

Teknisk/økonomisk analyse av roterende kompensatorer

Et bidrag til effektiv utnyttelse av det norske sentralnettet

Halvor Lie

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2008
Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Oppgavetekst

Et mer markedsbasert kraftsystem gjør at driftsmønsteret hos både produsenter og forbrukere i større grad følger prisvariasjoner. Denne endringen gjør at nettet blir utsatt for større lastvariasjoner enn tilfellet var før dereguleringen av markedet samtidig som flyten i nettet vil gå fra områder med lave priser til områder med større betalingsvilje. Det er derfor et stadig økende behov for overføringskapasitet i kraftsystemet. Nettforsterkninger i form av nye linjer er ofte kontroversielt samtidig som dette er kostbart. Alternative løsninger søkes derfor i økende grad for en bedre utnyttelse av foreliggende infrastruktur. Tradisjonelt har reaktiv effekt kompensering vært et tiltak som var effektivt men som har en del begrensninger når det brukes statiske omformere.

Spesielt har bruk av HVDC-forbindelser mot UCTE-systemet der forbindelsen på norsk side termineres i områder som periodevis har lav kortslutningsytelse, gjort det nødvendig å vurdere alternative tiltak for styrke nettet.

Det er i prosjektoppgave høsten 2007 redegjort for en del problemstillinger og alternative løsninger knyttet til å kombinere reaktiv effektproduksjon med fremskaffelse av kortslutningsytelse. I første rekke skjer dette ved å bruke roterende fasekompensatorer i stedet for statiske kompensatorer som har vært nesten enerådende ved nye anlegg de siste årene.

Det ønskes en videre utredning av nytteverdier knyttet til ombygging av eksisterende anlegg som et alternativ til tradisjonelle nettforsterkninger.

I tillegg til problemstillinger etablert i prosjektoppgaven fra 2007 skal det redegjøres for en teknisk/økonomisk sammenstilling av egenskaper/kostnader for alternative tiltak.

I tillegg til teknisk/økonomiske beregninger skal det inngå dynamiske analyser for å vurdere tekniske egenskaper.

Oppgaven gjennomføres i samarbeid med Statnett SF.

Oppgaven gitt: 15. januar 2008
Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

FORORD

Masteroppgaven er en videreføring av prosjektoppgave utført høsten 2007 innenfor samme tema. Rapporten er utarbeidet og gjennomført ved Institutt for Elkraftteknikk ved Norges Teknisk- og Naturvitenskapelige Universitet (NTNU), våren 2008. Oppdragsgiver til oppgaven er Statnett SF.

Utfordringer med periodevis lav pålitelighet i Sør-Norges kraftnett er analysert. Dette kan oppstå under kombinasjonen av import på HVDC-terminalene i Feda og Kristiansand og lavlastsituasjon i Sør-Norge. Fem alternativer mot å øke effektivitet og pålitelighet er analysert, teknisk og økonomisk.

Forfatteren uttrykker stor takknemmelighet ovenfor hans faglige veileder, Professor Olav Bjarte Fosso for det motiverende faglige bidraget og den vitenskapelige tilnæringsmetoden som er formidlet gjennom prosessen. Veileder i Statnett, Øystein Kirkeluten har vist en genuin interesse gjennom å by på sin enorme mengde kunnskap som har vekket stor inspirasjon. Takk til deg Øystein og kollegaer i din avdeling som alle har bidratt i stor grad. Generelt takkes Statnett SF for måten dere har lagt til rette denne prosessen.

Ved siden av takknemlighet for støtte fra min nære familie, kommer jeg ikke utenom og spesielt takke familien Sørli-Evenrud i Tønsberg. Dere gjorde meg oppmerksom på gleden av kunnskap og utvikling som har ført meg hit i dag.

Halvor Lie

Trondheim, juni 2008

SAMMENDRAG

Det er perioder behov for økt robusthet i sentralnettet. Kombinasjonen lav last med høy import gir kritisk lave kortslutningsverdier. Det kan føre til svært uheldige konsekvenser for driften av de to HVDC-omformerne i Sør-Norge på Feda og i Kristiansand. Konsekvenser er kommuteringsfeil i omformerne som kutter effektoverføringen og skaper store spenningsfluktasjoner og i verste fall spenningskollaps. Problemstillingen er økende ettersom det er lønnsomhet i klassiske HVDC-prosjekter for markedsaktørene. Rapporten ser på alternativer for å imøtekomme de eksisterende og økende utfordringene.

Teori av drift og regulering av HVDC-omformeren og dens utfordringer mot svake nett er beskrevet. Teorien innebefatter også en innføring av synkronmaskinen samt roterende fasekompensator som en applikasjon til å øke robustheten til nettet.

Kortslutningsberegninger og dynamiske analyser er utført i simuleringsprogrammet PSS/E i et bredt spekter av utfall og driftsforstyrrelser. Det er presentert fem mulige investeringstiltak mot å øke robustheten i Sør-Norge. Av tiltakene er det to konvensjonelle alternativer med 160 MVA fasekompensator, én applikasjon gjennom tomgangskjøring av vannkraftgenerator der turbinen løper i luft. De to siste tiltakene (SuperVAR-maskiner) baserer seg på superlederteknologi i synkronmaskinens rotorviklinger som øker det transiente bidraget betraktelig. Samtlige resultater gir marginale forbedringer av systempåliteligheten. 160 MVA fasekompensator gir generelt svært gode bidrag, blant annet ved at HVDC-omformerne tåler feil i sentralnettet i nærmere avstand uten å få kommuteringsfeil etter implementering. SuperVAR-maskinene gir noe varierende resultater. De bidrar effektivt og hurtig med reaktiv kompensering etter forstyrrelser, men det var forventet et større bidrag mot å unngå kommuteringsfeil grunnet deres høye ytelse i transient forløp.

Det er utført en Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning av alle tiltakene.

Sammenfatning av tekniske og økonomiske analyser gir anbefalinger mot å investere i 160 MVA fasekompensator, 12 MVA SuperVAR og fasekompensatordrift i Tjørhom.

INNHALDSFORTEGNELSE

FORORD	i
SAMMENDRAG	iii
1 INNLEDNING	1
1.1 Historikk og bakgrunn	1
1.2 Fokus og overblikk av rapporten	3
1.3 Liste over symboler og terminologi	4
2 TEORI	7
2.1 HVDC – overføring	7
2.1.1 Omformer	7
2.1.2 Begrepene SCR og ESCR	13
2.1.3 Kommutering og kommuteringsfeil	17
2.2 Synkronmaskin som kilde til utnyttelse og pålitelighet	21
2.2.1 Oppbygging, viserdiagram og matematisk modellering	21
2.2.2 Fasekompensatordrift av synkronmaskinen	30
2.2.3 Superconducting Dynamic Synchronous Condenser	32
2.3 Økonomisk teori	34
2.3.1 Metodisk tilnærming	34
2.3.2 Nåverdimetoden	35
3 TEKNISK OG ØKONOMISK ANALYSE	39
3.1 Omfang av analysene	39
3.1.1 Kraftsystemet	39
3.1.2 Utvalg av tiltak og analyser	43
3.2 Lastflytberegninger	47
3.2.1 Kortslutningsberegning av ”intakt nett”	47
3.2.2 Kortslutningsberegning av modifisert og ”svakere nett”	48
3.2.3 Analysering av MIESCR faktor	49
3.2.4 Diskusjon av kortslutningsberegninger	50
3.3 Dynamiske analyser	52
3.3.1 Bakgrunn for simulering	52
3.3.2 Utfall i eksisterende nett	54
3.3.3 Analyse av tiltakene ved utfall av Feda – Tonstad	61
3.3.4 Kommuteringsanalyse etter distansefeil	69
3.3.5 Kortvarig effektreduksjon i HVDC – kabel	74
3.4 Økonomisk analyse av de ulike tiltakene	83
3.4.1 Forutsetninger	83
3.4.2 Tiltak 1 – Utvidelse til fasekompensatordrift på Tjørhom	84
3.4.3 Tiltak 2 – Flytting av fasekompensator fra Sylling til Feda	86
3.4.4 Tiltak 3 – Ny fasekompensator til Feda stasjon	87
3.4.5 Tiltak 4 – Ny Super Synchronous Condenser på ± 12 MVar	88
3.4.6 Tiltak 5 – Ny Super Synchronous Condenser på ± 100 MVA	89
4 DISKUSJON – TEKNISKE ANALYSER OG ØKONOMI	90
5 KONKLUSJON	94
6 REFERANSER	98
7 VEDLEGG	100
V 1 – Forutsetningsnotat til Lettlastmodell 2007	100
V 2 – Terminologi for Stabilitetsaspekt	102
V 3 – PSS/E – Maskinmodeller fra dyr-fil	104

V 4 – Teori og anvendelse av SVC.....	105
V 5 – Kostnadstabell for fasekompensatordrift av Tjørhom	110
V 6 – PSS/E – filer.....	111
V 7 – PSS/E – Utfyllende simuleringer	114

1 INNLEDNING

1.1 Historikk og bakgrunn

Norges kraftnett har siden 1977 hatt tilkoblinger med HVDC-transmisjon mot utlandet. Utviklingen har gått fra 500 MW i 77, til 1700MW i 2008¹. Etter dereguleringen på 90-tallet som etterfølger av Energiloven fra 91, er produksjonen skilt fra transmisjons- og distribusjonsnettet. Økt fokus på profitt og avkastning i produksjonssektoren parallelt med at langtids kraftkontrakter i industrien har gått ut på dato har gitt en ny kraftsituasjon. Markedliberaliseringen har bidratt til en mye mer aktiv drift og regulering av et sentralnett som ikke har vært bygget for denne typen drift. Systemoperatørs ansvar i syn av dette er å operere som nøytral part og sørge for at samtlige aktører i markedet får tilgang til å kjøpe og selge kraft på så like premisser som mulig.

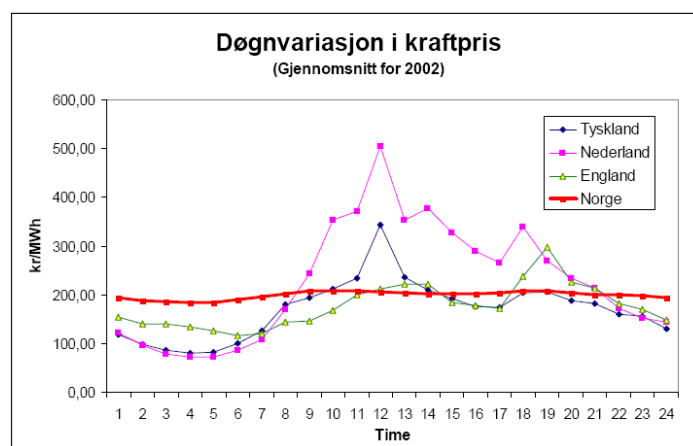
Det er to egenskaper som danner hindringer for et fritt kraftmarked. For det første er elektrisitet en vare som må forbrukes det øyeblikket det blir produsert. Dette særpreget skiller elektrisitet fra nesten alle andre varer i et markedsomløp der produksjon og lagring kan foregå før salg. For det andre har kraftnettets linjer og kabler begrensninger i overføringsevnen som hindrer fri flyt av energien. Disse to utfordringene løses gjennom mekanismer som manipulerer markedet gjennom en kontinuerlig driftsplanlegging av infrastrukturen i tillegg til prisinsentiver gjennom prisområder.

Norges store vannkraftandel gjør nasjonens kraftproduksjon særs fleksibel gjennom magasinerings. Vannkraftens gode evne til rask regulering sammen med termisk produksjon sin mer trege reguleringsevne, gjør at et bilateralt samspill mellom to slike systemer vil optimalisere driften mot en etterspørsel som er døgn- og sesongvariabel. Aktørers interesse for profitt er antakelig den største drivkraften for gjennomføring av HVDC-prosjekter. Konesjonsbehandling av regulator er en møysom prosess der det stilles store krav til miljøaspekter og ringvirkninger. Undersjøisk belastning for dets

¹ NorNed ble satt i drift våren 2008.

habitat ved sjøkabel, estetisk forurensning ved ilandføringssted og driftspålitelighet av prosjektet er viktige sider som må dokumenteres i en konsesjonssøknad.

Miljøfordel ved kraftutveksling mellom termisk driftsområde og vannkraftområde, er at utslipp av drivhusgasser kan reduseres. Når energiforbruket gjennom døgn og år går i syklus; overføres energi i tilsvarende syklus. Denne mekanismen er kostnadsbasert i kraftmarkedet, slik at korrelasjonen mellom pris pr energienhet konsumert gir døgnvariasjoner vist i figur 1.1.



Figur 1.1 Gjennomsnittlig kraftpris time for time i 2002 (Statnett SF 2005)

Ved at termiske kraftverk på kontinentet dekker sin grunnlast og norsk vannkraft dekker effekttoppene (høy pris på kontinentet) gjennom eksport, vil antall start og stopp av flere termiske kraftverk reduseres. I overskuddsperioder på kontinentet vil prisen der være lav, slik at det vil være incentiver for norske konsumenter å kjøpe kraft der i stede for i Norge (når den norske prisen overstiger den europeiske).

HVDC-forbindelser til kontinentet fra Sør-Norge har tidligere ikke hatt store konsekvenser for drift. utfordringer som analyseres i rapporten har eskalert utover 2000-tallet etter ekstremisituasjoner som har skapt lavlastsituasjoner parallelt med stor mengde import fra kontinentet. Ved ferdigstilling og idriftsettelse av NorNed våren 2008, forventes enda større utfordringer fra systemoperatørs side i forhold til kortslutningsytelse dersom ikke tiltak blir utført.

1.2 Fokus og overblikk av rapporten

Dagens kraftsystem har ut i fra foregående innledning i visse last og markedssituasjoner utilstrekkelig roterende masse; lavlastsituasjoner med høy import. HVDC-omformerne på Feda og Kristiansand er avhengig av å opprettholde spenningen for å kunne driftes optimalt. Tyristorventilene i HVDC-omformerne stiller store krav til spenningen på AC-siden for at slukkingen av disse skal gjennomføres optimalt. Under lavlastsituasjoner med høy import kan driften av omformerne bli kritisk når kraftnettet blir utsatt for feil eller driftsforstyrrelser som senker spenningen.

Kapittel to introduserer teori omkring drift og regulering av HVDC-omformerer. De essensielle begrepene kortslutningsytelse (SCR) og effektiv kortslutningsytelse blir presentert etterfulgt av kommutering og kommuteringsfeil i HVDC-omformerer som er det kritiske for driften i feilsituasjoner. For å øke kortslutningsytelsen som gir kraftnettet mer robusthet og styrke mot spenningsfall, kan synkronmaskiner driftes uten pådrag på akslingen. Denne konfigurasjonen kalles roterende fasekompensator. Grunnleggende teori til synkronmaskinen og bruk av denne som roterende fasekompensator presenteres derfor også i teorikapittelet. En kort og enkel innføring av økonomisk teori blir omhandlet til slutt med fokus på nåverdimetoden som benyttes i rapporten til lønnsomhetsbetraktninger.

Kapittel tre tar for seg teknisk og økonomisk analyse av et utvalg tiltak som implementeres i kraftnettet. Seks ulike driftsforstyrrelser er presentert dynamisk etter kortslutningsberegninger av de fire første. De seks er:

1. Utfall av linje mellom Feda (54032) og Kristiansand (54022)
2. Utfall av dobbeltlinje mellom Tonstad (54032) og Feda (54102)
3. Utfall av linje mellom Porsgrunn (54012) og Arendal (51242)²
4. Utfall av ny linje Kristiansand (54021) – Brøkke (54321)
5. Kommuteringsanalyse etter distansefeil
6. Kortvarig effektreduksjon i HVDC-kabel

² Disse tre første utfallsanalysene er fornuftig å analysere ettersom Sør-Norge i perioder er svært utsatt for lynnedslag som resulterer i utfall.

Den økonomiske analysen over tiltakene i rapporten er vist til slutt i kapittel tre. Nåverdiberegninger som er basert på kostnader fra eksterne bidragsyttere og internt i Statnett er utført og presentert for samtlige tiltak. Gjennom de tekniske analysene i kapittel tre diskuteres det kontinuerlig.

Kapittel fire fletter de økonomiske og tekniske resultatene sammen for grundigere sammenligningsgrunnlag mot konklusjonen som dekkes i *kapittel fem*.

Alle tekniske beregninger og simuleringer er utført med simuleringsprogrammet PSS/E, versjon 30.3.2. Programmet brukes til kraftsystemanalyser over hele verden på universiteter, forskningsinstitusjoner og i næringslivet.

1.3 Liste over symboler og terminologi

Symboler

B – susceptans

C – kapasitans

E_{AC} – spenningen på samleskinne hvor HVDC-omformer er tilkoblet

E_e – indre spenning på rotor

f – systemfrekvens

I – strøm

I_f – feltstrøm i rotor

I_d – strøm i HVDC-kabel og omformer

L – induktans

M_f – gjensidige induktans mellom rotorvikling og statorvikling

n – rotasjonshastighet til rotor i omdreininger per minutt, rpm

Q_C – Mvar verdi på komponenter tilkoblet ac-siden av en HVDC-omformer

P – antall polpar i synkronmaskin

R – motstand

R_{cr} – resistans ved kommutering for likeretter

R_L – ledningsresistans i HVDC-kabel

R_{cri} – resistans ved kommutering for vekselretter

u – overlappvinkel for HVDC-omformer

V – spenning

V_{d0r} – DC-spenning ved likeretter

V_{doi} – DC-spenning ved vekselretter

X – reaktans

Z – impedans

Z_{th} – Thevening impedansekvivalent

α – tennvinkel for HVDC-omformer

γ – slukkevinkel for HVDC-omformer

δ – polhjulsvinkel til synkronmaskin

Leddord og Terminologi

ac – alternating current

CC – constant current

CCT – critical clearing time

CEA – constant extinction angle

CIA – constant ignition angle

dc – direct current

ESCR – effective short circuit ratio

FACTS – Flexible AC Transition Systems

FSS – first swing stability

GTO - gate turn off transistor

HVDC – high voltage direct current

IGBT – isolated gate bipolar transistor

MIIF – Multi Infeed Interaction Factor

NNV – Netto nåverdi

NPV- Net present value

PSS – power system stabilizer

STATCOM – static compensator

SCR – short circuit ratio

SVC – Static Var Compensator

SVS – Static Var System

TDS – time domain stability

TEF – transient energy function

TCR – Thyrisor Controlled Reactor

TSC – Thyristor Switched Capacitor

VDCOL – voltage dependent current-order limitation

VSC- voltage source converter

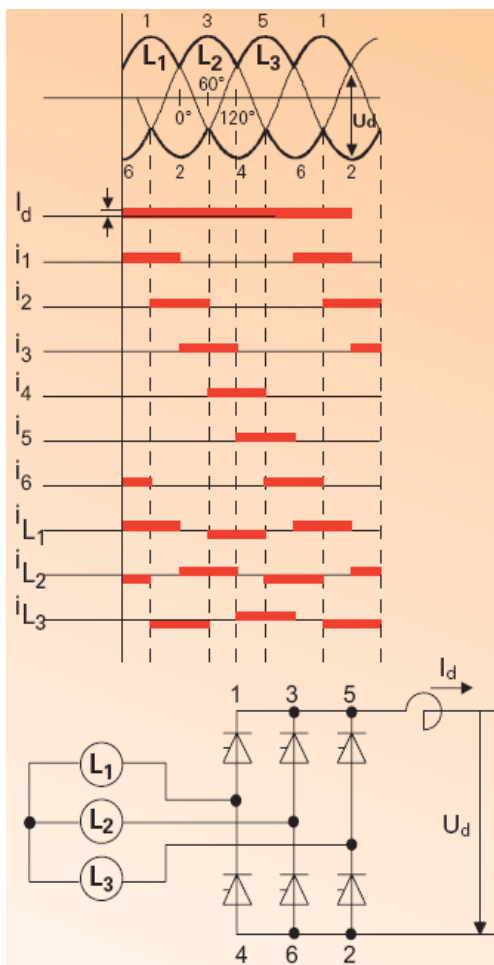
2 TEORI

2.1 HVDC – overføring

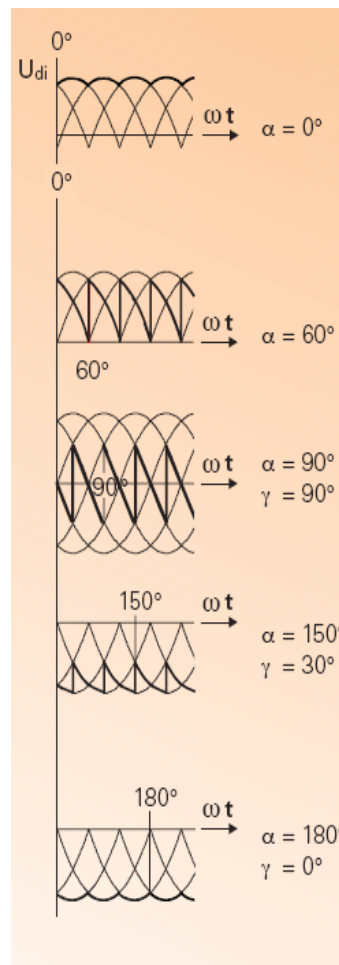
Konvensjonell HVDC-teknologi benyttes i dag til kraftoverføring. Hovedargumentet for å ta i bruk HVDC i stedet for HVAC er de lave overføringstapene som gjør dette alternativet økonomisk lønnsomt. Lønnsomhetsgrensen for overføring undersjøisk er i avstander mellom 30 til 60 km avhengig av markedets svingninger (Kundur 1994 og Baur 2007). Krafterlektronikk utviklet på 60 og 70 – tallet gjorde denne teknologien realiserbar. Bruk av konvensjonell HVDC-teknologi i et AC-nett kan påvirke hvordan kraftnettet agerer etter driftsforstyrrelser. Dette kapittelet tar for seg oppbygging, drift og utfordringer knyttet til HVDC-transmisjon.

2.1.1 Omformer

Omforming fra AC til DC og vice versa gjøres med veksel- og likeretterbroer. Den enkleste konfigurasjonen med tre faser er satt sammen i en sekspuls omformerbro (seks tyristorventiler), i figur 2.1 på neste side.

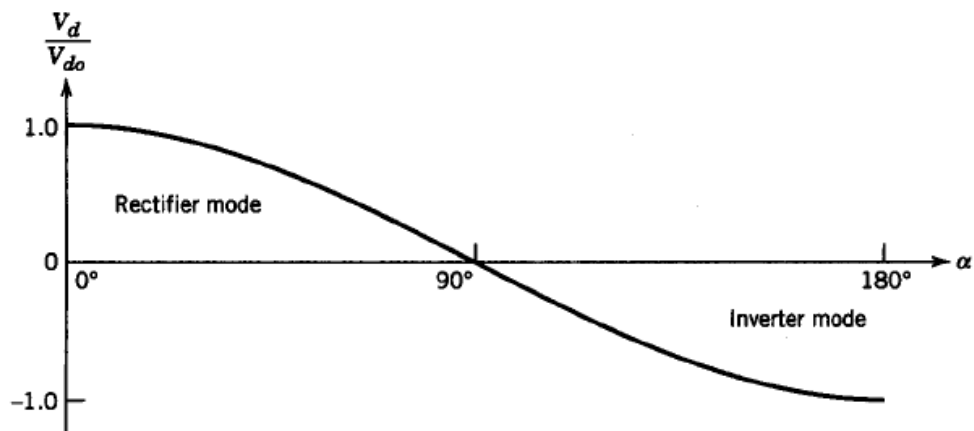


Figur 2.1 Sekspuls omformerbro (Siemens HVDC)



Figur 2.2 Spenning som funksjon av tennvinkelen, α (Siemens HVDC)

Ved likeretterdrift reguleres tennpulsen, α mellom 0 og 90 grader, mens i vekselretterdrift reguleres α mellom 90 og 180 grader, figur 2.2 og 2.3.



Figur 2.3 Spenning som funksjon av tennvinkel i en like/vekselretterbro (Mohan 2003)

Slukkevinkelen, γ er definert ved:

$$\gamma = 180^\circ - (\alpha + u) \quad (2.1)$$

u Overlappvinkelen er relatert til *vinkelintervallet* (kommutteringen) som strømmen I_d bruker på å lede fullt, fra en tyristor til neste. Utdypende beskrivelse av dette intervallet følger i 2.1.3.

Strømflyt fra likeretter til vekselretter gjennom vinkelregulering av α og γ er:

$$I_d = \frac{V_{dor} \cos \alpha - V_{doi} \cos \gamma}{R_{cr} + R_L - R_{ci}} \quad (2.2)$$

V_{dor} DC-spenning ved likeretter

V_{doi} DC-spenning ved vekselretter

R_{cr} Resistans ved kommutering for likeretter.

R_L Ledningsresistansen

R_{ci} Resistans ved kommutering for vekselretter.

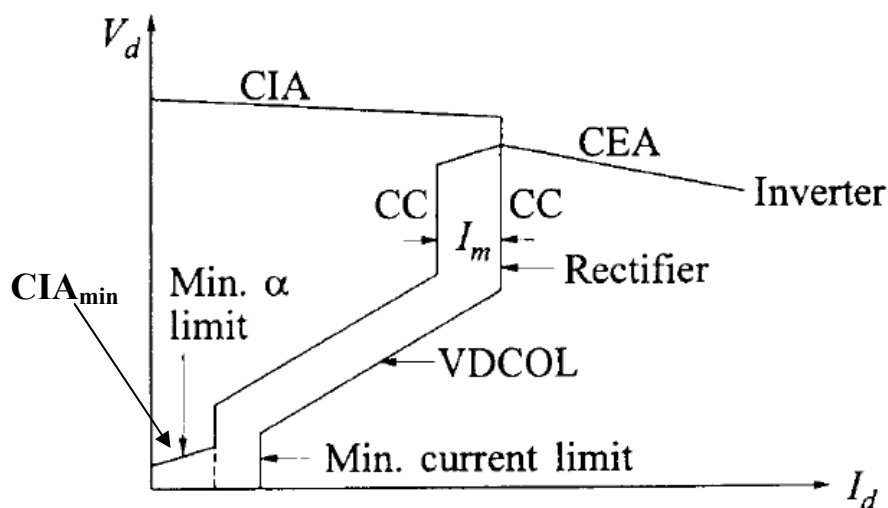
I et HVDC system med to omformerstasjoner, en i hver overføringsende, reguleres effektflyten begge veier ved at de er beregnet til å fungere både til likeretterdrift og vekselretterdrift. Dette gjøres gjennom regulering av tennvinkel, α ved likeretter og slukkevinkel, γ ved vekselretter. Ved å ta utgangspunkt i to isolerte AC-system der flyten i et markedsbasert kraftsystem vil gå fra eksportområde til importområde, så fungerer omformeren i eksportområdet som en likeretteromformer ($0 < \alpha < 90$) og omformer i importområdet som en vekselretteromformer ($0 < \gamma < 90$).

Reguleringsplan for HVDC er delt i tre nivåer (Wenhao et al. 2005):

- Master regulering – gjør om overført effekt til strømverdi I_d til polregulering
- Pol regulering – avgjør tennvinklen, α og slukkevinkelen, γ i henhold til I_d og tilstanden til systemet

- Bro regulering – avgjør øyeblikkstenningene og regulerer pulsene på tyristorventilene

Polreguleringen er innstilt med forskjellige reguleringsmønstre for å håndtere varierende effektflyt og systemkarakteristikker. Generelt er likeretteren innstilt med konstant strømkontroll (constant current – CC) ut i fra minimum tennvinkel på α . Vekselretteren derimot er innstilt for to reguleringer: konstant slukkevinkel (constant extinction angle – CEA) og konstant strøm (CC). Til forsikring av tilfredsstillende drift av vekselretteren med tanke på overbelastning av komponenter i omformer er denne stilt inn med en spenningsavhengig strømbegrenser (voltage dependent current-order limitation – VDCOL). Figur 2.4 viser reguleringsmønsteret til en HVDC-omformer.



Figur 2.4 HVDC – reguleringskarakteristikk (Kundur 1994 – modifisert)

Under normal drift reguleres likeretteren ut i fra konstant strøm, CC for å opprettholde strømflyten i kabelen mot vekselretter. Omformer i vekselretter reguleres ut i fra CEA gjennom γ for regulering av likespenningen. Slukkevinkelen, γ blir minimalt regulert mot en margin på 17° som sørger for tilfredsstillende slukketid (Baur 2008). For slukkevinkler under dette kan vekselretteren bli utsatt for kommuteringsfeil, omhandlet i kapittel 2.1.3.

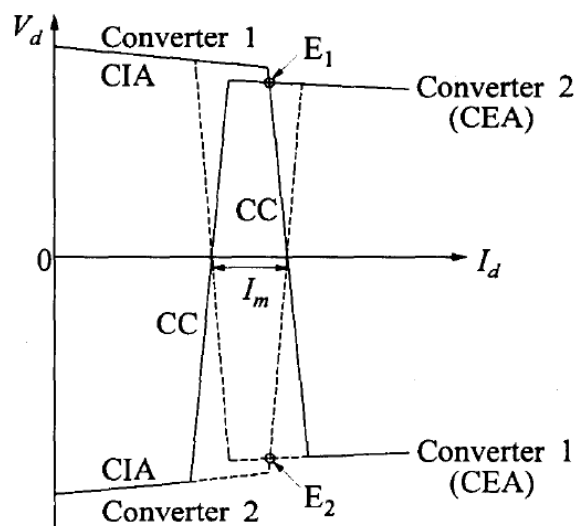
Ved påvirkninger i AC-nettet på vekselrettersiden som forårsaker spenningsreduksjon på tilkoblet samleskinne reduseres α for å opprettholde strømgjennomgangen. Når α_{\min} er nådd blir CC-kontrollen på likerettersiden erstattet med CC-kontrollen på vekselrettersiden. Likeretter driftes da ved α_{\min} . Denne verdien er normalt satt til 5° for å ha tilfredsstillende margin mot feildrift (Kundur 1994). Strømverdien vekselretteren driftes på er en definert strømmargin, I_m under verdien som likeretteren før forstyrrelsen var driftet med.

Regulatorenheten er innstilt med en strøm-differansekontrol for å unngå plutselige forandringer i driftspunktet i figur 2.4. Denne sørger for at når strømmen faller til en verdi mellom referanseverdien til likeretter og vekselretter ($I_{\text{ref},i} < I_d < I_{\text{ref},r}$), så driftes vekselretteren etter sin CEA regulator. CC-regulatoren til vekselretteren starter sitt driftsområde når overført strøm, I_d har verdi under $I_{\text{ref},i}$. Strømmarginen, I_m i figur 2.4 er normalt 10 – 15 % av nominell strøm (Kundur 1994).

I CC regulering av enten likeretter eller vekselretter brukes VDCOL til å modifisere I_{ref} til å korrespondere mot V_{dc} . Når spenningen faller til verdi der VDCOL tiltrer er I_{ref} bestemt av VDCOL i stedet for I_{ord} . Systemet driftes da i området VDCOL i figur 2.4.

I drift der strømmen reguleres ved vekselretter, og tennvinkelen ved likeretteren når grenseverdien, α_{\min} starter reguleringen av CIA_{\min} for å unngå regulering under tennvinkelgrensen.

Figur 2.5 viser hvordan en omformer er stilt inn for å kunne regulere i både vekselretterdrift og i likeretterdrift.



Figur 2.5 Strøm og spenningskarakteristikk i likeretter og vekselretterdrift
(Kundur 1994)

De heltrukne linjene i figur 2.5 representerer effektflyt fra omformer 1 til omformer 2. Ved endring av polariteten får en reversert strømretningen og effektflyten. Dette gjøres i regulatoren gjennom å reversere marginene. Ved å øke strømverdien på omformer 2 til over strømverdi på omformer 1 flyttes driftsområde til E_2 .

2.1.2 Begrepene SCR og ESCR

Begrepene kortslutningsytelse (SCR – Short Circuit Ratio) og ekvivalent kortslutningsytelse (ESCR – Effective Short Circuit Ratio) er essensielle begrep for klassifisering av robustheten til et nett med HVDC-overføring er. Den elektriske avstanden mellom overføringene er essensiell for påliteligheten. I det Norske systemet som blir analysert i denne rapporten er de to studerte HVDC – omformerne i en definert og gjensidig påvirkelig avstand fra hverandre, slik at det bør tas hensyn til dette. Det gjøres gjennom betraktning av en flerimport påvirkningsfaktor, MIIF (Multi Infeed Interaction Factor) som blir introdusert i oppgaven. Avhengig av forventede driftsforstyrrelser og modellert robusthet i et AC/DC system kan en forutsi sårbarheten for å imøtekomme utfordringer med HVDC – import.

Kortslutningsytelse - SCR

Kortslutningsytelse, også omtalt som ytelse, er verdi på systemstyrken³ som et ac/dc-nett har i ett omformerpunkt. Ved beregning av denne verdien tas det utgangspunkt i kortslutningsverdien samleskinne der HVDC – omformeren er tilkoblet,

$$SC_MVA = \frac{E_{AC}^2}{Z_{th}} \quad (2.3)$$

E_{AC} spenningen på samleskinne hvor HVDC-omformer er tilkoblet

Z_{th} ac-systemets Thevening impedansekivalent sett fra samleskinne til HVDC-omformer

Forholdet mellom kortslutningsnivået i MVA og merkeverdien til HVDC – overføringen gir kortslutningsraten,

$$SCR = \frac{SC_MVA}{dc_converter_MW_rating} \quad (2.4)$$

³ Systemets evne til å motvirke spenningsfall

Forholdet, SCR gir den naturlige verdien på AC-systemets ytelse. Ved å gi styrken en mer virkelighetsnær verdi i lys av HVDC-analyser er det mer meningsfylt å analysere ut i fra forholdet til den *effektive kortslutningsytelsen*.

Effektiv kortslutningsytelse - ESCR

I forholdet til ESCR er det inkludert at effekten av filtre, SVC anlegg etc., som er tilkoblet samleskinnen til HVDC-omformerer ikke gir bidrag til ytelse. Dette gjør at ESCR er et forhold som sier mer om påliteligheten til et nett en hva SCR gjør. Forholdet er definert,

$$ESCR = \frac{S - Q_C}{P_{d1}} \quad (2.5)$$

Q_C Mvar verdien på komponenter tilkoblet ac-siden av en HVDC-omformer

Fordi ESCR tar hensyn til samtlige systemimpedanser gir verdien en mer korrekt beskrivelse av nettets stivhet. Det er for øvrig denne impedansen PSS/E benytter når programmet beregner kortslutningsytelse. Tradisjonell kategorisering av ESCR gir følgende skalering (Kundur 1994):

- Høy ytelse: $5 < ESCR$
- Moderat ytelse: $3 < ESCR < 5$
- Lav ytelse: $ESCR < 3$

Rapport for planlegging av HVDC tilkoblinger, utarbeidet av IEEE bruker en modifisert klassifisering (Krishnaya et al. 1997):

- Høy ytelse: $3 < ESCR$
- Lav ytelse: $2 < ESCR < 3$
- Veldig lav ytelse: $ESCR < 2$

Denne klassifiseringen rettferdiggjøres på grunnlag av at regulering mellom HVAC og HVDC-system generelt er forbedret siden den tradisjonelle klassifiseringen,

hvilket gjør at et system håndterer noe lavere robusthet i nettet (Krishnayya et al. 1997).

Disse to verdiene, SCR og ESCR har i lang tid vært, og er fremdeles en god indikasjon på den forventede driften til HVDC – overføringen. Det er for nett med flere HVDC – overføringer der disse verken er på samme samleskinne eller langt fra hverandre at disse begrepene mister sine definerende egenskaper. Induktansen mellom HVDC-stasjonene har altså innvirkning på effektflyten. For slike tilfeller eksisterer det en gjensidig påvirkning av ytelse avhengig av induktansen mellom disse to omformerne og etter hvordan kraftnettet ser ut utenfor disse. Denne påvirkningen er kalt MIIF.

Multi Infeed Interaction Factor (MIIF)

For utledning av denne faktoren tas det utgangspunkt i den mest følsomme variabelen i et AC-nett ved tilkobling av en vekselretter – spenning. Det er spenningsfølsomheten og påvirkningsgraden mellom to eller flere vekselrettere som den gjensidige påvirkningen MIIF beskriver. Ved tilkobling av én ny HVDC–overføring gjøres det en sensitivitetsanalyse av hvor mye spenningen faller ved denne tilkoblingen dersom det ved en eksisterende HVDC–tilkobling påføres et spenningsfall på 1 %. Ut i fra hvor mye spenningen faller på den nye tilkoblingsskinne ser en hvor mye disse to HVDC–tilkoblingene påvirker hverandre. Forholdet mellom disse to verdiene gir MIIF,

$$MIIF_{e,n} = \frac{\Delta V_e}{\Delta V_n} \quad (2.6)$$

ΔV_e den observerte spenningsendringen ved den andre tilkoblede HVDC-omformer

Verdier for MIIF varierer mellom null og én avhengig av impedansen mellom to HVDC – omformerne. For verdien null er de koblet uendelig langt fra hverandre og har ingen påvirkning mot hverandre, mens verdien én tilsier at de er tilkoblet på

samme samleskinne. Tabell 2.1 gir viser med to HVDC – tilkoblinger, $P_{DC,1}=2000\text{MW}$ og $P_{DC,2}=200\text{MW}$, hvordan forholdene blir⁴.

MIIF tabell		Relativ omformer AC – spenningsendring	
		Vekselretter 1 $P_{DC}=2000\text{MW}$	Vekselretter 2 $P_{DC}=200\text{MW}$
Samleskinne der fast reduksjon er tilført	Vekselretter 1	$MIIF_{1,1}=1.0$	$MIIF_{2,1}=0.9$
	Vekselretter 2	$MIIF_{1,2}=0.7$	$MIIF_{2,2}=1.0$

Tabell 2.1 MIIF matrise for eksempel med to HVDC-omformere på 2000 og 200 MW

Multiinfeed Interactive ESCR (MIESCR) definisjon

For skalering til en analyserbar faktor som reflektere styrken i nettet gjøres dette gjennom ligning 2.7. Tabell 2.2 presenterer resultatene med MIESCR verdier fra eksempelet med to HVDC-omformere.

$$P_{DC,i} = P_{DC,i} + \sum_j (MIIF_{j,i} \cdot P_{DC,j}) \quad (2.7)$$

$$MIESCR_i = \frac{(S_i - Q_{C,i})}{P_{DC,i} + \sum_j (MIIF_{j,i} \cdot P_{DC,j})} \quad (2.8)$$

	P_{DC}	ESCR	$\sum MIIF_{j,i} \times P_{DCj}$	MIESCR
Vekselretter 1	2000	3.0	2180	2.8
Vekselretter 2	200	20.0	1600	2.5

Tabell 2.2 MIESCR resultater etter eksempel med to HVDC-omformere på 2000 og 200 MW

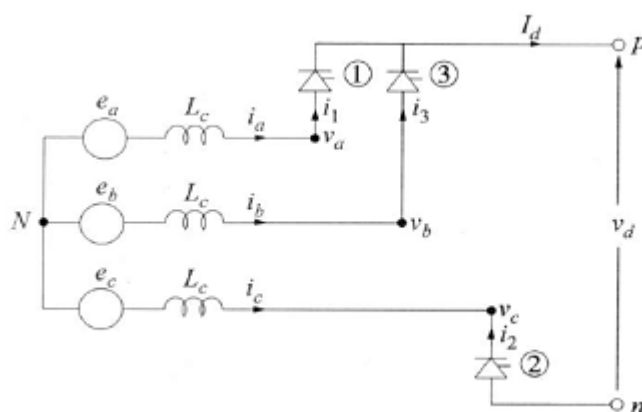
⁴ Disse verdiene er hentet ut i fra et eksempel som blir benyttet i *Systems with multiple DC infeed* (Davies et.al, 2008)

2.1.3 Kommutering og kommuteringsfeil

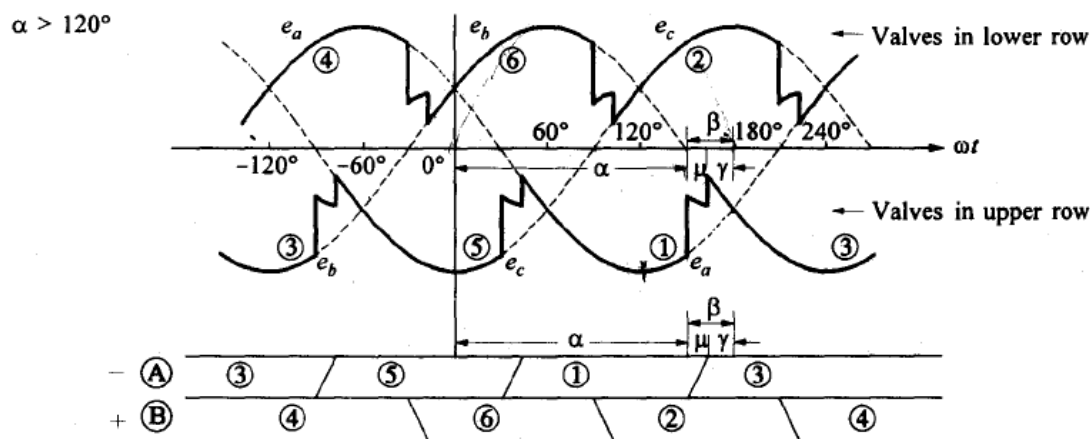
Ved å ta utgangspunkt i begrepene, ESCR og MIESCR vil sannsynlighet for kommuteringsfeil øke med minkende ytelsesforhold. Dette fenomenet, ved høy strømgjennomgang i omformer eller lav spenning på omformerskinne, kan gi kritiske tilstander for systemet. Kommuteringsfeil oppstår altså ikke gjennom feiloperering av HVDC-omformer men på grunn av ac-systemets karakteristikk.

Kommuteringsfeil for likeretteren til en HVDC-omformer er kun mulig dersom tennkretsen svikter (Kundur 1994). Siden det er i vekselretteren det er størst fare for kommuteringsfeil, og denne er mest kritisk for driften av et kraftnett, omtales kun utfordringer med denne omformeren videre.

