

Dynamisk interaksjon mellom vindkraftparker og tradisjonelle produksjonskilder under større forstyrrelser i kraftsystemet.

Odin Hammer Eliassen

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2010
Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Oppgavetekst

Oppgaven tar utgangspunkt i eksempelmodellen savnw fra PSS/E. Denne består av seks synkrongeneratorer koblet sammen i et masket nettverk med syv belastninger. Spenningsnivåene til transmisjonslinjene er 500 kV og 230 kV. For å undersøke hvordan vannkraftverket Hydro_G forandrer dynamisk respons ved innkobling av vindkraft, skal et vindkraftverk tilknyttes kraftsystemet via en 230 kV radial. Vindkraftverket har en produksjon på 100 MW. Radiallinjen er 20 km.

Oppgavens formål er å undersøke hvorvidt integrasjon av vindkraft påvirker vannkraftverkets stabilitet ved store forstyrrelser i systemet.

Oppgaven gitt: 15. januar 2010

Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Forord

Denne rapporten er et resultat av arbeidet med den avsluttende hovedoppgaven ved Norges Tekniske og Naturvitenskapelige Universitet (NTNU) ved Institutt for elkraftteknikk våren 2010.

I utgangspunktet var det meningen at oppgaven skulle bygge videre på prosjektoppgaven fra høsten 2009. Prosjektoppgaven bestod av lastflytanalyser av BKKs transmisjonsnett ved innkobling av tre konsesjonssøkte vindmølleparker. Under arbeidet med BKKs dynamiske modell, viste det seg at modellen inneholdt en rekke feil som BKK ikke visste årsaken til. I tillegg kom det fram at BKK manglet den dynamiske modellen til et planlagt gasskraftverk som var sentralt i oppgaven. Grunnet mangelfull modell og liten tid til eventuelt å utbedre feilene, ble det besluttet å bytte kraftsystemmodell. Dette drastiske tiltaket ble gjort etter to måneders arbeid, noe som har ført til at masteroppgaven er skrevet på kun tre måneder i stedet for fem.

Den nye modellen som det har blitt gjort analyser på, er eksempelmodellen 'savnw'. En vindmøllepark ble integrert i modellen, og det ble gjort dynamiske analyser på vannkraftverket i modellen med fokus på transient polhjulsinkel- og spenningstabilitet.

Jeg vil takke Olav B. Fosso (faglærer) for hjelp med gjennomføring av oppgaven. Jeg vil også takke Leif Warland for teknisk hjelp knyttet til PSS/E, samt Randi A. Flo, Trond Toftevåg og Kjetil Uhlen for nyttige diskusjoner rundt modellering av vindturbiner og simuleringsresultater. Takk til Liv Mari Brunstad Høydal for støtte og oppmuntring under arbeidet.

Etter 17 år som pliktoppfyllende elev og student i det norske utdanningssystemet vil jeg gjerne si; Takk for meg, det har tidvis vært lærerikt.

Trondheim 10. Juni 2010

Odin Hammer Eliassen

Abstract

The content of this report is dynamic analyses of a hydro-electric power stations response to short-circuits in nearby transmission lines and changes in the system topology. The main focus in the analyses has been studying changes in the hydro-electric power stations response to disturbances when a wind power plant is connected to the power grid. The main objective has been to acquire knowledge on power system simulations and interactions between generators.

The central parts of this thesis are:

- Theory on the most common wind turbine types and stability theory
- Establishment of a dynamic wind turbine model
- Dynamic analyses of generator responses during system changes with different wind parks and load flows
- Evaluation of how wind turbine integration influences the power systems transient rotor angle and voltage stability.

DFIG- wind turbines improves voltage stability in the power grid by contributing with reactive support. At the same time, active voltage regulation may increase the voltage variations at the wind power plants connection point to the grid.

Integration of the wind power plant leads to changed load flow in the system. This changes the hydro-electric power stations response to disturbances in the system. The wind park integration leads to tighter electric coupling between the hydro-electric power station and the nuclear power plant on bus bar 151. The electrical connection between the hydro-electric power station and the remaining production units gets weaker by integration of the wind power plant. This leads to an increase in rotor angle of the hydroelectric generator in the transient swing path.

Integration of wind power increases the rotating masses of the system. This may lead to reduced frequency drift during disturbances if the conventional units are still online.

The wind-power station cannot increase the energy production during production deficits. Integration of wind power unloads other power plants in the system, thereby increasing their spinning reserves. In this manner, the wind power plant indirectly increases the spinning reserves of the system.

Sammendrag

Denne rapporten omhandler dynamiske analyser av et vannkraftverks respons på kortslutninger i nærliggende transmisjonslinjer og større endringer i nettopologi. Hovedfokuset i analysene har vært å studere hvordan vannkraftverkets respons på forstyrrelsene endres når en vindmøllepark kobles inn i nettet. Hovedformålet har vært å tilegne seg kunnskap om kraftsystemsimuleringer og interaksjonen mellom generatorer.

De sentrale delene i denne oppgaven er:

- Teori om de vanligste vindturbin typene og stabilitetsteori.
- Etablering av dynamisk vindturbinmodell
- Dynamiske analyser av generatorrespons under endringer i systemet med forskjellige vindparker og lastflytløsninger.
- Vurdering av hvordan integrasjon av vindturbiner kan påvirke kraftsystemets transiente polhjul- og spenningsstabilitet.

DFIG- vindturbiner forbedrer spenningsstabiliteten i nettet ved å bidra med reaktiv støtte. Samtidig fører aktiv spenningsregulering fra DFIG- vindturbinene til større spenningsvariasjoner i vindparkens tilknytningspunkt.

Integrasjon av vindparken fører til endret lastflyt i nettet. Denne lastflytforandringen endrer vannkraftverkets transiente respons på forstyrrelser i systemet. Innkobling av vindparken fører til tettere elektrisk kobling mellom vannkraftverket og atomkraftverket på samleskinne 151. Den elektriske koblingen mellom vannkraftverket og de resterende kraftverkene i systemet blir svakere når vindparken integreres. Dette fører til at verdien på vannkraftgeneratorens polhjulsvinkel i det transiente svingeforløpet øker.

Integrasjon av vindkraft øker den roterende massen i kraftsystemet. Dette kan føre til reduserte frekvensendringer ved forstyrrelser dersom ikke andre enheter kobles ut i den aktuelle driftssituasjonen.

Vindkraftverket kan ikke øke energiproduksjonen ved produksjonsunderskudd. Integrasjon av vindkraft fører til avbelastning av andre kraftverk, som dermed får økt roterende reserve. På denne måten bidrar vindkraftverket indirekte til økt roterende reserve i kraftsystemet.

Innholdsfortegnelse

1. Introduksjon	8
1.1 Endring av oppgave	8
1.2 Oppgaven	8
1.3 Rapporten.....	10
2. Vindturbinteknologi	11
2.1 Teknisk oversikt	11
2.2 Rotor.....	11
2.3 Drivverk	11
2.4 Generator	12
2.5 Nacelle og yaw systemet.....	12
2.6 Pitch og stall kontrollerte vindturbiner	12
2.6.1 Stall control	12
2.6.2 Active stall control.....	12
2.6.3 Pitch control	13
3. Asynkrongenerator.....	14
3.1 Synkron hastighet.....	14
3.2 Slip	14
3.3 Elektrisk effekt.....	14
4. Vindgeneratorsystem	16
4.1 Klassifisering av vindturbiner og generatortyper	16
4.2 Konstant- hastighet asynkrongenerator	16
4.3 Begrenset variabel hastighets turbin	17
4.4 Variabel hastighet turbin med begrenset frekvensomformer	18
4.5 Variabel hastighet vindturbin med fullfrekvensomformer	19
4.6 Markedstrender	20
5. Systemkrav for vindparker	21
5.1 Systemkrav ved normal drift	21
5.2 Systemkrav under feil.....	22
6. Transmisjonsnett.....	24
6.1 Overføringslinjer.....	24
6.2 SIL (Surge Impedance Load)	24
6.3 Lastflytligningene	25

7.	Stabilitetsteori	27
7.1	Småsignalstabilitet	29
7.2	Transient stabilitet	34
7.3	Spenningsstabilitet	39
8.	Valg av systemkonfigurasjon	41
8.1	Vindgeneratorsystem	41
8.2	Vindparkkonfigurasjon	41
8.3	Transformatorer	44
8.4	Luftlinjer og kabler	44
9.	Antagelser.....	45
10.	Modellering	46
10.1	Siemens 1,5MW fixed speed vindturbin	46
10.1.1	Lastflyt	46
10.1.2	Generator WT1G	47
10.1.3	Turbinmodell WT12T	47
10.1.4	Imaginær governormodell WT12A	48
10.2	Siemens 1,5MW DFIG vindturbin	49
10.2.1	Lastflyt	50
10.2.2	Generator/ omformer WT3G	50
10.2.3	Omformer kontrollen WT3E.....	51
10.2.3	Turbinmodell WT3T	53
10.2.4	Pitch kontroll WT3P.....	54
10.3	Luftlinjer og kabler	55
10.4	Transformatorer	56
10.5	Ekvivalenter	56
10.5.1	Vindturbin.....	56
10.5.2	Transformator	56
10.5.3	Luftlinjer og kabler	56
11.	Studie av kraftsystemet under feil	57
11.1	Vindturbin typer og vindparktopologi.....	57
11.2	Feilscenarioer og nettopologi.....	58
12.	Resultater med diskusjon	61
12.1	Bruk av generatorekvivalenter	66
12.2	Kortslutning av linje 201 – 151	68

12.3	Kortslutning på linje 201 – 202.....	79
12.4	Utkobling av linje 201 – 151	81
12.5	Utkobling av linje 201-202.....	86
12.6	Utkobling av generatoren CatDog.....	92
12.7	Utkobling av last	98
12.8	Oppskalering av vindkraftanlegg	104
12.8.1	Utkobling av generatoren CatDog.....	104
12.8.2	Utkobling av last på samleskinne 205	111
12.9	Endring av linjelengde	116
12.9.1	Utkobling av generatoren CatDog.....	116
12.9.2	Utkobling av lasten på samleskinne 205	126
12.10	Integrasjon av fixed speed vindturbin.....	133
12.10.1	Utkobling av generatoren CatDog.....	133
12.10.2	Utkobling av last på samleskinne 205	138
12.11	Effektproduksjon fra vindkraft erstatter vannkraft.....	142
13.	Diskusjon og Konklusjon.....	144
13.1	Oppsummering av simuleringene	144
13.2	Vindturbinpark representert ved generatorekvivalent.....	145
13.3	Endring av klemmespenning og reaktiv effekt fra vannkraftgenerator.....	146
13.4	Aktiv effekt og rotorhastighet/ polhjulsinkel	147
13.4.1	Kortslutning på linjene 201-151 og 201-202	147
13.4.2.	Utkobling av linjer	148
13.4.3	Produksjonsbortfall	149
13.4.4	Lastavslag	150
13.5.	Implementering av større vindpark.....	151
13.6	Endring av linjelengde mellom vindpark og vannkraftverk.....	152
13.7	Implementering av fixed speed	153
13.8	Vindkraftverk erstatter deler av vannkraftverkets produksjon.	154
14.	Fremtidig arbeid	155
15.	Referanser	157
16.	Vedlegg A.....	159
A.	1 Parameterlister for linjer, transformatorer og vindturbiner	159
A.	2 Lastflytløsninger	162
17.	Vedlegg B: Elektronisk vedlegg. Resultatfiler og nettmodell	165

Tabelliste

Tabell 1: Effektflyt på 500kV som kobles ut. positiv referanse ut fra samleskinne 201.	59
Tabell 2: Svitsjefrekvens ved kortslutning av linje[11].	60
Tabell 3: Parameterliste for WT1G1 [23].	159
Tabell 4: Parameterliste for WT12T [23].	159
Tabell 5: Parameterliste for WT12A [23].	159
Tabell 6: parameterliste for WT3G1	159
Tabell 7: parameterliste for WT3E [23].	160
Tabell 8: Parameterliste for WT3T [23].	160
Tabell 9: Parameterliste for WT3P1 [23].	161
Tabell 10: Parameterliste for transmisjonslinje [10].	161
Tabell 11: Transformatorparametre [23].	161
Tabell 12: Lastflytløsning for undermagnetisert 1x100MW DFIG	162
Tabell 13: Lastflytløsning for undermagnetisert 10x10MW DFIG* og fixed speed vindturbin.	162
Tabell 14: Lastflytløsning for overmagnetisert 1x100MW DFIG* vindturbin.	162
Tabell 15: Lastflytløsning for overmagnetisert 10x10MW DFIG* vindturbin.	163
Tabell 16: Lastflytløsning for undermagnetisert 1x300MW DFIG vindturbin.	163
Tabell 17: Lastflytløsning for overmagnetisert 1x300MW DFIG vindturbin.	163
Tabell 18: Lastflytløsning for undermagnetisert 1x100MW vindturbin, 100km transmisjonslinje. ...	164
Tabell 19: Lastflytløsning for overmagnetisert 1x100MW vindturbin, 100km transmisjonslinje.	164
Tabell 20: Lastflytløsning for simulering med 2x10MW fixed speed vindturbiner.	164

Figurliste

Figur 1: Forenklet enlinjeskjema over nettmodellen.....	9
Figur 2: Illustrasjon av nacellen til en vindturbin[7].....	11
Figur 3: Illustrasjon av hvordan vingens angrepsvinkel endres for å justere vingens løfteevne[7].	13
Figur 4: Ekvivalentsjema av en asynkronmaskin[26].....	15
Figur 5: Prinsippskisse av en konstant hastighets vindturbin med ekstern shuntkondensator[7].	16
Figur 6: Prinsippskisse av begrenset variabel hastighets turbin med variabel motstand[7].	17
Figur 7: Prinsippskisse av en DFIG vindturbin[7].	18
Figur 8: Prinsippskisse av en vindturbin med synkrongenerator og fullfrekvensomformer[7].	19
Figur 9: Funksjonsområde for produksjonsanlegg[9].....	21
Figur 10: FRT- krav for produksjonsanlegg tilknyttet nett med nominell spenning < 200kV[9].	22
Figur 11: FRT- krav for produksjonsanlegg tilknyttet nett med nominell spenning > 200kV [9].	23
Figur 12: To samleskinner og en linje kun representert med linjeimpedansen.....	25
Figur 13: De forskjellige stabilitetskategoriene[1].	27
Figur 14: Generator med rund rotor [1].	28
Figur 15: Effekt- og vinkelpendlinger for et dempet system[1].	31
Figur 16: Sammenheng mellom egenverdier og dempeforløp [27].....	33
Figur 17: Effektkurve for en tapsfri generator med runde poler[2].	36
Figur 18: To maskinekvivalenter på hver sin side av en linjeekvivalent[1].	37
Figur 19: Generator knyttet til et stivt nett via en radiallinje og en transformator[1].	37
Figur 20: Generator med step-up transformator knyttet til stivt nett via to linjer[1].	38
Figur 21: Equal area criteria[1].	39
Figur 22: P-V kurve for et vilkårlig system. $\cos(\phi)=0,95$ induktiv [10].	40
Figur 23: Vindparkkonfigurasjon med 1x100MW generatorekvivalent.	42
Figur 24: vindparkkonfigurasjon med 10x10MW generatorekvivalenter.	43
Figur 25: WT1 koblingsdiagram[23].	46
Figur 26: Blokkdiagram av WT12T [23].	48
Figur 27: Blokkdiagram av WT12A [23].	49
Figur 28: WT3 koblingsdiagram [23].	50
Figur 29: Blokkdiagram av WT3G1 [23].	51
Figur 30: Reaktiv- effektkontroll WT3E [13].	52
Figur 31: Dreiemomentkontroll WT3E [13].	53
Figur 32: Blokkdiagram for WT3T [23].	54
Figur 33: Blokkdiagram for WT3P [23].	55
Figur 34: Bilde av nettmodellen hvor feil og utkoblinger er markert.	57
Figur 35: Lastflyt i deler av originalsystemet uten vindkraft.	61
Figur 36: Lastflyt i 500kV nett med 100MW undermagnetisert vindkraft tilkoblet via 20km radial. ...	62
Figur 37: Lastflyt i 500kV nett med 100MW overmagnetisert vindkraft tilkoblet via 20km radial.	63
Figur 38: Lastflyt i 500kV nett med 100MW overmagnetisert vindkraft via 100km radial.	64
Figur 39: Lastflyt hvor 100MW vannkraft er erstattet med 100MW overmagnetisert vindkraft.	65
Figur 40 a og b: Aktiv effekt fra vannkraftverk. Kortslutning på linje 201 - 151.	66
Figur 41 a og b: Reaktiv effekt fra vannkraftverk. Kortslutning på linje 201 - 151.	66

Figur 42: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.....	68
Figur 43 a og b: Polhjulsinkel for samtlige generatorer i kraftsystemet. Kortslutning på 151 - 201....	69
Figur 44: Aktiv effekt levert fra Mine_G. Kortslutning av linje 151-201.	70
Figur 45 a og b: Aktiv effekt på linje 151-152 (a) og 151-201 (b). Kortslutning av linje 151-201.....	70
Figur 46: Rotorhastighet på vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201 – 151.	71
Figur 47: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.....	72
Figur 48: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.....	73
Figur 49: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.....	74
Figur 50: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.....	75
Figur 51: Reaktiv effekt fra 100MW vindpark. Kortslutning linje 201-151.	76
Figur 52: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.....	77
Figur 53: polhjulsinkel vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.	78
Figur 54: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201 - 202.....	79
Figur 55 a og b: Polhjulsinkel alle generatorer. Kortslutning linje 201 – 202.....	80
Figur 56: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling linje 201 - 151.....	81
Figur 57: Polhjulsinkel og rotorhastighet vannkraftgenerator. Utkobling linje 201-151.	82
Figur 58: Effektflyt i linje 201 - 151. Utkobling linje 201-151.....	83
Figur 59: Aktiv effekt fra generatorer i kraftsystemet. Utkobling linje 201 - 151.	84
Figur 60: Vannkraftgenerator og atomkraftgenerators rotorhastighet. Utkobling av linje 201 - 151..	84
Figur 61: Produksjon og forbruk av reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling linje 201-151..	85
Figur 62: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling linje 201-202.....	86
Figur 63: Vannkraftgeneratorens polhjulsinkel. Utkobling linje 201 - 202.....	87
Figur 64: Effektflyt i linje 201 - 151 og 201 – 205. Utkobling linje 201 - 202.	88
Figur 65: Aktiv effektflyt i linje 201 – 202. Utkobling av linje 201-202.	89
Figur 66: Aktiv effekt fra generatorer. Utkobling linje 201 - 202.	90
Figur 67: Reaktiv effekt produsert av vannkraftgeneratoren. Utkobling linje 201-202.....	91
Figur 68: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Bortfall av CatDog.	92
Figur 69: Rotorhastighet i forhold til synkronhastighet. Bortfall av CatDog.	93
Figur 70: Mekanisk effekt på vindturbin. Bortfall av CatDog.	94
Figur 71: Aktiv effekt fra Mine_G. Utkobling av CatDog.	95
Figur 72: Reaktiv effektproduksjon fra vannkraftgenerator. Bortfall av CatDog.	96
Figur 73: Klemmespenning på vannkraftgeneratoren. Bortfall av CatDog.	97
Figur 74: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av last.	98
Figur 75: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Utkobling av last.....	99
Figur 76: Reaktiv effekt fra vann- og vindgeneratorene. Utkobling av last.	100
Figur 77: Rotorhastighet vannkraftgenerator. Utkobling av last.	101
Figur 78: Aktiv effekt ut fra vindkraftgenerator. Utkobling av last.	102
Figur 79: Mekanisk effekt inn på vindturbin. Bortfall av last.	102
Figur 80: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.	104
Figur 81 a og b: Elektrisk effekt fra 100MW (a) og 300MW (b) vindkraftverk. Utkobling av CatDog.	105
Figur 82: Klemmespenning vannkraftverk. Utkobling av CatDog.	106
Figur 83: Rotorhastighet til vannkraftgeneratoren. Utkobling av CatDog.	107
Figur 84: Effektflyt på linje 151 – 201. Utkobling av CatDog.....	108
Figur 85: Atomkraftgeneratorenes rotorhastighet. Utkobling av CatDog.	109
Figur 86: Hastighet til vindturbingeneratorens rotor. Utkobling av CatDog.....	110

Figur 87: Effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av lasten på samleskinne 205.....	111
Figur 88: Vannkraftgeneratorens rotorhastighet. Utkobling av last 205.....	112
Figur 89: Mekanisk effekt på vindturbin. Utkobling av last 205.	113
Figur 90: Elektrisk effekt fra vindpark. Utkobling av last 205.	114
Figur 91: Klemmespenning vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.	115
Figur 92: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.	116
Figur 93: Effekt gjennom linje 1-2 og transformatoren til Hydro_G. Utkobling av CatDog.	117
Figur 94: Aktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av Cat Dog.	118
Figur 95: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.....	119
Figur 96: Reaktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av Cat Dog.....	120
Figur 97: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.	121
Figur 98: Klemmespenning vindkraftgenerator. Utkobling av CatDog.	122
Figur 99: Rotorhastighet til vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.	123
Figur 100: Rotorhastighet til vindkraftgenerator. Utkobling av CatDog.	124
Figur 101: Polhjulsvinkel til DFIG vindturbin. Utkobling av CatDog.	125
Figur 102: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.....	126
Figur 103: Aktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av last 205.	127
Figur 104: Klemmespenning på vindkraftgenerator. Utkobling av last 205.....	128
Figur 105: Reaktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av last 205.....	129
Figur 106: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.....	130
Figur 107: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.....	131
Figur 108: Vannkraftgeneratorens rotorhastighet. Utkobling av last 205.....	132
Figur 109: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.	134
Figur 110 a og b: Aktiv elektrisk og mekanisk effekt fixed speed vindturbin. Utkobling av CatDog...	135
Figur 111: Produksjon av reaktiv effekt fra vannkraftverk. Utkobling av CatDog.....	136
Figur 112: Vannkraftgenerators rotorhastighet. Utkobling av CatDog.	137
Figur 113: Frekvens på Vindkraft-, vannkraftgenerator og samleskinne 201. Utkobling av last 205.	138
Figur 114: Aktiv og mekanisk effekt fra fixed speed vindkraftgenerator ved utkobling av last 205...	139
Figur 115: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.....	140
Figur 116: Reaktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av last.....	141
Figur 117: Aktiv effekt fra vannkraftverk ved utkobling av CatDog.	143

1. Introduksjon

1.1 Endring av oppgave

Oppgavetittel:

Dynamisk interaksjon mellom vindkraftparker og tradisjonelle produksjonskilder under større forstyrrelser i kraftsystemet.

