

# Ukontrollerte pendlinger i polhjulsinkel på generatorer i regionalnettet

**Kenneth Sjøholt**

Master of Science in Electric Power Engineering  
Oppgaven levert: Juni 2010  
Hovedveileder: Kjetil Uhlen, ELKRAFT



# Oppgavetekst

Nedre Fiskumfoss Kraftstasjon (NFK) består av tre vannkraftaggregater på hver 17 MVA. Kraftverket opplevde i 2008 to tilfeller av ukontrollerte effektpendlinger. Ved det første tilfellet oppstod kraftige pendlinger i forbindelse med et faseavbrudd på 66kV linjen mot Namsos. Ved det andre tilfellet er det antatt at en uheldig sammensetning av regionalnettet førte til ukontrollerte effektpendlinger.

Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk, NTE, drifter og eier NFK. Gunnar Binde i NTE har igangsatt et prosjekt for å finne ut av hva som kunne være årsaken til disse pendlingene. Steinar Maalen i Voith Hydro A/S fikk oppdraget med å kartlegge årsakene til de ukontrollerte pendlingene i 2008. Det ble laget en oppgave til dette prosjektet ved NTNU som ble utført høsten 2009. Maalen er oppdragsgiver og kontaktperson for studenten som vil jobbe videre med dette prosjektet i masteroppgaven ved NTNU.

Masteroppgaven TET4910 blir et utvidet arbeid fra høstprosjektet TET5500. I høstprosjektet ble det ene tilfellet av de ukontrollerte pendlingene i NFK analysert ved hjelp av en forenklet nettmodell som ble simulert i SIMPOW. I masteroppgaven legges det opp til å utvide nettmodellen slik at begge tilfellene i NFK kan simuleres og analyseres. Det kan også utføres praktiske simuleringer av faseavbrudd og jordfeil for å studere mulige generatorvern som tiltak, med forbehold om at laboratoriet blir tilgjengelig i løpet av masteroppgaven

Masteroppgaven omhandler følgende hovedtema:

- Litteraturstudie innenfor kraftsystemstabilitet, spesielt angående usymmetriske forhold.
- Modellering av NTEs regionalnett for lastflyt og dynamiske analyser.
- Lineæranalyse og databasert simulering for analyse av polhjuls pendlinger.
- Innføring av turbinregulator og dempetilsats i nettmodellen for å studere innvirkningen av dette.
- Modellering av faseavbrudd, Tilfelle 1.

Oppgaven gitt: 15. januar 2010

Hovedveileder: Kjetil Uhlen, ELKRAFT





# NTNU

Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet

Fakultet for informasjonsteknologi, matematikk og elektroteknikk IME

Institutt for elkraftteknikk

Tittelblad TET4910 Master Thesis

<b>MASTEROPPGAVE</b>		
<i>Rapportens tittel (norsk):</i> <b>Ukontrollerte pendlinger i polhjulsinkel på generatorer i regionalnettet</b>		
<i>Rapportens tittel (engelsk):</i> <b>Rotor angle stability problems for synchronous generators connected to a regional grid during open conductor fault</b>		
<i>Besvarelsen leveres innen:</i> <b>15.juni 2010</b>	<i>Besvarelsen er levert:</i> <b>15.juni 2010</b>	
<i>Forfatter:</i> <b>Kenneth Sjøholt</b>		
<i>E-post til forfatter:</i> <b>kennethsjoholt@gmail.com</b>		
<i>Antall sider u/vedlegg:</i> <b>94</b>	<i>Antall sider vedlegg:</i> <b>93</b>	<i>Antall DVD:</i> <b>1</b>
<i>Veileder ved studieretningen MSc in Electric Power Engineering:</i> <b>Kjetil Uhlen</b>		
<i>Faglig veileder:</i> <b>Trond Toftevaag ved SINTEF Energiforskning</b>		
<i>Oppdragsgiver:</i> <b>Steinar Maalen i Voith Hydro AS (+47 92884112)</b>		
<i>Stikkord:</i> <b>Polhjulsinkelstabilitet      Faseavbrudd      Synkrongenerator</b>		

Adresse: NTNU, Department of Electric Power Engineering  
NO-7491 Trondheim, Norway

Tlf: +47 73 59 42 10

Kontakt: [halsten.aastebol@elkraft.ntnu.no](mailto:halsten.aastebol@elkraft.ntnu.no)

URL: <http://www.ntnu.no/studies/msepower>



# Forord

Denne rapporten er en avsluttende masteroppgave med fagkode TET4910 for det 2-årige internasjonale masterstudiet i elkraftteknikk ved NTNU. Masteroppgaven ble gjennomført våren 2010 av Kenneth Sjøholt.

Masteroppgaven omhandler stabilitetsproblemer som følge av ett reelt faseavbrudd i regionalnettet til Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk, NTE. I dette tilfellet startet synkrongeneratorene i Nedre Fiskumfoss Kraftverk, NFK, å pendle ukontrollert.

I denne rapporten er det laget en simuleringsmodell som representerer nettkonfigurasjonen til R-nettet. Simuleringsprogrammet SIMPOW er blitt brukt for lastflyt og dynamiske analyser for faseavbruddet. Virkningen av spenningsregulatorer, ulike turbinregulatorer, forskjellige koplingsgrupper for transformatorer og innføring av dempetilsats er analysert.

Flere personer har bidratt til denne prosjektoppgaven. Jeg ønsker å takke følgende personer:

- Min hovedveileder Kjetil Uhlen for oppfølging og diskusjon underveis i prosjektet.
- Trond Toftevaag ved SINTEF Energiforskning for oppfølging, faglige spørsmål og hjelp med modellering i SIMPOW. Spesiell takk for faglig veiledning.
- Vigdis Mygland, Erling Tønne, Per Fjellstrøm, Tore Røsæg og Jan Tore Knudsen i NTE som har latt meg få tilgang på informasjon og datablad relatert til regionalnettet. De har også tatt seg tid til å svare på faglige og praktiske spørsmål.
- Steinar Maalen og Kjell Vegard Birkeland i Voith Hydro A/S for praktiske råd og veiledning. En spesiell takk til Steinar Maalen som introduserte meg for oppgaven og tok meg med på ekskursjon til NFK for kalibrering av spenningsregulatorene i januar 2009.
- Til slutt vil jeg takke min kommende kone, Ragnhild Soldal, for hennes bidrag i løpet av masterutdanningen min.

Kenneth Sjøholt

Trondheim 14.juni 2010





## Sammendrag

I denne rapporten er synkrongeneratorens dynamiske oppførsel studert ved direkte faseavbrudd på tre-fase overføringslinjer i regionalnettet, via datamaskinbasert modellering og simulering. Ved feil studeres virkningen av spenningsregulator basert på statisk magnetisering, ulike typer turbinregulatorer, forskjellige koplingsgrupper for transformatorer og tiltak som dempetilsats (PSS).

Bakgrunnen for denne oppgaven baserer seg på et reelt tilfelle med faseavbrudd som oppstod i regionalnettet til NTE den 7. mars 2008. Dette førte til at synkrongeneratorene tilknyttet 66 kV nettet fikk ukontrollerte effektpendlinger.

Utfordringer ved faseavbrudd i kraftsystemer, uavhengig av om det er på overføringslinjene eller i elektriske komponenter, er kjent innenfor drift av kraftsystemet. Statistikk fra \*FASIT for hele Norge i perioden 2001-2004 viser at av 37163 driftsforstyrrelser var 2073 faseavbrudd. Til tross for dette har det ikke vært mulig å finne relevant litteratur som detaljert beskriver den elektromekaniske oppførselen til synkrongenerator ved direkte faseavbrudd på en av fasene ved tre-fase kraftoverføring.

Som en del av arbeidet er det etablert en simuleringsmodell av R-nettet til NTE i tillegg til et antall forenklete modeller. Det er foretatt simuleringer som viser endringene som funksjon av tiden i aktiv effekt, polhjulsvinkel, spenning og strøm på synkrongeneratorer ved faseavbrudd.

Resultater fra simuleringene i de forenklete modellene viser at et faseavbrudd ikke nødvendigvis medfører ukontrollerte effektpendlinger. Det viser seg at synkrongeneratoren kan svinge seg inn mot et nytt arbeidspunkt i en driftssituasjon med varig faseavbrudd. Ulike regulatorer sammen med total systemimpedans, koplingsgruppe for transformatorer og lastforbruk avgjør hvor stabilt systemet blir.

Resultater for simuleringene av R-nettet viser at faseavbrudd, tilsvarende det som oppstod i 2008, gir ukontrollerte effektpendlinger. Dempetilsats (PSS) er innført som tiltak, og det er vist at denne kan være i stand til å dempe pendlingene i startfasen slik at de ikke utarter seg til udepete svingninger.

*\*FASIT – Feil og Avbruddsstatistikk I Totalnettet – Referansegruppe for feil og avbrudd ble opprettet 13.03.1996 og består av representanter fra NVE, Statnett og EnergiAkademiet (EBL). I tillegg er Lier Everk, Troms Kraft Nett AS, Istad Nett AS og Sintef Energiforskning for tiden representert.*  
[www.fasit.no](http://www.fasit.no)



## Summary

In this thesis the dynamic behaviour of the synchronous generator during open conductor faults in a three-phase regional grid have been studied via computer based modelling and simulation. During a faulted period the influence of the following parameters has been studied: voltage regulator based on static magnetization, different types of turbine regulators, different connection groups for the transformers and possible measures like Power System Stabilizer (PSS).

The thesis is based on an actual incident of an open conductor fault in the regional grid of NTE the 7<sup>th</sup> of March 2008. The fault resulted in uncontrolled power oscillations on the synchronous generators connected to this 66 kV grid.

The issues of open conductor faults are known in the field of power system operation, independent on whether it is on electrical components or on the line conductors. Statistical data from \*FASIT shows that out of 37163 grid interruptions an amount of 2073 of them were open conductor faults. The statistical data are for the entire country, Norway, in the period 2001-2004. In spite of this no relevant literature that describes in detail the electromechanical behaviour of the synchronous generator during a open conductor fault has been found.

As part of the present work a simulation model of the R-grid of NTE has been made in addition to a number of simplified models. Simulations that show changes in active power, rotor angle, voltage and current as function of time of the synchronous generator during open conductor fault has been performed.

The results of the simulations in the simplified models show that open conductor faults not necessarily results in uncontrolled power swings. It appears that the synchronous generator may stabilize towards a new operating point in a situation of permanent fault. Different types of regulators together with system impedance, connection groups for transformers and power consumption determine the system stability.

The results of the simulations of the R-grid shows that open conductor faults corresponding to the fault in 2008, gives uncontrolled rotor angle oscillations. PSS is added as a possible measure. It is shown that adding PSS results in damped rotor angle swings in the transient period.

\*FASIT – Feil og AvbruddsStatistikk I Totalnettet – [www.fasit.no](http://www.fasit.no)



# Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b> .....	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>ii</b>
<b>Summary</b> .....	<b>iii</b>
<b>Symbolliste</b> .....	<b>vii</b>
<b>Forkortelser</b> .....	<b>viii</b>
<b>Stikkord</b> .....	<b>ix</b>
<b>1. Innledning</b> .....	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn .....	1
1.2 Problemstilling .....	1
1.3 Tidligere arbeid .....	3
1.4 Målsetting .....	4
1.5 Innhenting av informasjon .....	4
1.6 Kontaktpersoner .....	4
1.7 Simuleringsverktøyet SIMPOW .....	5
<b>2. Teori</b> .....	<b>6</b>
2.1 Symmetrisk tre-fase system .....	6
2.2 Symmetriske komponenter .....	7
2.3 Transformasjon .....	12
2.3.1 Clark transformasjon .....	13
2.3.2 Park transformasjon .....	15
2.3.3 Illustrasjon av usymmetriske feil .....	16
2.4 Ubalansert drift av synkronmaskin .....	17
2.5 Kraftsystemstabilitet .....	18
2.5.1 Polhjulsinkel .....	18
2.5.2 Transient stabilitets analyse – Større forstyrrelser .....	20
<b>3. Beskrivelse av simuleringsmodellene i kap.4-5</b> .....	<b>25</b>
3.1 Simuleringsmodell av R-nettet .....	27
3.2 Turbin .....	28
3.3 Turbinregulator .....	29
3.4 Generator .....	32
3.5 Spenningsregulator .....	33
3.6 Dempetilsats (PSS) .....	34
3.7 Genertaortransformator .....	36
3.8 Nett-transformator .....	36
3.9 Overføringslinje .....	36
3.9.1 Kapasitiv avledning og suseptans .....	37
3.9.2 Konduktiv avledning .....	39
3.10 Last .....	40
3.11 Kondensatorbatterier .....	41

3.12 Stivt nett.....	41
<b>4. Simuleringer med faseavbrudd .....</b>	<b>42</b>
4.1 Simuleringsmodell.....	42
4.2 Forutsetninger og valg til simuleringsmodellene .....	45
4.3 Diskusjon til resultat av faseavbrudd.....	46
4.3.1 Spenningsregulator .....	47
4.3.2 Turbinregulator.....	49
4.3.3 Koplingsgruppe transformator.....	51
4.3.4 Transformator teori.....	53
4.3.5 Unntak .....	57
4.3.6 Effekt-vinkel karakteristik.....	58
4.3.7 Oppsummering .....	61
<b>5. Simulering av faseavbrudd i R-nettet til NTE .....</b>	<b>62</b>
5.1 Lastflyt av R-nettet .....	63
5.2 Dynamiske analyser av faseavbrudd i R-nettet .....	64
Case1 – Faseavbrudd med og uten PSS i regulatorsløyfa .....	66
Case2 – Faseavbrudd med og uten PSS i regulatorsløyfa .....	73
Case3 – Faseavbrudd med og uten PSS i regulatorsløyfa .....	77
<b>6. Tiltak for faseavbrudd .....</b>	<b>85</b>
6.1 Dempetilsats .....	85
6.2 Generatorvern ”Out of Step” .....	86
6.2.1 Innledning.....	87
6.2.2 Vernfilosofi til OOS .....	87
6.2.3 Oppsummering av OOS-vernet .....	90
<b>7. Konklusjon .....</b>	<b>91</b>
<b>8. Videre arbeid .....</b>	<b>93</b>
<b>9. Vedlegg .....</b>	<b>95</b>
Vedlegg 1 – Lastflyt i R-nettet til NTE for Tilfelle 1 .....	96
Vedlegg 2 – Erfaringstall synkrongeneratorer.....	97
Vedlegg 3 – Synkrongeneratorer i Aunfoss .....	98
Vedlegg 4 – Synkrongenerator i Bogna .....	99
Vedlegg 5 – Synkrongeneratorer i NFK.....	100
Vedlegg 6 – Synkrongenerator i Salsbruket og ØFK.....	101
Vedlegg 7 – Data på transformatorene .....	102
Vedlegg 8 – Data på overføringslinjene .....	103
Vedlegg 9 – Data på lastene .....	104
Vedlegg 10 – Beregning av spenninger ved faseavbrudd .....	105
Vedlegg 11 – Faseavbrudd beskrevet i kap.4 (diagram) .....	113

11.1 Innledning .....	113
11.2 – SG1 – Aktiv effekt .....	114
11.3 – SG1 – Polhjulsvinkel.....	123
11.4 – SG1 – Fasespenning.....	130
11.5 – SG1 – Linjespenning.....	139
11.6 – SG1 – Strømmer.....	148
11.7 – SG1 – Diskusjon .....	156
Vedlegg 12 – Faseavbrudd beskrevet i kap.4 (nøkkeltall).....	163
12.1 – SG1 – Aktiv effekt, polhjulsvinkel, svingefrekvens .....	164
12.2 – SG1 – Fasespenning og linjespenning .....	166
12.3 – SG1 – Strømmer.....	168
Vedlegg 13 – Transformatormodeller (+ - 0 system).....	170
Vedlegg 14 – Modell av komponenter i SIMPOW.....	171
Vedlegg 15 – Optpow og Dynpow .....	176
Vedlegg 16 – Enlinjeskjema PSS1.....	181
Vedlegg 17 – Dsl-kode for PSS1 .....	182
Vedlegg 18 - Kildehenvisning .....	185

## Symbolliste

<i>Symbol</i>	<i>Forklaring</i>	<i>Enhet</i>
$\delta$	Polhjulsvinkel	grader
$E_G$	Indusert spenning synkrongenerator	p.u.
$E_M$	Indusert spenning synkronmotor	p.u.
$X_G$	Synkronreaktans generator	p.u.
$X_L$	Reaktans i overføringslinje	p.u.
$X_M$	Synkronreaktans motor	p.u.
$\omega_S$	Synkron hastighet	rad/s
$\omega_m$	Rotor hastighet	rad/s
$\Delta\omega$	Endring i rotorhastighet	rad/s
M	Treghetskoeffisient	sekund
$P_m$	Mekanisk effekt	W
$P_e$	Elektrisk effekt	W
D	Dempekoeffisient	
$P_D$	Dempningseffekt	W
$\tau_m$	Mekanisk moment	p.u.
$\tau_e$	Elektrisk moment	p.u.
J	Treghetsmoment	<b><math>kgm^2</math></b>
H	Treghetskonstant	sekund
$S_N$	Tilsynelatende merkeeffekt	VA
$\omega_n$	Nominell hastighet	rad/s
$\lambda_{1,2}$	Egenverdier	1/s $\pm$ rad/s
$\alpha$	Demping til egenverdi	1/s
$\Omega$	Frekvensen til oscilleringen for egenverdien	rad/s
$K_{E'}$	Koeffisienten til det synkroniserende moment	
$E_{trafo}$	Indusert spenning fra synkrongenerator = Spenning på trafonode (trafoens primærside)	p.u.
$X_{trafo}$	Transformatorreaktans	p.u.
$X_1$	Reaktans i overføringslinje 1	p.u.
$X_2$	Reaktans i overføringslinje 2	p.u.
$E'$	Transient indusert spenning	p.u.
$E_S$	Spenning på node til et stivt nett	p.u.



## Forkortelser

<i><b>Forkortelse</b></i>	<i><b>Forklaring</b></i>
NTE	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
NFK	Nedre Fiskumfoss Kraftverk
ØFK	Øvre Fiskumfoss Kraftverk
NT	Nord-Trøndelag
Voith	Voith Hydro A/S
S-nettet	Sentralnettet
R-nettet	Regionalnettet
D-nettet	Distribusjonsnettet
SLD	Singel Line Diagram
SSK	Samleskinne
OOS	Out of Step
GPU	Generator Protection Unit
PSS	Power System Stabilizer
Sp.regulator	Spenningsregulator
SG1	Synkrongenerator i de mindre simuleringsmodellene
Ka	Forsterkning benyttet i sp.regulator
ss-verdi	Stasjonær verdi
<b>Med Last</b>	Fargekode for samtlige case i kap.4 <b>med last</b>
<b>Uten last</b>	Fargekode for samtlige case i kap.4 <b>uten last</b>

## Stikkord

**Sentralnett:** Spenningsnivå på sentralnettet i denne rapporten er definert ved 300 kV. Statnett er ansvarlig for sentralnettet i Norge.

**Regionalnett:** Spenningsnivå på regionalnettet i denne rapporten er definert ved 66 kV. NTE er ansvarlig for regionalnettet som er omtalt i denne rapporten.

**Distribusjonsnett:** Spenningsnivå på distribusjonsnettet i denne rapporten er definert ved 22 kV. NTE er ansvarlig for distribusjonsnettet som er omtalt i denne rapporten.

**Tilfelle 1:** 07.mars 2008 ble det observert pendlinger på alle tre aggregatene i NFK etter et faseavbrudd med tilhørende jordfeil på 66 kV linja mot trafostasjonen Namsos S. Det ble observert svingninger i reaktiv og aktiv effekt fra 0 til 100 %. Spenningen svingte omtrent tilsvarende på de analoge viserinstrumentene. Driftsoperatørene observerte via viserinstrumentene i kontrollrommet at svingningene hadde en periodetid på ca. 2 sekunder. Dette tilfellet er analysert i denne masteroppgaven.

**Tilfelle 2:** 10.oktober 2008 oppstod det på nytt pendlinger på alle tre aggregatene i NFK. Denne gangen var det ingen feil, men det er antatt at en uheldig nettkonfigurasjon forårsaket pendlingene. 66 kV linja fra NFK mot trafostasjonen Namsos S var frakoplet grunnet vedlikeholdsarbeid. Ellers var nettmodellen konfigurert på samme måte som for *Tilfelle 1*. Det er loggført forstyrrelser på R-nettet mellom 00:00 til 01:00, med ukjent svingfrekvens. Dette tilfellet ble analysert i forprosjektet [13].

**SIMPOW:** Simuleringsverktøy for statiske og dynamisk simuleringer benyttet i dette prosjektet.

**SIMSEN:** Simuleringsverktøy som Voith Hydro A/S bruker til dynamiske simuleringer.

{/}: Refererer til formel nummer. Eksempel til formel 10 i kapittel 2: {2.10}

[/]: Refererer til kilde nummer i kap. 9. Eksempel til kilde 1: [1]

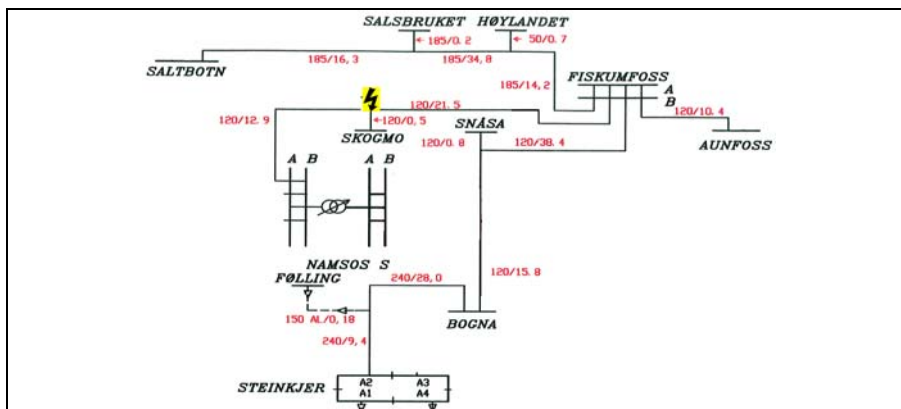
# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn

NTE opplevde to uheldige driftssituasjoner på R-nettet sitt i 2008, henholdsvis 7. mars og 10. oktober. Nedre Fiskumfoss Kraftverk, NFK, har installert tre aggregat og leverer effekt via generatortransformatorer inn på R-nettet i en ”normal” driftssituasjon. De uheldige driftssituasjonene i 2008 førte til at rotorhastigheten på synkronmaskinene i NFK pendlet ukontrollert og ble etter en tid koplet fra R-nettet. Det er valgt å studere tilfellet fra den 7.mars som førte til ukontrollerte effektpendlinger på grunn av faseavbrudd i denne oppgaven.

## 1.2 Problemstilling

Den 7.mars 2008 ble det observert pendlinger på alle tre aggregatene i NFK etter et faseavbrudd på 66 kV linja mot trafostasjonen Namsos S. Det ble observert svingninger i reaktiv og aktiv effekt fra 0 til 100 %. Spenningen svingte noenlunde tilsvarende på de analoge viserinstrumentene. Svingningene hadde en periodetid på ca. 2 sekunder i følge driftsoperatørene som observerte dette på viserinstrumentene i kontrollrommet. I rapporten vil dette bli omtalt som *Tilfelle 1*. Nettkonfigurasjonen for *Tilfelle 1* er illustrert i *figur 1.2.1*.



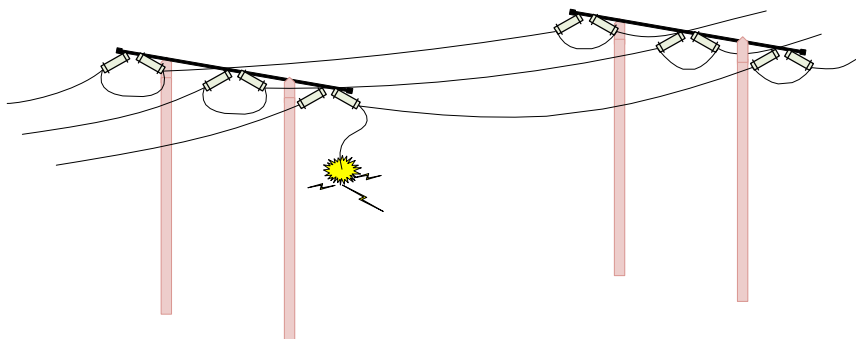
Figur 1.2.1. Nettkonfigurasjonen av R-nettet i NT for Tilfelle 1. Faseavbrudd på overføringslinjen (66 kV) fra NFK mot Namsos S.

Hovedfokuset i dette arbeidet er å observere synkrongeneratorens elektromekaniske oppførsel ved datamaskinbasert modellering og simulering av faseavbrudd. Dette er utført i form av forenklede modeller og en detaljert teoretisk modell av R-nettet.

Faseavbruddet ble oppdaget ved kontroll av overføringslinjene i R-nettet dagen etter de ukontrollerte pendlingene i NFK. *Bilde 1.1* viser det reelle faseavbruddet og *figur 1.1* illustrerer årsaken til den reelle problemstillingen i denne masteroppgaven.



*Bilde 1.1. Anleggsarbeidere til NTE fotograferte faseavbruddet på overføringslinjen fra NFK mot Namsos S som førte til de ukontrollerte effektpendlingene i R-nettet den 7. mars 2008.*



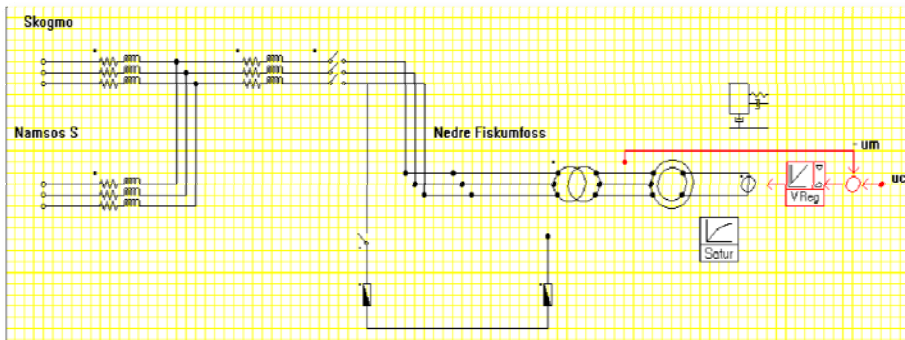
*Figur 1.1. Illustrasjon av faseavbruddet som er årsaken til denne oppgavens problemstilling.*

### 1.3 Tidligere arbeid

I 2008 fikk Voith oppdraget fra NTE med å kartlegge årsakene til de ukontrollerte pendlingene på generatorene i NFK. Steinar Maalen fra Voith har på oppdrag fra Gunnar Binde i NTE laget en rapport som beskriver et forenklet kraftsystem av R-nettet til NTE for *Tilfelle 1*:

På grunn av manglende tilgang på data laget Voith en forenklet simuleringsmodell i SIMSEN for en synkronmaskin tilkopleet et stivt nett og en last (se *figur 1.3.1*). Følgende data var ikke tilgjengelig;

- effektflyten mellom de nærmeste samleskinnene til NFK
- spenninger på disse samleskinnene
- innstilling av jordslutningsspole
- relevante data for generator, turbin og magnetiseringssystemet



*Figur 1.3.1 [Kilde 36]. Simuleringsmodellen som Voith benyttet i SIMSEN for sin feilanalyse av Tilfelle 1.*

Voith fokuserte på *Tilfelle 1* og fokuserte på tre forskjellige case i simuleringsmodellen i *figur 1.3.1*;

- (1) jordfeil på overføringslinjen mellom synkronmaskinen og det stive nettet (Namsos S)
- (2) faseavbrudd på overføringslinjen mellom synkronmaskinen og det stive nettet
- (3) jordfeil og faseavbrudd på overføringslinjen mellom synkronmaskinen og det stive nettet

Simuleringene viste at jordfeilen ikke påvirket aggregatet så mye og at synkronmaskinen holdt seg stabilt for den valgte jordfeilen som ble benyttet i simuleringene. For faseavbruddet ble det observert at synkronmaskinen ikke klarer å innta noen ny stabil driftssituasjon etter bruddet og ender opp med stående pendlinger. For simuleringene med både jordfeil og faseavbrudd ble det observert at feilforløpet domineres av faseavbruddet [35].

Arbeidet som Voith har gjort baserer seg på en forenklet løsning av R-nettet med antakelser basert på erfaring. I forprosjektet [13] til denne masteroppgaven ble det innhentet mer konkret informasjon om komponentene tilknyttet R-nettet og faktaopplysninger rundt de to uheldige driftssituasjonene, *Tilfelle 1* og *Tilfelle 2*. En simuleringsmodell for *Tilfelle 2* ble modellert i SIMPOW. Det ble utført lastflytberegninger og dynamiske simuleringer for *Tilfelle 2*. Konklusjonen ble at modellen av R-nettet var virkelighetsnært med tanke på at en lyktes med å gjenskape de ukontrollerte effektpendlingene for *Tilfelle 2*. Videre arbeid ble dermed å analysere *Tilfelle 1* med utgangspunkt i verdier på komponentene i R-nettet fra simuleringsmodellen av *Tilfelle 2*.

## ***1.4 Målsetting***

Målsettingen med denne masteroppgaven er å studere synkrongeneratorenes elektromekaniske oppførsel ved et faseavbrudd. Det er valgt å benytte dataverktøyet SIMPOW som utfører stasjonære og dynamiske simuleringer.

## ***1.5 Innhenting av informasjon***

Det har av en uforklarlig begrunnelse ikke vært mulig å finne relevant teori som beskriver målsettingen til denne masteroppgaven. Derfor ble det valgt å dele inn oppgaven i et kapittel med teori som ligger bak simuleringene relatert til kraftsystemstabilitet og usymmetriske forhold. Reelle verdier som er benyttet på komponentene i samtlige simuleringsmodeller er framskaffet med hjelp av NTE og Voith.

## ***1.6 Kontaktpersoner***

V. Mygland	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	<a href="mailto:vigdis.mygland@nte.no">vigdis.mygland@nte.no</a>
P. Fjellstrøm	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	<a href="mailto:per.fjellstroem@nte.no">per.fjellstroem@nte.no</a>
T. Røsøg	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	<a href="mailto:tore.roseg@nte.no">tore.roseg@nte.no</a>
E. Tønne	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	<a href="mailto:erling.toenne@nte.no">erling.toenne@nte.no</a>
S. Maalen	Voith Hydro A/S	<a href="mailto:Steinar.Maalen@Voith.com">Steinar.Maalen@Voith.com</a>
K. Birkeland	Voith Hydro A/S	<a href="mailto:Kjell.Birkeland@Voith.com">Kjell.Birkeland@Voith.com</a>
M. Gustafsson	Statnett	<a href="mailto:magnus.gustafsson@statnett.no">magnus.gustafsson@statnett.no</a>

## ***1.7 Simuleringsverktøyet SIMPOW***

Det er valgt å benytte SIMPOW for datamaskinbasert modellering og simulering. Studentene ved IME fakultet på NTNU har tilgang til dette simuleringsprogrammet. Derfor er SIMPOW benyttet i denne oppgaven.

SIMPOW® er utviklet av svenske STRI og er en programvarepakke for statiske og dynamiske analyser.

For de statiske analysene modelleres det en ”Optpow-fil” som benyttes til å kalkulere effektflyten i simuleringsmodellen. Ut i fra Optpow-filen kan det genereres et enlinjeskjema, SLD, for simuleringsmodellen. Det er valgfritt hvilke verdier og størrelser som skal komme frem i SLD på de forskjellige komponentene. Dette kan eksempelvis være at samleskinnene, SSK, på en node viser verdiene til spenning, aktiv effekt, reaktiv effekt osv. Visningsalternativene er i enten tidsplanet eller frekvensplanet.

For de dynamiske analysene modelleres det en ”Dynpow-fil” som kan benyttes til å studere kraftsystemstabilitet ved hjelp av forskjellige analytiske og numeriske metoder.

Eksempel til Optpow og Dynpow fil, som er meget relevant for denne masteroppgaven, er beskrevet i vedlegg 14. Vedlegg 13 gir en forklaring til innholdet i disse filene.

For mer detaljert og beskrivende informasjon så er brukermanualen til SIMPOW oppdelt og strukturert i kataloger på vedlagt DVD.

For ytterligere informasjon henvises det til produsentens hjemmeside:

<http://www.stri.se>

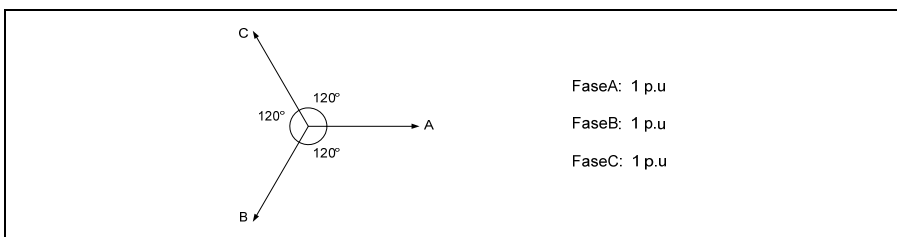
## 2. Teori

Analyser av kraftsystem med usymmetriske feil kan være tidkrevende å beregne for hånd. Derfor benyttes simuleringsverktøy som utfører beregningene ved hjelp av forskjellige metoder ut ifra kompleksiteten på feil, valgt tidsperiode og hvilke modeller som benyttes. Dette kapittelet gir en generell og grunnleggende beskrivelse til symmetriske og usymmetriske system som ligger til grunn for beregningene av faseavbrudd i SIMPOW. Samtidig er det tatt med relevant teori fra polhjulsinkelstabilitet.

Faseavbrudd er matematisk en kompleks feilhendelse. Det er i relevant litteratur utelukkende gått vekk fra matematisk beskrivelse som beskriver synkronmaskinens elektromekaniske oppførsel ved et faseavbrudd tilknyttet et kraftsystem. Derfor er det ikke gjengitt eller beskrevet en matematisk modell av synkronmaskinens elektromekaniske oppførsel ved direkte faseavbrudd i denne masteroppgaven. [6] forteller at det ikke er teori som enda beskriver effekt-vinkel karakteristikken til en synkronmaskin ved faseavbrudd i et kraftsystem, mens [7], [8] og [9] bekrefter at faseavbrudd er en kompleks hendelse som er meget vanskelig å detektere for generatorvern. Det ble også gjort en grundig gjennomgang av teoriene til Rudolf Richter [19] som består av 5 tyske lærebøker. En antok at teori rundt problemstillingen til denne oppgaven var beskrevet i disse bøkene. Etter en gjennomgang av bind 2-4-5 viste det seg at dette ikke stemte.

### 2.1 Symmetrisk tre-fase system

Det er flere kilder til litteratur som beskriver hvordan et symmetrisk tre fase system kan representeres. I denne masteroppgaven er R-nettet til NTE analysert som et balansert og symmetrisk kraftsystem før faseavbruddet. [2],[3],[4],[5] og [10] er hovedsakelig benyttet som støttelitteratur til kap.2. Generelt kan spenningene til en symmetrisk tre-fase spenningskilde representeres ved hjelp av tre fasespenningsvektorer med samme lengde som er  $120^\circ$  faseforskjøvet i forhold til hverandre, se *figur 2.1.1*:



*Figur 2.1.1. Enhetsspenningsvektorene ABC for en symmetrisk tre-fase spenningskilde.*



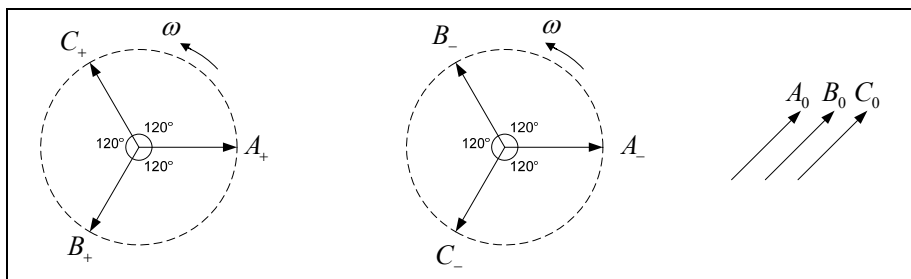
Dersom den symmetriske kilden er koplet sammen med felles nøytralpunkt så kan strømmene og spenningene for kilden skrives som i {2.1}:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad \{2.1\}$$

$$v_a + v_b + v_c = 0$$

## 2.2 Symmetriske komponenter

For å kunne håndtere usymmetriske feil er transformasjon ved hjelp av ulike metoder beskrevet i faglitteratur fra flere av kildene i kildehenvisningen. Derfor er det valgt å nevne noen av transformasjonene der en starter med å introdusere symmetriske komponenter. Fasespenningene i et generelt system representeres av tre symmetriske spenningsystem som benevnes det positive(+)-, negative(-)- og null(0)-systemet. Plussystemet består av tre enhetsspenningsvektorer i positiv faserekkefølge (roterer mot klokka), minussystemet er tre enhetsspenningsvektorer i negativ faserekkefølge (roterer med klokka) og nullsystemet er oppbygd av tre spenninger som er ”like i tallverdi og samtidig i alle tre faser” [4]. *Figur 2.2.1* illustrerer dette:



*Figur 2.2.1. Fra venstre til høyre illustreres pluss-, minus- og nullsystemet.*

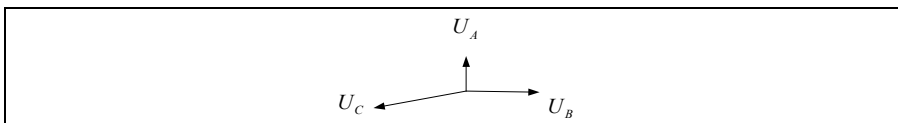
For å definere vinkelen mellom enhetsspenningsvektorene i *figur 2.2.1* er følgende definisjon benyttet:

- $h = e^{j120}$
- $h^2 = e^{j240}$

For de symmetriske komponentene er betingelsen i {2.2} gjeldende:

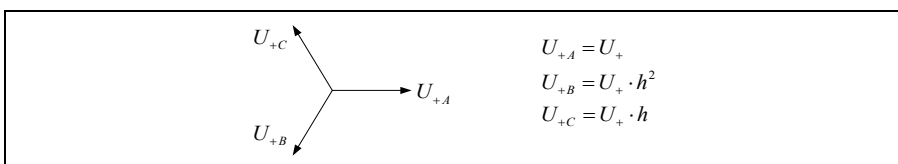
$$1 + h + h^2 = 0 \quad \{2.2\}$$

I et tilfelle der det oppstår usymmetri i de tre fasespenningene, for eksempel på SSK tilknyttet SG1 i NFK, kan symmetriske komponenter benyttes til å beskrive størrelse og vinkler til spenningene. *Figur 2.2.2* illustrerer et eksempel hvor det oppstår en tydelig usymmetri i fasespenningene:



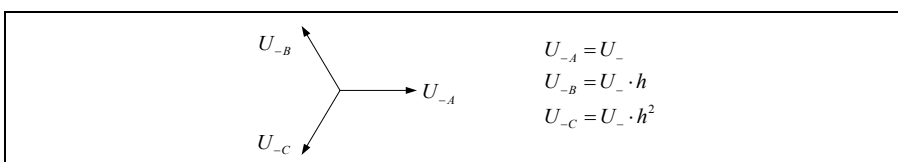
*Figur 2.2.2. Usymmetrisk spenning [22].*

Plussystemet er det symmetriske systemet som finnes i et kraftsystem i symmetrisk drift og i symmetriske feiltilfeller. Plussystemet er definert ut i fra dens positive faserekkefølge. *Figur 2.2.3* illustrer plussystemet med følgende uttrykk for fasespenningene.  $U_+$  indikerer at spenningen er relatert til plussystemet, mens etterfølgende notasjon indikerer tilhørende enhetsspenningsvektor.



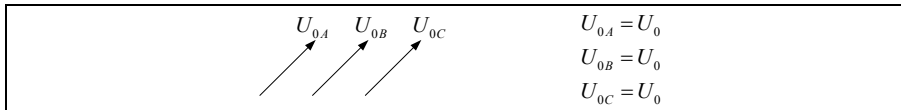
*Figur 2.2.3. Plussystemet [22].*

Minussystemet har av navnet en negativ faserekkefølge. *Figur 2.2.4* illustrer minussystemet med følgende uttrykk for fasespenningene.  $U_-$  indikerer at spenningen er relatert til minussystemet, mens etterfølgende notasjon indikerer tilhørende enhetsspenningsvektor.



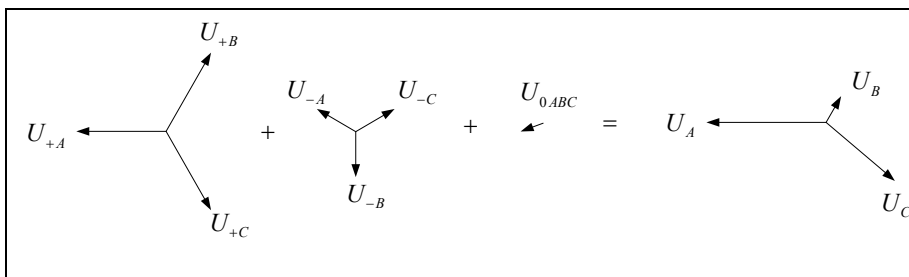
*Figur 2.2.4. Minussystemet [22].*

I nullsystemet virker alle spenninger i samme retning med ”null” faseforskjell mellom enhetsspenningsvektorene. *Figur 2.2.5* illustrer nullsystemet med følgende uttrykk for fasespenningene.  $U_0$  indikerer nullsystemspenningen, mens etterfølgende notasjon indikerer tilhørende enhetsspenningsvektor. Når det oppstår usymmetri som medfører komponenter fra nullsystemet så vil strømmene også ha samme retning med ”null” fasedreining. Det betyr at strømmene må ha samme returvei i systemet.



Figur 2.2.5. Nullsystemet [22].

Dersom de usymmetriske fasespenningene forårsakes av feil som består av de tre nevnte symmetriske komponentene, så vil en vektoriell summasjon av disse gi fasespenningene for det usymmetriske systemet. Summen kan bli slik det er illustrert i figur 2.2.6:

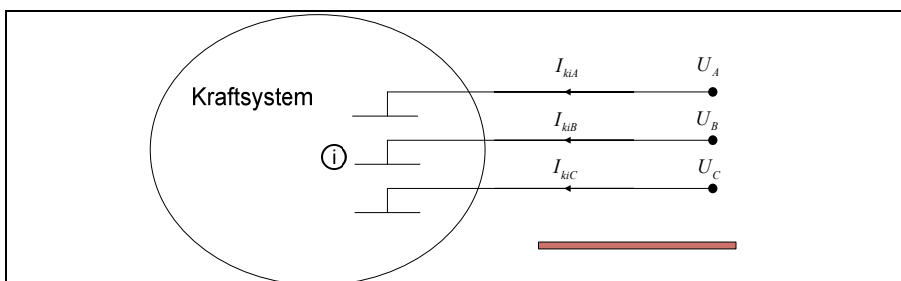


Figur 2.2.6. Transformasjon med symmetriske komponenter [22].

Fasespenningene beregnes med de symmetriske komponentene i {2.3}. Transformasjonsmatrisen bestående av de symmetriske komponentene defineres som  $\underline{H}$  og angir fasevinkel mellom spenningene.

$$\begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ h^2 & h & 1 \\ h & h^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_+ \\ U_- \\ U_0 \end{bmatrix} = \underline{H} \cdot \begin{bmatrix} U_+ \\ U_- \\ U_0 \end{bmatrix} \quad \{2.3\}$$

Så langt er framgangsmåten til å finne de usymmetriske spenningene ved hjelp av transformasjon med symmetriske komponenter gjennomgått. Men de tre symmetriske systemene må ha en generell beskrivelse for at de kan benyttes i feilanalyser. Dette kan forklares ved at en ser ut ifra et punkt, for eksempel generatorklemmene, og inn i et kraftsystem slik det er illustrert i figur 2.2.7:



Figur 2.2.7. Kraftsystem slik det er sett ifra generatorklemmene [22].

Spenningsene på samleskinne ① skal ha en generell beskrivelse som kan benyttes uavhengig om kraftsystemet inneholder feil eller ikke. Denne generelle beskrivelsen er gitt i {2.4}:

$$\begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} = \underline{H} \cdot \begin{bmatrix} U_+ \\ U_- \\ U_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{ff+} \\ U_{ff-} \\ U_{ff0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_+ & 0 & 0 \\ 0 & Z_- & 0 \\ 0 & 0 & Z_0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ki+} \\ I_{ki-} \\ I_{ki0} \end{bmatrix} \quad \{2.4\}$$

I {2.4} angir  $U_{ff(x)*}$  spenningene før feil,  $Z_{(x)}$  angir impedansene mens  $I_{ki(x)}$  angir feilstrømmene i det respektive kraftsystemet. Ett system som er symmetrisk, og uten feil, har følgende betingelser gitt i {2.5} og {2.6}:

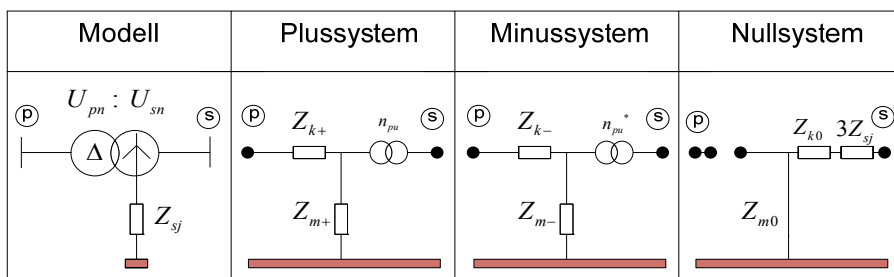
$$U_{ff-} = U_{ff0} = 0 \quad \{2.5\}$$

$$I_{ki+} = I_{ki-} = I_{ki0} = 0 \quad \{2.6\}$$

Dermed vil plussystemet sine spenninger angi spenningsnivået i et symmetrisk system. Ved feiltilfeller vil betingelsen i {2.5} være oppfylt dersom kraftsystemet er symmetrisk før feil, men betingelsen i {2.6} blir ikke oppfylt. Feilårsaken beskriver hvilke deler av systemet som blir rammet og hvilke verdier de nye spenningene og strømmene får, som for eksempel på samleskinnene ① i *figur 2.2.7*. Impedansene for de symmetriske systemene må være kjent for å kunne beskrive det reelle feiltilfellet. Kraftsystemet består av ulike komponenter som innvirker på systembeskrivelsen for de symmetriske systemimpedansene.

Som et eksempel vil ulike transformator typer innvirke ulikt på systembeskrivelsen for de symmetriske komponentene. Koplingsgruppe, mekanisk oppbygging og jording er forhold som påvirker modellene. Vedlegg 13 illustrerer transformatorekvivalentene for de symmetriske komponentene og for de koplingsgruppene som er benyttet i simuleringene i denne masteroppgaven. Generatortransformatoren i NFK er d/Y-koplet og er den mest aktuelle koplingsgruppen for R-nettet til NTE, se *figur 2.2.7*. I denne trafoen er  $Z_{m(x)}$  tomgangsimpedans,  $Z_{k(x)}$  er resistans og lekkreaktans for viklingene,  $Z_{sj}$  er impedansen i jordingsutførelsen av stjernepunktet og omsetningsforholdet er  $n_{pu}$  i per unit med vinkel. For mer detaljert informasjon henvises det til [2].

(\*notasjonen (x) benevnes som fellesbetegnelse for pluss-, minus- og nullsystem i overnevnte og etterfølgende uttrykk i "2.2 Symmetriske komponenter")



Figur 2.2.7.  $\Delta/Y$ -koplest transformormodell for de symmetriske komponentene

Nettekvivalenten og impedansene er lik for plussystemet og minussystemet foruten den negative fasedreiningen for minussystemet. Beregninger gjennomført i prosjektoppgave fra faget TET4115 høsten 2008 [29] ble konkludert med at et faseskift på 30 grader ikke betyr noe for verdiene en får i impedansmatrisen til et gitt kraftsystem.

I en  $\Delta/Y$ -koplest transformormodell vil trekantviklingen virke som en kortslutning av den ideelle transformatoren i nullsystemet. Det blir derfor ikke transformert nullspenninger mellom primærviklingen og sekundærviklingen. Fra trekantsiden kan det ikke flyte nullstrømmer inn i transformatoren, siden dette vil virke som et brudd i nullsystemet. På den stjerne-koplest siden kan det flyte nullstrømmer gjennom jordslutningsspolen. Dette induserer strømmer på primærsiden som sirkulerer i trekantviklingen. Nullsystem impedansen,  $Z_{k(0)}$ , har tilnærmet samme størrelse som tilsvarende impedanser i plussystemet og minussystemet.

Det er utført et regneeksempel ved hjelp av symmetriske komponenter ved en usymmetrisk feil som forårsakes av et faseavbrudd i vedlegg 10. Modellen er en forenklet modell av SG1 i NFK som har kraftoverføring til lasten i Skogmo. Dette eksempelet viser en framgangsmåte som kan benyttes til å beregne spenningene på en vilkårlig node. Formler som benyttes og samtidig ikke er forklart i denne masteroppgaven er hentet fra [5]. Verdier som er benyttet til komponentene i beregningseksempellet er relatert til kapittel 3 i denne masteroppgaven.

## 2.3 Transformasjon

Spennings ligninger som beskriver utførelsen av synkrongeneratoren er ikke gjengitt i denne masteroppgaven. Men det refereres til kap. 1 i [4] som beskriver at enkelte av generatorreaktansene er funksjoner av rotor hastigheten. Dette betyr at differensialligningene (spenningsligningene) som beskriver oppførselen på synkrongeneratoren er tidsvarierende, bortsett fra når rotoren er fastlåst.

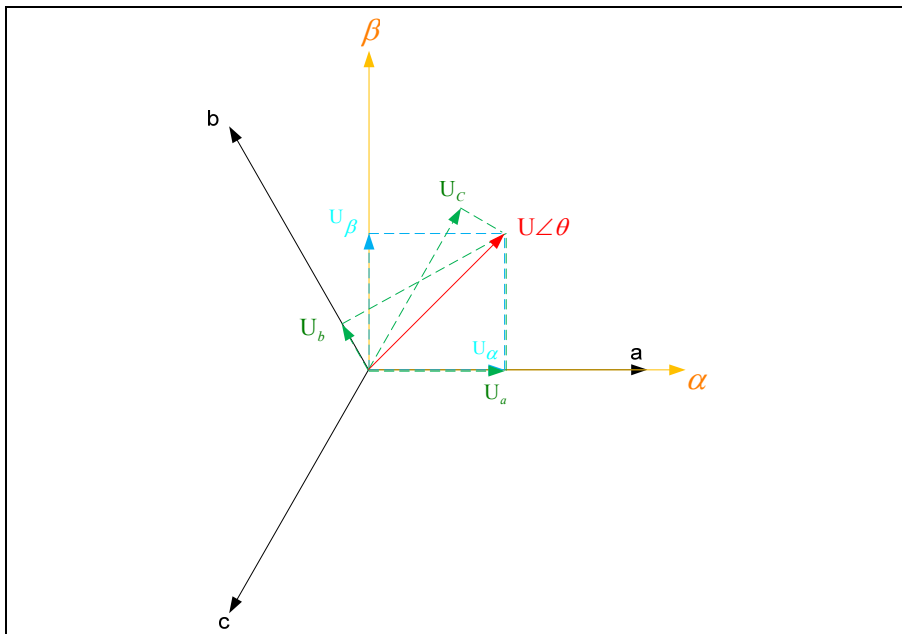
Det krever god innsikt og forståelse for å bruke beskrivelsen av synkrongeneratoren videre til matematiske analyser med faseavbrudd. Derfor er det valgt å dele opp denne masteroppgaven med et eget kapittel (kap. 4) som illustrerer ved hjelp av simuleringer hvordan enkelte elektrotekniske størrelser til synkrongeneratoren endrer seg. Framgangsmåten for å beregne variasjoner av spenningsvektorene ved feil i mindre modeller kan forenkles ved hjelp av ulike transformasjons - og referanse - rammer [4].

En transformasjon av variabler er ofte brukt til å redusere kompleksiteten av differensialligningene til synkrongeneratoren. I [4] er det flere forandringer av variabler som er benyttet og det er valgt å gi en introduksjon til Clark og Park transformasjon med en avsluttende MATLAB kode som illustrerer hvordan fasespenningene endrer seg ved en usymmetrisk feil.

### 2.3.1 Clark transformasjon

E. Clark innførte i 1943 egen notasjon på et system fra et stasjonært tilfelle til et mindre system i stasjonært tilfelle [4]. Dette er i dag kjent som  $\alpha\beta$ -transformasjon. Hensikten er å transformere et tre-fase system til et to-fase system. Med en konstant vektorlengde som roterer med bestemt frekvens, vil resultatet bli to sinusbølger (ikke tre sinusbølger) som er faseforskjøvet  $90^\circ$  i forhold til hverandre.

Denne transformasjonen er ofte benyttet i regulatorteori der  $\alpha$ -aksen refererer seg til faseA i statoren, som betyr at den er relatert til maksimal fasespenning i faseA. Dette kan illustreres ved å sette sammen enhetsspenningsvektorene ABC for en symmetrisk tre fase spenningskilde med vektorene  $\alpha\beta$ , se figur 2.2.8.



Figur 2.2.8 [25]. Clark transformasjon. De ulike vektorene er: **Rød** – resulterende spenningsvektor, **Oransje** – to-fase systemet, **Sort** – tre-fase systemet, **Grønn** – er fasespenningene ved et helt tilfeldig tidspunkt (se film på DVD som illustrerer rotasjon av fasespenningene), **Blå** – spenningsvektorene for to-fase systemet som et resultat av fasespenningene fra tre-fase systemet.

Transformasjonen fra tre-fase systemet til to-fase systemet er vist i {2.7}. To-fase komponentene er representert som  $\alpha$  og  $\beta$ , mens nullsystem komponenten som oppstår under feil er representert med  $o$  slik det er gjort tidligere i denne masteroppgaven.

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad \{2.7\}$$

Transformasjon fra to-fase systemet til tre-fase systemet er vist i {2.8}:

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ o \end{bmatrix} \quad \{2.8\}$$

For et statisk tilfelle kan en beregne aktiv og reaktiv effekt (p.u) for Clark transformasjon ut i fra tilsynelatende effekt {2.9} som omformes ved hjelp av skalarproduktet {2.10}[26] og vektorproduktet {2.11}[26].

$$s = \underline{v} i^* = (v_\alpha + jv_\beta)(i_\alpha + ji_\beta)^* = v_\alpha i_\alpha - jv_\alpha i_\beta + jv_\beta i_\alpha + v_\beta i_\beta \quad \{2.9\}$$

$$p = \underline{v} \cdot \underline{i} = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta \quad \{2.10\}$$

$$q = \underline{i} \times \underline{v} = i_\alpha v_\beta - i_\beta v_\alpha \quad \{2.11\}$$

For et praktisk eksempel der en har målt linjespenningene så kan {2.7} modifiseres til {2.12}. Da kan en benytte linjespenningene direkte, men nullsystemkomponenten kan ikke beregnes slik det er forklart i kap. 2.2. Det er fordi den er lik i alle fasespenningene og forsvinner dermed fra linjespenningene.

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} ab \\ bc \\ ca \end{bmatrix} \quad \{2.12\}$$



### 2.3.2 Park transformasjon

På slutten av 1920 tallet introduserte R.H.Park en ny innstilling til analyser av elektriske maskiner. Han formulerte en forandring av variabler, som egentlig erstattet variablene (spenning, strøm, og fluksforslyngning) relatert til statorviklingene av en synkronmaskin, med variabler assosiert med fiktive viklinger som roterer i samme retning med rotoren. Med andre ord, han transformerte, eller overførte, ”stator” variabler til en ramme av referanser som er fastlåst til rotoren. Park sin transformasjon har den fordelen å kunne eliminere alle tids varierende reaktanser fra spenningsligningene til synkronmaskinen [4] og [24].

Park transformasjon omformer et stasjonært system til et roterende system. Ved å gå fra Clark til det roterende  $dq$ -systemet (Park) benytter en uttrykket i {2.13}.

$$\begin{bmatrix} d \\ q \\ o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} \quad \{2.13\}$$

Den inverstransformerte av {2.13} benyttes til å transformere systemet tilbake til to-fase systemet slik det er uttrykt i {2.14}.

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 0 \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d \\ q \\ o \end{bmatrix} \quad \{2.14\}$$

Dersom tilfellet er at en ønsker å transformere enhetsvektorene (abc) i tre-fase systemet over til  $dq$ -systemet så benytter en {2.15} og den invers transformerte for motsatt vei i {2.16}.

$$\begin{bmatrix} d \\ q \\ o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3}\cos(\theta) & \frac{2}{3}\cos(\theta - 120^\circ) & \frac{2}{3}\cos(\theta + 120^\circ) \\ -\frac{2}{3}\sin(\theta) & -\frac{2}{3}\sin(\theta - 120^\circ) & -\frac{2}{3}\sin(\theta + 120^\circ) \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad \{2.15\}$$

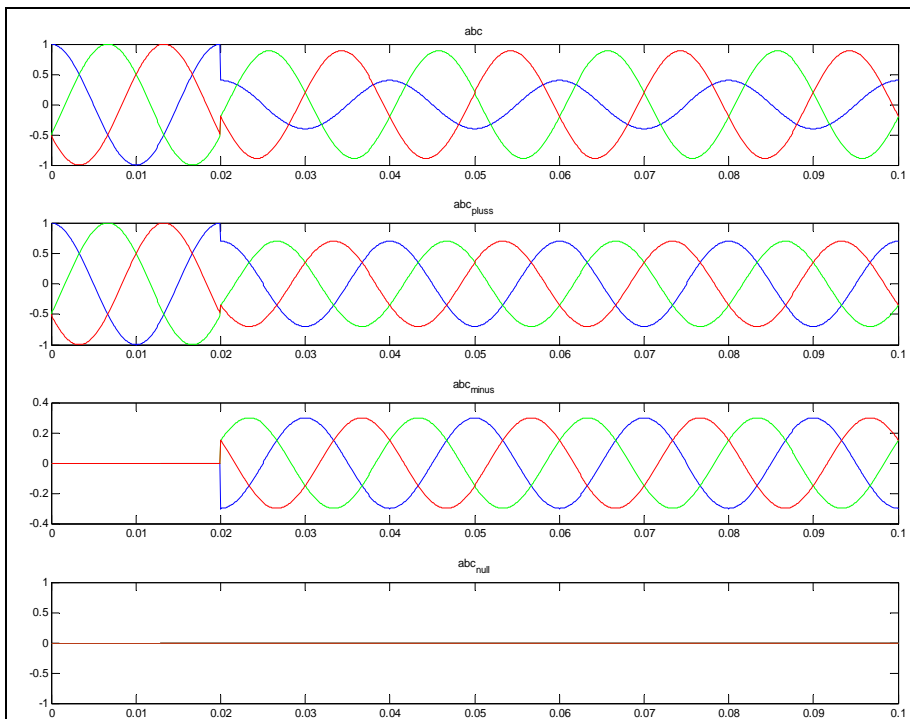
$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - 120^\circ) & -\sin(\theta - 120^\circ) & 1 \\ \cos(\theta + 120^\circ) & -\sin(\theta + 120^\circ) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d \\ q \\ o \end{bmatrix} \quad \{2.16\}$$

### 2.3.3 Illustrasjon av usymmetrisk feil

Som nevnt tidligere ble det utarbeidet en MATLAB-kode som baserer seg på symmetriske komponenter og transformasjons teori beskrevet i dette kapitlet. Hensikten med dette var å bekrefte at ligningene og teori fra litteraturstudiet kunne benyttes til å lage illustrerende kurver av feil som resulterer i et ubalansert system. Koden er vedlagt på DVD og er utvidet med transformasjonsteorien beskrevet i kap.2.3.1 og kap.2.3.2.

Det er valgt å vise resultatet fra de symmetriske komponentene ved en usymmetrisk feil fra MATLAB-koden i *figur 2.2.9*. Utgangspunktet for feilen er at systemet før feil er balansert, som betyr at resulterende vektor er 1,0 p.u. Etter en tid oppstår det en usymmetri i enhetsspenningsvektorene. Dette simuleres ved at plussystemet får en resulterende vektor lik 0,7 p.u og minussystemet en resulterende vektor lik -0,3 p.u. Det er antatt at komponenter fra nullsystemet ikke eksisterer under feilen.

Resultatet fra feilen bekrefter teorien med at minussystemet får en negativ faserekkefølge i forhold til plussystemet. Summen av de symmetriske komponentene resulterer i enhetsspenningsvektorer som endrer størrelse ved en usymmetrisk feil.



*Figur 2.2.9. Usymmetrisk feil illustreres ved transformasjon av symmetriske komponenter.*

## 2.4 Ubalansert drift av synkronmaskin

Analyser av synkrongenerator i ubalansert drift er meget komplisert ut i fra en teoretisk synsvinkel. Det kreves at en god del ligninger må omgjøres fra driftstilstand ”steady state” til en feilsituasjon som ved faseavbrudd. Dette er som forventet ut i fra den elektrotekniske beskrivelsen av synkronmaskinen i blant annet boken til Paul C. Krause [4]. Kort oppsummert kommer det av at rotoren til synkronmaskinen i utgangspunktet er elektrisk usymmetrisk. Når da statoren opplever ubalansert drift, som ved et faseavbrudd, vil det induseres en serie av harmoniske spenninger som en følge av usymmetri i rotoren og feilen som er ute i kraftsystemet. Det krever en sammensetning av flere ligninger og metoder for å beskrive generatorens oppførsel.

Selv om det er meget relevant å analysere synkrongeneratoren ved et faseavbrudd i denne oppgaven så vil det som regel, i en praktisk sammenheng, ikke være et problem. Fordi linjevern eller generatorvern bør oppdage faseavbruddet og dermed kople fra overføringslinjen i kraftsystemet, eller kople fra generatoren i kraftsystemet. Dette var ikke tilfellet for NFK 7.mars 2008. Generatorene i NFK fikk ukontrollerte pendlinger i polhjulsvinkel og gjentatte ganger pol slipp. Boken til Krause [4] tar for seg en metode som analyserer synkronmaskinen ved pol-slipp. Ved pol-slipp er det viktig å huske på definisjonen av polhjulsvinkel. Når rotoren til generatoren har gått 360° fra sitt arbeidspunkt før feil, så kan en si at generatoren opplever pol-slipp [4]. Definisjonen på polhjulsvinkel [4]:

$$\delta = \theta_r - \theta_{ev} = \int_0^t [\omega_r(\xi) - \omega_e(\xi)] d\xi + \theta_r(0) - \theta_{ev}(0) \quad \{2.17\}$$

Ksi,  $\xi$ , er en ”dummy” variabel for integreringen.  $\omega_r$  og  $\omega_e$  er elektrisk vinkelhastighet relatert til henholdsvis rotor og klemmespenning. {2.17} er gyldig uavhengig av hvilken driftssituasjon synkronmaskinen er i, selv om både  $\omega_r$  og  $\omega_e$  kan variere.

Metoden til Krause benyttes til å beregne moment og rotorhastighet karakteristikken til synkronmotor ved ulike feil, men ikke ved spesifikt faseavbrudd. Det anbefales at videre studier av synkrongeneratorer som får en ubalansert driftstilstand på grunn av et faseavbrudd, benytter kapittel 10 i [4] for inspirasjon og støttelitteratur. Det henvises også til kapittel 12.6 i [5] for bedre innsikt av faseavbrudd.

## 2.5 Kraftsystemstabilitet

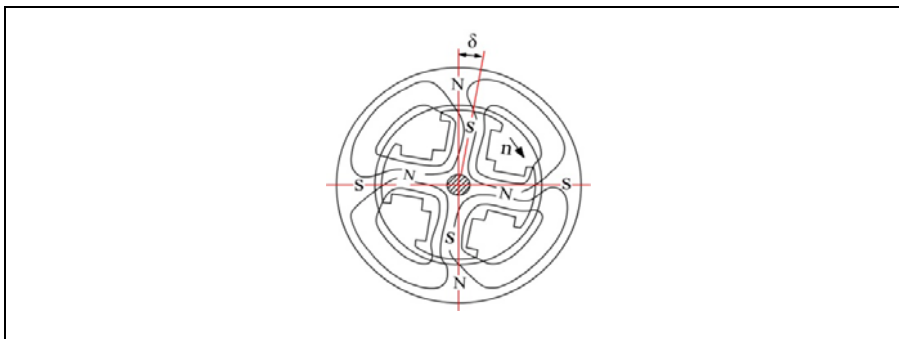
I forprosjektet til denne masteroppgaven ble det utført litteraturstudie innenfor kraftsystemstabilitet med fokus på polhjulsinkelstabilitet. I dette kapitlet er det valgt å ta med noe av denne teorien fra forprosjektet [13]. Det er valgt med den hensikt å ha en naturlig sammenheng mellom usymmetriske forhold og kraftsystemstabilitet som ligger bak de stasjonære og dynamiske analysene som det er arbeidet med under arbeidsprosessen i kap.4 og kap.5.

Kraftsystemstabilitet bygger på: ”ett kraftsystems egenskap til å være i operasjonsbalanse under normale driftsforhold og til å innta en akseptabel operasjonsbalanse etter å ha vært utsatt for en forstyrrelse [15]”. Dette klassifiseres videre i flere underkategorier der det mest sentrale for denne masteroppgaven er polhjulsinkelstabilitet. Polhjulsinkelstabilitet oppnås ved at synkronmaskinene i det sammenkoblede kraftsystemet opererer i synkronisme. Videre er polhjulsinkelstabilitet klassifisert i to grupper; småsignal stabilitet og transient stabilitet.

I denne oppgaven vil transient stabilitet være mest relevant og vil etter en innføring av polhjulsinkel bli omtalt med teori og eksempel.

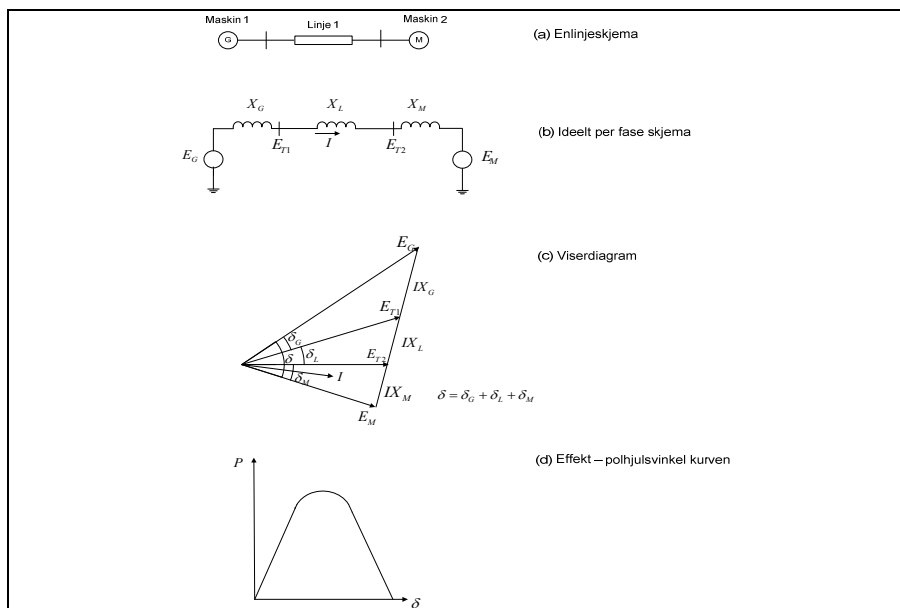
### 2.5.1 Polhjulsinkel

Polhjulsinkelen er et sentralt begrep under polhjulsinkelstabilitet. En mindre eller større endring av denne vinkelen i enten den ene eller andre retning kan føre til ustabilitet slik det gjorde ved *Tilfelle1*. I *figur 2.2.10* er det vist at N-pol og S-pol har sammenfallende senterlinjer når generatoren går i tomgang, men når generatoren belastes vil det oppstå en vinkelforskjell mellom magnetpolene, [27]. Denne vinkelforskjellen blir omtalt som polhjulsinkelen,  $\delta$ .



*Figur 2.2.10 [13]. Fordelingen av det magnetiske feltet i en firepolet generator som belastes.*

En nærmere forklaring til polhjulsvinkelen er å illustrere den med viserdiagram. Det er benyttet et enkelt eksempel som er illustrert i *figur 2.2.11*, [15]. To synkronmaskiner er tilknyttet hverandre via en overføringslinje uten resistans og driftskapasitans. Maskin 1 er generator og maskin 2 er motor.



*Figur 2.2.12* [13]. To maskiner tilknyttet hverandre via en overføringslinje gir oss følgende karakteristik.

