

Ny HVDC-kapasitet og vindkraft i Sør-Norge

Kristian Stray

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: August 2009

Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Biveileder(e): Klaus Ole Vogstad, Agder Energi Produksjon AS

Oppgavetekst

Masteroppgave vår 2009

Navn: Kristian Stray

Agder Energi har sammen med EGL, Lyse og EWE opprettet et felles selskap (NORGER) for å søke om konsesjon til en utveklingskabel og går nå inn i en avsluttende fase med konsesjonssøknad. I lys av den fremtidige utviklingen i Nord-Europa med tanke på offshore vindkraft, samt behovet for regulerkraft og utveksling av systemtjenester, ønsket NORGER å utrede mulighetene for tilknytning av offshore vindparker utenfor Nord-Tyskland.

Prosjektoppgave høst 2008:

Masteroppgaven, gitt av Agder Energi Produksjon, ble innledet med en prosjektoppgave der ulike løsninger for likestrømsforbindelser og offshore vindkraft ble diskutert i forhold til konsekvenser ved tilkobling til Sørlandet. Formålet var å høyne teori- og programvarekunnskaper samt identifisering av mulige utfordringer for videre dynamiske analyser.

Masteroppgave vår 2009:

Det har fra AEP sin side vært ønskelig å se på konsekvensen av etablering/tilknytning av en vindpark i forbindelse med konverterstasjon på norsk side for NorGer. Med dette som utgangspunkt vil oppgaven omfatte følgende:

- Det skal etableres en lettlastutgave av den norske kraftsystemmodellen, der NorGer og Skagerrak 4 forutsettes tilkoblet henholdsvis Tonstad og Kristiansand transformatorstasjon. Situasjonen skal representere et worst case scenario.
- Nødvendige kapasitetsoppgraderinger på sentralnettsnivå bør tas høyde for.
- Det skal etableres en større mengde vindkraft i forbindelse med NorGer i Tonstad.
- Det skal gjøres en transient stabilitetsanalyse av foreløpig ukjent omfang. Analyser med/uten vindkraft tilknyttet NorGer, bortfall av import på enkelte av likestrømsforbindelsene og/eller ordinær utfallsanalyse er alle aktuelle alternativer. Et utvalg vil gjøres i samråd med veileder, Prof. Olav B. Fosso.

Det er knyttet forventninger til mulig kommuteringssvikt i konverterstasjonene på Sørlandet i forbindelse med utfallsanalyser. Årsaken er at kraftsystemet forventes å kunne karakteriseres svakt med hensyn på kortslutningsytelse og roterende reserver. Dette kan ha konsekvens for systemstabiliteten og følgelig føre til begrensninger i import fra kontinentet mot Sørlandet.

Oppgaven leveres: 21. august 2009
Faglærer: Professor Olav Bjarte Fosso

Forord

Masteroppgaven er en videreføring av prosjektoppgave utført høsten 2008, *HVDC-teknologi og systemløsning for vindintegrasjon og krafthandel*. Oppdragsgiver er Agder Energi AS (AE) og arbeidet er utført våren 2009 ved Institutt for Elkraftteknikk ved Norges Teknisk- og Naturvitenskaplige Universitet (NTNU).

Opprinnelig oppgaveformulering er noe endret og fokus er i dette arbeidet rettet mot konsekvensen av vindkraftanlegg i forbindelse med en ny likestrømskonverter, NorGer tilknyttet Sør-Norge.

NorGer er et prosjekt der AE, i samarbeid med Lyse Energi AS og Elektizitats- Gesellschaft L. Laufenburg Ag (EGL), ønsker å etablere en ny HVDC-forbindelse mellom Sør-Norge og Tyskland. Prosjektet er meldt NVE i 2007 og ulike plasseringer av konverterstasjon i Sør-Norge er aktuelle. AE har ytret ønske at en plassering i Tonstad skal inngå i undersøkelsene.

Økt overføringskapasitet med flere likestrømsanlegg basert på tyristor-teknologi gir utfordringer med hensyn på stabiliteten i det norske kraftsystemet. Denne teknologien stiller helt spesielle krav til det tilknyttede kraftsystemet for tilfredsstillende drift.

Jeg vil rette en stor takk til faglig veileder, professor Olav Bjarte Fosso, for gode diskusjoner, velvillighet og velbegrunnede advarsler. Jeg vil takke Leif Warland ved SINTEF for stor hjelp ved bruk av PSS/E og Monica Petersson og Magnus Gustafsson ved Statnett for sine bidrag.

Jeg vil også rette en takk til mine medstudenter, herunder spesielt Randi Aardal Flo og Håvard Singelstad, for gode faglige diskusjoner og et trivelig arbeidsmiljø.

Uten min families støtte ville jeg ikke vært her jeg står i dag. Og min Noras uendelige tålmod kan jeg bare beundre.

*Kristian Stray
Trondheim, august 2009*

Sammendrag

Det er flere nye likestrømsforbindelser under planlegging mellom Norge / NordEl og det kontinentale Europa / UCTE. Foruten NorGer-prosjektet har også Statnett SF om en ny forbindelse fra Kristiansand til Danmark.

Stor importkapasitet på HVDC-forbindelsene setter spesielle krav til tilstanden i området hvor eksisterende konverterstasjonene er etablert. Eventuelle nye forbindelser gir opphav til økte utfordringer, spesielt i situasjoner hvor man har høy import samtidig med et lavt forbruk. En slik situasjon kan innebære lav produksjon i Sør-Norge, slik at systemtilstanden med hensyn på kortslutningsytelse kan karakteriseres svak. Kortslutningsytelsen sett i forhold til total importkapasitet kan si noe om forventninger til driften av likestrømsforbindelsene.

Situasjonen som beskrevet i forrige avsnitt kan også være kritisk med tanke på stabilitet i kraftsystemet. Bortfall av import kan oppstå som følge av lav spenning på konverterterminalene. Det er således en sammenheng mellom stabilitet i AC-kraftsystemet, spenningsstabilitet og polhjulsinkelstabilitet, og forutsetningene for feilfri drift av HVDC-systemene..

Teori vedrørende stabilitet i kraftsystemer, karakteristik av AC-kraftsystem, konverterteknologi og vindkraft innleder dette dokumentet, der hensikten er å beskrive de viktigste momenter i forhold til problemstillingen.

Det utarbeidet et analysegrunnlag på bakgrunn av antagelser vedrørende forventet last- og produksjonsutvikling, samt kapasitetsøkninger som kan forventes frem mot en eventuell idriftsettelse av NorGer. Det er tatt utgangspunkt i konsesjonssøknader og meldinger tilgjengelig via NVE og konklusjoner fra en studie mottatt fra Statnett SF vedrørende nettutvikling forutsatt nye likestrømsforbindelser. Import og vindkraft er balansert ved å ta utgangspunkt i en historisk situasjon for Sør-Norge med lav kortslutningsytelse.

Likestrømsforbindelsene NorGer, samt Skagerrak12, Skagerrak4 og NorNed, er modellert og etablert med tilhørende reaktive komponenter i kraftsystemmodellen over Norge. NorGer er tilknyttet 420 kV-nett i Tonstad sammen med et vindkraftanlegg.

Det er utført kortslutningsberegninger for å identifisere linjeutfall i 420/300 kV-nettet i Sør-Norge som kan ha konsekvens for driften av konverterstasjonene. Bortsett fra dobbeltutfall av forbindelsen Tonstad-Feda, hvor en mulig kritisk systemtilstand er identifisert for NorNed, viser resultatene at systemet kan karakteriseres moderat sterkt for alle gjennomførte (N-1) utfall med gjennomførte forsterkningstiltak.

En dynamisk stabilitetsanalyse er gjennomført med PSS/E, der simuleringer er gjort på bakgrunn av lastflytresultatene. Systemet er transient stabilt for alle gjennomførte simuleringer, men det er identifisert svakheter i modelleringen av enkelte statiske reaktive komponenter. Vindparkens konsekvens for NorGer har vist seg vanskelig å identifisere. En fordel synes å ligge i at et vindkraftanlegg kan være i drift på tross av lave kraftpriser, ettersom vind ikke kan magasineres. For videre arbeid anbefales en studie av prinsipiell karakter for å lettere kunne fastslå konsekvensen.

Innholdsfortegnelse

<i>Forord</i>	<i>I</i>
<i>Sammendrag</i>	<i>III</i>
<i>Innholdsfortegnelse</i>	<i>V</i>
<i>Figurliste</i>	<i>IX</i>
<i>Tabelliste</i>	<i>XI</i>
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Hovedmål	2
1.3 Organisering	3
1.4 Forkortelser og begreper	3
2 Teori	4
2.1 Stabilitet	5
2.1.1 Synkronmaskin og svingeligningen	5
2.1.2 Equal Area Criteria (EAC).....	7
2.1.3 Spenningsstabilitet.....	9
2.1.4 AC-kraftoverføring	11
2.2 Karakteristikk - AC-kraftsystem	12
2.2.1 Kortslutningsytelse og HVDC.....	12
2.2.2 Kortslutningsforhold.....	13
2.3 Konvensjonell HVDC-teknologi	14
2.3.1 Bestanddeler og funksjon	14
2.3.2 Konverterenheten.....	15
2.3.3 Kommutering og kommuteringssvikt.....	15
2.4 Vindkraft – teknologi	17
2.4.1 Bestanddeler.....	17
2.4.2 Vindenergi.....	18
2.4.3 Effektkontroll.....	20
2.4.4 DFIG	23
3 PSS/E – Power System Simulator for Engineers	25
3.1 Programbeskrivelse	25
3.2 Overordnede valg	25
3.2.1 Lastflytberegninger.....	25
3.2.2 Dynamiske simuleringer.....	26
3.3 Grafisk fremstilling av resultater	26
4 Modellering likestrømsforbindelser	27
4.1 Lastflytrepresentasjon HVDC – PSS/E	28
4.2 Dynamisk representasjon – PSS/E	29
4.3 Kriterier for valg av dynamisk modell	31
4.4 Vurderte HVDC-modeller	32
4.4.1 NorGer	32
4.4.2 Skagerrak12, Skagerrak4 og NorNed.....	32

5	<i>Utgangspunkt for analysegrunnlag</i>	33
5.1	Lastflytmodell	33
5.1.1	Svingmaskin.....	34
5.1.2	Belastning og produksjon.....	34
5.1.3	Grenseoverskridelser.....	34
5.1.4	Kobling mot Sverige.....	34
5.2	Dynamisk modell	35
5.2.1	Eksisterende vindparker.....	35
5.3	Eksisterende likestrømsforbindelser	36
6	<i>Forventet systemutvikling</i>	37
6.1	Lastutvikling	38
6.1.1	Generelt.....	38
6.1.2	Kraftintensiv industri – Agder.....	38
6.1.3	Lastutvikling i analysegrunnlag.....	38
6.2	Produksjonskapasitet	39
6.2.1	Generelt.....	39
6.2.2	Produksjonskapasitet i analysegrunnlag.....	39
6.3	Nye utenlandsforbindelser - HVDC	40
6.3.1	Skagerrak 4.....	40
6.3.2	NorGer.....	41
6.3.3	Det europeiske kraftsystemet - Svingmaskiner.....	42
6.4	Nettforsterkninger	43
6.4.1	Forutsatte nye linjer uavh. av nye kabelforbindelser.....	43
6.4.2	Forutsatte reaktive komponenter.....	44
6.4.3	Kapasitetsøkning gitt nye utenlandsforbindelser.....	44
6.4.4	Roterende fasekompensatorer.....	44
6.4.5	Deling i Lysebotten.....	45
6.5	Modellens nøyaktighet	46
6.5.1	Belastninger.....	46
6.5.2	Balansering av import og ny vindkraft.....	46
6.5.3	Forsterkninger i sentralnettet.....	46
6.5.4	HVDC.....	47
7	<i>Ny vindkraft</i>	48
7.1	Utgangspunkt	49
7.2	FIKS	50
7.2.1	Kontroll av spenning og reaktiv effekt.....	50
7.2.2	Funksjon ved feil og unormal spenning.....	51
7.3	Vindpark og vindturbinmodell	52
7.3.1	Vindparkkonfigurasjon og ekvivalering.....	52
7.3.2	Parametervalg for vindparkekvivalent - Lastflyt.....	53
7.3.3	Parametervalg for vindparkekvivalent - Dynamisk.....	53
8	<i>Last- og produksjonstilpasning</i>	55
9	<i>Analyser – Sørlandet, NorGer og Vindpark</i>	56
9.1	Utfall og feil	56
9.2	Lastflytberegninger	58
9.2.1	Basiccase.....	58
9.2.2	Grenseoverskridelser.....	59
9.2.3	Kortslutningsforholdet (ESCR) – Utfall 420 kV.....	59
9.2.4	Kortslutningsforholdet (ESCR) – Utfall 300 kV.....	62

9.2.5 Utvidet diskusjon.....	63
9.3 Dynamiske simuleringer.....	65
9.3.1 Basiccase – kontroll av startverdier.....	66
9.3.2 Rotorvinkelstabilitet	67
9.3.3 HVDC og reaktiv kompensering.....	68
9.3.4 Vindpark og konsekvens	73
9.3.5 Utfall Tonstad – Saurdal, simulering 1	76
9.3.6 Dobbeltutfall Tonstad – Fedal, simulering 5.....	77
10 Konklusjon.....	80
10.1 Hovedtrekk.....	80
10.2 Lastflytanalyse.....	80
10.3 Vindpark og NorGer.....	80
10.4 Forslag til videre arbeid	81
11 Referanser.....	82
12 Vedlegg.....	85
12.1 Oversikt av utfall og lastfordeling	85
12.1.1 Sentralnettet – 420 kV	85
12.1.2 Sentralnettet – 300 kV	87
12.2 Overskridelse av grenseverdier – Lastflyt.....	90
12.2.1 Modellen som mottatt fra Statnett.....	90
12.2.2 Basiccase.....	95
12.3 Kabeldata – kurvetilpassning	100
12.4 Lastflytoppsett HVDC-overføring.....	102
12.4.1 Ligningsgrunnlag	102
12.4.2 Kontroll DC-effekt.....	104
12.4.3 Reaktiv effekt og kompensering.....	106
12.4.4 Harmoniske – Filter og transformatorkonfigurasjon	106
12.5 Kobling mellom dynamiske data og modeller	107
12.6 Modellering av NorGer (CDCVUP).....	108
12.6.1 Lastflyparametre for NorGer.....	108
12.6.2 Dynamisk modell for NorGer (CDCVUP)	110
12.6.3 Dynamiske parametre for NorGer.....	111
12.6.4 Preliminær testing – CDCVUP	114
12.6.5 Bypass (frikobling) av vekselretter	117
12.7 Modellering av øvrige likestrømsforbindelse (CDC6).....	119
12.7.1 CDC6	119
12.7.2 Preliminær testing – CDC6	123
12.8 Modellering og test av vindturbin (WT3).....	126
12.8.1 Lastflytoppsett WT3	127
12.8.2 Dynamisk oppsett WT3.....	127
12.8.3 Ekvivalering av vindpark	129
12.8.4 Omregning av parameterstørrelser	129
12.8.5 Preliminær testing – WT3	130
12.8.6 Oversikt modelleringsparametre	136
12.9 Modellering av stivt nett.....	137
12.10 Oversikt kanaler	138
12.10.1 Test CDCVUP	138
12.10.2 Test CDC6	139
12.10.3 Responstest WT3.....	139

12.10.4 Øvrige analyser	139
12.11 Kapasitetsøkning i sentralnettet.....	140
12.11.1 Forutsatte nye linjer uavhengig av nye kabelforbindelser	140
12.11.2 Alternativ 2	142
12.11.3 Kapasitetsøkninger ikke tatt høyde for	144
12.12 Kortslutningsberegninger	145
12.12.1 Test CDCVUP	145
12.12.2 Test CDC6	146
12.12.3 Lastflytanalyse.....	147
12.13 Generatorvinkler, Norgesmodellen.....	150
12.14 Figurer tilhørende diskuterte simuleringer.....	151
12.14.1 Simulering 1, utfall Tonstad – Saurdal	151
12.14.2 Simulering 5, Dobbeltutfall Tonstad – Feda.....	153

Figurliste

Figur 1 Hovedområde for analysene	2
Figur 2 Synkronmaskin, forenklet elektrisk [13]	6
Figur 3 Sammenheng generatoreffekt og polhjulsinkel [13]	6
Figur 4 Enmaskinsystem [31]	7
Figur 5 Respons ved endring av mekanisk pådrag	8
Figur 6 Respons polhjulsinkel	8
Figur 7 PV-kurve, fritt etter [46]	10
Figur 8 Endring i relasjonen effekt - polhjulsinkel ved linjeutfall [31]	11
Figur 9 HVDC-system, bipol	14
Figur 10 Prinsippskisse for løp for reel brolikeretter a) Likeretterspenning,	16
Figur 11 Prinsippskisse vindturbin	17
Figur 12 Turbineffekt og variasjon i vindhastighet [34]	19
Figur 13 a) Plot vindhastighet, b) Diskret representasjon av vindkast [36]	19
Figur 14 Turbinvirkningsgrad (C_p) som funksjon av angrepsvinkel (β) og tip speed ratio (λ) [34]	20
Figur 15 Hastighetsregulering for vindturbin [36] (modifisert)	21
Figur 16 DFIG [35]	23
Figur 17 DFIG - Konverterfunksjon ved rotasjonshastighet over / under synkron hastighet [35]	24
Figur 18 GE 1,5 MW DFIG [41]	24
Figur 19 Oppsett overordnet HVDC-kontroll [6] Bridge Control svarer til underordnet kontrollnivå	29
Figur 20 Skissering svingmaskiner	42
Figur 21 Deling i Lysebotnen	45
Figur 22 Reaktiv kapasitet for vindkraftanlegg [27]	50
Figur 23 FRT - Krav for produksjonsanlegg $U \geq 200$ kV [27]	51
Figur 24 VT-radial med 8 vindturbiner	52
Figur 25 Vindparkkonfigurasjon og impedans	53
Figur 26 Spenningsregulering (2) Reaktiv effekt, levert og reguleringssignal	54
Figur 27 Aktuelt område for produksjons- og lasttilpasning Kartutsnitt fra http://www.norgebilder.no/	55
Figur 28 Linjer og transformatorer som inngår i utfallsanalysen	56
Figur 29 Effektflyt og linjeutfall 420 kV	58
Figur 30 ESCR for utfall i 420 kV-nettet	60
Figur 31 ESCR for utfall i 420 kV-nettet, uten vindpark	61
Figur 32 ESCR for utfall i 300 kV-nettet	62
Figur 33 ESCR for utfall i 300 kV-nettet, uten vindpark	63
Figur 34 Konsekvens av vindpark ved utfall i 420 kV-nettet	64
Figur 35 Kontroll av rotorvinkler for hele systemet	66
Figur 36 Normaliserte generatorvinkler relativ til generator i Kvilldal	67
Figur 37 Simulering 2 – Rotorvinkler for alle maskiner i analyseområdet – Brokke G-4, – Skafska	68
Figur 38 Simulering 2 – Import HVDC	69
Figur 39 Simulering 2 – Marginvinkel	70
Figur 40 Simulering 2 – Reaktivt forbruk i vekselretter	71
Figur 41 Simulering 2 – DC-strøm	71
Figur 42 Simulering 2 – AC-spenning i tilknytningspunkt for HVDC	72
Figur 43 Simulering 2 –	73
Figur 44 Simulering 2 – Avvik i spenning (med-uten vindpark)	74
Figur 45 Simulering 2 – Bidrag fra kompensering i Tonstad	74
Figur 46 Simulering 2 og 26 – Aktiv og reaktiv effekt fra vindpark	75
Figur 47 Simulering 2 – AC-spenning på vekselretter, med og uten vindpark	75
Figur 48 Simulering 1 – Normaliserte rotorvinkler relativ til EVAN-G3 Alle generatorer i området for produksjons- og lasttilpasning, med vindpark	76
Figur 49 Simulering 1 – Import, med og uten vindpark	77
Figur 50 Simulering 5 – Rotorvinkler, normalisert og relativ til EVAN-G3 Se vedlegg Figur 86 i vedlegg 12.14.2 for sammenligning uten vindpark	78
Figur 51 Simulering 5 – Import, med og uten vindpark	78
Figur 52 Simulering 5 – Marginvinkel og triggerforsinkelse for NorNed	79
Figur 53 AC-resistans	100
Figur 54 Kapasitans	100
Figur 55 Reaktans	101

Figur 56 Arrangement lastflytmodell HVDC for like(R)- og vekselretter (I) [16]	102
Figur 57 Konverterkarakteristikk normal drift [15]	104
Figur 58 Konverterkarakteristikk lav AC-spenning ved likeretter [15]	105
Figur 59 VDCOL – prinsipiell virkemåte [13]	105
Figur 60 Konverterkarakteristikk med VDCOL [17]	106
Figur 61 Lastflytdata for test av NorGer, utskrift	110
Figur 62 Dynamiske data for NorGer, utskrift	113
Figur 63 Testsystem	114
Figur 64 Aktiv og reaktiv effekt, vekselretter - CDCVUP	115
Figur 65 AC spenning - CDCVUP	116
Figur 66 DC-strøm, -spenning og VDCOL-strømordre - CDCVUP	116
Figur 67 Kontrollvinkler ved sprang - CDCVUP	117
Figur 68 VDCOL for CDC6, prinsippsskisse [6]	122
Figur 69 Aktiv og reaktiv effekt - CDC6	123
Figur 70 Vekselretter DC-spenning - CDC6	124
Figur 71 Kontrollvinkler - CDC6	125
Figur 72 DC-strøm - CDC6	125
Figur 73 DFIG, WT3 [6]	126
Figur 74 Vekselvirkning mellom de dynamiske moduler for WT3 [6]	128
Figur 75 Testsystem WT3	130
Figur 76 Lastflytløsning for testsystem WT3	131
Figur 77 RT (1) Spenning	132
Figur 78 RT (1) Reaktiv effekt, levert og reguleringsignal	132
Figur 79 Spenningsregulering (2) Spenning og FIKS-referanse	133
Figur 80 Spenningsregulering (2) Reaktiv effekt, levert og reguleringsignal	134
Figur 81 KtP (2) Pitchvinkel	134
Figur 82 Spenningsregulering (2) Aktiv-, mekanisk effekt og hastighetsavvik	135
Figur 83 Simulering 1 – Import NorGer, kommuteringssvikt	151
Figur 84 Simulering 1 – Slukningsvinkel	151
Figur 85 Simulering 1 – Spenning AC-siden av konvertertransformator	152
Figur 86 Simulering 5 – Rotorvinkler, normalisert og relativ til EVAN-G3, uten vindpark	153
Figur 87 Simulering 5 – Spenning uten vindpark	153
Figur 88 Simulering 5 – Import NorNed	154
Figur 89 Simulering 5 – DC-strøm for NorNed	154

Tabelliste

Tabell 1 Eksempler, belastninger og tilstandsvariable [46]	10
Tabell 2 Utfordringer lav SCR.....	12
Tabell 3 Klassifisering ESCR.....	13
Tabell 4 Bestanddeler HVDC-system.....	15
Tabell 5 Typiske bestanddeler for vindturbiner.....	17
Tabell 6 Variasjon, vind	18
Tabell 7 Norgesmodellen.....	33
Tabell 8 Dynamiske modeller.....	35
Tabell 9 Eksisterende likestrømsforbindelser.....	36
Tabell 10 Lastprognose, kraftintensiv industri – Agder [2].....	38
Tabell 11 Ny produksjonskapasitet i Agder-fylkene	39
Tabell 12 Oversikt svingmaskiner i systemet	42
Tabell 13 Nye linjer uavh. av nye kabelforbindelser.....	43
Tabell 14 Forutsatte reaktive komponenter.....	44
Tabell 15 Sammenstilling, nettilknytning Tonstad vindpark for alternativ (1).....	49
Tabell 16 Utfall av linjer og transformatorer.....	57
Tabell 17 ESCR for Norgesmodellen ved tunglast.....	64
Tabell 18 Kabelparametere for jordkabel lagt i friluft.....	100
Tabell 19 Størrelser for HVDC-teori.....	103
Tabell 20 NorGer - Lastflyt.....	108
Tabell 21 Justerte parametre for NorGer (CDCVUP).....	112
Tabell 22 Utvalgte systemtilstander for test av NorGer (CDCVUP).....	114
Tabell 23 Justerte parametre for CDC6.....	121
Tabell 24 Utvalgte systemtilstander for test av CDC6.....	123
Tabell 25 Kontrollmodus for vindturbin WT3	127
Tabell 26 Moduler tilgjengelig for dynamisk vindturbinmodell.....	127
Tabell 27 Feilsenario, testing WT3.....	131
Tabell 28 Reaktiv kapasitet (3).....	135
Tabell 29 Nye linjer uavh. av nye kabelforbindelser.....	140
Tabell 30 Kabeldata, Lyse - Stølaheia	143
Tabell 31 Kapasitetssøkninger i Sentralnettet, ikke tatt høyde for.....	144

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

I Teknisk Ukeblads nettavis den 14.8.2009, under overskriften "*For mye grønn strøm*", kan man lese at utbygging grønn energi i Norden, av blant annet vindkraft, vil gir et betydelig energioverskudd i nær fremtid. Ved store nedbørmengder spås en betydelig redusert kraftpris og reduserte inntekter for kraftselskapenes eiere, fylker og kommuner.

NorGer-prosjektet ble i 2007 meldt NVE. Prosjektet dreier seg om å legge en undersjøisk likestrømsforbindelse mellom Sør-Norge og Tyskland. Hensikten er å utnytte ulikheter mellom kraftsystemene i Nordel og UCTE, henholdsvis dominert av vannkraft og termisk kraft. Perioder med lite nedbør og/eller lave temperaturer kan det oppstå kraftunderskudd i Norge, med høye kraftpriser og potensielt usikre leveranser til kraftkrevende industri.

Økt eksport- og importkapasitet til andre kraftsystem kan gi mer stabile kraftpriser. I tillegg vil en positiv miljøeffekt kunne oppnås gjennom å erstatte termisk kraftproduksjon med *grønn* energi ved kraftoverskudd i Norden. De siste årenes betydelige vindkraftutbygging i Europa, spesielt Tyskland, gjør at likestrømsforbindelsene også kan utnyttes for å tilby regulertjenester.

Likestrømsforbindelsene NorGer og Skagerrak4, sistnevnte en ny forbindelse mellom Kristiansand og Danmark i regi av Statnett SF og begge meldt til NVE, er planlagt etablert ved bruk av tyristorbasert / konvensjonell konverterteknologi. Denne stiller helt spesielle krav til tilstanden i kraftsystemet hvor like- / vekselretteranleggene skal etableres. Sammenlignet med transistorbasert konverterteknologi, også kjent under merkenavnet HVDC-Light, er det minstekrav til roterende masse i tilknytningsområdet og stabil spenning for at tilfredsstillende drift skal oppnås.

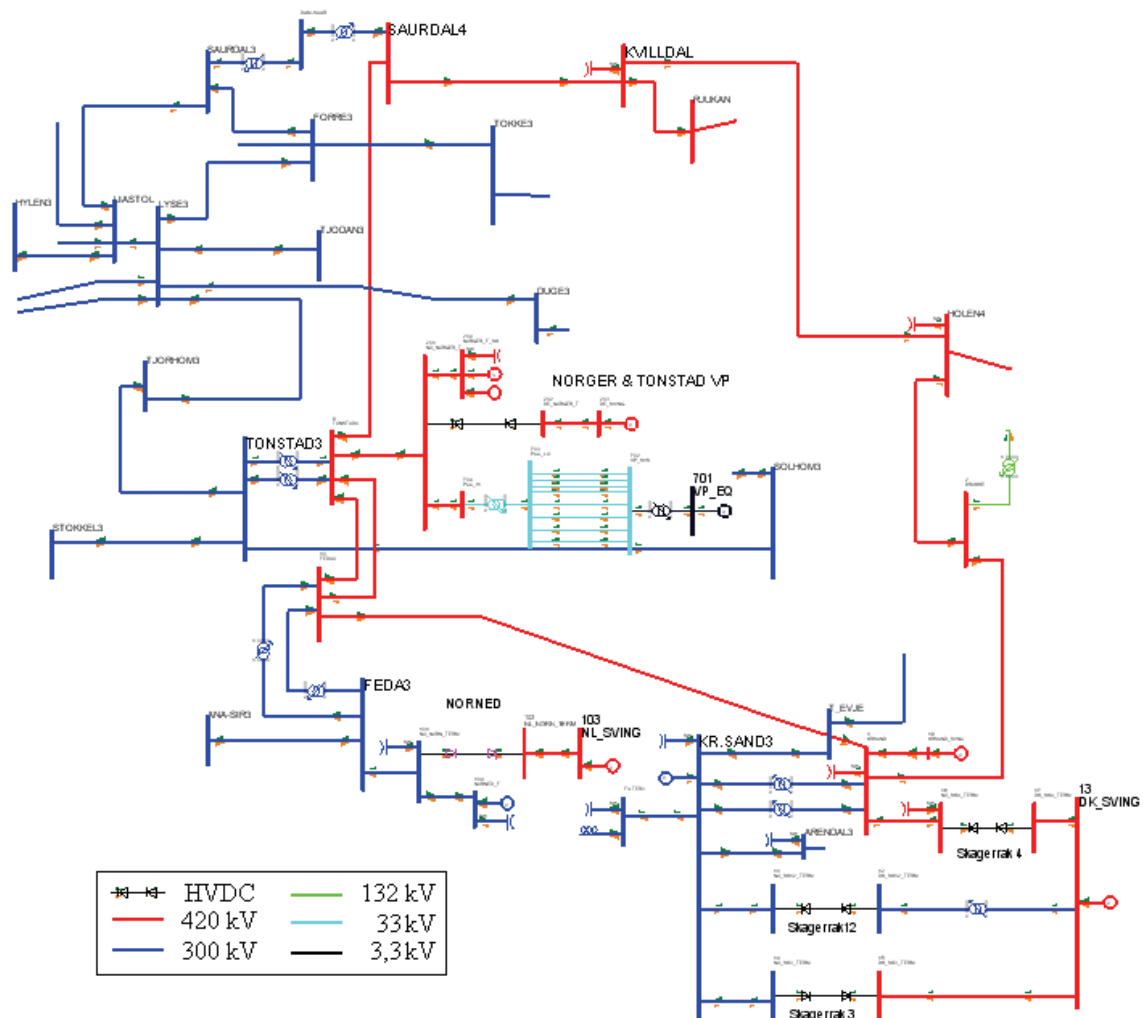
Tilstanden i det norske kraftsystemet er per i dag ikke i stand til å takle en betydelig økt overføringskapasitet i ekstremisituasjoner. I en lavlastsituasjon med betydelig import vil det være redusert innkoblet produksjonskapasitet, hvilket innebærer redusert roterende masse i systemet. Repeterende kommuteringssvikt, som en konsekvens av dette, kan i verste fall gi fullstendig effektbortfall på alle likestrømsforbindelser. For å sikre forsyningsikkerheten i slike situasjoner må betydelige nettførsterkningstiltak gjennomføres.

Dersom NorGer og Skagerrak4 innvilges konsesjon og settes i drift vil total kapasitet på likestrømsforbindelsene tilknyttet Sør-Norge kunne bli 3200 MW, mot dagens kapasitet på om lag 1700 MW. Sammenlignet med dimensjonerende effektbortfall i Nordel på 1200 MW, er det innlysende at tilfredsstillende drift av HVDC-forbindelsene er en nødvendighet.

1.2 Hovedmål

Hovedmål for oppgaven er gjennom å etablere et analysegrunnlag der å identifisere konsekvenser av etablering av NorGer i Tonstad, med en total overføringskapasitet på 1400 MW. Analysene skal ta utgangspunkt i en situasjon der det øvrige kraftsystemet er i en slik tilstand at utfordringer knyttet til likestrømsforbindelsene i området kan forventes. En likestrømsforbindelses vekselvirkning med AC-kraftsystemet vil kunne påvirke driften av øvrige HVDC-anlegg i området.

Det skal tas hensyn til fremtidig nettutvikling, produksjonskapasitet og lastutvikling i den grad det er hensiktsmessig. Og det er videre en målsetning å identifisere konsekvenser av etablering av et større vindkraftanlegg i tilknytning til NorGer. Dette skal gjøres gjennom lastflyt- og dynamiske analyser.



Figur 1 Hovedområde for analysene

1.3 Organisering

Første del av dette dokumentet er i hovedsak knyttet til presentasjon av relevant teori for de tema oppgaven omfatter, kapittel 2. Videre beskrives beregnings- og simuleringsprogrammet benyttet i analysene, PSS/E, i kapittel 3, sammen med en presentasjon av de valg som er gjort for lastflytberegninger, dynamiske simuleringer og resultatpresentasjon. Kapittel 4 introduseres av en kortfattet beskrivelse av hvordan likestrømsforbindelser behandles i PSS/E. Her gjøres det videre begrunnede valg av hvordan likestrømsforbindelsene skal representeres i analysene.

Andre del omfatter utarbeidelsen av analysegrunnlaget og introduseres med en presentasjon av utgangspunktet, Norgesmodellen, i kapittel 5. I kapittel 6 presenteres arbeidet som er gjort rundt last- og produksjons- og nettutviklingen som kan forventes frem mot en eventuell oppstart av NorGer. Avslutningsvis i dette kapittelet gjøres en helhetlig vurdering av analysegrunnlaget. Kapittel 7 presenterer vindparken som er etablert i forbindelse med NorGer og til slutt i kapittel 8 omtales last- og produksjonssituasjonen som ligger til grunn for analysene.

Tredje del, kapittel 9, introduseres med en beskrivelse av de forstyrrelser som påføres systemet. Videre presenteres resultater fra lastflytberegningene og de dynamiske simuleringene med tilhørende diskusjoner. I kapittel 10 konkluderes det på bakgrunn av diskusjonsdelen.

Siste del inneholder benyttet litteratur, kapittel 11, og alle vedlegg samlet i kapittel 12.

1.4 Forkortelser og begreper

<i>AC</i>	Alternating Current
<i>Balansert bipol</i>	Tur og returstrøm går gjennom hver sin kabel med lik strømstyrke
<i>DFIG</i>	Doubly Fed Induction Generator (no. dobbeltmatet induksjonsgenerator)
<i>EBL</i>	Energibedriftenes Landsforening
<i>ESCR</i>	Effective SCR
<i>FIKS</i>	Funksjonskrav i kraftsystemet. Veileder utgitt av Statnett
<i>GE</i>	General Electric
<i>HVDC</i>	Høyspenning likestrøm
<i>KHT</i>	Turbin med konstant hastighet
<i>Konvensjonell HVDC</i>	Tyristorbaserte konvertere
<i>NordEl</i>	Tidligere samarbeidsarena for kraftsystemoperatørene i Norge, Sverige, Danmark, Finland og Island, nå en del av ENTSO-E
<i>NVE</i>	Norges vassdrags- og energidepartement
<i>OED</i>	Olje- og Energidepartementet
<i>PSS/E</i>	Power System Simulator for Engineers. Simuleringsverktøy levert av Siemens / PTI
<i>SVC</i>	Static Var Compensator
<i>SCR</i>	Short Circuit Ratio
<i>UCTE</i>	Tidligere "Union for the Coordination of the Transmission of Electricity", samarbeidsarena for kraftsystemoperatører i det kontinentale Europa, nå en del av ENTSO-E
<i>VDCOL</i>	Voltage Dependent Current Order Limiter
<i>VHT</i>	Turbin med variabel hastighet
<i>VSC-HVDC</i>	Voltage Source Converter HVDC (tvungen kommutering)
<i>WECC</i>	Western Electricity Coordinating Council
<i>WGMG</i>	Wind Generator Modeling Group
<i>XLPE</i>	Forkortelse <i>Crosslinked polyethylene</i> , alt. <i>PEX</i>

2 Teori

I dette kapittelet vil de mest sentrale momenter i forhold til de forutsetninger, antagelser og analyser oppgaven omfatter bli belyst. Ettersom dette dokumentet bygger på tidligere arbeid, prosjektoppgave ved NTNU høsten 2008 - *HVDC-teknologi og systemløsning for vindintegrasjon og krafthandel* [14], vil tidligere diskuterte tema kun inkluderes i den grad det er nødvendig for leser å forstå de valg som er gjort i utarbeidelse av systemet som analyseres og analysene som gjøres.

Kapittel 2.1 – *Stabilitet*, introduserer leser for prinsippene rundt stabilitet i elkraftsystemer, og kan tjene som en oppfriskning av tema og begreper. Sentralt står polhjulsvinkel- og spenningsstabilitet. Som kildegrunnlag benyttes hovedsakelig [13], [23] og [46].

Kapittel 2.2 – *Karakteristikk – AC-kraftsystem* gjennomgår begrepene kortslutningsytelse og kortslutningsforhold. Kortslutningsforholdet er et mål på systemtilstanden i AC-system, sett i forhold til HVDC-anlegg, og benyttes videre i lastflytanalysene. Som kildegrunnlag nyttes hovedsakelig [13], men også [24] kan anbefales.

Kapittel 2.3 – *Konvensjonell HVDC-teknologi* gir en introduksjon til oppbygging og virkemåte til en DC-link av konvensjonell (tyristorbaseret) konverterteknologi, og er et sammendrag av tidligere arbeid. For litteratur vedrørende konvensjonell HVDC-teknologi kan blant andre [13] nyttes.

Kapittel 2.4 - *Vindkraft* inneholder en mer utfyllende beskrivelse av aspekter rundt utnyttelse av vindenergi, da dette ikke tidligere er gjort av forfatter. Ulike løsninger for effekt- og momentkontroll vil diskuteres da dette kan relateres til den elektromekaniske stabilitetsbetraktningen som ligger til grunn for utførte dynamiske analyser. Diskusjon rundt generatorløsninger begrenses til en kvalitativ beskrivelse av generatorløsningen benyttet i analysene, DFIG. For bred litteratur om vindkraft kan [33], [36] og [38] benyttes, mens en oversikt over ulike generatorløsninger og deres funksjonalitet er gitt i [41].

2.1 Stabilitet

Stabilitet i elkraftsystemer omfatter begreper som transient-, spennings-, frekvens- og småsignalstabilitet. En gjennomgående definisjon av de ulike begrepene finnes blant annet i [30], mens fenomenene er omfattende behandlet i blant andre [23] og [13] som videre anvendes som kildegrunnlag. Spenningsstabilitet vil avslutningsvis behandles i kapittel 2.1.3 med [46] som utgangspunkt.

Kraftsystemstabilitet vil videre behandles med hovedvekt på transient stabilitet, også kalt transient polhjulsinkelstabilitet. Temaet er behandlet i tidligere arbeid, [14], og gjengis noe forkortet. Polhjulsinkelstabilitet, er i [30] definert som:

”Rotor angle stability refers to the ability of synchronous machines of an interconnected power system to remain in synchronism after being subjected to a disturbance. It depends on the ability to maintain/restore equilibrium between electromagnetic torque and mechanical torque of each synchronous machine in the system. Instability that may result occurs in the form of increasing angular swings of some generators leading to their loss of synchronism with other generators.”

Transient stabilitet er videre definert som den evnen systemet har til å forbli stabilt under *alvorlige* forstyrrelser. Alvorlige forstyrrelser kan være linjeutfall eller kortslutning.

For studier av transient stabilitet forutsettes et utgangspunkt der man har likevekt mellom de momenter som virker i synkronmaskinen. Systemet påføres en forstyrrelse slik at likevekten forstyrres og observasjon av maskinens polhjulsinkel i forhold til en gitt referanse vil angi om systemet er stabilt. Referansen bør velges fjernt fra feilsted, slik at man kan anta en liten innvirkning.

Et system kan være globalt stabilt, marginalt stabilt og ustabilt. For et globalt stabilt system vil ny likevekt oppnås, mens marginalt stabile system vil kjennetegnes av stående svingning. For ustabile system vil man kunne observere oscillerende eller dempet / ikkeoscillerende tiltagende eller avtagende polhjulsinkel i forhold til referansen.

Normalt kan man stadfeste at et system er transient stabilt i løpet av 3-5 sekunder, mens for store systemer kan det være nødvendig med simuleringer for 10-20 sekunder.

2.1.1 Synkronmaskin og svingeligningen

De fleste generatorer i det elektriske kraftsystemet er av typen synkronmaskin. Synkrongeneratoren leverer effekt på grunn av induert vekselspanning i stator som følge av det roterende rotormagnetfeltet. I en generator roteres rotor av et mekanisk moment gitt av for eksempel vannstrømmen gjennom skovlene på en vannturbin.

Når flere synkrongeneratorer er tilknyttet samme kraftsystem har statorstrømmene og -spenningene samme frekvens. Da frekvensen f er gitt av rotasjonshastigheten n til rotor må alle rotorer i systemet rotere med synkron hastighet gitt av antallet magnetiske poler p som

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} \quad (1)$$

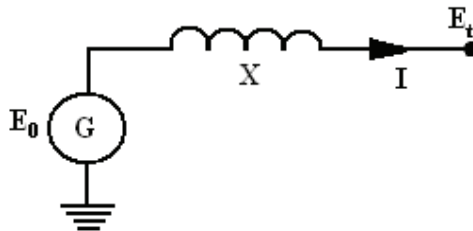
der frekvensen er gitt i Hz og rotasjonshastigheten som o/min .

I [13] benyttes en redusert ekvivalentkrets for synkrongeneratoren med sylindrisk rotor, Figur 2, der alle resistanser og innvirkninger av turbinens hastighetsregulatorer neglisjeres. Resultatet er at elektromagnetisk effekt for generatoren også representerer elektrisk effekt, gitt som

$$P_e = \frac{E_0 \cdot E_t}{X} \sin \delta \quad (2)$$

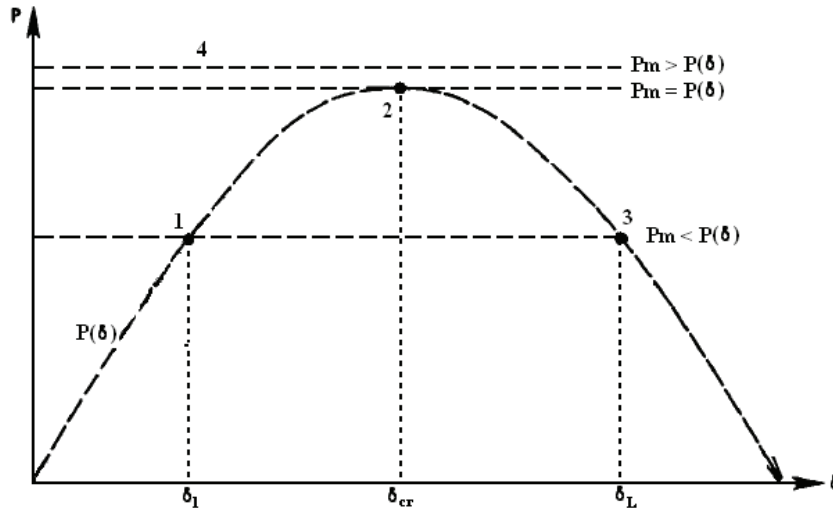
der E_0 er indusert spenning, E_t er klemmespenningen, X er maskinreaktansen og δ er polhjulsinkelen. Gitt at man regner i pu. får man sammenhengen mellom elektromagnetisk moment og effekt tilnærmet som i (3), for tilnærmet konstant omdreiningshastighet.

$$P_{e,pu} = T_{e,pu} \quad (3)$$



Figur 2 Synkronmaskin, forenklet elektrisk [13]

Av ligning (2) ser man at generatorens effekt endres ulineært tilsvarende sinus til polhjulsinkelen. Polhjulsinkelen representerer det relative avviket mellom statorfeltet, gitt av systemet sett fra generatorterminalene, og rotormagnetfeltet. Utgangseffekten vil øke fra null med tiltagende polhjulsinkel inntil et maksimalpunkt nås ved 90° . Når polhjulsinkelen økes ytterligere vil utgangseffekten og også det elektromagnetiske moment reduseres. I Figur 3 illustreres dette for den foreklede synkronmaskinen.



Figur 3 Sammenheng generatoreffekt og polhjulsinkel [13]

I kraftsystemer vil en stabil tilstand være kjennetegnet av balanse mellom de mekaniske og elektromagnetiske momenter på hver enkelt maskin, (1) og (2) i Figur 3. Rotorene vil da ha konstant rotasjonshastighet. En forstyrrelse som endrer forholdet mellom momentene vil føre til en endring av rotorhastigheten og derfor endring i relativ polhjulsinkel. Dersom en generator i overgangsfasen roterer hurtigere enn en annen, vil den relative polhjulsinkelen

øke og den hurtige generatoren vil få et økt elektromagnetisk moment jamfør (2) som forårsaker en reduksjon av hastigheten. Med utgangspunkt i (1) vil driftspunktet bevege seg til høyre langs kurven. Systemet stabiliseres således ved at lasten overføres fra den sakteroterende til den hurtigroterende generatoren. Dersom den relative polhjulsvinkelen for en generator overstiger den verdi som tilsvarer maksimal effekt (2) vil imidlertid det elektromagnetiske momentet avta (3). Dersom vinkelen mellom generatorene overskrider δ_L , som tilsvarer en $\Delta\delta > 90^\circ$, vil det elektromagnetiske momentet være utilstrekkelig til å gjenopprette likevekt.

Kraftsystemets roterende maskiner kan beskrives med utgangspunkt i *svingeligningen*. Ved uballanse mellom momentene som virker på en rotor oppstår en akselerasjon eller bremsing. Sammenhengen er gitt som

$$T_a = T_m - T_e - D_m \quad (4)$$

der T_a er akselererende moment, T_m er mekanisk, T_e er elektromagnetisk moment og D_m er dempingen forårsaket av friksjon og elektrisk dempeeffekt.

Omskrevet i pu. av nominell syneffekt, S_n , og omdreiningshastighet, ω_0 , og omformulert med hensyn på treghetsmomentkonstanten H og dempekonstanten K_d er svingeligningen gitt som,

$$\frac{d\Delta\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{H} (\bar{T}_m - \bar{T}_e - K_d \Delta\bar{\omega}_r) \quad (5)$$

der $\bar{\omega}_r$ er rotors omdreiningshastighet i pu. Treghetsmomentkonstanten representerer den kinetiske energien lagret i den roterende massen, mens dempekonstanten representerer innvirkningen av luftmotstand og friksjon. Den tidsderiverte av vinkelposisjonen til rotor, δ , i elektriske radianer med hensyn på en synkront roterende referanse med nominell rotasjonshastighet er videre gitt som

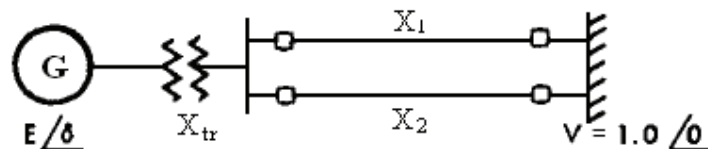
$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_0 \Delta\bar{\omega}_r \quad (6)$$

De to førsteordens ligningene (5) og (6) danner grunnlaget for analyser av dynamikken i kraftsystemet. Detaljerte utledninger finnes blant annet i [23] og [13].

2.1.2 Equal Area Criteria (EAC)

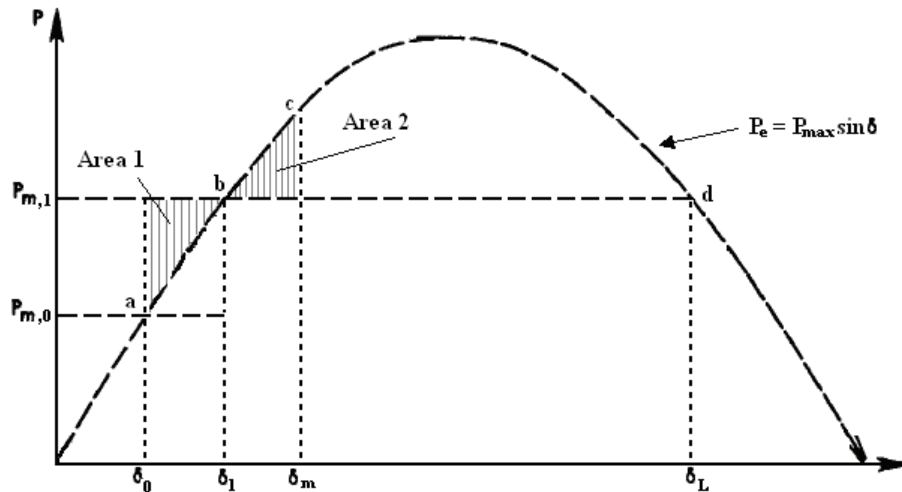
Med utgangspunkt i synkrongeneratoren presentert i kapittel 2.1.1 og linjebeskrivelsen i kapittel 5.2.3 kan kraftsystemers transiente oppførsel beskrives med *Equal Area Criteria Method - EAC*. Metoden er ikke egnet for kompliserte system, men gir en grunnleggende forståelse for mekanismene som trer frem under store forstyrrelser i kraftsystemet.

Kraftnettet som her studeres, Figur 4, består av en synkrongenerator, G , representert med spenning og polhjulsvinkel i forhold til referansesamleskinne, transformator med reaktans X_{tr} og to linjer med linjereaktans X_1 og X_2 koblet til et stivt nett med konstant spenning lik 1 pu. og referansevinkel, $\delta = 0$.



Figur 4 Enmaskinsystem [31]

I følgende eksempel for vurdering av transient oppførsel vil begge linjene være i drift. I Figur 5 visualiseres en hastig økning av roterende mekanisk effekt i systemet, representert av startverdi $P_{m,0}$ som økes til $P_{m,1}$. På grunn av rotorens treghetsmoment vil økning av polhjulsvinkel ikke foregå umiddelbart, slik at det i løpet av en viss tid vil være avvik mellom generert og forbrukt elektrisk energi illustrert i det skraverte området mellom a og b . For systemet vil dette avviket tas opp som akselererende moment i rotor. Punktene a og b representerer likevektspunkt før og etter økningen.



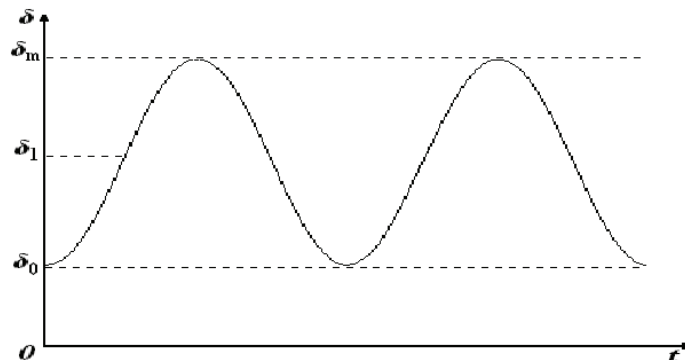
Figur 5 Respons ved endring av mekanisk pådrag

Med utgangspunkt i svingeligningen, kapittel 2.1.1, omformulert fra en moment- til en effektbetraktning og neglisjert av dempeeffekten kan stabilitetskriteriet EAC defineres som

$$\text{Areal 1} = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta \quad (7)$$

$$\text{Areal 2} = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta \quad (8)$$

Systemet er da marginalt stabilt såfremt areal 1 og 2 er like store, ettersom dempeeffekt er neglisjert, og polhjulsvinkelen vil ha et forløp som vist i Figur 6.



Figur 6 Respons polhjulsvinkel

En rekke ulike momenter påvirker et systems stabilitet, og enkelte er diskutert i tidligere arbeid, [14], mens det henvises til litteraturen for dypere beskrivelse.

2.1.3 Spenningsstabilitet

I [46] benyttes begrepet "short term"-spenningsstabilitet som parallell til transient stabilitet med hensyn på tidsperspektiv. Belastninger er imidlertid den drivende faktoren, i motsetning til generatorer og deres evne til bidra med synkroniserende og dempende moment. Ustabil spenning identifiseres ved store, ukontrollerbare spenningsfall som følge av:

"...the attempt of load dynamics to restore power consumption beyond the capability of the combined transmission and generation system" [46]

Kraftsystemet består i stor utstrekning av luftlinjer og karakteriseres derfor induktivt. Derav betraktes gjerne spenningsstabilitet med hensyn på reaktiv effekt¹. Det kan vises at maksimalt absorbert effekt i en belastning for et tapsfritt system med en ideell spenningskilde E er gitt som

$$P = -\frac{EU}{X} \sin \theta \quad (9)$$

$$Q = -\frac{U^2}{X} + \frac{EU}{X} \cos \theta \quad (10)$$

der U er spenningen i lastpunktet med fasevinkel θ og X er linjereaktansen.

PV-kurver², *nesekurver*, er en måte å beskrive sammenhengen mellom aktiv effekt for en last og spenning. Et eksempel er gjengitt i Figur 7, der man ved observasjon av B ser at for en gitt belastning P , mindre enn for (3), eksisterer to løsninger. (1) tilsvarer lav strøm og normal driftsspenning, mens (2) tilsvarer høy strøm og lav spenning. Løsning (2) er en uakseptabel driftstilstand. Maksimalt overført effekt er gitt ved tilstand (3). Forsøk på å øke overført effekt vil ha en destabiliserende effekt i det maksimal overføringskapasitet reduseres jamfør (9), og belastningen og spenningen vil reduseres. Gjenopprettelsen av lasten mislykkes.

Kurvene A, B og C er gitt med økende grad av reaktiv kompensering ved lasten (lavere $\tan \varphi$), slik at maksimal effekt økes. Ulempen med svært kompenserte laster, er at overføringsevnen til et system kan oppnås for spenninger nærme nominell verdi, slik at det kan være vanskelig å identifisere om man befinner seg ved (1) eller (2). Reaktiv kompensering med shuntkondensatorer som innkobles ved lav spenning kan gi et forløp vist som loddrett strek fra A til B.

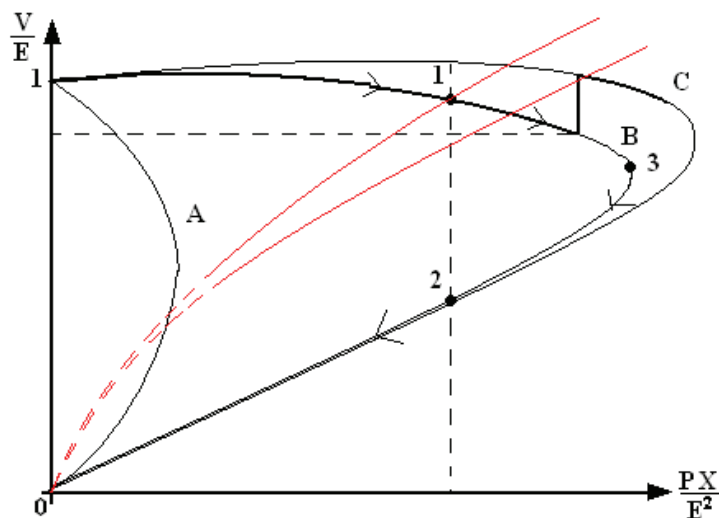
Overføringskapasiteten er som nevnt avhengig av impedansen i systemet, som kan representere den elektriske distansen mellom produksjon og last. Denne kan reduseres ved seriekompensering for å øke maksimal belastning, vist ved resulterende reaktans i systemet, X_{net} gitt som

$$X_{net} = X_l - X_c \quad (11)$$

der X_l og X_c er henholdsvis linjereaktans og kondensatorreaktans. Ved å erstatte linjereaktansen i ligning (9) og (10) med X_{net} er sammenhengen gitt, og endringen kan illustreres ved at forløpet endres fra B til C i Figur 7.

¹ Det gjøres oppmerksom på at fenomenet også avhenger av de aktive belastninger i systemet. Se [46].

² PV-kurver fremkommer ved projisering av den tredimensjonale sammenhengen (P, Q, V) for konstant Q .



Figur 7 PV-kurve, fritt etter [46]

De røde kurvene i Figur 7 representerer en tenkt lastkarakteristikk for en ekvivalent belastning som funksjon av spenning³. Gitt belastningen som en funksjon av nominell spenning V_0 og aktuell belastning z , kan man sette opp et 2. ordens polynom for å representere lastsammensetningen i ekvivalenten som vist i ligning (12) og (13). HeltallsekspONENTEN⁴ angir type belastning i form av konstant impedans(2), konstant strøm(1) og konstant effekt(0).

$$P = zP_0 \left[a_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_p \frac{V}{V_0} + c_p \right] \quad (12)$$

$$Q = zQ_0 \left[a_Q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_Q \frac{V}{V_0} + c_Q \right] \quad (13)$$

der P_0 og Q_0 er gitt ved nominell spenning og koeffisientene $a_{p,Q}$, $b_{p,Q}$ og $c_{p,Q}$ angir andelen. Endring av z er tilsvarende forflytning av lastkarakteristikken jamfør de røde kurvene i Figur 7, mens koeffisientene angir kurveformen.

Dynamisk kan gjenoppretting av laster beskrives av differensialligningen gjengitt i (14) der x er lastens tilstandsvariabel.

$$\dot{x} = f(z, V, x) \quad (14)$$

Eksempel på belastninger med tilhørende tilstandsvariable og hva som angir aktuell belastning vises i Tabell 1.

Tabell 1 Eksempler, belastninger og tilstandsvariable [46]

Lastkomponent:	Tilstandsvariabel x :	Aktuell belastning z :
Induksjonsmotor	Slip (rotor)	Mekanisk moment
Last bak transformator med trinning	Trinneposisjon	Lastbehov
Termostatisk last	Tilkoblet utstyr	Energibehov

Korrekt modellering av både belastninger, reaktive komponenter og generatorer er essensielt for kraftsystemanalyser, og belastningen påvirker spenningsstabilitet så vel som transient stabilitet.

³ Belastninger kan også være frekvensavhengige

⁴ ZIP-koeffisienter

2.1.4 AC-kraftoverføring

Kraftoverføring på høyere spenningsnivå i AC-systemer foregår primært gjennom luftlinjer. Av kostnadmessige grunner benyttes kabler hovedsakelig der etablering av luftlinjer ikke er mulig, og er dermed mindre utbredt. Disse fremstår som reaktive komponenter og er normalt representert med induktansen, X_L , driftskapasitans, C_d , og resistansen, R_L .

Linjer produserer eller forbruker reaktiv effekt avhengig av graden av belastning. Ved lav belastning vil innvirkningen av shuntkapasitansen dominere og linjen vil ha en netto produksjon, mens ved høy belastning vil serieinduktansens gjøre at reaktivt forbruk tiltar. Ved belastning lik linjens naturlige last, ofte forkortet *SIL* – *Surge Impedance Load*, vil netto reaktiv effekt være lik null. SIL er gitt av karakteristisk impedans, Z_c , for tapsfri linje og linjens nominelle spenning E_0 som i (16).

$$Z_c = \sqrt{L/C} \quad (15)$$

$$SIL = \frac{E_0^2}{Z_c} \quad (16)$$

Høy linjebelastning forårsaker høyt spenningsfall. Det kan vises ved en pu.-betraktning gitt overføring fra A til B som

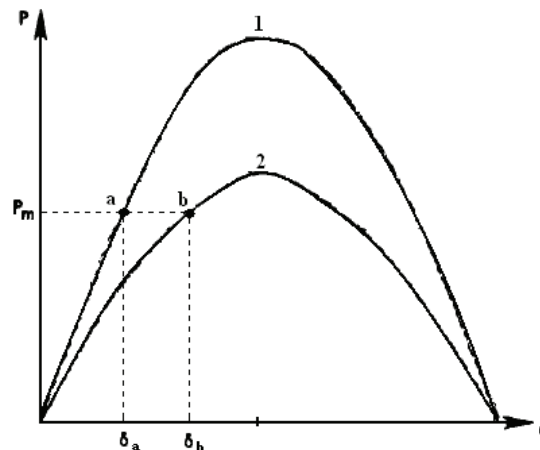
$$\Delta U \approx \frac{P_B R_{AB} + Q_B X_{AB}}{U_B} \quad (17)$$

På høyere spenningsnivå, hvor forholdet $R/X \approx 0,1$, er leddet $Q_B X_{AB}$ dominerende og man ser at spenningsfallet øker med reaktansen X_{AB} i overføringen.

Et forenklet uttrykk for overført effekt gjennom en linje mellom A og B kan etableres for korte linjer ($l < 80$ km), der linjen kun representeres av dens induktans, som

$$P_{AB} = \frac{E_A E_B}{X_L} \sin \delta \quad (18)$$

der $E_{A,B}$ er spenningen i A og B og δ er vinkelen mellom spenningene. Ettersom tap neglisjeres er dette uttrykket prinsipielt likt generatorens utgangseffekt gitt i ligning (2). Dersom samleskinne A og B representerer klemmene til to synkronmaskiner vil δ representere relativ rotorposisjon mellom generatorene. Gitt et tenkt system som i Figur 4, vil konsekvensen for relasjonen mellom effekt og polhjulsvinkel ved linjeutfall være som vist i Figur 8, der kurve (2) er skissert for utfall én av linjene.



Figur 8 Endring i relasjonen effekt - polhjulsvinkel ved linjeutfall [31]

2.2 Karakteristikk - AC-kraftsystem

Problemfri drift av konvertere basert på konvensjonell konverterteknologi⁵ avhenger av tilstanden i AC-systemet. En vurdering av tilstanden har som formål å bestemme hvordan spenningen på konverterterminalene påvirkes under oppkjøring av likestrømsanlegg. En kort beskrivelse av konsekvenser lav kortslutningsytelse har for likestrømsanlegg og ulike måter å karakterisere AC-systemet med kortslutningsytelse og HVDC-kapasitet som utgangspunkt følger.

Alternativt til kortslutningsytelse kan andelen roterende masse i AC-systemet i forhold til tilknyttet HVDC-kapasitet benyttes for å karakterisere AC-systemet. Lav andel har som konsekvens at gjenoppbygging av DC-effekt tar lengre tid, samtidig som dette kan knyttes mot kortslutningsytelsen. Dette er behandlet i tidligere arbeid [14] og utdypes ikke videre da ingen analyser berører temaet.

2.2.1 Kortslutningsytelse og HVDC

Kortslutningsytelse, som mål på kraftsystemets styrke i en gitt samleskinne, viser til systemets evne til å levere høy strøm ved kortslutning. Foruten vernproblematikk, har dette også konsekvens for i hvilken grad man kan forvente feilfri drift av et konverteranlegg basert på konvensjonell tyristorbasert konverterteknologi. Årsaken er at AC-systemspenningen skal forestå strømnulleggjennomgang i bryterne, og omtales i litteraturen som *back voltage*. Dette er nærmere studert i tidligere arbeid [14], og omtales nærmere i litteraturen, blant annet [13].

Hovedutfordringene knyttet til lav kortslutningsytelse kan sammenfattes til følgende [13], der punktet spenningsstabilitet kan sees i sammenheng med begrepet *back voltage*, som omtalt i forrige avsnitt:

Tabell 2 Utfordringer lav SCR

Overspenninger	Ved feil i DC-systemet slik at overføring opphører vil den reaktive kompenseringen (shuntkondensatorer, filter o.l.) kunne føre til høye overspenninger.
Harmonisk resonans	Parallellresonans mellom kondensatorer og/eller filtre og lavereordens harmoniske i AC-systemet. Fenomenet kan føre til transiente overspenninger
Spenningsfluktuasjoner (<i>Flicker</i>)	Inn og utkobling av shuntkondensatorer og -reaktorer fører til uakseptabelt store spenningsvingninger.
Spenningsstabilitet	For svake AC-system vil både AC- og DC-spenning være sensitive for endring av belastning. Økning i DC-strøm fører til reduksjon av AC-spenning, slik at økning av overført effekt kan være svært liten. Etter en feil kan responsen fra DC-systemet føre til en betydelig degradering av spenningen i gjenoppbyggingsfasen på grunn av høyt reaktivt forbruk Kontrollrutiner som VDCOL kan bøte på problemet ved å redusere gjenoppbyggingshastigheten.

⁵ Konvensjonell, linjekommuterende konverterteknologi er i [14] sammenlignet med moderne konverterteknologi basert på transistorer (VSC-HVDC), som er mindre avhengig av tilstanden i AC-systemet.

2.2.2 Kortslutningsforhold

I forbindelse med vekselvirkningen mellom HVDC-system og kraftsystemet for øvrig er kortslutningsytelsen definert som AC-spenningen på samleskinne hvor konverteren er tilkoblet, E_{AC} , og Thevenin impedansekvivalent sett fra samme samleskinne:

$$S_{SC} = \frac{E_{AC}^2}{Z_{th}} \quad (19)$$

Kortslutningsforholdet, SCR – *Short Circuit Ratio*, er et definert mål på kortslutningsytelsen i en samleskinne i forhold til overført DC-effekt og er definert som

$$SCR = \frac{S_{SC}}{P_{DC}} \quad (20)$$

der S_{SC} er kortslutningsytelsen i VA og P_{DC} er nominell DC-effekt. SCR gir et optimistisk resultat dersom filtre og statisk reaktiv kompensering er i drift. Effektivt kortslutningsforhold, $ESCR$, er således etablert og defineres som

$$ESCR = \frac{S_{SC} - \sum Q_C}{P_{DC}} \quad (21)$$

der Q_C er det reaktive bidraget fra filtre og andre statiske reaktive kompenseringselementer. I tilfelle flere HVDC-systemer er tilknyttet geografisk nært i samme AC-kraftsystem, og dersom man lar P_{DC} tilsvare samlet kapasitet, vil $ESCR$ gi pessimistiske resultater såfremt disse ikke er tilkoblet samme samleskinne. Et alternativt mål er $MIESCR$ – *Multiple Infeed ESCR* [19], definert for samleskinne i som

$$MIESCR_i = \frac{S_{SC,i} - \sum_i Q_{C,i}}{P_{DC,i} + \sum_j (MIIF_{j,i} \times P_{DC,j})} \quad (22)$$

med *Multiple Interaction Infeed Factor* for samleskinne j i forhold til samleskinne i gitt av spenningsendringen ved innsetting av liten shuntreaktor som

$$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (23)$$

MIIF har en verdi mellom 0 og 1, som henholdsvis betyr uendelig stor elektrisk avstand mellom DC-system i og j og at DC-systemene er koblet til samme samleskinne.

Grensene for hva som klassifiseres som svakt og sterkt system kan avvike noe i litteraturen, spesielt for litteratur av nyere dato grunnet utviklingen av konverterlogikk, men tradisjonelt er grensene for $ESCR$ gitt som i Tabell 3 for HVDC-system med og uten spenningsavhengig effektkontroll (VDCOL, se kapittel 12.4.2) gjengitt fra [13].

Tabell 3 Klassifisering $ESCR$

	ESCR	ESCR med VDCOL
Høy	> 5	> 3
Moderat	3 < $ESCR$ < 5	2 < $ESCR$ < 3
Lav	< 3	< 2

Alle definisjonene gjengitt ovenfor er å finne i [3], men finnes også presentert i annen litteratur, som for eksempel [13] og [19].