Ved vekselretteren er det ac-spenningen og nettet utenfor omformeren som legger grunnlaget for at tyristorventilen leder strøm når spenningspotensialet varierer over anoden og katoden. For at en kommutering skal være vellykket må spenningspotensialet være positivt mellom dc-siden og ac-siden av tyristorventilen. Som kretsen i figur 2.6 illustrerer så er det i kommuteringsintervallet en strømovergang fra ventil 1 til 3. Den tiden hvor både ventil 1 og 3 leder kalles kommuteringsintervallet – benevnt som overlappvinkel μ .

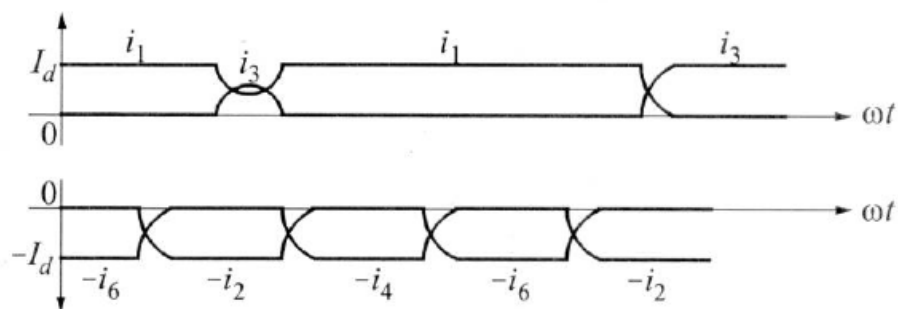


Figur 2.6. Ekvivalentkrets under kommutering fra ventil 1 til 3 (Kundur 1994)



Figur 2.7 Spenningskurver og ventilers ledetidfordeling (Kundur 1994)

Forløpet til vellykkede kommuteringer er illustrert i figur 2.7 for flere perioder. Kommuteringen fra ventil 1 til 3 i figur 2.6 viser de tilhørende vinklene α , μ og γ i figur 2.7. Som kurvene i denne figuren viser er spenningen, e_a større i absoluttverdi enn e_b i det kommuteringen starter og gjennom hele kommuteringsintervallet. Dersom spenningen over kommende ventil (nr. 3 i dette tilfellet) rekker å bli større i verdi enn foregående ventil (nr 1) før tenningen inntreffer, begynner ikke ventilen å lede strøm. Strømmen fortsetter da å lede i foregående ventil (nr. 1), figur 2.8. Denne driften er ikke tyristoren beregnet for, men siden det går en strøm i kretsen fra før denne feilteningen inntreffer, så må denne også gå i kretsen etter og i ventil nr 1 som eneste sted. Ventil nr 1 blir utsatt for tvunget kommutering. Når ventil nr 4 tenner, så kortsluttes dc – siden av omformeren som gir null i spenningspotensial. Ventil nr 5 har da negativt potensial fra anode til katode på grunn av kortslutning og negativ e_c som gjør at den ikke starter å lede.



Figur 2.8 Ventilstrømmer under kommuteringsfeil (Kundur 1994)

Ventil 4 slukker normalt etterfulgt av at nr 6 tenner. Ventil nr 1 leder altså tre ganger så lenge, gjennom en hel periode, før ventil nr 3. kan tenne. Siden ac-siden har en sinusspenning mot ventil nr 1 så slutter denne å lede ved nullgjennomgang og importområdet mister effekt. Fra kommuteringsfeilen til ventil nr 3 forsøkes å bli tent igjen tar det 5 ms i et 50 Hz system med 12 puls vekselretter. Dersom ac-systemet ikke har bygget seg opp igjen til denne tiden kan en få repeterende kommuteringsfeil. Et av de kritiske momentene med kommuteringsfeil er at det ikke blir overført nominell effekt i HVDC-kabelen og ventilen som påvirker AC-systemet.

Kommuteringsfeil kan oppstå som følge av driftsforstyrrelsene:

- 1 Ved en økning av dc – strømmen inn vekselretteren som bidrar til at overlapvinkelen, μ strekkes ut og reduserer slukkevinkelen, γ . Dette øker faren for at en når det punktet der kommuteringen svikter som følge av at spenningsdifferansen mellom ventilene går mot null og negativ verdi. En større induktans i dc – kretsen vil under kommutering redusere endringsraten av dc – strømmen. Dette tiltaket har størst effekt mot kommuteringsfeil av denne typen.
- 2 Når spenningsverdien på en eller flere faser reduseres eller forskyves som medfører at slukkevinkelen blir for liten når kommutering forsøkes.
- 3 En fasevinkelendring i ac – spenningen kan forårsake kommuteringsfeil. For enfaset feil er det spenningsfall, og ikke faseforskyving, som er mest kritisk.
- 4 Verdien på før – feil stasjonær slukkevinkel, γ påvirker også marginen/sensitiviteten på vekselretteren mot kommuteringsfeil. Normalt er denne marginen på 17° . Ved å øke denne verdien til $25 - 30^\circ$, reduserer man sannsynligheten for kommuteringsfeil, og da spesielt under drift av ac – nett med lav kortslutningsytelse.
- 5 Verdien på strømmen i vekselretteren før feil har også en stor påvirkning på forløpet under og etter feil, ettersom denne kommer til å øke i verdi når spenningen faller som igjen driver slukkevinkelen mot stadig mer kritiske verdier.

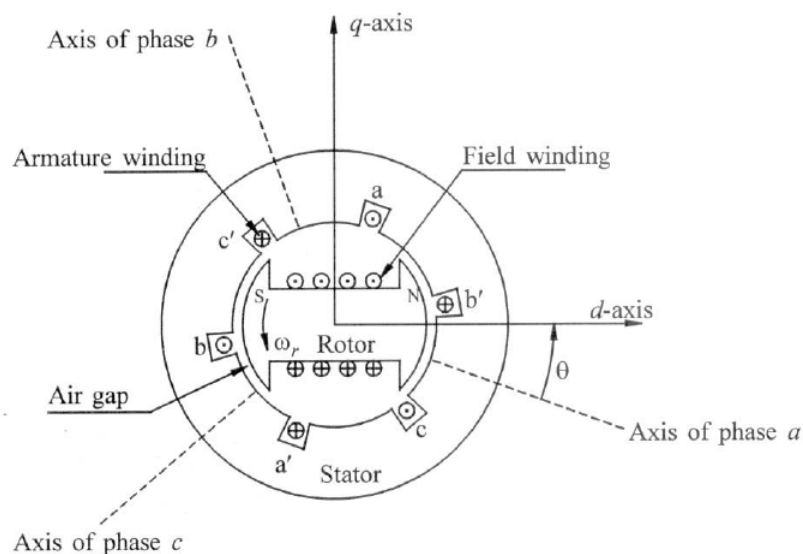
Generelt er det slik at jo sterkere ac – nett som ligger bak vekselretteren, jo lavere er sannsynligheten for kommuteringsfeil. Kommende kapittel i denne teoridelen gir en introduksjon av synkronmaskinen som kan utnyttes i større grad for nettopp å styrke ac – nettet.

2.2 Synkronmaskin som kilde til utnyttelse og pålitelighet

Synkronmaskinens robusthet og fleksibilitet gjør den attraktiv til flere oppgaver i kraftsystemet enn til produksjon og forbruk av aktiv og reaktiv effekt. Maskiner som er tilknyttet nettet gir positiv virkning i forhold til utfordringer med kommuteringsfeil ved at systemets tregghetsmoment øker og gir et mer robust nett. Dette delkapitlet belyser i korte trekk synkronmaskinens teori for forståelse av dens egenskaper, hvordan den modelleres i et kraftnett for analyser i tillegg til forklaring rundt bruksområdet av maskinen som roterende fasekompensator. Fasekompensator med bruk av superlederteknologi er også presentert. De to sistnevnte konfigurasjonene av en synkronmaskin er den beste løsningen for å imøtekomme utfordringer med kommuteringssvikt i en HVDC-omformer som det er tatt for seg i foregående kapittel. Disse to blir analysert med ulike alternativer i kapittel 3.

2.2.1 Oppbygging, viserdiagram og matematisk modellering

Årsaken til at synkronmaskinen brukes til kraftproduksjon verden over er på grunn av maskinens robusthet, lite vedlikehold og fleksibilitet når det gjelder reguleringsegenskaper. De to vanligste konfigurasjonene til synkronmaskinen er utførelser med rund rotor og med utpregede poler. Til kraftproduksjonen i Norge benyttes hovedsakelig synkronmaskiner med utpregede poler, illustrert i figur 2.9.



Figur 2.9 Diagram over en trefaset synkronmaskin med utpregede poler (Kundur 1994)

Antall poler til en synkronmaskin må koordineres med rotasjonshastighet og nettfrekvens etter ligning 2.9,

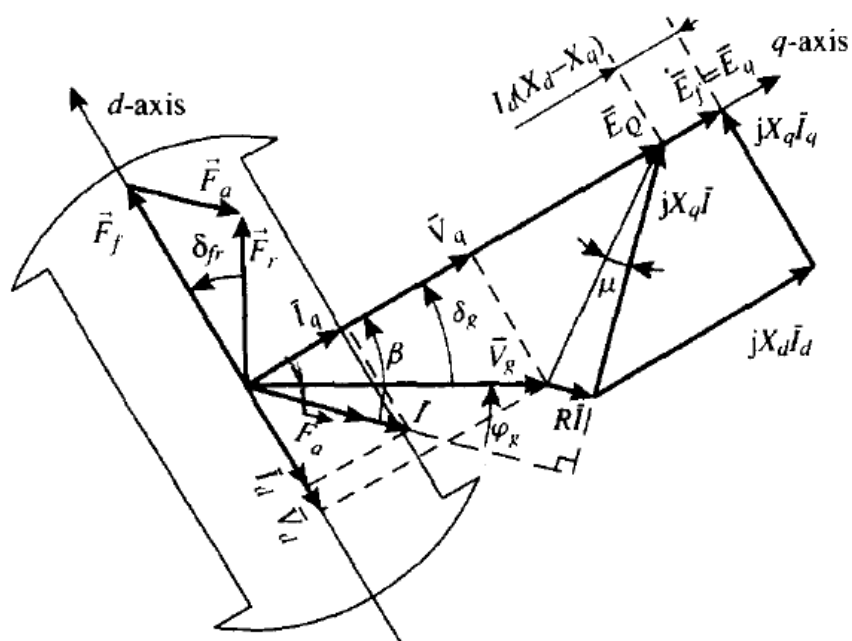
$$n = \frac{50\text{Hz} \cdot 60 \frac{\text{s}}{\text{min}}}{P} \left[\frac{\circ}{\text{min}} \right] \quad (2.9)$$

n rotasjonshastigheten til rotor i omdreininger per minutt, rpm.

P antall polpar i maskinen.

Synkronmaskin som generator tilknyttet vannkraftverk i det norske systemet, har en begrenset omløpshastighet⁵, typisk 750 eller 1500 rpm, som gjør at maskinene har flere polpar, P. Til sammenligning har synkronmaskiner i termisk kraftproduksjon høyere turtall, derfor betegnes de turbomaskiner. Siden turbomaskiner er hurtigløpende har de sylindrisk rotor med mindre diameter. Til gjengjeld er de vesentlig lengre i akslingsretningen. For en mest mulig hensiktsmessig regulering av synkronmaskinen benyttes en matematisk omgjøring fra tre variable ut i fra tre faser til to nye variabler – d og q. Denne omgjøringen, kalt Parks transformasjon, gjør måling og regulering enklere da moment (aktiv effekt) og fluks (rekaktiv effekt) gjøres uavhengige i to vektorer som står normalt på hverandre. Aksekoret til vektorene er plassert slik at d-aksen sammenfaller polaksen (med fluksens retning) og q-aksen ligger 90 grader etter d-aksen, figur 2.10.

⁵ Omløpshastigheten til rotoren er begrenset av fallhøyden mellom dam og maskinhus.



Figur 2.10 Fase/vektordiagram for rotor med utpregede poler (Machowski 1998)

Utleddning av dq-transformasjon er ikke presentert i oppgaven, men *Advanced Electric Drives* (Moan 2001) gir en meget god fremstilling av denne transformasjonen.

Matematiske sammenhenger

Den indre spenningen, E_f som representerer spenningen som oppstår fra magnetiseringen fra rotor kan utledes fra transformatorligningen og gir et bilde av koblingen mellom rotorvikling og statorvikling,

$$E_f = 4.44 f M_f I_f \quad (2.10)$$

f Systemfrekvens.

M_f Gjensidige induktans mellom rotorvikling og statorvikling.

I_f Rotorens feltstrøm.

Alternativt kan E_f utledes fra figur 2.10 sett fra statorsiden,

$$\bar{E}_f = \bar{V}_g + R\bar{I} + jX_q\bar{I} + j(X_d - X_q)\bar{I}_d \quad (2.11)$$

som alternativt kan skrives om til,

$$\bar{E}_f = \bar{V}_g + (R + jX_q)\bar{I} + j(X_d - X_q)\bar{I}_d \quad (2.12)$$

V_g Klemmespenningen til synkronmaskin.

Oppløsning av den indre spenningen, E_f i to spenninger som sammenfaller med d og q-aksen og gir:

$$E_d = V_d + RI_d + X_q I_q = 0 \quad (2.13)$$

$$E_q = V_q + RI_q - X_d I_d = E_f \quad (2.14)$$

der

$$V_d = -V_g \sin \delta_g, \quad V_q = V_g \cos \delta_g \quad (2.15)$$

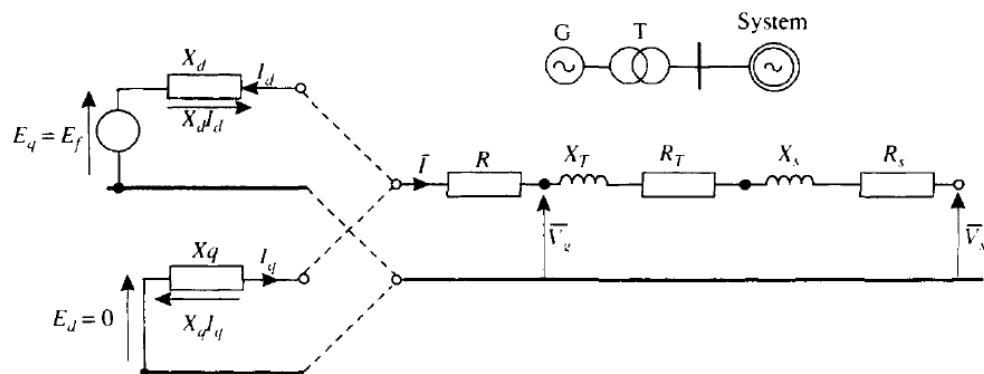
$$I_d = -I \sin \beta \quad I_q = I \cos \beta \quad (2.16)$$

og $\beta = \delta_g + \varphi_g$

Avhengig av om en definerer d-aksen til å ligge 90 grader foran (som her), eller 90 grader etter q-aksen avgjør dette fortegnet på ligningene 2.15 og 2.16. Ved å definere d-aksen til å ligge etter q-aksen endres fortegnene på de reaktive leddene i ligningene 2.13 og 2.14.

Tilknytning av synkronmaskin mot stivt nett

Ved tilkobling av en synkronmaskin til et kraftnett gjøres ikke det for å dekke energibehovet til én last men som et produksjonsbidrag til en del av et større system. I analyse av én maskin representeres ofte resten av systemet som én samleskinne som representerer det *stive nettet*. Spenning og frekvens på denne samleskinnen antas å være konstant og stabil. Figur 2.11 illustrerer hvordan en synkronmaskin er modellert mot transformator og det *stive nettet* etter dq-transformasjon er utført.



Figur 2.11. Ekvivalentkrets av generator mot transformator og det stive nettet (Machowski 1998)

Når det er definert et *stivt nett* betyr det at spenningen V_s kan brukes som referanse mot maskiners spenninger samt deres vinkler når vinkelen i det stive nettet er null. Differansen mellom vinkelen til den tilkoblede synkronmaskinens rotor og det stive nettet, kalles *polhjulsinkel* δ . Som nevnt, brukes Parks transformering til å forenkle beskrivelsen og reguleringen av maskinene. Dette gjøres også i analyser mot det stive nettet som ut i fra figur 2.11 gir:

$$\bar{E}_f = \bar{V}_s + r\bar{I} + jx_d\bar{I}_d + jx_q\bar{I}_q \quad (2.17)$$

Omgjøring til dq-komponenter:

$$E_d = V_{sd} + rI_d + x_q I_q = 0 \quad (2.18)$$

$$E_q = E_f = V_{sq} + rI_q - x_d I_d \quad (2.19)$$

der

$$V_{sd} = -V_s \sin \delta, \quad V_{sq} = -V_s \cos \delta \quad (2.20)$$

$$I_d = -I \sin \beta \quad I_q = -I \cos \beta \quad (2.21)$$

og $\beta = \delta + \varphi$ (figur 2.10)

Disse utledede ligningene blir brukt til måling og regulering av aktiv- og reaktiv effekt som kommer frem under.

Aktiv effekt

Aktiv effekt P er definert,

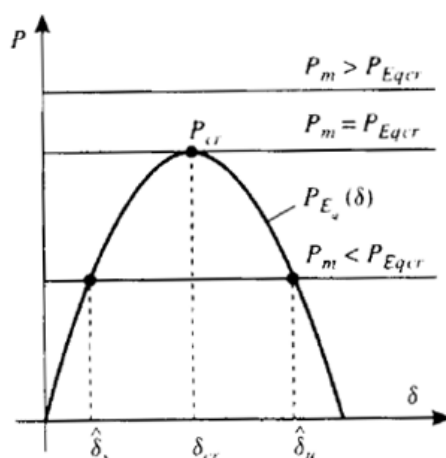
$$P_s = V_s I \cos \varphi \quad (2.22)$$

som etter utledning ved bruk av ligning 2.20 og 2.21 for en synkronmaskins aktive effektproduksjon resulterer i,

$$P_s = \frac{E_q V_s}{x_d} \sin \delta - \frac{V_s^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin \delta \quad (2.23)$$

x_d d-aksens totale reaktans sett fra V_s i figur 2.11.

x_q q-aksens totale reaktans sett fra V_s i figur 2.11.



Figur 2.12 Effekt – vinkelkurve (Machowski 1998)

Plott av effekt mot vinkel gir kurve som i figur 2.12. Toppunktet, altså maksimalt uttak av aktiv effekt er definert ut i fra induktansen til maskinen og vinkel mellom maskinen og det stive nettet. Karakteristikken til maskinen endres under ulike påkjenninger som en følge av den gjensidige induktansen mellom rotorvikling og statorvikling. Dette blir omhandlet i reaktansdelen under.

For synkronmaskiner brukt som generatorer eller motorer med utpregede poler gjør ligning 2.23 seg gjeldende. Ved fasekompensator drift av en synkronmaskin er ikke aktiv effektproduksjon i normal drift et tema. Henviser til kapittel 2.2.2 for utdypende begrunnelse av dette.

Reaktiv effekt

Reaktiv effekt Q er definert:

$$Q_s = V_s I \sin \varphi \quad (2.24)$$

Videre utledning av 2.21 for en synkronmaskin, ved bruk av ligningene 2.20 og 2.21 gir,

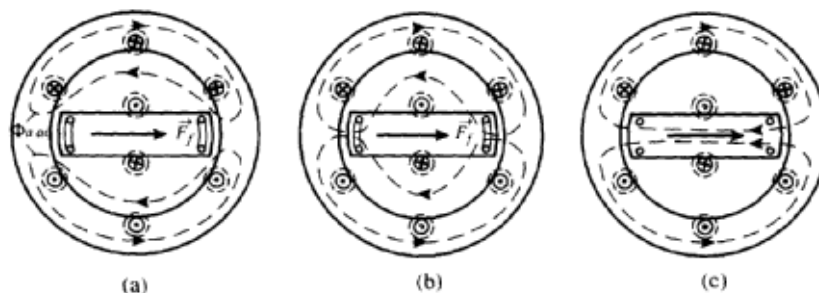
$$Q_s = \frac{E_q V_s}{x_d} \cos \delta - \frac{V_s^2}{x_d} \quad (2.25)$$

Som det her kommer frem av 2.25, tilfører en synkronmaskin reaktiv effekt når feltstrømmen (indirekte E_q), har høyere verdi enn siste ledd i ligningen. Denne tilstanden omtales som *overmagnetisert*. Ved det motsatte tilfellet, altså ved *undermagnetisert* drift av maskinen, tar den opp (forbruker) reaktiv effekt. I et kraftsystem er det normalt overvekt av induksjonsmaskiner som forbruker reaktiv effekt. Dette resulterer i at generatorene i kraftsystemet driftes i overmagnetisert tilstand som reaktiv effektprodusent i tillegg til aktiv effektprodusent.

Reaktiv effektproduksjon har flere fordeler ved siden av å tilføre behovet fra forbruket av maskiner. I ulike driftstilstander i nettet veksles det mellom forbruk og produksjon av reaktiv effekt i en del komponenter. Dette gir spenningsvariasjoner som kompenseres for blant annet ved hjelp av generatorers reaktive regulering.

Stasjonære, transiente og subtransiente reaktanser

En synkronmaskins reaktans er ikke en fast verdi, men variabel avhengig av mekanisk pådrag på akslingen. Til nå er dette satt til side, men fenomenet er særs viktig for egenskapene til maskinen under driftsforstyrrelser. Årsaken til at reaktansen ikke er konstant skyldes *stien* som fluksen går i sett i fra rotorpol til statorpol. I stasjonær drift går fluksen gjennom både dempeviklingene og feltviklingene i rotor i tillegg til luftgapet, figur 2.13 – c.



Figur 2.13 Fluks-sti til rotor- og statorfluks under a) subtransient, b) transient og c) stasjonær tilstand (Machowski 1998)

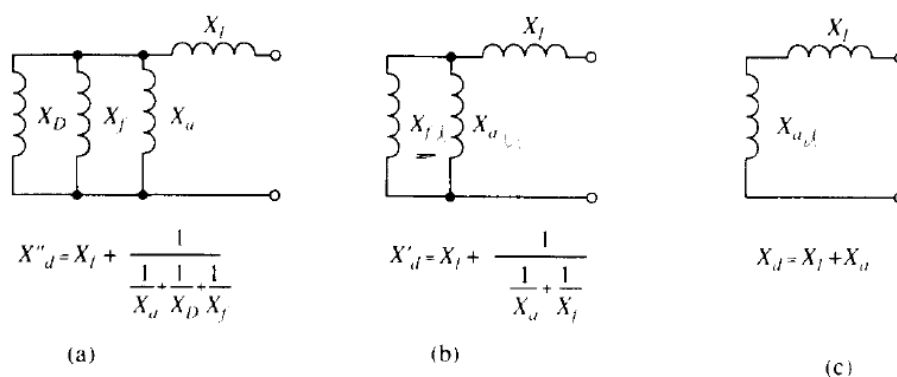
En forstyrrelse i nettet som endrer strømmen i stator, vil føre til en umiddelbar endring av verdien på fluksen. Sett at forstyrrelsen er stor, så vil dette føre til en rask og kraftfull endring av fluksen og kreftene i rotor, jamfør Lenz' lov⁶. De påførte kreftene i feltviklingene og dempeviklingene tvinger statorfeltet til å gå i luftgapet, figur 2.13 – a, for å opprettholde en konstant gjensidig induktans. Prinsippet som brukes for beskrivelse av det tre tilstandene for en synkronmaskin resoneres ut i fra figur 2.14 som inneholder reaktanser definert:

X_l representerer stien som lekkfluksen som stator tar rundt statorviklingene

X_a representerer fluksstien over luftgapet mellom stator og rotor

X_D representerer fluksstien rundt dempeviklingene

X_f representerer fluksstien rundt feltviklingene

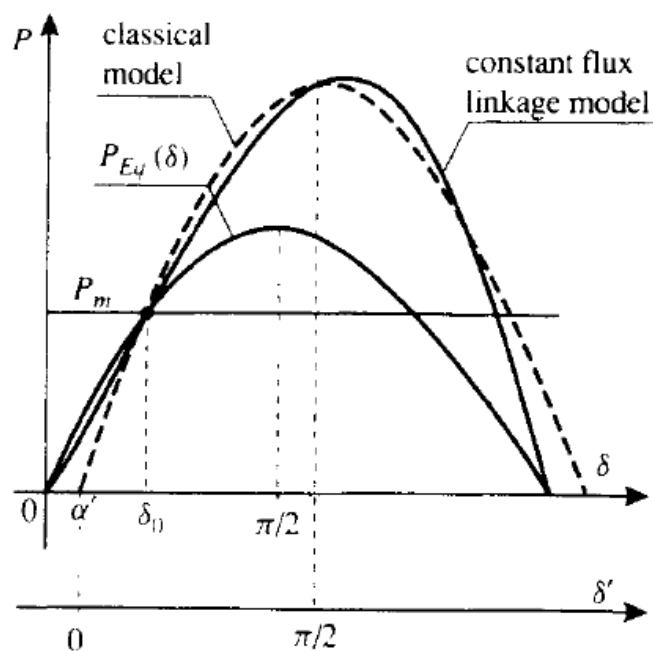


Figur 2.14 Ekvivalen reaktans av en synkronmaskin i a) subtransient, b) transient og c) stasjonær tilstand (Machowski 1998)

⁶ Lenz' lov sier at en induisert strøm har en slik retning at de kreftene som oppstår vil motvirke inngrepet som inducerer strømmen.

Perioden som statorfeltet er i dominerende grad i luftgapet kalles subtransient periode. Fluksstien gir definisjon på subtransient reaktans, figur 2.14 – a. Etter hvert som energien i rotor blir tatt opp i dens resistans svekkes også strømmen i rotorviklingene som legger til rette for at mer fluks kan komme til i rotor. Transient tilstand er da oppnådd, hvor rotorens ekvivalente reaktans er en parallellkobling av luftgapets og feltviklingens reaktans i figur 2.13 – b. Siden dempeviklingene ikke lenger er i parallell økes verdien på den transiente mot den subtransiente reaktansen. Strømmen i rotor fortsetter å falle på grunn av feltviklingenes resistans som reduserer selvindusert magnetfelt og åpner for mer gjennomstrømning av statorfeltet – og stasjonær tilstand er nådd. I denne tilstanden er det kun reaktansen i luftgapet mellom stator og rotor samt lekkreaktansen fra stator som gjør seg gjeldende (figur 2.14 – c). Den stasjonære reaktansen er derfor størst av disse tre.

Ved å bringe disse tilstandene inn i ligning 2.23, så leder det til at effekt - vinkelkurven vist i figur 2.12 endrer karakteristikk og toppunkt for de tre tilstandene. Transient og stasjonær karakteristikk er vist i figur 2.15.



Figur 2.15 Effekt – vinkelkurve for transient og stasjonær tilstand (Machowski 1998)

2.2.2 Fasekompensator drift av synkronmaskinen

Før kraftelektronikk og FACTS-komponenter gjorde seg gjeldende på 80-tallet, var det fasekompensatoren som var den drivende spenningsregulatoren i kraftsystem ved siden av generatorene. Siden den gang har fasekompensatoren ikke vært aktuelt å bruke på grunn av høye investerings- og vedlikeholdskostnader i forhold til kraftelektroniske komponenter. Derimot har denne robuste maskinen fått sin renessanse i lys av utfordringer med kommuteringsproblematikk knyttet til HVDC-overføring belyst i kapittel 2.1.

Start og mekaniske særpreg

Roterende fasekompensator er en konfigurasjon av synkronmaskinen som ikke har noe mekanisk pådrag på akslingen. Sammenlignet med en generator er derfor maskinen identisk, og ligninger fra kapittel 2.2.1 (ikke 2.22 og 2.23) gjelder også her. Det er derimot noen særpreg som skiller den fra montasje og drift. Start av en generator gjøres ved bruk av den kinetiske energien til vannet. En fasekompensator derimot er normalt sett montert i friluft slik at det må andre metoder til for å koble den til nettet. De tre vanligste måtene å starte en friluftsfasekompensator er (Stephen 1958 og Hubert 2002):

- Start med redusert frekvens på statorviklingene
- Bruk av eksternt, mekanisk pådrag som ”drar” rotor opp i nominelt turtall
- Bruk av dempeviklingene på polene og kortsluttede feltviklinger

Innstillinger og drift

Når maskinen er innfaset og systemet er stasjonært, driftes maskinen slik at fleksibiliteten er størst mulig ved en eventuell driftsforstyrrelse. Ved å ta fasekompensatoren på Frogner som eksempel, har den et reguleringsområde fra +250 MVAR til -90 MVAR. Ideelt sett, for størst mulig regulering begge veier, burde maskinen kjøres midt mellom disse verdiene på +80 MVAR. Siden det er mer kritisk med lave spenninger kontra høye, på grunn av faren for spenningskollaps, er normaldriften på denne maskinen innstilt med, $Q_0 = +50$ MVAR. Denne driften

sammenfaller samtidig med optimal magnetiseringsstrøm som gir minimal slitasje på børstene (Karijord 2006).

Alternativ tilknytning av roterende fasekompensator

Siden en fasekompensator ikke har til hensikt å levere aktiv effekt neglisjeres kravet til fysisk pådrag på akslingen. I Norge står vannkraften for 98 % av elektrisitetsproduksjonen på land. Her er det vannet som gir pådraget på akslingen i tillegg til at det kjøler ned maskinen under drift.

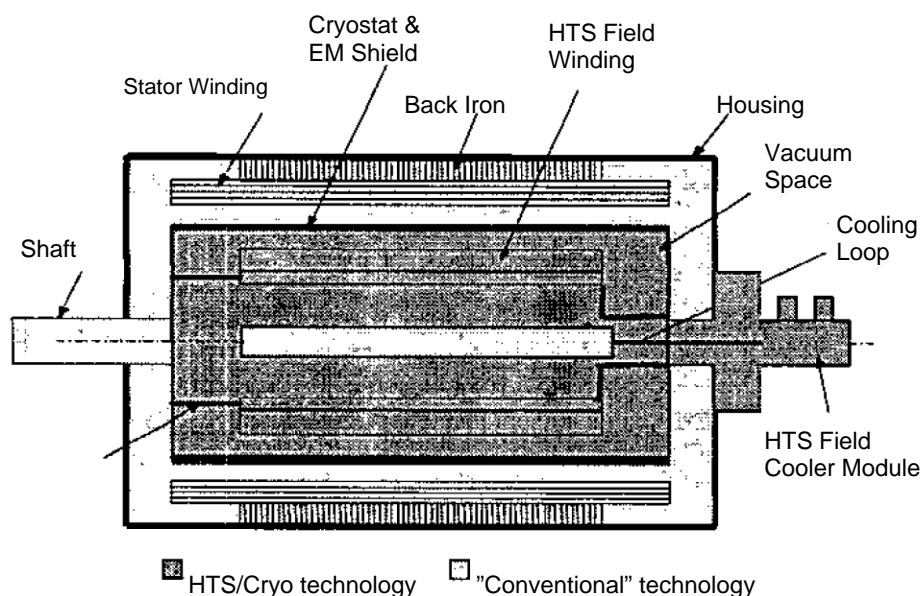
Ved *friluftmontasje*, som er et mye brukt alternativ ved nettilknytning av fasekompensator, er ikke kjølevann tilgjengelig på samme måte som ved montasje i tilknytning til et vannkraftverk. Det kreves derfor eksterne kjølesløyfer og kjølemedium. Friluftmonteringer utført frem til i dag benytter hydrogengass og/eller vann som kjølemedium. Ved hydrogengasskjøling er kapslingen rundt stator og rotor tett og fylt med gass under trykk. Fordelen med hydrogengass er lavere friksjon som reduserer driftstapene.

Fasekompensatordrift av generatorer i vannkraftverk er et alternativ til friluft som i skrivende stund ennå ikke er benyttet⁷. Start av denne konfigurasjonen gjøres på tilsvarende måte som for generatorer dersom aktiv effekt ikke blir regulert ned til null og vannet pumpes ut av turbinhuset. Når maskinen er faset inn og skovlene ikke lenger går i vann har systemet mistet kjølingen. Dette er løst ved at kjølevann blir ført i rør fra kjølevannsbasseng til kjølesløyfene på maskinen.

⁷ Det blir forhandlet om en slik avtale mellom systemoperatør og kraftprodusent vinter og vår 2008 for en slik konfigurasjon.

2.2.3 Superconducting Dynamic Synchronous Condenser

SuperVar (Dynamic Superconducting Condenser – DSC) er et produkt av forskning på superledere (High Temperature Superconductor – HTS) i USA⁸. SuperVAR er en maskin som er bygget opp på tilsvarende måte som en synkronmaskin. Forskjellen er at superlederteknologi er implementert i feltviklingene vist i figur 2.16. De er kjølt ned til 27 K (- 300° celsius), som gir driftsflexibilitet utover en konvensjonell synkronmaskin som ikke håndterer tilsvarende hurtig driftsvariasjoner og overbelastninger. Den nedkjølte delen av maskinen (HTS/Cryo technology) bruker enten heliumgass eller flytende neon som kjølemedium.



Figur 2.16 SuperVAR synkronmaskin med superledende feltviklinger og konvensjonelle statorviklinger (Kalsi 2003 – modifisert)

Den lave reaktansen og resistansen i rotor som er resultatet av nedkjølt rotorvikling gjør at bidrag til rotor- og spenningsstabilitet i nettet er vesentlig bedre enn en vanlig fasekompensator. Noen fordeler kan oppsummeres:

- Superledende maskiner gir lavere spenningsdifferanse mellom nullast og fullast sammenlignet med vanlig synkronmaskin
- Spenning, E bak synkronreaktansen er kun 1.5 pu ved merkelast under drift med effektfaktor lik null(overmagnetisert). Dette resulterer i at feltstrømmen,

⁸ American Superconductor Corporation, AMSC er et amerikansk forskningsforetak opprettet i 1987, og har hele tiden utviklet bruksområdet til superledere.

I_{fd} kun blir 50 % endret sammenlignet med en vanlig maskin ved 200 % lastøkning siden E er proporsjonal med feltstrømmen,

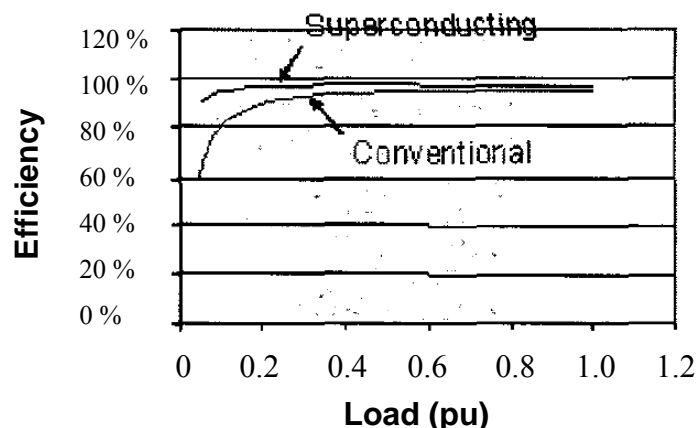
- Spenning, E er 50 % mindre enn for en vanlig maskin

Sammenligning av SuperVar og konvensjonell fasekompensator

	SuperVar (8 MVar)	Fasekompensator (160 MVar)
Stasjonær Reaktans (x_d)	0.5	1.43
Transient reaktans (x_d')	0.22	0.35
Subtransient reaktans (x_d'')	0.11	0.21
T'_{d0}	7.31	10.8
T''_{d0}	0.1035	0.05
T''_{q0}	0.2242	0.25
H	1.55	2.2

Tabell 2.3 Sammenligning av konstanter mellom konvensjonell fasekompensator og SuperVAR

Den subtransiente reaktansen, x_d'' for SuperVAR er lav sammenlignet med tilsvarende verdi for en konvensjonell fasekompensator. Dette gir SuperVAR, 8 pu for første toppverdi av strømmen ved svingning under trefase feil ved nærmest tilkoblet samleskinne (Kalsi 2003). Til sammenligning gir en konvensjonell fasekompensator maksimalt 2 pu, ved første svingning. På grunn av egenskapene over gir dette en større effektivitet. Driftstapene er 50 % lavere enn for konvensjonelle synkronmaskiner på grunn av HTS feltviklingene. Figur 2.2 viser maskineffektivitet for SuperVAR sammenlignet med en konvensjonell synkronmaskin (Kalsi 2003).



Figur 2.17 Maskineffektivitetskurve for SuperVAR og konvensjonell synkronmaskin (Kalsi 2003)

2.3 Økonomisk teori

Statnett SF gjør alle økonomiske analyser ut i fra et samfunnsøkonomisk perspektiv som også er det primære beslutningskriteriet. Med dette menes at det Norske samfunnet oppnår størs mulig netto gevinst av riktige investeringer i kraftnettet. Litteratur benyttet i dette kapitlet er hentet fra Statnetts "Håndbok for samfunnsøkonomiske analyser i Statnett" og Sintefs "Planleggingsbok for kraftnett".

2.3.1 Metodisk tilnærming

En samfunnsøkonomisk analyse har til hensikt å skaffe til veie nok informasjon og systematisere denne for å evaluere nyttevirksomheter ved ulike tiltak. Kvantifisering av alle nytteverdier er en forutsetning for at en skal kunne sette tiltakene opp mot hverandre. Ikke alle virkninger lar seg verdsettes på en tilfredsstillende måte. Eksempler på dette er:

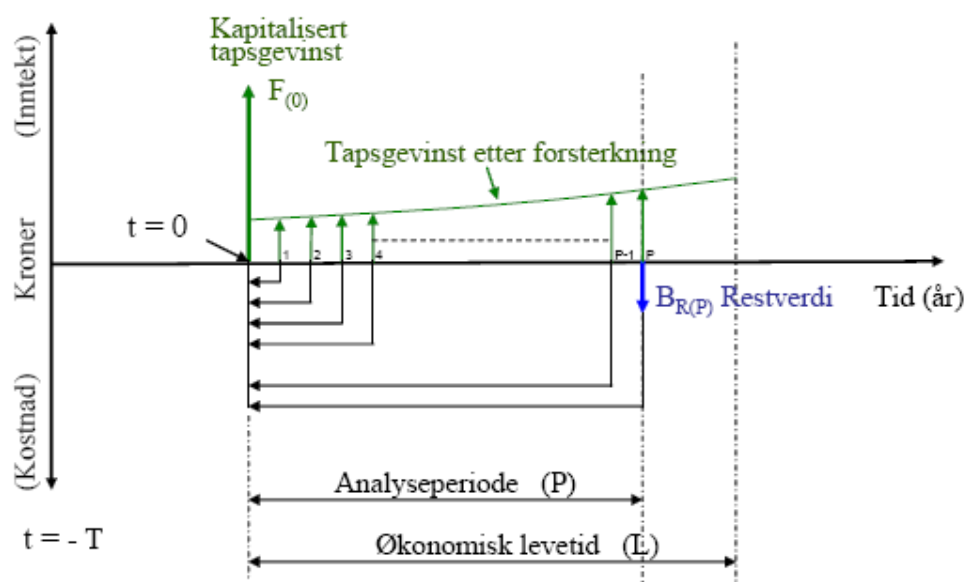
- Miljøpåvirkninger
- Kraftmarkedets påvirkning
- Forsyningssikkerhet/avbruddsspørsmål

Likevel bør denne typen påvirkninger kvantifiseres og tas med i beslutningsunderlaget. *Nytte-kostnadsanalyser* gjøres såfremt det er mulig, det vil si en netto nåverdiberegning av et tiltak – differansen mellom nyttevirksomheter og kostnader.

I nettet der det må gjøres tiltak for å oppfylle funksjonskrav må en analysere *kostnadseffektiviteten* til aktuelle alternativer.

2.3.2 Nåverdimetoden

Sammenlignet med andre lønnsomhetsbetraktninger som internrentemetoden og nytte/kostnadsbrøk, gir nåverdimetoden en mer robust analyse som er grunnlag for valget i denne rapporten (Samfunnsøkonomisk metodegruppe – Statnett, 2006). Tidspunktet for nyttevirkinger og kostnader ved et tiltak brukes for å beregne hva denne verdien representerer ved et gitt tidspunkt. Det neddiskonteres ved å benytte en *diskonteringsrente* for samtlige kostnads og nyttevirkinger ved sitt aktuelle fremtidige tidspunkt. Summen av de neddiskonterte kostnads og nytteverdier gir investeringens netto nåverdi, NNV (eng.: net present value, NPV) som vist i figur 2.18.



Figur 2.18 Kostnader og inntekter som følge av tiltak (Sintef 2005)

Dersom NNV er positiv, gir dette at nyttevirkningene er større enn kostnadene – og investeringen er økonomisk lønnsom. Dersom resonnetet over gir lønnsomhet, betyr det at samfunnets nyttevirking er større enn dets kostnad.

Tiltakene i rapporten er ment å skulle driftes når systemet har lav ytelse. Ved siden av det økte bidraget av ytelse stilles maskinene inn med statikk for utnyttelse av maskinens potensial til optimal spenningsregulering hvor den da vil være med på å redusere overføringstap. Dette øker lønnsomheten og avlaster andre komponenter i

systemet som er dimensjonert for spenningsregulering. En maskin av denne typen (fasekompensator) blir stilt inn til å kjøre ved et settpunkt for spenningen som optimaliserer driftsområdet til maskinen under feil og som minimaliserer drifts/tapskostnadene.