Effekten som overføres er avhengig av blant annet polhjulsvinkelen. Viserdiagrammet i *figur 2.2.12(c)* gir forholdet mellom spenning til generatoren og motoren. Dette forholdet gir en vinkelforskjell mellom generator og motor som uttrykkes som polhjulsvinkelen,  $\delta$ . Effekten som overføres fra en generator med sylindrisk rotor er gitt ut i fra en forenklet ligning {2.18};

$$P = \frac{E_G \cdot E_M}{X_T} \cdot \sin\delta \quad , \quad X_T = X_G + X_L + X_M \quad \{2.18\}$$

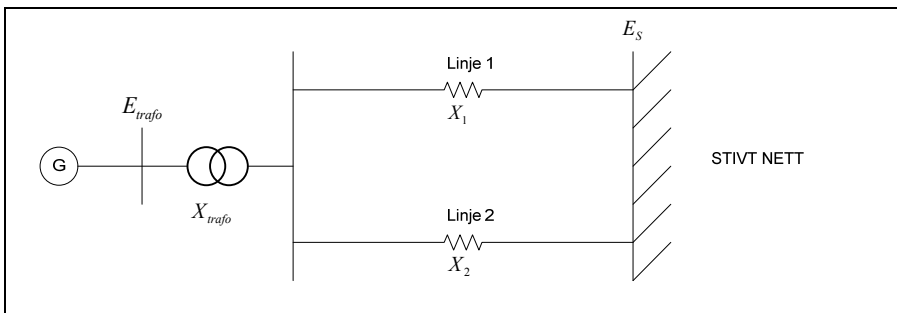
*Figur (2.2.12d)* er utgangspunktet for å illustrere at effekten varierer i samsvar med polhjulsvinkelen som en sinusformet kurve. Dette er en ideell kurve. Dersom en skal inkludere sp.regulatorer eller en forandring av kraftsystemet i *figur (2.2.12a)* vil kurven forandre seg. Den generelle formen på kurven i *figur 2.2.12(d)* er utgangspunktet for å gi en grafisk beskrivelse av forholdet mellom effekt og polhjulsvinkel til et kraftsystem ved lineæranalyse.

## 2.6.2 Transient stabilitets analyse – Større forstyrrelser

Transient stabilitet er definert som kraftsystemets evne til å opprettholde synkronisme etter det er blitt utsatt for en større forstyrrelse [15]. Det kan for eksempel være feil som faseavbrudd. Vanligvis inntreffer disse feilene på overføringslinjene slik NTE erfarte ved *Tilfelle 1*. Transiente feil kan også oppstå ved feil i generator eller transformator.

I dette kapittelet er det gitt en generell forklaring til hvordan en forenklet synkronmaskin oppfører seg når maskinen blir utsatt for en transient forstyrrelse. I *figur 2.2.13* er det introdusert et enkelt eksempel fra [15] som benyttes for å vise, med de grunnleggende formlene, analytiske metoder for transient stabilitet.

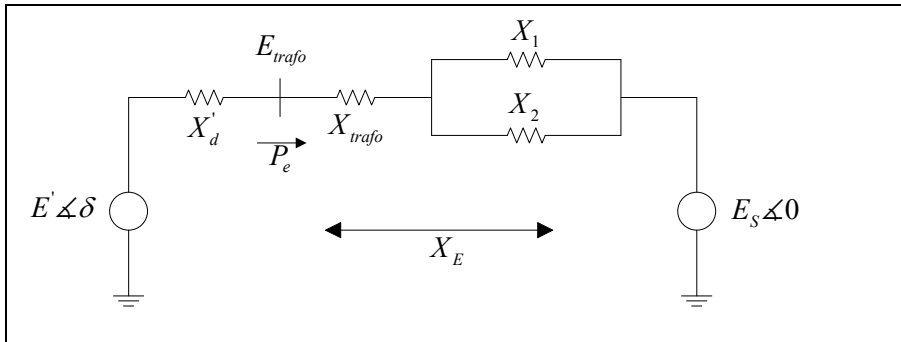
### Eksempel:



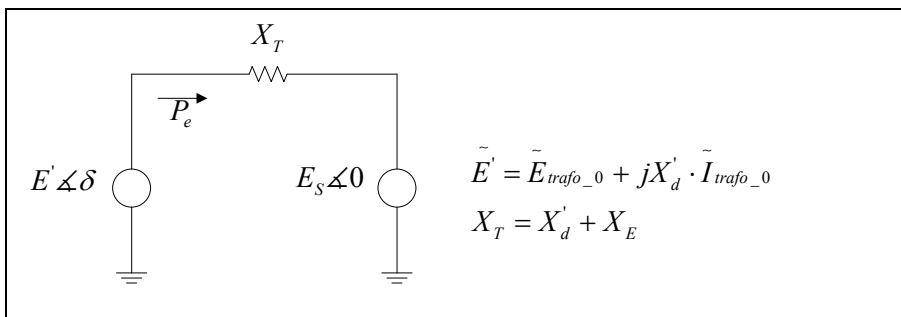
*Figur 2.2.13* [13]. Synkronmaskin, rund rotor, tilknyttet stivt nett via to overføringslinjer.

I *figur 2.2.13* er det antatt at alle resistanser i kraftsystemet er neglisjert. Generatoren er for enkelhets skyld representert som en "klassisk modell" og turbinregulatoren er utelatt. Klassisk modell kan kort oppsummeres med at maskinen ikke har utpregede poler og at fluksforslyngningen er antatt konstant [14]. Synkronmaskinen er tilknyttet et stivt nett via to overføringslinjer med ulik reaktans. Det stive nettet er en felles betegnelse på flere generatorer som holder konstant spenning med referansevinkel lik 0 for synkrongeneratoren.

Følgende forenklet ekvivalentskjema for *figur 2.2.13* er illustrert i *figur 2.2.14b*. Der er de transiente komponentene introdusert. Ved transiente forstyrrelser er  $E'$  antatt konstant og  $\delta$  forandrer seg siden rotorhastigheten avviker fra det synkrone turtallet. I dette eksempel er  $\delta$  referert til det stive nettet. Det vil si at  $\delta$  ligger i mellom  $E'$  og  $E_S$ .



Figur 2.2.14(a) [13]. Ekvivalentskjema til figur 2.2.13.

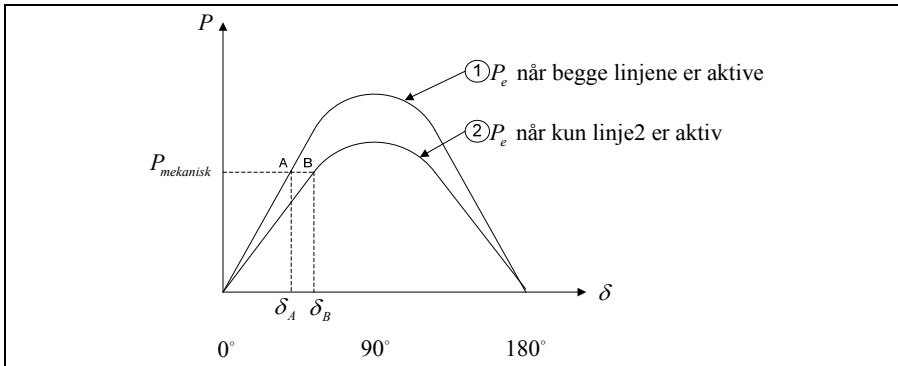


Figur 2.2.14(b) [13]. Forenklet ekvivalentskjema

Effekten som overføres fra en generator med sylindrisk rotor er gitt ut i fra en forenklet ligning i {2.19} (samme som luftgapseffekten fordi stator resistansen er neglisjert);

$$P_e = \frac{E' \cdot E_S}{X_T} \sin \delta = P_{max} \cdot \sin \delta \quad \{2.19\}$$

Hva skjer med effekt-polhjulsvinkel kurven dersom linje 1 i figur 2.2.13 blir frakoplet? Det som skjer er at den resulterende reaktansen,  $X_T$ , vil bli større, som videre fører til at generatoren leverer mindre effekt. Amplituden til  $P_e$  minker og polhjulsvinkelen endres,  $\delta_B$ . Figur 2.2.15 på neste side illustrerer dette;



Figur 2.2.15 [13]. Effekt- polhjulsinkel kurven

Funksjonen som beskriver kurven til  $P_e$  når kun linje 2 er aktiv kan uttrykkes ved hjelp av;

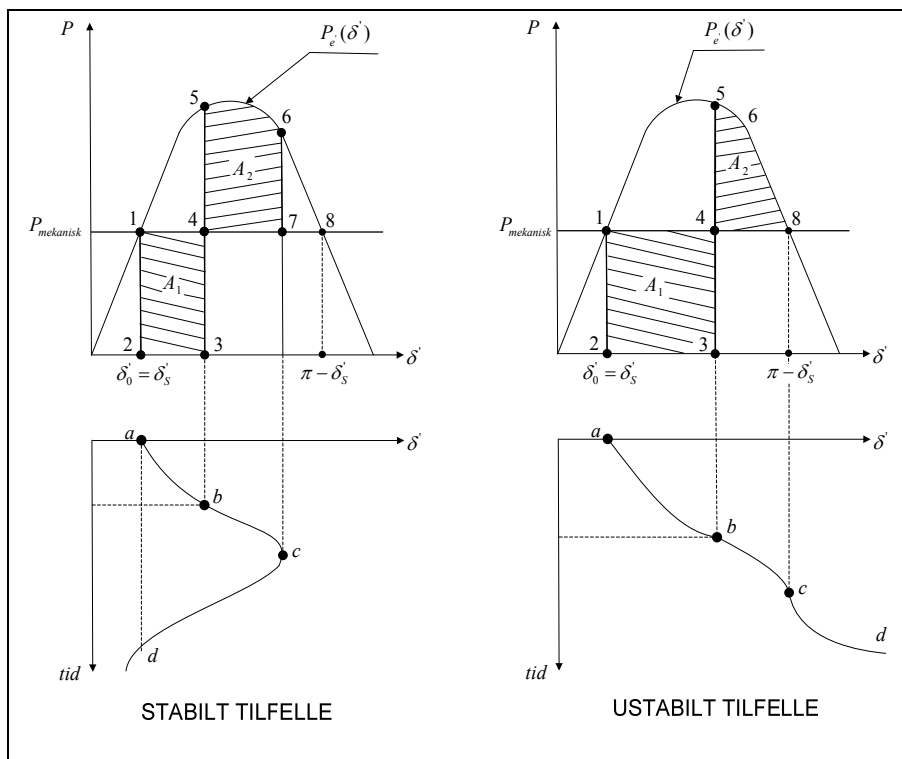
$$\frac{2 \cdot H}{\omega_s} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{mekanisk} + P_{max} \cdot \sin \delta \quad \{2.20\}$$

$H$	Treghetskonstant
$\omega_s$	Synkron hastighet [rad/s]
$\delta$	Polhjulsinkel
$P_{mekanisk}$	Mekanisk effekt [p.u.]
$P_{max}$	Maksimal elektrisk effekt fra generatorklemmene [p.u.]
$t$	Tiden [sekund]

Hvordan reagerer aggregatet dersom kraftsystemet i figur 2.2.14 blir utsatt for en transient forstyrrelse? Transiente forstyrrelser kan analyseres ved hjelp av "likevekts-metoden". Denne metoden kan gi en grunnleggende forståelse for hvordan stabiliteten til aggregatet kan opprettholdes etter en transient forstyrrelse. Likevektsmetoden gir en grafisk fremstilling av forstyrrelsen. Analyser av større kraftsystem benytter numeriske metoder. Dette blir ikke omtalt her.



Videre forklaring til likevektsmetoden; anta at begge linjene er aktive. Det oppstår en symmetrisk tre-fase kortslutning på noden hvor det stive nettet er tilkopleet i figur 2.2.14(b). Ved kortslutningen mister generatoren sitt elektriske moment (samme som at  $\mathbf{P}_e = \mathbf{0}$ ). Alle resistanser i systemet er fortsatt neglisjert. Etter en bestemt tid vil effektbryterne for begge linjene kople fra feilen og generatoren gjenoppretter sitt elektriske moment og vil igjen følge kurven gitt i fra {2.20}. Figur 2.2.16 oppsummerer denne hendelsen:



Figur 2.2.16 [13]. For å bestemme om systemet er stabilt eller ikke må "likevekts - kriteriet" tilfredsstilles. Likevekts - kriteriet sier at  $A_1 \leq A_2$  for at stabil drift skal opprettholdes. Denne figuren illustrerer et tilfelle der frakoplingstiden til effektbryterne er lengre i det "ustabile tilfellet til høyre" som medfører ustabilitet siden likevekts - kriteriet ikke er tilfredsstilt.

I punkt 1 er det likevekt mellom mekanisk og elektrisk effekt. Feilen inntreffer og elektrisk effekt synker ned til punkt 2. Etter en bestemt tid vil effektbryterne kople fra feilen, punkt 3. Da vil den elektriske effekten stige til punkt 5 og følge kurven gitt i {2.20}. Rotoren opplever et motarbeidende moment siden rotorhastighet er større enn synkronhastighet. Dermed vil rotorhastigheten bremse opp til den er lik synkron hastighet, punkt 6. I punkt 6 er  $\mathbf{P}_e$  fortsatt større enn  $\mathbf{P}_{mekanisk}$  og vil derfor prøve å svinge seg

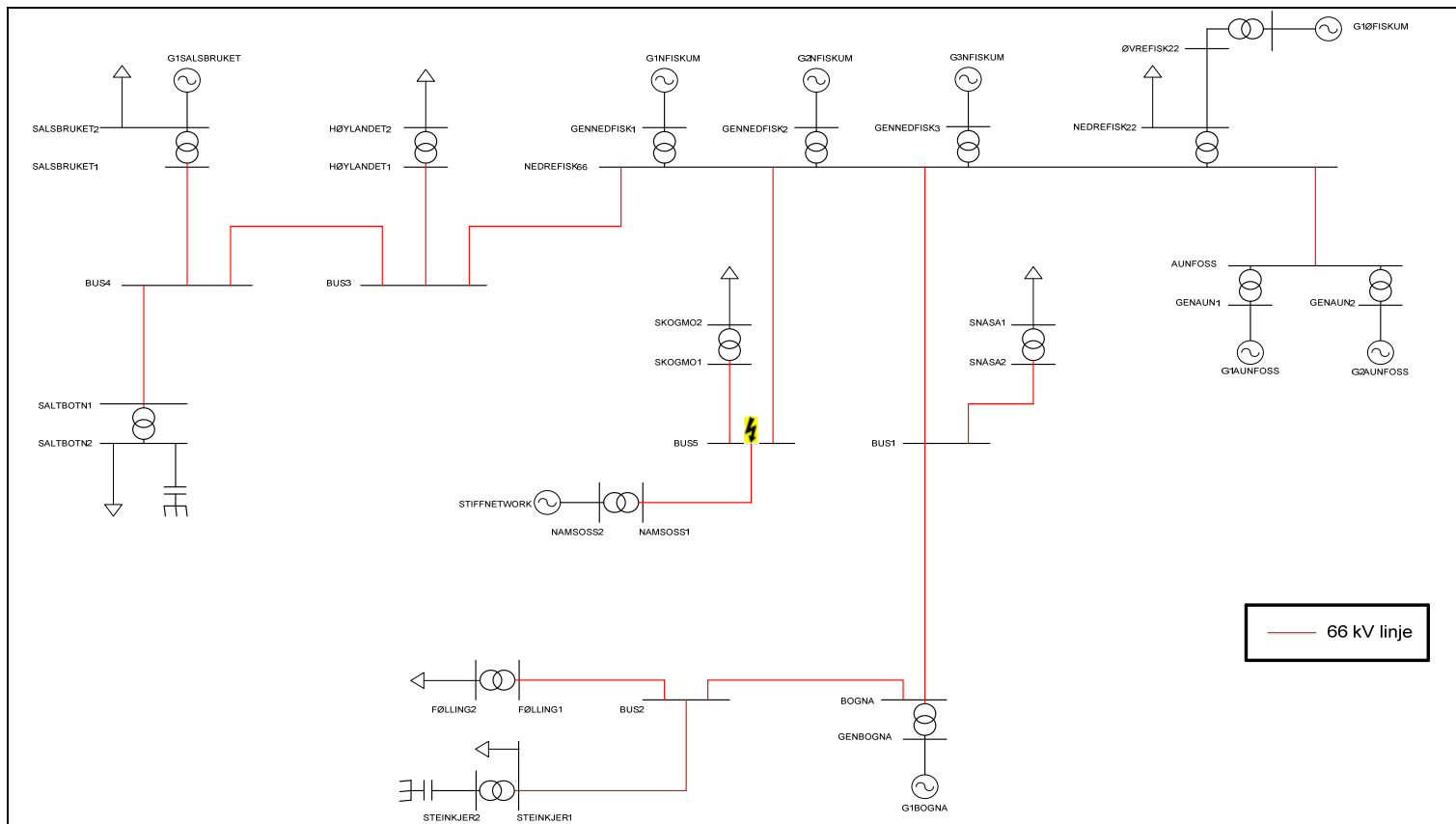
inn igjen mot likevektspunktet. Det gjør at rotorhastigheten nok en gang vil akselerere siden  $P_e$  svinger seg inn igjen mot punkt 1 fra punkt 6. Damping i systemet er utelatt noe som gjør at denne prosessen teoretisk sett vil gjenta seg i det uendelige.

NTE erfarte ved *Tilfelle 1* en fase avbrenning på den ene fasen i overføringslinjen fra NFK mot Namsos S. I eksempelet over er det beskrevet en trefase kortslutning. Begge situasjonene er under kategorien transient stabilitet. Det er ikke funnet noe litteratur som beskriver hvordan funksjonene av effekt-vinkel karakteristikken til synkrongeneratoren blir ved en direkte faseavbrenning. Det ble brukt mye tid på å forstå sammenhengen mellom jordfeil i en fase som etter en tid ble frakoplet i [28]. Men etter sammenligning mellom simuleringsresultat i SIMPOW, fra de mindre modellene beskrevet i kap.4, så stemte ikke teorien med det som ble observert. Derfor ble det valgt å utelate teori fra denne kilden. Videre ble det valgt å foreta observasjoner, ved hjelp av SIMPOW, for å øke forståelsen av problemstillingen og samle dette i kap.4.

### 3. Beskrivelse av simuleringsmodellene i kap.4-5

Et av hovedmålene med denne oppgaven er å gjenskape pendlingene som oppstod i NFK ved *Tilfelle 1* og benytte tiltak som kan redusere dem. Dersom simuleringene skal være virkelighetsbasert, er det nødvendig at datainnsamling og faktaopplysninger stemmer overens med slik det var i *Tilfelle 1* i R-nettet. NTE er eier og driftsoperatør for R-nettet og har i lag med Voith vært kontaktene til innsamlingsprosessen av faktaopplysninger. Dette kapittelet beskriver hvilke komponenter som er benyttet i kap. 4 og 5. I kap. 4 er det benyttet forenklet simuleringsmodeller som er relatert til R-nettet der modellene med tilhørende komponenter og verdier er grundigere representert. Derfor er dette kapittelet en referanse for kap. 4 og en grundigere beskrivelse av simuleringsmodellen som benyttes i kap. 5.

I forprosjektet ble det utført analyser av lastflyt og endring av ulike verdier på generatorer og spenningsregulatorer for å gjenskape *Tilfelle 2* [13]. Resultatene ble konkludert med at komponentene benyttet til å konfigurere R-nettet var virkelighetsnært. Derfor bygger simuleringene av R-nettet i denne masteroppgaven videre på forutsetningene til "Base Case" fra forprosjektet. *Figur 3.1* illustrerer koplingsbildet av R-nettet ved *Tilfelle 1*.



Figur 3.1. Oppbygningen av R-nettet i SIMPOW. Denne konfigurasjonen er simulert for Tilfelle1.

### 3.1 Simuleringsmodell av R-nettet

Tabell 3.1.1 gir en enkel oversikt over de forskjellige kraftstasjonene, lastene, transformatorstasjoner, kondensatorbatterier og hva som er valgt til det stive nettet i R-nettet til NTE ved *Tilfelle 1*;

Node	Kraftverk	Last	Trafo 66/300 kV	Stivt nett	Kondensator- batteri
Aunfoss	X				
Bogna	X				
Fiskumfoss	X	X			
Følling		X			
Høylandet		X			
Namsos S			X	X	
Salsbruket	X	X			
Saltbotn		X			X
Skogmo		X			
Snåsa		X			
Steinkjer			X		X

Tabell 3.1.1. Oversikt på hva som er tilknyttet nodene i R-nettet ved *Tilfelle 1*.

**Aunfoss** kraftverk har 2\*18 MVA synkrongeneratorer tilknyttet Francisturbiner. Satt i drift 1959.

**Bogna** kraftverk har 1\*60 MVA synkrongenerator tilknyttet en Francisturbin. Satt i drift 1971.

**Fiskumfoss** består av to kraftverk og en lokal last;

- *NFK* har installert 3\*17 MVA synkrongeneratorer tilknyttet Francisturbiner. Maskin 1 satt i drift 1946.
- *ØFK* har installert 1\*9 MVA synkrongenerator tilknyttet en rørturbin (bulb-turbin). Satt i drift 1976. *ØFK* er tilknyttet *NFK* via en 1,9 km lang overføringslinje på 22 kV nivå.
- *Lokal last* er tilknyttet *NFK* på 22 kV nivå. Ser bort i fra overføringslinje.

**Følling** er en last tilknyttet R-nettet via en nettransformator 22 / 66 kV.

**Høylandet** er en last tilknyttet R-nettet via en nettransformator 22 / 66 kV.

**Namsos S** transformatorstasjon er tilknyttet 300 kV og valgt til Stivt Nett.

**Salsbruket** har en lokal last og fire kraftstasjoner. Kraftstasjonene er i micro-/mini-/småkraft størrelse. Disse er omgjort til ett kraftverk identisk *ØFK* pga. lik produksjon ved *Tilfelle 1*.

**Saltbotn** er en node hvor last og kondensatorbatteri er tilknyttet R-nettet.

**Skogmo** er en last tilknyttet R-nettet via en nettransformator 22 / 66 kV.

**Snåsa** er en last tilknyttet R-nettet via en nettransformator 22 / 66 kV.

**Steinkjer** er en transformatorstasjon tilknyttet med 4 avganger mot 22 / 66 / 300 kV. Optimal lastflyt er beregnet i NetBas (vedlegg 1). Det er installert kondensatorbatteri i Steinkjer.

### 3.2 Turbin

Kraftverkene i Aunfoss, Bogna og Nedre Fiskumfoss benytter Francisturbiner, mens Øvre Fiskumfoss benytter en rørturbin (bulb-turbin). Det er ikke brukt tid på innsamling av faktaopplysninger fra de lokale kraftverkene tilknyttet noden Salsbruket. Driftssentralen i NTE kan fortelle at de lokale kraftstasjonene forsyner R-nettet kontinuerlig med ca. 7 MW. ØFK hadde en produksjon på 5,5 MW ved *Tilfelle 1*. Dermed er det valgt å lage en kraftverksekivalent for Salsbruket som tilsvarer kraftstasjonen i ØFK for *Tilfelle 1*.

Turbiner har en roterende masse som er med på å bestemme treghetskonstanten, [13]. Dersom treghetsmomentet til turbinen, , ikke er oppgitt kan en grei tommelfingerregel være å legge på 10 % av treghetsmomentet til generatoren, , [17]. Summen av disse gir treghetsmomentet, , for hele aggregatet. Denne antakelsen er benyttet for samtlige aggregat i nettmodellen. Turbin type som er valgt i simuleringene av *Tilfelle 1* skal beskrive en generell vannkraftturbin (type100). For de mindre simuleringmodellene er det i tillegg benyttet en vannkraftturbin (type200).

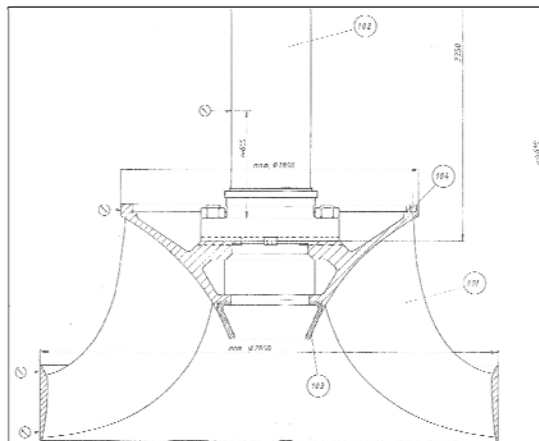
Vedlegg3: **Aunfoss** har for hvert aggregat totalt

Vedlegg4: **Bogna** har for sitt aggregat

Vedlegg5: **NFK** har for hvert aggregat totalt

Vedlegg6: **ØFK** har for sitt aggregat

Vedlegg6: **Salsbruket** benytter samme verdier som ØFK.



Figur 3.2.1 [Kilde 16]. Skisse av Francisturbin som benyttes i NFK. Konstruksjonen viser at turbinen er langt fra massiv sylindrisk. Det er komplisert å beregne treghetsmomentet for denne turbinen. Derfor er det benyttet erfaringstall på 10 % av treghetsmomentet til generatoren for samtlige turbiner i nettmodellen.

### 3.3 Turbinregulator

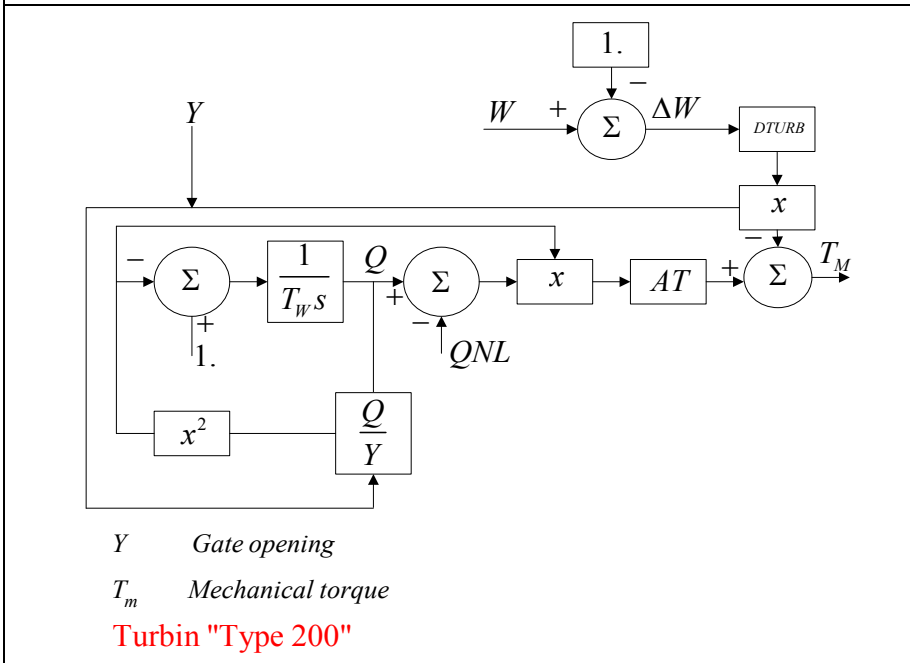
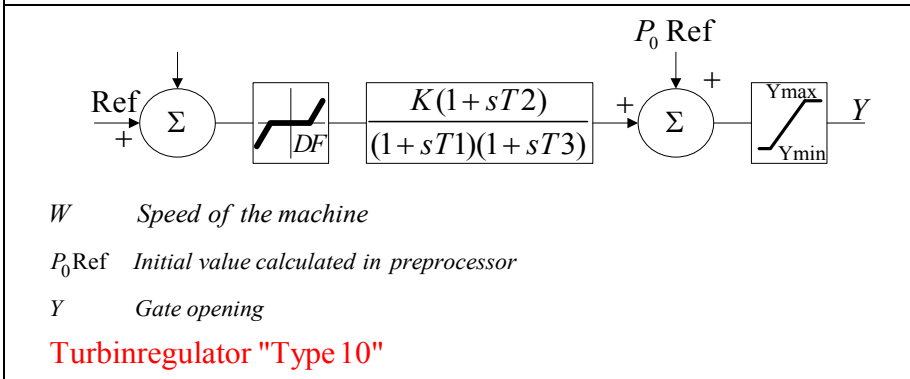
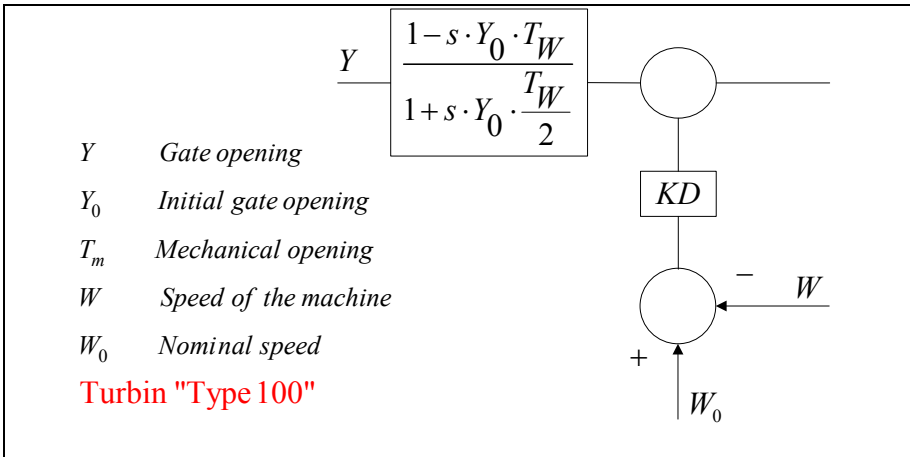
Ubalanse mellom produksjon og forbruk i systemet resulterer i endring av frekvensen og betegnes som effektubalanse. Turbinregulatorene kompenserer for ubalansen gjennom å korrigere turbinpådraget avhengig av målt frekvens.

Per dags dato er følgende turbinregulatorer installert i kraftverkene;

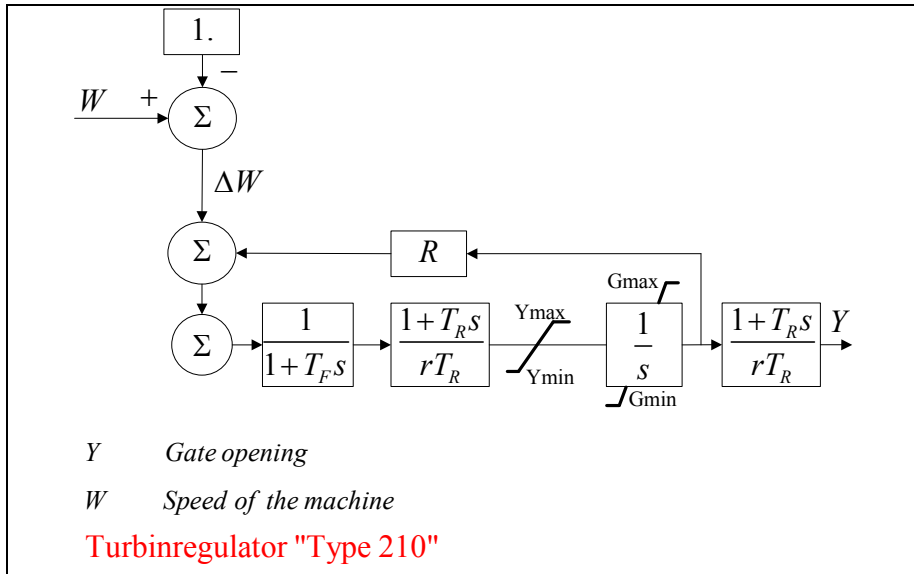
- **Aunfoss**           Digitale regulatorer.
- **Bogna**            Digital regulator.
- **NFK**             Elektromekaniske. Gammelt og tregt system.
- **ØFK**             Digital regulator.

Turbinregulatorer kan benyttes i et simuleringsverktøy. Utfordringen ved å lage en virkelig turbinregulator til en simuleringsmodell er manglende tilgang på reelle data. Det er knyttet for stor usikkerhet til et eldre reguleringsystem som skal beskrive nøyaktig den elektriske og dynamiske oppførselen til en turbinregulator. Likevel er det gjort erfaringer som viser at enkle modeller kan benyttes i simuleringsprogram. I SIMPOW er det valgt å studere virkningen av to ulike turbinregulatorer. For *Tilfelle 1* er det valgt å begrense simuleringene til en turbin (type100) med regulator (type10). For de enkle simuleringsmodellene sammenligner en turbin og regulator fra *Tilfelle 1* med turbin (type200) og regulator (type210).

Det er ikke laget egne DSL-koder for turbin og regulator. Modellene er hentet fra SIMPOW og innstilt etter beste evne for å virkelighetsgjøre simuleringene. Blokkskjema for turbiner med tilhørende regulatorer som er benyttet i denne rapporten er illustrert i *figur3.3.1* på de to neste sidene.







Figur 3.3.1. Blokk-skjema for turbin og turbinregulator benyttet i denne rapporten. Mer detaljert beskrivelse er vedlagt på DVD i SIMPOW-manual og Dynpow-filer.

### 3.4 Generator

Samtlige kraftverk til NTE som er tilknyttet R-nettet har installert synkrongeneratorer. Derfor er samtlige generatorer i simuleringsmodellene også synkronmaskiner.

Det er tatt hensyn til metning i jernet for de dynamiske parametrene i generatorene. En forklaring til ”metning i jernet” ble gjennomgått i forprosjektet [13].

Dempeviklinger er montert på alle generatorene tilknyttet R-nettet bortsett fra G2 i NFK. Dempningsfaktoren,  $D$ , i SIMPOW er satt til 0 for alle generatorene noe som betyr at elektrisk demping er inkludert. Mekanisk demping er ikke inkludert siden ingen av kraftverkene har oppgitt dempningsfaktoren for aggregatene. Ved transiente feiltilfeller som kortslutning, feilinnfasing eller skjevlast vil det oppstå store strømmer i generatoren. Er det montert dempeviklinger kan disse bidra til økt stabilitet for generatoren. En forklaring til ” dempeviklinger med innvirkning på transient stabilitet” ble gjennomgått i forprosjektet [13].

De fleste generatorene i nettmodellen har ikke oppgitt de dynamiske parametrene. Grunnen til dette er at enkelte av generatorene er såpass gamle at denne type dokumentasjon ikke eksisterer. Tiltaket har vært å bruke dataunderlag fra helt nye generatorer hos leverandørene ALCONZA, GAMESA og VSEC som har generatorer i tilsvarende effektstørrelse til generatorene i nettmodellen.

Dokumentasjonen fra generatorleverandørene ble tildelt under arbeidet med forprosjektet. Reaktanser og tidskonstanter fra generatorleverandørene kunne benyttes i simuleringsmodellene og er samlet i vedlegg 3, 4, 5 og 6.

Sammensettingen av tildelte generatorparameter fra NTE og parameterverdiene fra de overnevnte generatorleverandørene er en antakelse benyttet for alle synkrongeneratorene i simuleringsmodellene.

Det er utarbeidet erfaringstall for dynamiske parameter til synkronmaskiner [18]. De viktigste erfaringstallene knyttet opp til dette prosjektet er gjengitt i vedlegg 2. I sammenheng mellom lastflytanalysen og simulering av faseavbrudd ble det forsøkt å endre på generatorverdier. Dette ble utført for å se hvordan stabiliteten i simuleringsmodellen av *Tilfelle 1* ble påvirket. De dynamiske parametrene fra vedlegg 2 ble byttet ut med parametrene i vedleggene 3, 4, 5 og 6.

Det er forsøkt å skaffe målinger over aktiv og reaktiv effektflyt på generatorene for *Tilfelle 1*. NTE benytter et loggføringsprogram som heter Scada. Scada har ringbuffer som betyr at gamle måleverdier blir overskrevet etter en gitt tid. Det er likevel bekreftet fra NTE at samtlige generatorer produserte aktiv effekt ved nominell ytelse under *Tilfelle 1*. Det overføres ingen reaktive målinger til langtidslagring fra Scada til NTE's offisielle måleverdidatabase. NTE's enhet som driver fjernavlesing bekrefter at det ikke er etablert måling for reaktiv effekt på generatorene i Aunfoss, Bogna og NFK. Men erfaringsmessig vil generatorene som er omtalt i denne rapporten normalt levere reaktiv effekt rundt 0,1 p.u av nominell ytelse (ref. S. Maalen i Voith Hydro AS). Ser en på lastflyten i vedlegg 1 så er dette tilnærmet likt med at  $Q=0,1$  og  $P=1,0$  p.u.

### 3.5 Spenningsregulator

Sp.regulatorerne til alle synkrongeneratorerne i Aunfoss, Bogna, NFK og ØFK baserer seg på statisk magnetisering, og reguleringsmodusen er basert på spenningsregulering. En generell forklaring til statisk magnetisering og de andre magnetiseringsutrustningene som kan benyttes er beskrevet i forprosjektet [13].

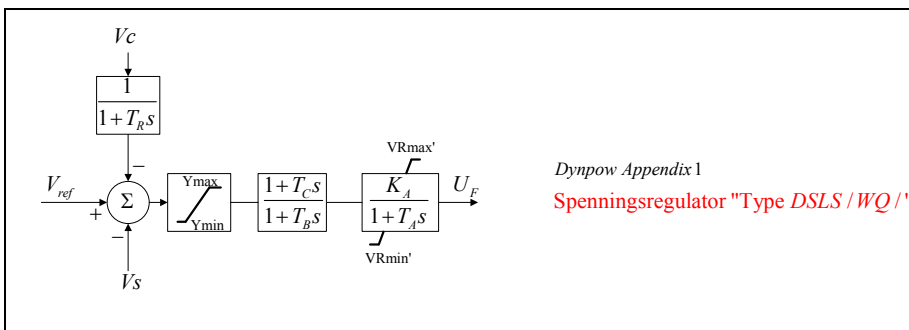
Prinsippet for magnetisering av synkrongenerator:

- Roterende med mekanisk likeretter
  - DC generator med kommutator
  - Tidligere det dominerende systemet
- Roterende med diodebru (børsteløs)
  - Unngår problem med kullstøv
  - Typisk på småkraftverk
- Statisk magnetisering
  - Raskere regulering og avmagnetisering
  - Større maskiner (påkrevd over 25 MVA [12])

Reguleringsprinsippet som benyttes til sp.regulatorerne i denne rapporten baserer seg som nevnt på spenningsregulering. Det er som kjent tre ulike reguleringsmodus som kan benyttes:

- 1) Automatisk spenningsregulering (Auto/AVR)
  - holder konstant klemmespenning på generator
- 2) Feltstrøm regulering (Hånd/Man/FCR)
  - holder konstant feltstrøm
- 3) Cosphi/VAR regulering
  - holder konstant cosphi eller VAR

Det er benyttet samme sp.regulator for alle generatorene i samtlige simuleringsmodeller. Sp.regulatoren som benyttes er hentet fra SIMPOW i ”Dynpow Appendix 1”. I likhet med turbinregulatorene er det ikke laget DSL-koder for sp.regulatoren, slik at verdiene i reguleringsløyfen er tilpasset ut ifra blokkskjema fra ”Dynpow Appendix 1”. Sp.regulatoren med tilhørende verdier ble også benyttet i forprosjektet [13] og er representativ for de virkelige sp.regulatorene for *Tilfelle 1*. Blokkskjema er illustrert i *figur 3.5.1*:



*Figur 3.5.1. Blokkskjema for sp.regulatoren benyttet i samtlige simuleringsmodeller med sp.regulator i denne masteroppgaven. Mer detaljert og utvidet beskrivelse er på vedlagt DVD i SIMPOW-manual og Dynpow-filer.*

### 3.6 Dempetilsats (PSS)

Dempetilsats, eller PSS (Power System Stabilizer) som det også kalles, er en tilleggsfunksjon som kreves av Statnett for generatorer større enn 25 MVA. Denne er spesifisert i ”Statnett DKN-notat 54/98”. I løpet av arbeidsprosessen ble det informert av Statnett, ved Jørn Schaug Pettersen, at det diskuteres om PSS bør kreves for generatorer fra 10 MVA og oppover. Denne informasjonen ble muntlig overført under en presentasjon av ”Øydrift av J. S. Pettersen i Statnett” på småkraftseminaret 2009 i regi av Tekna. Ut i fra dette er det valgt å benytte PSS i simuleringsmodellen av R-nettet for samtlige generatorer i *Tilfelle 1*.

Hensikten med PSS er å dempe effektsvingningen som oppstår i mellom forskjellige generatorer i NTE sine overføringslinjer som gjør at disse ikke kan belastes optimalt. For å dempe disse svingningene, som normalt ligger mellom 1 og 10 radianer (0,16 – 1,6 Hz), brukes sp.regulatoren fordi turbinregulatoren ikke er rask nok med sin hydraulikk og pådragsorgan [34]. Sp.regulatoren måler effekten på nettet og lager ”motsvingninger” i spenningen for å dempe effektpendlingene. Effekt er som kjent produktet av spenning og strøm, og derfor klarer sp.regulatoren, med sin raske

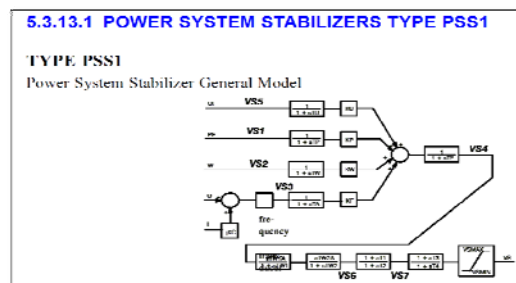
regulering, å dempe svingningene korrekt tilpasset reaktiv effektbidrag. Vannets avgitte effekt er konstant, mens effektpendlingene her ligger i systemets kinetiske energi i svingmassen. Dette medfører at polhjulsvinkelen svinger i takt med effektpendlingene.

Det eksisterer mange modeller av ulike dempetilsatser. IEEE har utarbeidet en standard [31] som inneholder de dempetilsatsene som er benyttet fram til i dag og som vil benyttes videre. I løpet av arbeidsprosessen ble denne standarden studert og det ble tidlig informert at type PSS2B var den mest aktuelle for regulatorene i R-nettet til NTE. Men det var problemer med å finne verdier i reguleringsløyfa som virket positivt dempende på effektsvingningene. Derfor er det ikke valgt å introdusere denne PSS.

Historisk sett så ble PSS1 første gang nevnt på papiret i 1969, men ble satt i drift først i 1971 (kun på frekvens). PSS2 ble beskrevet teoretisk første gang i 1980, men ble ikke satt i drift før den første digitale regulatoren kom rundt 1990. PSS3 hoppet de (IEEE) over. PSS4B kom i 2005. Dette er den adaptive i følge S. Maalen (ref. mail 03.juni 2010).

Dempetilsatsen som er brukt i simuleringene i kap.5 er hentet fra SIMPOW manualen. PSS1 heter modellen som er benyttet fra manualen. Det er laget en egen dsl-kode ut i fra blokkskjema tegnet i HiDraw som er i vedlegg 16.

Under generering av koden kom det opp feilmeldinger. I begynnelsen var ikke dette så overraskende siden det var første gang HiDraw funksjonen i SIMPOW ble brukt. Feilsøkingsprosessen ble utført ved prøve og feile metoden som resulterte i at en valgte å sammenligne dsl-koden for PSS brukt i "Kundur's Two-Area System" [32] med dsl-koden fra PSS1 med feilmeldinger. Resultat fra feilsøkingsprosessen er at PSS1 fungerer etter en del endringer i koden. Vedlegg 17 er beskrivelsen av koden med markerte endringer. Konklusjonen er at STRI AB bør informeres om feilmeldingene ettersom manualen fra SIMPOW versjon 10.2.111 ikke fungerer etter beskrivelsen. Blokkskjema fra PSS1 er vist i *figur 3.6.1*.



Figur 3.6.1. Utgangspunkt til blokkskjema av dempetilsats som er benyttet i simuleringene i kap.5 (PSS1). Se vedlegg16 for reelt blokkdiagram av PSS1 i kap.5.

### 3.7 Generatortrafo

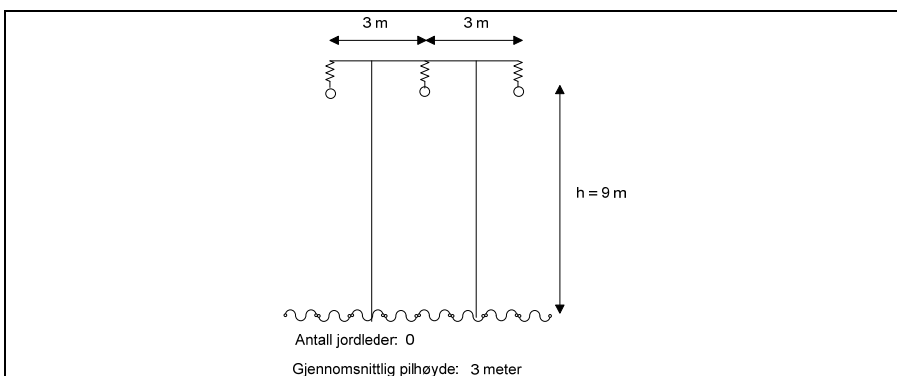
Generatoren produserer elektrisk effekt ved et gitt spenningsnivå. Denne spenningen vil variere alt etter som hvordan kraftsystemet henger sammen. Spenningsnivået på R-nettet er alltid høyere enn klemmespenningen til generatoren pga. praktiske årsaker. Generatortrafo er derfor nødvendig og installert i samtlige kraftverk til NTE. Vedlegg 7 gir en samlet oversikt over parametrene som er benyttet for generatortrafoene i nettmodellen. Legg merke til at Salsbruket har de samme verdiene som ØFK. Forklaring til dette er beskrevet i 3.2 *Turbin*. Ellers er de resterende parametrene i nettmodellen lik virkeligheten per dags dato.

### 3.8 Nett-transformator

D-nettet og R-nettet er tilknyttet hverandre via nett-transformatorer, 22 / 66 kV. Det er benyttet samme verdier på alle nett-transformatorene i nettmodellen. Merkeskilt fra NFK sin nett-trafo er utgangspunktet der verdiene fra disse er samlet i vedlegg 7. Samme type transformatorer med lik merkeytelse og koplingsgruppe er benyttet på de andre nodene som knytter sammen D-nettet og R-nettet.

### 3.9 Overføringslinje

Det er benyttet luftledning med isolerende travers på alle overføringslinjene i simuleringsmodellene og disse er valgt som Type2 fra SIMPOW-manualen. Data på overføringslinjene er hentet fra NTE og samlet i vedlegg 8.



Figur 3.9.1. Verdiene i Vedlegg 8 er hentet inn fra NTE og benyttes i samtlige simuleringsmodeller i denne oppgaven. Figuren illustrerer masten til overføringslinjene med gjennomsnittlig pilhøyde som er avgjørende for hvor store driftskapasitansene som er benyttet i simuleringsmodellene blir.

### 3.9.1. Kapasitiv avledning og suseptans

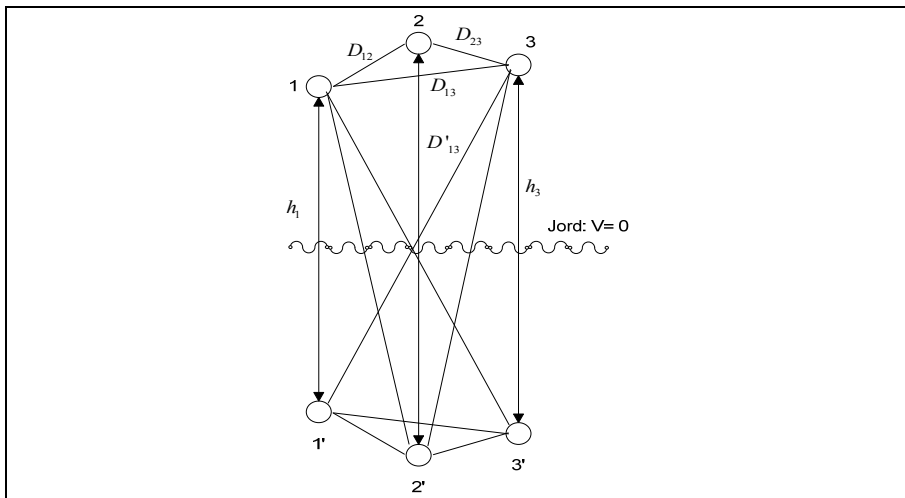
Som nevnt er det tatt hensyn til driftskapasitansene til overføringslinjene i R-nettet og linjen som benyttes i de mindre simuleringsmodellene. En forklaring til dette er at spenningen på en leder med uniform ladningsfordeling,  $q$ , per lengdeenheter i en høyde,  $h$ , over bakken og med diameter,  $d$ , vil spesielt påvirke lastflyten i R-nettet. Dette kan beskrives som følgende [2]:

$$V_1 = \frac{q}{2\pi\epsilon} \ln \frac{2h}{d} = \frac{q}{2\pi\epsilon_r\epsilon_0} \ln \frac{4h}{d} \quad \{3.1\}$$

$$\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12} [F]$$

$\epsilon_r =$  relativ permittivitet

Siden overføringslinjene benyttet i simuleringsmodellene utgjør et trefasenett, så blir det et bidrag fra de andre fasene som kan beskrives på følgende måte [2]:



Figur 3.9.2. Kapasitanser i trefasenett.

$$V_1 = \frac{q_1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{4h_1}{d} + \frac{q_2}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D'_{12}}{D_{12}} + \frac{q_3}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D'_{13}}{D_{13}}$$

$$V_2 = \frac{q_2}{2\pi\epsilon} \ln \frac{4h_2}{d} + \frac{q_1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D'_{21}}{D_{21}} + \frac{q_3}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D'_{23}}{D_{23}} \quad \{3.2\}$$

$$V_3 = \frac{q_3}{2\pi\epsilon} \ln \frac{4h_3}{d} + \frac{q_2}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D'_{32}}{D_{32}} + \frac{q_1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D'_{31}}{D_{31}}$$

I figur 3.9.2 vil spenningene på fasene bli like dersom  $D_{12}$ ,  $D_{23}$  og  $D_{13}$  er like og dersom en antar at ladningen også er lik på alle fasene. I en praktisk sammenheng betyr dette at luftledningene er montert i et trekantoppheng. Men i R-nettet er det et planopp heng. Dermed vil  $D_{13}$  være større enn de to andre faseavstandene. Det fører til at spenningen i fase 2,  $V_2$ , blir større enn på de to andre fasene. Dette er gitt av formel {3.2}, forutsatt lik ladning.

Kapasitans er definert som:

$$C = \frac{q}{v} \quad \{3.3\}$$

Med ulike spenninger blir også kapasitansene mot jord for de ulike fasene forskjellig. Forskjellen er ikke stor, men nok til å sette opp en strøm i nettet. Det er denne som eksiterer nullsystemet i nettverket, og dermed skaper nullpunktspenningen. Den elektriske permittiviteten i vakuum,  $\epsilon_0$ , er konstant. Derfor vil eventuelle endringer i en praktisk sammenheng i R-nettet komme gjennom endringer i  $\epsilon_r$  i formel {3.1}.

Det er i simuleringsmodellene valgt å benytte en linjemodell, Type 2, som inkluderer suseptansen,  $B$ . Kort oppsummert så er den proporsjonal med driftskapasitansene og er gitt ut i fra formel {3.4}:

$$B = \omega \cdot C_d \quad , \quad C_d = X \left[ \frac{nF}{km} \right] \quad \{3.4\}$$

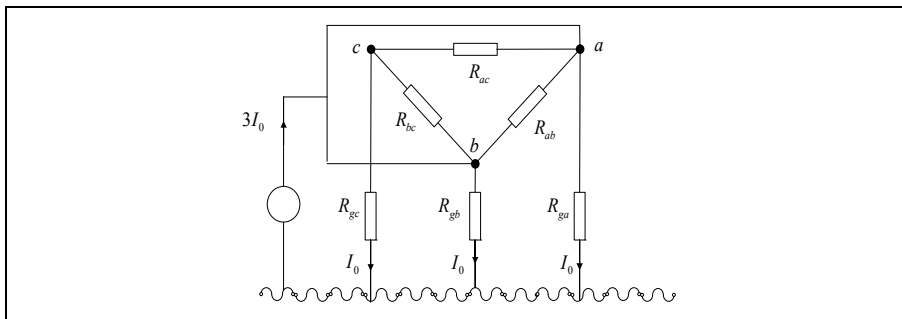
$$B = 2\pi f \cdot X \cdot 10^{-9} \quad \left[ \frac{F}{km} \right]$$



### 3.9.2 Konduktiv avledning

Det er ikke tatt hensyn til den konduktive avledningen som hovedsakelig er gitt av resistansen i isolatorene i nettet [20]. Simuleringsmodellen kan ved en senere anledning utvides til å inkludere konduktiv avledning, siden dette i en praktisk sammenheng vil variere ut i fra værforhold og grad av nedsmussing [21]. Dette vil påvirke lastflyten i R-nettet og kan ha betydning for simuleringsresultatene. I en praktisk sammenheng vil nedbør føre til økt konduktiv avledning gjennom våte isolatorkjeder. Dette vil gi en økning i ohmsk usymmetristrøm i forhold til kapazitiv usymmetristrøm. Resistanser i jordsmonnet vil være mindre i våt jord enn den vil være under tørre forhold, ifølge praktisk målinger [20].

I nullsystemet, hvor de tre fasene i overføringslinjene påtrykkes den samme spenningen, vil isolatorene som hver fase henger på koples i parallell, slik det er illustrert i *figur 3.9.3*:



*Figur 3.9.3. Resistanser i nullsystemet.*

$$R_0 = \frac{1}{\frac{1}{R_{ga}} + \frac{1}{R_{gb}} + \frac{1}{R_{gc}}} \quad \{3.5\}$$

### 3.10 Last

Verdier på lastforbruket som R-nettet forsyner til D-nettet er innhentet fra driftssentralen til NTE og samlet i vedlegg 9. Verdiene på aktiv og reaktiv effekt som er benyttet for *Tilfelle 1* er i de fleste tilfellene gjennomsnittsverdier av timemålingene foretatt 10.oktober 2008. Det manglet relevant data av effekt og spenning på de ulike nodene i R-nettet ved *Tilfelle 1*. Derfor er det foretatt antakelser og tilnærminger (P og Q) som er beskrevet i vedlegg 9.

I simuleringene er det foretatt simuleringsforsøk med lastfaktor 0, 1 og 2 med ulike resultat. For enkelte tilfeller vil SIMPOW kun tillate en bestemt type lastfaktor. Lastfaktoren må defineres i både optpow- og dynpow-fil. I modellering av statiske laster deler en opp lastkarakteristikkene i følgende deler:

- 0) Konstant effektkarakteristikk
  - *Dersom lasten har konstant effektkarakteristikk, er effektforbruket uavhengig av spenningens fluktuasjoner. Effektforbruket vil alltid bli konstant.*
- 1) Konstant strøm-karakteristikk
  - *Laster med konstant strøm-karakteristikk er ikke like spenningsavhengig som laster med konstant impedans-karakteristikk. I disse lastene holdes strømforbruket konstant uavhengig av spenningens fluktuasjoner, dermed fås mindre fluktuasjoner i effektforbruket i en øydriftssituasjon.*
- 2) Konstant impedans-karakteristikk
  - *En last med konstant impedans-karakteristikk kan sammenlignes med en enkel resistans, som for eksempel en varmeovn. En resistans er svært spenningsavhengig, og effektforbruket stiger/synker med kvadratet av spenningens RMS-verdi:  $P = \frac{U^2}{R}$ .*

Lastformlene, {3.6} og {3.7}, bestemmer hvilken karakteristikk lasten får ved å definere eksponentene MP og MQ i SIMPOW. Så lenge ikke annet er nevnt så er det valgt konstant strøm-karakteristikk i simuleringmodellene.

$$P_{\text{Last}} = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\text{MP}} \quad \{3.6\}$$

$$Q_{\text{Last}} = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\text{MQ}} \quad \{3.7\}$$

Eksponenten MP og MQ bestemmer om lasten skal ha:

- 0 – Konstant effektkarakteristikk
- 1 – Konstant strøm-karakteristikk
- 2 – Konstant impedans-karakteristikk

### 3.11 Kondensatorbatterier

Flere kondensatorbatterier koplet i serie og parallell utgjør en kondensatorbank. Det er benyttet to kondensatorbanker i det virkelige R-nettet til NTE. De er plassert i nodene Saltbotn og Steinkjer. Hensikten med disse kondensatorbatteri er å ha en kontinuerlig regulering for å dekke reaktiv effekt last og reaktiv effekt tap i R-nettet. Data på kondensatorbankene er hentet inn fra NTE og gjengitt i Tabell 3.11.1:

Drifts-merking	Merke-spenning [kV]	Total ytelse [kVAr]	Nominell total ytelse [kVAr]	Antall trinn-grupper	Fabrikat	Installert [år]
Saltbotn KB1	23	7200	7200	0	National Industri	1981
Steinkjer KB1	23	8400	8400	0	National Industri	1981

Tabell 3.11.1. Data for kondensatorbatterier benyttet i simuleringene av Tilfelle 1.

### 3.12 Stivt nett

I forprosjektet var nettkonfigurasjonen av R-nettet for *Tilfelle 2* ulikt slik konfigurasjonen ble bestemt for *Tilfelle 1* i denne masteroppgaven. Det ble valgt å flytte det stive nettet fra Steinkjer ved *Tilfelle 2* til Namsos S ved *Tilfelle 1*. Namsos S er en 66/300 kV transformatorstasjon som Statnett har ansvaret for. Trafoen skiller det stive nettet og R-nettet. Verdiane på transformatoren er framskaffet ved hjelp av Magnus Gustafsson og er gjengitt i vedlegg 7. Det stive nettet blir tilkoplek 300 kV noden i R-nettet og simuleres som en ”uendelig kilde” av effekt med konstant spenning (300kV) og frekvens (50Hz).

Det ble utført et godt stykke arbeid med å finne en representativ lastflyt fra transformatoren tilknyttet noden ”Steinkjer” og inn mot R-nettet. Denne transformatoren har flere avganger med ulike spenningsnivåer. Ingen av disse hadde registrert effektflyten på tidspunktet for *Tilfelle 1*. Valget ble å beregne det NTE anser som normal effektflyt i tunglast. Verdiane på transformatoravgangene ble hentet ut fra arkivene og beregnet i NetBas av E. Tønne på NTE Nett. Fra resultatene er det valgt at Steinkjer forsyner R-nettet med 4,4 MVar og trekker 30 MW fra R-nettet. I samråd med NTE er dette virkelighetsnært. Vedlegg 1 viser lastflyten for hele R-nettet ved *Tilfelle 1*. Vær oppmerksom på at Namsos S er valgt til det stive nettet. For de mindre simuleringsmodellene er det stive nettet definert i SIMPOW som en node med konstant spenning og vinkel.

## 4. Simuleringer med faseavbrudd

I dette kapitlet er det med hensikt valgt å benytte enkle simuleringmodeller for å undersøke virkningen av faseavbrudd i faseA mellom en synkronmaskin og et stivt nett. Hensikten med å benytte enkle modeller var å få en bedre forståelse på hva som blir påvirket ved et faseavbrudd. Ved å kople sammen større systemer, for å studere en spesiell situasjon, vil nødvendigvis ikke resultatene blir mer entydig, heller det motsatte. Derfor ble det valgt å studere virkningen av faseavbrudd mellom en synkrongenerator og stivt nett i mindre modeller før en begynte å analysere konfigurasjonen av R-nettet til NTE ved *Tilfelle 1*. Modellene som ble brukt er gjengitt i *figur 4.1.1(A)-(B)*.

### 4.1 Simuleringsmodell

*Figur 4.1.1(A)* **med last** illustrer syv case der hvert case er delt inn i 4 forsøk. Det ble valgt å studere virkningen av koplingsgruppen til transformatorer, virkning av spenningsregulator og turbin med regulator.

*Figur 4.1.1(B)* **uten last** illustrer syv case der hvert case er delt inn i 4 forsøk. Det ble valgt å sammenligne resultatene med case **med last**.

Oppsummert så er hovedelementene i analyserte Case og Forsøk følgende:

#### Case1:

Et enkelt kraftsystem som består av en synkrongenerator og overføringslinje mot et stivt nett.

#### Case2:

Det tilføres en transformator (6,6Δ / 66Y kV), T1, mellom generator og overføringslinjen.

#### Case3:

Endrer koplingsgruppen på T1 til 6,6y / 66Y kV.

#### Case4:

Koplingsgruppen til T1 er 6,6Δ / 66Y kV. En ny transformator, T2, tilføres systemet med koplingsgruppen 66Y / 22Δ kV.

#### Case5:

Koplingsgruppen til T1 er 6,6Δ / 66Y kV og T2 er 66Y / 22y kV.

#### Case6:

Koplingsgruppen til T1 er 6,6y / 66Y kV og T2 er 66Y / 22Δ kV.

#### Case7:

Koplingsgruppen til T1 er 6,6y / 66Y kV og T2 er 66Y / 22Δ kV.

Forsøk 1:

- har ikke sp.regulator eller turbinregulator.

Forsøk 2:

- benytter sp.regulator men ikke turbinregulator.

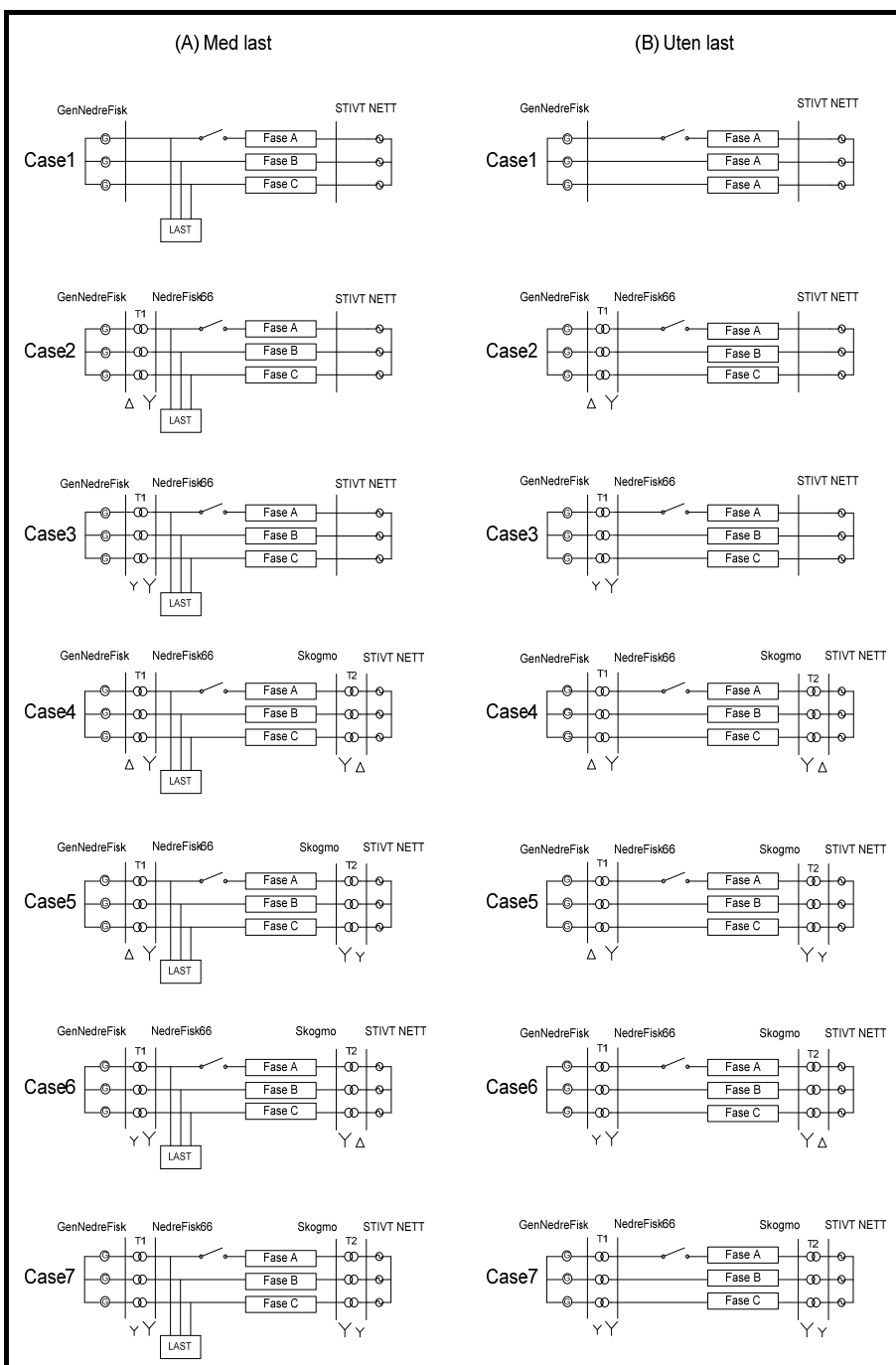
Forsøk 3:

- benytter samme sp.regulator som i forsøk 2. I tillegg ble en turbinregulator innført.

Forsøk 4:

- benytter samme sp.regulator som i forsøk 2 og forsøk 3. Men karakteristikken til turbinregulatoren fra forsøk 3 endres.

Faseavbruddet simuleres ved at faseA koples vekk fra selve noden, GenNedreFisk, som ligger mellom det stive nettet og synkronmaskinen. Det er altså antatt at faseavbruddet skjer på SSK i NFK. Etter 10 sekunder koples faseA inn igjen og overføringslinjen driftes med tre friske faser.



Figur 4.1.1(A)-(B). I den venstre kolonnen representeres simuleringsmodellene *med last* og i den høyre kolonnen representeres simuleringsmodellene *uten last*. Fase A på noden "GenNedreFisk" åpner etter 1 sekund. Faseavbruddet varer fram til 11 sekund. Simuleringsperioden varer totalt i 20 sekund for samtlige case.

## 4.2 Forutsetninger og valg til simuleringsmodellene

Det er med hensikt valgt å benytte data fra SG1 i NFK og verdiene på 66 kV linjen fra NFK mot Skogmo, fordi faseavbruddet inntraff på overføringslinjen mellom NFK og Skogmo den 7.mars 2008. Det betyr at verdiene til de valgte komponentene som er valgt i de ulike casene stemmer overens med ”BaseCase” i forprosjektet til denne masteroppgaven. I selve forprosjektet ble R-nettet modellert og analysert slik at kraftsystemet ble mest mulig likt det en antar stemmer overens med virkeligheten [13].

For generatoren er verdiene fra SG1 i NFK benyttet (vedlegg 5). Generatoren produserer aktiv effekt ved merkeytelse,  $P_N = 12.75$  MW, i samtlige case.

I Case2 til Case7 er verdiene fra generatortransformatorene i NFK benyttet for T1. Fra Case4 til Case7 ble det valgt å bruke verdiene fra nettransformatoren i Skogmo på T2 i modellene. Verdier på transformatorene er hentet ut fra vedlegg 7.

Overføringslinjen har samme verdier som linjen i R-nettet til NTE mellom NFK og Skogmo (vedlegg 8) for samtlige case utenom Case1. I Case1 er lengden på overføringslinjen redusert med en faktor på 10. Dette kommer av at det mangler transformator mellom generator og det stive nettet. Siden spenningsnivået på overføringslinjen er 66 kV og generatorspenningen er 6,6 kV, så ble lengden på overføringslinjen redusert med en faktor på 10. Det er tatt hensyn til suseptansen,  $B = \omega \cdot C_d$ , i overføringslinjen. Det ble gjort simuleringer uten å ta hensyn til suseptans, resultatene ble tilnærmet lik både med eller uten B.

Lasten i simuleringsmodellene ble modellert etter lastformlene i {3.6} og {3.7}. Det ble valgt å ha en konstant effektkarakteristikk ( $MP=0$  og  $MQ=0$ ) i samtlige simuleringscase. Dersom lasten har konstant effektkarakteristikk, så er effektforbruket uavhengig av spennings fluktuasjoner. Effektforbruket vil alltid bli konstant. Det ble valgt et lastforbruk på 50 % av aktiv generatoreffekt og 10 % av reaktiv generatoreffekt. Verdiene er valgt for å indikere en normal lastflyt på noden Skogmo i R-nettet til NTE. Verdiene til aktiv og reaktiv effekt på lasten:

$$P_{\text{Last}} = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{MP} = 0.5 \cdot P_N = 6.375 \text{ MW}$$

$$Q_{\text{Last}} = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{MP} = 0.1 \cdot \sqrt{(S_N)^2 - (P_N)^2} = 1.275 \text{ MVar}$$

Selve feilen i simuleringmodellene defineres som et faseavbrudd. Det tilføres et faseavbrudd i faseA mellom generator og det stive nettet. Etter 1 sekund i simuleringsperioden åpner faseA på noden GenNedreFisk i Case1 og på noden NedreFisk66 i Case2-7. FaseA stod åpen i 10 sekund.

### ***4.3 Diskusjon til resultat av faseavbrudd***

I vedlegg 11 og 12 er det lagt ved diagram og nøkkeltall av de elektrotekniske størrelsene som aktiv effekt, polhjulsinkel, svingfrekvens, spenninger og strømmer relatert til synkrogeneratoren for samtlige Case-Forsøk. Disse er sammenlignet med hverandre ut i fra de ulike Case-Forsøk som er illustrert i *figur 4.1.1(A)-(B)*.