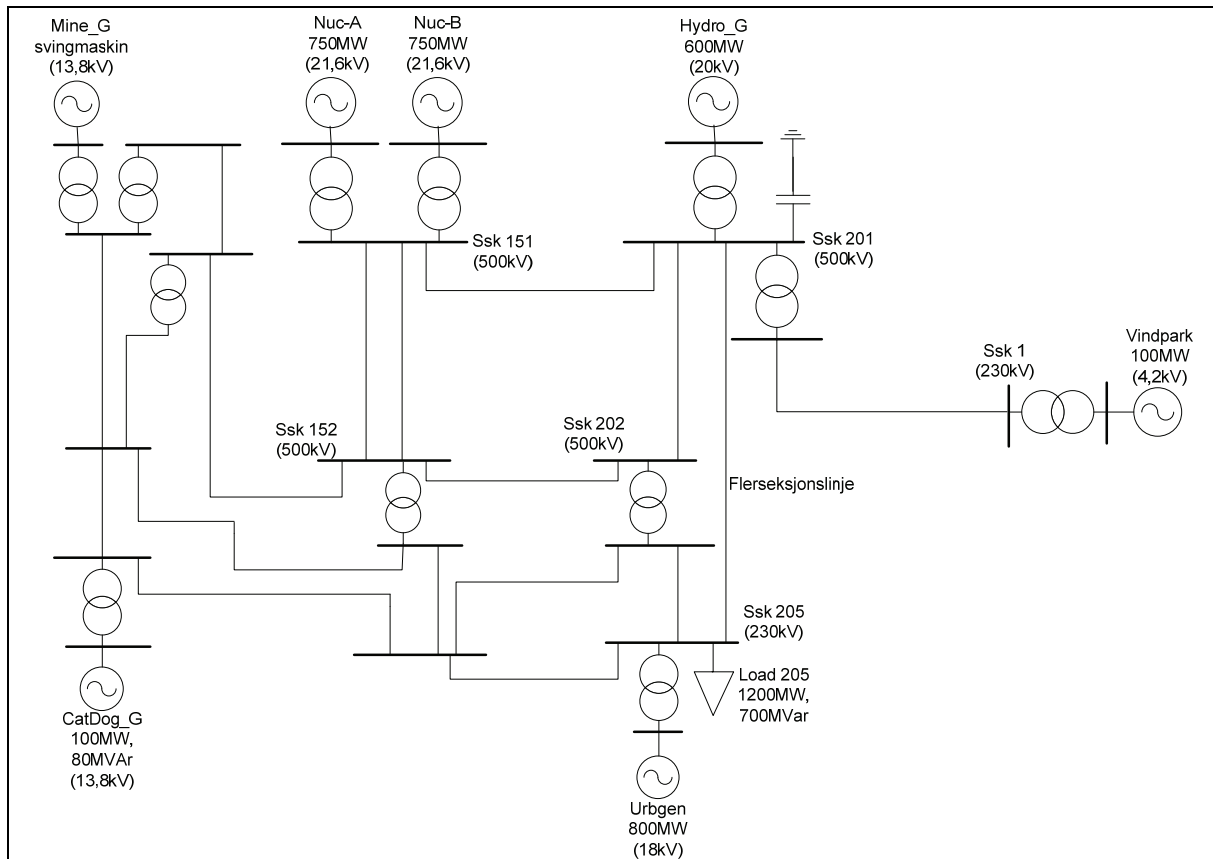
Begrunnelse:

Da masteroppgaven ble tatt ut 15. Januar, var planen at masteroppgaven skulle være en forlengelse av prosjektoppgaven som ble gjennomført høsten 2009. I prosjektoppgaven ble transmisjonsnettet til BKK studert for lastflytmessige egenskaper ved innkobling av tre konsesjonssøkte vindkraftanlegg. I masteroppgaven skulle PSS/E- modellen til BKK brukes til å gjennomføre dynamiske analyser av vindkraftanleggene i sammenheng med et planlagt gasskraftverk på Mongstad.

Oppstarten av masteroppgaven var problemfull. Den dynamiske representasjonen av kraftverkene på vestlandet var utarbeidet av en ekstern konsulent, og var ikke kvalitetstestet av BKK. Ved oppstart av modellen, kom en rekke feilmeldinger som gjorde det nødvendig å feilsøke og utbedre modellen. Samtidig oppstod det ukjente problemer med lisensene til PSS/E. Dette førte til at arbeidet med modellen ble utsatt i noen uker mens faglig veileder og Siemens forsøkte å finne en løsning. Da PSS/E var operativt igjen, viste det seg at den dynamiske representasjonen av gasskraftverket på Mongstad manglet. To måneder av oppgavetiden var gått bort til tekniske oppstartsproblemer, og det ble konkludert med at det ikke var hensiktsmessig å fortsette arbeidet. Under samtale med veileder og BKK ble det besluttet å forkaste nettmodellen og gjøre en tilsvarende dynamisk studie av en eksempelmodell fra PSS/E.

1.2 Oppgaven

Oppgaven tar utgangspunkt i eksempelmodellen 'savnw' fra PSS/E. Denne består av seks synkrongeneratorer koblet sammen i et masket nettverk med syv laster. Spenningsnivåene til transmisjonslinjene er 500 kV og 230 kV. For å undersøke hvordan vannkraftverket Hydro_G forandrer dynamisk respons ved innkobling av vindkraft, ble et vindkraftverk tilknyttet samleskinne nr. 201 via en 230 kV radial. Figur 1 viser et forenklet enlinjeskjema over modellen. Et mer detaljert enlinjeskjema er gitt i figur 34.



Figur 1: Forenklet enlinjeskjema over nettmodellen.

Vindturbinmodellen er hentet fra PSS/Es standardbibliotek. Både transformatorer og radiallinjen ut til vindparken er gitt typiske verdier hentet fra [10]. Parametre for vindturbinene, transformatorene og radiallinjen er gitt i vedlegg A1.

Opgavens formål var å undersøke hvorvidt integrasjon av vindkraft påvirker vannkraftverkets stabilitet ved store forstyrrelser i systemet. Vindkraftverket ble i utgangspunktet modellert med 100 MW produksjon. Radiallinjen ble modellert til å være 20 km. Systemet ble utsatt for seks forskjellige feilscenarier for å kartlegge hvordan vannkraftverket responderte på kortslutning og utkobling av transmisjonslinjene, lastavslag og bortfall av en annen produksjonsenhet i nettet. Simuleringene av vannkraftverkets respons uten vindkraft ble sammenlignet med simuleringer hvor vindkraftverket var integrert. I simuleringene hvor vindkraftverket var innkoblet, ble det benyttet to forskjellige lastflytløsninger. En løsning med undermagnetisert vindkraft, og en løsning med overmagnetisert vindkraft. Dette ble gjort for å undersøke hvordan vindkraftverkets forbruk/produksjon av reaktiv effekt påvirket vannkraftverket. Simuleringer med et 300MW vindkraftverk ble kjørt for å undersøke om større produksjon fra vindkraft førte til vesensforskjell i simuleringsresultatene. For å teste betydningen av reaktansen mellom vindkraftverket og det resterende nettet, ble det gjort simuleringer med 100km radiallinje. Til slutt ble det forsøkt å simulere fixed speed vindturbiner med direktekoblet asynkrongenerator. Dette ble gjort for å finne ut hvordan disse vindturbinene påvirket systemet i forhold til DFIG-maskinene som ble brukt i de øvrige simuleringene.

1.3 Rapporten

Kapittel 2-7 er teorikapitler som er ment å gi en rask innføring i sentral teori som er brukt. Kapittel 2 inneholder generell informasjon om forskjellige komponenter i horisontalakslede vindturbiner. Kapittel 3 presenterer kort teorien knyttet til asynkrongeneratorens effektproduksjon. I kapittel 4 presenteres fire forskjellige vindturbinteknologier, og grunnleggende forskjeller mellom dem. Kapittel 5 omhandler systemkrav for nettilknytning av vindkraftverk. Kapittel 6 presenterer lastflytligningene som er svært sentrale i lastflytteorien. I kapittel 7 presenteres stabilitetsteorien som er brukt til å forklare observasjonene som ble gjort i simuleringene. Dette kapittelet omhandler småsignalstabilitet, transient stabilitet og spenningsstabilitet.

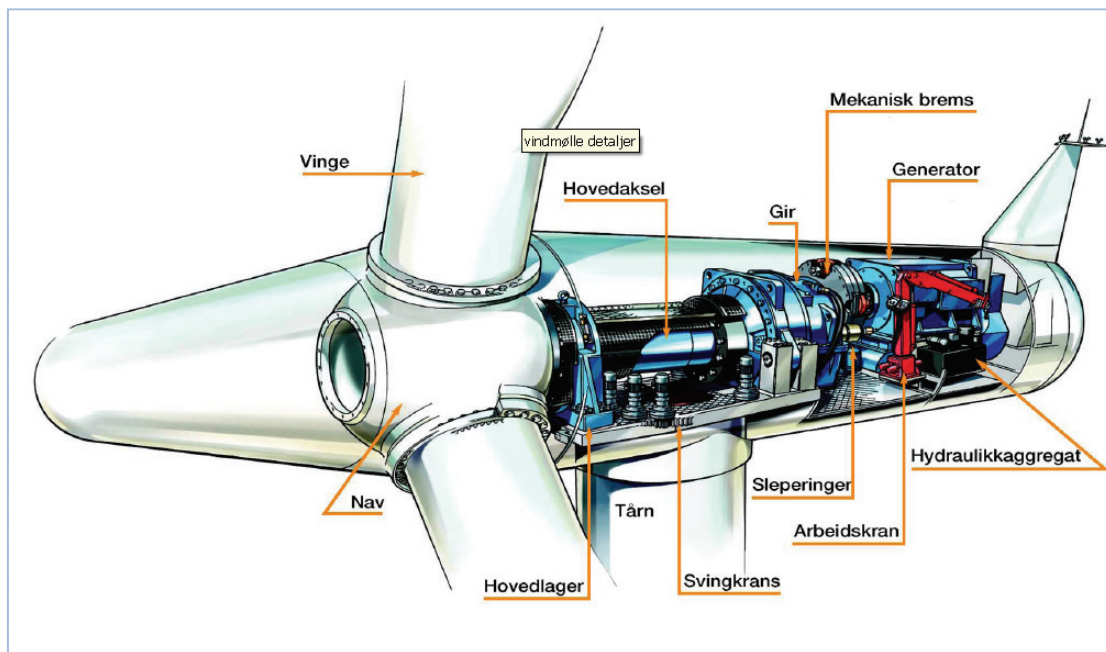
Kapittel 8-11 omhandler modelleringen og simuleringene som er foretatt i denne oppgaven. I kapittel 8 beskrives systemkonfigurasjonen som blir benyttet ved modellering av vindturbinene. Kapittel 9 er en oversikt over antagelsene som ble gjort under modelleringen og simuleringene. I kapittel 10 beskrives de dynamiske vindturbinmodellene. Her presenteres blokkdiagram sammen med en forklaring på hva de forskjellige komponentene gjør under simuleringene. Kapittel 11 handler om kortslutningene og utkoblingene som ble gjort under simuleringene. Dette kapittelet beskriver hvilke forstyrrelser som ble påtrykt systemet, plassering og varighet på de forskjellige hendelsene.

Kapittel 12-14 omhandler resultatene som simuleringene gav. I kapittel 12 presenteres de viktigste resultatene. Observasjoner blir påpekt og diskutert sammen med hvert enkelt resultat. For at leseren ikke skal behøve å bla mellom vedlegg og diskusjonskapittelet, ble det besluttet å plassere grafene som viser resultatene sammen med tilhørende diskusjon. Dette fører til at kapittelet strekker seg over mange sider, men vil forhåpentligvis oppfattes som mer helhetlig og sammenhengende enn om resultatene ble presentert i et vedlegg. Kapittel 13 er en sammenfattende og helhetlig diskusjon av de samlede observasjonene hvor det konkluderes etter hvert avsnitt. Dette er gjort for å forenkle lesingen av rapporten. Kapittel 14 inneholder forslag til videreføring av arbeidet som er gjort.

2. Vindturbineteknologi

En vindturbin er en roterende maskin som omgjør bevegelsesenergien i vinden til elektrisk energi. Det finnes både horisontal og vertikalakslede vindturbiner. Denne oppgaven vil kun omhandle horisontalakslede turbiner. Dette kapittelet gir en kort oversikt over de viktigste komponentene i en vindturbin. Informasjonen er hentet fra [7].

2.1 Teknisk oversikt



Figur 2: Illustrasjon av nacellen til en vindturbin[7].

2.2 Rotor

Rotoren består av nav og vinger. Det er rotoren som omgjør bevegelsesenergien i vinden til rotasjonsbevegelse i akslingen. De fleste vindturbiner som bygges i dag har tre blader som er rettet opp mot vinden.

2.3 Drivverk

Drivverket består av de roterende komponentene inne i nacellen. Dette er som regel en lavhastighetsaksling, girkasse, høyhastighetsaksling og generatorens rotor. Lavhastighetsakslingen står mellom navet og girkassen. Høyhastighetsakslingen er plassert mellom girkassen og generatoren.

2.4 Generator

Generatoren omsetter rotasjonsenergien til elektrisk energi. I vindturbiner brukes det både synkron og asynkrongeneratorer. De forskjellige generatorkonfigurasjonene blir nøyere omtalt i kapittel fire.

2.5 Nacelle og yaw systemet

Nacellen er huset som er plassert på toppen av tårnet (se figur 2). Yaw systemet er mekanismen som snur nacellen slik at turbinbladene rettes opp mot vinden. Yaw systemet er en tannhjulkrans som sitter i overgangen mellom nacelle og tårn. Ved hjelp av flere mindre elektromotorer som "løper" på innsiden av tannhjulkransen, kan nacellen snu seg i forhold til den fastmonterte tannhjulkransen.

2.6 Pitch og stall kontrollerte vindturbiner

En vindturbinvinge er i prinsippet lik en flyvinge. Oversiden av vingen er mer buet enn undersiden. Denne formen fører til at luften som beveger seg på den buede oversiden må gå over større avstand, og dermed fortere enn luften som beveger seg på undersiden av vingen. Når luften som presses over vingen akselererer, faller trykket. Det er denne trykkforskjellen mellom over- og underside som skaper kraft til å løfte vingen.

Ved lave vindhastigheter er det ønskelig at turbinbladene skal ha så god løfteevne som mulig. Når vindhastighetene blir så høye at energien i vinden er større enn hva generatoren er designet for, er det ønskelig å redusere turbinbladenes løfteevne. Denne kontrollen utføres på tre forskjellige måter.

2.6.1 Stall control

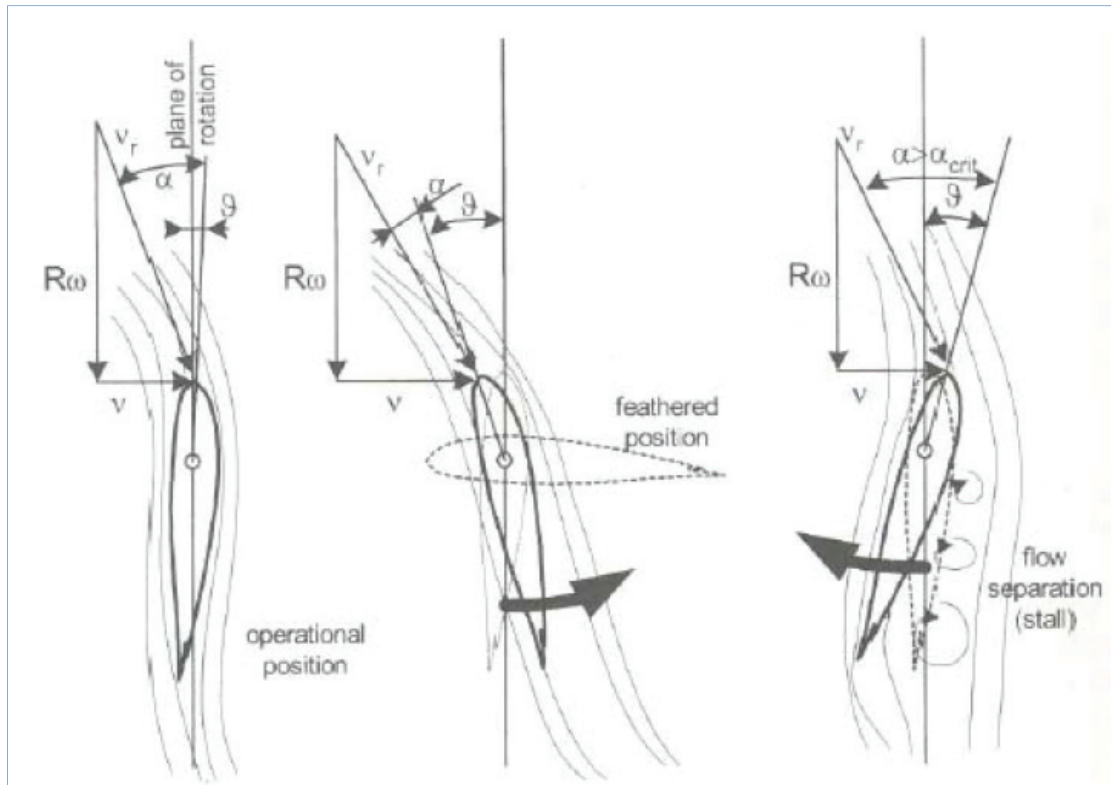
Mengden luft som kan strømme i høy hastighet på oversiden av vingen for å skape undertrykk, har en begrensning. Hvis hastigheten blir for høy i forhold til buformen på bladet, vil det oppstå turbulente strømminger på vingeryggen (se figur 3 c). Turbulente strømminger reduserer vingens løfteevne. Ved design av vingene, utformes de slik at ved en gitt vindhastighet, skapes det turbulens på vingens rygg. Designteknikken som brukes for å lage vingene slik at de mister løfteevne ved en gitt vindhastighet, kalles stall control [20, 21].

2.6.2 Active stall control

I stedet for å forme vingen slik at den blir ineffektiv ved en gitt vindhastighet, kan vingens vinkel justeres mot vinden (angrepsvinkel) (se figur 3 b). Ved hjelp av denne teknologien, blir det valgfritt om løfteevnen skal reduseres, uavhengig av vindhastigheten i det aktuelle tidspunktet. Active stall vil altså si at angrepsvinkelen aktivt endres slik at vingen steiler mot vinden [20, 21].

2.6.3 Pitch control

Ved å vri vingen motsatt vei i forhold til active stall, reduseres angrepsvinkelen. Når angrepsvinkelen reduseres for mye, heter det at vingen vris ut av vinden. Da blir trykkforskjellen mellom de to sidene av vingen mindre fordi forskjellen i vindhastighetene blir mindre. Dette fører til at vingens løfteevne reduseres (se figur 3 a og b). Pitch control er altså at vingen vris motsatt vei av active stall control[20, 21].



Figur 3: Illustrasjon av hvordan vingens angrepsvinkel endres for å justere vingens løfteevne[7].

I figur 3 er α vingens angrepsvinkel, og V , viser vindretningen.

3. Asynkrongenerator

Dette kapitlet forklarer kort noen sentrale begrep som er nødvendig å kjenne til for å forstå asynkronmaskinens virkemåte. Asynkrongeneratorer har tradisjonelt blitt flittig brukt i vindturbiner fordi det er et vel utprøvd konsept som er robust, billig og lett å implementere. Informasjonen om asynkronmaskiner er hentet fra [26].

3.1 Synkron hastighet

Hastigheten til det roterende magnetfeltet i statoren, kalles synkronhastighet. Den er proporsjonal med frekvensen til klemmespenningen, og omvendt proporsjonal med antall polpar i statoren.

$$n_s = \frac{f_s}{P/2} [r/s] \quad (1)$$

$$n_s = \frac{120f_s}{P} [r/min] \quad (2)$$

Den synkrone hastigheten n_s er gitt i ligning 1 og 2. Her er f_s frekvensen på generatorklemmene og P er antall polpar formet av statorviklingene.

3.2 Slip

Differansen mellom hastigheten til det roterende magnetfeltet produsert av statoren og hastigheten til rotoren kalles for slip hastighet. Forholdet mellom slip- hastighet og synkronhastighet kalles slip. Ligning 3 og 4 viser sammenhengen mellom slip, rotor- og synkronhastighet.

$$n = n_s - n_r \quad (3)$$

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad (4)$$

Her er n slip hastigheten, n_s synkronhastighet, n_r er rotorens hastighet og s er slip. Legg merke til at s vil ha en negativ verdi når maskinen kjøres som en generator.

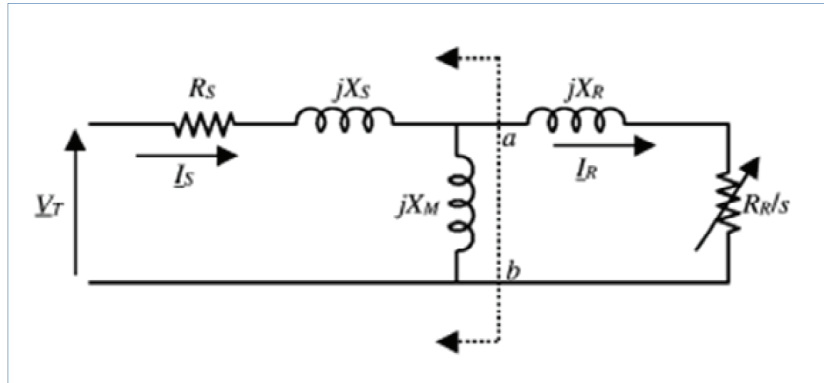
3.3 Elektrisk effekt

Figur 4 viser stasjonær tilstand ekvivalentskjema for en asynkrongenerator. Energien som blir overført fra rotoren til statoren over luftgapet kalles luftgapseffekt P_g , og beregnes som vist i ligning 5:

$$P_g = I_r^2 \frac{R_r}{s} \quad (5)$$

Om ohmske tap i rotoren $I_r^2 R_r$ trekkes fra, fås effekt levert til statoren P_e (ligning 6).

$$P_e = I_r^2 \frac{R_r}{s} (1 - s) \quad (6)$$



Figur 4: Ekvivalentsjema av en asynkronmaskin[26].

V_r = klemmespenning

R_s = resistans i stator

R_r = resistans i rotor

X_s = reaktans i stator

X_r = reaktans i rotor

X_M = magnetiseringsreaktans

Statoren er til venstre for den stiplede linjen, rotoren til høyre.

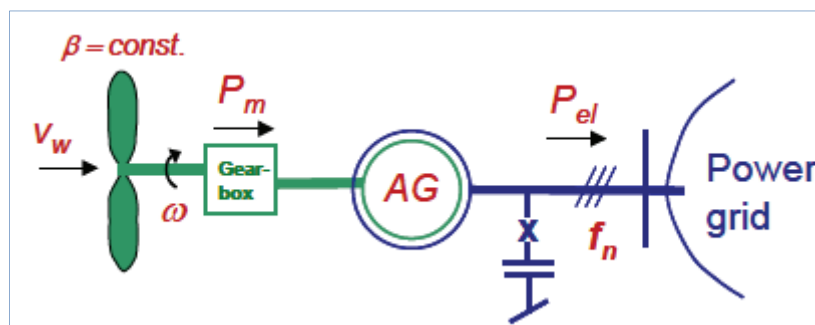
4. Vindgeneratorsystem

En markant økning i bruk av vindturbiner til energiproduksjon har drevet frem mange forskjellige generatorsystemer for å optimalisere kraftproduksjonen. I dette kapitlet gis en oversikt over de fire vanligste generatorkonfigurasjonene. Denne oversikten danner et grunnlag for valg av generatormodell til datasimuleringene. Informasjon om de forskjellige generatorkonseptene er hentet fra [7, 21].

4.1 Klassifisering av vindturbiner og generatortyper

Vindturbiner deles ofte inn i tre klasser: konstant hastighet-, begrenset variabel hastighet- og variabel hastighetsturbiner. Vindturbiner med variabel hastighet er videre klassifisert etter om generatorsystemene har delvis frekvensomformere eller fullfrekvensomformere [21].

4.2 Konstant- hastighet asynkrongenerator



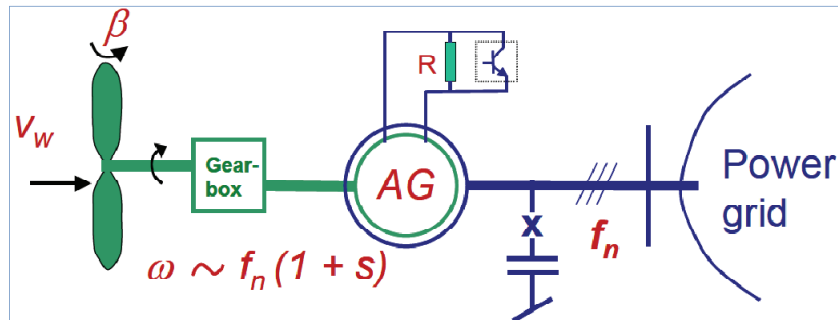
Figur 5: Prinsippkisse av en konstant hastighets vindturbin med ekstern shuntkondensator[7].