2.3 Konvensjonell HVDC-teknologi

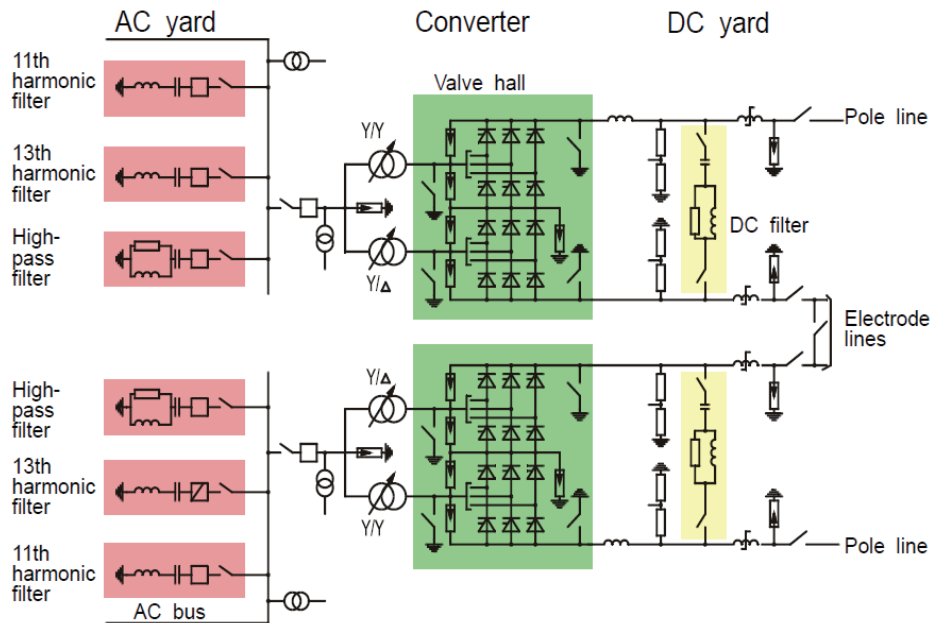
Dette kapitlet vil kort beskrive oppbygging og prinsipiell virkemåte for et HVDC-system basert på konvensjonell, tyristorbasert, konverterteknologi. Alternativ betegnelse er linjekommuterende konverterteknologi – *LCC*. Dette kapitlet er et utdrag fra tidligere arbeid, [14]. Som alternative kilder kan [13] og [32] være egnet. Det gjøres oppmerksom på at begrepene margin og slukking brukes om hverandre for den tiden tyristorer må ha for å gjenvinne blokkeringsevnen etter strømnulleggjennomgang, γ målt i grader.

Motivasjonen for kraftoverføring med likestrøm kan begrunnes både økonomisk og teknisk. Likestrømsforbindelser er spesielt egnet for kraftoverføring over store avstander og for undersjøiske forbindelser ettersom det ikke forekommer reaktiv effektflyt mellom konverterstasjonene. Av den grunn avtar ikke forbindelsens evne til å overføre effekt med overføringsdistansen og reaktiv kompensering er ikke nødvendig.

Konverterstasjonene kan også tilpasses ulike kraftsystemfrekvenser og HVDC-systemet er ikke avhengig av synkron kobling mellom tilknyttede kraftsystem.

2.3.1 Bestanddeler og funksjon

Et HVDC-system består hovedsakelig av følgende bestanddeler, som illustrert i Figur 9 for bipolkonfigurasjon med 12-pulskonvertere:



Figur 9 HVDC-system, bipol

Tabell 4 Bestanddeler HVDC-system

Harmoniske filtre	Tilkoblet transformatorsamleskinnen for absorpsjon av harmoniske strømmer. Mengden filterutstyr avhenger av systemkonfigurasjon, konverterteknologi og krav fra systemoperatør. Kan også etableres på DC-siden av konverterstasjonen for reduksjon av harmoniske.
Reaktiv kompensering	Konvensjonell konverterteknologi forbruker reaktiv effekt som leveres fra bl.a. SVC'er og roterende fasekompensatorer. (Ikke vist i figur).
Transformator	Spenningstransformering fra systemets til konverterens spenningsnivå. Stor trinningsevne fordelaktig. Galvanisk barriere mellom AC- og DC-system ved feil.
Konverter	Gjennom koordinert åpning/lukking av bryterne i tyristrobroene forestås konvertering mellom AC og DC. Se utvidet beskrivelse.
DC-kabel	DC-kabler for konvensjonell HVDC er primært papir-olje-isolerte kabler med utforming av jordleder og beskyttende lag avhengig av omgivelsene de legges i.
Dempereaktans	Koblet i serie mellom konverter og DC-kabel for reduksjon av transiente overstrømmer ved kommuteringssvikt.
Kontrollogikk	Ulike kontrollfunksjoner, som effektmodulering og spenningskontroll ivaretas av ulike reguleringsløyper, nærmere beskrevet i vedlegg 12.4.

2.3.2 Konverterenheten

Selve konverterenheten, som omformer elektrisiteten i hver ende (AC/DC eller DC/AC), kan være oppbygd av en enkelt trefase 6-puls brokonverter eller eventuelt to trefase 6-puls brokonvertere koblet i serie for å danne en 12-puls konverter. Brokonverterne, eller *ventilene*, utgjøres av et sett tyristorer som vist for 12-pulskonverteren i Figur 9. En konverterenhet består normalt av flere seriekoblede ventiler avhengig av spenningsnivå.

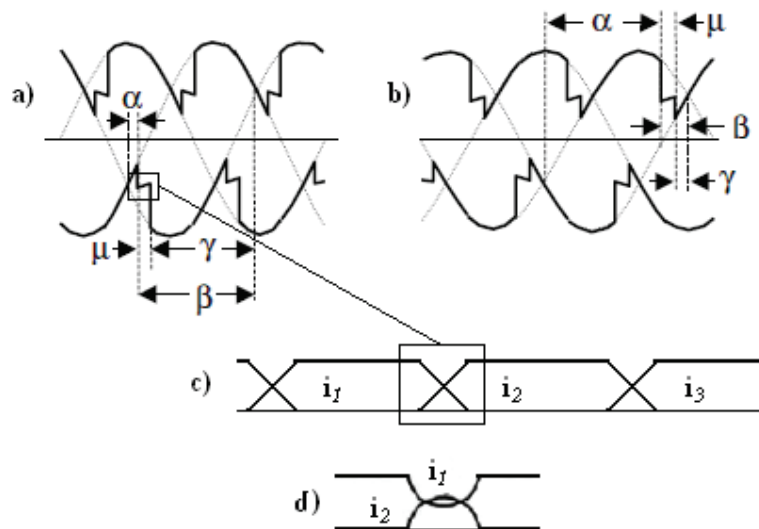
Begrepet *puls* kommer av antallet spenningspulser som forekommer for hver periode (20 ms for 50 Hz systemfrekvens). Spenningspulsene er gitt av tyristorenes åpne- / lukke-sekvens som forekommer to ganger per periode for hvert tyristorpar.

2.3.3 Kommutering og kommuteringssvikt

Et sentralt begrep i senere kapitler er kommuteringssvikt, som er et resultat av feilfunksjon i konverteren. Kommutering er forløpet der et bryterpar slutter å lede og et annet overtar. Som vist i Figur 10c) vil to bryterpar lede samtidig under kommuteringen på grunn av reaktanser i systemet som gir begrensninger på forholdet di/dt .

Når et tyristorpar(1) tenner så stiger strømmen gjennom (1) mens strømmen gjennom forrige tente tyristorpar(2) faller mot null. Tenningen er tilpasset vekselspanningen i AC-systemet, slik at strømmen gjennom(2) vil drives mot null av en motspenning fra AC-siden, derav navnet linjekommuterende. Kommuteringsprosessen foregår i løpet av overlappingen, μ , og må være gjennomført innen fasespenningen over (1) blir mer positiv enn fasespenningen over (2). Konsekvensen dersom ikke strømnulleggjennomgang oppnås er at tyristorpar(1) fortsetter å lede parallelt med (2) og man har en kommuteringsfeil eller -svikt.

Slukkingen, γ , er den tiden tyristorparet har til å gjenoppbygge blokkeringsevnen innen etterfølgende spenningspåkjenning. Dersom DC-systemet driftes med effektkontroll vil slukkingen være kontrollvariabel på vekselside. Under normal drift holdes slukkingen konstant lav for å redusere reaktivt forbruk, men med en viss sikkerhetsmargin for å unngå kommuteringssvikt.



Figur 10 Prinsippkisse forløp for reel brolikeretter a) Likeretterspenning, b) Vekselretterspenning og c) Prinsipiell strømkommutering d) Prinsipiell kommuteringssvikt

Kommuteringssvikt kan oppstå dersom spenningen i tilkoblingspunkt for tilhørende AC-kraftsystem blir for lav og forekommer hovedsakelig når konverteren driftes som vekselretter. Man vil kunne observere kommuteringssvikt som hurtige variasjoner i effekt og marginvinkel. Gjentakende (repeterende) kommuteringssvikt, for eksempel ved vedvarende lav AC-spenning, kan lede til fullstendig bortfall av import.

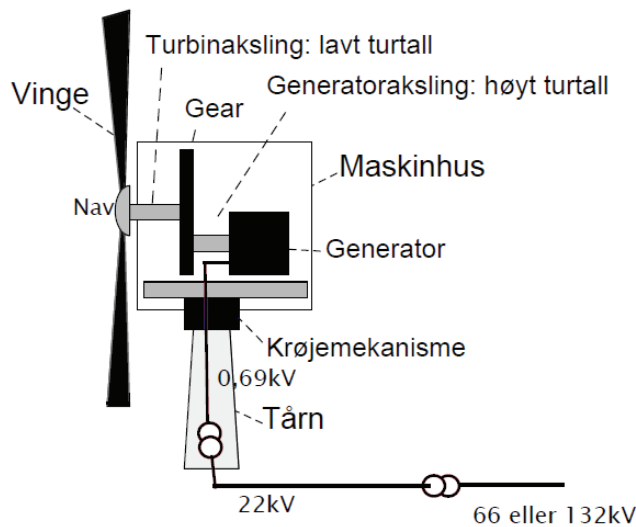
I svake AC-systemet med import kan effektkontroll av DC-systemet ha en destabiliserende effekt på AC-spenningen. Ved en feil, der AC-spenningen og således også DC-spenningen synker, vil kontrollenheten for DC-systemet søke å opprettholde overført effekt ved å øke settpunkt for strøm, *current order*. Konsekvensen er økt spenningsfall og derav økt fare for kommuteringssvikt og importbortfall. *Voltage Dependent Current Order Limiter – VDCOL* er en kontrollrutine som justerer settpunkt for strøm avhengig av spenningsmåling, slik at overført effekt reduseres ved lavere spenninger og ved eventuell oppramping av DC-effekt vil hastigheten begrenses for å unngå kommuteringssvikt.

2.4 Vindkraft – teknologi

Hensikt med dette kapitlet er å gi en kort beskrivelse av vindkraft, herunder en generell betraktning av vindturbinens bestanddeler. Det legges vekt på vinden som energiressurs og dens karakteristika, samt ulike metoder for å kontrollere omformingen av vindens kinetiske energi til roterende mekanisk moment i vindturbinen. Omforming fra mekanisk til elektrisk energi er begrenset til en kvalitativ beskrivelse av generatorløsningen som er benyttet i analysene, DFIG.

2.4.1 Bestanddeler

Det eksisterer en rekke løsninger for å konvertere den kinetiske energien i vind om til mekanisk og elektrisk energi. Den typen vindturbiner som i dag nyttes er av typen horisontalaksiale turbiner, prinsipielt skissert i Figur 11 med en kort beskrivelse av typiske bestanddeler i Tabell 5.



Figur 11 Prinsippskisse vindturbin

Tabell 5 Typiske bestanddeler for vindturbiner

Tårn	Står på stødig fundament og er vindturbinens bærende konstruksjon. Innvendig finnes gjerne transformator og evt. kontrolltavler.
Krøjemekanisme	Lar maskinhuset rotere for best mulig posisjonering i forhold til vindretning.
Maskinhus (nacelle)	Konstruksjon for å beskytte komponenter mot ytre påvirkninger som vær og forurensing. Roterende maskineri, kjølings- og ventilasjonsanlegg, styringssystemer og annet tilleggsutstyr lokaliseres her.
Turbin	Turbinen består av <i>nav</i> og <i>blader(vinger)</i> . Ulike løsninger eksisterer, blant annet med hensikt på effektkontroll.
Generator	Omformer roterende mekanisk energi til elektrisk energi. En rekke løsninger finnes, både med og uten <i>gir</i> .

Gir	Turbiner kan leveres med gir for å øke rotasjonshastigheten til rotor i generator. Alternativt leveres direkte-drevne systemer uten gir. Gir omtales ikke i detalj, men inngår i beskrivelse av generatorløsninger. Gir er en komponent som påvirker driftsikkerheten og utgjør en betydelig andel av total vekt for maskinhuset.
Transformator	Generatorer leverer normalt effekt på et lavere spenningsnivå enn spenningen i vindparkens interne kraftsystem. En transformator lokaliseres normalt i nedre del av tårnet for reduksjon av toppvekt.

2.4.2 Vindenergi

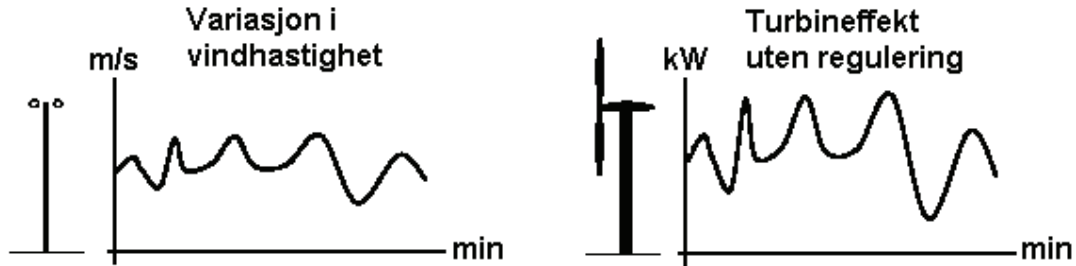
Utfordringene knyttet til vindkraftintegrasjon skyldes i stor grad at vindhastigheten ikke er konstant. Hastighetsvariasjon kan, avhengig av vindturbin- og parkløsning som benyttes, observeres i ulik grad som variasjoner i elektriske parametere i tilknytningspunkt med kraftnettet for øvrig. En rekke faktorer er avgjørende hvordan vindforholdene påvirker det elektriske utgangssignalet. [33]

Sammenhengen mellom effekt og vindhastighet varierer proporsjonalt med vindhastigheten i tredje potens, se (24). Vindhastighet er derfor den viktigste informasjonen om en gitt vindpark i forhold til blant annet hvilken årlig energimengde som kan forventes å omformes til elektrisk energi. Variasjon av vindhastighet, og således variasjon av effekt ut av vindpark, er også en utfordring med hensyn på regulering av kraftsystemet. Variasjon av vindhastighet forekommer med ulike tidshorisonter og skyldes blant annet [36]:

Tabell 6 Variasjon, vind

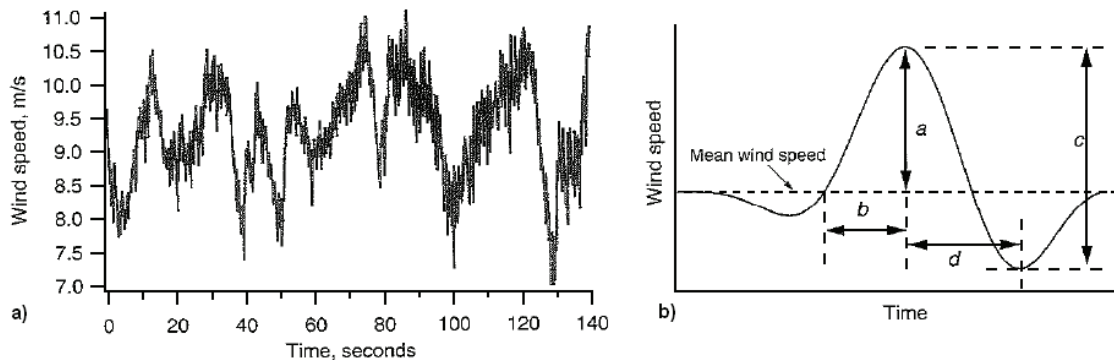
Topografi	Opphav til fenomener som turbulens, tunneleffekt, m.f.
Turbinhøyde	Vindhastigheten øker med tiltagende turbinhøyde grunnet friksjon.
Vindparkkonfigurasjon	Vakeeffekter som turbulens og vindskygge.
Sesongvariasjoner	Sesongbetonte endringer av vindforhold som følge av periodiske endringer av atmosfæriske forhold.

Sentralt for problemstillingen her vil være variasjoner av vindhastighet med kort tidshorison, spesielt i tidsrommet $<0-30$] sekunder. Disse representeres hovedsakelig av *vindkast* og *turbulens*. Målinger av vind gjøres normalt med en frekvens på 1 Hz og danner grunnlag for bestemmelse av 10-minutters middelvei for bruk i dimensjonering av vindparken. Kortvarige vindvariasjoner påvirker momentet på turbinakslingen og derfor også generatoren, se Figur 12.



Figur 12 Turbin effekt og variasjon i vindhastighet [34]

Turbulens kan representeres som en diskret hendelse, på lik linje med vindkast, som illustrert i Figur 13b) med eksempel på reelt plot av vindhastighet i a). I figuren angir a – amplitude, b – stigningstid, c – maksimal hastighetsendring og d – perioden.



Figur 13 a) Plot vindhastighet, b) Diskret representasjon av vindkast [36]

Med flere vindturbiner spredt over et geografisk område og felles tilknytning til kraftsystemet for øvrig, vil innvirkningen av vindkast og turbulens reduseres slik at effektfluktuationene, som illustrert i Figur 12, utjevnes. Samtidig vil kvaliteten på utgangssignalet fra generatoren påvirkes i ulik grad avhengig av generatorløsning og turbinregulering. Sistnevnte omtales ytterligere i kapittel 2.4.3.

Maksimal effekt som kan hentes ut av en vindturbin er gitt av (24) og utledes med bakgrunn i uttrykket for kinetisk energi for et legeme. Første ledd representerer massestrømmen gjennom rotorarealet og C_p angir andelen av vindenergien som kan omformes i roterende energi i turbinen. Den teoretisk maksimale verdi av C_p kan vises å være 0,593 (*Betz-Lanchaster*), men er i praksis noe lavere⁶. [33]

$$P_{wt} = \frac{1}{2}(\rho AU)U^2 C_p(\lambda, \beta) \quad (24)$$

ρ - Massetetthet luft (ca. 1.225 kg/m^3)

A - Rotorareal

U - Vindhastighet

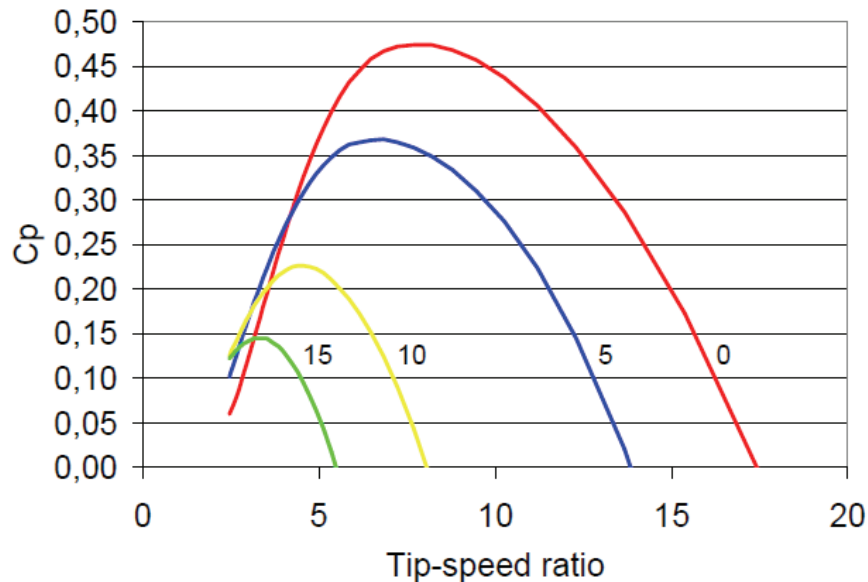
$C_p(\lambda, \beta)$ - Turbinvirkningsgrad

⁶ Typisk verdi ca. 0,5

2.4.3 Effektkontroll

Turbinvirkningsgraden er ikke konstant, men avhenger av turbinbladenes angrepsvinkel i forhold til vindretning, *pitch*-vinkel β , og *tip-speed ratio* gitt av (25), der ω_{wt} er rotasjonshastighet for vindturbin og R_{wt} er radius av turbinblad. Sammenhengen mellom λ og C_p er eksemplifisert i Figur 14 for en reell vindturbin med avtagende angrepsvinkel.

$$\lambda = \frac{\omega_{wt} R_{wt}}{U} \quad (25)$$



Figur 14 Turbinvirkningsgrad (C_p) som funksjon av angrepsvinkel (β) og tip speed ratio (λ) [34]

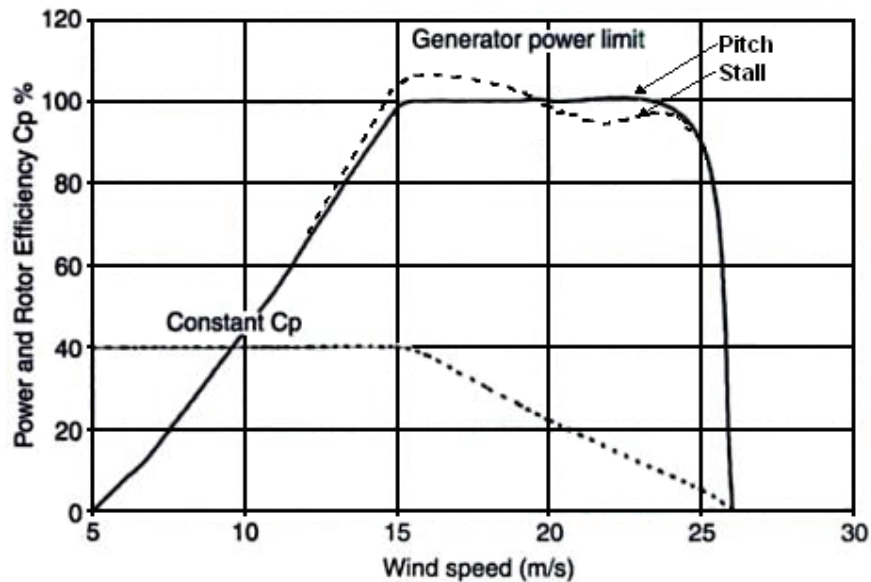
Kontroll av vindturbiners leverte effekt kan gjøres ved å justere parameterne som påvirker dens virkningsgrad.

En viktig forskjell mellom ulike turbinløsninger for en vindpark, sett bort fra ytelse og generatorløsning, er i hvilken grad man kan optimalisere turbineffekten og redusere momentfluktasjoner på turbinakslingen og således variasjoner i levert elektrisk effekt.

Et typisk vindturbin leverer effekt fra vindhastigheter omkring 3-5 m/s, såkalt *cut-in* vindhastighet. Maksimal vindhastighet, *cut-out*, settes normalt til i overkant av 25 m/s for å begrense kreftene som virker på konstruksjonen. Når vindhastigheten overstiger maksimal verdi vil vindturbinen stanses for et gitt tidsrom. Dette vises i Figur 15, sammen med hvordan hastighetskontroll deles i to områder:

Konstant C_p : Turbinvirkningsgraden optimaliseres for gitt vindhastighet og *tip speed* med formål å maksimere turbineffekten.

Konstant P_{wt} : Avtagende virkningsgrad med tiltagende vindhastighet med formål å holde konstant effekt.



Figur 15 Hastighetsregulering for vindturbin [36](modifisert)

Pitching er justering angrepsvinkelen til turbinbladene for å regulere moment på rotorakslingen eller rotorhastigheten. Vinkelen kan justeres hurtig i forhold til skiftende vindforhold og vindkast for økt moment, konstant C_p , eller begrensning av effekt som illustrert i Figur 15 [33]. Relasjonen mellom pitching og momentregulering gjør at pitchkontroller bør representeres analyser av kraftsystemdynamikk.

Stall er en form for momentkontroll i det den aerodynamiske utformingen av bladprofilene gir at ulik andel av bladets totale lengde bidrar til det roterende momentet, avhengig av vindhastigheten. Moment på turbinbladene reduseres med tiltagende vindhastighet og har derfor begrenset nytteverdi i kombinasjon med turbiner med variabel hastighet. *Stall* er en passiv reguleringsmetode for effektbegrensning og krever derfor mindre deler og har økt pålitelighet i forhold til *pitch*. [33]

Vindturbiner med konstant hastighet, *KHT*, vil ha en konstant virkningsgradskurve, tilsvarende en av kurvene i Figur 14, tilpasset de lokale vindforholdene. Energiutbyttet vil være lavt, om lag 70-80 % i forhold til turbiner med variabel hastighet, ettersom λ – *tip speed ratio* ikke kan justeres. Vindturbin inklusive generator og system må designes for å tåle ekstreme påkjenninger under vindkast, men kostnadene vil være lavere enn for tilsvarende turbin for variabel hastighet. Enklere elektrisk system reduserer kostnader og færre deler øker påliteligheten. Lavere årlig levert energi er imidlertid årsak til at konstant hastighetsturbiner normalt kun nyttes for mindre konstruksjoner og utelates videre. Turbiner med tottrinns hastighet med omkobling av statorspoler utelates også med samme begrunnelse. [33]

Løsninger for turbiner med variabel hastighet, *VHT*, finnes blant annet i kombinasjon med induksjonsgeneratorer med variabel *sakking* og dobbeltmatede induksjonsgeneratorer (*DFIG*)⁷. Variabel hastighet egner seg ikke for synkronmaskiner såfremt nettilknyttingen ikke går via en konverter for frekvensregulering (*back-to-back*), slik at parksystemet er uavhengig av nettfrekvensen for øvrig.

⁷ Se kapittel 2.4.4 for *DFIG*

Hastigheten til en vindturbin er gitt av den elektriske systemfrekvensen f_e , girforhold r og evt. sakking ved bruk av induksjonsgenerator, gitt av uttrykkene i (26).

$$\begin{aligned} P_{wt} &= \omega_{wt} T_{wt} && \text{der} \\ \omega_{wt} &= r \omega_e && \text{med } r = 1 \text{ for direktedrevet generator} \\ \omega_e &= 2\pi f_e && \text{der } f_e \text{ er den elektriske frekvensen} \end{aligned} \quad (26)$$

Hensikten med *VHT* er å utnytte vindressursene optimalt. Ved å kontinuerlig tilpasse bladenes angrepsvinkel oppnås optimal rotasjonshastighet og virkningsgradskurven justeres i forhold til vindhastigheten. Energien i vindkast kan også absorberes og lagres som roterende energi i rotor. Dette gir en dempende effekt i forhold til de mekaniske påkjenningene på konstruksjonen samt at støynivået reduseres. Effektfluktuasjoner kan dempes avhengig av generatorløsning, der overskuddsmoment på turbinbladene bidrar til økt rotasjonshastighet istedenfor å mates inn kraftsystemet. Den roterende energien fungerer således som et energilager som kan tappes etter behov, der netto moment som virker på turbinbladene er gitt av (27).

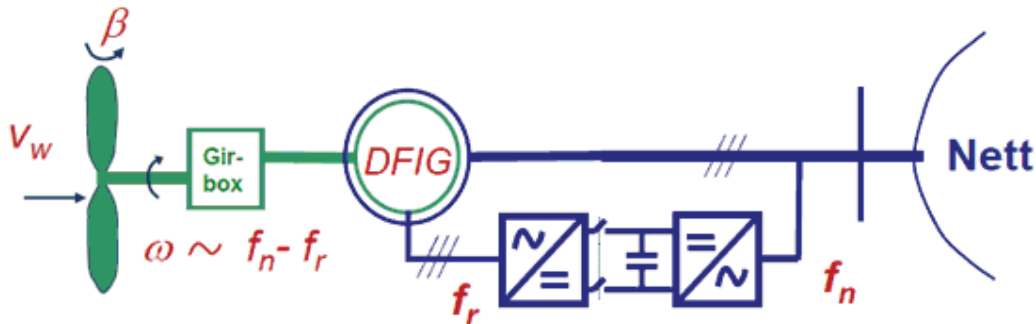
$$\Delta T = T_{wt} - T_e = \frac{P_{wt}}{\omega_{wt}} - \frac{r \cdot P_e}{\omega_e} \quad (27)$$

Krøjemekanisme og evt. tilting av maskinhuset benyttes for optimalisering av effekt for langsomme vindendringer, typisk vindretning. Disse er for langsomtvirkende til at de er interessante for en dynamisk stabilitetsanalyse og vil ikke beskrives nærmere.

For en vindpark med et nærliggende omformeranlegg vil overgangen fra maksimal effekt til stans i produksjon være interessant, da en gradvis, men hurtig, endring i effekt vil forekomme. Hurtigheten vil avhenge av geografisk utstrekning og turbinkarakteristikk ved nedkjøring for valgt turbinløsning.

2.4.4 DFIG

Dobbeltmatrede induksjonsgeneratorer er som tradisjonelle asynkrongeneratorer der kortslutningsrotoren er erstattet med en viklet rotor med rotorviklingene er tilkoblet en firekvadrantskonverter gjennom slepinger. Konverteren er igjen tilkoblet generatorklemmene og kontrollerer amplituden og faseforskyvningen til rotorstrømmen slik at produksjonen kan styres svært hurtig. Konverteren gjennom en transformator. En skissering er gitt i Figur 16.



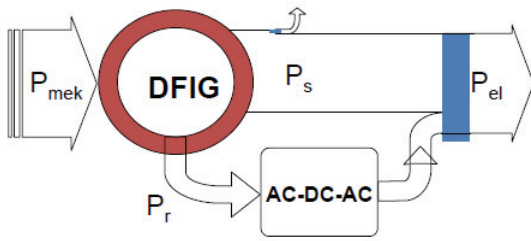
Figur 16 DFIG [35]

Følgende karakteristiske egenskaper gjelder for DFIG [41]:

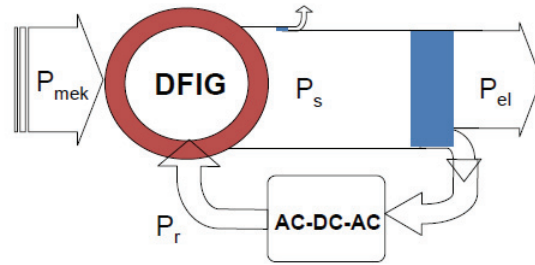
Dekoblet rotorfrekvens	Gir økt sakkeområde, ca. $\pm 20\%$ (0-2 % for konvensjonell IG). Økt hastighetsvariasjon mulig og resulterer i bedret virkningsgrad.
Kontrollerbar reaktiv effekt	Konverteren varierer faseforskyvningen i rotorfeltet i forhold til det roterende statorfeltet hvilket muliggjør både absorpsjon og produksjon av reaktiv effekt. Kan benyttes for å tilfredsstille krav til spenningskontroll og effektfaktor.
Momentkontroll	Den hurtige responsen til konverter og konverterkontrolleren holder det elektromagnetiske momentet under relativ kontroll, selv ved alvorlige feil i kraftsystemet.
Utkobling	Under spenningskollaps vil DFIG med spennings- eller effektfaktorkontroll få svært høye og potensielt skadelige rotorstrømmer. Maskinen vil kobles ut og ikke bidra til gjenopprettelse av systemet.

Konverteren forbruker eller leverer effekt til kraftsystemet, avhengig av om rotors omdreiningshastighet er henholdsvis under eller over synkron hastighet (gitt av systemfrekvensen og antall polpar i rotor), illustrert i Figur 17.

Oversynchronous speed:

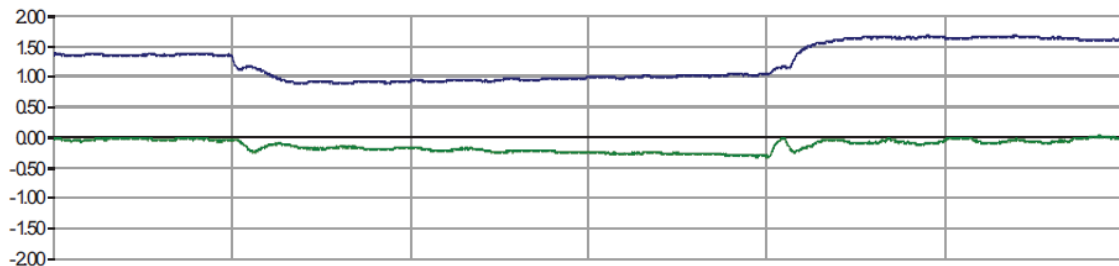


Undersynchronous speed:



Figur 17 DFIG - Konverterfunksjon ved rotasjonshastighet over / under synkron hastighet [35]

Denne generatorløsningens evne til å levere feilstrøm avhenger av hvordan konverteren konfigureres. Figur 18 viser feilforløpet for en GE 1,5 MW turbin, der bidraget holder et jevnt, men noe redusert nivå under feilforløpet. Dersom konverterkontrolleren blokkerer under feil, typisk for å beskytte mot høye spenninger over rotorkretsen, vil forløpet være tilnærmet som for en tradisjonell induksjonsmaskin.



Figur 18 GE 1,5 MW DFIG [41]
150 ms. feil etter 50 ms
– aktiv- og – reaktiv effekt

3 PSS/E – Power System Simulator for Engineers

Analyseprogrammet PSS/E, versjon 31.0.2, fra Siemens / PTI er valgt som verktøy for analysene som skal gjennomføres. Årsaken er hovedsaklig det eksisterende modellbiblioteket som følger med programpakken og at *Statnett* distribuerer deres modeller over det norske og nordiske kraftsystemet blant annet i dette filformatet. I versjon 31 kan de ulike analysene gjøres fra ett felles brukergrensesnitt, eller programmet kan kjøres kommandobasert⁸. Andre tilsvarende analyseprogram er *Power Factory* fra *DIGSILENT* og *Simpow* fra *STRI*. I dette kapitlet vil PSS/E kort presenteres, samt overordnede valg som er gjort i forbindelse med analysene.

3.1 Programbeskrivelse

PSS/E er en programpakke som lar brukeren gjennomføre en rekke ulike kraftsystemanalyser, både i form av lastflyt og dynamiske med symmetriske og usymmetriske feil. Bruker kan etablere systemekvivalenter, gjennomføre kortslutningsberegninger, m.f. I tillegg eksisterer tilleggspakker som blant annet omfatter lineæranalyse (småsignalstabilitet).

Programmet muliggjør kraftsystemanalyser med utgangspunkt i fundamentalfrekvensen, høyere ordens harmoniske er ikke inkludert. Kraftsystemer og deres komponenter representeres i form av ekvivalenter i positiv rotasjonsretning, hvilket innebærer et krav om symmetriske trefasesystem. I kraftsystemanalyser kan balanserte hendelser, som en trefase kortslutning, derfor kun gjøres såfremt dette kravet er i behold. En gjennomgående beskrivelse av hvordan ulike feil kan representeres i forhold til dette kravet er å finne i [21].

Automatisering av analyser er mulig gjennom script i programmeringsspråkene *Fortran*, *Python* og *Iplan* (eget språk for PSS/E). En egen opptaksfunksjon i brukergrensesnittet muliggjør lagring av alt som foretas i programmet.

3.2 Overordnede valg

3.2.1 Lastflytberegninger

Lastflytberegninger kan gjennomføres med ulike numeriske algoritmer. I denne oppgaven er *Full Newton-Raphson* konsekvent benyttet. Ut over standard innstillinger, er det valgt diskret justering av transformatortrinning samt diskret og kontinuerlig justering av kompenseringselementer.

Kortslutningsytelsen er analysert med den innebygde funksjonen for feilanalyse etter *IEC 60909* - standard. Det innebærer blant annet at HVDC og reaktiv kompensering ikke tas hensyn til. SVC'er som i Norgesmodellen er modellert som generatorer i lastflytanalysene må imidlertid kobles ut. Det har som konsekvens at det effektive kortslutningsforholdet, jamfør kapittel 2.2.1, kan beregnes direkte fra resultatene gjengitt i vedlegg 12.12.

Det er i beregningene tatt utgangspunkt i de til enhver tid spesifiserte lastflytdata og kortslutningsytelsen beregnes for trefase kortslutning til jord med standard innstillinger, forutsatt subtransient reaktans.

⁸ External Interpreter Mode – Blant annet mulig via python-kommandolinjen

3.2.2 Dynamiske simuleringer

De dynamiske simuleringene er foretatt med standard innstillinger, unntagen (1) steglengden for hver iterasjon og (2) fordelingen mellom ulike typer laster.

1. Denne er etter anbefaling fra Statnett satt til 1/8 periode [25], hvilket innebærer at det foretas en iterasjon per 2,5 ms. Valg av steglengde avhenger av tidskonstantene i de dynamiske modellene, der steglengden bør være mindre enn minste tidskonstant.
2. Lastfordelingen følger anbefaling fra Statnett og er satt til en 40/40/20 % -fordeling for henholdsvis konstant impedans, konstant strøm og konstant effekt, både for aktiv og reaktiv effekt.

For hver iterasjon skrives en rekke tilstander og variable til resultatfiler av typen *.out. Alle tilstandene og variablene som skrives tilegnes en egen *kanal* som fungerer som merkelapp. En oversikt over kanalene som er skrevet til fil i de utvalgte analysene finnes i vedlegg 12.10.

3.3 Grafisk fremstilling av resultater

PSS/E gir to muligheter for grafisk fremstilling av resultater fra dynamiske simuleringer, (1) gjennom en "klikk og dra"-funksjon i det grafiske brukergrensesnittet og (2) gjennom det medfølgende programmet *PSSPLT*.

Det er valgt å ikke benytte plottefunksjonene som følger PSS/E, men MatLab En egen funksjon konverterer datainnholdet i *.out-filene og leser disse til datastrukturer som benyttes med MatLab-funksjonen *plot*. Årsaken er at MatLab egner seg bedre for automatisering og gir derfor en betydelig tidsbesparelse.

I PSS/E har man muligheten til å velge hvor hyppig simuleringsresultatene skrives til *.out-filene. Det er valgt å skrive hvert tidsskritt til resultatfilene.

Ved sammenlikning av parametre gitt i pu. og absoluttverdi omgjøres alle verdier til pu. Alle pu.-verdier er gitt i forhold til merkeeffekt 1000 MVA og til de til enhver tid gjeldende spenninger.

4 Modellering likestrømsforbindelser

Dette kapitlet vil introdusere leseren for generelle momenter vedrørende modellering av HVDC-overføringer i PSS/E, samt generelle kriterier for valg av dynamiske modeller for analyser av nye likestrømsforbindelser.

I kapittel 4.1 – *Lastflytrepresentasjon HVDC – PSS/E* forklares kort hvordan likestrømsforbindelser representeres og behandles i PSS/E.

I kapittel 4.2 – *Dynamisk representasjon – PSS/E* omfatter generelle momenter vedrørende dynamisk oppsett av HVDC-modeller.

I kapittel 4.3 – *Kriterier for valg av dynamisk modell* gjengis grunnlaget bak valg av dynamiske modeller for nye og eksisterende likestrømsforbindelser.

I kapittel 4.4 – *Vurderte HVDC-modeller* diskuteres dynamiske modeller tilgjengelig i PSS/E mot kriteriene presentert i kapittel 4.3. Derav vil det konkluderes hvilke modeller som videre benyttes.

Dynamiske modeller for likestrømsforbindelsene Skagerrak12, Skagerrak4 og NorNed var i utgangspunktet mottatt fra Statnett med tilhørende parametersett. Det er imidlertid etter mye feilsøking funnet at disse modellene, eventuelt medfølgende parametersett, forårsaker numeriske problemer slik at PSS/E ikke kan kjøres uten feil. Feilen gjengis som *ugyldig flyttallsoperasjon* og kan være forårsaket av små tidskonstanter. Reduksjon av tidsskritt for simuleringene løste ikke problemet. Forsøk på å identifisere problemet, blant annet ved å kjøre PSS/E gjennom python-kommandolinje, ”*external interpreter enviroment*”, for å finne en henvisning til hvor problemet ligger, har ikke ført frem.

Kildegrunnlaget i dette delkapitlet er i stor grad dokumentasjonen som følger simuleringsprogrammet PSS/E. Lastflytspesifikasjoner og dynamisk modellering av HVDC-forbindelser beskrives i detalj i henholdsvis [15] og [6], og som støttelitteratur for kriterier vedrørende valg av dynamiske modeller nyttes [13] og [18].

4.1 Lastflytrepresentasjon HVDC – PSS/E

En lastflytbeskrivelse av en likestrømsoverføring, *two-terminal dc line*, modelleres likt uavhengig av de dynamiske modellene. Lastflytmodellen består av like- og vekselretter samt en overføringslinje i form av mono- eller bipolar kabelkonfigurasjon, og etablerer startverdiene nyttet i dynamiske simuleringer.

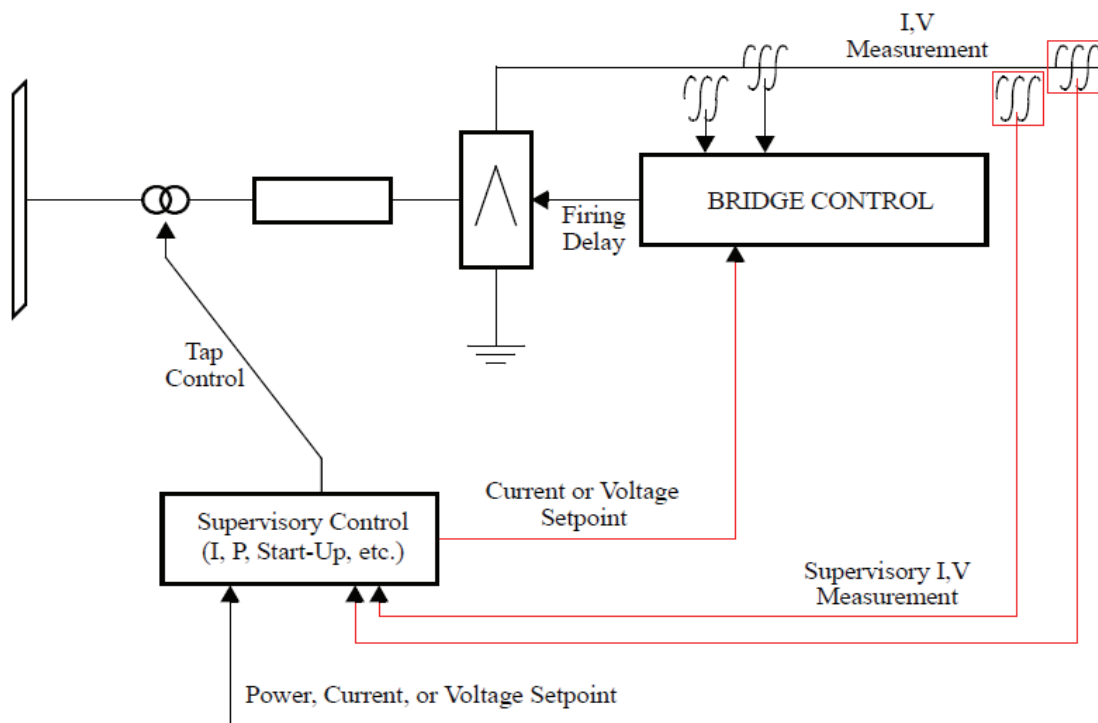
Parameterne som må angis omfatter både kontrollparametere med settpunkter for konverterne, konvertertransformator, AC- og DC- spenningsnivå og linjedata. Detaljer vedrørende lastflytmodellens parametre er utførlig beskrevet i [15].

Lastmodellene til likestrømsoverføringer kalles innledningsvis for hver iterasjon når man kjører en lastflyt. Slik settes faktisk overført effekt gjennom likestrømsoverføringen, konvertere og DC-linje, før resten av systemet løses.

4.2 Dynamisk representasjon – PSS/E

Likestrømsforbindelser og deres vekselvirkninger med tilknyttet AC-kraftsystem er i hovedsak et resultat av kontrollrutinene som styrer bryterne i konverterstasjonene. Fordi kontrollrutinene i praksis er adskillig hurtigere enn hva tidsopløsningen til simuleringene i PSS/E normalt settes til, gjøres forenklinger på såkalt underordnet nivå, mens overordnede koordinerende kontrollere tilsvarer reelle kontrollrutiner.

Figur 19 gjengir overordnet kontrollnivå for en konverter, og dens kobling til den enkelte likeretterbro, *bridge control* – underordnet nivå. Foruten å kontrollere konvertersystemet under oppstart, opp- og nedramping av effekt o.l, vil denne koordinere systemets respons til endringer som har konsekvens for dets overføringsevne, der denne i stor grad avhenger av tilhørende AC-systems spenning i tilknytningspunktet. Hver likeretterbro kontrolleres av en tilbakekobling med båndbredde tilsvarende nøyaktigheten av triggerforsinkelsen, *firing delay*, for like- og vekselretter, som skal forestå at strøm og spenning holder ønsket verdi. Ønskede verdier gis av en ytre sløyfe, merket rødt – *supervisory control / measurement*, som koordinerer de enkelte likeretterbroene konverteren er bygget opp av ved å sammenligne målte verdier av strøm og spenning med settpunkter for spenning og strøm eller effekt.



**Figur 19 Oppsett overordnet HVDC-kontroll [6]
Bridge Control svarer til underordnet kontrollnivå**

PSS/E har inkludert en rekke dynamiske modeller av likestrømsforbindelser som egner seg til ulike studier. Der er derfor av avgjørende betydning å kjenne modellenes begrensninger i forhold til de fenomener som skal studeres.

Alle modellene tar høyde for den transiente oppførselen til den overordnede kontrolleren, ettersom justering av effektflyten i DC-systemet har stor påvirkning på AC-systemet.

Overordnet kontrollnivå for DC-system i drift ivaretas i større eller mindre grad i de ulike modellene og oppsummeres som:

1. Regulering av margin- og triggervinkel for å holde spesifisert konstant DC-strøm eller effekt med koordinering mellom like- og vekselretter ved normal drift.
2. Midlertidig overbelastning av konverterens settpunkter som respons på forstyrrelse av AC-spenning.
3. Alternativt kan settpunkt for DC-effekt moduleres ved hjelp av tilleggskontrollere, for eksempel med hensikt å dempe svingninger i systemet. Dette punktet vil ikke inngå i denne oppgaven.

Spesielle kontrollrutiner overstyrer kontrollrutinene beskrevet ovenfor i tilfelle AC- eller DC-spenninger i forbindelse med konverterenhetene beveger seg ut over angitte grenser. Disse ekstraordinære rutinene, inkludert i ulik grad i de forskjellige modellene, har til hensikt å ivareta kontroll når det er fare for kommuteringsfeil.

Modellenes evne til å gi en nøyaktig respons avhenger av deres detaljgrad. Økt grad av detaljer fordrer imidlertid hensiktsmessige parameterdata.

4.3 Kriterier for valg av dynamisk modell

Svært detaljerte HVDC-modeller tar hensyn til de elektromagnetiske egenskapene til overføringslinjen og konverterenhetene. Dette er høyfrekvente forløp, der man tar høyde for tidskonstantene for blant annet triggervinkelkontroller og dynamikken i selve DC-overføringen. Disse krever små integrasjonssteg i simuleringene og dertil økt tidsforbruk. Tidsskrittene er adskillig mindre enn hva som normalt benyttes ved stabilitetsanalyser i et AC-kraftsystem og slike analyser gjøres normalt i egnet programvare beregnet for studier av elektromagnetiske transienter. [18]

En type modeller som i større grad er forbeholdt større systemanalyser er såkalte *pseudo-steady state* modeller som gir gode resultater ved likevektstilstand og gir akseptabel respons ved langsomme dynamiske endringer. Stabilitetsanalyser gjøres normalt under en tilsvarende antagelse [18]. Disse kjennetegnes av forenklinger for spesielt høyfrekvente forløp.

Valg av detaljgrad ved modellering av likestrømsforbindelser avhenger av (1) med hvilken hensikt modellen skal implementeres, (2) hvilken type forstyrrelser systemet utsettes for og (3) systemets styrke [13]. En betraktning av disse momentene i forhold til oppgavens formulering vil kunne lede til følgende:

- (1) Modellen skal representere både eksisterende og nye likestrømsforbindelser i det norske kraftsystemet. Det er dermed forutsatt at fjern side kan modelleres som stivt nett. Spesifikasjon av parametere vil knyttes til generelle anbefalinger.
- (2) For en studie av transient stabilitet klassifiseres forstyrrelser som alvorlige. Herunder ligger kortslutning av samleskinner og linjer med påfølgende fra- eller gjeninnkobling.
- (3) Kraftsystemet i Sør-Norge er i [3] klassifisert som relativt svakt. Nye likestrømsforbindelser forverrer situasjonen. Det skal kjøres *worst case* scenario med import i en lavlastsituasjon.

Anbefalingen jamfør [13], punkt 3, tilsier at en responsmodell er tilstrekkelig for likestrømsforbindelser under planlegging såfremt ikke spesielle integrerte kontrollrutiner skal implementeres. En responsmodell kjennetegnes ved at dynamiske forløp i overføringen, samt konverterkontrollerens dynamiske egenskaper neglisjeres. For eksisterende forbindelser anbefales imidlertid detaljerte modeller, ettersom forløpet ved reetablering av effekten har stor innvirkning på systemet. Punkt 1 og 2 tilsier imidlertid at detaljert modellering av likestrømsforbindelsen er påkrevet, slik at dens oppførsel etter en forstyrrelse er realistisk.

4.4 Vurderte HVDC-modeller

Med utgangspunkt i kapittel 4.3 fremtrer to alternativer blant standardbiblioteket i PSS/E som mest aktuelle for dynamisk modellering av likestrømsforbindelsene, *CASEAI* og *CDCLR*. Det advares imidlertid i dokumentasjonen mot at disse modellene må fininnstilles for å gi meningsfulle resultater, og anbefales derfor ikke for uerfarne brukere.

PSS/E-manualen anbefaler modellen *CDC-6* som grunnlag for analyser på nye HVDC-systemer. Dette er en pseudo-likevektsmodell som, på grunn av dens manglende evne til å representere et system når verken trigger- eller slukkingsvinkelen ligger på grenseverdien, kun med begrenset grad av nøyaktighet representerer det dynamiske forløp etter feil.

4.4.1 NorGer

En modell som baserer seg på *CDC-6* er *CDCVUP*, som ved hjelp av et sett antagelser med større nøyaktighet gjengir responsen uten å direkte ta høyde for høyfrekvente fenomener. For detaljert beskrivelse, se [6] og [18]. Kort sammendrag finnes i vedlegg 12.5 med test av modellen.

4.4.2 Skagerrak12, Skagerrak4 og NorNed

På grunn av utfordringene med dynamiske modeller mottatt fra Statnett har det vært nødvendig å benytte alternative tilgjengelige modeller for å representere de nevnte forbindelser. Det er valgt modellen *CDC-6* fra standardbiblioteket i PSS/E. Denne innehar de viktigste kontrollfunksjoner, som automatisk blokkering av eller omkobling av henholdsvis like- og vekselretter ved lave spenninger og *VDCOL*, men har en noe enklere kontrollogikk enn *CDCVUP*.

Årsaken til at ikke *CDCVUP* benyttes, er at kontrollfunksjoner som trer i kraft ved lave AC- og DC-spenninger automatisk trer i kraft. For *CDCVUP* må disse manuelt kontrolleres eller inkluderes i egendefinert simuleringsscript, der begge vil gjøre simuleringene svært tidkrevende.

5 Utgangspunkt for analysegrunnlag

I dette kapitlet følger en overordnet beskrivelse av nettmodellen slik den er mottatt fra Statnett, inkludert en kort oversikt over hvordan de ulike systemkomponenter er modellert dynamisk. Det er i analysene tatt høyde for fremtidige endringer i infrastrukturen, det være seg signifikante oppgraderinger i kraftsystemet, med nye linjer, spenningsoppgraderinger og utfasinger. Gjennomførte endringer gjennomgås i kapittel 6 basert på forventet systemutvikling. Graden av usikkerhet omkring analyseresultatene vil i stor grad være avhengig av modellens evne til å representere det virkelige kraftsystemet.

Modellen mottatt fra Statnett er sammensatt av flere datafiler som til sammen er nødvendige for å kunne gjennomføre dynamiske simuleringer på kraftsystemet. Disse er angitt i Tabell 7 og beskrives i delkapitlene som følger.

Tabell 7 Norgesmodellen

Norge_d08h.sav	Modell med lastflytdata. Samleskinner, maskiner, laster, reaktiv kompensering, linjer, transformatorer, HVDC osv. med tilhørende parametre.
Norge_d08h.dyr	Modell med dynamiske data. Inneholder modeller med tilhørende parametre som beskriver komponentenes dynamiske virkemåte.
Sentralnettet_2005.sld	Enlinjeskjema. Grafisk representasjon av kraftsystemet. Påvirker ikke analyseresultatene, men gir bedre oversikt over systemet. Blir derfor ikke diskutert spesielt.
Kompilerte modellfiler	Kompilerte objektfiler, *.obj, som inneholder dynamiske modeller. Filene er compilert med Intel Fortran Compiler versjon 9.1 og skal være mulig å koble mot de dynamiske data i *.dyr-filen med programmet <i>Create urdll</i> ⁹ .

5.1 Lastflytmodell

Modellen *Norge_d08h.sav* er en lastflytmodell av det norske kraftsystemet ved tunglast. Spenningsnivået spenner hovedsakelig fra 10-400 kV, med enkelte samleskinner ned mot 0,69 kV. De laveste spenningsnivåene ($U < 10$ kV) er i forbeholdt generatorsamleskinner. Kort oppsummert består modellen av:

- 2204 samleskinner
- 504 laster
- 576 maskiner
- 1636 toviklingstransformatorer
- 1003 linjer
- 4 faste shuntkompensatorer
- 174 variable (switched) shuntkompensatorer

⁹ Dette programmet har ikke fungert, slik at denne koblingen er gjort manuelt. Se beskrivelse i vedlegg 12.5

5.1.1 Svingmaskin

Svingmaskinen i systemet som gitt fra Statnett er en generator i Kvilldal, lokalisert helt nord i området angitt i Figur 1. Generatoren kan levere aktiv effekt inntil 310 MW og reaktiv støtte i båndet -72 / +144 MVar. Maskinen er gjennom toviklingstransformator 19,5/400 kV direkte koblet til 400 kV-nettet.

5.1.2 Belastning og produksjon

Total last i systemet er på ca. 22.253 MW, hvilket er noe større enn 21.984 MW som er høyeste belastning målt siden juni 2001 [20]. Total produksjon i systemet er på ca. 22.902 MW, hvilket er noe lavere enn maksimal produksjon i samme periode. Årsaken er knyttet til at ingen utveksling med Sverige forekommer, samt at eksisterende likestrømsforbindelser ikke inkludert i modellen og at det derfor ikke forekommer eksport til kontinentet. Avviket mellom produksjon og belastning kan i hovedsak knyttes til tap i overføringer (ca. 744 MW).

Situasjonen som tunglastmodellen representerer er ikke å anse som mest kritisk med hensyn på drift av likestrømsforbindelsene. Mest kritisk situasjon vil være ved lavlast og høy import, det vil si når kun et minimum av generatorer i kraftsystemet vil være i drift og dertil forårsake lav kortslutningsytelse og lav andel roterende masse. Disse utfordringene er tidligere diskutert i kapittel 2.2 generelt og i kapittel 2.3 knyttet mot tyristorbaserte likestrømskonvertere.

5.1.3 Grenseoverskridelser

Tunglastmodellen som mottatt gir en lastflyt der flere overskridelser av linje-, transformator- og generatorbegrensninger forekommer. En oversikt er gitt i vedlegg 12.2. Tunglast impliserer høy belastning på linjer og transformatorer, slik at forbruk av reaktiv effekt i systemet er høyt, se kapittel 2.1.4. Dette gir økt spenningsfall på radialer med høy effektflyt, som tenderer mot lavere verdier og store krav settes til reaktiv kompensering. Av oversikten ser man at overskridelsene i stor grad befinner seg på regionalnettsnivå og lavere ($U \leq 130$ kV), og de vil derfor ikke ha stor betydning for analysene [25].

Spesielt kan man merke seg at tre parallellkoblede transformatorer i Sundland er belastet over 200 %.

5.1.4 Kobling mot Sverige

Sverige er ikke representert, verken detaljert eller som ekvivalent, i Norgesmodellen. Dette har som konsekvens at ingen utveksling forekommer og den dynamiske innvirkningen av koblingen ikke er representert såfremt en systemekvivalent ikke etableres. Ettersom denne studien fokuserer på Sør-Norge, og koblingene mot Sverige befinner seg på Østlandet, Midt- og Nord-Norge, vil analyseområdet være elektrisk fjernt fra Sverige og den dynamiske vekselvirkningen være beskjedent med antagelse om null utveksling mot øst. [25]

5.2 Dynamisk modell

Filen *Norge_d08h.dyr* inneholder parameterverdier tilhørende de dynamiske modellene som videre gjengir systemkomponentenes respons til forstyrrelser i kraftsystemet.

Modellene er i stor grad standardmodeller som leveres med programvaren og anses som representative og verifiserte. Disse beskrives utførlig i dokumentasjonen som følger programvaren [6]. Enkelte dynamiske modeller er imidlertid egendefinerte modeller levert som kompilerte objektfiler, *.obj. Disse er vedlagt uten noen form for dokumentasjon og antas å være verifisert. Egendefinerte dynamiske modeller, såkalte *user models*, må knyttes opp mot tilhørende parameterverdier som vist i vedlegg 12.5. I Tabell 8 listes de benyttede modellene, med egendefinerte (*Statnett*) modeller i kursiv.

Tabell 8 Dynamiske modeller

Maskiner og tilhørende utstyr (Generatorer)	Generator: - GENROU, GENSAL, CIMTR3, <i>NORSVC</i> Exciter: - SCRX, EXNI, SEXS, EXST1, ESAC1A, <i>NOREX1, NOREX2, NOREX3</i> Governor: - GAST, HYGGOV, <i>NORGOV</i> Stabilizer: - STABNI, PSS2A, <i>NORSTI</i>
Linjereleer	TIOCRT
Lastreleer	LDSHBL

5.2.1 Eksisterende vindparker

Eksisterende vindparker i modellen, Smøla (150 MW) og Hitra (55,2 MW), er dynamisk modellert ved generatormodellen CIMTR3 med identiske parametre. Vindparkene er således, med de medfølgende parametre i *Norge_d08h*, representert av hver sin ekvivalent som induksjonsgenerator med enkel burvikling i rotor. Denne forenklingen anses å ikke ha relevans for studier av transiente hendelser på Sørlandet, ettersom disse ligger langt unna.

5.3 Eksisterende likestrømsforbindelser

Eksisterende likestrømsforbindelser er ikke inkludert i *Norge_d08h*. Disse er forsøkt modellert i samråd med Statnett.

Problemer med mottatte dynamiske modeller og tilhørende data har imidlertid gjort det nødvendig å benytte dynamiske modeller tilgjengelige i modellbiblioteket tilhørende PSS/E og typiske parameterverdier. Dette gjelder Skagerrak 1+2 og NorNed. For Skagerrak 3 er det mottatt parameterverdier for tilgjengelig modell.

Lastflytparametre er mottatt fra Statnett og er benyttet for alle eksisterende likestrømsforbindelser.

De eksisterende likestrømsforbindelsene per 2009 er kort gjengitt i Tabell 9.

Tabell 9 Eksisterende likestrømsforbindelser

Skagerrak 1+2	Tilknytningspunkt i Kristiansand (300 kV) og stiv samleskinne Danmark (165 kV). Kapasitet 500 MW.
Skagerrak 3	Tilknytningspunkt i Kristiansand (300 kV) og stiv samleskinne Danmark (400 kV). Kapasitet 500 MW.
NorNed	Systemet kjøres som ballansert bipol på ± 450 kV med tilknytningspunkt Feda (300 kV) og stiv samleskinne Nederland (400 kV). Kapasitet 700 MW.

6 Forventet systemutvikling

Det finnes i dag flere prosjekter vedrørende ny overføringskapasitet til utlandet. Ny overføringskapasitet vil, ved siden av eventuell forbruksøkning og ny produksjon, forde forsterkninger i eksisterende kraftsystem. Statnett, som konsesjonær og ansvarlig av sentralnettet, skal forestå denne utviklingen og koordinere eventuelle tiltak fra andre aktører.

Ettersom eventuell idriftsettelse av NorGer tidligst forventes i 2001 [42], vil det her redegjøres for forventet systemutvikling i forhold til tilgjengelig offentlige dokumenter. Redegjørelsen vil i hovedsak innebære en beskrivelse av de tiltak som finner sted i tilknytning sentralnettet med overordnet fokus på Sør-Norge, og som ansees å kunne ha en betydning for de analysene som skal gjennomføres.

I kapittel 6.1 – *Lastutvikling* vil det redegjøres for i hvilken grad det er tatt høyde for fremtidige endringer i lastbildet.

I kapittel 6.2 - *Produksjonskapasitet* diskuteres nye produksjonsenheter som forventes frem mot 2011, samt i hvilken grad dette er tatt høyde for.

I kapittel 6.3 – *Nye utenlandsforbindelser* gis en oversikt over de per i dag aktuelle kabelprosjekter, og det redegjøres for i hvilken grad disse tas høyde for.

I kapittel 6.4 – *Nettforsterkninger* gis en oversikt over forventet nettutvikling og i hvilken grad dette tas høyde for. De valg som gjøres her ansees å ha betydelig innvirkning på analyseresultatene.

Presentasjon av kildegrunnlag:

Statnett utgir regelmessig dokumentet ”Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008 - 2025” [1], der deres forventninger til kraftsituasjon og avbøtende tiltak presenteres i form av ulike scenario. Det tas her utgangspunkt i scenarioet ”Forventning”, som forutsetter en ny kabelforbindelse til Tyskland (1400 MW) og kapasitetsøkning til Danmark (Skagerrak4, 600 MW). Forbindelse til Tyskland forventes tidligst rundt år 2020.

Forsterkningsbehov som utløses av ytterligere likestrømsforbindelser er identifisert av Statnett i rapporten ”Systemutredning – Forsterkninger på Sørlandet gitt nye likestrømsforbindelser” [3]. I tillegg presenteres ulike netttiltak som forutsettes iverksatt før idriftsettelse av nye likestrømsforbindelser fra Sørlandet.

For lokale endringer på Sørlandet vises spesielt til ”Regional kraftsystemutredning for Agder 2008 – 2018”[2]. Beskrivelse av tiltak og investeringsbehov i nettet er ikke offentlige.

For forhåndsmeldinger og konsesjonssøknader vises til NVE på web [5].

6.1 Lastutvikling

Konsekvensen av et endret lastbilde vil avhenge av både størrelsesorden og type jamfør kapittel 2.1.3. En kort beskrivelse av ulike trender og lokale lastendringer på Sørlandet innleder en diskusjon om lastutvikling sett i forhold til analysegrunnlaget som skal etableres.

6.1.1 Generelt

På generelt grunnlag forventes det en fremtidig belastningsøkning, i stor grad basert på befolkningsøkning og industriutvikling. Jamfør [1] forventes en forbruksøkning (energi) innen alminnelig kraftforsyning og samferdsel i Norge på 0,4 % p.a. frem mot 2025, mot 1,59 % p.a. for Agder[2] mot 2017.

Lastprognosen for Agder-fylkene angir en forventet økning på 1,8 % p.a. av effektuttaket frem mot 2017 for industri og alminnelig forsyning.

Usikkert finansmarked forventes å kunne gi korreksjon i fremtidige prognoser.

6.1.2 Kraftintensiv industri – Agder

For kraftkrevende industri i Agder-fylkene er det forventet mindre endringer, som til sammen utgjør 71,5 MW frem mot 2011. Forventede endringer er gjengitt i Tabell 10.

Tabell 10 Lastprognose, kraftintensiv industri – Agder [2]

<i>Bedrift</i>	<i>Endring / Status 2010 [MW]</i>
Hunsfoss industrier	- 5,0 / 12,0
St. Globain, Lillesand	+ 9,0 / 31,0
St. Globain, Eydehavn	-12,5 / 4,5
Elkem Fiskaa	+80 / 100

6.1.3 Lastutvikling i analysegrunnlag

Det tas ikke hensyn til fremtidig lastutvikling.

I forhold til de problemstillinger som undersøkes i dette dokumentet vil belastningene i systemet tilpasses slik at svakheter ved kraftsystemet identifiseres. For likestrømsforbindelser vil en importsituasjon fulgt av en systemtilstand med lav grad av belastning være kritisk med hensyn på feilfri drift, se kapittel 2.2. Analysene vil gjennomføres med belastningsdata tilsvarende en faktisk (historisk) lettlastsituasjon.

Endring i lastsammensetningen, se kapittel 2.1.3, kan også påvirke analyseresultatene. Innvirkningen faller imidlertid bort som en konsekvens av at all last vil antas likt sammensatt jamfør anbefaling gitt fra Statnett. [25]

6.2 Produksjonskapasitet

Konsekvensen av endring i produksjonskapasitet avhenger av størrelsesorden, område og beskaffenhet. Aktuell produksjon skal til enhver tid være tilsvarende kraftsystemets totale belastning, inkludert tap. En kort redegjørelse for produksjonsutviklingen på Sørlandet og i hvilken grad dette tas hensyn til i analysene følger. For ny produksjon i andre deler av Norge vises til NVE sine hjemmesider [5].

6.2.1 Generelt

Med bakgrunn i [2] og [5] kan det konstateres at brorparten av ny produksjonskapasitet i Agder-fylkene vil knyttes til vannkraft i kategorien småkraft og vindkraft, foruten nytt pumpekraftverk i Tonstad. Realisering av prosjektene avhenger av blant annet konsesjon fra NVE, kraftpris og ulike støtteordninger, og kan derfor delvis knyttes mot politisk villighet og lastutvikling.

Småkraft og vindkraft etableres ofte i utkantstrøk med svak kobling mot det øvrige kraftsystemet. Realisering av storstilt småkraft- og vindkraftutvikling kan derfor også knyttes mot nettutvikling og dertil gjeldende lovverk.

En oppsummering av ny produksjonskapasitet i Agder-fylkene fra NVE sin database per 5.6.2009, i tillegg til forventningene gitt i [2], er gitt i Tabell 11.

Tabell 11 Ny produksjonskapasitet i Agder-fylkene

Vannkraft, Aust- / Vest-Agder (begge) [MW]		
NVE	Reg. kraftsyst.utredn. Agder	Kommentar
119,52 / 1067,48 ¹⁰	(339)	Tonstad Pumpekraftverk
Vindkraft, Aust- / Vest-Agder (begge) [MW]		
0 / 508 ¹¹	(258)	Tonstad VP, forhåndsmeldt

6.2.2 Produksjonskapasitet i analysegrunnlag

Det tas begrenset hensyn til endring i produksjonskapasitet. Tonstad Vindpark vil etableres med felles tilknytning til sentralnettet med NorGer. Se kapittel 7.