Tidsplananalyser er gjengitt i vedlegg 11. Her er resultat med diskusjon av observasjonene fra samtlige Case-Forsøk samlet og sammenlignet med hverandre. Se vedlegg 12 for nøkkeltall av resultatene i tidsplanet.

Etter hvert enkelt studie i vedlegg 11 er det diskutert hva som observeres. Det er 56 observasjoner av hver enkelt elektroteknisk størrelse, totalt 280 observasjoner. Derfor er det valgt å samle observasjonene med tilhørende diskusjon i vedlegg 11. I kap.4.3 er det valgt å oppsummere observasjonene og konkludere med hva som er viktige faktorer ved et faseavbrudd. Vedlegg 11 og 12 underbygger forklaringen i dette underkapittelet.

Utfordringen til observasjonene var som nevnt tidligere, at det ikke fantes noen studier på synkronmaskinens oppførsel ved et direkte faseavbrudd. Dermed er det valgt å studere forskjellige utgangspunkt for synkronmaskinen og det etterfølgende kraftsystemet i mindre simulering modeller. Det er gjennomført et manuelt beregningseksempel i vedlegg 10 som tar for seg framgangsmåten på å bestemme spenningene på en vilkårlig node i et system som er tilnærmet likt Case4.

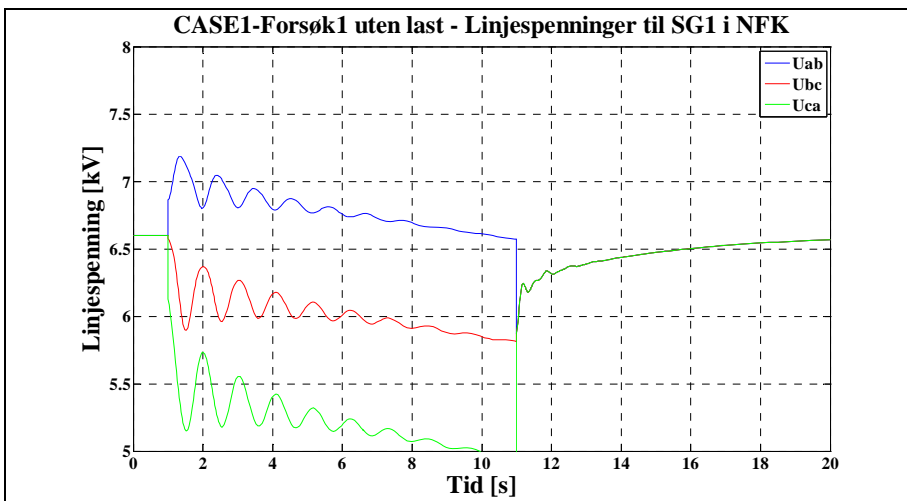
Strukturen til dette kapittelet er slik at en diskuterer effekten av spenningsregulator, turbinregulator, koplingsgrupper på transformator, diskuterer unntak og til slutt oppsummerer.



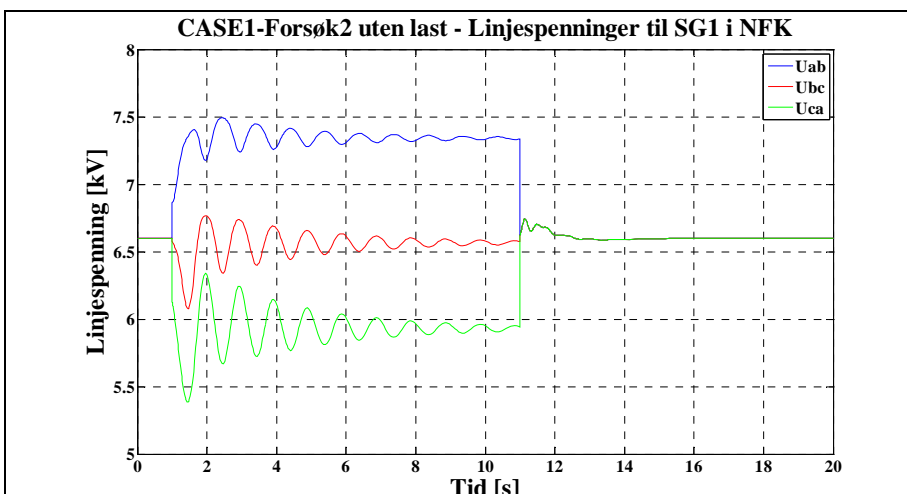
### 4.3.1 Spenningsregulator

Observasjonene viser at sp.regulatoren påvirker terminalspenningene slik at de svinger seg inn mot en ss-verdi under faseavbruddet i simuleringene. Dette stemmer også med definisjonen i IEEE standarden av sp.regulatoren. Funksjonen til sp.regulatoren til en synkronmaskin er å holde terminalspenningen på en forhåndsbestemt verdi eller etter en forhåndsbestemt plan, IEEE standard 421.1-2007 [1]. Sp.regulatoren justerer spenningen på generatorterminalene ved å endre på feltstrømmen som kan reguleres opp eller ned ved å regulere tre-fase tilførsel til feltgenerator.

Observasjonen av linjespenningene til synkrongeneratoren i vedlegg 11 og 12 bekrefter dette. Under viser *figur 4.3.1a* og *figur 4.3.1b* henholdsvis forskjellen mellom Forsøk1 **uten last** (uten sp.reg) og Forsøk2 **uten last** (inkl. sp.reg) at sp.regulatoren bidrar til at terminalspenningene svinger seg inn mot en ss-verdi under faseavbruddet:



Figur 4.3.1a (Case1-Forsøk1 **uten last**). Linjespenningene til synkrongeneratoren, uten sp.sregulator, vil ikke svinge seg inn mot en ss-verdi når det oppstår et faseavbrudd i faseA på overføringslinjen med en varighet på 10 sekund. Svingefrekvens under feil er beregnet til 1,02 Hz.



Figur 4.3.1b (Case1-Forsøk2 **uten last**). Linjespenningene til synkrongeneratoren, inklusiv sp.sregulator, svinger seg inn mot en ss-verdi når det oppstår et faseavbrudd i faseA på overføringslinjen med en varighet på 10 sekund. Svingefrekvens under feil er beregnet til 1,04 Hz.

### 4.3.2 Turbinregulator

Den norske kraftsystemoperatøren, Statnett, har utarbeidet en rapport som heter ”Funksjonskrav i kraftsystemet”, FIKS [12]. Denne inneholder blant annet krav og spesifikasjoner til turbinregulator i produksjonsanlegg med nominell ytelse over 10 MVA. For generell beskrivelse og krav til turbinregulator, henvises det til FIKS og slik det er beskrevet der.

Det observeres at faseavbruddet vil forårsake ubalanse mellom produksjon og forbruk i systemet som resulterer i endring av frekvensen. Dette betegnes som effektubalanse. Hensikten til turbinregulatoren i simuleringsmodellene er å kompensere for denne ubalansen gjennom å korrigere turbinpådraget avhengig av målt frekvens.

Det er benyttet 2 forskjellige turbinregulatorer i modellene som er hentet fra SIMPOW manualen. Parameterverdiene er stilt inn med tanke på å passe for en generell vannkraft turbin.

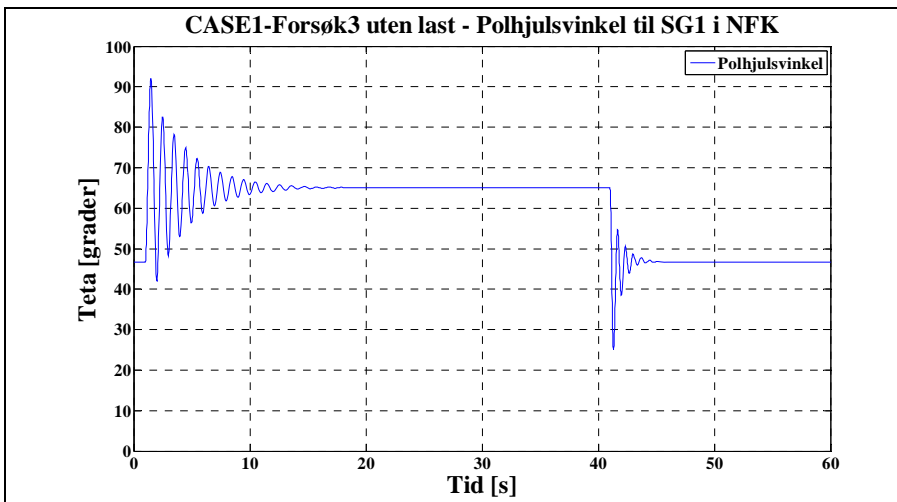
Observasjonene av polhjulsinkelen,  $\delta$ , viser at det kan forekomme stabilitetsproblemer dersom en turbinregulator har ”uheldig” innstillingsverdier i regulatorsløyfen. Dette er illustrert i *figur 4.3.2a* og *4.3.2b*.

Ved faseavbruddet observeres det at turbinregulatorene responderer ulikt i forhold til hverandre. Turbinregulator i Case1-Forsøk3 **uten last** er bedre innstilt til å svinge seg raskere inn mot ss-verdi enn turbinregulatoren i Case1-Forsøk4 **uten last**. *Figur 4.3.2a* og *figur 4.3.2b* illustrerer dette. Simuleringsperioden til figurene er utvidet til totalt 60 sekunder, til sammenligning med simuleringsperioden på 20 sekund i diagrammene som er i vedlegg 11.3.

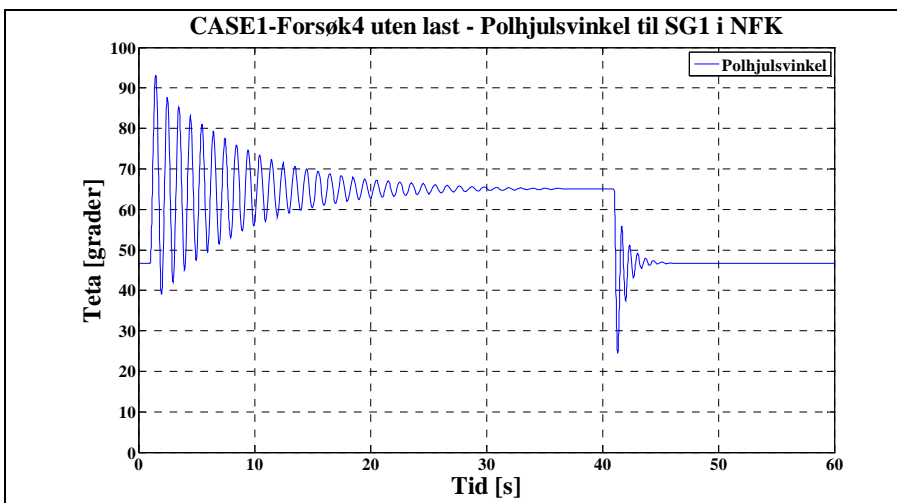
*Figur 4.3.2a* viser at  $\delta$  bruker 18 sekunder til den stabiliserer seg mot et nytt arbeidspunkt på  $65^\circ$  ved faseavbruddet. Sammenlignet med *figur 4.3.2b* som bruker  $\delta$  36 sekund, før den svinger seg inn mot sitt endelige arbeidspunkt på  $65^\circ$ , altså dobbelt så lang tid.

Svingefrekvensen under faseavbruddet er på 1,35 Hz (vedlegg 12.1). Når det observeres klare ulikheter i svingningene av polhjulsinkel ved to ulike regulatorsløyfer til turbinregulatorene, så kan dette karakteriseres som ”Control Modes”. Det er svingninger som forbindes med dårlige innstilte regulatorer i generatorene, som for eksempel magnetiseringssystemet og turbinregulator til en eller flere synkrongeneratorer [13].

Parameter til turbin type100/type200 og regulator type10/type210, relatert til figurene under, er beskrevet i Dynpow-filen på vedlagt DVD. Blokkskjema er gjengitt i *figur 3.3.1*.



Figur 4.3.2a. I Case1-Forsøk3 *uten last* ble det brukt en turbin type100 og regulator type10. Polhjulsinkelen,  $\delta$ , flytter seg fra et arbeidspunkt på  $47^\circ$  (før faseavbrudd) til en ss-verdi (under faseavbrudd) på  $65^\circ$  i løpet av ca. 18 sekund.



Figur 4.3.2b. I Case1-Forsøk4 *uten last* ble det brukt en turbin type200 og regulator type210. Polhjulsinkelen,  $\delta$ , flytter seg fra et arbeidspunkt på  $47^\circ$  (før faseavbrudd) til en ss-verdi (under faseavbrudd) på  $65^\circ$  i løpet av ca. 36 sekund.

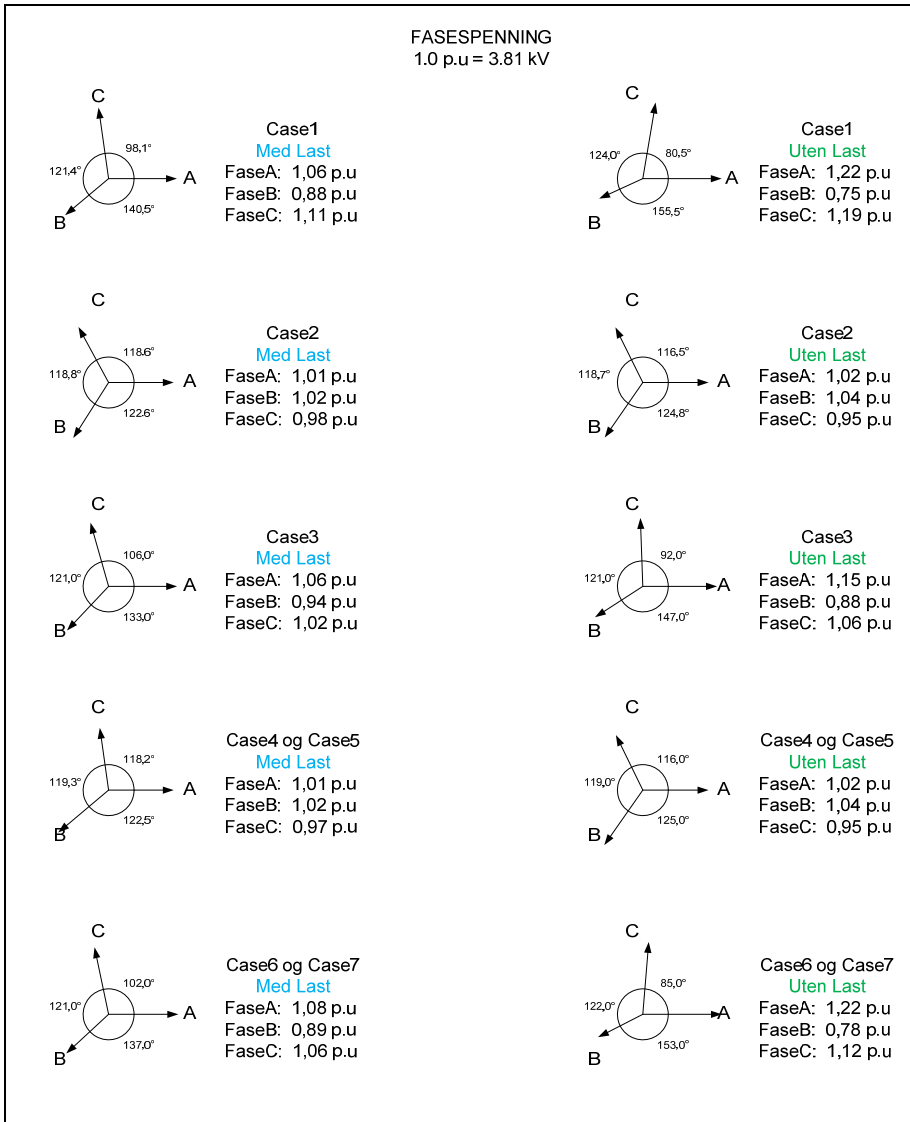
### 4.3.3 Koplingsgruppe transformator

For samtlige Case-Forsøk vil klemmepeningene til synkrongeneratoren svinge seg inn mot en ss-verdi med faseavbrudd i faseA. Unntaket er Case1-Forsøk1 **uten last** der spenningene svinger seg inn mot en steady state verdi på 0V. Dette unntaket vil bli diskutert i ”4.3.4 Unntak”. Tiden det tar før spenningene når ss-verdi under faseavbrudd varierer i de ulike casene. Men sp.regulatoren sørger for at spenningene svinger seg inn mot en stasjonær verdi, enten før eller etter, i løpet av en periode på 10 sekund med faseavbrudd.

Det observeres at koplingsgruppen til transformatorene som ligger mellom synkronmaskinen, faseavbruddet og stivt nett, har en klar betydning for hvor store klemmespenningene blir. Samtidig vil koplingsgruppen avgjøre hvilke fasespenninger til synkronmaskinen som blir størst eller minst. Ved ss-verdi under faseavbruddet har linjespenningene følgende rangering for samtlige case der det første paret er størst og det siste minst: Uab-Ubc-Uca (Observasjon i vedlegg 11.5).

*Figur 4.3.3* viser en vektoriell framstilling av endringer i fasespenningene til synkrongeneratoren ved faseavbruddet. Det ble valgt å beregne vinklene mellom spenningene og sammenligne vektorendringene med faseA som referanseverdi i forhold til de to andre fasene. Som det kommer fram av *figur 4.3.3* så er det 3 tydelige hovedobservasjoner som det er valgt å bemerke:

- 1) Case **Med Last** har en dempende effekt på hvor stor endringen blir i fasespenningene.  
Før feil er det balanserte systemet symmetrisk og fasespenningene er 1,0 p.u (3,81 kV). Så blir systemet usymmetrisk ved faseavbruddet. Sammenligning mellom Case6-7 **Med Last** og Case6-7 **Uten Last**, viser at endringen av fasespenningene blir kun halvparten for Case6-7 **Med Last**.
- 2) Fellestrekk mellom vinkler og fasespenninger i Case1-3-6-7. Utenom Case1 så har Case3-6-7 en y/Y-koplet transformator mellom generator, faseavbrudd og stivt nett.
- 3) Fellestrekk mellom vinkler og fasespenninger i Case2-4-5 som har en  $\Delta/Y$ -koplet transformator mellom generator, faseavbrudd og stivt nett.



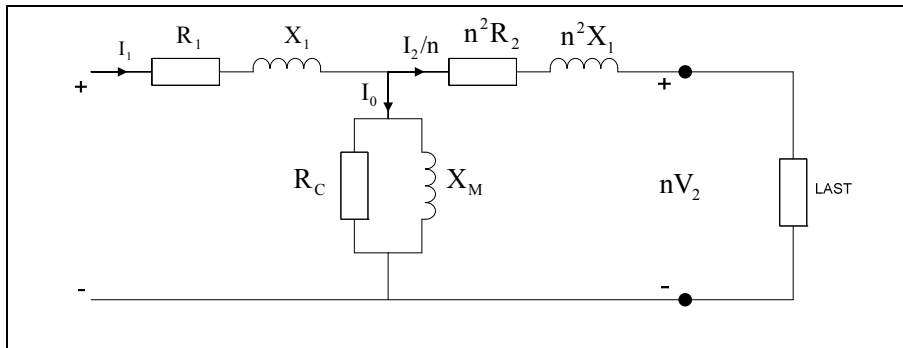
Figur 4.3.3. Vektorrepresentasjon av fasespenningene til SG1 etter 10 sekunder med faseavbrudd i faseA på node GenNedreFisk for Case1 og node NedreFisk for de resterende Case. Verdier av linjespenningene, relatert til denne figuren, kan en finne igjen i \*Tabell 1-V11.5.

\* Tabell 1 = tabell 1, V = vedlegg, 11.5 = vedlegg 11.5

### 4.3.4 Transformator teori

Hovedobservasjonene som kommer fram av koplingsgruppen til T1 vil videre utvides med transformator teori, der en ser på hvordan fasespenningene på lavspentsiden oppfører seg ved å endre koplingsgruppen til høgspentsida på transformatoren:

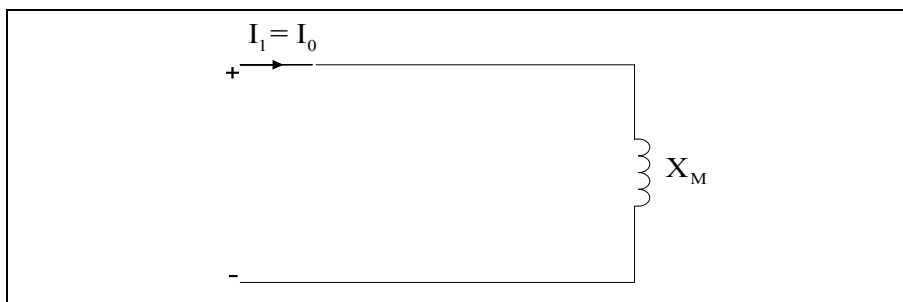
Per fase ekvivalentsskjemaet til en transformator **Med Last** er vist i figur 4.3.4 under.



Figur 4.3.4. Ekvivalentsskjema for transformator tilknyttet en symmetrisk last.

#### Trafo i tomgang:

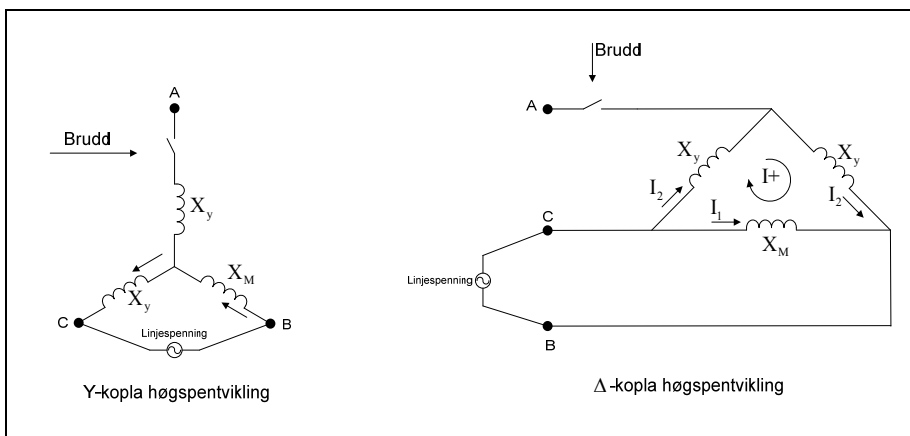
Når transformatoren belastes i tomgang så kan ekvivalenten i figur 4.3.3 forenkles slik den er tegnet i figur 4.3.4. Som det kommer frem av figur 4.3.3 blir transformatoren representert med magnetiseringsimpedansen.



Figur 4.3.4. Ekvivalentsskjema for transformator i tomgang

Kjernen til en trebeint transformator har lengre fysisk størrelse på de ytre beina enn de midterste beina [11]. For magnetiseringsimpedansen vil dette få en betydning, siden viklingene rundt de ytterste beina blir mindre enn magnetiseringsimpedansen for viklingene rundt midtbeinet. Dette vil få konsekvenser. Ved faseavbrudd foran transformator, med påtrykk av drivende linjespenning på høgspentsiden av transformatoren, vil dette påvirke spenningene som måles på lavspentsiden[9]. Figur 4.3.5 illustrerer

hvordan dette påvirkes. Spenning på klemmene til SG1 og lavspentsida til transformator, T1, i simuleringsmodellene, har samme verdi siden det er antatt tapsfri kabel mellom SG1 og T1.



Figur 4.3.5. Faseavbrudd i faseA foran transformator i tomgang med Y- og Δ-kopla høgspentsvikling.

Når det oppstår et faseavbrudd i faseA foran en Yy0 kopla transformator, vil den drivende linjespenningen legge seg mellom klemme B og C. Siden  $X_M$  har større verdi enn  $X_y$  så vil en større del av spenninga legge seg over faseA enn hva som blir liggende over faseC. Ideelt sett vil spenningene fortsatt være i motfase. Det oppstår fluksbalanse i trafokjernen ved at en mengde fluks presses gjennom beinet som tilhører feilfasen. Av dette blir det satt opp ei spenning i feilfasen som er lik differansen mellom de to andre fasespenningene. Basert på ideell transformator-teori, vil måling av linjespenninger resultere i ei linjespenning (1 p.u.) i motfase med to reduserte linjespenninger [9]. Den ene av de to reduserte vil være noe under halv linjespenning og den andre noe over. Slike usymmetriske spenninger vil oppstå dersom det er brudd i faseA og faseC for en Yy0 kopla transformator. Dersom det oppstår et brudd i faseB så vil det være annerledes. Da fordeler den drivende linjespenningen seg likt over magnetiseringsimpedansen i de to ytterste beina på transformatoren [9].

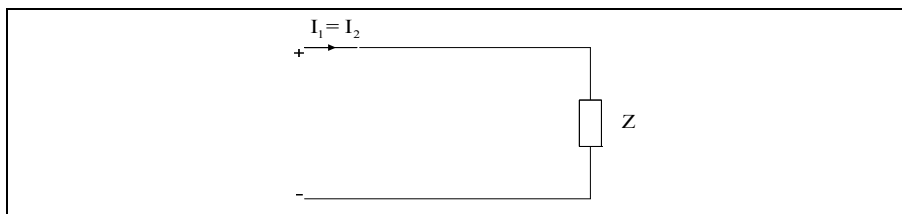
Dersom høgspentsvikling til transformatoren er Dyn11-kopla så vil linjespenninga mellom hver av høgspentsklemmene sette opp fasespenningene på lavspentsida. Den friske linjespenningen (1 p.u.) mellom de friske fasene vil sette opp full spenning i den tilhørende fasen på lavspentsida. Den samme linjespenningen vil også legge seg over seriekoplingen til de to andre høgspentsviklingene. Ved brudd i faseA blir dette viklingene i transformatoren sine ytterste bein. Halv spenning legger seg derfor over hver vikling og fasespenningene på lavspentsida blir som



forventa ei frisk (1 p.u.) i motfase med to halve. Dersom faseavbruddet oppstår i en av de to andre fasene, vil en større del av linjespenninga legges over impedansen for det midterste beinet enn impedansen for ett av de ytterste beina. Sekundært måles en frisk fasespenning (1 p.u.) i motfase med de to andre, der den ene er litt under halv fasespenning før feil, og den andre litt over[9].

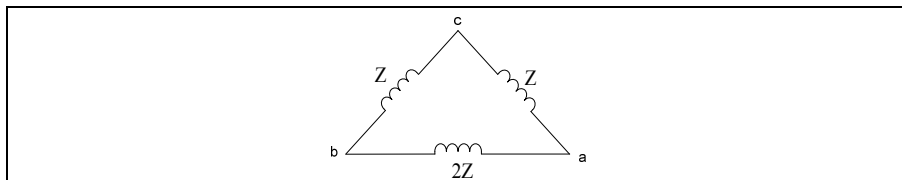
#### Faseavbrudd foran en belasta transformator:

Ved å kjøre simuleringer i SIMPOW observeres det at spenningene oppfører seg på samme måte uavhengig av hvilken fase bruddet oppstår når det er tilkoppa en symmetrisk last på transformatoren. Ekvivalentskjemaet i *figur 4.3.6* er et utgangspunkt som kan brukes til å forklare dette. Når det er tilkoppa en last på transformatoren så vil det gå en strøm,  $I_1$ . Dermed kan ikke lastimpedansen neglisjeres slik det ble gjort i *figur 4.3.4*. En endring i lastuttaket vil også føre med seg en endring i impedansen,  $Z$ . Dersom lastuttaket øker så vil  $Z$  minke. Parallellkoplingen mellom  $Z$  og  $X_M$  vil etter en tid domineres av den betraktelig mindre lastimpedansen. Derfor vil magnetiseringsimpedansen og usymmetrien som følger med den, neglisjeres og *figur 4.3.6* kan teoretisk sett brukes. Siden lasta er symmetrisk vil  $Z$  bli lik i alle fasene. Dersom en har skeivlast så vil  $Z$  være forskjellig slik at spenningene kan måles som når transformatoren var belasta i tomgang.



*Figur 4.3.6. Ekvivalentskjema for transformator med tilknyttet last.*

En last er i praktisk sammenheng verken konstant eller lik. Derfor bør det også være en grunn til å nevne at skeivlast og ulik koplingsgruppe på lasten vil endre spenningene på lavspentsiden til transformator. Først tar en utgangspunkt i *figur 4.3.7* med en trekantkopla last som er skeivbelasta ved at  $Z_{ab}$  er dobbelt så stor som  $Z_{bc}$  og  $Z_{ca}$ . Koplingsgruppa til transformator er  $Y_{yn0}$ .



*Figur 4.3.7. Trekantkopla last tilknyttet transformatoren*

Dersom det oppstår et brudd i faseC så vil det legge seg en full linjespenning over impedansen  $2 \cdot Z || (Z + Z)$ . Dermed vil en kunne måle ei full linjespenning,  $U_{ab}$ , i motfase med halvparten så store linjespenninger,  $U_{bc}$  og  $U_{ca}$ .

Dersom det oppstår et brudd i faseA eller faseB vil det legge seg en full linjespenning over impedansen  $Z || (2 \cdot Z + Z)$  og mellom de friske fasene. Da vil en kunne måle ei full linjespenning i motfase med to reduserte linjespenninger, der den ene ligger like over halve linjespenninga og den andre like under. Den linjespenninga som er størst av de to reduserte kan måles over  $2 \cdot Z$ .

Ved å forandre utgangspunktet i *figur 4.3.7* til at lasten henger på en Dyn11-kopla transformator så vil spenningene endre seg. De vil ikke endre seg så mye som for Yyn0-kopla transformator, slik at spenningsendringene ikke virker så dramatiske. For en transformator med koplingsgruppe Dyn11 vil gjeldende uttrykk for fasespenningen bli som følger:

$$U_a = n \cdot U_{ab} \text{ , } U_a = n \cdot U_{ab} \text{ og } U_a = n \cdot U_{ab} \qquad n = \text{omsetning}$$

Dersom det oppstår et brudd i faseB så vil  $U_c$  ideelt sett være 1 p.u i motfase med fasespenningene  $U_a$  og  $U_c$  som er halvert. Dette betyr at:  $U_{ba} = -U_{ca} = U_{linje} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$ . Linjespenningen,  $U_{ba}$ , legger seg over følgende impedans:  $Z_1 = Z_{bc} || (Z_{ab} + Z_{ca}) = Z || 3 \cdot Z$ , mens linjespenningen,  $U_{ca}$ , vil legge seg over:  $Z_2 = Z_{bc} || (Z_{ab} + Z_{ca}) = Z || 3 \cdot Z$ . Det vil si at  $Z_1$  og  $Z_2$  er like store. Det betyr at de to motsatt retta spenningene vil sette opp to motsatt retta og like store strømmer gjennom  $Z_{ab}$ . Linjespenninga  $U_{ab}$  skal ideelt sett bli null.

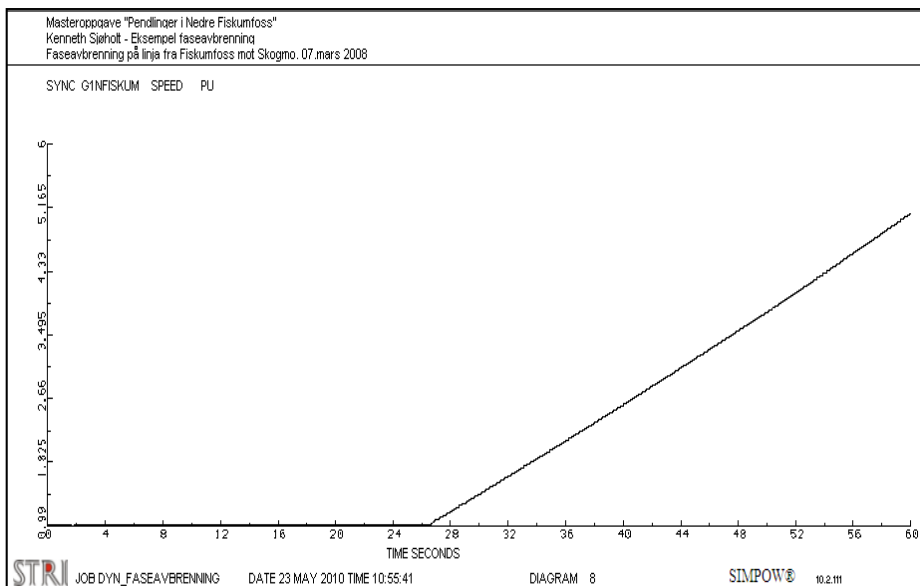
Dersom faseavbruddet er i faseC så vil linjespenningen,  $U_{ab}$ , ideelt sett bli:

$U_{ab} = -U_{ca} = U_{linje} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$ . Linjespenningen  $U_{ab}$  legger seg over følgende impedans:  $Z_1 = Z_{ab} || (Z_{bc} + Z_{ca}) = 2 \cdot Z || 2 \cdot Z$ , mens linjespenningen,  $U_{ca}$ , legger seg over:  $Z_2 = Z_{ca} || (Z_{ab} + Z_{bc}) = Z || 3 \cdot Z$ . Ut ifra dette blir  $Z_1 > Z_2$ . Denne ulikheten medfører at  $U_{ab}$  induserer en større strøm i greina  $Z_{ca} + Z_{bc} = 2 \cdot Z$  enn den strømmen som  $U_{ca}$  induserer gjennom greina  $Z_{bc} + Z_{ab} = 3 \cdot Z$ . Linjespenningen,  $U_{bc}$ , kan måles over  $Z_{bc}$  som blir i motfase med  $U_{ab}$ . For at det skal opprettholdes spenningsbalanse i lasten fra *figur 4.3.7*, så innstiller  $U_{ab}$  og  $U_{ca}$  seg slik at summen av spenningene blir lik 0 rundt trekanten. Ideelt sett så vil en da kunne måle to spenninger som er i motfase der  $U_{ab}$  skal være noe større enn  $U_{ca}$ . Det vil legge seg en liten restspenning over  $U_{bc}$  som har en verdi lik differansen mellom de to andre linjespenningene. Lignende spenninger inntreffer ved brudd i faseA [9].

### 4.3.5 Unntak

Fellestrekket for aktiv effekt, polhjulsvinkel, spenninger og strømmer er at størrelsene svinger seg inn mot et stabilt arbeidspunkt etter perturbasjonen av faseavbruddet. Men det er likevel observert et unntak. Det er Case1-Forsøk1 **uten last** som skiller seg ut i forhold til de resterende observasjonene. Ut i fra diagrammene i vedlegg 11 ser det ut som at polhjulsvinkel, spenninger og strømmer til synkrongeneratoren ikke vil nå en ss-verdi under faseavbruddet. Dette kommer av at generatoren ikke er utstyrt med sp.regulator. Det ble derfor valgt å utvide simuleringsperioden på 10 sekund for å studere endringene til de ulike elektrotekniske størrelsene.

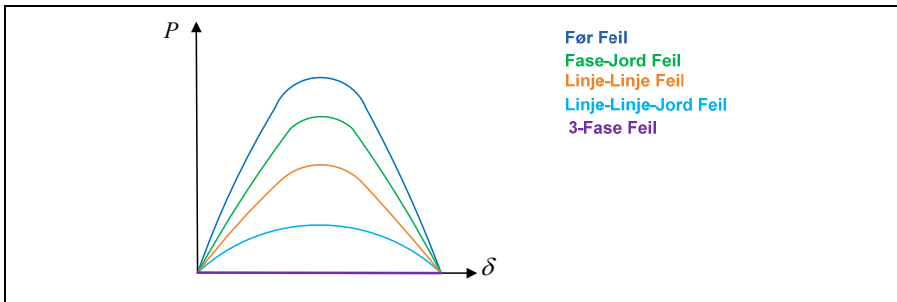
Dersom faseavbruddet står på lengre enn 25 sekunder vil synkronmaskinen falle ut av synkronisme med det stive nettet. Generatoren vil rett og slett ta av og pendle ukontrollert under og etter faseavbrudd. Hastigheten til rotoren i SG1 øker lineært med ca. 1.0 p.u hvert 10 sekund etter et faseavbrudd med varighet lengre enn 25 sekunder i Case1-Forsøk1 **uten last**. Figur 4.3.8 illustrerer dette. Figur 4.3.8 er også gjengitt i vedlegg 11.7 og diskutert i lag med resten av de observerte elektrotekniske størrelsene.



Figur 4.3.8. Rotorhastighet til synkrongenerator vil, etter 25 sekund med faseavbrudd i Case1-Forsøk1 **uten last**, akselerere lineært med 1.0 p.u hvert 10 sekund faseavbruddet varer. Denne figuren illustrerer dette ved hjelp av en simuleringsperiode på 60 sekund.

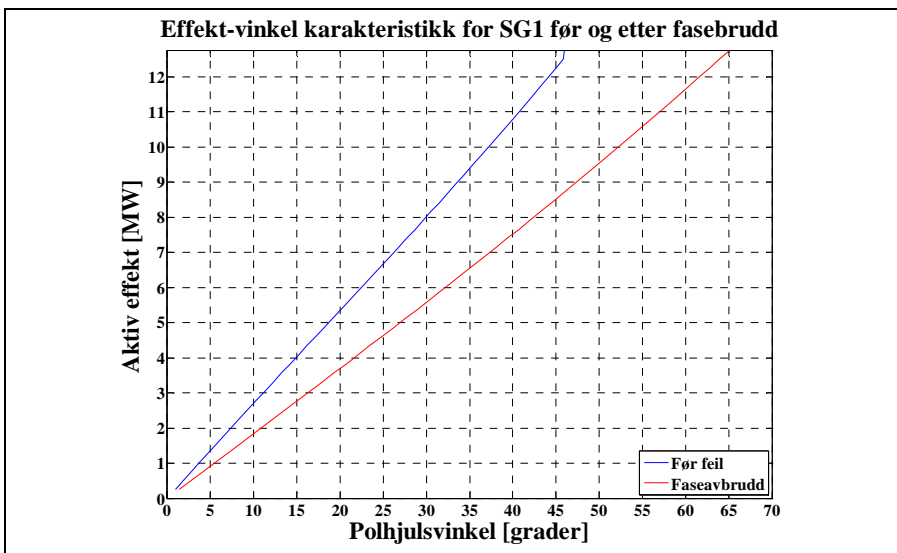
### 4.3.6 Effektvinkel-karakteristikk

Figur 4.3.9 illustrerer effekt-vinkel karakteristikken til ulike typer feil [14]. Figuren bygger på prinsippet ”likevektsmetoden” som ble diskutert i forprosjektet [13] og teorien fra blant annet [14][15]. Kort oppsummert illustrer figur 4.3.9 hvor stor polhjulsinkelen blir i forhold til hvor mye aktiv effekt generatoren produserer ut til feil. Den blå funksjonen er før feil. De andre fargelagte funksjonene illustrer hvordan karakteristikken til generatoren endrer seg ved ulike typer feil.



Figur 4.3.9. Teoretisk effekt-vinkel karakteristik for SG1 med ulike typer feil [14].

Som nevnt tidligere i rapporten mangler det en del relevant faglitteratur med kombinasjonen: synkronmaskin og faseavbrudd. Derfor er det valgt å vise forskjellen mellom effekt og polhjulsvinkel før og under feil for et faseavbrudd foran SG1 i Case1-Forsøk2 **uten last**. Begynnelse og utvikling til denne karakteristikken er illustrert i figur 4.3.10.



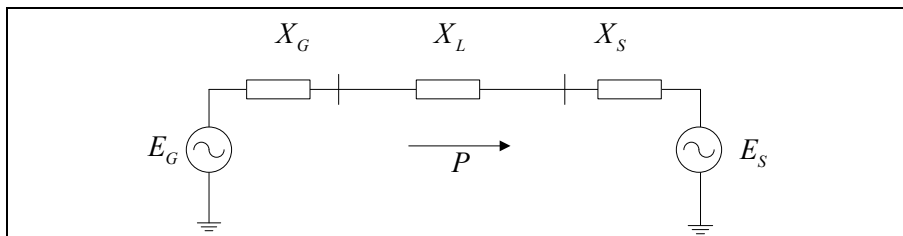
Figur 4.3.10. Effekt-vinkel karakteristikken for SG1 i Case1-Forsøk2 **uten last**.

Forutsetningene til *figur 4.3.10* er de samme som for Case1-Forsøk2 **uten last**. Det ble valgt å lage effekt-vinkel karakteristikken til SG1 for dette tilfellet fordi SG1 svinger seg inn mot en ss-verdi under feil og det er minimalt med resistanser i kraftsystemet. Matlab er benyttet til å tegne kurvene. Kurvene har en nøyaktighet på 50. Det vil si at aktiv effekt er simulert i SIMPOW fra 0,255 MW opp til 12,75 MW med 50 steg. Polhjulsinkel, før og under faseavbrudd, er beregnet i SIMPOW og lastet inn i Matlab som resulterer i *figur 4.3.10*.

Det observeres at et faseavbrudd vil endre karakteristikken til SG1 som gjør generatoren mer utsatt for stabilitetsproblemer. Dette kommer av at systemimpedansen i simuleringmodellen endrer seg.

Når SG1 er i normal drift vil den elektriske effekten produsere et elektrisk moment som er i balanse med det mekaniske momentet som er relatert til rotorakslingen. Da vil SG1 fysisk rotere med konstant hastighet. Når faseavbruddet oppstår vil dette medføre usymmetri og redusere kraftoverføringen. Det elektriske momentet som motvirker det mekaniske momentet vil også reduseres. Dersom mekanisk effekt ikke reduseres i løpet av faseavbruddet vil SG1 fortsette å akselerere.

Dette kan illustreres ved hjelp av likevektsmetoden som ble diskutert i teoridelen til denne oppgaven. Det er antatt at modellen i *figur 1(B) Case1* opererer uten feil med gitt polhjulsinkel,  $\delta_0$ , og overføringseffekt,  $P_0$ . Modellen er forenklet og illustrert i *figur 4.3.11*:

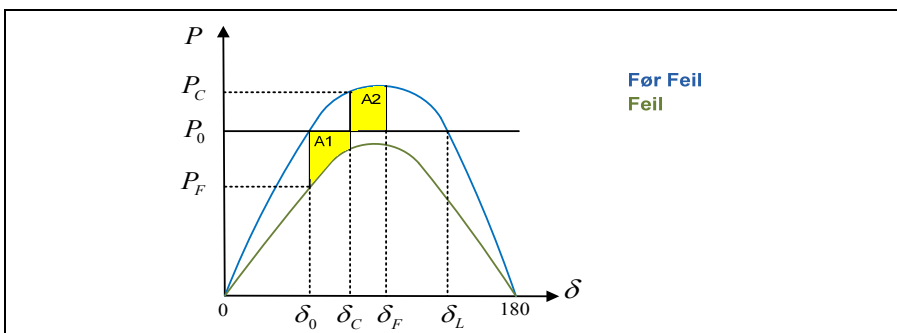


*Figur 4.3.11. Forenklet modell av Case1-uten last før faseavbrudd.*

Generelt vil en usymmetrisk feil i *figur 4.3.11* føre til at elektrisk effekt,  $P_F$ , reduseres som får SG1 til å akselerere, og vinkelen,  $\delta$ , øker. Dette kan beskrives ved hjelp av den velkjente og forenklet ligningen {2.18} som beskriver effektoverføring mellom SG1 og det stive nettet. Uttrykket i {4.1} er det samme som i {2.18}, men tilpasset *figur 4.3.11*:

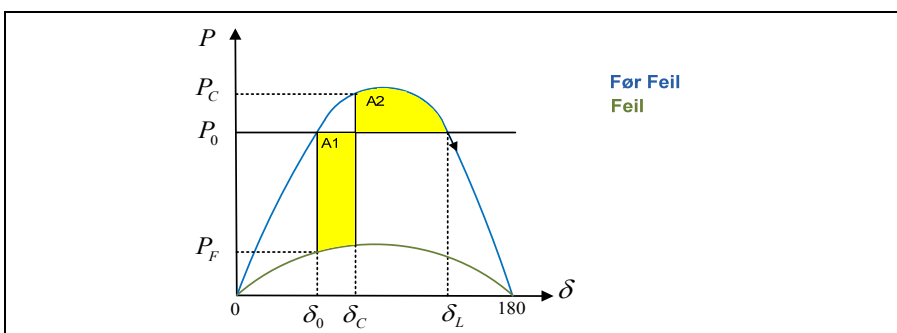
$$P = \frac{E_G \cdot E_M}{X_T} \cdot \sin \delta \quad \boxed{X_T = X_G + X_L + X_S} \quad \{4.3.1\}$$

I løpet av den perioden feilen oppstår til den blir koplet vekk, så får SG1 et nytt arbeidspunkt,  $\delta_C$ . Da er det et retarderende moment på akslingen siden aktiv effekt,  $P_C$ , med en vinkel,  $\delta_C$ , er større enn mekanisk effekt,  $P_0$ . Uansett, så vil ikke polhjulsvinkelen øyeblikkelig svinge seg tilbake til arbeidspunkt før feil,  $\delta_0$ , siden det er en treghetskonstant i aggregatet. Men den vil fortsette å øke mot  $\delta_F$  helt til energien i areal2 (SG1 bremses) er lik energien i areal1 (SG1 akselererer). Det er dette en mener med "likevektskriteriet" som illustreres i *figur 4.3.12*. Så lenge  $\delta_F$  er mindre enn  $\delta_L$  så er systemet transient stabilt. Med tilstrekkelig impedans i systemet vil SG1 svinge seg inn igjen til arbeidspunktet før feil. En slik kurve er ikke laget for faseavbruddet, men *figur 4.3.10* viser likevel trenden til at faseavbruddet kan få problemer med å svinge seg inn igjen til arbeidspunkt før feil, dersom simuleringsmodellen blant annet ikke har tilstrekkelig impedans.



*Figur 4.3.12. Likevektskriteriet illustrerer ett transient stabilt system.*

Dersom areal2 er mindre enn areal1 når polhjulsvinkelen har flyttet seg til  $\delta_L$ , og den fortsetter å øke, så vil dette føre til at aktiv effekt blir mindre enn den mekaniske effekten. Dette fører til at rotor igjen vil akselerere og generatoren kommer ut av fase (Out of Step - OOS). Når generatoren mister synkronisme så har en ett transient ustabil system slik det illustreres i *figur 4.3.13*:



*Figur 4.3.13. Likevektskriteriet illustrerer ett transient ustabil system.*

### 4.3.7 Oppsummering

Det ble valgt å studere påvirkningen av ulike regulatorer til SG1 ved et faseavbrudd i mindre simuleringsmodeller. Observasjonene som er gjort ut ifra SIMPOW viser at den valgte sp.regulatoren bidrar til at SG1 finner fram til et nytt arbeidspunkt under et faseavbrudd i faseA. Det som også observeres er at sp.regulatoren vil bidra til at SG1 bruker lengre tid på å svinge seg inn mot ny ss-verdi siden fasespenningene øker i amplitude og oscillerer noe lengre. Videre vil den valgte sp.regulator benyttes i samtlige simuleringer med faseavbrudd i R-nettet til NTE (kapittel 5).

Turbinregulatorer ble innført for å studere virkningen av ulike typer regulatorer i lag med en simulert vannkraftturbin som ble hentet fra vedleggene i SIMPOW-manualen (manual er oppdelt og strukturert i kataloger på DVD). Det observeres at ulike turbinregulatorer responderer ulikt på faseavbruddet. Regulator benyttet i Forsøk3 vil ikke endre oppførselen til SG1. Men regulator benyttet i Forsøk4 vil, med negativt fortegn, påvirke oppførselen til SG1. Dette kommer av ulik feedback fra reguleringsløyfa til turbinregulatoren.

Lasten som henger på transformatoren er symmetrisk og nettet er balansert før faseavbruddet oppstår. Det observeres at lasten har en dempende effekt som medfører at SG1 svinger seg inn raskere mot ny ss-verdi. Polhjulsinkel, ved ss-verdi under faseavbrudd, vil også være forskjellig avhengig av hvor stor last som henger på trafo mellom SG1 og bruddet. Dette stemmer med teori delen i kap.2.5 {2.18}. Forklaring til systemimpedans er diskutert på s.58-60. Dersom ikke annet er nevnt så henvises det til [14][15] for mer detaljert forklaring om betydningen av systemimpedans i kraftsystemet.

Det ble valgt å begrense simuleringsmodellene med to transformatorer der en tok utgangspunkt i at høgspenningene var Y-kopla. Koplingsgruppen til disse transformatorene ble endret i ulike kombinasjoner. Observasjonene er at klemmespenningene til SG1 vil endre seg ut ifra hvor mange og hvilken koplingsgruppe det er på de enkelte transformatorene som ligger i mellom generator, faseavbrudd og et stivt nett. Teori beskriver videre at ulik koplingsgruppe på høgspenningene også vil endre spenningene på lavspensiden. Dette kommer av transformatorkjernen sin usymmetriske oppbygging.

Alternativt kunne en i tillegg sett på flere case der en valgte å bryte faseA eller en av de andre fasene på ulike steder i overføringslinjen. Da kunne en sett virkningene av faseavbrudd med ulike lengder fra produksjonen, og om det får noen konsekvenser i forhold til hvilken fase som brytes. I tillegg kunne en valgt å benytte inn/utkopling av parallelle linjer.

## 5. Simulering av faseavbrudd i R-nettet til NTE

R-nettet til NTE er i utgangspunktet konfigurert slik at det skal motstå både mindre og større forstyrrelser ved en driftstilstand. Men enkelt feil vil en eller annen gang inntreffe i form av komponent feil eller koplingsfeil. For *Tilfelle 1* ble det et feiltilfelle i R-nettet på overføringslinjen mellom NFK og det modellerte stive nettet, Namsos S. Fase A er i simuleringsmodellen av R-nettet koplet vekk fra BUS 5 for å representere et direkte faseavbrudd. Oversikt over R-nettet med tilhørende noder er illustrert i *figur 3.1*.

Hovedfokuset i forprosjektet [13] var å få skapt et virkelighetsnært R-nett som kunne benyttes videre for simuleringer av faseavbrudd. Dette kraftsystemet er utvidet i form av en 300 kV transformator, en last i Skogmo og overføringslinjer fra NGK mot Namsos S. Det var knyttet stor usikkerhet opp mot de transiente komponentene i synkrongeneratorene  $\begin{pmatrix} x_q'' \\ x_d'' \end{pmatrix}$  og innstillingen til sp.regulatorene. Ved en økning av forsterkningen ( $K_a$ ) i sp.regulatoren med 50 % i forhold til etablert verdi, viste det seg at dempeforholdet  $\left(\zeta = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \Omega^2}}\right)$  for generatorene fikk en reduksjon på 97,5 %. Økte en ( $K_a$ ) med 300 % ble dempeforholdet redusert med 2,6 %. Dette betyr at endring av ( $K_a$ ) i en sp.regulator kan bidra både betydelig og ubetydelig til stabiliteten i et kraftsystem. Forholdet mellom  $\frac{x_q''}{x_d''}$  ble også endret i simuleringene. Det viste seg at for G2 i NFK (dårlig dempet maskin) vil med  $X_q'' \approx 4 \cdot X_d''$  øke dempeforholdet til generatorene med ca. 27 %. Utgangspunktet for simuleringsmodellen til denne masteroppgaven baserer seg videre på verdiene som ble brukt i *base case* fra forprosjektet.

Etter at modellen var ferdigstilt med komponenter ble det først utført en grundig lastflytanalyse som ble diskutert i lag med NTE, vedlegg 1. Denne analysen bygger videre på de transiente analysene. I disse analysene er det observert hvordan faseavbruddet påvirker generatorene i ulike case. For samtlige case leverer synkrongeneratorene aktiv og reaktiv effekt. Aktiv effekt ved aktiv merkeeffekt og reaktiv effekt rundt 0,1 p.u for samtlige generatorer. For grundigere beskrivelse og forutsetninger til R-nettet som er bestemt for simuleringene av faseavbruddet henvises det til kap. 3.

Det er valgt å begrense simuleringsanalysene til denne oppgaven ved å kommentere lastflyten som ble utført og de viktigste observasjonene til faseavbruddet ved hjelp av dynamiske analyser. Siden oppgaven består av en simuleringsmodell med 8 synkrongeneratorer og tilhørende turbiner, regulatorer og PSS så er det en begrensning på hvor mye en bør ta med av simuleringer i rapporten.



## 5.1 Lastflyt av R-nettet

Endringer i lastforbruket vil kontinuerlig påvirke lastflyten i R-nettet. Kraftsystemet må derfor hele tiden tilpasse seg til disse endringene slik at spenning og frekvens holder seg innenfor bestemte krav og definisjoner. Det henvises til FoL (forskrift om leveringskvalitet) for de ulike definisjonene og til FIKS for de ulike anbefalingene/kravene.

Lastflytanalysen ble gjennomført ved prøve og feile metoden i startfasen av arbeidsprosessen. Hensikten var å få en bedre forståelse til hvilke parametre en endrer for at lastflyten holder seg innenfor gitte bestemmelser. Det ble valgt å benytte reelle verdier med lik nettkonfigurasjon slik det er registrert i tilbakemeldingene fra NTE for *Tilfelle 1*. Lastsituasjonen i R-nettet er bestemt ut ifra ”normal” forbruk i denne perioden (mars mnd.) og tilsvarer en middels tunglast situasjon som benyttes i alle simuleringene av R-nettet.

Vanligvis vil samtlige generatorer produsere ved nominell merkeytelse ( $P = 1.0 p.u.$ ). Det ble i samråd med T. Toftevaag valgt å kontrollere synkrongeneratorene ved UP kontroll i optpow filene. Ved UP kontroll er generator klemmespenning, U, og produsert aktiv effekt, P, fast.

Stasjonær spenningsvariasjon på generatorklemme bør holde seg innenfor  $U_n \pm 5\%$  [30]. For en generator med  $U_n$  lik 6,6 kV er maksimum anbefalte spenning 6,93 kV og minimum 6,27kV. Dette er tilpasset R-nettet i lastflytanalysen.

Enlinjeskjema for lastflyt som benyttes videre for alle dynamiske simuleringer er vist i vedlegg 1. Komponentene i optpow filen, som benyttes for lastflytanalysen, er i lag med dynpow filen, som beskriver de dynamiske analysene, forklart i vedlegg 14. Optpow og dynpow filene som inneholder de fleste komponentene er gjengitt i vedlegg 15. Det henvises til DVD for konkret beskrivelse for samtlige optpow og dynpow filer.

## 5.2 Dynamiske analyser av faseavbrudd i R-nettet

Etter at lastflytanalysen var godt nok tilpasset *Tilfelle 1* ble det utført simuleringer av faseavbrudd i ulike scenarioer. Det ble forsøkt å åpne ulike faser, både enkeltvis og samtidig. Resultatet av denne prøve og feile metoden førte til at det ble valgt å begrense seg til 3 ulike case som baserer seg på å åpne faseA i en tidsperiode på 13 sekund.

Valgt tidsperiode på 13 sekunder kommer av at SIMPOW gir ulike feilmeldinger etter ulike tidspunkt avhengig av hvilke case som ble studert. Slik som at generatorene kom ut av fase eller at beregningene fikk ”nonconvergence”. Tiltaket var å endre *CONTROLDATA* eller feiltiden. Det ble observert for Case2 og Case3 at feiltiden var avgjørende når det kom til om simuleringene kunne beregnes eller ikke. Så hensikten med at faseavbruddet for faseA varer fra 1 til 14 sekund kommer av denne forklaringen.

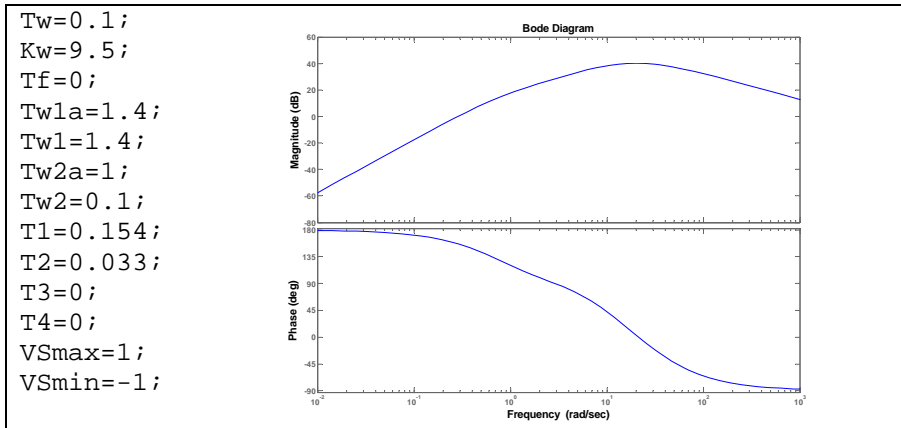
Det er valgt å begrense resultatene fra simuleringene til å illustrere svingningene som SG1 i NFK registrerer. Svingningene i SG1 oppstår ved faseavbruddet i faseA på overføringslinjen mellom NFK og Namsos S. Det er lagt vekt på å studere de elektrotekniske størrelsene som ble studert i kap.4. Dette er aktiv effekt, polhjulsinkel (Teta – i SIMPOW), fasespenninger, linjespenninger og generatorstrømmer.

Dersom annet ikke er nevnt så henvises det til kap.3 for beskrivelse av kraftsystemet.

Case:

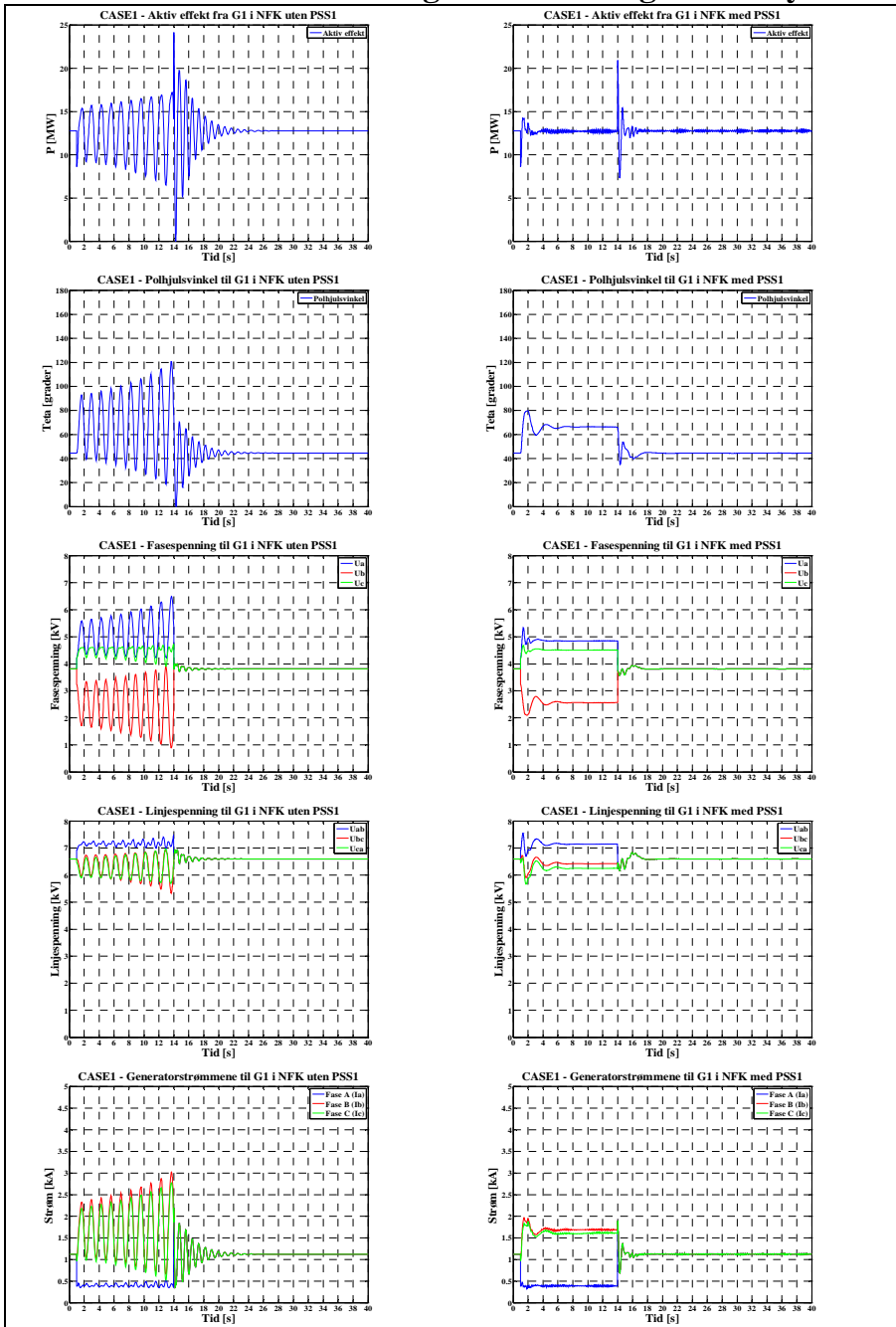
1. Samtlige synkrongeneratorer er utstyrt med samme type sp.regulator. Turbinregulator er ikke simulert i noen av kraftstasjonene. Sp.regulatoren blir benyttet med samme innstillinger i etterfølgende case. Resultatene blir sammenlignet med og uten PSS som implementeres i regulatorsløyfen for samtlige sp.regulatorer. Det er samme type PSS i alle generatorene med samme verdier i regulatorsløyfen. Samme type PSS benyttes videre.
2. Turbin med regulator tilknyttes samtlige aggregat med samme type og samme innstillinger. Turbinregulator benyttes videre i etterfølgende case.  
*Turbin = type 100 og regulator = type 10.*
3. Bruker ny type turbinregulator.  
*Turbin = type 200 og regulator = type 210.*

Dempetilsatsen (PSS1) som benyttes er forklart i kap. 3. Denne er implementert i reguleringsløyfa til samtlige sp.regulatorer for generatorene i simuleringsmodellen av R-nettet. I samtlige case er det valgt å bruke PSS som tiltak mot effektsvingningene. Parameter som benyttes i blokkdiagram av PSS1 med tilhørende bodeplott (SLD i vedlegg 16) er gjengitt i *figur 5.2.1*:



*Figur 5.2.1. Bodediagram av PSS1 slik den benyttes i modelleringen av R-nettet.*

## Case1 – Faseavbrudd med og uten PSS i regulatorsløyfa



Figur 5.2.1. Sammenligner virkningen av PSS for Case1. Diagrammene er relatert til SG1 i NFK. I venstre kolonne har ikke SG1 PSS, mens høyre kolonne innfører PSS1

Figur 5.2.1 samler observasjonene som er analysert i Case1. Etterfølgende figurer er hentet fra figur 5.2.1 og vil bli diskutert enkeltvis.

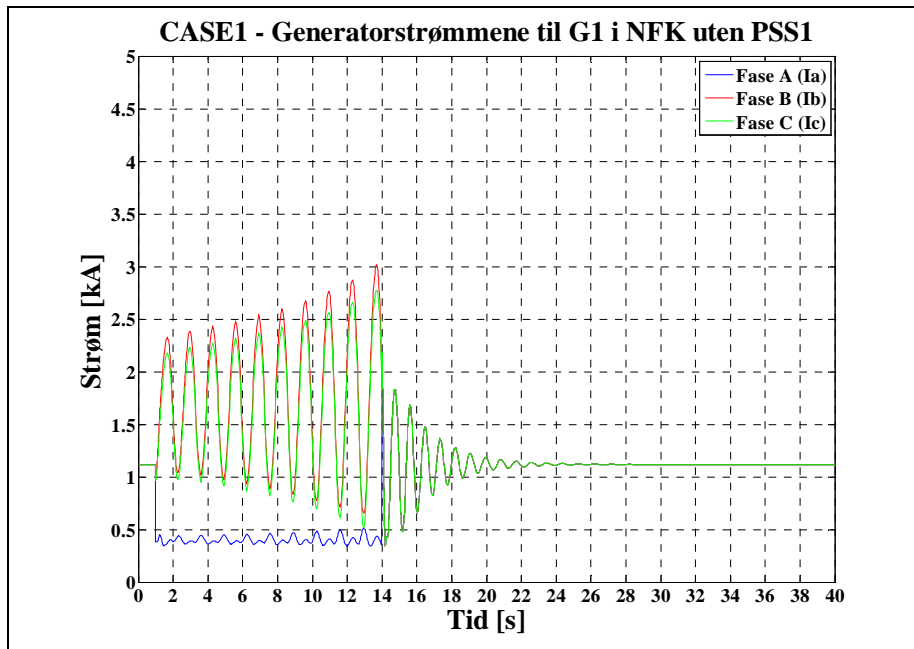
Faseavbruddet vil etter en bestemt tid føre til ukontrollerte effektpendlinger. Dersom feilen blir frakoplet eller effektbryteren legger inn igjen faseA, vil generatorene i kraftsystemet svinge seg inn mot et stabilt arbeidspunkt.

Spenningene svinger seg over kravet til definisjonen fra EN50160 om ”kortvarige overspenninger”:

*Hurtig økning i spennings effektivverdi til høyere enn 110 % av avtalt spenningsnivå med varighet fra 10 millisekunder til 60 sekunder.*

Konsekvensene av dette kan være havari av generatorene eller feilfunksjon til elektriske apparater i kraftstasjonen eller hos sluttbruker.

Dersom faseavbruddet varer lengre enn simuleringsperioden på 13 sek. kan den ubalanserte synkrongeneratoren, SG1, etter hvert havarere. Ved å se på strømmene i figur 5.2.2, så vil de i faseB og faseC bli så stor varmgang at isolasjonen på generatorviklingene smelter som fører til kortslutning.



Figur 5.2.2. Generatorstrømmene til SG1 i NFK som en funksjon av faseavbruddet på overføringslinjen mot NamsosS. Svingefrekvensen er 0,75 Hz.

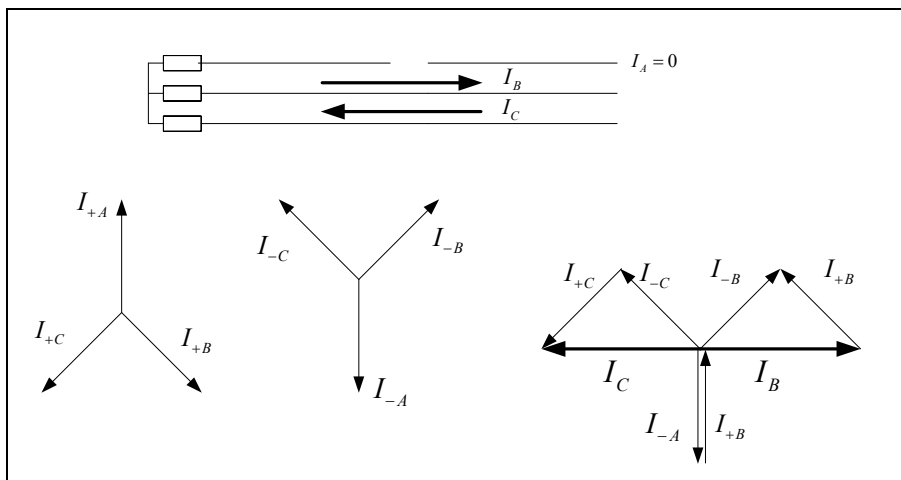
Tiltak vil i denne situasjonen være å benytte generatorvern. Dette kan være over/understrøm, over/underspenning, pendling, skjevlast eller OOS generatorvern. Det eksisterer mange flere typer generatorvern, men dette blir ikke omtalt her. I kap.6.2 er prinsippet til OOS-vernet blitt diskutert.

Et annet aktuelt generatorvern som kan benyttes i dette tilfellet er blant annet skjevlastvernet som ikke er installert i noen av kraftstasjonene i R-nettet til NTE (med forbehold om at vern ikke er installert etter *Tilfelle 1*).

Skjevlastvern måler usymmetri i kraftoverføringen som kan oppstå ved et faseavbrudd. Usymmetri ble diskutert i teoridelen kap. 2. Ved usymmetri i tre-fasesystemet karakteriseres tilstanden ved at det oppstår en negativfølgestrøm i generatoren. Denne skaper et dreiefelt som beveger seg mot generatorens dreieretning. Sett fra rotoren vil dette feltet fortone seg som et felt med dobbel hastighet og det vil induseres strømmer i rotorens dempeviklinger med 100 Hz [33]. Disse strømmene vil raskt føre til en overoppheting av rotoren som nevnt over til *figur 5.2.2*. Vannkraftgeneratorer er som regel meget robuste maskiner og er derfor tolerante for slike strømmer i kortere perioder. Dette kan være en forklaring til at skjevlastvernet ikke er benyttet tidligere i NFK. Det anbefales å innføre et slikt vern på generatorene som har utgående linjer som er spesielt utsatt for faseavbrudd.

Siden vernet ikke er beskrevet i kap.6 så er det valgt å gi en kort beskrivelse av prinsippet til skjevlastvernet. Dette vernet baserer sin måleteknikk på symmetriske komponenter i tre-fasesystemet (abc). Som det ble forklart i teoridelen vil et usymmetrisk system bestå av 2 symmetriske tre-fase størrelser og et nullsystem (3 likefasede størrelser). Ved å summere alle 3 komponentene blir resultatet det virkelige systemet. I *figur 2.2.1* er det gitt en illustrasjon på oppdelingen av pluss-, minus- og null - systemet.