β	Bladenes angrepsvinkel
V_w	Vindhastighet
ω	Omdreiningshastighet
P_m	Mekanisk effekt
AG	Asynkron generator
P_{el}	Elektrisk effekt
f_n	Nettfrekvens

Asynkrongeneratoren er en vanlig induksjonsmaskin som kjøres som generator ved at rotasjonshastigheten er høyere enn synkronhastigheten (50Hz i Europa). Asynkronmaskinen er den mest brukte generatoren i vindturbiner. Grunnen til dette er at den er billig, lett og robust. Den er vel utprøvd, og derfor en driftsikker komponent. Ulempene med asynkrongeneratoren er at den ikke kan regulere reaktiv effektflyt. Asynkrongeneratoren

trekker reaktiv effekt uavhengig av driftsmodus. Det reaktive forbruket varierer med produsert aktiv effekt, klemmespenning og rotorhastighet. Ofte kompenseres det for reaktiv effekt ved hjelp av kondensatorbatterier. Alternativt må reaktiv effekt hentes fra nettet.

4.3 Begrenset variabel hastighets turbin

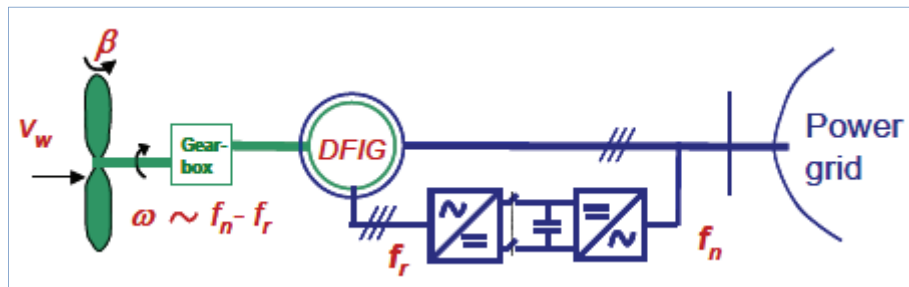


Figur 6: Prinsippkisse av begrenset variabel hastighets turbin med variabel motstand[7].

β	Bladenes angrepsvinkel
V_w	Vindhastighet
ω	Omdreiningshastighet
P_m	Mekanisk effekt
AG	Asynkron generator
P_{el}	Elektrisk effekt
f_n	Nettfrekvens
R	Variabel motstand

Også denne generatorkonfigurasjonen består av en asynkrongenerator hvor statoren er koblet direkte til nettet. Forskjellen på denne generatorkonfigurasjonen og generatoren som drives med konstant hastighet, er at bladenes angrepsvinkel mot vinden kan justeres. I tillegg er en variabel motstand koblet til rotoren slik at de induserte strømmene i rotoren kan kontrolleres. Med en slik generatorkonfigurasjon kan hastigheten varieres til ca. 10% av nominell rotasjonshastighet.

4.4 Variabel hastighet turbin med begrenset frekvensomformer

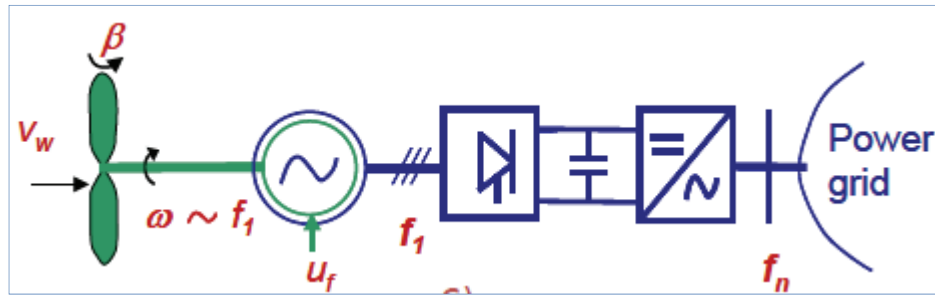


Figur 7: Prinsippskisse av en DFIG vindturbin[7].

β	Bladenes angrepsvinkel
V_w	Vindhastighet
ω	Omdreiningshastighet
P_m	Mekanisk effekt
DFIG	”Doubly Fed Induction Generator”
P_{el}	Elektrisk effekt
f_n	Nettfrekvens
f_r	Rotorens slipfrekvens

DFIG står for “Double Fed Induction Generator” (figur 7). Denne teknologien brukes ofte på variabel- hastighetsturbiner. Asynkrongeneratorens statorviklinger er koblet direkte på nettet, mens rotorviklingene er koblet til en back to back- omformer. Dette er en fire kvadrants omformer hvor strøm og spenning internt kan være positiv/negativ. Dette gjør at effektflyten i rotoren kan styres, slik at maskinen både kan produsere og konsumere reaktiv effekt. Styringen av rotorstrømmene gjør at rotoren kan rotere med en annen frekvens enn nettfrekvensen. Frekvensdifferansen mellom rotor og stator dekkes av frekvensomformerer. Slik får vindturbinen i stor grad variabel hastighet. Om rotoren spinner fortere enn statorfeltet, leveres effekt ut på nettet fra statorviklingene og frekvensomformerer. Om rotoren derimot roterer saktere enn statorfeltet, leveres effekt ut på nettet fra statorviklingene mens det trekkes effekt fra nettet gjennom frekvensomformerer. En fordel med en slik generatorkonfigurasjon, er at vindparken kan benyttes til spenningsregulering i nettet. Dette gjøres ved å regulere flyten av reaktiv effekt. I en DFIG er det kun rotoren som forsynes med strøm gjennom en frekvensomformer. Dette fører til at omformerer, og dermed det elektriske tapet blir mindre enn om hele generatoren hadde vært tilkoblet nettet via frekvensomformerer. Frekvensomformere i DFIG har som regel en kapasitet tilsvarende ca. 30 % av generatorens merkeeffekt. Omformererene er som oftest en PWM (puls-width modulated), VSC (voltage-source converter) [13].

4.5 Variabel hastighet vindturbin med fullfrekvensomformer



Figur 8: Prinsippskisse av en vindturbin med synkron generator og fullfrekvensomformer[7].

β	Bladenes angrepsvinkel
V_w	Vindhastighet
ω	Omdreiningshastighet
U_f	Feltspenning i rotoren
f_n	Nettfrekvens
f_1	Frekvens på generatorsiden av frekvensomformereren

Vindturbinen kan også utstyres med synkron generator. Om vindturbinen kobles til nettet via en fullskala frekvensomformer, fås en variabel hastighets- turbin. Da trengs en frekvensomformer som er like stor som 100 % av generatorens nominelle effekt. Denne løsningen gir stor fleksibilitet av turtall, reaktiv effektstyring og spenningskontroll siden frekvensomformereren er 100 % av nominell effekt i stede for 30 % som ved DFIG. Synkron generatorer er tradisjonelt dyrere og større enn asynkron generatorer. Fordelen er at girkasse mellom vindturbinen og generatoren ikke er nødvendig[7].

4.6 Markedstrender

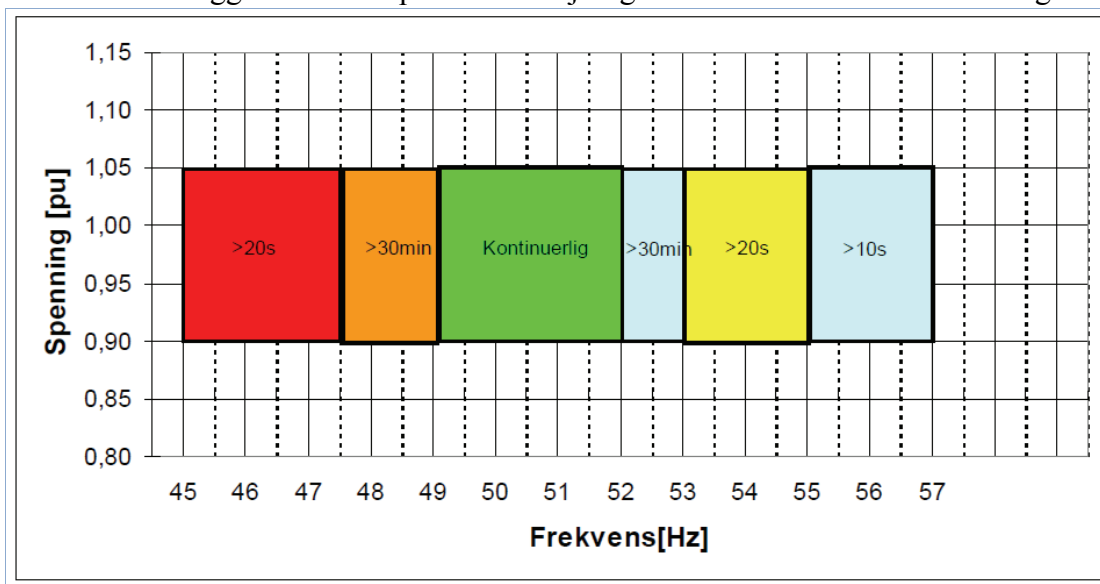
Det produseres forskjellige typer vindturbiner. Konstant hastighets turbiner er på vei ut av markedet grunnet lav fleksibilitet og virkningsgrad. Fortsatt er det asynkrongeneratorer som dominerer markedet, gjerne i form av DFIG [6]. Grunnen til dette er at DFIG til tross for høyere kostnader ved innkjøp av frekvensomformer, har mye større fleksibilitet med tanke på reaktiv støtte til nettet. Samtidig har DFIG økt virkningsgrad grunnet mulighet for variabel hastighet på turbinen. De fleste vindturbinprodusentene benytter fortsatt løsninger som innbefatter bruk av gir. Giret er den mest sårbare komponenten i turbinen, siden det er girkassen som utsettes for mesterparten belastningen når vindturbinen forsøker å øke frekvensen i forhold til det relativt stive nettet[6]. Grunnet store driftskostnader knyttet til bytte av girkasser, samt synkende priser på kraftelektronikk, har noen produsenter begynt å selge turbiner med permanentmagnetisert generator og fullfrekvensomformer. Denne løsningen har tidligere vært noe dyrere enn de andre alternativene, men den gir størst fleksibilitet med hensyn på spenningskontroll og optimal turbinfrekvens [6].

5. Systemkrav for vindparker

Stabilitet i elkraftsystemer er definert som egenskapen systemet har til å holde seg på et stabilt balansepunkt under normal drift, og til å gjenvinne et akseptabelt likevektspunkt etter at systemet har blitt utsatt for en forstyrrelse[10]. Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) har gitt Statnett ansvaret for å påse at leveringskvaliteten i kraftsystemet er tilfredsstillende. Statnett har laget en rapport (FIKS) som beskriver kravene som settes til større energiprodusenter for å sikre at strømkvaliteten holder tilfredsstillende nivå. Dette kapittelet gjengir kort de viktigste kravene, og er i sin helhet hentet fra [9].

5.1 Systemkrav ved normal drift

- Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi skal være innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, referert tilknytningspunkt i lavspenningsnettet.
- Vindkraftanlegg må kunne operere i forskjellige frekvensområder som vist i figur 9:



Figur 9: Funksjonsområde for produksjonsanlegg[9].

- For å kunne fjernstyre parkens aktive produksjon, skal parken utstyres med parkregulator.
- Produksjonen skal kunne settes til en vilkårlig verdi mellom 20-100 % av nominell effekt.
- Produksjonen skal kunne stenges ned innen 30 sekunder.
- Instillingsområdet for frekvensstatikk skal være minimum 0-12 %
- Aktiv produksjon skal under normal drift ikke avgrenses.

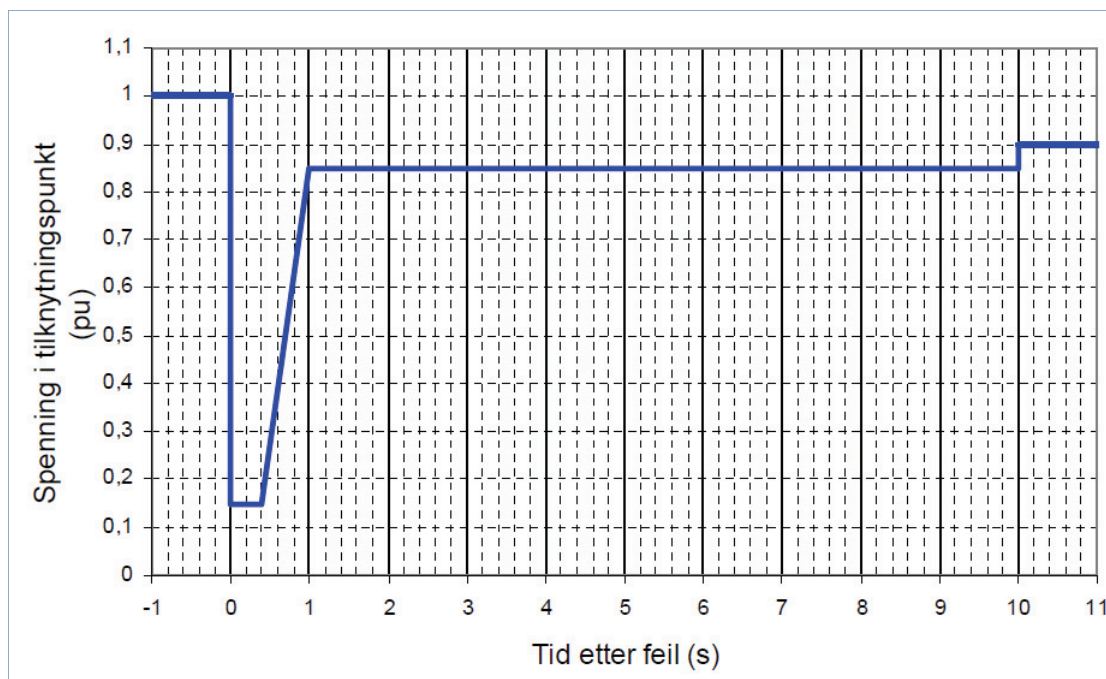
- Opp- og nedreguleringshastigheten skal kunne stilles i området 10-100 % av nominell effekt pr./min.
- For hele produksjonsområdet må parken kunne levere effekt med en effektfaktor $\cos \phi = 0,95$ induktiv og kapasitiv.

5.2 Systemkrav under feil

For anlegg tilknyttet nett med nominell driftspenning under 200kV, gjelder følgende:

- Spenningsreduksjon til 15 % spenning i inntil 400ms.
- Fulgt av en lineær økning av spenning opp til 85 % i løpet av 600ms.
- Fulgt av konstant spenning 85 % i inntil 10s.

Disse kravene er illustrert i figur 10.



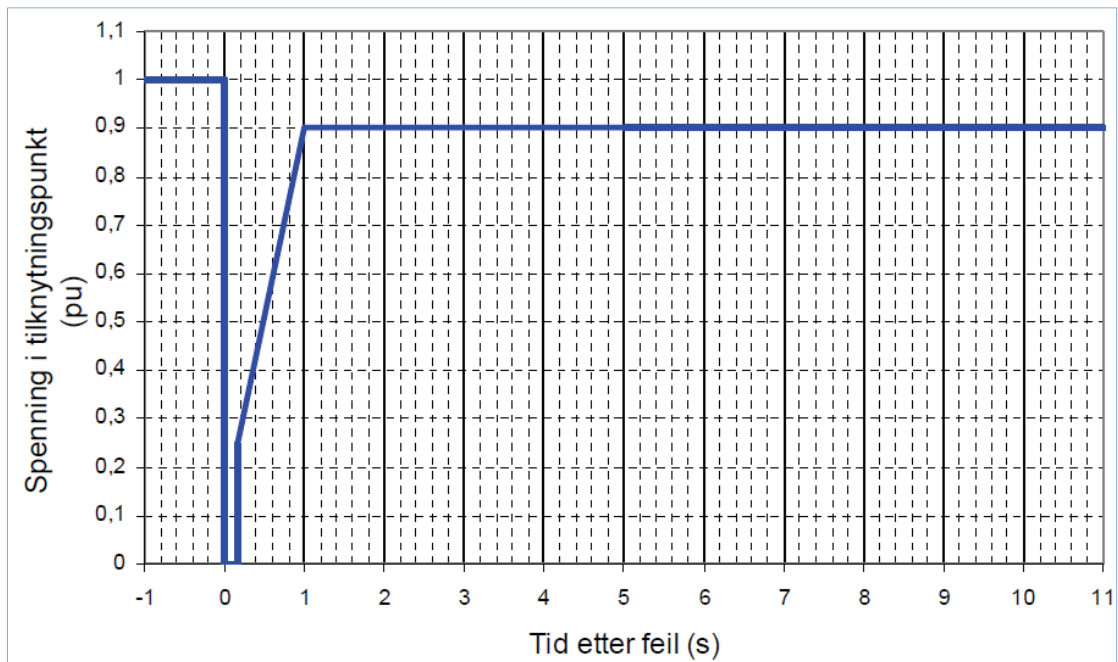
Figur 10: FRT- krav for produksjonsanlegg tilknyttet nett med nominell spenning < 200kV[9].

For anlegg tilknyttet direktejordet nett med nominell driftspenning over 200kV, gjelder følgende:

- Spenningsreduksjon til 0% spenning i inntil 150 ms.
- Fulgt av spenningsøkning til 25%.
- Fulgt av en lineær økning av spenningen opp til 90% i løpet av 750 ms.

- Fulgt av konstant nettspenning 90%.

Disse kravene er illustrert i figur 11.



Figur 11: FRT- krav for produksjonsanlegg tilknyttet nett med nominell spenning > 200kV [9].

6. Transmisjonsnett

Overføring av store mengder energi over lange avstander krever store transmisjonslinjer med tilstrekkelig overføringskapasitet. I dette kapitlet nevnes noen vesentlige aspekter ved transmisjonsnettet.

6.1 Overføringslinjer

En transmisjonlinje er karakterisert av fire parametre:

- Serieresistans R , gitt av resistiviteten i lederen.
- Shunt konduktans G , gitt av lekkstrøm mellom fase og jord.
- Serieinduktans L , gitt av magnetiske felt som omgir lederne.
- Shunt kapasitans C , gitt av det elektriske feltet mellom lederne og leder- jord.

Shunt konduktansen representerer tap grunnet lekkstrømmer langs isolatorer og koronatap. Egenskapene til luftlinjer og kabler defineres av disse fire parametrene. Grunnen til forskjellig karakteristikk mellom kabler og luftlinjer, er at de overnevnte parametrene varierer med valg av isolasjonsmedium og avstand mellom forskjellige faser og jord [13].

6.2 SIL (Surge Impedance Load)

Alle luftlinjer og kabler har en naturlig last eller surge impedance load (SIL) [12] definert i ligning 7:

$$SIL = \frac{U_0^2}{Z_c} \quad (7)$$

U_0 er nominell spenning og impedansen. Z_c definert i ligning 8:

$$z_c = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{j\omega C}} \approx \sqrt{\frac{L}{C}} \left(1 - j \frac{R}{2\omega L}\right) \approx \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (8)$$

L er linjens induktans og C er linjens kapasitans. Resistans og shunt konduktans kan neglisjeres grunnet små verdier sammenlignet med kapasitans og induktans [12].

Om linjen eller kabelen overfører effekt høyere enn SIL, vil linjen forbruke reaktiv effekt. Om linjen overfører effekt lavere enn SIL, vil den produsere reaktiv effekt. Grunnet luftlinjers lave kapasitans blir SIL relativt lav, og luftlinjen vil i de fleste driftstilfeller forbruke reaktiv effekt. Kabler har mye høyere kapasitans, noe som fører til at SIL blir høyere. Grunnet kablernes termisk begrensede overføringsevne, vil en kabel alltid produsere reaktiv effekt [16].

6.3 Lastflytligningene

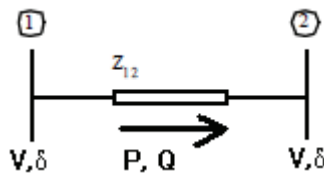
Ligning 9 og 10 er lastflytligningene som beskriver summen av aktiv og reaktiv effekt som går inn i en valgt node i nettet [12].:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\delta_i - \delta_n - \theta_{in}) \quad (9)$$

$$Q_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\delta_i - \delta_n - \theta_{in}) \quad (10)$$

Her er P og Q henholdsvis aktiv og reaktiv effekt. V er spenningene på samleskinnene og Y er admittansmatrisen. N er antall samleskinner i systemet. θ er vinkelen mellom resistans og reaktans i linjene. δ er spenningsvinkelen til samleskinnene.

For enkelhets skyld, ses det på et system med kun to samleskinner og en linje i mellom



Figur 12: To samleskinner og en linje kun representert med linjeimpedansen.

P	Aktiv effekt
Q	Reaktiv effekt
V	Spenning på samleskinne
δ	spenningsvinkel på samleskinne
Z_{12}	Linjeimpedansen mellom samleskinnene

Om resistansen i linjen neglisjeres, kan ligning 9 og 10 forenkles til [12]:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{x_{12}} \sin(\Delta\delta) \quad (11)$$

$$Q_{12} = -\frac{V_1^2}{x_{11}} + \frac{V_1 V_2}{x_{12}} \cos(\Delta\delta) \quad (12)$$

Her er $\Delta\delta$ vinkelforskjellen mellom samleskinnene. X symboliserer linjereaktansen ($y = \frac{1}{z}$).

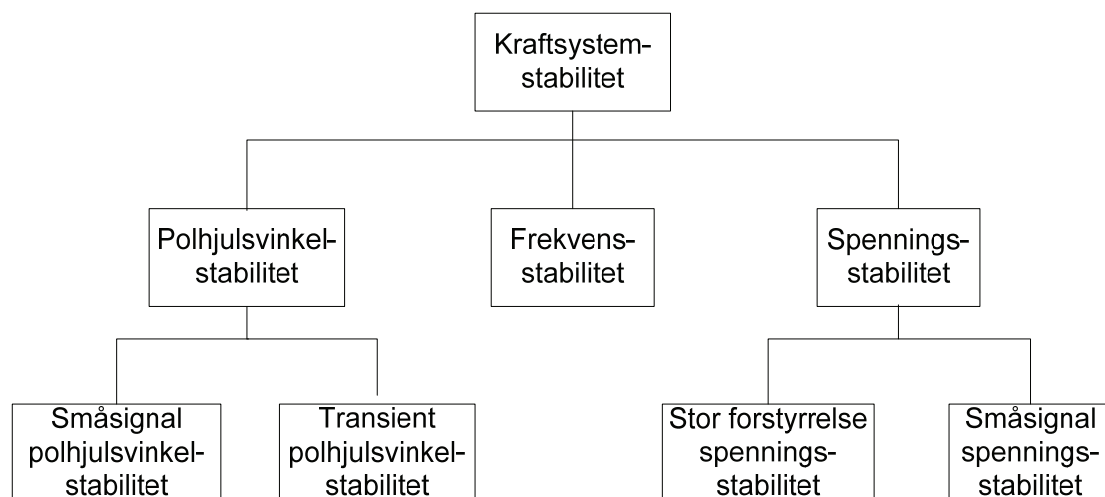
Denne forenklingen er kun gyldig når linjens reaktans er mye større enn linjens resistans. Nettet kan altså ikke være tungt lastet. Forenklingen synliggjør to dominerende lastflyteegenskaper for transmisjonsnettet[3]:

- Overført aktiv effekt mellom to samleskinner er avhengig av spenningsvinkelen mellom de to punktene.
- Overført reaktiv effekt er avhengig av forskjell i spenningsamplituden mellom de to punktene.

7. Stabilitetsteori

Det er ønskelig at et kraftsystem skal holde seg så stabilt som mulig med tanke på frekvens, spenningsnivå og generatorers polhjulsinkel. Når en stabilitetsanalyse foretas, undersøkes det hvordan frekvensen i nettet, de forskjellige spenningsnivåene, polhjulsinkler i generatorer og effektpulser forandrer seg ved normal drift, og ved eventuelle feil. I dette kapitlet presenteres de mest sentrale prinsippene innen transient, små signal og spenningsstabilitet. Teorien i dette kapitlet er i all hovedsak hentet fra [1, 10], og det henvises til denne litteraturen for mer detaljerte beskrivelser av fenomenene og ligningene som blir presentert her.