Det er muligheter for å endre på settpunkt og statikken til disse maskinene under driftssituasjoner der ytelsen er tilfredsstillende. Ved å gjøre dette er det store muligheter for å bruke maskinene som rene reaktive reserver til spenningsregulering som vil redusere overføringstapene. Derimot vil ikke maskinen redusere nettap dersom nettet driftes nær nominell spenning og reguleringskapasiteten er tilstrekkelig. Installasjon av tiltak, i består av investeringskostnad:

$$K_{invest,i} = K_{m,i} + K_{kj,i} + K_{r,i} + K_{k,i} \quad (2.26)$$

$K_{m,i}$	Maskinens investeringskostnader
$K_{kj,i}$	Investeringskostnader knyttet til kjøling
$K_{r,i}$	kostnader knyttet til rigging og klargjøring(fundamentering, bygningsmessig klargjøring, tilkoblingsfasiliteter og kabelgrøfter)
$K_{k,i}$	Kostnader knyttet til kontrollanlegg

De variable driftskostnadene, D_i som antas fast hvert år for en fasekompensator er knyttet til driftstiden og antall start og stopp gjennom året. Driftstidskostnadene deles i tomgangstap og belastningstap.:

$$D_i = D_{gb,i} + D_{tg,i} + D_{dff,i} \quad (2.27)$$

$D_{gb,i}$	”Leiekostnader” (grunnbeløp) knyttet til drift av i utgangspunktet stillestående generator eid av en produsent i kraftsystemet som dekker økt vedlikehold, ettersyn , betjening og start/stopp kostnader etc. samt godtgjørelse til eier av generator.
------------	--

$D_{tg,i}$	Driftskostnader knyttet til tomgangstap etter forventet antall timer driftstid pr år for maskin, i
$D_{dft,i}$	Driftskostnader knyttet til belastningstap etter forventet antall timer driftstid pr år for maskin, i

Nytteverdien av bidraget med økt kortslutningsytelse fra tiltakene, $K_{SCRn,i}$ er av varierende grad avhengig av størrelse og karakteristikk på maskinene og antall driftstimer pr år det er behov for. Årlig nytteverdi beregnes ut i fra:

$$K_{SCRn,i} = S_i \cdot B_i \cdot T \cdot P_{MW} \quad (2.28)$$

S_i	Bidrag av kortslutningsytelse fra tiltak i
B_i	Cirka forholdstall som tar med virkningen av marginaeffekten for tilført tilsynelatende effekt og redusert nettap for økt overføringsevne
T	Antall timer i året det er behov for drift
P_{MW}	Netto differansekostnad for kjøp av aktiv effekt i regulerkraftmarkedet.

Dynamisk nytteverdi, $K_{dyn,i}$ av den dynamiske spenningsreguleringen for hvert tiltak finnes ved å se på den reaktive effektbalansen i Kristiansand og Fedå.

$$K_{dyn,i} = \frac{QB_i}{QT_i} P_{of} \cdot P \cdot T \quad (2.29)$$

QB_i	Bidrag av reaktiv kompensering fra tiltak i ved Fedå og Kristiansand
QT_i	Total reaktiv kompensering i form av reaktive komponenter ved Fedå og Kristiansand.
P_{of}	Antatt økt overføringsgrense pga. dynamisk spenningskontroll
P	Netto differansekostnad for kjøp av aktiv effekt på regulerkraftmarkedet.
T	Antatt kritisk tid i antall timer i året med for liten reaktiv effektproduksjon

For tiltak, i gjøres det nåverdiberegninger med samtlige av overnevnte kostnader. Nåverdien av investeringskostnaden sammenfaller med investeringskostnaden siden investeringen finner sted år null:

$$NV_{invest} = K_{invest} \quad (2.30)$$

Nåverdi av driftskostnad, D_i løpende i n år:

$$NV_{drifts} = D_i \cdot \lambda_{r,n} \quad (2.31)$$

$\lambda_{r,n}$ kapitaliseringsfaktor for analyseperiode, n med kalkulasjonsrente, r

Nåverdien av nytteverdiene, $K_{n,i}$ og $K_{dyn,i}$:

$$NV_{nytte} = (K_{n,i} + K_{dyn,i}) \lambda_{r,n} \quad (2.32)$$

Stipulert Netto Nåverdi for tiltak, i er:

$$NNV_i = NV_{invest,i} + NV_{drift,i} + NV_{nytte,i} \quad (2.33)$$

3 TEKNISK OG ØKONOMISK ANALYSE

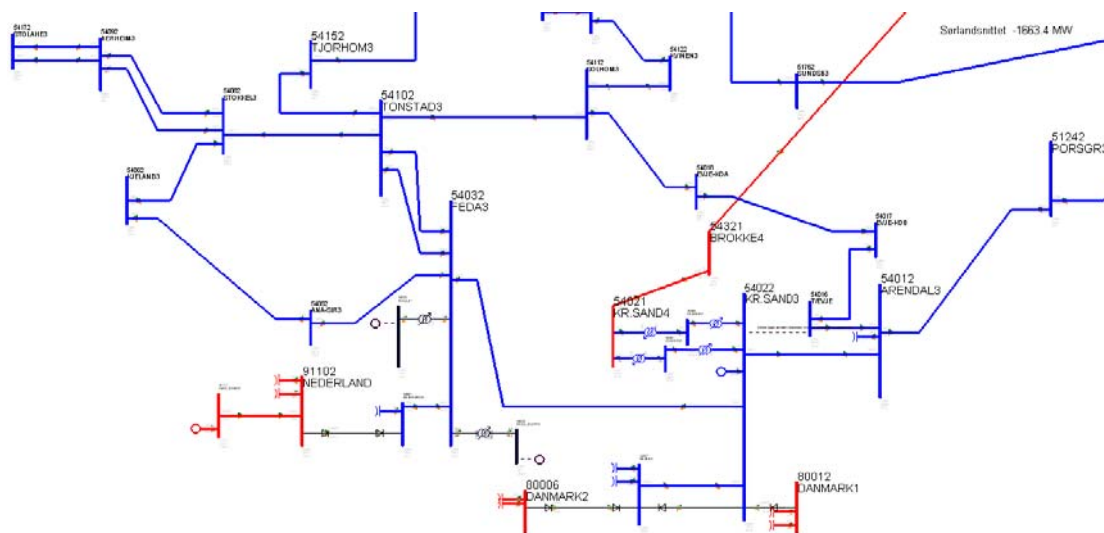
Det blir i dette kapittelet presentert alternativer for bedre utnyttelse og økt pålitelig drift av det Norske kraftnettet. Teknisk-økonomiske analyser av egenskaper, løsninger og plasseringer av ny fasekompensator drift er utført. FACTSkomponenter som tilfører reaktiv effekt og bidrar til netteffektivitet – kondensatorbatterier, reaktorer og SVC-anlegg – er alternativer som bidrar til hurtig regulering ved endring av nettets karakteristikk. Som det tydelig kommer frem i oppgaven bidrar roterende fasekompensatorer på samme måte med reaktiv effektregulering, i tillegg til kortslutningsytelse; som til tider er en utfordring å opprettholde for Statnett.

3.1 Omfang av analysene

Fokus i rapporten er kraftstasjonene i Sør-Norge der HVDC-kablene kommer i land; Feda og Kristiansand og nært omkringliggende stasjoner. Til Kristiansand ankommer kablene Skagerak 1, 2 og 3 med total ytelse på 1050 MW. 700 MW er stasjonær kapasitet i NorNed-kabelen fra Feda til Eemshaven i Nederland.

3.1.1 Kraftsystemet

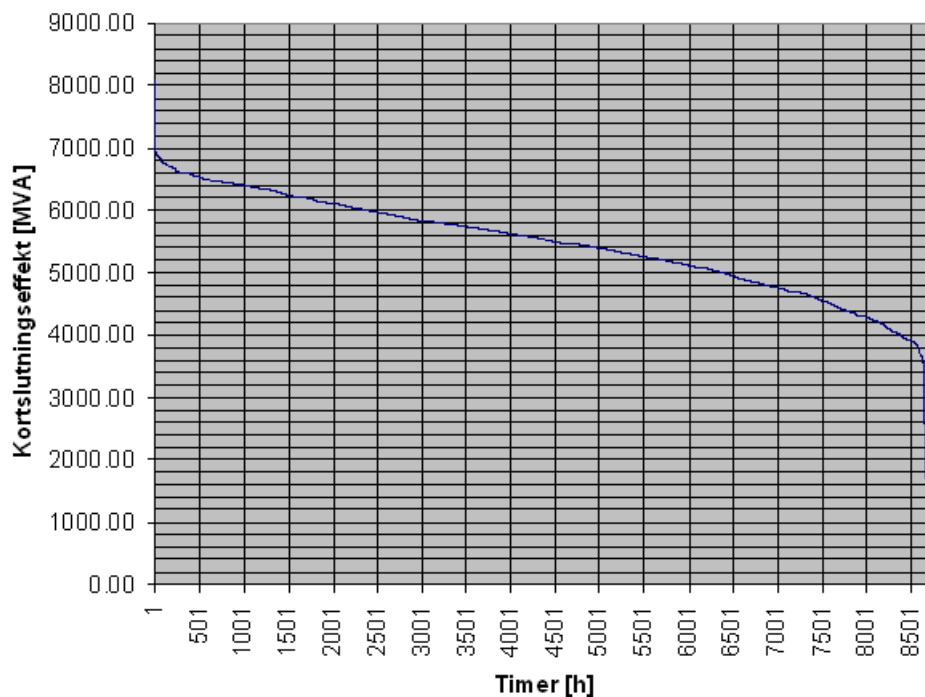
Kraftsystemet i Sør-Norge som analyseres i denne studien inneholder et stort antall generatorer, samleskinner, laster og transmisjonslinjer. Nettet er i samspill og dynamikk mot et Nordisk og Europeisk nett der små og store feil påvirker i større eller mindre grad. Til analysene er det benyttet en Nordenmodell med over 6000 samleskinner og over 1400 generatorer. Utgangspunktet for rapporten dreier seg om Sør-Norges utfordringer med til tider for lav ytelse retter fokus og analyser mot områdene Agder og Rogaland. Figur 3.1 viser sentralnettet i Sør-Norge med HVDC-forbindelser mot kontinentet – vist i rødt nederst. NorNed til venstre og Skagerakkabler til Danmark.



Figur 3.1 Kraftnett over Sør-Norge med overføringsforbindelser til mot kontinentet (Egen illustrasjon 2008)

Kraftutveksling til og fra Feda og Kristiansand

Total import- og eksportkapasitet mot utlandet som er tilknyttet Feda og Kristiansand er på 1700 MW ved normal drift. Kortvarig (15 min) kan utvekslingen ved Feda økes fra 700 til 1000 MW, altså til totalt 2000 MW overføring mellom Sørlandet og kontinentet. Dette kan med dagens nett gi svært sårbare driftssituasjoner. Kortslutningsytelsen på Feda er målt til verdier illustrert i figur 3.2.



Figur 3.2 Varighetskurve for kortslutningsytelse ved Feda stasjon fra 03.05.06 til 03.05.07 (Kirkeluten 2006)

Kirkeluten (2006) kommenterer målingene i figur 3.2 slik:

Antar at kortslutningsytelser under 4000 – 4500 MVA bare så vidt kan aksepteres, ved at det tas høyde for linjeutfall som reduserer kortslutningsytelsen med mer enn 1000 MVA (”worst case”: Arendal – Kristiansand).

Ser man bort fra de laveste verdiene, som sannsynligvis ikke er reelle, var tiden med ytelse under 4000 MVA 250 timer siste år (her referert fra 03.05.06 til 03.05.07). Året var ikke vannfattig sett under ett, dvs. tallet er sannsynligvis noe lavere i et ”normalår”.

Verdier under 4000 MVA gir verdi på ytelsesforholdet, ESCR på Feda til 2 eller lavere under maks import – som er definert til *veldig lav ytelse*. Med disse målte verdiene som erfaringsgrunnlag, så vil de bidra til å rettferdiggjøre antagelser gjort for videre analyser i PSS\E utover i rapporten.

Eksisterende fasekompensatorer i det Norske kraftsystemet

Kraftnettet i Norge har i dag installert seks synkronmaskiner i nettet som roterende fasekompensatorer. Fra den minste på Rød(55 MVA) til den største på Frogner(250 MVA), tabell 3.1, bidrar samtlige til kortslutningsytelse, spenningsregulering og rotorvinkelstabilitet i varierende grad i nettet.

Stasjon	MVA	Rpm	kV	Lev. År	Prod	Fylke
Syilling	160	750	13	1975	NEBB	Busk
Verdal	60	750	17	1971	NI	N. Trø
Balsfjord	160	750	10.5	1982	NEBB	Troms
Frogner	250	750	17	1978	NEBB	Aker
Kristiansand	140	750	16	1977	NEBB	V. Agd
Rød	55	1000	18	1975	NI	Telemar

Tabell 3.1 Fasekompensatorer i Norge (internt fra Statnett)

Nettutviklingsprosjektet Skåreheia - Holen

Prosjekter som er planlagt, og bygging som har blitt påbegynt har stor innvirkning i analyser gjort i denne rapporten. Når alle kablene til kontinentet kommer på drift vil dagens 300kV nett få store utfordringer i ulike perioder. Nettutvidelsen mellom Kristiansand og Holen (kalt Skåreheia – Holen i media), figur 3.3 vil være nødvendig for opprettholdelse av stabile forhold under utnyttelse av full eksport og importkapasitet. Denne linjen gjennom Setesdalen som blir på 420 kV spenningsnivå skal etter planen stå ferdig i midten av august 2009 (Statnett 2008).



Figur 3.3 Fremtidig nettutvidelse mellom Skåreheia – Holen⁹

Denne linjen vil øke overføringsevnen og bidra med økt kortslutningsytelse til kraftutvekslingsstasjonene på Feda og Kristiansand. Nettutvidelse er, til tross for den høye investeringskostnaden, et av tiltakene som bidrar med den største økningen av pålitelighet og effektivitetsutnyttelse av vannkraften. Det var tidlig i skriveprosessen gjort antakelse at denne linjen skulle være innkoblet for samtlige analyser slik at rapporten kunne settes i sammenheng med fremtidig drift av nettet. Som det kommer frem senere i dette kapitlet, så vil det for denne linjen liggende inne, ikke by på utfordringer i forhold til ytelse og kommuteringsfeil. NorNed ble satt i kommersiell drift 06. mai 2008, slik at å belyse dagens utfordringer *uten* Skåreheia – Holen vil være en fordel for belysning av dagens utfordringer med lav ytelse.

⁹ Illustrasjon hentet fra: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1497>

3.1.2 Utvalg av tiltak og analyser

Teorikapitelet er ment å skulle gi forutsetning til å forstå hva som er kritisk for kommutering under HVDC-drift. I lastflyten gjøres det kortslutninger for å måle kortslutningsytelsen som er en essensiell del av forståelsen til problematikken. Ut i fra ytelser som er kritiske, gjøres dynamiske analyser for å se hvordan de ulike tiltakene som presenteres bidrar i det transiente forløpet. I det transiente forløpet er det spesielt tre variabler som måles; Spenninger på samleskinner i nærheten av omformerne, slukkevinkelene i HVDC-omformerne og effektflyt i nettet. Disse er valgt for å gi en forståelse av hva som foregår under feilforløpet og for å gi et bedre bilde av utfordringene. For å imøtekomme utfordringene som oppstår med lav kortslutningsytelse er det kommet frem til følgende tiltak:

- Tiltak 1 Ombygging på Tjørhom (54156) for drift av fasekompensering.
- Tiltak 2 Flytting av fasekompensator fra Sylling til Fedå (54030)
- Tiltak 3 Ny fasekompensator tilknyttet Fedå.
- Tiltak 4 Ny SuperVAR tilknyttet Fedå på ± 12 MVA (54033)
- Tiltak 5 Ny SuperVAR tilknyttet Fedå på ± 100 MVA (54034)

Tiltak 1 Tjørhom

Sira-Kvina kraftselskap har siden starten av 2007 planlagt en utvidelse av Tjørhom kraftstasjon. Stasjonen har i dag to generatorer installert på 70 MVA hver. Utvidelsen med en maskin på 120 MVA skal i tørrår virke inn på forsyningssikkerheten samtidig som den skal bidra til å tømme det store Svartevann-magasinet ved behov. Muligheten for drifting av den nye maskinen som fasekompensator under situasjoner med lav ytelse hvor den normalt sett skulle stått i ro skapte dialog mellom Sira-Kvina og Statnett. Våren – sommeren 2008 vil det bli tatt en avgjørelse på om og gjennomføringen for fasekompensatordrift blir gjennomført og kostnadsfordelingen av de ekstrakostnadene som påløper i prosjektet.

Tiltak 2 Flytting av fasekompensator fra Sylling til Feda

Årsaken til at dette tiltaket kan være aktuelt skyldes den stabile spenningen i Sylling i dag samt at det vil være tilfredsstillende reaktive reserver dersom denne maskinen ble flyttet. Kraftnettet tilknyttet stasjonen er dessuten vesentlig stivere enn i Feda (Kirkeluten 2008). Tilkobling av ny maskin på Feda byr ikke på store utfordringer siden det i dag er en treviklingstrafo med ledig tertiærvikling med sammenfallende spenningsnivå som fasekompensatoren på Sylling i dag.

Tiltak 3 Ny fasekompensator på Feda

Det er over 25 år siden siste fasekompensator ble installert ny i kraftsystemet i Norge. Utviklingen i pris for en slik maskin har vært variabelt stigende siden den gang og det ville vært høyst interessant å finne kostnader for en slik investering i dag. Størrelse ble valgt til å være tilsvarende størrelse som den på Sylling (tiltak 2) som vil gi interessante sammenligninger vedrørende de økonomiske analysene for favorisering av ny eller flyttet fasekompensator. Lastflytanalyser og dynamiske simuleringer vil være helt identiske som for tiltak 2.

Tiltak 4 Ny SuperVAR (12 MVA) på Feda

Det er tidligere levert seks stk av denne maskintypen i Statene hvor fem har vært i kommersiell drift. Etter kontakt med selskapet, American Superconductors viser det seg at ikke lenger er i produksjon grunnet liten etterspørsel etter denne typen maskin. I 2006 mottok selskapet sammen med TVA¹⁰ en av de fem prisene for “Best Technology Projects of 2006”. Prisen er sponset av IEEE og er en god indikasjon på at implementeringen av superlederteknologi til denne applikasjonen har gjort seg bemerket i svært positiv forstand. Modeller for 12 MVA SuperVAR er mottatt fra selskapet som samtidig viste interesse for å starte produksjonen dersom det ville komme flere samarbeidspartnere på banen.

Tiltak 5 Ny SuperVAR (100 MVA) på Feda

Informasjon av, og dialog med American Superconductor tilsier at de i fremtiden vil forske mer på maskiner med superledende viklinger også i større størrelser¹¹. Det er

¹⁰ TVA – Tennessee Valley Authority

¹¹ <http://www.amsc.com/products/motorgenerators/quickVAR.html>

tatt utgangspunkt i dynamiske modeller fra 12 MVA maskinen. Ved simuleringer av kun en oppskalering til 100 MVA i sav-filen ble nettet ustabil etter utfall. Spenningsregulatoren, SEXS ble tunet slik at responsen ble stabil. Årsaken til ustabiliteten skyldtes at forsterkningen på $K = 5000$ var for høy. Denne ble redusert til 1500 som i utgangspunktet er en meget høy verdi sammenlignet med spenningsregulatorer ellers i kraftsystemet som ligger i området mellom 150 og 250. Årsaken til den høye forsterkningsfaktoren til disse to maskinene skyldes deres lave induktans som gir maskinene evnen til å gi opp til åtte ganger ytelse i transiente perioder (Kalsi 2003). I tillegg til å endre forsterkningen ble det tunet tidskonstantene på PI-regulatoren til spenningsregulatoren slik at pådraget ble korrekt for de ulike frekvensene systemet ble utsatt for.

Valg av utfall og påvirkninger i nettet

For at en skal kunne gi så god analyse som mulig og trekke slutninger om tiltakene er det viktig at alle de fem tiltakene i nettet blir utsatt for like påvirkninger. Påvirkningene som er valgt er bestemt i samarbeid med Statnett. Feilene er av størst sannsynlighet i tillegg til at de antas å gi størst konsekvens for denne problemstillingen:

7. Utfall av linje mellom Feda (54032) og Kristiansand (54022)
8. Utfall av dobbeltlinje mellom Tonstad (54032) og Feda (54102)
9. Utfall av linje mellom Porsgrunn (54012) og Arendal (51242)¹²
10. Utfall av ny linje Kristiansand (54021) – Brøkke (54321)
11. Kommutteringsanalyse etter distansefeil
12. Kortvarig effektreduksjon i HVDC-kabel

For de fire første utfallsanalysene er det gjort kortslutningsberegninger med og uten de ulike tiltak. Ut i fra resultatene, videreføres de mest aktuelle (de som gir kritisk verdi på kortslutningsytelse) for videre sammenligning i dynamiske analyser i kapitelene 3.3.2 og 3.3.3. Feil på forbindelsen mellom Feda og Tonstad kunne i utgangspunktet bare gitt utfall av en av de to linjene, slik at den friske ville kunne

¹² Disse tre første utfallsanalysene er fornuftig å analysere ettersom Sør-Norge i perioder er svært utsatt for lynnedslag som resulterer i utfall.

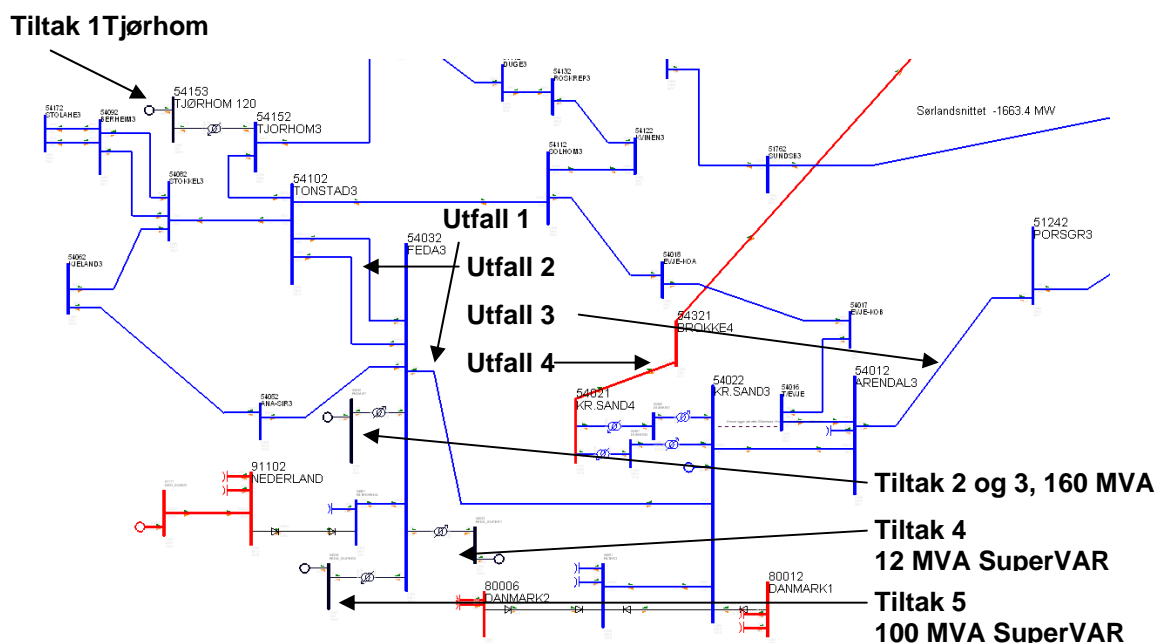
driftes optimalt etterpå. Dersom dette var virkeligheten ville den friske linjen etter utfall både få sin effektflyt før feil og mesteparten av effektflyten fra den utkoblede. Det er to grunner til at begge linjene kobles ut både i simuleringene og i virkeligheten (Kirkeluten, 29.5.08):

- Nærføring, det at lynnedslag trolig slår ned i begge linjene
- Mulig reléutløsning av begge linjene ved feil på den ene.

De to siste analysene simuleres kun dynamisk og er presentert i kapittel 3.3.4 og 3.3.5.

For å danne et mer solid sammenligningsgrunnlag av tiltakene er det utført kost/nytteberegninger av samtlige tiltak i kapittel 3.4.

Figur 3.4 viser linjeutfallene og tiltakene i rapporten.



Figur 3.4 Sentralnettet i Sør-Norge med tiltak og utfall

3.2 Lastflytberegninger

Sommeren 2007 utformet Statnett en norgesmodell i PSS/E ut i fra "Forutsetningsnotat til Lettlastmodell 2007" (vedlegg 1) for fremtidige analyser av spenningsstabilitet og kortslutningsytelse. Modellen er videreutviklet med HVDC-forbindelse til Nederland og Danmark med dynamisk tilhørende filer samt med ny 420 kV linje fra Kristiansand til Holen. Med lettlastmodellen som utgangspunkt er tiltakene i rapporten modellert inn i denne. I PSS/E gir lastflytberegningene verdi for kortslutningsytelse uten MVA-verdier for statiske reaktive komponenter som er utgangspunkt for ESCR-verdier. Tradisjonelt analyseres ESCR i det Norske nettet ved å legge sammen importkapasiteten til én og samme samleskinne. Dette gir noe lavere verdier for ESCR enn hva det i realiteten er. Kortslutningsberegningene og analysene av disse i dette kapittelet tar i størst grad for seg den tradisjonelle måten, altså ren addering av importen. MIESCR blir kort beregnet og sammenlignet mot ESCR for å illustrere virkningen av denne faktoren. Siden ESCR gir en noe lavere verdi enn MIESCR som er den mest korrekte, betyr dette at systemet analyseres og forklares til enhver tid med en liten sikkerhetsmargin.

3.2.1 Kortslutningsberegning av "intakt nett"

Tabell 3.2 viser ytelser i 1000 MVA for nett med ulike utfall. Nettet er som nevnt et "fremtidscenarie" med Skåreheia – Holen inne. Denne nettutvidelsen forbedrer ytelsen med 1830 MVA i Kristiansand og 565 MVA i Feda.

Utfall Tiltak	Inntakt nett		Feda – Kr. Sand		Feda – Tonstad, 1 og 2		Porsgrunn – Arendal		Kristiansand - Brokke	
	Feda	KrSand	Feda	KrSand	Feda	KrSand	Feda	KrSand	Feda	KrSand
0	6.3104	6.7211	4.8756	5.5185	4.1922	6.3545	5.8430	6.1507	5.7454	4.8902
1	6.3434	6.7373	4.9136	5.5406	4.2141	6.3993	5.9297	6.2144	5.8265	4.9361
2	6.6714	6.8392	5.2571	5.5509	4.5980	6.5851	6.2560	6.3308	6.1615	5.0420
4	6.3108	6.7088	4.8923	5.5258	4.2467	6.3968	5.9056	6.1962	5.8121	4.9312
5	6.5753	6.8091	5.1564	5.5446	4.5046	6.5420	6.1635	6.2998	6.0697	5.0163

Tabell 3.2 Kortslutningsytelser i 1000 MVA

Samtlige av verdiene i tabellen over, har et ytelsesforhold (ESCR) over 2.4. Dersom en skal se dette i sammenheng med varighetskurven i figur 3.2, så er nesten samtlige

av disse verdiene, over målte verdier i et gjennomsnittså som gir simuleringene et mye sterkere nett enn hva som er virkeligheten i en del scenarier. På grunnlag av dette er det gjort en enkel men realistisk modifikasjon i nettet for å gjøre analysene utover i rapporten mer realistisk.

3.2.2 Kortslutningsberegning av modifisert og ”svakere nett”

For at analysene skal gi et mer korrekt bilde av utfordringene og for at tiltakene skal bli mer merkbare i systemet, så kobles linjen mellom Kristiansand og Brokke ut. Dette vil være en realistisk antakelse. Selv om linjen hadde vært ferdig og i drift er det riktig å ta høyde for at systemoperatør gjennom året erfarer utfall, har planlagte og ikke-planlagte revisjoner og vedlikehold på denne.

Utfall Tiltak	Inntakt nett		Feda – Kr. Sand		Feda – Tonstad, 1 og 2		Porsgrunn – Arendal	
	Feda	KrSand	Feda	KrSand	Feda	KrSand	Feda	KrSand
0	5.7498	4.8939	4.8366	3.4722	3.6153	4.3967	4.9473	4.0517
Tjørhom	5.8208	4.9263	4.8984	3.4796	3.6286	4.4154	5.0010	4.0665
Sylling	6.1458	5.0211	5.2423	3.4882	3.9768	4.5878	5.2973	4.1578
Super 12	5.7964	4.9102	4.8837	3.4740	3.6577	4.4205	4.9772	4.0505
Super 100	6.0541	4.9953	5.1435	3.4827	3.8937	4.5454	5.2227	4.1423

Tabell 3.3 Kortslutningsytelser i 1000 MVA

Tabell 3.3 gir verdier som ville vært korrekte dersom den elektriske avstanden mellom tilkoblingspunktene Feda og Kristiansand hadde vært tilnærmet 1 – altså tilkoblet samme samleskinne. Den viser ytelser etter utkobling av Kristiansand – Brokke. Etter denne utkoblingen faller ytelsen med omtrent 500 og 1500 MVA i henholdsvis Feda og Kristiansand. Årsaken til at ytelsen faller tre ganger så mye i Kristiansand som i Feda, skyldes induktansen mellom disse samleskinnene. Induktansen i Kristiansand er økt i større grad enn hva den er i Feda etter utkoblingen som også gir en lavere ytelse ut i fra ligning 2.4 fra HVDC-teorien:

$$SC_{-MVA} = \frac{E_{AC}^2}{Z_{th}} \quad (2.4)$$

3.2.3 Analysering av MIESCR faktor

I Cigrérapporten, *Systems with multiple DC infeed*, 2008 er det gjort beregninger for MIIF-faktoren i det Norske kraftsystemet, vist i tabell 3.4.

		Relativ omformer AC-spenningsendring	
		Skagerak	Norned
Samleskinne der spenningsreduksjon en påført	Skagerak	1	0.8039
	Norned	0.8225	1

Tabell 3.4 MIIF-tabell for de norske HVDC-tilkoblingene med intakt nett.

Ut i fra tabell 3.4 kan en lese at spenningsfølsomheten ved Norned for 1 % spenningsreduksjon i Kristiansand er større enn spenningsfølsomheten i Kristiansand ved 1 % spenningsreduksjon i Fedra. Bruk av ligning 2.8, vist under, fra verdier til Fedra og Kristiansand i tabell 3.3 og 3.4 gir tabell 3.5.

$$MIESCR_i = \frac{(S_i - Q_{C,i})}{P_{DC,i} + \sum_j (MIIF_{j,i} \cdot P_{DC,j})} \quad 2.8$$

	P _{DC}	Ytelse (S-Q)	∑(MIIF _{j,i} x P _{DC,j})	ESCR	ESCR	MIESCR
Fedra	700	5.7498	1504	3.38	8.21	3.77
Kristiansand	1000	4.8939	1576	2.88	4.89	3.13

Tabell 3.5 MIESCR-tabell for de norske HVDC-tilkoblingene med intakt nett.

Tabell 3.5 viser to ESCR-kolonner. Den til venstre er ytelsesforholdet ut i fra tradisjonell beregning, mens den til høyre viser ytelsesforholdet ut i fra metode hentet fra *Systems with multiple DC infeed*. Dersom en skulle gjort analyser som kun var basert på ESCR ville metoden ut i fra høyre ESCR-kolonne gi et høyst feilaktig grunnlag for å si om et HVDC-system var pålitelig driftet eller ikke. Det fordi disse verdiene ikke tar hensyn til den andre HVDC-importen hvor den elektriske koblingen er rett under én. MIESCR-verdien viser noe høyere verdi enn (venstre) ESCR-verdi, slik at sistnevnte gir som tidligere nevnt verdier med en pålitelighetsmargin mot den mer korrekte verdien, MIESCR (Davies et. al. 2008). Kommentarer og videre dynamiske analyser er på grunnlag av dette gjort ut i fra ESCR-verdier fra tabell 3.3.

3.2.4 Diskusjon av kortslutningsberegninger

Kristiansand

For Kristiansand er det utfall av linjen, Feda – Kristiansand som gir laveste ytelse med ESCR rett i overkant av 2. Dette er en verdi som med stor sannsynlighet vil gi en eller annen form for kritisk drift av omformerne fra Skagerrakkablene (Kundur 1994). Av tiltakene for dette utfallet er det flytting av fasekompensator fra Sylling til Feda som gir størst positivt bidrag. Samtlige av tiltakene for dette utfallet gir for øvrig svært lite bidrag av ytelse. Dette er ikke overraskende siden alle tiltakene er vest for, eller på samleskinnen til Feda. Da er det naturlig for dette utfallet, at bidraget blir lite siden induktansen mellom Feda og Kristiansand er svært stor på grunn av den svake tilkoblingen, sammenlignet med om linjen Feda – Kristiansand skulle ligget inne. At bidraget er størst fra tiltak 2, flytting av fasekompensatoren fra Sylling til Feda er som ventet siden maskinen er størst av alle maskinene og tilfører betydelig lav induktans i nettet i Sør-Norge.

Feda

For Feda er det utfallet av dobbeltlinjen mellom Feda og Tonstad som gir mest svekkelse av ytelsen. Verdien blir ikke så lav som i Kristiansand, men ESCR får verdi under 2.2, som trolig også vil gi utfordringer for kommuteringsdriften på Feda (Kundur 1994). Flytting av fasekompensatoren fra Sylling gir også i dette tilfellet det største bidraget av ytelse. Ikke uventet øker ytelsen kraftig, helt til 355 MVA mot merkeeffekten på 160 MVA for denne maskinen. Dette følger av reaktansvariasjonene mellom stasjonære, transiente og subtransiente verdier i form av en tilsvarende (økning) variasjon av effekt i subtransient og transient tilstand slik det er vist i figur 2.12. Fysisk kan dette forklares med at når en bremses rotor raskere, altså med en større negativ verdi på akselerasjonen, så mates energien hurtigere ut på nettet med den konsekvens av at utgående effekt er av større verdi over et kortere tidsintervall.

Tjørhom VS 12 MVA SuperVAR

Ved sammenligning av de to tiltakene, utvidelse på Tjørhom og 12 MVA SuperVAR, så gir disse ytelser til Feda og Kristiansand i omtrentlig lik størrelsesorden. Til tross for at ytelsen er svært ulik er det slik på grunn av impedansen mellom Tjørhom og Feda.

160 MVA fasekompensator VS 100 MVA SuperVAR

100 MVA SuperVAR har et bidrag for samtlige utfall som nesten er på høyde med Syllings 160 MVA maskin. Modellen som er brukt for 100 MVA SuperVAR er ikke verifisert av leverandør, men utformet fra modellen til 12 MVA SuperVAR. Eneste forskjell mellom maskinene som har superledende feltviklinger er at MVA-verdiene er endret. Alle tidskonstanter, reaktanser og så videre er helt identiske. Dette er en forenkling som gjør resultatene og sammenligning med dette tiltaket høyst usikkert. Dersom analysene skulle tilsi gjennomføring av 100 MVA SuperVAR ville ikke dette kunne lagt føringer til avgjørelse. Derimot er det et aktuelt alternativ å arbeide videre med for Statnett eller en senere masteroppgave.

3.3 Dynamiske analyser

Kortslutningsberegningene som er utført i foregående kapittel er grunnlag og forutsetning for videre dynamisk analyse. En analyse av ytelsesforholdet, ESCR gir en god indikasjon på utfordringene, men det er helt nødvendig å gjøre dynamiske analyser for både verifisering av kortslutningsbidraget fra de ulike tiltakene og for å gå i detaljer om systemets transiente og påfølgende stasjonære forløp som kan være kritisk. Drift med linjeutfall uten 420 kV-linje mellom Kristiansand – Brokke, gir ut i fra kortslutningsberegningene i tabell 3.3 ESCR-verdier som ikke er tilfredsstillende før tiltak gjøres. Dynamiske analyser er derfor gjort for alle utfall og tiltak. Det er kun de analysene som er kritiske og stikker seg ut som blir presentert i rapporten. Vedlegg 2 – "Terminologi for stabilitetsaspekt" er ment å gi en kort oversikt over noen viktige stabilitetstermer.

3.3.1 Bakgrunn for simulering

I de dynamiske analysene sees det på spenninger i nærheten av HVDC-omformerne, strømmer i DC-kablene, vinkler i HVDC-omformernes thyristorventiler, aktiv og reaktiv effektflyt i disse samt i nettet for øvrig.

Feil med utfall av linje simuleres i rapporten etter generelle trekk i PSS/E. Eksempel med disse trekkene er for utfall av Feda og Kristiansand følgende:

1. $t = 0$ til $t = 1.0s$ – systemet kjøres upåvirket
2. $t = 1.0s$ til $t = 1.1s$ – feil på linje mellom Feda og Kristiansand
3. $t = 1.1s$ – feil kobles ut
4. $t = 1.1s$ til $t = 20s$ – systemet kjøres med utkoblet linje mellom Feda og Kristiansand

Til punkt to er det viktig å være oppmerksom på at denne feilen er identisk med at det blir påført en trefaset kortslutning på samleskinnen ved Feda (altså det første navnet som blir satt opp i analysen). Dette tilsier altså at en sammenligning av de to endene av en linje etter et simulert linjeutfall ikke er korrekt siden de ikke ser samme induktans ut i nettet. Alle dynamiske feilanalyser, med mindre annet er kommentert, er trefaset med varighet i 100 ms og har en reaktans i dette tidsområdet på $-2 \cdot 10^9$ ohm.

Kommentarer til PSS\E-modeller

De dynamiske modellene som er benyttet spesielt for analyser i denne rapporten, er i vedlegg 3. HVDC-forbindelsene benytter både standardmodeller fra PSSE og modeller mottatt av leverandør, med henholdsvis cdcab1.f, cdcab2.f og cdcabt.f – modell. Til modellering av synkronmaskinene brukt som fasekompensator benyttes modellen, GENSAL. SuperVAR-maskinene er modellert med GENSAE og spenningsregulator, SEXS som ble levert fra leverandøren sin side; American Superconductor Corporation. Til den største av disse, 100 MVA maskinen er det kun gjort en skalering av merkeeffekten som utgjør ytelsen slik at de dynamiske egenskapene fra 12 MVA maskinen blir bevart. Spenningsregulatoren til 100 MVA maskinen er tunet noe.

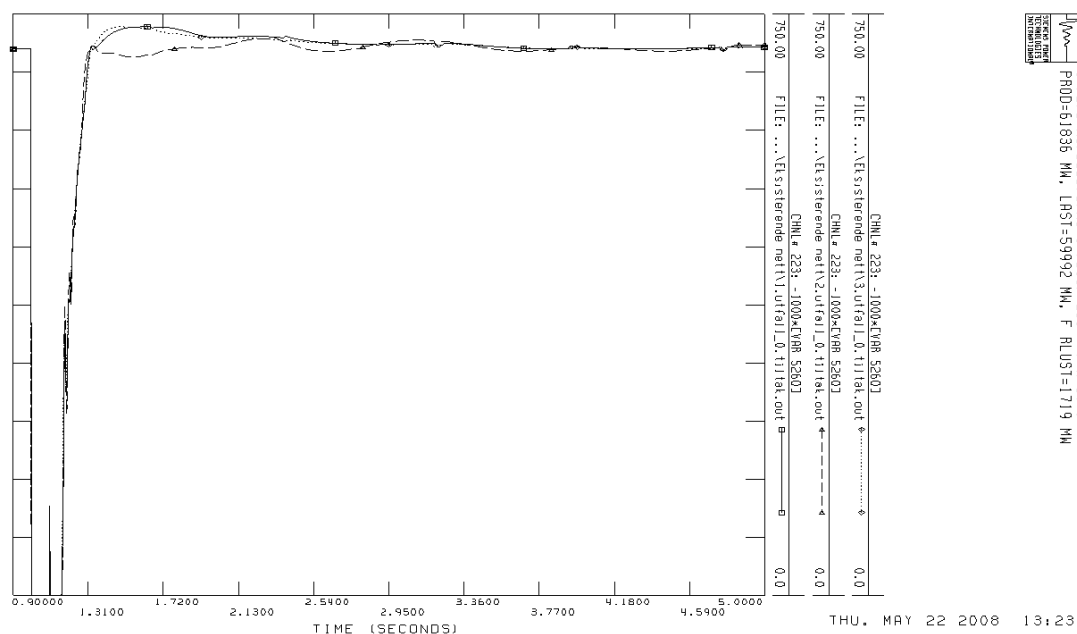
De grunnleggende simuleringsfilene og kanalfilene er i vedlegg 6. Modellfiler, rådatafiler og simulerte utfiler som er benyttet i rapporten er vedlagt i egen CD som kan mottas etter ønske.

3.3.2 Utfall i eksisterende nett

Nettsituasjonen beskrevet over, uten Skåreheia – Holen er simulert for definerte utfall uten tiltak. Hensikten er å gjøre leser mer kjent med systemet og tendensene etter utfall for deretter i påfølgende kapittel å ta utgangspunkt i det utfallet som påvirker i størst grad.

Effektflyt og γ

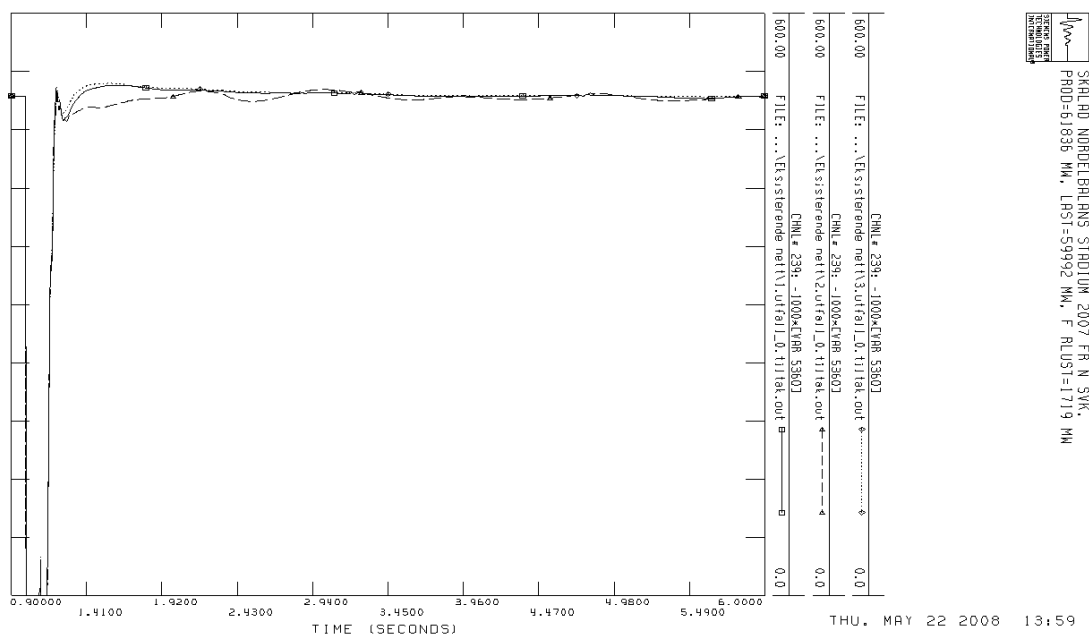
Effektflyten i vekselretterne på Feda og i Kristiansand er vist i figurene 3.5 og 3.6. De to utfallene Feda – Kristiansand og Arendal - Porsgrunn agerer tilnærmet likt for begge omformerne. Utfallet av dobbeltlinjen Feda – Tonstad stikker seg ut og virker tilsynelatende noe ustabil. Sammenlignet med verdiene i tabell 3.3, hvor dette utfallet gir lavest ytelse i snitt mellom Feda og Kristiansand, er ikke dette overraskende.