Siden det ved faseavbruddet oppstår en minusfølgekomponent i strømmene, så vil skjevlastvernet detektere feilen. Slik det er blitt forstått vil nullsystemet bare eksistere i jordede nett eller ved jordfeil. Prinsipielt kan et eksempel for faseavbruddet illustreres i *figur 5.2.3* [33]. Som det observeres i *figur 5.2.2* vil det oppstå usymmetri i strømmen der faseA synker til 400-500 A og svinger i mellom disse verdiene under faseavbruddet.



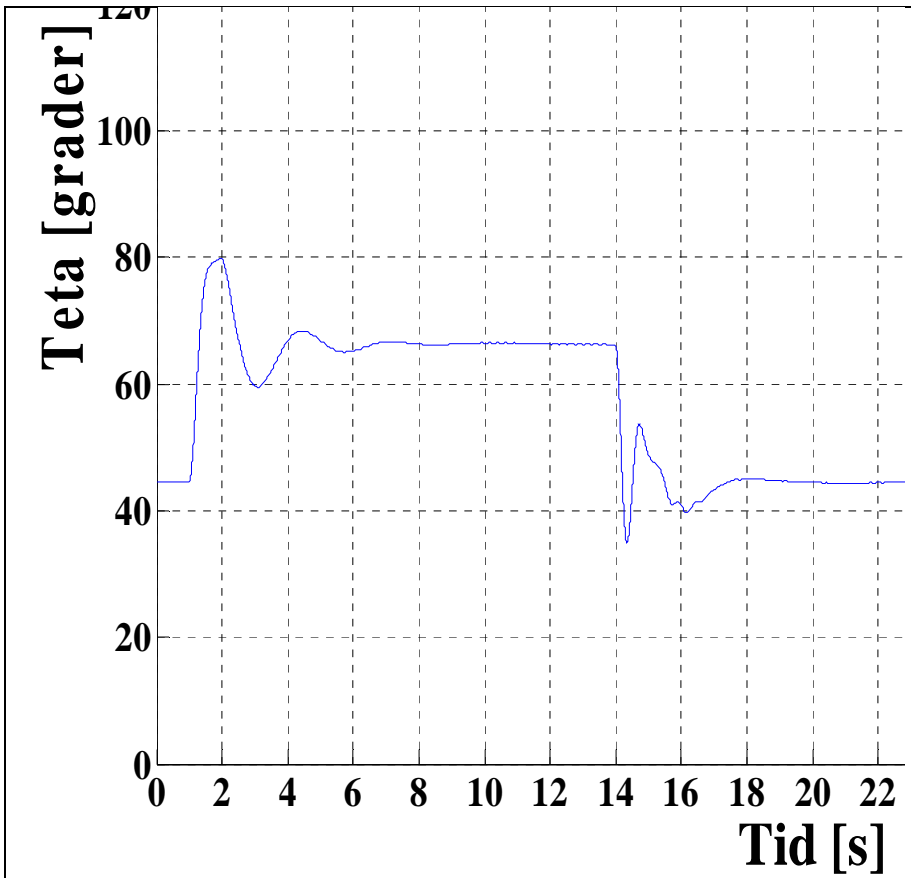
Figur 5.2.3. Prinsippet for skjevlastvern [33].

Trenden til samtlige observasjoner av faseavbruddet, før en implementerer PSS1, er at svingningene vokser seg større og større lik en trompet. Svingefrekvensen er 0,75 Hz under faseavbruddet.

Som en ser ifra bodediagrammet i figur 5.2.1 så vil PSS1 dempe svingefrekvenser i planet fra 0,1 til 100 Hz. Diagrammet viser lav forsterkning ved lave frekvenser, men større forsterkning ved høyere frekvenser. Ved å tune på forsterkningen observeres det at svingningene endrer seg. Dette kommer av at dempetilsatsen sender et ekstra signal inn på regulatorens summator. Det er forsøkt å tune de andre parametrene i transferfunksjonen og det konkluderes med at de verdiene som er benyttet i figur 5.2.1 gav best resultat med tanke på dempingen av effektpendlingene. Videre arbeid er å tune PSS1 for en og en generator i kraftsystemet, slik at dempingen av svingefrekvensene blir best mulig med tanke på kraftsystemets stabilitet.

I praktiske sammenhenger vil PSS1 enten realiseres som en ekstra enhet eller integrert i programvaren til en digital regulator hos de ulike synkrongeneratorene i R-nettet til NTE som ikke har PSS. Antar at Bogna har PSS siden generatoren er større enn 25 MVA, men dette er ikke bekreftet fra NTE.

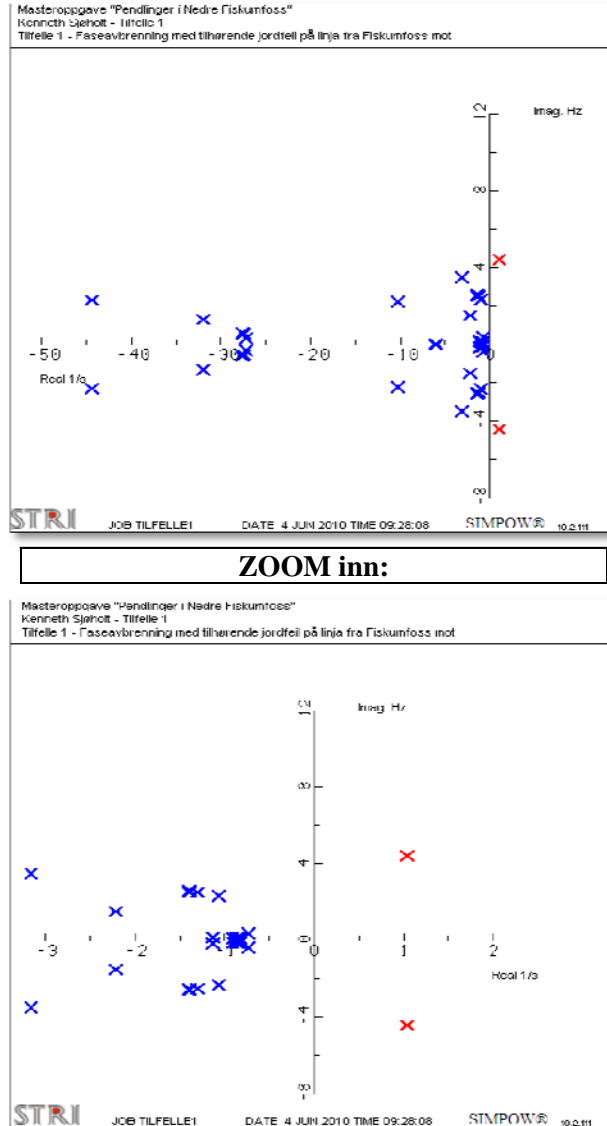
PSS1 vil i det simulerte tilfellet bidra til at polhjulsinkelen ikke finner en stasjonær verdi under faseavbruddet. Den vil svinge seg inn mot et arbeidspunkt rundt 66°. Etter hvert andre sekund starter den å pendle med en svingefrekvens på 3,98 Hz i en periode på ca. 1 sekund. Se figur 5.2.4 som er et utklipp av polhjulsinkel for SG1 i NFK med PSS1 i figur 5.2.1.



Figur 5.2.4. Polhjulsvinkel for SG1 i NFK, med PSSI i regulatorsløyfa, pendler med en svingefrekvens på 3,98 Hz i en periode på ca. 1 sekund med etterfølgende tid på 1 sekund uten å pendle i det hele tatt. Årsaken er faseavbruddet. Tiltaket kan være å tune PSSI bedre slik at en unngår svingninger under faseavbruddet.

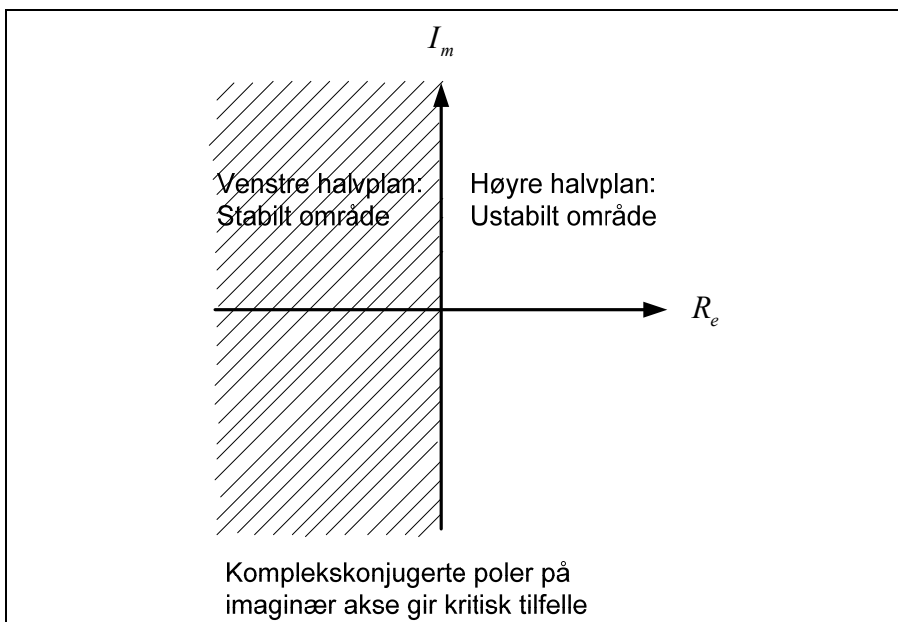


Slik resultatet er beskrevet og illustrert i *figur 5.2.4* så er det grunn til å tro at systemet er stabilt under faseavbruddet med den dempetilsatsen som er benyttet i simuleringsmodellen av R-nettet. Derfor er det foretatt en undersøkelse av egenverdiene til systemet under faseavbruddet. En ser på egenverdiene rett før bryter i faseA lukkes (13,9 sekund). Se *figur 5.2.5* for resultat:



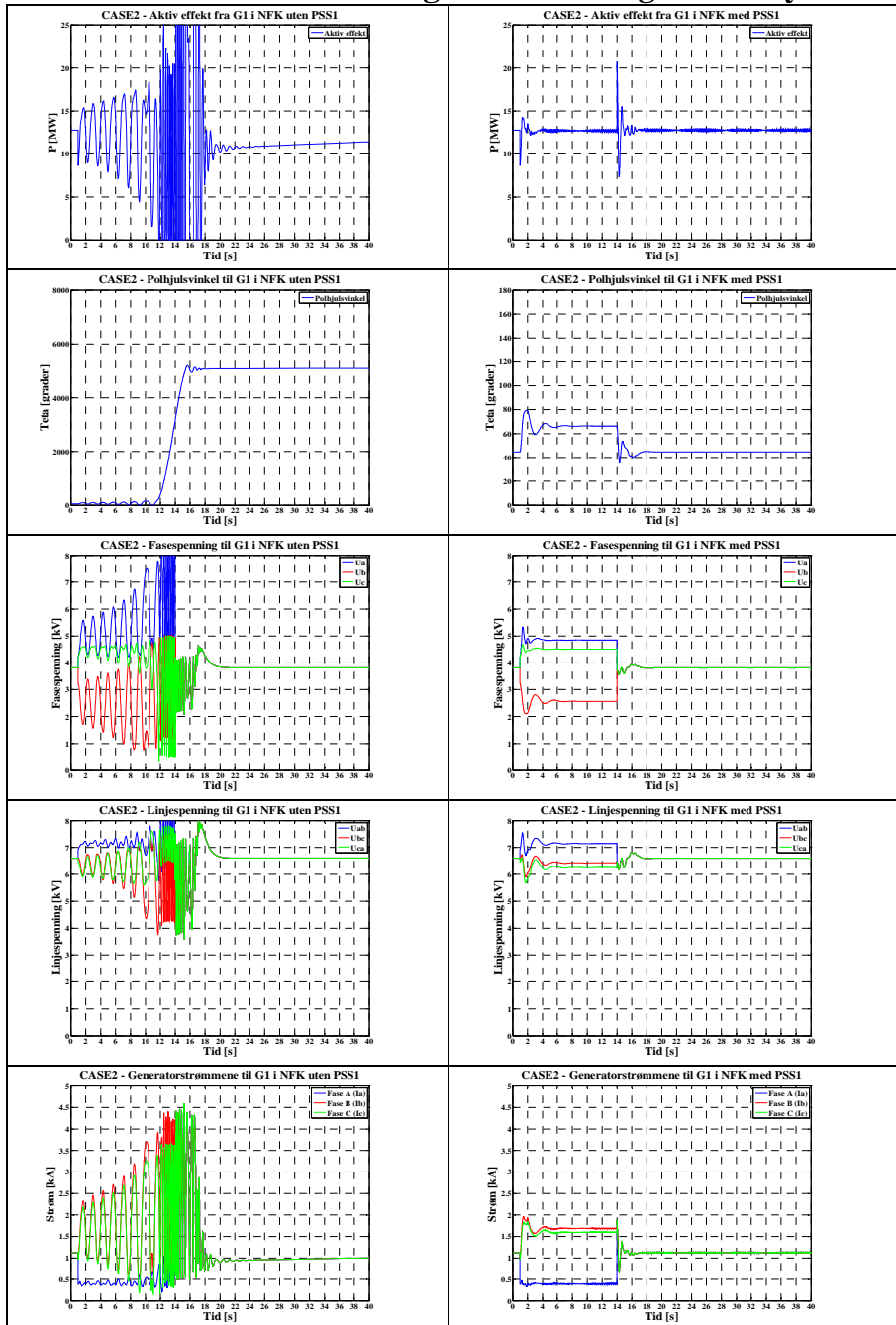
*Figur 5.2.5. Egenverdier under faseavbrudd for Case1. Et par av egenverdiene er plassert i høyre halvdel av det komplekse plan som indikerer at systemet er ustabil. Den øverst figuren er den samme som den nederst figuren. Forskjellen er måleområdene langs real-aksen.*

I forprosjektet ble egenverdier analysert og forklart i teoridelen [13]. Hensikten med stabilitetsundersøkelsene var å tilpasse R-nettet slik at det ble mest mulig likt det ustabile tilfellet for *Tilfelle 2*. Dette ble forklart ved hjelp av lineæranalyse. Forklaring til *figur 5.2.5* kan kort oppsummeres ved lineæranalyse slik det er utført ved hjelp av egenverdier i SIMPOW. For lineære system med konstant parametre er der en sammenheng mellom stabilitet og polenes plassering. Poler er røtter i nevneren til overføringsfunksjonen for den lukka reguleringsløyfa. Kort fortalt kan en slå fast at om et lineært reguleringsystem skal være stabilt så må realdelen til alle polene være negativ. Det vil si at alle polene må være plassert i venstre halvdel av det komplekse plan for at systemet skal være stabilt. Dette er illustrert i *figur 5.2.6*. Sammenligner en denne figuren med *figur 5.2.5* så ser en at R-nettet er ustabil ved faseavbruddet på grunn av de kompleks konjugerte polene i høyre halvplan som er markert med røde kryss.



*Figur 5.2.6. Et stabilt system krever alle poler i venstre halvplan [14].*

## Case2 – Faseavbrudd med og uten PSS i regulatorsløyfa



Figur 5.2.7. Sammenligner virkningen av PSS for Case2. Diagrammene er relatert til SG1 i NFK. I venstre kolonne har ikke SG1 PSS, mens høyre kolonne innfører PSS1

Etter 11,6 sekund går SG1 i NFK Out of Phase for dynpow-fil uten PSS.  
Endrer på *CONTROLDATA* for å kjøre igjennom simuleringene:

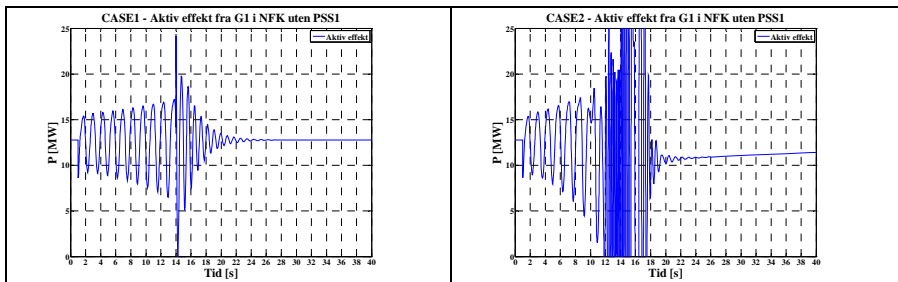
```
CONTROLDATA
TEND=40
SPL=2.00 !Default: SPL=0.05
TETL=18000000 !Default: TETL=180
END
```

SG1 i NFK som er observert, samt de resterende synkrongeneratorene i R-nettet, vil oppleve gjentatte ganger pol-slipp i løpet av faseavbruddet ved å studere diagrammet av polhjulsvinkel uten PSS i *figur 5.2.7*. Som det er forklart over så måtte en endre på *SPL* og *TETL* for at de databaserte beregningene ble kalkulert for feiltiden på 13 sekunder. Disse endringene ble kun utført for dynpow-filen uten PSS.

*SPL* er grensene til hvor stor hastighetsendring synkrongeneratorene kan oppleve i beregningene. Denne ble utvidet fra 5 % til 200 % for at beregningene ble gjennomført.

*TETL* er maksimal tillatt vinkel mellom synkronmaskinen og det stive nettet. Denne måtte også endres siden SG1 gikk ut av fase i simuleringene. Endringen ble utført ved å endre på maksimal tillatt "load angle" i grader, fra 180 til en høy verdi på 18000000.

I *figur 5.2.7* observeres det at innføring av turbinregulator i samtlige aggregat med lik innstilling fører til verre tilfelle av svingninger enn i Case1. Ukontrollerte effektpendlinger illustrerer dette i *figur 5.2.8*.



*Figur 5.2.8. Sammenligner effektpendlingene mellom Case1 og Case2. Til høyre i figuren (Case2) observeres det at SG1 får betraktelig høyere effektpendlinger og bruker lengre tid på å finne tilbake til arbeidspunkt før feil (12,75 MW).*

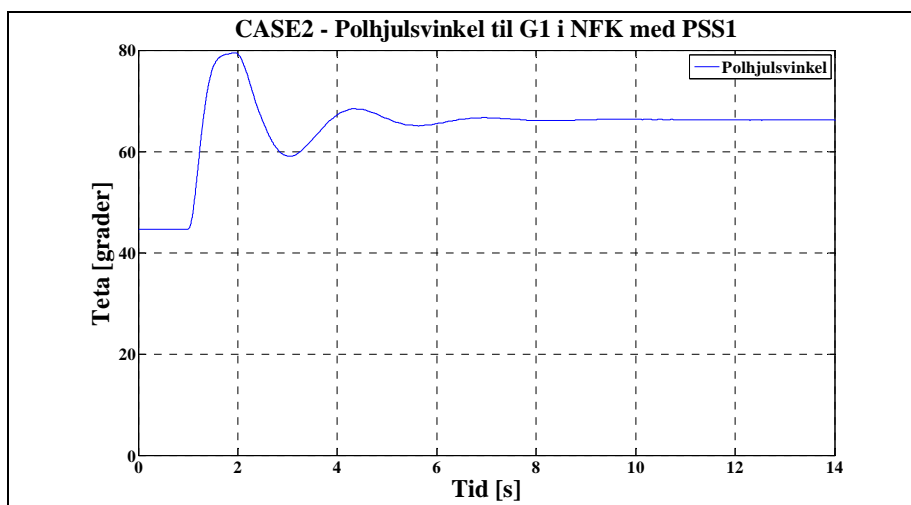
PSS vil dempe svingningene i Case2 på samme måte som for Case1 uavhengig om det er innført turbinregulator eller ikke.

Sammenligning mellom *figur 5.2.1* (Case1) og *figur 5.2.7* (Case2) viser at en turbin med turbinregulator kan påvirke stabiliteten til kraftsystemet ved uheldig innstilling. Dette kan være en reell problemstilling for aggregatene som er simulert i R-nettet. Det kan være i form av uheldig innstilling på de digitale regulatorene i Aunfoss, Bogna og ØFK.

Ved en ekskursjon til NFK etter *Tilfelle 1* ble det oppdaget at undervannsinstrumentet, som måler trykket i rørgaten for G2, pendlet kontinuerlig mellom 1 til 3 bar. Ideelt skal trykket ligge stabilt rundt 2 bar. Se video ”*gen2\_undervann-instr.avi*” som er lagt ved på DVD. Disse trykkendringene kan føre til endringer i mekanisk energi på akslingen til aggregatet. Dette kan igjen være en representativ kilde til at verdiene som er benyttet for turbinene i simuleringene kan endres og tilpasses et mer reelt tilfelle. Det er ikke forsøkt å endre på verdiene til turbin og regulator i simuleringsfilene til noen av casene i hele masteroppgaven.

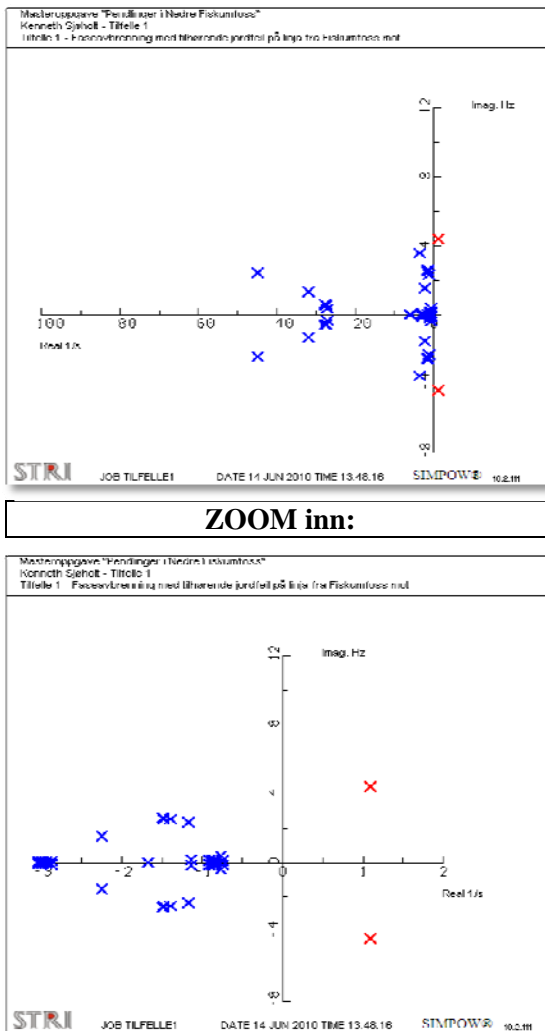
PSS1 vil i Case2 bidra til at polhjulsinkelen ikke finner en stasjonær verdi under faseavbruddet. Etter feil, ved tiden 14 sekund i simuleringsperioden, vil  $\delta_{G1}$  svinge seg inn mot et arbeidspunkt rundt  $66^\circ$  slik det også gjorde i Case1, men bruker lengre tid på dette.

Svingefrekvensen under feil i Case2 blir annerledes enn for Case1. Det observeres at  $\delta_{G1}$  har en svingefrekvens rundt 0,5 Hz. *Figur 5.2.9* illustrerer dette.



*Figur 5.2.9. Nærbilde av polhjulsinkel fra figur 5.2.7 som illustrerer  $\delta_{G1}$ . Svingefrekvensen er ca. 0.5 Hz.*

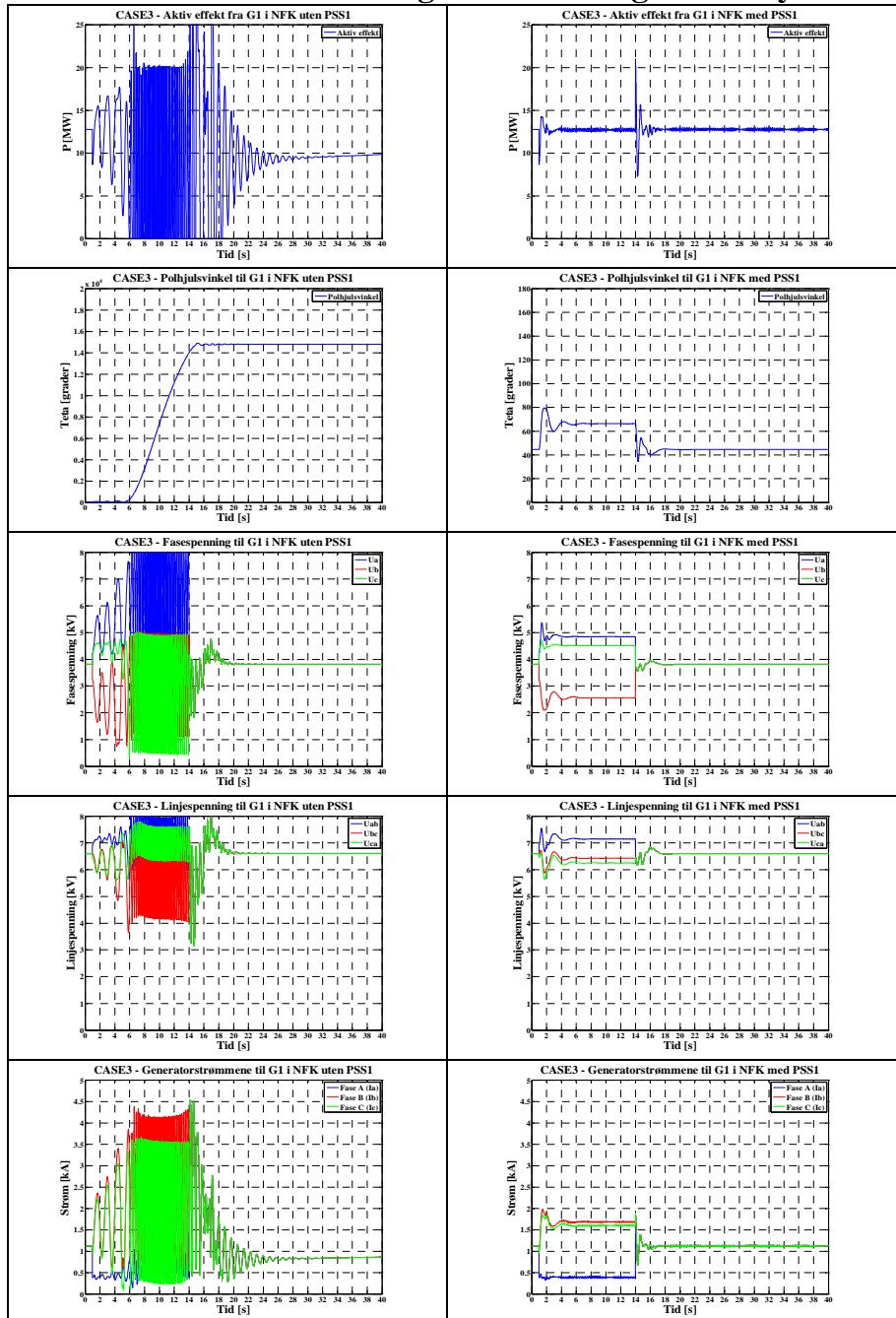
Slik resultatet er beskrevet og illustrert i *figur 5.2.9* så virker det som systemet er stabilt under faseavbruddet med tilhørende dempetilsetser. Men ved å observere aktiv effekt fra *figur 5.2.7* så ser en tydelige svingninger som øker mistanke om ustabil system. Derfor er det foretatt en undersøkelse av egenverdiene til systemet under faseavbruddet som bekrefter at systemet er ustabil under faseavbruddet. En ser på egenverdiene rett før bryter i faseA lukkes (13,9 sekund). *Se figur 5.2.10* for resultat:



**ZOOM inn:**

*Figur 5.2.10. Egenverdiene under faseavbrudd for Case2. Et par av egenverdiene er plassert i høyre halvdel av det komplekse plan som indikerer at systemet er ustabil. Den øverst figuren er den samme som den nederst figuren. Forskjellen er måleområdene langs real-aksen.*

## Case3 – Faseavbrudd med og uten PSS i regulatorsløyfa



Figur 5.2.11. Sammenligner virkningen av PSS for Case3. Diagrammene er relatert til SG1 i NFK. I venstre kolonne har ikke SG1 PSS, mens høyre kolonne innfører PSS1

Etter 5,75741 sekund går SG1 Out of Phase for fil uten PSS.  
Endrer på *CONTROLDATA* for å kjøre igjennom simuleringene:

```
CONTROLDATA
TEND=40
SPL=2.00 !Default: SPL=0.05
TETL=18000000 !Default: TETL=180
END
```

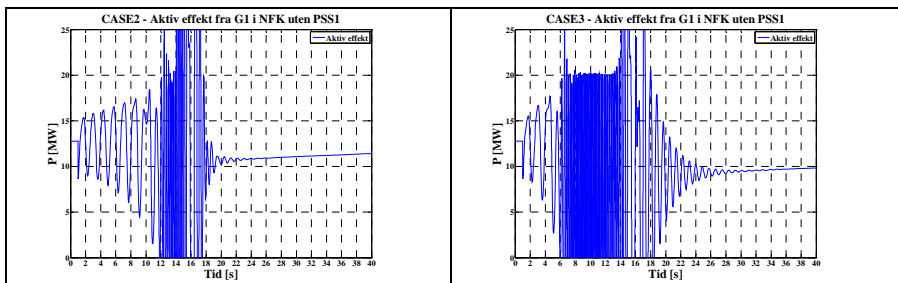
Det ble observert et unntak med tanke på simuleringsperioden for faseavbruddet i Case3. Etter feilmeldingen beskrevet over ble det valgt en simuleringsperiode på 10 sekund med faseavbrudd. Da kom følgende feilmelding i SIMPOW:

**Nonconvergence** (etter 13 sekund).

Endrer på *feiltiden* fra 10 sekund til 13sekund for å kjøre igjennom simuleringene. Da går det bra:

```
RUN INSTRUCTION
AT 1.000 INST OPEN LINE BUS5 NamsosS1 IBREAKER PHASE 1
AT 14.000 INST CLOSE LINE BUS5 NamsosS1 IBREAKER PHASE 1 ! Feiltid: 13s
END
```

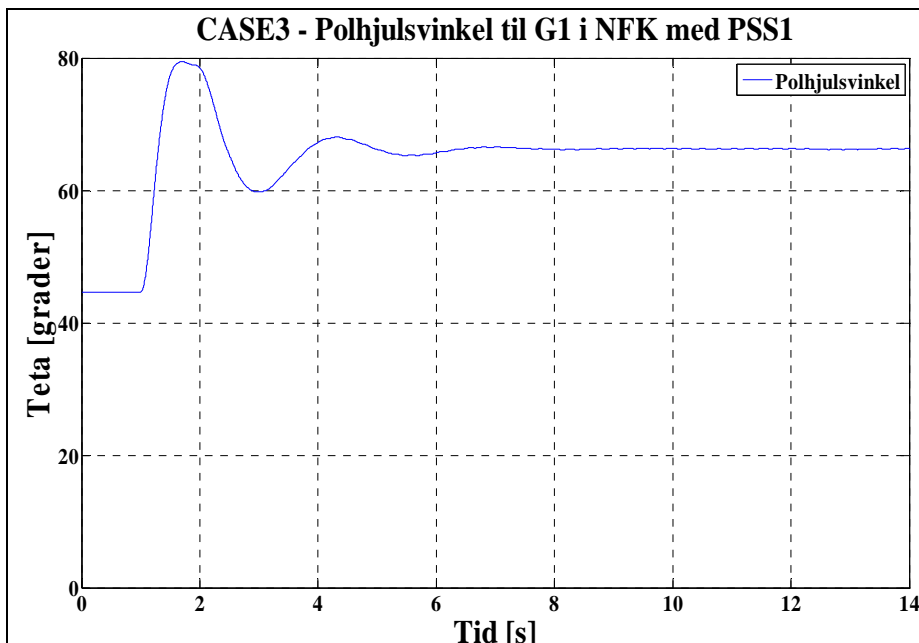
I figur 5.2.11 observeres det at dersom en endrer turbin og regulatorsløyfe i samtlige aggregat med lik innstilling, vil føre til ukontrollerte effektpendlinger på et enda tidligere stadium enn hva tilfellet var for Case2. Sammenligning mellom Case2 og Case3 i figur 5.2.12 illustrerer dette:



Figur 5.2.12. Sammenligner effektpendlingene mellom Case2 og Case3. Til høyre i figuren (Case3) observeres det at SG1 får betraktelig tidligere ukontrollerte effektpendlinger, etter 4 sekund, enn for Case2, etter 11 sekund. Forskjellen er turbin og regulator.. Begge casene finner tilbake til arbeidspunkt før feil (12,75 MW), men Case3 bruker lengre tid på dette.

PSS vil dempe svingningene i Case3 på samme måte som for Case2 uavhengig om en endrer turbin og turbinregulator modellene som er beskrevet i kap. 3.





Figur 5.2.13. Nærbilde av polhjulsinkel fra figur 5.2.11 som illustrerer  $\delta_{G1}$ . Svingefrekvensen er ca. 0.5 Hz. Men det observeres at funksjonen til  $\delta_{G1}$  varierer mer enn for Case2. Variasjonen har en tilnærmet kontinuerlig svingefrekvens rundt 8 Hz under faseavbruddet.

Slik resultatet er beskrevet og illustrert i figur 5.2.13 så virker det som systemet er ustabil under faseavbruddet med tilhørende dempetilsatser. Dette kommer av observasjoner ved å sammenligne  $\delta_{G1}$  for de samme tilfellene under Case1 og Case2 som gir mistanke om et ustabil system. Ønsket var å foreta en undersøkelse av egenverdiene til systemet under faseavbruddet for å bekrefte om systemet er ustabil eller ikke. Men SIMPOW låste seg hver gang en prøvde å foreta lineæranalyse. Forklaringen er at det er en feilkode i simuleringsprogrammet til denne feilårsaken. Derfor er ikke egenverdiene beregnet og illustrert for Case3. Lignende hendelser ble erfart i endringen av de dynamiske parametrene under prøve og feile metoden i startfasen av arbeidsprosessen til masteroppgaven. Men da klarte en å unngå problemet ved å bruke ”improve eigen” funksjonen med ulike framgangsmåter til forbedring av egenverdiene. Dette lyktes en ikke med i Case3. Konklusjonen er likevel at systemet fortsatt er ustabil under faseavbruddet i Case3 basert på observasjonene i Case1 og Case2.

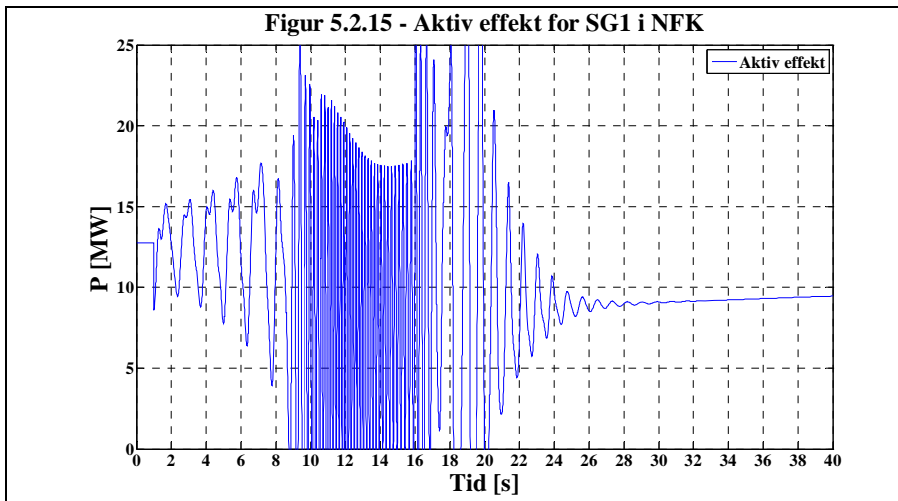
Error	<b>Zoom inn:</b>	Error
-------	------------------	-------

Figur 5.2.14. SIMPOW klarer ikke å beregne egenverdiene for Case3.

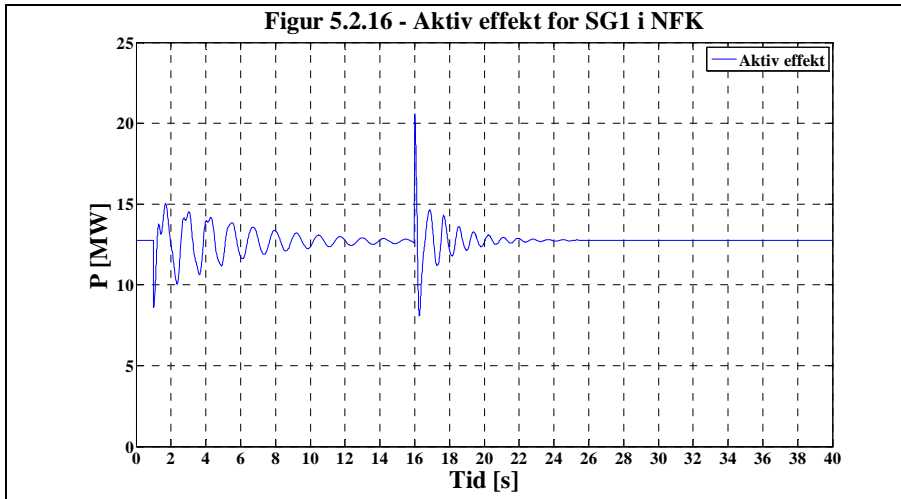
## Velger å benytte PSS1 kun i enkelte deler av kraftsystemet

Hensikten med å benytte PSS1 kun i enkelte deler av kraftsystemet er å illustrere virkningen og utfordringene ved dette. Det ble forklart i starten av kap.5 at PSS1 som er benyttet ble implementert i samtlige sp.regulatorer. Transferfunksjonen til PSS1 inneholder verdier som er justert og tunet for å bedre stabiliteten til kraftsystemet ved faseavbrudd. Erfaring er at dette tar lang tid og ikke minst krever erfaring når det gjelder ”tuning” av dempetilsatser. Derfor er det valgt å illustrere virkningen av å benytte samme dempetilsats, PSS1, i ulike sp.regulatorer for *Tilfelle 1*.

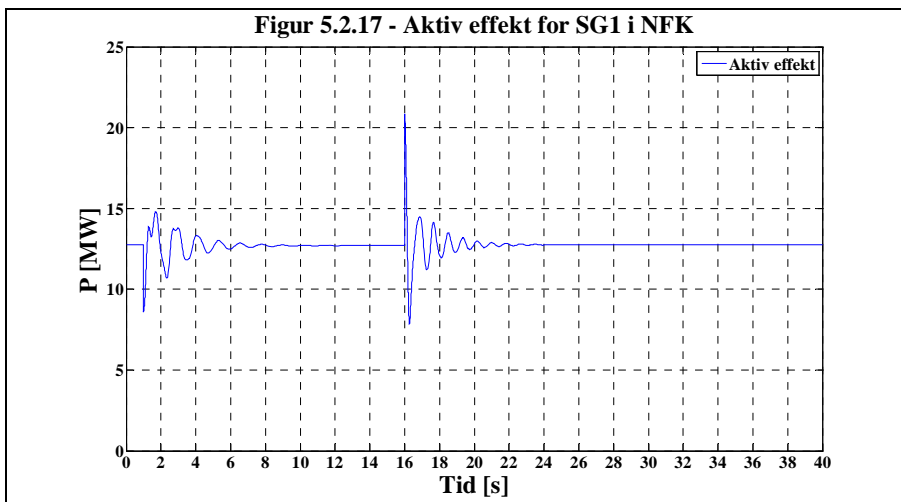
Etterfølgende figurer illustrerer virkningen av å implementere PSS1 for en og en sp.regulator i R-nettet av gangen. Tidsperioden for feiltiden økes fra 13 sekund til 15 sekund. Dette ble gjort for å unngå at SIMPOW fikk feilmeldingen NonConvergence. Ellers er forutsetningene for kraftsystemet fortsatt de samme som for Case3 beskrevet i kap.5, men det begrenses til å foreta simuleringer som viser endringene som funksjon av tiden til aktiv effekt ved faseavbruddet.



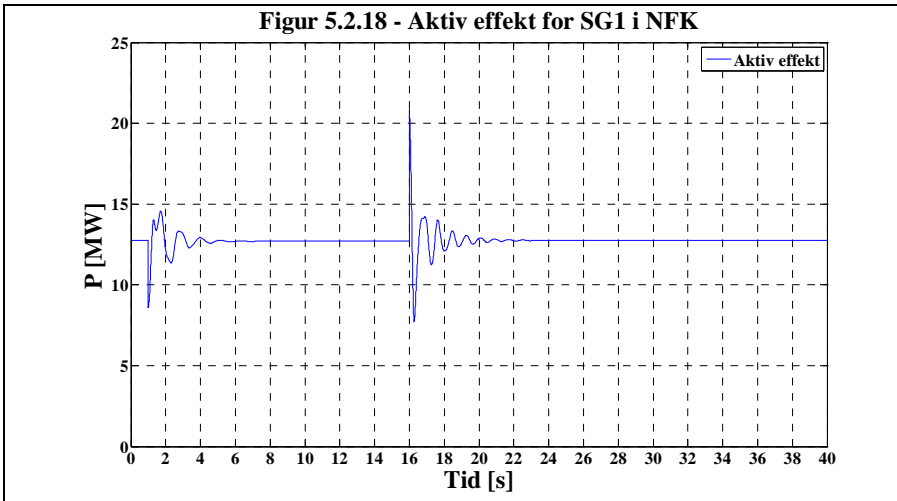
Figur 5.2.15. PSS1 er implementert i sp.regulator til SG1 i NFK.



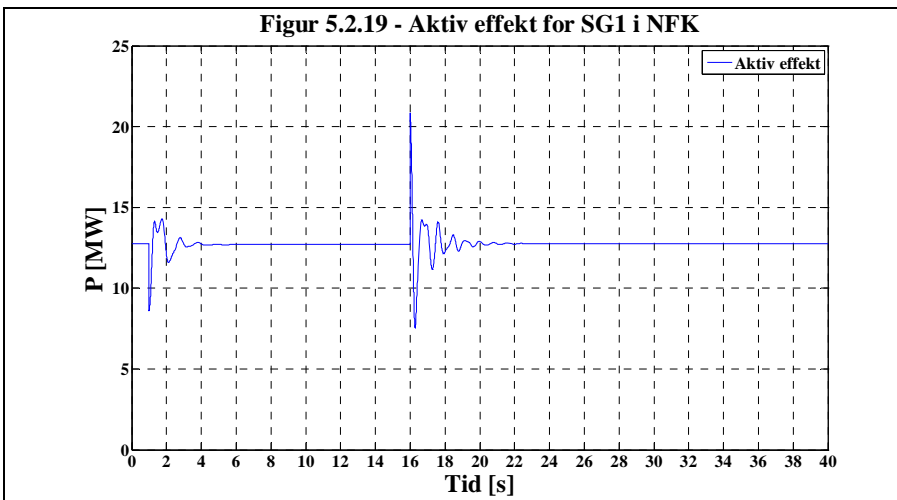
Figur 5.2.16. PSS1 er implementert i sp.regulator til SG1 og SG2 i NFK.



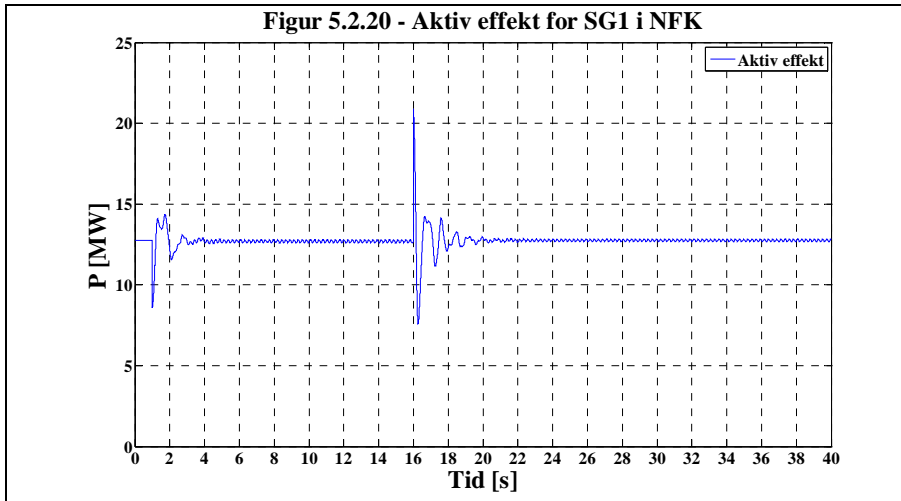
Figur 5.2.17. PSS1 er implementert i sp.regulator til SG1, SG2 og SG3 i NFK.



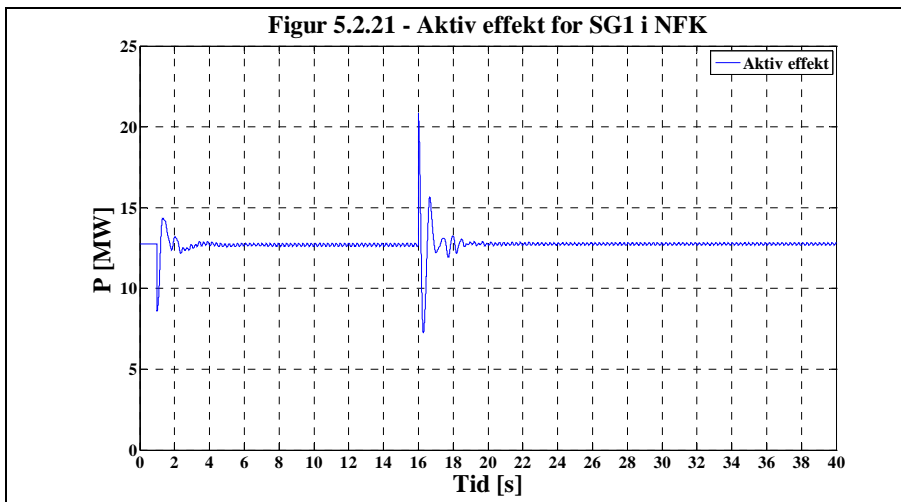
Figur 5.2.18. PSS1 er implementert i sp.regulator til SG1, SG2, SG3 i NFK og SG1 i Aunfoss.



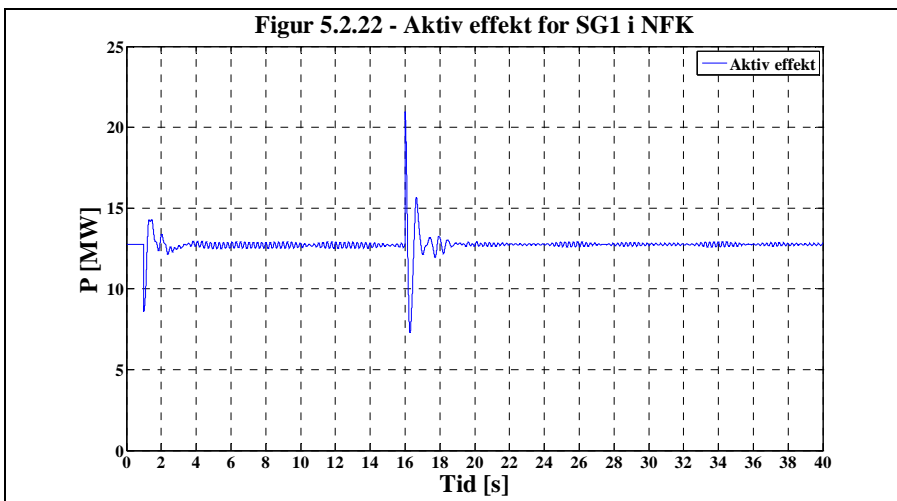
Figur 5.2.19. PSS1 er implementert i sp.regulator til til SG1, SG2, SG3 i NFK, SG1 og SG2 i Aunfoss.



Figur 5.2.20. PSS1 er implementert i sp.regulator til SG1, SG2, SG3 i NFK, SG1, SG2 i Aunfoss og SG1 i ØFK.



Figur 5.2.21. PSS1 er implementert i sp.regulator til SG1, SG2, SG3 i NFK, SG1, SG2 i Aunfoss, SG1 i ØFK og SG1 i Bogna.



Figur 5.2.22. PSS1 er implementert i sp.regulator til samtlige SM i R-nettet.

Det observeres at PSS1 bør implementeres i sp.regulatorene til SG1, SG2, SG3 i NFK og SG1, SG2 i Aunfoss for at R-nettet blir mest mulig stabilt ved faseavbruddet. Simuleringene viser at ved å utvide kraftsystemet med flere dempetilsatser av PSS1 modellen så vil kraftsystemet bli mer kritisk stabilt.

Dersom en velger å fortsette med denne oppgaven så anbefales det at PSS1 tunes med verdier som får kraftsystemet til å bli enda mer stabilt. Muligheter for dette kan være å benytte PSS1 i Bogna siden synkrongeneratoren der er over 25 MVA (krav i FIKS). Da kan en prøve og feile med PSS1 slik at kraftsystemet blir mest mulig stabilt ved faseavbruddet på overføringslinja mellom NFK og Namsos S.

Videre så kan en velge å implementere PSS1 i samtlige sp.regulatorer for så å tune PSS1 for en og en sp.regulator.

I løpet av denne masteroppgaven er det foretatt flere scenarier av PSS og faseavbrudd som resulterer i flere forbedringspotensialer med tanke på stabiliteten i R-nettet. Derfor er det valgt å begrense simuleringene med tiltaket PSS slik det er gjort fram til kap.6.

## 6. Tiltak for faseavbrudd

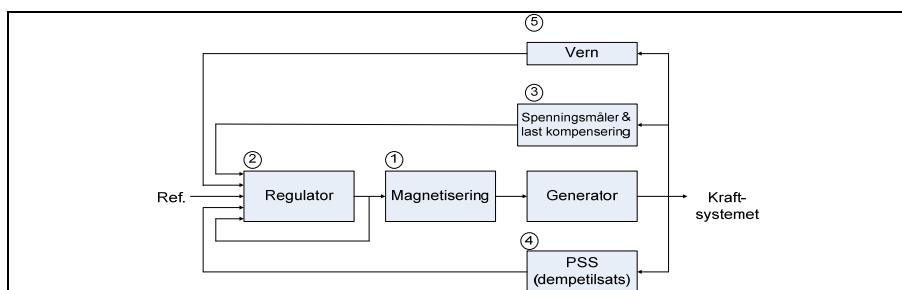
I forprosjektet [13] til denne rapporten ble det vurdert å benytte tiltak som dempetilsats og generatorvernet OOS. Problemstillingen til forprosjektet var relatert til en uheldig nettkonfigurasjon i lag med feil innstilling på de analoge spenningsregulatorene i NFK. Tilfellet var at synkrongeneratorene i NFK fikk ukontrollerte effektpendlinger. I denne masteroppgaven er det observert at dempetilsats kan, med riktig innstilling, fungere som et tiltak mot faseavbrudd.

### 6.1 Dempetilsats

I denne rapporten er det fokusert på ukontrollerte effektpendlinger som oppstod på grunn av faseavbrenning på en av overføringslinjene ved en tilnærmet lik nettkonfigurasjon av R-nettet slik det ble behandlet i forprosjektet. Derfor er PSS innført i simuleringene og viser at med riktige parameter i reguleringsløyfa så kan denne være i stand til å dempe pendlingene i startfasen slik at de ikke utarter seg til stående svingninger.

Konklusjon er at PSS bør implementeres i magnetiseringsystemet til flest mulig av synkrongeneratorene i R-nettet til NTE. Kostnader dette vil medføre er ikke undersøkt, men det krever tid og kunnskap for at transferfunksjonen til de ulike PSS skal fungere optimalt ved faseavbrudd.

Dempetilsats er beskrevet i kap. 3.6 og analysert i kap. 5. Derfor er det valgt å begrense forklaringen av PSS i dette kapittelet ved å avslutte med et generelt blokkdiagram som illustrerer implementeringen i magnetiseringsystemet, se *figur 6.1.1*:



*Figur 6.1.1 [13]. Generelt blokkdiagram av synkrongenerator med magnetiseringsutrusting og kontrollsystem. Hensikten med (4) PSS - Power System Stabilizer - er å tilføre (2) regulatoren med et inngangssignal som bidrar til demping av pendlinger (kraftsystemstabilitet). Inngangssignalet til regulatoren kan blant annet være bestemt av måling på avviket i rotorhastighet, økende effekt eller frekvensavvik. I denne oppgaven måles avviket i rotorhastighet.*

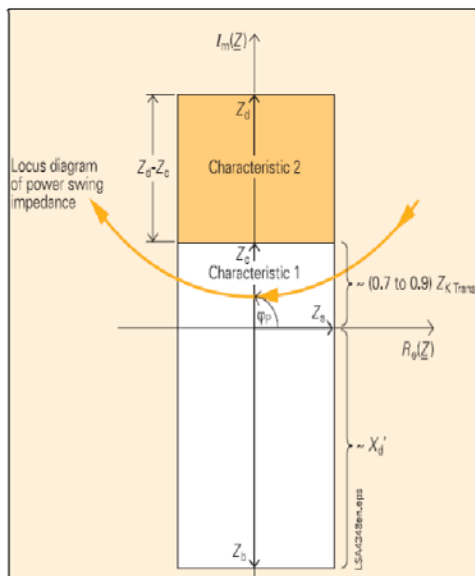
## 6.2 Generatorvern ”Out of Step”

Etter samråd med Voith og av egen interesse er det valgt å studere ulike typer generatorvern. Under litteraturstudiet er det valgt å se på alternative vern som kan detektere alle typer faseavbrudd, inkludert faseavbrudd i sløyfe og faseavbrudd med jordberøring. Det er nevnt noen generelle vern i kap.5.2 Case1 som kan benyttes ut i fra teoretiske prinsipp.

Det viser seg at Levanger-bedriften Nortroll AS har utviklet en faseavbruddsindikator tilpasset nye krav (2007) [8]. Selskapet ønsker ikke å kommentere teknologien til noen konkrete eksempler, men lover at nettselskapene kan få et nyttig verktøy når det kommer på markedet.

Ut i fra [8] og [9] som beskriver hvor vanskelig det er å detektere faseavbrudd, så antar en at de generelle generatorverna i enkelte tilfeller ikke detekterer faseavbruddet. Mulige tiltak fra forprosjektet [13] var å benytte et OSS-vern som prinsipielt skal detektere ukontrollerte polhjulsendinger. En OSS funksjon implementert i et numerisk vern (GPU), kan oppdage den første slippen og kople synkronmaskinen fra kraftsystemet.

I dette kapitlet er det, ved hjelp av *figur 6.2.1*, gitt en beskrivelse av filosofien til OOS-vernet, som kan benyttes mot faseavbrudd.



Figur 6.2.1 [13]. Fullversjon av karakteristikk ”Out of Step”-funksjon som benyttes i 7UM6-serien til Siemens.



### 6.2.1 Innledning

Noen kraftsystem forstyrrelser kan forårsake tap av synkronisme mellom en synkrongenerator og R-nettet, eller mellom R-nettet og D-nettet. Hvis ett slikt tap av synkronisme inntreffer, er det nødvendig at generatoren eller systemområder som driftes asynkron, blir atskilt så raskt som mulig for å unngå omfattende strømstans/driftstans og skade på utstyr. En effektiv måte å omfatte en slik forstyrrelse er gjennom en kontrollert frakopling av kraftsystemet ved å bruke OOS – vern på enkelte utvalgte kraftstasjoner [35]. Kontrollert atskillelse oppnås ved en ”Out – of – Step Tripping” (OST). OST systemet må bli komplimentert med ”Out – of – Step Blocking” (OSB) av ”distansereleé” eller andre generatorvern som har lett for å trippe under ukontrollerte effektpendlinger. OSB beskytter kraftsystemet for unødige frakoplinger og kople bare vekk de linjene som faktisk har faseavbrudd. Dette kapittelet baserer seg på teoriene til kilde [35].

### 6.2.2 Vernfilosofi til OOS

GPU’er (Generator Protection Unit) som er utført med vernfunksjoner for kontroll av effektflyt, strøm og spenning vil reagere på variasjonen i disse elektrotekniske komponentene og forårsake utkobling av effektbrytere dersom de overskrider innstilte grenseverdier. Dette kan føre til at kraftsystemet blir svakere, og høyst sannsynlig leder dette til driftsstans og nedstegning av en betydelig andel av systemet. Vernfunksjoner har en tendens til å reagere på stabile eller ustabile effekt pendlinger, og forårsaker uønsket utkobling av overføringslinjer eller andre kraftsystem elementer. Slike vernfunksjoner er relatert til: overstrøm, ”direkte” overstrøm, underspenning, distanse og retningsvern.

Filosofien for ”Out – of – Step” releer kan kort oppsummeres med: *unngå utkobling av kraftsystem elementer under stabile svingninger* [35]. Hensikten er å beskytte kraftsystemet under ustabile eller ”Out – of – Step” forhold. Når to deler av et kraftsystem, eller to sammenkoblede systemer, mister synkronisme, må de bli separert fra hverandre raskt og automatisk, for å unngå havari på utstyret eller at utkobling av viktige konsumenter mister forsyningen av kraftsystemet. Ukontrollert utkobling av effektbryter under OOS tilfeller/forhold kan forårsake ødeleggelse på utstyr og fare for driftspersonell. Derfor, for å forhindre ødeleggelse på utstyr, er det viktig med en kontrollert utkobling av visse kraftsystem elementer, og minimere effekten av feilen.

### **Ulike metoder med ”Out - of - step”**

”Out – of – step” vernet oppdager stabile effektpendlinger og OOS forhold ved å bruke det fakta at endring i strøm/spenninger under en effektpendling er en jevn økning, mens det virkelig er en steg forandring under en feil. Både feil og kraft svinginger kan forårsake den målte tilsynelatende positiv sekvens impedansen til å gå inn i den fungerende karakteristikken av et distanserrelé.

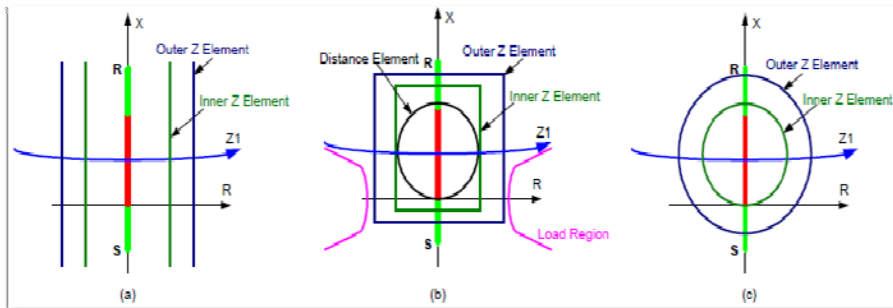
En kortslutning er en elektromagnetisk transient prosess med en kort tidskonstant. Den målte impedansen endrer seg fra en før – feil verdi til en feil verdi på veldig kort tid, noen få millisekund. På en annen side, en effektsvingning er en elektromekanisk transient prosess med en tids konstant som varer lengre enn en kortslutningsfeil. Impedansen i plussystemet endrer seg mye saktere under en effektpendling, eller OOS forhold under en feil, og det kommer an på ”slipp” frekvensen av OOS. For eksempel hvis svingefrekvensen på den elektromekaniske pendlingen er ca 1 Hz og impedans utslaget som kreves for å trenge gjennom relé karakteristikken tar ca. en halv periode (endring på  $180^\circ$  av  $\delta$ ), vil endringen av impedansen foregå i en periodetid på ca. 0,5 sek.

Når polhjulsvinkelen oppnår  $180^\circ$  under en OOS, vil den målte impedansen falle inn under arbeidskarakteristikken til et distanserrelé for en spesiell overvåket kraftlinje. Impedans målingene i seg selv kan ikke bli brukt til å oppdage et OOS forhold fra et faseavbrudd. Den grunnleggende metoden for å skille mellom faseavbrudd og effektpendlinger er å følge farten på endringen av den målte tilsynelatende impedansen.

Forskjellen i farten på forandringen av impedansen har tradisjonelt blitt brukt til å oppdage ett OOS forhold og deretter hindre at distansevernet løses ut før impedansen trer inn i den beskyttende karakteristikken til vernet [35]. Selve gjennomføringen av måling av impedansens endring i størrelse er normalt utført med bruk av måleenheter for impedans måling synkronisert i et felles tids plan. Hvis den målte impedansen ligger mellom to målekaraktistikker i en bestemt tid, så vil OOS trigges, og et ”Out of step” signal blir sendt ut til det aktuelle distanserrelé som aktiverer effektbryter. Ulike målemetoder relatert til endring av impedansene har gjennom tiden blitt utført ved ulike former. Disse formene inkluderer ”double blinders”, konsentrisk polygoner, og konsentrisk sirkler slik som det er illustrert i *figur 6.2.2*.

For å være sikker på at det er nok tid for å forsette blokkeringen av distansevernet etter at en OOS er registrert, må det innerste impedans elementet av OOS deteksjonen, plasseres på utsiden av det elementet som er lengst unna den delen som blir blokkert. Den ytterste impedans grensen for

en OOS deteksjon må bli plassert bort fra lastområdet for å hindre utilsiktet OSB deteksjon forårsaket av større laster. Disse forholdene sammen med målemetodene av endringer i impedans er vist i *figur 6.2.2 (b)*, ved bruk av konsentrisk polygoner til å detektere OOS tilstander.



*Figur 6.2.2 [35]. Ulike metoder til å detektere endringer av impedanser.*

Distanserelé kan i prinsippet trippe hvis en OOS tilstand inntreffer ved et faseavbrudd [35].

Ved faseavbrudd er det observert at kraftsystemet kan bli ustabil i denne masteroppgaven. Det er kjent at en deteksjon av en-fase-jord feil vil føre til frakopling av feilfasen. Dermed kan systemet operere med to friske faser og bare en tredjedel av forbrukerne blir berørt av feilen. Men likevel kan kraftsystemet bli ustabil, slik det ble observert i simuleringene fra kap. 5. Under en OOS tilstand vil det ved en frakopling av feilfasen føre til at OOS-ernet avgjør om kraftsystemet blir ustabil eller ikke. Dersom det blir ustabil vil vernet nullstille OSB for så å aktivere tilhørende distanserelé [35].

### 6.2.3 Oppsummering av OOS-vernet

Et kraftsystem bør konstrueres for å opprettholde stabilitet ved større forstyrrelser og hindre at det oppstår ustabilitet ved tiltak som OOS.

OOS vern burde blitt brukt for bevare kraftsystemstabilitet og minimere konsekvensen av større forstyrrelser. OOS-vernet burde være henvist til som den siste utvei før fullstendig system kollaps.

OOS vernet vil forhindre ukontrollert utkobling av overføringslinjer, minimerer varigheten av forstyrrelsen, beskytter utstyr fra å bli ødelagt, økt sikkerhet for driftspersonell og raskere gjenoppretting.

OOS vernet bør brukes på egne radialer for å oppdage OOS forhold og isolere nettverkene slik at øydrift kun forekommer med mulighet for opprettholdt synkronisme.

OOS vernet må bli supplert med OOB for å blokkere andre vern som har lett for å virke under stabile eller ustabile kraft svingninger.

## 7. Konklusjon

Hensikten med denne masteroppgaven var å få en bedret innsikt i hvordan et faseavbrudd i regionalnettet til NTE påvirker synkrongeneratorenes elektromekaniske oppførsel.

Generelt så er det et kjent problem at faseavbrudd oppstår på en kraftlinje. Men det er ikke funnet relevant litteratur som omhandler detaljert synkronmaskinens elektromekaniske oppførsel ved faseavbrudd. Derfor ble det valgt å benytte simuleringsverktøyet SIMPOW til å lage mindre modeller av R-nettet til NTE, samt en virkelighetsnær modell av R-nettet slik det var konfigurert den 7.mars 2008, *Tilfelle 1*.

Fra de mindre modellene observeres det at et faseavbrudd, på en tre-fase overføringslinje mellom synkrongenerator og stivt nett, vil som oftest ikke føre til ukontrollerte effektpendlinger for et reelt tilfelle. Unntaket oppstår dersom det ikke er tilknyttet en lastimpedans eller transformator mellom faseavbruddet og synkrongeneratoren. Dette medfører at generatoren ikke klarer å svinge seg inn igjen mot en stasjonær verdi under faseavbruddet. Denne observasjonen kommer tydeligst frem ved økende polhjulsvinkel og minkende linjespenninger i de mindre simuleringsmodellene. Betingelsen for dette unntaket er at synkrongeneratoren ikke er utstyrt med sp.regulator eller turbinregulator.

Det er observert at sp.regulatoren som er benyttet i masteroppgaven vil påvirke terminalspenningene slik at de svinger seg inn mot en stasjonær verdi under faseavbruddet for de mindre modellene. For den reelle modellen av R-nettet er det observert at sp.regulatorene ikke klarer å påvirke pendlingene slik at de stabiliserer seg mot et stasjonært tilfelle. Dette henger sammen med R-nettets konfigurasjon. Det kreves flere simuleringer og mer tid til å analysere R-nettet for å peke på en klar årsak til hvorfor generatorene i R-nettet ikke klarer å svinge seg inn mot en stasjonær verdi under faseavbruddet. Men oppgaven er begrenset til det at faseavbruddet med sp.regulatorer i synkrongeneratorene kan vare i maksimalt 16 sekunder før systemet blir kritisk ustabil.

Turbinregulatorene som er benyttet påvirker svingningene under faseavbruddet i negativ forstand. Dette kommer tydeligst fram i simuleringene av R-nettet. I de mindre modellene observeres det at turbinregulator type10 ikke påvirker svingningene i det hele tatt, mens type210 vil bidra til at svingningene bruker lengre tid på å nå stasjonær verdi under faseavbruddet.

Koplingsgruppen for transformatorene mellom generatorer, faseavbrudd og det stive nettet har en klar betydning for hvordan enhetsspenningsvektorene endrer størrelse og hvor store endringene blir. Det er observert at en d/Y – koplet transformator mellom generator og fasebruddet vil dempe pendlingene mer enn en y/Y – koplet transformator. Koplingsgruppen har også betydning for hvilke fasespenninger som blir størst. En d/Y – kopling medfører følgende rangering der den første er størst: faseB-faseA-faseC. Mens for en y/Y – kopling vil rekkefølgen bli: faseA-faseC-faseB.

Dempetilsatsen, PSS1, som er benyttet for simuleringene av faseavbrudd i R-nettet til NTE, viser at den kan dempe effektsvingningene som oppstår i mellom synkrongeneratorene. Det er derimot ikke fokusert på å optimalisere PSS for R-nettet, men observasjoner viser at det krever nøye planlegging mellom verdisseting av transferfunksjonen og plassering av PSS.

Vern vil i et reelt tilfelle eksistere i kraftsystemer. OOS-filosofi vil ut i fra et teoretisk perspektiv fungere som en sikkerhet mot ukontrollerte effektpendlinger. Det kreves kunnskap og erfaring med innstilling av ulike typer vern og dempetilsatser. Men anbefaling til videre arbeid kan være å modellere et OOS vern i lag med PSS for å studere virkningen av dette.

## 8. Videre arbeid

Under arbeidsprosessen til denne masteroppgaven har en ikke lyktes med å få tak i relevant litteratur som detaljert beskriver synkrongeneratorens elektromekaniske oppførsel ved faseavbrudd. Derfor anbefales det at en forsøker å benytte litteratur fra kildehenvisningen i denne oppgaven til å kombinere synkrongeneratorens matematiske beskrivelse i lag med symmetriske komponenter og transformasjonsteori for videre studier av faseavbrudd.

Det ble utført et forsøk med å bygge impedansmatrisen til R-nettet for så å kombinere dette med en Matlab kode som kalkulerte strømmene på de ulike nodene i kraftsystemet. Men det ble observert at resultater fra Matlab og SIMPOW avviket radikalt. Derfor er dette ikke beskrevet noe mer i denne masteroppgaven. Men det anbefales at en forsøker å bygge mindre og enkle modeller hvor en kan benytte symmetriske komponenter til å beregne strøm og spenning på generatorklemmene ved faseavbrudd. Dette kan bidra til å øke forståelsen for hvordan ulike elektrotekniske størrelser endrer seg i modellen ved et faseavbrudd.

De mindre simuleringsmodellene i denne masteroppgaven kan benyttes videre til flere case. Alternativt kan en endre impedansene til kraftlinjene eller utvide modellene med parallelle linjer. Lastforbruket påvirket også synkrongeneratoren ved faseavbruddet, dermed anbefales det at lastkarakteristikk endres for å observere virkningen av dette.

Regulatorene som er benyttet i oppgaven påvirket også synkrongeneratoren ved faseavbruddet. Derfor kan en bygge videre på denne oppgaven ved at en benytter samme modeller og tuner regulatorer slik at de får kraftsystemet til å bli stasjonært stabilt under faseavbruddet. Det kreves tid og strategiske valg for å tilpasse regulatorinnstillingene for hele modellen av R-nettet, men det kan være en interessant oppgave å bygge videre på.

Dempetilsatsen som benyttes i denne oppgaven er en modell som er modifisert fra SIMPOW manual. Det hadde vært en utfordrende oppgave å bytte denne med dagens adaptive løsning som er PSS4B. Videre kunne en strategisk plassert og tunet denne dempetilsatsen slik at kraftsystemet blir mest mulig stabilt ved faseavbruddet på overføringslinja mellom NFK og Namsos S.