Stabilitetsanalyse deles ofte inn i følgende kategorier:



Figur 13: De forskjellige stabilitetskategoriene[1].

Stabilitetsteorien er i all hovedsak fundamentert på Newtons 2. lov. $F_{res} = m \cdot a$ [2]. Summen av krefter er lik akselerasjon multiplisert med akselererende objekts masse. Et pådrag fra en komponent i nettet, enten det være seg økt produksjon i et kraftverk, plutselig lastavslag eller annen uregelmessig forandring som for eksempel kortslutning, vil resultere i akselerasjon av turbin og rotor som igjen fører til økende eller minkende polhjulsinkel[4].

Matematisk beskrives dette på følgende måte:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D_d \omega_m = \tau_t - \tau_e \quad (13)$$

I ligning 13 er J er det totale treghetsmomentet til den roterende massen (turbinen, aksling og generatorens rotor) med benevnelsen kgm^2 . ω_m er rotorens mekaniske hastighet(rad/s). τ_t er momentet produsert av turbinen og τ_e er det motvirkende elektromekaniske momentet i generatoren. D_d er dempemomentkoeffisienten og beskriver elektriske og mekaniske rotasjonsmessige tap grunnet viftetap og friksjon under normal drift. Ved endring i

rotorhastighet i forhold til statorfeltet, vil dempeviklingene aktiveres. Effekten fra dempeviklingene inkluderes ofte i D_d [1].

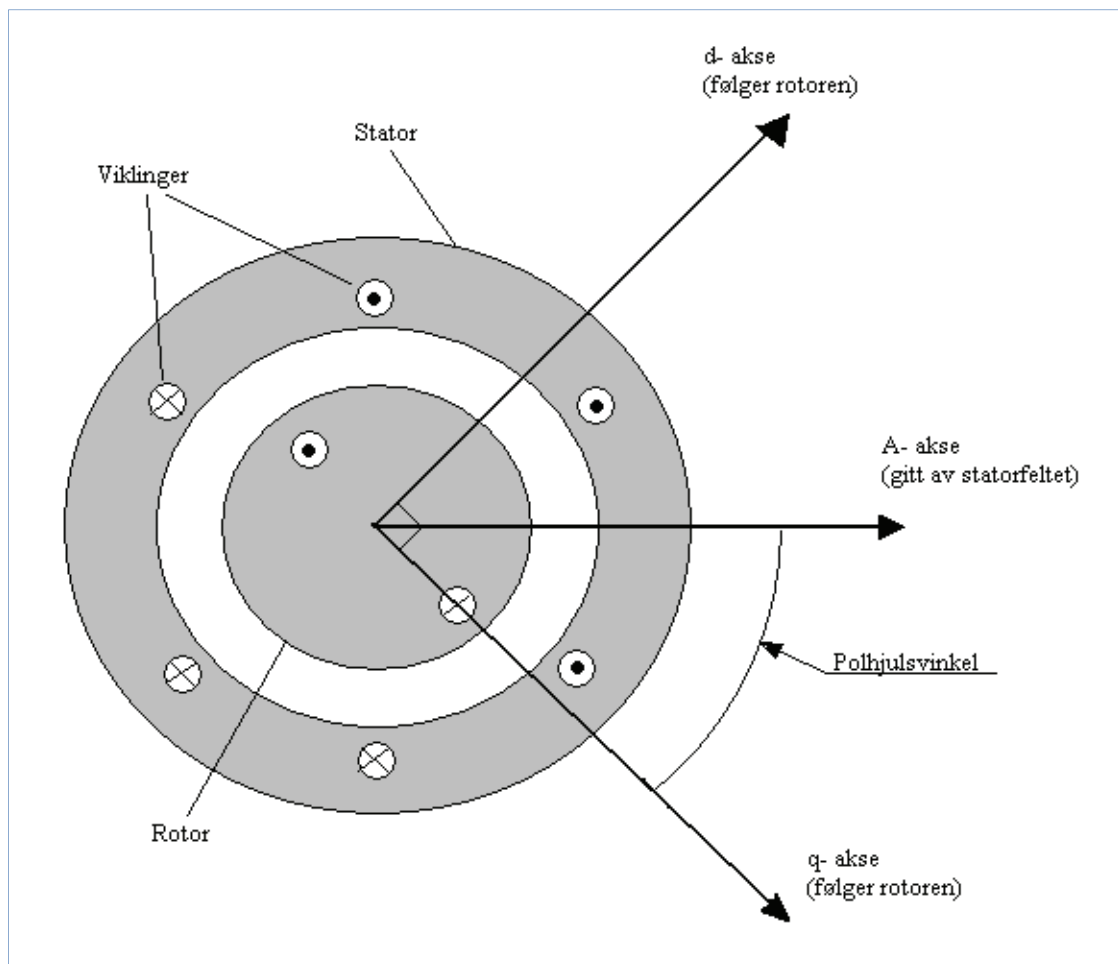
Når en generator kjøres i synkront turtall, vil ω_m være konstant, og $\frac{\partial \omega_m}{\partial t} = 0$ [1]. Da kan ligning 13 skrives:

$$\tau_t = \tau_e + D_d \omega_{sm} \quad (14)$$

I følge[1] kan netto mekanisk moment τ_m beskrives:

$$\tau_m = \tau_t - D_d \omega_{sm} = \tau_e \quad (15)$$

Ved synkron hastighet er altså $\tau_m = \tau_e$. Dette betyr at turbinen får positiv akselerasjon hvis $\tau_m > \tau_e$, og negativ akselerasjon dersom $\tau_m < \tau_e$ [1].



Figur 14: Generator med rund rotor [1].

Figur 14 viser en skisse av en generator hvor luftgapet er like stort på alle sider av rotoren. Denne typen rotor er kalles for rund rotor. Videre i teoriutledningen vil en generator med runde poler bli brukt som eksempel, fordi den er bedre egnet for prinsipielle forklaringer enn en generator med utpregede poler (varierende luftgap). Prinsippene som blir fremlagt her, er de samme for begge generatortypene.

Polhjulsvinkelen δ beskriver vinkelen mellom rotorens q-akse og statorens A-akse. Altså vinkelen mellom V_q og V_g (klemmespenning). Det er verdt å merke seg at statorens A-akse er en synkront roterende referanse. Det vil si at den roterer sammen med nettfrekvensen, og at en endring i polhjulsvinkelen skyldes at rotoren i generatoren som studeres, beveger seg med en annen hastighet enn rotorene i de resterende generatorene i nettet. Rotorens hastighet kan uttrykkes [1]:

$$\omega_m = \omega_{sm} + \Delta\omega_m = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (16)$$

Her er δ_m rotorens vinkel i mekaniske radianer sammenlignet med statoren. ω er rotasjonshastigheten. Om ligning 16 settes inn i 13, kan ligningen skrives som følger:

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} + D_d \left(\omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \right) = \tau_t - \tau_e \quad \text{eller} \quad J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} + D_d \frac{d\delta_m}{dt} = \tau_m - \tau_e. \quad (17)$$

Ved å multiplisere ligning 17 med den synkrone hastigheten ω_{sm} , og sette $\omega\tau = P$ (siden effekt er produktet av rotasjonshastighet og moment), får vi svingeligningen;

$$M_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e - D_m \frac{d\delta_m}{dt} \quad (18)$$

Hvor D_m er dempekoeffisienten, P_m er mekanisk effekt, P_e er elektrisk effekt, δ_m er vinkelen mellom rotor og stator (polhjulsvinkel) og M_m er vinkelmomentet ($J \cdot \omega_{sm}$).

Ligning 18 kan også skrives på følgende form [1]:

$$M \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m - P_e - P_D = P_{acc} \quad (19)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega \quad (20)$$

Her er P_{acc} netto akselerasjonskraft. ω er rotorhastigheten gitt i elektriske radianer per sekund. Benevnelsen er p.u. Legg merke til at ligning 19 og 20 er førsteordens differensialligninger.

7.1 Småsignalstabilitet

Småsignal stabilitet er definert som systemets evne til å opprettholde synkronisme når det blir utsatt for små forstyrrelser. Betingelsen for å kunne bruke småsignalsteori på en forstyrrelse, er at påvirkningen er så liten at ligningene som beskriver systemets respons rundt den initiale stabile tilstanden kan lineariseres. Ved denne type undersøkelser, er bestemmelse av de elektromekaniske svingemodusene (EMS) til systemet viktig [10]. De forskjellige svingemodusene blir indelt i [2]:

- "Global- area svingninger:"

Lav frekvens 0,1-0,3 Hz. Alle generatorene i systemet bidrar, og/eller generatoreri en del av systemet svinger mot resten av systemet.

- "Intra- area svingninger:"

Frekvens på 0,4-0,7 Hz. Involverer undergrupper av generatorer som svinger mot hverandre.

- "Inter- area svingninger:"

Frekvenser på 0,7-2,0 Hz. Rotorsvingninger med en maskin mot resten av systemet, eller problem med svingninger mellom generatorer med kort elektrisk avstand mellom hverandre(liten reaktans mellom maskinene). Dårlig innstilling av reguleringsmekanismene kan være grunnen til dette.

Tilstandsrom representasjon

Oppførselen til et dynamisk system kan beskrives med 'n' sett førsteordens differensiallikninger på formen:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (21)$$

Utgangssignalene representeres på samme måte:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (22)$$

Stabilitet i et dynamisk ulineært system

For ulineære systemer, er stabiliteten avhengig av den initiale tilstanden og inngangssignalet. Stabiliteten til ulineære system blir ofte delt opp i tre kategorier [10]:

- Lokalt stabilt(småsignal stabilt)
- Endelig stabilt(Stabilt innen en region R)
- Globalt stabilt(R omfatter hele tilstandsrommet)

Lokalt stabilt er et system som ikke svinger ut av et avgrenset område rundt likevektspunktet ved mindre forstyrrelser. Et eksempel kan være en generator som opplever et lite lastpåslag. Om forstyrrelsen ikke er for stor, vil generatoren etter en tid svinge seg inn igjen til den rotorvinkelen den kjørte på før forstyrrelsen (se figur 13).

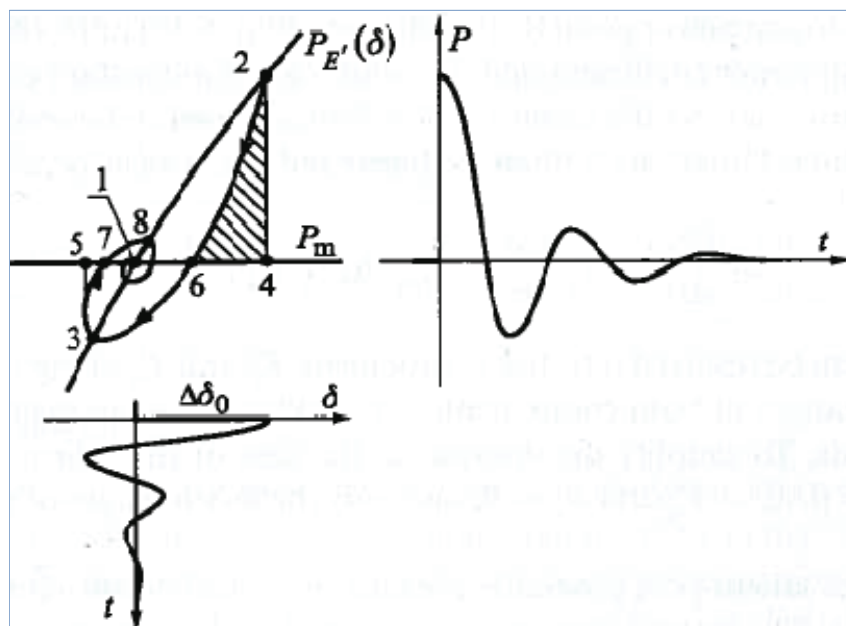
For å forklare hvordan en generator reagerer på små forstyrrelser, og for å forklare generatorens oppførsel som er tegnet i figur 13, bør effekten av dempemomentet forklares. Vi ser av ligning 18, 19 og 20 at dempeeffekten skapt av motinduserte strømmer i dempeviklingene ved endring av rotorhastighet i forhold til statorfeltets hastighet kan beskrives:

$$P_D = D\Delta\omega \quad (23)$$

Dempeeffekten er altså proporsjonal med avviket fra synkron hastighet. For å tydeliggjøre effekten av dempeviklingene, kan ligning 18 omskrives til:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - [P_e(\delta) + P_D] \quad (24)$$

Om dempeeffekten ses på i lys av ligning 23 og 24, ses det at dempeeffekten forsterker eller svekker den elektriske luftgapeffekten $P_e(\delta)$, avhengig av fortegnet på hastighetsendringen. Hvis $\Delta\omega < 0$, blir P_D negativ og reduserer virkningen av $P_e(\delta)$. Hvis $\Delta\omega > 0$, blir P_D positiv og øker virkningen av $P_e(\delta)$.



Figur 15: Effekt- og vinkelpendlinger for et dempet system[1].

Figur 13 viser Effekt- og vinkelsvingninger for et dempet system. Figuren oppe til venstre viser hvordan arbeidspunktet beveger seg inn igjen mot likevektspunktet mellom mekanisk og elektrisk effekt etter en forstyrrelse. I figur 13 utsettes generatoren for en lastøkning, og arbeidspunktet flyttes fra punkt 1 til punkt 2. I punkt 2 er den elektriske effekten høyere enn den mekaniske effekten, noe som gjør at rotorens hastighet synker. Dempeeffekten vil da bli negativ og dermed redusere virkningen fra den elektriske effekten, noe som gjør at generatoren beveger seg langs linje 2-6. Grunnet massetregghet i rotoren, vil generatoren fortsette forbi punkt 6. Når punkt 6 passerer, vil rotorens akselerasjon bli positiv fordi P_m er større enn P_e . Fortegnet til P_D blir da negativ slik at virkningen av P_e blir større, og generatoren beveger seg mot punkt 7 hvor fortegnet til akselerasjonen og P_D nok en gang snur. På denne måten svinger generatoren rundt likevektspunktet mellom P_m og P_e med mindre og mindre endringer i polhjulsvinkelen helt til generatoren stabiliserer seg. Bilde nede til venstre i figur 13 viser hvordan polhjulsvinkelen endrer seg over tid mens de dempede svingningene pågår. Bildet oppe til høyre i figur 13 viser hvordan levert effekt fra generatoren varierer over tid som et resultat av endringene i polhjulsvinkelen[1].

Eigenverdianalyse

Lokal stabilitet kan studeres med linearisering av det ulineære systemet rundt et likevektspunkt. Grunnet små avvik fra likevektspunktet, kan Taylor serien benyttes til å beskrive det lineariserte systemet på følgende matrisform:

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (25)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (26)$$

Δx = tilstandsvektoren

Δy = utgangsvektoren

Δu = inngangsvektoren

A = tilstandsmatrisen

B = kontrollmatrisen

C = utgangsmatrisen

D = tilbakekoblingsmatrisen

Ved stabilitetsanalyse benyttes ofte eigenverdianalyse.

Tilstandsmatrisen A lages ved å skrive systemets differensiallikninger på samme form som vist i ligning 25 og 26.

Eigenverdiene beregnes ved å løse følgende ligning med hensyn på λ :

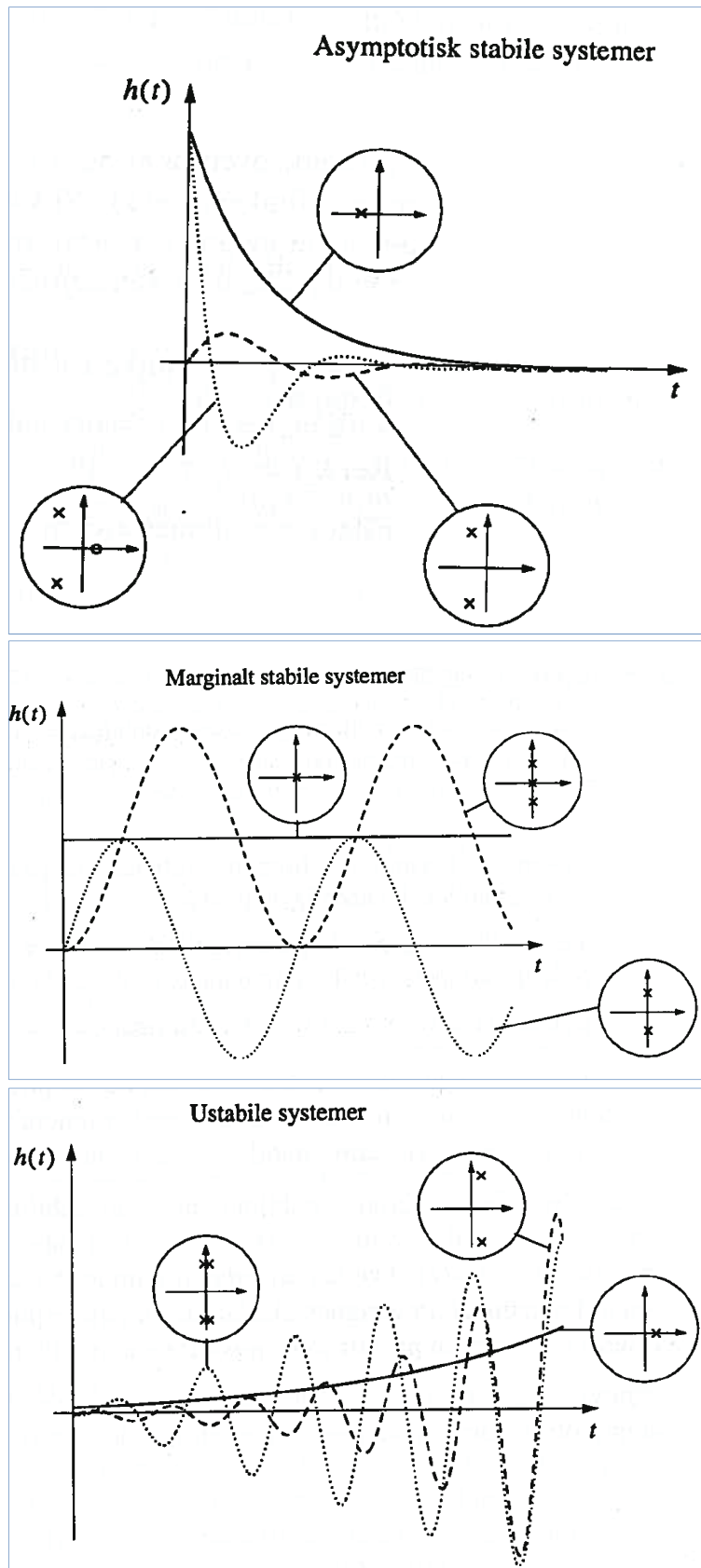
$$\det(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}) = 0 \quad (27)$$

Hvor \mathbf{I} er en identitetsmatrise.

Eigenverdiene fremstilles på formen:

$$\lambda = \alpha + j\Omega \quad (28)$$

En grafisk fremstilling av eigenverdiene vil være å tegne λ som et punkt i et koordinatsystem. Systemets demping er da gitt ved punktets plassering langs realverdiaksen. Negativ verdi betyr demping av systemet. Positiv realverdi betyr at svingningene får et positivt bidrag, og derfor blir større og større, og systemet er altså ustabilt. Eigenverdiens imaginærdel forteller hvor fort systemet svinger. Stor imaginærdel betyr raske svingninger, og liten imaginærdel betyr langsomme svingninger. For et kraftsystem ønskes derfor eigenverdier med stor negativ realdel og liten imaginærdel. En slik egenverdi vil bety at komponenten eller systemet som studeres, dempes fort og svinger lite ut av fase ved eventuell forstyrrelse. Figur 14 viser sammenheng mellom eigenverdier og svingningene til et system.



Figur 16: Sammenheng mellom egenverdier og dempeforløp [27].

Dempingsraten kan beskrives ved følgende formel:

$$\zeta = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \Omega^2}} \quad (29)$$

Dempingen antas å være tilfredsstillende om $\zeta \geq 0,05$ [10]. Ligning 29 viser at dempingsraten er positiv når ' α ' er negativ. Det betyr at polene befinner seg i venstre halvplan. Av figur 16 ses det at om alle polene er i venstre halvplan, er systemet asymptotisk stabilt. Ligning 29 viser også at høy verdi for ' α ' og lav verdi for ' Ω ' vil gi stor ' ζ '. Det betyr at polene ligger langt ute langs negativ x-akse, men har mindre verdier langs y-aksen. Et slikt system vil dempes fort med få svingninger.

7.2 Transient stabilitet

Transient stabilitet beskriver kraftsystemets evne til å beholde synkronisme ved større driftsforstyrrelser som for eksempel bortfall av produksjonsenhet, plutselig lastavslag eller kortslutning. Det som er avgjørende for om systemet klarer å gjenoppta stabil driftstilstand, er blant annet hvor store polhjulsvinklene blir under feiltilfellet. Om polhjulsvinkelen blir for stor, faller systemet ut av synkronisme.

Det er en rekke forskjellige faktorer som spiller inn på et kraftsystems forandring i polhjulsvinkel og dermed transiente stabilitet. De mest sentrale faktorene er listet under[2, 10]:

- Lastfaktor på generator.
(Om generatoren er tungt belastet, vil polhjulsvinkelen være stor allerede ved normal drift. Generatoren har da mindre margin å gå på ved forstyrrelse).
- Belastning av generator under feil.
(Alt etter hvor og hvilke feil som oppstår, vil systemreaktansen forandre seg. Systemreaktansen vil spille inn på amplituden til den elektriske- effektkurven, og dermed polhjulsvinkelen (se figur 21)).
- Feilklareringstid.
(Jo lengre tid det tar å klare feilen, jo lengre akselerasjonstid vil rotoren ha).
- Systemreaktans etter feil.
(Hvordan systemreaktansen er etter feil i forhold til før feil, vil ha innvirkning på hvordan elektrisk- effektkurve forandrer seg, og dermed også polhjulsvinkelen (se figur 21)).
- Generatorreaktans
(lavere reaktans øker toppeffekten og reduserer initial rotorvinkel).
- Generatorens treghetsmoment.
(høyere treghetsmoment gir tregere endring i polhjulsvinkelen, som reduserer den kinetiske energien absorbert av generatoren under feil).
- Generatorens interne induserte spenning (E).
(Avhengig av magnetiseringen).

- Systemspenningen 'Vs' sett fra generatoren (se ligning 31).
- Spenning og motstand i feilpunkt til jord.
(Feilstrømmens størrelse).

Om det ved hjelp av nettanalyse finnes stabilitetsproblemer, kan følgende tiltak iverksettes for å bedre stabilitetsmarginene:

- Redusere tiden det tar å fjerne feilen ved blant annet å øke triggerhastigheten på diverse vern.
- Øke gjenopprettende synkroniserende krefter.
(Øke spenningen og/eller senke systemreaktansen).
- Redusere det akselererende momentet ved hjelp av turbinregulator.
(strupeventil for vannkraftverk, pitch- regulering for vindturbiner).
- Redusere det akselererende momentet ved hjelp av dempetilsats/ PSS.
- Øke synkrongeneratorers tregghetsmoment (Tyngre svinghjul).

Systemets reaktans er den enkeltfaktoren som spiller mest inn på systemets stabilitetsgrense fordi høy reaktans fører til større polhjulsvinkel under stabil drift[1](se ligning 32 og figur 17). Ved å redusere systemreaktansen, økes den ”post- fault” synkroniserende effekten[19]. For å øke den transiente stabiliteten, er det altså enklest å redusere systemreaktansen. Dette kan blant annet gjøres ved:

- Endring av linjereaktanser.
(parallele liner/større tverrsnitt, større faseavstand og lignende).
- Benytte transformatorer med lavere lekkreaktans.
- Seriekompensere overføringslinjene.
(Kondensatorbatteri i serie med linjen minsker den elektriske avstanden).
- Benytte generatorer med stort luftgap.
(Stort luftgap fører til lavere generatorreaktans[15]).