Figur 3.5 Effekt i vekselretter (MW) på Feda uten tiltak for utfall av: Feda – Kristiansand; Feda – Tonstad (1 og 2); Arendal - Porsgrunn.

Forløpet til effektflyten i vekselretteren på Feda indikerer ved 1.1 s kommuteringsfeil. Omformerer forsøker å starte tenning av ventilene ved denne tiden, men har trolig for lav spenning på tilkoblet samleskinne for å gjenette. Ventilene erfarer i forløpet fra null til full effekt kommuteringssvikt ved 1.1 s, 1.18 s, 1.21 s og 1.23 s illustrert i figur 3.4. Det er to kommuteringsfeil mer enn for de andre to utfallene. Knekkpunktet for utfallet av dobbeltlinjen Tonstad – Feda ved 1.3 s i figur 3.2 skiller seg fra de to

andre forløpene, men har antageligvis ingen negativ virkning på systemet siden effektflyten dempes ut og stabiliseres ved 710 MW. Uregelmessighetene som oppstår ved tiden: 3.2 s, 3.9 s, 4.75 s, 5.55 s og så videre (Vedlegg 7-1 viser uregelmessighetene tydeligere ut i fra forstørret illustrasjon) kan tyde på at systemet ikke konvergerer. Det er utført simulering og lagt i vedlegg 7–2 som motbeviser dette ved at systemet slutter å svinge ved 19 sek som verifiserer at systemet konvergerer. Uregelmessighetene blir omhandlet i detalj i kapittel 3.3.3.

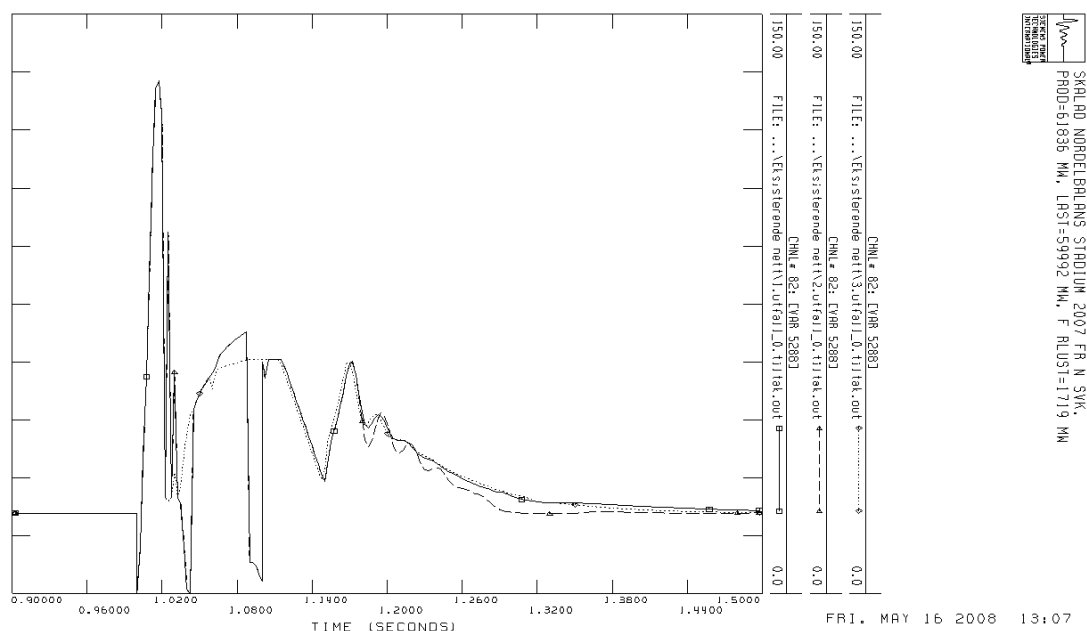


Figur 3.6 Effekt i veksleretter (MW) i Kristiansand uten tiltak for utfall av: Feda – Kristiansand; Feda – Tonstad (1 og 2); Arendal - Porsgrunn.

Ventilene i Kristiansand blir ikke så hardt rammet av utfallene i analysen som for ventilene i Feda. Dette skyldes trolig at utfallene er definert fra Feda som i PSS/E simuleres som kortslutning på denne samleskinnen før utkobling av feil og utfall av linje. For alle tre utfallene blir det bare registrert én alvorlig kommuteringssvikt i Kristiansand rett etter utkobling av de ulike feilene som sees i figur 3.6.

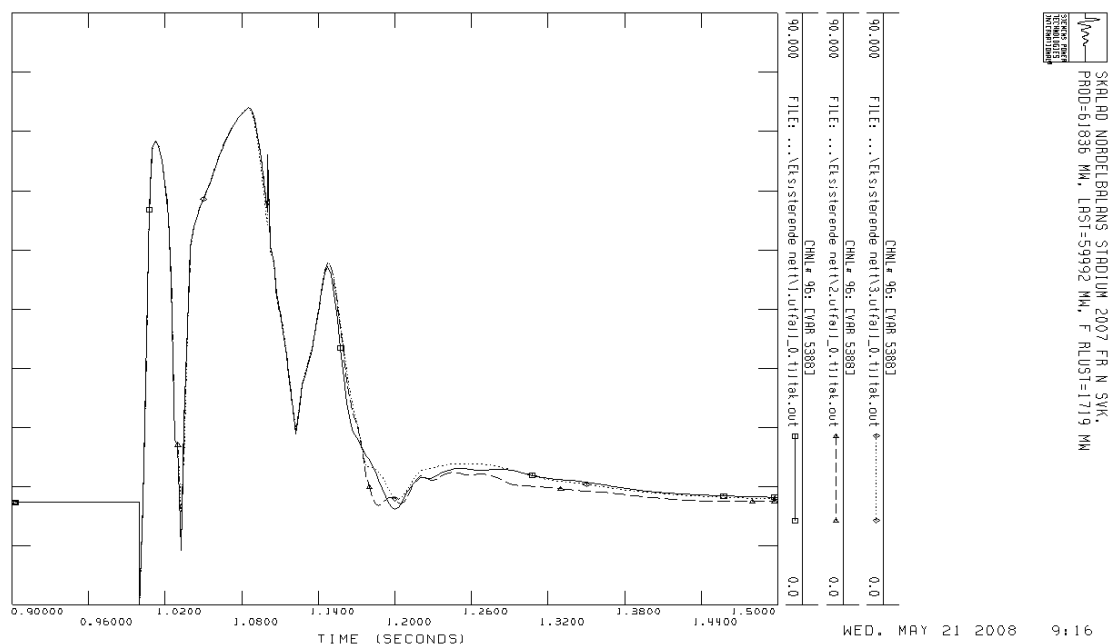
Det utfallet som gir lavest verdi på ytelsen i tabell 3.3 er Feda – Kristiansand på samleskinnen til Kristiansand med 3 472 MVA. Det var forventet at dette skulle komme til å gi større utslag for ventilene i Kristiansand, men omformeren viser ikke spesielt svakhets tegn for dette utfallet. Fasekompensatoren i Kristiansand har utelukkende en positiv innvirkning som bidrar til stivere spenning.

Forløpet til γ i Feda for alle de tre utfallene i figur 3.7 bekrefter at utfallet av dobbeltlinjen, Feda – Tonstad er det mest kritiske. Utfallet av Porsgrunn – Arendal har to kommuteringsvikt mindre enn de to andre utfallene ved tidene, 1.02 og 1.09 sek, altså mens feilen ligger inne. 0.08 sekunder etter at feilen har blitt koblet fra etter utfall av Feda – Tonstad starter en svingning av slukkevinkelen. Disse svingningene har ikke noe å gjøre med kommuteringene, men kan relateres til at det oppstår effektsvingninger mellom systemene øst for og vest for Feda etter denne utkoblingen. Svingningene dempes raskt ut og vinkelen stabiliserer seg på tilsvarende nivå, 20 grader som for de to andre utfallene. I dette tilfellet, når det oppstår pendlinger mellom to områder som her, vil HVDC – importen bidra til å dempe svingningene med sin reguleringsevne (Walve 2007).



Figur 3.7 γ for vekselretter i Feda uten tiltak for utfall av: Feda – Kristiansand; Feda – Tonstad (1 og 2); Arendal - Porsgrunn.

Forløpet til slukkevinkelen, γ fra omformeren tilknyttet HVDC-kablene Skagerrak 1 og 2 viser seg noe mer stabilt sammenlignet med Feda sin slukkevinkel. Samtlige utfall gir kun en fullstendig kommuteringsfeil i det feilen inntreffer mot Feda som får to fullstendige kommuteringsfeil. Samtidig viser forløpet seg også mer stabilt ved at de påfølgende raske variasjonene etter den fullstendige kommuteringsfeilen ikke har så små marginer som på Feda frem til det stabiliserer seg.



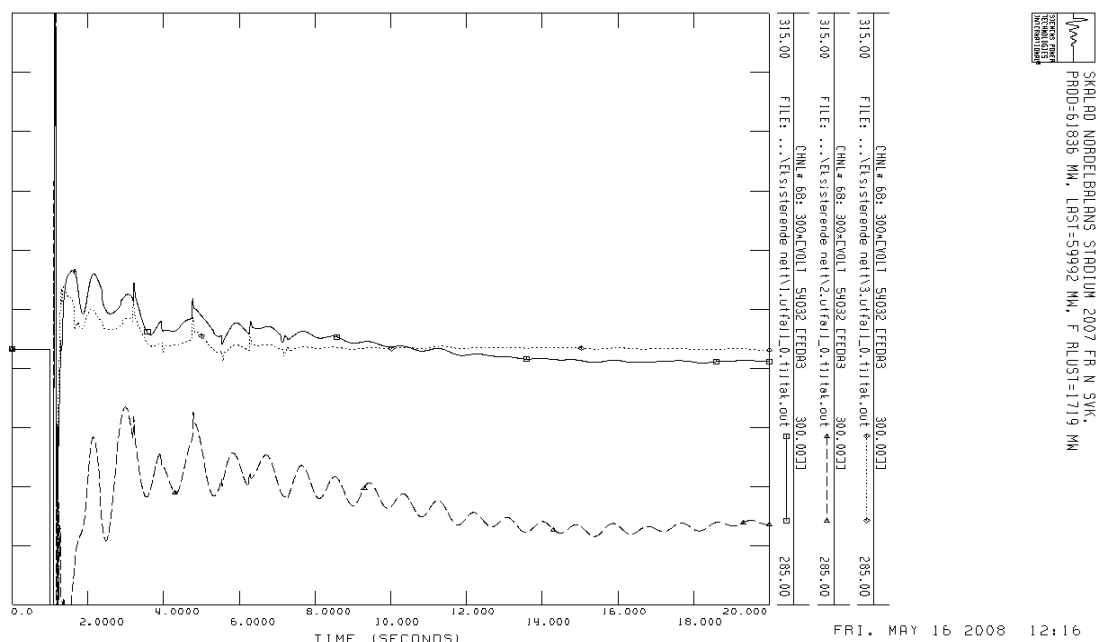
Figur 3.8 γ for vekselretter i Kristiansand uten tiltak for utfall av: Feda – Kristiansand; Feda – Tonstad (1 og 2); Arendal - Porsgrunn.

Resultatene i figur 3.7 og 3.8 som viser mer driftspålitelighet for Kristiansand sin HVDC-omformer mot Feda sin, er i utgangspunktet noe uventet når verdiene blir sammenlignet for ESCR i tabell 3.3 der Kristiansand har lavest ytelse. Årsak til at forløpet er mer stabilt ved Kristiansand enn Feda må sees i sammenheng med utfallsdefineringen i PSS/E slik det er beskrevet i 3.3.1; at et utfall mellom to samleskinner i nettet er definert som en trefaset feil under utkobling på samleskinnen til den skinnen som er først nevnt. Alle utfall der Feda er med har denne samleskinnen først nevnt, ergo med trefase feil på denne. Det er utført simuleringer for undersøkelse av konsekvenser av utfall som er definert motsatt, altså med trefaset feil i Kristiansand, og dette gir i verste utfall mer pålitelighet for Feda og mindre for Kristiansand. Disse simuleringene blir ikke tatt med i denne analysen fordi utfallet Feda – Kristiansand illustrerer kommuteringsfeilene tydeligere.

Spenningsfluktuasjoner

Spenningsanalyse av nettet for utfall av linjene Feda – Kristiansand og Porsgrunn – Arendal viser tilfredsstillende forløp vist i figur 3.9, der spenningen kommer opp i 1.0 pu med påfølgende svingninger ca. 200 ms etter utkobling av feil og stabiliserer seg etter hhv. 12 og 16 sekunder. Utfallet av dobbeltlinjen Feda – Tonstad gir noe kritisk forløp. Det er ikke uventet at utfallet av dobbeltlinjen mellom Feda og Tonstad gir størst utslag ut i fra kortslutningsverdiene i tabell 3.3 der ESCR ved 1700 MW

HVDC-import gir 2 127 MVA ytelse ved Feda. All teori om verdi om kortslutningsytelse tilsier at kraftsystemet er svært sårbart i denne driftssituasjonen (Kundur 1994).



Figur 3.9 Spenning (kV) på Feda uten tiltak, for utfall av: Feda – Kristiansand; Feda – Tonstad (1 og 2); Arendal - Porsgrunn.

I et nett uten HVDC ville ikke dette være tilfelle, men blitt dempet mot nominell spenning uten så stor ”overshoot”. Årsaken til denne ”overshooten” skyldes det store reaktive forbruket av HVDC-omformeren under stasjonær drift, som umiddelbart ved kommuteringsfeil avbryter dette¹³. Den eksisterende reaktive produksjonen flyter derfor etter feilen ut i nettet som figur 3.4 viser under, og bidrar til spenningstoppen referert til i figur 3.9. Denne effekten påvirker spenningen i stor grad også i tiden etter at spenningen faller når HVDC-omformeren begynner å forbruke reaktiv effekt igjen. FACTS-komponentene ute i AC-nettet er raske og begynner spenningsreguleringen øyeblikkelig ved 1.1 sekund for å kompensere for svingningene i spenningen etter utkobling.

¹³ Det reaktive forbruket av en HVDC-omformer er omtrent 50 % av overført aktiv effekt ved stasjonær drift (Kundur, 1997) Dette genereres av filtre ved HVDC-tilkoblingen som i Feda er på totalt 485 MVar og i Kristiansand på totalt 546 MVar. Kristiansand er også utstyrt med en fasekompensator på +140/-90 MVar.

Sett fra et annet synspunkt kan dette utfallet gjøre at HVDC-importen styrkes totalt sett ved at kommuteringssvikt på en av de to stasjonene ikke reduserer spenningen ved den upåvirkede omformerer slik at effektflyten opprettholdes. Ved utfall av Feda – Kristiansand er altså sannsynligheten for å ivareta én av de to HVDC-omformerne større enn noen av de andre utfallene. Teorien rundt MIESCR fra kapittel 3.2.3 bekrefter nettopp dette; at koblingen blir svakere som øker ytelsesforholdet og påliteligheten.

Det at spenningen på Feda og Kristiansand ender på i overkant av 290 kV er i utgangspunktet ikke kritisk. Krav fra NVE om spenningskvalitet tilsier at spenningen etter feil skal komme opp i 0.9 pu, altså 270 kV etter kort tid (Sintef 2005). Dessuten hindrer ikke denne spenningen vellykkede kommuteringer i omformerne.

Svingninger som ikke dempes ut kan være kritisk for systemet. Det er *transient stabilt* men ikke dempet¹⁴. Denne typen svingninger bør dempes ut forholdsvis raskt. Det at spenningen varierer på denne måten med frekvens på 1.1 Hz tyder på at nettet er utsatt for lokale pendlinger som typisk ligger i området mellom 0.7 og 2.0 Hz (Kundur 1994). Med lokale pendlinger menes det at en del av systemet er i ubalanse med resten av systemet. Det kan være en maskin som er i ubalanse eller et sett med flere som er synkron med hverandre og i ubalanse med resten av systemet. En annen årsak kan være reguleringsinnstillingene til spenningsreguleringen på HVDC-import eller FACTS-komponenter i nettet. En liten påfølgende driftsforstyrrelse kan ved denne typen pendlinger være utslagsgivende for spenningskollaps i nettet. Denne problemstillingen blir omhandlet i neste kapittel.

Videre i analysene er de definerte tiltakene modellert i nettet. Det fokuseres på utfallet av dobbeltlinjen mellom Feda og Tonstad der påvirkningen på kraftsystemet utelukkende har gjort seg mest gjeldende på spenningsfallet og som en følge av det, HVDC-importen.

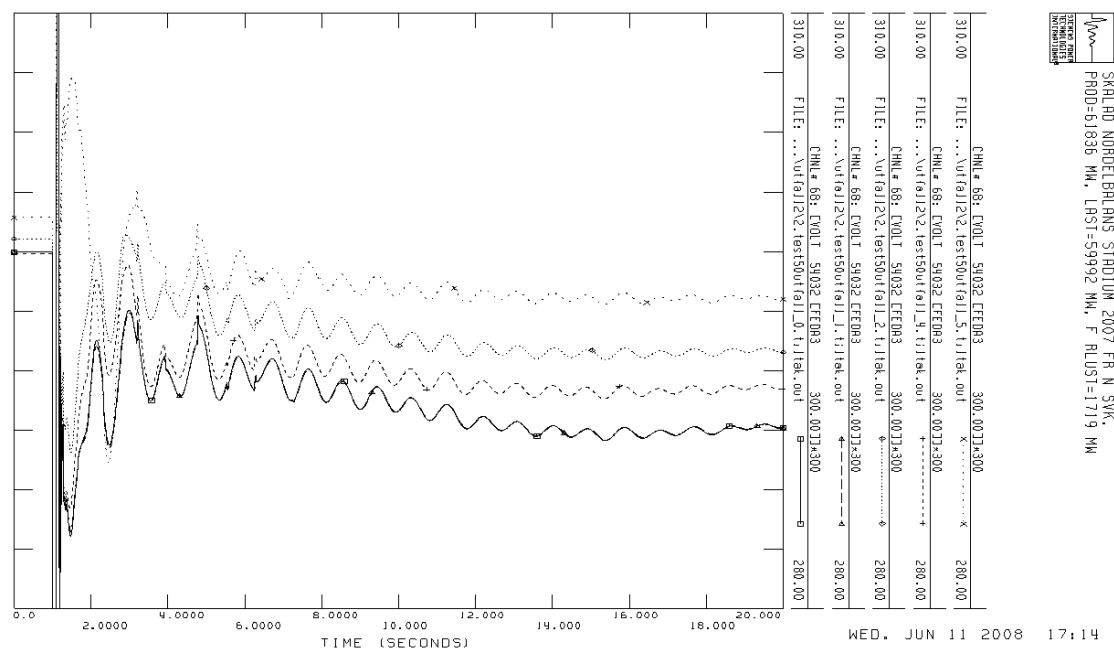
¹⁴ Begrepet transient stabilt er omtalt i vedlegg 2.

3.3.3 Analyse av tiltakene ved utfall av Feda – Tonstad

Som både ytelsene i tabell 3.3 og de dynamiske analysene har vist så langt er utfallet av dobbeltlinjen mellom Tonstad og Feda det som reduserer ytelsen, spenningen og videre påliteligheten mest for HVDC-importen. For å se marginaleffekten av de ulike tiltakene er disse analysert for dette utfallet.

Spenningsforbedringer

Figur 3.12 viser hvordan spenningen agerer etter utfallet for de ulike tiltakene opp til 20 sekunder. Den heltrukne linjen viser spenningen uten tiltak. Denne sammenfaller med tiltak 1 (120 MVA – Tjørhom), vist i detalj i vedlegg 7-3. Spenningen stabiliserer seg på 289 kV for både nulltiltak og Tjørhom-tiltak. Med så kraftig feil er det ikke oppsiktsvekkende at bidraget fra fasekompensatordrift i Tjørhom ikke løfter spenningen mer siden reduksjonen av impedansen er så langt unna feilstedet og derfor gir tilnærmet null bidrag¹⁵.



Figur 3.12 Spenning (kV) på Feda ved utfall av Feda – Tonstad (1 og 2) for samtlige tiltak.

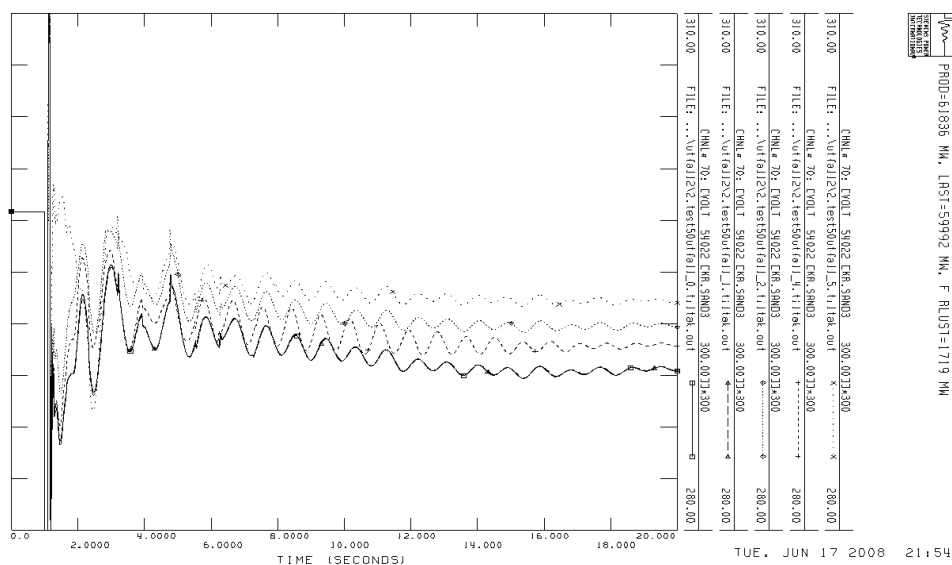
Bidraget fra tiltak 4 (12 MVA – SuperVAR) løfter spenningen til 291 kV (0.7 %). Tiltak 3 (160 MVA – fasekompensator) løfter spenningen 1.4 % (4 kV) sammenlignet

¹⁵ Kortslutningsbidraget fra Tjørhom fasekompensator i tabell 3.3 er kun 13.3 KVA i Feda etter utfall av Feda-Tonstad som verifiserer bidraget på tilnærmet null.

med nett uten tiltak. Sammenligning av merkeytelse mellom disse to maskinene mot det reaktive bidraget deres som løfter spenningen hhv 0.7 og 1.4 % (etter det har blitt stabilt) er over all forventning for SuperVAR maskinen. Den største av disse to, 160 MVA fasekompensatoren er over 13 ganger større i merkeytelse enn 12 MVA SuperVARen. Det kommer i tillegg til feilmarginen i favør av 12 MVA maskinen når en ser på utgangsspenningen før feil, slik at en må trekke i fra 0.3 % (0.8 kV) fra bidraget til tiltak 2 for å få en nøyaktig sammenligning.

Det største bidraget av reaktiv effekt etter feilen og utfallet av Feda – Tonstad genereres av tiltak 5 (100 MVA – SuperVAR). Tilførsel av denne maskinen, etter korrigering av feilmargin ut i fra stasjonær verdi før feil, løfter spenningen med 1.63 % (4.7kV). Det transiente forløpet til det stabiliserer seg er tilnærmet likt for alle tiltakene. Eneste er tiltak 5 som ikke får samme spenningsdipp ved 1.5 s. Med denne maskinen på drift kommer den største spenningsdippen, etter dempningen har startet, ved 2.5 s med en verdi 2 kV høyere enn for samtlige andre tiltak på drift.

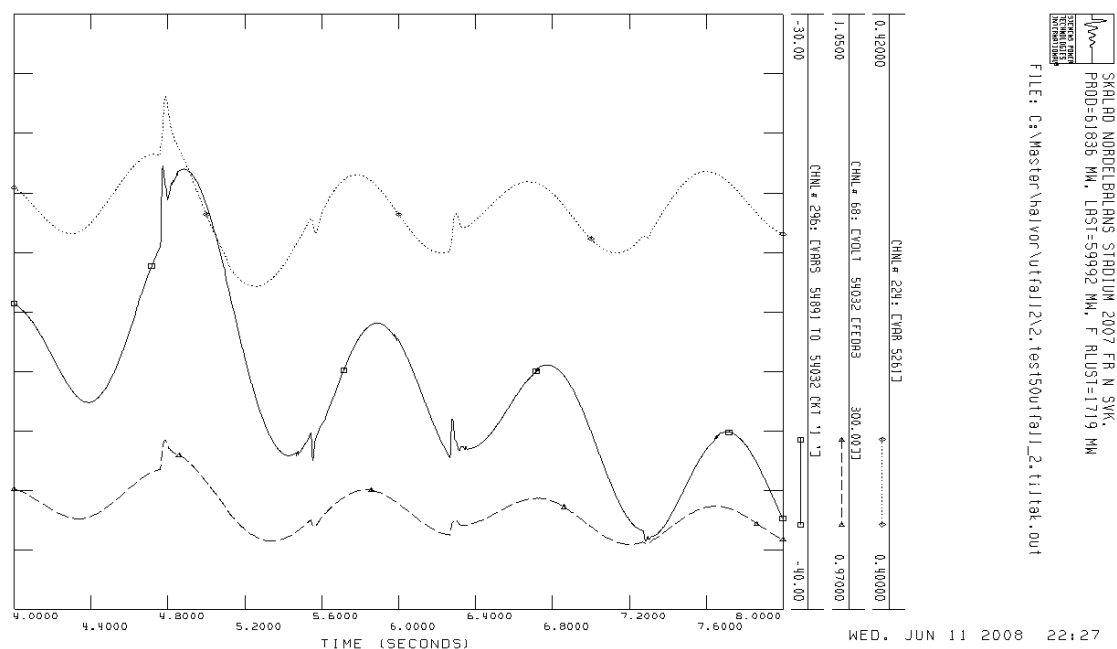
Figur 3.13 viser spenningsvariasjonene ved Kristiansand med tilnærmet identisk forløp som i Feda med de ulike tiltakene. Ikke overraskende er bidraget fra samtlige av tiltakene noe lavere i Kristiansand enn i Feda ettersom det er på eller nærmest sistnevnte samleskinne den reaktive effekten blir tilført.



Figur 3.13 Spenning i Kristiansand (kV) for nett uten og med samtlige tiltak etter utfall av dobbeltlinje mellom Feda og Tonstad.

Uregelmessigheter etter feil

Spenningen for alle simuleringene er utsatt for uregelmessigheter gjennom hele forløpet for samtlige av tiltakene. Figur 3.14 viser et utsnitt av tidsrommet fra 4 til 6 sekunder for: nederste kurve – spenning i Feda; midterste og heltrukne linje – overført reaktiv effekt fra samleskinne på AC-siden til HVDC-omformerer mot Feda; øverste linje – reaktiv effekt i HVDC-omformerer ved Feda¹⁶. Ut i fra figuren ser en årsaken til uregelmessighetene som oppstår. Ved tiden 6.3 s, ser en at spenningen i Feda har et sprang som er relatert til reaktiv effekt tilført samleskinnen.

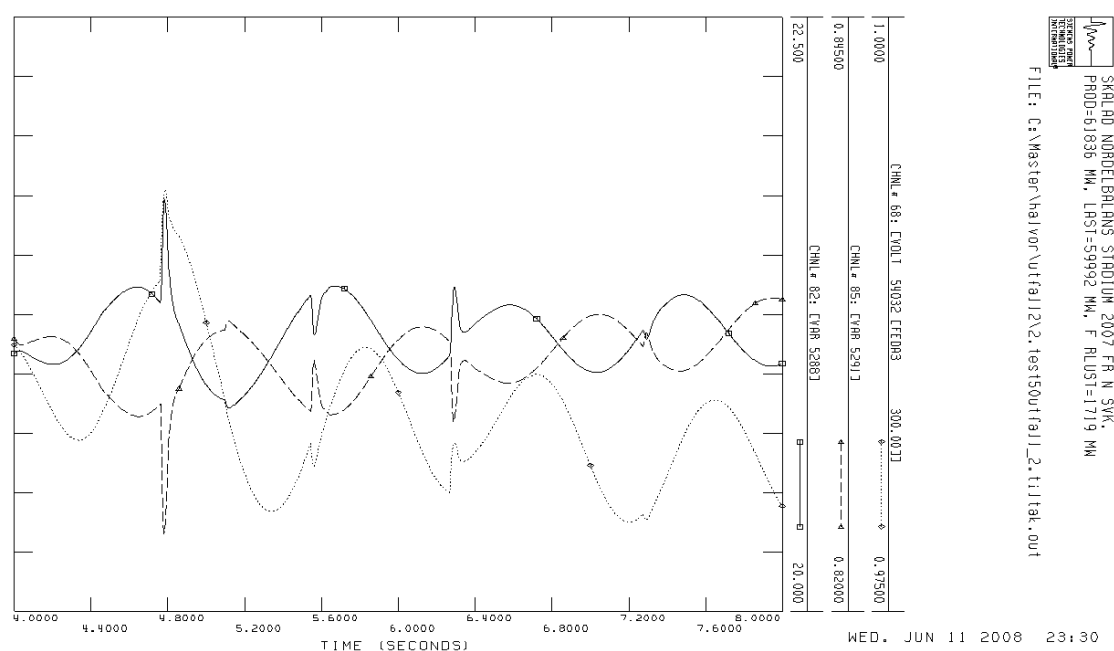


Figur 3.14 CHNL 296 – reaktiv effekt (MVar) mot Feda fra HVDC-omformer (NorNed), CHNL 68 – Spenning (kV) på Feda og CHNL 224 –overført reaktiv effekt (MVar) i HVDC-omformerer ved utfall av Feda – Tonstad (1 og 2) med tiltak 2 (160 MVA – fasekompensator).

Ved dette tidspunktet får samleskinnen på Feda tilført reaktiv effekt fra HVDC-samleskinnen som igjen blir overført med tilsvarende sprang i selve HVDC-omformerer. Årsak til spenningspranget kan sees i sammenheng med slukkevinkelen, γ som reguleres mot AC-spenningen og overført strøm i omformerer. Figur 3.15 viser korrelasjonen av slukkevinkelen, γ (CHNL 82), overført strøm i HVDC omformerer (CHNL 85) og spenningen på Feda (CHNL 68). Annenhver opp- og nedregulering av

¹⁶ Det er gjort et tilfeldig valg av tiltak for analyse av uregelmessighetene med nr 2 – 160 MVA fasekompensator.

γ ved tidene 4.8 s, 5.6 s, 6.3 s og så videre kunne vært relatert til at regulatoren ligger på en grenseverdi for spenningsreguleringen, men det er imidlertid lite sannsynlig siden slukkevinkelen har sprang med forholdsvis raske intervall og med liten endring på verdien til spenningen innenfor dette intervallet. Årsak til disse uregelmessighetene kan være relatert til modelleringsfeil på regulatorene til HVDC-modellen (CDCAB2).



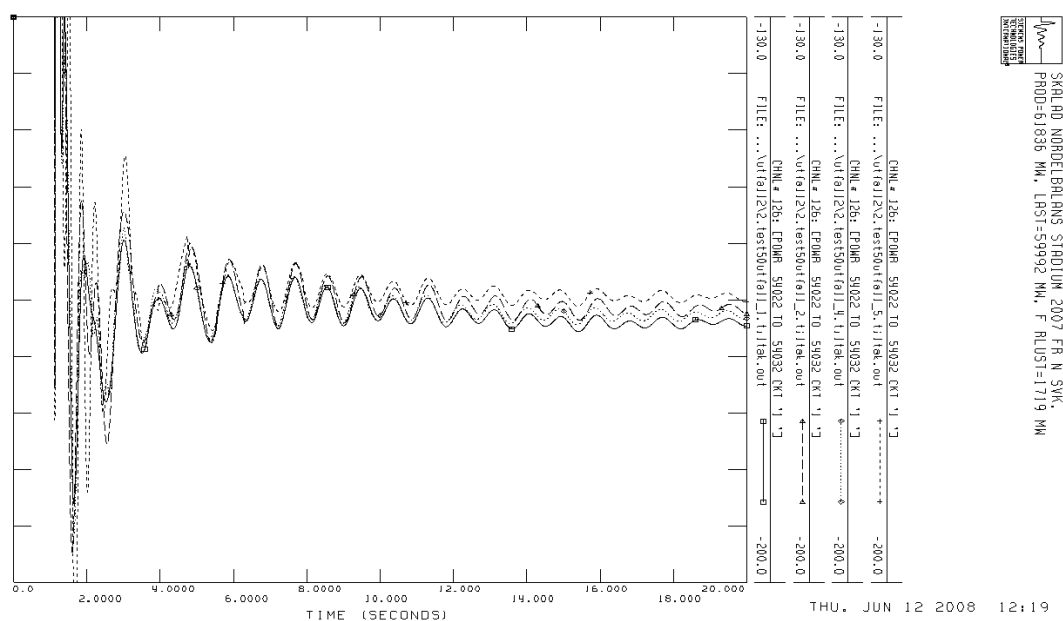
Figur 3.15 CHNL 82 – γ på Feda, CHNL 85 – overført strøm i HVDC-omformer i Feda og CHNL 68 – spenning på Feda under utfall av Feda – Tonstad (1 og 2) med tiltak 2 (160 MVA – fasekompensator).

Som nevnt eksisterer disse uregelmessighetene for samtlige av tiltakene. Tiden det tar før sprangene dør ut (6 – 7 sekunder vist i vedlegg 7-4) er tilnærmet lik for alle tiltakene. Det kan videre diskuteres om dette fenomenet er uheldig for kraftsystemet, om det hele tatt er virkelig eller om det kun oppstår i PSS/E simuleringene.

Pendlinger

Som nevnt i foregående kapittel har svingningene i nettet en frekvens på 1.1 Hz som etter all sannsynlighet kan relateres til begrepet *lokal mode* eller lokale pendlinger. Simulering i ytterligere 20 sekunder er lagt med i vedlegg 7-5 som viser at pendlingene ikke dempes ut verken for nett med eller uten noen av tiltakene. Selv om dette kan virke kritisk for driften ville det i et reelt tilfelle bli gjort tiltak som lastfrakobling og/eller produksjonstilkobling. Da ville systemet trolig fått bygget opp spenningen igjen og blitt dempet ut.

Den lokale pendlingen kan skyldes flere årsaker, men kan kobles hovedsakelig mot effektpendlinger som oppstår øst og vest for Feda og Kristiansand. Figur 3-16 viser aktiv effektflyt mellom Feda og Kristiansand. Vedlegg 7-6 viser hvordan de to maskinene ved Lysebotn kraftverk i Forsand kommune på vestlandet og Kristiansand stasjon pendler mot hverandre de første to sekundene etter feil som er med på å gi store utslag i effektpendlingene i figur 3.16. Videre pendlinger utover denne tiden stabiliserer seg på en frekvens på 1.11 Hz som er identisk med frekvensen på svingningene for spenningen, målt for toppunkt før og etter 6 sekunder. Den kraftige dempningen i systemet de første sekundene etter feil skyldes det subtransiente og transiente bidraget fra samtlige maskiner i nettet, presentert i teorikapittel 2.2.1.



Figur 3.16 Aktiv og reaktiv effektoverføring mellom Feda og Kristiansand etter utfall av dobbeltlinje mellom Feda og Tonstad.

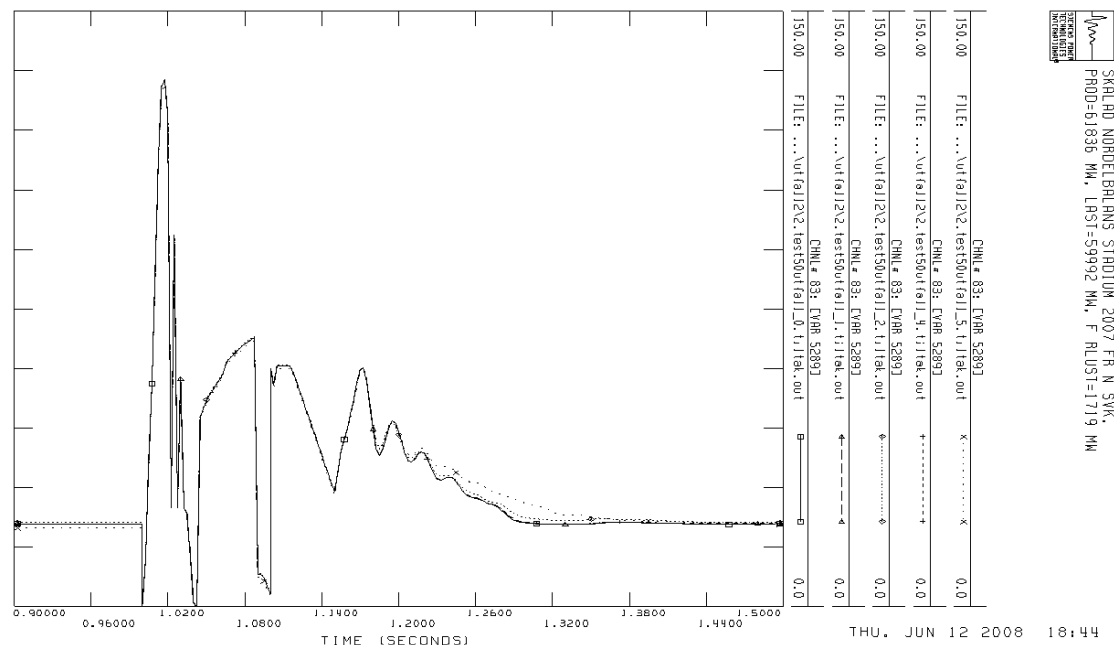
100 MVA SuperVAR maskinen bidrar under det transiente forløpet til størst svingninger de første to sekundene for deretter demping mot tilsvarende amplitude som de andre maskinene. Årsaken til de disse utslagene er trolig en kombinasjon av egenskapene til superledende viklinger i rotor og gal tuning av maskinens regulator. Den lave impedansen for denne maskinen agerer da på en annen måte enn for konvensjonelle synkronmaskiner ved at responsen er mye raskere. Dette gir at den etter utkobling av feil svinger raskere og med større amplitude ut i fra effektvinkelkurve vist i figur 2.15.

Pendlingene dempes sakte ut frem til 34 sekunder etter utkobling av feil da pendlingene får en ny karakteristikk (vedlegg 7-7). At pendlingene ikke dempes helt ut kan i stor grad relateres til FACTS-komponentenes bidrag av spenningsregulering etter at maskinsvingningene er helt dempet. Det som er faktum er at spenningen er redusert i et det svake nettet som har blitt enda svakere etter utfall av Feda - Tonstad. En følge av det er at de statiske komponentene som er avhengig av en viss spenning for å kunne reguleres optimalt i verste fall mister sin regulerbarhet. En er da inne på fenomenet *spenningskollaps* som kan oppstå i et svakt nett der spenningen har falt. Da forsøkes det å regulere opp spenningen igjen gjennom økende reaktiv produksjon fra statiske komponenter som kondensatorbatterier og SVCer samt utkobling av reaktorer. Når kapasiteten til kondensatorbatteriene og SVCene er brukt opp kommer en inn i en kritisk systemdrift. SVCen har en spenning – reaktiv effekt karakteristikk som en skal være observant på. Ved spenningsfall som bidrar til at denne komponenten faller utenfor driftsområdet med reaktiv produksjon, starter den reaktive produksjonen å falle med kvadratet av spenningen. Teori av denne komponenten er presentert i vedlegg 4.

Vedlegg 7-7 viser også en merkbar positiv effekt av tiltakene 2, 4 og 5. 47 sekunder etter utkobling av feilen faller spenningen uten noen driftsforstyrrelse for de to simuleringene av nett uten tiltak og med tiltak 1 – 120 MVA fasekompensatordrift på Tjørhom. Årsaken til dette fallet skyldes mest sannsynlig spenningsupåliteligheten som er tilfellet i det svake nettet. Dette er en god indikasjon på at det reaktive bidraget til tiltakene 2, 4 og 5 bidrar til økt spenningsstabilitet i tillegg til kortslutningsytelse.