Øvrig økning i produksjonskapasitet vil ikke inngå i analysegrunnlaget. I forhold til de problemstillinger som undersøkes i dette dokumentet vil analysegrunnlaget tilpasses slik at svakheter ved kraftsystemet identifiseres. En importsituasjon i en lettlastsituasjon vil implisere liten produksjon, slik at en større mengde produksjonskapasitet vil kobles ut.

Analysene vil gjennomføres med produksjonsdata tilsvarende en faktisk (historisk) lettlastsituasjon.

Tonstad Pumpekraftverk er i en særstilling, med stor kapasitet (produksjon og forbruk) og nær plassering til mulig konverteranlegg i analyseområdet (NorGer). Det ansees for viktig for utvidede analyser å vurdere konsekvensen av dette.

¹⁰ Tonstad Pumpekraftverk, meldt 1000 MW. Tilknyttes sentralnett på spenningsnivå 300 el. 420 kV. [43]

¹¹ Tonstad Vindpark (200 MW) er forhåndsmeld, juni 2009 og fremkommer ikke i tallmaterialet. Se kap. 7.

6.3 Nye utenlandsforbindelser - HVDC

Det er per 5.6.2009 to nye utenlandsforbindelser under behandling hos NVE. Både NorGer og Skagerrak 4 vil inngå i analysegrunnlaget og behandles kort i det følgende med utgangspunkt i forhåndsmeldingene, henholdsvis [44] og [45]. Begge forbindelsene vil benytte konvensjonell konverterteknologi som beskrevet i kapittel 2.3.

Det påpekes imidlertid at det eksisterer tidligere prosjekterte, men ikke gjennomførte, utenlandsforbindelser, blant andre Viking Cable og North Sea Interconnector. Utvidelse av kapasitet til Nederland i form av NorNed 2 er ved siden av eventuell elektrifisering av kontinentalsokkelen er mulige nye prosjekter frem mot idriftsettelse av NorGer. Dette inkluderes ikke i analysegrunnlaget.

Forbindelsene vil utgjøre en samlet ny eksport- og importkapasitet på om lag 2000 MW. Forsterkninger i kraftsystemet som forårsakes av dette gjennomgås i kapittel 6.4.3 og 6.4.4.

6.3.1 Skagerrak 4

Utvidet kapasitet til Danmark er meldt NVE i form av en ny Skagerrak-forbindelse. Prosjektet er i regi av Statnett og hovedbegrunnelsen er knyttet til [45]:

... de nytteeffekter som skapes gjennom økt utvekslingskapasitet mellom landene. Dette er i første rekke relatert til handelsinntekter, økt verdi for norsk vannkraft, mer stabile priser for forbrukere og bidrag til et mer klimavennlig og velfungerende kraftmarked.”

Forbindelsen vil ha en kapasitet på om lag 600 MW med DC-spenningsnivå tilsvarende ± 450 / 500 kV og være rundt 130 km. lang. Tilkoblingspunkt vil på norsk side være i forbindelse med eksisterende konverteranlegg ved Kristiansand transformatorstasjon (420 kV). Flere trassealternativer for ilandføring og luftlinjer til konverteranlegg eksisterer.

Skagerrak 4 vil inngå i analysegrunnlaget. Lastflytparametre er benyttet i henhold til anvisninger fra Statnett. Det er forutsatt harmoniske filtre som utgjør en reaktiv ytelse på totalt 100 MVar, lagt til som shuntkondensator. Øvrig kompensering av HVDC-systemets reaktive forbruk forutsettes dekket av ny roterende fasekompensator¹². Dynamisk vil den representeres av modellen CDC6, se vedlegg 12.7.

¹² Se nærmere beskrivelse om tiltak vedrørende ny fasekompensatorytelse i kapittel 6.4.4

6.3.2 NorGer

Etablering av likestrømsforbindelse mellom Norge og Tyskland er meldt NVE i form av NorGer. NorGer KS er etablert som et partnerskap mellom Agder Energi AS, Lyse Produksjon AS, EGL AG og EWE AG. Prosjektet er jamfør [44] bygget på positive samfunnsmessige, så vel som miljømessige virkninger som følge av ulikheter mellom kraftsystemene.

Forbindelsen er meldt med en kapasitet på 700 – 1400 MW. Flere aktuelle tilknytningspunkter i Norge er presentert med ilandføring fortrinnsvis i Feda eller Lista. Forbindelsen er estimert til 565 km. sjøkabel og eventuell luftledning til tilknytningspunkt.

Det er etter ønske fra NorGer tatt utgangspunkt i tilknytningspunkt i Tonstad (Øksendal) for en kapasitet på 1400 MW. Tilknytningspunkt vil være felles med forhåndsmeldte Tonstad Vindpark.

Likestrømsforbindelsen er i lastflyten definert med parametre som angitt i vedlegg 12.6.1 og dynamisk representert med modellen CDCVUP¹³ med parametre som angitt i vedlegg 12.6.3.

Ettersom den dynamiske HVDC-modellen valgt for NorGer ikke har noen kontrollfunksjoner for frikobling av vekselretter ved lave spenninger på importsiden, er dette implementert i scriptet som kjører simuleringene. Skriptet er i sin helhet vedlagt som fil, mens kontrollrutinen er i tillegg å finne i vedlegg 12.6.5

Det er beregnet et reaktivt forbruk på knappe 800 MVAR ved stasjoner drift ved maksimal import. Det er i tillegg til filterytelse og statiske reaktive komponenter (235 MVAR) lagt inn to roterende fasekompensatorer på 250 MVAR. De roterende fasekompensatorene har i tillegg til hensikt å bidra med kortslutningsytelse. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 6.4.4.

Tonstad VP har en reaktiv kapasitet tilsvarende $\pm 97,6$ MVAR på generatorklemmene. Ved høy produksjon har imidlertid det interne kraftsystemet i vindparken et netto reaktivt forbruk, slik at bidraget til AC-siden av konverterterminalen maksimalt utgjør i overkant av 65 MVAR.

Maksimal reaktiv ytelse er da henholdsvis med og uten bidrag fra Tonstad VP totalt 735 og 800 MVAR, og NorGer *kan* således driftes med null netto reaktiv utveksling med sentralnettet.

¹³ Se kapittel 4 for diskusjon vedrørende valg av dynamisk modell

6.3.3 Det europeiske kraftsystemet - Svingmaskiner

Gitt likestrømsforbindelser koblet til kraftsystemet vil man kunne ha ett eller flere asynkrone systemer sammenkoblet. I analysene forutsetter dette at hvert system som ikke kobles sammen synkront representeres med hver sin svingmaskin i lastflytanalyser i PSS/E.

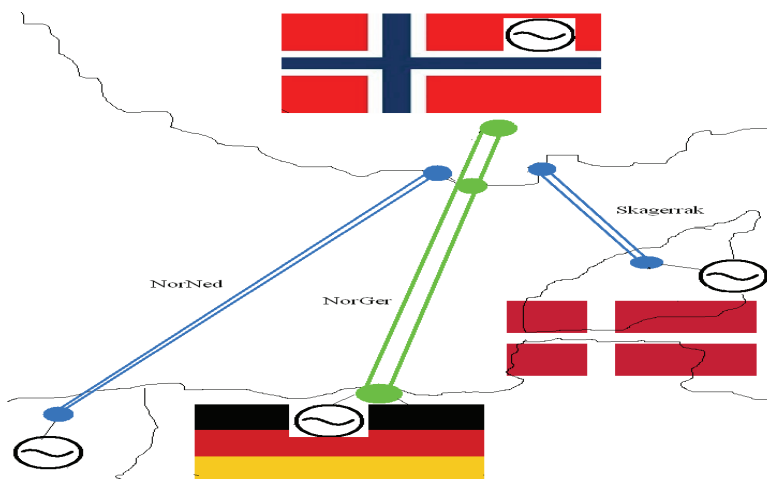
Informasjon om tilknytningspunktene for eksisterende og nye likestrømsforbindelser i Europa, det vil si Danmark, Nederland, Tyskland og Sverige, er ikke ervervet. Da analysene foretas på det norske kraftsystemet vil en detaljert beskrivelse av disse ikke være nødvendig på grunn av at konvertere i drift som likerettere (eksport) er robuste. Av denne årsak modelleres tilknytningspunktene som stivt nett¹⁴.

Modellering av stivt nett vil i praksis implementeres ved at systemet representeres med en generator av uendelig treghetsmoment og stor evne til å absorbere / levere aktiv og reaktiv effekt.

Ettersom systemdynamikken i eksporterende ende av likestrømsforbindelsene ikke er kjent vil det ikke her etableres filter og reaktiv kompensering. Dette ansees å være av mindre betydning for analysene ettersom DC-systemet ikke undersøkes spesifikt. En oversikt over svingmaskiner i analysegrunnlaget er gjengitt i Tabell 12.

Tabell 12 Oversikt svingmaskiner i systemet

<i>Kvil-G4-</i>	Se beskrivelse kapittel 5.1.1.
<i>Sving_DK</i>	Danmark: Lokalisert på samleskinne 13, med spenningsnivå 400 kV. Modellert som stivt nett.
<i>Sving_NL</i>	Nederland: Lokalisert på samleskinne 103, med spenningsnivå 400 kV. Modellert som stivt nett.
<i>Sving_DE</i>	Tyskland: Lokalisert på samleskinne 203, med spenningsnivå 400 kV. Modellert som stivt nett.



Figur 20 Skissering svingmaskiner

¹⁴ Se vedlegg 12.9.

6.4 Nettførsterkninger

Kapasitetsøkninger i sentralnettet er planlagt uavhengig av nye likestrømsforbindelser til kontinentet, blant annet på grunn av forventet last- og produksjonsutvikling og målsetning om effektiv drift av sentralnettet. Herunder ligger også reaktiv kompensering. Dette delkapitlet vil fokusere på kapasitetsøkninger i sentralnettet på Sørlandet og overføringskorridorene mot nærliggende områder.

Nye utenlandsforbindelser vil, avhengig av størrelsesorden og tilknytningspunkt, kunne forutsette varierende grad av kapasitetsøkning. Disse er identifisert i [3], og benyttes som utgangspunkt. De tiltak som alt er iverksatt vil angis. Det gjøres oppmerksom på at Statnett i sine analyser har benyttet en last- og produksjonstilstand som kan avvike fra analysegrunnlaget som vil bli benyttet. Det forutsettes at konklusjonene likevel vil være gjeldende. Forsterkningsbehov utenfor Sørlandet er ikke vurdert.

6.4.1 Forutsatte nye linjer uavh. av nye kabelforbindelser

Det redegjøres kort for nye linjer som forutsettes etablert i [3] uavhengig av nye likestrømsforbindelser til kontinentet, oppsummert i Tabell 13. Andre kapasitetsøkninger tas ikke hensyn til, men status per 5.6.2009 for konsesjonssøkte prosjekter og prosjekter under bygging vil fremgå av Tabell 31 i vedlegg 12.11.3.

Tabell 13 Nye linjer uavh. av nye kabelforbindelser

	Spenningsnivå	Fra	Via	Til	Status
1.	420 kV	Holen	Brokke	Kristiansand	Under bygging
2.	420 kV	Sima	-	Samnanger	Gitt konsesjon*
3.	420 kV	Ørskog	-	Fardal	Gitt konsesjon

* Påklaget OED

1. Ny 420 kV linje Kristiansand – Holen under bygging og forventes idriftsatt ila. 2009. Prioritert nettførsterkning fra Statnett sett parallelt med økt overføringskapasitet til kontinentet.
2. Ny 420 kV linje Sima – Samnanger vil kunne ferdigstilles ved årsskiftet 2012/2013. Vil gi høy overføringskapasitet og trygge forsyningssikkerheten i Sogn og Sunnhordland.
3. Ny 420 kV linje Ørskog – Fardal, ca. 300 km. Søkt av Statnett med ønske om økt forsyningssikkerhet i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal, økt overføringskapasitet til Midt-Norge og mulighet for uttransportering av ny produksjon i området.

6.4.2 Forutsatte reaktive komponenter

Nye reaktive komponenter forutsatt i [3] er tatt høyde for og er gjengitt i Tabell 14. Tiltak merket * er beskrevet i forbindelse med kapasitetsøkninger, vedlegg 12.11.1.

Tabell 14 Forutsatte reaktive komponenter

	Type:	Størrelse:	Plassering:
1.	Reaktor*	200 MVar	Holen
2.	Regulerbar reaktor*	200 MVar	Kristiansand
3.	Kondensatorbatteri	169 MVar → 100 MVar	Arendal (byttes)
4.	Kondensatorbatteri	100 MVar	Stølaheia

2. Satt inn som shuntreaktor på 200 MVar, 5 trinn.
3. Satt inn som regulerbar shuntreaktor på 200 MVar med ett trinn (0/200 MVar) med Uhøy 1,05 pu. og Ulav 1,025 pu.
4. Endret verdi i modellen.
5. Satt inn som 100 MVar shuntkondensator på 300 kV-samleskinne.

6.4.3 Kapasitetsøkning gitt nye utenlandsforbindelser

Med utgangspunkt i etableringen av nye utenlandsforbindelser i analysegrunnlaget, se kapittel 6.3, vil det fordres kapasitetsutvidelser i sentralnettet, identifisert i [3]. Det angis to alternativer for tilknytningspunkt i Tonstad (1.400 MW) og Kristiansand (700 MW):

1. *”Kårstø – Stølaheia kombinert med spenningsoppgradering i Østre og Vestre korridor. (Kostnad 4.070 mill. kr.)*
2. *”Saurdal – Tonstad, Lyse – Stølaheia og Sauda – Liastøl kombinert med spenningsoppgradering av Tonstad – Feda – Kristiansand. (Kostnad 2.900 mill. kr.)”*

I tillegg kreves en fasekompensatorytelse på ca. 1.000 MVA. Denne må deles opp og plasseres slik at tilstrekkelig kortslutningsytelse opprettholdes i alle importsituasjoner og for alle enkeltutfall.” [3]

Alternativ 2 vil inngå som en del av analysegrunnlaget. Nærmere beskrivelse av tiltakene er gjengitt i vedlegg 12.11.2.

6.4.4 Roterende fasekompensatorer

Roterende fasekompensatorer, eller synkronkompensatorer, er synkronmaskiner som kjøres uten belastning og pådrag på generatorakslingen. Feltspenningen kontrolleres slik at generatoren absorberer eller leverer reaktiv effekt avhengig av om den er over- eller undermagnetisert [23]. Synkronkompensatorer benyttes blant annet til spenningskontroll, men bidrar for øvrig også til økt roterende masse i systemet og økt kortslutningsytelse, hvilket er fordelaktig med hensyn på drift av likestrømsanlegg.

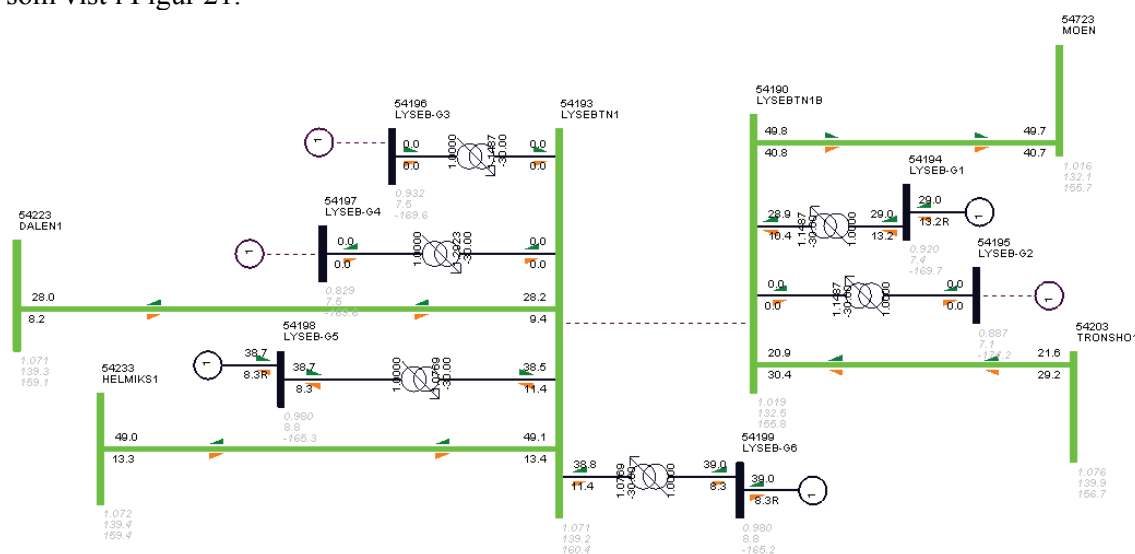
Jamfør [3] bør roterende fasekompensatorer med samlet ytelse på mellom 800 – 1.000 MVar etableres i forbindelse med kapasitetsøkningen i sentralnettet for å takle 2.000 MW ny import/eksportkapasitet på Sørlandet. I samråd med Statnett, [25], er dette inkludert i analysegrunnlaget med ytelse tilsvarende 1000 MVar fordelt på fire maskiner á 250 MVar,

2xTonstad, 1xFeda, 1xKristiansand. Ettersom HVDC-forbindelsene ligger elektrisk nært hverandre, ansees valg av plassering å være mindre kritisk. Det er forutsatt at disse plasseres i forbindelse med nye konverterstasjoner i Tonstad og Kristiansand, samt eksisterende konverterstasjon i Feda.

Synkronkompensatorene er lagt til med parametre som for eksisterende maskin i Norgesmodellen med tilsvarende ytelse¹⁵.

6.4.5 Deling i Lysebotten

I Norgesmodellen mottatt fra Statnett er generatorene i Lysebotten koblet til en felles samleskinne. Statnett har imidlertid påpekt at det normalt ligger et fast delingspunkt, slik at to generatorer ligger mot Lyse og de resterende 4 ligger mot Stølaheia. Tiltaket er implementert som vist i Figur 21.



Figur 21 Deling i Lysebotten

Hensikten med delingen er å forhindre transitt gjennom 132 kV-nettet i Lysebotten og gir spesielt fordeler vedrørende omfordeling av flyt ved utfall av forbindelsen Tonstad – Stokkeland. [49]

¹⁵ Eksisterende 250 MVAr roterende fasekompensator i Frogner

6.5 Modellens nøyaktighet

Norgesmodellen er i stor grad bevart slik den er mottatt med hensyn på last og produksjon. Analysegrunnlaget tar utgangspunkt i en faktisk situasjon med lav kortslutningsytelse i Sør-Norge, slik at utkoblede produksjonsenheter ansees realistisk. Også graden av belastning antas å være representativ for en ekstrem situasjon, på tross av at fremtidig utvikling ikke tas høyde for. Tonstad Pumpekraftverk kan imidlertid, ved eventuell etablering, påvirke analysene i stor grad.

6.5.1 Belastninger

Alle lastene i modellen antas jamfør anvisning fra Statnett å være likt sammensatt. Dette er noe urealistisk ettersom fordelingen mellom blant annet industrielle laster og privat forbruk ikke tas høyde for. Dette momentet kan påvirke analyseresultatene i større grad ettersom gjenopprettelse av systemet etter feil har en sammenheng med lastsammensetningen¹⁶.

6.5.2 Balansering av import og ny vindkraft

Det er ikke undersøkt hva slags produksjonsenheter og belastninger som er koblet ut og det er dermed usikkert hvilken sannsynlighet det er for at en tilsvarende last- og produksjonssituasjon vil kunne oppstå igjen. Situasjonen som her er brukt som analysegrunnlag er imidlertid basert på en reell historisk situasjon og ansees derfor som egnet til oppgavens formål.

6.5.3 Forsterkninger i sentralnettet

Forutsatte forsterkninger uavhengig av nye kabelforbindelser ansees realistisk da alle er gitt konsesjon.

Det er knyttet større usikkerhet til valg av forsterkningsalternativ jamfør kapittel 6.4.3. Uten forsterkninger mot Øst-Norge vil den dynamiske innvirkningen i mindre grad påvirke resultatene, slik at begge forsterkningsalternativer burde undersøkes dersom en investeringsbeslutning på forsterkningstiltak skal fattes. I forhold til innvirkningen av NorGer i tilknytning til en vindpark ansees valg av forsterkningsalternativ i første omgang mindre viktig.

Forsterkningene innebærer blant annet at 420 kV-nettet i Sør-Norge utvides til et ringnett, som illustrert i Figur 29.

Konsekvensen av forsterkningene er, ved siden av økt overføringskapasitet, en kortere elektrisk avstand til områdene vest og nord for Sørlandet som vil forårsake økt bidrag av kortslutningsytelse fra fjernliggende produksjonsenheter. Ettersom lavlastscenarioet er basert på last- og produksjonsdata for Sør-Norge vil bidraget være dertil kunstig høyt, slik at resultatene ikke vil være representative for en reell situasjon.

¹⁶ Se kapittel 2.1.3

6.5.4 HVDC

Skagerrak 3 er modellert i henhold til anvisninger fra Statnett. NorGer er imidlertid fremdeles på et tidlig planleggingsstadium, slik at den i stor grad modelleres basert på antagelser. Valgt modell fra standardbiblioteket i PSS/E skal være godt egnet til å representere det dynamiske forløp ved gjenoppstart etter nedkjøring på grunn av lav AC-spenning under feil eller DC-feil.

På grunn av feil¹⁷ i Statnetts dynamisk modeller eller tilhørende parametre for Skagerrak12, Skagerrak4 og NorNed, er det valgt å representere disse med modellen standardmodellen CDC6. Modellen er relativt enkel, men innehar de viktigste kontrollfunksjoner.

Modellparametre er forsøkt tilpasset opprinnelig tiltenkt modell, men på grunn av liten grad av samsvar mellom modelleringen av de ulike kontrollsløyfene baseres parametrene hovedsakelig på eksempel i programdokumentasjonen, [6].

Konsekvensen av at ikke Statnetts modeller benyttes ansees å være betydelig i de feilsituasjoner der spenningene på konverterterminalene blir så lav at aktivering av ulike kontrollfunksjoner vil forekomme. Spesielt vil

- avvik mellom valgt og faktisk spenningsgrense for aktivering av kontrollfunksjoner kunne gi (1) økt destabiliserende effekt på AC-spenningen som følge av økt settpunkt for DC-strøm (effektkontroll), (2) for hurtig nedkjøring av DC-systemet slik at dens innvirkning under feil ikke representeres og (3) avvikende vekselvirkning med AC-systemet under gjenoppretting av DC-effekt.
- kommuteringssvikt kunne forekomme ved ulike systemtilstander og gi dertil avvikende respons for DC-system. I Statnetts modell angis spesifikk minimumsverdi for marginen, γ , for å unngå kommuteringssvikt, mens i CDC6 er det ikke angitt noe kriterium.

På Sørlandet hvor likestrømsforbindelsene er relativt nært elektrisk tilkoblet vil dette antagelig påvirke resultatene, ettersom kommuteringssvikt kan forplante seg som følge av spennings- og effektfluktasjoner.

Ettersom kun Skagerrak3 er modellert i henhold til nøyaktige data vil dens respons overvåkes særskilt, ut over NorGer og Tonstad VP.

¹⁷ Grunnet ferieavvikling ved Statnett har det ikke latt seg gjøre å løse problemet.

7 Ny vindkraft

Dette kapitlet beskriver kort hvordan vindparken som skal tilkobles sentralnettet i forbindelse med ny likestrømsforbindelse modelleres.

I kapittel 7.1 – *Utgangspunkt* tas utgangspunkt i forhåndsmeldingen for Tonstad Vindpark [28], levert av Havgul Clean Energy AS, for valg av produksjonskapasitet og nettilknytning i for en vindpark i forbindelse med ny HVDC-kabel til Tonstad, NorGer.

I kapittel 7.2 – *FIKS* vil det diskuteres valg vedrørende spenningskontroll og regulering av reaktiv effekt i forbindelse med gjeldende krav til produksjonsenheter i det norske kraftsystemet.

I kapittel 7.3 – *Vindpark og vindturbinmodell* fremkommer hvordan ny vindkraft er representert og modellert. Begrunnede valg gjøres i forhold til presentert teori, gjeldende krav og preliminær testing av modellen utført i forkant av videre beregninger og analyser. Parametervalg er gjengitt i vedlegg 12.8.6.

Ny vindkraft er modellert med modellen WT3, en *VHT* type vindturbin med dobbeltmatet induksjonsgenerator (DFIG). Denne er valgt på grunn av dens egenskaper med hensyn på spenningsregulering og fordi den ligger som standard i modellbiblioteket i PSS/E.

Denne typen vindturbiner er i drift per i dag og modellen er testet mot målinger gjort på eksisterende vindturbiner fra ulike leverandører. *VHT* gir økt årlig levert energi og redusert støynivå. Sistnevnte en særdeles viktig parameter ettersom lokal motstand i stor grad bygger på lokalbefolkningens oppfatning av vindturbiner som forstyrrende element i sine omgivelser. Løsningen med *VHT* er normalt økonomisk gunstig for større vindparker. [33]

7.1 Utgangspunkt

Forhåndsmeldingen angir at Tonstad vindpark planlegges med en installert effekt på inntil 200 MW, med vindturbiner i størrelsesorden 2-5 MW. En foreløpig nettstudie presenteres med utgangspunkt i 87 vindturbiner à 2,3 MW og angir to muligheter for tilknytning til kraftsystemet for øvrig, (1) direkte tilknytning til konverterstasjon tilhørende NorGer og (2) tilkobling til Tonstad transformatorstasjon via 6 km luftledning. Begge alternativene forutsetter sentral 420/33 kV transformatorstasjon i Øksendal. Alternativ to er utgangspunkt for videre studier, og en sammenstilling av øvrige konklusjoner fra nettstudien og implementering av dette i forhold videre analyser er gitt i Tabell 15.

Tabell 15 Sammenstilling, nettilknytning Tonstad vindpark for alternativ (1)

<u>Foreløpig nettstudie</u> [28]	<u>Hensyn tatt for videre analyser</u>
<i>"Vindparken, ..., planleggs med en installert effekt på inntil 200 MW med turbinstørrelser fra 2MW til 5 MW"</i>	1 ekvivalent som representerer 56 vindturbiner à 3,6 MW ytelse, totalt 201,6 MW. Det tas hensyn til ekvivalent transformatorimpedans for en tenkt fordeling av turbinene.
<i>"Internt kabelnett bør drives med 33 kV spenning."</i>	Vindturbinene forutsettes å produsere med 3,3 kV spenning på klemmene som transformeres til 33 kV for hver enhet.
<i>"Til det interne overføringssystem vil det medgå ca. 135 km 33 kV jordkabel og ca. 2,9 km 2-kurs luftledning, fordelt på 8 utgående kurser fra trafostasjon i Øksendal. ... "</i>	Det er tatt utgangspunkt i 8 like lange kabler av typen TSLE 3x1x300 med aluminiumsleder og maksimal kontinuerlig driftsstrøm på 500 A mellom ekvivalent vindpark og transformator. Kabeldata er hentet fra [8].

De hensyn som er tatt for videre analyser antas å være innenfor den usikkerhetsmargin som status på prosjektet anses å ha per i dag, samt sett i forhold til de momenter som skal analyseres.

7.2 FIKS

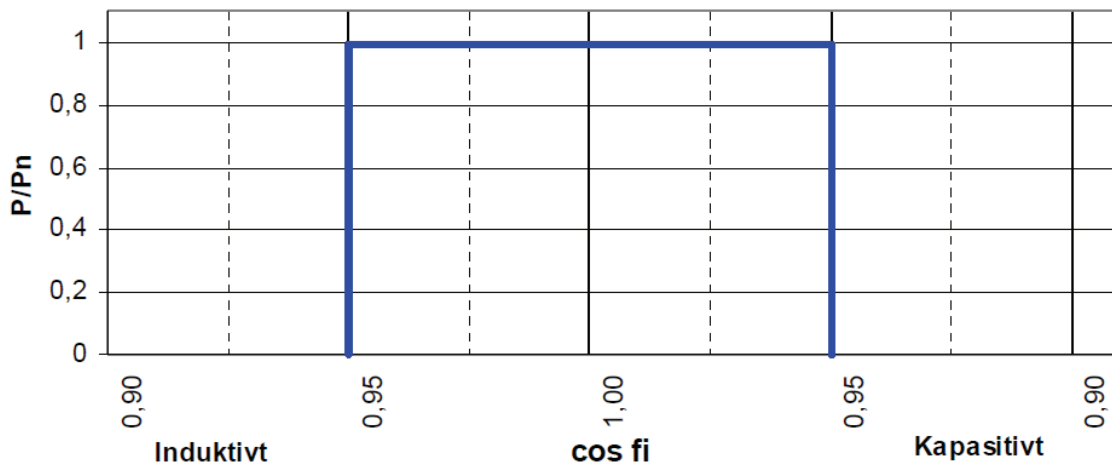
Dette delkapitlet vil gjennomgå de funksjonskrav som settes til vindkraft som produksjonsenhet med ytelse ≥ 1 MVA for kontroll av spenning og reaktiv effekt, kapittel 7.2.1, og funksjon ved feil og unormal spenning, kapittel 7.2.2. Det tas utgangspunkt i FIKS [27], kapittel 5 – *Produksjonsanlegg* for de momenter som ansees mest relevante. Det gjøres oppmerksom på at flere funksjonskrav eksisterer, blant annet *kontroll av aktiv effekt*, men det forutsettes at den dynamiske modellen som benyttes overholder disse i den grad det er nødvendig.

Systemansvarlig for det norske kraftsystemet, Statnett, er tildelt ansvaret gjennom Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) for at systemet driftes på en hensiktsmessig måte. Herunder ligger formuleringer som *"tilfredsstillende leveringskvalitet"* og *"effektiv utnyttelse av kraftsystemet"*. Dokumentet "FIKS – Funksjonskrav i kraftsystemet" er en veileder utgitt av systemansvarlig og har til hensikt å informere om de krav som settes til alle anlegg knyttet til regional- og sentralnettsnivå, samt produksjonsanlegg på distribusjonsnettnivå.

7.2.1 Kontroll av spenning og reaktiv effekt

Krav til reaktiv kapasitet for vindkraftanlegg er illustrert i Figur 22 som funksjon av levert aktiv effekt, og er gitt med følgende ordlyd:

"Vindkraftanlegg skal ved nominell produksjon ha reaktiv kapasitet tilsvarende $\cos\phi=0.95$ kapasitivt og induktivt, referert anleggets merkeytelse og tilknytningspunkt. Ved produksjon lavere enn merkeeffekt, skal det ikke være begrensninger i forhold til å utnytte den reaktive kapasiteten i anlegget. "



Figur 22 Reaktiv kapasitet for vindkraftanlegg [27]

Med tilknytningspunkt tolkes kravet dit hen at den reaktive kapasiteten er referert til høyspentsiden på transformator i snittet mellom vindparksystemet og kraftsystemet for øvrig. Derav er det utilstrekkelig å forutsette at den reaktive kapasiteten til vindturbinene under enhver omstendighet er nok til å opprettholde kravet, ettersom parkens interne kraftnett påvirker kapasiteten i tilknytningspunktet. Dette diskuteres i kapittel 7.3.2.

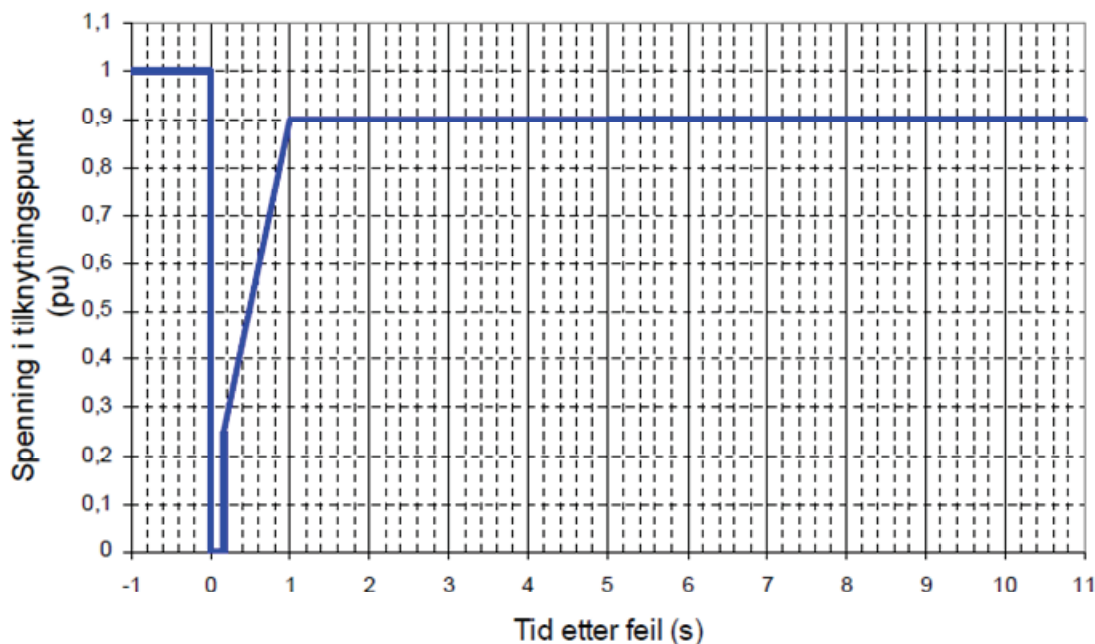
Med hensyn på spenningsregulering skal alle produksjonsanlegg ≥ 1 MVA ha spenningsregulator, herunder aktiv spenningsregulering med settpunkt for spenning og statikk.

7.2.2 Funksjon ved feil og unormal spenning

For å sikre feilklarering skal produksjonsanlegg bidra med kortslutningsytelse, i tillegg til å bidra til tilfredsstillende leveringskvalitet etter feil er koblet bort. Herunder ligger begrepet *Fault Ride Through – FRT*, som angir evnen anleggene har til å forbli innkoblet ved feil i nettet. Slikt sett innehar produksjonsenheter en vesentlig funksjon ut over energiomforming. Kravets ordlyd for produksjonsanlegg, også vindkraft, tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 200 kV som følger, illustrert i Figur 23:

”Produksjonsanlegg ...skal operere og levere effekt innenfor følgende spenningsforløp (pu relatert nominell driftsspenning) i tilknytningspunktet:

- *Spenningsreduksjon til 0 % spenning i inntil 150 ms*
- *Fulgt av spenningsøkning til 25 %*
- *Fulgt av lineær økning av spenningen opp til 90 % i løpet av 750 ms*
- *Fulgt av konstant nettspenning 90 %”*



Figur 23 FRT - Krav for produksjonsanlegg $U \geq 200$ kV [27]

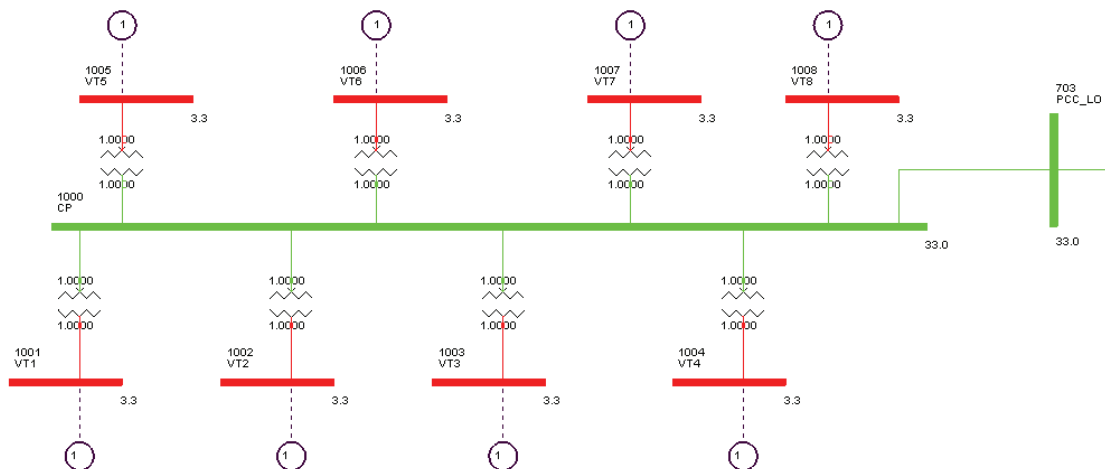
Tonstad vindpark skal tilknyttes kraftsystemet på spenningsnivå ≥ 200 kV, og må derfor forholde seg til kravene gjengitt ovenfor.

7.3 Vindpark og vindturbinmodell

Vindparken er modellert som VHT med dobbeltmatet asynkronrongenerator. Modellen er supplert med tomasserepresentasjon av det mekaniske systemet, i tillegg til pitchregulering. Denne turbintypen er beskrevet i teoridelen, kapittel 2.4.4, og for den dynamiske modelleringen er det nyttet standardmodellen WT3 fra modellbiblioteket som følger PSS/E, nærmere beskrevet i vedlegg 12.8.

7.3.1 Vindparkkonfigurasjon og ekvivalering

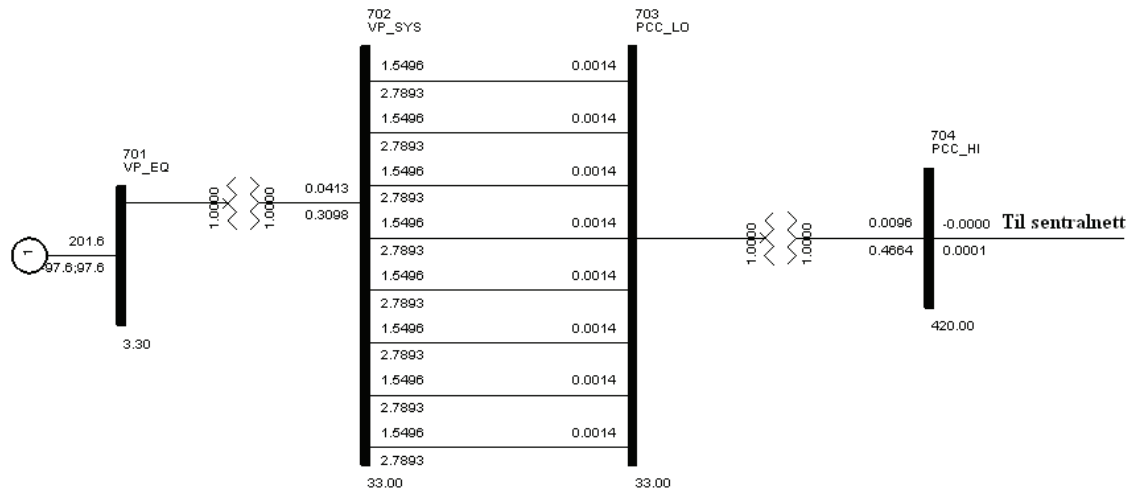
Vindparken er tenkt konfigurert som 8 radialer à 7 vindturbiner, som representeres som gjennom en ekvivalent transformatorstasjon 3,3/33 kV for vindparkekvivalenten. Hver radial består av 16,9 km kabel av typen TSLE 3x1x300 med aluminiumsleder og maksimal kontinuerlig driftsstrøm på 500 A. Kabeldata er hentet fra [8]. Vindturbinene produserer ved spenning lik 3,3 kV, jamfør anbefaling [6], og transformeres opp til 33 kV. En radial er illustrert i Figur 24.



Figur 24 VT-radial med 8 vindturbiner

Radialene knyttes sammen i felles punkt og forbindes med transformatorstasjon i Øksendal 33/420 kV som knyttes mot sentralnettet i 420 kV-samleskinne i Tonstad sammen med konverterstasjonen. Parksysteet er gjengitt i Figur 25.

Konfigurasjonen av vindparkens interne kraftsystem avviker høyst sannsynlig fra hvordan systemet vil ende opp i tilfelle prosjektet blir gjennomført. Likevel ansees det som representativt i forhold til de momenter denne oppgaven skal undersøke.



Figur 25 Vindparkkonfigurasjon og impedans

Å benytte ekvivalenter i forbindelse med modellering av vindturbinene kan forsvares på ulike måter: (1) Det er per i dag ikke gjort endelig valg for valg av turbin- og generatorløsning, kun forslag er presentert i forhåndsmeldingen. Dermed vil valg av turbin- og generatortype være befengt med usikkerhet og å benytte ekvivalenter synes derfor ikke å ha en avgjørende betydning. (2) Ekvivalent representasjon av vindparker er utstrakt brukt i forhåndsstudier, og bruken er verifisert gjennom ulike kilder, blant annet [21]. (3) Bruk av ekvivalenter er tidsbesparende. Således ansees bruken av ekvivalenter å være rettferdiggjort.

7.3.2 Parametervalg for vindparkekvivalent - Lastflyt

Vindparken er representert av 56 3,6 MW vindturbiner i en enkelt generator med maksimal ytelse 224 MVA, som tilsvarer maksimal produksjon på 201,6 MW og $\pm 97,64$ MVar. Reaktiv kapasitet er da tilsvarende ca. $\cos \varphi = 0,865$, kapasitivt og induktivt, sett fra generatorklemmene. Generatoren har spenningskontroll av høyspentsiden av transformatoren som vindparksystemet knytter sammen med øvrig kraftsystem jamfør krav og er koblet opp mot parksystemet med ekvivalent turbintransformator jamfør [29].

Etter gjennomført preliminær testing av vindparken, vedlegg 12.8.5, er reaktiv kapasitet i tilknytningspunkt innenfor kravene jamfør de krav som stilles. Tap er noe høyere ved full produksjon i forhold til hva foreløpige analyser jamfør [28], og kan skyldes valg av transformator og kabelimpedans, systemløsning eller neglisjering av luftlinjer. Luftlinjer er induktive elementer ved høy belastning og kan fungere som lokal kompensering for den reaktive produksjonen i kablene som er identifisert i de preliminare analysene.

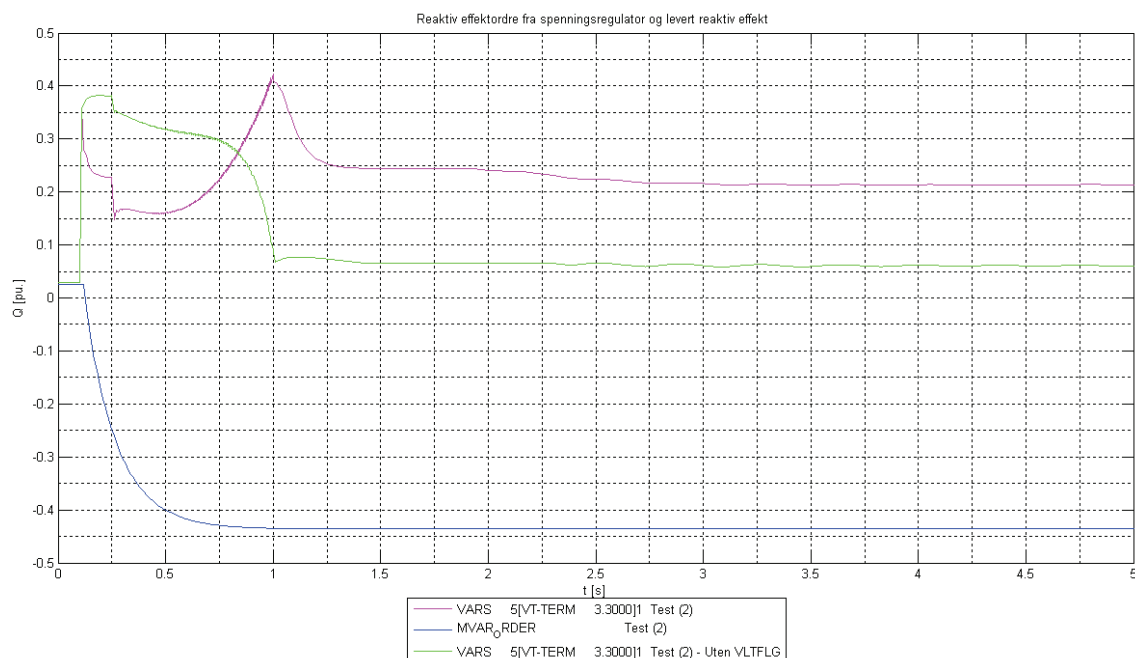
7.3.3 Parametervalg for vindparkekvivalent - Dynamisk

Dynamisk er vindparken modellert gjennom standardmodellen WT3 fra PSS/E-biblioteket, med parametervalg hovedsakelig som gitt i dokumentasjonen som følger programmet [6]. I [6] er kun parametre for 1,5 MW-versjonen gitt, men i et tidligere datert dokument fra turbinleverandøren, [29], er også 3,6 MW-versjonen beskrevet.

Unntagen for de mekaniske modellene er parameterstørrelsene i stor grad samsvarende mellom [6] og [29]. Grunnet noe ulik bruk av mekaniske størrelser i PSS/E-modellen og [29]

er det foretatt en omregning som vist i vedlegg 12.8.4. Benyttede parameterstørrelser er som i nyeste dokumentasjon, foruten parametre som avhenger av valg av reguleringsløyfer og reaktiv kapasitet som er $\pm 0,436$ pu. for 3,6 MW-turbin.

Endelig valg for forsterkningen av signalet fra kontrollsløyfen for reaktiv effekt, K_{qi} , er satt til 0,1 som er innenfor anbefalt verdi. Dette som følge av at valgt kontroll av spenningen i tilknytningspunkt ved kontrollsløyfen er *Wind Plant Reactive Power Control Emulation* i tillegg til kontroll av klemmespenning. I utgangspunktet var det ønskelig at spenningsregulering skulle foregå uten å ta hensyn til klemmespenningen på vindturbinene. Dette ble imidlertid fraveket som følge av ugunstig respons for regulator for reaktiv effekt ved alvorlige forstyrrelser. Det ble forsøkt å finstille parametre innenfor de grenser dokumentasjonen angir, uten å oppnå annet utslag enn angitt i Figur 26. Dette er nærmere omtalt i vedlegg 12.8.4.



Figur 26 Spenningsregulering (2) Reaktiv effekt, levert og reguleringsignal

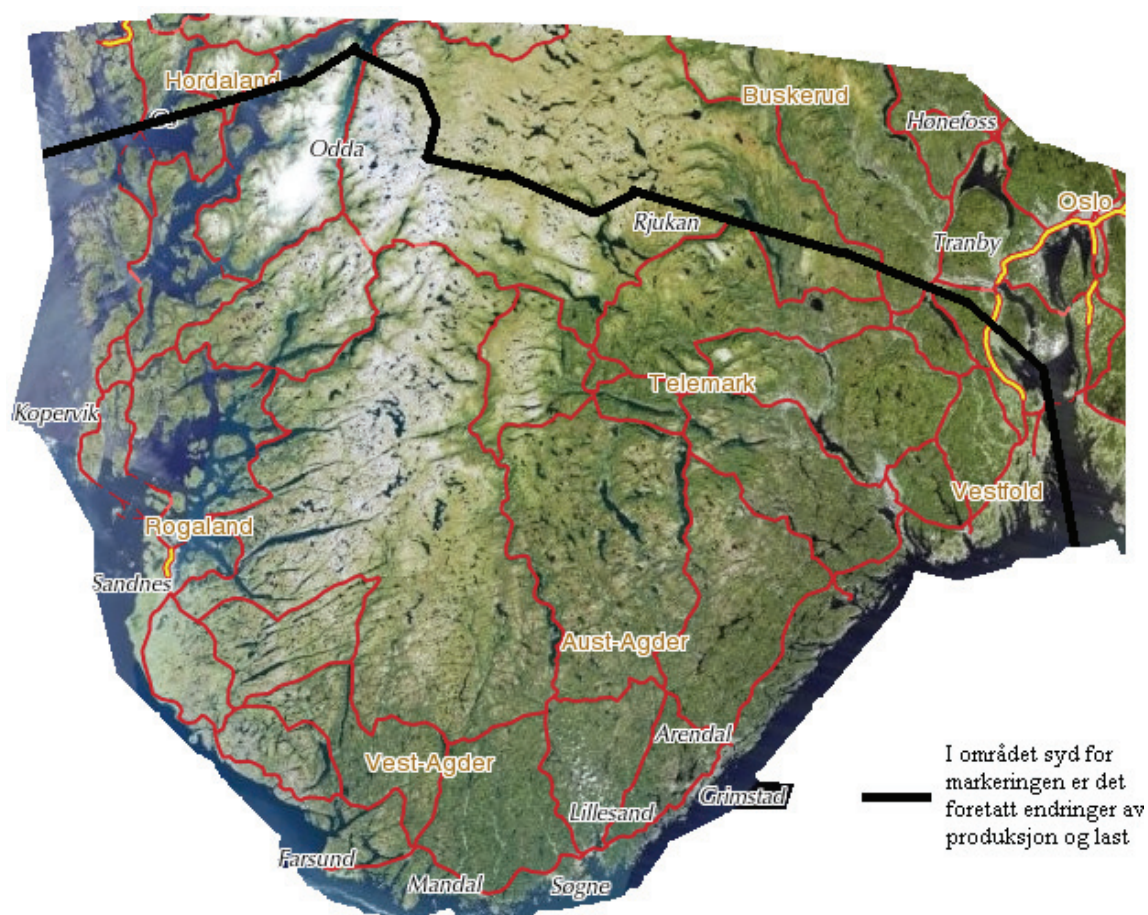
For videre studier anbefales derfor at en annen vindturbinmodell nyttes, evt. den oppdaterte modellen som følger versjon 32.x av PSS/E. For de valg som er gjort for spenningskontroll anses responsen ved alvorlige og mindre alvorlige feil som tilfredsstillende for implementering av modellen i videre casestudier. Modellen kobler ikke ut ved gjennomkjøring av feilforløp tilsvarende Figur 23.

8 Last- og produksjonstilpasning

Det er etablert en basiscase med utgangspunkt i Norgesmodellen gitt ved tunglast, som beskrevet i kapittel 5. Det er tatt høyde for forventet systemutvikling, herunder blant annet nettførsterkninger, nye likestrømsforbindelser og ny vindkraft, som beskrevet i kapittel 6 og 7.

Basiscasen er i tillegg tilpasset en situasjon med full import på alle likestrømsforbindelser tilsvarende 3700 MW og 200 MW produksjon fra Tonstad Vindpark. Dette er ballansert ved å ta utgangspunkt i en historisk last- og produksjonssituasjon, hovedsakelig for Sørlandet, mottatt fra Statnett, [50]. Last- og produksjonstilstanden tilsvarer en situasjon med lav kortslutningsytelse i det aktuelle området.

Området hvor tilpassning av produksjon og last er gjennomført er illustrert i Figur 27.



Figur 27 Aktuelt område for produksjons- og lasttilpasning
Kartutsnitt fra <http://www.norgebilder.no/>

9 Analyser – Sørlandet, NorGer og Vindpark

Kapittel 9.1 – *Utfall og feil* gjør rede for hvilke forstyrrelser som påføres systemet og hvor forstyrrelsene finner sted.

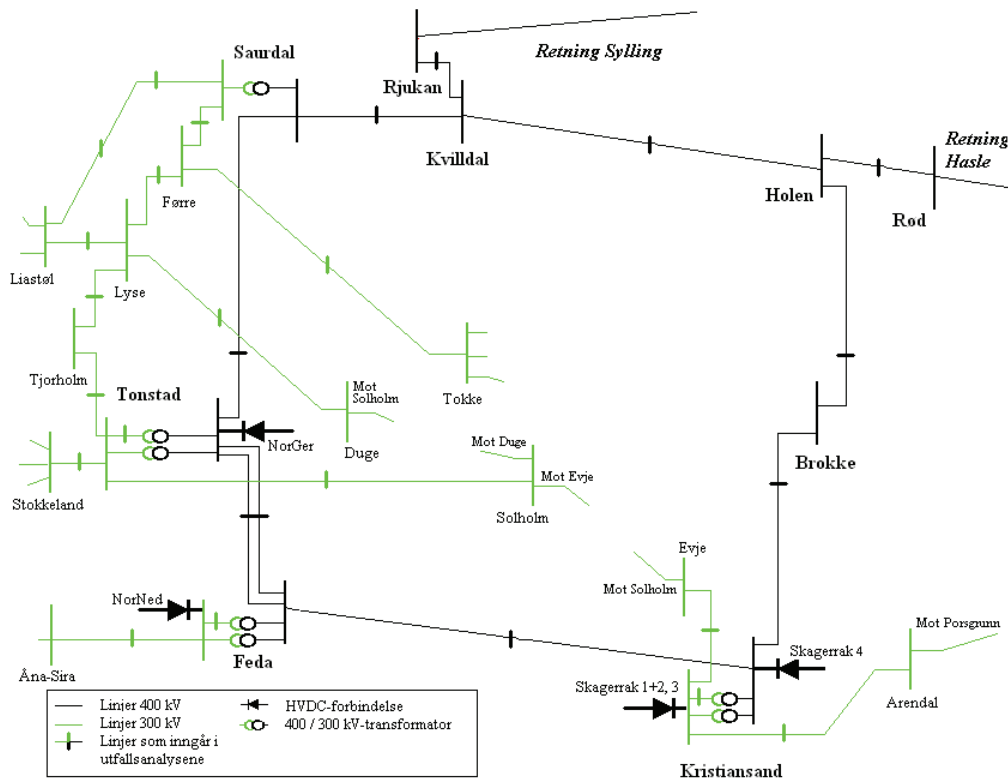
Kapittel 9.2 – *Lastflytberegninger* beskriver resultater fra lastflytanalysene, herunder omfordeling av lastflyten som følge av utfall, samt kortslutningsytelse og kortslutningsforhold. En beskrivelse av lastflytløsningen for basiscasen med en diskusjon vedrørende grenseoverskridelser innleder delkapitlet.

Kapittel 9.3 – *Dynamiske simuleringer* inneholder resultater og kommentarer til et utvalg simuleringer.

9.1 Utfall og feil

Oppgaven skal belyse konsekvenser av tilkobling av en likestrømsforbindelse og eventuelt en vindpark i Tonstad / Øksendal, og om vindpark og HVDC-system sammen kan ha en positiv effekt.

Med det utgangspunkt er analysene fokusert på området omkring Tonstad, der feil og utfall av komponenter foretas på sentralnettsnivå. Alle 420 kV-linjer i området sør for Rjukan og vest for Rød, samt betydelig belastede linjer og transformatorer på 300 kV-nivå, vil inngå i lastflytanalysene etter *N-I*-prinsippet. *N-I*-prinsippet innebærer at systemet skal opprettholde tilfredsstillende drift for alle enkeltutfall av komponenter. Utfallene er vist i Figur 28.



Figur 28 Linjer og transformatorer som inngår i utfallsanalysen

Bestemmelse av betydelig belastede linjer og transformatorer er gjort med utgangspunkt i 0-scenariot "Basis" og tar hensyn til belastningsgrad og størrelsesorden. Belastningsgrad større enn 80 % og effektflyt større enn 150 MW er satt som minstekrav.

På linjene (2) mellom Tonstad og Feda er det valgt å benytte dobbeltutfall, på lik linje med [3], da det er fare for at lynnedslag kan slå ut begge linjer. Dette tilsvarer i praksis (N-2).

Alle linjer og transformatorer som inngår i utfallsanalysene er sammenstilt i Tabell 16 med utfyllende beskrivelse av konsekvenser i vedlegg 12.1. Resultatene fra lastflytanalysene danner grunnlag for bestemmelse av for hvilke utfallsscenario som simuleres i de dynamiske analysene.

Tabell 16 Utfall av linjer og transformatorer

Simulering	Utfall linje / transformator					
	Fra	SSK	Til	SSK	ID	Sp.nivå [kV]
1	Tonstad4		9Saurdal4	55021	1	400
2	Saurdal4	55021	Kvilldal	55051	1	400
3	Kvilldal	55051	Rjukan	51711	1	400
4	Kvilldal	55051	Holen4	55061	1	400
5	Tonstad4		9Feda4		10 1+2	400
6	Feda4		10Krsand		1	400
7	Krsand		1Brokke		2	400
8	Brokke		2Holen	55061	1	400
9	Holen4	55061	Rod4	51231	1	400
11	Tonstad4		9Tonstad3	54102	1	400 / 300
12	Tonstad3	54102	Stokkel3	54082	1	300
13	Tonstad3	54102	Tjorholm3	54152	1	300
14	Tjorholm3	54152	Lyse3	54162	1	300
15	Lyse3	54162	Liastol	55032	1	300
16	Lyse3	54162	Forre3	55012	1	300
17	Forre3	55012	Saurdal3	55022	1	300
18	Liastol	55032	Saurdal3	55022	1	300
19	Forre3	55012	Tokke3	51752	1	300
20	Lyse3	54162	Duge	54142	1	300
21	Feda4		10Feda3	54032	1	400/300
22	Feda3	54032	Ana-Sir3	54052	1	300
23	Kr.sand3	54022	Evje	54016	1	300
24	Krsand		1Kr.sand3	54022	1	400/300
25	Kr.sand3	54022	Arendal3	54012	1	300
26	Tonstad	54102	Solholm	54112	1	300

* P/Q er referert samleskinne - fra

** % av RATE A

9.2 Lastflytberegninger

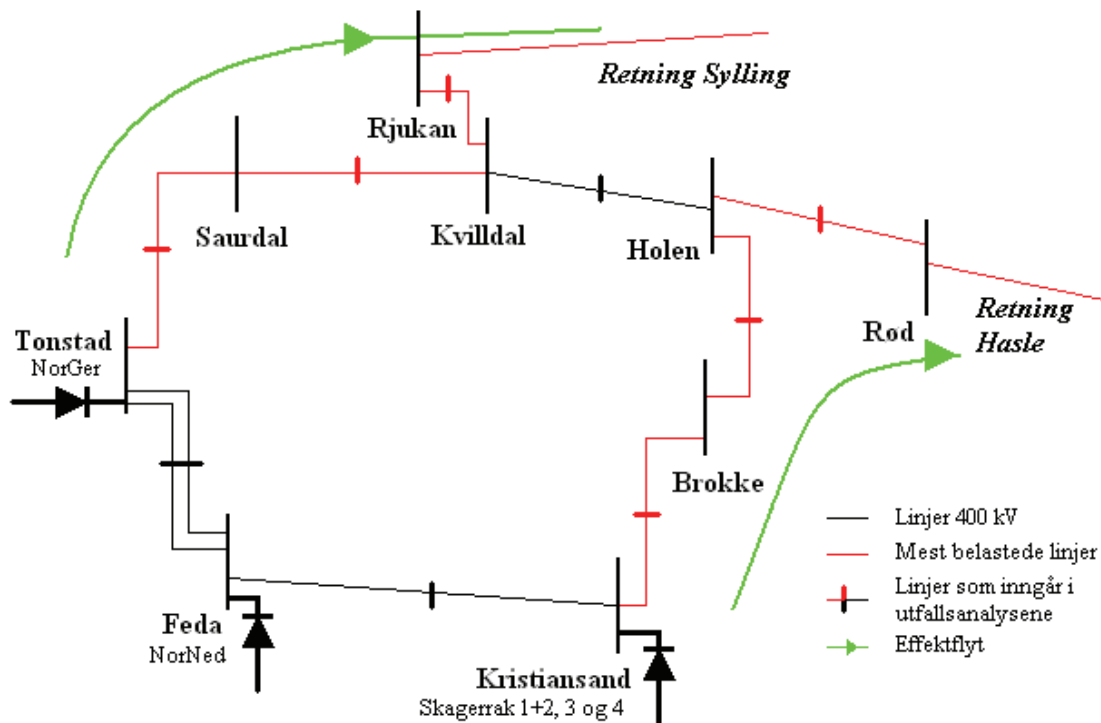
9.2.1 Basiccase

I basiccasen kan man ved å studere 420 kV-linjene på i Sør-Norge kan det observeres at effektflyten i stor grad går i østlig retning. Figur 29 gjengir grafisk situasjonen. Effektflyten i 300 kV-nettet illustreres ikke grafisk, men fremkommer av oversikten over linjer som omfattes av utfallsanalysene i vedlegg 12.1.

Om lag 50 % av importen fra Tyskland (NorGer) og produksjonen fra Tonstad Vindpark flyter i nordøstlig retning Sylling via Saurdal, Kvilldal og Rjukan, mens det er svært liten flyt i retning Fedå. Resten transformeres til 300 kV og flyter hovedsakelig mot Lyse og Førre og fordeler seg i østlig og vestlig retning.

Import fra Danmark (Skagerrak) gir et kraftoverskudd i Kristiansandsområdet som flyter i retning Hasle via Brokke, Holen og Rød. Om lag 45 % av overskuddet går imidlertid mot Rød via 300 kV-nettet om Arendal og Porsgrunn.

Import fra Nederland (NorNed) mates hovedsakelig inn i 300 kV-nettet og dekker blant annet større industrielle belastninger (Øie og Lista). Om lag 150 MW flyter vestover mot Åna-Sira.



Figur 29 Effektflyt og linjeutfall 420 kV

En generator i Kvilldal er beholdt som svingmaskin, på tross av at denne i følge produksjonsdataene benyttet for lavlastscenarioet faktisk var utkoblet. Denne ligger relativt nært HVDC-forbindelsene og er knyttet mot 420 kV-nettet. Konsekvensen er noe større kortslutningsytelse (ikke tallfestet) og økt reaktiv kapasitet i området.

9.2.2 Grenseoverskridelser

Sammenlikning av grenseoverskridelser¹⁸ i tunglastmodellen som er mottatt fra Statnett og basiscasen som er utarbeidet viser noen endringer.

Generelt observeres mindre overbelastninger av transformatorer og linjer i Sør-Norge. Dette er forventet da det er foretatt utkobling av større mengde produksjon og last på lavere spenningsnivå. Spesielt 130 kV-linjen Akland1 og Holt1 kan kommenteres, som er belastet 202 %, mot 122 % i tunglastmodellen.

Oversikten over overbelastede generatorer er noe endret på grunn av utkobling av produksjonsenheter. Synkrongeneratoren som er lagt til i Kristiansand er maksimalt belastet. For de øvrige maskinene kan det observeres svært lav, men uendret effektfaktor.

Adskillig flere samleskinner, spesielt rundt og i områdene hvor produksjonsutkobling er foretatt, rapporteres med spenning over 1,1 pu. Dette er forventet ettersom systemet er stresset med hensyn på reaktiv effekt og gjenværende produksjonsenheter må øke den reaktive produksjonen. Mindre endringer observeres for samleskinner rapportert med spenning mindre enn 0,9 pu.

9.2.3 Kortslutningsforholdet (ESCR) – Utfall 420 kV

Det er valgt å ta utgangspunkt i effektivt kortslutningsforhold for å gi et mål på AC-systemets styrke i forhold til HVDC-kapasiteten på Sørlandet. Dette er beregnet ved å la P_{DC} være summen av total likestrømskapasitet i området, slik at resultatet tilsvarer en MIIF lik 1. Denne forenklingen er gjort for å redusere arbeidsmengden og har som konsekvens at resultatene kan betraktes konservative / pessimistiske. MIESCR er forenklet beregnet¹⁹ for å illustrere innvirkningen, der det tas høyde for den elektriske avstanden mellom konverterstasjonene ved å benytte en MIIF lik 0,9.

I [48] er MIIF angitt til i overkant av 0,8 for koblingen mellom Skagerrakforbindelsene og NorNed, men med de forsterkningstiltak som er gjennomført mellom Kristiansand og Feda forventes en økning. Ytterligere forsterkningstiltak, hovedsakelig Kristiansand – Holen, gjør at koblingen mellom Tonstad og Kristiansand / Feda også ansees som sterk. MIIF er i [3] beregnet for et system med tilsvarende nettførsterkninger. Beregningene gjort med spenningsendring i Tonstad viser en kobling tilsvarende MIIF på mellom 0,93 og 0,99 mot Feda og Kristiansand.

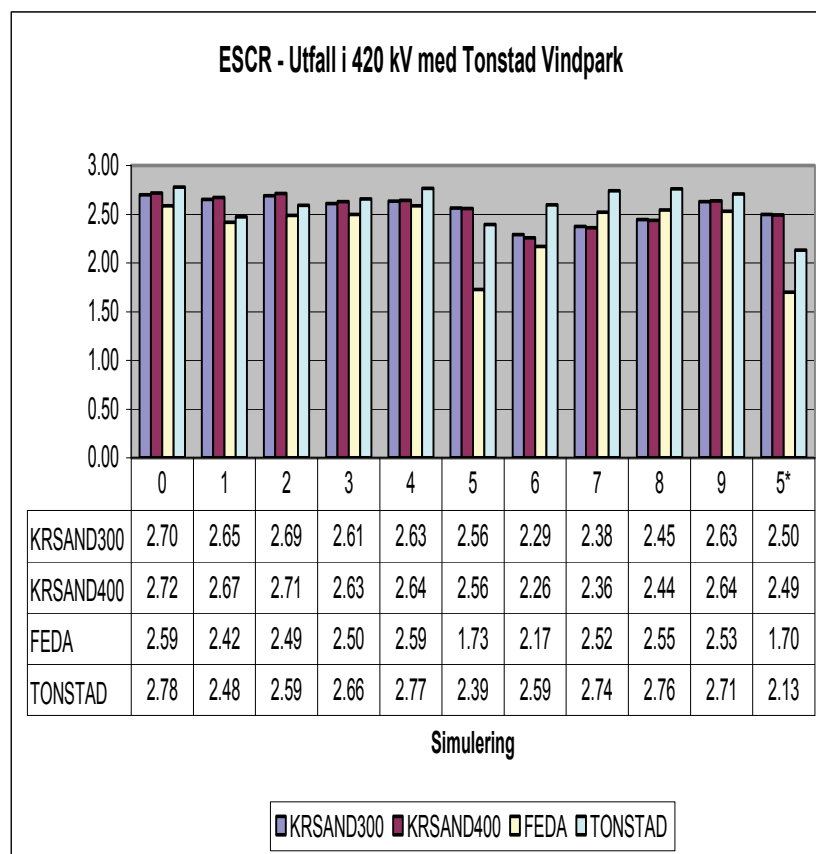
Kortslutningsforholdet er beregnet for alle utfall som angitt i kapittel 9.1, med og uten vindpark i systemet, for å anslå systemtilstanden etter feilklarering. Forholdet vil dermed kunne danne bakgrunn for forventninger vedrørende feilfri drift av likestrømsforbindelsene med redusert kapasitet i sentralnettet, samt kvantifisere effekten av vindparkens bidrag under feil.

Det er forutsatt subtransient generatorreaktans i beregningene. Kortslutningsytelsen er målt på 300 kV-samleskinnene i Kristiansand og Feda samt 400 kV-samleskinnene i Kristiansand og Tonstad tilknyttet konverterstasjonene. Resultatfiler er vedlagt i ZIP-fil.