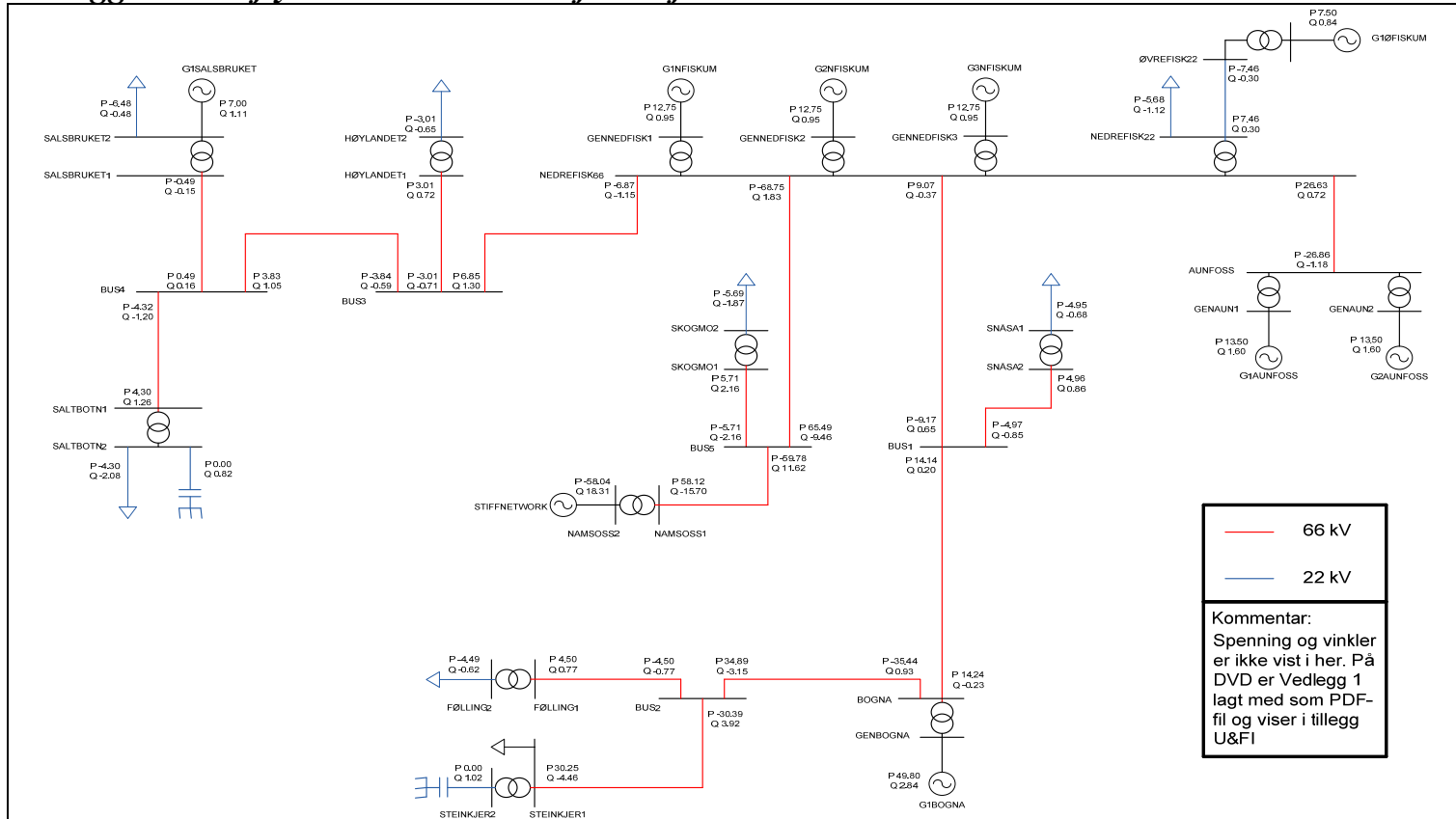
Videre arbeid som kunne vært av interesse er å studere virkningen av å plassere den stive referansen på ulike ytterpunkter i R-nettet. Dette er en problemstilling nettanalytikere i NTE kan få bruk for med tanke på optimal nettkonfigurasjon av R-nettet.

Simuleringsmodellene som er observert i denne oppgaven baserer seg på at synkrongeneratorene er tilknyttet et stivt nett. Det er ikke foretatt en grundig nok analyse av hvordan faseavbruddet påvirker generatorene ved øydrift. Sammenligning mellom disse tilstandene bør også observeres.



## 9. Vedlegg

## Vedlegg 1 – Lastflyt i R-nettet til NTE for Tilfelle 1



## Vedlegg 2 – Erfaringstall synkrongenerator

For eldre generatorer hvor usikkerhet er knyttet mot de dynamiske parametrene kan det være et alternativ å forandre på generatorparametrene gjengitt i dette vedlegget. Tabellen [7] gir en oversikt over ulike verdier for de parametrene en kan benytte i synkronmaskinene i simuleringsmodellene til dette prosjektet.

Tabell 1 i Vedlegg 2 : Konstant drift av synkron maskiner for 50 Hz (i henhold til Siemens Schuckertwerke)

Type	$X_d$ <sup>2</sup>	$X_q = X'_q$	$X''_d$	$X''_q$	$T'_{do}$	$T'_d$	$T''_d$	$T_a$		
To-polet turbo-generatorer med massive poler	1.2 --- 2.0	1.5 --- 1.9 <sup>1</sup>	0.16 --- 0.26	0.09 --- 0.15	0.09 --- 0.15	5 --- 15	0.6 --- 2.0	0.05 --- 0.1	0.06 --- 0.25	
Generatorer med utpreget poler og med dempervikling i d- og q-akse	Mindre enn 16 poler	0.8 --- 1.4	0.52 --- 0.9	0.2 --- 0.35	0.14 --- 0.24	0.14 --- 0.26	2 --- 10	0.5 --- 2.5	0.02 --- 0.08	0.07 --- 0.25
	Større enn 16 poler	0.7 --- 1.25	0.45 --- 0.8	0.25 --- 0.4	0.15 --- 0.25	0.16 --- 0.28	1.5 --- 8	0.55 --- 2.5	0.02 --- 0.08	0.07 --- 0.25
Generatorer med utpreget poler uten dempeviklinger	Mindre enn 16 poler	0.8 --- 1.4	0.52 --- 0.9	0.2 --- 0.35	0.2 --- 0.35	0.52 --- 0.9	2 --- 10	0.5 --- 2.5		0.09 --- 0.6
	Større enn 16 poler	0.7 --- 1.25	0.45 --- 0.8	0.25 --- 0.4	0.25 --- 0.4	0.45 --- 0.8	1.5 --- 8	0.55 --- 2.5		0.1 --- 0.6
Synkronmotor med dempeviklinger	0.9 --- 2.0 <sup>3</sup>	0.55 --- 1.4	0.25 --- 0.45	0.18 --- 0.3	0.18 --- 0.3	2 --- 6	0.5 --- 1.5	0.01 --- 0.03	0.02 --- 0.15	

<sup>1</sup> Gilt nur nach strenger Definition (keine Feldwicklung in Querachse).

Für Stabilitäts-vorgänge muSS Ausgleichsvorgang im massiven Eisen mit berücksichtigt werden, womit  $X_q = (1.5 -- 3) X'_d$  wird.

**Gjelder kun etter strengere definisjon (ingen feltvikling i q-akse). For transiente forløp må det tæes hensyn til overgangsførloppe i jernet, og da blir  $X_q = (1.5 -- 3) X'_d$ .**

<sup>2</sup> Gesättigt, entsprechend dem Kehrwert des gesättigten Leerlaufkurzschlussverhältnisses.

**Mettet, ifølge den inverse av det mettede tomgangskortslutningsforholdet.**

<sup>3</sup> Die höheren Werte gelten für vierpolige Maschinen.

**Høyere verdier gjelder for fire-polet maskiner.**

### Vedlegg 3 – Synkrongeneratorer i Aunfoss

Det er to synkrongeneratorer i Aunfoss. Det er antatt at aggregatene er identiske. Data som er i kolonnen ”Kilde + Kommentar” viser hvor parametrene kommer fra. GAMESA er en spansk generatorleverandør. Tallverdiene som ikke tilhører maskinene i kraftstasjonen er fra en 20 MVA GAMESA synkrongenerator

Beskrivelse av parametrene	Symbol	Størrelse	Kilde
Tilsynelatende merkeeffekt	$S_N$ [MVA]	18	Merkeskilt
Merkespenning	$U_N$ [kV]	6,3	Merkeskilt
Nominell frekvens	$f_N$ [Hz]	50	Merkeskilt
Nominell effektfaktor	$\cos\varphi_N$	0,75	Merkeskilt
Nominell rotasjonshastighet	$n$ [o/min]	150	Merkeskilt
Synkron reaktans d-akse	$X_d$ [p.u.]	1,197	GAMESA
Transient synkron reaktans d-akse	$X'_d$ [p.u.]	0,262	GAMESA
Subtransient synkron reaktans d-akse	$X''_d$ [p.u.]	0,163	GAMESA
Synkron reaktans q-akse	$X_q$ [p.u.]	0,746	GAMESA
Transient synkron reaktans q-akse	$X'_q$ [p.u.]		
Subtransient synkron reaktans q-akse	$X''_q$ [p.u.]	0,171	GAMESA
Reaktans i negativ-sekvens	$X_2$ [p.u.]	0,167	GAMESA
Reaktans i null-sekvens	$X_0$ [p.u.]	0,07	GAMESA
Transient tidskonstant d-akse i tomgang	$T'_{d0}$ [s]	5,594	GAMESA
Subtransient tidskonstant d-akse i tomgang	$T''_{d0}$ [s]	0,082	GAMESA
Transient tidskonstant d-akse	$T'_d$ [s]	1,154	GAMESA
Subtransient tidskonstant d-akse	$T''_d$ [s]	0,052	GAMESA
Subtransient tidskonstant q-akse i tomgang	$T''_{q0}$ [s]	0,246	GAMESA
Subtransient tidskonstant q-akse	$T''_q$ [s]	0,049	GAMESA
Tidskonstant for kortsluttet statorvikling	$T_a$ [s]	0,172	GAMESA
Tregghetskonstant for hele aggregatet	$H$ [s]	2.69	Beregnet
Tregghetsmoment for hele aggregatet	$J$ [kgm <sup>2</sup> ]	392500	NTE

## Vedlegg 4 – Synkrongenerator i Bogna

Det er en synkrongenerator i Bogna. Data som er i kolonnen ”Kilde + Kommentar” viser hvor parametrene kommer fra. VSEC er en generatorleverandør. Tallverdiene som ikke tilhører maskinen i kraftstasjonen er fra en 65 MVA VSEC synkrongenerator.

Beskrivelse av parametrene	Symbol	Størrelse	Kilde
Tilsynelatende merkeeffekt	$S_N$ [MVA]	60	Merkeskilt
Merkespenning	$U_N$ [kV]	8.5	Merkeskilt
Nominell frekvens	$f_N$ [Hz]	50	Merkeskilt
Nominell effektfaktor	$\cos\varphi_N$	0.83	Merkeskilt
Nominell rotasjonshastighet	$n$ [o/min]	500	Merkeskilt
Synkron reaktans d-akse	$X_d$ [p.u.]	1.18	NTE
Transient synkron reaktans d-akse	$X'_d$ [p.u.]	0.28	NTE
Subtransient synkron reaktans d-akse	$X''_d$ [p.u.]	0.16	NTE
Synkron reaktans q-akse	$X_q$ [p.u.]	0.61	VSEC tpa
Transient synkron reaktans q-akse	$X'_q$ [p.u.]	0.61	VSEC tpa
Subtransient synkron reaktans q-akse	$X''_q$ [p.u.]	0.17	VSEC tpa
Reaktans i negativ-sekvens	$X_2$ [p.u.]	0.18	VSEC tpa
Reaktans i null-sekvens	$X_0$ [p.u.]	0.05	VSEC tpa
Transient tidskonstant d-akse i tomgang	$T'_{d0}$ [s]	6.5	NTE
Subtransient tidskonstant d-akse i tomgang	$T''_{d0}$ [s]	0.05	VSEC tpa
Transient tidskonstant d-akse	$T'_d$ [s]	1.5	NTE
Subtransient tidskonstant d-akse	$T''_d$ [s]	0.04	NTE
Subtransient tidskonstant q-akse i tomgang	$T''_{q0}$ [s]	0.14	VSEC tpa
Subtransient tidskonstant q-akse	$T''_q$ [s]	0.04	VSEC tpa
Tidskonstant for kortsluttet statorvikling	$T_a$ [s]	0.16	VSEC tpa
Tregghetskonstant for hele aggregatet	$H$ [s]	2.28	Beregnet
Tregghetsmoment for hele aggregatet	$J$ [kgm <sup>2</sup> ]	100000	NTE

## Vedlegg 5 – Synkrongeneratorer i NFK

Det er tre synkrongeneratorer i NFK. Det er antatt at aggregatene er identiske. Data som er i kolonnen ”Kilde + Kommentar” viser hvor parametrene kommer fra. GAMESA er en spansk generatorleverandør. Tallverdiene som ikke tilhører maskinene i kraftstasjonen er fra en 20 MVA GAMESA synkrongenerator.

Beskrivelse av parametrene	Symbol	Størrelse	Kilde
Tilsynelatende merkeeffekt	$S_N$ [MVA]	17	Merkeskilt
Merkespenning	$U_N$ [kV]	6.6	Merkeskilt
Nominell frekvens	$f_N$ [Hz]	50	Merkeskilt
Nominell effektfaktor	$\cos\varphi_N$	0.75	Merkeskilt
Nominell rotasjonshastighet	$n$ [o/min]	187	Merkeskilt
Synkron reaktans d-akse	$X_d$ [p.u.]	1.197	GAMESA
Transient synkron reaktans d-akse	$X'_d$ [p.u.]	0.262	GAMESA
Subtransient synkron reaktans d-akse	$X''_d$ [p.u.]	0.163	GAMESA
Synkron reaktans q-akse	$X_q$ [p.u.]	0.746	GAMESA
Transient synkron reaktans q-akse	$X'_q$ [p.u.]		
Subtransient synkron reaktans q-akse	$X''_q$ [p.u.]	0.171	GAMESA
Reaktans i negativ-sekvens	$X_2$ [p.u.]	0,167	GAMESA
Reaktans i null-sekvens	$X_0$ [p.u.]	0,07	GAMESA
Transient tidskonstant d-akse i tomgang	$T'_{d0}$ [s]	5,594	GAMESA
Subtransient tidskonstant d-akse i tomgang	$T''_{d0}$ [s]	0,082	GAMESA
Transient tidskonstant d-akse	$T'_d$ [s]	1,154	GAMESA
Subtransient tidskonstant d-akse	$T''_d$ [s]	0,052	GAMESA
Subtransient tidskonstant q-akse i tomgang	$T''_{q0}$ [s]	0,246	GAMESA
Subtransient tidskonstant q-akse	$T''_q$ [s]	0,049	GAMESA
Tidskonstant for kortsluttet statorvikling	$T_a$ [s]	0,172	GAMESA
Tregghetskonstant for hele aggregatet	$H$ [s]	2,76	Beregnet
Tregghetsmoment for hele aggregatet	$J$ [kgm <sup>2</sup> ]	245000	NTE

## Vedlegg 6 – Synkrongenerator i Salsbruket og ØFK

Produksjon fra ØFK og generatorekvivalent Salsbruket var likt ved *Tilfelle 1*. Derfor er det benyttet samme verdier. Data som er i kolonnen ”Kilde + Kommentar” viser hvor parametrene kommer fra. ALCONZA er en generatorleverandør. Tallverdiene som ikke tilhører maskinen i kraftstasjonen er fra en 12,7 MVA ALCONZA synkrongenerator.

Beskrivelse av parametrene	Symbol	Størrelse	Kilde
Tilsynelatende merkeeffekt	$S_N$ [MVA]	9	Merkeskilt
Merkespenning	$U_N$ [kV]	3,2	Merkeskilt
Nominell frekvens	$f_N$ [Hz]	50	Merkeskilt
Nominell effektfaktor	$\cos\varphi_N$	0,92	Merkeskilt
Nominell rotasjonshastighet	$n$ [o/min]	107	Merkeskilt
Synkron reaktans d-akse	$X_d$ [p.u.]	1,426	ALCONZA
Transient synkron reaktans d-akse	$X'_d$ [p.u.]	0,322	ALCONZA
Subtransient synkron reaktans d-akse	$X''_d$ [p.u.]	0,180	ALCONZA
Synkron reaktans q-akse	$X_q$ [p.u.]	0,975	ALCONZA
Transient synkron reaktans q-akse	$X'_q$ [p.u.]		ALCONZA
Subtransient synkron reaktans q-akse	$X''_q$ [p.u.]	0,173	ALCONZA
Reaktans i negativ-sekvens	$X_2$ [p.u.]	0,177	ALCONZA
Reaktans i null-sekvens	$X_0$ [p.u.]	0,112	ALCONZA
Transient tidskonstant d-akse i tomgang	$T'_{d0}$ [s]	5,3952	ALCONZA
Subtransient tidskonstant d-akse i tomgang	$T''_{d0}$ [s]		ALCONZA
Transient tidskonstant d-akse	$T'_d$ [s]	1,2167	ALCONZA
Subtransient tidskonstant d-akse	$T''_d$ [s]	0,0269	ALCONZA
Subtransient tidskonstant q-akse i tomgang	$T''_{q0}$ [s]	0,247	(antar)
Subtransient tidskonstant q-akse	$T''_q$ [s]	0,0475	ALCONZA
Tidskonstant for kortsluttet statorvikling	$T_a$ [s]	0,0475	ALCONZA
Tregghetskonstant for hele aggregatet	$H$ [s]	0,69	Beregnet
Tregghetsmoment for hele aggregatet	$J$ [kgm <sup>2</sup> ]	99000	NTE

## Vedlegg 7 – Data på transformatorene

1) Tabell for generatortransformatorer som benyttes i simuleringsmodellene;

Kraftstasjon	Fakta		Kortslutningsimpedans			Merkeytelse $S_N$ [MVA]	Merkespenning		Koplings- gruppe	Reelle verdier eller ikke?
	Kontakt	Kilde	$Z_K - \varepsilon_k$ [%]	$R_K - \varepsilon_r$ [%]	$X_K - \varepsilon_x$ [%]		Reg. side [kV]	Fix. side [kV]		
ØFK_T1	E. Tønne	NetBas	8.53	0.59	8.51	9	3.2	22	YNd11	Ja
Salsbruket_T1	E. Tønne	NetBas	8.53	0.59	8.51	9	3.2	22	YNd11	Nei
NFK_T1	V. Mygland	Merkeskilt	10.5	0.35	10.49	17	6.6	68	YNd11	Ja
NFK_T2	V. Mygland	Merkeskilt	10.5	0.35	10.49	17	6.6	68	YNd11	Ja
NFK_T3	V. Mygland	Merkeskilt	10.5	0.35	10.49	17	6.6	68	YNd11	Ja
Aunfoss_T1	V. Mygland	Merkeskilt	9.88	0.658	9.858	18	6.3	68	YNd11	Ja
Aunfoss_T2	V. Mygland	Merkeskilt	9.85	0.66	9.828	18	6.3	68	YNd11	Ja
Bogna_T1	V. Mygland	Merkeskilt	8.54	0.281	8.53	60	8.5	70	YNd5	Ja

2) Tabell for nett-transformatorene som benyttes i simuleringsmodellene. \*66-22 skiller R-D-nettet og 66-300 er verdiene til trafo i Namsos S som er det ”stive nettet” i simuleringene av R-nettet til NTE;

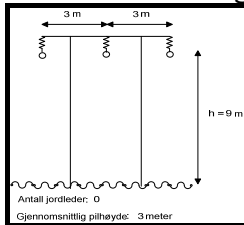
*	Fakta		Kortslutningsimpedans			Merkeytelse $S_N$ [MVA]	Merkespenning		Koplings- gruppe	Reelle verdier eller ikke?
	Kontakt	Kilde	$Z_K - \varepsilon_k$ [%]	$R_K - \varepsilon_r$ [%]	$X_K - \varepsilon_x$ [%]		Reg. side [kV]	Fix. side [kV]		
66-22	V. Mygland	Merkeskilt	7.8	0.55	7.78	10	66	22	YNyn0	Ja
66-300	E. Tønne	NTE	11.295	0.34	11.29	160	66	300	YNyn0	Ja



## Vedlegg 8 – Data på overføringslinjer

Type	Node		Impedanser		Kapasitanser		Null impedans		Lengde	Spenning	Utforming
	Fra	Til	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	C <sub>j</sub> [nF/km]	C <sub>d</sub> [nF/km]	R0 [ $\Omega$ ]	X0 [ $\Omega$ ]	[km]	[kV]	
FEAL 120	NedreFisk66	Aunfoss	0.151	0.387	5.58	9.44	0.297	1.428	10.4	66	Luftledning
FEAL 120	NedreFisk66	BUS1	0.151	0.387	5.58	9.44	0.297	1.428	38.4	66	Luftledning
FEAL 50	NedreFisk22	ØvreFisk22	0.359	0.373	4.85	9.79	0.505	1.457	1.9	22	Luftledning
FEAL 120	BUS1	Snåsa1	0.151	0.387	5.58	9.44	0.297	1.428	0.8	66	Luftledning
FEAL 120	BUS1	Bogna	0.151	0.387	5.58	9.44	0.297	1.428	15.8	66	Luftledning
FEAL 240	Bogna	BUS2	0.076	0.366	5.38	10.03	0.222	1.406	28	66	Luftledning
FEAL 150	BUS2	Følling1	0.121	0.380	5.64	9.61	0.267	1.421	0.18	66	Luftledning
FEAL 240	BUS2	Steinkjer	0.076	0.366	5.38	10.03	0.222	1.406	9.4	66	Luftledning
FEAL 185	NedreFisk66	BUS3	0.089	0.374	5.70	9.79	0.244	1.414	14.2	66	Luftledning
FEAL 50	BUS3	Høylandet1	0.359	0.416	5.34	8.76	0.505	1.457	0.7	66	Luftledning
FEAL 185	BUS3	BUS4	0.089	0.374	5.70	9.79	0.244	1.414	34.8	66	Luftledning
FEAL 185	BUS4	Salsbruket1	0.089	0.374	5.70	9.79	0.244	1.414	0.2	66	Luftledning
FEAL 185	BUS4	Saltbotn1	0.089	0.374	5.70	9.79	0.244	1.414	16.3	66	Luftledning
FEAL 120	NedreFisk66	BUS5	0.151	0.387	5.58	9.44	0.297	1.428	21.5	66	Luftledning
FEAL 120	BUS5	Skogmo1	0.151	0.387	5.58	9.44	0.297	1.428	0.5	66	Luftledning
FEAL 120	BUS5	NamsosS1	0.151	0.387	5.58	9.44	0.297	1.428	12.9	66	Luftledning

Modellene til samtlige overføringslinjer i oppgavens simuleringsmodeller baserer seg på *luftledning med isolerende travers*:



## Vedlegg 9 – Data på lastene

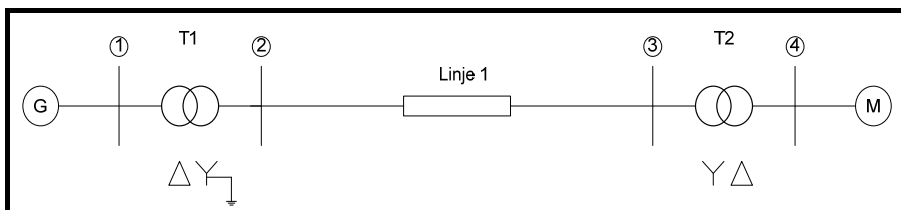
Node	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]	Kommentar
Fikumfoss lokal	5,50	1,08	Erling Tønne i NTE kan bekrefte verdien til P. Den er beregnet i NetBas. Ingen måling av Q, antar samme gjennomsnittsverdi målt 10oktober.
Følling	4,33	0,60	Bruker gjennomsnittsverdier hentet fra målingene (trafo "FING_22T1__PI-CP") av P den 07.mars 2008 (24t). Ingen måling av Q, antar derfor samme gjennomsnittsverdi målt den 10oktober.
Høylandet	2,92	0,63	Bruker gjennomsnittsverdier hentet fra målingene (trafo "HOYL_22T1__PI" og "HOYL_22T1__QI") av lasten den 07.mars 2008 (24t).
Salsbruket	6,28	0,47	Bruker gjennomsnittsverdier hentet fra målingene (trafo "SALS_22T1__PU" og "SALS_22KR1__QU") av lasten den 07.mars 2008 (24t).
Saltbotn	4,24	2,05	Det har ikke vært aktiv- eller reaktivmåling i Saltbotn før 1/7-08. Men ut i fra målingene (trafo "SALT_66A_U" og "SALT_66T2_I-DS") av U og I blir gjennomsnittsverdiene den 07. Mars: P=4.24MW og Q=2.05MVA <sub>r</sub> .
Skogmo	5,80	1,91	Bruker gjennomsnittsverdier hentet fra målingene (trafo "SKMO_22T1__PI" og "SKMO_22T1__QU") av lasten den 12.mars 2008 (24t). Bruker ikke 07.mars fordi 12.mars er den første dagen det er foretatt P og Q målinger av Skogmo.
Snåsa	4,76	0,65	Bruker gjennomsnittsverdier hentet fra målingene (trafo "SNSA_22T1__PI" og "SNSA_22T1__QI") av lasten den 07.mars 2008 (24t).

Tabell 1 Vedlegg 9. *Tilfelle 1 - Lastdata den 07.mars 2008 da det oppstod et faseavbrudd på overføringslinjen fra NFK mot trafostasjonen Namsos S.*

## Vedlegg 10 – Beregning av spenninger ved faseavbrudd

Figur 1.1-V10 beskriver et forenklet system som benyttes i dette regneeksempelet. Lasten i Skogmo som er tilknyttet node④ trekker 8,5 MVA med  $\cos \varphi = 0.8$ . Linjekapasitansene og samtlige resistanser er neglisjert. Det er benyttet data fra generator, SG1, i NFK og data fra linjen mellom NFK og Skogmo. Antar linjespenningen på node③ er 66 kV.

Det oppstår et faseavbrudd på linjen mellom node② og node③. Hva blir linjespenningene etter faseavbruddet?



**Figur 1.1-V10.** Eksempel faseavbrudd. Generator leverer effekt over en 22 km lang overføringslinje til en motorlast.

DATA:

Generator, G1	$S_N = 17 \text{ MVA}$ $X_d'' = X1_{G1} = X2_{G1} = 16 \%$ $X0_{G1} = 7 \%, Xn_{G1} = 8 \%$	$U_G = 6.6 \text{ kV}$
Transformator, T1 $X_{T1} = 10 \%$	$S_{T1} = 17 \text{ MVA}$	$6.6\Delta / 68Y \text{ kV}$
Linje1, $Z_{23}$	Lengde = 22 km $X1_{23} = X2_{23} = 9 \%$	$X0_{23} = 32 \%$
Transformator, T2 $X_{T1} = 8 \%$	$S_{T2} = 10 \text{ MVA}$	$66Y / 6.6\Delta \text{ kV}$
Last, $M_L$ $U_L = 6.6 \text{ kV}$	$S_L = 8.5 \text{ MVA}$ $X_d'' = X1_{M_L} = X2_{M_L} = 16 \%$ $X0_{M_L} = 7 \%, Xn_{M_L} = 8 \%$	$\cos \varphi_L = 0.8$

① Starter med å velge referanseverdier:

$$S_{ref} = 17 \text{ MVA}$$

$$U_{ref} = 66 \text{ kV}$$

$$Z_{ref} = 256.2 \Omega$$

② Setter opp enlinjeskjema for null-, pluss-, minussystemet:

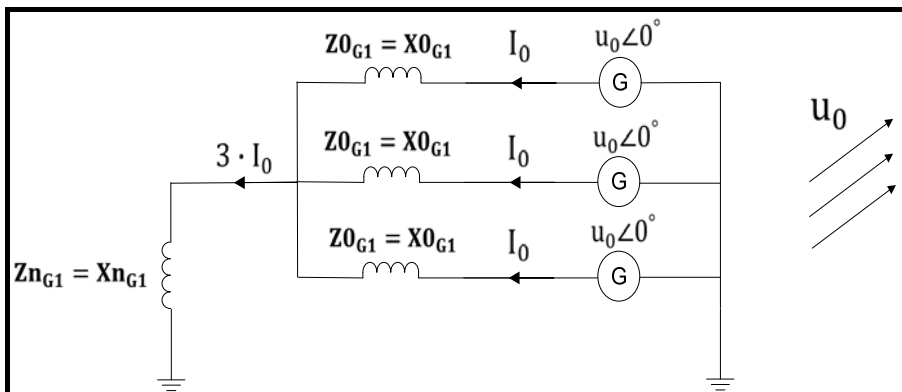
Benytter verdiene som er oppgitt i oppgaveteksten for å bygge enlinjeskjema i de ulike sekvensene.

Maskinene har spolejordet nullpunkt. Dette kommer fram i data opplysningene fra oppgaven,  $X_{nG1} = X_{nML} = 0.08 \text{ p.u.}$  Resultatet blir at nullpunktimpedansen skal multipliseres med 3, i nullsystemet. Dette kommer fram av ekvivalentskjema for generatoren i nullsystemet, i *Figur 1.2-V10*.

$$\bar{u}_0 = \bar{I}_0 \cdot X_{0G1} + 3 \cdot \bar{I}_0 \cdot X_{nG1} = \bar{I}_0 \cdot (X_{0G1} + 3 \cdot X_{nG1})$$

Total reaktans for hver av maskinene blir ut i fra *Figur 1.2*:

$$\underline{Z_{0G1,Totalt}} = X_{0G1} + 3 \cdot X_{nG1}$$



*Figur 1.2-V10. Ekvivalentskjema for generatoren i nullsystemet. Det blir tilsvarende ekvivalentskjema for motor (lasten) [5].*

$$X_{n_{G1}} = X_{n_{M_L}} = 0.08 \text{ p.u}$$

For maskinene blir nullpunkt reaktansene  
 $3 \cdot X_n = 0.24 \text{ p.u}$

$$X_{0_{G1}} = X_{0_{M_L}} = 0.07 \text{ p.u}$$

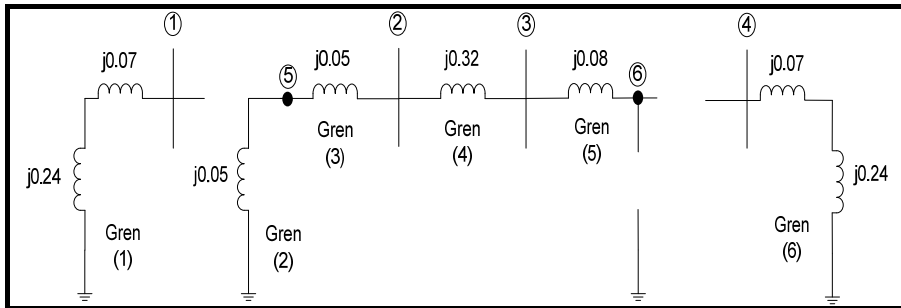
$$X_{0_{T1}} = 0.10 \text{ p.u}$$

Forenkler beregninger ved å tilføre trafo  
 med intern node⑤

$$X_{0_{23}} = 0.32 \text{ p.u}$$

$$X_{0_{T2}} = 0.08 \text{ p.u}$$

Forenkler beregninger ved å tilføre trafo  
 med intern node⑥



**Figur 1.3-V10.** Enlinjeskjema i nullsystemet. Node⑤ og node⑥ er interne noder i transformatoren.

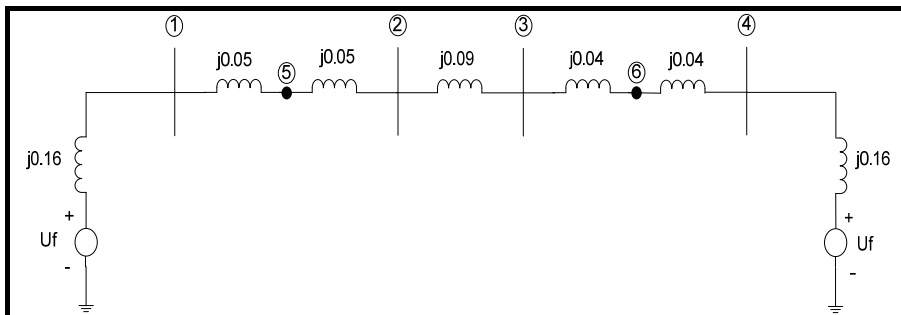
$$X_{1_{G1}} = X_{2_{G1}} = 0.16 \text{ p.u}$$

$$X_{1_{T1}} = X_{2_{T1}} = 0.10 \text{ p.u}$$

$$X_{1_{23}} = X_{2_{23}} = 0.09 \text{ p.u}$$

$$X_{1_{T2}} = X_{2_{T2}} = 0.08 \text{ p.u}$$

$$X_{1_{M_L}} = X_{2_{M_L}} = 0.16 \text{ p.u}$$



**Figur 1.4-V10.** Enlinjeskjema for plussystemet og minussystemet. For minussystemet knyttes maskinreaktansene direkte til jord.

③ Bygger opp impedansmatrisen for minussystemet:

Steg1 – Legger til gren (1) fra ”jord” mot node①

$$\textcircled{1} \begin{bmatrix} \textcircled{1} \\ j 0.31 \end{bmatrix}$$

Steg2 – Legger til gren (2) fra ”jord” mot node⑤

$$\begin{array}{c} \textcircled{1} \quad \textcircled{5} \\ \textcircled{1} \left[ \begin{array}{c|c} j 0.31 & 0 \\ \hline 0 & j 0.05 \end{array} \right] \\ \textcircled{5} \end{array}$$

Steg3 – Legger til gren (3) mellom node⑤ og node②

$$\begin{array}{c} \textcircled{1} \quad \textcircled{5} \quad \textcircled{2} \\ \textcircled{1} \left[ \begin{array}{cc|c} j 0.31 & 0 & 0 \\ \hline 0 & j 0.05 & j 0.05 \\ \hline 0 & j 0.05 & j 0.10 \end{array} \right] \\ \textcircled{5} \quad \textcircled{2} \end{array}$$

Steg4 – Legger til gren (4) mellom node② og node③

$$\begin{array}{c} \textcircled{1} \quad \textcircled{5} \quad \textcircled{2} \quad \textcircled{3} \\ \textcircled{1} \left[ \begin{array}{cccc|c} j 0.31 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & j 0.05 & j 0.05 & j 0.05 & \\ \hline 0 & j 0.05 & j 0.10 & j 0.10 & \\ \hline 0 & j 0.05 & j 0.10 & j 0.42 & \end{array} \right] \\ \textcircled{5} \quad \textcircled{2} \quad \textcircled{3} \end{array}$$

Steg5 – Legger til gren (5) mellom node③ og node⑥

$$\begin{array}{c} \textcircled{1} \quad \textcircled{5} \quad \textcircled{2} \quad \textcircled{3} \quad \textcircled{6} \\ \textcircled{1} \left[ \begin{array}{ccccc|c} j 0.31 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & j 0.05 & j 0.05 & j 0.05 & j 0.05 & \\ \hline 0 & j 0.05 & j 0.10 & j 0.10 & j 0.10 & \\ \hline 0 & j 0.05 & j 0.10 & j 0.42 & j 0.42 & \\ \hline 0 & j 0.05 & j 0.10 & j 0.42 & j 0.50 & \end{array} \right] \\ \textcircled{5} \quad \textcircled{2} \quad \textcircled{3} \quad \textcircled{6} \end{array}$$

Steg6 – Legger til gren (6) fra node④ mot ”jord”

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{cccccc}
 & \textcircled{1} & \textcircled{5} & \textcircled{2} & \textcircled{3} & \textcircled{6} & \textcircled{4} \\
 \textcircled{1} & j 0.31 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \textcircled{5} & 0 & j 0.05 & j 0.05 & j 0.05 & j 0.05 & 0 \\
 \textcircled{2} & 0 & j 0.05 & j 0.10 & j 0.10 & j 0.10 & 0 \\
 \textcircled{3} & 0 & j 0.05 & j 0.10 & j 0.42 & j 0.42 & 0 \\
 \textcircled{6} & 0 & j 0.05 & j 0.10 & j 0.42 & j 0.50 & 0 \\
 \textcircled{4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & j 0.31
 \end{array}
 \end{array}$$

Steg7 – Stryker node⑤ og node⑥

I punkt 2 er det nevnt at transformatorer har en ”intern node”. Dette er en matematisk forenkling som benyttes i dataprogrammer fordi dette gjør beregningene mindre komplisert [5]. Videre arbeid blir derfor å stryke ut radene og kolonnene for node⑤ og node⑥:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{cccc}
 & \textcircled{1} & \textcircled{2} & \textcircled{3} & \textcircled{4} \\
 \textcircled{1} & j 0.31 & 0 & 0 & 0 \\
 \textcircled{2} & 0 & j 0.10 & j 0.10 & 0 \\
 \textcircled{3} & 0 & j 0.10 & j 0.42 & 0 \\
 \textcircled{4} & 0 & 0 & 0 & j 0.31
 \end{array}
 \end{array}$$

Steg8 – Står igjen med impedansmatrisen for nullsystemet:

$$Z_{bus}^{(0)} = \begin{array}{c}
 \begin{array}{cccc}
 & \textcircled{1} & \textcircled{2} & \textcircled{3} & \textcircled{4} \\
 \textcircled{1} & j 0.31 & 0 & 0 & 0 \\
 \textcircled{2} & 0 & j 0.10 & j 0.10 & 0 \\
 \textcircled{3} & 0 & j 0.10 & j 0.42 & 0 \\
 \textcircled{4} & 0 & 0 & 0 & j 0.31
 \end{array}
 \end{array}$$

④ Bygger opp impedansmatrisen for plussystemet og minussystemet:

Steg1 – Benytter samme framgangsmåte som punkt 3

Det benyttes samme framgangsmåte ved å bygge impedansmatrisen for nullsystemet som for plussystemet. Ender opp med følgende matrise:

$$\begin{array}{c}
 \textcircled{1} \quad \textcircled{2} \quad \textcircled{3} \quad \textcircled{4} \quad \textcircled{p} \\
 \left[ \begin{array}{ccccc}
 \textcircled{1} & j 0.16 & j 0.16 & j 0.16 & j 0.16 & j 0.16 \\
 \textcircled{2} & j 0.16 & j 0.26 & j 0.26 & j 0.26 & j 0.26 \\
 \textcircled{3} & j 0.16 & j 0.26 & j 0.35 & j 0.35 & j 0.35 \\
 \textcircled{4} & j 0.16 & j 0.26 & j 0.35 & j 0.43 & j 0.43 \\
 \textcircled{p} & j 0.16 & j 0.26 & j 0.35 & j 0.43 & j 0.59
 \end{array} \right]
 \end{array}$$

Steg2 – Benytter ”Kron” forenklingsmetode [5 (side 301-305)]

$$Z_{11(\text{ny})} = j 0.16 - \frac{(j 0.16)(j 0.16)}{j 0.59} = j 0.1166$$

$$Z_{22(\text{ny})} = j 0.26 - \frac{(j 0.26)(j 0.26)}{j 0.59} = j 0.1454$$

$$Z_{33(\text{ny})} = j 0.35 - \frac{(j 0.35)(j 0.35)}{j 0.59} = j 0.1424$$

$$Z_{44(\text{ny})} = j 0.43 - \frac{(j 0.43)(j 0.43)}{j 0.59} = j 0.1166$$

$$Z_{12(\text{ny})} = Z_{21(\text{ny})} = j 0.16 - \frac{(j 0.16)(j 0.26)}{j 0.59} = j 0.0895$$

$$Z_{13(\text{ny})} = Z_{31(\text{ny})} = j 0.16 - \frac{(j 0.16)(j 0.35)}{j 0.59} = j 0.0651$$

$$Z_{14(\text{ny})} = Z_{41(\text{ny})} = j 0.16 - \frac{(j 0.16)(j 0.43)}{j 0.59} = j 0.0434$$

$$Z_{23(\text{ny})} = Z_{32(\text{ny})} = j 0.26 - \frac{(j 0.26)(j 0.35)}{j 0.59} = j 0.1058$$

$$Z_{24(\text{ny})} = Z_{42(\text{ny})} = j 0.26 - \frac{(j 0.26)(j 0.43)}{j 0.59} = j 0.0705$$

$$Z_{23(\text{ny})} = Z_{32(\text{ny})} = j 0.26 - \frac{(j 0.26)(j 0.35)}{j 0.59} = j 0.1058$$

$$Z_{34(\text{ny})} = Z_{43(\text{ny})} = j 0.35 - \frac{(j 0.35)(j 0.43)}{j 0.59} = j 0.0949$$



Steg3 – Setter inn verdier fra steg 2 og ender opp med ”reell” impedansmatrise for plussystemet og minussystemet:

$$Z_{bus}^{(1)} = Z_{bus}^{(2)} = \begin{matrix} & \textcircled{1} & \textcircled{2} & \textcircled{3} & \textcircled{4} \\ \textcircled{1} & j 0.1166 & j 0.0895 & j 0.0651 & j 0.0434 \\ \textcircled{2} & j 0.0895 & j 0.1454 & j 0.1058 & j 0.0705 \\ \textcircled{3} & j 0.0651 & j 0.1058 & j 0.1424 & j 0.0949 \\ \textcircled{4} & j 0.0434 & j 0.0705 & j 0.0949 & j 0.1166 \end{matrix}$$

⑤ Beregner impedansen i faseavbruddet for alle sekvensene:

Linjeimpedansen er oppgitt:

$$Z_{123} = Z_{223} = j 0.09 \text{ p. u}$$

$$Z_{023} = j 0.32 \text{ p. u}$$

Impedans mellom bruddet, se forklaring i teoridel kilde [5].

$$\begin{aligned} Z_{pp'}^{(1)} = Z_{pp'}^{(2)} &= \frac{-Z_{123}^2}{Z_{th,mn}^{(1)} - Z_{123}} = \frac{-Z_{123}^2}{Z_{22}^{(1)} + Z_{33}^{(1)} - 2 \cdot Z_{23}^{(1)} - Z_{123}} \\ &= \frac{-(j 0.09)^2}{j 0.1454 + j 0.1424 - 2 \cdot j 0.1058 - j 0.09} = \underline{j 0.5869 \text{ p. u.}} \end{aligned}$$

$$Z_{pp'}^{(0)} = \frac{-Z_{023}^2}{Z_{th,mn}^{(0)} - Z_{023}} = \frac{-Z_{023}^2}{Z_{22}^{(0)} + Z_{33}^{(0)} - 2 \cdot Z_{23}^{(0)} - Z_{023}} = \frac{-(j 0.32)^2}{j 0.10 + j 0.42 - 2 \cdot j 0.10 - j 0.32} = \infty$$

⑥ Beregner strømmen som flyter mellom node② og node③ før feil:

Vet at:

$$S_L = 0.5 \text{ p. u.}$$

$$\cos \varphi_L = 0.8$$

$$\sin \varphi_L = 0.6$$

Antar at spenningen på node③ er 66 kV:

$$U_3 = 1.0 + j 0.0 \text{ p. u.}$$

Strømmen før feil:

$$I_{23ff} = \frac{S_L}{U_3^*} = \frac{0.5 \cdot (0.8 - j 0.6)}{1.0} = \underline{0.4 - j 0.3 \text{ p. u.}}$$

⑦ Beregner linjespenningene etter faseavbrudd:

Benytter samme formler som i teoridelen i [5]. Men i nullsystemet blir det ut ifra faseavbruddet en  $\infty$  stor motstand. Derfor blir ikke nullsystem impedansen i faseavbruddet tatt med i beregningene slik som det ble beregnet i teoridelen i [5]. *Figur 1.4-V10* bekrefter dette.

Steg 1 – Formel 12.38 i [5] gir følgende formel:

$$\begin{aligned} U_a^{(0)} = U_a^{(2)} = U_a^{(1)} &= I_{23} \cdot \frac{Z_{pp'}^{(1)} \cdot Z_{pp'}^{(2)}}{Z_{pp'}^{(1)} + Z_{pp'}^{(2)}} = (0.4 - j 0.3) \cdot \frac{(j 0.5869)(j 0.5869)}{(j 0.5869) + (j 0.5869)} \\ &= \underline{0.0880 + j 0.1174 \text{ p.u.}} \end{aligned}$$

Steg 2 – Formel 12.27 i [5] gir følgende formel:

$$\begin{aligned} \Delta U_3^{(1)} = \Delta U_3^{(2)} &= \frac{Z_{32}^{(1)} - Z_{33}^{(1)}}{Z_{123}} \cdot U_a^{(1)} = \left( \frac{j 0.1058 - j 0.1424}{j 0.09} \right) \cdot (0.0880 + j 0.1174) \\ &= \underline{-0.0358 - j 0.0477 \text{ p.u.}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_3^{(0)} &= \frac{Z_{32}^{(0)} - Z_{33}^{(0)}}{Z_{023}} \cdot U_a^{(0)} = \left( \frac{j 0.10 - j 0.42}{j 0.32} \right) \cdot (0.0880 + j 0.1174) \\ &= \underline{-0.088 - j 0.01174 \text{ p.u.}} \end{aligned}$$

Steg 3 – Spenningsfallet:

$$\begin{aligned} \Delta U_3 &= \Delta U_3^{(0)} + \Delta U_3^{(1)} + \Delta U_3^{(2)} \\ &= (-0.088 - j 0.1174) + (-0.0358 - j 0.0477) + (-0.0358 - j 0.0477) \\ \Delta U_3 &= \underline{-0.1596 - j 0.2128 \text{ p.u.}} \end{aligned}$$

Steg 4 – Linjespenningene i p.u.:

$$\begin{aligned} U_{3(ny)} = U_3 + \Delta U_3 &= (1.0 + j 0.0) + (-0.1596 - j 0.2128) = 0.8404 - j 0.2128 \\ &= \underline{\underline{0.8669 \angle -14.21^\circ \text{ p.u.}}} \end{aligned}$$

## ***Vedlegg 11 – Faseavbrudd beskrevet i kap.4 (diagram)***

### **11.1 Innledning**

Hensikten med dette vedlegget er å samle diagrammene fra simuleringene i SIMPOW som viser svingningene til aktiv effekt, polhjulsvinkel, spenning og strøm ved faseavbrudd i mindre simuleringsmodeller ut i fra ulike Case-Forsøk beskrevet i kapittel 4. Diagrammene er relatert til SG1 fra modellene i kap.4 *fig 1(A) og 1(B).*

Etter 1 sekund i simuleringen åpner fase A på noden GenNedreFisk. Faseavbruddet står på i 10 sekunder. Diagrammene viser en simuleringsperiode på ca. 20 sekund. Dette er likt for x-aksen i samtlige diagram.

For aktiv effekt er y-aksen skalert fra 0-25 MW, polhjulsvinkel fra 0-90°, fasespenning fra 2-5 kV, linjespenning fra 5-8 kV og generatorstrøm fra 0-3 kA. Dette gjelder samtlige diagram.

Diagrammene er laget i Matlab mens verdiene er hentet fra SIMPOW. Hensikten med diagrammene er å illustrere forskjellene mellom de ulike Case-Forsøk. Det blir fort mange sider når en skal ha større figurer som viser tallverdiene fra diagrammene. Derfor er det valgt en metode som viser Case for Case med samtlige forsøk mellom en modell **med last** og en **uten last**. De elektrotekniske størrelsene som er analysert fra simuleringene er delt inn i egne underkapittel fra vedlegg 11.2–11.6.

Det er valgt å diskutere observasjonene til de ulike elektrotekniske størrelsene som aktiv effekt, polhjulsvinkel, spenning og strøm på slutten av hvert underkapittel i dette vedlegget. Dette vedlegget avsluttes med en diskusjon som tar for seg en tydelig observasjon av betydning til sp.regulatoren. Sammendrag og konklusjon av observasjonene blir gjengitt i hoveddelen kap. 4.

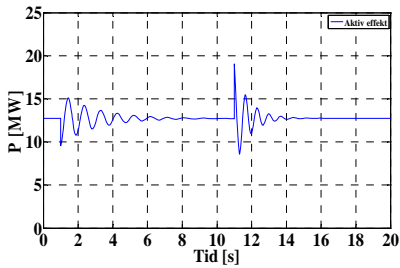
I hovedrapporten er det valgt å få fram de mest markante observasjonene fra diskusjonene i dette vedlegget og nøkkeltallene i vedlegg 12. Diagrammene i hovedrapporten er derfor de samme som i dette vedlegget. Men i hovedrapporten er Matlab benyttet for å illustrere svingningene i diagrammene som er av markant betydning med større skalering. Dermed blir resultatene mer entydig i forhold til den illustrerende kurven av svingningene til de ulike elektrotekniske størrelsene. Unntaket er *figur 4.3.7* som er kopiert fra SIMPOW og gjengitt i kapittel 4.3 og Vedlegg 11.7.

Optpow og Dynpow filer fra SIMPOW, og Matlab-filer er lagt inn på DVD.

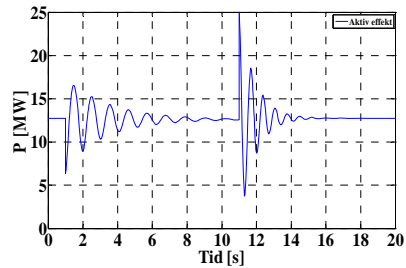
## 11.2 – SG1 – Aktiv effekt – P [MW]

### Case1 – Aktiv effekt synkron generator

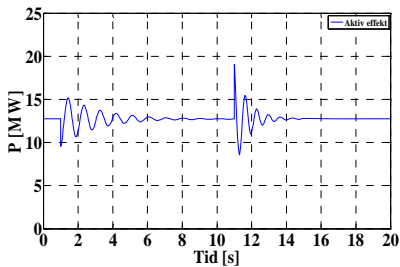
Forsøk 1 **MED LAST**



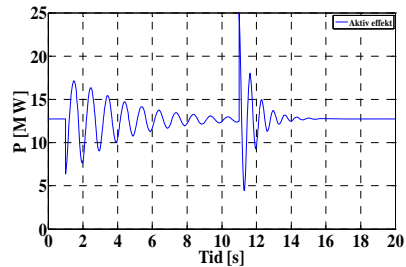
Forsøk 1 **UTEN LAST**



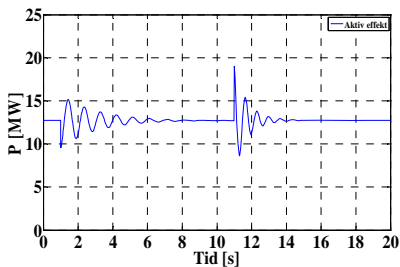
Forsøk 2 **MED LAST**



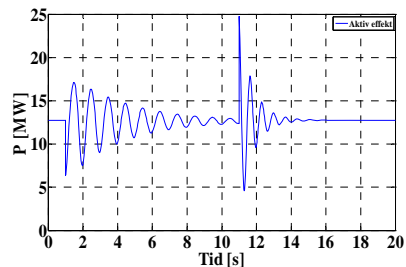
Forsøk 2 **UTEN LAST**



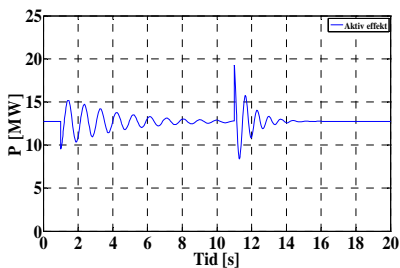
Forsøk 3 **MED LAST**



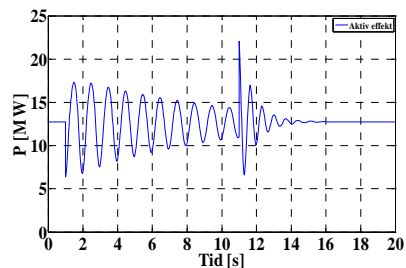
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

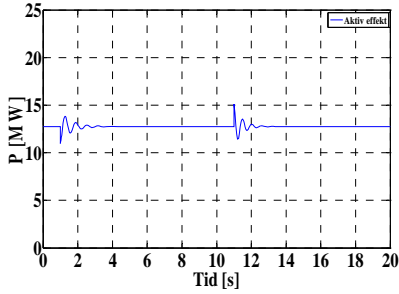


Forsøk 4 **UTEN LAST**

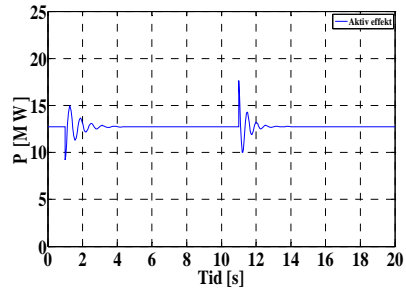


## Case2 – Aktiv effekt synkrongenerator

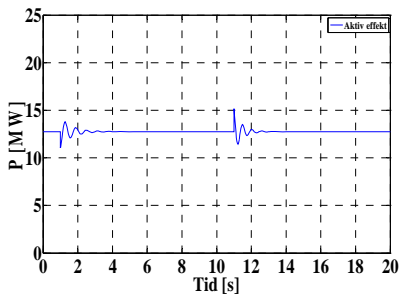
Forsøk 1 **MED LAST**



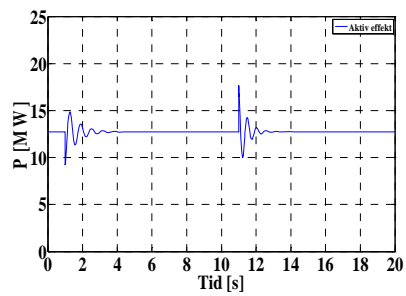
Forsøk 1 **UTEN LAST**



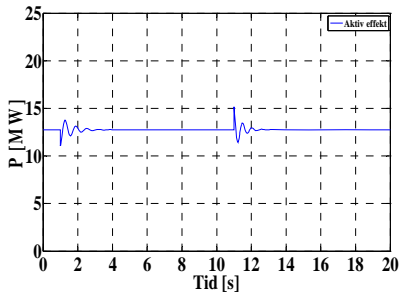
Forsøk 2 **MED LAST**



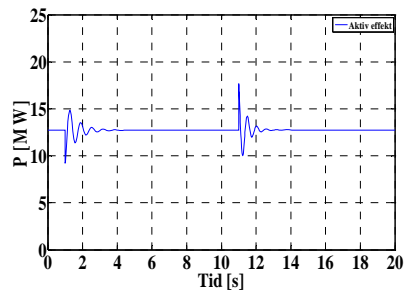
Forsøk 2 **UTEN LAST**



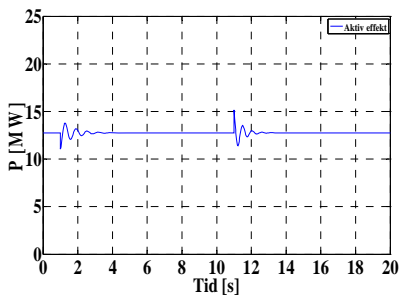
Forsøk 3 **MED LAST**



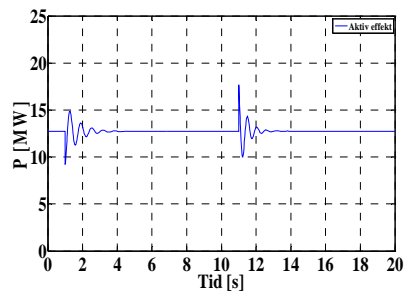
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

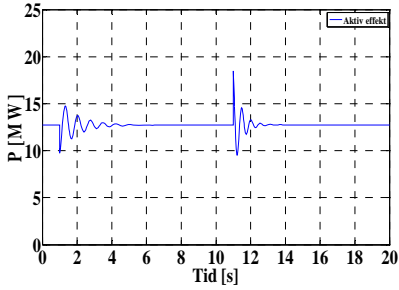


Forsøk 4 **UTEN LAST**

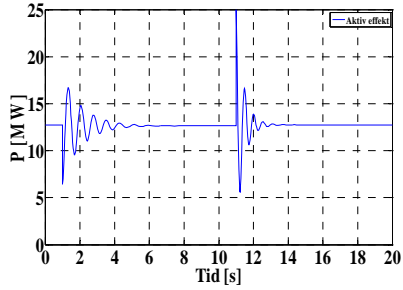


### Case3 – Aktiv effekt synkrongenerator

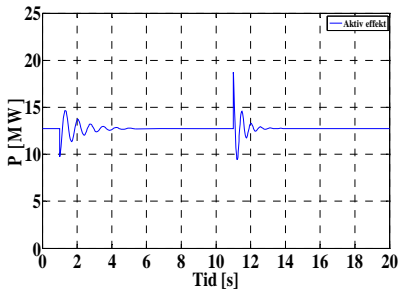
Forsøk 1 **MED LAST**



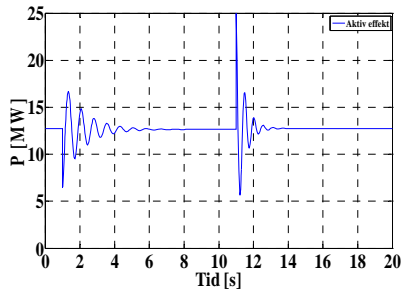
Forsøk 1 **UTEN LAST**



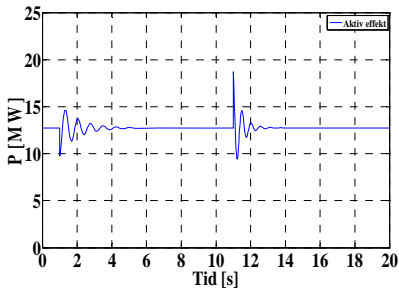
Forsøk 2 **MED LAST**



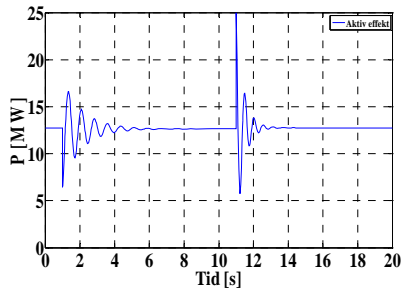
Forsøk 2 **UTEN LAST**



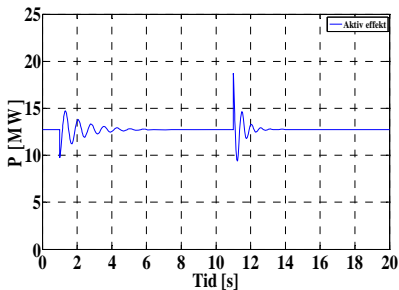
Forsøk 3 **MED LAST**



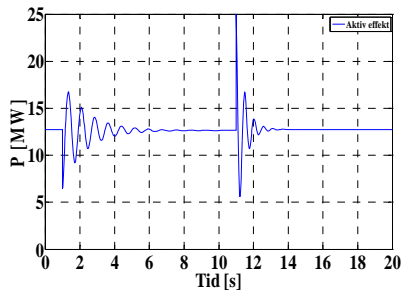
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

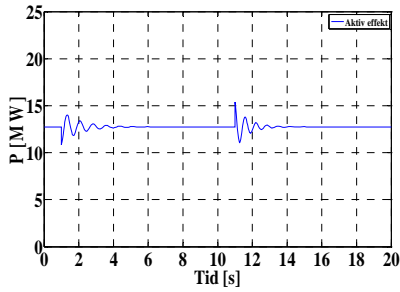


Forsøk 4 **UTEN LAST**

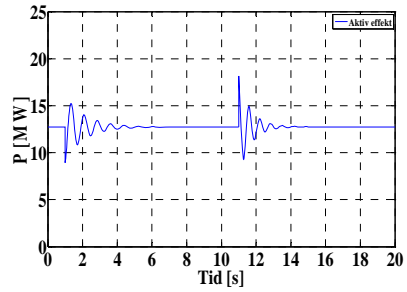


## Case4 – Aktiv effekt synkrongenerator

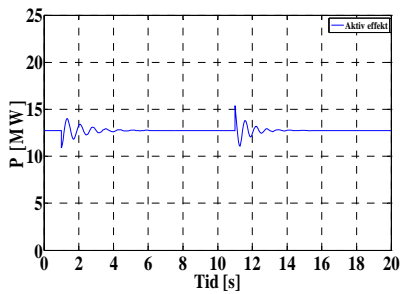
Forsøk 1 **MED LAST**



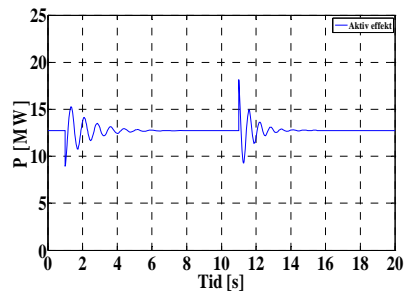
Forsøk 1 **UTEN LAST**



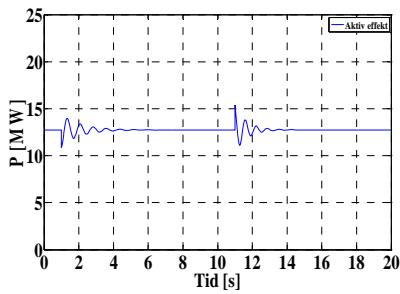
Forsøk 2 **MED LAST**



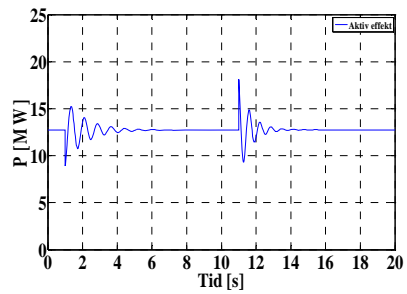
Forsøk 2 **UTEN LAST**



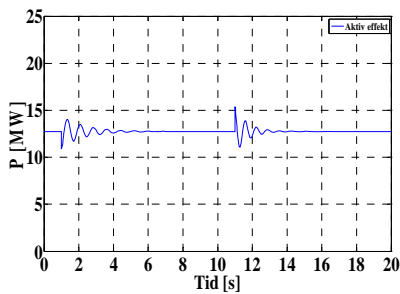
Forsøk 3 **MED LAST**



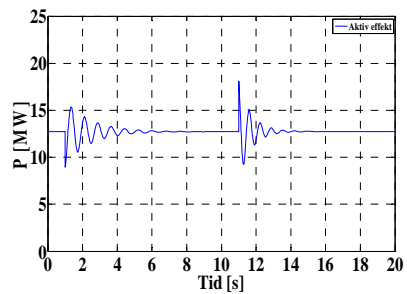
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

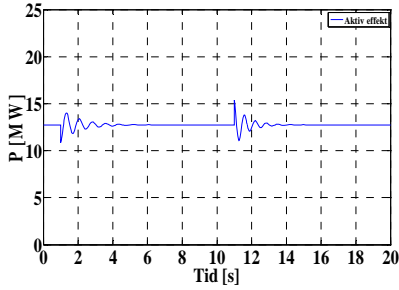


Forsøk 4 **UTEN LAST**

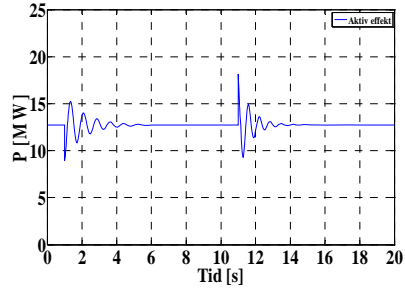


## Case5 – Aktiv effekt synkrongenerator

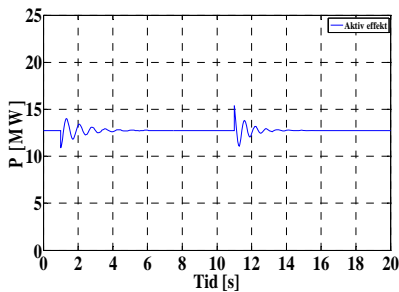
### Forsøk 1 MED LAST



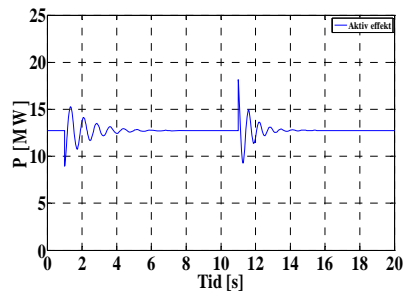
### Forsøk 1 UTEN LAST



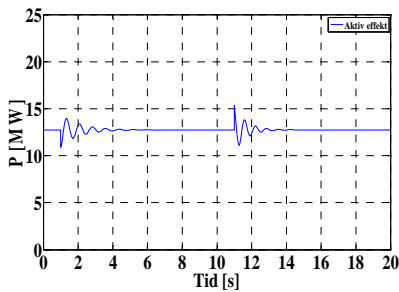
### Forsøk 2 MED LAST



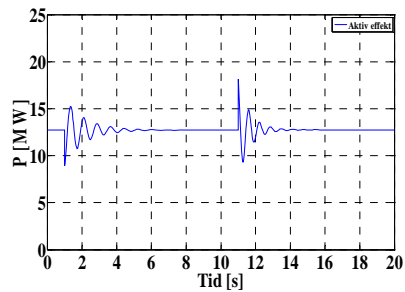
### Forsøk 2 UTEN LAST



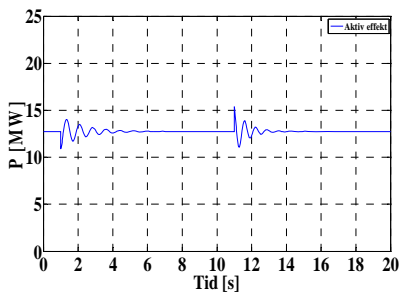
### Forsøk 3 MED LAST



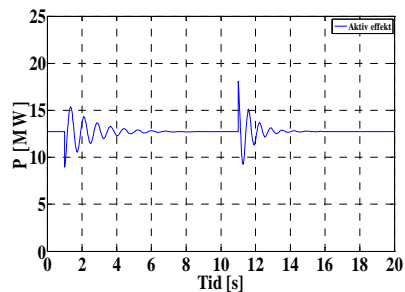
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST



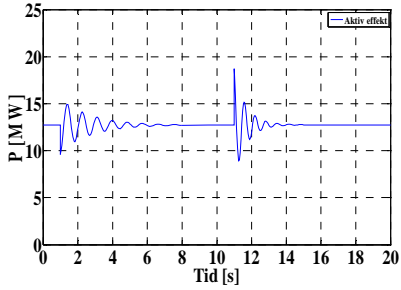
### Forsøk 4 UTEN LAST



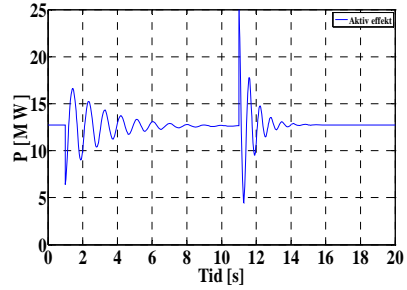


## Case6 – Aktiv effekt synkrongenerator

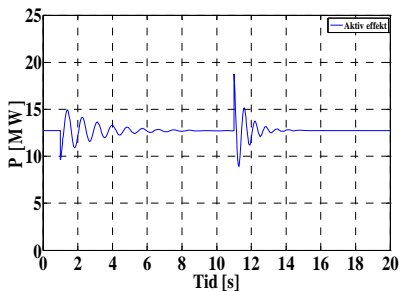
Forsøk 1 **MED LAST**



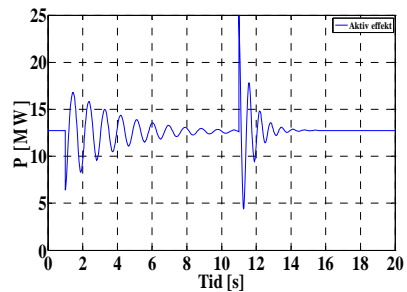
Forsøk 1 **UTEN LAST**



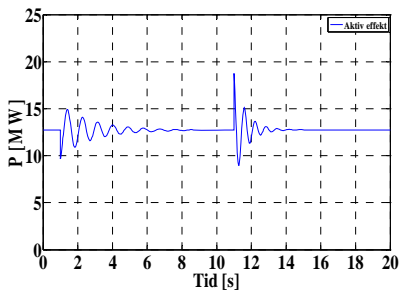
Forsøk 2 **MED LAST**



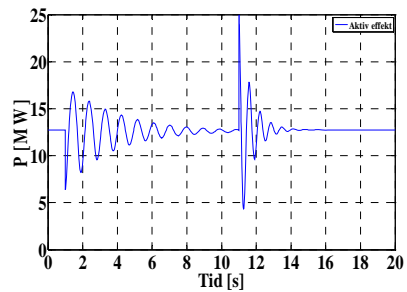
Forsøk 2 **UTEN LAST**



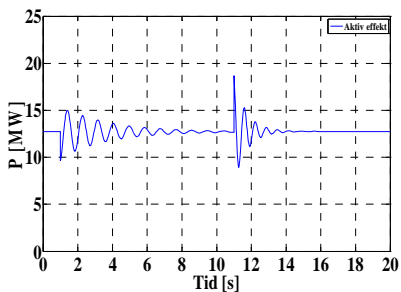
Forsøk 3 **MED LAST**



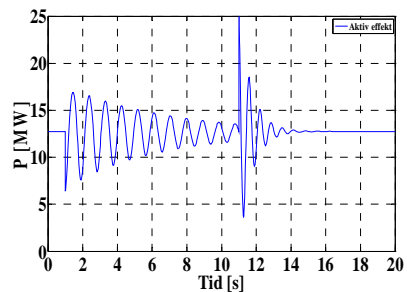
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

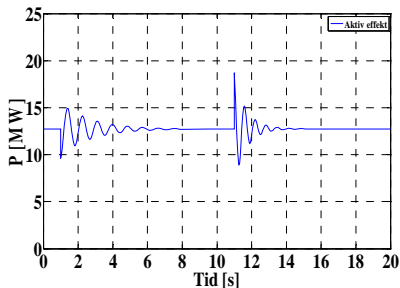


Forsøk 4 **UTEN LAST**

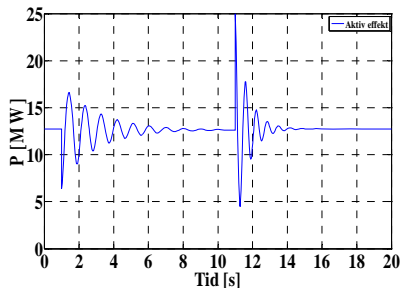


## Case7 – Aktiv effekt synkron generator

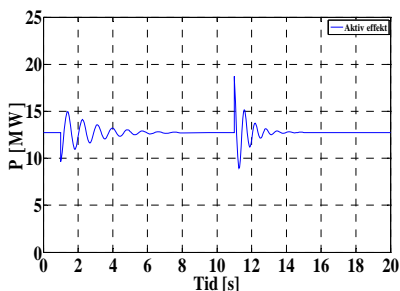
### Forsøk 1 MED LAST



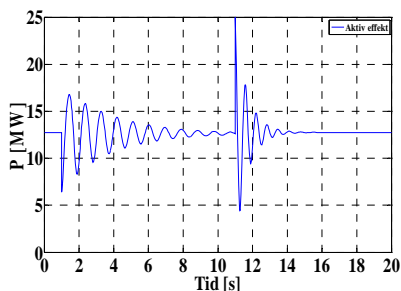
### Forsøk 1 UTEN LAST



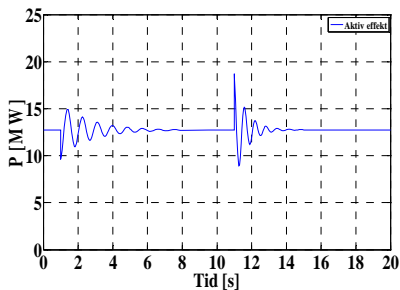
### Forsøk 2 MED LAST



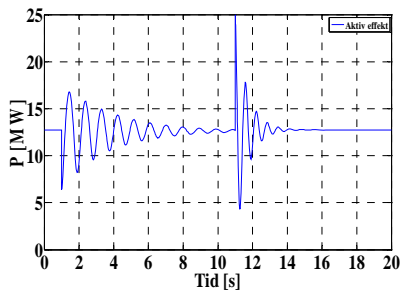
### Forsøk 2 UTEN LAST



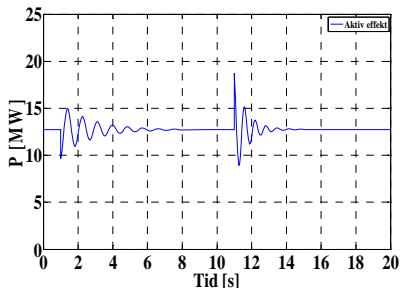
### Forsøk 3 MED LAST



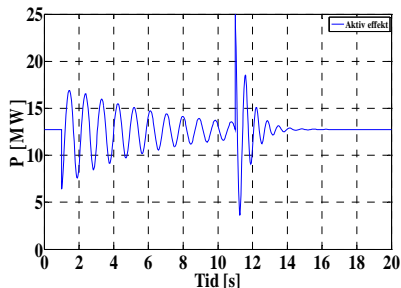
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST



### Forsøk 4 UTEN LAST



### **Observasjon – Aktiv effekt**

Generatoren produserer 12,75 MW før faseavbrudd. I løpet av faseavbruddet på 10 sekund så vil aktiv effekt svinge seg inn mot steady state verdi, 12,75 MW. Tiden dette tar varierer ut i fra de ulike case. Men i de fleste casene vil aktiv effekt nå ss-verdi før feil under faseavbrudd.