HVDC-omformerne ved Feda og Kristiansand

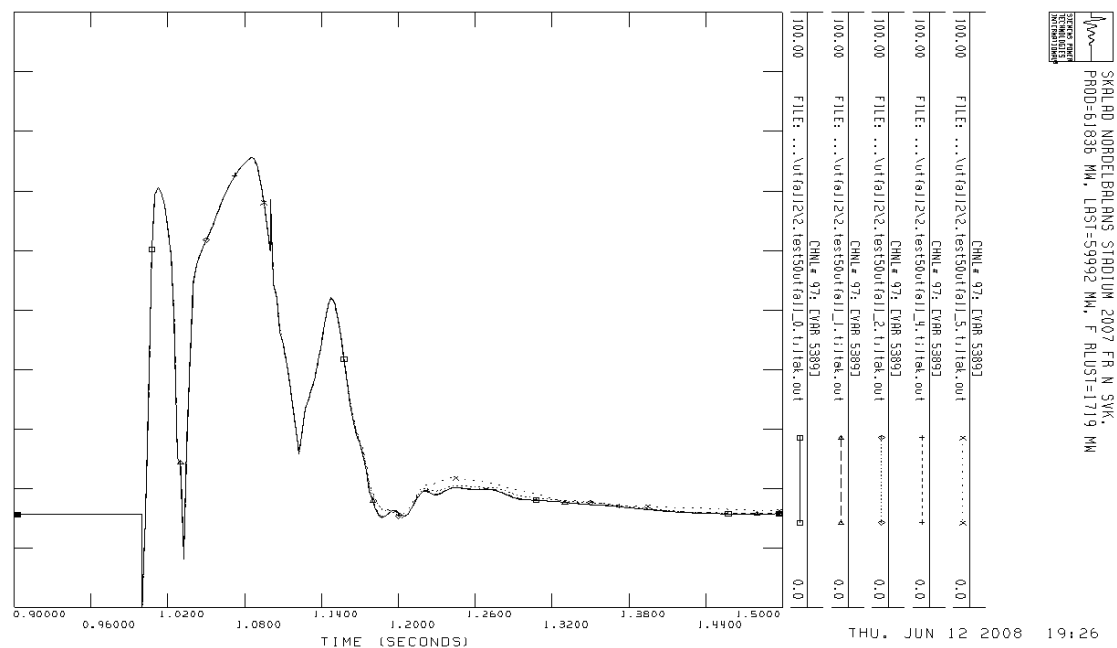
Ingen av tiltakene som er lagt inn bidrar til å redusere kommuteringsfeilene som oppstår i omformerer på Feda som figur 3.17 viser.



Figur 3.17 γ for vekselretter i Feda for alle tiltak ved utfall av Feda – Tonstad

Det tiltaket som imidlertid bidrar noe er 100 MVA SuperVAR som reduserer svingningene etter 1.2 sekund og dempes ut kontrollert til stabil verdi. Feil på samleskinnen ved Feda gir kraftige påvirkninger for omformerdriften. Kommuteringssvikt av karakteren vist i figur 3.17 kan umulig unngås ved bruk av bare tiltakene i rapporten. Vedlegg 7-8 viser γ for system med alle tiltakene liggende inne samtidig sammenlignet med 0., 2. og 5. tiltak. Selv med kortslutningsytelse på 4592.7 MVA som gir ECSR verdi på 2.7 for denne tilstanden, gir dette tilnærmet likt forløp for γ .

Slukkevinkelen, γ i HVDC-omformerer til Skagerrakkablene for dette utfallet med alle tiltakene er vist i figur 3.18. Også for denne omformerer, som har noe avstand fra feilstedet, bidrar ikke noen av tiltakene med ytelse nok som forsterker nettet og reduserer kommuteringsfeilene. Det er gjort en simulering for denne omformerer med alle tiltakene inne (vedlegg 7-9) som gir tilnærmet identisk resultat som for simulering uten noe tiltak.

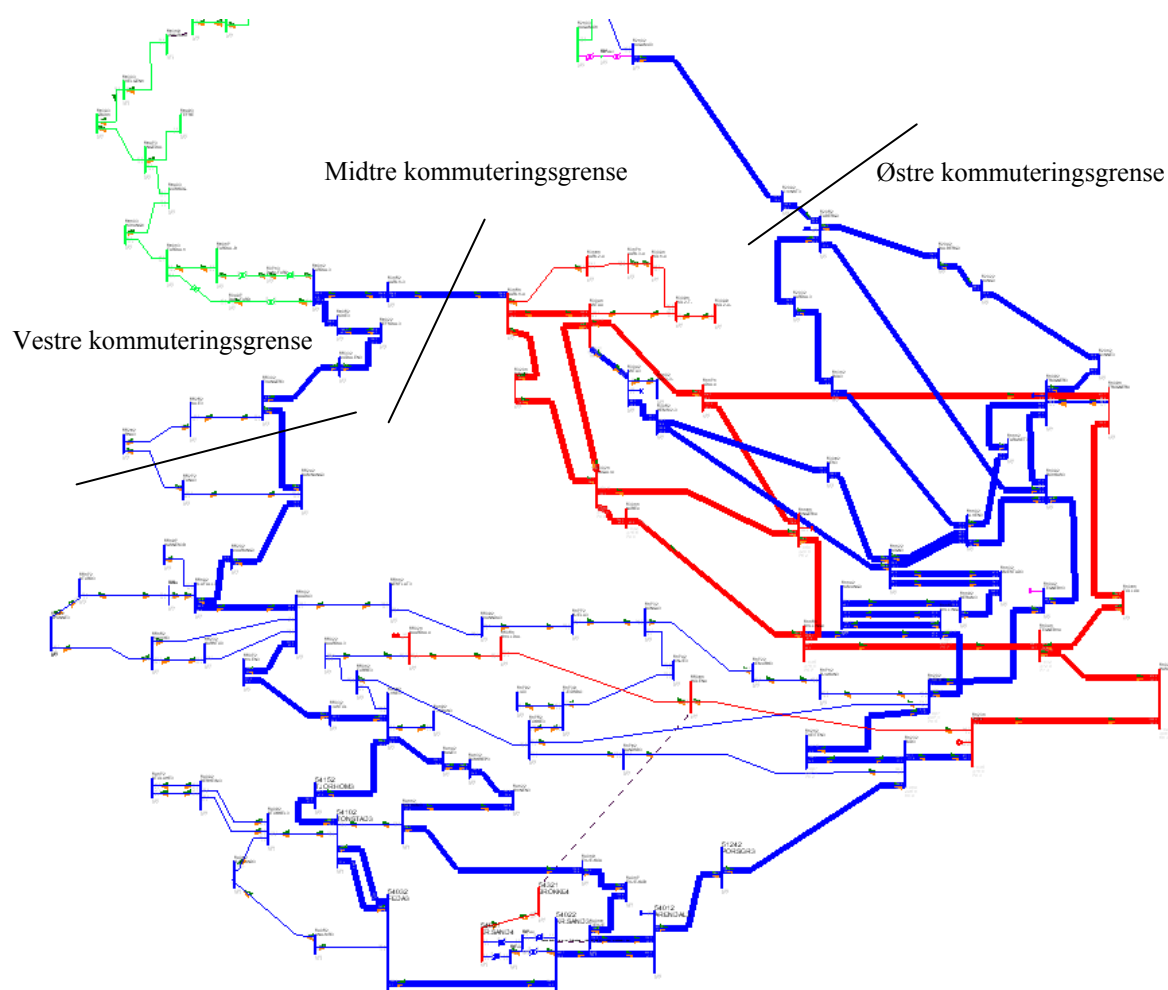


Figur 3.18 γ for vekselretter i Kristiansand for alle tiltak ved utfall av Feda – Tonstad

Vedleggene 7-10 og 7-11 viser simuleringsresultater for γ etter hhv. utfallene, Feda – Kristiansand og Porsgrunn – Arendal. Disse verifiserer at kommuteringssvikt etter utfall i så nær tilknytning til omformerne er ikke er å forbedre med tiltakene som er med i denne rapporten. Det skal nevnes at dette heller ikke er å etterstrebe.

3.3.4 Kommuteringsanalyse etter distansefeil

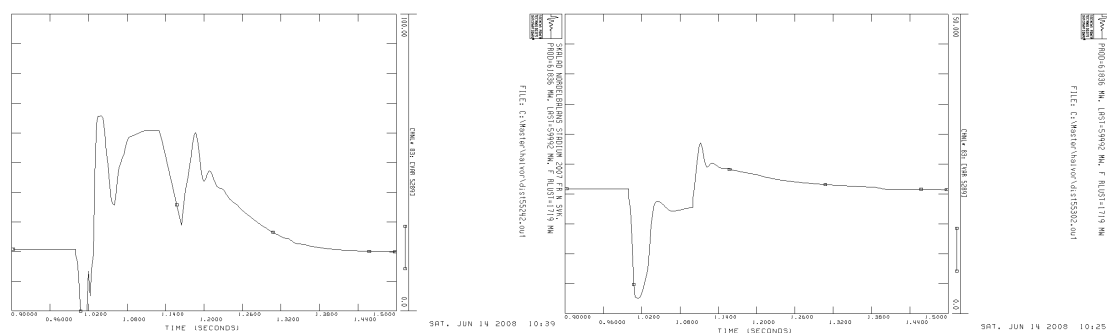
Dynamiske analyser har så langt hatt utfall i nær omkrets i forhold til Feda og Kristiansand. Det har skapt svært store påvirkninger og multiple kommuteringsfeil ved deres HVDC-omformere. I dette kapitlet blir det påført trefaset feil på samleskinner lenger ut i nettet uten utfall av linje. Hensikten er å se hvor langt ut i nettet en kan ha en feil før det oppstår kommuteringssvikt på en av omformerne i Feda og Kristiansand for deretter å legge inn tiltakene og se om disse bidrar til at en kan redusere avstanden til feilsted som forkårsaker kommuteringsfeil. For å gjøre fremstillingen mer lettfattelig blir kun HVDC-omformeren på Feda omtalt. Samtlige resultater er utført for Kristiansand – med like resultater. Nettet vist i figur 3.19 viser et utsnitt av sentralnettet og de uthevede linjene viser området analysert – fra Feda og Kristiansand i sør til Fardal i vest og Vinstra litt lenger nordøst. Grensene gjelder for nettet uten tiltak.



Figur 3.19 Sentralnettet i Sør-Norge (Egen illustrasjon)

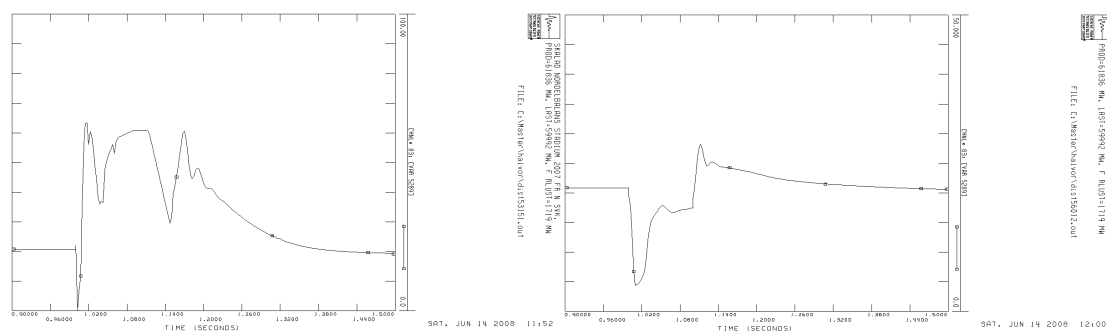
Grense for kommuteringsfeil

Ved feil i linjenettet trinnvis nordover fra Feda blir påvirkningen redusert i omformerne etter hvert som en kommer lenger unna denne samleskinnen. En må helt til samleskinnen Evanger3 (*vestre kommuteringsgrense*, figur 3.19) i Hordaland for å unngå kommuteringsfeil vist dynamisk i figur 3.20 til høyre. Til venstre i figuren er det vist kommuteringsfeil for feil på nærmeste samleskinne sør for Evanger 3 – Samnan3.



Figur 3.20 γ , for omformer i Feda under feil på Samnan3 (55242) til venstre og Evanger3 (55302) til høyre

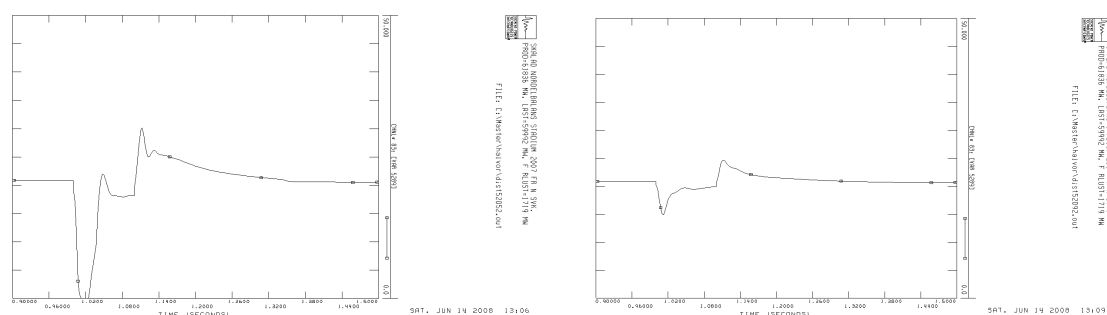
Nordvestover fra det sentrale Østlandet går det tre 400 kV linjer som ender i Aurland, innerst i Sognefjorden. Derfra går det én 300 kV streng videre nordover til Fardal. Samleskinne Fardal3 definerer *midtre kommuteringsgrense*, figur 3.19. Figur 3.21 viser dynamisk grensen for kommutering og ikke kommutering på samleskinnene Aurl4 og Fardal3.



Figur 3.21 γ , for omformer i Feda under feil på: Aurl4 – 53151 til venstre og Fardal3 – 56012 til høyre

Fardal er krysningsforbindelsen mellom 300 kV nett som kommer både fra Sørlandet (Evanger3) og Østlandet (Aurl4). Nordover fra Fardal går det i dag kun én 132 kV linje i dag¹⁷.

Nordover fra Østlandet, nærmere bestemt samleskinnene Ulven3, Roykas3 og Minne3 går det tre 300kV linjer nordover. Disse tre linjene går innom diverse stasjoner før de ender opp i Faberg3 ved Lillehammer. Fra Lillehammer går det én 300 kV linje langs Gudbrandsdalen til samleskinnen O.Vinst3 ved Vinstra. Østre kommuteringsgrense fra figur 3.19 er presentert med de dynamiske resultatene i figur 3.22 som ligger sør for samleskinnen O.Vinst3.



Figur 3.22 γ , for omformer i Feda under feil på: Faberg3 – 56012 til venstre og O.Vinst3 – 52092 til høyre

Forbedring av kommuteringsgrensene

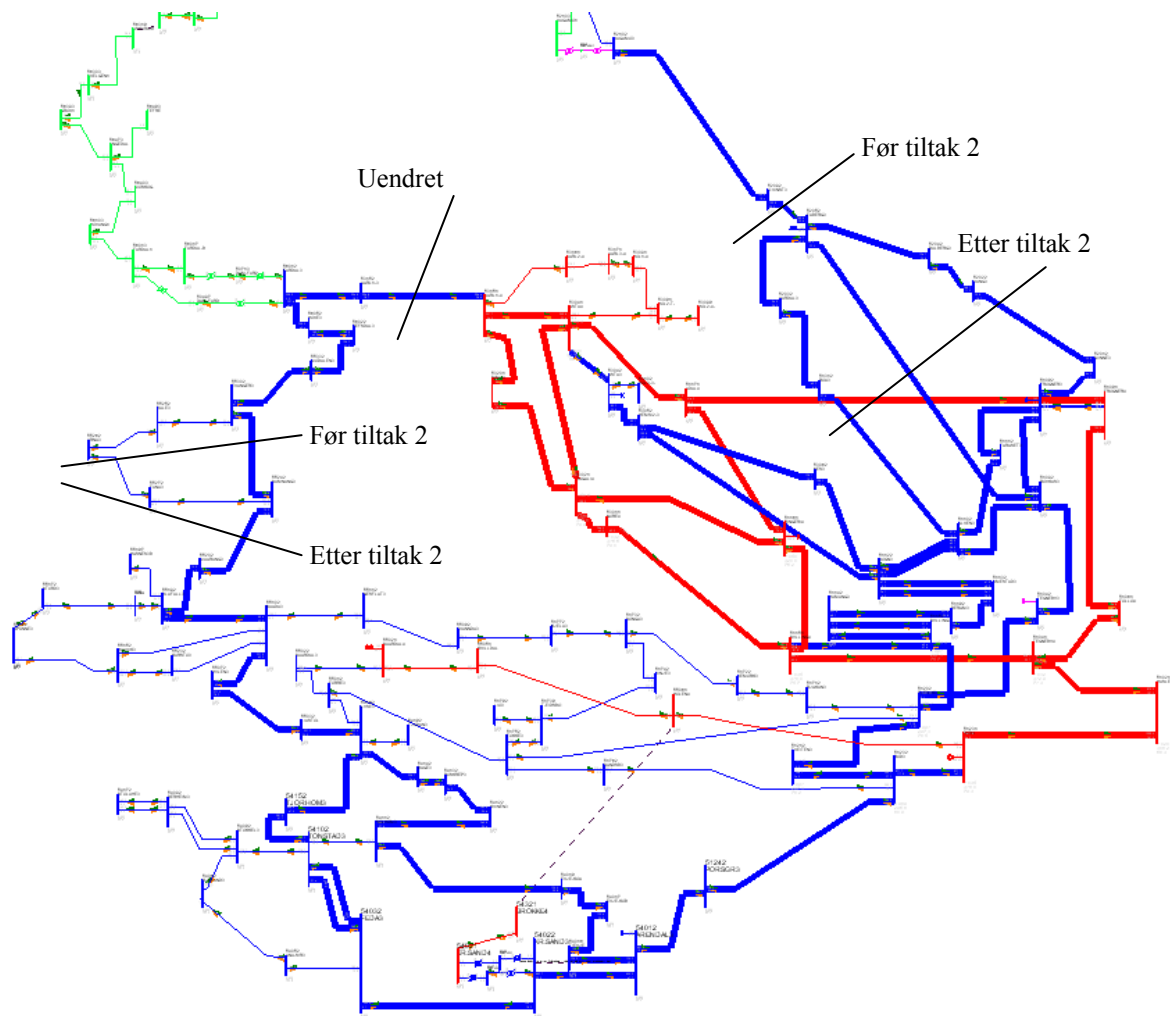
Simuleringer for utfall med tiltak 1, er vist i vedlegg 7 -12. Som det kommer frem der reduseres ikke vestre eller midtre grense med drift på Tjørhom. Derimot reduseres østre grense fra O.Vinst3 (52092) til Faberg3 (52052) for dette tiltaket.

2. tiltak, 160 MVA – fasekompensator reduserer grensene ytterligere sammenlignet med Tjørhom. Vestre grense blir redusert til å tåle kortslutning ved Samang3 (55242). Midtre grense er uforandret og det oppstår kommuteringsfeil som ved tiltak én etter feil på samleskinne Aurl4 (53151). Tiltaket bidrar meget positivt for østre grense der denne blir redusert fra O.Vinst3 (52092) til Vang (52022) og Roan (51312). Fra Faberg deles som nevnt linjen i tre strekk sørover som gir denne fordelingen. Resultatene er i vedlegg 7 -13 samtidig som det er vist i figur 3.23 over sentralnettet.

¹⁷ Statnett har konsesjonssøknad inne til å utvide kapasiteten nordover med ny 400 kV linje, prosjektet Ørskog – Fardal. <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1417>

12 MVA SuperVAR gir resultater i vedlegg 7 – 14 som ikke bidrag til å redusere noen av kommuteringsgrensene. Tilsvarende resultater får simuleringene av 100 MVA SuperVAR også (vedlegg 7 – 15). Resultatene for SuperVAR maskinene er ikke som forventet. Det ble antatt at 100 MVA maskinen skulle komme til å gi en vesentlig positiv virkning på nivå mot 160 MVA maskinen i tiltak 2. Resultatene fra kortslutningsbergningene, det reaktive bidraget i spenningsanalysen og dempningene under pendlingene gir indikasjoner på dette. En mulig årsak til at bidraget ikke er merkbart kan derimot relateres til innstillingene på regulatoren. På en side er det ikke uventet at 12 MVA maskinen ikke bidrar mye. På den andre siden skal den være i stand til å levere 8 ganger nominell ytelse i transient periode som burde gjort seg mer merkbart i denne analysen. For den store superledende maskinen antas det at en fintuning av spenningsregulatoren, SEXS mot dens egenskaper ville bidratt til økt positiv påvirkning i nettet – i alle fall opp mot 160 MVA maskinens bidrag. Dette vil være en korrekt antagelse og krav til reelt bidrag fra denne maskinen ut i fra lovnader til American Superconductor Corporation og vitenskapelige rapporter henvist til tidligere i rapporten.

For tiltak 2 ble forbedringene best. Figur 3.23 under, illustrerer hvordan grensene for dette tiltaket gir en marginalt større toleranse for feil i sentralnettet med 160 MVA fasekompensator i drift på Feda under denne driften.



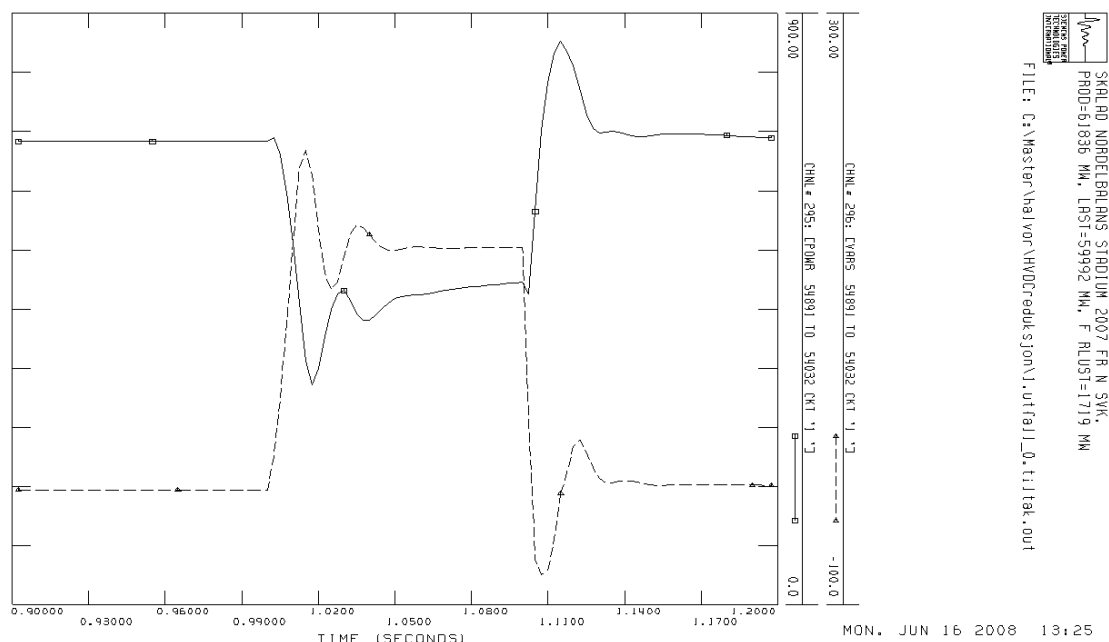
Figur 3.23 Sentralnett i Sør-Norge med pålitelighetsgrenser før og etter drift av tiltak 2, 160 MVA fasekompensator i Feda (Egen illustrasjon)

3.3.5 Kortvarig effektreduksjon i HVDC – kabel

Hensikten bak denne påvirkningen er å se hvordan kommuteringene ved de norske HVDC-omformerne agerer etter kortvarig reduksjon av effektoverføringen i en HVDC-kabel. En slik reduksjon kan være følgen av feil i AC-nettet utenfor likeretteren (Kundur 1994). I NorNeds HVDC-kabel simuleres det en effektreduksjon fra 730 MW til 500 MW i 0.1 s før effekten reguleres opp igjen. Påvirkningen av HVDC-omformeren uten tiltak blir først presentert og forklart. Deretter presenteres nedre grense for effektreduksjon i NorNed-kabel før tiltakene blir implementert og reduserer denne grensen ytterligere.

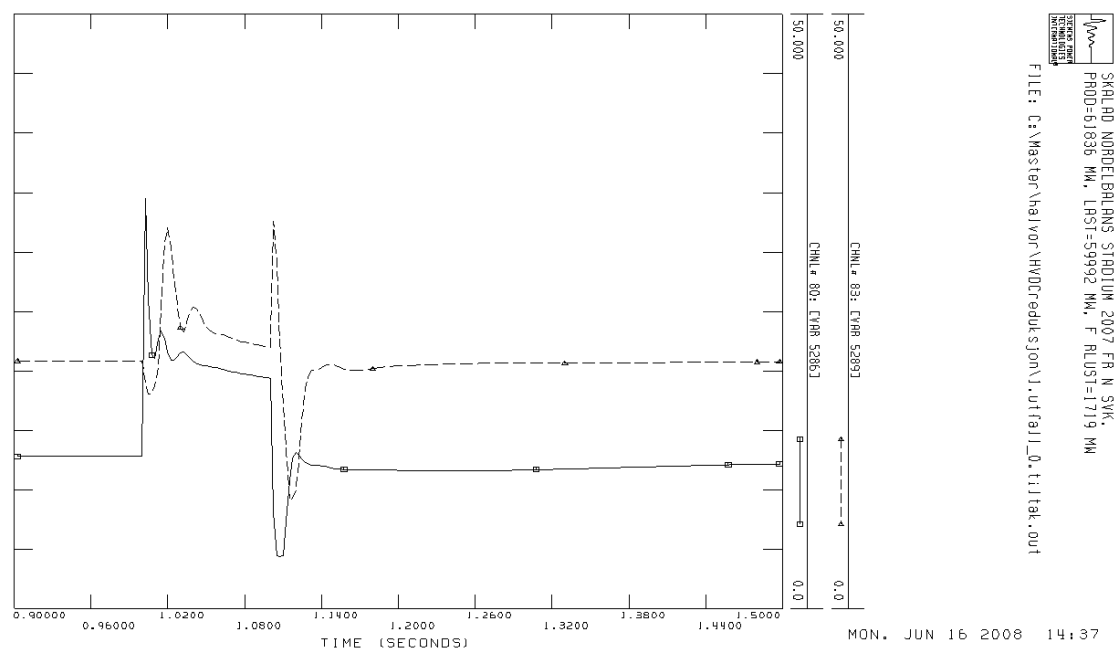
HVDC effektreduksjon uten tiltak

Som nevnt vil påvirkninger i kraftnettet utenfor likeretter påvirke likeretterdriften. Et spenningsfall ved likeretteren vil påvirke DC-spenningen i samme retning og strømmen faller parallelt. Tennvinkelen, α reguleres nedover mot å opprettholde strømflyten inntil α_{\min} blir nådd. Reguleringen overtas da gjennom CIA – kontroll som sørger for at det ikke avvikes fra denne tennvinkelen, og strømreguleringen, CC blir overtatt av vekselretteren på Norsk side. Dersom spenningen ikke klarer å opprettholdes starter VDCOL (spenningsavhengig strømgrense grense, se teorikapittel 2.1.1) reguleringen. Figur 3.24 viser forløpet til aktiv og reaktiv effekt fra AC-siden på HVDC-omformeren i Norge til samleskinnen i Feda etter simulert reduksjon i NorNed-kabelen.

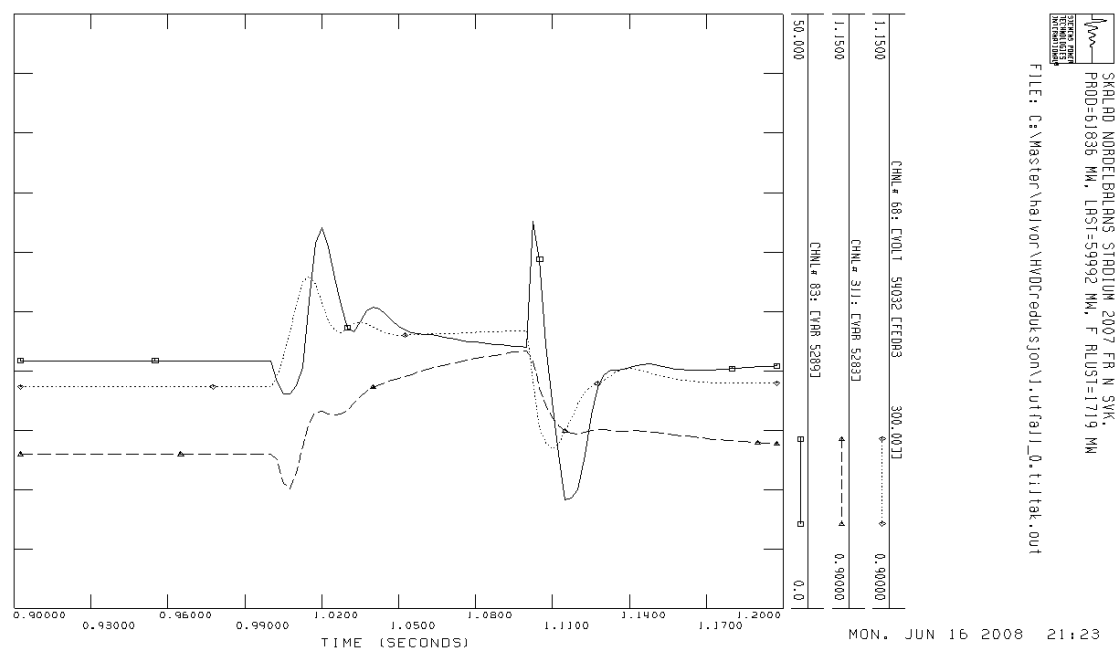


Figur 3.24 Aktiv og reaktiv effektoverføring i HVDC-omformer i Fedra etter effektreduksjon i NorNed-kabel

Effektreduksjon reguleres gjennom å øke tennvinkelen, α som tydelig kommer frem med det umiddelbare spranget til 34 grader. Samtidig reguleres γ ned fra 20 til dens nedre grenseverdi på 17 grader før den reguleres kraftig opp til 35 grader. Oppregulering av slukkevinkelen følger spenningen i AC-nettet gjennom VDCOL (for å få vellykkede kommuteringer) under nedreguleringen av effekten fra likeretter. Dette er vist i figur 3.26. Her ser en at slukkevinkelen og spenningen svinger parallelt for første bunn og toppunkt (dette sammenfaller også med reaktiv effektreduksjon i omformer som går ut i nettet vist i figur 3.24 frem til i underkant av 1.02 s.). Ved denne tiden har effekten blitt redusert og likeretteren går i CC-kontroll ved at den pendles inn mot stasjonær strømverdi. Vekselretteren går i CEA-kontroll og reguleres mot å stabilisere DC-spenningen mot AC-spenningen. Dette er et godt eksempel på hvordan CC-kontrollen på likeretter regulerer effekten, mens CEA-kontrollen opprettholder konstant spenning for vellykkede kommuteringer.



Figur 3.25 CHNL 80 – α for likeretter i Nederland og CHNL 83 – γ for vekselretter i Fedra.



Figur 3.26 CHNL 83 – γ for vekselretter (Fedra), CHNL 311 – DC-spenning i vekselretter (Fedra) og CHNL 68 – AC-spenning på Fedra.

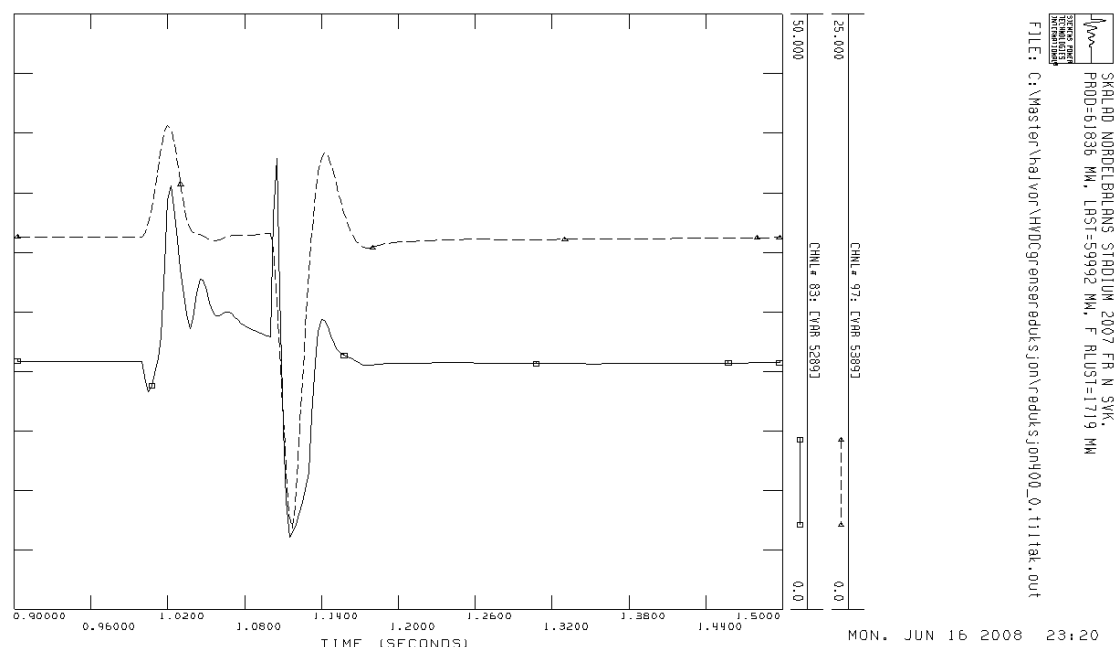
Ved oppregulering av effekten igjen ser en ut i fra figur 3.25 at α reguleres hurtig ned til sin grenseverdi på 5 grader. Parallelt med α stiger ikke overraskende den aktive effekten i figur 3.24. Figur 3.26 viser at slukkevinkelen først øker. Dette er trolig fordi regulatoren er i CC-kontroll før slukkevinkelen når en øvre grense og går over i VDCOL. I denne perioden faller slukkevinkelen til 9 grader ved tiden 1.12 s og reguleres opp igjen til 20 grader hvor den stabiliserer seg ved CEA-regulering.

Årsaken til at den faller helt ned i 9 grader i transient periode er for å følge fallet i spenningen på AC-siden som en følge av at reaktiv effekt trekkes fra nettet til omformereren. I dette tidsrommet er regulatoren i vekselretteren som nevnt i VDCOL-kontroll og den følger kun aktiv effektoverføringskrav regulert opp av likeretteren før spenningen igjen kan bygges opp etter dette effektkravet er nådd.

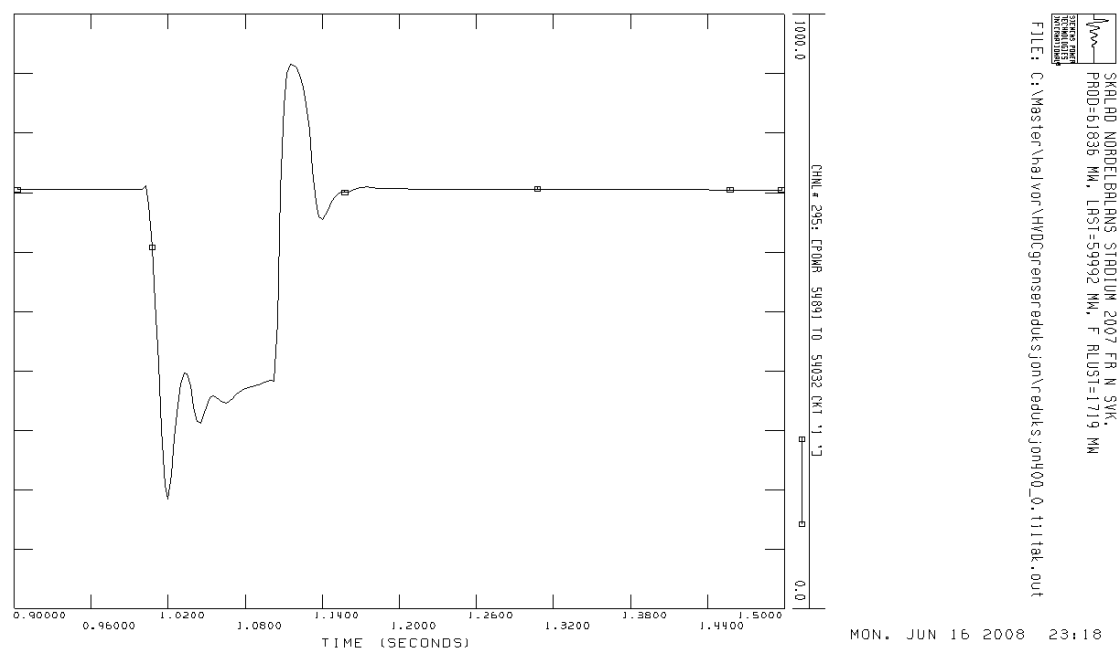
Test av effektreduksjon mot kommuteringsfeil

I simuleringene over med effektreduksjon i NorNed med oppregulering etter 0.1 s, ble ikke omformereren utsatt for kommuteringsfeil. Her reduseres effektoverføringen ytterligere 100 MW trinnvis for å undersøke om og eventuelt ved hvilken effektreduksjon kommuteringsfeil oppstår.

Figurene 3.27 og 3.28 viser simuleringer for reduksjon til 400 MW i 0.1 s med slukkevinkler til venstre i Feda (heltrukken linje) og Kristiansand. Til høyre, aktiv effekt overført fra AC-siden i NorNed HVDC-omformer til samleskinnen i Feda (54032). Som det kommer frem av disse to figurene blir ikke omformereren utsatt for kommuteringsfeil. Vekselretter opprettholder tennvinkel over 6 grader, mens likeretter er nede i 3.5 grader.

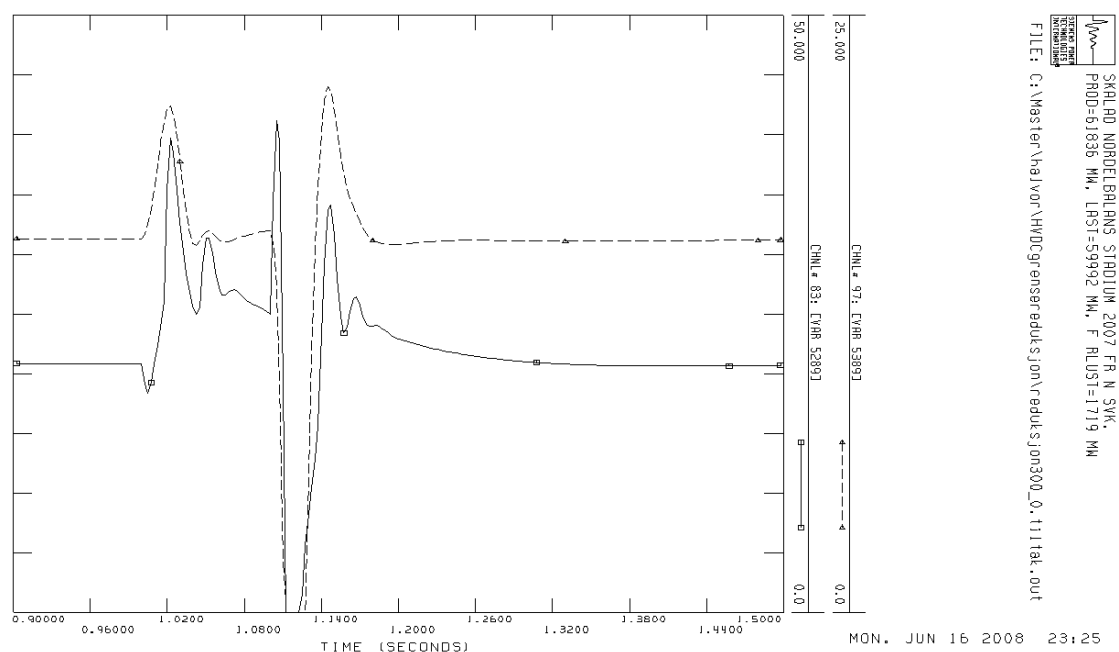


Figur 3.27 CHNL 83 – γ for vekselretter i Feda og CHNL 97 – γ for vekselretter i Kristiansand under effektregulering, 730 – 400 – 730 MW i Feda

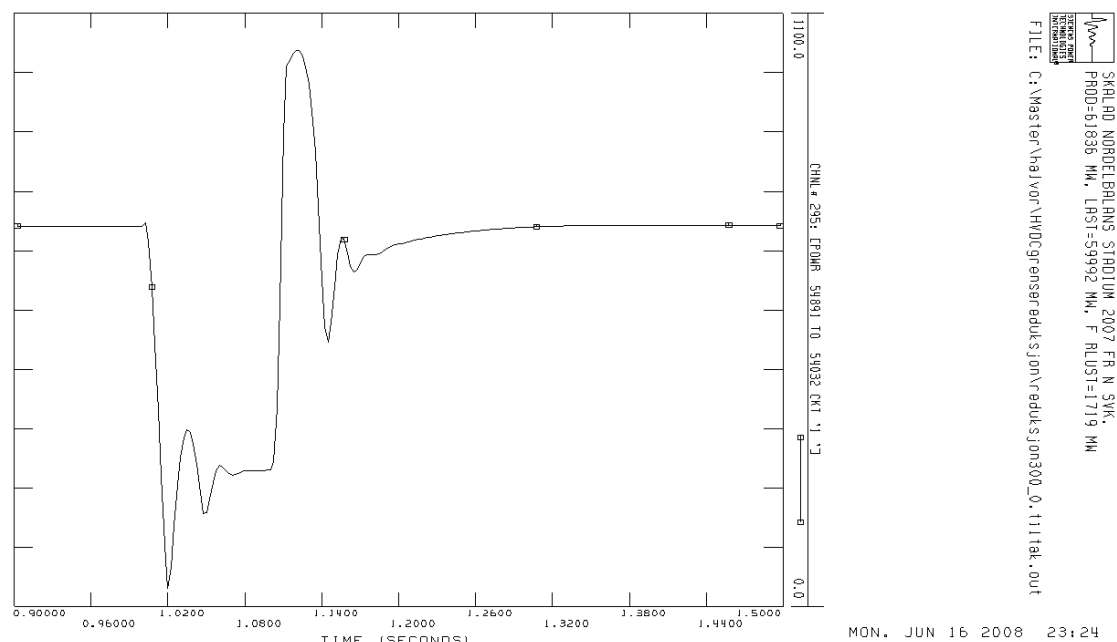


Figur 3.28 Aktiv effekt (MW) fra veksleretter til Feda under regulering, 730 – 400 – 730 MW i Feda

For effektregulering 730 – 300 – 730 MW blir nettet utsatt for kommuteringssvikt. Figur 3.29 viser at kommuteringsfeil oppstår i både Feda og Kristiansand. Dette skjer ikke ved reduksjonen, men ved økningen ved 1.1 s vist i figur 3.30.