¹⁸ Se dokumentasjon i vedlegg 12.2

¹⁹ Se resultat for MIESCR i vedlegg 12.12.3

Figur 30 viser kortslutningsytelsen i målepunktene for utfall i 420 kV-nettet med vindpark. Simulering 0 viser til beregning uten utfall, mens simulering merket (*) er gjort med kun én synkronkompensator i Tonstad. Komplette oversikt over resultatene fra beregningene er gitt i vedlegg 12.12.3.



Figur 30 ESCR for utfall i 420 kV-nettet

Resultatene viser at systemet er innenfor grensene av hva som kan karakteriseres som et moderat²⁰ sterkt system for de fleste utfall i 420 kV-nettet. For Kristiansand har utfall av linjene Kristiansand – Brokke / – Feda (simulering 6 og 7) størst konsekvens for kortslutningsytelsen, resultatet er imidlertid ikke kritisk.

For Feda er utfall av 420 kV-linjen mot Kristiansand og dobbeltkursen mot Tonstad, simulering 5 og 6, mest kritisk. Sistnevnte gir en ESCR tilsvarende 1,73, hvilket innebærer at systemet kan karakteriseres svakt.

Laveste kortslutningsforhold for Tonstad er beregnet ved utfall av linjen mot Saurdal samt dobbeltkursen mot Tonstad, simulering 1 og 5, med ESCR på henholdsvis 2,48 og 2,39.

Resultatene viser systemet er moderat sterkt på tross av betydelig utkobling av lokal produksjon. Dette er en indikasjon på at foretatte nettførsterkninger, herunder etablering av nye linjer og synkronkompensatorer, samt spenningsoppgradering, har vært vellykket. Man kan også observere at linjene som er mest belastet nødvendigvis ikke har størst konsekvens

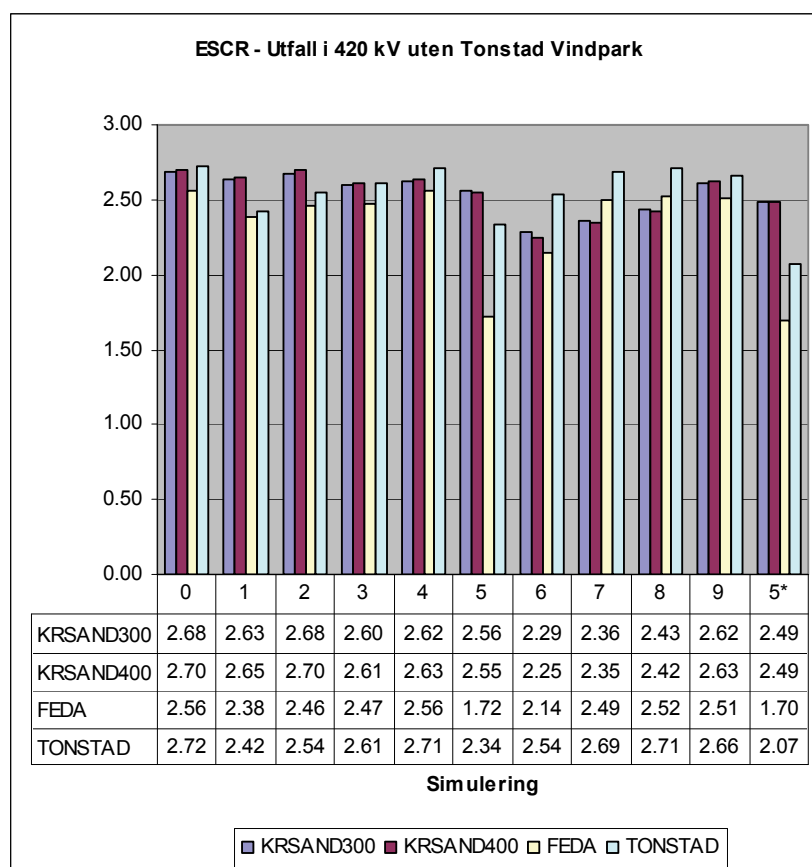
²⁰ Se kapittel 2.2.2. Moderat tilsvarende: $2 < \text{ESCR} < 3$

for kortslutningsytelsen. Det er impedansen sett fra feilsted mot innkoblede produksjonsheter som er av betydning.

En beregning er foretatt for utfall av Feda – Tonstad med kun én synkronkompensator innkoblet i forbindelse med NorGer (Tonstad). Dette resultatet vil være gjeldende dersom man erstatter synkronkompensatoren med for eksempel en SVC. Konsekvensen er en betydelig reduksjon av kortslutningsytelsen i Tonstad, til en ESCR tilsvarende 2,13. Systemet nærmer seg således grensen for å kunne karakteriseres svakt.

Figur 31 viser resultatet for beregning av ESCR for utfall i 420 kV-nettet uten vindpark. Resultatene er prinsipielt likt som beregningene med vindparken innkoblet, men en reduksjon av ESCR kan som forventet observeres.

Størst er konsekvensen som forventet i Tonstad hvor vindparken er lokalisert. En reduksjon²¹ av ESCR på mellom 0,05-0,06 fremkommer. I Feda og Kristiansand er det beregnet en reduksjon på henholdsvis mellom 0,01-0,03 og 0,01-0,02, avhengig av utfall. Tilsvarende forskjell er beregnet for utfall i 300 kV-nettet, med og uten vindpark.

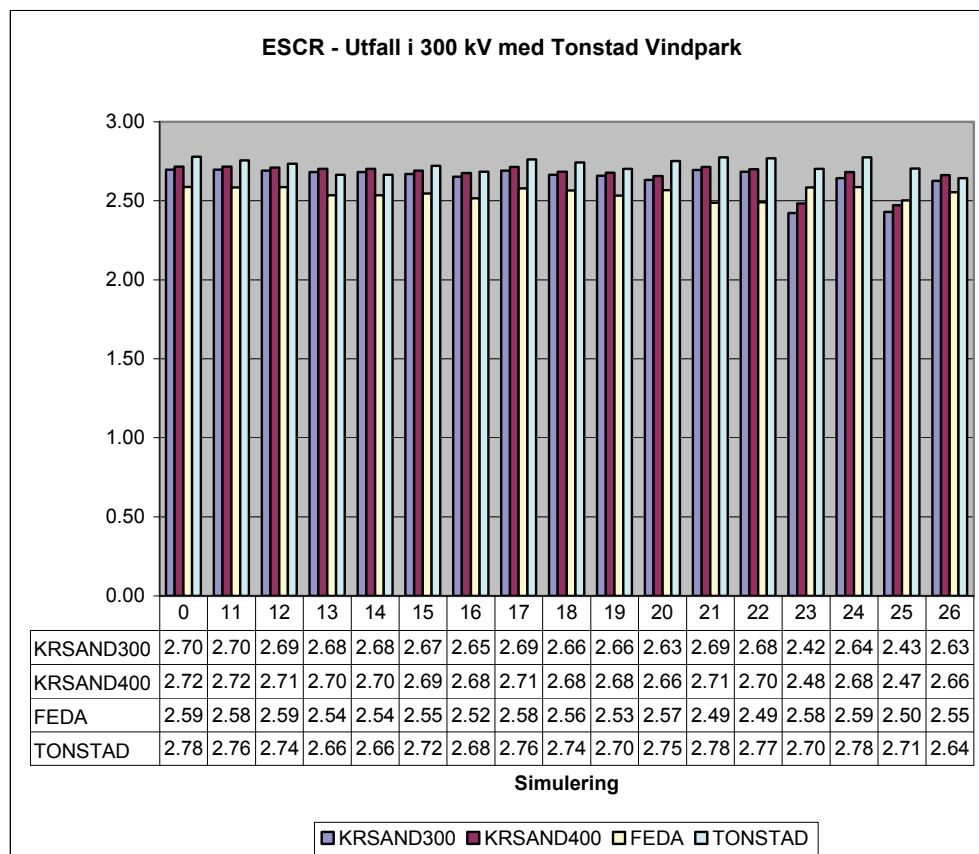


Figur 31 ESCR for utfall i 420 kV-nettet, uten vindpark

²¹ Se Figur 34

9.2.4 Kortslutningsforholdet (ESCR) – Utfall 300 kV

For utfall i 300 kV-nettet er reduksjonen i kortslutningsytelsen for de ulike utfall mindre enn for utfall i 420 kV-nettet. Dette er forventet ettersom linjeimpedansen for 300 kV-linjer generelt har en høyere impedans, slik at resulterende impedans sett fra feilsted påvirkes mindre. Alle beregninger er gjennomført med to synkronkompensatorer i Tonstad og resultatene er gjengitt i Figur 32.



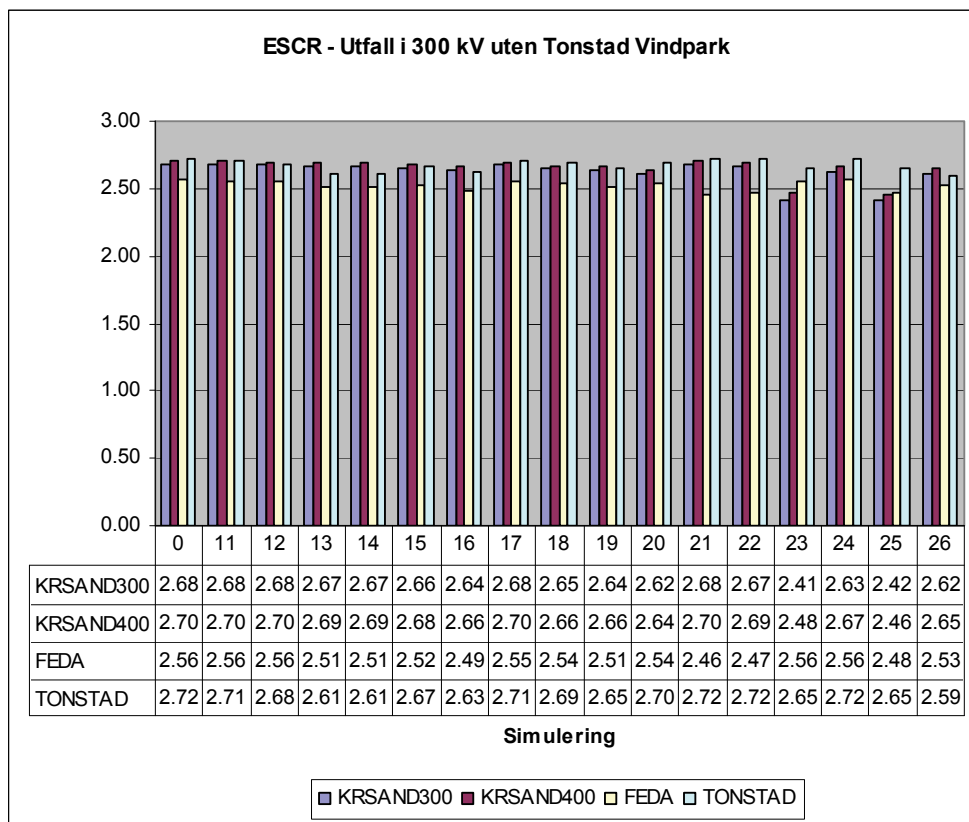
Figur 32 ESCR for utfall i 300 kV-nettet

For Kristiansand har utfall av linjene mot Evje og Arendal størst konsekvens for kortslutningsytelsen, med en ESCR på henholdsvis 2,42 og 2,43 for simulering 23 og 25.

Laveste ESCR i Feda er beregnet for utfall av 420/300 kV-transformator i Feda og linjen mot Åna-Sira, simulering 21 og 22. Begge med ESCR på 2,49.

I Tonstad er laveste ESCR beregnet for utfall av linjene mot Solholm og Tjørholm, simulering 13 og 26, med ESCR tilsvarende henholdsvis 2,66 og 2,64.

Systemet er godt innenfor kravene for alle utfall til å kunne karakteriseres som moderat sterkt, kun marginale endringer observeres. Dette gjelder også for beregningene gjort med vindpark innkoblet, se Figur 33.



Figur 33 ESCR for utfall i 300 kV-nettet, uten vindpark

9.2.5 Utvidet diskusjon

Alle utfall gir en tilfredsstillende lastflytløsning og konsekvensene av de ulike utfallene er beskrevet i vedlegg 12.1. Det er imidlertid gjort større nettforsterkningstiltak i analysert område og konsekvensene av alternative tiltak er ikke undersøkt.

Det kan påpekes at utfall av forbindelsen Kristiansand – Brokke – Holen gir relativt store endringer. Ved utfall av Holen – Rød blir 300 kV-nettet mellom Kristiansand og Rød belastet tilsvarende knappe 80 %.

Generelt kan det observeres at synkronkompensatorene i Kristiansand samt SVC'ene i Rød og Sylling og Kristiansand leverer maksimalt, eller tilnærmet maksimalt, reaktiv effekt til systemet. I tillegg bidrar synkronkompensatorene i Tonstad (NorGer) med 73 % av kapasiteten. Systemet kan ansees som stresset med hensyn på reaktiv effekt. Dette er en konsekvens av likestrømskonverterens betydelige forbruk sammen med betydelig redusert "lokal" produksjonskapasitet i basiscasen. I Feda er det imidlertid betydelig reaktive reserver. Ved utfall er det spesielt i Kristiansand den reaktive kapasiteten utnyttes maksimalt.

Flere linjer observeres å ha en netto reaktiv produksjon, hvilket tilsier en belastning under *SIL*²². Ettersom situasjonen nå innebærer lavt forbruk og produksjon i regionen kan man anta at dette reaktive bidraget faller bort og antagelig vil gi netto forbruk i en normalsituasjon. En

²² Se kapittel 2.1.4

normalsituasjon vil imidlertid innebære økt antall produksjonsenheter i drift som bidrar med reaktiv støtte.

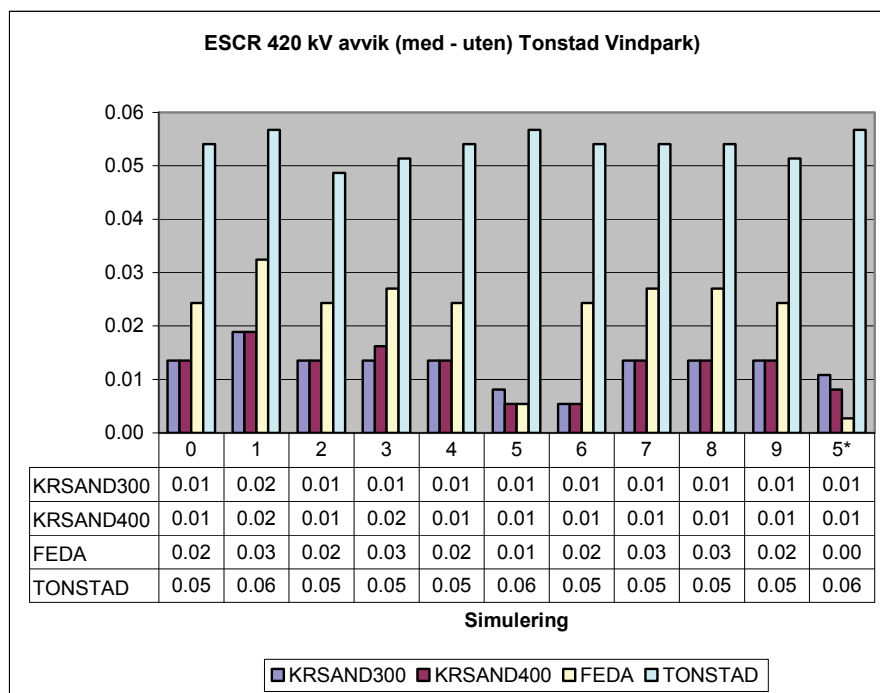
Kortslutningsytelsen for alle utfall svarer til en $ESCR > 2$, med unntak av ett utfall, simulering 5, hvor forholdet beregnet for Feda er lik 1,72. NorNed skal jamfør [3] kunne driftes tilfredsstillende med en $ESCR$ lik 1,845, men denne verdien er imidlertid beregnet på et annet grunnlag²³ slik at en mer korrekt sammenligning må gjøres ved å ta utgangspunkt i $MIESCR$. $MIESCR$ er for dette tilfellet er forenklet beregnet til 1,88, se vedlegg 12.12.3.

For sammenligning med tunglastmodellen som er mottatt fra Statnett er det beregnet kortslutningsytelsen i 300 kV-samleskinnene i Kristiansand, Tonstad og Feda. Resultatene er gjengitt i Tabell 17, og viser moderat sterkt system målt i Kristiansand og Feda, mens Tonstad kan karakteriseres som sterkt med hensyn på kortslutningsytelse. Beregningene er gjort uten utkobling av produksjon og kan dermed være med å illustrere den betydelige konsekvensen de gjennomførte forsterkningstiltak har hatt.

Tabell 17 $ESCR$ for Norgesmodellen ved tunglast

Samleskinne	Kortslutningsytelse [MVA]	$ESCR$ med P_{DC} lik 3700 MW
Kristiansand 300 kV	9180	2,48
Feda 300 kV	8900	2,41
Tonstad 300 kV	11790	3,19

Det kan identifiseres en positiv effekt av å knytte en vindpark opp mot NorGer med hensyn på kortslutningsytelsen. Som Figur 34 viser er effekt størst nærme vindparken, ettersom kortslutningsforholdet påvirkes av den elektriske avstanden mellom målepunktene.



Figur 34 Konsekvens av vindpark ved utfall i 420 kV-nettet

²³ $ESCR$ er beregnet ut fra en bestemt verdi for kortslutningsytelsen i Feda, slik at det implisitt er tatt høyde for fordelingen av ytelsen mellom eksisterende likestrømsforbindelser.

9.3 Dynamiske simuleringer

Det er kjørt dynamiske simuleringer for et utvalg av utfallene som er beskrevet i vedlegg 12.1. Simuleringene er utført med trefase kortslutning av linjer og transformatorer etter 1,0 s., med feilklareringstid på 100 ms. Feilklarering foretas ved utkobling av feilbefengt komponent.

Alle ufall i 420 kV-nettet (simulering 1-9) er inkludert, ettersom disse generelt har størst konsekvens for systemtilstanden etter feilklarering og er mest belastet (ikke sett i forhold til kapasitet).

I 300 kV-nettet er simulering 11-13, 16, 18, 20 og 25 valgt. Generelt omfatter disse de mest belastede linjene og transformatorene. Ingen av utfallene i 300 kV-nettet har gitt særdeles svekket systemtilstand, slik at utvalget er gjort på grunnlag av øvrige observasjoner

- Simulering 11-13 er utkoblinger i forbindelse med Tonstad, med henholdsvis transformator og linjene mot Stokkeland og Tjorholm. Utfall av Tjorholm, som er et betydelig belastet linje, forårsaker relativt store endringer i lastflytløsningen.
- Simulering 16, utfall av den betydelig belastede linjen Lyse – Førre, fører blant annet til en økt belastningsgrad av Lyse – Liastøl, tilsvarende 96 %.
- Simulering 18, utfall av Liastøl – Saurdal, fører også til en betydelig økt belastning i 300 kV-nettet mot Saurdal via forbindelsene Lyse – Liastøl og Lyse – Førre – Saurdal.
- Simulering 20, utfall av Lyse – Duge, viser blant annet endret flytretning på forbindelsen Tonstad – Solholm og redusert belastning av SVC i Kristiansand.
- Simulering 25, utfall av den mest belastede 300 kV-linjen i analyseområdet, Kristiansand – Arendal.

En kontroll av startverdiene er foretatt, nærmere kommentert i kapittel 9.3.1. Det er videre utarbeidet en betydelig mengde resultater fra de dynamiske simuleringene. Det er foretatt en nærmere studie av et utvalg simuleringer på bakgrunn av lastflytresultatene og hensikten med oppgaven. Foruten generelle bemerkninger som er lagt til kapittel 9.3.2, er organiseringen som følger.

Kapittel 9.3.3 omfatter en diskusjon om likestrømsforbindelsenes respons, samt reaktiv kompensering.

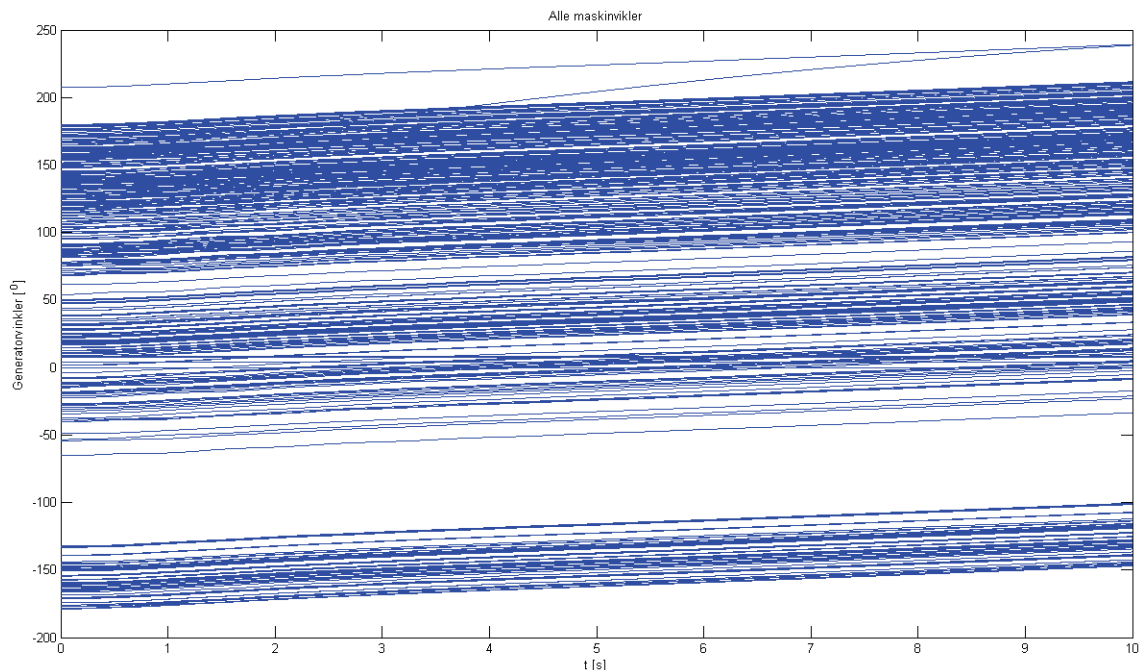
Kapittel 9.3.4 omhandler på vindparkens respons.

Kapitlene 9.3.5 – 9.3.6 omfatter en nærmere undersøkelse av utvalgte simuleringer på bakgrunn av lastflytresultatene. Utfall av Tonstad – Saurdal er valgt fordi det er den mest belastede linjen som har inngått i analysene og den gir blant de laveste resultater for kortslutningsytelsen. Dobbeltutfall av Tonstad – Feda er valgt fordi det gir et svært lavt kortslutningsforhold i Feda, slik at funksjonen til den dynamiske modellen under en mulig ekstrem situasjon kan undersøkes.

Et utvalg grafer, samt *python*-script benyttet for å kjøre analysene og *MatLab*-script utarbeidet for plotting er vedlagt i ZIP-fil.

9.3.1 Basiscase – kontroll av startverdier

Det er kjørt en kontroll av utgangspunktet for de dynamiske analysene. I Figur 35 er rotorvinklene for alle maskinene i systemet gjengitt grafisk, og man kan observere at enkelte maskiner tilsynelatende er ustabile da de viser et ulikt forløp enn de øvrige.



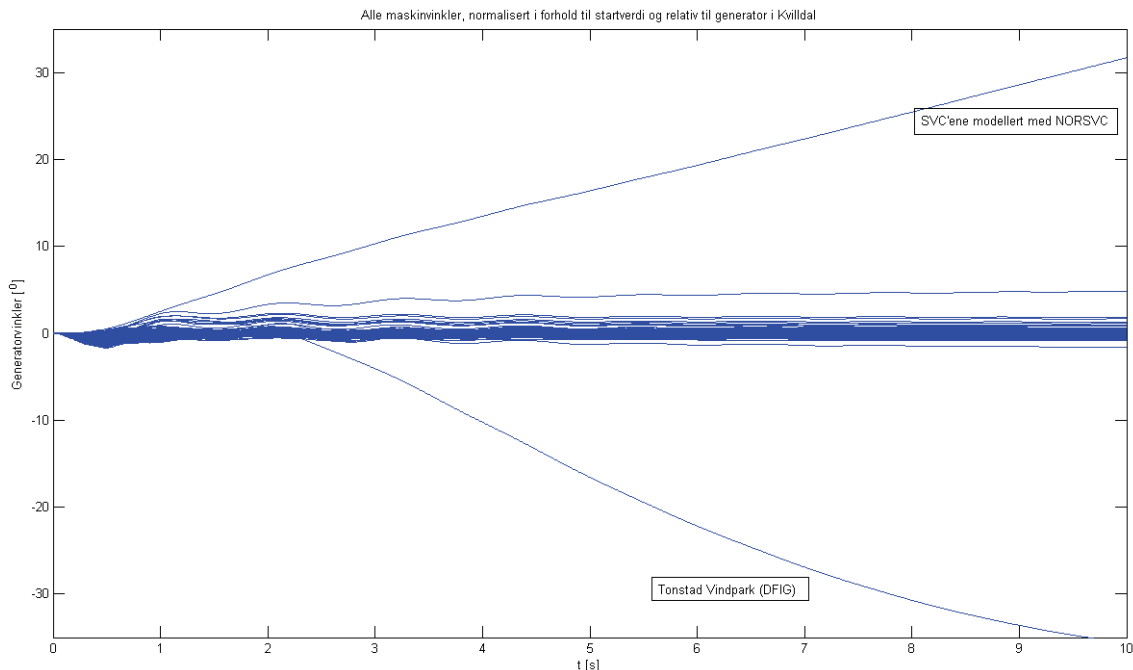
Figur 35 Kontroll av rotorvinkler for hele systemet

Den store forskjellen mellom vinklene skyldes faseforskyvningen som følge av transformatorer, d-y-kobling samt innlagte faseskift, og linjer. Tilsvarende forhold kan observeres dersom man kjører simulering med Norgesmodellen uten modifikasjoner.

Dersom man normaliserer hvert enkelt kurve til null og setter en generator som referanse, i dette tilfellet svingmaskinen fra lastflytberegningene (generator i Kvilldal), kan man tydeligere identifisere hva som skjer, gjengitt i Figur 36.

Den øvre kurven er lik for alle SVC'ene i systemet modellert med den dynamiske modellen NORSVC. Felles for disse er at de i lastflytberegningene er lagt inn som generatorer. Tilsvarende kurve fremkommer ved samme simulering i Norgesmodellen ved tunglast.

Den nedre kurven viser vinkelforløpet til vindparkekvivalenten. Avviket fra øvrige generatorvinkler forårsakes av valgt generatortype, DFIG, og at det er den mekaniske vinkelen som plottes. For $t \gg 2$ kjøres generatoren med undersynkron hastighet slik at den mekaniske vinkelen sakter i forhold til synkronmaskinene. Fra simuleringstart frem til $t \approx 2$ er forløpet noe annet som følge av avvik mellom valgt startverdi og beregnet verdi for pitchvinkel.



Figur 36 Normaliserte generatorvinkler relativ til generator i Kvilldal

Ved oppkjøring av de dynamiske analysene viser simuleringens utskriften at PSS/E har identifisert en rekke mistenkelige tilstander. Spesielt er disse knyttet til magnetiseringsutrustningen på gjenværende maskiner der hvor produksjons- og lasttilpasning er foretatt, samt i tilgrensende områder. Dette kan være en indikasjon på at flere generatore er presset på reaktiv effekt, hvilket kan konstateres ved videre undersøkelse av simuleringens utskriften.

9.3.2 Rotorvinkelstabilitet

Systemet har vist seg stabilt for alle feilsenarioer som er gjennomført. I Figur 37 er rotorvinklene gjengitt, for omfatter alle generatore i drift innenfor området hvor produksjonstilpasning er foretatt²⁴. Kurvene er gjengitt normalisert i forhold til startverdi og relative til generator EVAN-G3. Referansemaskinen er lokalisert utenfor område for produksjonstilpasning og ligger i et område med betydelig produksjon.

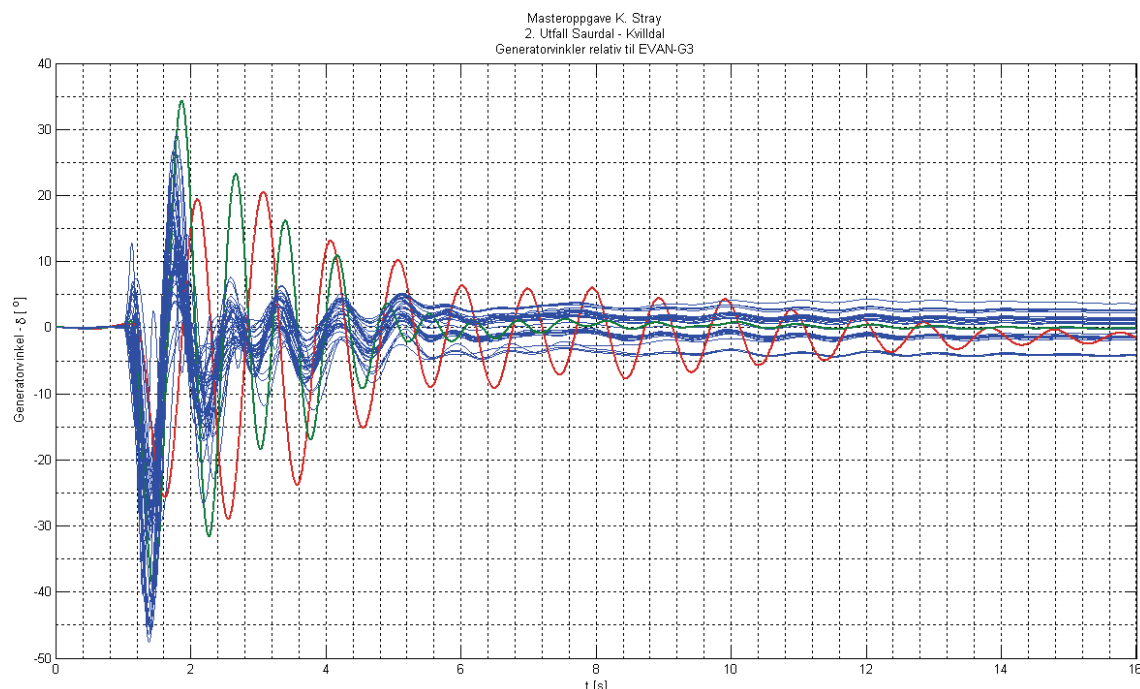
Forløpet i figuren er representativt for de øvrige gjennomførte simuleringene. De fleste vinkler innretter seg i nærheten av ny stasjonær verdi etter 6-8 sekunder.

Forløpet for generatorene Brokke G-4 og Skafska er markert i figuren, der Brokke G-4 skiller seg ut med største førstesving, men relativt god demping observeres sammenlignet med Skafska. Simuleringens utskriftene viser at PSS/E har identifisert en unormal initialverdi for én tilstand for stabilisatormodellen NORST1 for Brokke. Dette er en egendefinert modell mottatt fra Statnett uten dokumentasjon, slik at videre undersøkelser er utelatt.

Skafska er mindre dempet og svinger om en stasjonær verdi frem til slutten av simuleringen, 14,9 sekunder etter feilklarering. Her kan det også observeres et større utslag for etter andre svingning, sammenlignet med første. Forløpet for generatorene Brokke G-4 og Skafska går igjen i alle simuleringer.

²⁴ Se kapittel 8

Dersom man sammenlikner grafene for feilscenarioene kan det generelt observeres et marginalt større utslag i generatorvinklene for simuleringer med vindpark. Forskjellen er i en slik størrelsesorden at det er valgt å utelate en grafisk illustrasjon av observasjonen.



Figur 37 Simulering 2 – Rotorvinkler for alle maskiner i analyseområdet
— Brokke G-4, — Skafska

Avviket kan tyde på en negativ innvirkning av vindparken. Vindparkproduksjonen er ballansert ved utkobling av generatorer i samme område, der dette er gjort med hensyn på faktisk produksjon. Ettersom vindparken produserer tilnærmet maksimum, kan årsaken til observasjonen knyttes til en netto redusert roterende masse i systemet. Dette er ikke videre undersøkt, men flere momenter vedrørende konsekvensen av vindparken er lagt til kapittel 9.3.4.

9.3.3 HVDC og reaktiv kompensering

Innledningsvis må det bemerkes at simuleringens utskrift fra PSS/E indikerer en svakhet ved valg av parameterverdier for VDCOL²⁵ for likestrømsforbindelsene modellert med CDC6. Ved oppkjøring av de dynamiske simuleringene aktiveres denne for Skagerrak12 og Skagerrak4, på tross av at spenningene, som vist i Figur 42, ligger nær nominell verdi. Ettersom lastflytrepresentasjonen av likestrømsforbindelsene inkluderer en transformator med tappejustering, kan imidlertid problemet også ligge her. Videre arbeid bør innebære en kontroll av lastflytdataene for likestrømsforbindelsene²⁶

²⁵ Voltage Dependent Current Order Limiter

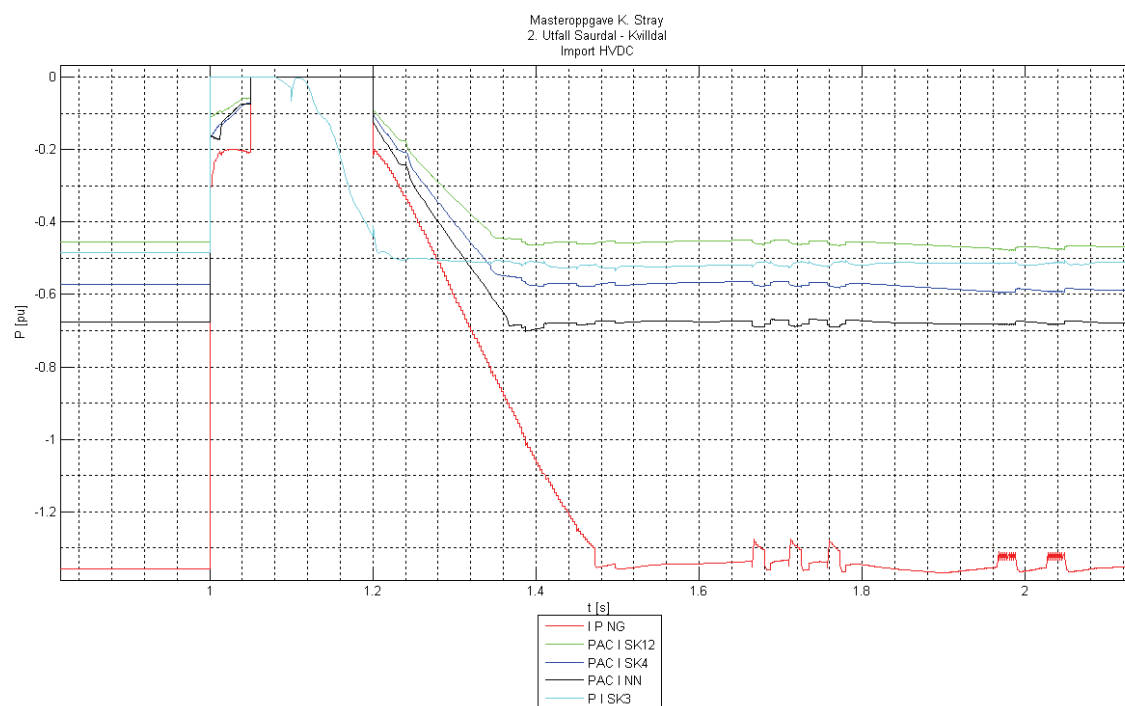
²⁶ Skagerrak12 og Skagerrak4 er i lastflyten gitt av parametre mottatt fra Statnett

Ved å ta utgangspunkt i simulering 2, utfall av Saurdal – Kvilldal, er hensikten videre å beskrive responsen til konverterstasjonene og konsekvensen av valg vedrørende reaktiv kompensering.

Som Figur 38 viser, reduseres effekten fra DC-systemet etter kortslutning inntreffer, $t = 1$ s. For Skagerrak3 reduseres effekten umiddelbart til null, vekselretter kobles fra systemet, såkalt *bypass*. Dette bekreftes også av simuleringens utskriften.

De øvrige vekselretterne frakobles først 50 ms. senere på grunn av valg av tidsforsinkelse, men likevel finner en betydelig reduksjon av overført DC-effekt sted. Dette kan kobles til ligningsgrunnlaget, se spesielt (5) og (10), hvor en betydelig reduksjon av AC-spenningen på konverterterminalene har konsekvens for overført DC-effekt. DC-strøm begrenses av VDCOL, hvilket kan identifiseres i Figur 41.

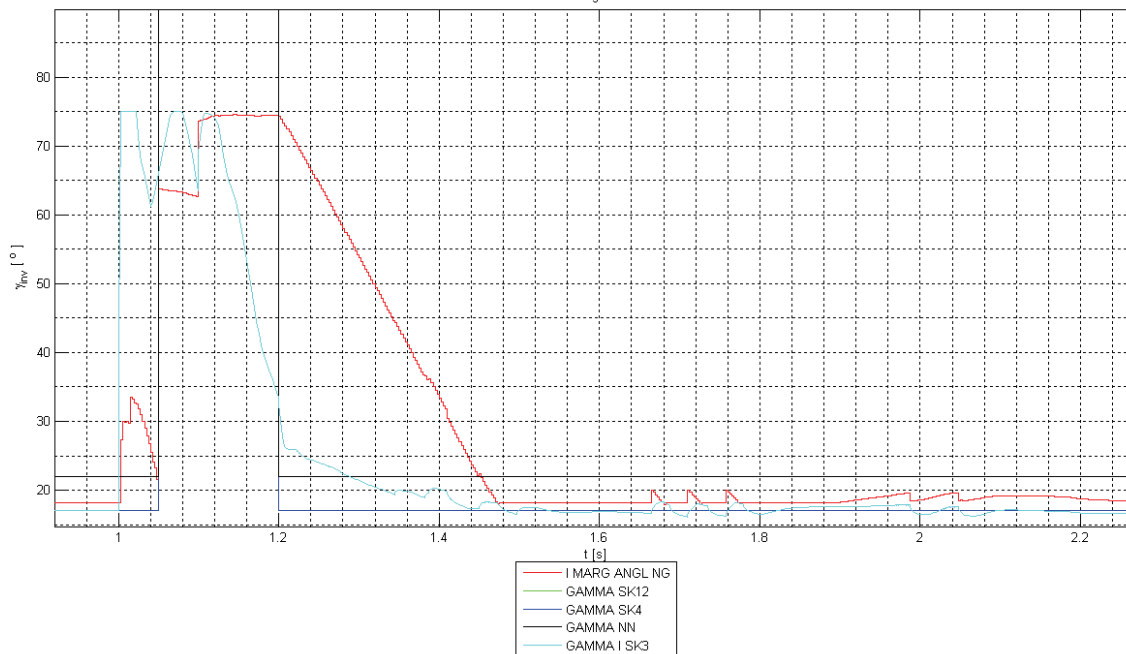
I perioden mellom kortslutning og frakobling observeres det for marginvinkelen, se Figur 39, et noe annet forløp for NorGer, sammenlignet med Skagerrak12, Skagerrak4 og NorNed. Mens de sistnevnte driftes med konstant marginvinkel inntil frakobling finner sted, kan det observeres en transient tilstand for NorGer. Dette er en konsekvens av den dynamiske modellens evne til å ta høyde for en driftstilstand utenfor det normale²⁷.



Figur 38 Simulering 2 – Import HVDC

Etter om lag 1,09 s. kan det observeres at Skagerrak3 har et mislykket forsøk på å gjenopprette effektoverføringen. Ved å studere simuleringens utskriften kan det bekreftes at vekselretter innkobles ved $t = 1,05$ s med en AC-spenning på konverterklemmene tilsvarende ca. 0,4 pu. Forløpet indikerer en kommuteringssvikt før, og en kommuteringssvikt 100 ms. etter feilklarering, hvilket bekreftes ved å undersøke forløpet til marginvinkelen i Figur 39.

²⁷ Se vedlegg 12.6.2



Figur 39 Simulering 2 – Marginvinkel

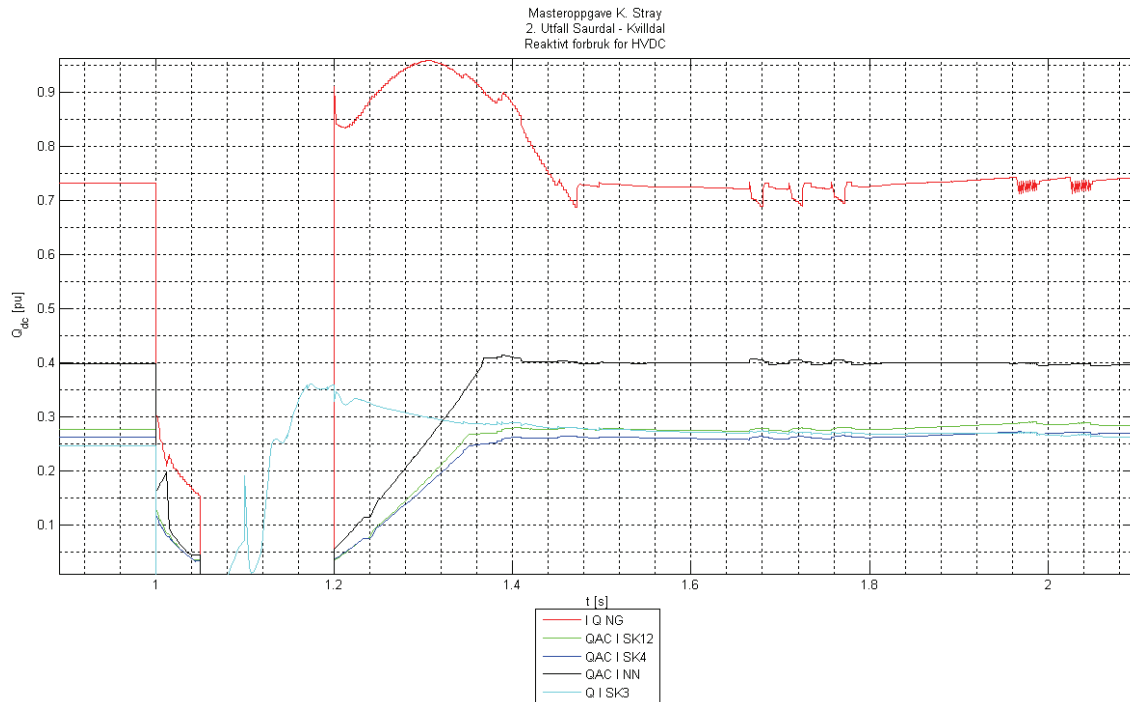
Andre kommuteringssvikt finner sted ved samme tidspunkt som de øvrige likestrømsforbindelsene kobles inn. Forsinkelsen skyldes valg av tidsforsinkelser. Denne kommuteringssvikten er en klar indikasjon på utfordringene med flere nært tilknyttede likestrømsforbindelser i kraftsystemet.

I Figur 40, hvor forløpet for konverternes forbruk av reaktiv effekt gjengitt, identifiseres klare ulikheter for konverterstasjonene vedrørende reaktivt forbruk under oppstart. Ulikhetene er tidligere identifisert i preliminært testing av de dynamiske HVDC-modellene, der modellen benyttet for NorGer²⁸ hadde et betydelig høyere forbruk enn Skagerrak12, Skagerrak4 og NorNed²⁹. Skagerrak3, som er modellert i henhold til anvisninger fra Statnett og som derfor antas å være mest realistisk, viser et forløp lignende NorGer. Det kan derav konkluderes, at dersom de øvrige likestrømsforbindelser representert med tilsvarende modeller, ville konverternes reaktive forbruk ved gjenoppstart samlet være adskillig høyere og påkjenningen på systemet likeså, slik at flere kommuteringssvikt, potensielt repeterende kommuteringssvikt og ny nedkjøring av DC-systemet, kan forventes.

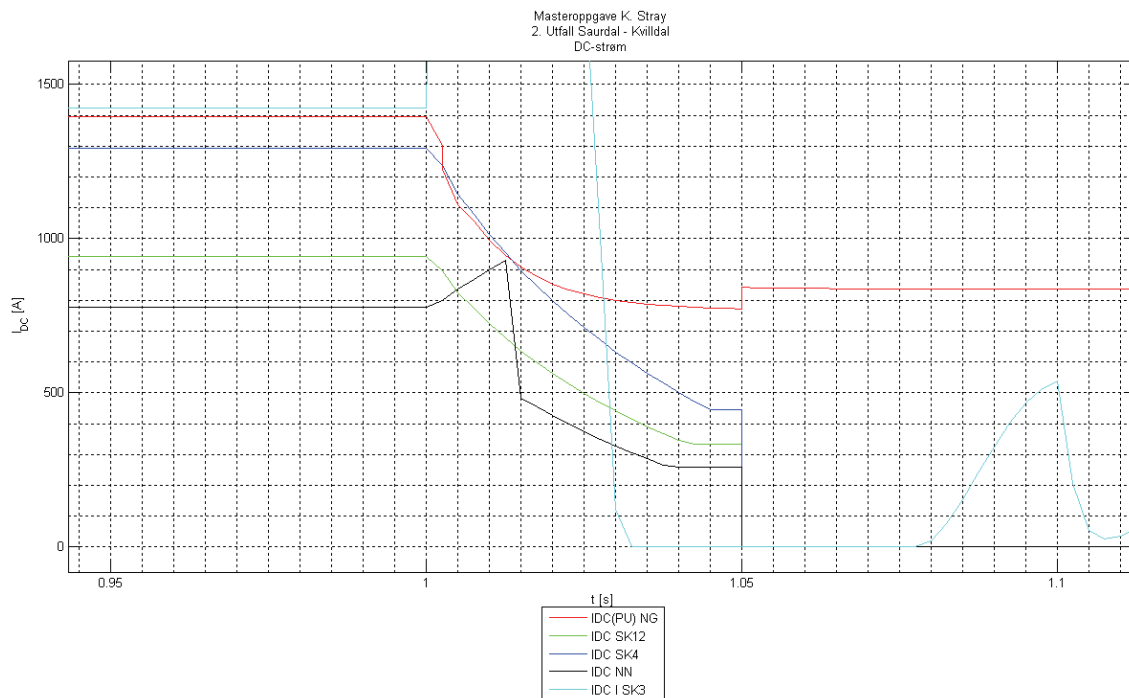
En måte å redusere faren for kommuteringssvikt kan være å koordinere gjenoppstart av DC-systemene, slik at ikke alle begynner gjenoppstarten samtidig. Det kan eksistere en optimal fordeling med hensyn på hvor hurtig total import kan gjenopprettes. For en slik undersøkelse kan det tenkes at forløp for reaktiv effekt, samt robusthet mot kommuteringssvikt, kan tjene som utgangspunkt.

²⁸ Se vedlegg 12.6.4 for preliminær testing av CDCVUP, som benyttet for NorGer

²⁹ Se vedlegg 12.7.2 for preliminær testing av CDC6, som benyttet for Sk12, Sk4 og NorNed



Figur 40 Simulering 2 – Reaktivt forbruk i vekselretter



Figur 41 Simulering 2 – DC-strøm

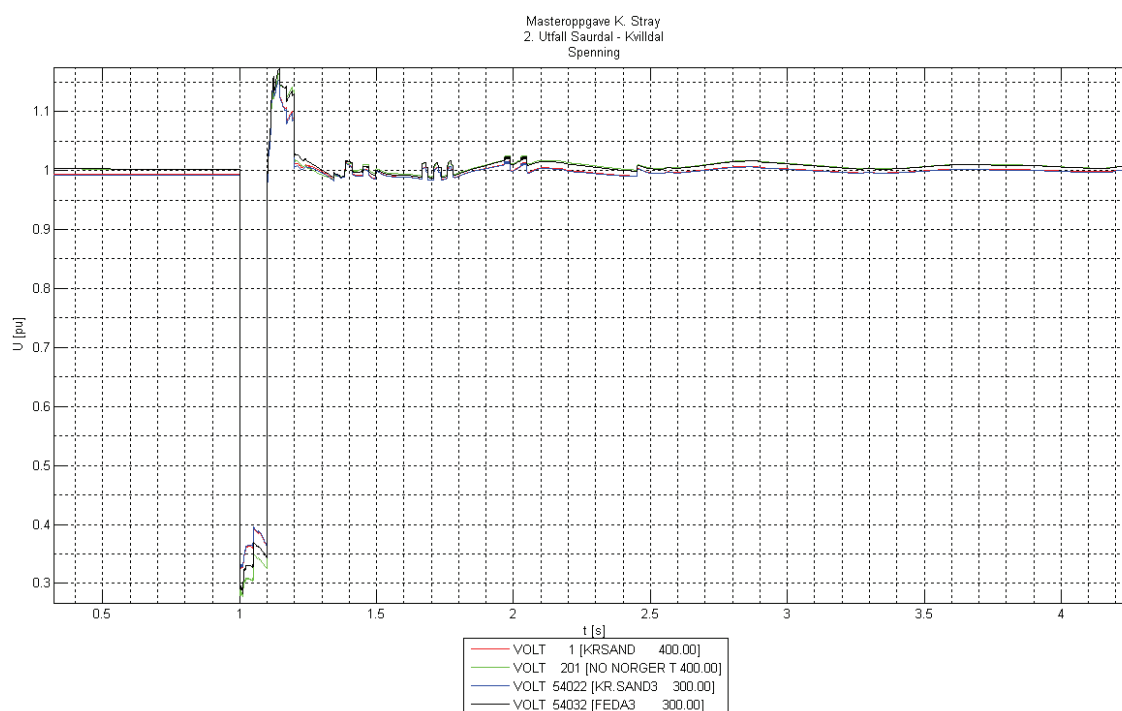
Flere av figurene gjengitt i dette kapittelet viser uregelmessigheter etter gjenopprettelse av import. Spesielt tydelig identifiseres dette for NorGer i Figur 38 og Figur 42 i tidsrommet 1,65-1,80 s., og ved å undersøke simuleringens utskrift kan det observeres en svakhet i modelleringen. Det viser seg at det er lagt inn en enkel dynamisk modell³⁰ for inn og

³⁰ Modell SWSHNT. Var ment å fjernes før analysene skulle kjøres og er ikke tunet.

utkobling av statiske reaktive komponenter i Feda og Kristiansand. I angitt tidsrom er det foretatt inn og utkobling av totalt 200 MVAR, hvilket svarer til kurvene. Dette gjør det vanskelig og tidkrevende å skille kommuteringssvikt og utkobling av kondensatorbatteri.

Ved nærmere gransking av simuleringens utskrift, samt identifisering av uregelmessigheter i Figur 40 (marginvinkelen), er det klart at det forekommer kommuteringssvikt også i tidsrommet angitt i forrige avsnitt, totalt 3 ganger. Disse kan ha oppstått som konsekvens av bruken av SWSHNT og for videre arbeid må det legges mer arbeid i reaktiv kompensering. En positiv observasjon er at dette ikke har hatt betydelig konsekvens for systemstabiliteten.

I tidsrommet 1,97 – 2,05 mister vekselretter for NorGer og Skagerrak3 kontroll av DC-spenning ved to anledninger. Det forekommer imidlertid også to ganger henholdsvis ut- og innkobling av kondensatorbatteri, med resultat at utkoblingene fører til AC-spenning noe under nominell verdi.



Figur 42 Simulering 2 – AC-spenning i tilknytningspunkt for HVDC

For Skagerrak12, Skagerrak4 og NorNed observeres også variasjon i forløpet for import etter gjenoppsett, men ettersom margin holdes konstant kan det ikke påvises kommuteringssvikt. Variasjonene knyttes derav til SWSHNT, som nevnt ovenfor.

Selve forløpet for gjenoppsettet av import er prinsipielt likt for de ulike HVDC-systemene og forholdet dP_{DC} / dt avviker kun i mindre grad. Informasjon om faktiske tidsforsinkelser i kontrollsystemene til de eksisterende konverterstasjonene bør imidlertid innhentes i videre arbeid.

Utfallet av Saurdal – Kvilldal gir av lastflytberegningene en ESCR på 2,49 eller høyere, tilsvarende et moderat sterkt AC-system. Synkronkompensatorer på i alt 1000 MVA er etablert, derav 500 MVA i Tonstad. Noe kommuteringssvikt er identifisert og kan også forventes når større forstyrrelser forekommer.

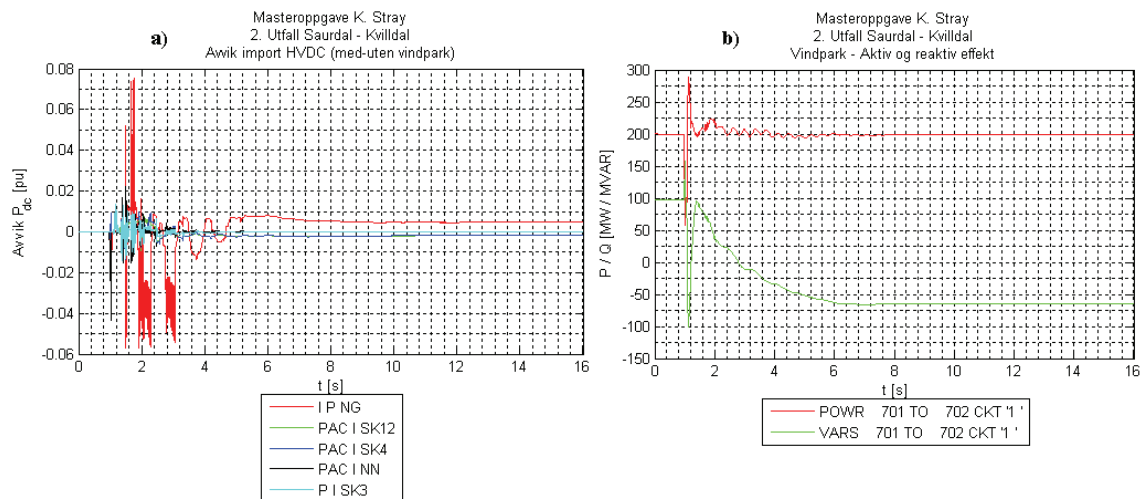
9.3.4 Vindpark og konsekvens

Det har vært problemer med å få plottet flere av vindparkparametrene, slik at interne variable, som for eksempel spenningsregulatorens respons, ikke er undersøkt. For vindparken baseres derfor analysene på aktiv og reaktiv produksjon målt gjennom transformatoren mellom vindparkekvivalent og vindparkens interne kraftsystem. En utvidet analyse av den dynamiske modellen for vindparken er imidlertid gjennomført, slik at virkemåte og utfordringer er kjent.

I lastflytberegningene har vindparken som forventet vist en positiv effekt på kortslutningsytelsen, derav også kortslutningsforholdet, på konverterterminalene. En positiv effekt var derfor også forventet i de dynamiske simuleringene.

Ved å sammenligne import etter utfall for alle simuleringene, viser imidlertid resultatene for de fleste simuleringene en negativ innvirkning på importkapasiteten for NorGer. I Figur 43a illustreres resultatet for utfall av Saurdal – Kvilldal, og tilsvarende resultat er alle øvrige simuleringer.

Avviket i import, med kontra uten vindpark, er maksimalt om lag 0,02 pu. og tilsvarer 20 MW. Dette tilsvarer i størrelsesorden 1,4 % av NorGer's kapasitet.

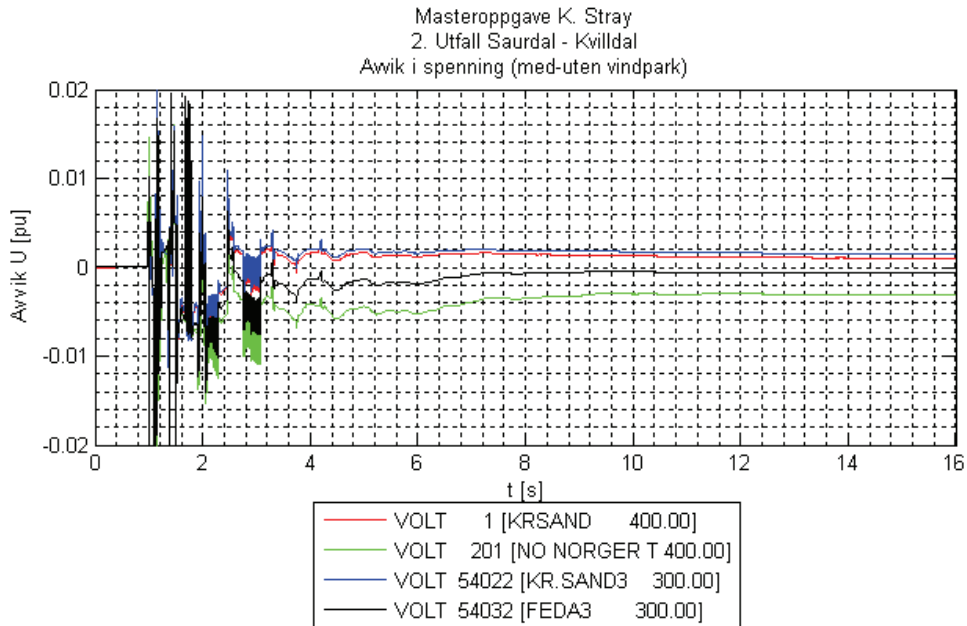


Figur 43 Simulering 2 –
a) Avvik import (med - uten vindpark)
b) Aktiv og reaktiv effekt fra vindpark

Det var forventet at årsaken til avviket ville ligge i regulatoren for reaktiv effekt, som under testing av den dynamiske vindparkmodellen³¹ viste tendens til å gå i metning. Dette problemet var imidlertid forsøkt unngått ved å aktivere kontroll av klemmespenningen. Forløpet for reaktiv effekt i Figur 43b kunne tyde på dette, og ledet videre til forventning om redusert spenning i tilknytningspunkt for konverteren.

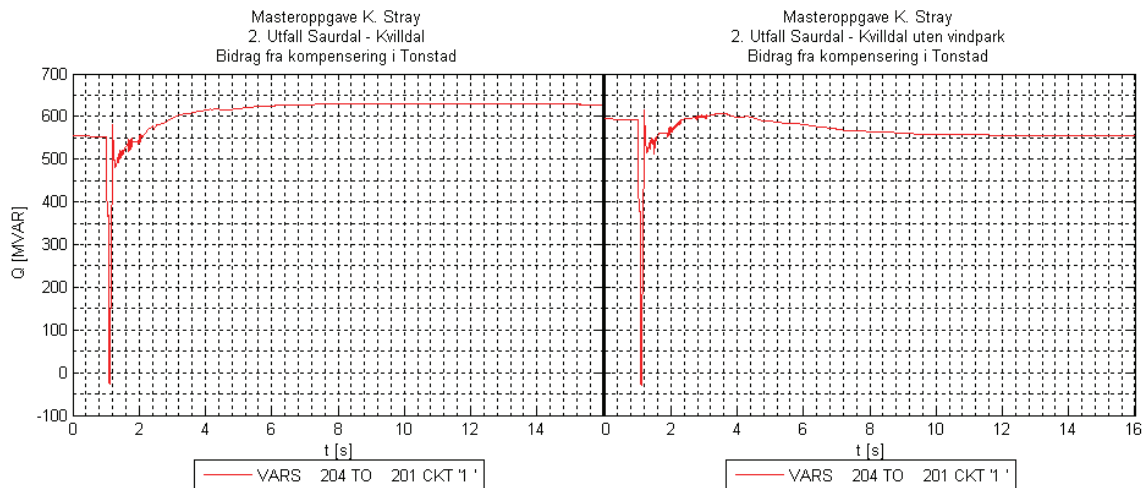
Som Figur 44 viser, er det registrert en noe redusert spenning, men uten informasjon om hvordan regulatoren har fungert under simuleringene er det ikke mulig å konkludere med at denne forårsaker den negative effekten.

³¹ Se vedlegg 12.8.5

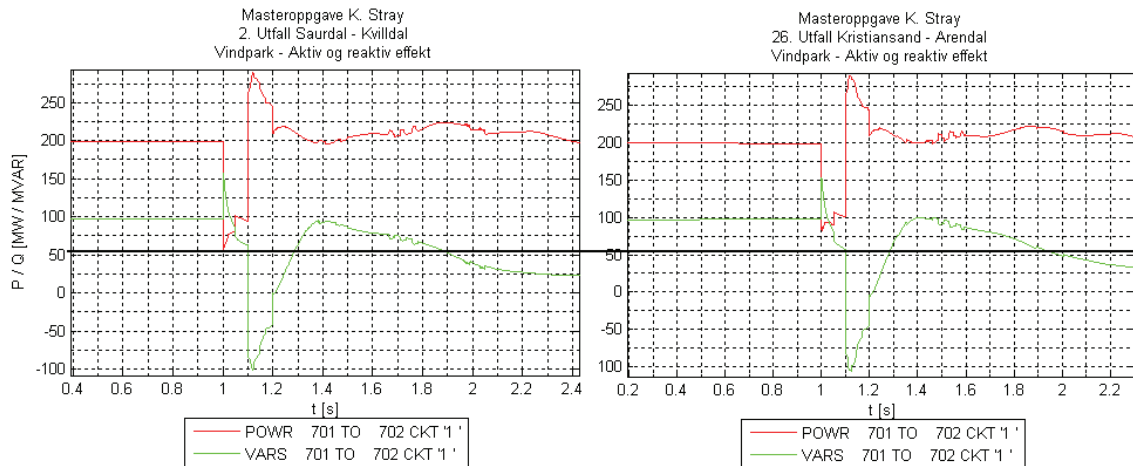


Figur 44 Simulering 2 – Avvik i spenning (med-uten vindpark)

En observasjon som svekker sannsynligheten for problemer med vindparkens regulator fremtrer imidlertid ved en studie av bidraget fra den reaktive kompenseringen i Tonstad, se Figur 45. Med vindpark tilsvare bidraget fra synkronkompensator og kondensatorbatteri etter 13 s. om lag 73 MVAR mer enn for tilsvarende simulering uten vindpark.



Figur 45 Simulering 2 – Bidrag fra kompensering i Tonstad



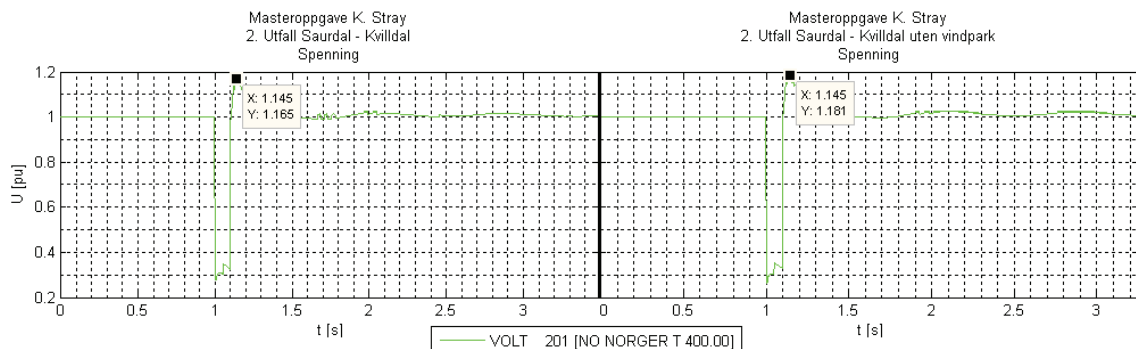
Figur 46 Simulering 2 og 26 – Aktiv og reaktiv effekt fra vindpark

Ved videre analyse av effektforløpet under feil kan to viktige observasjoner gjøres knyttet til valg av generatorløsning. Forløpet er gjengitt for simulering 2 og 26 i Figur 46.

For det første, kan det observeres at vindparken fortsatt leverer aktiv effekt under feil, slik som den preliminare testingen også viste. Produksjonen er imidlertid ulik for forskjellige utfall, som vist med den horisontale sorte linjen i Figur 46. Fra simuleringresultatene kan det finnes at klemmespenningen for vindparkekvivalenten er henholdsvis 0,4656 og 0,4689 for simulering 2 og 26 ved $t = 1$ s.

I forhold til feilforløpet vist i Figur 18³², synes responsen for både aktiv og reaktiv effekt for vindparkekvivalenten å være adskillig hurtigere. En momentan endring på ca. 140 MW kan observeres for simulering 2. Dette kan være en konsekvens av valg av forsterkningsparametre i reguleringssløyfe for effektkontroll. Disse valg bør i videre arbeid granskes ytterligere, mot tilgjengelig litteratur og eventuelt leverandøranbefalinger, for å konstatere at responsen er realistisk.

En positiv effekt som kan komme av den hurtige reguleringen av reaktiv effekt, er redusert spenningstopp like etter feilklarering. Sett i forhold til Figur 46, hvor maksimal reaktiv absorpsjon forekommer like etter feilklarering, vises det i Figur 47 i tilsvarende tidsrom en redusert spenningstopp for simuleringen med vindpark innkoblet.



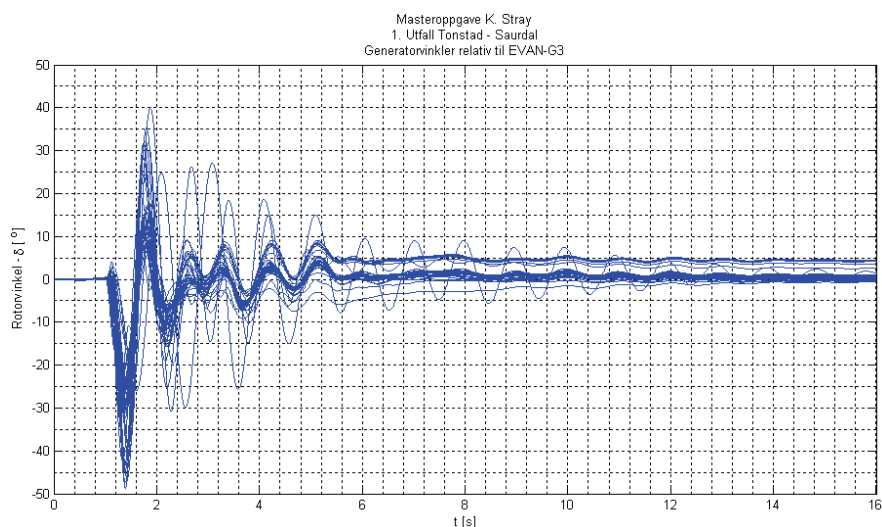
Figur 47 Simulering 2 – AC-spenning på vekselretter, med og uten vindpark

³² Se kapittel 2.4.4

9.3.5 Utfall Tonstad – Saurdal, simulering 1

Linjen fra Tonstad mot Saurdal er belastet 38 % i basiscasen, hvilket tilsvarer om lag 850 MW mot Saurdal og 110 MVar mot Tonstad. Videre viser lastflytberegningene at utfall av denne linjen gir et effektivt kortslutningsforhold, med og uten vindpark, på henholdsvis 2,48 og 2,42 i Tonstad, som tilsvarer nest laveste verdi for alle utfall målt her. Utfallet fører til økt transformering mot 300 kV-nettet i Tonstad som flyter videre mot Saurdal og Solholm.

