pu]	1,15
P_{turb}	Turbine rated power ($0=p_{turb}=p_{gen}$) [MW]	0
D_{turb}	Frictional losses factor [pu]	0,01
q_{nl}	No load flow [pu]	0,08
R	Permanent droop [pu]	0,04
G_{min}	Minimum gate limit [pu]	0
V_{elm}	Gate velocity limit [pu]	0,29
G_{max}	Maximum gate limit [pu]	1

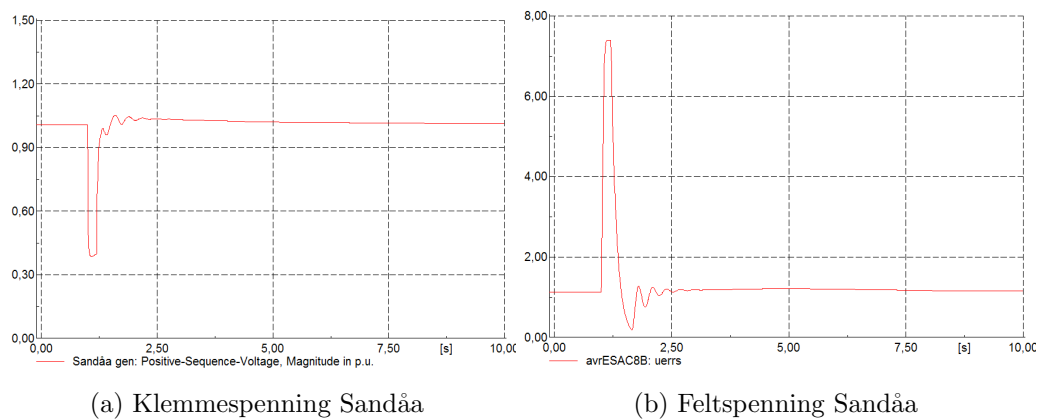
E. Andre feilresponser



Figur E.0.1: Effektpendlinger i Sandåa ved kortslutning ved storsteinåa

E.1 Andre feil på radial vest

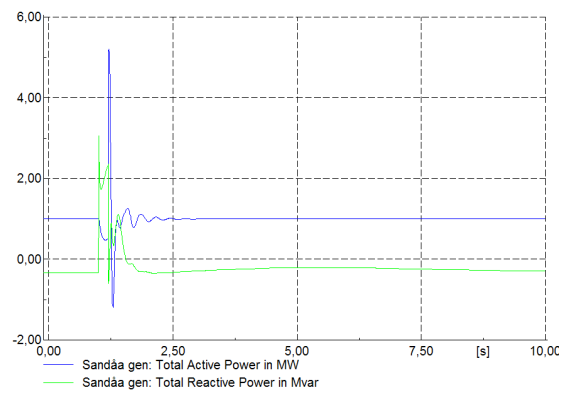
E.1.1 Feil som fører til utkobling



(a) Klemmespenning Sandåa

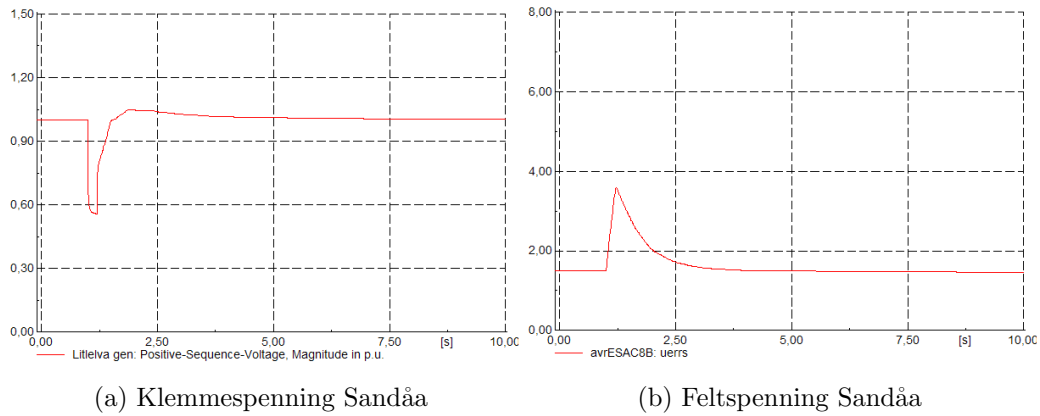
(b) Feltspenning Sandåa

Figur E.1.1: Spenningsrespons Sandåa ved en symmetrisk trefase kortslutning på vestlig radial, med varighet $t = 200ms$

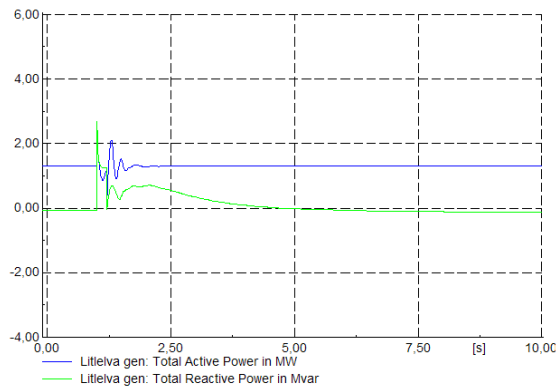


Figur E.1.2: Effektpendlinger i Sandåa ved en symmetrisk trefase kortslutning på vestlig radial, med varighet $t = 200ms$