Om farten til rotoren er tilnæmet konstant, kan P_D sløyfes, og ligning 19 skrives

$$P_m = P_e. \quad (30)$$

At rotorhastigheten er konstant, betyr at maskinen kjøres i en stabil drift. Den mekaniske effekten er altså lik den elektriske effekten om det ses vekk i fra tap i maskinen. Henviser til [1] som sier at det ses vekk fra tap og ev. dempeeffekt ($P_D=0$ grunnet konstant magnetfelt), kan elektrisk effekt (luftgapseffekt) for en generator med utpregede poler (varierende luftgap rundt rotoren) beskrives med følgende matematiske formel:

$$P_e = P_{Eq}(\delta) = \frac{E_q V_s}{x_d} \sin \delta + \frac{V_s^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_q x_d} \sin 2\delta \quad (31)$$

Hvor V_s er klemmespenning, E_q er intern spenning i generatoren, δ er polhjulsvinkelen, x_d er reaktans langs d-aksen og x_q er reaktans langs q-aksen.

For å gjøre denne grunnleggende teoriutledningen enklere, kan det antas at det for eksempelets skyld er snakk om en maskin med rund rotor (likt luftgap rundt hele rotoren).

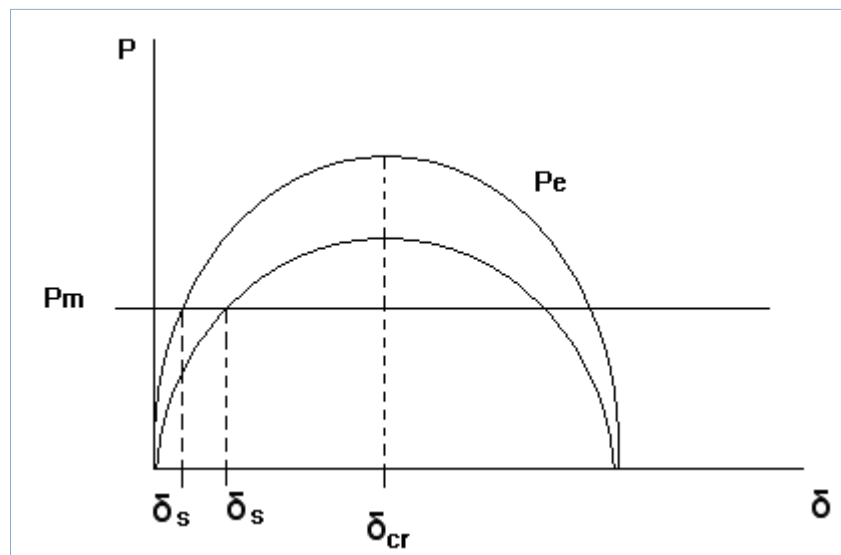
Siden reaktans langs q og d- akse da er lik, blir det siste leddet i ligning (31) lik null. Vi står da igjen med følgende ligning:

$$P_e(\delta) = P_{Eq}(\delta) = \frac{E_q V_s}{x_d} \sin \delta \quad (32)$$

Ligning 32 viser at luftgapseffekten følger en sinuskurve. X_d er her den totale systemreaktansen. Luftgapseffekten er svært avhengig av systemreaktansen, og det blir klart hvorfor dette er den parameteren som er lettest å forandre om stabilitetsmarginene skal endres.

Luftgapseffekten er størst ved $\frac{\pi}{2}$ radianer. For en maskin med utpregede poler, blir vinkelen noe større (se ligning 31) [19].

Om det antas at mekanisk effekt er konstant, vil følgende graf vise sammenhengen mellom mekanisk effekt, elektrisk effekt og polhjulsvinkelen δ :



Figur 17: Effektkurve for en tapsfri generator med runde poler[2].

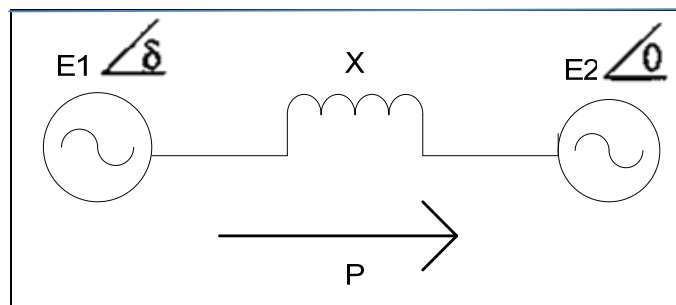
δ er generatorens polhjulsvinkel. P_e er elektrisk effekt, og P_m er mekanisk effekt.

Figur 17 og ligning 32 viser at høyere reaktans fører til en lavere effektkurve som gjør at generatoren får en høyere polhjulsvinkel ved stabil drift (δ_s). Ved normal drift vil systemet være stabilt dersom $P_m = P_e$ og en økning i mekanisk effekt fører til økning i elektrisk effekt eller vice versa. Dette tilsvarer området på kurvene til venstre for δ_{cr} , som i dette eksempelet tilsvarer $\frac{\pi}{2}$ (maskiner med utpregede poler har høyere δ_{cr}). Om polhjulsvinkelen overskrider δ_{cr} , vil en økning i mekanisk effekt føre til reduksjon av elektrisk effekt. Siden systemet da ikke vil finne noe likevektspunkt, er det ustabil. Det bør nevnes at polhjulsvinkelen kan overskride δ_{cr} for korte tidsperioder, men at rotoren da vil pendle tilbake rundt opprinnelig arbeidspunkt på venstre side av grafen hvis systemet er stabilt. δ_{cr} symboliserer altså bare grensen for hva som er mulig vinkel for stabil stasjonær drift. Diverse tap og metting i feltviklingene, vil spille inn på effektkurvenes form og størrelse.

Equal area criteria(EAC):

Denne metoden er en pedagogisk god metode for å beskrive problemstillingen rundt polhjulspendlinger i et system som blir utsatt for større feil. Metoden egner seg ikke for store systemer[1].

Når EAC brukes, antas det at maskinen som studeres er tilknyttet et stivt nett vha. en eller flere linjer. Om det skal studeres en gruppe maskiner eller et større område, kan maskinene i et område slås sammen til en ekvivalent. Ekvivalentens oppførsel i forhold til den andre maskinekvivalenten på andre enden av linjen eller linjene kan da studeres. Det antas også at til tross for generatorens endring i polhjulsinkel, er rotorhastigheten tilnærmet lik synkronhastighet ω_0 fordi hastighetsendringen er svært liten sammenlignet med synkronhastigheten[10]. Systemekvivalenten fremstilles ofte slik:



Figur 18: To maskinekvivalenter på hver sin side av en linjeekvivalent[1].

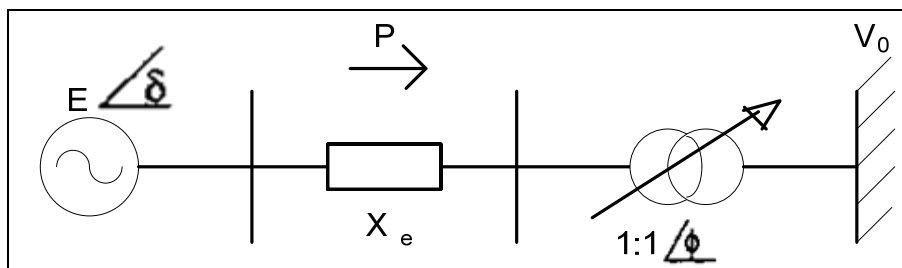
P = effektflyt

E = spenningen i maskinene

δ = spenningsvinkelen på maskin nr. èn relativ til maskin nr. to.

X = total systemreaktans.

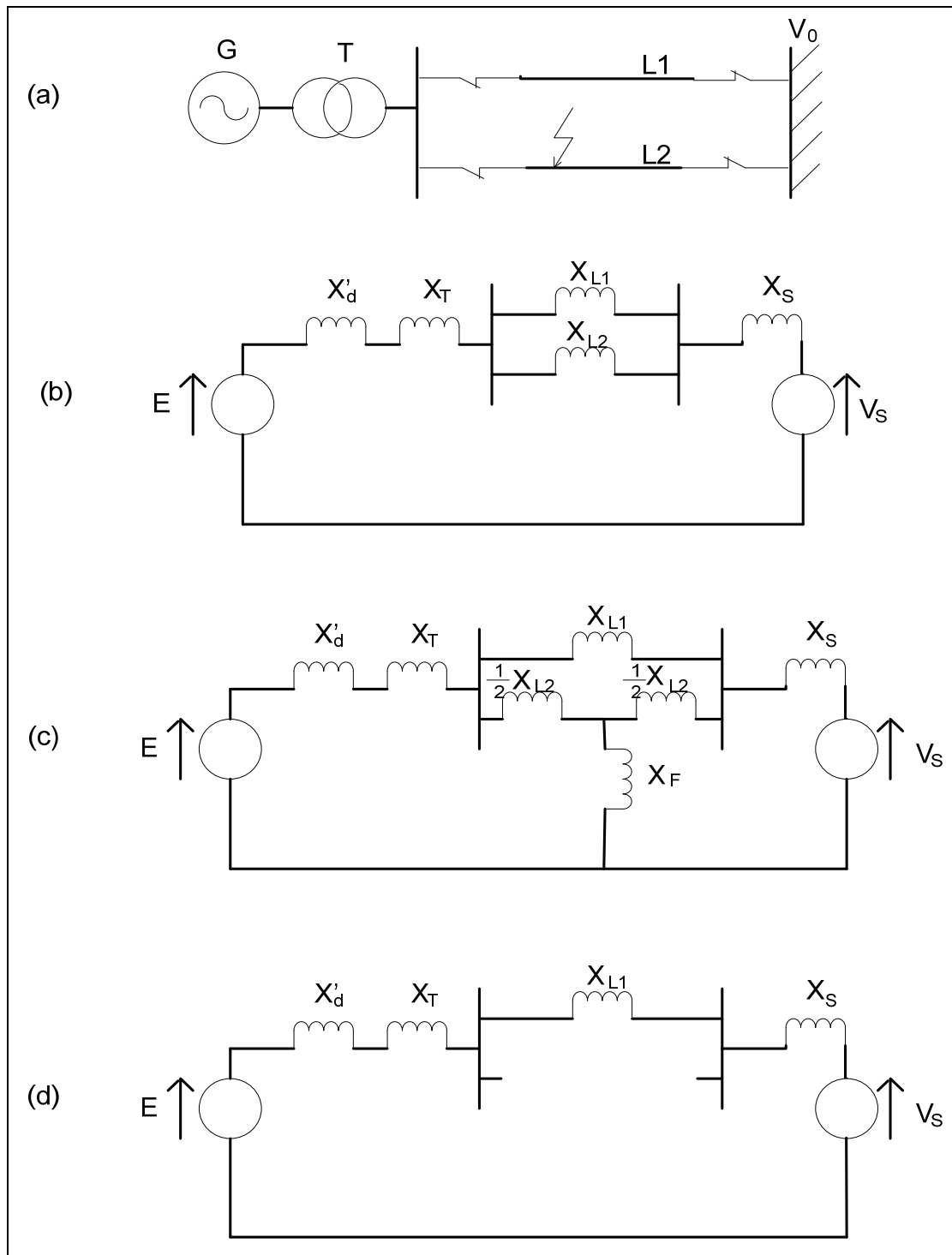
Om en generatorekvivalents oppførsel mot et stivt nett studeres, ser modellen gjerne slik ut:



Figur 19: Generator knyttet til et stivt nett via en radiallinje og en transformator[1].

X_e = linje og generatorreaktans. X_e kan også inneholde transformatorens reaktans.

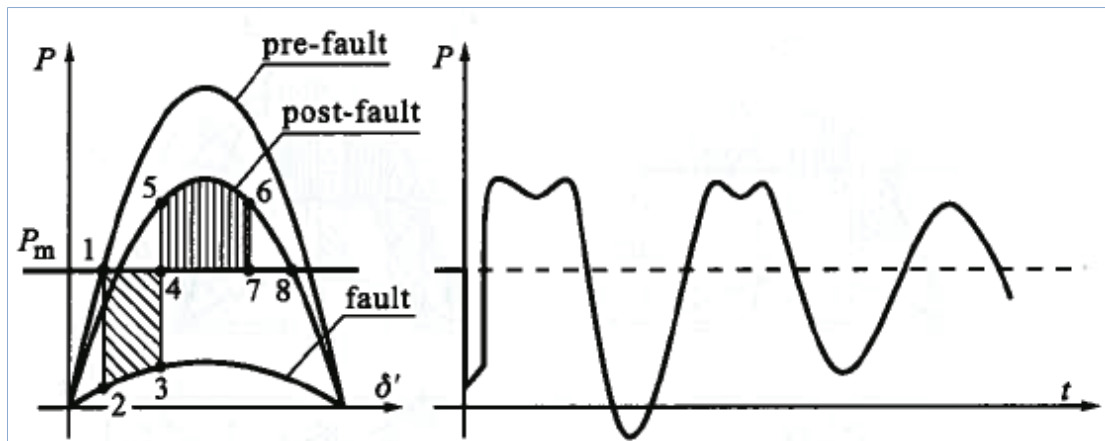
Et fint eksempel på hvordan polhjulvinkelen forandrer seg ved forstyrrelse, kan vises med en generator knyttet til stivt nett via to parallelle linjer. Kortslutning skjer midt på den ene linjen.



Figur 20: Generator med step-up transformator knyttet til stivt nett via to linjer[1].

Figur 20 viser; (a): Generator med step-up transformator knyttet til stivt nett via to parallelle linjer. (b): Ekvivalentkrets for bilde(a). Begge linjene er i operasjon. (c): Ekvivalentkrets med kortslutning til jord på den ene linjen. (d): Ekvivalentkrets hvor linjen med feil er koblet vekk, og systemet drives videre i radiell drift.

L1	Linje nummer 1	X'_d	generatorreaktans	X_F	Motstanden mellom feil og jord.
L2	Linje nummer 2	X_T	Transformatorreaktans		
V_0	Referansespenning	X_{L1}	Linjereaktans linje 1		
T	Transformator	X_{L2}	Linjereaktans linje 2		
G	generator	V_s og X_s	Theveninekvivalent for øvrig kraftsystem mellom linjene L1, L2.		



Figur 21: Equal area criteria[1].

Figur 21 illustrerer "Equal area criteria". Område 1-2-3-4-1 = A_1 . Område 4-5-6-7-4 = A_2 . Punkt 1 tilsvare driften i figur 20 b. Punkt 2 tilsvare driften i figure 20 c. Punkt 5 tilsvare driften i figur 20 d. Figuren til høyre viser hvordan effektpendlingene varierer med tiden under feilen.

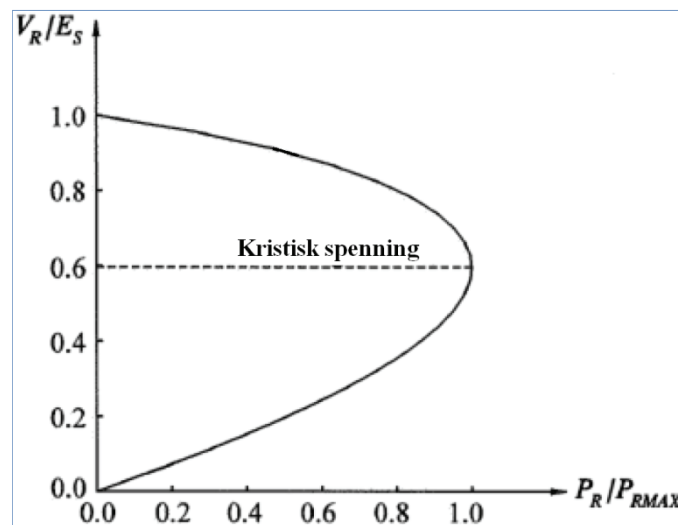
Ved stabil drift er som kjent $P_m = P_e$ (punkt 1 figur 21). Når feil inntreffer, forandrer nettets topologi seg (se figur 20c). systemekvivalenten som generatoren "ser", blir forandret grunnet parallellkoblingen til jord. Dette gjør at den elektriske effekten P_e synker (punkt 2 figur 21), noe som fører til at polhjulsvinkelen øker fordi $P_m > P_e$. Rotoren opparbeider seg en kinetisk energi likt det skraverte arealet A_1 . Når feilen kobles vekk (figur 20 d), følger generatoren en annen P - δ kurve (punkt 5 figur 21) siden kun en linje er operativ, og $P_e > P_m$. Generatoren leverer da den opparbeidede kinetiske energien til nettet lik det skraverte arealet A_2 . Hvis $A_2 > A_1$ blir svingningene dempet og generatoren vil etter en tid svinge seg inn igjen i stabil drift (høyre del av figur 21). Hvis $A_2 < A_1$ vil rotoren passere δ_{max} , og $P_e < P_m$, noe som fører til videre akselerasjon av rotoren, og generatoren faller ut av synkronisme. I eksempelet fremstilt i figur 20 og 21, er systemet stabilt for feilen som oppstår. Høyre del av figur 21 viser effekten levert av generatoren som funksjon av polhjulsvinkelen over en gitt tid. Polhjulsvinkelen vil pendle frem og tilbake rundt likevektspunktet mellom elektrisk og mekanisk effekt på den laveste effektkurven. Den til hver tid leverte effekten til systemet vises på grafen til høyre i figur 21.

7.3 Spenningsstabilitet

Teorien i dette kapitlet er i sin helhet hentet fra [10]. For grundigere beskrivelse av spenningsstabilitet, henvises det derfor til [10].

Spenningsstabilitet er kraftsystemets evne til å holde en jevn akseptabel spenning på alle samleskinner i systemet under normal drift. Spennings ustabilitet oppstår hvis en forstyrrelse, lastøkning eller endring i systembetingelsene forårsaker spenningsfall.

Om spenningen på en av samleskinnene synker når det injiseres reaktiv effekt på den samme samleskinnen, er systemet spenningsustabilt. Dette er det samme som om V-Q sensitiviteten er negativ for minimum en samleskinne i systemet. Den viktigste grunnen til at systemer kan bli spenningsustabile, er stort behov for reaktiv effekt kombinert med at systemet ikke klarer å møte dette behovet. Spennings ustabilitet kan føre til spenningskollaps, som er et resultat av en rekke hendelser som senker spenningen over et større område. Figur 22 viser sammenhengen mellom aktiv effekt og spenning i et system. En slik kurve kalles ofte for P-V kurve eller nese kurve, og viser et netts overføringskapasitet. Den aktive effekten som svarer til kritisk spenning, er maksimal overført effekt før systemet blir spennings ustabilt. V_R er spenning på mottakerskinnen, E_S er spenning på avsenderskinnen.



Figur 22: P-V kurve for et vilkårlig system. $\cos(\phi)=0,95$ induktiv [10].

8. Valg av systemkonfigurasjon

I innledningen ble det forklart at nettmmodell måtte endres. Dette førte til at systemkonfigurasjonen ikke ble som først planlagt. Siden nettmodellen er en eksempelmodell fra PSS/E, har det ikke blitt lagt stort arbeid i å modellere noen spesielle konfigurasjonsalternativer. Vindparkrepresentasjonen og transmisjonssystemet frem til tilknytningspunktet ble derfor modellert på en praktisk måte, hvor valg av transformatorer og linjer/kabler kun ble valgt med det mål at de skulle ha en viss reaktans for å skape en elektrisk avstand mellom vindparken og resten av nettet, samt å påvirke lastflytløsningen.

8.1 Vindgeneratorsystem

En sentral del av oppgaven, var å studere forskjellen i systemrespons ved integrasjon av DFIG og tradisjonelle fixed- speed turbiner. I utgangspunktet var det tenkt å benytte en modell av en 3,6MW DFIG vindturbin fra General Electric [24]. Denne modellen har i følge [13], en svakhet da den ikke er stabil for tilfeller hvor generatoren er overmagnetisert. I tidligere masteroppgaver har dette problemet blitt løst ved at generatorens reaktive effektproduksjon låses til en gitt verdi[13]. Ved nærmere gjennomgang av programmanualen, viste det seg at det ikke vil være korrekt å låse reaktiv effektproduksjon ved modellering av DFIG. For at PSS/E skal tolke generatormodellen som en DFIG vindturbin, er det essensielt at generatoren settes til å være type 2. Det vil si at generatoren kontrollerer spenningen på en ekstern samleskinne ved å variere reaktiv effektproduksjon innenfor modellens spesifiserte grenser[23]. Av overnevnt grunn, ble det besluttet å benytte vindturbinmodellen i PSS/Es standardbibliotek. Standardbiblioteket inneholdt kun modeller av 1,5MW vindturbiner. Vannkraftverket i nettmodellen leverer en effekt på 600MW. For at eventuelle innvirkninger fra vindparken skulle bli tydelige, ble det besluttet å modellere en vindpark på 100MW. Vindturbinene på 1,5 MW ble etter oppskrift fra brukermanualen[23], oppskalert til ekvivalenter som til sammen produserte 100MW. Dette ble gjort for både DFIG og fixed speed turbinen.

8.2 Vindparkkonfigurasjon

Vindpark bestående av DFIG vindturbiner ble modellert på to forskjellige måter:

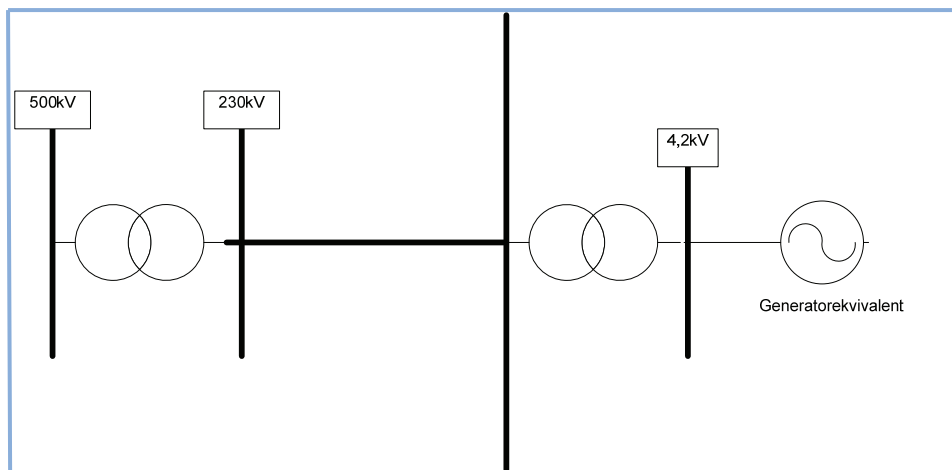
1. En generatorekvivalent på 100MW.
2. 10 generatorekvivalenter på 10MW hver.

Det viste seg at PSS/E krasjet om det ble forsøkt å lage en fixed speed vindturbin ekvivalent på over 10MW. Dataprogrammet havarte også om mer enn to fixed speed generatorekvivalenter ble implementert i systemet. Hvorfor det ikke var mulig å modellere fixed speed turbinekvivalenter på over 10MW vites ikke, men det er trolig et datateknisk og ikke modelleringsteknisk problem[25].