Figur 48, som viser rotorvinkelen for generatorene i analyseområdet, viser et forholdsvis likt forløp sammenlignet med simulering 2, utfall av Saurdal – Kvilldal³³. Et noe større utslag observeres for Brokke G-4 og Skafska, og etter en grundigere granskning kan dette konstateres også for de øvrige maskiner.

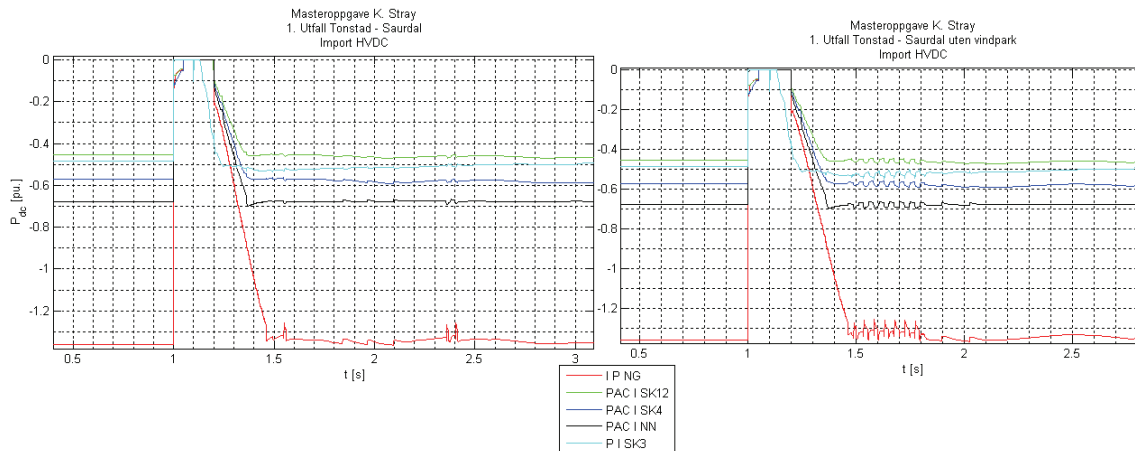


**Figur 48 Simulering 1 – Normaliserte rotorvinkler relativ til EVAN-G3
Alle generatorene i området for produksjons- og lasttilpasning, med vindpark**

Utfall av Tonstad – Saurdal gir et forløp for import på likestrømsforbindelsene som vist i Figur 49. Under oppkjøring av DC-systemene etter feilklarering observeres ingen kommuteringssvikt. Dette oppstår først etter alle forbindelsene når maksimal belastning, både for simuleringene med og uten vindpark.

For simuleringen uten vindpark kan man se variasjon i import for alle likestrømsforbindelsene fra om lag 1,5–1,8 s etter simuleringens start. I av figurene i vedlegg 12.14.1 kan man konstatere kommuteringssvikt for NorGer at 7 ganger i dette tidsrommet. Effektvariasjonene for de øvrige forbindelsene kan knyttes til spenningsvariasjon, jmfør ligning (5) og (10).

³³ Se Figur 37



Figur 49 Simulering 1 – Import, med og uten vindpark

Granskning av simuleringens utskrift viser at et 95 MVAR-kondensatorbatteri i Feda, tilknyttet NorNed, kobles inn for hvert tilfelle av kommuteringssvikt. Mellom hver kommuteringssvikt kobles dette ut igjen.

Forløpet viser derfor gjentagende kommuteringssvikt på grunn av mangelfull modellering, som nærmere omtalt i kapittel 9.3.3. Det svarer imidlertid ikke til begrepet *repeterende* kommuteringssvikt fra teorien i kapittel 2.3.3, som ville ført til et mer betydelig, potensielt fullstendig, bortfall av import.

9.3.6 Dobbeltutfall Tonstad – Feda, simulering 5

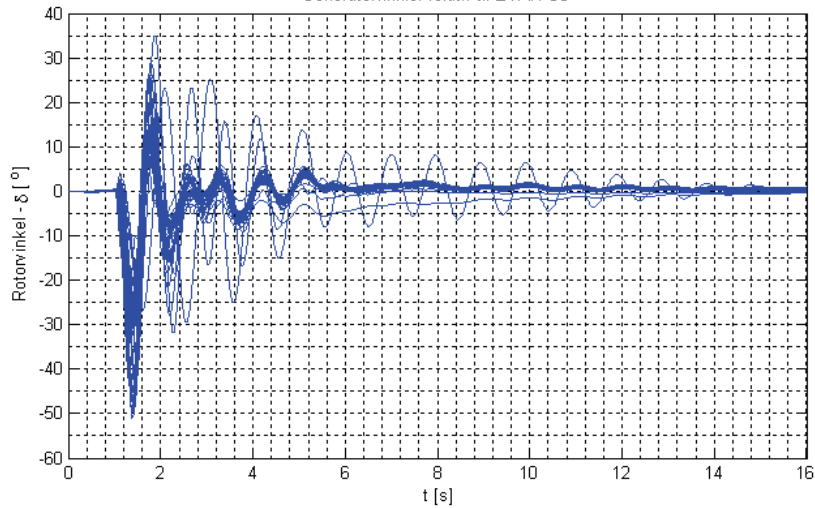
De to 420 kV-linjene som forbinder Tonstad og Feda er belastet under SIL i lastflytløsningen, slik at en netto reaktiv produksjon på om lag 25 MVAR finner sted. Den aktive belastningen tilsvarer totalt ca. 100 MW i retning Tonstad. Utfallet har derfor mindre betydning for lastflyten i området.

Etter utfall er kortslutningsforholdet i Feda beregnet til henholdsvis 1,73 og 1,72, med og uten vindpark, hvilket er de laveste beregnede verdier for alle utfall. Når $ESCR < 2$ karakteriseres kraftsystem som svakt i forhold til DC-kapasitet.

For dobbeltutfall Tonstad – Feda, er det vanskelig å identifisere forskjell mellom forløp for rotorvinklene i analyseområdet for simuleringene med og uten vindpark. Sammenlignet med forløpene for rotorvinklene for utfall av forbindelsene³⁴ Tonstad – Kvilldal og Saurdal – Kvilldal, kan det observeres at nytt driftspunkt for generatorene ligger nærmere utgangspunktet. Dette innebærer at lastfordelingen for generatorene før og etter feil er tilnærmet lik, hvilket kunne forventes ettersom utfallet har vist mindre konsekvens for lastflyten.

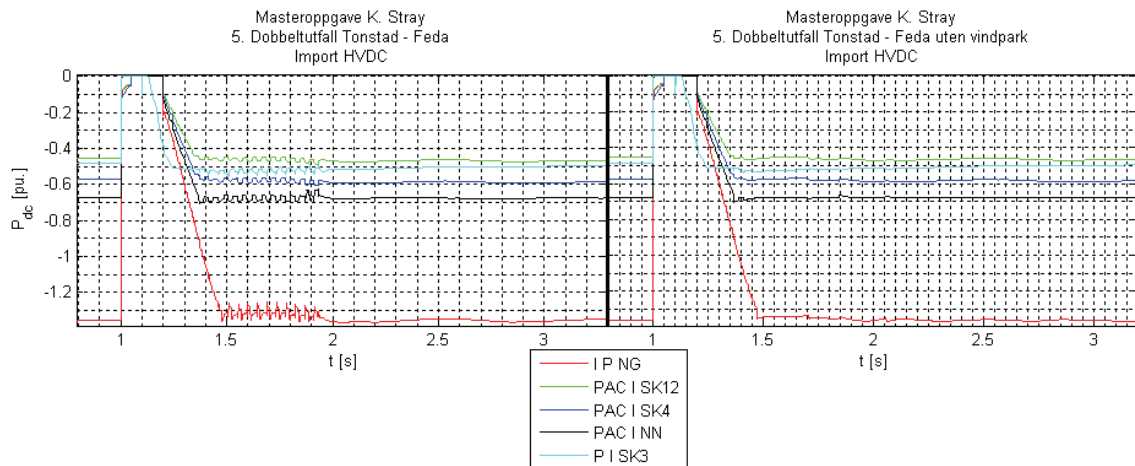
³⁴ Henholdsvis simulering 1 og 2, se Figur 48 og Figur 37

Masteroppgave K. Stray
5. Dobbeltutfall Tonstad - Feda
Generatorvinkler relativ til EVAN-G3



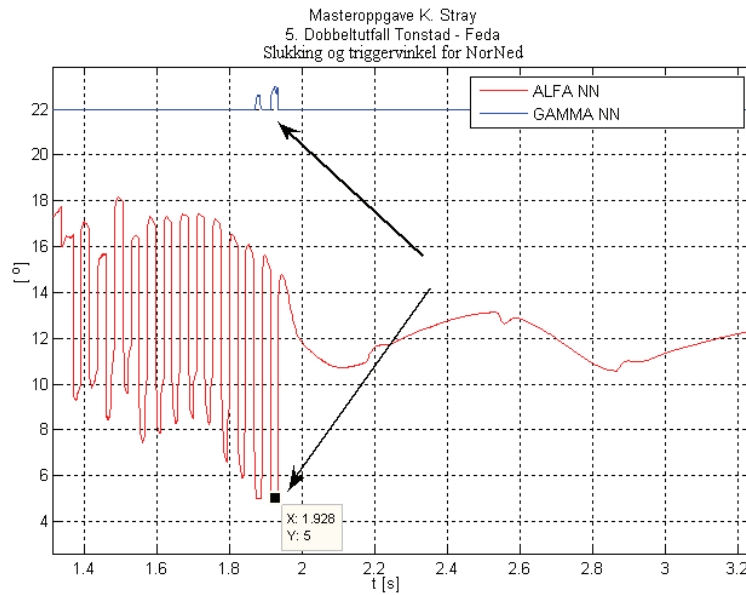
Figur 50 Simulering 5 – Rotorvinkler, normalisert og relativ til EVAN-G3
Se vedlegg Figur 86 i vedlegg 12.14.2 for sammenligning uten vindpark

I likhet med øvrige simuleringer observeres kommuteringssvikt for både som følge av inn- og utkobling av kondensatorbatterier i Tonstad for simulering 5 med vindpark. Dette er ikke tilfelle for simuleringen uten vindpark og kommer av at spenningen på samleskinnen tilknyttet kondensatorbatteriene ligger nærmere nominell verdi. Se Figur 87 vedlegg 12.14.2



Figur 51 Simulering 5 – Import, med og uten vindpark

Det er ikke identifisert kommuteringssvikt for NorNed, tilknyttet Feda, slik som kunne forventes sett i sammenheng med lastflytresultatene. For simulering 5 med vindpark kan man imidlertid observere at vekselretter ved to anledninger veksler fra drift med konstant minimum slukningsvinkel til minimum triggerforsinkelse, se Figur 52. Dette betyr at her mister vekselretter kontroll av DC-spenningen og styrer DC-strøm ettersom kontrollrutinene for NorNed er satt til å holde konstant effekt.



Ved omkring 1,9 s. etter simuleringstart kan man av Figur 51 imidlertid se en ytterligere redusert import på NorNed. Dette illustreres bedre i vedlegg 12.14.2, Figur 88 og Figur 89. Vekselretter vil i prinsippet øke DC-strøm for å kompensere for lav DC-spenning. Denne reduseres imidlertid som følge av at strømkontroll, VDCOL, som man observerer som negativ dI_{dc}/dt i de to tilfellene hvor effekten er mest redusert.

10 Konklusjon

10.1 Hovedtrekk

Analysegrunnlaget er befyngt med relativt stor usikkerhet. Problemer med de dynamiske modellene for eksisterende likestrømsforbindelser og de betydelige endringer gjort i forbindelse med sentralnettsforsterkninger er blant momentene som kan tilsi at denne studien med fordel burde vært gjort på et enklere system. En analyse av prinsipiell karakter ville bedre kunne synliggjøre positive og negative effekter av å etablere et større vindenergianlegg i forbindelse med NorGer.

Simuleringene har avdekket mangelfull representasjon av reaktiv kompensering i Feda og Kristiansand. Konsekvensen av inn og utkobling av kondensatorbatterier i størrelsesorden 80-100 MVar er kommuteringssvikt for NorGer med påfølgende, kortvarig, redusert overføring på samtlige likestrømsforbindelser på grunn av spenningsvariasjon. Likevel viser systemet seg robust nok til å takle alvorlige feil.

10.2 Lastflytanalyse

Lastflytanalysene viser at de nettførsterkninger som er gjennomført vil gjøre kraftsystemet robust med tanke på vekselvirkningen med eksisterende og planlagte likestrømsanlegg. I et *worst case* scenario basert på en historisk systemtilstand karakterisert med lav kortslutningsytelse bidrar tiltakene til forventning om tilfredsstillende drift av HVDC-systemene.

Den reaktive kapasitet for kompensering av konverternes forbruk har vist seg tilstrekkelig for å holde spenningene under alle analysene. I tilknytning til Kristiansand er kapasiteten imidlertid for flere utfall maksimalt utnyttet, mens i det i Tonstad og spesielt Feda er betydelige reserver. Dette kan indikere at en omfordeling av reaktiv kapasitet kan være fordelaktig, men ettersom det kun er foretatt analyser under én last- og produksjonssituasjon kan dette være grunnlag for videre undersøkelser.

10.3 Vindpark og NorGer

Utførte analyser kan ikke vise til betydelige positive eller negative konsekvenser med vindpark tilknyttet NorGer under de forutsetninger og antagelser som er gjort.

Hovedulempen med en slik konfigurasjon synes å være i hvilken grad vindparkens positive bidrag kan synes pålitelig. I en situasjon der vindhastigheten overstiger *cut-out*-hastigheten, vil den reaktive støtten bortfalle raskt. Dersom man har en lavlastsituasjon med høy import, så kan lokal roterende masse

Fordelen med vindpark koblet til NorGer, sett i forhold til andre produksjonssenheter, synes å ligge i vindens egenskap som en kostnadsfri ressurs. Vinden kan ikke samles i magasin for senere bruk, slik at det kan forventes at vindparken er i drift på tross av eventuelt lave kraftpriser.

10.4 Forslag til videre arbeid

- De utførte analysene har ikke kunnet påvise større innvirkning av vindpark. En prinsipiell studie på et enklere system, der ulike generatorløsninger for vindturbiner og ulike metoder for reaktiv kompensering av HVDC-konverteren sammenlignes, er bedre egnet til å undersøke dette. En alternativ måte å identifisere konsekvensen på kan være en undersøkelse av endring i kritisk feilklareringstid for ulike tiltak.
- Videre analyser på i Norgesmodellen kan innebære i hvilken grad koordinert gjenoppstart av HVDC-anleggene, for oppnå redusert fare for repeterende kommuteringssvikt, påvirker de øvrige dynamiske egenskapene til kraftsystemet.
- Videre analyser bør inkludere en mer nøyaktig modellering av belastningene i systemet, hvor blant annet større industrielle laster bedre representeres. I tillegg må reaktive komponenter lagt til i Feda og Kristiansand vies mer arbeid, slik at en realistisk respons oppnås.
- Videre analyser bør benytte Statnetts modeller for de eksisterende likestrømsforbindelsene, slik at dette usikkerhetsmomentet elimineres. Den dynamiske modellen benyttet for NorGer har vist seg egnet, men videre arbeid krever imidlertid en gjennomgang av tidskonstantene for *bypass*.
- Undertegnede ble først kjent med dokumentet *IEEE Guide for planning DC-links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities – 1997* i den avsluttende delen av dette arbeidet. Fordi det gjøres her rede for problemstillinger ut over hva denne masteroppgaven omfatter, anbefales denne som støttelitteratur for videre arbeider med lignende problemstillinger.
- Kortslutningsytelsen er beregnet på AC-siden av konvertertransformatoren. Konsekvensen er at innvirkningen av transformatoren ikke tas høyde for og ytelsen sett på konverterklemmene er noe optimistiske. PSS/E har ingen funksjon for å direkte beregne kortslutningsytelsen på konverterklemmene, slik at dette må gjøres ved å legge inn en ekstra identisk transformator mellom tilknytningspunkt og HVDC-systemet.

11 Referanser

- [1] Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008-2025 - Statnett
- [2] Regional kraftsystemutredning for Agder 2008-2018 – Agder Energi Nett
- [3] Systemutredning – Forsterkninger på Sørlandet gitt nye likestrømsforbindelser” – Statnett, 2008.
- [4] Skagerrak 4, Melding med forslag til utredningsprogram – Statnett 2008.
- [5] NVE, webside: <http://www.nve.no>
- [6] Program Application Guide vol. II – PTI/SIEMENS, 2007 – Dokumentasjon tilhørende PSS/E.
- [7] Prosjektoversikt Statnett: <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/> - sist besøkt 14.05. 2008. (Gjelder konsesjonssøknader og vedtak vedrørende nye linjer, transformatorstasjoner og endringer/ombygging av eksisterende infrastruktur.)
- [8] Planleggingsbok for kraftnett, bind III, kapittel 5 – SINTEF 1993 (oppdatert 2003).
- [9] Electric Power Transformer Engineering – J. H. Harlow – CRC Press, 2004 – ISBN 0-8493-1704-5
- [10] 60 – 500 kV High Voltage Underground Power Cables, XLPE insulated cables – Nexans, 2007 – WEB: http://www.nexans.no/Norway/2007/Underground_power_cables.pdf
- [11] Electric Cables Handbook – G. E. Moore – Blackwell Publishing, 1997 – ISBN 978-0-632-04075-9
- [12] E-post – Fra: *Magnus Gustafsson* <magnus.gustafsson@statnett.no> – Til: kriststr@stud.ntnu.no – Emne: *RE: HVDC-modeller og utredning* – Dato: 27.3.2009, 16:45:21
- [13] Power System Stability and Control – P. Kundur – McGraw-Hill, 1993 – ISBN 978-0-07-035958-1
- [14] HVDC-teknologi og systemløsning for vindintegrasjon og krafthandel – K. Stray – Prosjektoppgave Elkraft / NTNU, høsten 2008
- [15] Users Manual - PTI/SIEMENS, 2007 – Dokumentasjon tilhørende PSS/E.
- [16] Program Application Guide vol. I – PTI/SIEMENS, 2007 – Dokumentasjon tilhørende PSS/E.
- [17] HVDC Transmission – D.A. Woodford, Manitoba HVDC Research Centre, 1998
- [18] HVDC Models Used In Stability Studies – B. K. Johnson – IEEE , 1989
- [19] Aspects on Infeed of Multiple HVDC into one AC Network – P. Fischer de Tolo, G.Asplund, E. Jansson – ABB HVDC-division Sweden
- [20] Statnett, webside, sist besøkt 24.6.2009 : www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk

- [21] Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power – V. Akhmatov – Phd.oppgave – DTU Ørsted, 2003
- [22] Generic Wind Models for PSS/E Stability Simulation – Siemens/ PTI News Letter 103, 2009
- [23] Power System Dynamics and Stability – J. Machowski, J. W. Bialek, J. R. Bumby – John Wiley & Sons, 1997 – ISBN 0-471-97174-0
- [24] IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities – IEEE Standard 1204-1997
- [25] Telefonsamtale: Til Magnus Gustafsson, 22527339 – Fra Kristian Stray, 90077957 – 26.6.2009, kl. 10.25
- [26] Diskusjon WT3: Kjetil Uhlen – 26.6.2009, kl. 11.50.
- [27] Funksjonskrav i kraftsystemet, *FIKS* – Statnett, 2008
- [28] Tonstad Vindpark – Forhåndsmelding – Tonstad Vindpark AS / Havgul Clean Energy AS, juni 2009
- [29] Dynamic Modelling of GE 1.5 and 3.6 Wind-Turbine Generators, V3.0 – N. W. Miller, W. W. Price, J. J. Sanchez-Gasca – GE Power Systems, 2003
- [30] Definition and Classification of Power System Stability – IEEE / CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, 2003
- [31] Power System Control and Stability – P.M. Anderson, A.A. Fouad – John Wiley & Sons 2003 – ISBN 0 471 23862 7
- [32] HVDC Power Transmission Systems, New Age International Publishers 1990 - K. R. Padiyar – ISBN 8 1224 01023
- [33] Wind and Solar Power Systems 2. edition – M. R. Patel – CRC Press, 2006 – ISBN 0849315700
- [34] Forelesningsnotat “Wind Power” – J. O. Giæver Tande, Sintef Energy Research, 2008
- [35] Forelesningsnotat – T. Gjengedal, NTNU / Statkraft, 4.10.2008
- [36] Wind Energy Explained – J. F. Manwell, J. G. McGowan – John Wiley & Sons, 2002 – ISBN 0471499722
- [37] Forelesningsnotat “Vindkraft” – K. Uhlen, Sintef Energy Research 2008
- [38] Wind Energy Handbook – T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi – John Wiley & Sons, 2001 – ISBN 0471489972
- [39] Generic Wind Models for PSS/E Stability Simulation – Siemens / PTI News Letter 103, 2009
- [40] Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine Generators, version 3.0 – N.W. Miller, W. W. Price, J. J. Sanchez-Gasca – GE-Power System Consulting, 2003
- [41] Electrical Guide to Utility Scale Wind Turbines – AWEA, 2005
- [42] Agder Energi, webside – sist besøkt 4.6.2009:
<http://www.ae.no/ae/nyheter/pressemeldinger/article29931.ece>

- [43] Tilleggsinstallasjon i Tonstad Kraftverk ... - Konesjonssøknad – Sira-Kvina kraftselskap, 2007.
- [44] Likestrømsforbindelse (700-1400 MW) mellom Norge og Tyskland – Forhåndsmelding – NorGer, 2007.
- [45] Skagerrak 4 – Forhåndsmelding – Statnett, 2008.
- [46] Voltage Stability of Electric Power Systems – T. Van Cutsem, C. Vournas – Kluwer Academic Publishers, 2003 – ISBN 0-7923-8139-4
- [47] Electrical Engineer's Reference Book – M. A. Laughton, D. J. Warne – Newnes, 2003 – ISBN 0-7506-46373
- [48] Teknisk/økonomisk analyse av roterende kompensatorer – H. Lie – Masteroppgave v. NTNU, juni 2008.
- [49] E-post – Fra: *Monica Petersson* <monica.petersson@statnett.no> – Til: kriststr@stud.ntnu.no – Emne: *RE: Lettlast Norgesmodell – Tilleggsspørsmål* – Dato: *01.6.2009, 15:04:59*
- [50] E-post – Fra: *Monica Petersson* <monica.petersson@statnett.no> – Til: kriststr@stud.ntnu.no – Emne: *korrigert data fra case: lav kortsl ytelse* – Dato: *06.6.2009, 09:26:24*

12 Vedlegg

12.1 Oversikt av utfall og lastfordeling

12.1.1 Sentralnettet – 420 kV

I det følgende vil de betydeligste endringer i lastflyten og eventuelle merknader knyttet til hvert enkelt utfall kommenteres. Ingen av analysene har vist uakseptable spenningsforhold på sentralnettsnivå. For kortslutningsytelse og -forhold, se vedlegg 12.12.3:

Simulering	Linje / Trafo						Belastning, med TVP*		
	Fra	SSK	Til	SSK	ID	Sp.nivå [kV]	P [MW]	Q [MVar]	% MVA**
1	Tonstad4	9	Saurdal4	55021	1	400	852.5	-111.1	38
2	Saurdal4	55021	Kvilldal	55051	1	400	722	10.4	34
3	Kvilldal	55051	Rjukan	51711	1	400	655.3	37.6	26
4	Kvilldal	55051	Holen4	55061	1	400	78.1	43	5
5	Tonstad4	9	Feda4	10	1+2	400	-49.7	-6.8	2
6	Feda4	10	Krsand	1	1	400	50.9	49.3	4
7	Krsand	1	Brokke	2	1	400	733.3	-111.1	25
8	Brokke	2	Holen	55061	1	400	656.6	-156.3	22
9	Holen4	55061	Rod4	51231	1	400	730.3	-89.1	42

* P/Q er referert samleskinne - fra

** % av RATE A

Simulering 10 (5*) er som simulering 5 med kun én synkronkompensator i Tonstad (NorGer)

1. Utfall Tonstad – Saurdal

Import og vindkraft i Tonstad fordeler seg i 300 kV-nettet, hovedsakelig mot øst mot Solholm og nordøst mot Saurdal, slik at effektflyten er tilnærmet som i Figur 29. Ingen overbelastninger.

2. Utfall Saurdal – Kvilldal

Økning av effektflyten i 300 kV-nettet østover mot Solholm, samt forbindelsene Førre – Tokke og Sauda – Nesflaten om Liastøl. Liastøl fremtrer som et viktig knutepunkt nord- og østover da i underkant av 1 MW flyter nord mot Sauda. Ingen overbelastninger.

3. Utfall Kvilldal – Rjukan

Effektflyten mot Kvilldal blir nå drastisk redusert til under 300 MW. Denne blir ledet østover mot Rød via forbindelsen Kvilldal – Holen, som blir belastet om lag 250 MW mer enn i basiscasen. I 300 kV-nettet økes flyten betydelig mot Sauda fra Liastøl. Endring av effektflyten mot Liastøl kommer hovedsakelig fra transformeringen 420/300 kV i Saurdal, hvor effektflyten mot Liastøl er økt med 250 MW.

4. Utfall Kvilldal – Holen

Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet. For øvrig ingen betydelige endringer.

5. Utfall(dobbelt) Tonstad – Feda

Ingen betydelige endringer.

6. Utfall Feda – Kristiansand

Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet. For øvrig ingen betydelige endringer.

7. Utfall Kristiansand – Brokke

Forbindelsen Kristiansand – Feda får økt belastningen til ca. 270 MW, på grunn av endret flytretning til *vest-øst* utgjør en endring på om lag 320 MW. Det observeres en betydelig økt flyt fra Tonstad, via Kvilldal, til Holen og videre mot Rød. I 300 kV-nettet øker flyten fra Kristiansand østover mot Arendal med ca. 150 MW, mens via Evje øker flyten med om lag 220 MW vestover mot Lyse. I området omkring Tonstad observeres mindre belastningsøkning i 300 kV-nettet. Reaktiv kapasitet i forbindelse med likestrømsforbindelsene er tilnærmet fullt utnyttet.

8. Utfall Brokke – Holen

Utfallet har tilnærmet samme konsekvens som for utfall av Kristiansand – Brokke (7.), med det observeres en økt belastning av 400/132 kV-transformatoren i Brokke, hvilket kan tyde på at det forekommer transitt gjennom 132 kV-nettet mot øst. Dette kan være en konsekvens av at transformatoren er koblet til samleskinnen Brokke-A, men videre undersøkelser er ikke foretatt. Overskytende reaktiv kapasitet i forbindelse med likestrømsanleggene er noe større enn for 7.

9. Utfall Holen - Rød

Fra Saurdal – Kvilldal observeres en reduksjon på ca. 300 MW, mens økt belastning og endret flytretning på forbindelsen Kvilldal – Holen gjør at flyten mot Rjukan får en netto økning på ca. 190 MW. I 300 kV-nettet omkring Tonstad observeres det på forbindelsen Førre – Tokke en økning på 130 MW og forbindelsene Liastøl – Hylen/Sauda/Saurdal en endring på tilsvarende henholdsvis om lag 100 / 100 / -200 MW, der flytretning er uendret. Belastningsøkningen mellom Liastøl i retning Sauda fordeler seg videre med ca. 100 MW i østlig og vestlig retning. I Kristiansand observeres størst endring på 300 kV-forbindelsen mot Arendal, med en økning på ca. 180 MW og tilsvarende reduksjon mot Brokke. Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet.

10. Utfall(dobbelt) Tonstad – Feda med kun en synkronkompensator i Tonstad (NorGer)

(5*) Kun undersøkt for å illustrere konsekvensen av synkronkompensatoren har på kortslutningsytelsen. Øvrige undersøkelser ikke foretatt.

12.1.2 Sentralnettet – 300 kV

I det følgende vil de betydeligste endringer i lastflyten og eventuelle merknader knyttet til hvert enkelt utfall av linjer og transformatorer i 300 kV-nettet kommenteres. Ingen av analysene har vist uakseptable spenningsforhold på sentralnettsnivå. For kortslutningsytelse og -forhold, se vedlegg 12.12.3:

Simulering	Linje / Trafo						Belastning, med TVP		
	Fra	SSK	Til	SSK	ID	Sp.nivå [kV]	P [MW]	Q [MVar]	% MVA*
11	Tonstad4		9Tonstad3	54102	1	400 / 300	397.5	-6.5	40
12	Tonstad3	54102	Stokkel3	54082	1	300	179.5	-34.6	24
13	Tonstad3	54102	Tjorholm3	54152	1	300	424.5	-2.8	41
14	Tjorholm3	54152	Lyse3	54162	1	300	422.4	-18.2	45
15	Lyse3	54162	Liastol	55032	1	300	388.2	30.8	56
16	Lyse3	54162	Forre3	55012	1	300	548.4	62.9	53
17	Forre3	55012	Saurdal3	55022	1	300	228.4	59	23
18	Liastol	55032	Saurdal3	55022	1	300	-349.5	156	25
19	Forre3	55012	Tokke3	51752	1	300	314.3	-19.1	46
20	Lyse3	54162	Duge	54142	1	300	-316.3	25.1	41
21	Feda4		10Feda3	54032	1	400/300	-75.1	-6.4	8
22	Feda3	54032	Ana-Sir3	54052	1	300	153.2	-27.8	24
23	Kr.sand3	54022	Evje	54016	1	300	128.5	-81.1	12
24	Krsand		1Kr.sand3	54022	1	400/300	-46.6	136	15
25	Kr.sand3	54022	Arendal3	54012	1	300	651.6	25.8	51
26	Tonstad	54102	Solholm	54112	1	300	191	19.6	25

11. Utfall en transformator i Tonstad 400/300 kV

Kun mindre endringer ut over økt belastning av gjenværende transformator i Tonstad. Denne er nå belastet 77 % mot tidligere 40 %.

12. Utfall Tonstad – Stokkeland

Redusert flyt fra Feda mot Tonstad (400 kV), men økning på Feda – Åna-Sira i retning Kjelland og Stokkeland. Mindre økning på forbindelsene Tonstad – Saurdal / Tjorholm i nordlig retning samt østover mot Solholm. Utover dette ingen betydelige endringer.

13. Utfall Tonstad - Tjorholm

Utfallet fører til null overføring på Tjorholm – Lyse og betydelig redusert belastning av 400/300 kV-transformatorene i Tonstad. Likevel observeres en netto økning på forbindelsene Tonstad – Stokkeland / Solholm på henholdsvis ca. 80 og 150 MW i vestlig og østlig retning. I 400 kV-nettet økes overføringen nordover med om lag 100 MW på Tonstad – Saurdal. En nedgang i østlig retning mot Kvilldal observeres sammen med økt overføring til 300 kV-nettet i Saurdal mot Lyse. En mindre reduksjon på Feda – Tonstad kan kobles til en økning på Feda – Kristiansand. Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet.

14. Utfall Tjorholm – Lyse

Utfallet fører til null overføring på Tonstad – Tjorholm, ellers tilsvarende 13.

15. Utfall Lyse – Liastøl

I Tonstad fører utfallet til noe redusert transformering til 300 kV-nettet, mens en økning på om lag 100 MW observeres på Tonstad – Saurdal. Denne endringen fører hovedsakelig til økt

transformatorbelastning mot 300 kV-nettet i Saurdal videre mot Liastøl. Dette sammen med en økning på om lag 200 MW på Lyse - Førre fører til størst endring på nettopp Saurdal – Liastøl. Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet.

16. Utfall Lyse – Førre

Fra Førre mot Tokke reduseres flyten med om lag 100 MW. Økning 400 kV-nettet fra Tonstad mot Saurdal med om lag 150 MW som transformeres og flyter i 300 kV-nettet mot Tokke via Førre. Saurdal – Liastøl er betydelig lettere belastet. For Lyse – Liastøl observeres en knapp doubling av belastningen, tilsvarende en belastningsgrad på 96 %. Reduksjon i 300 kV-nettet på forbindelsen Tonstad – Tjorholm – Lyse med ca. 110 MW. Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet.

17. Utfall Førre – Saurdal

Lyse – Liastøl øker med ca. 100 MW mens tilsvarende reduksjon observeres fra Saurdal. Før øvrig kun mindre endringer. Reaktiv kapasitet i Kristiansand tilnærmet fullt utnyttet.

18. Utfall Liastøl – Saurdal

Økning på om lag 240 MW på forbindelsen Lyse – Liastøl gir en belastningsgrad på 89 %. Reduksjon på Tonstad – Saurdal, men netto økning mot Rjukan og Hølen via Kvilldal på grunn av økt overføring i 300 kV-nettet via Lyse og Førre mot Saurdal. Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet.

19. Utfall Førre - Tokke

Redusert transformering i Saurdal og økt flyt østover Rjukan og Hølen via Kvilldal. Noe økt flyt mot Liastøl fra Lyse og spesielt Saurdal (økning på 100 MW). Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet.

20. Utfall Lyse – Duge

Flyten mot Solholm fra Tonstad skifter retning og ca. 26 MW flyter mot Tonstad. En økning på om lag 120 MW fra Tonstad via Tjorholm mot Lyse. Null flyt fra Solholm mot Duge og en reduksjon på ca. 100 MW på Kristiansand – Evje. Overskytende reaktiv kapasitet for SVC i Kristiansand *øker* fra 8 % til 33 %.

21. Utfall en transformator i Feda

Doubling av belastning på operativ transformator i Feda, ellers marginale endringer.

22. Utfall Feda – Åna-Sira

Utfallet fører til økt flyt fra Feda mot Tonstad (400 kV) og videre vestover mot Stokkeland (300 kV). For øvrig kun mindre endringer.

23. Utfall Kristiansand – Evje

Null flyt fra Kristiansand mot Solholm, men en økning på 100 MW på forbindelsen Tonstad – Tjorholm opprettholder tilnærmet uendret flyt på Lyse – Duge. Endret flytretning på Feda – Kristiansand, men fremdeles lav belastning. Dette er årsak til økt belastning av transformatorene i Tonstad. Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet.

24. Utfall en transformator i Kristiansand

Doubling av belastning på operativ transformator i Kristiansand, ellers marginale endringer. Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet.

25. Utfall Kristiansand – Arendal

Betydelig reduksjon av flyten i 300 kV-nettet fra Kristiansand mot Porsgrunn, mens flyten i nordlig i retning mot Evje og Solholm mer enn doubles. Reduksjon på linjen Tonstad – Solholm fører imidlertid til mindre endring videre mot Lyse via Duge. Betydelig økt belastning av transformatorene i Kristiansand fører til en økning av flyten i 400 kV-nettet, med endret flytretning på Feda – Kristiansand (ca. 120 MW mot Feda) og en økning på om lag 230 MW mot Holen via Brøkke. Sammen med økning i 400 kV-nettet fra Tonstad mot Kvilldal og Holen observeres en betydelig økning mot Rød i tillegg til en mindre økning mot Rjukan. Noe økt transformering i Tonstad sammen med økning på Duge – Lyse kan spores hovedsakelig videre til økning på om lag 100 MW på forbindelsen Førre Tokke. Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet og synkronkompensatorene i Tonstad belastet tilsvarende 98 %.

26. Utfall Tonstad – Solholm

Mindre endringer i 300 og 400 kV-nettet omkring Tonstad. Økning Feda – Kristiansand og reduksjon på Kristiansand – Brøkke bidrar til å delvis opprettholde flyten på strekket Solholm – Duge – Lyse via forbindelsen Kristiansand – Evje. Reaktiv kapasitet i Kristiansand fullt utnyttet.

12.2 Overskridelse av grenseverdier – Lastflyt

12.2.1 Modellen som mottatt fra Statnett

Overføringskapasitet, linjer:

Umodifisert norge_d08h.sav

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 15:18
STATNETTS DRIFTDATASETT FOR NORGE

NON-TRANSFORMER BRANCH CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X							
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	
51484	MAR-B-	130.00*	55	51718	RJUKAN-B	130.00	54	1	290.9	218.0	133.4	
52052	FABERG3	300.00*	52	52072	N.VINST3	300.00	52	1	318.9	311.8	102.3	
52103	VAGAM01	130.00*	52	57403	OSBU	130.00	65	1	140.0	135.1	103.6	
54025	KR.SAND	110.00	56	54383	HALLNDBR	110.00*	56	1	158.7	156.8	101.2	
54503	AKLAND1	130.00*	56	54543	HOLT1	130.00	56	1	54.8	45.0	121.7	
56032	LEIRDOL3	300.00	63	56042	FORTUN3	300.00*	63	1	268.5	259.8	103.3	
57013	AURA1	130.00	65	57403	OSBU	130.00*	65	1	147.8	135.1	109.4	

Overføringskapasitet, transformatorer:

Umodifisert norge_d08h.sav

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 15:18
STATNETTS DRIFTDATASETT FOR NORGE

TRANSFORMER MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X							
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	
50029	KKI-THA2	20.000*	66	56573	THAMSHAM	130.00	66	1	44.5	29.1	153.1	
50030	KKI-MERA	30.000*	66	57478	MERAK-NP	130.00	66	1	59.2	56.3	105.1	
50032	KKI-FES1	20.000	67	57623	SVABO-A-	130.00*	67	5	50.4	46.4	108.6	
50035	KKI-FINN	20.000	69	58393	FINNFJOR	130.00*	69	1	55.7	52.2	106.8	
50035	KKI-FINN	20.000	69	58393	FINNFJOR	130.00*	69	2	55.5	52.2	106.4	
50040	KKI-FUND	20.000	67	57627	SVABO-B-	130.00*	67	1	86.6	85.8	101.0	
50042	KKI-FES2	20.000	67	57623	SVABO-A-	130.00*	67	6	47.3	46.4	102.0	
50043	KKI-MOS2	20.000	67	57704	MOSAL-B-	130.00*	67	1	184.6	181.0	102.0	
50066	IND-NORC	20.000	68	58133	KJOPSVIK	130.00*	68	1	14.3	13.9	103.0	
50280	MF-O.VIN	300.00	52	50539	DUM-VINS	12.000*	52	1	145.9	142.9	102.1	
50403	DUM-SKA1	66.000	69	58585	SKAI-22A	20.000*	69	1	12.3	10.9	112.9	
50482	DUM-STEI	50.000*	56	54474	STEINS45	50.000	56	1	70.9	62.3	113.7	
50483	DUM-LUN1	50.000	56	54463	LUND1	130.00*	56	1	82.8	55.0	150.6	
50483	DUM-LUN1	50.000*	56	54564	LUND	50.000	56	1	79.6	55.0	144.7	
50493	DUM-SPA1	66.000	61	55165	SPAN-T1	20.000*	61	1	38.3	30.0	127.6	
50495	DUM-T1-	130.00	65	57015	AURA-TEA	17.000*	65	1	80.9	69.6	116.2	
50506	DUM-HAHE	66.000	65	56455	HAHEIM	20.000*	65	1	22.2	19.1	116.4	
50539	DUM-VINS	12.000	52	52096	O.VIN-G1	12.000*	52	1	76.2	75.0	101.5	
50539	DUM-VINS	12.000	52	52097	O.VIN-G2	12.000*	52	1	76.2	75.0	101.5	
50563	DUM-KLE2	66.000	66	57032	KLEBU3	300.00*	66	1	161.8	157.4	102.8	
50567	DUM-ARN1	130.00	62	55265	ARN-T1-T	20.000*	62	1	61.0	57.1	106.8	
50568	DUM-ARN2	130.00	62	55266	ARN-T2-T	20.000*	62	1	62.9	57.1	110.2	
50588	DUM-STOR	66.000	61	55172	STORD3	300.00*	61	1	110.6	99.3	111.4	
50593	DUM-SPA2	66.000	61	55166	SPAN-T2	20.000*	61	2	39.9	30.0	133.1	
50605	DUM-FLE1	66.000	55	51203	FLESAK1A	130.00*	55	1	99.5	75.4	131.9	
50605	DUM-FLE1	66.000	55	51204	FLESAK66	66.000*	55	1	88.2	79.4	111.1	
50608	DUM-FLE4	130.00	55	51202	FLESAK3	300.00*	55	1	123.1	116.0	106.1	
50608	DUM-FLE4	130.00	55	51203	FLESAK1A	130.00*	55	1	113.5	106.0	107.1	
50614	DUM-FUR1	50.000	51	51115	FURU-T1-	17.000*	51	1	96.0	75.0	128.1	
50615	DUM-FUR2	50.000	51	51116	FURU-T2-	17.000*	51	1	96.0	75.0	128.1	
50619	DUM-HAM1	50.000	51	51145	HAMANG-A	17.000*	51	1	59.6	50.0	119.2	
50620	DUM-HAM2	50.000	51	51146	HAMANG-B	17.000*	51	1	59.8	50.0	119.7	
50621	DUM-T1-	50.000	51	51020	HAS-13A-	13.000*	51	1	55.5	50.0	111.0	

X-----X X-----X X-----X				X-----X X-----X				X-----X			
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
50622	DUM-T2-	50.000	51	51034	HAS-13B-	13.000*	51	1	56.0	50.0	112.1
50635	DUM-MYKS	11.000	53	51393	MYKSTF1A	130.00*	53	1	49.9	49.7	100.4
50637	DUM-POR1	130.00	55	51244	PORSGRO	17.000*	55	1	117.0	100.0	117.0
50638	DUM-POR2	130.00	55	51245	PORSGRKA	17.000*	55	1	117.2	100.0	117.2
50644	DUM-ROD3	130.00	55	51238	ROD-17C-	17.000*	55	1	102.7	100.0	102.7
50654	DUM-T7-	130.00*	51	51132	SMESTAD3	300.00	51	1	258.6	246.2	105.0
50654	DUM-T7-	130.00*	51	51137	SMESTD1B	130.00	51	1	258.6	246.2	105.0
50674	DUM-TVE1	66.000	55	51215	TVEITKBA	17.000*	55	1	70.7	49.7	142.3
50675	DUM-TVE2	66.000	55	51216	TVEITKBB	17.000*	55	1	70.7	49.7	142.3
50678	DUM-ULV1	50.000*	51	51102	ULVEN3	300.00	51	1	141.1	138.6	101.8
50678	DUM-ULV1	50.000*	51	51104	ULVEN45A	50.000	51	1	140.3	138.6	101.2
50679	DUM-ULV2	50.000	51	51099	ULV-11B-	11.000*	51	1	70.2	54.0	130.1
50679	DUM-ULV2	50.000*	51	51102	ULVEN3	300.00	51	1	141.8	138.6	102.3
50679	DUM-ULV2	50.000*	51	51104	ULVEN45A	50.000	51	1	142.6	138.6	102.9
50688	DUM-FOL1	50.000	51	51065	FOLLO-A	17.000*	51	1	94.8	80.0	118.5
50689	DUM-FOL2	50.000	51	51066	FOLLO-B	17.000*	51	1	95.1	80.0	118.9
50751	DUM-RJUK	130.00	54	51711	RJUKAN	400.00*	54	1	298.7	282.6	105.7
50760	DUM-HAMM	66.000	69	58543	HAMMERFE	130.00*	69	1	60.8	49.2	123.7
50760	DUM-HAMM	66.000*	69	58544	HAMMERFE	66.000	69	1	60.1	50.0	120.1
51175	BRISKEBY	11.000	51	51179	BRISKEBY	130.00*	51	1	39.9	39.4	101.2
51175	BRISKEBY	11.000	51	51179	BRISKEBY	130.00*	51	2	40.1	39.4	101.7
51180	SKOYEN	11.000	51	51183	SKOYEN	130.00*	51	1	40.5	39.4	102.9
51180	SKOYEN	11.000	51	51183	SKOYEN	130.00*	51	2	40.5	39.4	102.9
51196	AKERSBER	130.00*	51	51197	AKERSBER	11.000	51	1	41.3	39.4	104.7
51196	AKERSBER	130.00*	51	51197	AKERSBER	11.000	51	2	41.3	39.4	104.7
51326	SPIKKEST	130.00*	51	51330	SPIKKEST	20.000	51	1	18.5	18.2	101.9
51483	MAR-A-	130.00	55	51485	MAR-G1-	6.0000*	55	1	37.3	36.1	103.3
51483	MAR-A-	130.00	55	51486	MAR-G2-	6.0000*	55	1	38.5	36.1	106.6
51483	MAR-A-	130.00	55	51487	MAR-G3-	6.0000*	55	1	38.5	36.1	106.6
51484	MAR-B-	130.00*	55	51488	MAR-G4-	6.0000	55	1	36.1	36.1	100.0
51484	MAR-B-	130.00*	55	51489	MAR-G5-	6.0000	55	1	36.1	36.1	100.0
51593	SUNDLAND	130.00*	55	51595	SUNDLAND	20.000	55	1	35.0	17.4	201.4
51593	SUNDLAND	130.00*	55	51595	SUNDLAND	20.000	55	2	40.1	17.4	230.3
51593	SUNDLAND	130.00	55	51595	SUNDLAND	20.000*	55	3	48.6	17.4	279.3
51713	RJUKAN-T	130.00*	54	51718	RJUKAN-B	130.00	54	1	282.1	184.2	153.1
52323	ABJORA1	130.00	52	52329	AABJ-G4-	11.000*	52	1	100.2	94.3	106.2
53133	UVDAL1-1	130.00	53	53137	UVDAL1-G2	8.0000*	53	1	46.7	46.4	100.6
54022	KR.SAND3	300.00*	56	54025	KR.SAND	110.00	56	3	121.1	110.0	110.1
54386	LEIRE	110.00*	56	54389	LEIRE	20.000	56	1	22.9	22.7	100.9
54439	HAVIK	110.00*	56	54445	HAVIK	20.000	56	1	23.1	22.7	101.7
54496	TIMENES	110.00*	56	54498	TIMENES	20.000	56	1	23.0	22.7	101.5
54583	BOYLEFOS	130.00	56	54584	BOYLEFOS	66.000*	56	1	89.4	78.8	113.4
55513	MIDTBYG1	130.00*	62	55519	MIDTBYGD	11.000	62	1	20.6	20.0	103.1
56403	MOSKOG	130.00*	64	56404	STAK-66A	66.000	64	1	62.7	49.2	127.5
56413	SYKKYLV1	130.00	65	56417	SYKKYLV	20.000*	65	1	30.1	27.3	110.4
57005	SUNNDALS	20.000	65	57013	AURA1	130.00*	65	1	25.6	22.2	115.5
57053	NEA1	130.00*	66	57054	NEA66-	66.000	66	1	31.1	27.8	112.0
57073	BUAS1	130.00	66	57075	BUAS	20.000*	66	1	14.0	13.6	102.6
57523	BRATSET1	130.00*	66	57524	BRATTSET	66.000	66	1	40.6	39.4	103.0
57523	BRATSET1	130.00*	66	57525	BRATTSET	20.000	66	1	14.1	13.6	103.9
58185	FYGLE-22	20.000*	68	58187	FYGLE1	130.00	68	1	38.3	36.4	105.3
58463	KVALOYA1	130.00*	69	58464	KVALOY66	66.000	69	1	49.4	47.1	104.8
58463	KVALOYA1	130.00*	69	58464	KVALOY66	66.000	69	2	49.6	47.1	105.3
58683	TANA1	130.00	69	58685	TANA22	20.000*	69	1	10.9	8.3	131.8

Produksjonskapasitet, generator:

Umodifisert norge_d08h.sav

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 15:42
 STATNETTS DRIFTDATASETT FOR NORGE

OVERLOADED MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVA	BASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	
50019	KKI	BJOL				6.0	8.8	8.8	-5.2	0.9255	11.5	0.5633	15.6								513	62	
51356	LANGOM	45				110.0	65.0	65.0	-32.0	0.8317	153.6	0.8609	162.0								506	55	
51694	HOLTAN	66				7.0	4.0	4.0	-2.0	0.7946	10.1	0.8682	10.2								508	55	
52096	O.VIN	G1				70.0	30.0	30.0	-15.0	0.9229	82.5	0.9191	75.0								505	52	
52097	O.VIN	G2				70.0	30.0	30.0	-15.0	0.9229	82.5	0.9191	75.0								505	52	
52235	OSA	22A				1.6	3.0	3.0	-1.0	0.8887	3.8	0.4706	6.4								504	52	
52238	OSA	22B				1.0	1.0	1.0	0.0	0.9267	1.5	0.7071	1.9								504	52	
52269	GJOV	66D				1.0	1.0	1.0	0.0	0.9979	1.4	0.7071	1.5								505	52	
54156	TJORHOM					68.0	3.9	28.0	-14.0	0.9400	72.5	0.9984	70.0								511	57	
SUBSYSTEM TOTALS						334.6	146.7	170.8	-84.2				417.6										

Spennings, samleskinner:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 11:33
 STATNETTS DRIFTDATASET FOR NORGE

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
50004	KKI	RAFK	20.000	55	1.1064	22.127		50011	KKI	OIE	20.000	57	1.1278	22.557	
50014	KKI	LIST	30.000	57	1.1237	33.711		50029	KKI	THA2	20.000	66	1.1935	23.869	
50030	KKI	MERA	30.000	66	1.1420	34.261		50031	KKI	ELKE	20.000	67	1.2032	24.064	
50032	KKI	FES1	20.000	67	1.1995	23.989		50034	KKI	GLOM	20.000	67	1.1859	23.718	
50040	KKI	FUND	20.000	67	1.1947	23.894		50041	KKI	HOLL	20.000	66	1.1297	22.594	
50042	KKI	FES2	20.000	67	1.1995	23.991		50051	KKI	KAR1	20.000	61	1.1428	22.855	
50052	KKI	KAR2	20.000	61	1.1428	22.855		50053	KKI	KAR3	20.000	61	1.1428	22.855	
50054	KKI	KAR4	20.000	61	1.1428	22.855		50405	DUM	LAKS	20.000	69	1.1131	22.261	
50419	DUM	KVA2	130.000	68	1.1121	144.57		50482	DUM	STEI	50.000	56	1.1425	57.125	
50556	DUM	T8	220.000	67	1.1250	247.51		50712	DUM	NARV	30.000	68	1.1115	33.345	
51115	FURU	T1	17.000	51	1.1314	19.234		51116	FURU	T2	17.000	51	1.1314	19.234	
51168	BERGER		130.000	51	1.1022	143.28		51186	FUSDAL	A	130.000	51	1.1019	143.24	
51215	TVEITKBA		17.000	55	1.1895	20.221		51216	TVEITKBB		17.000	55	1.1891	20.215	
51250	HER	F03	20.000	55	1.2427	24.853		51377	BODA	TB	20.000	51	1.1089	22.177	
51378	MJON	11A	11.000	55	1.2182	13.401		51379	MJON	11B	11.000	55	1.1862	13.049	
51519	HOLTAN		20.000	55	1.1410	22.819		51569	SKOT	11A	10.500	55	1.1100	11.655	
52015	T5	TERT	20.000	52	1.1017	22.034		52017	T3	TERT	17.000	52	1.1082	18.839	
52330	HERADSBY		20.000	52	1.1068	22.136		52435	TRYSIL		20.000	52	1.1141	22.281	
53025	DAGALI	R	20.000	53	1.1256	22.512		54315	EINANG22		20.000	55	1.1201	22.402	
54325	BROKKE		20.000	56	1.1022	22.045		54474	STEINS45		50.000	56	1.1300	56.500	
54526	BJORENDA		20.000	56	1.2784	25.567		54565	AKLAND		20.000	56	1.1290	22.580	
54575	MOEN22		20.000	56	1.2459	24.917		54725	MOEN		20.000	57	1.1175	22.349	
55015	FORRE	22	20.000	60	1.1515	23.031		55025	SAURDAL		20.000	60	1.1509	23.018	
55165	SPAN	T1	20.000	61	1.2427	24.854		55166	SPAN	T2	20.000	61	1.2689	25.379	
55175	STORD		20.000	61	1.1630	23.259		55205	MAURANGE		20.000	61	1.1073	22.147	
55265	ARN	T1-T	20.000	62	1.1213	22.426		55266	ARN	T2-T	20.000	62	1.1265	22.530	
55425	JORDAL		11.000	62	1.1784	12.962		56139	ØRSKOG		20.000	65	1.1015	22.029	
56275	FRÆNA		20.000	65	1.1171	22.342		56285	MOLDE	A	20.000	65	1.1105	22.210	
56327	LEIV	TER	11.000	64	1.1375	12.513		56335	HAUGEN		20.000	65	1.1089	22.178	
56367	GR	TRF-B	20.000	65	1.1000	22.000		56375	BRANDHOL		20.000	65	1.1093	22.187	
56417	SYKKYLV		20.000	65	1.1041	22.081		56455	HAHEIM		20.000	65	1.1666	23.331	
56546	AGD	TERB	20.000	66	1.1006	22.011		56571	NYHAMNA		400.000	65	1.1390	455.61	
56775	T132	110	20.000	65	1.1824	23.648		57125	NAMSOS		20.000	66	1.1356	22.713	
57155	KOLSVIK		20.000	67	1.1121	22.243		57188	MARKA	A	20.000	67	1.1528	23.055	
57195	TROF	22A	20.000	67	1.1452	22.904		57200	NR	RAZFE	220.000	67	1.1250	247.49	
57204	N	ROSS2	220.000	67	1.1250	247.49		57295	SUNDS	22	20.000	67	1.1600	23.200	
57299	SUNDFJ	B	130.000	67	1.1033	143.42		57395	SNILFJO		20.000	66	1.1669	23.339	
57396	SNILFJO		20.000	66	1.1152	22.304		57415	GRASJ	G1	20.000	65	1.1000	22.000	
57425	ORKDAL		20.000	66	1.1841	23.683		57427	ORKDAL		20.000	66	1.2022	24.043	
57445	SOA	22	20.000	66	1.1300	22.600		57575	TILREM		20.000	67	1.1620	23.241	
57585	LANGFJOR		20.000	67	1.1301	22.602		57609	ORTFJELL		20.000	67	1.1425	22.850	
57625	MO	BYEN	20.000	67	1.1495	22.990		57629	STORFORS		20.000	67	1.1354	22.708	
57635	LANG	22A	20.000	67	1.1363	22.725		57638	LANG	22B	20.000	67	1.1597	23.194	
57675	ENGA		20.000	67	1.1359	22.718		57683	GLOMFJD1		130.000	67	1.1019	143.24	
57715	MOS	22C	20.000	67	1.1293	22.586		57915	LONSET		20.000	65	1.1559	23.118	
57954	VIKLANDE		20.000	65	1.1050	22.101		57955	VIKLANDE		20.000	65	1.1051	22.101	
57956	VIK	SVCLOW	25.000	65	1.1083	27.708		58040	KVAN	22C	20.000	68	1.1279	22.558	
58048	KVAN	22B	20.000	68	1.1012	22.023		58049	KVAN	NOR	130.000	68	1.1120	144.56	
58055	BALS	22T	20.000	69	1.1016	22.033		58065	STORS	22	20.000	69	1.1186	22.372	
58175	KANS	10	10.000	68	1.1503	11.503		58225	RISOYH22		20.000	68	1.1442	22.883	
58305	NARVIK33		30.000	68	1.1067	33.201		58325	ROMBAK6		6.00000	68	1.1024	6.614	
58353	STRAUM1A		130.000	69	1.1071	143.92		58363	INNSET1		130.000	69	1.1116	144.51	
58375	BARD	TER	20.000	69	1.1023	22.045		58395	FINN	22B	20.000	69	1.1594	23.188	
58535	KVEN	22	20.000	69	1.1870	23.740		58545	HAMMERFE		20.000	69	1.1633	23.266	
58575	LAKSEL22		20.000	69	1.1113	22.226		58585	SKAI	22A	20.000	69	1.1138	22.275	
58625	KVALSUND		20.000	69	1.1556	23.112		58702	VARANGER		220.000	69	1.1160	245.52	
58705	VARANG22		20.000	69	1.1492	22.984									

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
50492		DUM-HAVI		66.000	61	0.8910	58.809	50538		DUM-VINS		66.000	52	0.8971	59.208
50539		DUM-VINS		12.000	52	0.8838	10.606	50576		DUM-HELD		50.000	62	0.8935	44.677
50582		DUM-LODD		50.000	62	0.8915	44.575	50599		DUM-BERU		50.000	51	0.8699	43.494
50635		DUM-MYKS		11.000	53	0.8895	9.785	50652		DUM-T4-		50.000	51	0.8357	41.784
50653		DUM-T5-		50.000	51	0.8357	41.786	50691		DUM-SKOT		66.000	55	0.8851	58.418
50722		DUM-ROY4		50.000	51	0.8769	43.846	51004		ROYK-17D		17.000	51	0.8769	14.908
51057		SMES-T6-		50.000	51	0.8683	43.413	51128		SOGN45B-		50.000	51	0.8808	44.042
51134		SMESTA45		50.000	51	0.8376	41.882	51137		SMESTD1B		130.00	51	0.8749	113.74
51139		SME-17A-		17.000	51	0.8843	15.033	51148		SME-45B-		50.000	51	0.8918	44.592
51149		SME-17B-		17.000	51	0.8844	15.034	51174		PRESTEGA		11.000	51	0.8989	9.888
51178		PRESTEGA		130.00	51	0.8724	113.41	51179		BRISKEBY		130.00	51	0.8735	113.56
51180		SKOYEN		11.000	51	0.8966	9.863	51183		SKOYEN		130.00	51	0.8744	113.67
51184		BERUM50		50.000	51	0.8512	42.558	51306		FOLLUM		6.0000	51	0.8736	5.241
51308		FOLLUM-B		6.0000	51	0.8588	5.153	51356		LANGUM45		50.000	55	0.8317	41.585
51464		NORDAGUT		66.000	55	0.8222	54.265	51488		MAR-G4-		6.0000	55	0.8900	5.340
51489		MAR-G5-		6.0000	55	0.8900	5.340	51506		SAHEI-G1		11.000	55	0.8700	9.570
51507		SAHEI-G2		11.000	55	0.8800	9.680	51534		HAUEN-66		66.000	55	0.8878	58.596
51568		SKOTFOSS		66.000	55	0.8848	58.397	51694		HOLTAN66		66.000	55	0.7946	52.442
52005		NSB-LUNN		7.0000	51	0.8898	6.228	52035		VARDAL		20.000	52	0.8770	17.540
52050		TERT-T2-		11.000	52	0.8824	9.706	52064		RENDAL66		66.000	52	0.8789	58.010
52074		N.VINS66		66.000	52	0.8954	59.096	52235		OSA-22A-		20.000	52	0.8885	17.771
52403		SAVALEN1		130.00	52	0.8875	115.37	52406		SAVAL-G1		9.0000	52	0.8800	7.920
52413		TYNSET1		130.00	52	0.8748	113.73	52423		ENGERD1		130.00	52	0.8990	116.87
52433		TRYSIL1		130.00	52	0.8929	116.08	54197		LYSEB-G4		9.0000	57	0.8200	7.380
54255		TRONSHOL		11.000	57	0.8985	9.883	54264		TRONSHOL		11.000	57	0.8920	9.812
54398		FISKA.VE		50.000	56	0.8126	40.629	55154		HAAVIK66		66.000	61	0.8900	58.740
55255		DALE-G5-		8.0000	62	0.8970	7.176	55257		DALE-G6-		8.0000	62	0.8970	7.176
55394		HELDAL		50.000	62	0.8935	44.674	55464		L-SOTRA		50.000	62	0.8795	43.974
55544		LODDEFJO		50.000	62	0.8917	44.585	56016		FA-TER-B		20.000	63	0.7988	15.976
57476		MERAK-G1		11.000	66	0.8800	9.680	57548		ULSET-B-		130.00	66	0.8893	115.61

12.2.2 Basiscase

Overføringskapasitet, linjer:

Basiscase norge_d08h_alt.sav

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E SAT, AUG 08 2009 16:29
STATNETTS DRIFTDATASETT FOR NORGE

NON-TRANSFORMER BRANCH CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X							
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	
52052	FABERG3	300.00*	52	52072	N.VINST3	300.00	52	1	318.2	311.8	102.1	
52103	VAGAMO1	130.00*	52	57403	OSBU	130.00	65	1	140.1	135.1	103.7	
54503	AKLAND1	130.00	56	54543	HOLT1	130.00*	56	1	91.0	45.0	202.2	
56032	LEIRDOL3	300.00	63	56042	FORTUN3	300.00*	63	1	266.9	259.8	102.7	
57013	AURA1	130.00	65	57403	OSBU	130.00*	65	1	148.2	135.1	109.7	

Overføringskapasitet, transformatorer:

Basiscase norge_d08h_alt.sav

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E SAT, AUG 08 2009 16:40
STATNETTS DRIFTDATASETT FOR NORGE

TRANSFORMER MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET A:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X							
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	
50014	KKI-LIST	30.000	57	54042	LISTA3	300.00*	57	1	157.3	136.4	115.3	
50029	KKI-THA2	20.000*	66	56573	THAMSHAM	130.00	66	1	44.7	29.1	153.6	
50030	KKI-MERA	30.000*	66	57478	MERAK-NP	130.00	66	1	59.2	56.3	105.1	
50032	KKI-FES1	20.000	67	57623	SVABO-A-	130.00*	67	5	50.4	46.4	108.6	
50035	KKI-FINN	20.000	69	58393	FINNFJOR	130.00*	69	1	55.7	52.2	106.8	
50035	KKI-FINN	20.000	69	58393	FINNFJOR	130.00*	69	2	55.5	52.2	106.4	
50040	KKI-FUND	20.000	67	57627	SVABO-B-	130.00*	67	1	86.6	85.8	101.0	
50042	KKI-FES2	20.000	67	57623	SVABO-A-	130.00*	67	6	47.3	46.4	102.0	
50043	KKI-MOS2	20.000	67	57704	MOSAL-B-	130.00*	67	1	184.6	181.0	102.0	
50066	IND-NORC	20.000	68	58133	KJOPSVIK	130.00*	68	1	14.3	13.9	103.0	
50280	MF-O.VIN	300.00	52	50539	DUM-VINS	12.000*	52	1	146.0	142.9	102.1	
50403	DUM-SKA1	66.000	69	58585	SKAI-22A	20.000*	69	1	12.3	10.9	112.9	
50493	DUM-SPA1	66.000	61	55165	SPAN-T1	20.000*	61	1	41.8	30.0	139.4	
50495	DUM-T1-	130.00	65	57015	AURA-TEA	17.000*	65	1	81.4	69.6	117.0	
50505	DUM-HOYA	66.000*	64	56103	HOYANG1	130.00	64	1	56.9	50.0	113.7	
50505	DUM-HOYA	66.000*	64	56105	HOYA5-GE	12.000	64	1	52.4	49.6	105.6	
50506	DUM-HAHE	66.000*	65	56453	HAHEIM1	130.00	65	1	62.8	62.1	101.1	
50506	DUM-HAHE	66.000	65	56455	HAHEIM	20.000*	65	1	21.3	19.1	111.5	
50539	DUM-VINS	12.000	52	52096	O.VIN-G1	12.000*	52	1	76.2	75.0	101.5	
50539	DUM-VINS	12.000	52	52097	O.VIN-G2	12.000*	52	1	76.2	75.0	101.5	
50563	DUM-KLE2	66.000	66	57032	KLEBU3	300.00*	66	1	161.8	157.4	102.8	
50567	DUM-ARN1	130.00	62	55265	ARN-T1-T	20.000*	62	1	60.5	57.1	105.9	
50568	DUM-ARN2	130.00	62	55266	ARN-T2-T	20.000*	62	1	62.4	57.1	109.3	
50593	DUM-SPA2	66.000	61	55166	SPAN-T2	20.000*	61	2	43.5	30.0	145.0	
50614	DUM-FUR1	50.000	51	51115	FURU-T1-	17.000*	51	1	97.0	75.0	129.4	
50615	DUM-FUR2	50.000	51	51116	FURU-T2-	17.000*	51	1	97.0	75.0	129.4	
50619	DUM-HAM1	50.000	51	51145	HAMANG-A	17.000*	51	1	60.4	50.0	120.8	
50620	DUM-HAM2	50.000	51	51146	HAMANG-B	17.000*	51	1	60.6	50.0	121.2	

X----- FROM BUS -----X X-----				TO BUS -----X				CKT	LOADING	RATING	PERCENT
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA				
50621	DUM-T1-	50.000	51	51020	HAS-13A-	13.000*	51	1	55.4	50.0	110.8
50622	DUM-T2-	50.000	51	51034	HAS-13B-	13.000*	51	1	56.0	50.0	111.9
50654	DUM-T7-	130.00*	51	51132	SMESTAD3	300.00	51	1	257.1	246.2	104.4
50654	DUM-T7-	130.00*	51	51137	SMESTD1B	130.00	51	1	257.1	246.2	104.4
50678	DUM-ULV1	50.000*	51	51102	ULVEN3	300.00	51	1	140.9	138.6	101.6
50678	DUM-ULV1	50.000*	51	51104	ULVEN45A	50.000	51	1	140.1	138.6	101.1
50679	DUM-ULV2	50.000	51	51099	ULV-11B-	11.000*	51	1	70.9	54.0	131.3
50679	DUM-ULV2	50.000*	51	51102	ULVEN3	300.00	51	1	141.6	138.6	102.2
50679	DUM-ULV2	50.000*	51	51104	ULVEN45A	50.000	51	1	142.6	138.6	102.9
50688	DUM-FOL1	50.000	51	51065	FOLLO-A	17.000*	51	1	95.1	80.0	118.9
50689	DUM-FOL2	50.000	51	51066	FOLLO-B	17.000*	51	1	95.4	80.0	119.2
50760	DUM-HAMM	66.000	69	58543	HAMMERFE	130.00*	69	1	60.8	49.2	123.7
50760	DUM-HAMM	66.000*	69	58544	HAMMERFE	66.000	69	1	60.1	50.0	120.1
51175	BRISKEBY	11.000	51	51179	BRISKEBY	130.00*	51	1	39.7	39.4	100.8
51175	BRISKEBY	11.000	51	51179	BRISKEBY	130.00*	51	2	39.9	39.4	101.3
51180	SKOYEN	11.000	51	51183	SKOYEN	130.00*	51	1	40.5	39.4	102.7
51180	SKOYEN	11.000	51	51183	SKOYEN	130.00*	51	2	40.5	39.4	102.7
51196	AKERSBER	130.00*	51	51197	AKERSBER	11.000	51	1	41.1	39.4	104.4
51196	AKERSBER	130.00*	51	51197	AKERSBER	11.000	51	2	41.1	39.4	104.4
51326	SPIKKEST	130.00*	51	51330	SPIKKEST	20.000	51	1	18.5	18.2	101.7
51593	SUNDLAND	130.00*	55	51595	SUNDLAND	20.000	55	1	31.5	17.4	181.2
51593	SUNDLAND	130.00*	55	51595	SUNDLAND	20.000	55	2	36.1	17.4	207.2
51593	SUNDLAND	130.00	55	51595	SUNDLAND	20.000*	55	3	55.4	17.4	318.6
52323	ABJORA1	130.00	52	52329	AABJ-G4-	11.000*	52	1	100.2	94.3	106.2
53133	UVDAL1-1	130.00	53	53137	UVDAL1-G2	8.0000*	53	1	46.6	46.4	100.4
54363	ALEFJER1	130.00	56	54364	ALEFJER	110.00*	56	1	53.7	52.6	102.0
55513	MIDTBYG1	130.00*	62	55519	MIDTBYGD	11.000	62	1	20.6	20.0	103.1
55825	BJOL-G1	12.000	62	55829	NYEBJOLV	130.00*	62	1	95.8	95.7	100.1
56403	MOSKOG	130.00*	64	56404	STAK-66A	66.000	64	1	61.7	49.2	125.3
56413	SYKKYLV1	130.00	65	56417	SYKKYLV	20.000*	65	1	27.3	27.3	100.1
57005	SUNNDALS	20.000	65	57013	AURA1	130.00*	65	1	25.7	22.2	115.6
57053	NEA1	130.00*	66	57054	NEA66-	66.000	66	1	31.2	27.8	112.1
57073	BUAS1	130.00	66	57075	BUAS	20.000*	66	1	14.0	13.6	102.6
57523	BRATSET1	130.00*	66	57524	BRATTSET	66.000	66	1	40.6	39.4	103.0
57523	BRATSET1	130.00*	66	57525	BRATTSET	20.000	66	1	14.1	13.6	103.9
57951	VIKLANDE	400.00	65	57956	VIK_SVCLOW	25.000*	65	1	353.3	270.0	130.8
58185	FYGLE-22	20.000*	68	58187	FYGLE1	130.00	68	1	38.3	36.4	105.3
58463	KVALOYA1	130.00*	69	58464	KVALOY66	66.000	69	1	49.4	47.1	104.8
58463	KVALOYA1	130.00*	69	58464	KVALOY66	66.000	69	2	49.6	47.1	105.3
58683	TANA1	130.00	69	58685	TANA22	20.000*	69	1	10.9	8.3	131.8