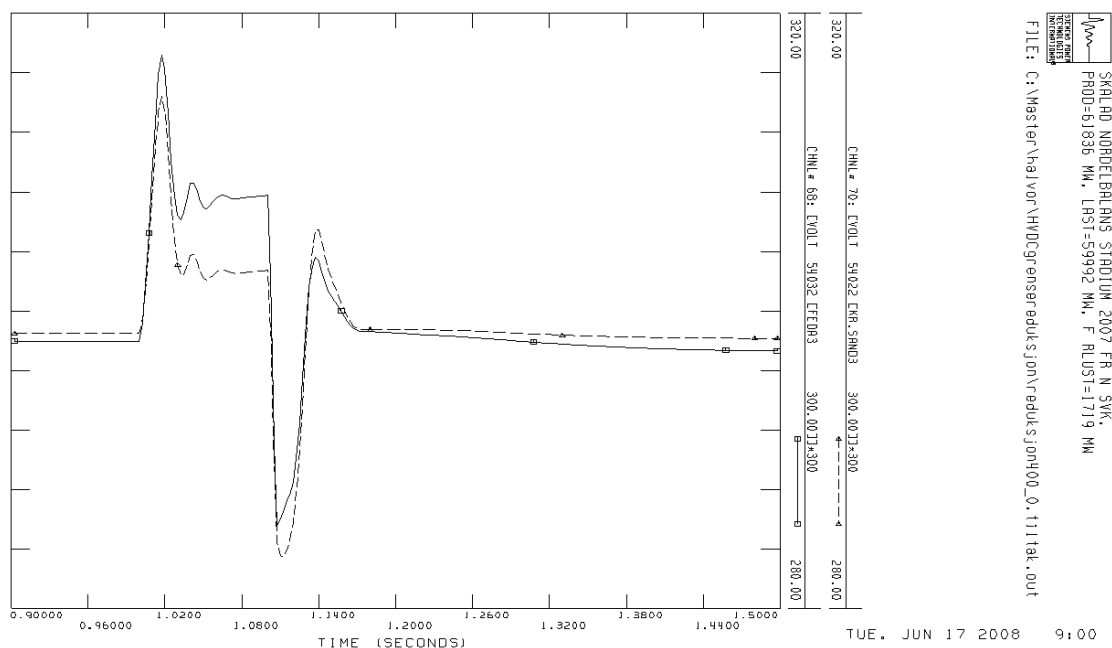


Figur 3.29 CHNL 83 – γ for veksleretter i Feda og CHNL 97 – γ for veksleretter i Kristiansand under effektregulering, 730 – 300 – 730 MW i NorNed

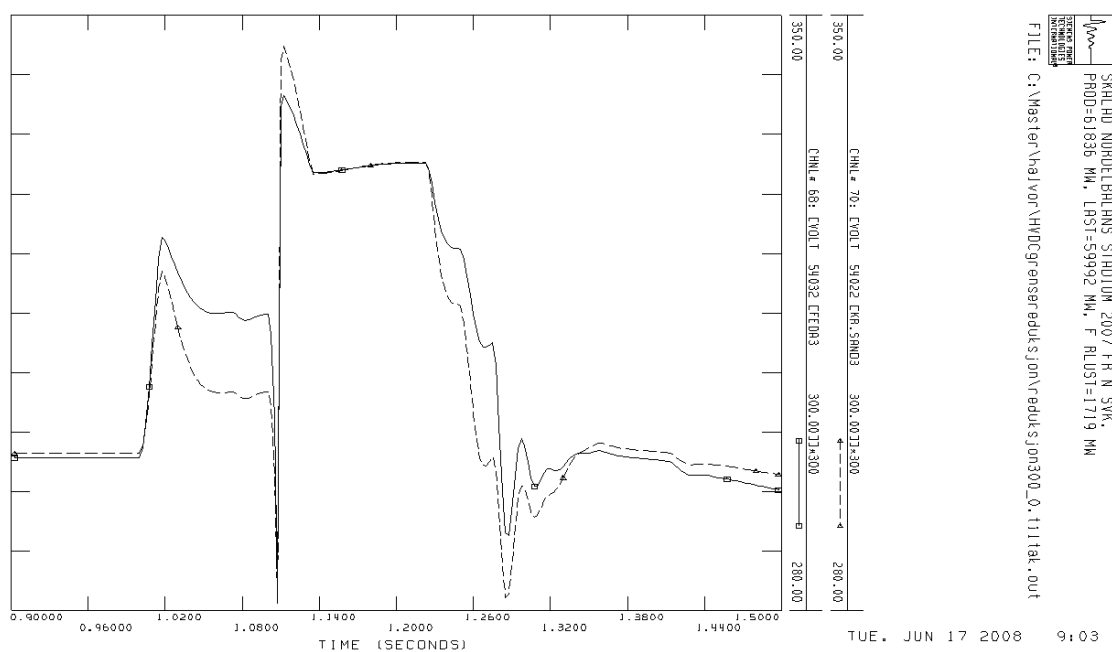


Figur 3.30 CHNL 295 – Aktiv effekt (MW) fra vekselretter til Feda under effektregulering, 730 – 300 – 730 MW i NorNed

Her kommer det tydelig frem hvilken gjensidig påvirkning HVDC-omformere har mot hverandre når den elektriske avstanden er liten. For hurtig oppregulering av en omformer i nettet trekker denne reaktiv effekt, i skala 50 % av aktiv effekt overført, som reduserer spenningen; også ved tilknyttede HVDC-omformere. Dette er vist i figur 3.31 og 3.32 med spenningsvariasjonene på Feda og Kristiansand under effektreduksjon til hhv. 400 og 300 MW. Ved kommuteringsfeil i figur 3.29 som oppstår ved oppregulering av effekten, stiger spenningen i figur 3.32 til 346 kV ved Kristiansand. Spenningsøkningen skyldes den reaktive effekten som går ut i nettet etter effektblokkering i både i Kristiansands og Fedas HVDC-omformer.



Figur 3.31 Spenning ved Feda og Kristiansand under effektregulering, 730 – 400 – 730 MW i NorNed

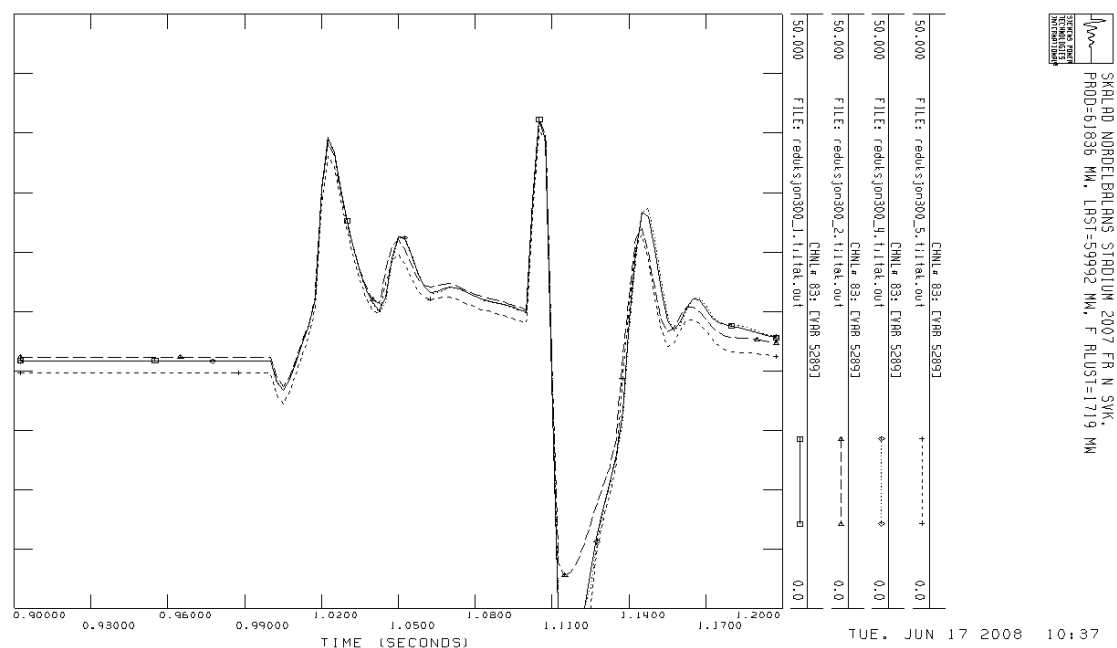


Figur 3.32 Spenning ved Feda og Kristiansand under effektregulering, 730 – 300 – 730 MW i NorNed

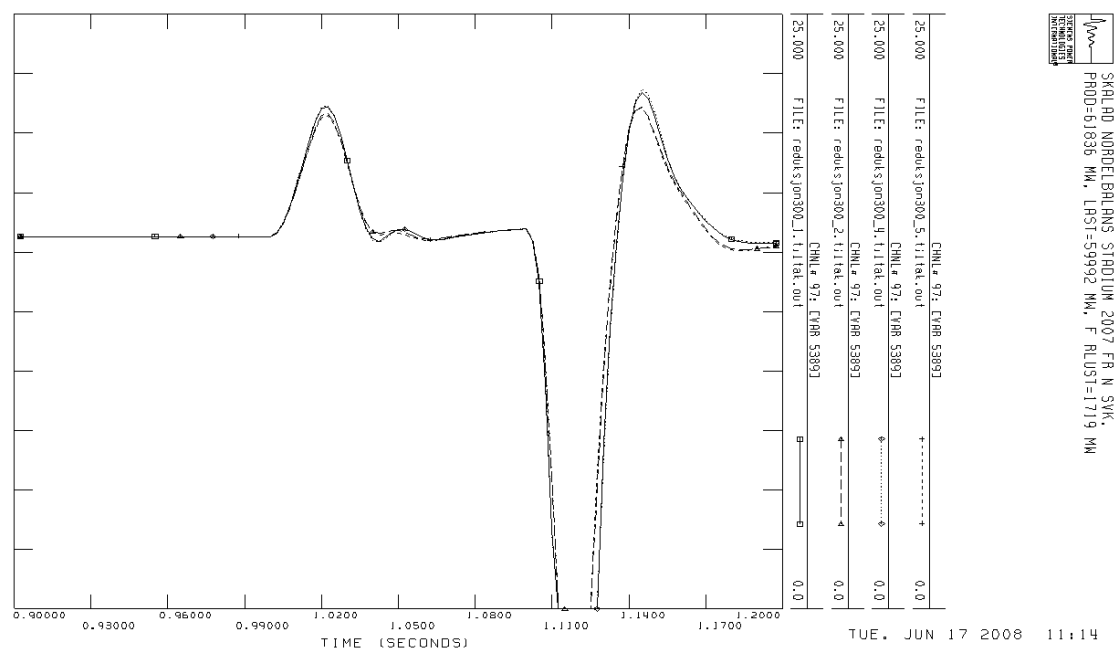
Nøyaktig grenseverdi for hva nettet håndterer av hurtig regulering er et sted i mellom 330 og 430 MW. I de videre analysene legges tiltakene inn for å se om disse bidrar til å unngå kommuteringsfeil ved hurtig 430 MW regulering i NorNed.

Bidrag av tiltak under 430 MW effekterregulering i NorNed

En forutsetning for at hurtige effekterreguleringer kan gjennomføres tilfredsstillende er ikke bare å ha reaktiv effektkapasitet, men man må ha denne korrekt innstil ved tilkoblingen. Det er ikke sett på responsen til FACTS-komponentene tilknyttet HVDC-omformerne i denne rapporten. Det antas at disse komponentene er korrekt innstilt i modell mottatt av Statnett. For ytelse i kraftnettet på 5 750 MVA (tabell 3.3) ved Feda er som nevnt grenseverdien for effekterregulering mellom 330 og 430 MW for å ha tilfredsstillende kommutering. Figur 3.33 viser responsen til slukkevinkelen, γ for alle tiltak under regulering ned til 300 MW. Tendenser fra øvrige kapitler gir forventninger som sammenfaller med resultatene her; at 160 MVA maskin gir tilfredsstillende kommuteringer ved Feda. Resterende tiltak bidrar ifølge simuleringene ikke med nok ytelse til å motvirke kommuteringssvikt. Figur 3.34 viser at kommuteringsfeil i Kristiansand ikke blir unngått med noen av tiltakene implementert.



Figur 3.33 Slukkevinkel, γ ved Feda etter effekterregulering 730 – 300 – 730 MW for samtlige tiltak



Figur 3.34 Slukkevinkel, γ ved Kristiansand etter effektregulering 730 – 300 – 730 MW for samtlige tiltak

Til tross for at fasekompensatoren på 160 MVA bidrar til å hindre kommuteringsfeil i Feda, er det ikke nok til også å hindre kommuteringsfeil i Kristiansand. Årsaken til at denne HVDC-omformerer ikke stabiliserer seg skyldes trolig at omformerer der ikke har tilsvarende påvirkning på DC-siden slik som NorNed. Spenningsdifferansen over Feda-omformer reduseres med spenningsfallet på DC-siden, mens Kristiansand-omformer kun har fall på AC-siden som er kritisk.

En skal for øvrig stille seg noe kritisk til resultatene for tiltak 4 og 5 – SuperVAR maskinene som er påpekt tidligere i rapporten. Denne skepsisen går på at det må kunne forventes større bidrag fra maskiner som skal kunne levere 8 ganger nominell ytelse. Sammenlignet med 160 MVA maskinen som leverer opp til 355 MVA simuleringene i transient periode. Dette er langt under 800 MVA – transient forventet ytelse fra 100 MVA SuperVAR.

3.4 Økonomisk analyse av de ulike tiltakene

Enkle økonomiske analyser ut i fra teori presentert i kapittel 2.3 er utført for samtlige tiltak. Ut i fra disse analysene søkes det den løsningen som imøtekommer Statnetts krav som systemoperatør – altså den mest samfunnsøkonomisk lønnsomme.

3.4.1 Forutsetninger

Til beregningene er det visse forutsetninger og antagelser som må gjøres. En kan resonere seg frem til antall timer det er behov for fasekompenstardrift ut i fra varighetskurven i figur 3.2. Ved antakelse av import 50 % av året med minstekrav til ytelse av ESCR på 2, dvs det dobbelte av merkeeffekten på strømretterne, så blir behovet på 3 400 MVA på stasjonene til Feda og Kristiansand (her utelates teorien om MIESCR). I tillegg legges det til en margin i forhold til krav om n-1 sikkerhet som på Sørlandet i verste fall vil forårsake en reduksjon av ytelse på ca. 1 000 MVA (Kirkeluten 2006). Samtidig forventes det en ytterligere reduksjon av produksjonen ved full import. For å opprettholde spenningsforholdene antas det kun her en produksjonsreduksjon i snitt på 200 MW der ytelsen går ned, mens krav til økt bidrag øker med det dobbelte. Totalt stilles det da et krav til kortslutningsytelse på 4 800 MVA. Ut i fra figur 3.2, ser en at det er behov for økt ytelse i ca. 2000 timer som blir forventet driftstid for samtlige tiltak i rapporten.

Til beregningene benyttes det en analyseperiode, P på 30 år. Forventet levetid for en synkronmaskin er 60 år (Kirkeluten), slik at det vil være en økonomisk lønnsomhet utover analyseperioden på 30 år. For å forenkle beregningene reduseres levetiden til 30 år for alle maskinene slik at gevinsten av levetiden utover dette vil falle Statnett til gode i varierende grad avhengig av utviklende nettkarakteristikk. På en annen side tar kraftprodusenter ved lønnsomhetsberegninger høyde for ikke mer enn 30 år på grunn av forutsatte og uforutsatte feil som reduserer levetiden (Johannes Kasa, Vang Energi). Tabellverdier for 60 år er det heller ikke klart å oppdrive. Differansekostnaden, P_{MW} som benyttes for å beregne nytteverdiene antas å være på 50 NOK/MWh. Dette er kostnaden som Statnett må betale for regulerkraften ved behov. Annuitetsfaktor, $\varepsilon_{r,t}$ og kapitaliseringsfaktor, $\lambda_{r,n}$ er hentet fra tabell i

Planleggingsbok for kraftnett. Det blir benyttet diskonteringsrente, r på 6 % (Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter 2003).

For en fasekompensator i friluft er tomgangstapene og belastningstapene antatt å ha tilsvarende verdi som for maskinen i Balsfjord. Der er tomgangstapene 0.3425 % mens belastningstapene varierer avhengig av lasten og er 0.45 – 0.215 - 0.074375 % etter hhv $\frac{3}{4}$, $\frac{1}{2}$ og $\frac{1}{4}$ produksjon. Siden disse maskinene ikke brukes i hovedsak som reaktive effektprodusenter antas det at tomgangstapene og belastningstapene totalt utgjør 0.6 %. Tomgangstapene til fasekompensatordrift i tilknytning til kraftverk antas å være høyere siden denne maskinen ikke løper i hydrogengass men luft som gir større friksjon og videre større tap. Det antas derfor et tomgangstap for denne type maskin på 1.5 % og 0.2572 % belastningstap.

Til beregning av tapskostnadene knyttet til forbruk av aktiv effekt fra kraftsystemet er det funnet en månedlig gjennomsnittsverdi på spotprisen ved Nord Pool for de to siste årene (<http://www.nordpoolspot.com/reports/areaprice/Post.aspx>). Gjennomsnittsprisen som er beregnet og blir brukt gjennom rapporten er på 290,27 NOK/MWh.

Til beregning av verdien av spenningsreguleringen, K_{dyn} for alle tiltakene er det sett på den reaktive ballansen i Feda og Kristiansand, jmf Kirkeluten, 2003. Totalt sett er ca. 630 MVar ukompensert ved Feda og Kristiansand som er verdien QT_i , ved beregningen av K_{dyn} . Overføringsgrensen, P_{of} antas økt med 100 MW på grunn av økt dynamisk spenningsregulering, med kritisk tid, T til 50 % av året, gitt av det dynamiske reguleringsområdet til fasekompensatoren i forhold til totalen, QB_i/QT_i (Kirkeluten, 2003).

3.4.2 Tiltak 1 – Utvidelse til fasekompensatordrift på Tjørhom

Investeringskostnader av tiltaket på Tjørhom er hentet fra notatet *Fasekompensatordrift, Konsekvenser for tekniske løsninger og kostnader* (Bjørnerå 2007). Oppsummerte kostnader er presentert i vedlegg 5. Notatet er fra september 2007 og var på bestilling fra Sira-Kvina kraftselskap i forbindelse med utredning for ekstrakostnader dersom utvidelsen på Tjørhom kraftstasjon med en maskin på 120

MVA også skal kunne driftes på tomgang som fasekompensator. Tomgangstapene tilknyttet denne maskinen som fasekompensator under driftskostnadene, D_{gb} utgjør den ekstrakostnaden for eier ved kjøring av maskinen når den i utgangspunktet skulle stått stille. Denne driften medfører også flere start/stoppkostnader som vil øke slitasjen på både maskinen og tilkoblingsutrustningen. Kostnaden er det stor usikkerhet ved, men for å gjøre en sannsynlig overdimensjonert årlig kostnad velges denne til å være 3.0 mill NOK. Ved beregning av timetallet er det forventet drift av tiltakene på 2000 timer, men siden dette tiltaket gjennom året driftes som generator deler av tiden er det sannsynlig at denne driften ”overlapper” fasekompensatordrift. Det antas derfor at fasekompensatordriften reduseres til 1500 timer.

Kortslutningsbidraget fra maskinen i Tjørhom til Feda og Kristiansand blir noe redusert i overføringen. I notatet fra Kirkeluten – 2006, brukes det en gjennomsnittlig verdi fra fasekompensatoren i Kristiansand(140 MVA) på 250 MVA. Med dette som bakgrunn antas det en gjennomsnittlig verdi fra maskinen på Tjørhom på 200 MVA.

Det reaktive bidraget fra den nye maskinen i Tjørhom til Feda og Kristiansand blir redusert i overføringen til disse stasjonene, men den støtter opp med spenningsregulering. Det antas en reduksjon på 20 % ned til disse stasjonene, slik at det reaktive bidraget blir 160 MVAR.

Kost - Nytte	Verdi, mill 2008-kroner
NV_{invest}	4.1
Driftskostnader, D_{gb}	3
Tomgangstap, D_{tg} ,	0.7837
Belastningstap, D_{df} ,	0.1345
Totale driftskostnader, $D = D_{gb} + D_{tg} + D_{df}$,	3.9182
NV_{drift}	53.934
Kortslutningsnytteverdi, K_{SCRn}	7.5
Dynamisk nytteverdi, K_{dyn}	5.08
NV_{nytte}	183.07
Netto Nåverdi (nytte – kostnader)	129.14

Tabell 3.6 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av Tiltak 1

3.4.3 Tiltak 2 – Flytting av fasekompensator fra Sylling til Feda

De fleste av kostnader knyttet til dette tiltaket er hentet inn fra konsulentselskapet VATECH. Investeringskostnader, K_{inv} som gjør seg gjeldende for dette tiltaket er:

- Fundamentering for maskin og transformator samt gruve for sistnevnte
- Bygningsmessig klargjøring for kontroll og bryteranlegg
- Tilkoblingsfasiliteter
- Kabelgrøfter
- Kontrollanlegg
- Flyttekostnader¹⁸

Kontrollanlegg anbefales kjøpes nytt. Ved nedmontering vil arbeidskostnadene for å bevare alt eller kun deler intakt bli dyrere enn å kjøpe nytt utstyr. For tilkobling av denne maskinen må transformatoren også være med fra Sylling. Driftskostnadene for kjøring av denne maskinen er ikke store. Det antas at driftskostnadene er på NOK 1.0 mill. Verdiene mottatt har en usikkerhet på omkring 10 % ettersom markedet svinger og det ikke er gjennomgått en dyptgående analyse fra konsulentselskapet, men hentet kun ut i fra tidligere erfaringer.

Kost - Nytte	Verdi i mill. 2008-kroner
Klargjøring og rigging, $K_{r,i}$	10
Kontrollanlegg, $K_{k,i}$	18
Flyttekostnader, K_{flytt}	2
NV_{invest}	30
Driftskostnader, D_{gb}	1
Tomgang og belastningstap, $D_{tg,} + D_{bt,}$	0.557
Totale driftskostnader, $D = D_{gb} + D_{tg,} + D_{df,}$	1.557
NV_{drift}	7.671
Kortslutningsnytteverdi, K_{SCRn}	14.25
Dynamisk nytteverdi, K_{dyn}	7.94
NV_{nytte}	305.44
<i>Netto Nåverdi (nytte – kostnader)</i>	267.77

Tabell 3.7 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av Tiltak 2

¹⁸ Flyttekostnadene er innhentet av Statnett Transport.

3.4.4 Tiltak 3 – Ny fasekompensator til Feda stasjon

Samtlige investeringskostnader (unntatt transformator) som er lagt frem ved dette tiltaket er som for tiltak 2 – innhentet av konsultentselskapet VATECH v. Ole Andreas Gundersen. Sammenliknet med tiltak 2 er det tilsvarende kostnader, hva gjelder klargjøring, rigging og til kontrollanlegg. Pris på selve maskinen ferdig levert og klargjort for hydrogenkjøling viste seg å være uten overvåkingsanlegg. Denne kostnaden er på NOK ½ mill, og er bakt inn i regnskapet under for investeringskostnadene til maskinen. Kostnadene på transformator til en maskin på denne størrelsen er på NOK 21 mill ferdig montert (Bjørgvik 2008).

Kost - Nytte	Verdi i mill. 2008-kroner
Maskininvestering, K_m	80
Klargjøring og rigging, $K_{r,i}$	10
Kontrollanlegg, $K_{k,i}$	18
Flyttekostnader, K_{flytt}	0
Transformatorinvestering, K_{trafo}	21
NV_{invest}	129
Driftskostnader, D_{gb}	1
Tomgang og belastningstap, $D_{tg,} + D_{bt,}$	0.557
Totale driftskostnader, $D = D_{gb} + D_{tg,} + D_{df,}$	1.557
NV_{drift}	7.671
Kortslutningsnytteverdi, K_{SCRn}	14.25
Dynamisk nytteverdi, K_{dyn}	7.94
NV_{nytte}	305.44
<i>Netto Nåverdi (nytte – kostnader)</i>	168.769

Tabell 3.8 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av Tiltak 3

3.4.5 Tiltak 4 – Ny Super Synchronous Condenser på ± 12 MVA

Kostnader relatert til selve maskinen i dette tiltaket er skaffet til veie direkte fra produsenten i USA, American Superconductor Corporation. Prisene varierer fra \$ 80 – 120 pr. kVA. Beregninger i tabell 3.9 tar utgangspunkt i høyeste kostnad med en dollarkurs på 5.5. Tap i maskinen er redusert med 50 % grunnet de lave tapene i rotor sammenlignet med en konvensjonell maskin med lik størrelse. Nytteverdien gjennom bidraget av kortslutningsytelse er teoretisk åtte ganger stasjonært bidrag ved første toppunkt for deretter en gjennomsnittsverdi på 6.5 for de fem første svingningene (Kalsi 2003). Ettersom simuleringene i rapporten ikke gir så store bidrag skaleres denne ned i beregningene til fire ganger ytelsen ($S_i = 4 \cdot 12$). Til valg av trafostørrelse mot denne maskinen er det tatt hensyn til praktiske og teoretiske aspekter. Mot sentralnettspenningen gir dette visse mekaniske krav til isolasjon og dimensjoner i trafoen. Normalt sett dimensjoneres trafoen, 1:1 mellom maskin og transformatorytelse. Da er det tatt høyde for transiente og termiske overbelastninger. Med dette som bakgrunn antas det at en 40 MVA trafo er tilstrekkelig, hva gjelder transient og termisk (Haugseth 2008). Ved nøyaktig analyse anbefales det finberegninger av denne komponenten. Det er en rimelig antagelse å skalere transformatorkostnadene ut i fra tiltak 3, slik at denne kostnaden utgjør her, NOK 5.25 mill.

Kost - Nytte	Verdi i mill. 2008-kroner
Maskininvestering, K_m	7.92
Klargjøring og rigging, $K_{r,i}$	1
Kontrollanlegg, $K_{k,i}$	0
Flyttekostnader, K_{flytt}	0
Transformatorinvestering, K_{trafo}	5.25
NV_{invest}	14.17
Driftskostnader, D_{gb}	0.200
Tomgang og belastningstap, $D_{tg,} + D_{bt,}$	0.021
Totale driftskostnader, $D = D_{gb} + D_{tg,} + D_{dft,}$	0.221
NV_{drift}	3.041
Kortslutningsnytteverdi, K_{SCRn}	2.400
Dynamisk nytteverdi, K_{dyn}	0.635
NV_{nytte}	41.777
Netto Nåverdi (nytte – kostnader)	24.566

Tabell 3.9 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av Tiltak 4

3.4.6 Tiltak 5 – Ny Super Synchronous Condenser på ± 100 MVA

Lønnsomheten til SuperVAR maskinene økes betraktelig ved større maskiner. Det er blitt antydnet av leverandøren at prisforholdet, \$ 80 – 120 pr. kVAr er skalerbart slik at det blir operert med tilsvarende antydninger i disse beregningene som for de i kapittel 3.4.5 over. Tilsvarende for transformatorberegningene, hvor det antas å være tilstrekkelig med 200 MVA for denne maskinen. Ved beregning av nytteverdien til kortslutningsbidraget, K_{SCRn} skaleres den stasjonære ytelsen med fire som for tiltaket over.

Kost - Nytte	Verdi i mill. 2008-kroner
Maskininvestering, K_m	66.000
Klargjøring og rigging, $K_{r,i}$	10.000
Kontrollanlegg, $K_{k,i}$	0
Flyttekostnader, K_{flytt}	0
Transformatorinvestering, K_{trafo}	26.250
NV_{invest}	102.250
Driftskostnader, D_{gb}	0.200
Tomgang og belastningstap, $D_{tg,} + D_{bt,}$	0.174
Totale driftskostnader, $D = D_{gb} + D_{tg,} + D_{dft,}$	0.374
NV_{drift}	5.148
Kortslutningsnytteverdi, K_{SCRn}	20.000
Dynamisk nytteverdi. K_{dyn}	5.714
NV_{nytte}	133.700
Netto Nåverdi (nytte – kostnader)	353.967

Tabell 3.10 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av Tiltak 5

4 DISKUSJON – TEKNISKE ANALYSER OG ØKONOMI

Valg av tiltak i rapporten er gjort ut fra økende behov for kortslutningsytelse ved Fedra og Kristiansand. Grundige analyser er gjort ved bruk av kjente og pålitelige metoder som *kortslutningsberegninger* (beregninger kortslutningsbidrag), *dynamiske analyser* (transient forløp) og *nåverdiberegninger* (økonomisk sammenligning av effektivitets og pålitelighetsbidrag). Modeller som er benyttet og antagelser som er gjort vil ofte skape rom for diskusjon om resultatene som er blitt presentert, men det er ingen tvil om at de gir et godt bilde av utfordringene, bidragene og lønnsomheten. Dette stemmer godt med resultater fra internasjonale anerkjente rapporter. I kommende diskusjon rekapituleres det tilbake til lastflyt og dynamisk analyse der det trekkes frem de viktigste resultatene som dras videre med de økonomiske beregningene. Bidragene og investerings/lønnsomhetsberegningene gjør det naturlig å plassere tiltakene i to grupper:

- 160 MVA fasekompensator og 100 MVA SuperVAR som alternativer til *stor forbedring* av ytelsen med store investeringer og inntjening.
- 120 MVA utvidelse på Tjørhom og 12 MVA SuperVAR som alternativer til *noe mindre forbedring* av ytelsen med reduserte investeringer og inntjening.

Utfall Tiltak	Inntakt nett		Fedra – Kr. Sand		Fedra – Tonstad, 1 og 2		Porsgrunn – Arendal	
	Fedra	KrSand	Fedra	KrSand	Fedra	KrSand	Fedra	KrSand
0	5.7498	4.8939	4.8366	3.4722	3.6153	4.3967	4.9473	4.0517
Tjørhom	5.8208	4.9263	4.8984	3.4796	3.6286	4.4154	5.0010	4.0665
Sylling	6.1458	5.0211	5.2423	3.4882	3.9768	4.5878	5.2973	4.1578
Super 12	5.7964	4.9102	4.8837	3.4740	3.6577	4.4205	4.9772	4.0505
Super 100	6.0541	4.9953	5.1435	3.4827	3.8937	4.5454	5.2227	4.1423

Tabell 3.3 Kortslutningsytelser i 1000 MVA

160 MVA fasekompensator VS 100 MVA Superver

Kortslutningsberegningene (tabell 3.3) gir gode verdier for 160 MVA maskin i Fedå. Dette tiltaket gir både for ny maskin og maskin flyttet fra Sylling god økonomisk lønnsomhet. Til tross for at det er en usikkerhet knyttet til kostnadene, er begge alternativene samfunnsøkonomisk lønnsomme med god margin. Til tross for de store investeringskostnadene gir det også størst lønnsomhet slik som for 100 MVA SuperVAR maskinen. Den største nytteverdien er for alle disse tre tiltakene knyttet til kortslutningsbidraget som gir en årlig kostnadsbesparelse på henholdsvis 14.25 og 20.0 millioner kroner. Dette er kostnader som skulle blitt brukt til spesialregulering for å øke ytelsen i perioder den er for lav. Dialog med American Superconducting Corporation bekrefter tendensene i de økonomiske resultatene – at lønnsomheten stiger for større SuperVAR maskiner. Til beregning av lønnsomheten av kortslutningsbidraget er ytelsen skalert med fire. Om det er korrekt å skalere med denne faktoren er noe usikkert, men ettersom superledende maskiner skal levere 6.5 ganger ytelsen, er dette forutsatt.

Kortslutningsverdiene til denne maskinen gir verdier opp mot 160 MVA maskinen. Forenkling og antagelse er gjort ved at impedanser for denne maskinen er overført fra 12 MVA SuperVAR mens ytelsen er skalert opp. Dette fordi SuperVAR-maskiner i denne størrelsen ikke har blitt bygget.

Sammenligning av dynamiske resultater mellom disse to maskinene viser marginalt større bidrag i positiv retning for 100 MVA SuperVAR maskinen i motsetning til kortslutningstabell 3.3. Ettersom det er de subtransiente og transiente verdiene som gir de dynamiske resultatene var dette som forventet. Som nevnt i simuleringskapitlet er de dynamiske verdiene til maskinen og tuningen til spenningsregulatoren ut i fra synkronmaskinens dynamikk essensielle for riktig bidrag mot systemets karakteristikk. Spenningsregulatoren ble tunet slik at bidraget ble stabilt. En dyptgående reguleringsanalyse for å gjøre bidraget fra denne maskinen optimalt er helt nødvendig for å få pålitelige resultater. Feil regulering er trolig årsaken til at dette tiltaket ikke bidro til å redusere noen av kommuteringsgrensene i kapittel 3.3.4. Derimot reduserer 160 MVA maskinen kommuteringsgrensen betraktelig sørover for alle tre radialene nordover.

Etter effektreguleringen i NorNedkabelen er det også bare 160 MVA maskinen som gir merkbar forbedring ved at en unngår kommuteringsfeil på Feda. Med mindre effekttrinn enn 100 MW som ble brukt her for å se følgen – kommuteringsfeil/ikke kommuteringsfeil – ville naturligvis vist positive bidrag for de andre tiltakene også. Tilsvarende for denne analysen vil trolig SuperVAR maskinene gi merkbare positive bidrag ved korrekte modeller og nøyaktige regulatorer. Disse to siste analysen er de eneste der det kommer frem en faktisk pålitelighetsforbedring av omformerdriften ved drift av tiltakene. De forutgående analysene tar for seg store feil i nærheten av omformerne som har vist tilnærmet null bidrag med tiltakene på drift.

120 MVA på Tjørhom VS 12 MVA SuperVAR på Feda

Sammenligning av utvidelse på Tjørhom og den minste SuperVARmaskinen er som nevnt naturlig ettersom investeringskostnadene og bidragene ved HVDC-omformerne er av samme størrelsesorden. Tabell 3.3 viser dette ved at avvikene er 5.1 og 29.1 KVA. Begge disse ekstremverdiene oppstår for feil og utfall av Feda – Tonstad. Under det utfallet bidrar naturligvis Tjørhom-tiltaket minst ettersom den elektriske avstanden til Feda økes betraktelig. Dette kommer tydelig frem i de dynamiske spenningsanalysene der spenningen med Tjørhom utvidelsen inne ligger tilnærmet identisk for hele forløpet med system uten tiltak. Virkningen av denne maskinen ved HVDC-omformerer ved utfall av dobbeltlinjen mellom Feda – Tonstad er altså null. 12 MVA SuperVAR maskinen bidrar med å løfte spenningen 0.7 % med sitt reaktive bidrag. Den løfter spenningen på dette nivået allerede for første toppunkt som er en god egenskap for å unngå flere kommuteringsfeil.

For feil lenger ute i nettet er det av disse to maskinene, Tjørhom som bidrar til å redusere avstanden til feil uten at det oppstår kommuteringssvikt. For ingen av SuperVAR-maskinene reduseres kommuteringsgrensene som er definert i kapittel 3.3.4. Det er åpenbart at disse resultatene ikke sammenfaller med korrekt drift av maskinene i virkeligheten. Med svingmassen og det reaktive bidraget som disse maskinene gir, så tilsier det ut i fra teori presentert i oppgaven, at pålitelighetsgrensene skulle blitt redusert. Tjørhom utvidelsen reduserer den definerte østre kommuteringsgrensen fra Vinstra (O.Vinst3) til Fåberg (Faberg3) i 300 kV nettet. Det ble forventet at den vestre kommuteringsgrensen skulle blitt redusert også

ettersom dette tiltaket ligger mellom HVDC-omformerne og feilen. Da tilfører denne maskinen økt svingmasse og reaktiv effekt som demper pendlinger og hever spenningen på radialen mot Feda etter feil. Det er mulig at Tjørhom tiltaket kunne bidratt i større grad dersom spenningsregulatoren tilknyttet maskinen ble tunet.

For effektutfall fra 730 – 400 – 730 MW til 730 – 300 – 730 MW i NorNed-kabel gir det for sistnevnte regulering full kommuteringssvikt for begge tiltakene. En slik regulering gir svært store påkjenninger for stabiliteten i nettet ettersom store mengder reaktiv effekt blir overflødig ved nedregulering. Da er det hensiktsmessig å ha store fasekompensatorer på drift som kan ta opp dette og være med på å dempe svingninger som oppstår. Spenningskontroll av SVC-anlegg er innstilt for å regulere sitt reaktive effektbidrag. Under ned og oppregulering etterfulgt av feil i et av eksportområdene, så rekker ikke disse å regulere mot de hurtige spenningsvariasjonene som oppstår i AC-nettet i Sør-Norge.

De økonomiske beregningene gir lønnsomhet for begge tiltakene. Tjørhom bidrar til årlige kostnadsbesparende poster på totalt 12.58 millioner kroner mens 12 MVA SuperVAR maskinen gir besparelser på 3.035 millioner kroner. Det er usikkerhet knyttet til antagelse som er gjort vedrørende nytteverdien av kortslutningsytelsen. Til den lønnsomheten er det antatt et kortslutningsbidrag på 200 MVA. Samtlige dynamiske analyser viser ikke noe bidrag på dette nivået slik at denne lønnsomheten er høyst usikker. Driftskostnadene for disse tiltakene gjør seg sterkest gjeldende for Tjørhom-utvidelsen. Dette kommer i forbindelse med at systemoperatør kjøper denne tjenesten av kraftprodusenten. Kraftprodusenten som eier av maskinen kan etter erfaring stille større krav enn til bare dekning av driftskostnadene. Utover kostnadsdekningen kommer det også inn faktorer som usikkerhet ved en slik drift og profitt.

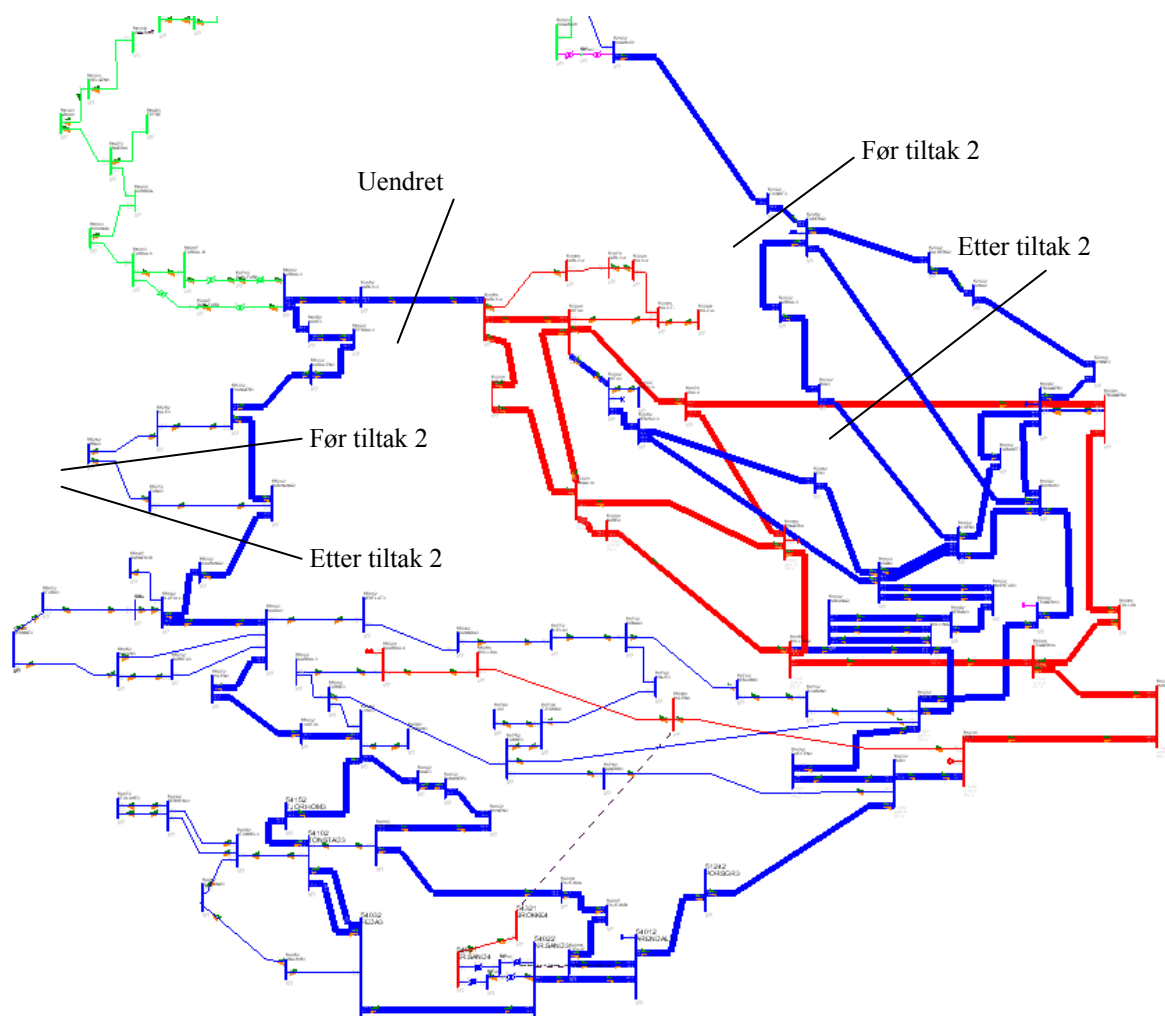
Generelt gir rapporten tillitsvekkende resultater.

5 KONKLUSJON

Utgangspunktet for rapporten er at kortslutningsytelsen over gitte perioder av døgn og år er for lav. Det er samtidig en utviklende trend med kraftoverføring til kontinentet med klassisk HVDC-omformere som er utgangspunktet for problematikken. Det arbeides i skrivende stund med tre prosjekter av denne typen med varierende overføringskapasitet og ettersom det ikke er å forvente mindre kraftprisdifferanse mellom Norge og kontinentet vil høyst sannsynlig flere bli gjennomført.

Resonnementet over tilsier at det blir et stadig økende behov for økt kortslutningsytelse i Sør-Norge. Tiltakene som er omhandlet i rapporten er et utvalg av konvensjonelle fasekompensatorer og nye komponenter. Alle tiltakene er realiserbare på sikt, men de gir nødvendigvis ikke gunstige teknisk-økonomiske resultater.