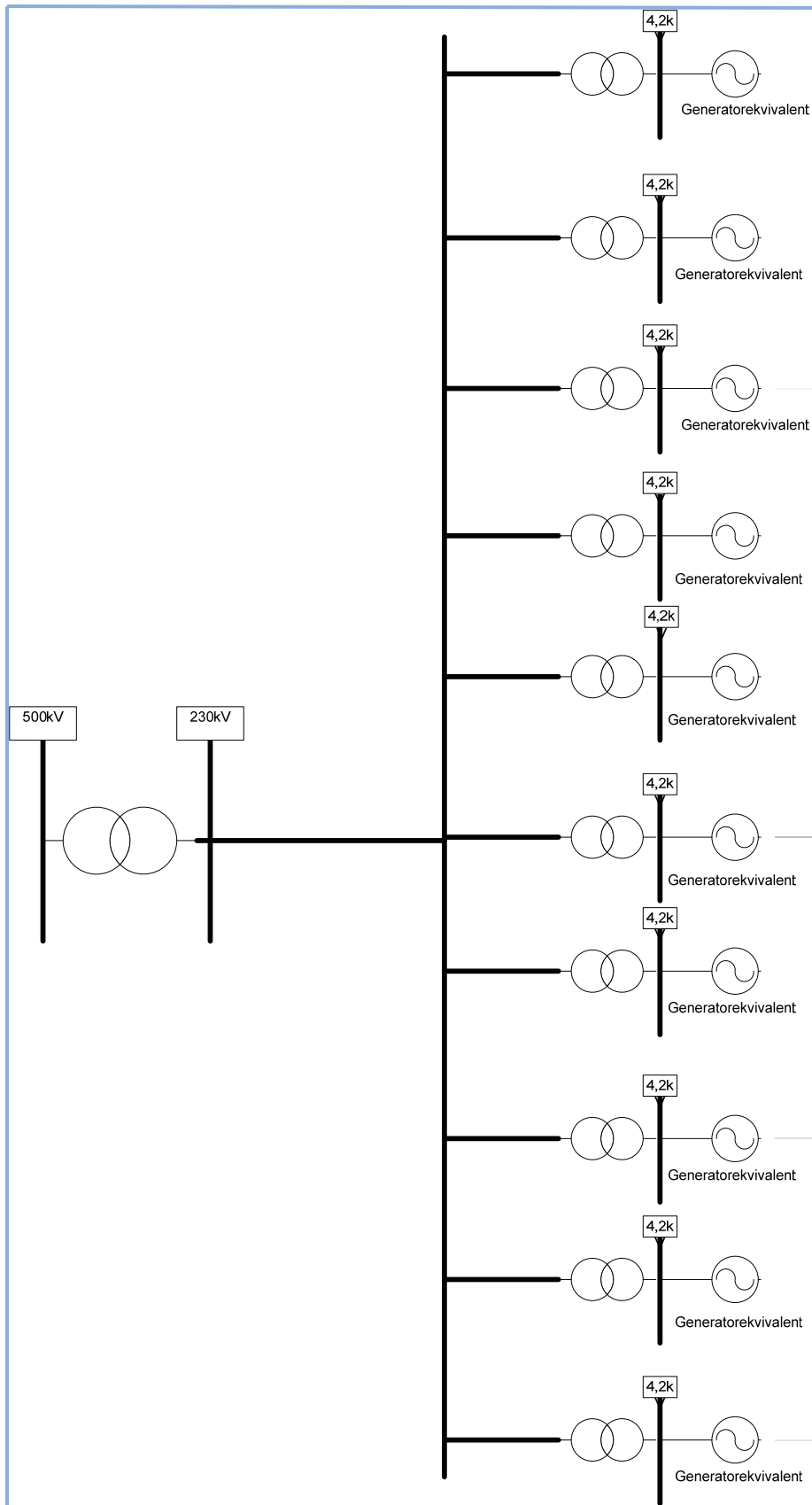
På grunn av dette problemet, ble vindpark bestående av fixed speed vindturbiner kun modellert som:

1. 2 generatorekvivalenter på 10MW hver.

De to forskjellige vindparkkonfigurasjonene ble modellert og tilknyttet transmisjonsnettet som vist i figur 23 og 24.



Figur 23: Vindparkkonfigurasjon med 1x100MW generatorekvivalent.



Figur 24: vindparkkonfigurasjon med 10x10MW generatorekvivalenter.

8.3 Transformatorer

Siden nettmodellen var en demonstrasjonsmodell fra PSS/E, ble også transformatordataene hentet fra PSS/Es modellbibliotek. Transformatorparametrene som ble benyttet finnes i vedlegg A 1.

8.4 Luftlinjer og kabler

Linjeparametre ble av samme årsak som transformatorene, plukket fra et eksempel i [10]. Parameterlisten finnes i vedlegg A 1.

9. Antagelser

Simuleringene som ble gjennomført var ikke av et spesifikt kraftsystem. Det har derfor ikke vært nødvendig å gjøre noen antagelser for å simulere noen reelle komponenter. Under simuleringene ble det likevel gjort noen forenklinger i modellen:

- I mangel på aerodynamisk modell, satt PSS/E den mekaniske effekten inn på vindturbinen til å være konstant. Denne antagelsen ble automatisk gjort av PSS/E når det ikke ble oppgitt noen aerodynamisk modell[17].
- Kraftverket Mine_G hadde ingen turbinregulator. Ved tolking av resultatene ble derfor Mine_G sett på som et kraftverk med så stor treghet i turbinregulatoren at den ikke gjorde noe utslag på systemdynamikken før simuleringstiden var over(20 sekund).
- Vindturbinene ble modellert ved hjelp av en stor vindgeneratorekvivalent(se kap 10.5). Dette betyr at elektrisk avstand mellom vindturbinene internt i parken ble neglisjert, og at det ble antatt at de forskjellige vindturbinene responderte synkront på en hver hendelse i systemet.
- Det ble kun modellert en transformator som transformerte spenningen fra 230kV til 4,2kV. I et reelt system vil denne spenningstransformeringen skje via flere transformatorer. For analysene som ble gjort her, representerte transformatorene kun ekstra impedans, og kunne derfor slås sammen til en ekvivalent uten at det medfører endring i resultatene[22].
- Det ble antatt at effektbrytere responderte synkront på begge sider av linjen ved kortslutning og linjeutkobling. Bryterne har funksjonen av/på. Det betyr at slukkeforløpet av lysbue ikke var med i modellen[18].
- Alle lastene i modellen hadde konstant aktiv og reaktiv effekt.

10. Modelling

Dette kapitlet forklarer hvordan de forskjellige komponentene er modellert. PSS/E 32 fra Siemens ble benyttet som simuleringsverktøy.

10.1 Siemens 1,5MW fixed speed vindturbin

Siemens har utviklet fire dynamisk vindturbinmodeller som finnes i brukermanualen til PSS/E 32. I denne oppgaven har fixed speed turbinen(type 1) og DFIG turbinen(type 3) blitt benyttet for å studere forskjellen i systemrespons ved implementering av de to forskjellige vindturbin typene.

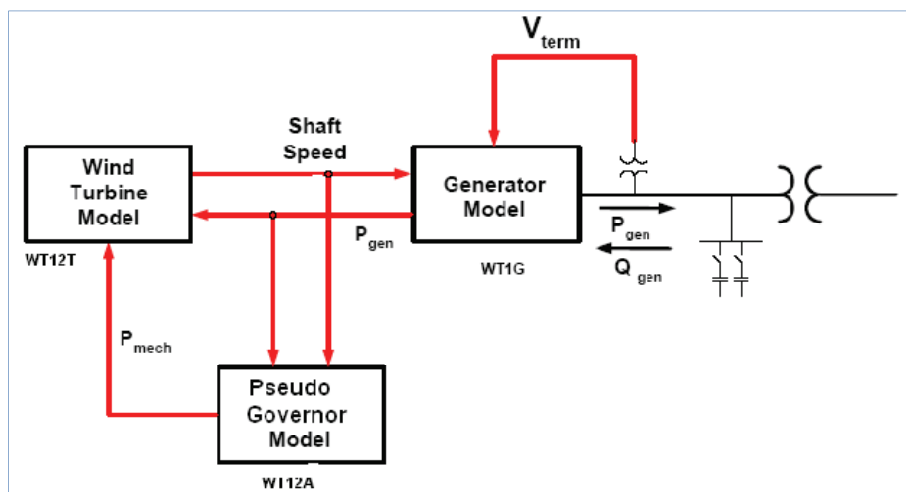
I PSS/E må det lages en lastflytmodell og en dynamisk modell[23]. Det opprettes først en lastflytløsning, for så å kjøre dynamiske analyser på den dynamiske modellen med utgangspunkt i lastflytmodellen. Dette underkapitlet beskriver en enkel vindturbin. I simuleringene som ble gjort, ble det benyttet ekvivalenter for flere vindturbiner. Hvordan ekvivalentene ble modellert, er beskrevet i kapittel 10.4. Det er viktig å notere seg at ved modellering av fixed speed vindturbin må generatorens kontrollmodus settes til 3, det vil si låst aktiv effekt med reaktivt effektforbruk gitt av effektfaktoren[23].

Viser til figur 4 for prinsippskisse av vindturbinen.

Siemens 1,5MW fixed speed vindturbinmodell(WT1) består av tre modeller:

- WT1G generatormodell
- WT12T turbinmodell
- WT12A imaginær governormodell

Figur 23 viser hvordan disse tre modellene er koblet sammen.



Figur 25: WT1 koblingsdiagram[23].

10.1.1 Lastflyt

Generatorene ble tilknyttet en PV- samleskinne med en nominell spenning på 4,16kV[24].

Alle vindturbine hadde en powerfactor på -0,95(induktiv). Lastflytdata er gitt i vedlegg A 2.

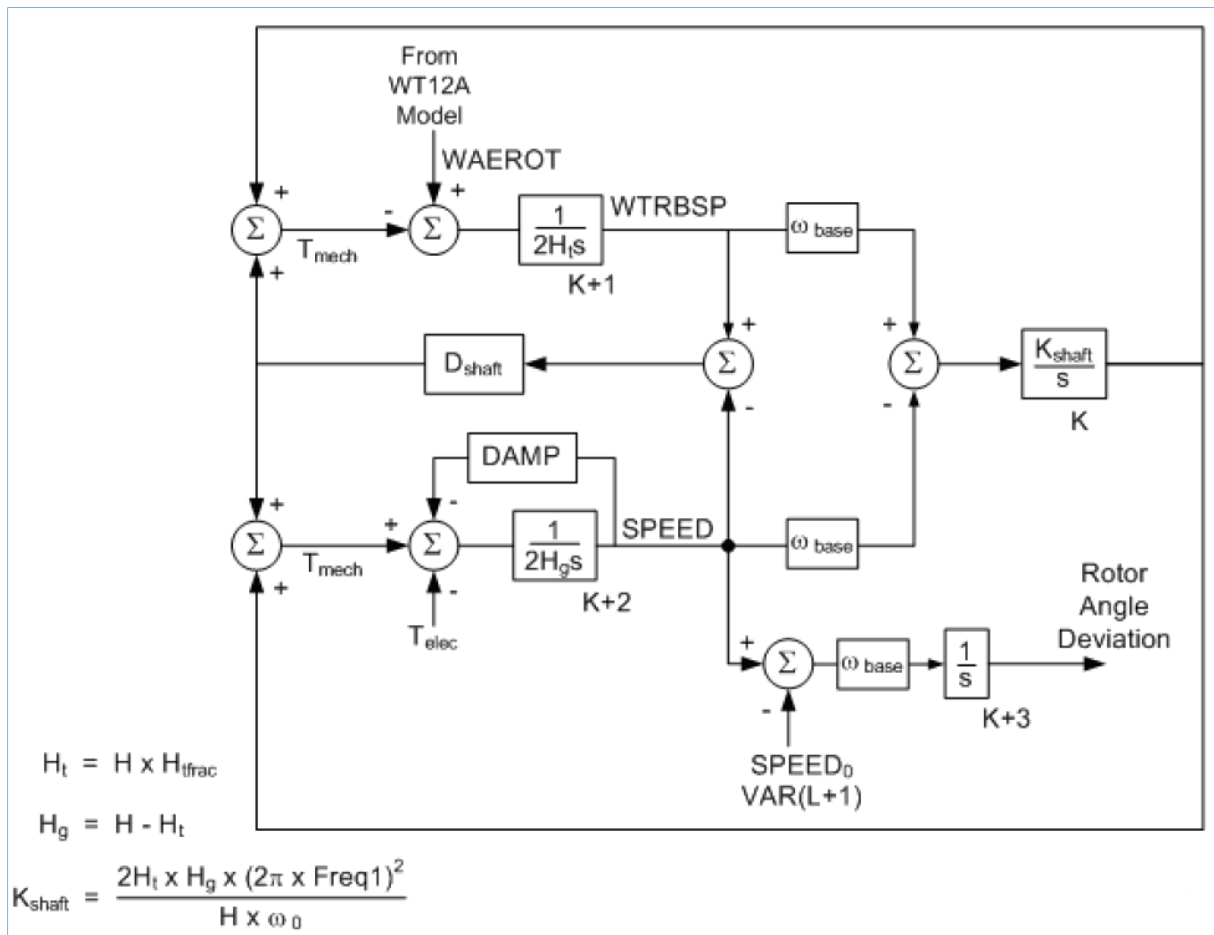
10.1.2 Generator WT1G

WT1G generatormodellen er basert på PSS/Es induksjonsgeneratormodell CIMTR3[23]. Denne modellen tar hensyn til rotorfluxdynamikken og kan brukes for både enkeltbur og dobbeltbur maskiner. Ved initialisering beregner modellen det reaktive forbruket (Q_{act}) basert på klemmespenning og levert aktiv effekt. Modellen legger til en imaginær shunkondensator på generatorklemmene som har samme størrelse som forskjellen mellom Q_{gen} fra lastflyten og Q_{act} [23]. Tabell over inputparametre er gitt i vedlegg A 1.

10.1.3 Turbinmodell WT12T

WT12T turbinmodell bruker en dobbeltmasse representasjon av vindturbinens drivverk. Dobbelmasse representasjon betyr at akslingen består av to deler som kan vriss i forhold til hverandre innen gitte grenser. Det blir med andre ord tatt hensyn til girkassen som deler akslingen inn i en høyhastighetsaksling og en lavhastighetsaksling (se kapittel 2.3). Modellen beregner hastighetsavviket mellom rotoren på maskinsiden og på turbinbladsiden. Ved å sette turbinens ' H_{frac} ' = 0, kan modellen gjøres om til en enkelmasserepresentasjon[23]. Turbinmodellen har to inputparametre og en utgangsparemeter. Mekanisk effekt fra governormodellen brukes til å beregne det mekaniske momentet på turbinen. Det elektriske momentet beregnes ut fra gitt slip og elektrisk effekt fra generatormodellen. Mekanisk moment minus elektrisk moment og dempemoment, benyttes for å beregne rotorhastigheten. Rotorhastigheten minus rotorslip benyttes til å beregne rotorens vinkelavvik i forhold til statorfeltet som sendes tilbake til generatormodellen.

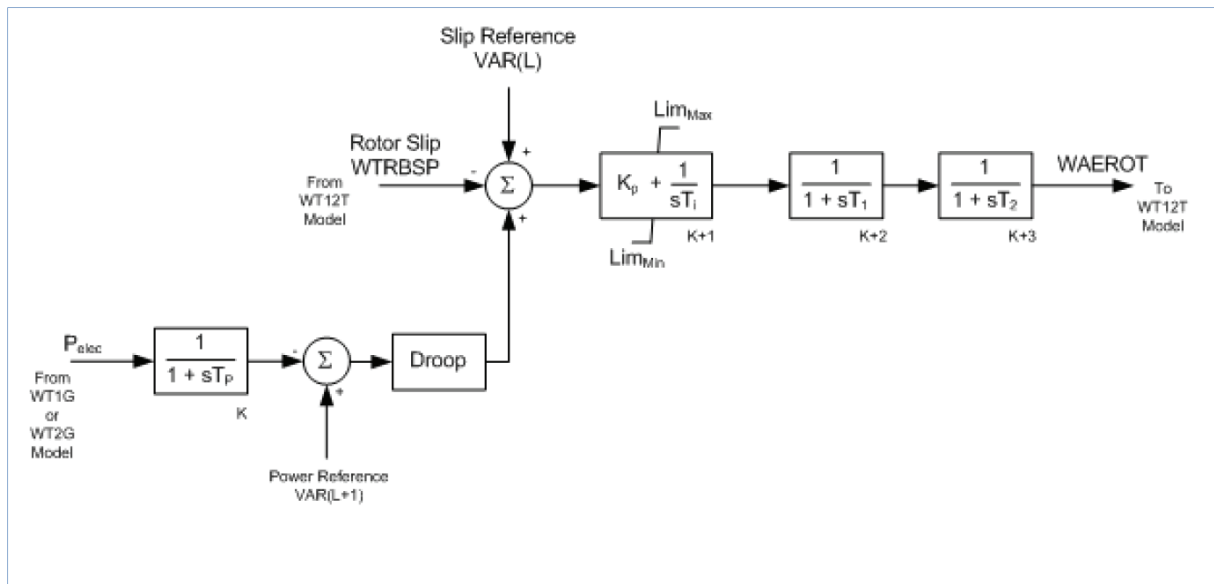
Figur 24 viser blokkdiagrammet til turbinmodellen. Tabell over inputparametre er gitt i vedlegg A 1.



Figur 26: Blokkdiagram av WT12T [23].

10.1.4 Imaginær governormodell WT12A

Governormodellen WT12A er et forsøk på å forenkle og generalisere beregningene av det aerodynamiske dreiemomentet. Denne modellen ble konstruert av Siemens etter inngående studier av aerodynamiske karakteristikk og pitch kontroll på flere virkelige vindturbiner[23]. Figur 25 viser blokkdiagrammet til modellen. Modellen benytter to forskjellige inndata. Informasjon om rotorbladenes hastighetsavvik og levert aktiv effekt fra generatoren kombineres og prosesseres av en PI-regulator. Det filtrerte utgangssignalet er mekanisk effekt på turbinbladene som benyttes av WT12T [23]. Tabell over inputparametre er gitt i vedlegg A 1.



Figur 27: Blokkdiagram av WT12A [23].

10.2 Siemens 1,5MW DFIG vindturbin

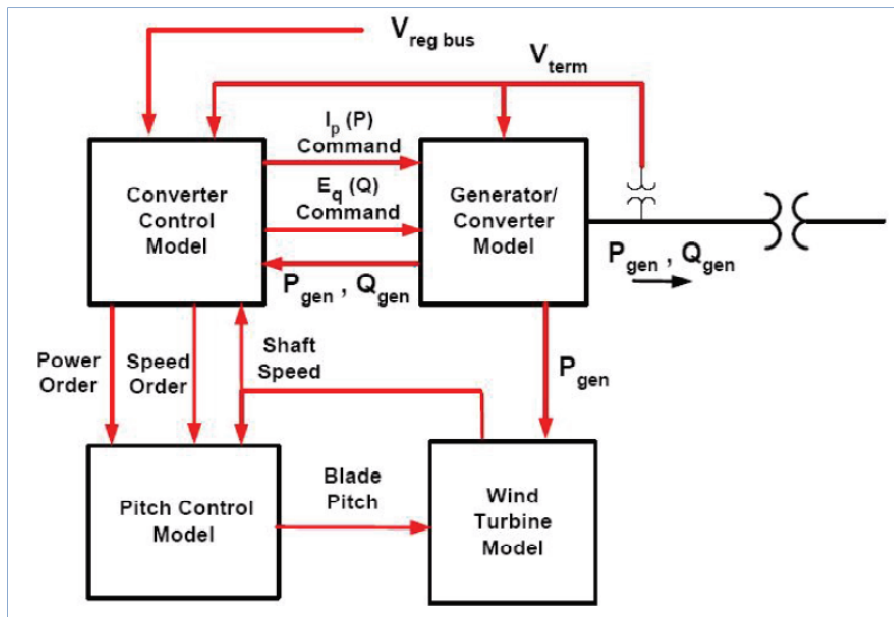
Dette underkapittelet beskriver en enkel DFIG vindturbin (WT3). I simuleringene ble det benyttet ekvivalenter for flere DFIG vindturbiner. Hvordan ekvivalentene ble modellert, er beskrevet i kapittel 10.4.

Viser til figur 6 for prinsippsskisse av vindturbinen. Ved modellering av DFIG vindturbin i PSS/E, må generatorens kontrollmodus settes til 2, det vil si en vindmaskin som regulerer spenningen på en gitt samleskinne ved å justere forbruk eller produksjon av reaktiv effekt.

Siemens 1,5MW DFIG vindturbinmodell består av fire modeller [23]:

- WT3G generator/omformer modell
- WT3E omformer kontroll modell
- WT3T turbinmodell
- WT3P pitch kontroll modell

Figur 26 viser hvordan disse fire modellene er koblet sammen.



Figur 28: WT3 koblingsdiagram [23].

10.2.1 Lastflyt

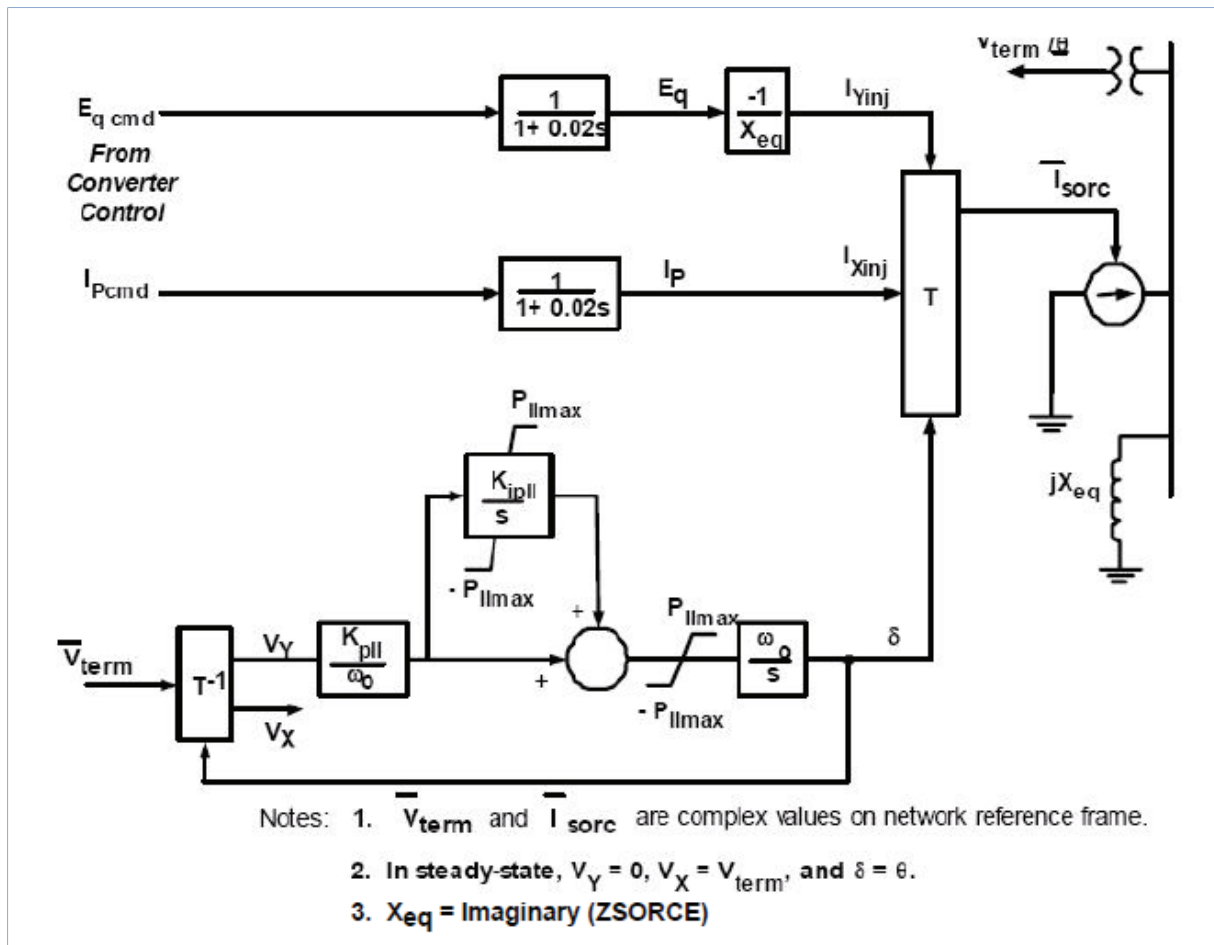
Generatorene ble tilknyttet en PV- samleskinne med en nominell spenning på 4,16kV[24]. Da generatorene var undermagnetiserte, hadde de en effektfaktor på -0,95(induktiv). Lastflytdata for undermagnetiserte generatore er gitt i vedlegg A 2.

Når generatorene var overmagnetisert, hadde de en effektfaktor på 0,95(kapasitiv).

Lastflytdata for overmagnetiserte generatore er gitt i vedlegg A 2. Vindturbinene ble satt til å kontrollere spenningen på samleskinne nr. 1 (se figur 34).