Produksjonskapasitet, generator:

Basiscase norge_d08h_alt.sav

 PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E SAT, AUG 08 2009 16:45
 STATNETTS DRIFTDATASETT FOR NORGE

OVERLOADED MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	
18		KRSAND SYNC		400.00	1	0.0	250.0	250.0	-90.0	0.9909	252.3	0.0000	250.0							1	1	
50019		KKI-BJOL		12.000	1	6.0	8.8	8.8	-5.2	0.9270	11.5	0.5633	15.6							513	62	
52096		O.VIN-G1		12.000	1	70.0	30.0	30.0	-15.0	0.9244	82.4	0.9191	75.0							505	52	
52097		O.VIN-G2		12.000	1	70.0	30.0	30.0	-15.0	0.9244	82.4	0.9191	75.0							505	52	
52235		OSA-22A-		20.000	1	1.6	3.0	3.0	-1.0	0.8885	3.8	0.4706	6.4							504	52	
52238		OSA-22B-		20.000	1	1.0	1.0	1.0	0.0	0.9266	1.5	0.7071	1.9							504	52	
52269		GJOV-66D		66.000	1	1.0	1.0	1.0	0.0	0.9999	1.4	0.7071	1.5							505	52	
SUBSYSTEM TOTALS						149.6	323.8	323.8	-126.2				425.4									

Spenning, samleskinner:

Basiscase norge_d08h_alt.sav

 PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E SAT, AUG 08 2009 16:52
 STATNETTS DRIFTDATASET FOR NORGE

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
701	VP	EQ		3.3000	1	1.1322	3.736	50011	KKI-OIE			20.000	57	1.1454	22.908
50014	KKI-LIST			30.000	57	1.1247	33.742	50029	KKI-THA2			20.000	66	1.1956	23.912
50030	KKI-MERA			30.000	66	1.1420	34.260	50031	KKI-ELKE			20.000	67	1.2032	24.064
50032	KKI-FES1			20.000	67	1.1995	23.989	50034	KKI-GLOM			20.000	67	1.1859	23.718
50040	KKI-FUND			20.000	67	1.1947	23.894	50041	KKI-HOLL			20.000	66	1.1297	22.594
50042	KKI-FES2			20.000	67	1.1995	23.991	50051	KKI-KAR1			20.000	61	1.1770	23.540
50052	KKI-KAR2			20.000	61	1.1770	23.540	50053	KKI-KAR3			20.000	61	1.1770	23.540
50054	KKI-KAR4			20.000	61	1.1770	23.540	50405	DUM-LAKS			20.000	69	1.1131	22.261
50419	DUM-KVA2			130.000	68	1.1121	144.57	50465	DUM-TRO2			50.000	57	1.1088	55.440
50482	DUM-STEI			50.000	56	1.1632	58.162	50485	DUM-KRI3			130.000	56	1.1103	144.34
50556	DUM-T8-			220.000	67	1.1250	247.51	50712	DUM-NARV			30.000	68	1.1115	33.345
51115	FURU-T1-			17.000	51	1.1374	19.335	51116	FURU-T2-			17.000	51	1.1374	19.335
51146	HAMANG-B			17.000	51	1.1011	18.719	51168	BERGER			130.000	51	1.1096	144.25
51186	FUSDAL-A			130.000	51	1.1094	144.22	51206	FLESAKER			7.0000	55	1.1249	7.875
51215	TVEITKBA			17.000	55	1.1351	19.296	51216	TVEITKBB			17.000	55	1.1349	19.293
51250	HER-F03-			20.000	55	1.2302	24.603	51259	SANDE22			20.000	55	1.1121	22.241
51267	BRUNLA22			20.000	55	1.1326	22.653	51270	ESSO-5			5.0000	55	1.1171	5.586
51275	GJERDAL			20.000	55	1.1306	22.612	51277	HOLMESTR			20.000	55	1.1116	22.233
51279	KVELDE22			20.000	55	1.1164	22.328	51328	TYRISTRA			20.000	55	1.1015	22.031
51377	BODA-TB			20.000	51	1.1160	22.321	51378	MJON-11A			11.000	55	1.2783	14.061
51379	MJON-11B			11.000	55	1.2444	13.689	51399	RONNINGE			20.000	55	1.1364	22.728
51404	SLAGEN22			20.000	55	1.1268	22.536	51410	BENTSRUD			20.000	55	1.1129	22.259
51500	STANGEBY			20.000	55	1.1204	22.408	51519	HOLTAN			20.000	55	1.1731	23.462
51569	SKOT-11A			10.500	55	1.1058	11.611	51575	MÆL 22			20.000	55	1.1203	22.405
51588	KALDNES			20.000	55	1.1258	22.515	51595	SUNDLAND			20.000	55	1.1121	22.242
51596	TROLLDAL			20.000	55	1.1004	22.008	51687	SUVDO-G1			20.000	55	1.1000	22.000
52015	T5-TERT-			20.000	52	1.1044	22.089	52016	T6-TERT-			20.000	52	1.1028	22.056
52017	T3-TERT-			17.000	52	1.1109	18.885	52330	HERADSBY			20.000	52	1.1082	22.165
52435	TRYSIL			20.000	52	1.1143	22.287	53025	DAGALI-R			20.000	53	1.1313	22.627
54023	KR.SAND1			130.000	56	1.1103	144.34	54085	STK-T1-T			17.000	57	1.1219	19.072
54087	STK-T2-T			17.000	57	1.1219	19.072	54205	TRONSHOL			50.000	57	1.1086	55.432
54360	AALEFJER			20.000	56	1.1024	22.047	54373	KROSSEN1			130.000	56	1.1011	143.15
54389	LEIRE			20.000	56	1.1092	22.183	54397	KULI			20.000	56	1.1253	22.506
54435	VANSE			20.000	57	1.1214	22.427	54445	HAVIK			20.000	56	1.1369	22.738
54465	VALLEMOE			20.000	56	1.1186	22.373	54473	STEINSF1			130.000	56	1.1090	144.17
54474	STEINS45			50.000	56	1.1547	57.733	54485	LYNGDAL			20.000	56	1.1162	22.324
54498	TIMENES			20.000	56	1.1169	22.337	54499	FRIKSTAD			20.000	56	1.1193	22.386
54515	ENGENE			20.000	56	1.1377	22.755	54525	BJORBEBKK			20.000	56	1.1204	22.407
54526	BJORENDA			20.000	56	1.2982	25.965	54535	FJERE			20.000	56	1.1252	22.504
54565	AKLAND			20.000	56	1.1319	22.639	54570	MOEN-22B			20.000	56	1.1384	22.768
54575	MOEN22			20.000	56	1.2905	25.810	54577	BIRKELAN			20.000	56	1.1296	22.591
54725	MOEN			20.000	57	1.1009	22.018	55015	FORRE-22			20.000	60	1.1348	22.696
55025	SAURDAL			20.000	60	1.1277	22.555	55165	SPAN-T1			20.000	61	1.2987	25.973
55166	SPAN-T2			20.000	61	1.3246	26.492	55175	STORD			20.000	61	1.1852	23.705
55205	MAURANGE			20.000	61	1.1026	22.052	55265	ARN-T1-T			20.000	62	1.1166	22.332
55266	ARN-T2-T			20.000	62	1.1219	22.437	55425	JORDAL			11.000	62	1.1718	12.890
56139	ØRSKOG			20.000	65	1.1117	22.234	56275	FRÆNA			20.000	65	1.1239	22.479
56285	MOLDE-A			20.000	65	1.1169	22.339	56327	LEIV-TER			11.000	64	1.1374	12.511
56335	HAUGEN			20.000	65	1.1086	22.172	56375	BRANDHOL			20.000	65	1.1141	22.282
56417	SYKKYLV			20.000	65	1.1005	22.010	56425	NORVE			20.000	65	1.1089	22.178
56429	NORVE-B			20.000	65	1.1059	22.118	56435	HOLEN-A			20.000	54	1.1173	22.346
56436	HOLEN-B			20.000	54	1.1174	22.349	56455	HAHEIM			20.000	65	1.1419	22.837
56546	AGD-TERB			20.000	66	1.1007	22.014	56571	NYHAMNA			400.000	65	1.1578	463.13
56615	SKEI			20.000	64	1.1000	22.000	56725	TAFJ-K2-			20.000	65	1.1031	22.062
56775	T132-110			20.000	65	1.1862	23.723	57125	NAMSOS			20.000	66	1.1373	22.745
57155	KOLSVIK			20.000	67	1.1140	22.279	57188	MARKA-A-			20.000	67	1.1532	23.064
57189	MARKA-B-			20.000	67	1.1001	22.002	57195	TROF-22A			20.000	67	1.1465	22.931
57200	NR-RAZFE			220.000	67	1.1250	247.49	57204	N.ROSS2			220.000	67	1.1250	247.49
57295	SUNDS-22			20.000	67	1.1600	23.200	57299	SUNDFJ-B			130.000	67	1.1033	143.42
57395	SNILLFJO			20.000	66	1.1511	23.022	57396	SNILLFJO			20.000	66	1.1184	22.368

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
57425	ORKDAL	20.000	66	1.1861	23.721	57427	ORKDAL	20.000	66	1.2033	24.066				
57445	SOA-22-	20.000	66	1.1300	22.600	57575	TILREM	20.000	67	1.1625	23.249				
57585	LANGFJOR	20.000	67	1.1305	22.610	57609	ORTFJELL	20.000	67	1.1425	22.850				
57625	MO-BYEN	20.000	67	1.1495	22.990	57629	STORFORS	20.000	67	1.1354	22.708				
57635	LANG-22A	20.000	67	1.1363	22.725	57638	LANG-22B	20.000	67	1.1597	23.194				
57675	ENGA	20.000	67	1.1359	22.718	57683	GLOMFJD1	130.00	67	1.1019	143.24				
57715	MOS-22C-	20.000	67	1.1297	22.594	57915	LONSET	20.000	65	1.1351	22.703				
57954	VIKLANDE	20.000	65	1.1095	22.189	57955	VIKLANDE	20.000	65	1.1095	22.190				
57956	VIK SVCL0W	25.000	65	1.1451	28.629	58040	KVAN-22C	20.000	68	1.1279	22.558				
58048	KVAN-22B	20.000	68	1.1012	22.023	58049	KVAN-NOR	130.00	68	1.1120	144.56				
58055	BALS-22T	20.000	69	1.1016	22.033	58065	STORS-22	20.000	69	1.1186	22.372				
58175	KANS-10	10.000	68	1.1503	11.503	58225	RISOYH22	20.000	68	1.1442	22.883				
58305	NARVIK33	30.000	68	1.1067	33.201	58325	ROMBAK6	6.0000	68	1.1024	6.614				
58353	STRAUM1A	130.00	69	1.1071	143.92	58363	INNSET1	130.00	69	1.1116	144.51				
58375	BARD-TER	20.000	69	1.1023	22.045	58395	FINN-22B	20.000	69	1.1594	23.188				
58535	KVEN-22-	20.000	69	1.1870	23.740	58545	HAMMERPE	20.000	69	1.1633	23.266				
58575	LAKSEL22	20.000	69	1.1113	22.226	58585	SKAI-22A	20.000	69	1.1138	22.275				
58625	KVALSUND	20.000	69	1.1556	23.112	58702	VARANGER	220.00	69	1.1160	245.52				
58705	VARANG22	20.000	69	1.1492	22.984										

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000:

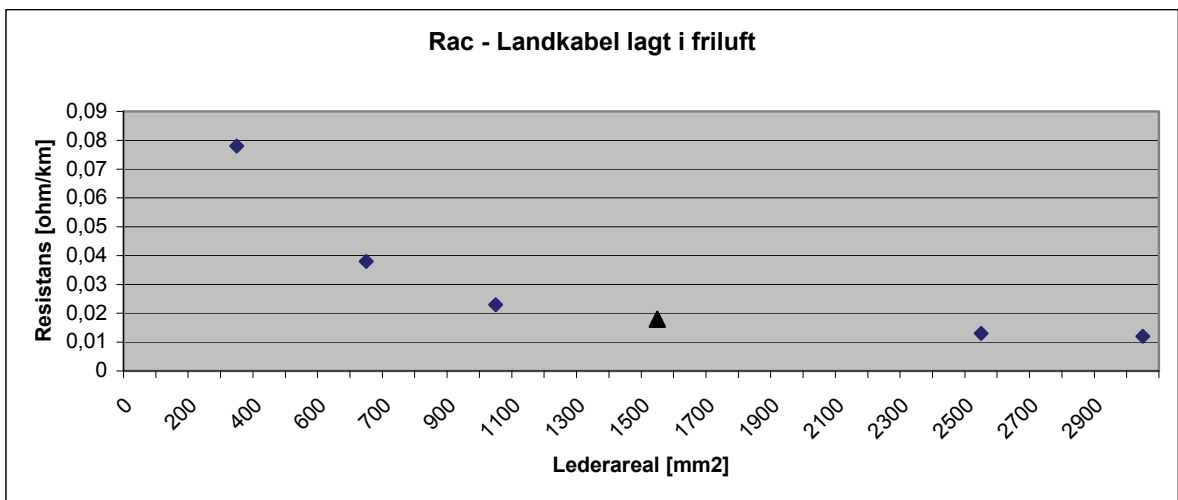
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
50538	DUM-VINS	66.000	52	0.8978	59.257	50539	DUM-VINS	12.000	52	0.8859	10.630				
50576	DUM-HELD	50.000	62	0.8853	44.267	50582	DUM-LODD	50.000	62	0.8849	44.244				
50599	DUM-BERU	50.000	51	0.8747	43.734	50627	DUM-SVC1	11.000	51	0.8560	9.416				
50628	DUM-SVC2	11.000	51	0.8564	9.420	50652	DUM-T4-	50.000	51	0.8410	42.049				
50653	DUM-T5-	50.000	51	0.8410	42.051	50691	DUM-SKOT	66.000	55	0.8811	58.151				
50722	DUM-ROY4	50.000	51	0.8809	44.043	51004	ROYK-17D	17.000	51	0.8809	14.975				
51006	HA-TCR-A	11.000	51	0.8591	9.450	51007	HA-TCR-B	11.000	51	0.8323	9.155				
51008	HA-TCR-C	11.000	51	0.8592	9.452	51009	HA-TCR-D	11.000	51	0.8324	9.157				
51057	SMES-T6-	50.000	51	0.8733	43.663	51128	SOGN45B-	50.000	51	0.8855	44.275				
51134	SMESTA45	50.000	51	0.8429	42.146	51137	SMESTD1B	130.00	51	0.8815	114.60				
51139	SME-17A-	17.000	51	0.8899	15.129	51148	SME-45B-	50.000	51	0.8963	44.816				
51149	SME-17B-	17.000	51	0.8900	15.129	51178	PRESTEGA	130.00	51	0.8790	114.27				
51179	BRISKEBY	130.00	51	0.8801	114.42	51183	SKOYEN	130.00	51	0.8810	114.53				
51184	BERUM50	50.000	51	0.8562	42.811	51306	FOLLUM	6.0000	51	0.8801	5.281				
51308	FOLLUM-B	6.0000	51	0.8658	5.195	51356	LANGUM45	50.000	55	0.8474	42.369				
51464	NORDAGUT	66.000	55	0.8189	54.047	51506	SAHEI-G1	11.000	55	0.8970	9.867				
51534	HAUEN-66	66.000	55	0.8680	57.287	51568	SKOTFOSS	66.000	55	0.8810	58.145				
51694	HOLTAN66	66.000	55	0.7733	51.040	52005	NSB-LUNN	7.0000	51	0.8953	6.267				
52035	VARDAL	20.000	52	0.8785	17.569	52050	TERT-T2-	11.000	52	0.8890	9.779				
52064	RENDAL66	66.000	52	0.8796	58.054	52074	N.VINS66	66.000	52	0.8961	59.145				
52235	OSA-22A-	20.000	52	0.8885	17.770	52403	SAVALEN1	130.00	52	0.8879	115.43				
52406	SAVAL-G1	9.0000	52	0.8800	7.920	52413	TYNSET1	130.00	52	0.8752	113.78				
52423	ENGERD1	130.00	52	0.8996	116.94	52433	TRYSIL1	130.00	52	0.8934	116.14				
54195	LYSEB-G2	8.0000	57	0.8870	7.096	54197	LYSEB-G4	9.0000	57	0.8288	7.459				
54300	FJONE-G1	9.5000	55	0.8846	8.404	54314	FINN-G2-	8.5000	55	0.8961	7.617				
54319	HAUKREI	7.0000	55	0.8885	6.220	54326	BROKK-G1	13.000	56	0.8739	11.360				
54327	BROKK-G2	13.000	56	0.8739	11.360	54398	FISKA.VE	50.000	56	0.8339	41.697				
55255	DALE-G5-	8.0000	62	0.8970	7.176	55257	DALE-G6-	8.0000	62	0.8970	7.176				
55394	HELDAL	50.000	62	0.8853	44.264	55464	L-SOTRA	50.000	62	0.8740	43.700				
55544	LODDEFJO	50.000	62	0.8851	44.253	56016	FA-TER-B	20.000	63	0.8142	16.284				
57476	MERAK-G1	11.000	66	0.8800	9.680	57548	ULSET-B-	130.00	66	0.8897	115.66				

12.3 Kabeldata – kurvetilpassning

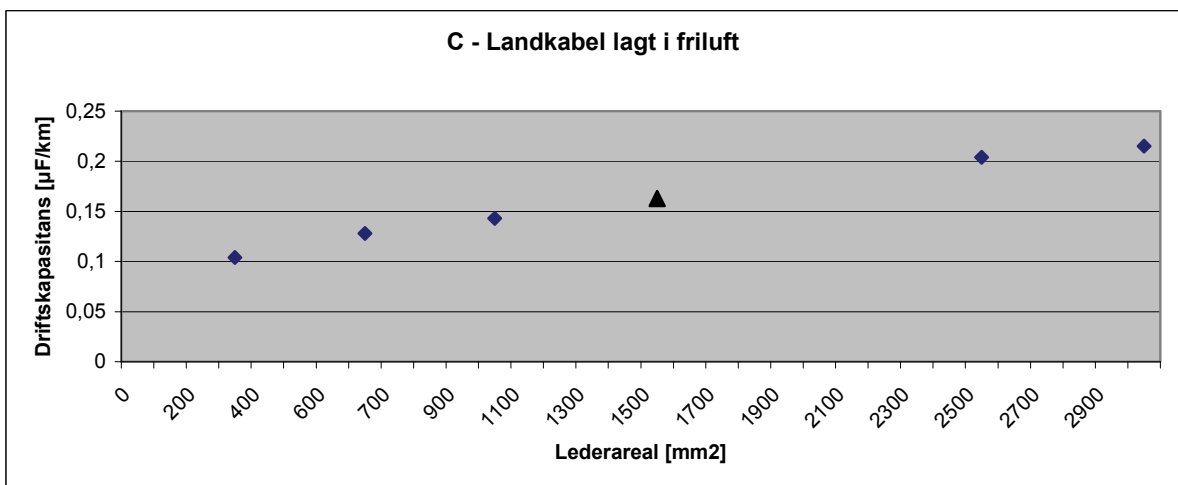
Kabelparametere for jordkabel i luft med blykappe, hentet fra [11], gjengitt i Tabell 18. Rød markering angir benyttede verdier funnet ved interpolering og kurvetilpassning, der disse punktene er angitt med ▲ i kurvene gjengitt i Figur 53 - Figur 55.

Tabell 18 Kabelparametere for jordkabel lagt i friluft

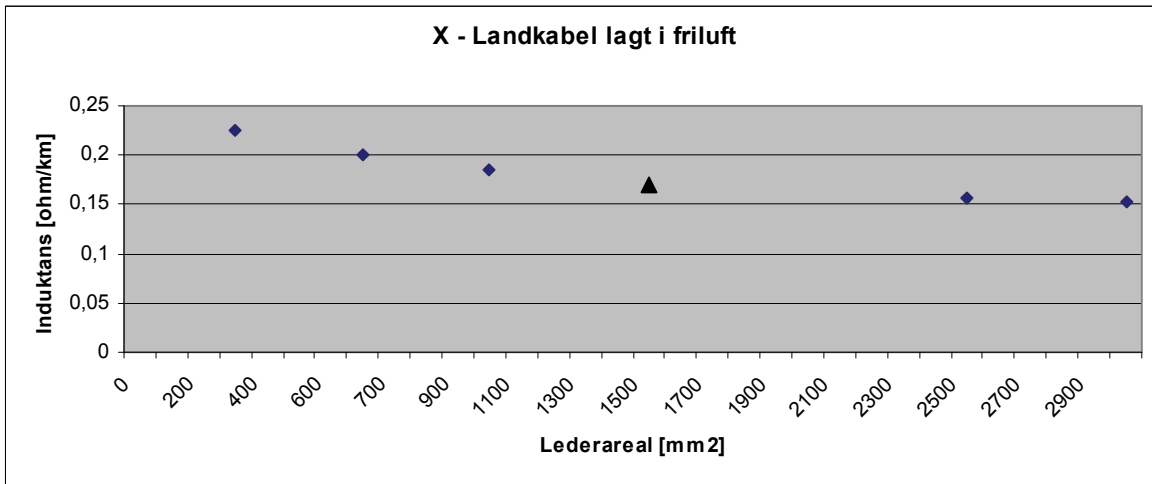
Areal [mm ²]	Rac [ohm/km]	C [μF/km]	X [ohm/km]
300	0,078	0,104	0,226
630	0,038	0,128	0,2
1000	0,023	0,143	0,185
1500	0,018	0,163	0,17
2500	0,013	0,204	0,157
3000	0,012	0,215	0,152



Figur 53 AC-resistans



Figur 54 Kapasitans

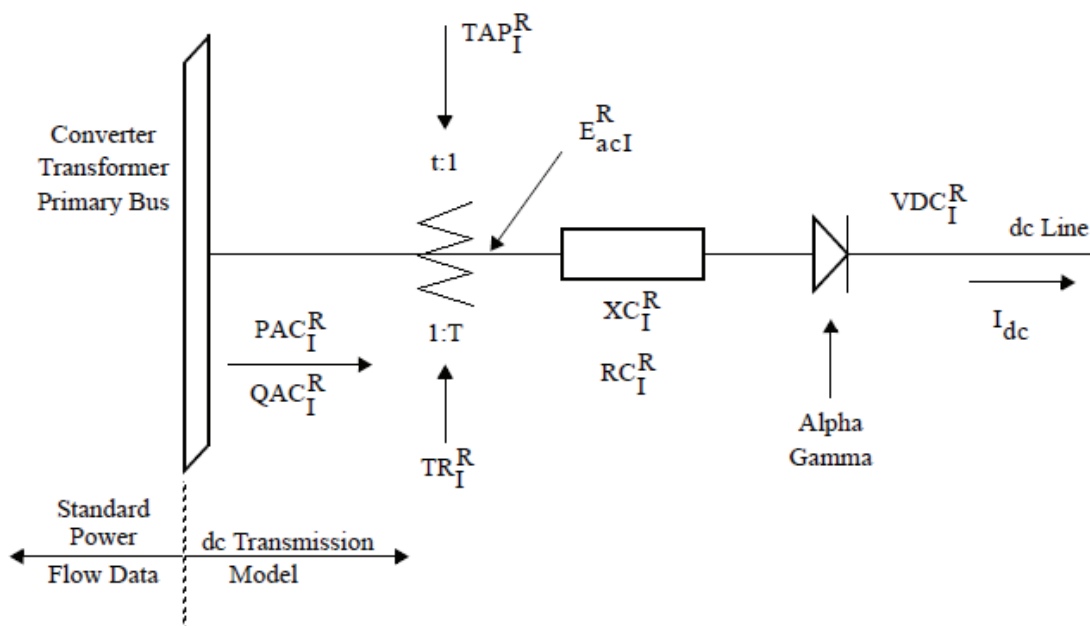


Figur 55 Reaktans

12.4 Lastflytoppsett HVDC-overføring

Vedlegget er ment å presentere teorigrunnlaget som PSS/E nytter til å etablere lastflytløsninger for systemer inkludert likestrømsoverføringer. Teorien er hentet fra dokumentasjonen til programvaren, nærmere bestemt [16] kapittel 6.3.7. Prinsipiell virkemåte for like- og vekselretter, samt størrelsene som omhandles og hvordan DC-effekt kontrolleres er nærmere behandlet i teoristudien gjort i [14], og gjentas kun kort for å gi tilstrekkelig bakgrunnsmateriale for den uerfarne leser. Ligningsgrunnlaget her er gjengitt i tråd med PSS/E's representasjon av likestrømsforbindelser, hvilket innebærer blant annet at begrepet margin og slukking benyttes om hverandre

Prinsipiell oppbygning av lastflytmodellen og størrelsene som nyttes illustreres i Figur 56.



Figur 56 Arrangement lastflytmodell HVDC for like(R)- og vekselretter (I) [16]

12.4.1 Ligningsgrunnlag

Ligningsgrunnlaget på generell basis kan avvike noe i forhold til hva som presenteres her. I PSS/E inkluderes konvertertransformatoren som en del av likestrømsoverføringen, slik at denne ikke må etableres i lastflytoppsettet for systemet. De nyttede størrelsene er sammenfattet i Tabell 19, hvor I og R viser til henholdsvis vekselretter (eng. inverter) og likeretter (eng. rectifier), og er samsvarende med Figur 56.

For likeretter gjelder følgende sammenhenger i PSS/E:

$$V_{dcr} = N_r \left(\frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{acr} \cos(\alpha) - \frac{3X_{cr}I_{dc}}{\pi} - 2R_{cr}I_{dc} \right) \quad (1)$$

$$\mu_r = \cos^{-1} \left(\cos(\alpha) - \frac{\sqrt{2}I_{dc}X_{cr}}{E_{acr}} \right) - \alpha \quad (2)$$

$$\tan(\varphi_r) = \frac{2\mu_r + \sin(2\alpha) - [\sin 2(\mu_r + \alpha)]}{\cos(2\alpha) - [\cos 2(\mu_r + \alpha)]} \quad (3)$$

$$I_{acr} = \frac{\sqrt{6}N_r}{\pi} I_{dc} \quad (4)$$

For likeretter gjelder følgende sammenhenger:

$$V_{dci} = N_i \left(\frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{aci} \cos(\gamma) - \frac{3X_{ci}I_{dc}}{\pi} - 2R_{ci}I_{dc} \right) \quad (5)$$

$$\mu_i = \cos^{-1} \left(\cos(\gamma) - \frac{\sqrt{2}I_{dc}X_{ci}}{E_{aci}} \right) - \gamma \quad (6)$$

$$\tan(\varphi_i) = \frac{2\mu_i + \sin(2\gamma) - [\sin 2(\mu_i + \gamma)]}{\cos(2\gamma) - [\cos 2(\mu_i + \gamma)]} \quad (7)$$

$$I_{aci} = \frac{\sqrt{6}N_i}{\pi} I_{dc} \quad (8)$$

For overføringslinja gjelder:

$$V_{dci} = V_{dcr} - R_{dc}I_{dc} \quad (9)$$

Generelt:

$$P_{dc} = V_{dc}I_{dc} \quad (10)$$

Tabell 19 Størrelser for HVDC-teori

V_{dcr}, V_{dci}	DC-spenning [V]
E_{acr}, E_{aci}	Åpen krets linjespenning på DC-siden av konvertertransformatoren [V]
N_r, N_i	Antall brokoblinger (serie) [#]
X_{cr}, X_{ci}	Konvertertransformatorens reaktans på DC-siden, kommuteringsreaktans [Ω /fase]
R_{cr}, R_{ci}	Konvertertransformatorens resistans på DC-siden, kommuteringsresistans [Ω /fase]
I_{dc}	DC-strøm [A]
I_{acr}, I_{aci}	Total AC-strøm inn mot AC-siden av konvertertransformatoren [A]
$\cos\varphi_r, \cos\varphi_i$	Effektfaktor, $\cos \varphi$ []
α	Triggerforsinkelse (likeretter) [$^\circ$] Tiden fra nullgjennomgang av spenningen til triggering av ventilen.
γ	Margin (veksleretter) [$^\circ$]
μ_r, μ_i	Overlapping [$^\circ$]

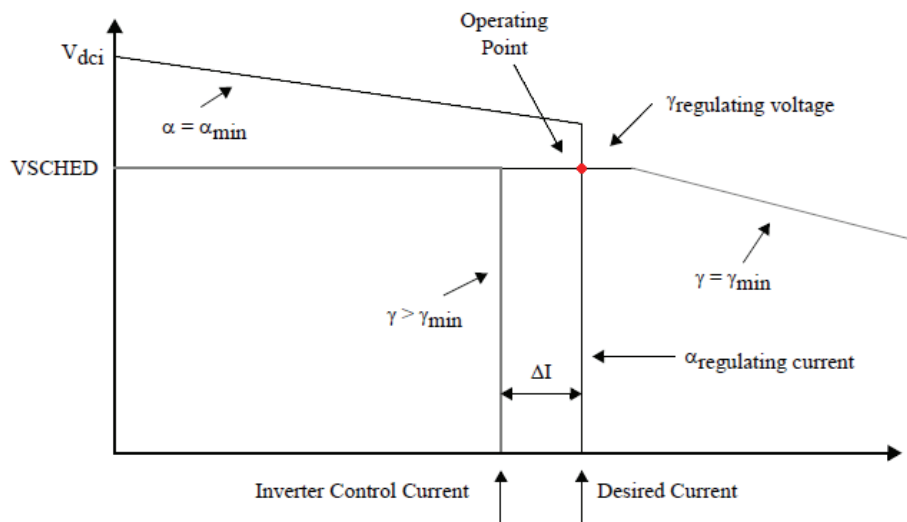
12.4.2 Kontroll DC-effekt

Det er i prinsippet to mekanismer som forestår kontroll av overført DC-effekt i lastflyt, (i) transformatortrinning og (ii) konverterbroenes triggerforsinkelse α og margin γ . Disse justeres innenfor angitte grenser av lastflytrutinens logikk slik at tilfredsstillende løsning finnes med utgangspunkt i ligningene i vedlegg 12.4.1 og vekselvirkningen med det øvrige systemet.

Transformatortrinningen (i) justerer tappingen med hensikt å holde triggerforsinkelsen og margin innenfor gitte grenseverdier

Karakteristisk for likestrømsforbindelsene er (ii), der effekten, gitt av DC-strøm og -spenning, styres ved kontroll av α og γ . Hvordan kontrollparameterne justeres avhenger av om lastflytmodellen velges å holde spesifisert DC-effekt eller DC-strøm, der settpunkt for førstnevnte angis på enten like- eller vekselretter.

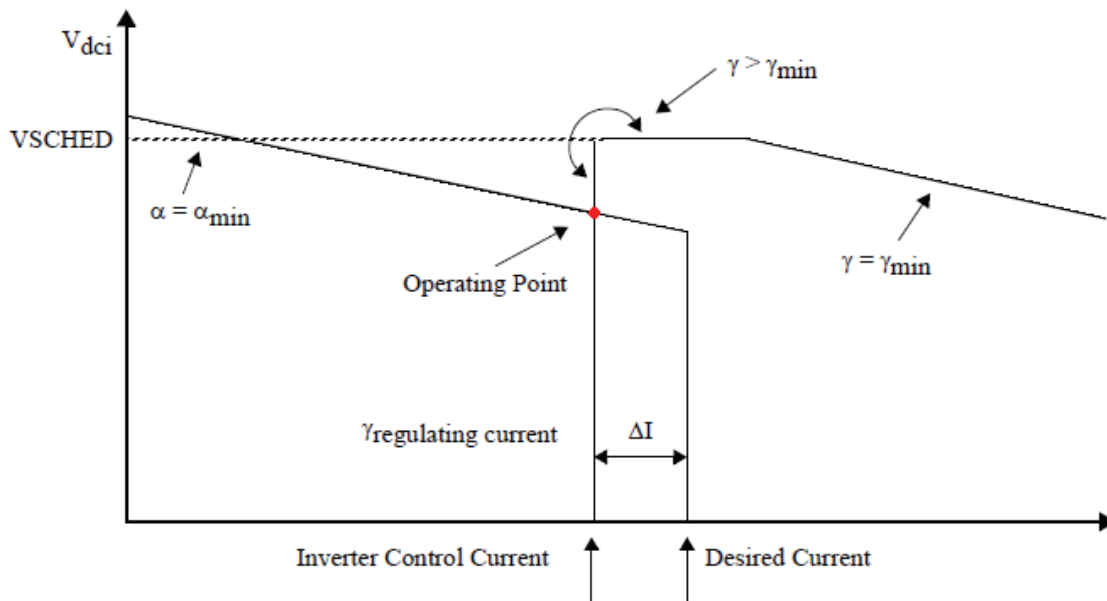
Normal driftsituasjon, med AC-spenning over likeretter- og -vekselretter nær nominell spenning, er gjengitt i Figur 57. AC-spenningen ved likeretterstasjonen er tilstrekkelig for kontroll av DC-strøm ved å justere triggerforsinkelsen, mens marginen for vekselretter kontrollerer DC-spenning. Overført effekt, målt ved vekselretter, er gitt av driftspunktet markert i figuren og gitt av (10) med $V_{dc} = V_{dci}$.



Figur 57 Konverterkarakteristikk normal drift [15]

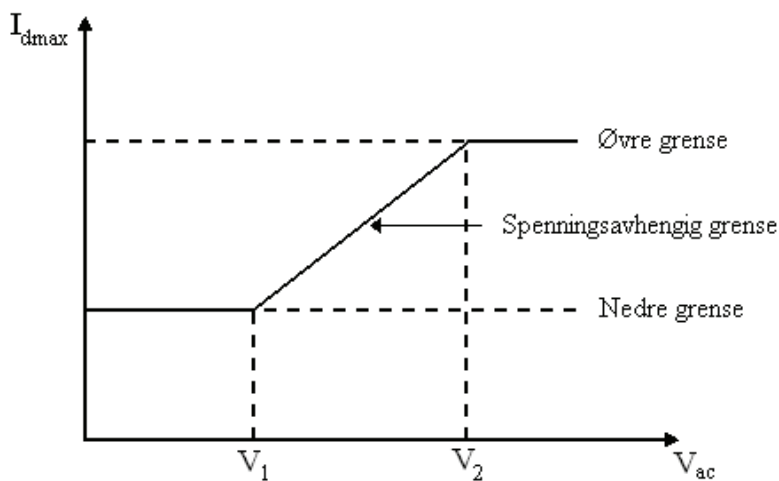
Dersom AC-spenningen over vekselretter faller under en gitt grenseverdi, slik at DC-spenningen ikke opprettholdes, vil vekselretter skifte kontrollobjektiv til DC-strøm, kontrollert med marginen γ . DC-strøm justeres til en ny verdi avhengig av strømmarginen, ΔI , og settpunkt for effekt. Dette tilfellet er illustrert i Figur 58.

I normal drift opprettholdes DC-spenningen av vekselretter, se ligning (5), som igjen avhenger av AC-spenningen. Ved reduksjon av AC-spenningen vil således DC-spenningen også reduseres og DC-strøm økes for å opprettholde overført effekt.



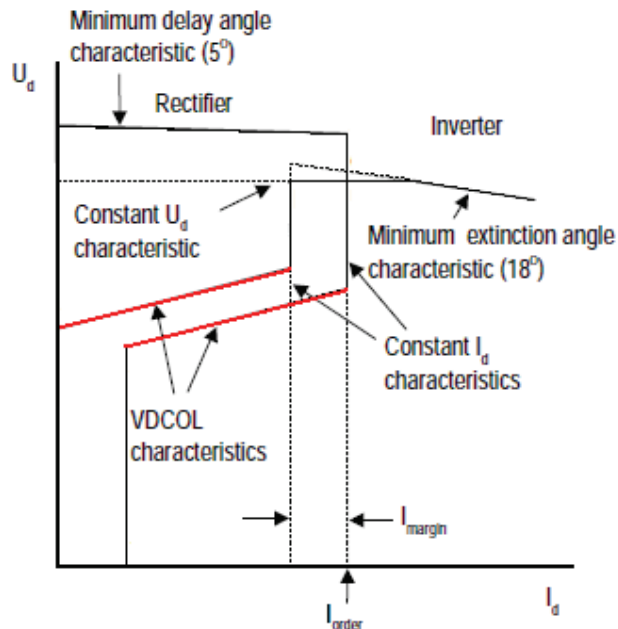
Figur 58 Konverterkarakteristikk lav AC-spenning ved likeretter [15]

Spenningsavhengig strømkommandobegrensning – VDCOL kan etableres med utgangspunkt i enten AC- eller DC-spenning. Prinsippet er gjengitt i Figur 59, der strømmen begrenses i forhold til AC-spenning. Kontrollrutinen vil fungere tilsvarende med DC-spenning som kontrollvariabel.



Figur 59 VDCOL – prinsipiell virkemåte [13]

Kombinasjonen av VDCOL og konverterkarakteristikken beskrevet ovenfor gir resulterende karakteristikk gjengitt i Figur 60. Dette er nærmere beskrevet i tidligere arbeid [14], men konsekvensen er at ved lav spenning vil kontrollrutinen sette restriksjoner på DC-strøm/DC-effekt for å unngå høyt reaktivt forbruk i konverterstasjonen, reduksjon av AC-spenningen og potensielt kommuteringssvikt [13]. Lav spenning vil tilsvare et driftspunkt liggende på de rødt markerte linjene, der gradienten er gitt av forløpet i Figur 59



Figur 60 Konverterkarakteristikk med VDCOL [17]

12.4.3 Reaktiv effekt og kompensering

Konverterstasjoner utgjør en reaktiv belastning tilsvarende omkring 50 % av overført DC-effekt [14], hvilket utgjør et angivelig dimensjoneringskriterium. Denne bestemmes nærmere med effektfaktoren gitt av (3) og (7).

PSS/E presenterer en valgfri metode for kompensering direkte på konvertertransformatoren, i dette tilfelle organisert som en treviklingstransformator med SVC eller roterende fasekompensator tilkoblet tertiærviklingen. Reaktiv kompensering kommer imidlertid i stor grad som følge av nye roterende fasekompensatorer og filtre (kondensatorbatterier), og er for enkelhets skyld etablert direkte på AC-siden av konvertertransformatorene. Dette er gjort for eksisterende HVDC-forbindelser i Norgesmodellen og ansees å være uten betydning.

12.4.4 Harmoniske – Filter og transformatorconfigurasjon

I forbindelse med like- og vekselretterstasjonene etableres normalt filter for å redusere forplantningen av harmoniske svingninger inn i AC-systemet. Slike filter består gjerne av shuntkondensatorer.

En måte å redusere innholdet av harmoniske for bipolysystemer er å konfigurere parallelle transformatorer for konverterbroene med 30° faseforskyvning.

Ettersom PSS/E ikke analyserer og tar høyde for harmoniske i kraftsystemet ansees dette som mindre relevant. Forenklet tas dette høyde for ved at filtre representeres med shuntkondensatorer innkoblet såfremt likestrømsforbindelsen er i drift.

12.5 Kobling mellom dynamiske data og modeller

Koblingen er noe omstendelig og følgende prosedyre må gjennomføres hver gang det gjøres endringer av dynamiske modeller.

1. Starte PSS/E Command Prompt
2. Legg inn stien til mappen hvor kompilatoren Intel Fortran Compiler er lagret og kjør *ifortvars.bat*
3. Legg inn stien til mappen hvor data som skal lastes inn i PSS/E ligger
4. Kontroller at *compile.bat* og kompilerte modellfiler ligger i mappen og start PSS/E fra her med kommandoen *psse31*
5. Lastflytdata lastes inn i PSS/E fra filer i formatet *.sav eller *.raw
6. Dynamiske data lastes inn i PSS/E fra filer i formatet *.dyr og angi navn til *conec* og *conet*, samt *compile.bat*
7. Lukk PSS/E
8. Kjør *compile.bat*
9. Kjør *cload4 mod1.obj mod2.obj ...*, der *mod#* er navn til eventuelle egendefinerte kompilerte modellfiler.
10. Repeter punkt 4 og kjør analyser

Kommandoen *cload4* etablerer *usrdll*. Det er viktig at PSS/E bruker riktig *usrdll*, noe som kan kontrolleres ved å forsøke å flytte filen manuelt til en annen mappe etter punkt 10.

12.6 Modelling av NorGer (CDCVUP)

I dette vedlegget diskuteres lastflyt- og dynamiske parametre og dynamisk modell valgt for NorGer.

Den dynamiske modellen CDCVUP er valgt benyttet for modellering av NorGer i henhold til vurderingene gjort i kapittel 8. Modellen er testet i et enkelt system og for et utvalg scenarier forut for implementering i Norgesmodellen. Viktigste momenter presenteres i det følgende med kort beskrivelse av modellen, utgangspunkt for testing og et testscenario.

Testingen er kun gjort opp mot fiktivt stivt nett med uendelig treghetsmoment. Fenomenene som observeres vil derfor kun være påvirket av systemets kortslutningsytelse, som varieres ved endring av det ekvivalente nettets induktans. Andre fenomener kan inntreffe ved implementering i en modell av et reelt kraftsystem, der blant annet lastsammensetningen og roterende masse i systemet har betydning for forløpet etter feil. Hovedfokus ligger på vekselrettersiden.

12.6.1 Lastflytparametre for NorGer

Lastflytoppsettet for NorGer er etablert med anvisningene i [16] for en bipolar DC-link. Det er gjort en oppsummering i Tabell 20 for de parametre som avviker fra standardparametre i PSS/E, med tilhørende kommentarer og beregninger som følger.

Tabell 20 NorGer - Lastflyt

	Parameter	1400 MW DC-link
1.	UDCn	+500 kV
2.	IDCn	1400 A
3.	Distanse, sjø	565 km
4.	Distanse, land (estimert)	45 km
5.	Sp.nivå Tyskland	420 kV (400) ³⁵
6.	Sp.nivå Norge	420 kV (400)
7.	Antall konverterbroer ($N_{i,r}$)	2 (12-puls)
8.	Transformatorer	423,5 MVA ($X = 8 \%$)
9.	Transformatorreaktans ($X_{r,i}$)	30,232 / 29,995 ohm
10.	Transformatorresistans (R)	Neglisjeres
11.	Viklingsforhold ($TR_{i,r}$)	1,0001 / 0,9962
12.	Transformatortrinning	Ja
13.	Filter (50 Hz)	235 MVA _r shuntkondensatorer
14.	Kommuteringsreaktans	Lik traforeaktans, se 9.
15.	Linjeresistans (RC)	20,386 ohm
16.	$\alpha_{\max} / \gamma_{\max}$	40° / 30°
17.	$\alpha_{\min} / \gamma_{\min}$	5° / 18°
18.	Reaktiv kompensering	735 (800) MVA _r

1. Nominell DC-spenning på konverterterminalene antas å være ± 500 kV, dvs. 500 kV per pol. Som bipolkonfigurasjon vil konverteren representeres av en HVDC-modell med nominell spenning lik 1 000 kV.

³⁵ 420 kV spenningsnivå er i Norgesmodellen representert med 400 kV.

2. Nominell DC-strøm er gitt av nominell ytelse, 1400 MW, og nominell DC-spenning til 1,4 kA.
3. Gitt omtrentlig i [44].
4. Estimert jamfør kartblad i [44].
5. Antatt spenningsnivå for tilkobling av konverterer på tysk side.
6. Spenningsnivå for tilkobling på norsk side.
7. Antall konverterbroer antas å være 2 per pol (12-puls konverter). Totalt 4 per konverterstasjon.

8. Antar 1 transformator per konverterbro, totalt 4 med ytelse tilsvarende 360 MW ved $\cos \varphi = 0,85$ jamfør [16]. Transformatorytelsen er da gitt som

$$S_{trafo} = \frac{P_{dc}}{\cos \varphi} = \frac{360 MW}{0,85} = 423,5 MVA \quad (11)$$

9. Transformatorreaktansen antas å være 8 % [47], som i *ohm* sett fra konverteren tilsvarer

$$X = 0,08 \cdot Z_{ref} = 0,08 \cdot \frac{E^2}{S_{trafo}} \quad (12)$$

Viklingsforholdet er ulikt for like- og vekselrettertransformatorene som følge av ulikt krav til AC-spenning på konverterterminalene. Viklingsforholdet ved nominell tappeposisjon er da gitt av følgende resonnement:

Fordret AC-spenning på konvertersiden for hver pol, E_{acr} og E_{aci} , er gitt av ligning (1) og (5). Neglisjert resistansen fås uttrykkene i (13) og (14) for henholdsvis like- og vekselretter.

$$E_{acr} = \frac{\pi}{3\sqrt{2} \cos(\alpha)} \left(\frac{V_{dc}}{N_r} + \frac{3X_{cr} I_{dc}}{\pi} \right) \quad (13)$$

$$E_{aci} = \frac{\pi}{3\sqrt{2} \cos(\lambda)} \left(\frac{V_{dc}}{N_i} + \frac{3X_{ci} I_{dc}}{\pi} \right) \quad (14)$$

For nominell DC-strøm og –spenning, innsatt minimal trigger- og marginvinkel fra punkt 16 og 17, vil da fordret AC-spenning være gitt av ligning (12) og (13) eller (14), som sammen utgjør et 2.ordens polynom med to løsninger, hvorav den ene er åpenbart ugyldig. Gyldig løsning gir følgende:

$$E_{acr} \approx 400,06 kV \rightarrow X_r \approx 30,232 \Omega$$

$$\rightarrow TRR \approx 1,0001$$

$$E_{aci} \approx 400,06 kV \rightarrow X_i \approx 29,995 \Omega$$

$$\rightarrow TRI \approx 0,9962$$

10. Antas svært liten.
11. Se 9, TR = 1,0005
12. Antar trinnekapasitet på $\pm 12,5$ % i steg på 0,00625
13. Antar harmoniske filtre for NorGer er noe større enn for NorNed. Representert med shuntkondensatorer utgjør ytelsen da totalt 235 MVar, tilsvarende en økning på 45 MVar.

14. Lik transformatorens lekkreaktans jamfør [16].
15. Antar det benyttes to sjøkabler per pol, hver med tilsvarende parametre som for NorNed. Parallellkoblingen resulterer i halvvert resistans. I tillegg kommer luftlinje fra ilandføring på kysten til Tonstad. For luftlinje benyttes Triplex Cracle(2x380) fra [8]. Totalt utgjør resistansen $RC=20,386$ ohm.
16. Maksimal triggerforsinkelse og margin settes til henholdsvis 40° og 30° som i [6].
17. Minimalverdier for triggerforsinkelse og margin settes til henholdsvis 5° og 18° som i [6]. Lav margin gir en økt utnyttelse av konverteren, lavt forbruk av reaktiv effekt og lave tap, men øker faren for kommuteringssvikt.
18. Det er tatt utgangspunkt i at nye likestrømsforbindelser skal tilknyttes sentralnettet på en slik måte at netto utveksling av reaktiv effekt minimeres. Lastflytanalysene viser en et statisk forbruk ved maksimal import på om lag 750 MVA_r.

```

-----
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, JUL 16 2009 18:06
TEST AV CDCVUP - NorGer                                TWO-TERMINAL
MASTEROPPGAVE - KRISTIAN STRAY                       DC LINE DATA
X-- NAME --X MDC   RDC   RCOMP   DELTA SETVAL VSCHED DCVMIN  VCMODE DCAMPS  VCOMP  METER  CCC_ITMAX CCC_ACC
NORGER      1   20.386  20.386   0.1000 1400.0 1000.0   0.0    0.0 1400.0 1000.0  INV     20     1.00000

BUS# X-- NAME --X BASKV  ALF/GAM   MIN    MAX    PAC    QAC    VDC NB  EBASE RC-OHMS XC-OHMS XCCC-OHMS TR
R:      2 DC1R      400.00  15.64   5.00  40.00 1400.0  697.7  1000.0  2  400.0  0.001 30.232  0.000 1.00010
I:      3 DC2I      400.00  19.54  18.00  30.00 -1360.0 756.8  971.5  2  400.0  0.001 29.995  0.000 0.99620

X---- MEASURING BUS ---X X--- WINDING 1 SIDE ---X X--- WINDING 2 SIDE ---X
TAP    TAPMIN  TAPMAX  TAPSTP  BUS# X-- NAME --X BASKV  BUS# X-- NAME --X BASKV  BUS# X-- NAME --X BASKV CKT  RATIO
R: 0.95300 0.87500 1.12500 0.00650      0
I: 0.95600 0.87500 1.12500 0.00650      0

```

Figur 61 Lastflydata for test av NorGer, utskrift

12.6.2 Dynamisk modell for NorGer (CDCVUP)

Modellen CDCVUP ligger tilgjengelig i modellbiblioteket som følger PSS/E, men er sparsomt beskrevet både i programdokumentasjonen og i litteraturen for øvrig. Den ble første gang presentert i [18] og ble her introdusert som et alternativ til forenklete modeller med redusert grad av nøyaktighet og detaljerte modeller med høye krav til nøyaktighet i parametervalg og regnetid.

Modellen er forenklet i det den betraktes som en pseudo-steady state modell, der høyfrekvente forløp tas ikke hensyn til, men representerer det dynamiske forløpet ved oppstart og etter feilsituasjon med større nøyaktighet. Dette bidrar til at stabilitetsanalyser som omfatter DC-overføringer vil være befengt med mindre grad av usikkerhet.

Forbedringen i forhold til enklere modeller gjøres med antagelsen om at L/R-dynamikken til overføringslinje/-kabel og eventuelle glattereaktanser er svært hurtig, slik at forskjellen i DC-spenningen mellom konverterne vil være lik DC-strøm multiplisert med linjeresistansen. Når man har en feilsituasjon, der systemet ikke er i likevekt, vil kontrollvinklene ved verken like- eller vekselretter ligge på grenseverdien (som ved normal drift). For å ta hensyn til dette endres triggervinklene i en tottrinnsoperasjon for hvert tidsskritt som etablerer avvik mellom konverterstrømdre og faktisk DC-strøm. Modellen er nærmere forklart i [18], med utførende sammenlikning med enklere og mer detaljerte modeller.

CDCVUP er en dynamisk modell som i PSS/E er gitt i *conet* og *conec*, hvilket innebærer at koblingen til de dynamiske parametre må gjøres etter oppskriften i vedlegg 12.5.

12.6.3 Dynamiske parametre for NorGer

De dynamiske parametre som avviker fra eksempel i dokumentasjonen [6] vil her diskuteres. Endelige verdier oppsummeres i Tabell 21 Endrede parametre inkluderer nominelle verdier for strøm og spenning og parametre som definerer VDCOL (strøm, spenning og tidskonstanter). Øvrige parametre er beholdt, og omfatter grenseverdier for triggervinkel og margin (α og γ), resistans- og reaktansverdier for ubalanserte feil og forsterkninger.

$IDCN, con(j+0)$ -

er nominell DC-strøm og er gitt av valgt overføringskapasitet og DC-spenningsnivå, VDCRATED.

$VDCN, con(j+1)$ -

er nominell DC-spenning for NorGer som er representert som av en enkelt modell med antatt DC-spenningsnivå ± 500 kV.

$C0$ for likeretter / vekselretter, $con(j+2)$ og $con(j+10)$ -

er minste DC-strøm. Til forskjell for CDC6 angis ikke ulike minimumsstrøm for normal drift og ved (gjen-)oppstart av systemet. Denne settes til 0,15 pu. av nominell DC-strøm, som er tilsvarende forholdet benyttet i eksempel [6].

$C1$ og $C2$ for likeretter / vekselretter, $con(j+3$ og $+5)$ / $con(j+11$ og $+13)$ -

er grensestrømmene som definerer VDCOL jamfør Figur 68. Disse settes til henholdsvis 0,6 pu. og 0,8 pu. av nominell DC-strøm. $C3$ angis ikke og antas å være lik nominell DC-strøm.

$V1, V2$ og $V3$ for likeretter / vekselretter, $con(j+4, +6$ og $+7)$ / $con(j+12, +14$ og $+15)$ -

er spenningsgrensene som definerer VDCOL jamfør Figur 68. Disse settes tilsvarende som for CDC6 for øvrige likestrømsforbindelser til henholdsvis 0,3 pu., 0,6 pu. og 1,0 pu. for både likeretter og vekselretter.

$TV1$ for likeretter og vekselretter, $con(j+8)$ / $con(j+16)$ -

er tidskonstant for reduksjon av spenning. Denne settes til 10 ms., tilsvarende som i eksempel [6].

$TV2$ for likeretter og vekselretter, $con(j+9)$ / $con(j+17)$ -

er tidskonstant for økning av spenning. Denne settes til 50 ms, som noe høyere enn $TV1$. Hensikten er å forsinke spenningsøkningen slik at påkjenningen DC-systemet utøver på AC-systemet under gjenoppsetting av DC-effekt forsinkes.

Tabell 21 Justerte parametre for NorGer (CDCVUP)

Con(j +)	Parameter	NorGer
0	IDCN (A)	1400
1	VDCN (kV)	1000
2	RC0 (pu.)	0.15
3	RC1 (pu.)	0.6
4	RV1 (pu.)	0.3
5	RC2 (pu.)	0.8
6	RV2 (pu.)	0.6
7	RV3 (pu.)	1.0
8	RTV1 (s)	0.01
9	RTV2 (s)	0.05
10	IC0 (pu.)	0.15
11	IC1 (pu.)	0.6
12	IV1 (pu.)	0.3
13	IC2 (pu.)	0.8
14	IV2 (pu.)	0.6
15	IV3 (pu.)	1.0
16	RTV1 (s)	0.1
17	RTV2 (s)	0.05
18 - 40	Som i [6]	

CONEC MODELS

REPORT FOR CONEC MODELS AT ALL BUSES

*** CALL CDCVUM('NORGER', 1, 5, 5, 1) ***

** CDCVUM ** X-- NAME --X RECBUS X-- NAME --X BASKV INVBUS X-- NAME --X BASKV
 NORGER 2 DC1R 400.00 3 DC2I 400.00

I C O N S C O N S S T A T E S V A R S
 1-5 5-45 5-6 1-34

MDC RDC RCOMP SETVAL VSCHED VCMODE DELTI
 1 20.39 20.39 1400.0 1000.0 0.0 0.1000

	ALF/GAM	MIN	MAX	PAC	QAC	NB	EBASE	XC	TR	TAP
R:	15.64	5.00	40.00	14.000	6.977	2	400.0	30.232	1.00010	0.95300
I:	19.54	18.00	30.00	-13.600	7.568	2	400.0	29.995	0.99620	0.95600

BLFLAG FLTYP BYFLAG BALIM INVCT
 ICON(1) (2) (3) (4) (5)
 0 0 0 0 0

DC RATINGS
 DC (AMPS) VDC (KV)
 CON(5) (6)
 1400.00 1000.00

RECTIFIER VOLTAGE SENSITIVE CURRENT LIMIT
 CO C1 V1 C2 V2 V3
 CON(7) (8) (9) (10) (11) (12)
 0.150 0.600 0.300 0.800 0.600 1.000
 TV1 TV2
 CON(13) (14)
 0.010 0.005

INVERTER VOLTAGE SENSITIVE CURRENT LIMIT
 CO C1 V1 C2 V2 V3
 CON(15) (16) (17) (18) (19) (20)
 0.150 0.600 0.300 0.800 0.600 1.000
 TV1 TV2
 CON(21) (22)
 0.010 0.005

FIRING ANGLE CONTROLLER
 GI GPR GPI MX DA/DT
 CON(23) (24) (25) (26)
 3600.0 0.5 0.5 6000.00

RECTIFIER MINIMUMS INVERTER MINIMUMS
 GAMA ALFA GAMA ALFA
 CON(27) (28) (29) (30)
 15.0000 6.0000 17.0000 101.0000

INVERTER TRANSITION SLOPE CON(31)
 D(DCV)/D(IDC) = 0.430

POSITIVE SEQUENCE IMPEDANCES
 RESISTANCE REACTANCE RESISTANCE REACTANCE RESISTANCE REACTANCE
 CON(32) (33) CON(34) (35) CON(36) (37)
 REC 0.00000 0.00980 INV 0.00240 0.00830 MUTUAL 0.00000 0.00000

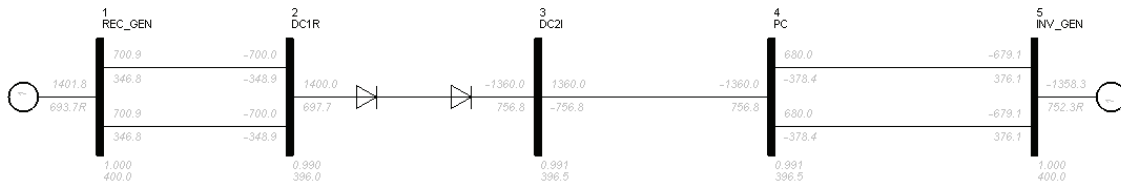
ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
 RESISTANCE REACTANCE RESISTANCE REACTANCE
 CON(38) (39) CON(40) (41)
 RECTIFIER 0.00001 0.00367 INVERTER 0.00000 0.00827

1-PHASE FAULT IMPEDANCES
 RESISTANCE REACTANCE RESISTANCE REACTANCE
 CON(42) (43) CON(44) (45)
 RECTIFIER 0.00000 0.00706 INVERTER 0.00000 0.00000

Figur 62 Dynamiske data for NorGer, utskrift

12.6.4 Preliminær testing – CDCVUP

Et testsystem som gjengitt i Figur 63 ble satt opp for å gjøre seg kjent med modellen og et utvalg tester ble gjort for å studere responsen ved forskjellige systemtilstander med modellparametere som i vedlegg 12.6.1 og 12.6.2. Systemtilstandene karakteriseres av kortslutningsytelsen, S_{SC} på konverterterminalene for vekselretter, samleskinne 3, og er variert ved modifisering av generatorreaktansen i generatoren som representerer stivt nett i samleskinne 5. Generatoren representerer således ulike ekvivalentsystem.



Figur 63 Testsystem

En rekke tester av kortslutningsytelsen ved ulike generatorreaktanser og kapasitet ble gjennomført for å finne et representativt utvalg av systemtilstander for videre undersøkelser. Utvalget er gjengitt i Tabell 22, med kortslutningsforholdet beregnet i forhold til en DC-kapasitet på 1 400 MW. SCR vil i dette tilfelle være sammenfallende med ESCR, ettersom reaktiv støtte ikke er tatt med.

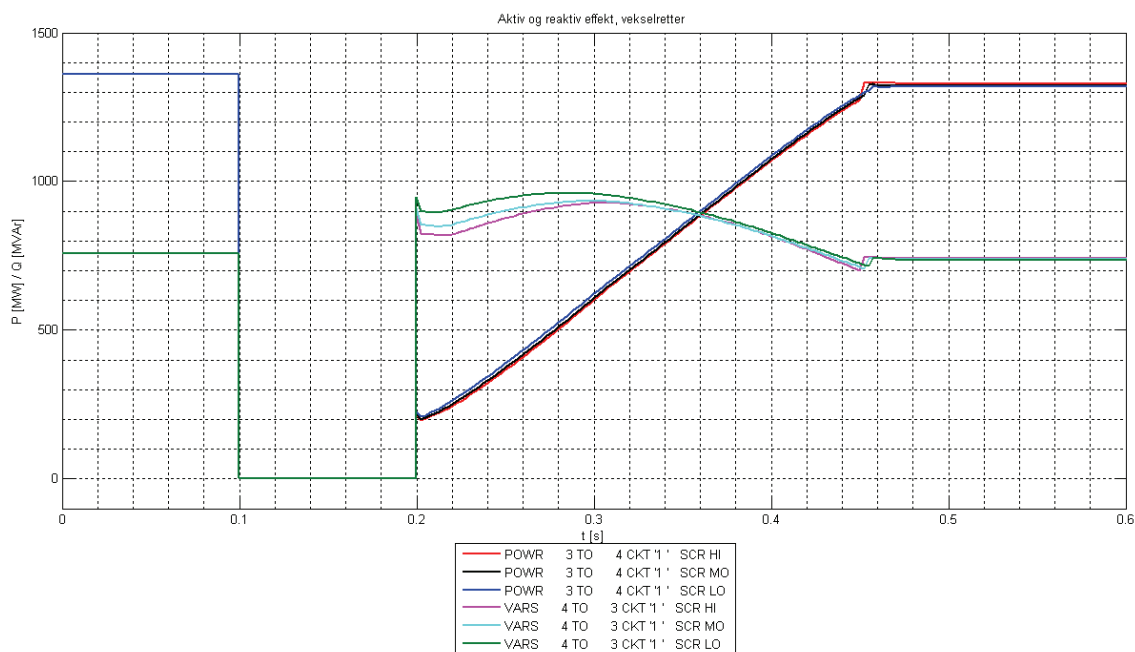
Tabell 22 Utvalgte systemtilstander for test av NorGer (CDCVUP)

X pu.	S_{SC} [MVA]	$(E)SCR$ []	Kommentar
5,25	2 460	1,76	Lav SCR
3,50	3 637	2,60	Moderat SCR
1,75	6 971	4,98	Høy SCR

En trefase kortslutning til jord ble påført systemet i linje 2 mellom samleskinne 4 og 5 etter 100 ms. kjøring for kontroll av startverdier. Feilklareringstid er 100 ms., der feilklarering foretas ved utkobling av linjen. Feilklarering foretas manuelt som angitt i [6] ved å endre ICON(M+2). DC-effekt var satt til 1 400 MW målt på likeretter.

Figur 64 viser aktiv effekt levert fra og reaktiv effekt absorbert i vekselretter målt gjennom linjen mellom samleskinnene 3 og 4, der feilen karakteriseres ved null overføring i tidsrommet 100-200 ms. Vekselretter kobles fra DC-systemet, mens likeretter som forventet leverer strøm, se Figur 66. Systemtilstandene viser svært likt forløp, både frem til feilen fjernes og under gjenopprettingen av systemet. Overført DC-effekt tiltar med omtrent samme hastighet for alle systemtilstandene.

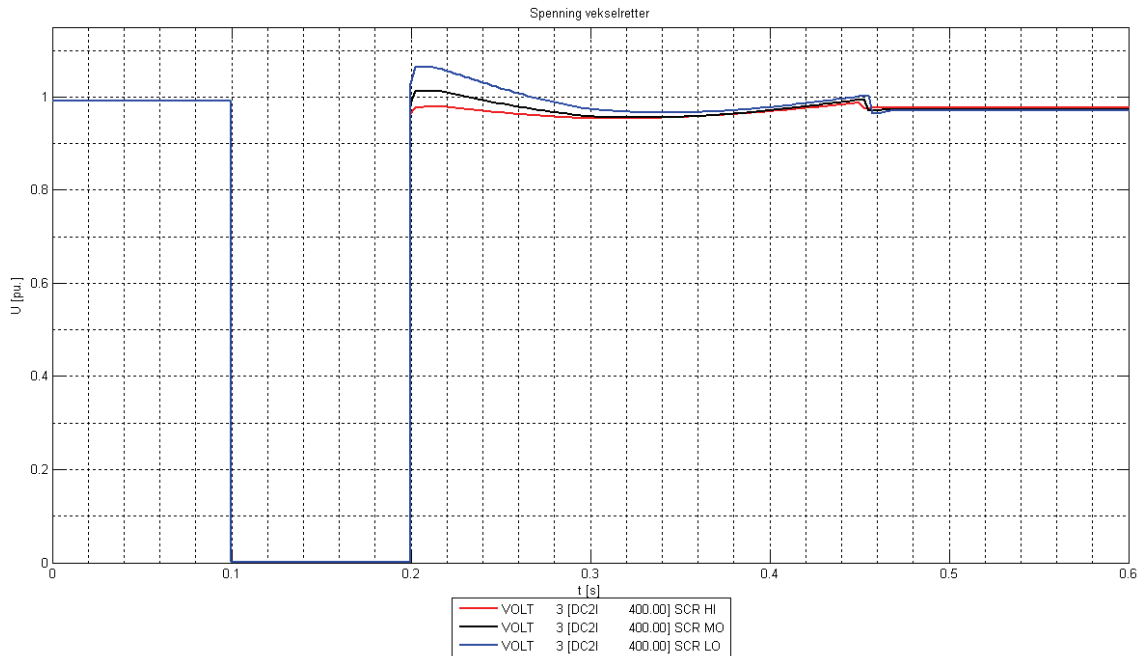
Overføringen av reaktivt effekt mellom vekselretter og det øvrige systemet er vist i Figur 66, og understøtter litteraturen som angir konverteres reaktive forbruk til om lag 50 % av overført aktiv effekt ved likevektstilstand [14].