Det konvensjonelle tiltaket med investering av ny fasekompensator på 160 MVA på Feda har en samfunnsøkonomisk lønnsomhet på 168.8 millioner kroner. Sammenlignet mellom det å flytte eksisterende fasekompensator med lik ytelse fra Sylling til Feda så har dette tiltaket en samfunnsøkonomisk lønnsomhet på 267.77 millioner kroner. Dynamiske analyser tilsier at en synkronmaskin på denne størrelsen gir svært gode bidrag. Både i form av oppbygging av spenning etter feil, fjernt og nært i forhold til HVDC-omformerne i tillegg til å opprettholde spenningen i nettet etter store og hurtige effektreguleringer i HVDC-kabel som følge av feil i AC-nettet på eksportsiden. Drift av denne maskinen gir at feil i sentralnettet kan oppstå nærmere HVDC-omformerne uten at det oppstår kommuteringssvikt. Grensene ble flyttet på vestlandet fra samleskinnene Evanger3 til Samnang3 og på Østlandet fra O.Vinst3 til samleskinnene Vang og Roan, som er tre stasjoner sør for O.Vinst3. Dette er vist i figur 3.23, på neste side.



Figur 3.23 Sentralnett i Sør-Norge med pålitelighetsgrenser før og etter drift av tiltak 2, 160 MVA fasekompensator i Feda (Egen illustrasjon)

Et av tiltakene i rapporten er i forbindelse med planlagt utvidelse av Tjørhom kraftstasjon med ny maskin på 120 MVA. Der kan det legges til rette for fasekompensatordrift under situasjoner når maskinen skulle stått i ro. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av dette prosjektet er i rapportens beregninger på 129.14 millioner kroner. Dette prosjektet har svært lave investeringskostnader sammenlignet med samtlige av de andre i rapporten. Kostnadene gjør seg derimot svært gjeldende under drift. Maskinen har i motsetning til de andre tiltakene høye antatte driftskostnader som en følge av tilknytning til kraftstasjonen Tjørhom. Kraftprodusentens lønnsomhetstenkning er noe av denne årsaken. Det at avstanden fra HVDC-omformerne til kraftstasjonen er såpass stor gjør at dette tiltaket, ut i fra de dynamiske resultatene, blir svært marginale. Den eneste simuleringen der maskinen

utmerket seg med positivt bidrag var at avstanden til feil kunne reduseres fra samleskinnen O.Vinst3 til Faberg3.

De to siste tiltakene som er presentert i rapporten er basert på superlederteknologi. 12 MVA maskinen kan leveres fra produsent og gir gode dynamiske resultater. Den bidrar til meget god spenningsregulering tatt i betraktning sin nominelle ytelse. Derimot forhindrer den ikke kommuteringsfeil for avstandsfeil i nettet slik maskinen på Tjørhom bidro til. Maskinen har med sine fysiske egenskaper en samfunnsøkonomisk lønnsomhet på 24.56 millioner kroner som er langt over hva en konvensjonell synkronmaskin ville hatt til dette formålet. Dette relateres til at disse maskinene leverer opp til 6.5 ganger ytelse i snitt for de fem første svingningene. Denne teknologien er forventet å kunne bli implementert til større maskiner også, og er her simulert og gjort kostnadsberegninger for mot størrelsen, 100 MVA. De dynamiske analysene er for denne maskinen svært usikre ettersom de kun er basert på 12 MVA maskinen. Regulatorer er blitt tunet, men det antas et stort forbedringspotensial av bidraget fra denne maskinen. Den gir størst bidrag av reaktiv effekt til spenningsstabiliteten i analysene, men reduserer ikke noen kommuteringsfeil som følge av feil ute i kraftnettet slik 160 MVA maskinen gjør. Samfunnsøkonomiske beregninger for denne maskinen gir en lønnsomhet på hele 353.9 millioner kroner. Dette er relatert til de spesielle fysiske egenskapene som følger med superlederteknologi gjennom det høye transiente bidraget. Maskinen er i skrivende stund ikke realisert.

Av de analyserte tiltakene over vil jeg trekke frem argumenter for å gjennomføre tre:

- Det å flytte fasekompensatoren på 160 MVA fra Sylling til Feda gir både svært pålitelige driftsforhold for HVDC-omformerne og god lønnsomhet i prosjektet. Ettersom vær-situasjonene stadig blir mer ekstreme er det ikke utenkelig at vi en sommer møter lasten med lave magasiner og må importere i stor skala som gjør driften svært sårbar uten denne formen for sikkerhet.
- Fasekompensatordrift av generatorer i forbindelse med vannkraft er en drift jeg tror det kommer til å vokse frem flere eksempler på i fremtiden ved

reinvesteringer i eksisterende kraftstasjon. Det er en økt utnyttelse som er samfunnsøkonomisk lønnsom. Kraftmarkedsmessig er det et nytt og spennende aspekt i dette med forhandling av reaktiv effekt mellom kraftprodusenter som ville muliggjort flere driftstimer i året og økt ytelsen.

- 12 MVA SuperVAR har en investeringskostnad på 13.92 millioner kroner. Med kortslutningsytelsen som denne maskinen bidrar med, så vil den øke påliteligheten i stor grad for HVDC-omformerne.

6 REFERANSER

- Baur Ulf (Statnett), e-post korrespondanse vedrørende *HVDC-teori*, Oslo, mai 2008
- Bjørgvik G, Statnett SF – telefonsamtale 16.06.08
- Davies et.al, “Systems with multiple DC infeed”, Winnipeg, 2008
- Haugseth P, ABB – telefonsamtale 17.06.08
- Kalsi S, et al. “Superconducting Dynamic Synchronous Condenser For Improved Grid Voltage Support”, 2003
- Karijord K, ”Funksjonsbeskrivelse og operatørveiledning – regulatorfunksjoner for Frogner F1 fasekompensator (+250/-80MVar)”, 2006
- Kirkeluten Ø, “Påregnelig nytteverdi av fasekompensator i Kristiansand,” Internt notat i Statnett, 2006
- Kirkeluten Ø, ”samtale vår 2008” Oslo, 2008
- Kirkeluten Ø ”samtale 29.05.08” Oslo, 2008
- Krishnaya et al. “IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities”, 1997
- Kundur P, *Power System Stability and Control*, Tata Mc Graw-Hill Edition, New York, 1994
- Kundur P, “Definition and classification of power system stability” IEEE/CIGRE, 2003
- Hubert C. I., *Electric Machines – Theory, Operation, Application, Adjustment, and Control*, Prentice Hall, New Jersey, 2002
- Mohan N, Underland T. M., Robbins W. P., *Power Electronics – Converters, Applications and Design*, Wiley, USA, 2003
- NVE, ”Samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter”, Oslo, 2003
- Samfunnsøkonomisk metodegruppe – Statnett, ”Håndbok for samfunnsøkonomiske analyser i Statnett”, Oslo, 2006
- Siemens manual “High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange” Erlangen, ukjent årstall

Sintef “Planleggingsbok for Kraftnettet” Trondheim, 2005

Statnett SF, Internt notat vedrørende vurdering av HVDC kabelprosjekter (uten tittel), Oslo, 2005

Statnett SF, ”<http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1497>”, 2008

Stephen D. D., *Synchronous Motors and Condensers*, Chapman & Hall LTD, London, 1958

Walve K, *Kraftsystemets dynamikk och dimensjonering*, Svenska Kraftnet, Vallingby, 2007

Wenhao X et al. “A Modell of HVDC Control System Based on Hybrid Petri Net”, 2005

Working group No 4, “Analysis and optimization of SVC use in transmission systems – Task Force No 4”, F-75010 PARIS, 1993

7 VEDLEGG

V 1 – Forutsetningsnotat til Lettlastmodell 2007

Innledning

Utviklingen i Norden, ved stadig økende forbruk kombinert med styrkende forbindelser til kontinentet, gjør det utfordrende å sikre en pålitelig energileveranse under alle driftsforhold.

Forventede prosjekter som Skagerrak 4 vil være med på å sikre energiforsyningen, men kan også bidra til en større risiko fordi avhengigheten til energileveransen fra HVDC kablene blir større.

Dette notatet tar i korte trekk for seg to scenarier avhengig av årstidene; sensommer og vår, som vil være av de mest kritiske for nettlasten. Lasten i seg selv er ikke stor, men det er dynamikken mellom økt import fra kontinentet og økt eksport til Sverige som forventes å forverre situasjonen på Øst og Sørlandet i forhold til for svak kortslutningsytelse under sensommeren og spenningssvikt under vårsituasjonen før flommen tiltrer. Det blir også sett på nettflyten mot nord som i stadig større grad merker restriksjoner på energitilstrømningen ettersom veksten fortsetter i Midt-Norge.

Scenario 1 Sensommer - økt import fra sør og eksport mot Sverige

Dette scenariet tar for seg sensommer når produksjonen i Norge er lav, importen fra kontinentet høy, og eksporten mot Sverige stor. Et annet aspekt som også kommer inn er Midt-Norge som stadig blir mer sårbare i forhold til flaskehalsen inn mot området og eventuelle spenningskollapser som følge av dette.

I begynnelsen av 2008 starter kommersiell drift av kabelen NorNed som forbinder det nordiske og det europeiske markedet sterkere sammen. Samtidig som dette bidrar til – på sikt – økonomisk lønnsomhet for Statnett, vil det også føre til tekniske utfordringer.

Denne perioden av året, når forbruket er lavt og prisene synker, er det realistisk å forvente en lav produksjon fra de norske kraftverkene når produsentene venter høyere pris utover høsten og vinteren. I tillegg antas det at store deler av den termiske produksjonen i Sverige reduseres som følge av produksjonsstans under vedlikehold i denne perioden. Dette leder til en økende lastoverføring østover via Sørlandsnittet og Flesakersnittet.

Selv om lasten fra husholdningen reduseres i denne årstiden opprettholdes industrilasten. Industrilast av betydning for denne modellen er lokalisert på Vestlandet og Midt-Norge som kan gi utslag i en stor energiflyt nordover fra kabelforbindelser i sør dersom det er liten vannkraftproduksjon i Sør-Norge.

Feil i 300 kV nettet kombinert med høy import fra kontinentet gjør vekselretteren sårbar mot kommuteringssvikt som kan føre til full driftsstans.

Når strømretterens forbruk går til null ved feil, vil den kapasitive ytelsen fra filterne sendes ut på nettet som vil gi uheldige spenningsfluktasjoner i nettet.

Scenario 2 Vårknapphet – lite produksjon og normal last

Vårscenariet omhandler nettet under knapphetssituasjoner. Karakteristisk for denne tiden er lav elvekraftproduksjon og lave magasinnivåer i Norge.

Lasten i denne perioden vil ligge et sted mellom vinter og sommerlast. Produksjonen fra vannkraft avtar utover våren, ettersom magasinene nærmer seg ”laveste regulerte vannstand”, LRV, og elvekraften reduseres. Disse fenomenene oppstår utover våren når tilsiget avtar før vårflommen setter inn.

Generelt vil mangelen på kraft gi uheldige forhold over store deler av nettet. Med stillestående generatorer mister en kortslutningsytelsen i disse områdene som gjør nettet sårbart.

Vestlandet står for en stor del av kraftproduksjonen i landet, og vil i tillegg til å forbruke deler av denne, levere til områder i god avstand. Typiske mottakere av denne kraften er Osloområdet og Midt-Norge. Osloområdet har forholdsvis høy last denne tiden av året og har behov for import over flere snitt.

Midt-Norge vil som vestlandet, være berørt av lite tilsig og kraftproduksjon, men også flaskehalsler inn mot området som gjør seg gjeldende i minst like stor grad som for Osloområdet.

Begge overnevnte områder, Midt-Norge og Osloområdet, risikerer å bli utsatt for ustabilitet i form av pendlinger, spenningsdipper og i verste fall spenningskollaps. Årsaker til dette skyldes de lange avstandene og det svake nettet. Lite produksjon i området er selvsagt også av vesentlig betydning.

Import fra kontinentet vil bistå produksjonen og stabiliteten i nettet i Norge. Det vil gi en forsterkning i forhold til spenningsstabiliteten i Sør-Norge, samtidig som denne kraften kan bidra med import til Osloområdet.

V 2 – Terminologi for Stabilitetsaspekt

Stabilitetsaspektet i et kraftsystem er ofte svært komplekst. En oversikt over grunnleggende prinsipper og fakta med terminologi blir gitt for klargjøring for lesere av denne rapporten. Dette vedlegget er delvis hentet ut fra: "ANALYSIS AND OPTIMIZATION OF SVC USE IN TRANSMISSION SYSTEMS – Task Force No 4 of Working Group 38.05 – 1993" og "Definition and classification of power system stability".

Det skilles mellom rotorvinkel og spenningsstabilitet. For begge innfallsvinkler er dette aspektet todelt:

- Småforstyrrelsestabilitet (Small-signal stability)
- Storforstyrrelsestabilitet (Large-signal stability)

Rotorvinkelstabilitet

- Småforstyrrelse-rotorvinkelstabilitet har dynamikk med endringer så små at karakteristikken til systemet under forstyrrelsen kan lineariseres.
 - *En generator eller roterende maskin i kraftnettet er synkron stabil dersom den etter en påvirkning i nettet forblir i synkronisme.*
- Storforstyrrelse-rotorvinkelstabilitet, eller transient stabilitet som det ofte refereres til, er tilfelle når systemet blir utsatt for en stor feil (ofte modelleres denne forstyrrelsen som trefase kortslutning) som resulterer i store utslag i rotorens posisjonsvinkel.
 - *Et kraftsystem er transient stabilt dersom det etter en stor feil, når en tilfredsstillende stasjonær tilstand.*
- Begge av overnevnte aspekt for rotorvinkelstabilitet karakteriseres som korttidsstabilitet (short term stability).

Spenningsstabilitet

- Småforstyrrelse-spenningstabilitet oppstår ofte etter påvirkninger som små forstyrrelser i form av endringer i systemets last. Også for spenningsmåstabilitet kan systemet lineariseres.
- Storforstyrrelse-spenningstabilitet refereres det til dersom systemet etter en stor feil, som en trefaset kortslutning eller tap av en produksjonsenhet, klarer å opprettholde systemets spenningskrav.
- Korttids spenningsstabilitet innebærer dynamikk av raske lastkomponenter som induksjons motorer, elektronikkregulerte laster og HVDC omformere. Tidsaspektet er her innenfor sekundområdet.
- Langtids spenningsstabilitet innebærer aspekter med komponenter som agerer sakte mot systemendringer. Trinnkoblede transformatorer, termostatiskregulerte laster og feltstrømbegrenser til generator er komponenter som bidrar til denne langtidsdynamikken. Tidsaspekt i denne dynamikken kan ofte være over flere minutter.

Spenningsstabilitet VS rotorvinkelstabilitet

Begge stabilitetsaspektene er avhengig av før-feil-tilstandene til systemets aktive og reaktive effektlyt. Derimot er de største uavhengighetspåvirkninger basert på spesifikke motsatte krefter som oppfatter en kontinuerlig ubalanse.

V 3 – PSS/E – Maskinmodeller fra dyr-fil

```

/* Ny generator på Fedra fra Sylling som kan gå på tomgang:
54030 'GENSAL' 1 10.8 .05 .25 2.2 0
1.430 .870 .350 0.21000 .170
.10 .30/
54030 'USRMDL' 1 'NOREX1' 4 0 3 16
5 7 0 1 0
0.03 346 1.04 11.8 0.03
33.5 1.0 0.03 10.0 0.000
13 -13 13 -9.5 13
1.5/

```

```

/* Ny generator på Tjoehom som kan gå på tomgang:
54156 'GENSAL' 3 10.8 .05 .25 2.2 0
1.430 .870 .350 0.19000 .170
.10 .30/
54156 'USRMDL' 3 'NOREX1' 4 0 3 16
5 7 0 1 0
0.03 346 1.04 11.8 0.03
33.5 1.0 0.03 10.0 0.000
13 -13 13 -9.5 13
1.5/

```

```

/* Dynamic Super Synchronous Condenser 12 MVA:
54033, 'GENSAE' , 1 , 7.31012 , .1035 , .2242 , 1.55 ,
0.01 , .422 , .422 , .3100 , .2280 , .1368 , 0 , 0/

54033, 'SEXS' , 1 , 0.1 , .5 , 5000 , .05 , -8.0 , 8.0 /

54033 , 'MAXEX2' , 1 , 1 , 1.4 , 1.32 , 90 , 1.392 , 30 , 1.6 , 15 , 1 , .007 , -999 /

```

```

/* Dynamic Super Synchronous Condenser 100 MVA:
54034, 'GENSAE' , 1 , 7.31012 , .1035 , .2242 , 1.55 ,
0.01 , .422 , .422 , .3100 , .2280 , .1368 , 0 , 0/

54034, 'SEXS' , 1 , 0.033 , 6 , 1500 , .05 , -20.0 , 20 /

54034 , 'MAXEX2' , 1 , 1 , 1.4 , 1.32 , 90 , 1.392 , 30 , 1.6 , 15 , 1 , .007 , -999 /

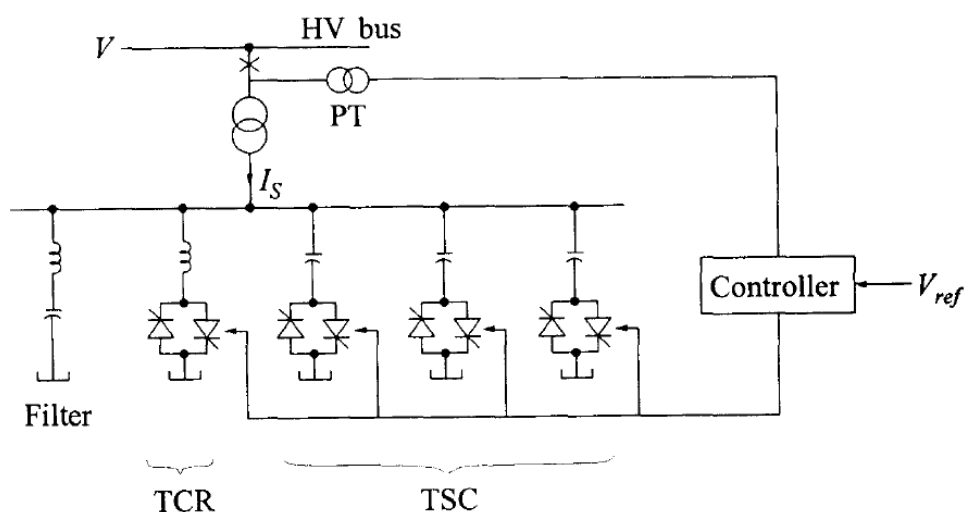
```

V 4 – Teori og anvendelse av SVC

SVC(Static Var Compensator) har, siden den ble tatt i bruk i 1978, vært en viktig komponent i kraftsystemer over hele verden. Bruk av tyristorteknologi sammen med kondensatorbatterier og reaktorer gjør spenningsreguleringen dynamisk kontinuerlig, hurtig og med høy nøyaktighet(Working group No 4 og Mohan 2003).

V 4-1 Oppbygging og tilkobling

Komponenten er koblet som en shuntkomponent, altså direkte til jord ved tilkoblingspunktet. Oppbyggingen av en SVC er gjort med parallellkobling av flere kondensatorbatterier, avhengig av størrelse, og oftest én reaktor. Både kondensatorbatteriene og reaktoren er parallellkoblet i serie med toveis tyristorbrytere, vist i Figur 1. I dag brukes det tyristorbrytere til både reaktor og kondensator som konvensjonelle TCR (Thyristor Controlled Reactor) og TSCer (Thyristor Switched Capacitor). Tyristorbryternes egenskaper sørger for en rask kobling av kondensatorbatteriene og regulering av reaktoren.



Figur 1 SCV bestående av reaktor(TCR), kondensatorbatterier(TSC), toveistrystorbryter og filter (Kundur 1994)

Filtre i parallellkobling med TSC og TCR i figur 1 bidrar til å filtrere ut de TCR-genererte harmoniske svingningene. Spenningen blir regulert ut i fra nivået til høyspentskinnen via måletransformator.

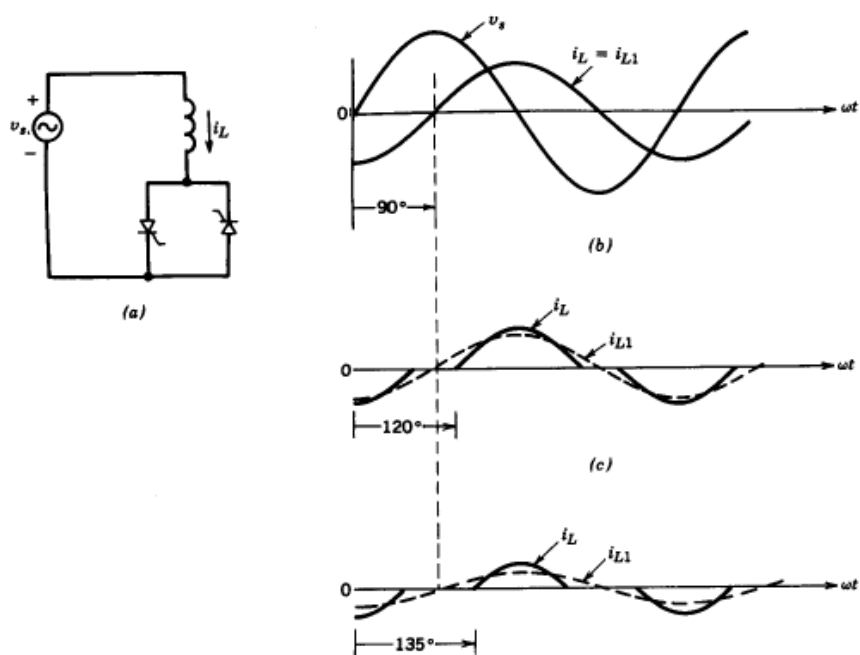
V 4-2 Matematiske sammenhenger og karakteristikk

Thyristor Controlled Reactor

TCR driftes som en kontinuerlig regulerbar reaktor. Fordi spolen har den matematiske sammenhengen:

$$i_l = L \frac{dv_l}{dt} \quad (\text{v.1})$$

og den er i serie med en toveistyristorbryter, så vil bidraget – avhengig av strømamplituden – variere som en funksjon av tennvinkelen på tyristorventilene som illustrert under.



Figur 2 TCR og det induktive bidraget som funksjon av tennvinkelen (Mohan 2003)

Figur 2 b, viser reaktorens fulle virkning med tennvinkel $\alpha = 0^\circ$, som gir rms verdien:

$$I_l = V_s B_l \quad (\text{v.2})$$

Som igjen gir det reaktive bidraget:

$$Q_l = V_s^2 B_l \quad (\text{v.3})$$

Figur 2 c og d, viser hvordan det induktive bidraget reduseres som funksjon av økt tennvinkel, α . Forholdet mellom induktivt bidrag og tennvinkel er:

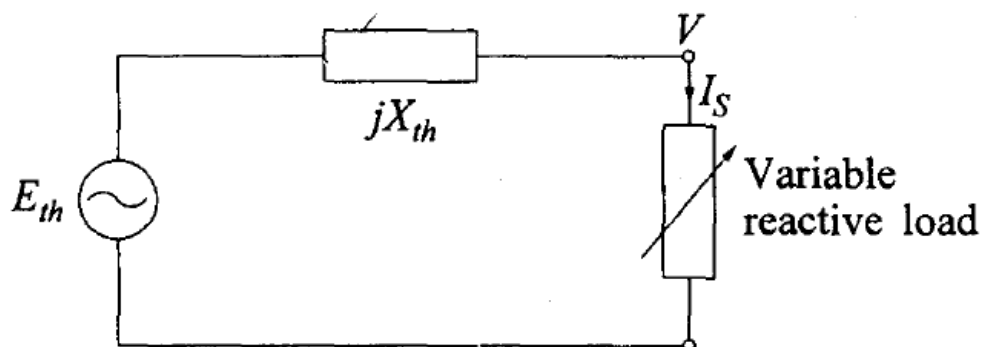
$$I_L = V_s B_l \frac{1}{\pi} (2\pi - 2\alpha + 2\sin 2\alpha) \quad \frac{1}{2}\pi \leq \alpha \leq \pi \quad (\text{v.4})$$

Thyristor Switched Capacitor

En TSC er en shunt komponent som, på grunn av tyristorbryteren, er mye hurtigere enn et konvensjonelt kondensatorbatteri. I tillegg til hurtigheten er vedlikeholdet mye lavere da det ikke er noen mekaniske brytere til stede.

Systemkarakteristikk

Et kraftsystems systemkarakteristikk brukes her for å vise sammenhengen mellom lastendringer og en SVCs bidrag til spenningsstabilitet. Figur 3 viser theveningekvivalenten til et HVAC-nett.



Figur 3 Theveningekvivalentkrets over HVAC system (Kundur 1994)

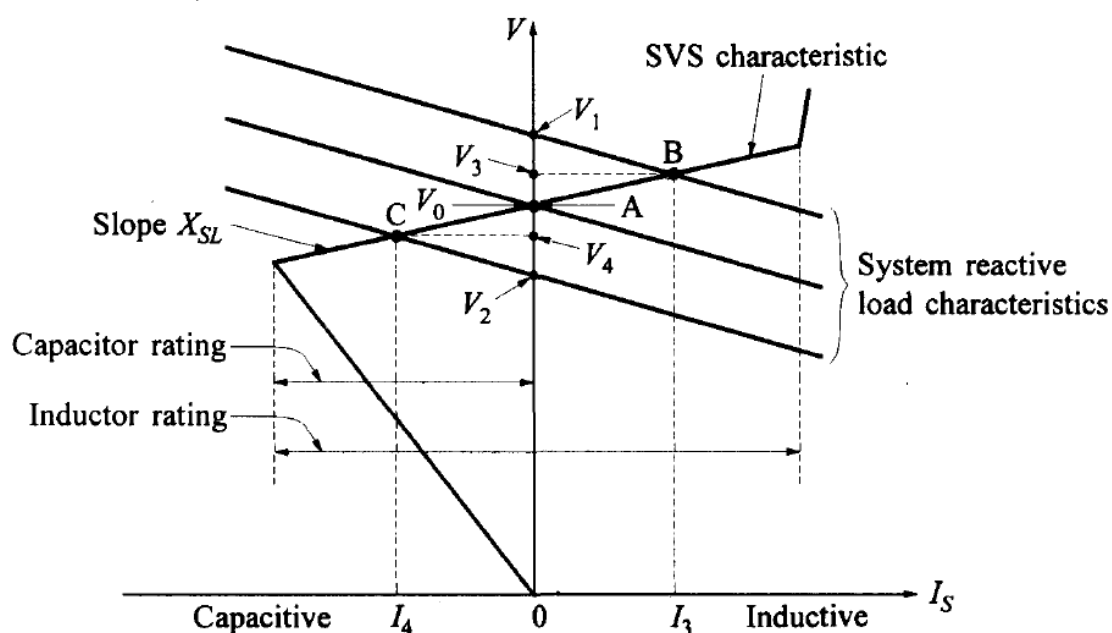
Systemkarakteristikken beskrives matematisk:

$$V = E_{th} - X_{th} I_s \quad (\text{v.5})$$

SVC er i prinsippet en selvregulerende susceptans som agerer etter nettets theveninekvivalent til enhver tid. SVC-karakteristikken innenfor sitt arbeidsområde er beskrevet:

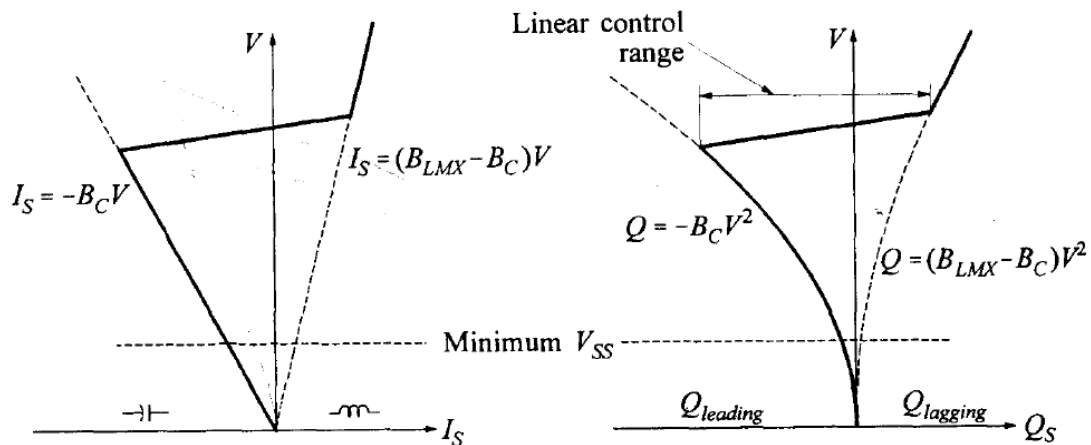
$$V = V_0 + X_{sl} I_s \quad (v.6)$$

X_{sl} , beskriver reaktansens helning. Figur 4 under, viser sammenligningen av karakteristikken til systemet og til det statiske var systemet(SVS, som her tilsvarer et SVC anlegg) i samme diagram.



Figur 4 Grafisk fremstilling av tre lastscenarier som gir driftspunkt ved sammenfalling mot SVS-karakteristikken (Kundur 1994)

Som det kommer frem av grafen har SVC-en begrensninger til hvor høye og lave systemspenninger den klarer og kompensere for. Figur 5 under, viser til venstre strøm-spenning-karakteristikken og arbeidsområdet til SVC-en som begrenses mot venstre av kondensatorbatteriets susceptans (B_c), og mot høyre – reaktorens susceptans ($B_{LMX} - B_c$).



Figur 5 Strøm – spenningskarakteristikk til venstre, og Spenning – reaktiv effektkarakteristikk til høyre (Kundur 1994)

En kan se ut i fra figur 5 at arbeidsområde til SVCen er innenfor susceptansdifferans til kondensatorene og reaktoren(e). Dersom systemspenning faller under kritisk verdi¹⁹ etter en forstyrrelse i nettet mister systemet den positive virkningen til SVCen. Det som skjer er at samleskinnespenning (her også systemspenning), følger kurven til kondensatorbatteriet,

$$Q = -B_C V^2 \quad (v.7)$$

som illustreres i 2. kvadrant i figur 5 til høyre på spenning - reaktiv effektkarakteristikken. Når det reaktive bidraget faller med kvadratet av spenningen slik likning (v.7) viser, faller spenningen ytterligere. Dersom ikke lastfrakobling (LFK) slår inn tidsnok i systemet, eller andre tiltakt utføres slik at spenningen ”bygges” opp igjen, vil nettet nærme seg spenningskollaps og nettet bryte sammen. SVC-ene er innstilt med automatisk frakobling ved visse spenningsnivåer for at de under kritiske situasjoner ikke skal bidra negativt slik det er beskrevet over.

Plassering, dimensjonering og korrekt regulering er viktig for at en SVC skal utnytte sitt potensial maksimalt, blant annet for å opprettholde systemspenningen og dempe utsvingninger i nettet.

¹⁹ Med kritisk verdi menes det at systemspenningen sammenfaller med SVC-karakteristikkens kapasitansmerkedata.

V 5 – Kostnadstabell for fasekompensatordrift av Tjørhom

Beskrivelse av tiltak	Kostnad
Generatoren i seg selv må utstyres med luftkompressorsystem med kapasitet for å senke vannivået i sugerøret slik at turbinen ikke roterer med motstand i fasekompensatordrift.	800 000,-
Nivåmålere og motorstartere med tilhørende kontrollanleggsfunksjoner og overvåkningsanlegg av luftkompressorsystem	400 000,-
Rørøpplagg for kjølesystem til øvre og nedre spalte på turbin	200 000,-
Sperrevann til pakkboksene tas ut i eget uttak med utstyr som rørøpplagg, filter, manuell ventil og strømningsvakt for vann til pakkboksen til turbinanretningen	150 000,-
Ekstra kjølevannspumpe med rørøpplagg til kjølevannsbassenget. Det installeres en ekstra pumpe for å oppnå større fleksibilitet med to uavhengige rørsystem til kjølevannsbassenget	150 000,-
Elektrisk brems med bremsetransformator, lavspennet bremsebryter og funksjonalitet i spenningsregulator og kontrollsystem for styring og overvåkning av bremseprosessen	1 000 000,-
Ekstra arbeider for tiltak mot turbinen som boringer, stusser, flenser og ventiler	100 000,-
Kontrollanleggsfunksjoner og kabling	500 000,-
Prosjektering, utprøving, idriftsettelse og oppfølging	400 000,-
Uforutsette hendelser	400 000,-
Totalsum	4 100 000,-

V 6 – PSS/E – filer

Simuleringer-analyse.idv

```
@! Fil som definerer ønskede simuleringer med nødvendige fil-navn og total
simuleringstid
@!
@! Forutsetter at STRT er sjekket på forhand
@!
@! "ladda-og-kjor.idv" utfører følgende:
@!Læser inn case og snp, samt gjør nødvendige endringer i snappen.
@!Kjører SRT.
@!Kaller opp "simdef.idv" og sender med listfil og total simuleringstid
@!
@! "simdef.idv" kjører selve simuleringen og må settes opp for hver enkelt
hendelse som skal simuleres
@!
@! case, snap og kanalfil skal ligge i case-mappen, dvs i den mappe der den
dynamiske modellen for det aktuelle caset ligger
@! simdef.idv og pfk-fil(er) skal ligge i ...\"case-
mappe\"\\Analyse\\\"simuleringsmappe\", dvs en mappe som er unik for den enkelte
hendelse som skal simuleres. List- og resultatfil blir generert i denne
mappe.
@! For hver hendelse som skal simuleres trengs dermed en filsti til
\"simuleringsmappen\", og et kall til \"ladda-og-kjor.idv\" med spesifiserte
variabler. Se malen nedenfor.

@! MAL
@! PATH
@! 'C:\Master\halvor\"
@! @input ladda-og-kjor.idv  'case' 'snap' '&out-fil' '&list-fil'
'simuleringstid'

@!-----Simuleringer-----

PATH
'C:\Master\halvor\utfall1\'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak0.sav', 'c.test.snp',
'&1.utfall_0.tiltak.out', '&listfil0.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak1.sav', 'c.test.snp',
'&1.utfall_1.tiltak.out', '&listfil1.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak2.sav', 'c.test.snp',
'&1.utfall_2.tiltak.out', '&listfil2.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak4.sav', 'c.test.snp',
'&1.utfall_4.tiltak.out', '&listfil4.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak5.sav', 'c.test.snp',
'&1.utfall_5.tiltak.out', '&listfil5.lis', '20.0'
@!      Gjør 5 utfallsanalyser (Feda - Kr.sand) med 5 ulike tiltak.

PATH
'C:\Master\halvor\utfall2\'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak0.sav', 'c.test.snp',
'&2.test50utfall_0.tiltak.out', '&listfil0.lis', '50.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak1.sav', 'c.test.snp',
'&2.test50utfall_1.tiltak.out', '&listfil1.lis', '50.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak2.sav', 'c.test.snp',
'&2.test50utfall_2.tiltak.out', '&listfil2.lis', '50.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak4.sav', 'c.test.snp',
'&2.test50utfall_4.tiltak.out', '&listfil4.lis', '50.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak5.sav', 'c.test.snp',
'&2.test50utfall_5.tiltak.out', '&listfil5.lis', '50.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'alletiltak.sav', 'c.test.snp',
'&2.test50utfall_alletiltak.out', '&listfilalle.lis', '50.0'

PATH
'C:\Master\halvor\utfall3\'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak0.sav', 'c.test.snp',
'&3.utfall_0.tiltak.out', '&listfil0.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak1.sav', 'c.test.snp',
'&3.utfall_1.tiltak.out', '&listfil1.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak2.sav', 'c.test.snp',
'&3.utfall_2.tiltak.out', '&listfil2.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv,      'tiltak4.sav', 'c.test.snp',
'&3.utfall_4.tiltak.out', '&listfil4.lis', '20.0'
```



```
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak5.sav', 'c.test.snp',
'&3.utfall_5.tiltak.out', '&listfil5.lis', '20.0'
```

PATH

```
'C:\Master\halvor\utfall4\'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak0.sav', 'c.test.snp',
'&4.utfall_0.tiltak.out', '&listfil0.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak1.sav', 'c.test.snp',
'&4.utfall_1.tiltak.out', '&listfil1.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak2.sav', 'c.test.snp',
'&4.utfall_2.tiltak.out', '&listfil2.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak4.sav', 'c.test.snp',
'&4.utfall_4.tiltak.out', '&listfil4.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak5.sav', 'c.test.snp',
'&4.utfall_5.tiltak.out', '&listfil5.lis', '20.0'
```

PATH

```
'C:\Master\halvor\utfall5\'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak0.sav', 'c.test.snp',
'&5.utfall_0.tiltak.out', '&listfil0.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak1.sav', 'c.test.snp',
'&5.utfall_1.tiltak.out', '&listfil1.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak2.sav', 'c.test.snp',
'&5.utfall_2.tiltak.out', '&listfil2.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak4.sav', 'c.test.snp',
'&5.utfall_4.tiltak.out', '&listfil4.lis', '20.0'
@input ladda-og-kjor.idv, 'tiltak5.sav', 'c.test.snp',
'&5.utfall_5.tiltak.out', '&listfil5.lis', '20.0'
```

@END

ladda-og-kjor.idv

MENU,OFF /* FORCE MENU TO CORRECT STATUS

```
@input kirkeluten.idv, '%1%', '%2%'
```

STRT

%3%

0

```
@input &simdef.idv, '%4%', '%5%'
```

ECHO

@END

simdef.idv (for utfall 2)

MENU,OFF /* FORCE MENU TO CORRECT STATUS

```
@! Utfall av dobbeltlinje mellom Tonstad (54032) og Feda (54102)
```

PDEV

2 0 1

%1%

ODEV

2 0 1

%1%

RUN

1.0000,0,1,0

BAT_DIST_BRANCH_FAULT, 54032, 54102, "1" ;

BAT_DIST_BRANCH_FAULT, 54032, 54102, "2" ;

RUN

1.1,0,1,0

BAT_DIST_CLEAR_FAULT, 1 ;

BAT_DIST_CLEAR_FAULT, 2 ;

BAT_DIST_BRANCH_TRIP, 54032, 54102, "1" ;

BAT_DIST_BRANCH_TRIP, 54032, 54102, "2" ;

RUN

%2%,0,1,0

ODEV

7

PDEV

7

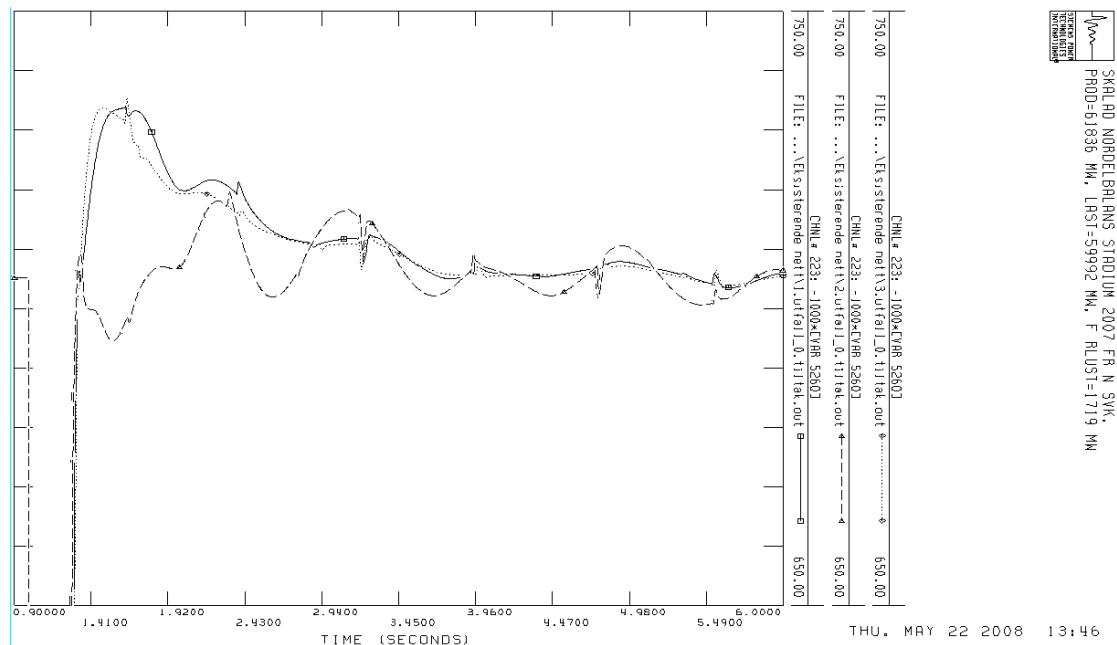
ECHO
@END

Kirkeluten.idv (over 4 kolonner)

rstr	54109	5258	54042,54032,1
%2%	54194	5259	
ALTR	54474,1	5260	54042,54032,2
6	54030	5261	
N	54033	5267	54012,54022,1
Y	54022	5275	
,,0.0025,,,		5276	54016,54022,1
N	5	5285	
N	54156,1	5286	50485,54022,1
0	54020	5287	
0	54109	5288	54020,54022,1
lofl	54194	5289	
case	54474,1	5290	50450,54022,1
%1%	54030	5291	
size	54033	5292	50451,54022,2
conl all	54022	5293	
40 60		5358	54891,54032,1
0 100	6	5359	
1	54156,3	5360	54991,54022,1
cong all	54020	5361	
ordr	54109	5367	
fact	54194	5375	1
tysl	54474,1	5376	54034
	54030	5385	
fact	54033	5386	2
rtrn		5387	54034
	7	5388	
	54156,1	5389	3
chan	54020	5390	54034
	54109	5391	
1	54194	5392	4
54156,3	54474,1	5393	54034
54020	54030	5071	
54109	54033	5072	5
54194		5076	54034
54474,1	8	5078	
54030	54156,3	5403	5
54033	54020	5404	54034
54056	54109	5408	
54105	54194		6
	54474,1	21	54034
2	54030	54156,3	
54156,3	54033	54020	7
54020		54109	54034
54109	12	54194	
54194	54152	54474,1	8
54474,1	54032	54030	54034
54030	54022	54033	
54033	54030		12
	54033	16	54034
3		54152,54102,1	
54156,3	14		19
54020	54152	54152,54162,1	5281
54109			5282
54194	54032	54102,54032,1	5283
54474,1			5284
54030	54022	54102,54032,2	5262
54033			5284
		54052,54032,1	
4	19		0
54156,3	5306	54022,54032,1	
54020	5307		

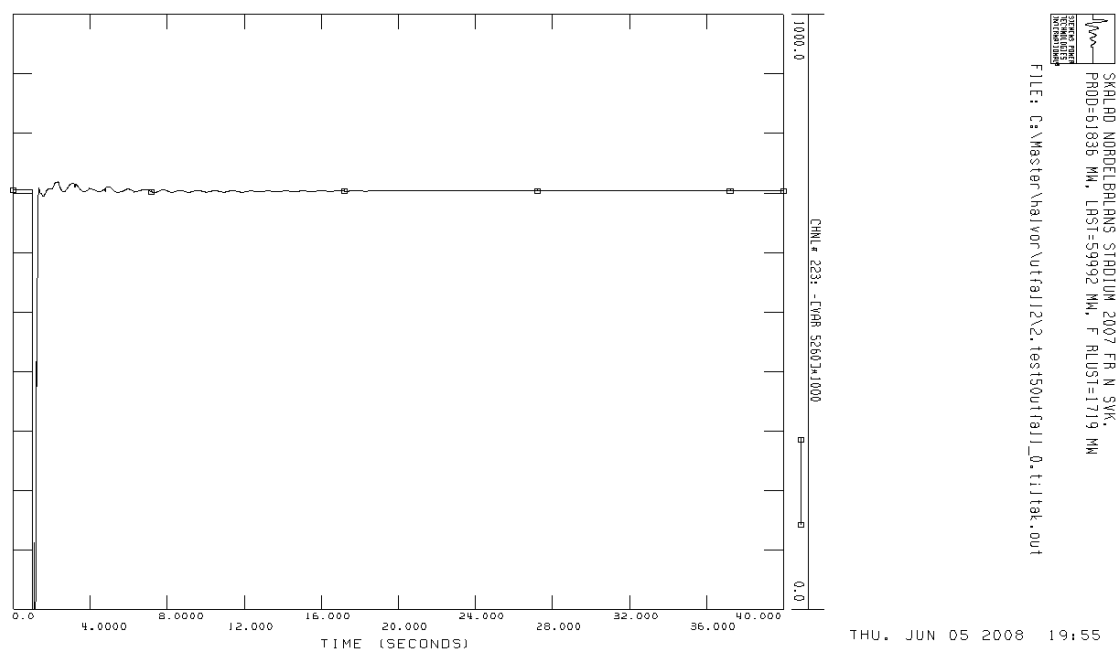
V 7 – PSS/E – Utfyllende simuleringer

V 7-1 Forstyrrelser av uregelmessigheter ved 3.2; 3.9; 4.75; 5.55 sekunder



Effekt i vekselretter (MW) på Feda uten tiltak for utfall av: Feda – Kristiansand; Feda – Tonstad (1 og 2); Arendal - Porsgrunn.