10.2.2 Generator/ omformer WT3G

Utgangssignalet fra generatormodellen WT3G er en kontrollert strømkilde som beregner nødvendig injisert strøm i nettet som respons på flux- og aktiv strømkommandoer fra omformer kontrollen. Omformermodellen innehar en lukket sløyfe som synkroniserer generatorens rotorstrømmer med statorstrømmene[13]. Generatorens inngangssignal er kommandoene fra omformer kontrollen og klemmespenningen. Effekt fra generatoren sendes som utgangssignal til turbinmodellen og omformer kontrollen, hvor parametrene benyttes til å beregne rotorhastighet og interne spenninger. Parameterlisten til WT3G er gitt i vedlegg A 1. Figur 29 viser blokkdiagrammet for generator/ omformer- modellen.



Figur 29: Blokkdiagram av WT3G1 [23].

10.2.3 Omformer kontrollen WT3E

Omformer kontrollen WT3E består av en reaktiv- effektkontroll (figur 30) og en dreiemomentkontroll (figur 31) som er slått sammen til en dynamisk modell [13]. Om parameteren 'varflg' i den reaktive- effektkontrollen settes til verdien 1, vil spenningen på den spenningsregulerte samleskinnen (V_C) bli sammenlignet med referansespenningen (V_{rfq}). Spenningsavviket brukes til å beregne 'Qcmd' [24].

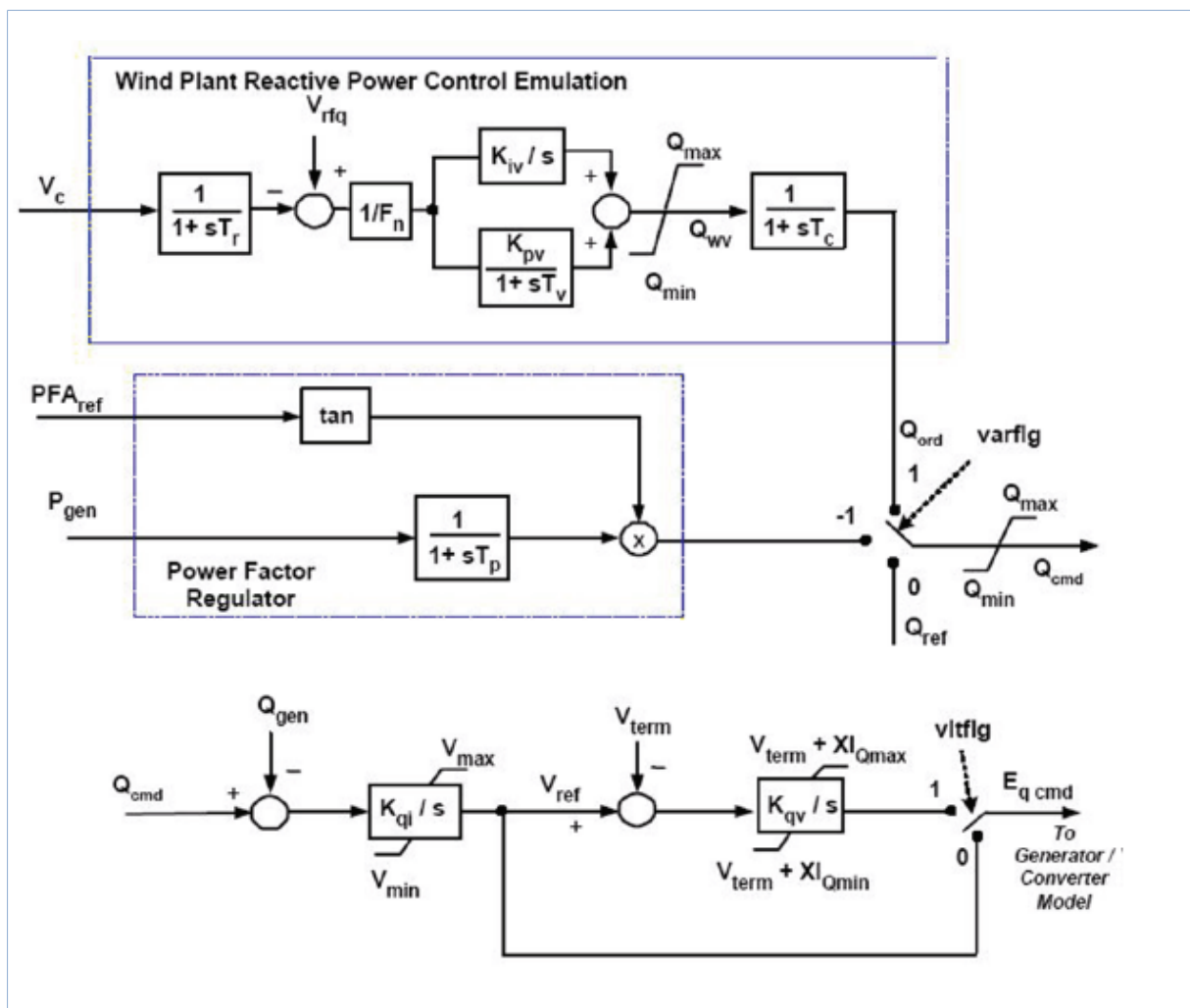
Et annet alternativ er konstant reaktiv- effektregulering. I så tilfelle, settes 'varflg' til 0. 'Qcmd' er da gitt av reaktiv effekt fra lastflytløsningen [24]. Om 'varflg' = -1, reguleres den reaktive produksjonen av effektfaktoren.

I simuleringene som ble foretatt, var det ønskelig med vindturbiner som kontrollerte spenningen på en gitt samleskinne ved hjelp av reaktiv- effektregulering. Av den grunn ble 'varflg' satt til 1. Klemmespenningen (V_{term}) ble da sammenlignet mot referansespenningen (V_{ref}), slik at spenningsavvik (V_{err}) ble funnet. Dette spenningsavviket ble så multiplisert med et konstant pådrag og integrert for å beregne spenningskommandosignalet (E_{qcmd}) som sendes til generatormodellen [13].

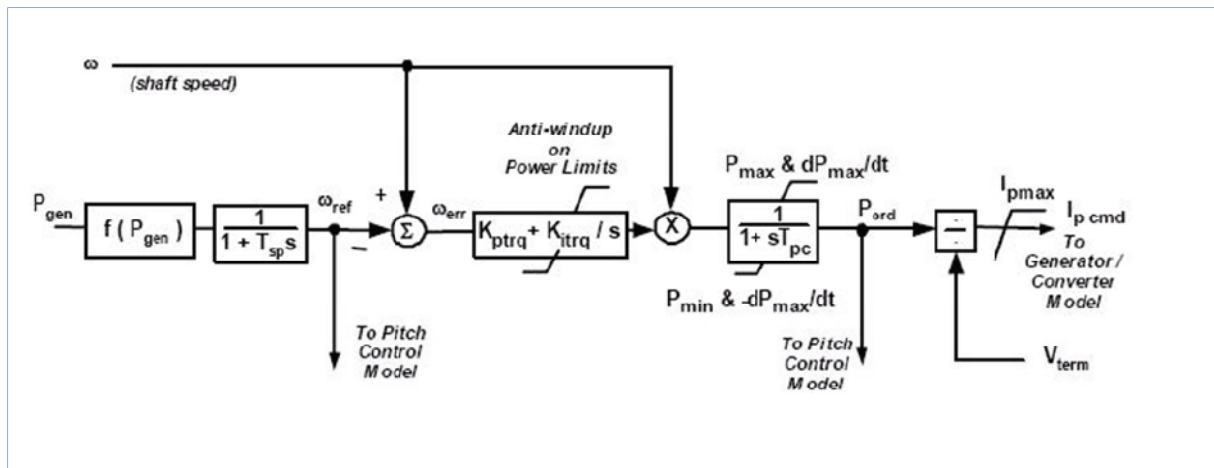
Dreiemomentkontrollen beregner strøm- kommandosignalet (I_{pcmd}) og kontrollerer det mekaniske dreiemomentet [13]. Dreiemomentkontrollen tar inn rotorhastigheten ' ω ' og generert aktiv effekt ' P_{gen} '. ' P_{gen} ' fra generatormodellen settes inn i funksjonen som beskriver

forholdet mellom effekt og rotorhastighet. På denne måten beregnes rotorens nye referansehastighet ω_{ref} (som også sendes til pitch kontrollen). Rotorhastigheten ω fra turbinmodellen sammenlignes med referansehastigheten ω_{ref} for å beregne hastighetsavviket ω_{err} . Dreiemomentkontrollens PI-regulator benytter ω_{err} til å beregne en effektkommando P_{ord} (som også sendes til pitch kontrollen). Dreiemomentkontrollen dividerer P_{ord} med generatorens klemmespenning, og får på den måten et strømkommandosignal som sendes til generatormodellen (se figur 28).

I følge [23] må 'ICON'(M+2/'vltflg') bli satt til verdien 1 for kombinasjonen av modeller som ble brukt i denne oppgaven. Denne innstillingen betyr at grenseverdiene til E_{qcmd} blir beregnet på følgende måte: $V_{Term} + XI_{Qmin}$ og $V_{Term} + XI_{Qmax}$. Grensene er altså en funksjon av klemmespenningen. Parameterliste for modellene finnes i vedlegg A 1.



Figur 30: Reaktiv- effektkontroll WT3E [13].



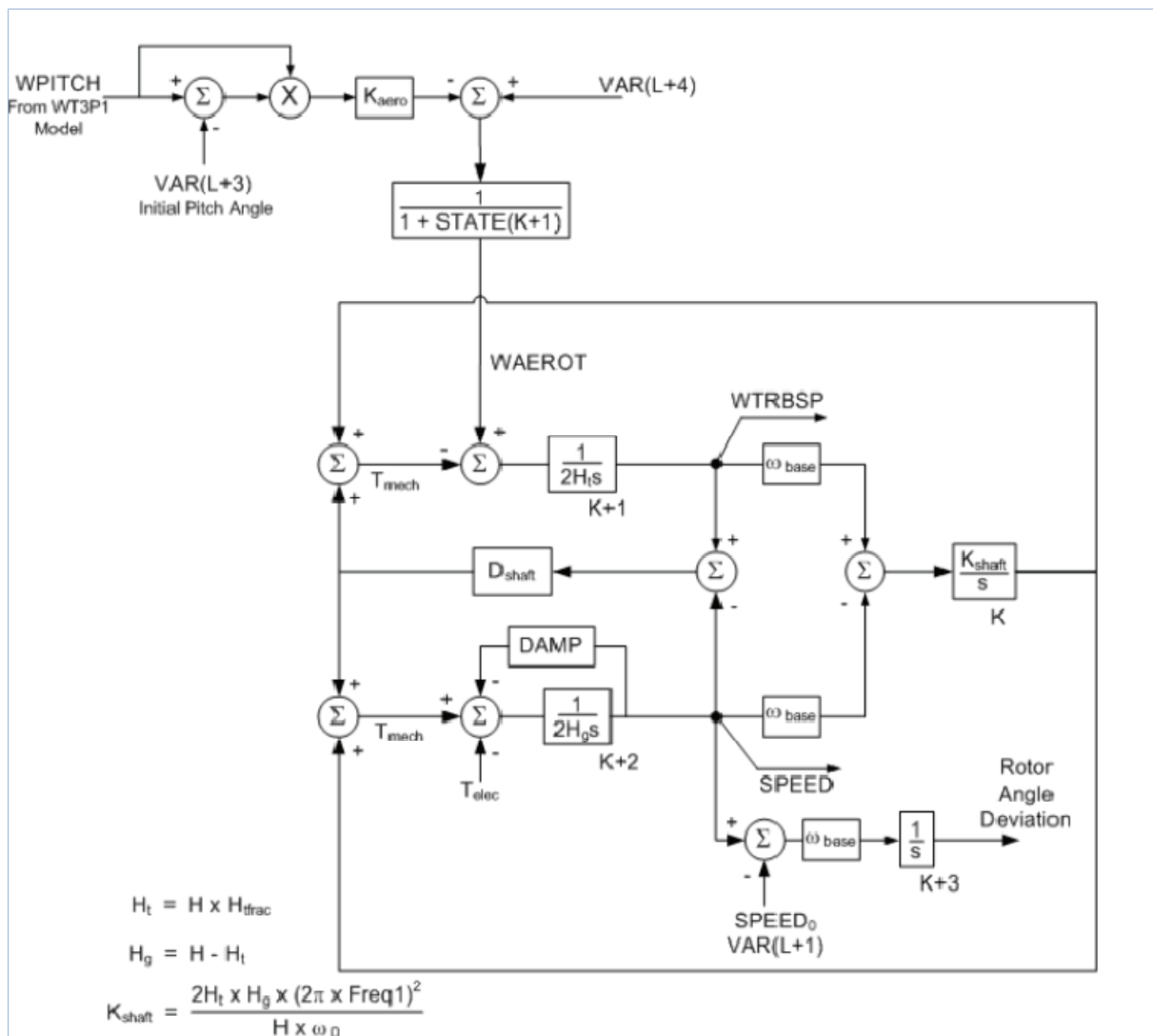
Figur 31: Dreiemomentkontroll WT3E [13].

10.2.3 Turbinmodell WT3T

Denne modellen beregner vindturbinens hastighet som påvirker bladpitchingen og generert effekt. For modellering av DFIG vindturbiner ble det anbefalt å benytte enkeltmasserpresentasjon[23]. I en enkeltmassemodell er akslingen representert som en sammenhengende og stiv roterende enhet. Dette gjør at tregheten i turbinen og tregheten i generatoren kan representeres med en felles treghetskonstant.

Opprinnelig pitchvinkel trekkes fra bladpitchvinkelen (θ) fra pitchkontrollen, og multipliseres med K_{aero} . Dette produktet trekkes fra P_{aero} for å beregne hvor stor endringen i mekanisk energi er når pitchvinkelen endres. Den mekaniske effekten som vindturbinen henter ut fra vinden, sammenlignes med elektrisk effekt fra generatormodellen og brukes til å beregne endringen i rotorhastighet sammenlignet med statorfeltet. Den nye rotorhastigheten sendes til omformer kontrollen og pitch kontrollen.

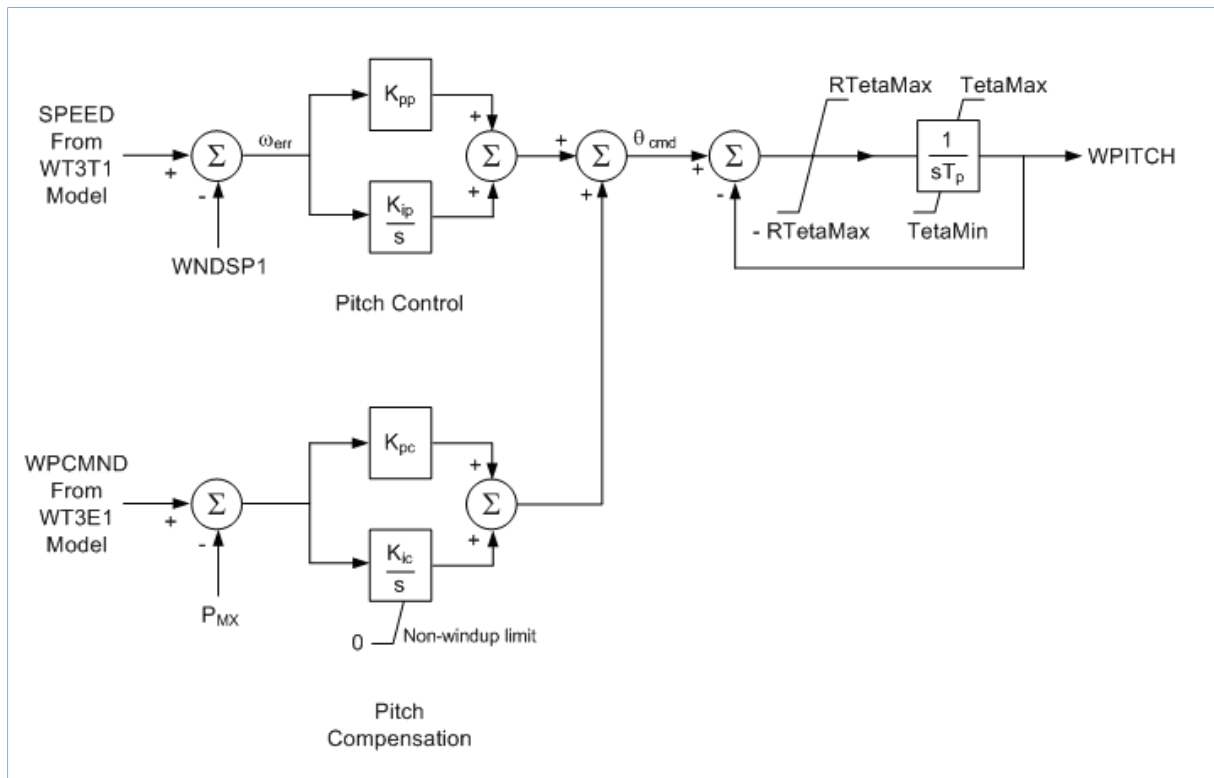
Figur 30 viser blokkdiagrammet til turbinmodellen WT3T. Parameterliste for modellen finnes i vedlegg A 1.



Figur 32: Blokkdiagram for WT3T [23].

10.2.4 Pitch kontroll WT3P

Pitchkontrollen styrer bladenes angrepsvinkel mot vinden, og regulerer på den måten vindturbinens mekaniske effekt[20, 21]. Inputvariablene til denne modellen er ønsket hastighet(ω_{ref}) og effekt(P_{set}) fra omformer kontrollen, samt akslingshastigheten(ω) fra turbinmodellen og effekten gitt av lastflytløsningen(P_{ord}). Utgangssignalet er bladpitchvinkelen (θ), som sendes som input til den turbinmodellen[13]. Figur 33 viser blokkdiagrammet til pitchkontrollen. Parameterlisten for modellen finnes i vedlegg A 1.



Figur 33: Blokkdiagram for WT3P [23].

10.3 Luftlinjer og kabler

Som nevnt i kapittel 8.3, ble det ikke lagt stor vekt på modellering av linjer og kabler da nettmodellen er et eksempel fra PSS/E. For å skape en viss elektrisk avstand mellom vannkraftverket og vindparken, ble det lagt inn en 230kV transmisjonslinje på 20km mellom vindparken og samleskinne nr. 201 som er innmatingspunktet for både vannkraftverket og vindmølleparken. Linjedataene ble hentet fra [10], og er gjengitt i vedlegg A 1.

Kablene internt i vindparken ble ikke modellert. Så lenge fenomener internt i vindparken ikke studeres, vil simuleringer uten detaljert modellering av internt kabelanlegg være gyldig[22]. Det er for øvrig verdt å merke seg at manglende impedans internt i vindparken øker faren for et ustabilt system dersom flere generatorer settes til å regulere spenningen på samme samleskinne uten tilstrekkelig elektrisk avstand[22]. For å unngå ustabilitet i systemet for simuleringer med flere generatorekvivalenter, ble det lagt inn et kabelstykke med reaktans $X=0,1$ p.u. i forkant av hver vindturbin. Eventuelt kan kompenseringreaktansen X_c justeres internt i den elektriske kontrollen til hver enkelt vindturbin. X_c er en kunstig impedans som kan legges inn i regulatorsløyfen for å øke den elektriske avstanden mellom to forskjellige spenningsregulatorer. Om det eventuelt ønskes større elektrisk avstand mellom vindparken og resterende kraftsystem, kan lengden på 230kV luftlinjen økes.

10.4 Transformatorer

Som nevnt i kapittel 8.3, ble det ikke lagt stor vekt på modellering av transformatorer. Transformatorene som ble modellert fikk for enkelhetsskyld samme parameterverdier som en annen allerede eksisterende transformator med likt omsetningsforhold i modellen. Impedansen i reelle transformatorer varierer ved varierende ytelse, spenningsnivå og koblingsgruppe (størrelse på jernkjerne, areal og lengde på kobbertråd samt isolasjonsavstand)[18]. Disse faktorene spiller for øvrig ikke en så stor rolle så lenge transformatoren kun skal representere en reaktans og sørge for noe reaktivt- effektforbruk[22]. Av overnevnt grunn ble de samme transformatorparametrene benyttet både i 500kV:230kV- og 230kV:4,2kV transformatoren.

Det er her viktig å merke seg at ved modellering av vindpark med 10x10MW vindturbinekvivalenter, må resistans og reaktans for 230kV:4,2kV transformatorene tidobles. Eventuelt kan transformatorenes basisytelse divideres på ti da impedans er gitt i p.u. og beregnes ut fra oppgitt basisytelse. Dette må gjøres for å gi det samme reaktive forbruket og spenningsfall, og dermed samme lastflytløsning som i vindparken med 1x100MW vindgeneratorekvivalent. Transformatorparametrene er gitt i vedlegg A 1.

10.5 Ekvivalenter

I dette kapittelet beskrives kort innstillingene og forandringene som er gjort i modellen for at de aktuelle enkeltkomponentene har blitt modellert som ekvivalenter for flere mindre enheter.

10.5.1 Vindturbin

For at PSS/E skal tolke en vindturbingenerator som en ekvivalent for flere generatorer, må aktiv-, reaktiv- og baseeffekten i lastflytmodellen multiplisere med ønsket antall generatorer. I tillegg må antall turbiner som skal modelleres, legges inn i den dynamiske generatormodellen. Dette gjøres ved å plote inn turbinantallet under fanen som heter "Model ICONS" [23]. De resterende modellparametrene er gitt i p.u.- verdier og trenger ikke justeres[23].

10.5.2 Transformator

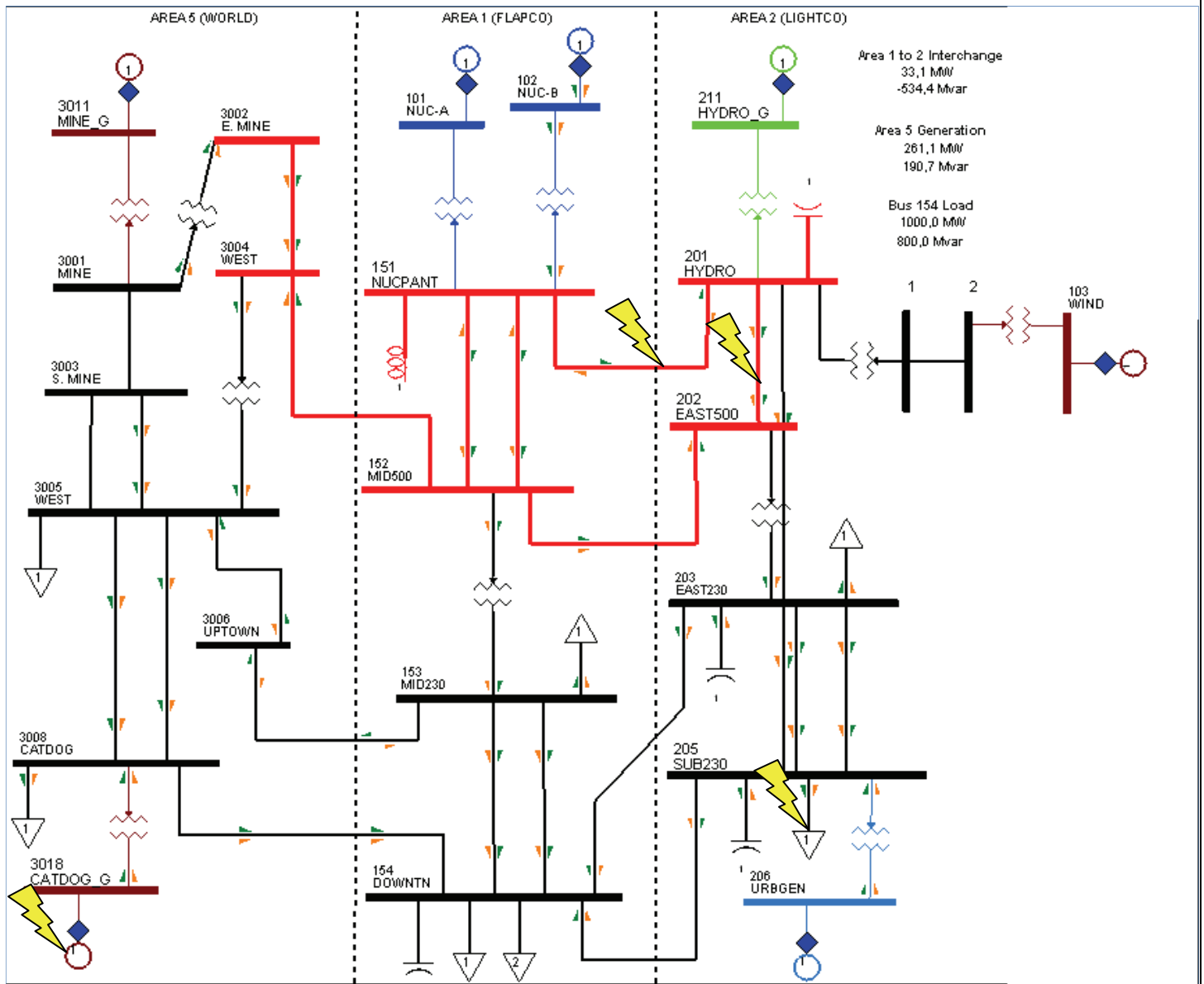
Da vindparken ble utvidet til å inneholde ti turbinekvivalenter i stedet for en, ble stående ti stk. 132:4,2 transformatorene i parallell (se figur 21 og 22). For at lastflytløsningen skulle være lik for de to parkkonfigurasjonene, måtte basisytelsen i hver enkelt 132:4,2 transformator divideres på ti for at impedansen mellom vindpark og resten av nettet skulle være lik, sett fra nettsiden. Ved bruk av en transformator foran en stor generatorekvivalent, er det viktig å kontrollere at overført effekt gjennom transformatoren ikke i stor grad overstiger transformatorens merkeytelse.