E.1.2 Feil ved Grønelva kraftverk



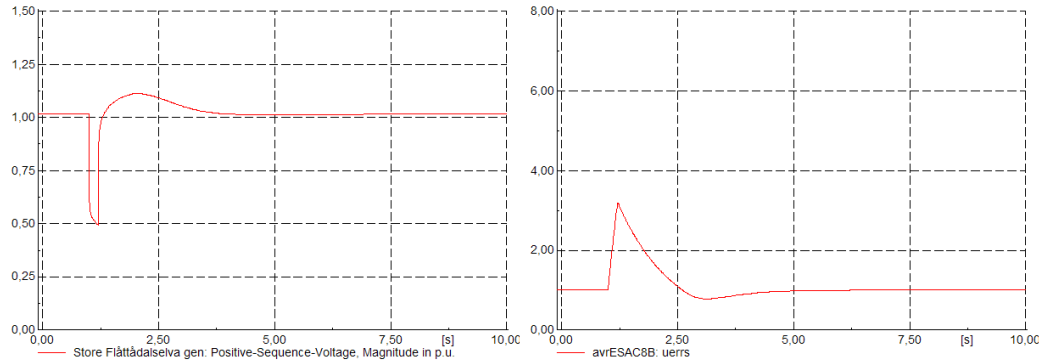
Figur E.1.3: Spenningsrespons Sandåa ved en symmetrisk trefase kortslutning på vestlig radial ved Grønelva, med varighet $t = 200ms$



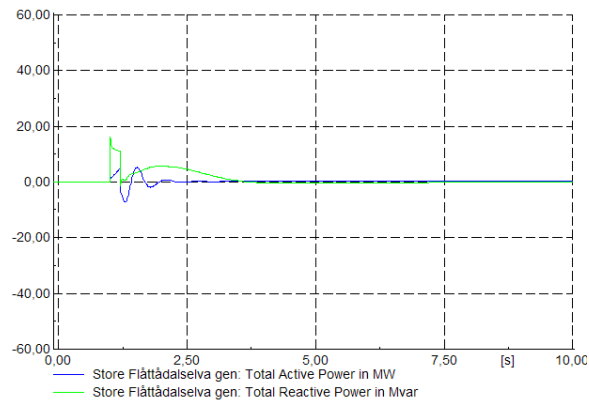
Figur E.1.4: Effektpendlinger i Sandåa ved en symmetrisk trefase kortslutning på vestlig radial ved Grønelva, med varighet $t = 200ms$

E.2 Case C

E.2.1 Symmetrisk kortslutning av eksternt nett



Figur E.2.1: Spenningsrespons Store Flåttådalselva ved en symmetrisk trefase kortslutning ved det eksterne nettet i Case C, med varighet $t = 200ms$



Figur E.2.2: Effektpendlinger i Store Flåttådalselva ved en symmetrisk trefase kortslutning ved det eksterne nettet i Case C, med varighet $t = 200ms$

F. Erfaringer fra PowerFactory

Det dynamiske analyseprogrammet benyttet i denne oppgaven, DigSilent PowerFactory, er en relativt ny programvare innen nettanalyse. NTE Nett AS har vurdert å kjøpe programmet, men har begrenset erfaring fra bruk av dette. NTNU har heller ikke hatt tilgang på PowerFactory lenge, og det er få personer som har arbeidet med programvaren.

Gjennom dette arbeidet har bruk av PowerFactory vært en utfordring, siden det er få personer i miljøet som kjenner programmet godt og kan hjelpe ved problemer. Samtidig har det vært spennende å utforske en ny programvare. Det har gjennom prosjekt- og masteroppgaven blitt brukt mye tid på å lese brukermanualen og gjøre læreøvelser knyttet til programmet.

Til tross for dette har innlæringen og bruken av programvaren gått over all forventning. Læreøvelsene som følger med programvaren har vært lærerike, i tillegg til en god brukermanual. PowerFactory er et veldig oversiktlig program, hvor alt relateres til den grafiske presentasjonen av simuleringsmodellen. På denne måten blir det enkelt å holde oversikt, man vet hele tiden hvilken hvor i modellen responsene skjer og det gjør det også lett å relatere simuleringene til den fysiske geografien.

Det er i tillegg mange standardmodeller for turbin- og spenningregulatorer, dempe-tilsatser etc. lagt inn i programmet, slik at inkludering av disse er omtrent problemfritt.

Metoden for uthenting av simuleringsresultater er en av de få negative prosessene i PowerFactory. Det virker som om DigSilent ikke har tatt presentering av resultatene i betraktning under konstruksjon av programmet. Uthenting av figurer skjer ved å hente ut simuleringsskjermbildet som en .bmp fil. Dette fører til at det ikke bare en simuleringsskjermfiguren som blir med, men også alt annet på skjermbildet som andre resultater, faner, grensestreker og så videre. Denne metoden gjør at figuren man ønsker å ta med må klippes til i et redigeringsprogram for så å lagres på nytt. I tillegg er

.bmp filer et format med lav oppløsning samtidig som filene tar stor plass, og egner seg derfor dårlig i en rapport.

Man kan også hente ut simuleringsresultatene som tallverdier, for så å lese tallverdiene inn i MatLab, Microsoft Excel eller lignende, for så å lage grafene selv. Dette er tidkrevende, i tillegg til at man ikke kan hente ut en uendelig mengde tallverdier og figurene vil derfor alltid avvike noe fra grafene i simuleringsmodellen.

Det bør legges til at forfatterens erfaring fra lignende programvare er svært begrenset, og består stort sett av øvingsarbeid ved bruk av SimPow. Problemer vedrørende ulike dynamiske analyseprogram har gjennom oppgaveskrivingen vært et gjennomgående samtaleemne blant mine medstudenter. Mitt inntrykk av PowerFactory, ut fra mine medstudenters beretninger om lignende programvare, er at det er mer oversiktlig og selvforklarende. Alt i alt vil jeg si at jeg er glad for at PowerFactory ble anvendt i denne masteroppgaven.