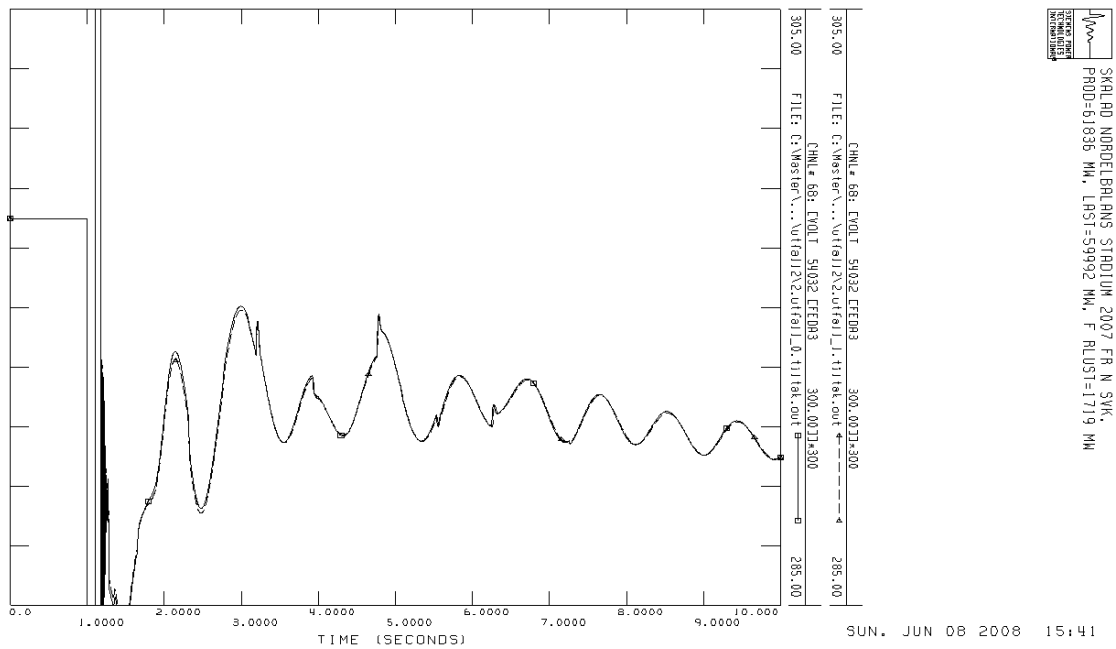
V 7-2 Verifisering av konvergerende nett



Effekt i vekselretter (MW) på Feda uten tiltak for utfall av: Feda – Tonstad (1 og 2)

V 7-3

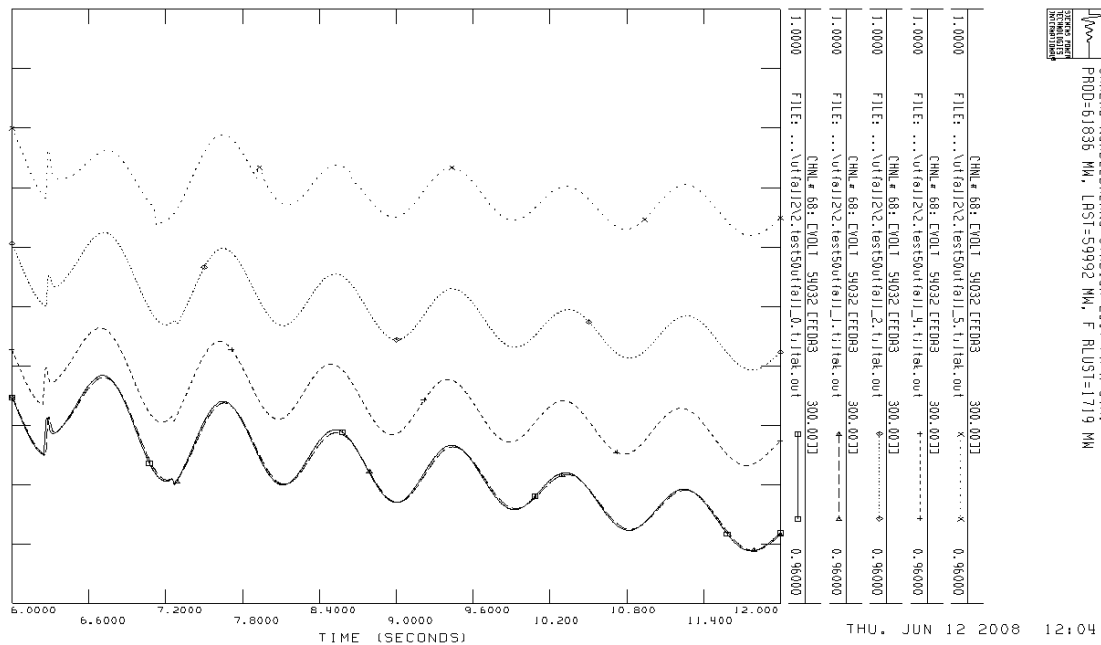
Verifisering av neglisjerbart bidrag av ny maskin i Tjørhom ved utfall av dobbeltlinje mellom Feda og Tonstad.



Spenning ved Feda (kV) uten tiltak og med ny maskin i Tjørhom for utfall av: Feda – Tonstad (1 og 2)

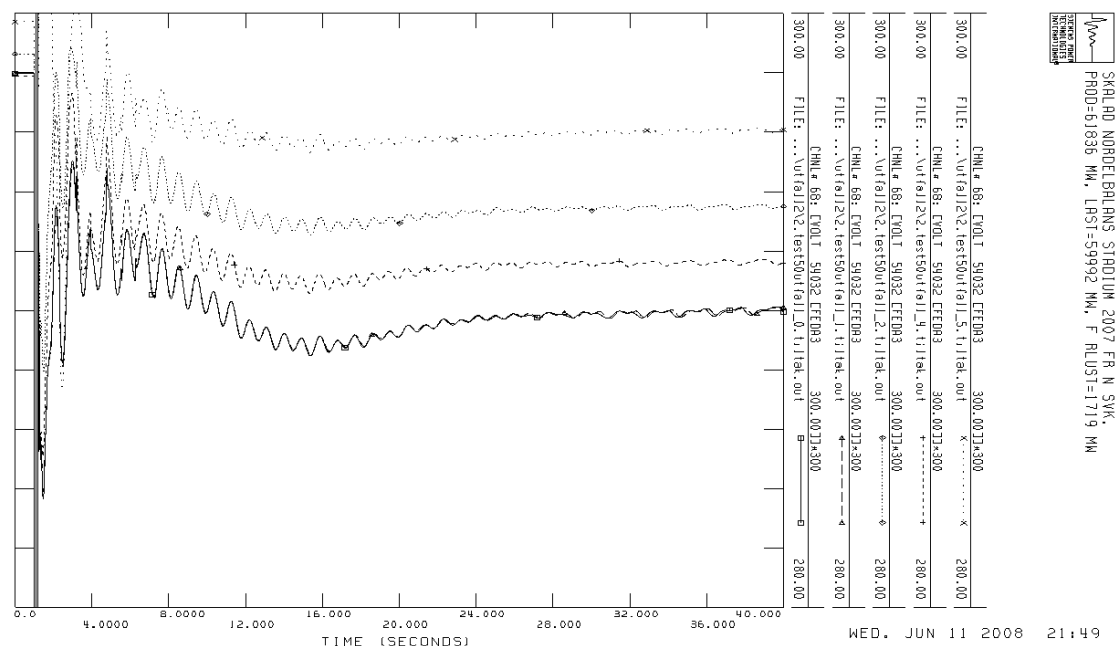
V 7-4

Verifisering av dempende sprang i spenning



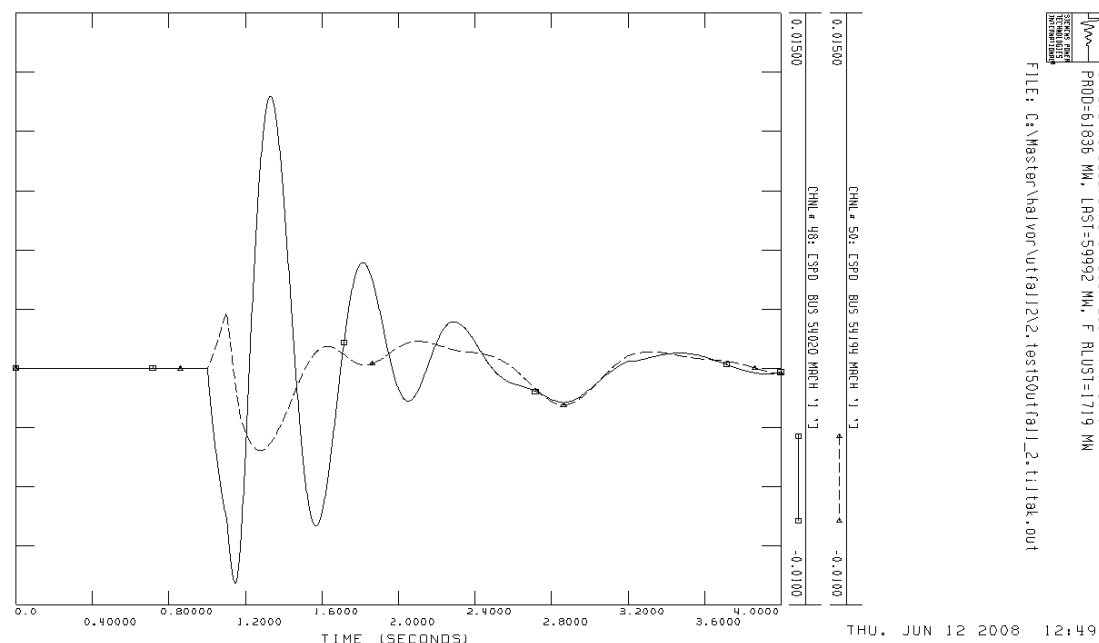
Spenning i Feda (pu) uten og med samtlige tiltak etter utfall av dobbeltlinje mellom Feda og Tonstad.

V 7-5 Spenning i Feda som viser et udempet system for kraftsystemet uten noen form for tiltak under de 39 første sekundene.



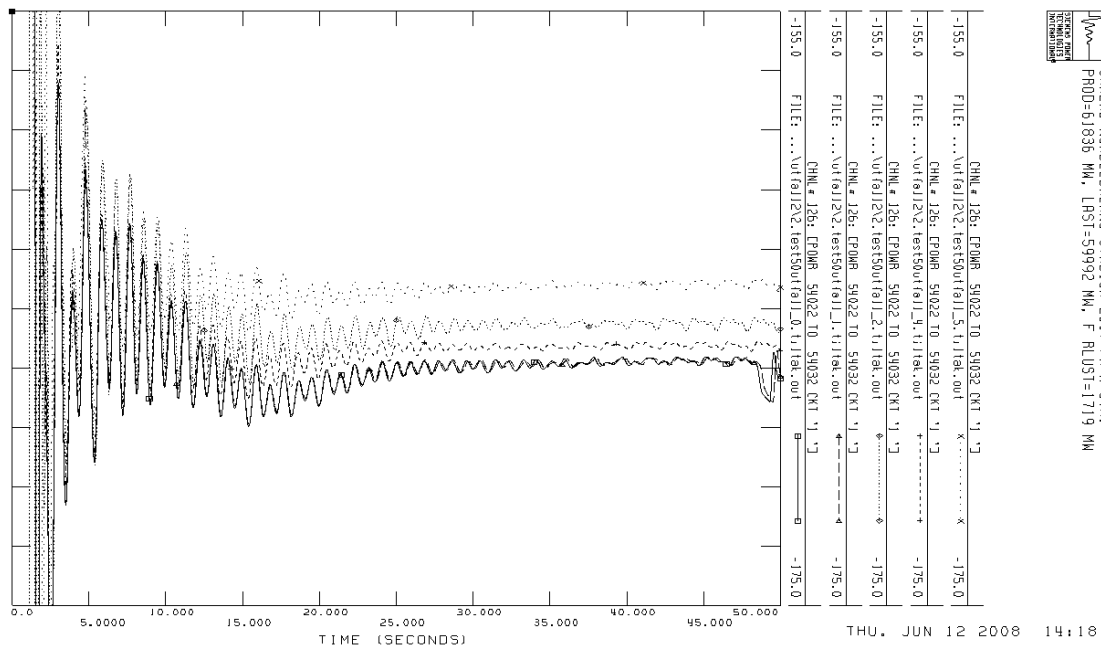
Spenning i Feda (kV) for nett uten og med samtlige tiltak etter utfall av dobbeltlinje mellom Feda og Tonstad.

V 7-6 Hastighetsvariasjoner til maskiner mellom lokale områder.



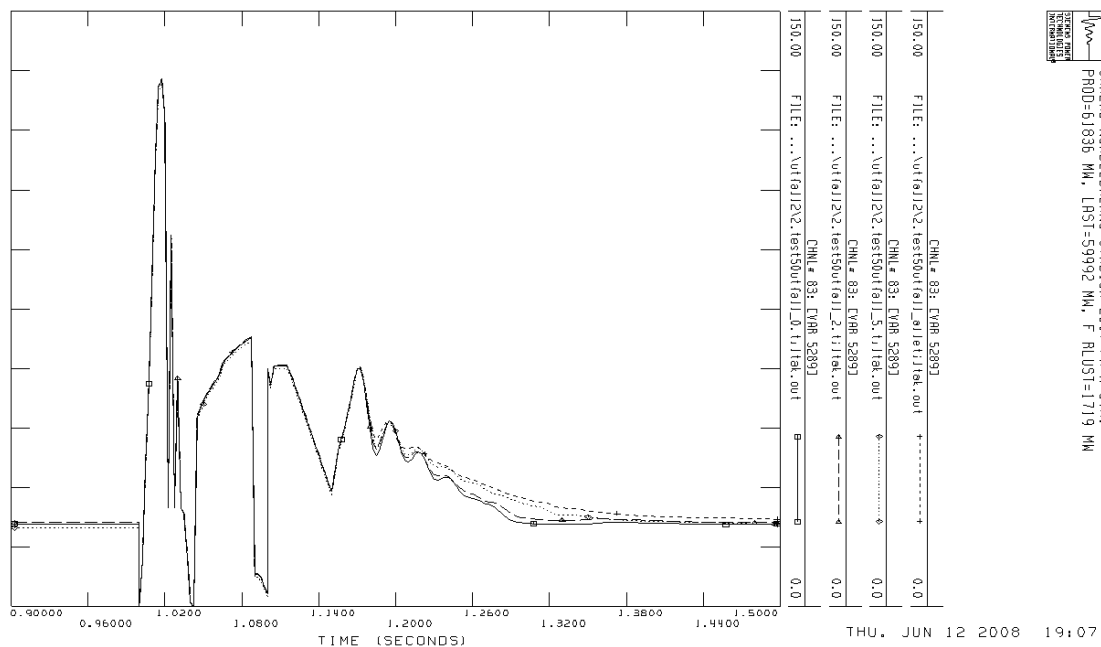
Rotorhastighet (pu) for fasekompensator i Kristiansand og generator ved Lysebotn kraftverk.

V 7-7 Effektpendlinger mellom Feda og Kristiansand



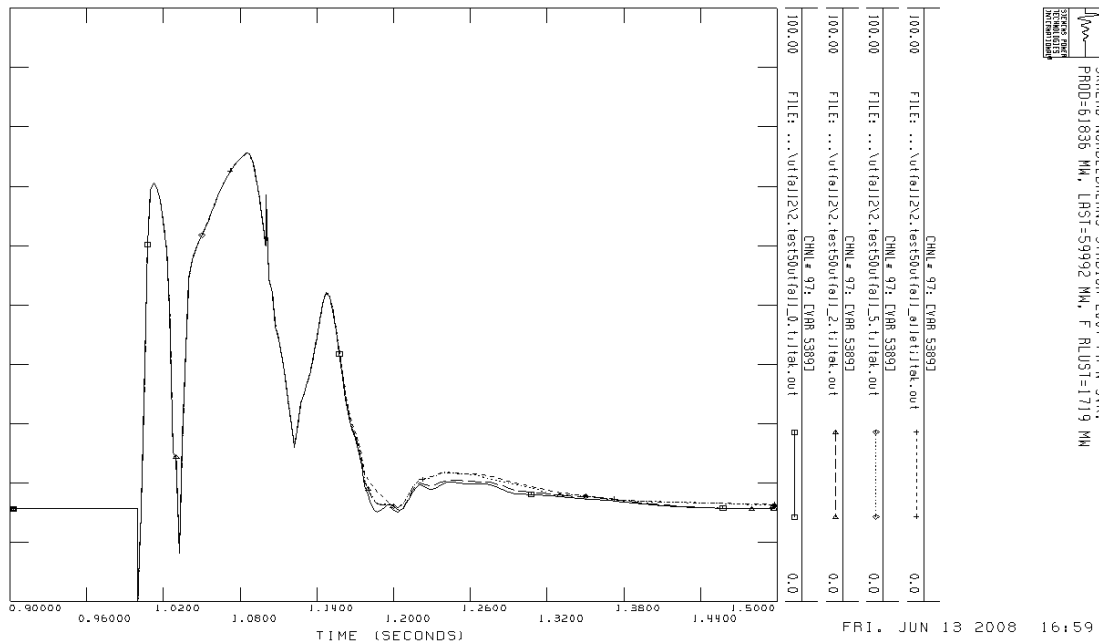
Effektflyt (MW) mellom Feda og Kristiansand etter utkobling av dobbeltlinje Feda – Tonstad for alle tiltak

V 7-8 Alle tiltak inne ved analyse av HVDC-omformer på Feda



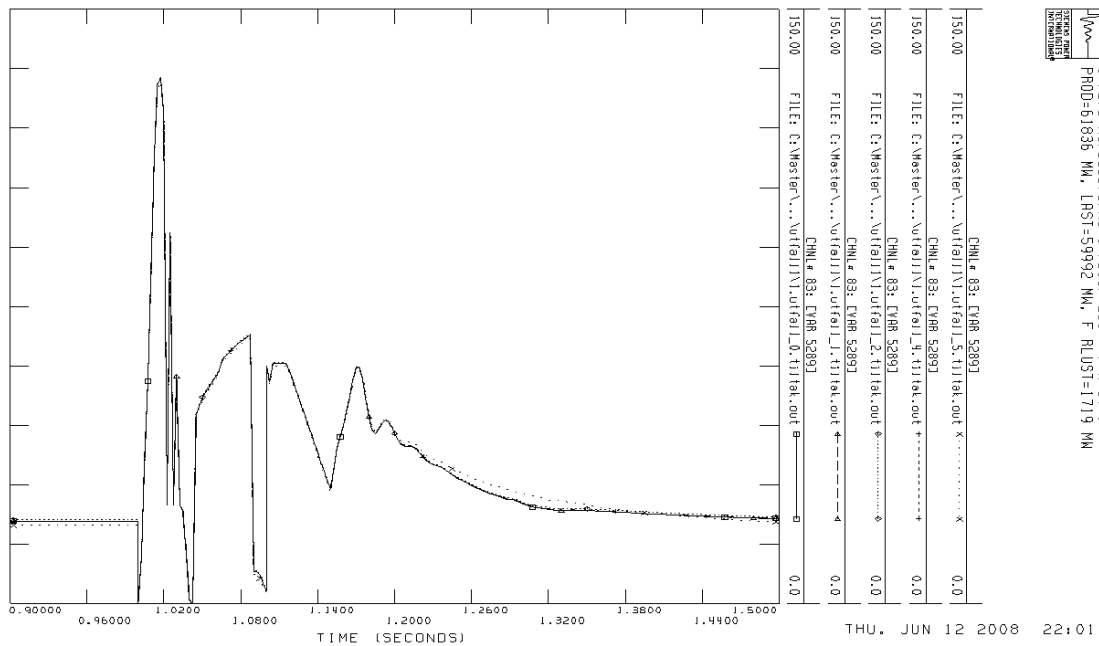
γ for tiltak 0, 2 og 5 samt alle inne samtidig for utfall av Feda Tonstad.

V 7-9 Alle tiltak inne ved analyse av HVDC-omformer ved Kristiansand



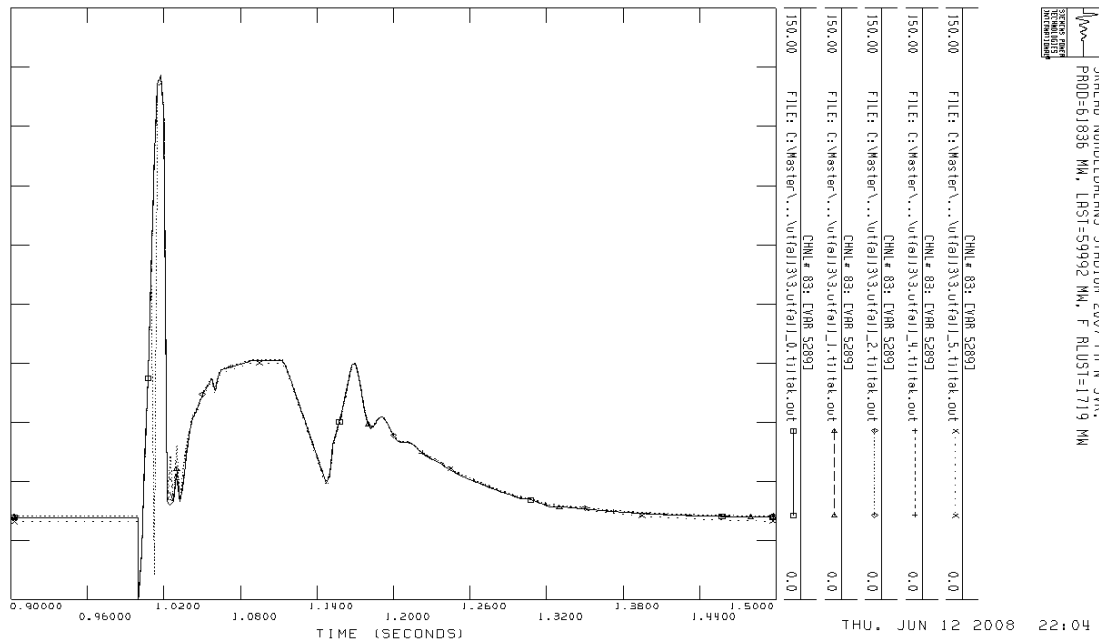
γ for tiltak 0, 2 og 5 samt alle inne samtidig for utfall av Feda Tonstad.

V 7-10 Alle tiltak inne ved analyse av HVDC-omformer ved Feda for utfall av Feda – Kristiansand



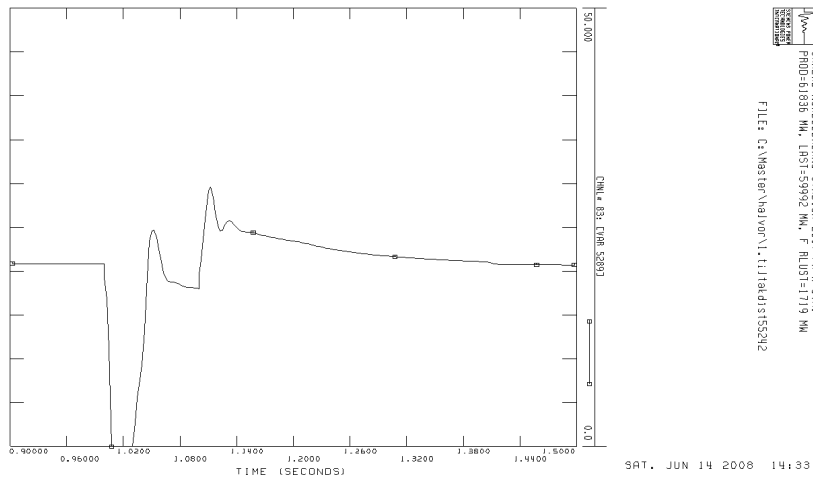
γ for tiltak 0, 2 og 5 samt alle inne samtidig for utfall av Feda - Kristiansand

V 7-11 Alle tiltak inne ved analyse av HVDC-omformer ved Feda for utfall av Porsgrunn – Arendal

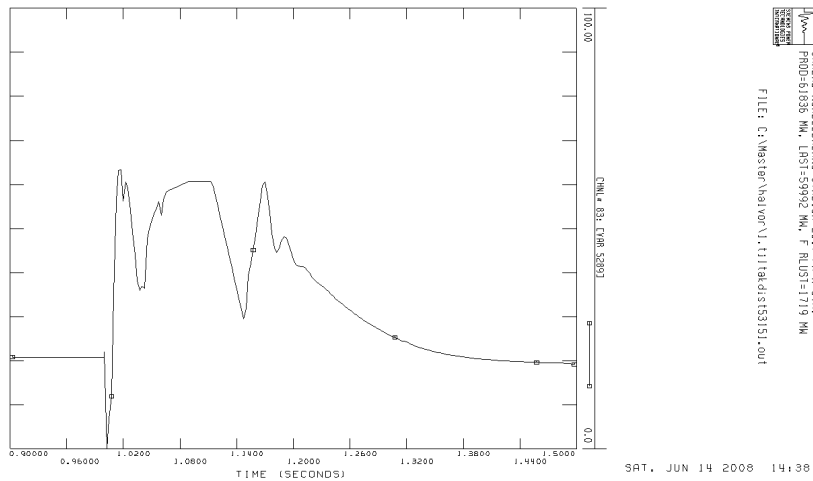


γ for tiltak 0, 2 og 5 samt alle inne samtidig for utfall av Porsgrunn - Arendal

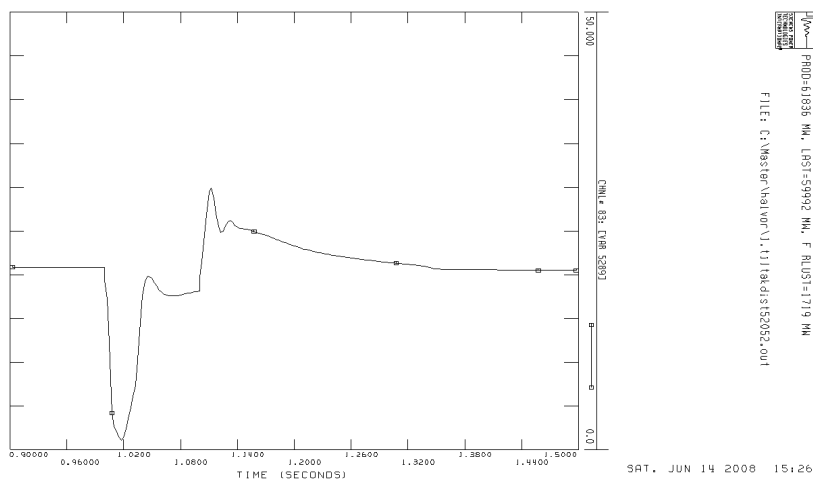
V 7-12 Kommuteringsanalyser for tiltak 1.



Vest: Kommuteringsfeil ved Samnang3 – 55242

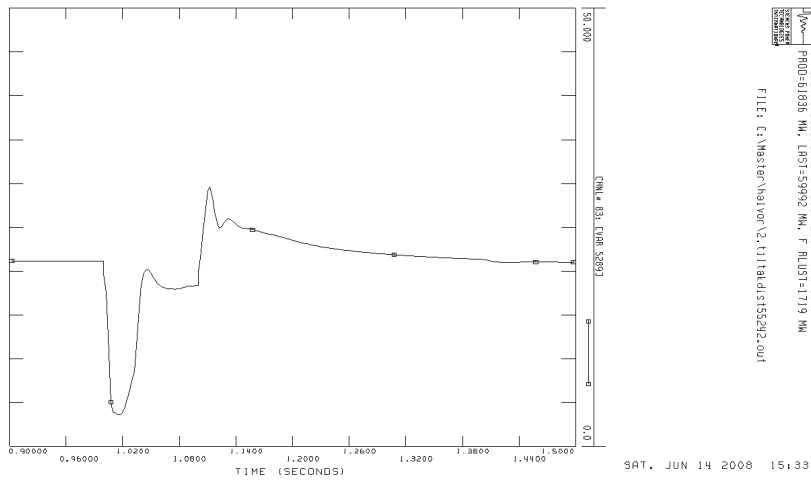


Midt: Kommuteringsfeil ved Aurl4 – 53151

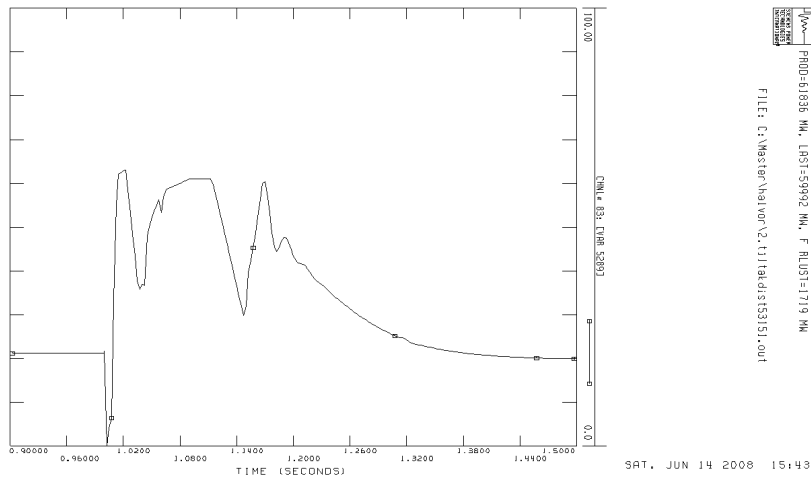


Øst: Forbedret grense fra O.vinst3 (52092) til Fåberg3 (52052)

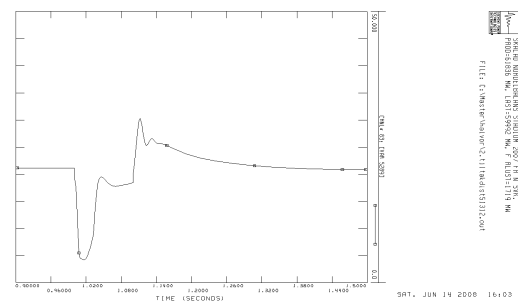
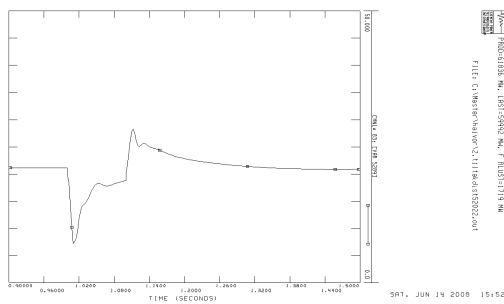
V 7-13 Kommuteringsanalyser for tiltak 2



Vest: Forbedret grense fra Evanger3 (55302) til Samnang3 (55242)

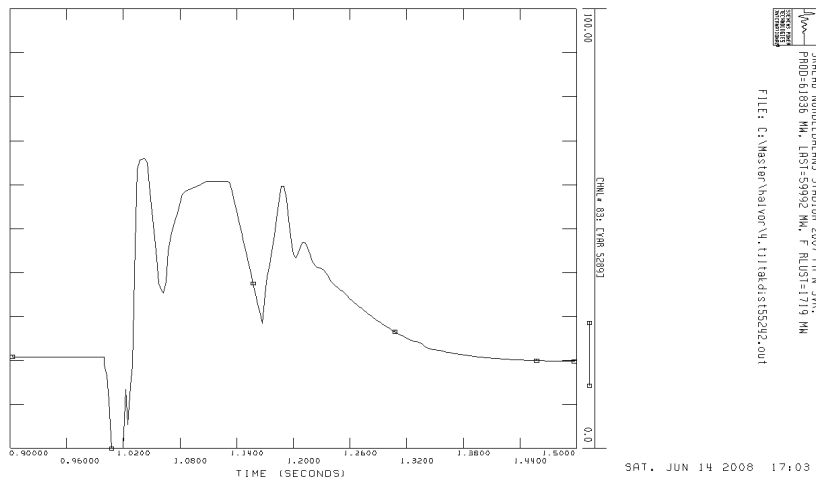


Midt: Kommuteringsfeil ved Aurl4 - 53151

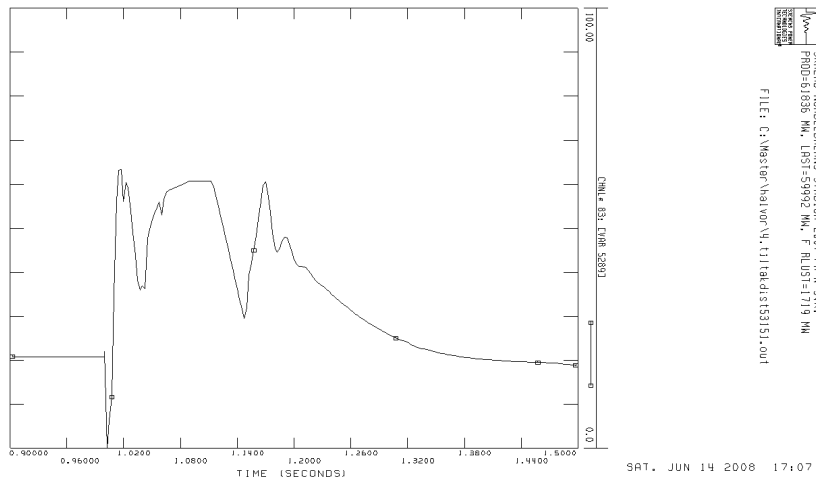


Øst: Forbedret grense fra O.vinst3 (52092) til Vang (52022) og Roan (51312)

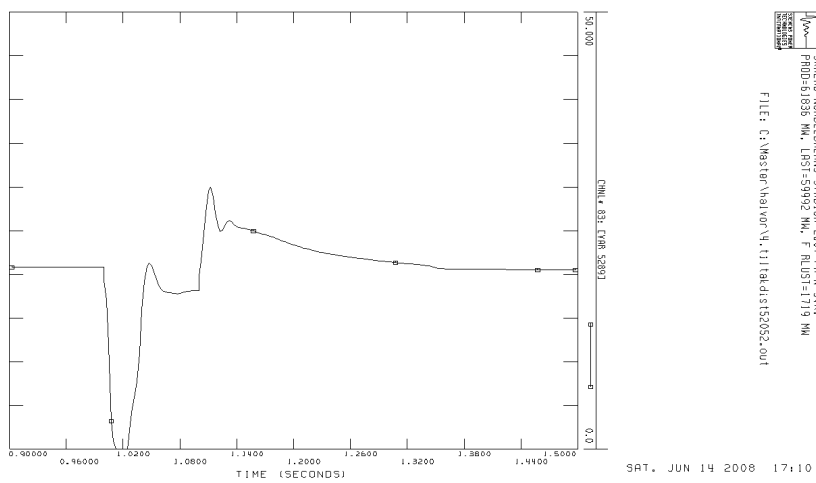
V 7-14 Kommuteringsanalyser for tiltak 4



Vest: Kommuteringsfeil ved Samnang3 – 55242

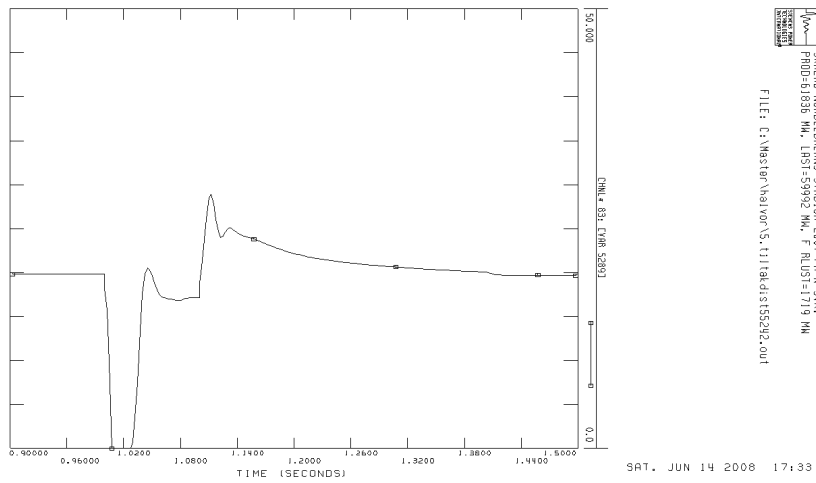


Midt: Kommuteringsfeil ved Aurl4 – 53151

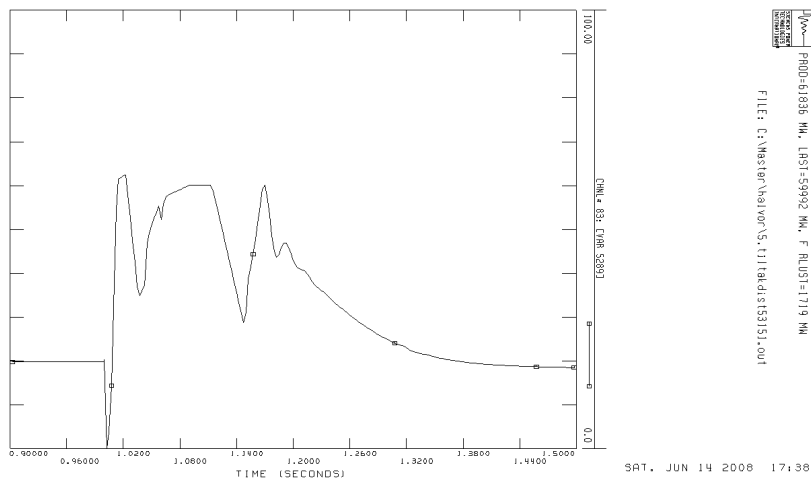


Øst: Kommuteringsfeil ved Faberg3 - 52052

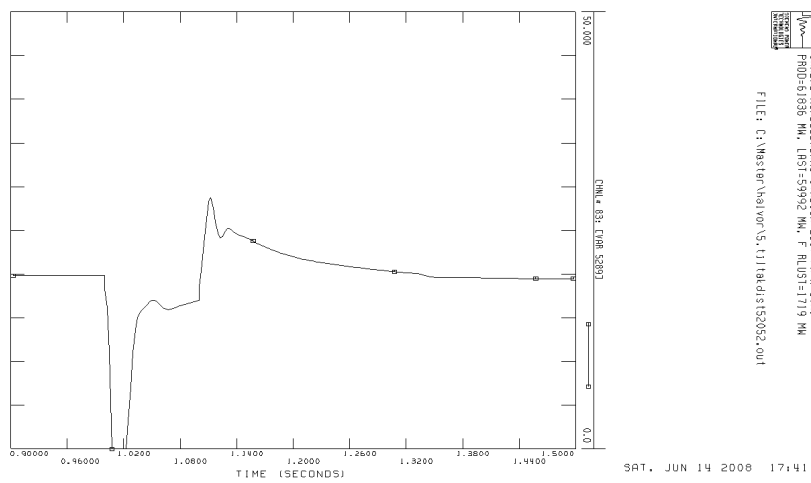
V 7-15 Kommuteringsanalyser for tiltak 5



Vest: Kommuteringsfeil ved Samnang3 – 55242



Midt: Kommuteringsfeil ved Aurl4 – 53151



Øst: Kommuteringsfeil ved Faberg3 - 52052