Figur 64 Aktiv og reaktiv effekt, vekselretter - CDCVUP

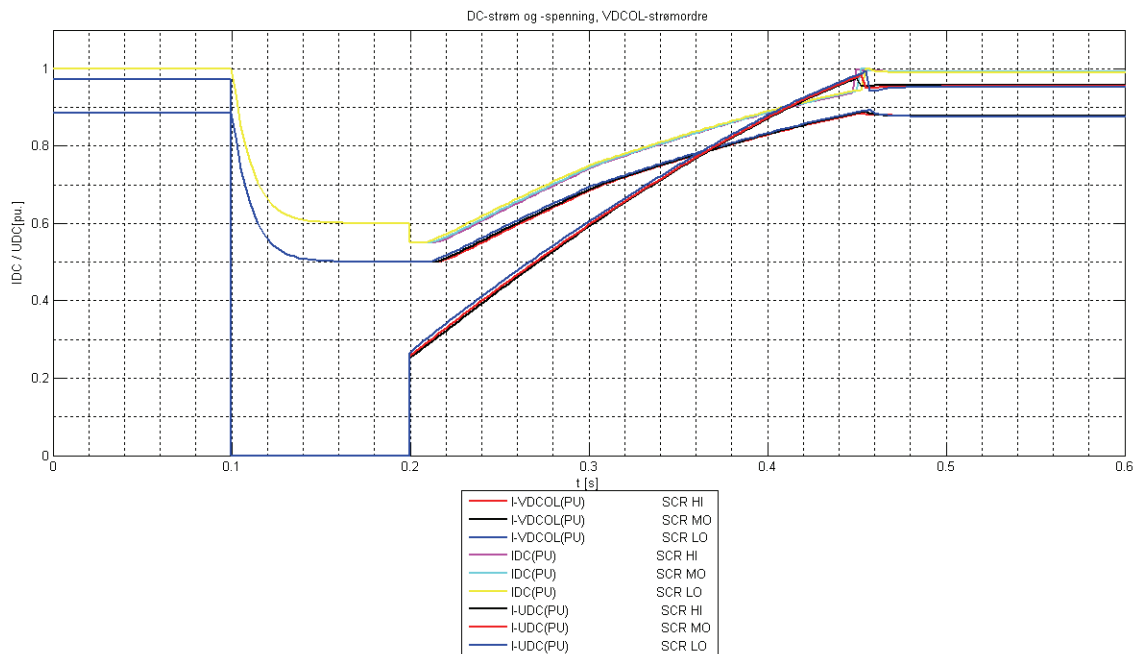
Under gjenopprettingen av DC-overføringen observeres et høyere reaktivt forbruk i konverteren enn hva som er tilfelle under likevektsforhold. Dette er knyttet til kontrollvinklene som under en gjenopprettingsfase ikke vil være optimale i forhold til effektfaktoren, se vedlegg 12.4.1 ligning (7). Det observeres at reaktive forbruket øker med lavere kortslutningsytelse i AC-systemet, hvilket støtter påstander om den økte destabiliserende effekten HVDC-systemene har på spenningen i svake nett.

Spenningsforløpet i Figur 65 viser økt overspenning etter feilklarering for lavere SCR. På grunn av filtre og evt. andre statiske reaktive komponenter ved konverteren kan det i praksis forventet forsterket utslag, med økt forsterkning for lavere SCR. For høyere SCR vil spenningen under gjenoppretting av DC-effekt avvike mindre fra stasjonær verdi.



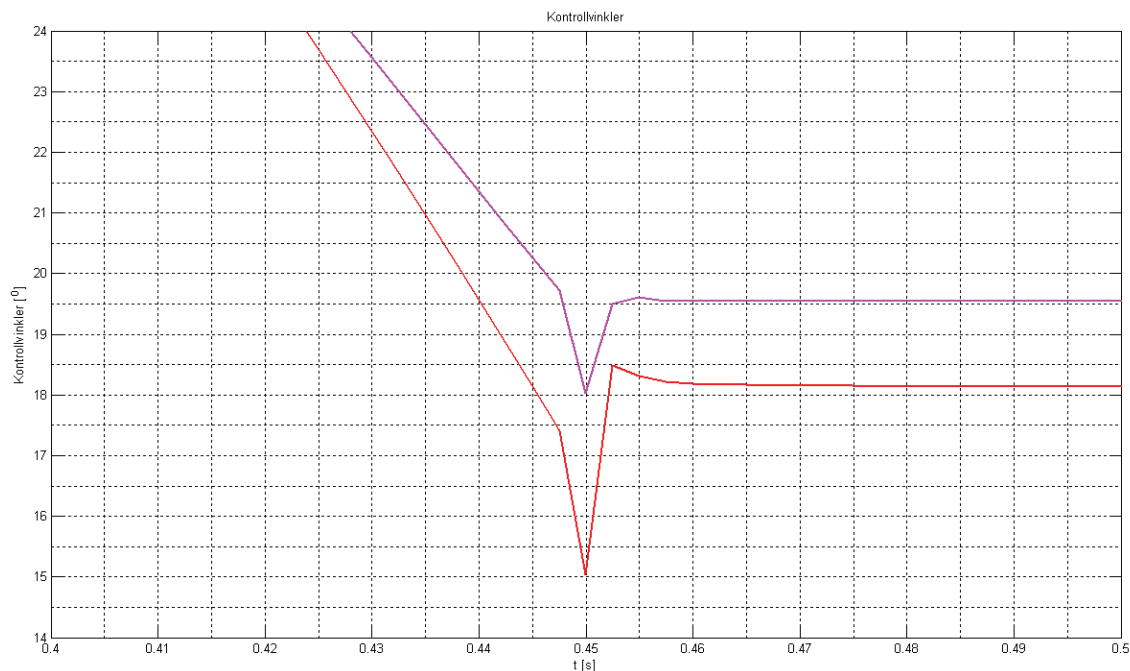
Figur 65 AC spenning - CDCVUP

Av Figur 66 kan det identifiseres at faktisk DC-strøm er høyere enn strømdren fra VDCOL. Dette kan skyldes at AC-spenningen på konverterterminalene umiddelbart etter feilklarering når omtrent nominell verdi, slik at øvrige kontrollere påvirker endelig strømdre. Ettersom di/dt er lik for begge signalene, og knekkpunktene for VDCOL identifiseres i begge, ansees dette å fungere tilfredsstillende. Uten blokkskjema har det ikke vært mulig å identifisere dette entydig.



Figur 66 DC-strøm, -spenning og VDCOL-strømdre - CDCVUP

Ved omtrent 450 ms. identifiseres et sprang for alle plottede verdier i figurene ovenfor. Det har ikke vært mulig å forklare dette entydig med tilgjengelig litteratur om modellen, men av Figur 67 kan det identifiseres at marginvinkelen brått justeres når minimalverdien, gitt som 18° i lastflytmodellen nås. Dynamisk er minimalverdien satt til 17° . Årsaken lastflytverdien benyttes er antagelig at, dersom en mulig løsning eksisterer innenfor det området gitt av lastflytparameterne benyttes denne, mens den dynamiske grenseverdien forbeholdes øvrige situasjoner. Forløpet er prinsipielt likt eksemplet i [6].



Figur 67 Kontrollvinkler ved sprang - CDCVUP
 (— triggervinkel for likeretter, — marginvinkel vekselretter)

Den preliminnære testingen har vist at modellen tilsynelatende er svært robust. Ingen av testscenarioene har vist tegn til uakseptabel respons fra HVDC-systemet. Kommuteringssvikt er forsøkt identifisert ut over testscenarioene og identifiseres først som konvergensproblemer ved en SCR lik 1. For et reelt system kan de dynamiske vekselvirkninger mellom laster og generatorer føre til langsommere reetablering av spenning etter feilklarering, hvilket påvirker DC-systemets respons.

For å undersøke hvordan en belastning påvirker SCR med hensyn på kommuteringssvikt er det gjort forsøk med en last i samleskinne 4 på ca. 2 400 MVA ved $\cos(\varphi)$ ca. 0,84, med ZIP-koeffisienter (0,4 / 0,4 / 0,2) for aktiv og reaktiv effekt tilsvarende øvrige analyser. Resultatet er at konvergensproblemer oppstår alt ved SCR lik 2,6.

12.6.5 Bypass (frikobling) av vekselretter

Det er i simuleringene laget en for kontroll av vekselretter, som ved lave spenninger setter vekselretter i *bypass-mode*. Det innebærer at vekselretter kobles fra DC-systemet mens en bryter gjør at likeretter fortsatt kan levere en sirkulerende DC-strøm tilsvarende merkestrøm.

Rutinen er implementert i alle simuleringene og fungerer etter samme prinsipp og med samme grenseverdier og tidskonstanter som for likestrømsforbindelsene modellert med CDC6. Til

forskjell for CDC6 er det ikke lagt til mulighet for blokkering av vekselretter ved vedvarende lav AC-spenning på importsiden. Konsekvensen er at gjenoppretting av DC-effekt starter hurtigere enn for eksempel Skagerrak 12 dersom perioden der det har forekommet lav spenning tilsier en blokkering.

Det er heller ikke implementert kontrollrutiner for blokkering av likeretter ved feil eller lave AC-spenninger på eksportsiden. Dette har ingen konsekvens for simuleringene da eksporterende ende er modellert som stivt nett og ingen feil påføres her.

Et utdrag av simuleringsrutinen som er benyttet i de dynamiske analysene følger der kontrollsløyfen er gjengitt. Tilstanden som kontrolleres er spenningen på AC-siden av konvertertransformatoren, samleskinne 201. Spenningen kontrolleres og tidtakingen oppdateres en gang per tidsskritt (2,5 ms.).

```
# Lokke for implementering av kontroll for NorGer
bypass = 0
timer_unbypass = 0
timer_bypass = 0

for i in range(5999):
    if i == 40:
        psspy.dist_branch_trip(ssk1, ssk2, '1') # 100 ms. etter feil
        if num_out == 2: # Feil klareres
            psspy.dist_branch_trip(ssk1, ssk2, '2') # Dersom dobbeltutfall
            # Feil 2 klareres

    ierr,rval = psspy.busdat(201,'PU') # Kontrollerer AC-spenning for kontroll NorGer

    if rval<0.6: # Dersom spenning pa klemmene lavere enn 0.6 pu
        timer_bypass = timer_bypass + 0.0025 # Starter timer etter akseptabel spenning er oppnadd
        if timer_bypass >=0.05: # Dersom spenning fremdeles lav etter 50 ms
            psspy.change_icon(starticon_NorGer+2, 1) # Bypass vekselretter
            bypass = 1 # Timer Bypass
            print " AT T = ", tcheck
            print " NORGER BYPASSED, LOCAL VOLTAGE = ", rval

    if (rval>0.6 and timer_bypass >0): # Dersom spenning er OK og timer bypass er pa
        timer_bypass = 0 # Nullstiller timer bypass

    if (rval>0.65 and bypass==1): # Hvis spenning > 0.65 pu & vekselretter i bypass
        timer_unbypass = timer_unbypass + 0.0025 # Starter timer etter akseptabel spenning er oppnadd
        if timer_unbypass >=0.1: # Hvis kseptabel spenning varer lenger enn 100 ms
            psspy.change_icon(starticon_NorGer+2, 0) # Vekselretter kjorer i gang
            bypass = 0 # Timer Unbypass
            print " AT T = ", tcheck
            print " NORGER UNBYPASSED, LOCAL VOLTAGE = ", rval

    if (rval<0.65 and timer_unbypass >0): # Dersom spenning er OK og timer unbypass er pa
        timer_unbypass = 0 # Nullstiller timer unbypass

    tcheck = tcheck + 0.0025
    psspy.run(0, tcheck,npvt, nplt, 1) # Kjorer nye 50 ms
tcheck = tcheck + 0.0025
psspy.run(0, tcheck, npvt, nplt, 1) # Kjorer 50 ms
```

12.7 Modelling av øvrige likestrømsforbindelse (CDC6)

Lastflytdata for eksisterende likestrømsforbindelser, samt antatte data for Skagerrak4, er mottatt fra Statnett.

De dynamiske modellene for Skagerrak12, Skagerrak4 og NorNed slik de er implementert i Norgesmodellen, og konsekvensene av valg og antagelser er nærmere diskutert i det følgende. Forut for implementering er modellen testet i et enkelt system, tilsvarende som for CDCVUP for NorGer, med parametre for Skagerrak12.

Statnett har bistått med dynamiske data for Skagerrak3, som modelleres med standardmodellen CDCABT i PSS/E. Denne fungerer tilfredsstillende og vil ikke nærmere belyses.

12.7.1 CDC6

CDC6 innehar kontrollfunksjoner for blokkering ved lav AC-spenning ved likeretter og omkobling av DC-strømmen ved lav DC-spenning ved vekselretter. Sistnevnte, såkalt *bypassing*, foregår ved å kortslutte DC-siden av vekselretter, mens likeretter holder nominell strøm inntil vekselretterspenningen når en gitt grenseverdi. CDC6 er i stor grad lik modellen CDC4, der ulikhetene i hovedsak er at kommunikasjon mellom like- og vekselretter gjør at ved lav AC-spenning på vekselsiden vil likeretter opphøre å levere strøm. Slik unngås at systemet blir stående med nominell strøm gående uten reell effektoverføring.

Samme modellen er benyttet for både Skagerrak12, Skagerrak 4 og NorNed med overveiende parametre som gitt i [6] for CDC4. Parametrene (j+22) til (j+31) hører kun til CDC6 og er noe utfyllende kommentert. De parametre som tilpasses hver enkelt forbindelse og de som ikke angis i [6] beskrives i det følgende, med tallverdier oppsummert i Tabell 23:

ALFDY og GAMDY, con(j+0, +1) -

Minimalverdier for trigger- og margin (α og γ). Disse avviker fra verdiene angitt i lastflyten, ettersom det tillates et større driftsområde dynamisk. Disse er identifisert i parametersettet opprinnelig mottatt fra Statnett og benyttes her.

RSVOLT, con(j+10) -

er minste DC-spenning for gjenopprettelse av DC-overføring etter blokkering. Denne settes til 2/5 av nominell DC-spenning, som er tilsvarende forholdet benyttet i [6].

RSCUR, con(j+11) -

er minste DC-strøm som kan følge gjenopprettelse av DC-overføring etter blokkering. Denne settes til 1/6 av nominell DC-strøm, som er tilsvarende forholdet benyttet i [6]. Nominell DC-strøm er gitt av forholdet mellom nominell DC-effekt og -spenning.

C0, con(j+14) -

er minste DC-strøm under normal drift, og tas ikke hensyn til ved oppstart eller gjenoppstart av DC-system etter feil. Denne settes til 2/15 av nominell DC-strøm, som er tilsvarende forholdet benyttet i [6]. Nominell DC-strøm er gitt av forholdet mellom nominell DC-effekt og -spenning.

V1, V2 og V3, con(j+15, +17 og +19) -

er spenningsgrensene som definerer VDCOL jamfør Figur 68. Disse settes til henholdsvis 1/3, 2/3 og 1/1 av nominell DC-spenning. V2 er i [6] gitt lik V3, ellers er dette tilsvarende forholdet benyttet i [6].

C1, C2 og C3, con(j+16, +18 og +20) -

er grensestrømmene som definerer VDCOL jamfør Figur 68. Disse settes til henholdsvis 3/5, 4/5 og 1/1 av nominell DC-strøm, der nominell DC-strøm er gitt av forholdet mellom nominell DC-effekt og -spenning. C2 er i [6] gitt lik C3, ellers er dette tilsvarende forholdet benyttet i [6].

VDEBLK, con(j+22) -

er minste AC-spenningen på likerettensiden som forårsaker blokkering. Denne parameteren har ingen innvirkning på analysene da ingen feil påføres på likerettere og AC-systemene i fjern ende er stive nett.

TDEBLK, con(j+23) -

er tidsforsinkelsen fra signal om blokkering mottas likeretter til tiltak iverksettes. Denne parameteren virker inn såfremt signal fra vekselretter indikerer lavere AC-spenning enn VINBLK, og kan være av betydning for analysene. Denne antas hurtig og settes til 50 ms.

TREBLK, con(j+24) -

er tidsforsinkelse fra AC-spenning ved likeretter er over grenseverdi for blokkering til blokkering oppheves. Denne parameteren har ingen innvirkning på analysene da ingen feil påføres på likerettere og AC-systemene i fjern ende er stive nett.

VINBLK, con(j+25) -

er AC-spenning ved vekselretter som forårsaker blokkering. Blokkering foretas ved likeretter og tiltaket forsinkes av TDEBLK og TCOMB. Denne parameteren er av betydning for analysene ettersom gjenoppstart av DC-systemet vil ta lengre tid etter blokkering i forhold til omkobling av DC-strømmen (*bypassing*) ved vekselretter. Blokkering bør derfor kun foretas dersom det er stor fare for vedvarende lav AC-spenning på vekselsiden og dertil kommuteringssvikt. Denne settes til 0,5 pu.

TCOMB, con(j+26) -

er tidsforsinkelsen i overføringen mellom like- og vekselretter for signal om blokkering. Antar fiberoptisk kommunikasjon, slik at forsinkelse som følge av distanse kan neglisjeres. Setter derfor tidsforsinkelse tilsvarende øvrige tidskonstanter, 50 ms, for å ta høyde for eventuell prosessering i konverterstasjonene.

VACBYP, con(j+27) -

er grenseverdi for AC-spenningen på vekselsiden som, hvis lavere i tidsrommet TDEBYP, forårsaker fortsatt omkobling av DC-strømmen. Dette kan påvirke analysene da fortsatt omkobling gir økt varighet av importfravær og således påvirker effektballansen. Det er imidlertid ikke ønskelig å gjenopprette import ved vedvarende lave AC-spenninger på grunn av fare for kommuteringssvikt. Denne settes til 0,7 pu.

TDEBYP, con(j+28) -

er tidsforsinkelse som angitt i forrige avsnitt og vil kunne påvirke analysene med samme begrunnelse. Denne settes til 0,5 s.

TINBLK, con(j+29) -

er tidsforsinkelsen fra AC-spenningen på vekselsiden overstiger grenseverdi for gjenoppstart av likeretter (opphever blokkering) til tiltaket iverksettes. Settes lik øvrige tidsforsinkelser i tillegg til TCOMB (anbefalt jamfør [6]) som 100 ms.

TINBYP, con(j+30) -

er tidsforsinkelsen fra AC-spenningen på vekselsiden overstiger grenseverdi for gjeninnkobling av vekselretter (opphever omkobling) til tiltaket iverksettes. Settes lik øvrige tidsforsinkelser som 50 ms.

TVRDC, con(j+31) -

er tidskonstant for spenningsmåling på DC-siden av likeretter. Settes lik øvrige tidskonstanter for spenningsmålinger som 50 ms.

Tabell 23 Justerte parametre for CDC6

Con(j +)	Parameter	Skagerrak12	Skagerrak4	NorNed
0	ALFDY	5	5	5
1	GAMDY	17	17	17
10	RSVOLT (kV)	200	180	360
11	RSCUR (A)	166,7	222,2	129,6
14	C0 (A)	133,3	177,8	103,7
15	V1 (kV)	300	270	540
16	C1 (A)	333	444	259
17	V2 (kV)	400	360	720
18	C2 (A)	666	888	518
19	V3 (kV)	500	450	900
20	C3 (A)	1000	1333	778
22	VDEBLK (pu.)	0,6	0,6	0,6
23	TDEBLK (s)	0,05	0,05	0,05
24	TREBLK (s)	0,05	0,05	0,05
25	VINBLK (pu)	0,5	0,5	0,5
26	TCOMB (s)	0,05	0,05	0,05
27	VACBYP (pu)	0,7	0,7	0,7
28	TDEBYP (s)	0,5	0,5	0,5
29	TINBLK (s)	0,1	0,1	0,1
30	TINBYP (s)	0,05	0,05	0,05
31	TVRDC (s)	0,05	0,05	0,05

DC LINE MODELS

REPORT FOR 2-TERM. DC MODELS AT ALL BUSES BUS 11 [NO_SK12_TERM300.00] MODELS

** CDC6T ** X-- NAME --X RECBUS X-- NAME --X BASKV INVBUS X-- NAME --X BASKV
 SKAGERRAK12 12 DK_SK12_TERM165.00 11 NO_SK12_TERM300.00

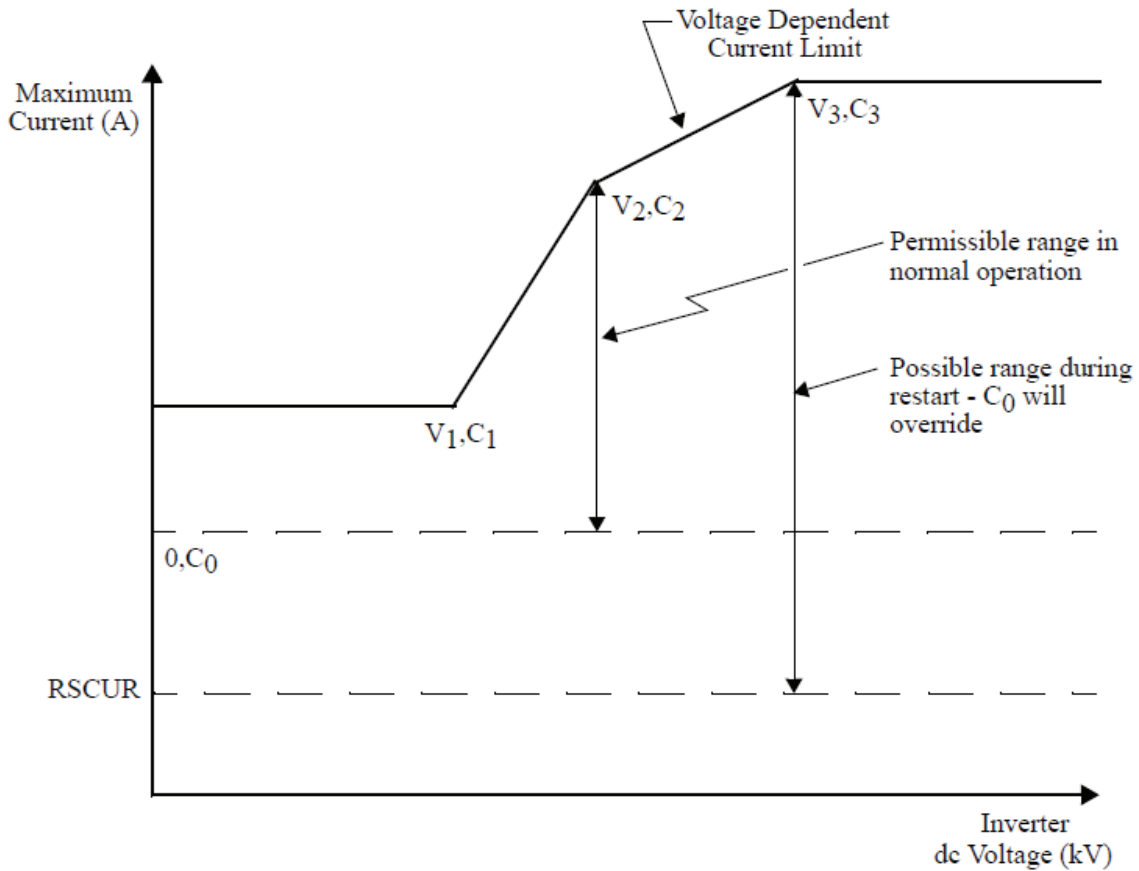
C O N S S T A T E S V A R S I C O N S
 22753-22784 8268-8270 4028-4045 2333-2335

ALFDY GAMDY TVDC TIDC VBLOCK VUNBL TBLOCK VBYPAS VUNBY TBYPAS RSVOLT
 5.00 17.00 0.050 0.050 0.6000 0.6500 0.100 0.6 0.6500 0.100 200.00

RSCUR VRAMP CRAMP C0 V1 C1 V2 C2 V3 C3
 166.70 5.000 5.000 133.3 300.0 333.0 400.0 666.0 500.0 1000.0

TCMODE VDEBLK TDEBLK TREBLK VINBLK TCOMB VACBYP TDEBYP TINBLK TINBYP
 0.100 0.6000 0.050 0.050 0.5000 0.0500 0.7000 0.500 0.100 0.050

TVRDC
 0.050



Figur 68 VDCOL for CDC6, prinsippskisse [6]

12.7.2 Preliminær testing – CDC6

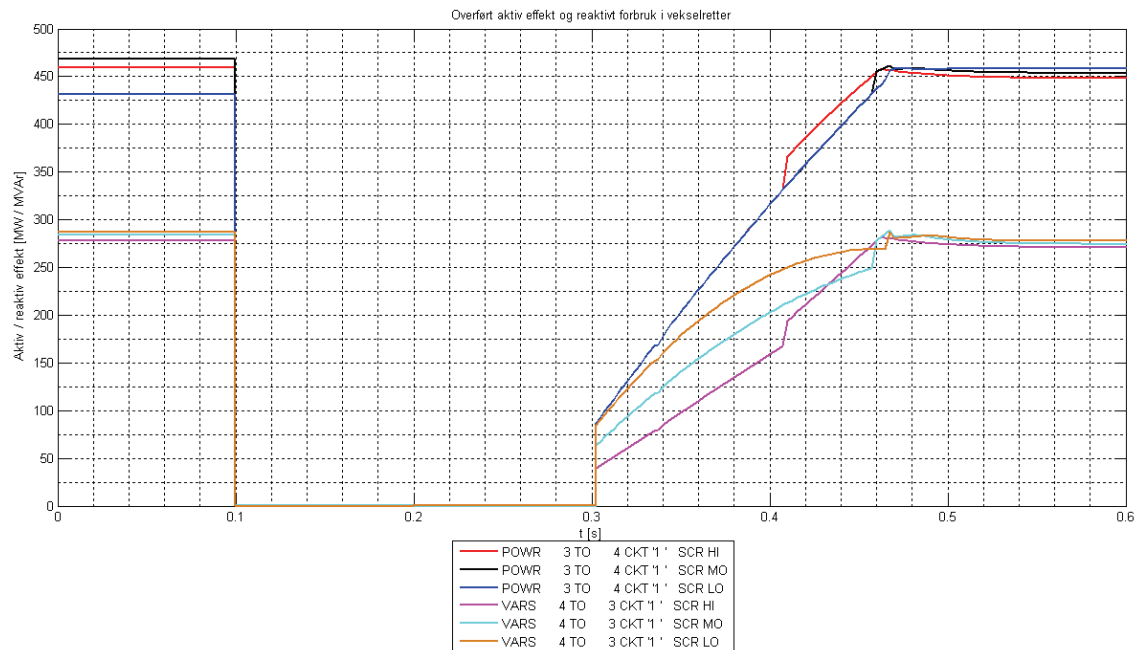
Modellen CDC6 er testet med parametre for Skagerrak12 i samme testsystem og identisk feilszenario som for NorGer, vedlegg 12.6.4. Lastflytdata er mottatt fra Statnett. Kortslutningsytelsen og SCR er som i Tabell 24

Tabell 24 Utvalgte systemtilstander for test av CDC6

X pu.	S_{SC} [MVA]	$(E)SCR$ []	Kommentar
15,75	836	1,67	Lav SCR
10,5	1 248	2,50	Moderat SCR
5,25	2 460	4,92	Høy SCR

Figur 69 viser forløpet for aktiv og reaktiv effekt. I forhold til CDCVUP³⁶ er gjenoppstart av DC-systemet etter feil forsinket 100 ms. Dette kommer av valg av tidsforsinkelse for deblokkering av likeretter. Av Figur 71 kan man se at 50 ms. etter feilen inntreffer økes triggervinkelen for likeretter slik at den sirkulerende DC-strøm etter omkobling av vekselretter går til null. Av Figur 72 kan man se at opprettholdes til nominell verdi 50 ms. etter at feilen er inntruffet, mens overført DC-effekt umiddelbart går til null etter feilen inntreffer.

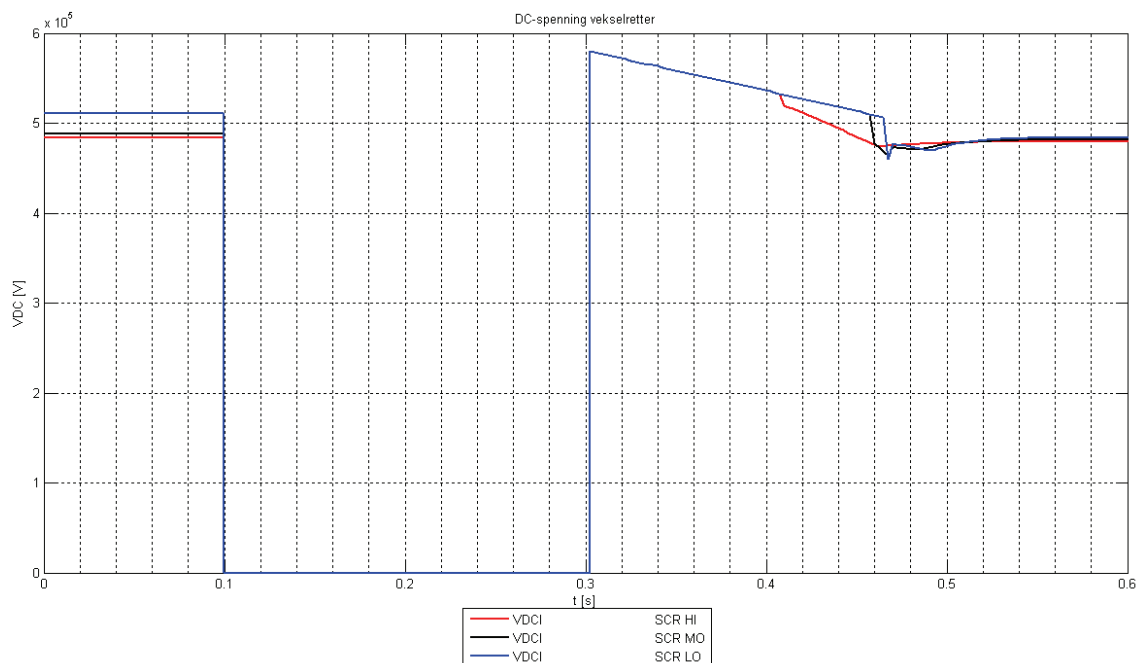
På tross av forsinket oppstart oppnås reetableres overført DC-effekt omtrent like raskt som for CDCVUP. Hurtigere gjenoppsett kan som nevnt generelt ha en økt destabiliserende effekt på tilhørende AC-system med dertil økt fare for kommuteringssvikt, men ettersom oppstarten i dette tilfellet forsinkes, slik AC-systemet har mer tid til å stabiliseres, anses dette som tilfredsstillende.



Figur 69 Aktiv og reaktiv effekt - CDC6

³⁶ Se vedlegg 12.6.4 for preliminær testing av modellen CDCVUP for NorGer.

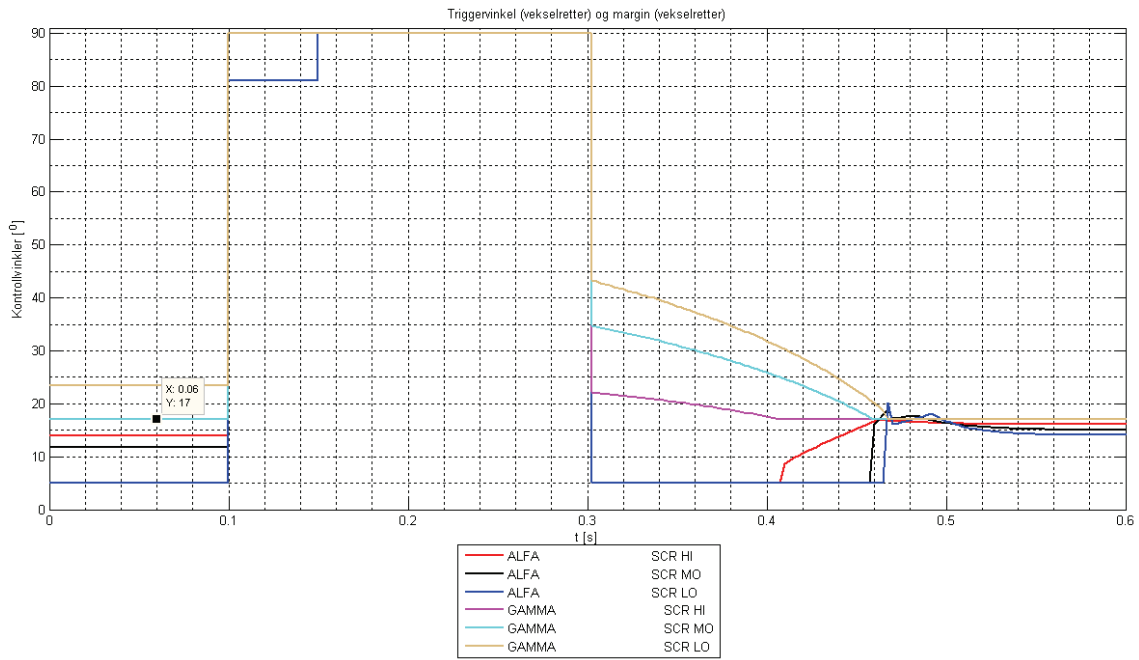
I lastflyten er det angitt maksimal utnyttelse av overføringskapasiteten (500 MW). Ohmske tap i overføringen gir en noe lavere faktisk overføring. Spenningsfallet over DC-kabelen forårsaker at VDCOL reduserer strømdren ved oppstart simuleringen, som en konsekvens av valgte parameterverdier. Det kan være tegn på ugunstig valg av $con(j+19)$. Figur 69 ulik overføring for ulik grad av kortslutningsytelse i importerende ende. Dette skyldes (1) at VDCOL virker inn som følge av ulik DC-spennning for høy- og moderat kortslutningsytelse, mens (2) for lav kortslutningsytelse kan i tillegg konsekvensproblemer, identifisert i utskrift fra PSS/E, være en medvirkende årsak.



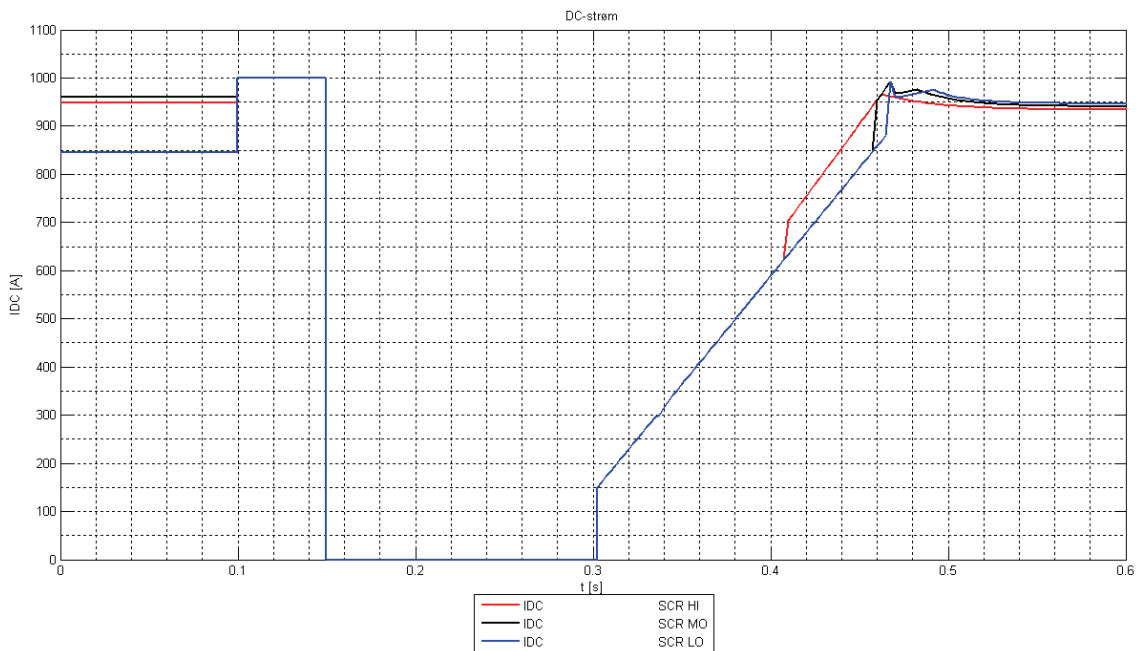
Figur 70 Vekselretter DC-spennning - CDC6

Reaktiv effekt har et noe annet forløp sammenlignet med CDCVUP. Etter feilklarering forekommer flere mindre sprang, og under gjenoppsettning av DC-effekt holdes absorbert reaktiv effekt forholdsvis lavere sammenlignet med faktisk effektoverføring i forhold til CDCVUP. Dette er en betydelig forskjell som klart indikerer at valg av dynamisk modell kan ha stor betydning for analyseresultatene nøyaktighet. Årsaken til ulikheten kan knyttes til hvordan marginvinkelen behandles av de dynamiske modellene og dens minimumsgrenser, som er angivende for det reaktive forbruket til konverterstasjonen. Av figurene for kontrollvinkler, Figur 67 for CDCVUP og Figur 71 for CDC6, kan man se at minimumsmarginvinkel er henholdsvis 20° og 17° etter feilklarering.

Det samme karakteristiske forløpet i det gjenoppsettning av DC-effekt fullføres, omkring 450 ms. etter simuleringstart, kan identifiseres for CDC6 som for CDCVUP. For analysene med høy kortslutningsytelse forskyves imidlertid til venstre i figurene og forekommer ved lavere effekt. Årsaken kan identifiseres i Figur 71, der minimumsgrense for marginvinkelen oppnås alt ca. 410 ms etter simuleringstart, mot ca. 450 ms. for CDCVUP.



Figur 71 Kontrollvinkler - CDC6



Figur 72 DC-strøm - CDC6

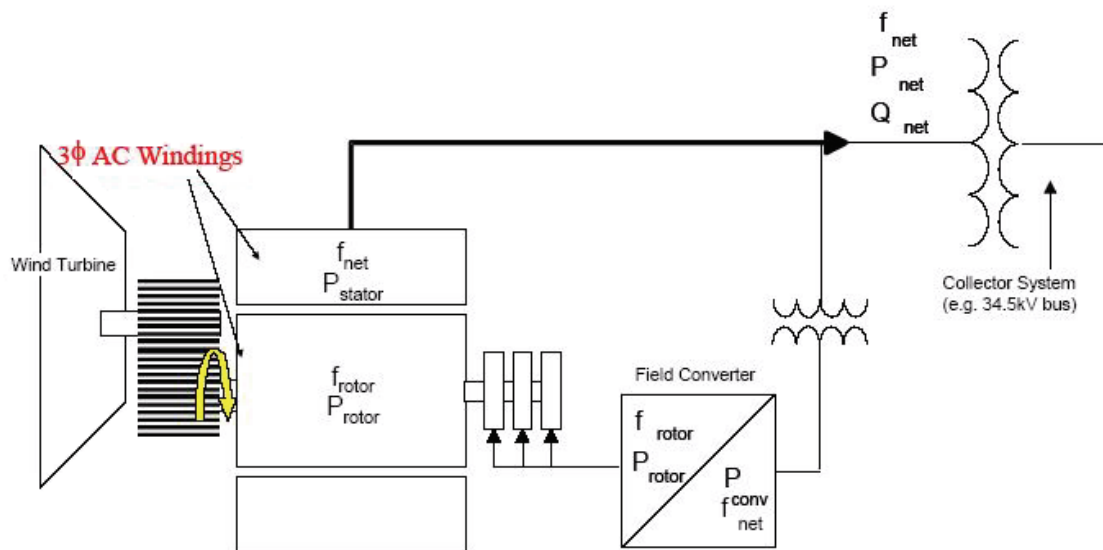
Selv om ikke kommuteringssvikt kan identifiseres i figurene ovenfor, kan man ved å granske simuleringens utskrift i PSS/E observere konvergensproblemer. Det observeres konvergensproblemer for systemet med lav kortslutningsytelse i tidsrommet 457,5 - 467,5 ms. Modellen CDC6 kan således betraktes mindre robust enn CDCVUP. Det er ikke gjennomført analyser med CDC6 tilkoblet belastning på vekselsiden, men tilsvarende resultat som for CDCVUP er forventet.

12.8 Modelling og test av vindturbin (WT3)

På grunn av at leverandørene av vindturbiner er tilbakeholdne med egne modeller av sine turbiner har PTI / Siemens utviklet et utvalg basismodeller som representerer de tilgjengelige turbinteknologier tilgjengelig i markedet. Modellene kan tilpasses spesifikke turbiner aktuelle for den enkelte undersøkelse ved å justere ulike parametere, og samsvar mellom modeller og reelle målinger er verifisert med turbiner fra et utvalg leverandører. [22]

I PSS/E versjon 31.0 er det kun inkludert en vindturbinmodell basert på generator av typen *DFIG*, utarbeidet av *WECC – WGMG*. Modellen er testet mot turbiner på 1,5 MW og 3,6 MW fra leverandøren *GE*, og data for turbinmodell av førstnevnte følger med dokumentasjonen tilhørende programvaren, [6]. I det følgende vil oppbyggingen av modellen (*WT3*) og ulike momenter knyttet til denne diskuteres med utgangspunkt i [6] og [22].

Testing av modellen med standard parametre for kontroll av respons og de krav som settes av systemoperatør til produksjonsenheter er gjennomført i 12.8.5.



Figur 73 DFIG, WT3 [6]

12.8.1 Lastflytoppsett WT3

For lastflytstudier er det tilstrekkelig å beskrive generatoren i vindturbinen. Parameterne for generatoren oppgis tilsvarende som for andre generatorer i systemet som undersøkes, men det må i tillegg angis hvilken kontrollmodus vindturbinen skal befinne seg i. Tre alternativer er tilgjengelige:

Tabell 25 Kontrollmodus for vindturbin WT3

1	Vindturbinen deltar i spenningskontroll og bidragsområde for reaktiv effekt må angis.
2	Vindturbinen deltar i spenningskontroll med spesifisert effektfaktor som angir bidragsområde for reaktiv effekt avhengig av maskinens settpunkt for aktiv effekt.
3	Vindturbinen leverer konstant aktiv og reaktiv effekt, med reaktivt bidrag gitt av effektfaktoren. Effektfaktor angis negativ når den regnes induktiv.

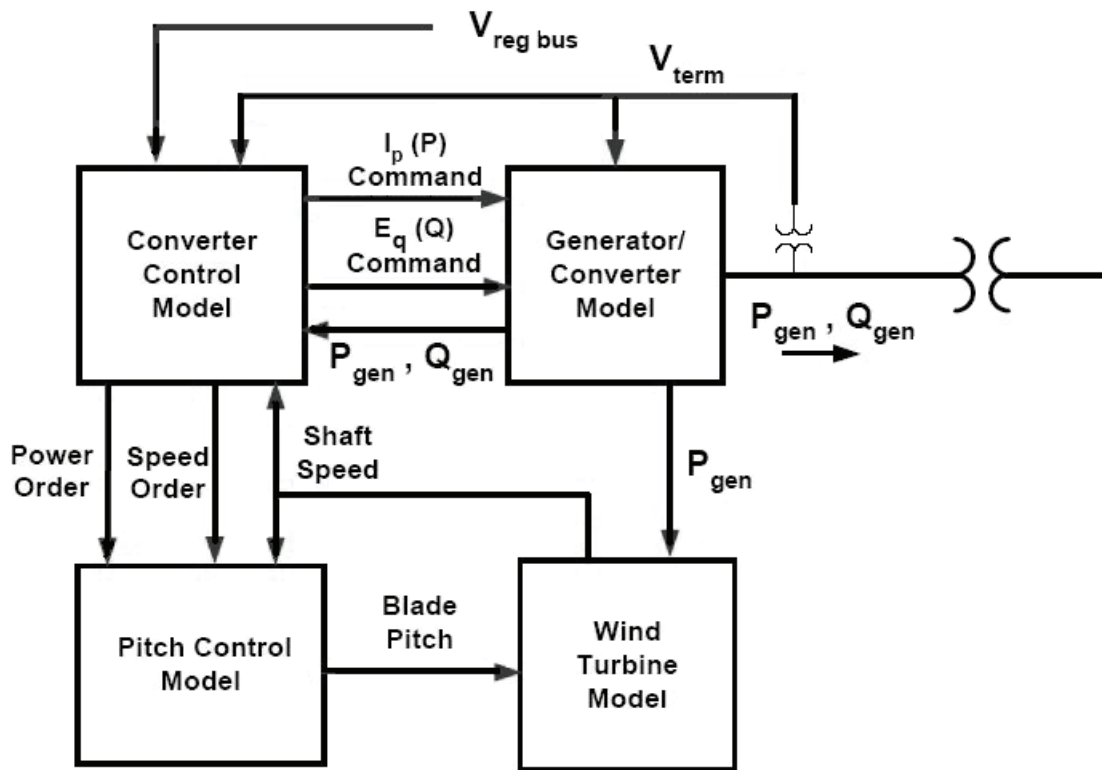
12.8.2 Dynamisk oppsett WT3

Det dynamiske oppsettet for *WT3* er bygget opp av fire moduler, Tabell 26, som til sammen utgjør en fullstendig vindturbinmodell egnet for dynamiske analyser. Parametre er inkludert i vedlegg 12.8.6 og er lik for både responstesten og simuleringene forøvrig.

Tabell 26 Moduler tilgjengelig for dynamisk vindturbinmodell

WT3G	Generator og konvertermodul.
WT3E	Modul for kontroll av elektriske parametere.
WT3T	Mekanisk modul.
WT3P	Modul for pitch(bladvinkel-)kontroll.

De ulike modulene er knyttet sammen som vist i Figur 74. For beregning av aerodynamisk moment nyttes en forenklet tilnærming, der pitchkontroll- og mekanisk modul kombineres. Forenklingen er verifisert gjennom testing og sammenlikning jamfør [22].



Figur 74 Vekselvirkning mellom de dynamiske moduler for WT3 [6]

Den mekaniske modulen innehar både enmasse- og tomasserepresentasjon av turbinaksling. Hvilken representasjon som benyttes avhenger av resonansfrekvensen, $Freq1$, som angis i WT3T. For turbinen som er benyttet er tomasserepresentasjon i bruk.

Modul for konverterkontroll er ansvarlig for kontroll av momentene som virker på maskinen og kommuniserer med enhet for pitchkontroll og mekanisk modul gitt settpunkter for turbineffekt og rotasjonshastighet. I tillegg styres reaktiv effekt avhengig av settpunkt for spenning på kontrollert samleskinne. Ulike kontrollmodus i henhold til Tabell 25 gir inngangssignal til generatormodulen i form av aktiv strøm og magnetiseringspenning, hhv. I_p og E_q .

Modulen $WT3P$ kan synes irrelevant såfremt ikke tidsserier for vinddata inkluderes i analysene. Jmfør [21] vil disse likevel virke inn på vindturbinenes respons til forstyrrelser i kraftsystemet og bør ikke utelates. Og som responstesten i 12.8.5 viser har dette betydning for regulering av mekanisk effekt.

12.8.3 Ekvivalering av vindpark

Den dynamiske modellen for *WT3* innehar en funksjon for å lage en forenklet representasjon av flere vindturbiner med identiske parametere, som en enkelt ekvivalent. Dette gir tidsbesparelse og reduserer fare for menneskelig feil i modelleringen, men det er imidlertid usikkert hvilke følger dette har for vindparkens respons ved forstyrrelser i forhold til en detaljert modellering.

Det er i simuleringene antatt at avviket ved bruk av en vindparkekvivalent er neglisjerbart for de forhold som skal undersøkes, ettersom vindparkens interne kraftsystem ikke er tema for oppgaven. Såfremt turbinene som omfattes av parkekvivalenten er identiske, er bruken av ekvivalenter rettfærdiggjort og diskutert i [kilde!]

Antallet vindturbiner (N) som omfattes av parkekvivalenten angis i generatormodulen under ICONs / M. Ekvivalent transformatorreaktans er omregnet til systemytelse som

$$Z_{pu,1000MVA} = \frac{Z_{pu,4MVA}}{4} \cdot 1000 \quad (15)$$

der $Z_{pu,4MVA}$ er lik 7 % og forholdet X/R er lik 7,5.

12.8.4 Omregning av parameterstørrelser

Andelen av totalt treghetsmoment for vindturbinen, H_{frac} , som den angis i PSS/E fremkommer ved

$$H_{frac} = \frac{H - H_g}{H} \quad (16)$$

der H og H_g er henholdsvis totalt og generatorens treghetsmoment, med tallverdier gitt i [29].

Resonansfrekvensen for akselvridding, $Freq1$, angis i PSS/E som funksjon av treghetsmomentene i vindturbinen og konstanten K_{tg} som vist i ligning (17).

$$K = 2 \cdot (2\pi Freq1)^2 \cdot H \cdot (H_{frac} - H_{frac}^2) \quad (17)$$

Parameteren K er imidlertid i [29] gitt som funksjon av en nominell omdreiningshastighet, ω_{base} , slik at det endelige uttrykket er gitt som

$$Freq1 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{K_{tg} \cdot H \cdot \omega_{base}}{2H_t \cdot H_g}} \quad (18)$$

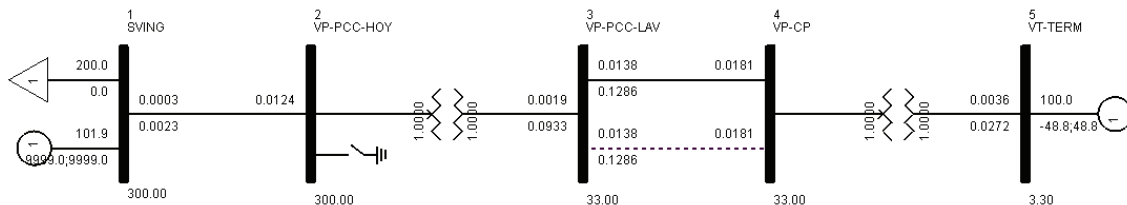
der H_t er treghetsmoment for aksling, nav og blad.

12.8.5 Preliminær testing – WT3

Vindturbinen er testet i forkant av implementering i Norgesmodellen for å identifisere modellens egenskaper knyttet til spenningsregulering ved kontroll av reaktiv effekt, samt funksjon ved feil i forhold til de krav som systemoperatør settes til produksjonsenheter jamfør [27]. Valg av kontrollrutiner er diskutert i kapittel 7, delvis på bakgrunn av resultatene fra dette kapittelet. Produksjonskapasitet for testet ekvivalent vindpark avviker fra det som er nyttet i analysene, da testingen ble utført før undertegnede fikk kjennskap til de utbyggingsplaner som fremkommer i [28]. De testene som er gjennomført vil likevel være representative ettersom responsen i større grad av valg av reguleringsløyper, og ikke parkens dimensjoner.

(Det har vært nødvendig å gjennomføre en utvidet testing av vindturbinmodellen WT3, ettersom det i en preliminær testing av modellen er identifisert problemer med spenningsregulatoren i den elektriske kontrollmodulen, WT3E. Problemet er antagelig knyttet til ugunstige parametre i kontrollsløylene for reaktiv effekt (WindVar) [26], og identifiseres ved at kommando for reaktiv effekt justeres til maks/min.-verdi selv ved svært små forstyrrelser, uten spenningsavvik, se Figur 80.

Vindturbinen er blitt testet med standard parametre i systemet gjengitt i Figur 75 med benyttede impedansverdier i pu. av 100 MVA. Figuren illustrerer også gjennomførte testscenarier, nærmere gjengitt i Tabell 27. Vindturbinen representerer en parkekivalent på 28 enkeltturbiner med en samlet ytelse på inntil 100,8 MW.

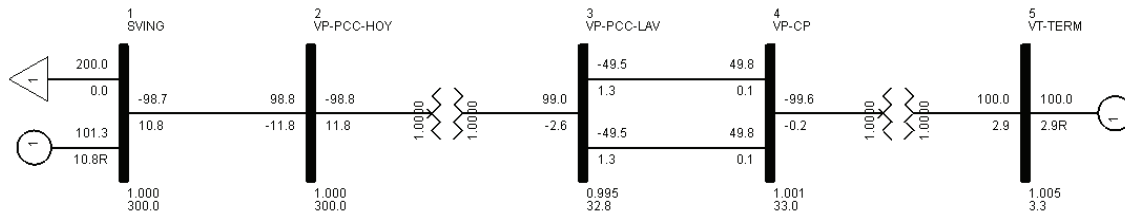


Figur 75 Testsystem WT3

Vindparken er koblet til stivt samleskinne 300 kV via ekvivalent vindturbin- / step-up-transformator 33/3,3 kV og parktransformator 300/33 kV. For step-up-transformatoren er det ikke tatt hensyn til innvirkning av å lage en vindparkekivalent ut over en parallellkonfigurasjon av transformatorene. Parktransformatoren i tilknytningspunkt til stiv samleskinne har parametre som transformator av tilsvarende størrelse i Norgesmodellen.

To parallelle linjer representerer overføringen fra vindturbiner til parktransformator, modellert som 10 km 33 kV PEX-kabel av typen TSLE 3x1x2000 Al, og en enkelt linje fra parktransformator til stiv samleskinne, modellert som 5 km 300 kV Simplex Cracle, med data fra [8].

Vindparken er satt til å kontrollere spenningen samleskinne 2. Lastflytløsningen for systemet med begge linjer mellom samleskinne 3 og 4 operative vises i Figur 76, og denne tjener som utgangspunkt for feilscenariene som skal testes.



Figur 76 Lastflytløsning for testsystem WT3

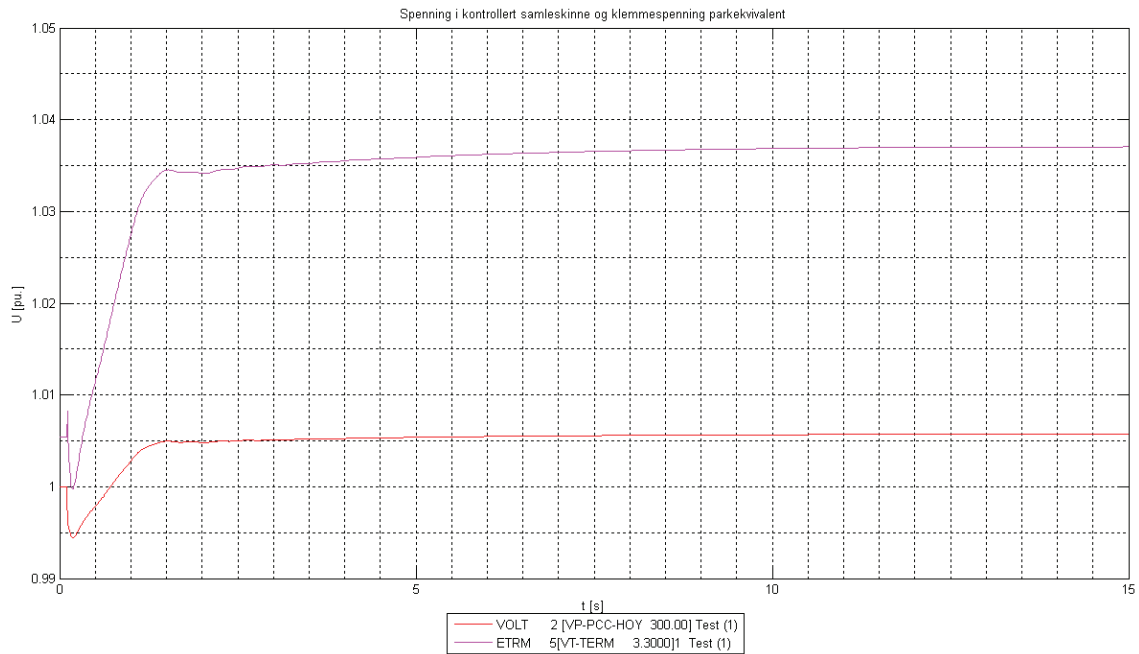
Det er gjennomført to ulike feilscenarier for å undersøke vindparkekivalentens respons, oppsummert i Tabell 27. Innledningsvis var det ønskelig å kun kjøre kontroll av spenning i tilknytningspunkt til stiv samleskinne, men problemer med regulator for reaktiv effekt, *MVAR emulator*, førte til at også kontroll av klemmespenning for parkekivalenten ble valgt. Problemet oppsto ved trefase kortslutning til jord, som i feilscenario (2), og kommenteres i forbindelse med Figur 80.

Tabell 27 Feilscenario, testing WT3

(1) Enkel responstest	Enkel test av turbinens spenningsregulator ved utkobling av en kabel mellom samleskinne 3 og 4. Økt reaktans i systemet og økt strømføring i gjenværende kabel bør gi økt reaktivt bidrag fra vindturbin for opprettholdelse av spenning i samleskinne 2.
(2) Krav til produksjonsanlegg, spenningsregulering	Feilscenario jamfør kapittel 5.5 i [27]. Spenningen i tilknytningspunkt justeres ved å manipulere impedansen til jord i samleskinne 2.
(3) Krav til produksjonsanlegg, reaktiv kapasitet	OBS! Lastflytberegninger gjort med endelig systemkonfigurasjon for vindpark. Undersøker reaktivt bidrag i tilknytningspunkt ved varierende produksjon av aktiv effekt.

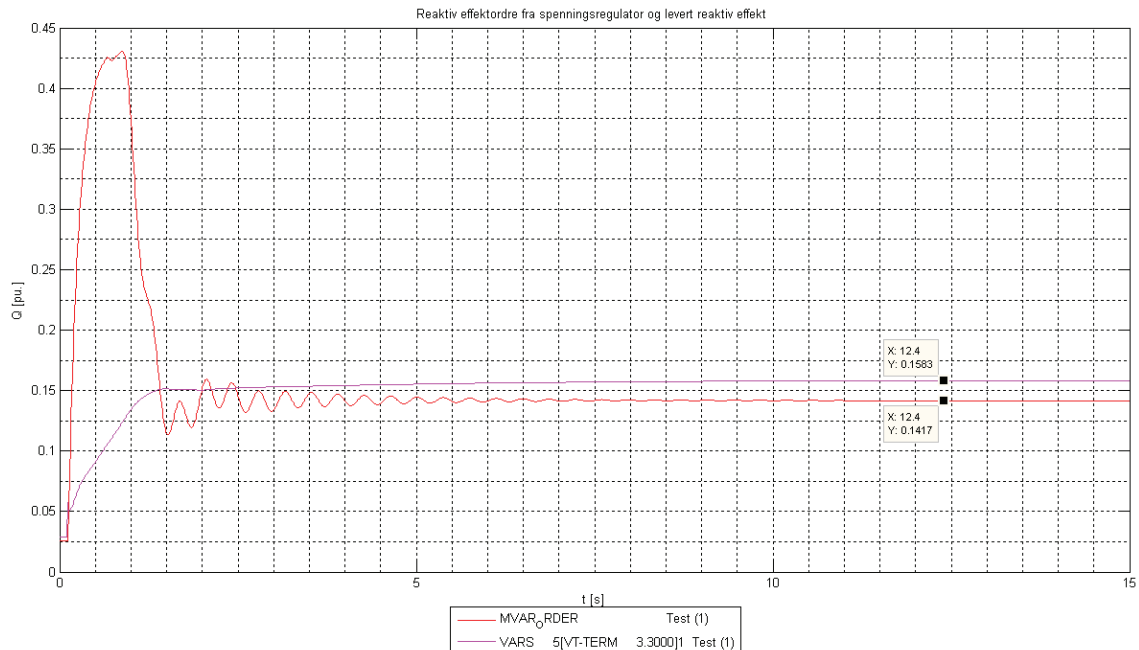
(1) Enkel responstest – RT:

Responstesten er gjennomført og viser tilfredsstillende resultat med standard parametre for vindturbinen som parkekivalent med spenningskontroll av samleskinne 2. En lastflytløsning for testsystemet med en kabel mellom samleskinne 3 og 4 er utkoblet tjener som sammenligningsgrunnlag med hensyn på reaktiv effekt levert fra vindparken. Lastflytresultatet angir at vindparken må levere en reaktiv effekt på 10,08 MVAR når en kabel er utkoblet, mot 2,9 MVAR for systemet i Figur 76, for å holde en spenning i samleskinne 2 på 1,0 pu. Simuleringene er gjennomført for 15 sekunder, med kabelutfall ved $t = 0,1$ s, for å bekrefte at responsen er stabil.



Figur 77 RT (1) Spenning

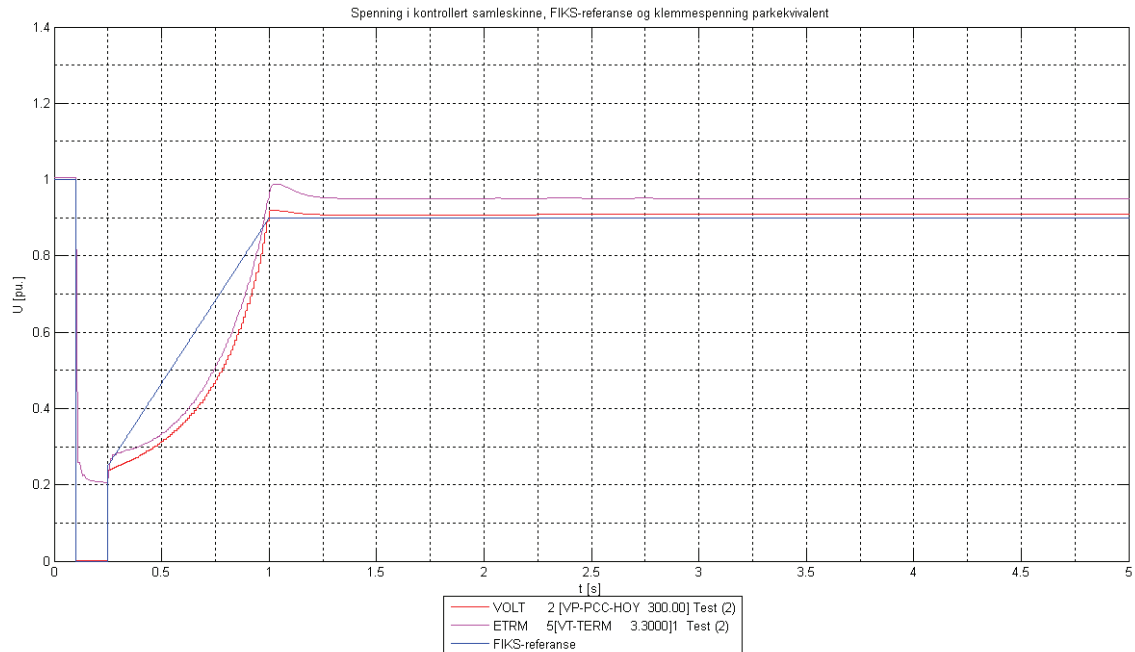
Spenningen før utfall av kabelen ligger på 1 pu. for samleskinne 2, men er noe høyere i etterkant. Dette kan sees i sammenheng med Figur 78, der styringssignalet fra kontrollmodul for reaktiv effekt får en oppsving i det den registrerer spenningsfallet for $t > 0,1$ s. Spenningen er relativt stabil for $t > 1,5$ s, men det registreres en svak økning som antagelig skyldes et stasjonært avvik i regulatoren. Det konstante avviket mellom styringssignal og levert reaktiv effekt (ca. 0,0166 pu.) skyldes at styringssignalet er gitt i forhold til systemreferanse mens levert effekt er gitt i pu. av maskinens merkeytelse.



Figur 78 RT (1) Reaktiv effekt, levert og reguleringssignal

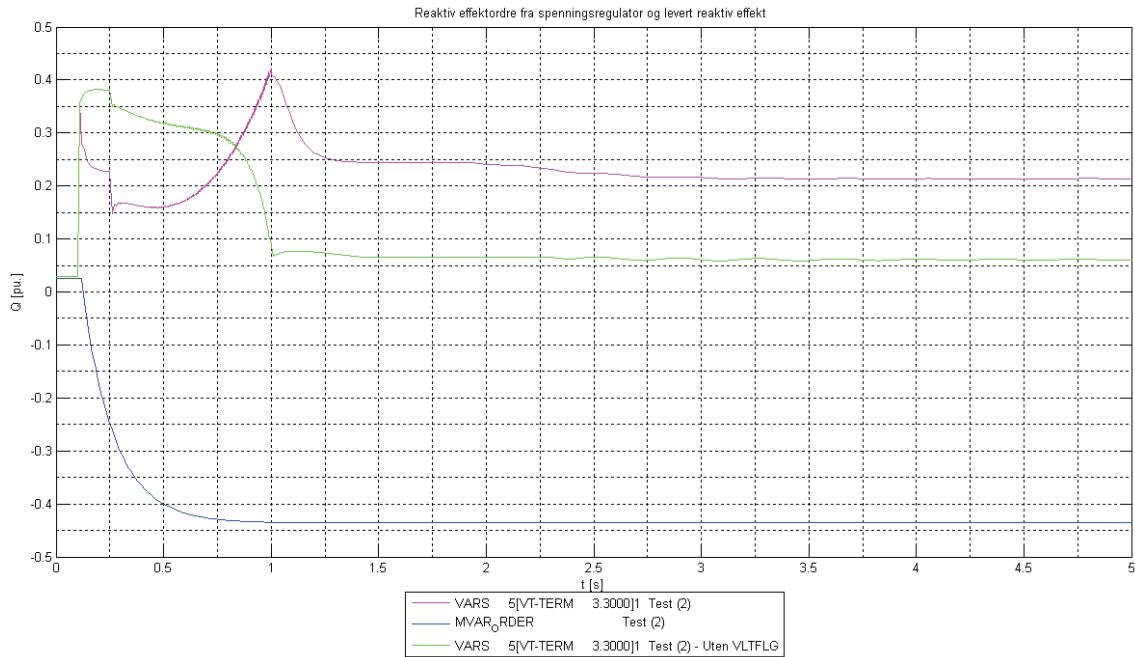
(2) Krav til produksjonsanlegg – Spenningsregulering:

Testen er gjennomført i forhold til funksjonskravene gitt av systemoperatør, se kapittel 7.2. Spenningen i samleskinne 2, tilknytningspunktet, er justert for å illustrere kravet til funksjon ved feil og unormal spenning. Spenningen er variert ved å endre impedansen til en tilslutning til jord og resultatet sees i Figur 79. Ettersom spenningen ligger lavere enn kravet i tidsrommet $0,15 < t < 1,0$ kan testen antas å gi en høyere påkjenning. Det er undersøkt om en mildere påkjenning vil endre responsen til regulator for reaktiv effekt, hvilket ikke var tilfelle.