Det kommer tydelig fram i Case1, Case3, Case6 og Case7 at en last i mellom generatoren og STIVT NETT er med på å dempe ut svingningene til aktiv effekt på et tidligere tidspunkt enn for de andre casene. Felles for Case3-6-7 er koplingsgruppen til T1, 6.6y / 66Y kV.

### **Med last**

Når T1 skiller generatoren og STIVT NETT med koplingsgruppen d/Y, så vil amplituden på den første (største) svingningen reduseres i forhold til når T1 er y/Y. Forskjellen er ca. 6 % mindre amplitude ved en d/Y – kopling på T1.

Når T1 og T2 skiller generatoren og STIVT NETT med koplingsgruppen d/Y på T1, så vil amplituden på den første (største) svingningen reduseres til det samme, ca. 6 % mindre amplitude ved en d/Y – kopling på T1.

### **Uten last**

Når T1 skiller generatoren og STIVT NETT med koplingsgruppen d/Y, så vil amplituden på den første (største) svingningen reduseres i forhold til når T1 er y/Y. Forskjellen er ca. 11 % mindre amplitude ved en d/Y – kopling på T1.

Når T1 og T2 skiller generatoren og STIVT NETT med koplingsgruppen d/Y på T1, så vil amplituden på den første (største) svingningen reduseres i forhold til når T1 er y/Y. Forskjellen er ca. 9 % mindre amplitude ved en d/Y – kopling på T1.

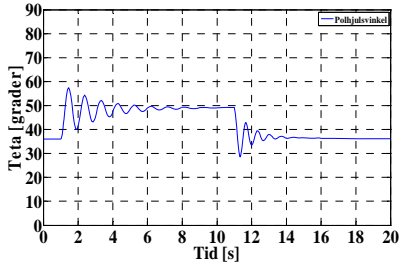
Verdiene på 6 %, 6 %, 11 % og 9 % er tilnærmet lik for Forsøk1-2-3-4.

Sammenhengen mellom transformatorkoplingene er at en d/Y – koplet transformator mellom SG1 og faseavbruddet vil redusere amplituden på den første (største) svingningen i forhold til en y/Y – koplet transformator. Samtidig vil det ta lengre tid før aktiv generatoreffekt svinger seg inn mot ss-verdi under faseavbrudd ved y/Y – koplet transformator (T1) foran generator. Med andre ord anbefales det å benytte d/Y – koplet generatortransformator med tanke på stabilitetsproblemer ved usymmetrisk feil som faseavbrudd.

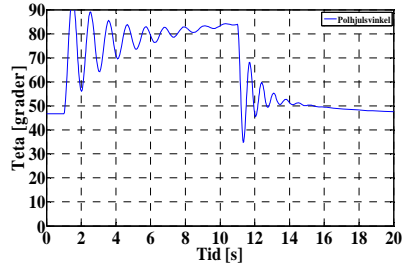
# 11.3 – SG1 – Polhjulsinkel – Teta [°]

## Case1 Polhjulsinkel synkrongenerator

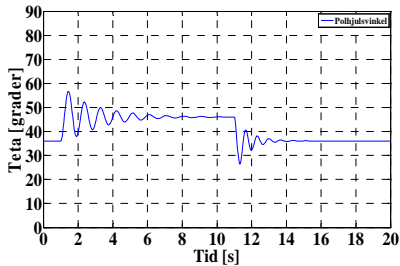
Forsøk 1 **MED LAST**



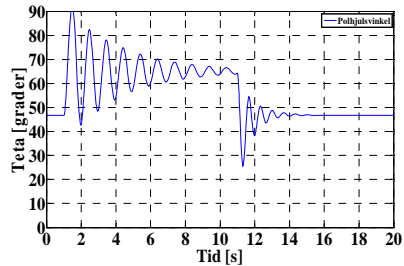
Forsøk 1 **UTEN LAST**



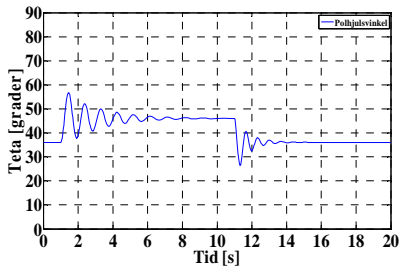
Forsøk 2 **MED LAST**



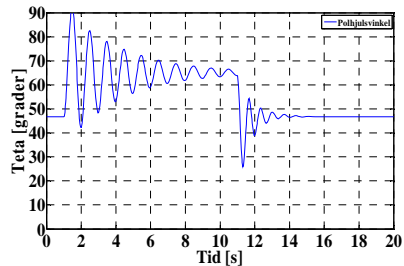
Forsøk 2 **UTEN LAST**



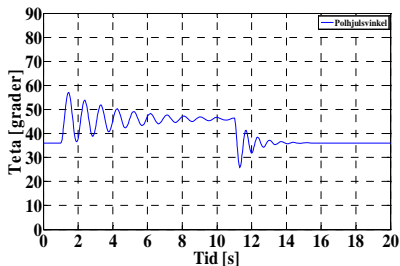
Forsøk 3 **MED LAST**



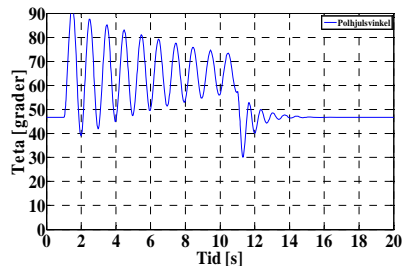
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

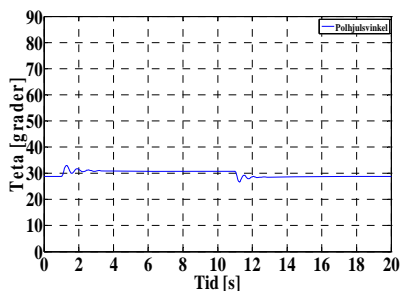


Forsøk 4 **UTEN LAST**

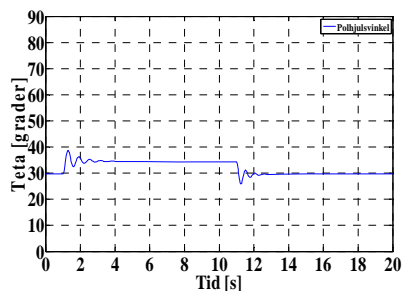


## Case2 Polhjulsvinkel synkrongenerator

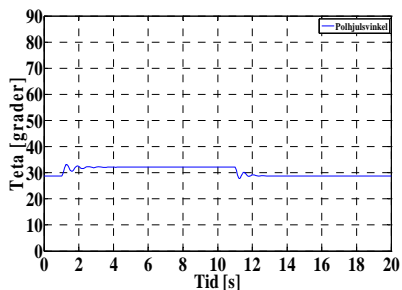
Forsøk 1 **MED LAST**



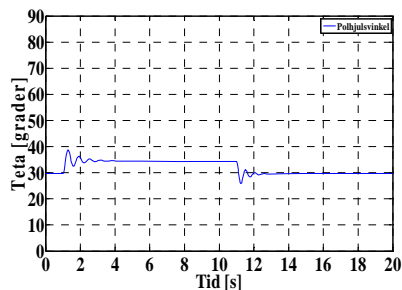
Forsøk 1 **UTEN LAST**



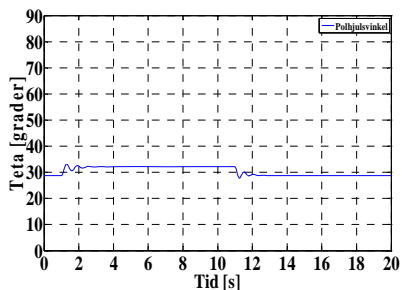
Forsøk 2 **MED LAST**



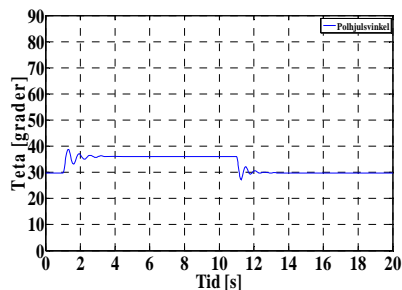
Forsøk 2 **UTEN LAST**



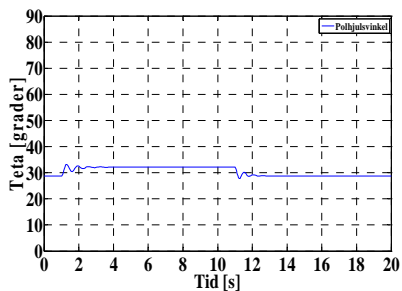
Forsøk 3 **MED LAST**



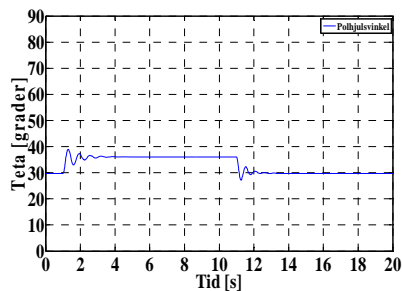
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

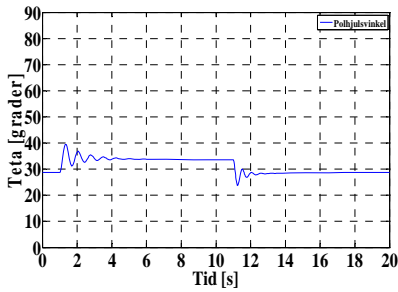


Forsøk 4 **UTEN LAST**

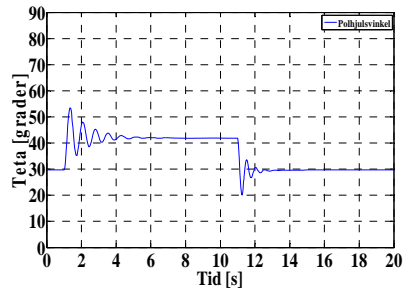


## Case3 Polhjulsinkel synkrongenerator

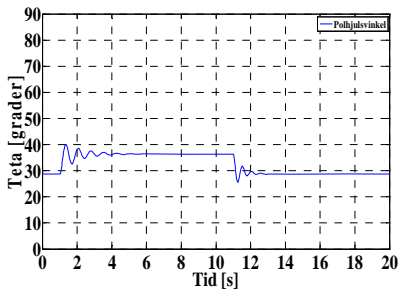
### Forsøk 1 MED LAST



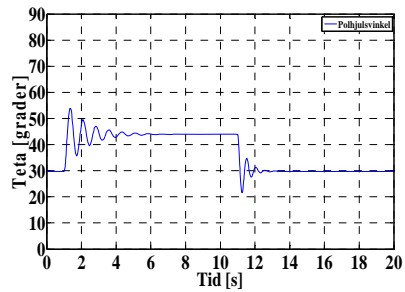
### Forsøk 1 UTEN LAST



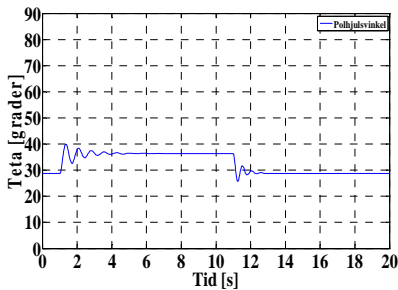
### Forsøk 2 MED LAST



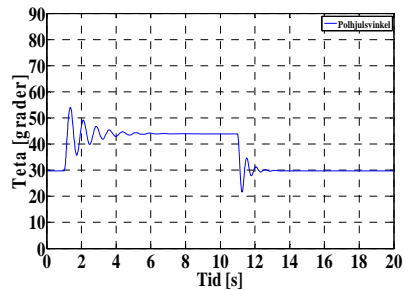
### Forsøk 2 UTEN LAST



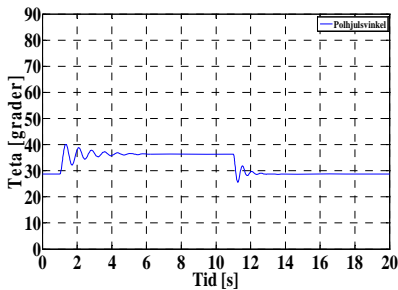
### Forsøk 3 MED LAST



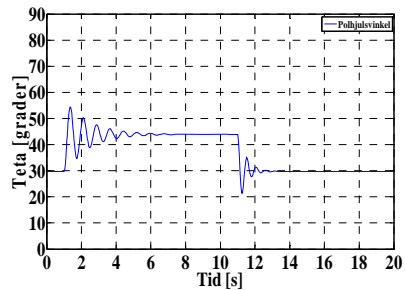
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST

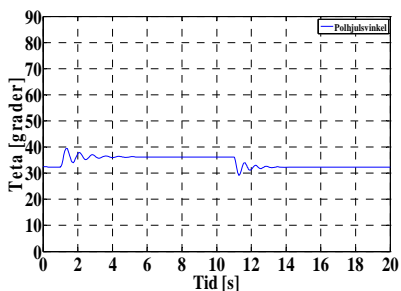


### Forsøk 4 UTEN LAST

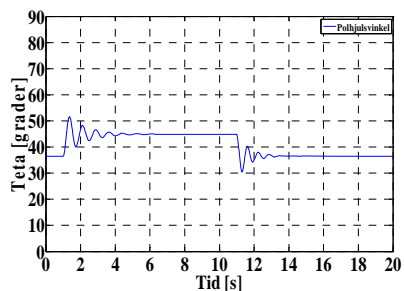


## Case4 Polhjulsvinkel synkrongenerator

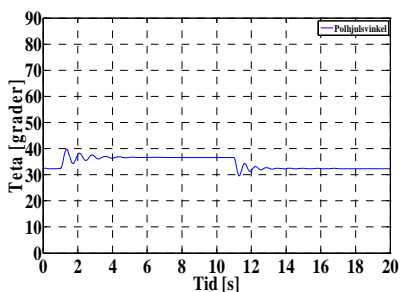
Forsøk 1 **MED LAST**



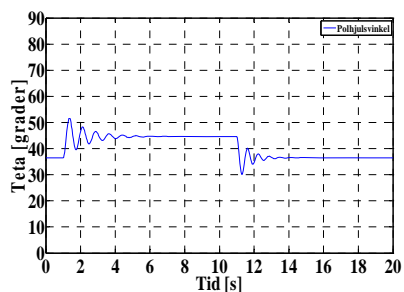
Forsøk 1 **UTEN LAST**



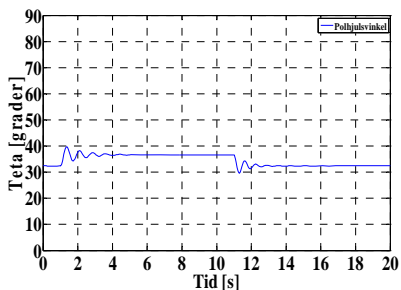
Forsøk 2 **MED LAST**



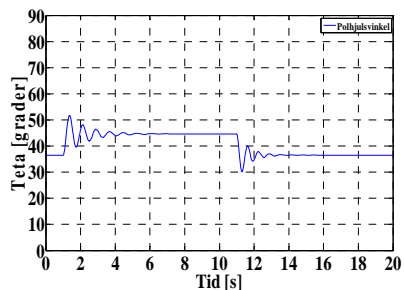
Forsøk 2 **UTEN LAST**



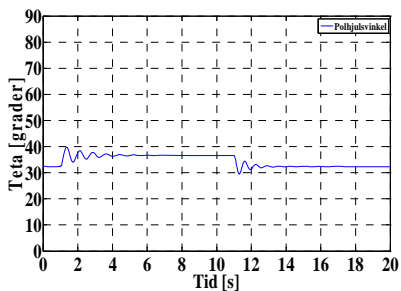
Forsøk 3 **MED LAST**



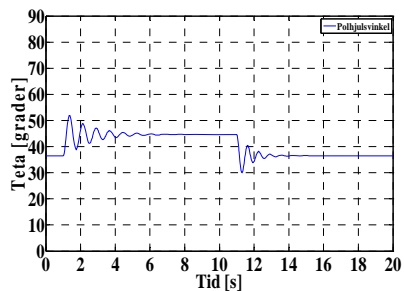
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

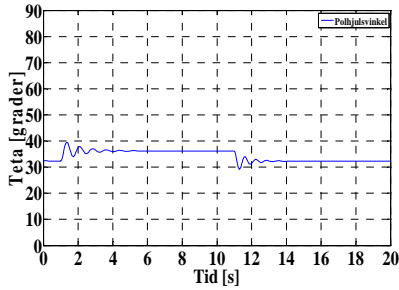


Forsøk 4 **UTEN LAST**

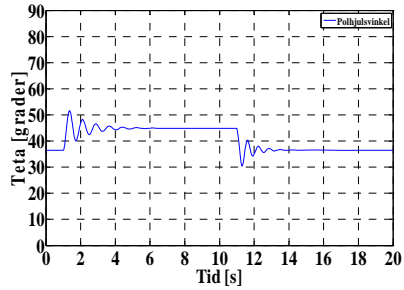


## Case5 Polhjulsinkel synkrongenerator

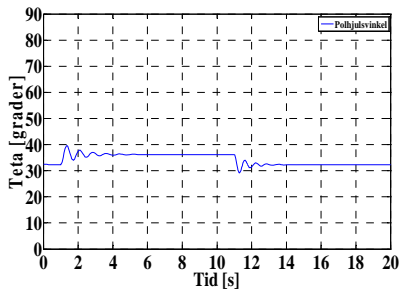
### Forsøk 1 MED LAST



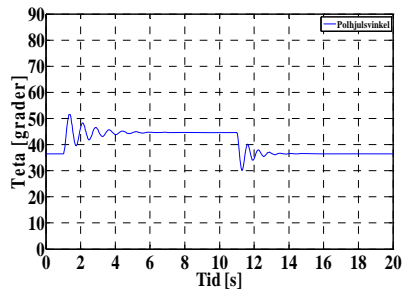
### Forsøk 1 UTEN LAST



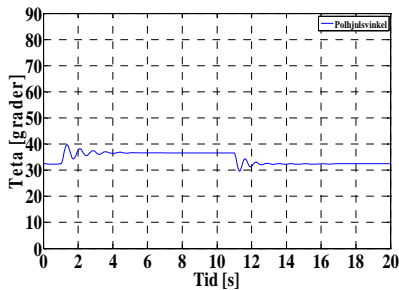
### Forsøk 2 MED LAST



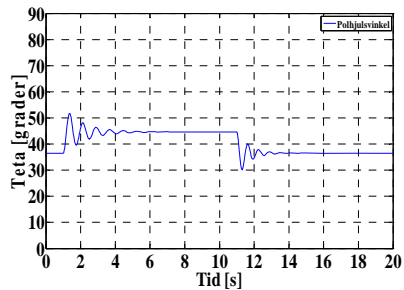
### Forsøk 2 UTEN LAST



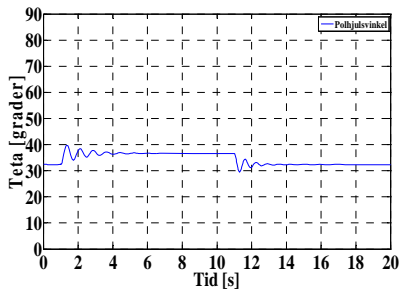
### Forsøk 3 MED LAST



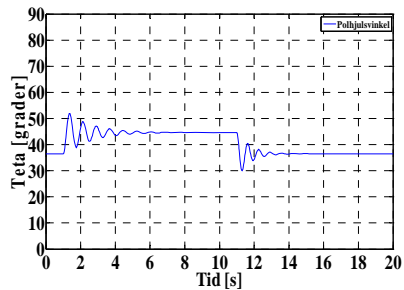
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST



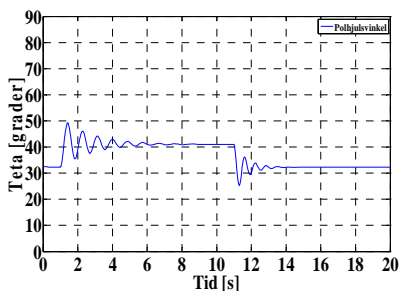
### Forsøk 4 UTEN LAST



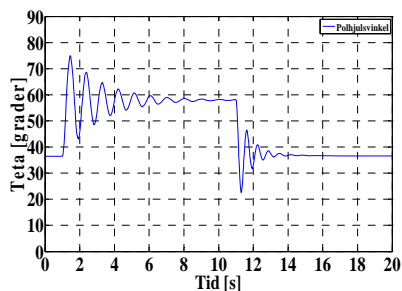


## Case6 Polhjulsvinkel synkrongenerator

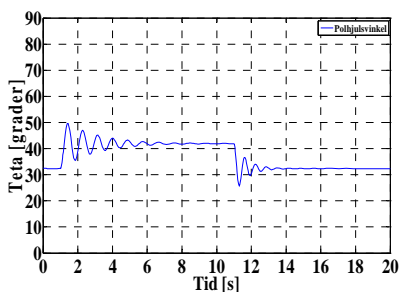
Forsøk 1 **MED LAST**



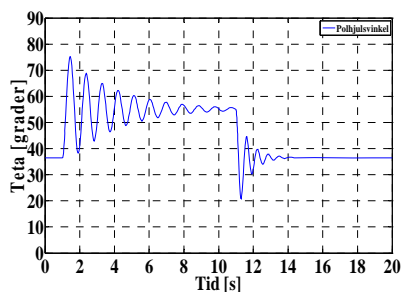
Forsøk 1 **UTEN LAST**



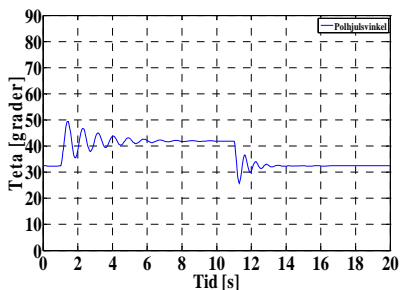
Forsøk 2 **MED LAST**



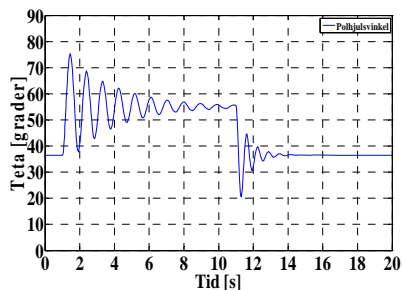
Forsøk 2 **UTEN LAST**



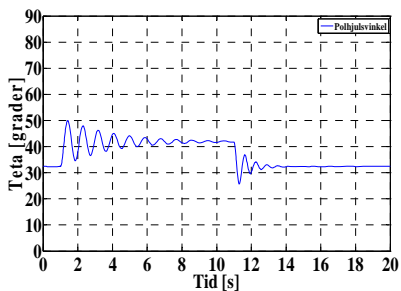
Forsøk 3 **MED LAST**



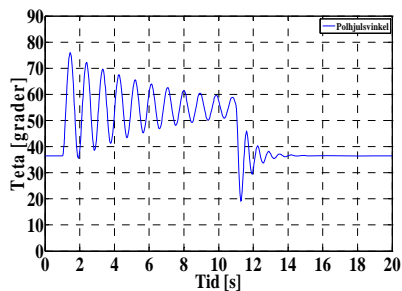
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

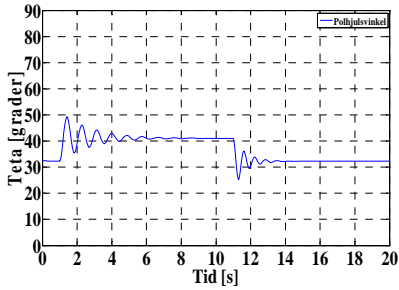


Forsøk 4 **UTEN LAST**

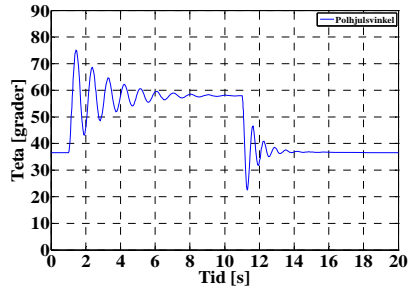


## Case7 Polhjulsinkel synkrongenerator

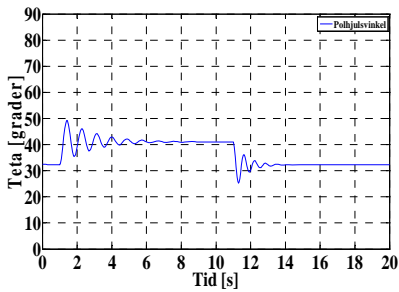
### Forsøk 1 MED LAST



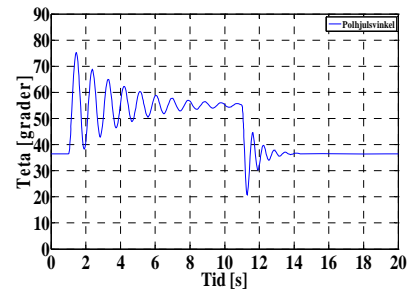
### Forsøk 1 UTEN LAST



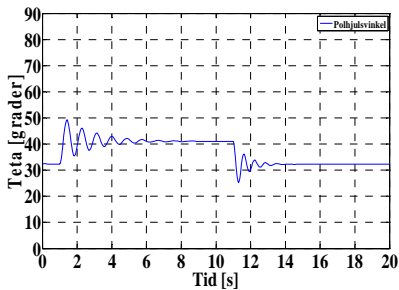
### Forsøk 2 MED LAST



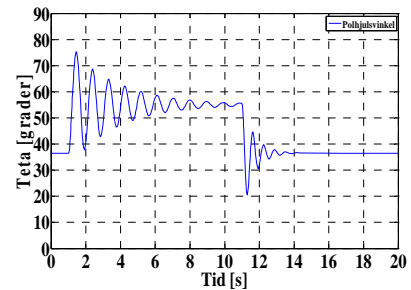
### Forsøk 2 UTEN LAST



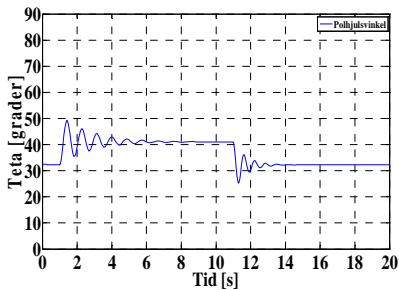
### Forsøk 3 MED LAST



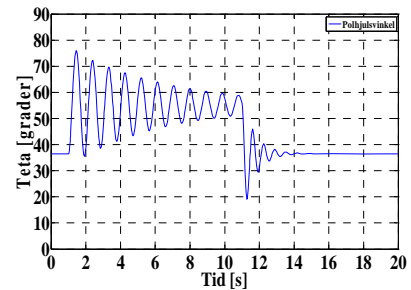
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST



### Forsøk 4 UTEN LAST



## Observasjon – Polhjulsinkel

Den tydeligste observasjonen er at impedansen som generatoren ser, avgjør hvordan maskinen svinger. Det kommer fram i alle forsøkene **uten last** at generatoren er mer kritisk utsatt for stabilitetsproblemer enn i forsøkene **med last**. Dette er også riktig ut ifra effekt – polhjulsinkel kurven som ble diskutert i forprosjektet til denne master oppgaven.

Faseavbrudd er en forstyrrelse som skaper usymmetri i kraftsystemet. Ved usymmetriske forstyrrelser kan kraftsystemet bli ustabil dersom generatorene ikke opprettholder synkronisme etter eksempelvis ett faseavbrudd. Derfor er det interessant å observere hvor nært likevektspunktet generatoren i figur 1(A) og 1(B) er ved faseavbrudd. I tabell 1-V11.3 er resultatene av hvor mye polhjulsinkelen økte fra sitt arbeidspunkt før feil til ss-verdi ved et faseavbrudd på 10 sekund:

		Polhjulsinkel øker i Forsøk 1 for samtlige case med:						
		Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6	Case7
Med Last	Grader [°]	13,0	2,0	5,0	4,0	4,0	8,5	8,5
Uten Last	Grader [°]	*37	4,5	12,0	8,5	8,5	21,5	21,5
Med Last	Prosent [%]	36,0 %	7,0 %	17,5 %	12,5 %	12,5 %	26,0 %	26,0 %
Uten Last	Prosent [%]	*79%	6,5 %	17,0 %	11,0 %	11,0 %	23,5 %	23,5 %

Tabell 1-V11.3

I tabell 1-V11.3 kommer det fram av forsøk1 i samtlige case at polhjulsinkelen øker når det oppstår et faseavbrudd i simuleringsmodellene. Det viser seg at polhjulsinkelen også øker mot tilnærmet lik verdi i de resterende forsøkene (se vedlegg 12 for tallverdier). Unntaket er for Case1 **uten last**. \*For Case1-Forsøk1 **uten last** og uten regulatorer ser det ut til at polhjulsinkelen vil fortsette å øke mot uendelig ved stående faseavbrudd i fase A. I de resterende 55 analysene av polhjulsinkel så vil den svinge inn mot en ss-verdi.

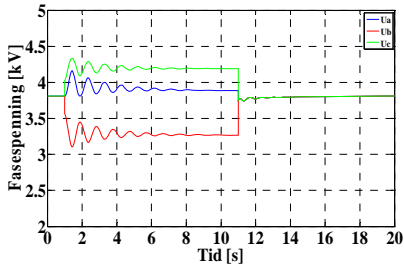
Når det kommer inn transformatorer i modellene vil polhjulsinkelen svinge seg inn mot en ss-verdi for samtlige case. Koplingsgruppen til transformatorene som ligger mellom synkrongenerator – faseavbruddet – stivt nett er avgjørende for hvor mye polhjulsinkelen til synkrongeneratoren øker. Det viser seg at regulatorene ikke påvirker polhjulsinkelen sin steady state verdi ved et faseavbrudd. Regulatorene vil i størst grad, for samtlige case, bidra til at polhjulsinkelen bruker lengre tid på å nå sin steady state verdi ved et faseavbrudd. Dette kommer av regulatorinnstillingene.

Case1&6&7-Forsøk4 illustrerer tydelig at regulatorinnstillingen av turbinregulator avgjør hvor lang tid det tar før polhjulsinkelen når sin ss-verdi ved et faseavbrudd.

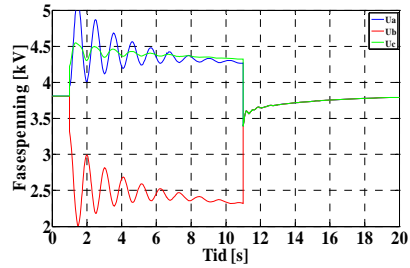
## 11.4 – SG1 – Fasespenning, $U_a, U_b, U_c$ [kV]

### Case1 Fasespenning synkrongenerator

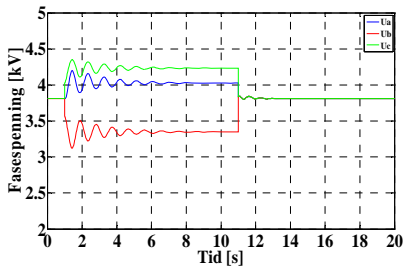
Forsøk 1 **MED LAST**



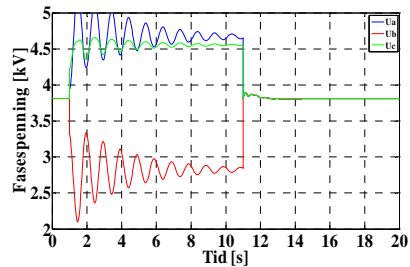
Forsøk 1 **UTEN LAST**



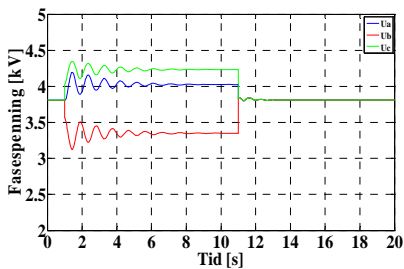
Forsøk 2 **MED LAST**



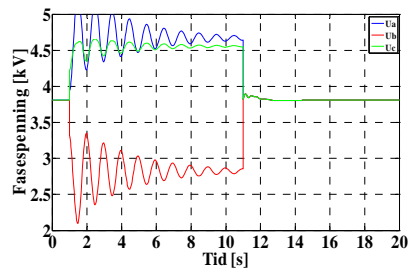
Forsøk 2 **UTEN LAST**



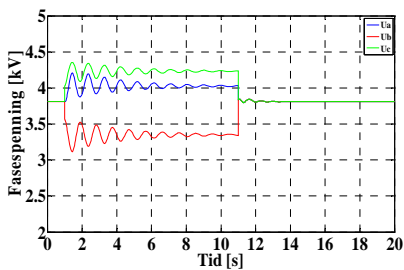
Forsøk 3 **MED LAST**



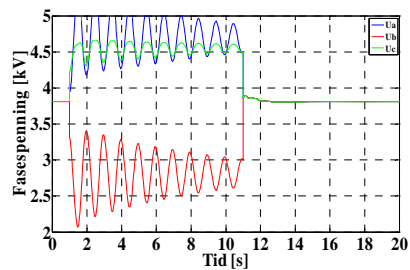
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

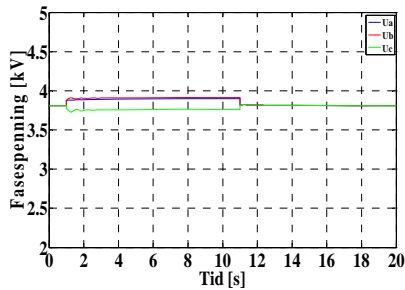


Forsøk 4 **UTEN LAST**

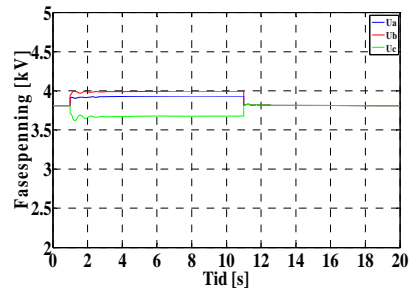


## Case2 Fasespenning synkrongenerator

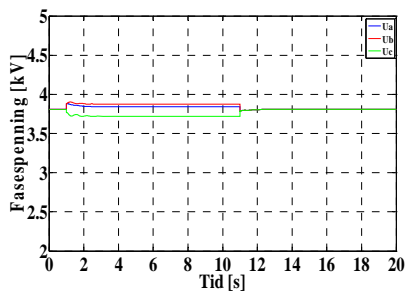
Forsøk 1 **MED LAST**



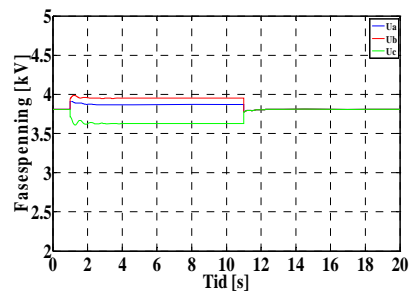
Forsøk 1 **UTEN LAST**



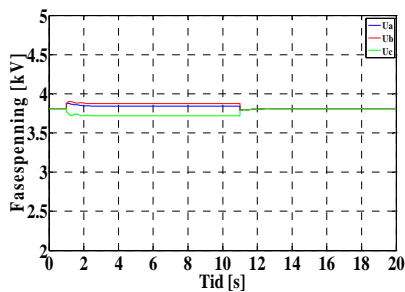
Forsøk 2 **MED LAST**



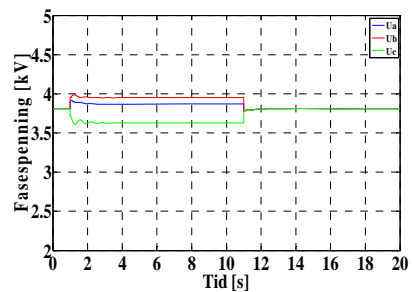
Forsøk 2 **UTEN LAST**



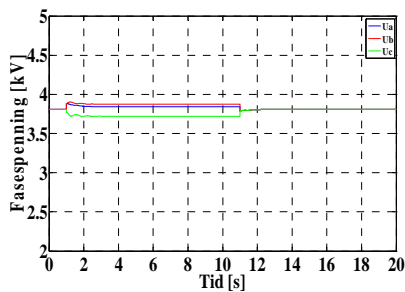
Forsøk 3 **MED LAST**



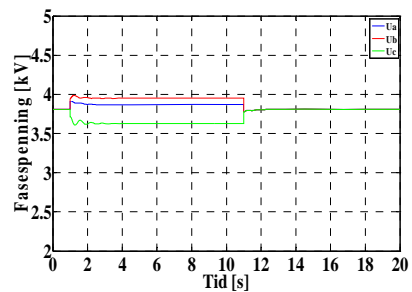
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

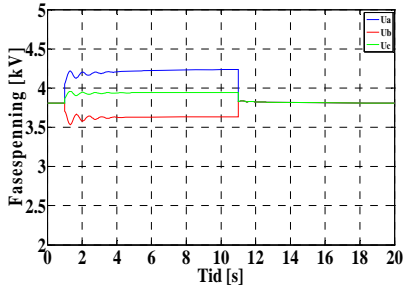


Forsøk 4 **UTEN LAST**

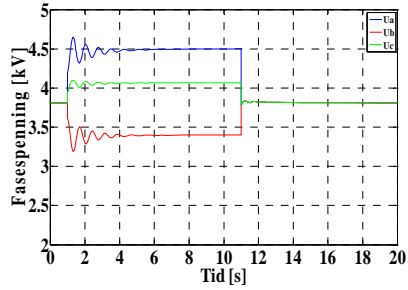


### Case3 Fasespenning synkrongenerator

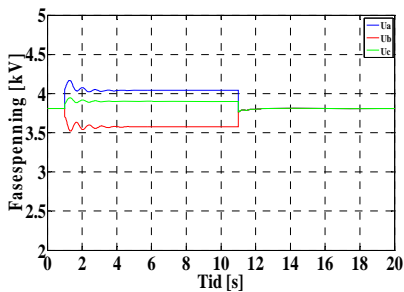
Forsøk 1 **MED LAST**



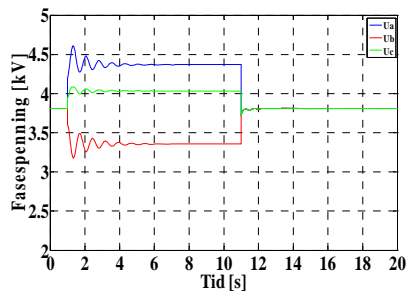
Forsøk 1 **UTEN LAST**



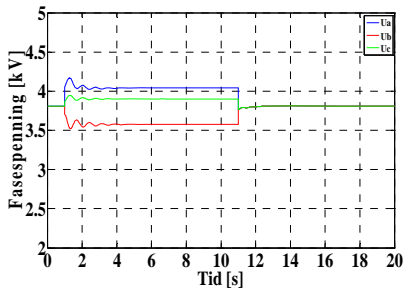
Forsøk 2 **MED LAST**



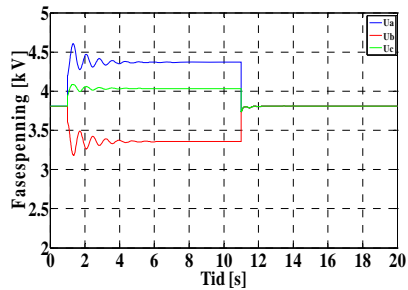
Forsøk 2 **UTEN LAST**



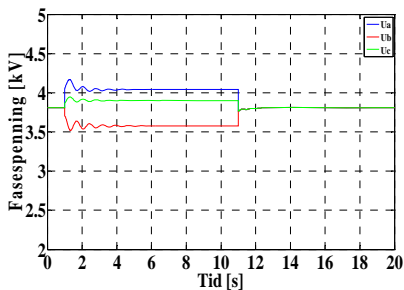
Forsøk 3 **MED LAST**



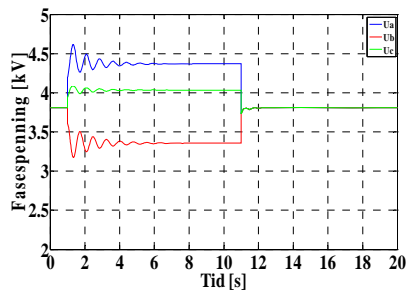
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

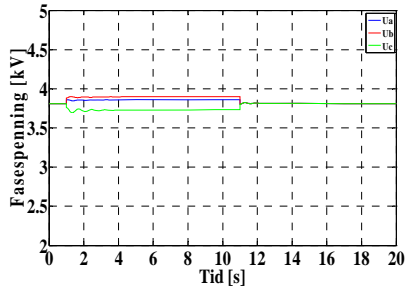


Forsøk 4 **UTEN LAST**

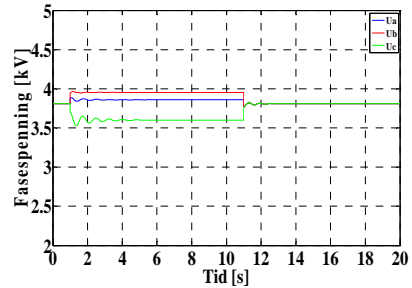


## Case4 Fasespenning synkrongenerator

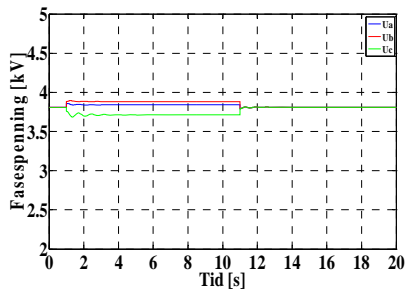
Forsøk 1 **MED LAST**



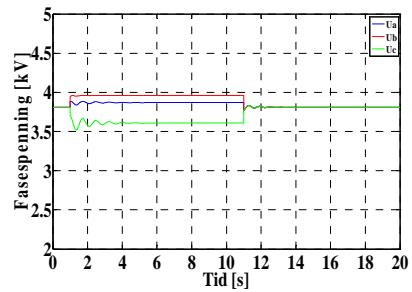
Forsøk 1 **UTEN LAST**



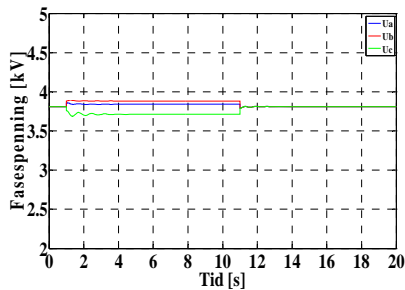
Forsøk 2 **MED LAST**



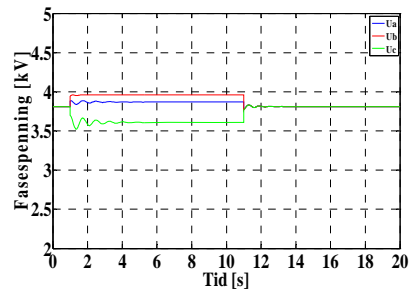
Forsøk 2 **UTEN LAST**



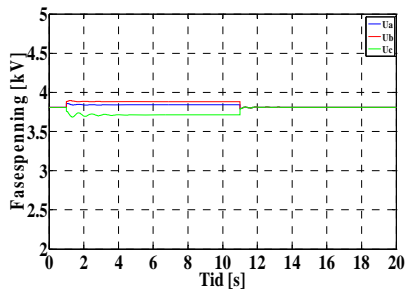
Forsøk 3 **MED LAST**



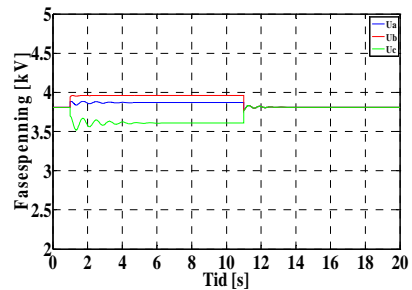
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

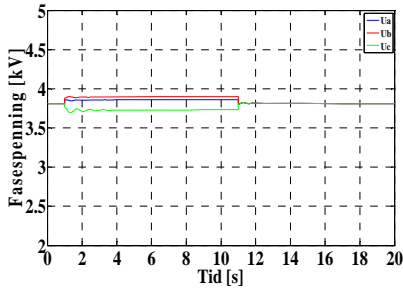


Forsøk 4 **UTEN LAST**

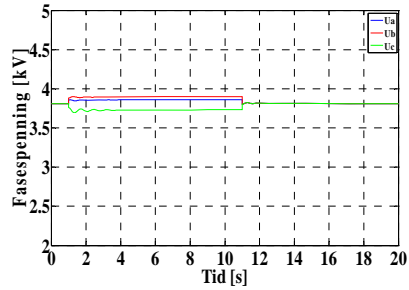


## Case5 Fasespenning synkrongenerator

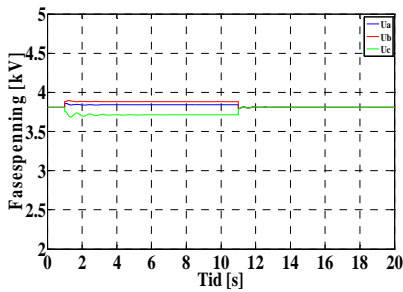
### Forsøk 1 MED LAST



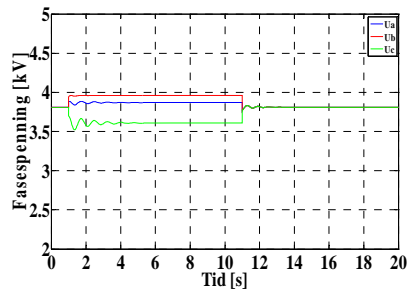
### Forsøk 1 UTEN LAST



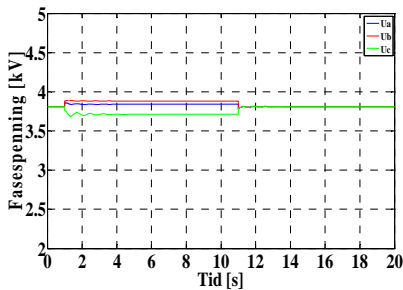
### Forsøk 2 MED LAST



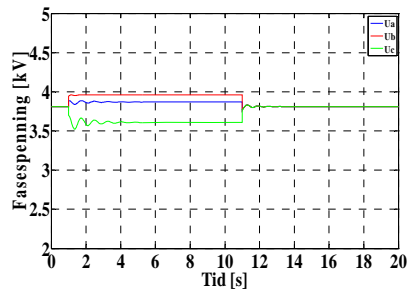
### Forsøk 2 UTEN LAST



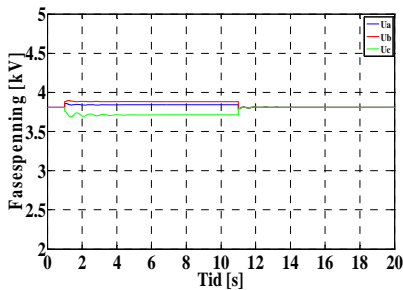
### Forsøk 3 MED LAST



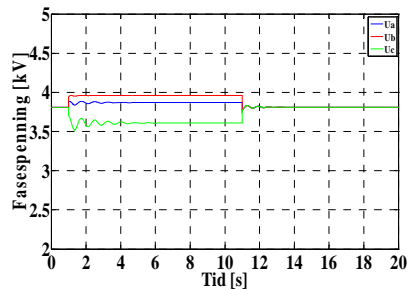
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST



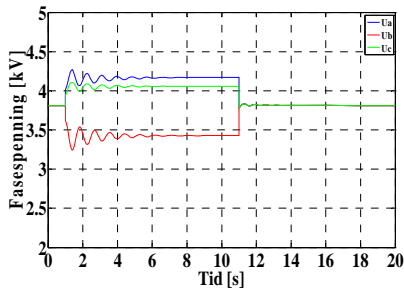
### Forsøk 4 UTEN LAST



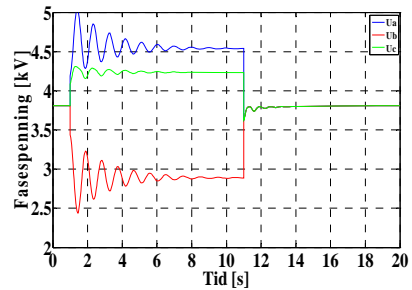


## Case6 Fasespenning synkrongenerator

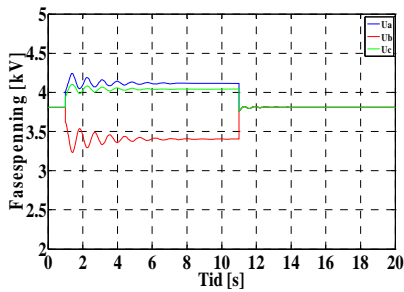
Forsøk 1 **MED LAST**



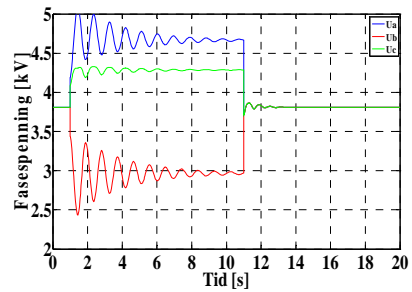
Forsøk 1 **UTEN LAST**



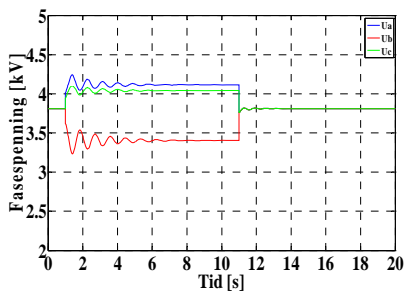
Forsøk 2 **MED LAST**



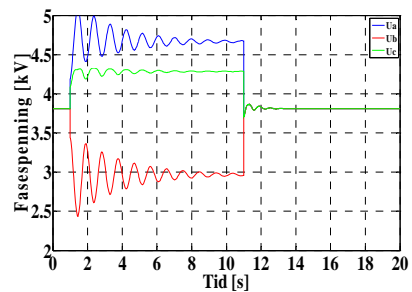
Forsøk 2 **UTEN LAST**



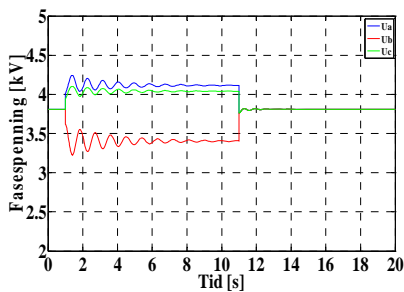
Forsøk 3 **MED LAST**



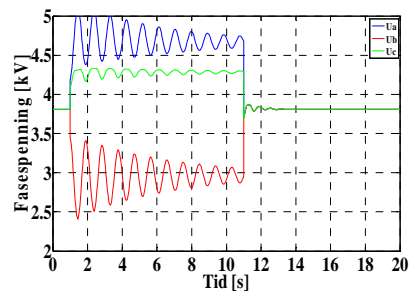
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

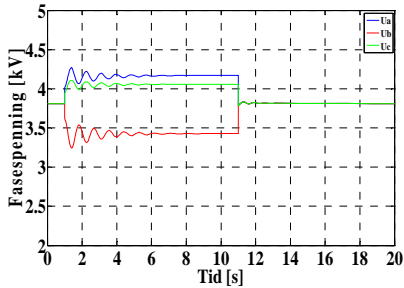


Forsøk 4 **UTEN LAST**

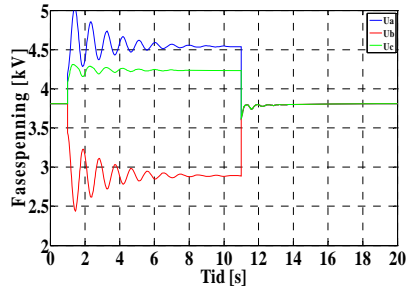


## Case7 Fasespenning synkrongenerator

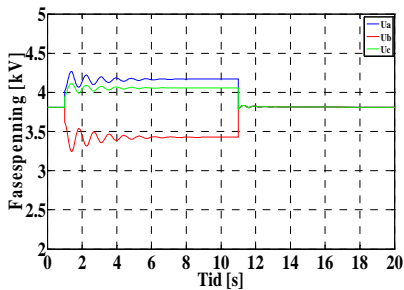
### Forsøk 1 MED LAST



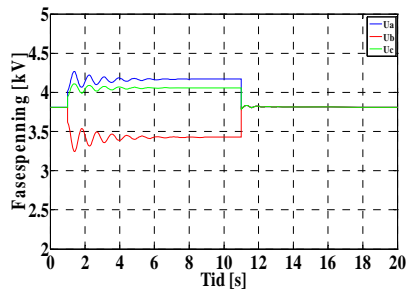
### Forsøk 1 UTEN LAST



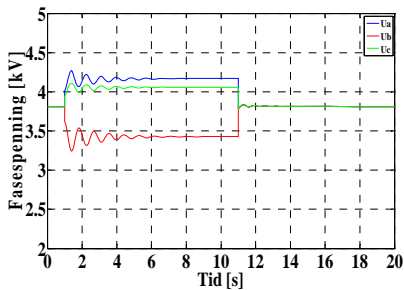
### Forsøk 2 MED LAST



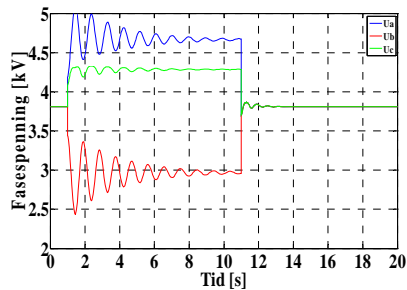
### Forsøk 2 UTEN LAST



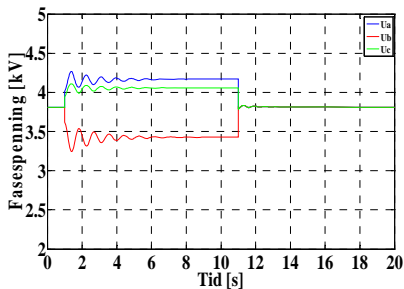
### Forsøk 3 MED LAST



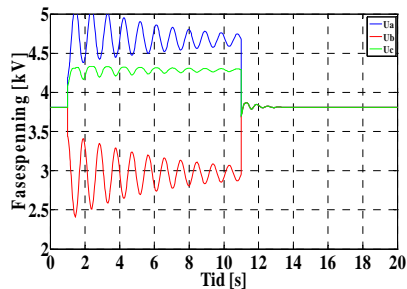
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST



### Forsøk 4 UTEN LAST



## Observasjon – Fasespenning

For samtlige Case-Forsøk vil fasespenningene svinge seg inn mot en ss-verdi i løpet av en tidsperiode med faseavbrudd. Unntaket er Case1-Forsøk1 **uten last** (ikke sp.regulator) der spenningene synker mot 0V. Tiden det tar før spenningene når ss-verdi under faseavbrudd varier i de ulike casene.

Koplingsgruppen til transformatorene som ligger mellom synkronmaskinen, faseavbruddet og stivt nett, har en klar betydning for hvor store fasespenningene blir. Samtidig vil koplingsgruppen avgjøre hvilke fasespenninger til synkronmaskinen som blir størst eller minst.

Det ble valgt å ta utgangspunkt i forsøk 2 som referanse til ss-verdi i diskusjonen om fasespenningene til synkrongeneratoren. Fordi fasespenningene i Forsøk2, sammenlignet med de andre forsøkene, svinger seg tilnærmet inn mot en ss-verdi i løpet av simuleringsperioden på 10 sekunder med faseavbrudd. Tabell 1-V11.4 viser hvor mye fasespenningene endrer seg og hvilken fasevektor som er lengst.

Fasespenningene før feil er  $U_f = \frac{U_L}{\sqrt{3}} = \underline{\underline{3.81 \text{ kV}}}$ . Det er valgt å vise endringen i [kV] og [%] før brudd sammenlignet med ss-verdi under faseavbrudd i denne diskusjonen. Verdier med minus tegn i raden **Prosent [%]** indikerer at spenningen synker med X % og verdiene uten fortegn øker med X %.

		Fasespenningene på synkrongeneratoren endrer seg fra 3.81 kV (100 %), i Forsøk2 for samtlige Case, til en ss-verdi ved faseavbrudd i fase A:																				
		Case1			Case2			Case3			Case4			Case5			Case6			Case7		
Faserekkefølge under feil		C - A - B			B - A - C			A - C - B			B - A - C			B - A - C			A - C - B			A - C - B		
Ss-verdi under feil		Uc	Ua	Ub	Ub	Ua	Uc	Ua	Uc	Ub	Ub	Ua	Uc	Ub	Ua	Uc	Ua	Uc	Ub	Ua	Uc	Ub
Med Last	Spenning [kV]	4,23	4,03	3,35	3,88	3,84	3,72	4,04	3,90	3,58	3,88	3,84	3,71	3,88	3,84	3,71	4,11	4,04	3,40	4,11	4,04	3,40
Med Last	Prosent [%]	11,0	5,8	-12,1	1,8	0,8	-2,4	6,0	2,4	-6,0	1,8	0,8	-2,6	1,8	0,8	-2,6	7,9	6,0	-10,8	7,9	6,0	-10,8
Faserekkefølge under feil		A - C - B			B - A - C			A - C - B			B - A - C			B - A - C			A - C - B			A - C - B		
Ss-verdi under feil		Ua	Uc	Ub	Ub	Ua	Uc	Ua	Uc	Ub	Ub	Ua	Uc	Ub	Ua	Uc	Ua	Uc	Ub	Ua	Uc	Ub
Uten Last	Spenning [kV]	4,65	4,55	2,84	3,95	3,87	3,63	4,37	4,03	3,36	3,96	3,87	3,61	3,96	3,87	3,61	4,66	4,28	2,97	4,66	4,28	2,97
Uten Last	Prosent [%]	22,0	19,4	-25,5	3,7	1,6	-4,7	14,7	5,8	-11,8	3,9	1,6	-5,2	3,9	1,6	-5,2	22,3	12,3	-22,0	22,3	12,3	-22,0

Tabell 1-V11.4

Det observeres at spenningsvektorene endrer seg ut i fra koplingsgruppen til transformatoren. Dersom det henger en symmetrisk last på noden til

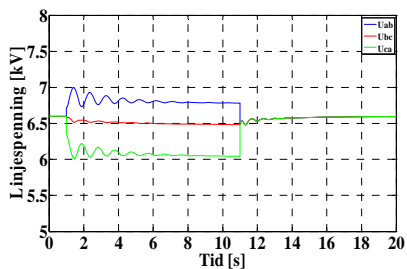
generatoren før faseavbrudd, eller ikke, så vil dette også avgjøre hvor store de ulike spenningsvektorene (fasespenningene) til synkrongeneratoren blir.

Når generatortransformatoren, T1, er koplet i  $\Delta 6,6/66Y$  kV blir spenningsvektoren til faseB størst med faseA og faseC etter. Når generatortransformatoren, T1, er koplet i  $y6,6/66Y$  kV så blir spenningsvektoren til faseA størst med faseC og faseB etter. Resultatene tilsier at koplingsgruppen på generatortransformatoren avgjør hvilken spenningsvektor som blir størst og størrelsen kommer av hvordan kraftsystemet mellom generatortransformatoren, faseavbruddet og det stive nettet er oppbygd.

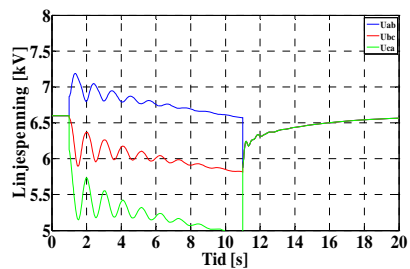
## 11.5 – SG1 – Linjespenning, $U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}$ [kV]

### Case1 Linjespenning synkrongenerator

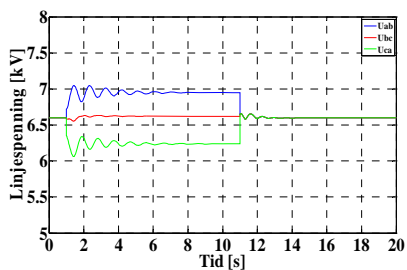
Forsøk 1 **MED LAST**



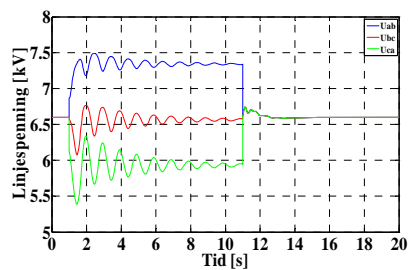
Forsøk 1 **UTEN LAST**



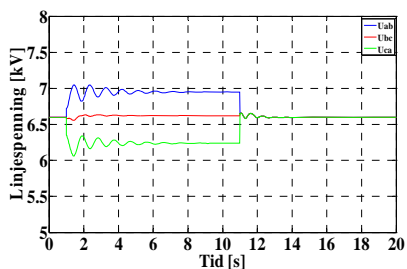
Forsøk 2 **MED LAST**



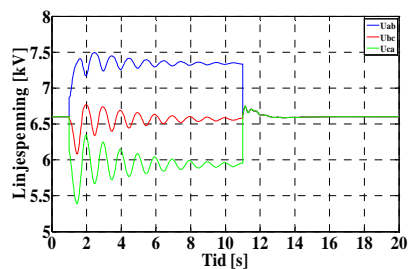
Forsøk 2 **UTEN LAST**



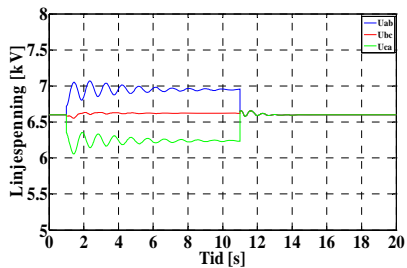
Forsøk 3 **MED LAST**



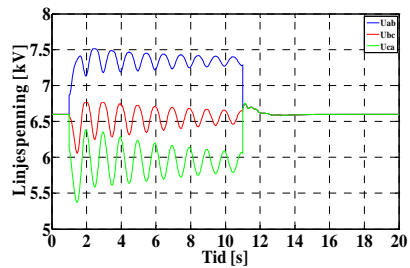
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

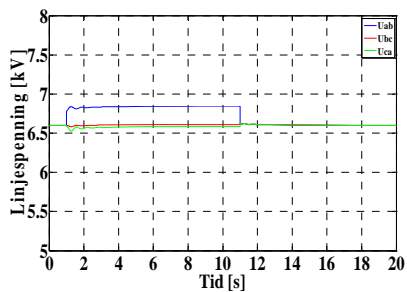


Forsøk 4 **UTEN LAST**

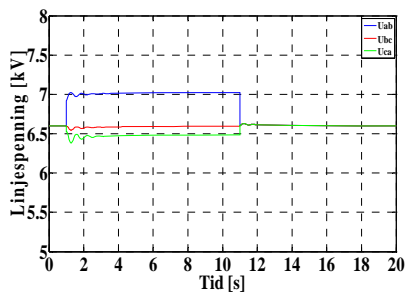


## Case2 Linjespenning synkrongenerator

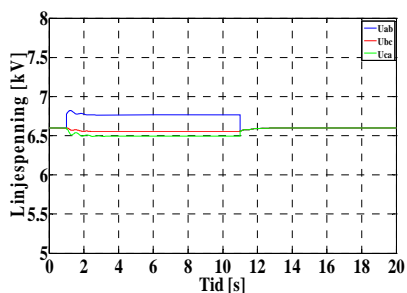
### Forsøk 1 MED LAST



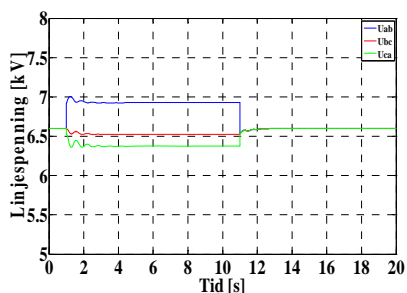
### Forsøk 1 UTEN LAST



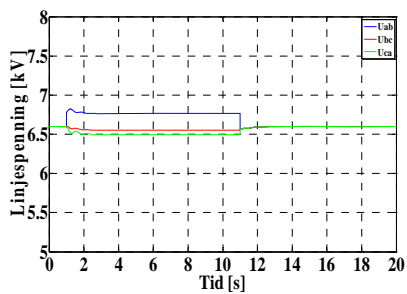
### Forsøk 2 MED LAST



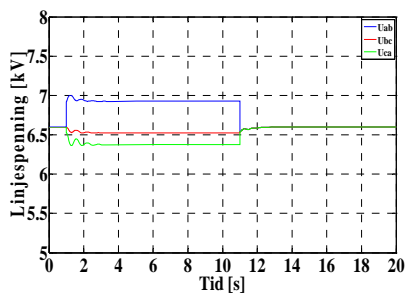
### Forsøk 2 UTEN LAST



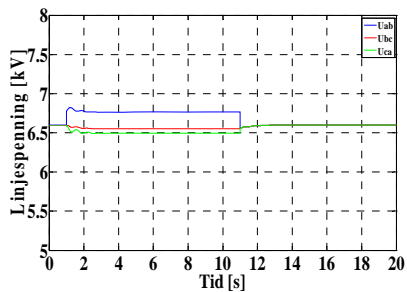
### Forsøk 3 MED LAST



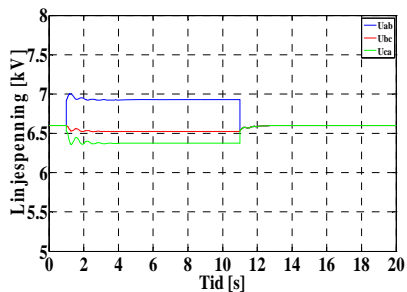
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST

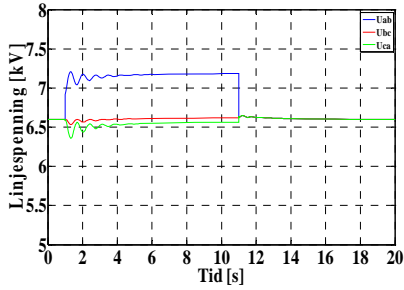


### Forsøk 4 UTEN LAST

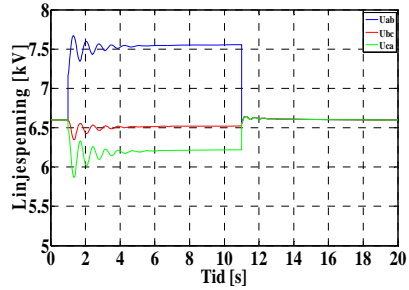


### Case3 Linjespenning synkrongenerator

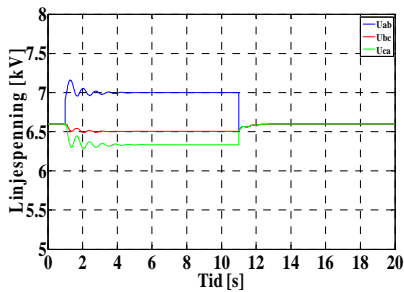
Forsøk 1 **MED LAST**



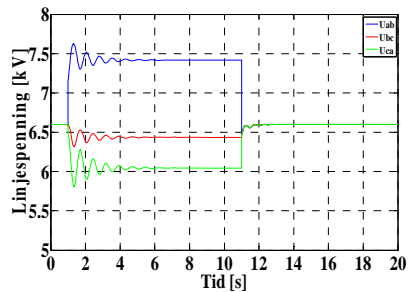
Forsøk 1 **UTEN LAST**



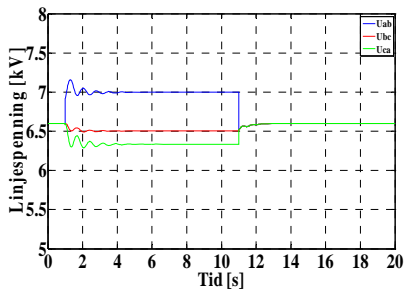
Forsøk 2 **MED LAST**



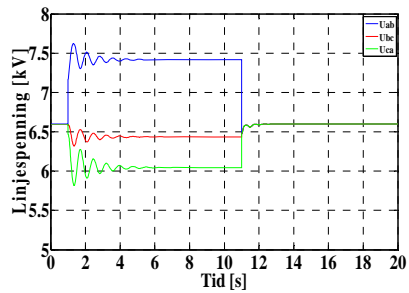
Forsøk 2 **UTEN LAST**



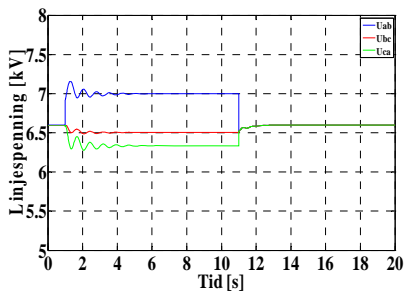
Forsøk 3 **MED LAST**



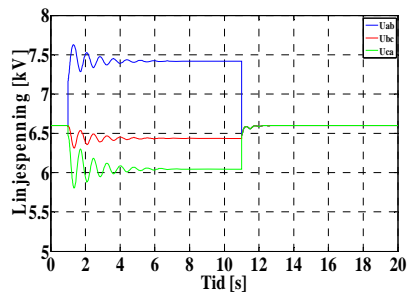
Forsøk 3 **UTEN LAST**



Forsøk 4 **MED LAST**

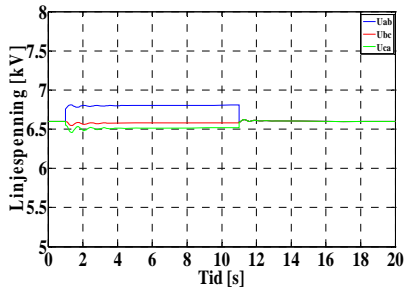


Forsøk 4 **UTEN LAST**

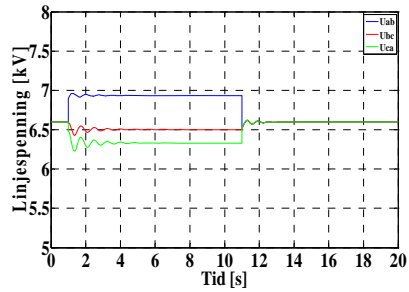


## Case4 Linjespenning synkrongenerator

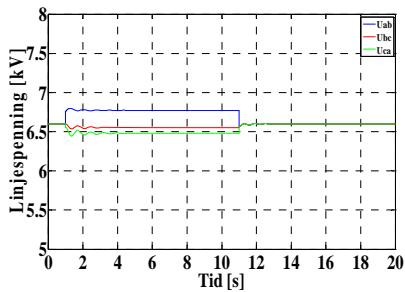
### Forsøk 1 MED LAST



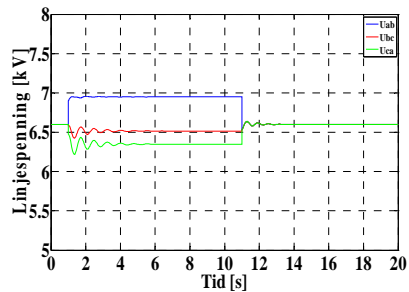
### Forsøk 1 UTEN LAST



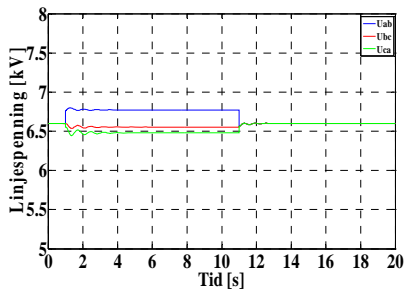
### Forsøk 2 MED LAST



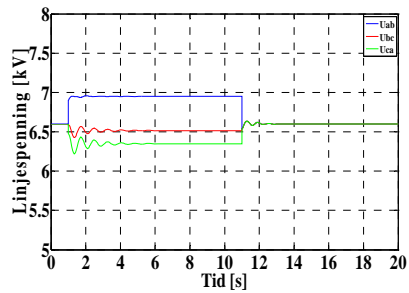
### Forsøk 2 UTEN LAST



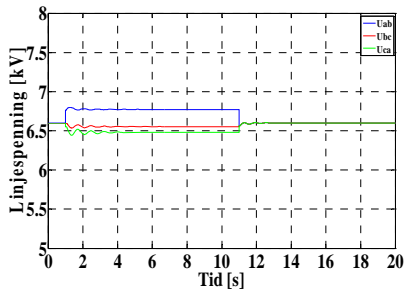
### Forsøk 3 MED LAST



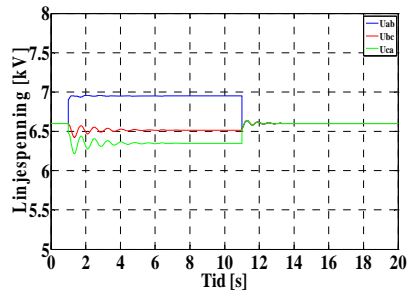
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST



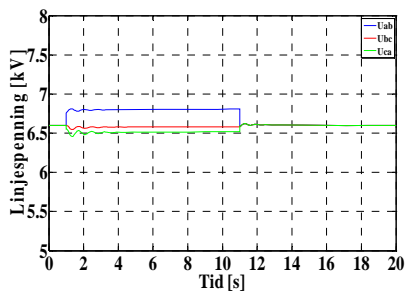
### Forsøk 4 UTEN LAST



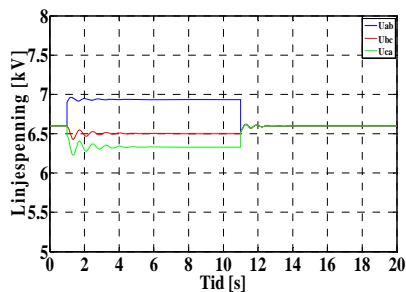


## Case5 Linjespenning synkrongenerator

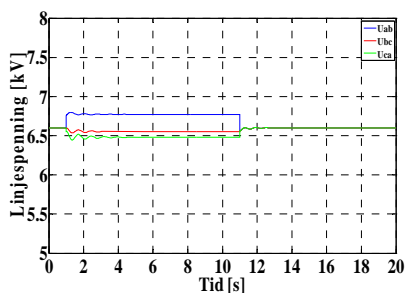
### Forsøk 1 MED LAST



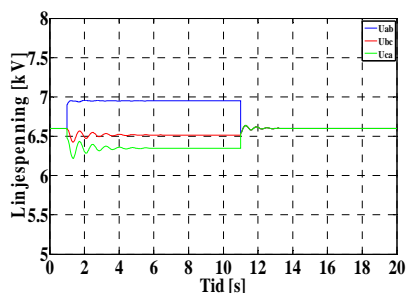
### Forsøk 1 UTEN LAST



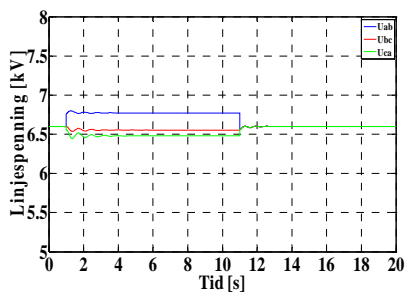
### Forsøk 2 MED LAST



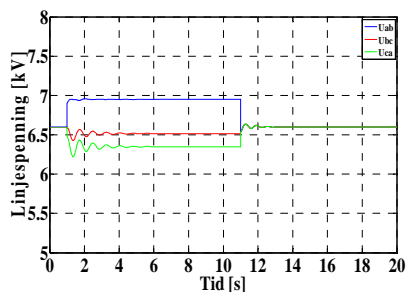
### Forsøk 2 UTEN LAST



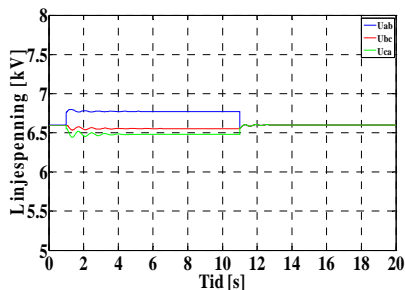
### Forsøk 3 MED LAST



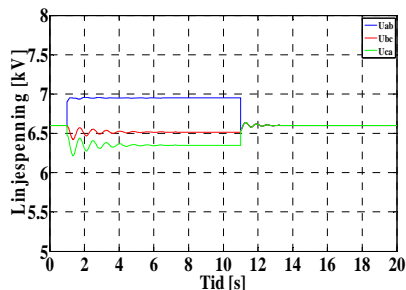
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST

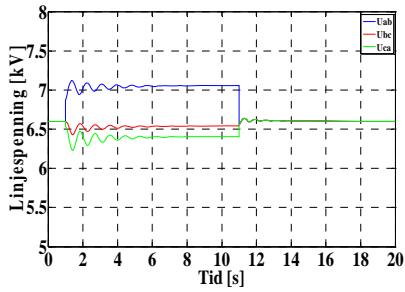


### Forsøk 4 UTEN LAST

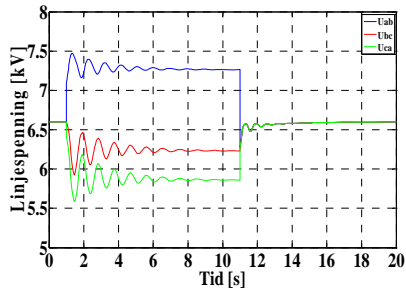


## Case6 Linjespenning synkrongenerator

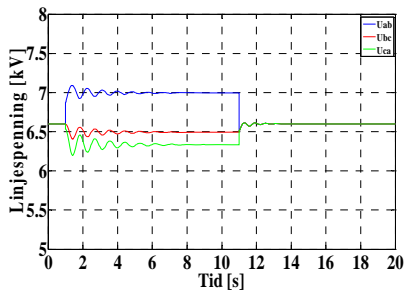
### Forsøk 1 MED LAST



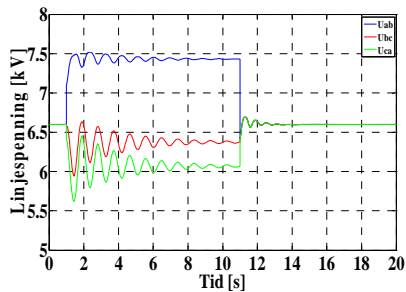
### Forsøk 1 UTEN LAST



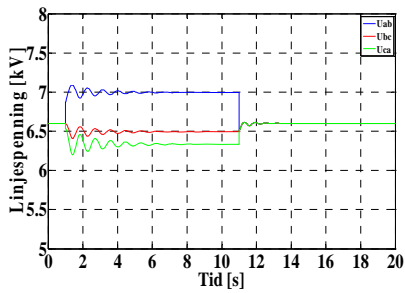
### Forsøk 2 MED LAST



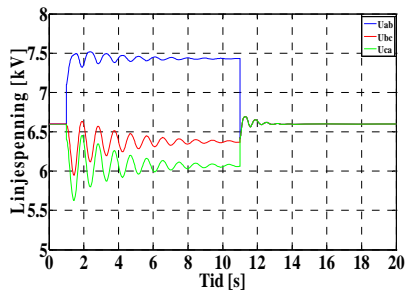
### Forsøk 2 UTEN LAST



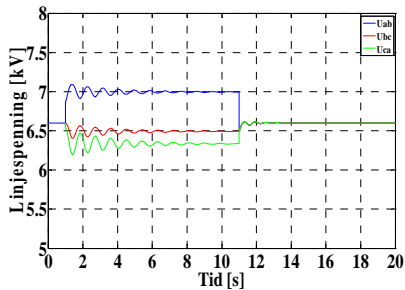
### Forsøk 3 MED LAST



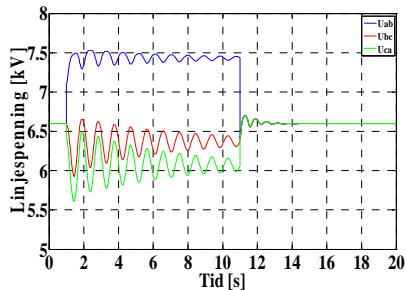
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST

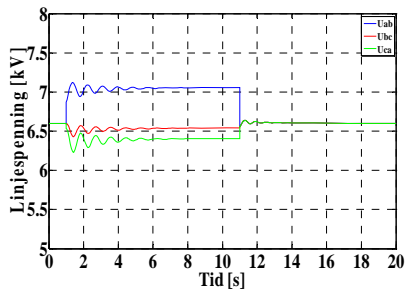


### Forsøk 4 UTEN LAST

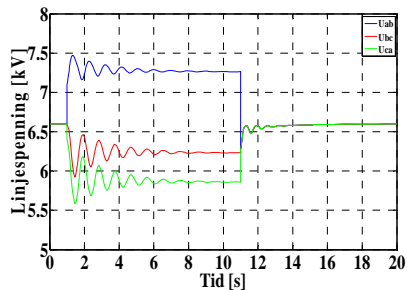


## Case7 Linjespenning synkrongenerator

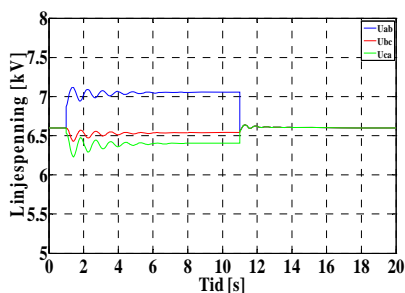
### Forsøk 1 MED LAST



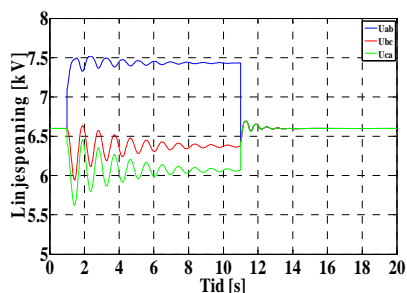
### Forsøk 1 UTEN LAST



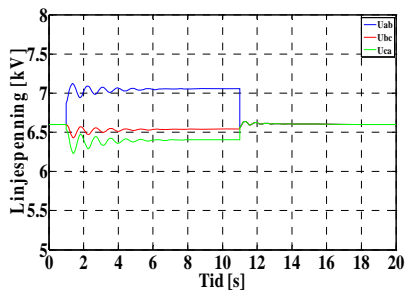
### Forsøk 2 MED LAST



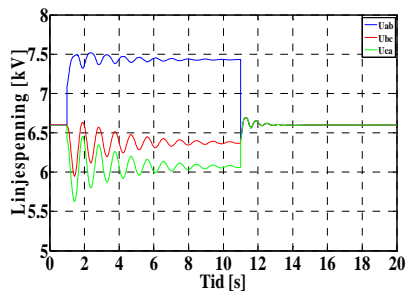
### Forsøk 2 UTEN LAST



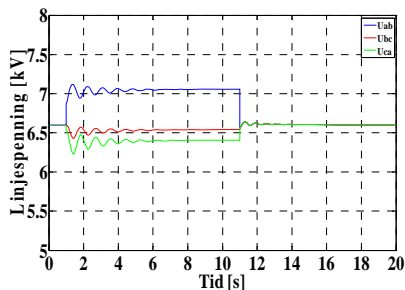
### Forsøk 3 MED LAST



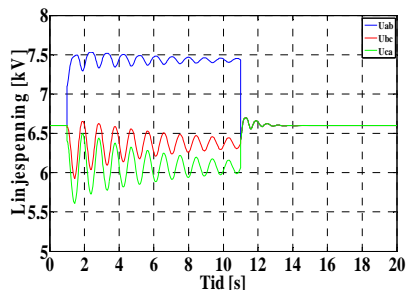
### Forsøk 3 UTEN LAST



### Forsøk 4 MED LAST



### Forsøk 4 UTEN LAST



## Observasjon – Linjespenning

For samtlige Case-Forsøk vil linjespenningene svinge seg inn mot en ss-verdi i løpet av en tidsperiode med faseavbrudd. Unntaket er Case1-Forsøk1 **uten last** (ikke sp.regulator) der spenningene synker mot 0V. Tiden det tar før spenningene når ss-verdi under faseavbrudd varier i de ulike casene.

Koplingsgruppen til transformatorene som ligger mellom synkronmaskinen, faseavbruddet og stivt nett, har ingen klar betydning for hvilken linjespenning som blir størst. Dette virket ved første øyekast noe merkelig siden fasespenningene endret størrelse og faserekkefølge ut i fra koplingsgruppen til transformatoren. Så forklaringen til at linjespenningene ikke endrer faserekkefølge, men kun størrelse, er at vinkelen mellom fasespenningene endrer seg. Se Tabell 1-V11,5 som viser hvor mye linjespenningene endrer seg og hvilken linjevektor som er lengst. Linjespenningene før feil er  $U_L = \underline{6.6 \text{ kV}}$ . Det er valgt å vise endringen i [kV] og [%] før brudd sammenlignet med ss-verdi under faseavbrudd i denne diskusjonen. Verdier med minus tegn i raden **Prosent [%]** indikerer at spenningen synker med X % og verdiene uten fortegn øker med X %.

		Linjespenningene på synkrongeneratoren endrer seg fra 6.6 kV (100 %), i Forsøk2 for samtlige Case, til en ss-verdi ved faseavbrudd i fase A:																							
		Case1			Case2			Case3			Case4			Case5			Case6			Case7					
Faserekkefølge under feil		ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca					
Ss-verdi under feil		Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca			
Med Last	Spenning [kV]	6,95	6,62	6,24	6,77	6,55	6,50	7,00	6,51	6,34	6,77	6,55	6,48	6,77	6,55	6,48	7,00	6,49	6,33	7,00	6,49	6,33			
Med Last	Prosent [%]	5,3	0,3	-5,5	2,6	-0,8	-1,5	6,1	-1,4	-3,9	2,6	-0,8	-1,8	2,6	-0,8	-1,8	6,1	-1,7	-4,1	6,1	-1,7	-4,1			
Faserekkefølge under feil		ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca			ab - bc - ca					
Ss-verdi under feil		Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca	Uab	Ubc	Uca			
Uten Last	Spenning [kV]	7,34	6,58	5,94	6,93	6,53	6,38	7,42	6,44	6,05	6,95	6,52	6,35	6,95	6,52	6,35	7,43	6,38	6,07	7,43	6,38	6,07			
Uten Last	Prosent [%]	11,2	-0,3	-10,0	5,0	-1,1	-3,3	12,4	-2,4	-8,3	5,3	-1,2	-3,8	5,3	-1,2	-3,8	12,6	-3,3	-8,0	12,6	-3,3	-8,0			

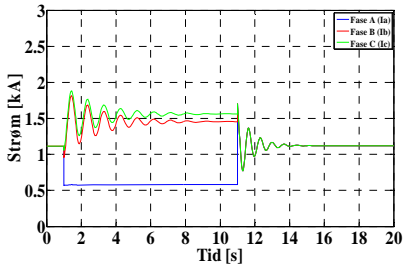
Tabell 1-V11.5

Ved faseavbruddet observeres det at linjespenningen  $U_{ab}$  øker samtidig med at  $U_{bc}$  og  $U_{ca}$  synker for samtlige case med generatortransformator. Dersom det henger en symmetrisk tre-fase last mellom synkrongeneratoren og faseavbruddet så vil  $U_{ab}$  og  $U_{ca}$  halvere spenningsendringen sin i forhold til om det ikke er en last i mellom generator og brudd. Koplingsgruppen på transformatoren, T1, har ingen betydning for spenningsendringen til  $U_{ab}$  og  $U_{ca}$ , men for  $U_{bc}$  blir det forskjeller. Linjespenningen  $U_{bc}$  vil, til sammenligning med  $U_{ab}$  og  $U_{ca}$ , redusere spenningsendringen sin med ca.  $1/3$  når T1 er  $\Delta/Y$  og ca.  $1/2$  når T1 er  $y/Y$ .

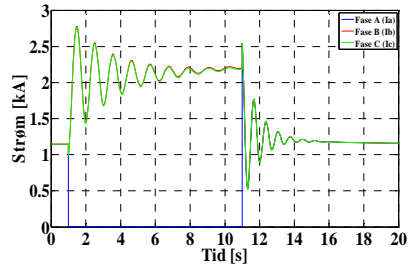
# 11.6 – SG1 – Strømmer, Ia,Ib,Ic [kA]

## Case1 Generatorstrømmer

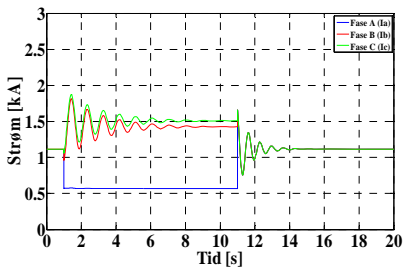
Forsøk1 **MED LAST**



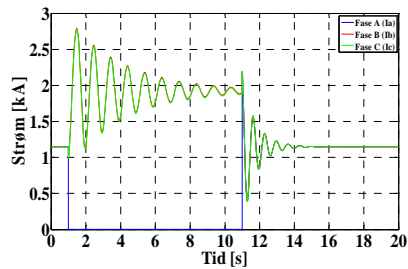
Forsøk1 **UTEN LAST**



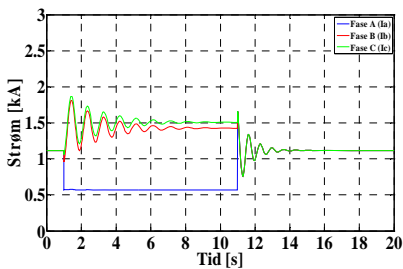
Forsøk2 **MED LAST**



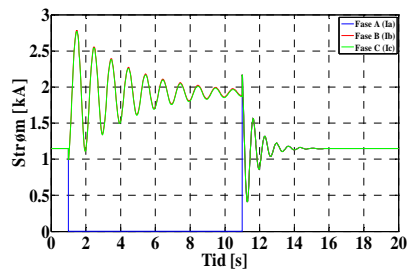
Forsøk2 **UTEN LAST**



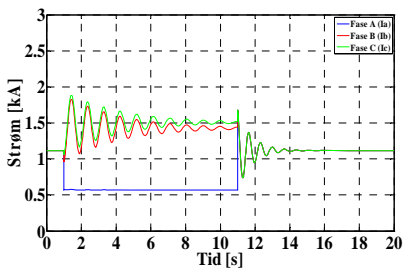
Forsøk3 **MED LAST**



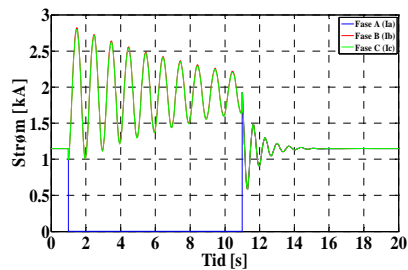
Forsøk3 **UTEN LAST**



Forsøk4 **MED LAST**

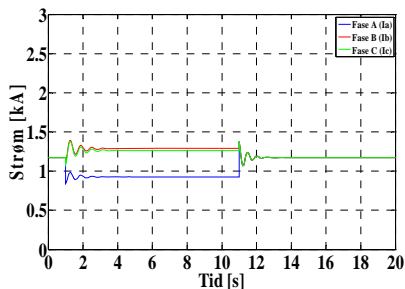


Forsøk4 **UTEN LAST**

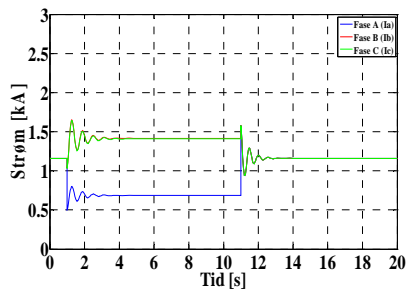


## Case2 Generatorstrømmer

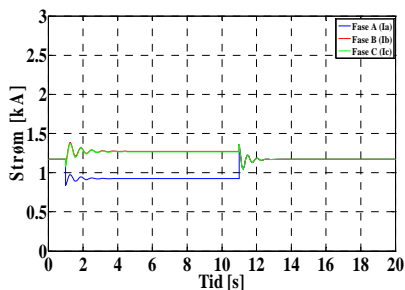
### Forsøk1 MED LAST



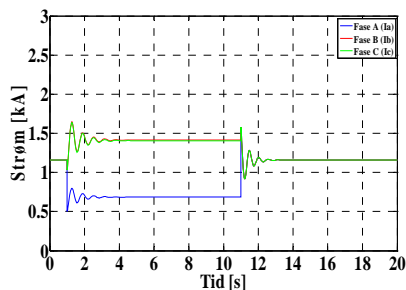
### Forsøk1 UTEN LAST



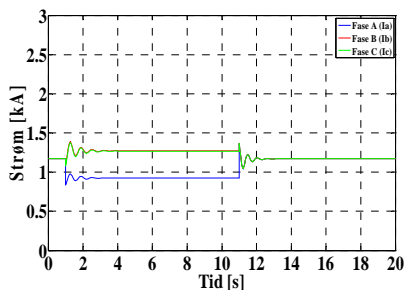
### Forsøk2 MED LAST



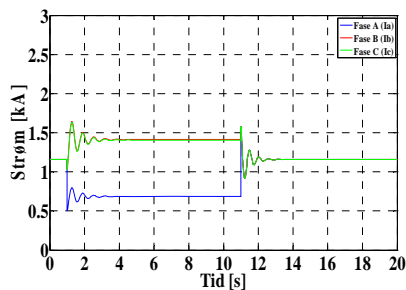
### Forsøk2 UTEN LAST



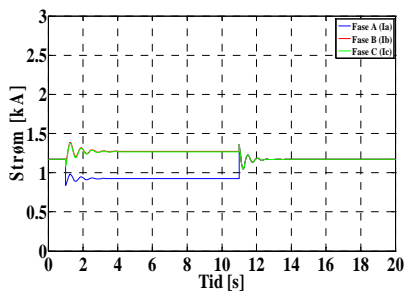
### Forsøk3 MED LAST



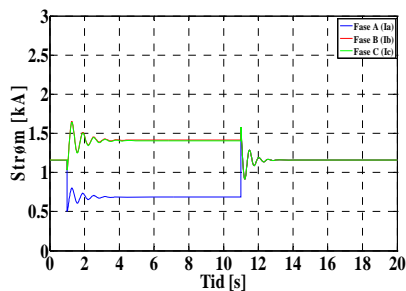
### Forsøk3 UTEN LAST



### Forsøk4 MED LAST

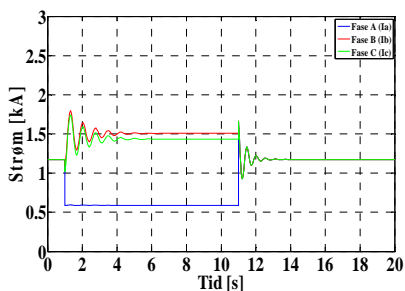


### Forsøk4 UTEN LAST

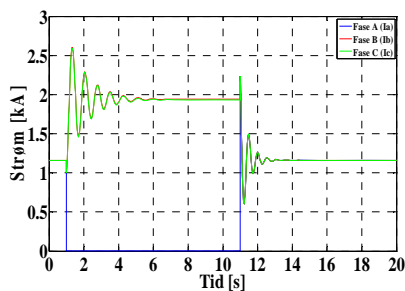


## Case3 Generatorstrømmer

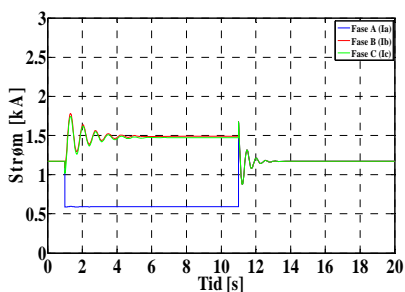
### Forsøk1 MED LAST



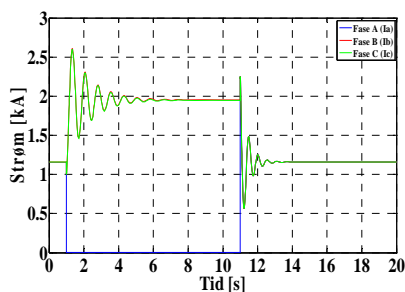
### Forsøk1 UTEN LAST



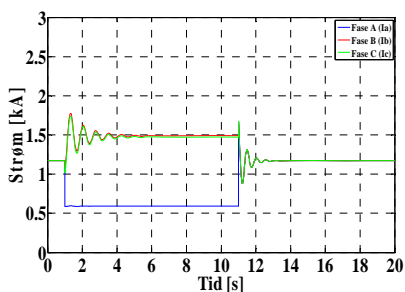
### Forsøk2 MED LAST



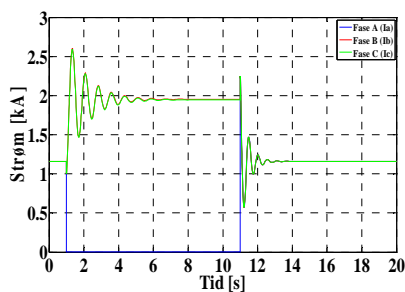
### Forsøk2 UTEN LAST



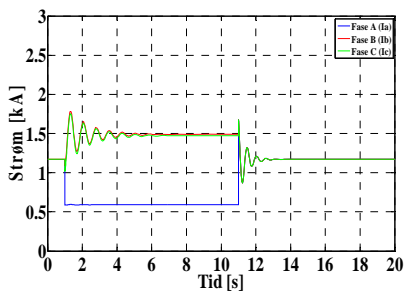
### Forsøk3 MED LAST



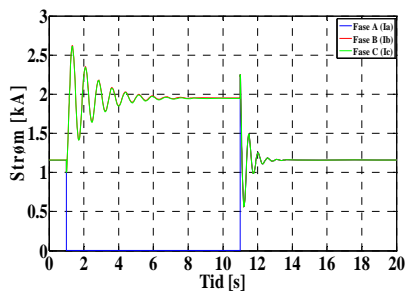
### Forsøk3 UTEN LAST



### Forsøk4 MED LAST



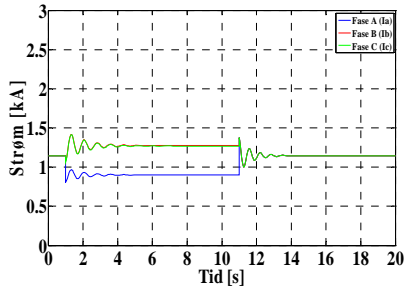
### Forsøk4 UTEN LAST



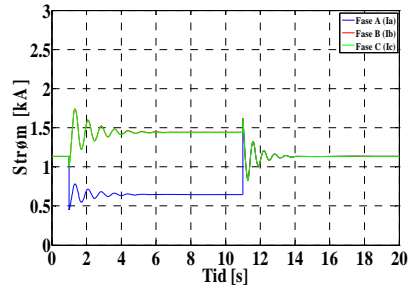


## Case4 Generatorstrømmer

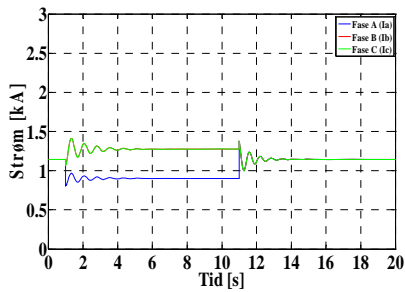
### Forsøk1 MED LAST



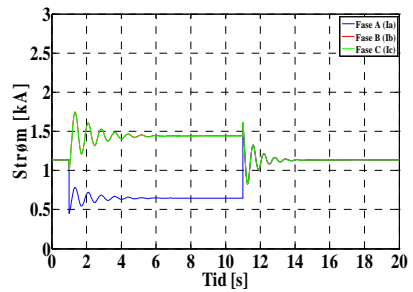
### Forsøk1 UTEN LAST



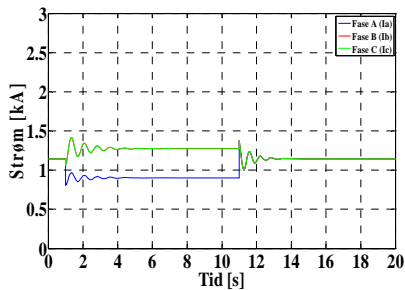
### Forsøk2 MED LAST



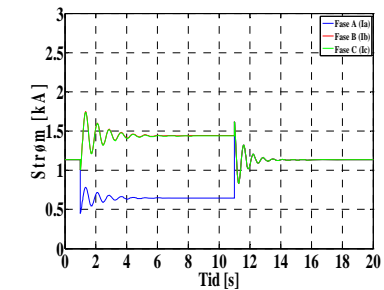
### Forsøk2 UTEN LAST



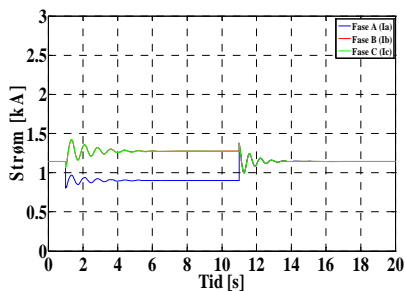
### Forsøk3 MED LAST



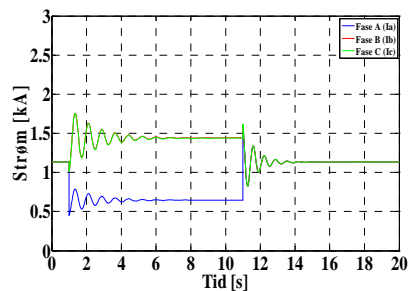
### Forsøk3 UTEN LAST



### Forsøk4 MED LAST

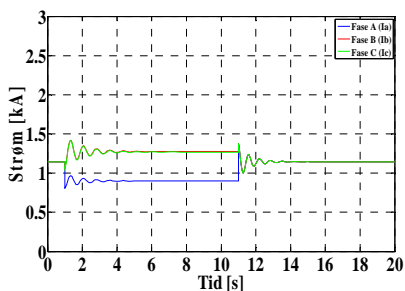


### Forsøk4 UTEN LAST

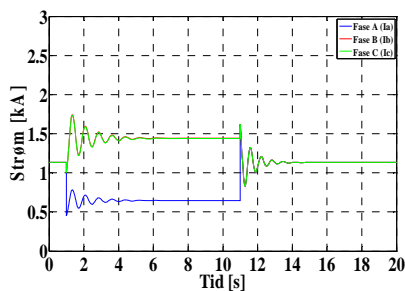


## Case5 Generatorstrømmer

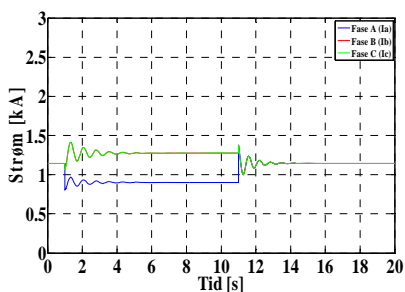
### Forsøk1 MED LAST



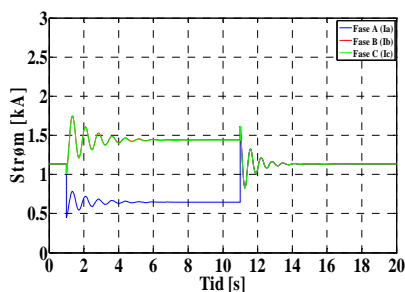
### Forsøk1 UTEN LAST



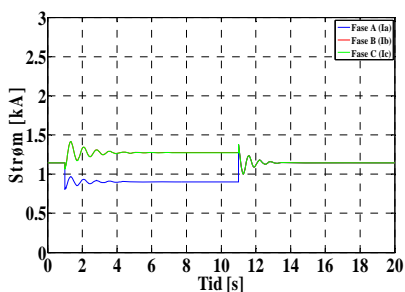
### Forsøk2 MED LAST



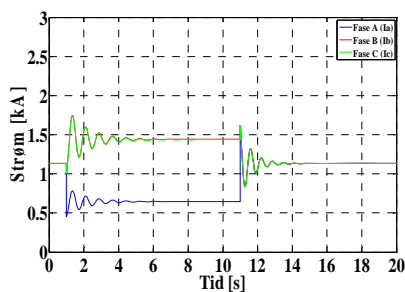
### Forsøk2 UTEN LAST



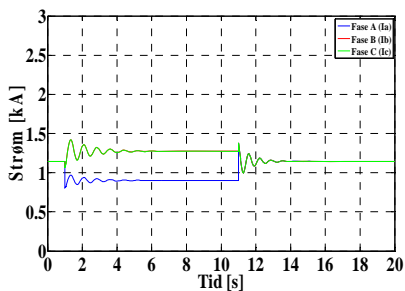
### Forsøk3 MED LAST



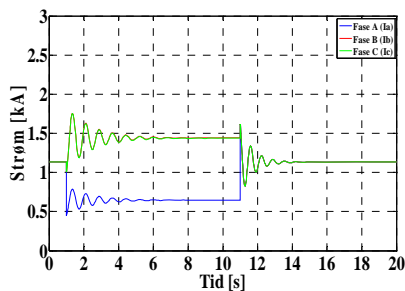
### Forsøk3 UTEN LAST



### Forsøk4 MED LAST

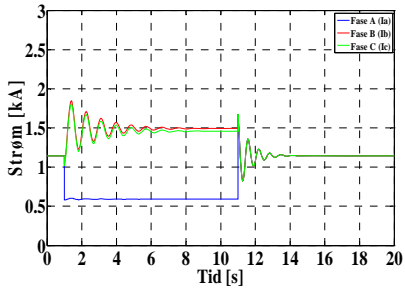


### Forsøk4 UTEN LAST

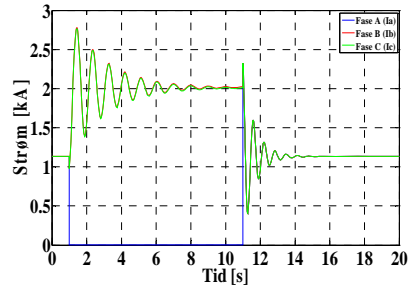


## Case6 Generatorstrømmer

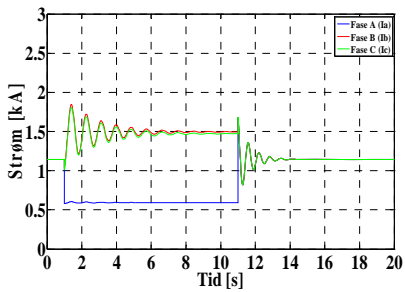
### Forsøk1 MED LAST



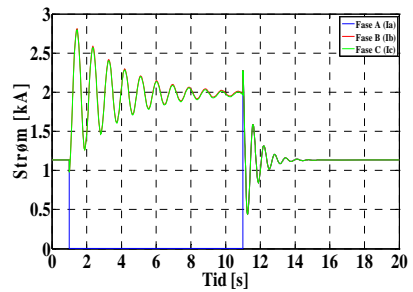
### Forsøk1 UTEN LAST



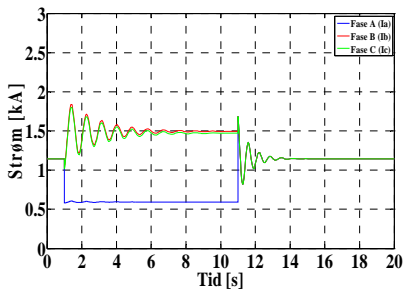
### Forsøk2 MED LAST



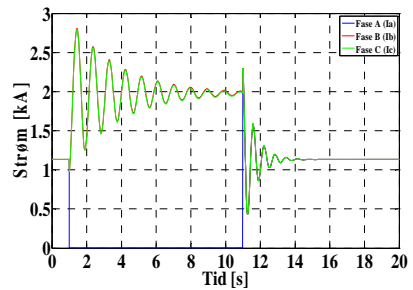
### Forsøk2 UTEN LAST



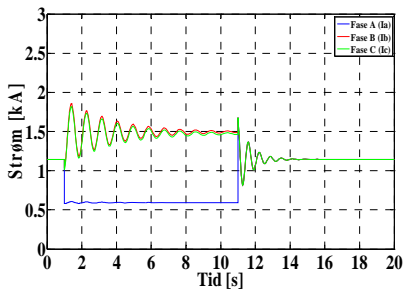
### Forsøk3 MED LAST



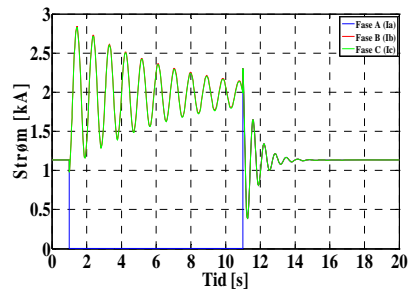
### Forsøk3 UTEN LAST



### Forsøk4 MED LAST

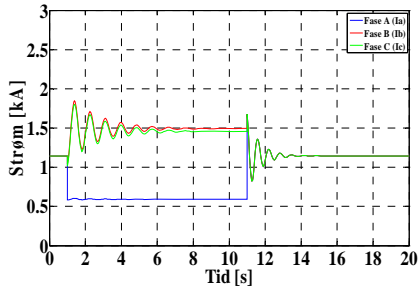


### Forsøk4 UTEN LAST

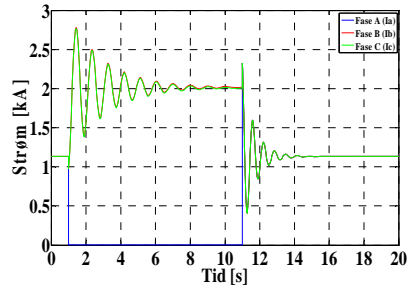


## Case7 Generatorstrømmer

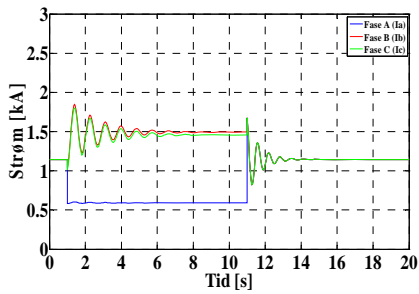
### Forsøk1 MED LAST



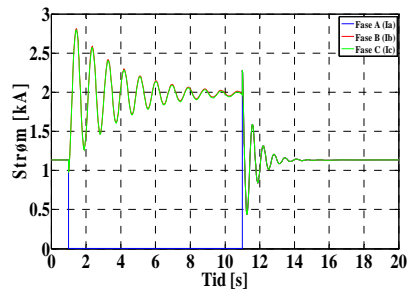
### Forsøk1 UTEN LAST



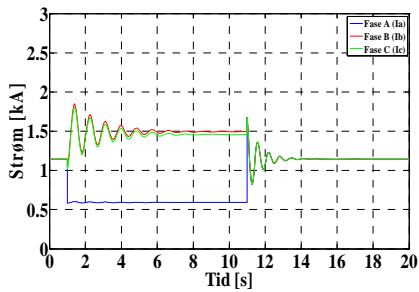
### Forsøk2 MED LAST



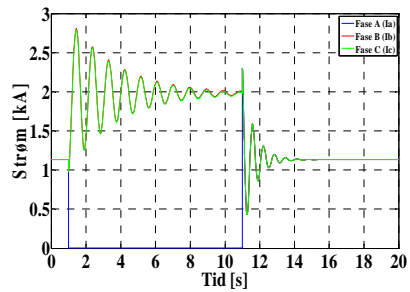
### Forsøk2 UTEN LAST



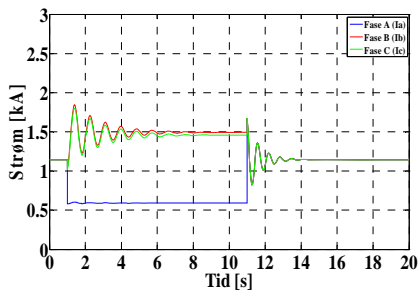
### Forsøk3 MED LAST



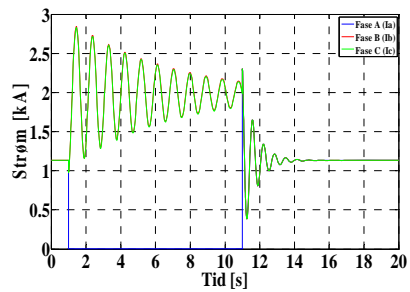
### Forsøk3 UTEN LAST



### Forsøk4 MED LAST



### Forsøk4 UTEN LAST



## Observasjon – Generatorstrøm

Det er i likhet med studiene av spenningene valgt å benytte Forsøk2 som utgangspunkt for diskusjonen av generatorstrømmene sine ss-verdier under faseavbrudd. Tabell 1-V11.5 samler resultatene til generatorstrømmene sine endringer fra ss-verdi før feil til ss-verdi under faseavbruddet.

		Generatorstrømmene svinger seg inn mot en tilnærmet ss-verdi i Forsøk2 som blir ca:																				
		Case1			Case2			Case3			Case4			Case5			Case6			Case7		
Generatorstrøm før feil [A]		1117			1117			1117			1145			1145			1145			1145		
Faserekkefølge under feil		C - B - A			B - C - A			B - C - A			B - C - A			B - C - A			B - C - A			B - C - A		
Ss-verdi under feil		Ic	Ib	Ic	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia
Med Last	Spenning [kV]	1509	1427	569	1273	1268	925	1489	1472	591	1275	1274	901	1275	1274	901	1494	1471	593	1494	1471	593
Med Last	Prosent [%]	35,1	27,8	-49,1	14,0	13,5	-17,2	33,3	31,8	-47,1	11,4	11,3	-21,3	11,4	11,3	-21,3	30,5	28,5	-48,2	30,5	28,5	-48,2
Generatorstrøm før feil [A]		1147			1158			1158			1132			1132			1132			1132		
Faserekkefølge under feil		B - C - A			B - C - A			B - C - A			B - C - A			B - C - A			B - C - A			B - C - A		
Ss-verdi under feil		Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia	Ib	Ic	Ia
Uten Last	Spenning [kV]	1900	1889	0	1414	1406	685	1954	1947	0	1441	1437	645	1441	1437	645	1977	1967	0	1977	1967	0
Uten Last	Prosent [%]	65,6	64,7	-100,0	22,1	21,4	-40,8	68,7	68,1	-100,0	27,3	26,9	-43,0	27,3	26,9	-43,0	74,6	73,8	-100,0	74,6	73,8	-100,0

Tabell 1-V11.5

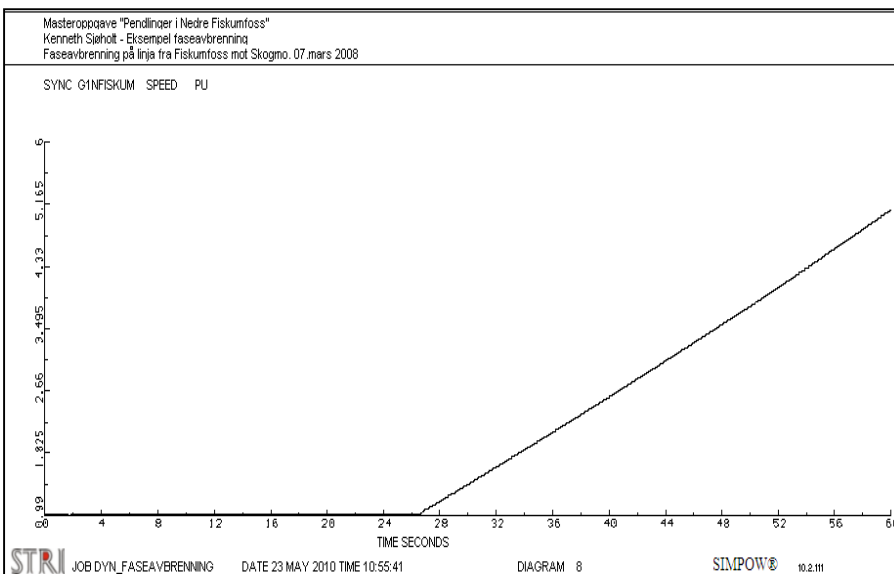
Koplingsgruppen til transformatorene som ligger mellom synkronmaskinen, faseavbruddet og stivt nett, har en klar betydning for hvor store generatorstrømmene blir. Men koplingsgruppen bidrar ikke til faserekkefølgen av generatorstrømmene, med unntak av Case1 **med last**, som blir annerledes enn de resterende tilfellene. Ib-vektor blir størst med etterfølgende strømvektorer Ic og Ia for de fleste tilfellene som er simulert.

Når det er tilkople en last mellom synkrongenerator og faseavbrudd blir  $I_a=0$  A ved y/Y – kople generatortransformator, T1. Er T1  $\Delta/Y$  – kople så reduseres  $I_a$ , men blir aldri 0 A. De friske fasene endrer seg tilnærmet likt i vektorstørrelse for samtlige observasjoner. Det vil med andre ord oppstå usymmetri blant generatorstrømmene ved faseavbrudd.

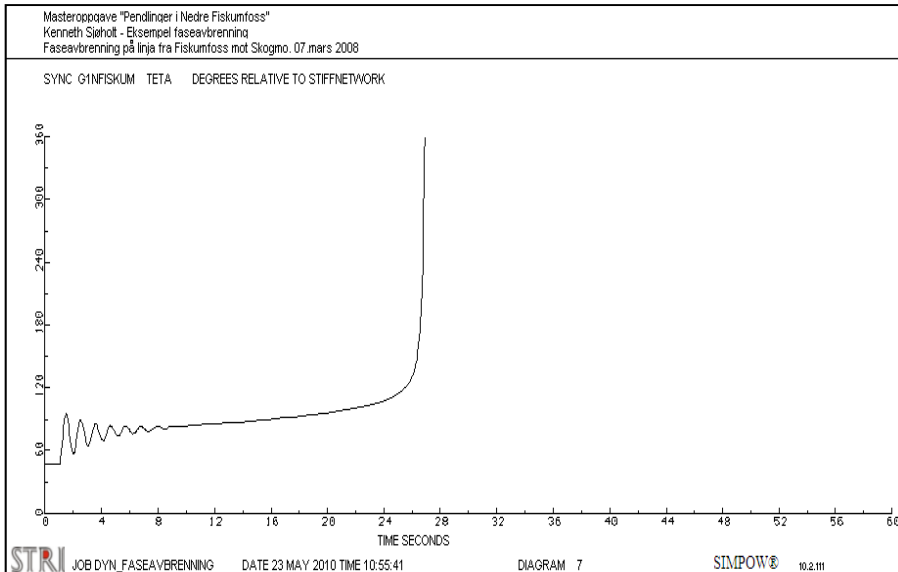
## 11.7 Diskusjon

Det observeres at Case1-Forsøk1 **uten last** skiller seg markant i forhold til de resterende observasjonene. Ut i fra diagrammene ser det ut som at polhjulsinkel, spenninger og strømmer til synkrongeneratoren ikke vil nå en ss-verdi under faseavbruddet. Det ble derfor valgt å utvide simuleringsperioden på 10 sekund for å studere endringene til de ulike elektrotekniske størrelsene.

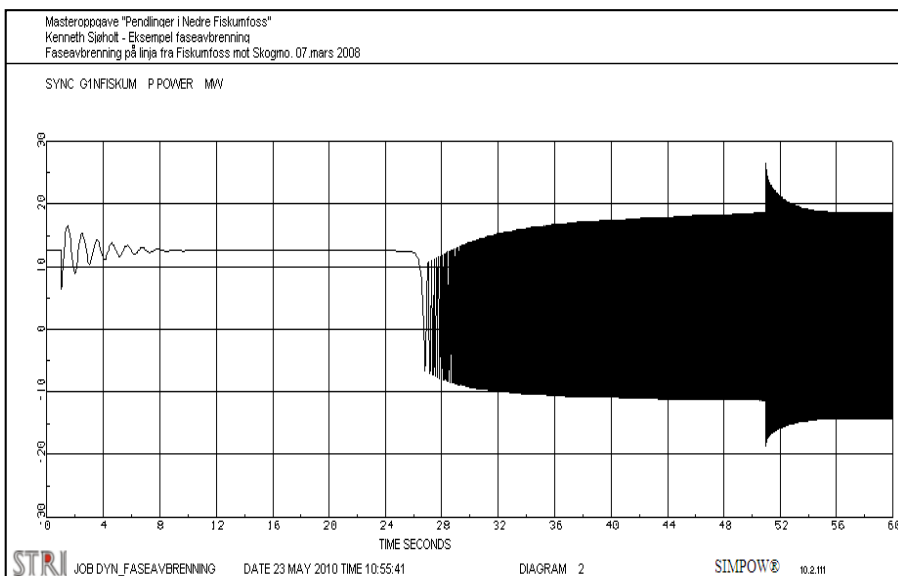
Det ble valgt å vise resultatene for en simuleringsperiode på 60 sekunder der faseavbruddet startet etter 1 sekund og varte fram til 50 sekund. Følgende observasjoner viste at synkronmaskinen fikk ukontrollerte pendlinger etter 25 sekund, se *figur V11.7-01* til *figur V11.7-06*. Det viste seg at faseavbruddet ikke kunne vare lengre enn ca. 24 sekund dersom SG1 skulle finne tilbake til sitt opprinnelige arbeidspunkt før faseavbrudd.



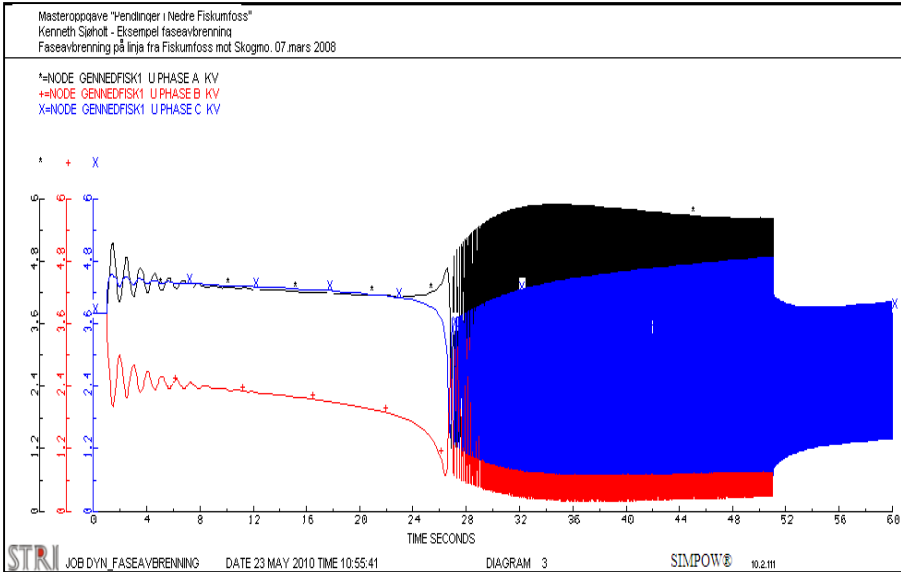
*Figur V11.7-01. Rotorhastighet til synkrongenerator vil, etter 25 sekund med faseavbrudd i Case1-Forsøk1 **uten last**, akselerere linært med 1.0 p.u hvert 10 sekund faseavbruddet varer. Figuren illustrerer dette ved hjelp av en simuleringsperiode på 60 sekund. Denne figuren er gjengitt i kap. 3.3.*



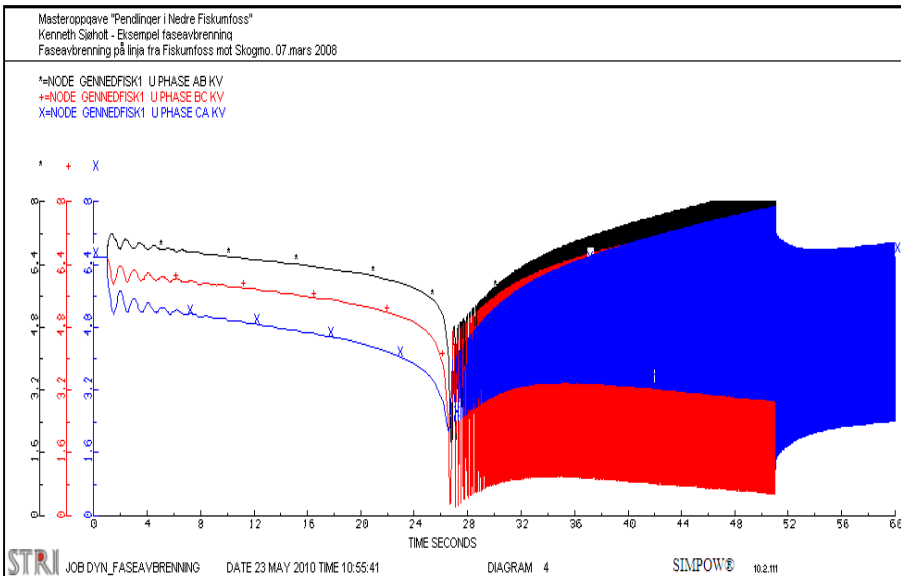
Figur VII.7-02. Polhjulsvinkel til synkrongenerator vil, etter 25 sekund med faseavbrudd i Case1-Forsøkl **uten last**, øke umiddelbart mot uendelig. Figuren illustrerer dette ved hjelp av en simuleringsperiode på 60 sekund.



Figur VII.7-03. Aktiv effekt til synkrongenerator vil, etter 25 sekund med faseavbrudd i Case1-Forsøkl **uten last**, pendle ukontrollert. Figuren illustrerer dette ved hjelp av en simuleringsperiode på 60 sekund.

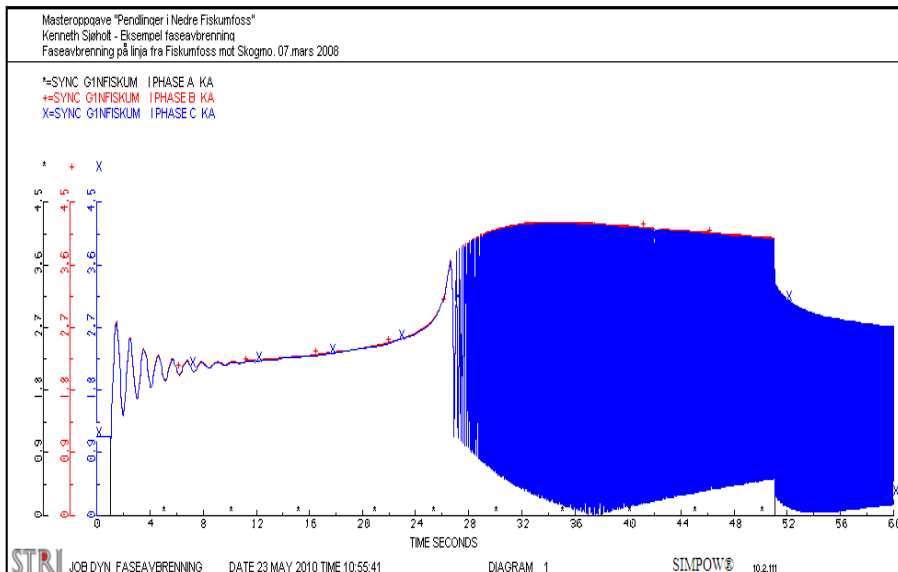


Figur V11.7-05. Fasespenningene til synkrongenerator vil, etter 25 sekund med faseavbrudd i Case1-Forsøkl *uten last*, pendle ukontrollert. Figuren illustrerer dette ved hjelp av en simuleringsperiode som varer i XX sekund.



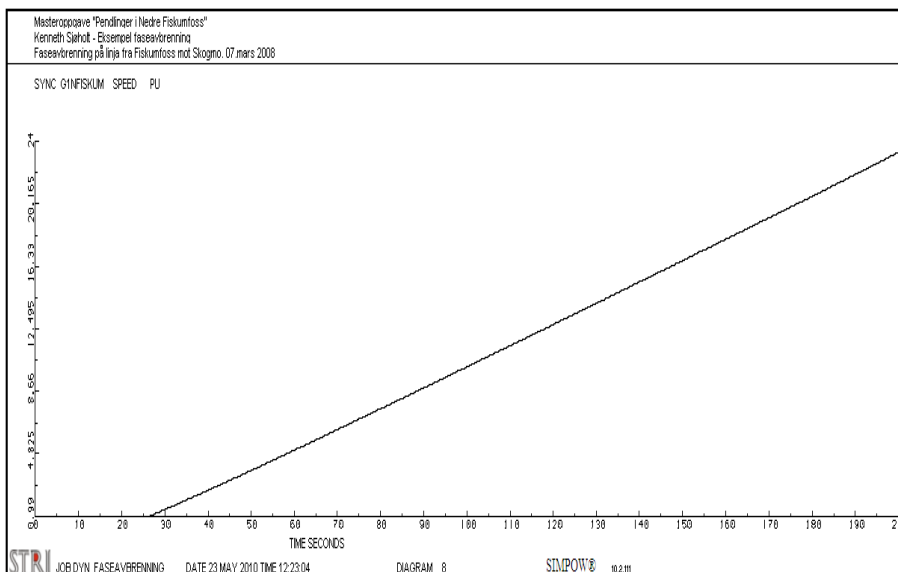
Figur V11.7-06. Linjespenningene til synkrongenerator vil, etter 25 sekund med faseavbrudd i Case1-Forsøkl *uten last*, pendle ukontrollert. Figuren illustrerer dette ved hjelp av en simuleringsperiode som varer i XX sekund.



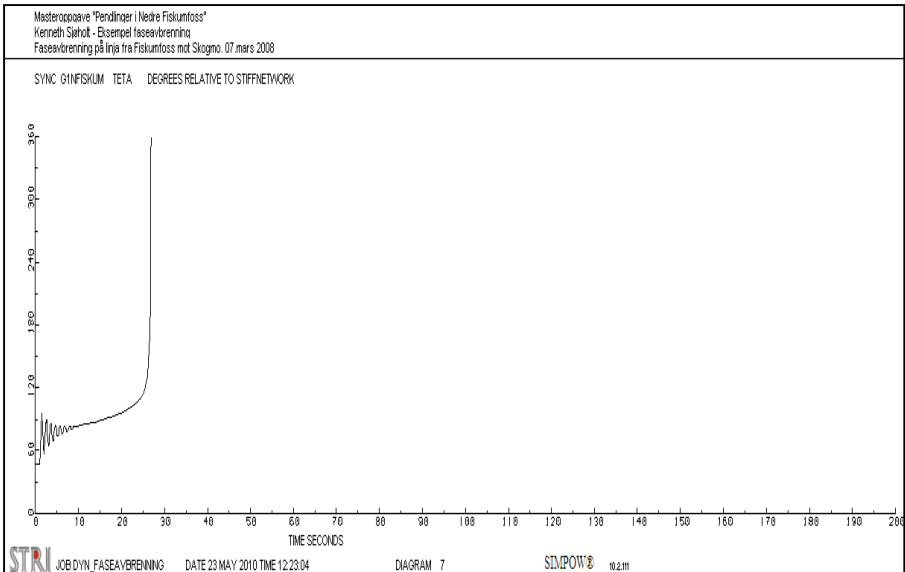


Figur V11.7-07. Strømmene ut fra generatorklemmene til synkrogeneratoren vil, etter 25 sekund med faseavbrudd i Case1-Forsøkl **uten last**, pendle ukontrollert. Figuren illustrerer dette ved hjelp av en simuleringsperiode på 60 sekund.