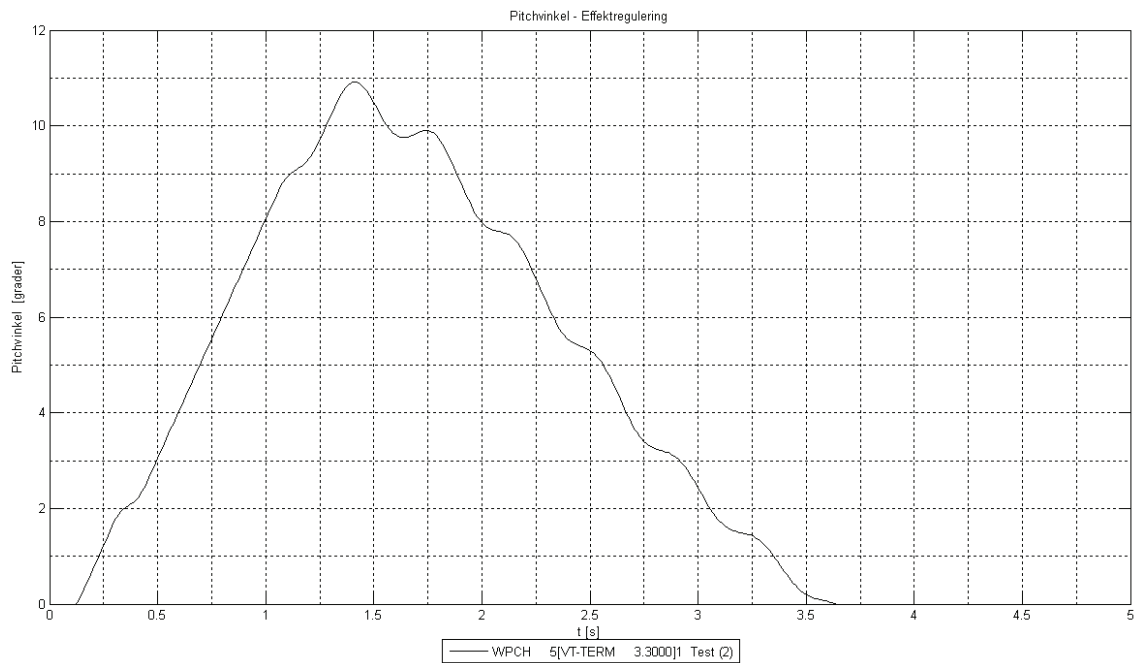
Figur 79 Spenningsregulering (2) Spenning og FIKS-referanse

Responsen til kontrollsløyfen for reaktiv sees i Figur 80 sammen med levert reaktiv effekt fra vindparken. Årsaken til at det beordres maksimal absorpsjon av reaktiv effekt kan ligge i det betydelige avviket mellom spenningen i før og under feil. Det er forsøkt å variere parametrene i kontrollsløyfen for en bedre respons, men det har kun delvis vært vellykket for mindre alvorlige feil (deriblant for feilscenario 1). Av den grunn er en åpen reguleringsløyfe for kontroll av terminalspenningen aktivert (VLTF LG).

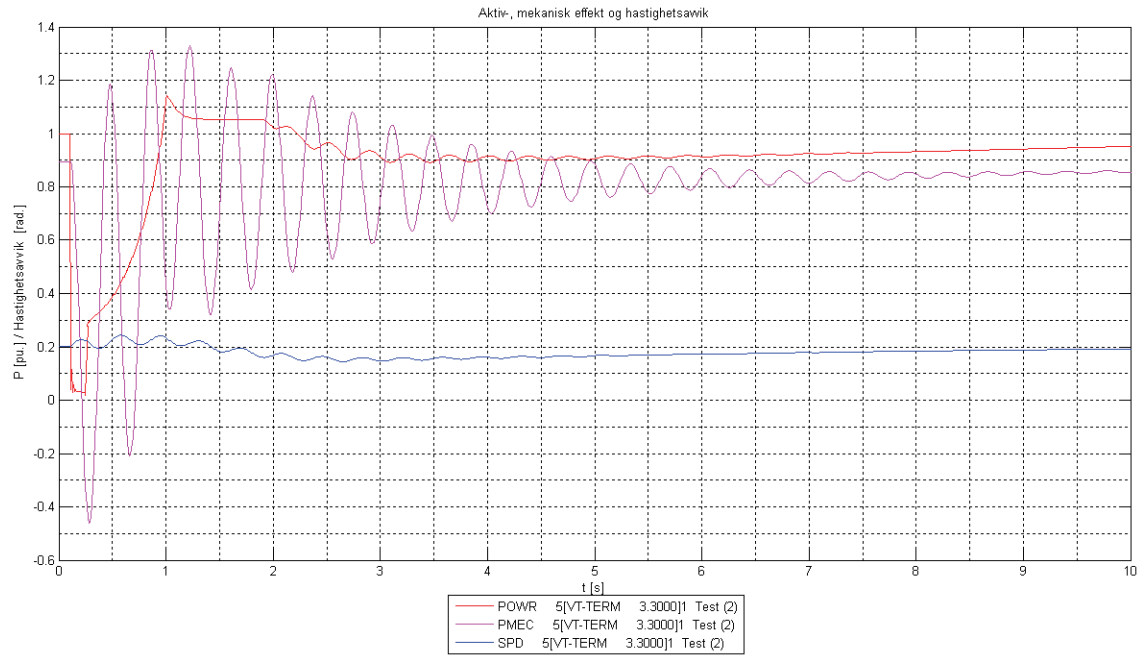


Figur 80 Spenningsregulering (2) Reaktiv effekt, levert og reguleringsignal

Funksjonen til pitchkontrollen og innvirkningen av modellering av turbinen fremkommer av Figur 81. Pitchkontrollen registrer avvik i rotasjonshastighet og levert effekt, og årsaken til det betydelige utslaget sees identifiseres i Figur 82, hvor aktiv effekt reduseres drastisk under feilen og hastighetsavviket viser en noe oscillatorisk respons. Det betydelige utslaget i mekanisk effekt kan relateres til bortfall av elektrisk motmoment på generatorakslingen. Hastighetsavviket er imidlertid et mål på den faktiske energimengde som opptas i den roterende massen.



Figur 81 KtP (2) Pitchvinkel



Figur 82 Spenningsregulering (2) Aktiv-, mekanisk effekt og hastighetsavvik

Reaktiv kapasitet:

Utvalgte lastflytresultater sammenstilt i tabell for endelig konfigurasjon av vindturbinene / -parken for kontroll av den reaktive kapasiteten for vindparken sett fra tilknytningspunkt til det øvrige kraftsystemet. Reaktiv kapasitet er testet ved å legge linjen mot sentralnett til en stiv samleskinne. Endelig konfigurasjon er vist i Figur 25, med kommentarer omkring parametervalg og konfigurasjonsløsning i kapittel 7.3.

Tabell 28 Reaktiv kapasitet (3)

Produksjon vindpark:		Tilknytningspunkt:		Cos ϕ	Tap [% av produksjon]
P [MW]	Q [MVA _r]	P [MW]	Q [MVA _r]		
200	29,2	191,1	0	1	4,45
100	-0,6	97,7	0	1	2,3
0	-11,0	- 0,1	0	1	-

12.8.6 Oversikt modelleringsparametre

1 PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E SUN, AUG 16 2009 14:02
STATNETTS DRIFTDATASETT FOR NORGE

WIND MODELS

REPORT FOR WIND MECH. MODELS AT ALL BUSES

```

** WT3G1 ** BUS X-- NAME --X BASEKV MC   C O N S   S T A T E S   V A R S   ICON
          701 VP_EQ           3.3000 1   23065-23069   8311-8314   4249-4252   2367

      XEQ      Kp11      Kip11      PLLMX      Prated
0.8000    30.0000    0.0000    0.1000    3.6000

** WT3E1 ** BUS X-- NAME --X BASEKV MC   C O N S   S T A T E S   V A R S   I C O N S
          701 VP_EQ           3.3000 1   23070-23100   8315-8324   4253-4259   2368-2373

      TFV      KPV      KIV      XC      TFP      KPP      KIP
0.1500    18.0000    5.0000    0.0500    0.0500    3.0000    0.6000

      PMX      PMN      QMX      QMN      IPMAX    TRV      RPMX
1.1200    0.1000    0.4360   -0.4360    1.1000    0.0500    0.4500

      RPMN      T POWER    KQi
-0.4500    5.0000    0.1000

      VMINCL    VMAXCL    Kqv    XIQmin    XIQmax    Tv
0.9500    1.1500    40.0000   -0.5000    0.4000    0.0500

      Tp      Fn      Wpmin    Wp20
0.0500    1.0000    0.6900    0.7800

      Wp40    Wp60    Pwp      Wp100
0.9800    1.1200    0.7400    1.2000

      Remote controlled Bus #      704
      VARFLG = 1      VLTFLG = 1
      BUS FROM =      703 BUS TO =      704 ID = 1

** WT3T1 ** BUS X-- NAME --X BASEKV MC   C O N S   S T A T E S   V A R S   ICON
          701 VP_EQ           3.3000 1   23101-23108   8325-8328   4260-4264   2374

      Vw      H      DAMP      Kaero      Theta2
1.2500    5.1900    0.0000    0.0070    21.9800

      Hfrac      Freq1      DSHAFT
0.8266    2.5968    1.5000

** WT3P1 ** BUS X-- NAME --X BASEKV MC   C O N S   S T A T E S   ICON
          701 VP_EQ           3.3000 1   23109-23117   8329-8331   2375

      Tp      Kpp      Kip      Kpc      Kic
0.3000    150.0000    25.0000    3.0000    30.0000

      TetaMin    TetaMax    RTetaMax    PMX
0.0000    27.0000    10.0000    1.0000

```

12.9 Modelling av stivt nett

Stivt nett representeres av en vanlig generator i lastflyten med en merkeeffekt lik 10 000 MVA. Kortslutningsytelsen på generatorklemmene er gitt ved generatorreaktansen som representerer det bakenforliggende systemet. Med X lik 1,0 pu. og nominell klemmespenning lik 400 kV, blir kortslutningsytelsen om lag ca. 11000 MVA.

Stivt nett modelleres som en generator med uendelig treghetsmoment. Det benyttes generatormodellen GENCLS, der treghetsmoment- og dempekonstant gis verdi null, som anbefalt i dokumentasjonen [6].

12.10 Oversikt kanaler

12.10.1 Test CDCVUP

PTI INTERACTIVE PLOTTING PROGRAM--PSSPLT FRI, JUN 19 2009 13:40
 TEST AV CDCVUP
 MASTEROPPGAVE - KRISTIAN STRAY

CHANNEL IDENTIFIER LIST

CHANEL	X-----	IDENTIFIER	-----X	CHANEL	X-----	IDENTIFIER	-----X
1	FREQ	2 [DC1R	500.00]	2	FREQ	4 [DC2I	230.00]
3	FREQ	5 [MEDIO1	230.00]	4	FREQ	6 [MEDIO2	230.00]
5	FREQ	8 [LAST	230.00]	6	VOLT	2 [DC1R	500.00]
7	ANGL	2 [DC1R	500.00]	8	VOLT	4 [DC2I	230.00]
9	ANGL	4 [DC2I	230.00]	10	VOLT	5 [MEDIO1	230.00]
11	ANGL	5 [MEDIO1	230.00]	12	VOLT	6 [MEDIO2	230.00]
13	ANGL	6 [MEDIO2	230.00]	14	VOLT	8 [LAST	230.00]
15	ANGL	8 [LAST	230.00]	16	POWR	4 TO	6 CKT '1 '
17	VARS	4 TO	6 CKT '1 '	18	POWR	5 TO	6 CKT '1 '
19	VARS	5 TO	6 CKT '1 '	20	POWR	5 TO	6 CKT '2 '
21	VARS	5 TO	6 CKT '2 '	22	POWR	5 TO	8 CKT '1 '
23	VARS	5 TO	8 CKT '1 '	24	POWR	5 TO	8 CKT '2 '
25	VARS	5 TO	8 CKT '2 '	26	POWR	6 TO	4 CKT '1 '
27	VARS	6 TO	4 CKT '1 '	28	POWR	6 TO	5 CKT '1 '
29	VARS	6 TO	5 CKT '1 '	30	POWR	6 TO	5 CKT '2 '
31	VARS	6 TO	5 CKT '2 '	32	POWR	8 TO	5 CKT '1 '
33	VARS	8 TO	5 CKT '1 '	34	POWR	8 TO	5 CKT '2 '
35	VARS	8 TO	5 CKT '2 '	36	MVA	4 TO	6 CKT '1 '
37	MVA	5 TO	6 CKT '1 '	38	MVA	5 TO	6 CKT '2 '
39	MVA	5 TO	8 CKT '1 '	40	MVA	5 TO	8 CKT '2 '
41	MVA	6 TO	4 CKT '1 '	42	MVA	6 TO	5 CKT '1 '
43	MVA	6 TO	5 CKT '2 '	44	MVA	8 TO	5 CKT '1 '
45	MVA	8 TO	5 CKT '2 '	46	DC_ORDER		
47	DELDCP			48	DELVDC		
49	R_MIN_MARG_ANGL			50	I_MIN_MARG_ANGL		
51	R_MIN_FIRE_ANGL			52	I_MIN_FIRE_ANGL		
53	R_MAX_FIRE_ANGL			54	R_MIN_FIRE_ANGL		
55	R_FIRE_ANGL			56	I_FIRE_ANGL		
57	R P (MW)			58	R Q (MVAR)		
59	I P (MW)			60	I Q (MVAR)		
61	R MARG ANGL			62	I MARG ANGL		
63	R UDC (PU)			64	I UDC (PU)		
65	R_VDCL_CO (PU)			66	I_VDCL_CO (PU)		
67	IDC (PU)			68	R_MIN_COMMUT_VOLT (PU)		
69	I_MIN_COMMUT_VOLT (PU)			70	R_UAC (PU)		
71	I_UAC (PU)			72	UINIT_SS6		
73	TIMER_SS6			74	Q_COND_MAX_SS6		
75	Q_IND_MAX_SS6						

12.10.2 Test CDC6

PTI INTERACTIVE PLOTTING PROGRAM--PSSPLT FRI, JUL 17 2009 0:52
TEST AV CDC6 - SK12
MASTEROPPGAVE - KRISTIAN STRAY

CHANNEL IDENTIFIER LIST

CHANEL	X	IDENTIFIER	X	CHANEL	X	IDENTIFIER	X
1	FREQ	2 [DC1R	165.00]	2	FREQ	3 [DC2I	300.00]
3	FREQ	4 [PC	300.00]	4	VOLT	2 [DC1R	165.00]
5	ANGL	2 [DC1R	165.00]	6	VOLT	3 [DC2I	300.00]
7	ANGL	3 [DC2I	300.00]	8	VOLT	4 [PC	300.00]
9	ANGL	4 [PC	300.00]	10	POWR	3 TO	4 CKT '1 '
11	VARS	3 TO	4 CKT '1 '	12	POWR	4 TO	3 CKT '1 '
13	VARS	4 TO	3 CKT '1 '	14	MVA	3 TO	4 CKT '1 '
15	MVA	4 TO	3 CKT '1 '	16			
17				18			
19				20	I MEASURED	UDC	
21	I MEASURED	IDC		22	R MEASURED	UDC	
23	AUX_SIGN	MW		24	RESTR		
25	VERF			26	CRF		
27	PACR			28	QACR		
29	PACI			30	QACI		
31	VDCI			32	VDCR		
33	IDC			34	ALFA		
35	GAMMA						

12.10.3 Responstest WT3

PTI INTERACTIVE PLOTTING PROGRAM--PSSPLT SAT, JUN 27 2009 14:58
TEST GE-3.6 MW VINDTURBIN (NY)
MASTEROPPGAVE KRISTIAN STRAY

CHANNEL IDENTIFIER LIST

CHANEL	X	IDENTIFIER	X	CHANEL	X	IDENTIFIER	X
1	ANGL	5 [VT-TERM	3.3000]1	2	POWR	5 [VT-TERM	3.3000]1
3	VARS	5 [VT-TERM	3.3000]1	4	ETRM	5 [VT-TERM	3.3000]1
5	EFD	5 [VT-TERM	3.3000]1	6	PMEC	5 [VT-TERM	3.3000]1
7	SPD	5 [VT-TERM	3.3000]1	8	WVEL	5 [VT-TERM	3.3000]1
9	WTSP	5 [VT-TERM	3.3000]1	10	WPCH	5 [VT-TERM	3.3000]1
11	WAET	5 [VT-TERM	3.3000]1	12	WRTV	5 [VT-TERM	3.3000]1
13	WRTI	5 [VT-TERM	3.3000]1	14	WPCM	5 [VT-TERM	3.3000]1
15	WQCM	5 [VT-TERM	3.3000]1	16	WAUX	5 [VT-TERM	3.3000]1
17	FREQ	2 [VP-PCC-HOY	300.00]	18	FREQ	3 [VP-PCC-LAV	33.000]
19	FREQ	4 [VP-CP	33.000]	20	FREQ	5 [VT-TERM	3.3000]
21	VOLT	2 [VP-PCC-HOY	300.00]	22	ANGL	2 [VP-PCC-HOY	300.00]
23	VOLT	3 [VP-PCC-LAV	33.000]	24	ANGL	3 [VP-PCC-LAV	33.000]
25	VOLT	4 [VP-CP	33.000]	26	ANGL	4 [VP-CP	33.000]
27	VOLT	5 [VT-TERM	3.3000]	28	ANGL	5 [VT-TERM	3.3000]
29	POWR	2 TO	3 CKT '1 '	30	VARS	2 TO	3 CKT '1 '
31	POWR	3 TO	2 CKT '1 '	32	VARS	3 TO	2 CKT '1 '
33	POWR	3 TO	4 CKT '1 '	34	VARS	3 TO	4 CKT '1 '
35	POWR	3 TO	4 CKT '2 '	36	VARS	3 TO	4 CKT '2 '
37	POWR	4 TO	3 CKT '1 '	38	VARS	4 TO	3 CKT '1 '
39	POWR	4 TO	3 CKT '2 '	40	VARS	4 TO	3 CKT '2 '
41	POWR	4 TO	5 CKT '1 '	42	VARS	4 TO	5 CKT '1 '
43	POWR	5 TO	4 CKT '1 '	44	VARS	5 TO	4 CKT '1 '
45	MVA	2 TO	3 CKT '1 '	46	MVA	3 TO	2 CKT '1 '
47	MVAR_ORDER			48	Q_STOR		
49	VOLTAGE_SENSOR			50	VOLTAGE_ERROR		
51	QREF			52	INTEGRATOR_VREG		
53	PF_AMGLE_REFERENCE						

12.10.4 Øvrige analyser

For øvrige analyser, se vedlagte *.pdf-dokumenter.

12.11 Kapasitetsøkning i sentralnettet

Gjennomførte tiltak i detalj.

12.11.1 Forutsatte nye linjer uavhengig av nye kabelforbindelser

Tabell 29 Nye linjer uavh. av nye kabelforbindelser

Id	Spenningsnivå	Fra	Via	Til
1.	420 kV	Holen	Brokke	Kristiansand
2.	420 kV	Sima	-	Samnanger
3.	420 kV	Ørskog	-	Fardal

Nærmere beskrivelser av nye linjer hentet fra NVE sine hjemmesider [7]. Beskrivelsene er nummerert i henhold til Tabell 29:

1. ”Statnett tar sikte på å etablere transformering 420/132 kV Brokke mot den nye linjen Kristiansand – Holen, der eneste ledningsstykke som kan rives av eksisterende 132 kV systemet er 3,5 km av dobbeltkursledning mot Senumstrand.”

Nye linjer gitt i konsesjon av 1998 er *Triplex Grackle 3x(3xFeAl 380)* med toppliner 2 stk. tilsvarende *Gondul (2x FeAl 53)*:

- a. 102 km 420 kV luftlinje mellom Skåreheia og Holen, her inkludert 30 km strekket Brokke – Holen.
Lagt inn som strekk Brokke-Holen 30 km, linjeimpedans og kapasitet som i [8].
- b. 150 km 420 kV luftlinje mellom Kristiansand og Skåreheia.
Lagt inn som strekk Kristiansand-Brokke 118 km, linjeimpedans og kapasitet som i [8].
- c. Dobbelkursledning mot Senumstrand (132 kV)
Ikke fjernet.

Senere utredninger / gjenopptak av konsesjonssøknad (1998) inkluderer en tilleggssøknad (2006) om transformatorstasjon tilknyttet Brokke kraftverk som følge av økt eksportkapasitet til kontinentet.

NB! Linjeimpedans gitt i [3] samsvarer ikke med data oppgitt i [8]. Mindre avvik. Benytter konsekvent [8].

Endringer i tilknytningspunkter er gitt som følgende:

- a. Utvidelse av Kristiansand transformatorstasjon med 2 stk. transformatorstasjoner 420/300 kV inntil 1000 MVA per stk., inklusive koblingsanlegg og utvidelse eksisterende 300 kV-anlegg.
Lagt inn som tilsvarende transformatorer i Norgesmodellen, med samme ytelse og spenning, samt tappejustering. Det er i tillegg lagt til 200 MVar regulerbar reaktor på 420 kV-anlegget (20 trinn 0/200 MVar Uhi 1,05 Ulo 1,025).

- b. Utvidelse av Holen transformatorstasjon med 420 kV 200 MVAr reaktor.
Regulerbar reaktor lagt til.
 - c. Utvidelse av transformatorstasjon Brokke kraftverk med 420/132/22 kV transformator med ytelse inntil 350 MVA inkludert tilhørende høyspenningsanlegg.
Toviklingstransformator med ytelse 350 MVA tilknyttet Brokke 420 kV og Brokke A 132 kV. Transformering til 22 kV er valgt utelatt dette ikke fremkommer av endelig rapport. Satt inn med impedans tilsvarende 282,2 MVA transformator på samleskinne 57811 (420/132 kV)
2. Ny 92,4 km linje av typen *Duplex Parrot (FeAl 481, ϕ – 38 mm.)*. Linjeimpedans som gitt i [8]. Tilkoblingspunktene er som følger:
- a. Utvidelse av eksisterende 420 kV anlegg ved Sima kraftverk.
 - b. Utvidelse av eksisterende 300 kV trafostasjon Samnanger med 1.stk 1000 MVA 420/300 kV transformator.
Lagt inn som tilsvarende transformatorer i modellen, med samme ytelse og spenninger, samt tappejustering.
3. Nye linjer av typen *Duplex Parrot (FeAl 481, ϕ – 38 mm.)*, i alt ca. 300 km, med delvis utfasing/ombygging av eksisterende 132 kV og 300 kV linjer. Linjestrekkene er gitt som seksjon 1 (*Ørskog – Leivdal, ca. 100 km*), seksjon 2 (*Leivdal – Moskog, ca. 120 km*) og seksjon 3 (*Moskog – Fardal, ca. 80 km*). I forbindelse med utbyggingen forutsettes noen endringer av eksisterende system:
- a. 132(300) kV-ledning Fardal – Stølsdalen rives. Ny 420 kV-ledning skal benytte eksisterende trase. Dette tiltaket fordrer ny 132 kV forbindelse Sande – Høyanger for å holde forsyningssikkerheten.
Ingen endring foretatt.
 - b. Ombygging 132 kV-ledning Fardal – Mel for å unngå konflikt med trase for ny 420 kV-ledning.
Ingen endringer foretatt.
 - c. Ombygging 300 kV-ledning Leirdøla – Fardal til 420 kV.
Ingen endring foretatt.
 - d. Ombygging 132 kV-ledning Høyanger – Moskog fra linje til kabel.
Foretatt ved å endre impedansverdier jamfør [8] for kabel av type TSLE 3x1x400 Al / 35 med tilsvarende kapasitet som eksisterende linje. Forutsetter samme lengde.

Tilkoblingspunkter er som følger:

- a. Seksjon 1: Utvidelse av eksisterende transformatorstasjon i Ørskog. Nytt dobbeltbrytersystem og reaktoranlegg 150 MVAr tilknyttet ledning Moskog – Fardal.
Reaktor lagt til som switched shunt 150 MVAr.

- b. Seksjon 1/2: Utvidelse av eksisterende transformatorstasjon i Leivdal.
420/132 kV 300 MVA transformator ssk 56323 med data tilsvarende 282,6 MVA transformator ssk 57811.
- c. Seksjon 2/3: Utvidelse av eksisterende transformatorstasjon i Moskog. 4 stk. 420 kV bryterfelt, 1 stk. 420/132 kV 300 MVA transformator, 1 stk. kondensatorbatteri inntil 150 MVA, 1 stk. reaktor inntil 150 MVA tilknyttet 420 kV-ledning mot Ørskog, utvidelse av 132 kV-anlegg.
Transformator satt inn med impedans tilsvarende 282,6 MVA transformator på samleskinne 57811 (420/132 kV). Faseforskyvningen mellom 132 kV og 420 kV fordrer fasejustering på transformatoren. Vinkel forskjøvet -78.9 grader ift. 420 kV. Kondensatorbatteri og reaktor satt inn som switched shunt.
- d. Seksjon 3: Utvidelse av eksisterende transformatorstasjon i Fardal. 2 stk. kondensatorbatteri inntil 100 MVA per stk. tilknyttet 300 kV-anlegg, 1 stk. 1000 MVA 420/300 kV autotransformator, 1 stk. SVC-anlegg ± 200 MVA tilknyttet nytt 420 kV-anlegg.
Kondensatorbatterier lagt til som 2 stk fixed shunt på ssk 56012. Transformator lik tidligere 430/300kV, men lagt til med 87,5 grader faseforskyvning.. SVC-anlegg som switched shunt på ssk 6 uten dynamisk modell.

Fem nye transformatorstasjoner (Sogndal, Høyanger, Moskog, Ålfoten og Ørsta).

12.11.2 Alternativ 2

Lyse – Stølaheia:

Legges som 59,5 km 420 kV Duplex Parrot som driftes med 300 kV systemspenning og data hentet fra [8], samt innskutt landkabel a 8,1 km og sjøkabel 5,4 km.

Kabeldata er funnet i [11], med antagelse om samme overføringskapasitet som linjen og to sett kabler i drift. Hvert kabelsett har da en kapasitet på i overkant av 1,5 kA, tilsvarende 1123 MVA. Fra [11] og [10] fremkommer at aktuelt lederareal for kobberleder må være fra 1500 mm² og oppover. Forutsetter at kabelkappa for sjøkabel og landkabel er henholdsvis bly og aluminium og at isolasjonsmedium er XLPE. Uten kjennskap til forholdene hvor kablene nyttes forutsetningene for dimensjonering slik det er gjort i kilden. Disse er følgende:

Landkabel:

- Legges direkte, flatt, nedgravd i jord med 900 mm til overflaten.
- Avstand mellom kablene på 230 mm.
- Temperatur i jordsmonnet på 15°C. Denne er antagelig lavere i praksis, hvilket gir overdimensjonering av ledertverrsnitt, setter derfor kapasiteten til kabelen 10 % høyere enn hva som avleses i kilden (se Tabell 30).
- Termisk resistans i jordsmonnet på 1,2 Km/W, [K] – kelvin, [m] – meter, [W] – watt. Denne kan avvike i stor grad avhengig av jordsmonnets beskaffenhet og kan lede til både under- og overdimensjonering.
- Driftstemperatur lik 90°C. Denne vil variere med belastningsgraden og påvirker kabelens resistans.
- Aluminiumskappe.

Sjøkabel:

- Omgivelsestemperatur og effektiv termisk resistans for sjøvannet antas adskillig lavere enn for kabel som legges i jord. *Velger derfor å dimensjonere sjøkabel lik landkabel lagt i friluft.* Denne antagelsen er imidlertid avhengig av hvordan kabelen legges, der økt avstand mellom lederne gir økt sirkulasjonsstrøm i kabelkappa og dermed lavere netto kapasitet. Dersom kablene graves ned er det i litteraturen anbefalt å nytte en termisk resistans omkring 1,0 Km/W, hvilket ikke er mye lavere enn tilsvarende kabel nedgravd på land [11]. Dermed kan antagelsene føre til at valgt kabelkonfigurasjon er underdimensjonert i forhold til hva som er realistisk i dette tilfellet.
- Driftstemperatur lik 90°C. Denne vil variere med belastningsgraden og påvirker kabelens resistans.
- Blykappe, foretrukket for sjøkabler for økt korrosjonsbestandighet.

Kablene legges med de forutsetninger som vist i Tabell 30:

Tabell 30 Kabeldata, Lyse - Stølaheia

Type	A [mm ²]	It* [A]	Si** [MVA]	Rac [ohm/km]	C [10 ⁻⁶ F/km]	X [ohm/km]	Kappe	Lengde [km]
Land	3000	1512	1100	0,012	0,215	0,152	Aluminium	8,1
Sjø**	1500	1650	1200	0,018	0,163	0,17	Bly	5,4

* Beregnet fra Sr

** Avlest grafisk: Figure A18.1 og A18.2 i [11]

*** Foretar kurvtilpassning for tilsvarende kabel med 1000 mm² og 2500 mm² lederareal. Se vedlegg 12.3.

Sauda – Liastøl:

Legges som 46,3 km 420 kV Duplex Parrot som driftes med 300 kV spenning og data hentet fra [8].

Saurdal – Tonstad:

Legges som 106 km Duplex Parrot 420 kV ledning i parallell med bestående ledninger.

Reaktor i Saurdal flyttes til Kvilldal.

To transformatorer 300/420kV 1000MVA i Tonstad/Øksendal.

Spenningsoppgradering Tonstad – (1) – Feda – (2) – Kristiansand:

- Spenningsoppgradering av eksisterende Duplex og sanering Simplex med nyetablering Duplex i samme trasé. To transformatorer 300/420 kV 1000 MVA i Tonstad samt en i Feda.
- Spenningsoppgradering av eksisterende Duplex. En transformator 300/420 kV 1000 MVA i Feda.

Fasekompensator:

Fasekompensatorytelse på ca. 1000 MVA, jmfør konklusjon [3], bør etableres i systemet, fordelt slik at tilstrekkelig kortslutningsytelse holdes ved alle importsituasjoner og for alle enkeltutfall av linjer. Dette er gjennomført ved å legge til synkronkompensator etter følgende fordeling:

- En synkronkompensator à 250 MVA i forbindelse med ny likestrømsforbindelse tilknyttet Kristiansand.
- En synkronkompensator à 250 MVA i forbindelse med eksisterende likestrømsforbindelse tilknyttet Feda.

- To synkronkompensator à 250 MVA, totalt 500 MVA, i forbindelse med ny likestrømsforbindelse tilknyttet Tonstad.

Synkronkompensatorene er dynamisk modellert tilsvarende eksisterende synkronkompensator i Frogner (250 MVA) etter anbefaling fra Statnett [25].

12.11.3 Kapasitetsøkninger ikke tatt høyde for

Tabell 31 Kapasitetssøkninger i Sentralnettet, ikke tatt høyde for

Område / beskrivelse		Status
<i>Sør-Vest:</i>		
4.	Ny 300/132/22 kV transformatorstasjon i forbindelse med vindkraftutbygging i Bjerkreim kommune i Rogaland. Denne er under behandling etter konsesjonssøknad fra Lyse Nett.	<i>Ikke tatt med.</i>
<i>Vest-Norge:</i>		
5.	Ny 35 km 300 kV linje Mongstad – Kollsnes for reduksjon av tap og økt leveringssikkerhet. Søkt konsesjon av BKK Nett.	<i>Ikke tatt med.</i>
6.	Ny 63-73 km 300 kV linje Mongstad – Modalen, med sjøkabel over Fensfjorden og ny transformatorstasjon i Matre. Søkes av BKK Nett for økt forsyningssikkerhet og tilrettelegging for ny produksjon.	<i>Ikke tatt med.</i>
7.	Ny 300 kV linje Borgund Kraftstasjon – Årdal, ca. 30 - 40 km. Gjenopptatt søknad av Statnett med hensikt å styrke effektsituasjonen i Indre Sogn.	<i>Ikke tatt med.</i>
<i>Nord-Norge:</i>		
8.	Ny 420 kV linje Ofoten – Balsfjord, ca. 160 km. Søkt av Statnett med bakgrunn i forventning om økt forbruk og produksjon knyttet til petroleumsnæringen og vindkraftutbygging, samt ønske om økt forsyningssikkerhet.	<i>Ikke tatt med</i>
9.	Ny 420 kV linje Balsfjord – Hammerfest, ca. 350 km. Søkt av Statnett med bakgrunn i forventning om økt forbruk og produksjon knyttet til petroleumsnæringen og vindkraftutbygging, samt ønske om økt forsyningssikkerhet.	<i>Ikke tatt med</i>
<i>Midt-Norge:</i>		
10.	Ny 420 kV linje Roan – Trollheim, ca 165 km med eventuelle transformeringspunkter underveis. Søkt av Statnett på grunnlag av forventet behov ved tilknytning av vindkraftverk sør og nord for Trondheimsfjorden.	<i>Ikke tatt med</i>
11.	Ny 420 kV linje Namsos – Roan, ca. 82 km, inkludert ny transformatorstasjon ved Haugstjønnå i Roan, samt utvidelse av Namsos transformatorstasjon ved Skage, Overhalla. Linjen vil i første omgang bygges som 300 kV, med utvidelsesmuligheter til 420 kV.	<i>Ikke tatt med</i>

12.12 Kortslutningsberegninger

12.12.1 Test CDCVUP

```

PSS(R)E IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS      THU, JUN 25 2009 14:48
TEST AV CDCVUP - X_source = 0.35 pu. - S_swing = 12093.39 MVA - SCR = 5.19

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100000 SECONDS
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP AMP
6 [MEDIO2] 230.00] 3PH 7269.18 18247.2 -84.72 45483.0 46709.9 9460.0 18247.2 20553.7

THEVENIN IMPEDANCE (PU), X/R
Z+: 0.001394+j0.015068, 10.811325

```

```

PSS(R)E IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS      THU, JUN 25 2009 15:15
TEST AV CDCVUP - X_source = 1.75 pu. - S_swing = 12093.39 MVA - SCR = 2.49

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100000 SECONDS
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP AMP
6 [MEDIO2] 230.00] 3PH 4122.77 10349.1 -87.01 27188.5 28083.4 11303.3 10349.1 15325.4

THEVENIN IMPEDANCE (PU), X/R
Z+: 0.001394+j0.026645, 19.117514

```

```

PSS(R)E IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS      THU, JUN 25 2009 14:57
TEST AV CDCVUP - X_source = 3.5 pu. - S_swing = 12093.39 MVA - SCR = 1.91

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100000 SECONDS
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP AMP
6 [MEDIO2] 230.00] 3PH 2673.86 6712.0 -88.06 18084.9 18535.4 8301.8 6712.0 10675.7

THEVENIN IMPEDANCE (PU), X/R
Z+: 0.001394+j0.041115, 29.500248

```

```

PSS(R)E IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS      THU, JUN 25 2009 15:12
TEST AV CDCVUP - X_source = 7.0 pu. - S_swing = 12093.39 MVA - SCR = 1.12

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100000 SECONDS
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP AMP
6 [MEDIO2] 230.00] 3PH 1569.84 3940.7 -88.86 10829.4 11002.2 5205.1 3940.7 6528.6

THEVENIN IMPEDANCE (PU), X/R
Z+: 0.001394+j0.070057, 50.265717

```


12.12.2 Test CDC6

```

PSS(R)E IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS      WED, JUL 15 2009 13:39
TEST AV CDC6 (SK12) - X_source = 5.25 pu. - S_swing = 12093.39 MVA - SCR = 4.92

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100000 SECONDS
<-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
X-----BUS -----X
3 [DC2I 300.00] 3PH 2460.46 4735.2 -88.99 13056.2 13253.8 6356.4 4735.2 7926.2

THEVENIN IMPEDANCE (PU), X/R
Z+: 0.000785+j0.044700, 56.928394

```

```

PSS(R)E IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS      WED, AUG 05 2009 17:26
TEST AV CDC6 (SK12) - X_source = 10.5 pu. - S_swing = 12093.39 MVA - SCR = 2.50

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100000 SECONDS
<-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
X-----BUS -----X
3 [DC2I 300.00] 3PH 1248.36 2402.5 -89.49 6707.4 6759.5 3310.1 2402.5 4090.0

THEVENIN IMPEDANCE (PU), X/R
Z+: 0.000785+j0.088112, 112.216446

```

```

PSS(R)E IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS      WED, JUL 15 2009 13:59
TEST AV CDC6 (SK12) - X_source = 15.725 pu. - S_swing = 12093.39 MVA - SCR = 1.67

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100000 SECONDS
<-SCMVA-> <-Sym I'k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
X-----BUS -----X
3 [DC2I 300.00] 3PH 836.33 1609.5 -89.66 4512.8 4536.4 2236.9 1609.5 2755.8

THEVENIN IMPEDANCE (PU), X/R
Z+: 0.000785+j0.131524, 167.504486

```

12.12.3 Lastflytanalyse

- MIESCR beregnet med MIIF-faktor på 0,9 for alle koblinger.
- Simulering #, der tallet # angir hvor forstyrrelse og utfall påføres systemet jamfør vedlegg 12.1.
- Simulering 0 tilsvarer basiscase uten utfall.
- Simulering 5* er tilsvarende simulering 5 med kun én synkronkompensator i Tonstad.
- Tabellene er gjengitt grafisk i kapittel 9.2.3.
- De to simuleringene med lavest ESCR for hvert målepunkt er markert med rødt, med 5* utelatt.

Utfall 420 kV med TVP												
Simulering	Kortslutningsytelse [MVA]				ESCR				MIESCR			
	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad
0	9980	10050	9580	10280	2.70	2.72	2.59	2.78	2.91	2.96	2.82	2.96
1	9810	9880	8940	9160	2.65	2.67	2.42	2.48	2.86	2.91	2.63	2.64
2	9960	10040	9210	9590	2.69	2.71	2.49	2.59	2.90	2.96	2.71	2.76
3	9660	9730	9240	9840	2.61	2.63	2.50	2.66	2.82	2.87	2.72	2.84
4	9740	9780	9580	10240	2.63	2.64	2.59	2.77	2.84	2.88	2.82	2.95
5	9490	9460	6400	8860	2.56	2.56	1.73	2.39	2.77	2.79	1.88	2.55
6	8480	8350	8020	9600	2.29	2.26	2.17	2.59	2.47	2.46	2.36	2.77
7	8790	8730	9320	10150	2.38	2.36	2.52	2.74	2.56	2.58	2.74	2.93
8	9050	9020	9420	10210	2.45	2.44	2.55	2.76	2.64	2.66	2.77	2.94
9	9730	9770	9360	10020	2.63	2.64	2.53	2.71	2.84	2.88	2.75	2.89
5*	9250	9230	6290	7880	2.50	2.49	1.70	2.13	2.70	2.72	1.85	2.27

Utfall 420 kV uten TVP												
Simulering	Kortslutningsytelse [MVA]				ESCR				MIESCR			
	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad
0	9930	10000	9490	10080	2.68	2.70	2.56	2.72	2.90	2.95	2.79	2.90
1	9740	9810	8820	8950	2.63	2.65	2.38	2.42	2.84	2.89	2.59	2.58
2	9910	9990	9120	9410	2.68	2.70	2.46	2.54	2.89	2.95	2.68	2.71
3	9610	9670	9140	9650	2.60	2.61	2.47	2.61	2.80	2.85	2.69	2.78
4	9690	9730	9490	10040	2.62	2.63	2.56	2.71	2.83	2.87	2.79	2.89
5	9460	9440	6380	8650	2.56	2.55	1.72	2.34	2.76	2.78	1.88	2.49
6	8460	8330	7930	9400	2.29	2.25	2.14	2.54	2.47	2.46	2.33	2.71
7	8740	8680	9220	9950	2.36	2.35	2.49	2.69	2.55	2.56	2.71	2.87
8	9000	8970	9320	10010	2.43	2.42	2.52	2.71	2.62	2.65	2.74	2.88
9	9680	9720	9270	9830	2.62	2.63	2.51	2.66	2.82	2.87	2.73	2.83
5*	9210	9200	6280	7670	2.49	2.49	1.70	2.07	2.69	2.71	1.85	2.21

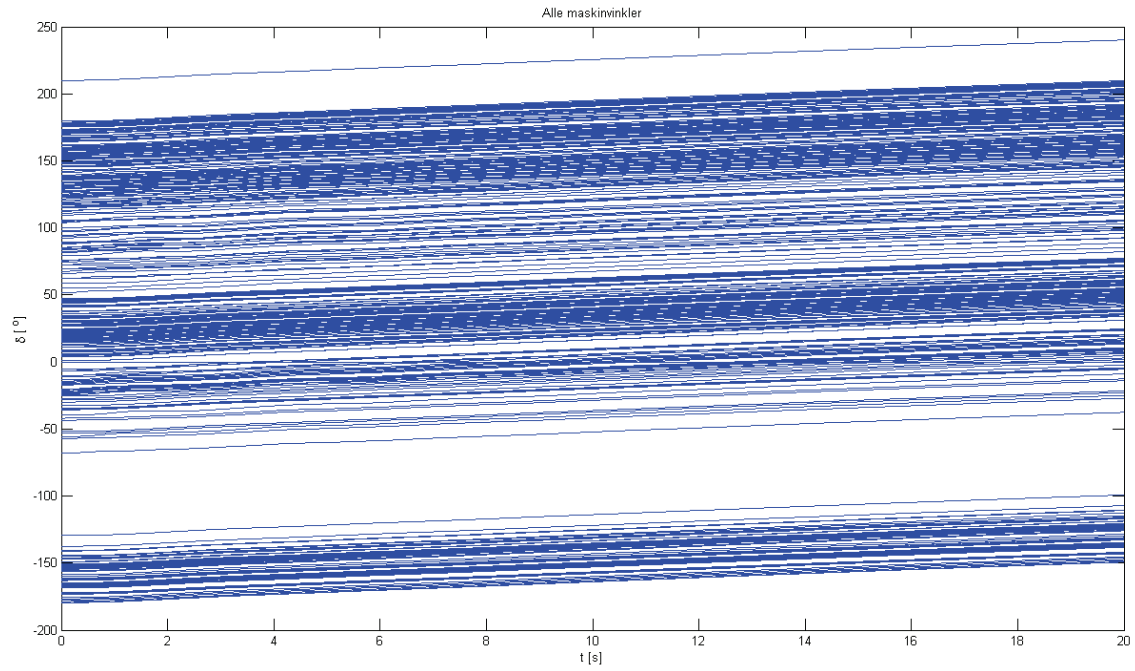
Utfall 300 kV med TVP												
Simulering	Kortslutningsytelse [MVA]				ESCR				MIESCR			
	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad
0	9980	10050	9580	10280	2.70	2.72	2.59	2.78	2.91	2.96	2.82	2.96
11	9980	10050	9560	10200	2.70	2.72	2.58	2.76	2.91	2.96	2.81	2.94
12	9960	10030	9570	10120	2.69	2.71	2.59	2.74	2.90	2.96	2.81	2.92
13	9920	10000	9380	9860	2.68	2.70	2.54	2.66	2.89	2.95	2.76	2.84
14	9920	10000	9380	9860	2.68	2.70	2.54	2.66	2.89	2.95	2.76	2.84
15	9880	9960	9420	10070	2.67	2.69	2.55	2.72	2.88	2.94	2.77	2.90
16	9820	9900	9310	9930	2.65	2.68	2.52	2.68	2.86	2.92	2.74	2.86
17	9960	10040	9540	10220	2.69	2.71	2.58	2.76	2.90	2.96	2.81	2.95
18	9860	9930	9490	10150	2.66	2.68	2.56	2.74	2.87	2.93	2.79	2.93
19	9840	9910	9370	10000	2.66	2.68	2.53	2.70	2.87	2.92	2.76	2.88
20	9740	9830	9500	10180	2.63	2.66	2.57	2.75	2.84	2.90	2.79	2.93
21	9970	10040	9200	10270	2.69	2.71	2.49	2.78	2.91	2.96	2.71	2.96
22	9930	9990	9220	10250	2.68	2.70	2.49	2.77	2.90	2.95	2.71	2.95
23	8960	9190	9560	10000	2.42	2.48	2.58	2.70	2.61	2.71	2.81	2.88
24	9780	9920	9570	10270	2.64	2.68	2.59	2.78	2.85	2.93	2.81	2.96
25	8990	9150	9260	10010	2.43	2.47	2.50	2.71	2.62	2.70	2.72	2.88
26	9720	9850	9450	9780	2.63	2.66	2.55	2.64	2.83	2.91	2.78	2.82

Utfall 300 kV uten TVP												
Simulering	Kortslutningsytelse [MVA]				ESCR				MIESCR			
	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad
0	9930	10000	9490	10080	2.68	2.70	2.56	2.72	2.90	2.95	2.79	2.90
11	9930	10000	9460	10010	2.68	2.70	2.56	2.71	2.90	2.95	2.78	2.88
12	9910	9980	9470	9920	2.68	2.70	2.56	2.68	2.89	2.94	2.79	2.86
13	9870	9940	9270	9660	2.67	2.69	2.51	2.61	2.88	2.93	2.73	2.78
14	9870	9940	9270	9660	2.67	2.69	2.51	2.61	2.88	2.93	2.73	2.78
15	9830	9900	9320	9870	2.66	2.68	2.52	2.67	2.87	2.92	2.74	2.84
16	9770	9840	9210	9730	2.64	2.66	2.49	2.63	2.85	2.90	2.71	2.80
17	9910	9980	9440	10020	2.68	2.70	2.55	2.71	2.89	2.94	2.78	2.89
18	9800	9860	9380	9940	2.65	2.66	2.54	2.69	2.86	2.91	2.76	2.86
19	9780	9850	9280	9810	2.64	2.66	2.51	2.65	2.85	2.91	2.73	2.83
20	9680	9780	9400	9980	2.62	2.64	2.54	2.70	2.82	2.88	2.76	2.88
21	9920	9990	9110	10070	2.68	2.70	2.46	2.72	2.89	2.95	2.68	2.90
22	9880	9940	9130	10050	2.67	2.69	2.47	2.72	2.88	2.93	2.69	2.90
23	8930	9160	9460	9800	2.41	2.48	2.56	2.65	2.60	2.70	2.78	2.82
24	9730	9870	9480	10080	2.63	2.67	2.56	2.72	2.84	2.91	2.79	2.90
25	8940	9090	9160	9810	2.42	2.46	2.48	2.65	2.61	2.68	2.69	2.83
26	9680	9810	9350	9580	2.62	2.65	2.53	2.59	2.82	2.89	2.75	2.76

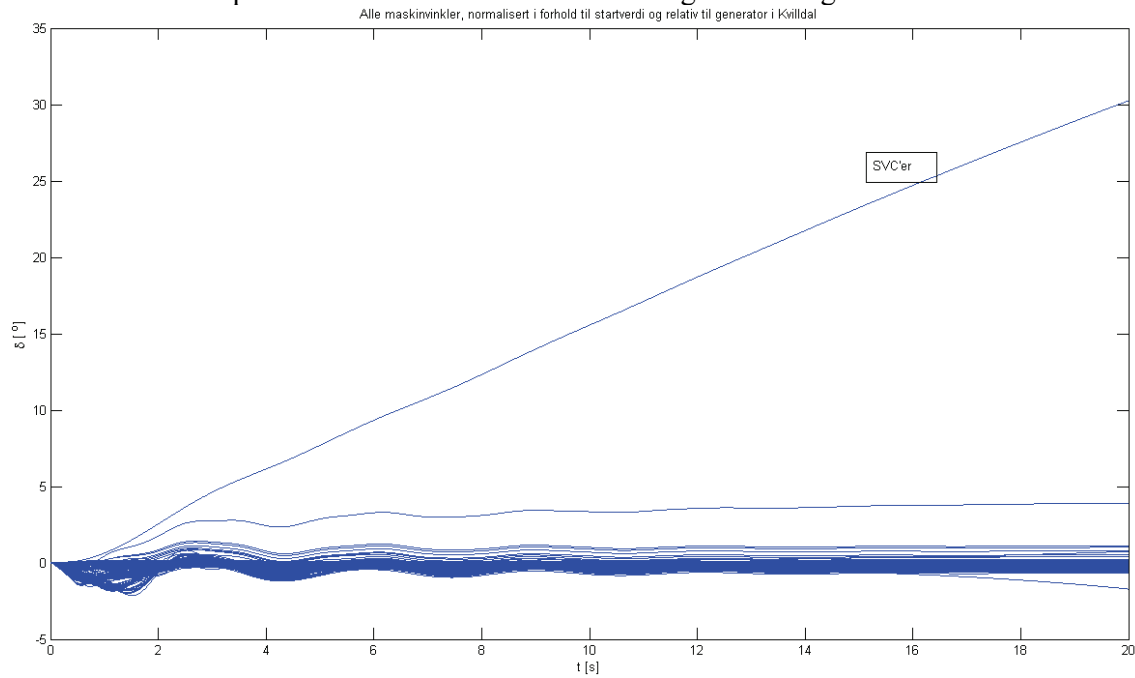
Avvik (med – uten Tonstad Vindpark)												
Simulering	Kortslutningsytelse [MVA]				ESCR				MIESCR			
	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad	Krsand300	Krsand400	Feda	Tonstad
0	50	50	90	200	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06
1	70	70	120	210	0.02	0.02	0.03	0.06	0.02	0.02	0.04	0.06
2	50	50	90	180	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.03	0.05
3	50	60	100	190	0.01	0.02	0.03	0.05	0.01	0.02	0.03	0.05
4	50	50	90	200	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06
5	30	20	20	210	0.01	0.01	0.01	0.06	0.01	0.01	0.01	0.06
6	20	20	90	200	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06
7	50	50	100	200	0.01	0.01	0.03	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06
8	50	50	100	200	0.01	0.01	0.03	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06
9	50	50	90	190	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.03	0.05
5*	40	30	10	210	0.01	0.01	0.00	0.06	0.01	0.01	0.00	0.06
11	50	50	100	190	0.01	0.01	0.03	0.05	0.01	0.01	0.03	0.05
12	50	50	100	200	0.01	0.01	0.03	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06
13	50	60	110	200	0.01	0.02	0.03	0.05	0.01	0.02	0.03	0.06
14	50	60	110	200	0.01	0.02	0.03	0.05	0.01	0.02	0.03	0.06
15	50	60	100	200	0.01	0.02	0.03	0.05	0.01	0.02	0.03	0.06
16	50	60	100	200	0.01	0.02	0.03	0.05	0.01	0.02	0.03	0.06
17	50	60	100	200	0.01	0.02	0.03	0.05	0.01	0.02	0.03	0.06
18	60	70	110	210	0.02	0.02	0.03	0.06	0.02	0.02	0.03	0.06
19	60	60	90	190	0.02	0.02	0.02	0.05	0.02	0.02	0.03	0.05
20	60	50	100	200	0.02	0.01	0.03	0.05	0.02	0.01	0.03	0.06
21	50	50	90	200	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06
22	50	50	90	200	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06
23	30	30	100	200	0.01	0.01	0.03	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06
24	50	50	90	190	0.01	0.01	0.02	0.05	0.01	0.01	0.03	0.05
25	50	60	100	200	0.01	0.02	0.03	0.05	0.01	0.02	0.03	0.06
26	40	40	100	200	0.01	0.01	0.03	0.05	0.01	0.01	0.03	0.06

12.13 Generatorvinkler, Norgesmodellen

Plot av vinklernes absoluttverdi:



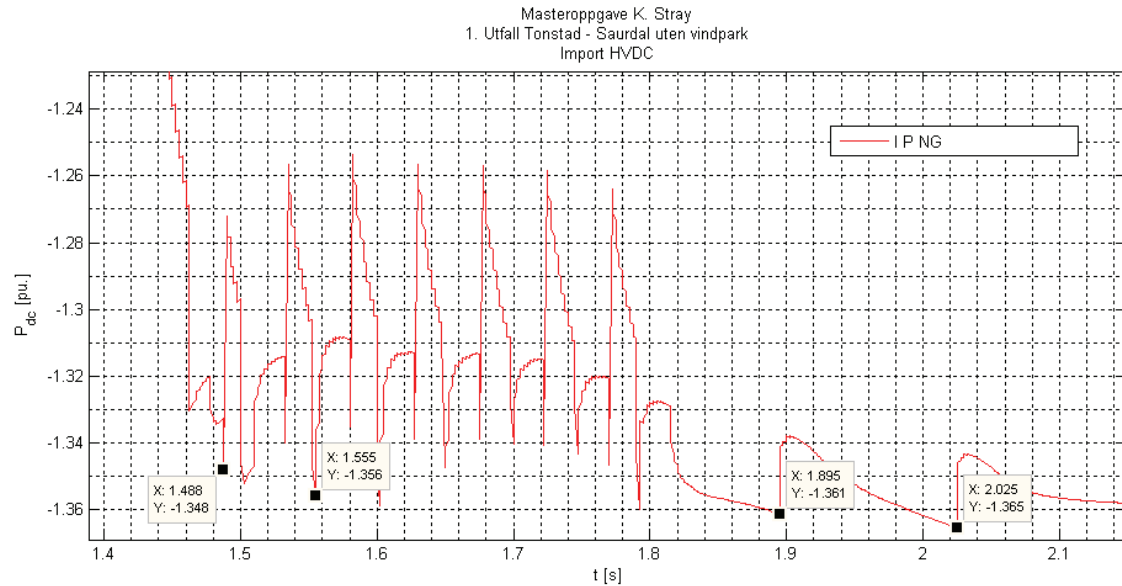
Plot med alle forløp normalisert i forhold til startverdi og relativ til generator i Kvilldal:



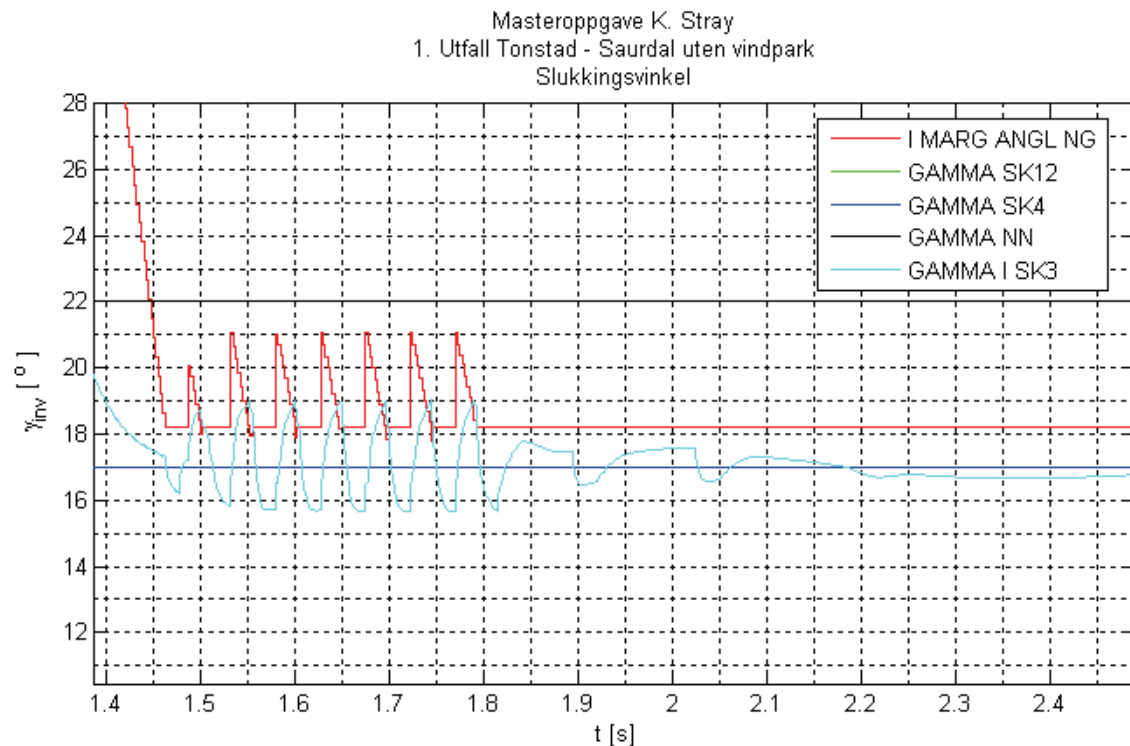
12.14 Figurer tilhørende diskuterte simuleringer

Alle grafene for simuleringresultater, også de som ikke er kommentert direkte i hoveddelen, er vedlagt som filer i *.fig-format.

12.14.1 Simulering 1, utfall Tonstad – Saurdal

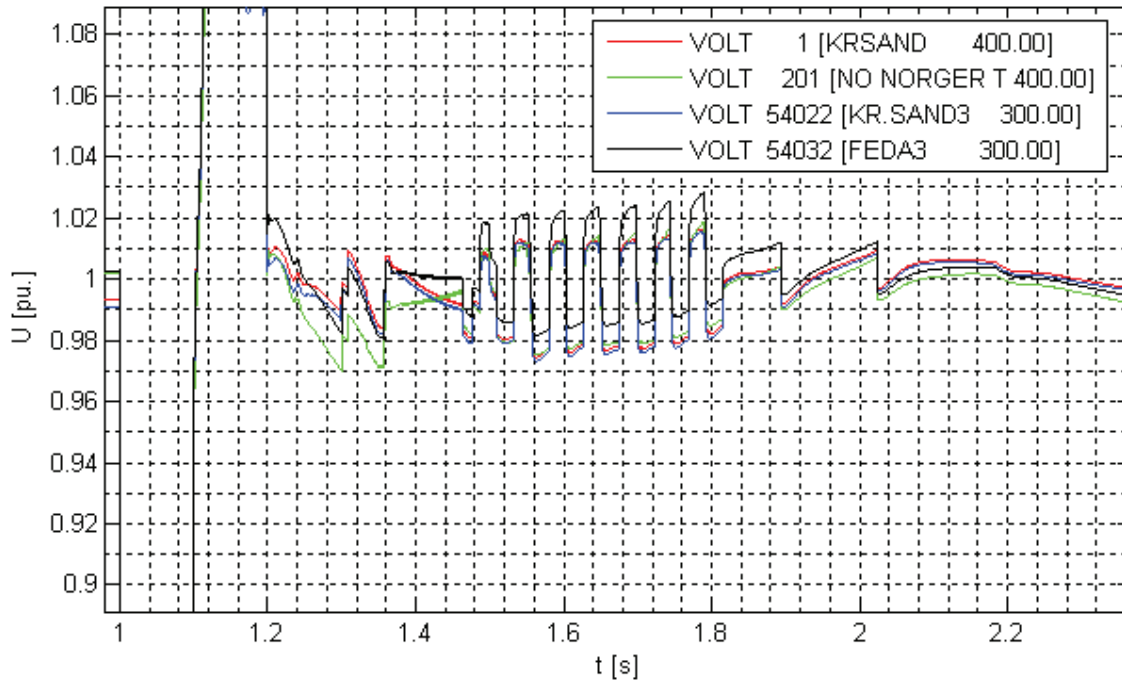


Figur 83 Simulering 1 – Import NorGer, kommuteringsvikt



Figur 84 Simulering 1 – Slukningsvinkel

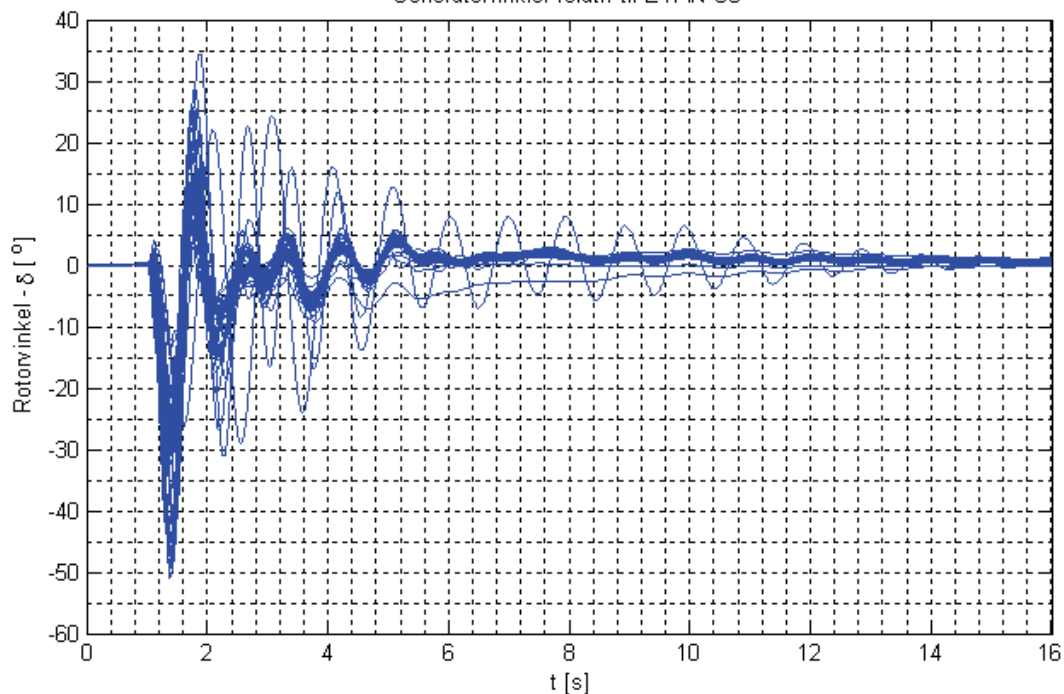
Masteroppgave K. Stray
1. Utfall Tonstad - Saudal uten vindpark
Spenning - AC-siden av konvertertransformator



Figur 85 Simulering 1 – Spenning AC-siden av konvertertransformator

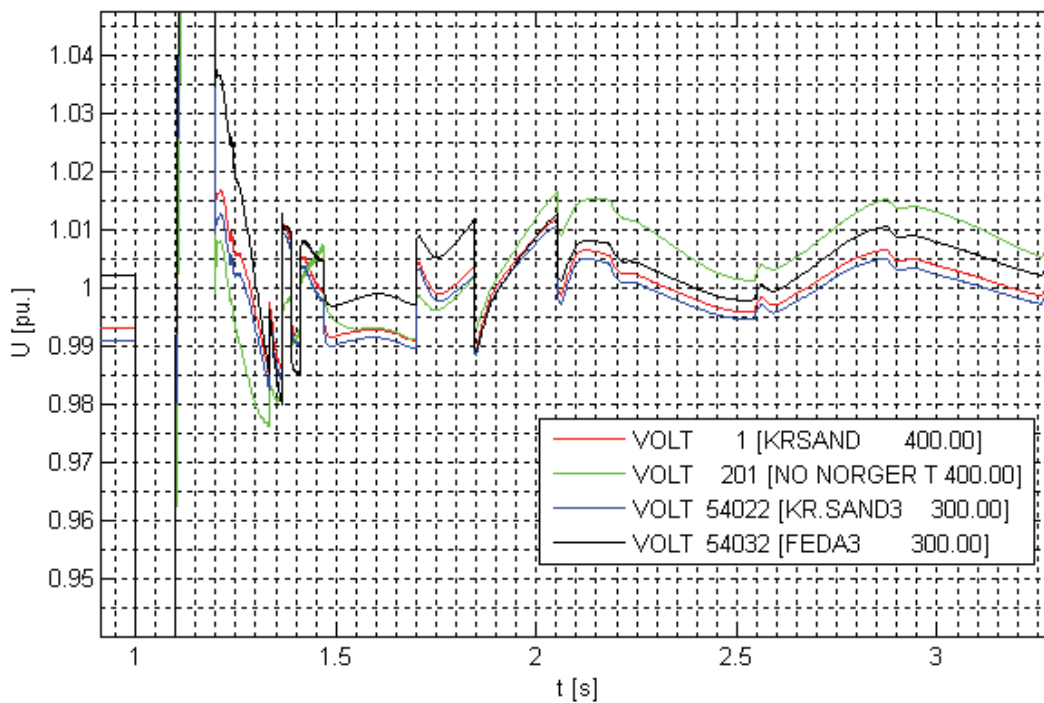
12.14.2 Simulering 5, Dobbeltutfall Tonstad – Feda

Masteroppgave K. Stray
5. Dobbeltutfall Tonstad - Feda uten vindpark
Generatorvinkler relativ til EVAN-G3



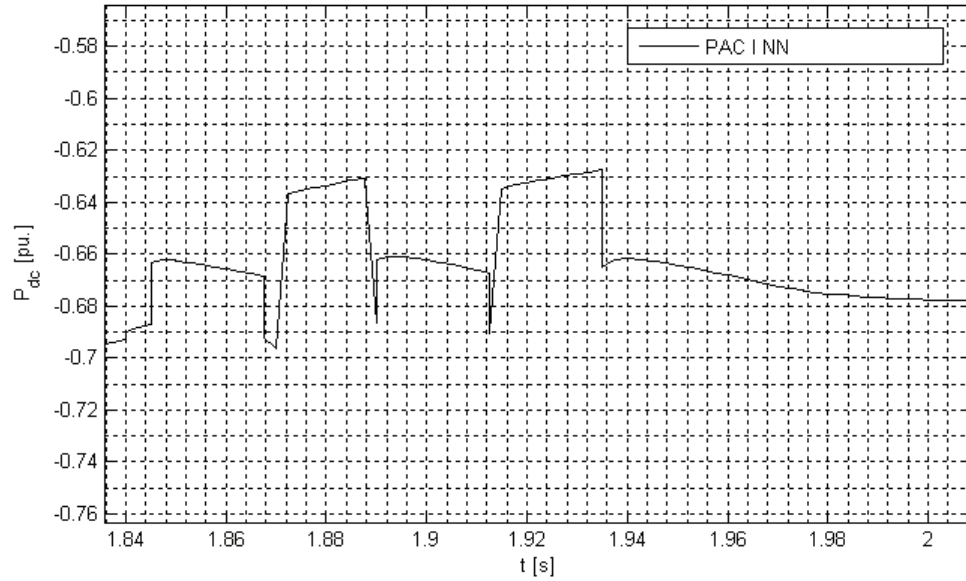
Figur 86 Simulering 5 – Rotorvinkler, normalisert og relativ til EVAN-G3, uten vindpark

Masteroppgave K. Stray
5. Dobbeltutfall Tonstad - Feda uten vindpark
Spenning - AC-side av konvertertransformator



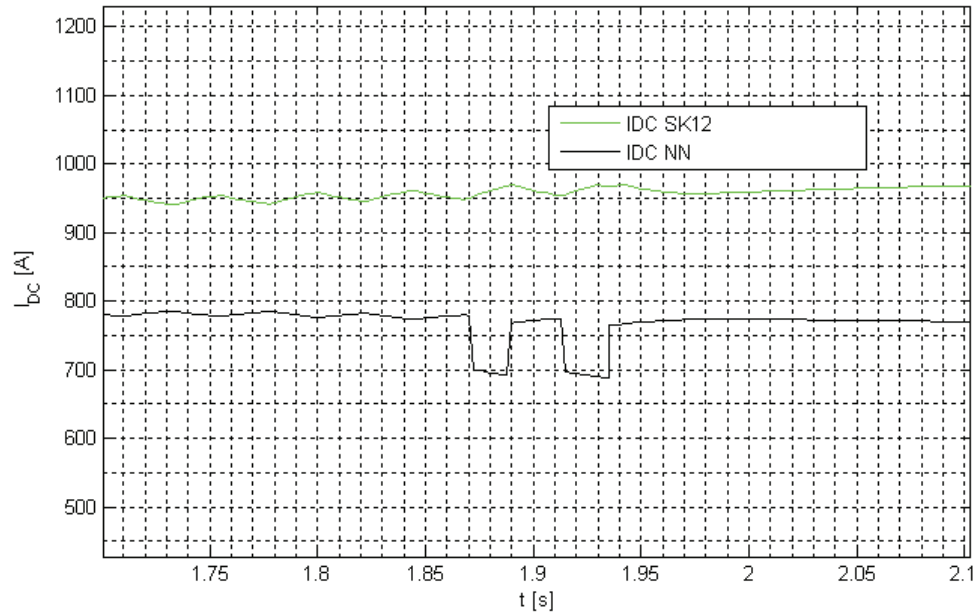
Figur 87 Simulering 5 – Spenning uten vindpark

Masteroppgave K. Stray
5. Dobbeltutfall Tonstad - Feda
Import HVDC



Figur 88 Simulering 5 – Import NorNed

Masteroppgave K. Stray
5. Dobbeltutfall Tonstad - Feda
DC-strøm



Figur 89 Simulering 5 – DC-strøm for NorNed