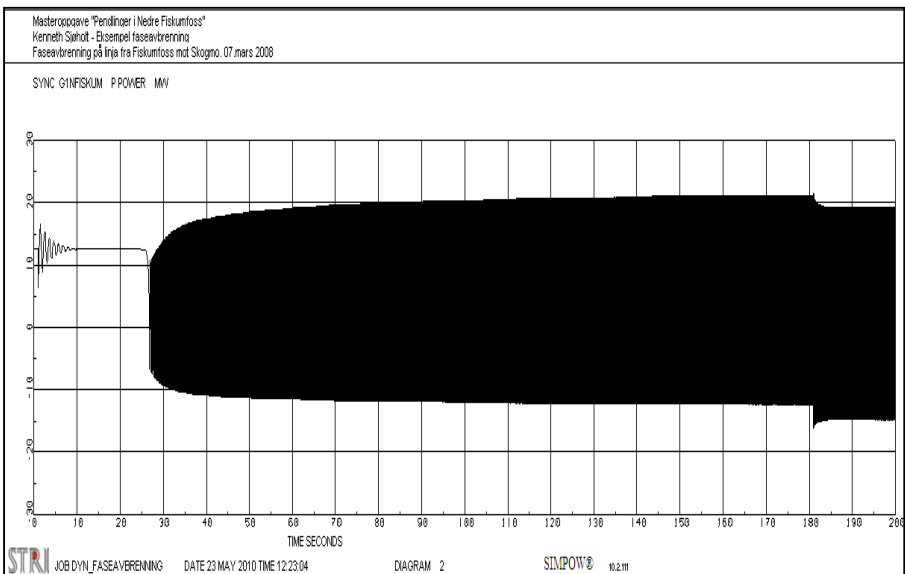
En utvidet simuleringsperiode der faseavbruddet står på i 180 sekund bekrefter at SG1 fortsatt vil pendle ukontrollert under og etter faseavbruddet, se figur V11.7-08 til figur V11.7-14:



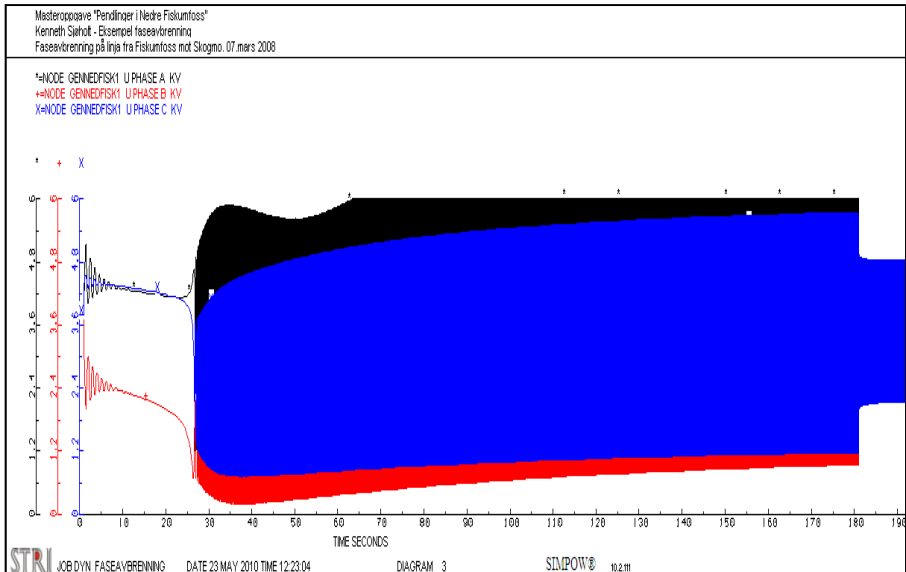
Figur V11.7-08. Rotorhastighet



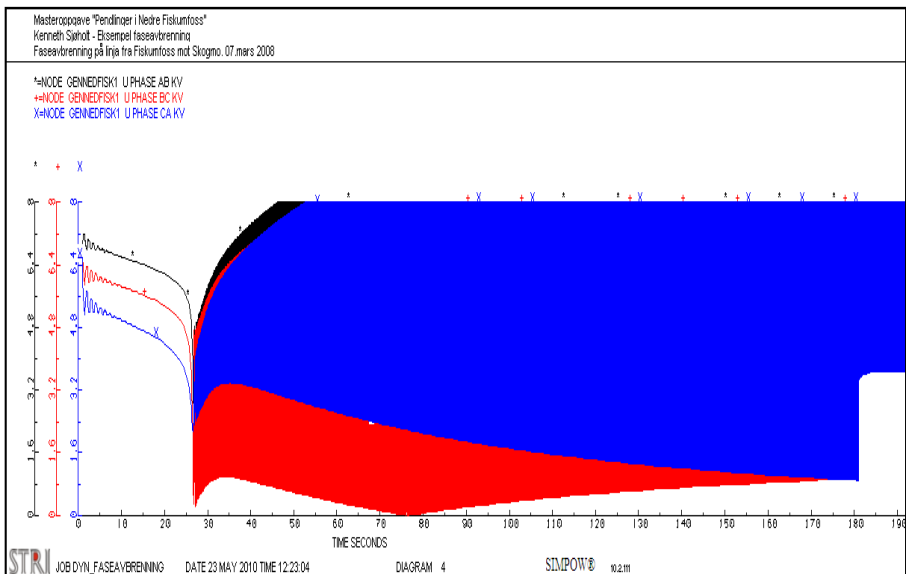
Figur V11.7-09. Polhjulsvinkel



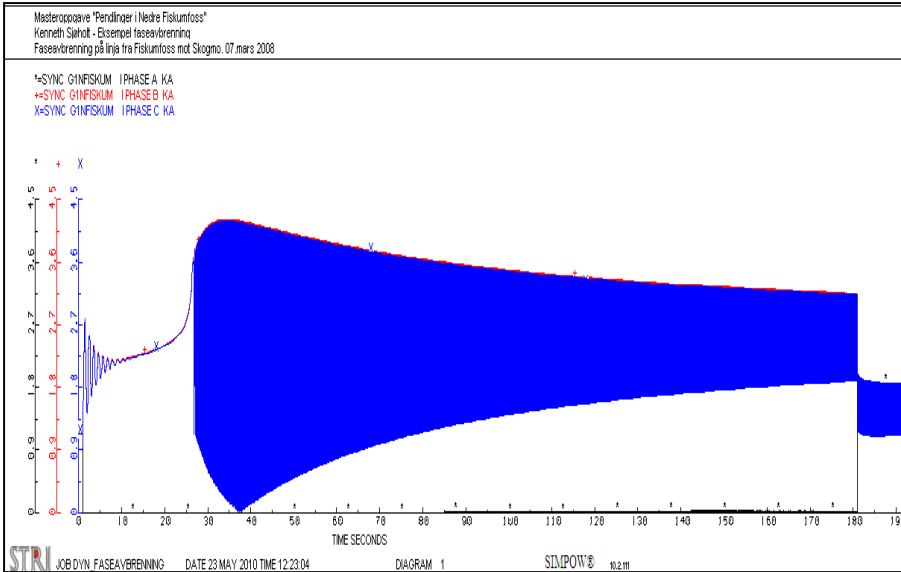
Figur V11.7-10. Aktiv effekt



Figur V11.7-11. Fasespenningene



Figur V11.7-12. Linjespenningene



Figur V11.7-13. Strømmene ut fra generatorklemmene

## ***Vedlegg 12 – Faseavbrudd beskrevet i kap.4 (nøkkeltall)***

Hensikten med dette vedlegget er å samle alle nøkkeltallene fra svingningene til aktiv effekt, polhjulsinkel, spenning og strøm ved faseavbrudd i mindre simuleringsmodeller ut i fra ulike Case-Forsøk beskrevet i kap. 4. Nøkkeltallene er relatert til diagrammene i vedlegg 11, som videre er relatert til synkronmaskinen i *figur 1(A)* og *1(B)* i kap. 4.

Førsteintrykket av tabellene kan virke noe skremmende siden det totalt er 2576 celler med tallverdier. Men poenget var å samle verdiene til de ulike elektrotekniske størrelsene ved ss-verdi under faseavbrudd og sammenligne de med ss-verdiene før og etter faseavbrudd. Samtidig ble det valgt å oppgi maksimal amplitude på den første svingningen relatert til de ulike observasjonene.

Når det oppstod et faseavbrudd i simuleringsmodellene så begynte synkronmaskinen sine elektrotekniske størrelser å oscillere med en svingefrekvens. Svingningene til generatoren stabiliserte seg inn mot et nytt likevektspunkt i de fleste Case-Forsøk. Denne svingefrekvensen ble valgt å kalkulere ut i fra mekanisk hastighet til maskinen, referert som *Speed* i SIMPOW. Verdiene av rotasjonshastigheten og beregningene av svingefrekvensen er ikke valgt å gjengi i master oppgaven. Men framgangsmåten til å beregne svingefrekvensen var å beregne frekvensen til hver enkelt svingning av *Speed* i løpet av perioden til faseavbruddet på 10 sekunder. Så ble det beregnet en gjennomsnittsverdi av alle svingefrekvensene til de ulike svingningene. Svingefrekvensen er gjengitt i vedlegg 12.1.

## 12.1 – SG1 – Aktiv effekt, polhjulsinkel, svingefrekvens

MED LAST	Hvilken komponent	SYNKRONGENERATOR, SG1											
	Hvilken node	Det er kun aktiv effekt i denne tabellen som er relatert til noden GenNedreFisk. Polhjulsinkel er beregnet ut ifra parameterbeskrivelsen til SG1 i dynpow-fila som kalkuleres i SIMPOW. Dette gjelder også rotasjonshastighet som ikke er tallfestet siden generatoren er tilknyttet et stivt nett (50Hz). Men svingefrekvensen til maskinen er beregnet ut i fra gjennomsnittlige svingeperioder under feil av rotasjonshastigheten.											
	Hva er simulert	Aktiv effekt $P$ [MW]				Polhjulsinkel $Teta$ [°]				Svingefrekvens er kalkulert ut i fra gjennomsnittsverdier av svingningene til speed. $Svingefrekvens = f = 1/T$ [Hz]			
	Forsøk	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4
Case 1 (ingen trafo)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	36,03	36,03	36,03	36,03	Svingefrekvens under feil			
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	15,10	14,30	15,16	15,25	57,38	56,81	56,76	57,19				
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	12,71	12,73	12,71	12,83	49,08	46,03	45,98	46,43	Svingefrekvens etter feil og fram til steady			
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	36,11	36,03	36,04	36,04				
Case 2 (T1=dY)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	28,72	28,72	28,72	28,72	Svingefrekvens under feil			
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	13,81	13,77	13,76	13,79	32,99	33,14	33,13	33,19				
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	30,71	32,10	32,10	32,10	Svingefrekvens etter feil og fram til steady			
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	28,71	28,72	28,72	28,72				
Case 3 (T1=yY)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	28,72	28,72	28,72	28,72	Svingefrekvens under feil			
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	14,75	14,66	14,64	14,71	39,57	40,04	40,01	40,20				
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	12,73	12,73	12,72	12,72	33,60	36,36	36,35	36,36	Svingefrekvens etter feil og fram til steady			
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	28,71	28,72	28,72	28,72				
Case 4 (T1=dY) (T2=Yd)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	32,38	32,38	32,38	32,38	Svingefrekvens under feil			
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	14,02	14,00	13,99	14,04	39,55	39,70	39,68	39,79				
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	12,75	12,75	12,74	12,74	36,13	36,65	36,64	36,64	Svingefrekvens etter feil og fram til steady			
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	32,37	32,38	32,38	32,38				
Case 5 (T1=dY) (T1=Yy)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	32,38	32,38	32,38	32,38	Svingefrekvens under feil			
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	14,02	14,00	13,99	14,04	39,55	39,70	39,68	39,79				
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	12,75	12,75	12,75	12,74	36,13	36,65	36,64	36,64	Svingefrekvens etter feil og fram til steady			
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	32,37	32,38	32,38	32,38				
Case 6 (T1=yY) (T1=Yd)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	32,38	32,38	32,38	32,38	Svingefrekvens under feil			
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	14,94	14,93	14,91	15,00	49,27	49,66	49,63	49,97				
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	12,73	12,72	12,72	12,68	41,01	41,88	41,88	41,72	Svingefrekvens etter feil og fram til steady			
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	32,37	32,38	32,38	32,38				
Case 7 (T1=Yy) (T2=Yy)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	32,38	32,38	32,38	32,38	Svingefrekvens under feil			
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	14,94	14,93	14,91	15,00	49,27	49,66	49,63	49,97				
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	12,73	12,72	12,72	12,68	41,01	41,88	41,89	41,72	Svingefrekvens etter feil og fram til steady			
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	12,75	12,75	12,75	12,75	32,37	32,38	32,38	32,38				

UTEN LAST	Hvilken komponent	SYNKRONGENERATOR, SG1													
	Hvilken node	Det er kun aktiv effekt i denne tabellen som er relatert til noden GenNedreFisk. Polhjulsinkel er beregnet ut ifra parameterbeskrivelsen til SG1 i dynpow-fila som kalkuleres i SIMPOW. Dette gjelder også rotasjonshastighet som ikke er tallfestet siden generatoren er tilknyttet et stivt nett (50Hz). Men svingefrekvensen til maskinen er beregnet ut i fra gjennomsnittlige svingeperioder under feil av rotasjonshastigheten.													
	Hva er simulert	Aktiv effekt $P$ [MW]				Polhjulsinkel $Teta$ [°]				Svingefrekvens er kalkulert ut i fra gjennomsnittsverdier av svingningene til speed. $Svingefrekvens = f = 1/T$ [Hz]					
	Forsøk	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4		F1	F2	F3	F4	
Case 1 (ingen trafo)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	46,67	46,67	46,67	46,67		<i>Svingefrekvens under feil</i>	0,92	1,01	0,99	1,00
	<i>Max amplitude under faseavbruddet</i>	16,55	17,14	17,13	17,29	94,88	92,17	92,06	93,17						
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	12,56	12,49	12,37	11,03	83,96	64,24	63,79	57,35		<i>Svingefrekvens etter feil og fram til steady</i>	1,20	1,44	1,41	1,42
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	47,56	46,67	46,67	46,67						
Case 2 (T1=dY)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	29,79	29,79	29,79	29,79		<i>Svingefrekvens under feil</i>	1,56	1,54	1,53	1,54
	<i>Max amplitude under faseavbruddet</i>	14,91	14,85	14,84	14,89	38,67	38,90	38,86	38,98						
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	12,73	12,73	12,73	12,73	34,31	36,03	36,03	36,03		<i>Svingefrekvens etter feil og fram til steady</i>	1,72	1,73	1,69	1,73
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	29,78	29,79	29,79	29,79						
Case 3 (T1=yY)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	29,79	29,79	29,79	29,79		<i>Svingefrekvens under feil</i>	1,34	1,35	1,33	1,31
	<i>Max amplitude under faseavbruddet</i>	16,69	16,64	16,61	16,75	53,44	54,04	53,98	54,39						
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	12,65	12,65	12,64	12,64	41,81	43,94	43,92	43,93		<i>Svingefrekvens etter feil og fram til steady</i>	1,80	1,82	1,79	1,81
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	29,78	29,79	29,79	29,79						
Case 4 (T1=dY) (T2=Yd)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	36,50	36,50	36,50	36,50		<i>Svingefrekvens under feil</i>	1,29	1,32	1,31	1,29
	<i>Max amplitude under faseavbruddet</i>	15,24	15,27	15,25	15,33	51,56	51,73	51,69	51,94						
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	12,73	12,73	12,73	12,73	44,89	44,63	44,62	44,62		<i>Svingefrekvens etter feil og fram til steady</i>	1,53	1,61	1,60	1,54
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	36,50	36,50	36,50	36,50						
Case 5 (T1=dY) (T1=yY)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	36,50	36,50	36,50	36,50		<i>Svingefrekvens under feil</i>	1,31	1,33	1,31	1,29
	<i>Max amplitude under faseavbruddet</i>	15,24	15,27	15,25	15,33	51,56	51,73	51,69	51,94						
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	12,73	12,73	12,73	12,73	44,89	44,63	44,62	44,62		<i>Svingefrekvens etter feil og fram til steady</i>	1,55	1,57	1,60	1,54
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	36,50	36,50	36,50	36,50						
Case 6 (T1=yY) (T1=Yd)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	36,50	36,50	36,50	36,50		<i>Svingefrekvens under feil</i>	1,06	1,08	1,07	1,07
	<i>Max amplitude under faseavbruddet</i>	16,61	16,81	16,79	16,95	74,98	74,81	75,18	76,02						
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	12,66	12,60	12,72	12,74	58,10	55,01	55,46	55,89		<i>Svingefrekvens etter feil og fram til steady</i>	1,52	1,57	1,52	1,53
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	36,53	36,50	36,50	36,50						
Case 7 (T1=yY) (T2=yY)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	36,50	36,50	36,50	36,50		<i>Svingefrekvens under feil</i>	1,06	1,08	1,06	1,07
	<i>Max amplitude under faseavbruddet</i>	16,61	16,81	16,79	16,95	74,98	74,81	75,18	76,02						
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	12,66	12,60	12,72	12,74	58,10	55,01	55,46	55,89		<i>Svingefrekvens etter feil og fram til steady</i>	1,49	1,53	1,50	1,53
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	12,75	12,75	12,75	12,75	36,53	36,50	36,50	36,50						

## 12.2 – SG1 – Fasespenning og Linjespenning

MED LAST	Hvilken komponent	SYNKRONGENERATOR, SG1																											
	Hvilken node	Det er antatt tapsfri kabel mellom generator og transformator som betyr at verdiene i denne tabellen er relatert til noden GenNedreFisk i samtlige case fra simuleringer av faseavbrudd i mindre modeller.																											
	Hva er simulert	Fasespenning [abs verdier]												Linjespenning [abs verdier]															
	Forsøk	Ua [kV]				Ub [kV]				Uc [kV]				Uab [kV]				Ubc [kV]				Uca [kV]							
	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	
Case 1 (ingen trafo)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	4,16	4,20	4,20	4,21	3,10	3,12	3,12	3,12	4,33	4,35	4,35	4,35	7,00	7,05	7,05	7,05	6,52	6,56	6,56	6,55	6,01	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	3,88	4,03	4,03	4,03	3,27	3,35	3,35	3,34	4,19	4,23	4,23	4,24	6,78	6,95	6,95	6,95	6,48	6,62	6,62	6,62	6,04	6,24	6,24	6,23	6,24	6,24	6,24	6,23
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 2 (T1=dY)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	3,88	3,88	3,88	3,88	3,90	3,89	3,89	3,89	3,75	3,76	3,76	3,76	6,84	6,80	6,82	6,82	6,58	6,60	6,58	6,58	6,53	6,58	6,58	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	3,90	3,84	3,84	3,84	3,91	3,88	3,88	3,88	3,76	3,72	3,72	3,72	6,85	6,77	6,77	6,77	6,61	6,55	6,55	6,55	6,59	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 3 (T1=yY)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	4,22	4,17	4,17	4,17	3,53	3,53	3,53	3,53	3,96	3,95	3,94	3,95	7,21	7,16	7,16	7,16	6,53	6,51	6,51	6,51	6,36	6,31	6,32	6,31	6,32	6,31	6,32	6,31
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	4,24	4,04	4,04	4,04	3,63	3,58	3,58	3,58	3,94	3,90	3,90	3,90	7,18	7,00	7,00	7,00	6,62	6,51	6,51	6,51	6,56	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 4 (T1=dY) (T2=Yd)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	3,86	3,86	3,86	3,86	3,89	3,89	3,89	3,89	3,74	3,75	3,75	3,75	6,81	6,80	6,80	6,80	6,55	6,55	6,55	6,54	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	3,86	3,84	3,84	3,84	3,90	3,88	3,88	3,88	3,73	3,71	3,71	3,71	6,81	6,77	6,77	6,77	6,58	6,55	6,55	6,55	6,52	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 5 (T1=dY) (T1=Yy)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	3,86	3,86	3,86	3,86	3,89	3,89	3,89	3,89	3,75	3,75	3,75	3,75	6,81	6,80	6,80	6,80	6,55	6,55	6,55	6,54	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	3,86	3,84	3,84	3,84	3,90	3,88	3,88	3,88	3,73	3,71	3,71	3,71	6,81	6,77	6,77	6,77	6,58	6,55	6,55	6,55	6,52	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 6 (T1=yY) (T1=Yd)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	4,27	4,24	4,24	4,25	3,24	3,23	3,23	3,23	4,11	4,10	4,10	4,10	7,12	7,09	7,09	7,09	6,44	6,41	6,41	6,41	6,24	6,20	6,21	6,20	6,21	6,20	6,21	6,20
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	4,17	4,11	4,11	4,11	3,43	3,40	3,40	3,41	4,06	4,04	4,04	4,04	7,06	7,00	7,00	6,99	6,54	6,49	6,49	6,50	6,41	6,33	6,33	6,34	6,33	6,34	6,33	6,34
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,59	6,60	6,60	6,60	6,59	6,60	6,60	6,60	6,60	6,59	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 7 (T1=yY) (T2=Yy)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	4,27	4,24	4,24	4,25	3,24	3,23	3,23	3,23	4,11	4,10	4,10	4,10	7,12	7,09	7,09	7,09	6,44	6,41	6,41	6,41	6,24	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	4,17	4,11	4,11	4,11	3,43	3,40	3,40	3,41	4,06	4,04	4,04	4,04	7,06	7,00	7,00	6,99	6,54	6,49	6,49	6,49	6,50	6,41	6,34	6,33	6,33	6,34	6,33	6,34
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60

\* Verdiene i denne raden representerer max amplitude ved første svingning til fase- og linjespenningene, henholdsvis referert fase A (fasespenninger) og mellom fase A og fase B (linjespenninger). I enkelte tilfeller betyr dette at max amplitude kan oppstå lengre ute på tidsvektoren. Se kurvene av fasespenningene i vedlegg 11.4 og linjespenningen i vedlegg 11.5 som illustrerer dette.



UTEN LAST	Hvilken komponent	SYNKRONGENERATOR, SGI																							
	Hvilken node	Det er antatt tapsfri kabel mellom generator og transformator som betyr at verdiene i denne tabellen er relatert til node GenNedreFisk i samtlige case fra simuleringer av faseavbrudd i mindre modeller.																							
	Hva er simulert	Fasespenning [abs verdier]												Linjespenning [abs verdier]											
	Forsøk	Ua [kV]				Ub [kV]				Uc [kV]				Uab [kV]				Ubc [kV]				Uca [kV]			
	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	
Case 1 (ingen trafo)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	5,15	5,30	5,30	5,33	2,02	2,10	2,10	2,07	4,53	4,61	4,61	4,61	7,19	7,41	7,41	7,41	6,08	6,30	6,37	6,29	5,34	5,61	5,68	5,60
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	4,27	4,65	4,64	4,50	2,32	2,84	2,86	3,00	4,32	4,55	4,55	4,50	6,57	7,34	7,33	7,28	5,81	6,58	6,58	6,64	4,95	5,94	5,95	6,06
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,79	3,81	3,81	3,81	3,79	3,81	3,81	3,81	3,79	3,81	3,81	3,81	6,57	6,60	6,60	6,60	6,57	6,60	6,60	6,60	6,57	6,60	6,60	6,60
Case 2 (T1=dY)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	3,92	3,91	3,91	3,91	3,97	3,96	3,96	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	7,02	7,00	7,00	7,00	6,55	6,54	6,54	6,54	6,38	6,39	6,38	6,37
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	3,93	3,87	3,87	3,87	3,99	3,95	3,95	3,68	3,63	3,63	3,63	3,63	7,02	6,93	6,93	6,93	6,59	6,53	6,53	6,53	6,48	6,38	6,38	6,38
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 3 (T1=yY)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	4,65	4,61	4,61	4,62	3,19	3,18	3,18	3,18	4,10	4,08	4,08	4,09	7,67	7,62	7,62	7,63	6,35	6,32	6,33	6,32	5,87	5,83	5,83	5,81
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	4,50	4,37	4,37	4,37	3,40	3,36	3,36	3,36	4,07	4,03	4,03	4,03	7,55	7,42	7,42	7,42	6,52	6,44	6,44	6,44	6,22	6,05	6,05	6,05
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 4 (T1=dY) (T2=Yd)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	3,89	3,89	3,89	3,89	3,95	3,95	3,95	3,95	3,68	3,68	3,68	3,69	6,96	6,95	6,95	6,95	6,47	6,47	6,47	6,47	6,28	6,28	6,29	6,28
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	3,86	3,87	3,87	3,87	3,95	3,96	3,96	3,96	3,60	3,61	3,61	3,61	6,93	6,95	6,95	6,95	6,50	6,52	6,52	6,52	6,33	6,35	6,35	6,35
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 5 (T1=dY) (T1=Yy)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	3,89	3,89	3,89	3,89	3,95	3,95	3,95	3,95	3,68	3,68	3,68	3,69	6,96	6,95	6,95	6,95	6,47	6,47	6,47	6,47	6,28	6,28	6,29	6,28
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	3,86	3,87	3,87	3,87	3,95	3,96	3,96	3,96	3,60	3,61	3,61	3,61	6,93	6,95	6,95	6,95	6,50	6,52	6,52	6,52	6,33	6,35	6,35	6,35
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 6 (T1=yY) (T1=Yd)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	5,05	5,09	5,09	5,12	2,44	2,43	2,44	2,41	4,30	4,31	4,31	4,31	7,47	7,49	7,49	7,50	6,10	6,11	6,08	6,06	5,76	5,78	5,76	5,74
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	4,54	4,66	4,67	4,68	2,89	2,97	2,96	2,96	4,23	4,28	4,29	4,29	7,26	7,43	7,43	7,43	6,23	6,38	6,37	6,37	5,86	6,07	6,06	6,06
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
Case 7 (T1=yY) (T2=Yy)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	Max amplitude ref. fase A * (første svingning)	5,05	5,09	5,09	5,12	2,44	2,43	2,44	2,41	4,30	4,31	4,31	4,31	7,47	7,49	7,49	7,50	6,10	6,11	6,08	6,06	5,76	5,78	5,76	5,74
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	4,54	4,66	4,67	4,68	2,89	2,97	2,96	2,96	4,23	4,28	4,29	4,29	7,26	7,43	7,43	7,43	6,23	6,38	6,37	6,37	5,86	6,07	6,06	6,06
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60

\* Verdiene i denne raden representerer max amplitude ved første svingning til fase- og linjespenningene, henholdsvis referert fase A (fasespenninger) og mellom fase A og fase B (linjespenninger). I enkelte tilfeller betyr dette at max amplitude kan oppstå lengre ute på tidsvektoren. Se kurvene av fasespenningene i vedlegg 11.4 og linjespenningen i vedlegg 11.5 som illustrerer dette.

## 12.3 – SG1 – Strømmer

MED LAST	Hvilken komponent	SYNKRONGENERATOR, SG1											
	Hvilken node	Det er antatt tapsfri kabel mellom generator og transformator. Strømmene er derfor målt på noden GenNedreFisk. Spenningsnivå før feil på noden GenNedreFisk er 6.6 kV for samtlige Case.											
	Hva er simulert	Linjestrøm målt fra generatorklemmene [abs verdier]											
	Forsøk	Ia [kA]				Ib [kA]				Ic [kA]			
	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	
Case 1 (ingen trafø)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117
	Max amplitude under feilperioden *	0,580	0,577	0,577	0,577	1,815	1,815	1,812	1,828	1,882	1,875	1,873	1,887
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	0,582	0,569	0,569	0,569	1,455	1,427	1,425	1,443	1,563	1,509	1,507	1,524
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	1,118	1,117	1,117	1,117	1,118	1,117	1,117	1,117	1,118	1,117	1,117	1,117
Case 2 (T1=dY)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117
	Max amplitude under feilperioden *	0,981	0,979	0,978	0,980	1,393	1,386	1,385	1,388	1,379	1,376	1,375	1,378
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	0,927	0,925	0,925	0,925	1,290	1,273	1,273	1,273	1,263	1,268	1,268	1,268
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Case 3 (T1=yY)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117
	Max amplitude under feilperioden *	0,595	0,595	0,595	0,595	1,792	1,779	1,776	1,786	1,744	1,743	1,741	1,751
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	0,589	0,591	0,676	0,591	1,509	1,489	1,676	1,489	1,432	1,472	1,676	1,472
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Case 4 (T1=dY) (T2=Yd)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145
	Max amplitude under feilperioden *	0,967	0,967	0,966	0,969	1,418	1,416	1,415	1,420	1,415	1,416	1,415	1,420
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	0,900	0,901	0,901	0,901	1,276	1,275	1,275	1,275	1,269	1,274	1,274	1,274
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145
Case 5 (T1=dY) (T1=Yy)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145
	Max amplitude under feilperioden *	0,967	0,967	0,966	0,969	1,418	1,416	1,415	1,420	1,415	1,416	1,415	1,419
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	0,900	0,901	0,901	0,901	1,276	1,275	1,275	1,275	1,269	1,274	1,274	1,274
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145
Case 6 (T1=yY) (T1=Yd)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145
	Max amplitude under feilperioden *	0,603	0,605	0,605	0,605	1,845	1,846	1,844	1,859	1,800	1,807	1,805	1,819
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	0,590	0,593	0,593	0,592	1,493	1,494	1,494	1,488	1,457	1,471	1,471	1,465
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145
Case 7 (T1=yY) (T2=Yy)	Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145
	Max amplitude under feilperioden *	0,603	0,605	0,605	0,605	1,845	1,846	1,844	1,859	1,800	1,807	1,805	1,819
	Steady state verdi under feil (ved 11sek)	0,590	0,593	0,593	0,592	1,493	1,494	1,494	1,488	1,457	1,471	1,471	1,465
	Steady state verdi etter feil (ved 20sek)	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145

\* Cellene som er uthøvet med gul bakgrunn representerer den fasen (fase A, B og C) som gir høgast amplitude under faseavbruddet. På det tidspunktet den ene fasen har sin max amplitude, er verdiene til de to andre fasene referert til den ene fasen som da har max amplitude. Se vedlegg 11.6 som illustrerer hvordan strømmene svinger under og etter faseavbruddet.

UTEN LAST	Hvilken komponent	SYNKRONGENERATOR, SGI											
	Hvilken node	Det er antatt tapsfri kabel mellom generator og transformator. Strømmene er derfor målt på noden GenNedreFisk. Spenningsnivå før feil på noden GenNedreFisk er 6.6 kV for samtlige Case.											
	Hva er simulert	Linjestrøm målt fra generatorklemmene [abs verdier]											
	Forsøk	Ia [kA]				Ib [kA]				Ic [kA]			
	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4	
Case 1 (ingen trafo)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147
	<i>Max amplitude under feilperioden *</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	2,780	2,788	2,785	2,820	2,764	2,772	2,769	2,803
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	2,201	1,900	1,880	1,664	2,189	1,889	1,869	1,655
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	1,157	1,147	1,147	1,147	1,157	1,147	1,147	1,147	1,157	1,147	1,147	1,147
Case 2 (T1=dY)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158
	<i>Max amplitude under feilperioden *</i>	0,801	0,798	0,797	0,800	1,652	1,646	1,644	1,651	1,644	1,638	1,636	1,642
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	0,686	0,685	0,685	0,685	1,416	1,414	1,413	1,414	1,409	1,406	1,406	1,406
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158
Case 3 (T1=yY)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158
	<i>Max amplitude under feilperioden *</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	2,604	2,606	2,601	2,624	2,595	2,597	2,592	2,615
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	1,940	1,954	1,953	1,953	1,934	1,947	1,946	1,946
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158
Case 4 (T1=dY) (T2=Yd)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132
	<i>Max amplitude under feilperioden *</i>	0,781	0,783	0,782	0,786	1,744	1,748	1,746	1,756	1,739	1,742	1,740	1,750
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	0,646	0,645	0,645	0,645	1,443	1,441	1,441	1,441	1,438	1,437	1,436	1,436
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132
Case 5 (T1=dY) (T1=YY)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132
	<i>Max amplitude under feilperioden *</i>	0,781	0,783	0,782	0,786	1,744	1,748	1,746	1,756	1,739	1,742	1,740	1,750
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	0,646	0,645	0,645	0,645	1,443	1,441	1,441	1,441	1,438	1,437	1,436	1,436
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132
Case 6 (T1=yY) (T1=Yd)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132
	<i>Max amplitude under feilperioden *</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	2,781	2,812	2,809	2,844	2,767	2,798	2,794	2,830
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	2,022	1,977	1,997	2,000	2,012	1,967	1,987	1,990
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132
Case 7 (T1=yY) (T2=YY)	<i>Steady state verdi rett før feil (ved 1 sek)</i>	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132
	<i>Max amplitude under feilperioden *</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	2,781	2,812	2,809	2,844	2,767	2,798	2,794	2,830
	<i>Steady state verdi under feil (ved 11sek)</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	2,022	1,977	1,997	2,000	2,012	1,967	1,987	1,990
	<i>Steady state verdi etter feil (ved 20sek)</i>	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132	1,132

\* Cellene som er uthevet med gul bakgrunn representerer den fasen (fase A, B og C) som gir høyest amplitude under faseavbruddet. På det tidspunktet den ene fasen har sin max amplitude, er verdiene til de to andre fasene referert til den ene fasen som da har max amplitude. Se vedlegg 11.6 som illustrerer hvordan strømmene svinger under og etter faseavbruddet.

### Vedlegg 13 – Transformatormodeller (+ - 0 system)

Modell	Plussystem	Minussystem	Nullsystem
<p> <math>U_{pn} : U_{sn}</math>  <math>Z_{pj}</math> <math>Z_{sj}</math> </p>	<p> <math>Z_{k+}</math> <math>n_{pu}</math>  <math>Z_{m+}</math> </p>	<p> <math>Z_{k-}</math> <math>n_{pu}</math>  <math>Z_{m-}</math> </p>	<p> <math>Z_{k0}</math> <math>3Z_{pj}</math> <math>3Z_{sj}</math> <math>n_{pu}</math>  <math>Z_{m0}</math> </p>
<p> <math>U_{pn} : U_{sn}</math>  <math>Z_{sj}</math> </p>	<p> <math>Z_{k+}</math> <math>n_{pu}</math>  <math>Z_{m+}</math> </p>	<p> <math>Z_{k-}</math> <math>n_{pu}^*</math>  <math>Z_{m-}</math> </p>	<p> <math>Z_{k0}</math> <math>3Z_{sj}</math>  <math>Z_{m0}</math> </p>

## ***Vedlegg 14 – Modell av komponenter i SIMPOW***

*OPTPOW* funksjonen beregner lastflyten til systemet. *DYNPOW* funksjonen brukes til dynamiske simuleringer. Systemets stasjonære tilstand fra *OPTPOW* er begynnelsestilstanden til systemet i *DYNPOW*. Det er valgt å kun ta med parameter og funksjoner som benyttes i simuleringene. Forklaring er hentet fra SIMPOW manualen og det henvises til manualen på vedlagt DVD for grundigere beskrivelse.

### ***Lastflyt: OPTPOW***

I datagruppen *GENERAL* velges baseverdi for systemet og det er valgt å bruke ytelsen til hovedtransformator (Namsos S) i MVA.

```
GENERAL
SN=160
END
```

Nodene spesifiseres i datagruppen *NODES*. Navn på noden og spenningsnivå i kV må spesifiseres for alle nodene. Det er valgt å navngi nodene slik at de lett kan identifiseres med de virkelige navnene i R-nettet.

```
NODES
GENNedFisk1 UB=6.6
...
...
NedreFisk66 UB=66
...
...
END
```

Datagruppen *LINES* inneholder all data for linjene. Navnet på nodene linjen går mellom står først. Det ble valgt å bruke *TYPE=2*. *TYPE=2* beskriver linjene med R, X og B. R er resistans i ohm per lengde enhet og X er reaktans i ohm per lengdeenhet. B er suseptans og beregnes som forklart i {3.4}. Det ble valgt å bruke lengdeenheten L i km. Hvis strøm i linjen overstiger I1MAX vil SIMPOW gi beskjed.

```
LINES
NedreFisk66 Aunfoss TYPE=2 R=0.151 X=0.387 B=0.000002965 L=10.4
...
...
BUS5 NamsosS1 TYPE=2 R=0.151 X=0.387 B=0.00000296566 L=12.9
END
```

Datagruppen *TRANSFORMERS* inneholder data om transformatorene og begynner med navn på nodene transformatoren til transformatoren. SN er merkeytelsen til i MVA. Spenning på primær, UN1, og sekundær, UN2, oppgis i kV. Default verdi NW=2 angir at det er en 2 viklingstransformator. EX12 er kortslutningsreaktansen mellom vikling 1 og 2 oppgitt i p.u. ER12 er kortslutningsresistansen mellom vikling 1 og 2 oppgitt i p.u.

#### TRANSFORMERS

GENNedFisk1 NedreFisk66 SN=17 UN1=6.6 UN2=69 EX12=0.1049 ER12=0.00350

...

...

NamsosS1 NamsosS2 SN=160 UN1=66 UN2=300 EX12=0.1129 ER12=0.00340

END

Datagruppen *LOADS* inneholder informasjon om lastene i systemet. Navn på noden lasten er koblet til står først. En last kan spesifiseres med P og Q eller P og cosfi. P angir størrelsen på aktiveffekt i MW, Q størrelsen på reaktiveffekt i MVAR og cosfi lastfaktoren. MP og MQ er lastfaktoren som er beskrevet i kap.3.9.

#### LOADS

NedreFisk22 P=5.50 Q=1.08 MP=1 MQ=1

...

...

Steinkjer1 P=29.00 Q=-3.30 MP=1 MQ=1

END

Datagruppen *SHUNT IMPEDANCES* omfatter shunt reaktor, shunt kondensator eller shunt filter. Navn på noden og spenningsnivå oppgis. For en shunt kondensator som skal produsere reaktiveffekt setter Q lik en negativ verdi for ønsket MVAR produksjon. Default verdi NCON=0 brukes siden den er kontinuerlig tilkoblet R-nettet.

#### SHUNT IMPEDANCES

Saltbotn2 Q=-7.2 UN=66

Steinkjer2 Q=-8.4 UN=66

END

I datagruppen *POWER CONTROL* kan en blant annet angi ulik produksjon i systemet. TYPE=NODE brukes på produksjonsenheter som spesifiseres i dynpow. Name angir navnet på produksjonsenheten. RTYPE angir hva slags type produksjonskilde det er. RTYPE=SW er sving bus (stivt nett) der spenning og FI brukes som referanse. RTYPE=UP er en kilde med konstant spenning og aktiv effektproduksjon.

#### POWER CONTROL

```
GENNedFisk1 TYPE=NODE RTYPE=UP U=6.6 P=12.75 NAME=G1NFiskum
...
...
NamsosS2 TYPE=NODE RTYPE=SW U=300 FI=0.0 NAME=StiffNetwork
END
```

#### *Dynamisk analyse: DYNPOW*

I CONTROL DATA gruppen kan en blant annet angi lengden på simuleringen i sekunder med funksjonen TEND.

#### CONTROL DATA

```
TEND=30
END
```

I GENERAL gruppen angis systemets frekvens i Hz med funksjonen FN. I Norge er systemfrekvensen på 50Hz. Alle system må ha en referanse maskin, REF. I simuleringene brukes NamsosS2, det stivete nettet, som referansemaskin.

#### GENERAL

```
FN=50
REF=StiffNetwork
END
```

Datagruppen *NODES* inneholder informasjon om det stive nettet. TYPE=1 angir at det stive nettet er modellert med konstantspenning og vinkel (FI). Verdien for spenning og vinkel ble definert i *OPTPOW* filen.

#### NODES

```
NamsosS2 NAME=StiffNetwork TYPE=1
END
```

Datagruppen *SYNCHRONOUS MACHINE* inneholder dynamiske data for alle synkronmaskinene i systemet. To forskjellige maskintyper skal brukes i simuleringene. TYPE=2 er en maskin modellert med en feltvikling og en dempevikling langs d-aksen og metning er inkludert i modellen. H er treghetskonstanten til maskinen og D er dempekonstanten. XD, XDP og XDB er den stasjonære, transiente og subtransiente synkronreaktansen langs d-aksen. XQ og XQB er den stasjonære og subtransiente synkronreaktansen langs q-aksen. TD0P, TD0B OG TQ0B er den transiente og subtransiente åpne sløyfe tidskonstantene langs d-aksen og den subtransiente åpne sløyfe tidskonstantene langs q-aksen. X0 og X2 er nullfølgereaktansen og negativsekvens reaktansen til maskinen. XA og RA er armaturreaktansen og armaturresistansen. Alle reaktansene og resistansene er i p.u og tidskonstantene er i sekunder. Parameterne V1, V2, SE1 og SE2 angir metning i maskinen. VREG angir nummer på spenningsregulatoren til maskinen. TURB angir nummer på turbinen som er tilknyttet generatoren.

#### SYNCHRONOUS MACHINE

```
G1NFiskum GENNedFisk1 TYPE=2
      XD=1.197  XQ=0.746  XA=0.12
      XDP=0.262  XQP=0.746  RA=0.0012
      XDB=0.163  XQB=0.171
      TD0P=5.594  TD0B=0.082
      TQ0B=0.246
      V1=1.0  V2=1.2
      SE1=0.1  SE2=0.3
      VREG=20  TURB=100
      H=2.76  SN=17  UN=6.6  D=0
...
...
END
```

I datagruppen *REGULATORS* defineres regulatorene i systemet. SIMPOW har en del innebygde regulatorer. Blant annet turbinregulator TYPE=22 som kan brukes for å rampe opp turbinmomentet. I oppgaven brukes først og fremst tildelte regulatorer fra T. Toftevaag. Men der laget en dsl kode for PSS. Beskrivelse av spennings- og turbinregulatorer samt PSS med tilhørende parametere er i oppgaven.

#### TURBINES & GOVERNORS

```
100 TYPE=HT1  GOV=10  TW=1  KD=1
10  TYPE=SG3
      K=25
      T1=45  T2=5  T3=0.
END
```



## REGULATORS

```
21 TYPE=DSL/S/WQ/ NSWS=1 SWS=1 SW=1 SW1=1
   TR=0.05 KA=100.0 TA=0.004 TB=5.0 TC=1.0
   VRMIN=-3.4 VRMAX=4 VIMIN=-1.00 VIMAX=1.00
   RC=0.0 XC=0.0 TAB1=0
```

```
1 TYPE=DSL/PSS1/ Tw=0.1 Kw=-9.5 Tf=0 Tw1a=1.4 Tw1=1.4
   Tw2a=1 Tw2=0.1
   T1=0.154 T2=0.033
   T3=0 T4=0.001
   VSmax=1.0 VSmin=-1.0
```

END

I datagruppen *DSL-TYPES* samles dsl-types for de dsl kodene.

## DSL-TYPE

```
PSS1(W,T4,T3,T2,T1,Tw2,Tw2a,Tw1,Tf,Kw,VSmax,VSmin,Tw,Tw1a,VS
,VS0)
END
```

I datagruppen *BREAKERS* angir hvordan faseavbruddet simuleres. Dette er en bryter som innføres på alle fasene uten resistans eller reaktans. Denne blir benyttet i *RUN INSTRUCTIONS*.

## BREAKERS

```
1 TYPE=0 RA=0 RB=0 RC=0 XA=0 XB=0 XC=0
END
```

I datagruppen *RUN INSTRUCTION* angis ulike hendelser som skal skje i systemet ved bestemte tidspunkt. For eksempel ved  $t=1$  kobles faseA og ved  $t=16$  kobles faseA inn igjen. Henvises til bruker manualen som er vedlagt på DVD for flere eksempler.

## RUN INSTRUCTION

```
AT 1.000 INST OPEN LINE BUS5 NamsosS1 1BREAKER PHASE 1
AT 16.000 INST CLOSE LINE BUS5 NamsosS1 1BREAKER PHASE 1
! Feiltid: 15s
END
```

## Vedlegg 15 – Optpow og Dynpow

### Optpow

Masteroppgave "Pendlinger i Nedre Fiskumfoss"

Kenneth Sjøholt - Tilfelle 1

Tilfelle 1 - Faseavbrenning med tilhørende jordfeil på linja fra Fiskumfoss mot trafostasjonen Namsos S. 07.mars 2008

\*\*

CONTROLDATA

END

GENERAL

SN=160

END

NODES

GENNedFisk1 UB=6.6

GENNedFisk2 UB=6.6

GENNedFisk3 UB=6.6

GENØvreFisk UB=3.2

GENAun1 UB=6.3

GENAun2 UB=6.3

GENBogna UB=8.5

GENSalsbruk UB=3.2

NedreFisk66 UB=66

NedreFisk22 UB=22

ØvreFisk22 UB=22

Aunfoss UB=66

BUS1 UB=66

Snåsa1 UB=66

Snåsa2 UB=22

Bogna UB=66

BUS2 UB=66

Følling1 UB=66

Følling2 UB=22

Steinkjer1 UB=66

Steinkjer2 UB=22

BUS3 UB=66

Høylandet1 UB=66

Høylandet2 UB=22

BUS4 UB=66

Salsbruket1 UB=66

Salsbruket2 UB=22

Saltbotn1 UB=66

Saltbotn2 UB=22

BUS5 UB=66

Skogmo1 UB=66

Skogmo2 UB=22

NamsosS1 UB=66

NamsosS2 UB=300

END

LINES

NedreFisk66 Aunfoss TYPE=2 R=0.151 X=0.387 B=0.00000296566 L=10.4

NedreFisk66 BUS1 TYPE=2 R=0.151 X=0.387 B=0.00000296566 L=38.4

NedreFisk22 ØvreFisk22 TYPE=2 R=0.359 X=0.373 B=0.00000307561 L=0.19

BUS1 Snåsa1 TYPE=2 R=0.151 X=0.387 B=0.00000296566 L=0.8

BUS1 Bogna TYPE=2 R=0.151 X=0.387 B=0.00000296566 L=15.8

Bogna BUS2 TYPE=2 R=0.076 X=0.366 B=0.00000315102 L=28

```

BUS2    Følling1  TYPE=2 R=0.121 X=0.380 B=0.00000301907 L=0.18
BUS2    Steinkjer1 TYPE=2 R=0.076 X=0.366 B=0.00000315102 L=9.4
NedreFisk66 BUS3    TYPE=2 R=0.089 X=0.374 B=0.00000307562 L=14.2
BUS3    Høylandet1 TYPE=2 R=0.359 X=0.416 B=0.00000275204 L=0.7
BUS3    BUS4      TYPE=2 R=0.089 X=0.374 B=0.00000307562 L=34.8
BUS4    Salsbruket1 TYPE=2 R=0.089 X=0.374 B=0.00000307562 L=0.2
BUS4    Saltbotn1 TYPE=2 R=0.089 X=0.374 B=0.00000307562 L=16.3
NedreFisk66 BUS5    TYPE=2 R=0.151 X=0.387 B=0.00000296566 L=21.5
BUS5    Skogmo1   TYPE=2 R=0.151 X=0.387 B=0.00000296566 L=0.5
BUS5    NamsosS1  TYPE=2 R=0.151 X=0.387 B=0.00000296566 L=12.9
END

```

#### SHUNT IMPEDANCES

```

Saltbotn2 Q=-7.2 UN=66
Steinkjer2 Q=-8.4 UN=66
END

```

#### TRANSFORMERS

```

GENNedFisk1 NedreFisk66 SN=17 UN1=6.6 UN2=69 EX12=0.1049 ER12=0.00350
GENNedFisk2 NedreFisk66 SN=17 UN1=6.6 UN2=69 EX12=0.1049 ER12=0.00350
GENNedFisk3 NedreFisk66 SN=17 UN1=6.6 UN2=69 EX12=0.1049 ER12=0.00350
NedreFisk22 NedreFisk66 SN=10 UN1=22 UN2=66 EX12=0.0778 ER12=0.00550
GENØvreFisk ØvreFisk22 SN=9 UN1=3.2 UN2=23 EX12=0.0851 ER12=0.00590
GENAun1 Aunfoss SN=18 UN1=6.3 UN2=70 EX12=0.0986 ER12=0.00658
GENAun2 Aunfoss SN=18 UN1=6.3 UN2=70 EX12=0.0983 ER12=0.00660
Snåsa2 Snåsa1 SN=10 UN1=22 UN2=66 EX12=0.0778 ER12=0.00550
GENBogna Bogna SN=60 UN1=8.5 UN2=70 EX12=0.0853 ER12=0.00281
Følling2 Følling1 SN=10 UN1=22 UN2=66 EX12=0.0778 ER12=0.00550
Høylandet2 Høylandet1 SN=10 UN1=22 UN2=66 EX12=0.0778 ER12=0.00550
Salsbruket2 Salsbruket1 SN=10 UN1=22 UN2=66 EX12=0.0778 ER12=0.00550
GENSalsbruk Salsbruket2 SN=9 UN1=3.2 UN2=23 EX12=0.0851 ER12=0.00590
Saltbotn2 Saltbotn1 SN=10 UN1=22 UN2=66 EX12=0.0778 ER12=0.00550
Skogmo2 Skogmo1 SN=10 UN1=22 UN2=66 EX12=0.0778 ER12=0.00550
Steinkjer1 Steinkjer2 SN=25 UN1=66 UN2=22 EX12=0.1005 ER12=0.00380
NamsosS1 NamsosS2 SN=160 UN1=66 UN2=300 EX12=0.1129 ER12=0.00340
END

```

#### LOADS

```

NedreFisk22 P=5.50 Q=1.08 MP=1 MQ=1
Følling2 P=4.33 Q=0.60 MP=1 MQ=1
Høylandet2 P=2.92 Q=0.63 MP=1 MQ=1
Salsbruket2 P=6.28 Q=0.47 MP=1 MQ=1
Saltbotn2 P=4.24 Q=2.05 MP=1 MQ=1
Skogmo2 P=5.80 Q=1.91 MP=1 MQ=1
Snåsa2 P=4.76 Q=0.65 MP=1 MQ=1
Steinkjer1 P=29.00 Q=-3.30 MP=1 MQ=1
END

```

#### POWER CONTROL

```

GENNedFisk1 TYPE=NODE RTYPE=UP U=6.6 P=12.75 NAME=G1NFiskum
GENNedFisk2 TYPE=NODE RTYPE=UP U=6.6 P=12.75 NAME=G2NFiskum
GENNedFisk3 TYPE=NODE RTYPE=UP U=6.6 P=12.75 NAME=G3NFiskum
GENØvreFisk TYPE=NODE RTYPE=UP U=3.2 P=7.5 NAME=G1ØFiskum
GENAun1 TYPE=NODE RTYPE=UP U=6.3 P=13.5 NAME=G1Aunfoss
GENAun2 TYPE=NODE RTYPE=UP U=6.3 P=13.5 NAME=G2Aunfoss
GENBogna TYPE=NODE RTYPE=UP U=8.5 P=49.8 NAME=G1Bogna
GENSalsbruk TYPE=NODE RTYPE=UP U=3.2 P=7.0 NAME=G1Salsbruket
NamsosS2 TYPE=NODE RTYPE=SW U=300 FI=0.0 NAME=StiffNetwork
END

```

END

## Dynpow

Masteroppgave "Pendlinger i Nedre Fiskumfoss"

Kenneth Sjøholt - Tilfelle 1

Tilfelle 1 - Faseavbrenning med tilhørende jordfeil på linja fra Fiskumfoss mot trafostasjonen Namsos S. 07.mars 2008

\*\*

### CONTROLDATA

TEND=40

SPL=2.00 !Default: SPL=0.05

TETL=180000000 !Default: TETL=180

END

### GENERAL

FN=50

REF=StiffNetwork

END

### NODES

NamsosS2 NAME=StiffNetwork TYPE=1

END

### SYNCHRONOUS MACHINE

G1NFiskum GENNedFisk1 TYPE=2 XD=1.197 XQ=0.746 XA=0.12

XDP=0.262 XQP=0.746 RA=0.0012

XDB=0.163 XQB=0.171

TD0P=5.594 TD0B=0.082

TQ0B=0.246

V1=1.0 V2=1.2

SE1=0.1 SE2=0.3

VREG=21 TURB=100

H=2.76 SN=17 UN=6.6 D=0

G2NFiskum GENNedFisk2 TYPE=2 XD=1.197 XQ=0.746 XA=0.12

XDP=0.262 XQP=0.746 RA=0.0012

XDB=0.163 XQB=0.171

TD0P=5.594 TD0B=0.082

TQ0B=0.246

V1=1.0 V2=1.2

SE1=0.1 SE2=0.3

VREG=21 TURB=100

H=2.76 SN=17 UN=6.6 D=0

G3NFiskum GENNedFisk3 TYPE=2 XD=1.197 XQ=0.746 XA=0.12

XDP=0.262 XQP=0.746 RA=0.0012

XDB=0.163 XQB=0.171

TD0P=5.594 TD0B=0.082

TQ0B=0.246

V1=1.0 V2=1.2

SE1=0.1 SE2=0.3

VREG=21 TURB=100

H=2.76 SN=17 UN=6.6 D=0

G1ØFiskum GENØvreFisk TYPE=2 XD=1.426 XQ=0.975 XA=0.14

XDP=0.322 XQP=0.975 RA=0.0014

XDB=0.180 XQB=0.173

TD0P=5.395 TD0B=0.032

TQ0B=0.247

V1=1.0 V2=1.2

SE1=0.1 SE2=0.3

VREG=21 TURB=100

```

H=0.69 SN=9 UN=3.2 D=0

G1Aunfoss GENAun1 TYPE=2 XD=1.197 XQ=0.746 XA=0.12
XDP=0.262 XQP=0.746 RA=0.0012
XDB=0.163 XQB=0.171
TDOP=5.594 TD0B=0.082
TQ0B=0.246
V1=1.0 V2=1.2
SE1=0.1 SE2=0.3
VREG=21 TURB=100
H=2.69 SN=18 UN=6.3 D=0

G2Aunfoss GENAun2 TYPE=2 XD=1.197 XQ=0.746 XA=0.12
XDP=0.262 XQP=0.746 RA=0.0012
XDB=0.163 XQB=0.171
TDOP=5.594 TD0B=0.082
TQ0B=0.246
V1=1.0 V2=1.2
SE1=0.1 SE2=0.3
VREG=21 TURB=100
H=2.69 SN=18 UN=6.3 D=0

G1Bogna GENBogna TYPE=2 XD=1.18 XQ=0.61 XA=0.12
XDP=0.28 XQP=0.61 RA=0.0012
XDB=0.16 XQB=0.17
V1=1 V2=1.2
SE1=0.1 SE2=0.3
TDOP=6.50 TD0B=0.05
TQ0B=0.140
VREG=21 TURB=100
H=2.28 SN=60 UN=8.5 D=0

G1Salsbruket GENSalsbruk TYPE=2 XD=1.426 XQ=0.975 XA=0.14
XDP=0.322 XQP=0.975 RA=0.0014
XDB=0.180 XQB=0.173
TDOP=5.395 TD0B=0.032
TQ0B=0.247
V1=1.0 V2=1.2
SE1=0.1 SE2=0.3
VREG=21 TURB=100
H=0.69 SN=9 UN=3.2 D=0

END

TURBINES & GOVERNORS
!!!! 100 TYPE=HT1 GOV=10 TW=1 KD=1

!!!! 10 TYPE=SG3
!!!! K=25
!!!! T1=45 T2=5 T3=0.6

100 TYPE=HT1 GOV=10 TW=1 KD=1

10 TYPE=SG3
K=25
T1=45 T2=5 T3=0.6

!!!! 100 TYPE HT1 GOV 120 TW 1 KD 1
!!!! 120 TYPE SG3 YMIN 0 YMAX 1 K 25 T1 45 T2 5 T3 0.6

```

```

!!!!   !!!! Følgende turbin/regulator modell (med parameterverdier) er hentet fra
!!!!   !!!! filen OYB-G3_isol.dynpow. Denne finnes på katalogen I:\dok\12\tt
!!!!   !!!! \Øvre Otta\Nye beregninger november 2002\SIMPOW-filer (nye beregninger nov 2002)
!!!!   !!!! Modellen er beskrevet i SIMPOW User Manual, Dynpow, Appendix 2.
!!!!200   TYPE=DSLS/HYTUR/ TW=1.0 AT=1.1 DTURB=0.3 QNL=0.1 GOV=210 ! AT=1.1
!!!!210   TYPE=DSLS/HYGOV/ RBIG=0.04 RSMALL=0.4 TR=8.0 TF=0.05 TG=0.2 ! TR=8.0
!!!!           VELM=0.2 GMAX=1.0 GMIN=0.0
END

REGULATORS
20   TYPE=DSLS/WQ/ NSWS=1 VS=0.0 SWS=1 SW=1 SW1=1      !!! - VS=0.0 - betyr at
           TR=0.05 KA=100.0 TA=0.004 TB=5.0 TC=1.0      !!! PSS1 ikke virker
           VRMIN=-3.4 VRMAX=4 VIMIN=-1.00 VIMAX=1.00
           RC=0.0 XC=0.0 TAB1=0

21   TYPE=DSLS/WQ/ NSWS=1 SWS=1 SW=1 SW1=1      !!! Fjernet denne - VS=0.0 – først
           TR=0.05 KA=100.0 TA=0.004 TB=5.0 TC=1.0      !!! da virket PSS1
           VRMIN=-3.4 VRMAX=4 VIMIN=-1.00 VIMAX=1.00
           RC=0.0 XC=0.0 TAB1=0

1    TYPE=DSL/PSS1/ Tw=0.1 Kw=-9.5 Tf=0 Tw1a=1.4 Tw1=1.4 Tw2a=1 Tw2=0.1
           T1=0.154 T2=0.033      !!!Parametriseringen er tatt ut i fra Kundur-boka
           T3=0 T4=0.001      !!!nederst på side775 ref til fig.12-14 (s769)
           VSmax=1.0 VSmin=-1.0      !!!Derfor gjenspeiler min PSS1 Kundur sin PSS på s.769
END

DSL-TYPE
PSS1(W,T4,T3,T2,T1,Tw2,Tw2a,Tw1,Tf,Kw,VSmax,VSmin,Tw,Tw1a,VS,VS0)
END

BREAKERS
1   TYPE=0 RA=0 RB=0 RC=0 XA=0 XB=0 XC=0
END

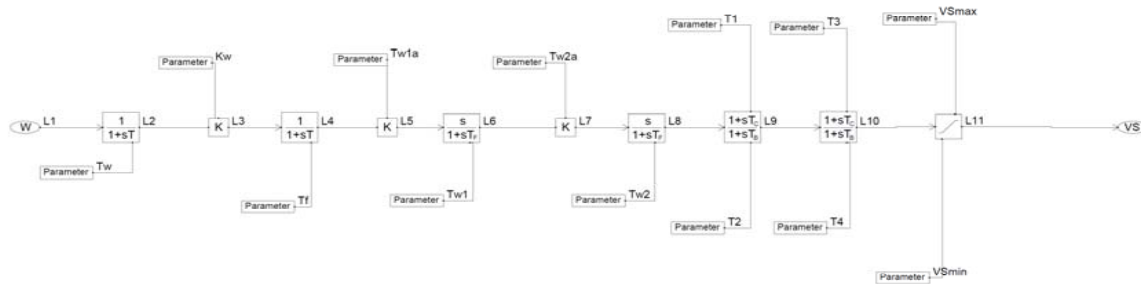
LINES
BUS5 NamsosS1 1BREAKER=1
END

LOADS
NedreFisk22 MP=1 MQ=1
Følling2 MP=1 MQ=1
Høylandet2 MP=1 MQ=1
Salsbruket2 MP=1 MQ=1
Saltbotn2 MP=1 MQ=1
Skogmo2 MP=1 MQ=1
Snåsa2 MP=1 MQ=1
Steinkjer1 MP=1 MQ=1
END

RUN INSTRUCTION
AT 1.000 INST OPEN LINE BUS5 NamsosS1 1BREAKER PHASE 1
AT 14.000 INST CLOSE LINE BUS5 NamsosS1 1BREAKER PHASE 1      ! Feiltid: 13s
END
END

```

## Vedlegg 16 – Enlinjeskjema for PSS1



			Name: PSS1	Design created by: KSj	FUNCTIONAL DIAGRAM	PSS benyttet i R-nettet til NTE	Rev. no.	Rev. date
			Space for explanation	Designed by: KSj	DSL Code Generator	Master Thesis	00	1000
			Proc type: PSS1 valgt fra SIMPOW manual	Author: Kenneth Sjøholt	ABB POWER SYSTEMS AB	Tilfelle 1		1002
Rev. no.	Rev. date	Rev. no.	Type: Dempelists	Project: NTNU	2010.Mai.18			

## Vedlegg 17 – Dsl-kode for PSS1

```
!! *----- DSL Code Generator, Simpow -----
!! *
!! *   Name       : PSS1
!! *   Explanation:
!! *           Tilfelle1
!! *   DSL Code Generator, release 1.3, 2005-02-10.
!! *   Copyright STRI AB, Sweden.
!! *-----
!! Department : NTNU
!! Designed by: Kenneth Sjøholt
!! Checked by : KSj
!! Approved by: KSj
!! Date      : 2010.Mai.18
!! *-----

PROCESS PSS1(W,T4,T3,T2,
& T1,Tw2,Tw2a,Tw1,
& Tf,Kw,V$max,V$min,
& Tw,Tw1a,VS,VS0) !Her måtte jeg legge til VS0
EXTERNAL W,T4,T3,T2
EXTERNAL T1,Tw2,Tw2a,Tw1
EXTERNAL Tf,Kw,V$max,V$min
EXTERNAL Tw,Tw1a
EXTERNAL VS0 !Her måtte jeg legge til VS0
!! End of external declarations.
REAL W,L1,T4,T3
REAL T2,T1,Tw2,Tw2a
REAL Tw1,Tf,Kw,V$max
REAL V$min,Tw,Tw1a,L2
REAL L3,L4,L5,L6
REAL INTER_1,INTER_2,L7,L8
REAL INTER_3,INTER_4,L9,INTER_5
REAL L10,INTER_6,L11,VS
REAL VS0,VREF/*/ !Her måtte jeg legge til VS0 og VREF/*/
INTEGER CHECK_OF_LIMITS
!! End of integer declarations.
STATE L2,L4,INTER_2
STATE INTER_4,INTER_5,INTER_6
STATE CHECK_OF_LIMITS/0/
!! End of state declarations.
IF (START) THEN
  ENDIF

!! Here starts the dynamic part of process PSS1.
L1=W
!! First-order filter with filter constant Tw.
IF (START00) THEN
  L2=L1
ELSE
  L2: L2=L1-Tw*.D/DT.L2
ENDIF
!! Multiplication of two signals.
L3=Kw*L2
!! First-order filter with filter constant Tf.
IF (START00) THEN
  L4=L3
ELSE
  L4: L4=L3-Tf*.D/DT.L4
ENDIF
```



```

!! Multiplication of two signals.
L5=Tw1a*L4
!! Filtered deriving function s/(1+sTw1).
INTER_1=L5/Tw1
INTER_2: INTER_2=INTER_1-Tw1*.D/DT.INTER_2
L6=INTER_1-INTER_2
!! Multiplication of two signals.
L7=Tw2a*L6
!! Filtered deriving function s/(1+sTw2).
INTER_3=L7/Tw2
INTER_4: INTER_4=INTER_3-Tw2*.D/DT.INTER_4
L8=INTER_3-INTER_4
!! Filter (1+sT1)/(1+sT2).
IF (START00) THEN
  INTER_5=L8*(1-T1/T2)
ELSE
  INTER_5: INTER_5=L8*(1-T1/T2)-T2*.D/DT.INTER_5
ENDIF
L9=T1/T2*L8+INTER_5
!! Filter (1+sT3)/(1+sT4).
IF (START00) THEN
  INTER_6=L9*(1-T3/T4)
ELSE
  INTER_6: INTER_6=L9*(1-T3/T4)-T4*.D/DT.INTER_6
ENDIF
L10=T3/T4*L9+INTER_6
!! Limiter, VSmin <= L11 <= VSmax.
!! Checking the limits of the Limit function.
IF (VSmax.LT.VSmin) THEN
  STOP'The upper limit is lower than the lower limit.'
ENDIF
IF (L10.GE.VSmax.AND..NOT.START) THEN
  L11=VSmax
  PRINT-'L11 is at maximum limit.'
ELSEIF (L10.LE.VSmin.AND..NOT.START) THEN
  L11=VSmin
  PRINT-'L11 is at minimum limit.'
ELSE
  L11=L10
  PRINT'L11 is within limits.'
ENDIF
!! Stabilizer output.
VS=L11
!! Initial control of some of the block diagrams.
IF (START) THEN
!! A check of the filtered deriving function s/(1+sTw1).
IF (Tw1.LE.0) THEN
  STOP'Time constant Tw1 in block s/(1+sTF) less or equal zero!'
ENDIF
!! A check of the filtered deriving function s/(1+sTw2).
IF (Tw2.LE.0) THEN
  STOP'Time constant Tw2 in block s/(1+sTF) less or equal zero!'
ENDIF
!! Check of the filter (1+sT1)/(1+sT2).
IF (T2.LE.0) THEN
  STOP'Time constant T2 in block (1+sTC)/(1+sTB) less',
& ' or equal zero!'
ENDIF
!! Check of the filter (1+sT3)/(1+sT4).
IF (T4.LE.0) THEN
  STOP'Time constant T4 in block (1+sTC)/(1+sTB) less',

```

```

&      ' or equal zero!'
      ENDIF

      ENDIF
!! End of initial control of some of the block diagrams.
!! Control of block diagram outputs within given limits.
      IF (.NOT.START.AND.CHECK_OF_LIMITS.EQ.0) THEN
          IF (L10.GE.VSmax) THEN
              PRINT-'L11 is at maximum limit.'
          ELSEIF (L10.LE.VSmin) THEN
              PRINT-'L11 is at minimum limit.'
          ENDIF
          CHECK_OF_LIMITS=1
      ENDIF
!! End of control of block diagram outputs within given limits.

      IF (START) THEN                                !Her måtte jeg legge til "IF (START) THEN"

!! Checks start conditions by setting VREF.          !Her måtte jeg legge til "Koden"
          VREF: VS=VS0
      ENDIF
      END
!! End of PSS1.                                     :-)

```

## ***Vedlegg 18 – Kildehenvisning***

- [1] IEEE Std 421.1-2007  
*IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines*, 2007
- [2] Kompendium fra NTNU Institutt for elkraftteknikk  
*TET4115 Power system analysis*  
*TET510 Power Engineering updates*  
*Vår 2009*
- [3] Short-Circuit Currents in Three-Phase Networks  
*Av Richard Roeper*  
*ISBN 0-273-31884-5 (Pitman)*
- [4] Analysis of Electric Machinery  
*Av Paul C. Krause*  
*ISBN 0-07-035436-7*
- [5] Power System Analysis  
*Av John J. Grainger og William D. Stevenson, Jr.*  
*ISBN 0-07-061293-5*
- [6] IEEE-paper  
*Stability of a synchronous machine due to multiple faults in ubalanced power systems.*  
*Av Elham B. Makram, V. Omar Zambrano og Ronald G. Harley*
- [7] Artikkel fra Elektro (Energiteknikk)  
*Håndtering av faseavbrudd i nettet – et forsømt område?*  
*Elektro nr.6 – oktober 2005*
- [8] Artikkel fra Elektro (Energiteknikk)  
*Trollet som ikke sprekker*  
*Elektro nr.1 – januar 2007*
- [9] Masteroppgave fra NTNU  
*Deteksjon av fasebrot i høgspennet fordelingsnett*  
*Av Lars Olav Rønnevik*
- [10] TRANSIENT PHENOMENA IN ELECTRICAL MACHINES  
*Av Pál K. Kovács*  
*ISBN 0-444-41713-3 (Series)*

- [11] Electric Machinery, sixth edition  
*Av A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr. og Stephen D. Umans*  
 ISBN 0-07-112193-5
- [12] FIKS  
*Funksjonskrav i kraftsystemet*  
*Av Statnett – gjeldende fra 1.mai 2008*
- [13] TET5500 Fordypningsprosjekt til denne masteroppgaven  
*Ukontrollerte pendlinger i polhjulsinkel på generatorer i regionalnettet*  
*Av Kenneth Sjøholt – høst 2009*
- [14] Power System Dynamics Stability and Control  
*Av Jan Machowski, Janusz W. Bialek og James R. Bumby*  
 ISBN 978-0-470-72558-0
- [15] Power System Stability and Control  
*Av Praba Kundur*  
 ISBN 0-07-035958-X
- [16] NTE, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk  
*E-post fra V. Mygland i NTE*  
*Tegning av Francisturbin som er installert i NFK*
- [17] Voith Hydro AS  
*E-post fra K. V. Birkelund (21.august 2009)*  
*"En kollega som jobbet ved NTNU labben i flere år opplyser om tommelfingerregelen på 10 %.*
- [18] Betriebsverhalten der Synchronmaschine  
*Bedeutung der Kenngrößen für Planung und*  
*Betrieb elektrischer Anlagen und Antriebe.*  
*Av Von Dipl.-Ing. K.Bonfert, Berlin, 1962*
- [19] Elektrische Maschinen  
*Zweiter Band – Synchronmaschinen und Einankerumformer, Berlin 1930*  
*Vierter Band – Die Induktionsmaschinen, Berlin 1936*  
*Fünfter Band – Stromwendermaschinen für ein- und mehrphasigen*  
*Wechselstrom Regelsätze, Berlin:Göttingen:Heidelberg 1950*  
*Av Von Dr.-Ing.Rudolf Richter*
- [20] Masteroppgave fra NTNU  
*Jordfeildeteksjon i spolejorda distribusjonsnett*  
*Av Magnus Guldal*

- [21] Rapport fra SINTEF Energiforsyning, 1998  
*Nullpunktsspennning i 132 kV Støen-nettet, prosjektnr 12X001.60*  
Av B. Gustavsen
- [22] Kompendium fra NTNU Institutt for elkraftteknikk  
*Elektriske Kraftsystemer, 2005*  
Av H.H. Faanes og K. J. Olsen
- [23] Two-Reaction Theory of Synchronous Machines Generalized Method of Analysis – Part 1  
Av R. H. Park, 1929  
Vol 48, pp. 716-727
- [24] Circuit Analysis of A-C Power systems  
Av E. Clark, 1943  
Vol 1
- [25] Doktor oppgave fra NTNU  
*Modeling, Analysis and Control of Active Front End (AFE) Converter*  
Av William Gullvik, 2007
- [26] Teknisk formelsamling med tabeller  
Av S. E. Pedersen, J. Gustavsen, S. Kaasa og O. Olsen  
ISBN 82-00-42450-2
- [ 27] Elektriske maskiner og magnetiseringsutstyr  
1999, *Elforlaget, Norges Elektroentreprenørforbund (NELFO)*  
Av M. Kvistad  
ISBN 82-7345-286-7
- [ 28] UNDERSTANDING POWER QUALITY PROBLEMS  
Av M. H. J. Bollen  
ISBN 0-7803-4713-7
- [ 29] Prosjektrapport i TET4115 – Power System Analysis ved NTNU  
Av Kenneth Sjøholt og student 708078  
Innlevert 07. november 2008
- [30] Masteroppgave fra NTNU  
*Stabilitetsproblemer i distribusjonsnettet*  
Av Tina Bystøl
- [31] IEEE standard  
*IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*  
IEEE Std 421.5 – 2005

- [32] Kundur's Two-Area System (dsl-kode for dempetilsats)  
<http://www.stri.se/index.pl?iid=2451&isa=Separator>  
10.juni 2010
- [33] Siemens AS  
*Vern og fasisingsrelé for høyspenningsgeneratorer*  
Av Willy Finn Hofsmoen
- [34] Kompendium fra Voith Siemens Hydro Power Generation  
*Statisk magnetisering og spenningsregulering for synkrongeneratorer*  
Av senioring. Steinar Maalen, Voith Siemens, 2006
- [35] IEEE-paper  
*Stability of a synchronous machine due to multiple faults in ubalanced power systems.*  
Av Elham B. Makram, V. Omar Zambrano og Ronald G. Harley
- [36] Voith Hydro A/S  
*Rapport: Nedre Fiskumfoss Kraftverk – 7.3.2008*