10.5.3 Luftlinjer og kabler

Siden kablene internt i vindparken ikke ble modellert for denne studien, kan det på sett og vis hevdes at kabelanlegget ble slått sammen med luftlinjen i en ekvivalent som representerte reaktansen mellom vindparken og resten av nettet. Dette vil som tidligere nevnt, være en gyldig modellering så lenge det ikke skal studeres respons mellom de forskjellige vindturbinene eller scenarioer hvor feil oppstår internt i vindparken[22].

11. Studie av kraftsystemet under feil

I dette kapitlet presenteres de forskjellige feilscenariene og modellvariantene som blir undersøkt i denne oppgaven. Et bilde av kraftsystemet som ble studert er vist i figur 34.



Figur 34: Bilde av nettmodellen hvor feil og utkoblinger er markert.

Lynene markerer linjene og komponentene som ble påtrykt feil og koblet ut.

11.1 Vindturbin typer og vindparktopologi

Denne studien tar sikte på å undersøke hvordan vindkraftanlegg påvirker den dynamiske responsen til et vannkraftverk. Det vil derfor bli gjennomført en rekke simuleringer med to forskjellige vindturbiner. Det er ønskelig å undersøke om det utgjør en forskjell i systemresponsen om mer tradisjonelle, såkalte fixed speed vindturbiner implementeres. I tillegg vil variabel hastighets vindturbiner med DFIG(doubly fed induction generator)- system bli implementert. For DFIG vindturbinene vil det også bli undersøkt om det utgjør en

vesentlig forskjell for vannkraftverket om vindparken leverer eller forbruker reaktiv effekt(over eller undermagnetiserte generatorer).

Et spørsmål som ofte dukker opp når det skal modelleres flere generatorer i samme område, er i hvor stor grad det er mulig å slå sammen generatorene til en(eller flere) større generatorekvivalenter [22]. Om fenomener internt i vindparken ikke skal studeres, kan det være fristende å forenkle modellen til å inneholde ekvivalenter. Vindturbinmodellene som er nyttet i denne oppgaven er originalt 1,5MW vindturbiner. For at vindparken skal ha en tydelig innvirkning på 600MW vannkraftverket, ble det besluttet at vindparken burde være på 100MW [22]. På slutten av oppgaven ble det også utført simuleringer med 1x300MW DFIG vindturbin for å undersøke hvordan en større vindpark ville påvirke systemet. Det ville vært svært tidkrevende å modellere en fullverdig vindpark med kabelanlegg og riktig antall vindturbiner. Derfor har vindturbinene blitt slått sammen til noen få generatorekvivalenter. Arbeidshypotesen er at så lenge alle feil skjer utenfor vindparken, vil vindparken, gitt en viss symmetri internt i parken, respondere som en stor enhet. Om denne hypotesen stemmer, vil det være tilstrekkelig nøyaktig å benytte generatorekvivalentene. Denne hypotesen skal undersøkes, og derfor blir vindparken med DFIG vindturbiner modellert med en og ti generatorekvivalenter. Hvorfor fixed speed vindturbinene ikke modelleres som 1x100MW generator, er beskrevet i kapittel 8.2.

De overnevnte spørsmålene og hypotesene fører til følgende tilfeller av systemkonfigurasjon som må undersøkes:

1. Kraftsystem uten vindpark.
2. Kraftsystem med 2x10MW fixed speed vindturbiner(undermagnetisert).
3. Kraftsystem med 1x100MW undermagnetisert DFIG vindturbin.
4. Kraftsystem med 1x100MW overmagnetisert DFIG vindturbin.
5. Kraftsystem med 10x10MW undermagnetisert DFIG vindturbin.
6. Kraftsystem med 10x10MW overmagnetisert DFIG vindturbin.
7. Kraftsystem med 1x300MW undermagnetisert DFIG vindturbin.
8. Kraftsystem med 1x300MW overmagnetisert DFIG vindturbin.

I tillegg vil linjelengden på transmisjonslinjen mellom samleskinne 1 og 2 (se figur 34) bli variert ut over standardlengden på 20 km for å undersøke effekten av endret elektrisk avstand mellom vindkraftanlegget og øvrige generatorer i nettet.

11.2 Feilscenarier og nettopologi

For å skape ”bevegelse” i systemet, ble det gjort simuleringer med seks feilhendelser/nettopologier.

Det ble gjort simuleringer med lastavslag. Da ble lasten på samleskinne 205 koblet ut(se figur 34). Denne lasten ble valgt fordi den var av en størrelse som trolig ville være merkbar for systemet. Lasten har en størrelse på 1200MW og 700MVA_r.

Det ble også gjort simuleringer med produksjonsbortfall. Generatoren CATDOG_G på samleskinne 3018 ble koblet bort(se figur 34). Denne generatoren ble valgt fordi den var den minste generatoren i systemet. Systemet er under normal lastflyt ganske tungt belastet. Det er forholdsvis lite roterende reserve i systemets generatorer i forhold til generatorenes størrelse. Det viste seg i innledende testsimuleringer at om en større generator ble koblet ut, begynte de resterende generatorene i systemet å produsere en effekt så langt over generatorenes maksimumsverdier at resultatet ikke virket troverdig. Det ble ikke gjort inngående analyser av et stort produksjonsbortfall, men atomkraftverket NUC-A ble forsøkt koblet ut. Resultatene viste at systemets øvrige generatorer kompenserte for NUC-A sine 750MW, selv om reservekapasiteten kun var på 200MW. I et slikt tilfelle ville frekvensfall eller lastavslag vanligvis oppstått[16]. Bortfall av generatoren CATDOG_G gir et produksjonsbortfall på 100MW og 80MVA_r. Dette er et produksjonsbortfall som i aller høyeste grad skaper forstyrrelse i kraftsystemet, men som likevel er lite nok til at resterende kraftverk kan dekke opp for bortfallet ved å oppjustere sin egen produksjon innenfor produksjonsgrensene.

Systemet ble også undersøkt for tripping av vern. To 500kV linjer mellom samleskinne 151 – 201 og 201 – 202(se figur 34) ble forsøkt utkoblet hver for seg. Disse linjene ble valgt fordi de er hovedlinjene som kobler vannkraftverket til resten av systemet. Det ble antatt at utkobling av disse linjene ville ha stor innvirkning på vannkraftverkets stabilitet. Det er interessant å studere bortfall av begge disse linjene i to adskilte forsøk fordi linje 151 – 201 tilfører aktiv effekt til samleskinnen hvor vannkraftverket er tilkoblet, mens linje 201 – 202 transporterer effekten ut fra vannkraftverkets tilkoblingspunkt. Ved tripping av vern, ble linjen koblet bort, og forble utkoblet resten av simuleringstiden. Effektflyten på de to linjene var som følger:

Tabell 1: Effektflyt på 500kV som kobles ut. positiv referanse ut fra samleskinne 201.

	Ingen vindkraft	Med 100MW undermagnetisert vindkraft	Med 100MW overmagnetisert vindkraft
Linje 201 – 151	-561,3MW 191,2MVA _r	-527,8MW 191MVA _r	-527,8MW 191MVA _r
Linje 201 – 202	555,8MW 12,9MVA _r	596,3MW 26,5MVA _r	596,3MW 26,5MVA _r

Det ble også gjort simuleringer med kortslutning på de to 500kV transmisjonslinjene som går til samleskinne nr. 201(se figur 34). I følge [11], blir transmisjonslinjer på det aktuelle spenningsnivået utkoblet etter 100ms. Som nevnt i kapittel 5.2, skal produksjonsanlegg tilknyttet spenningsnivåer over 200kV tåle en spenningsreduksjon ned til 0% i hele 150ms. Siden 150ms utgjør et tøffere krav for systemet enn 100ms, ble det valgt å påtrykke feilen i 150ms selv om et slikt system i realiteten kun vil bli utsatt for slike feil i 100ms. Svitsjefrekvensen under kortslutning ble da som følger[11]:

Tabell 2: Svitsjefrekvens ved kortslutning av linje[11].

Tid [s]	Hendelse
0 - 0,15	Boltet trefasefeil til jord
0,15 - 1,05	Linjen kobles ut og feil fjernes
1,05 - 15	Linjen kobles inn igjen og systemet er normalt

Alle feilscenarioene kan oppsummeres som følger:

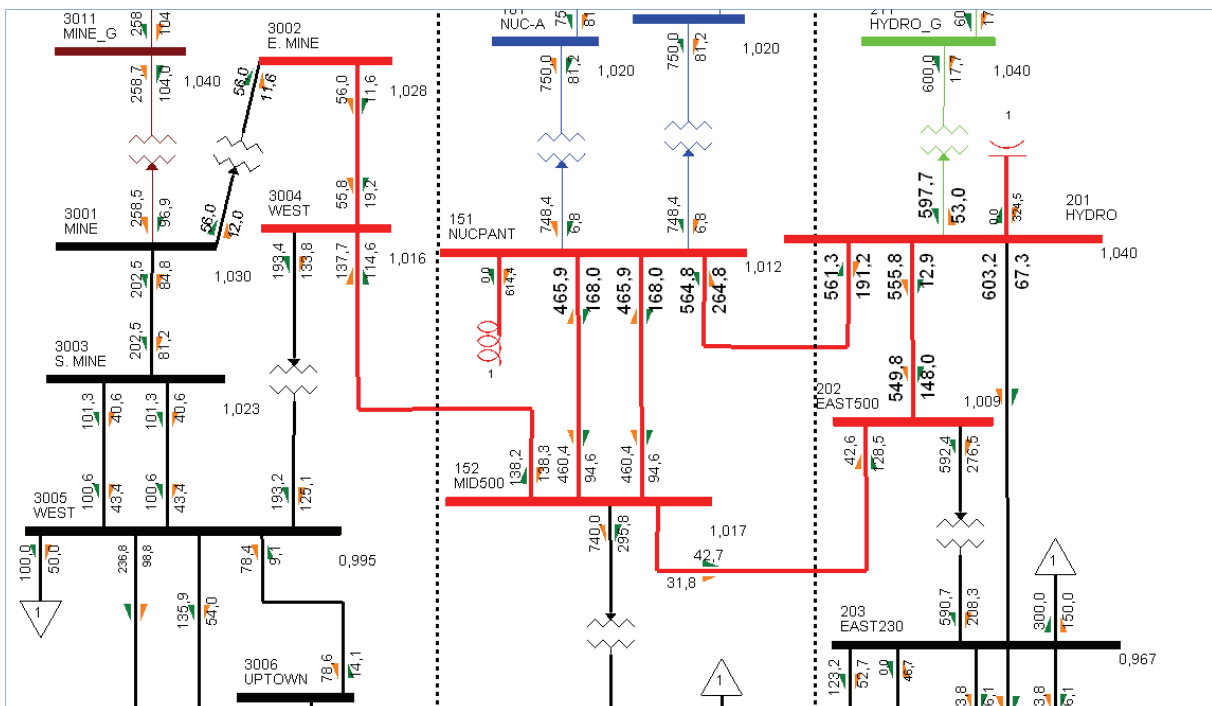
1. Kortslutning linje 201 - 151.
2. Kortslutning linje 201 - 202.
3. Utkobling av linje 201 - 151.
4. Utkobling av linje 201 - 202.
5. Utkobling av generator Cat Dog.
6. Utkobling av last på samleskinne 205.

Av hensyn til startforstyrrelser grunnet initialiseringsavvik, ble alle simuleringer kjørt i 5 sekund før de forskjellige hendelsene ble satt i gang. Total simuleringstid var 20 sekunder.

12. Resultater med diskusjon

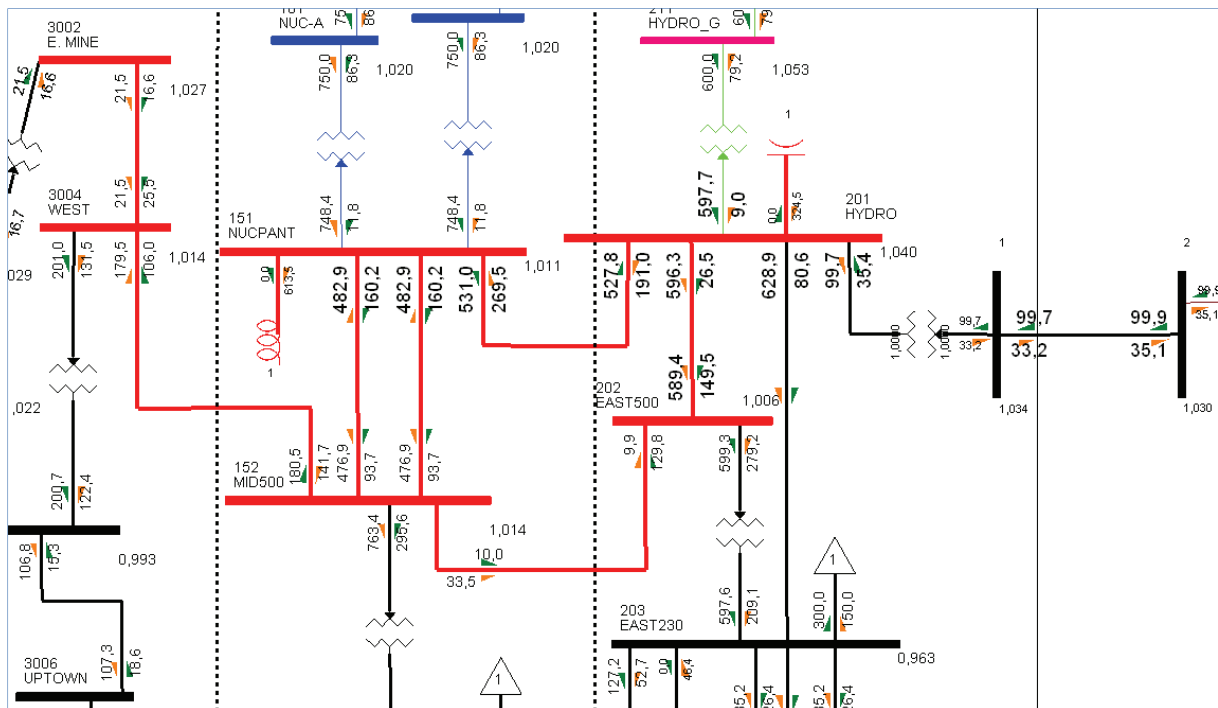
I dette kapitlet presenteres de viktigste resultatene fra simuleringene. Observasjoner blir påpekt og diskutert under hvert resultat. En oppsummerende diskusjon og konklusjon blir presentert i kapittel 13. Datafiler med grafer for alle komponentene i modellen til samtlige simuleringer finnes i vedlegg B. Alle simuleringer ble kjørt i 20 sekunder. Grunnet innzooming på de interessante delene av grafene, vises ikke hele simuleringstiden på alle figurene.

For å gi leseren bedre oversikt over resultatene som blir diskutert, presenteres Noen SLD-diagram med lastflytresultat som viste seg å bli sentral i påfølgende diskusjoner. For at lastflyten skulle bli lesbar, er SLD- diagrammene forstørret slik at kun den mest sentrale delen av systemet er vist. For fullstendig SLD- diagram, henvises det til figur 34. Følgende SLD-diagram er fokusert på 500kV nettet mellom atomkraftverket og vannkraftverket. Om lastflytinformasjon av mer perifere deler av systemet ønskes, henvises det til datafiler i vedlegg B. I SLD- diagrammene er spenning på samleskinnene oppgitt i p.u. Aktiv og reaktiv effekt på linjene er anvist med henholdsvis grønne og oransje piler. For å gjøre diagrammene lesbare, er ikke spenningsvinkel eller spenningsens absoluttverdi tatt med i diagrammene. For denne informasjonen henvises det til vedlegg B.



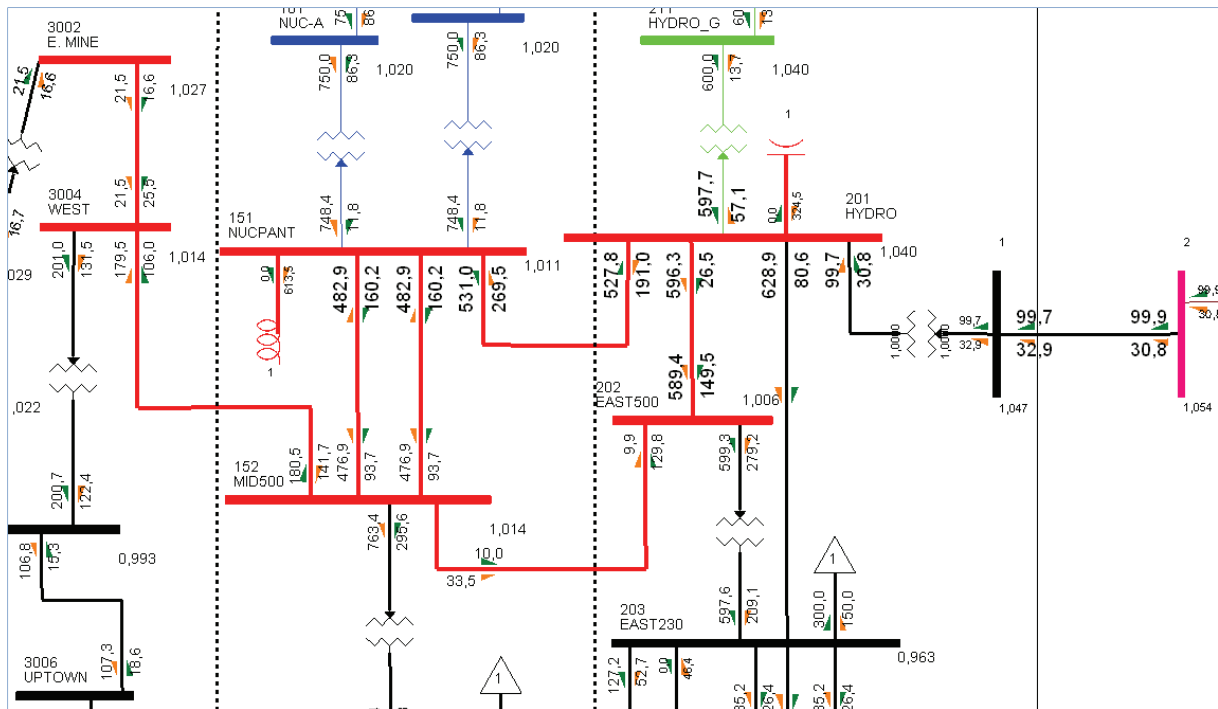
Figur 35: Lastflyt i deler av originalsystemet uten vindkraft.

Figur 35 viser effektflyten i de sentrale linjene som blir omtalt i diskusjonen. Denne lastflytløsningen er gjeldende for systemet før vindkraftverket blir integrert. Resultatene med vindkraft blir sammenlignet med denne "basissimuleringen". Vannkraftverket produserer 17,7MVA_r og 600MW.



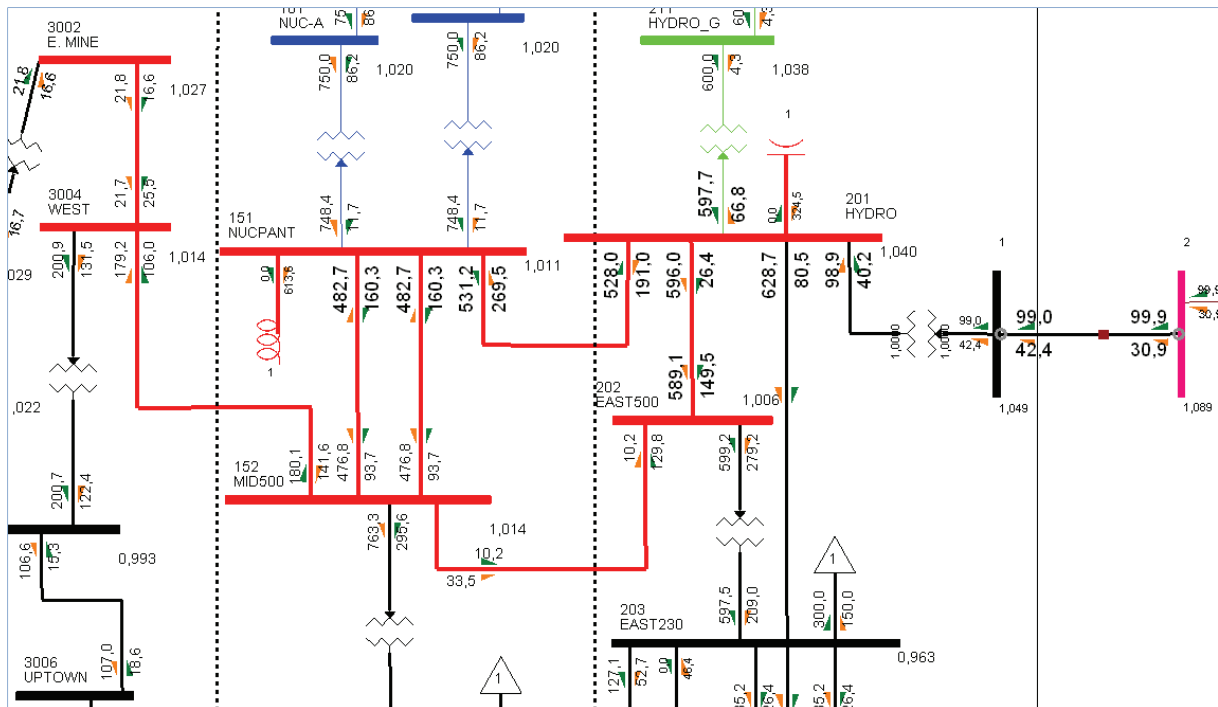
Figur 36: Lastflyt i 500kV nett med 100MW undermagnetisert vindkraft tilkoblet via 20km radial.

SLD- diagrammet i figur 36 viser hvordan aktiv effekt på linje 151 – 201 reduseres med 33,5MW ved innkobling av vindkraft. Aktiv effektflyt fra samleskinne 201 til samleskinne 202 og 205 øker med henholdsvis 40,5 og 25,7 MW. Vannkraftverket produserer 79,2MVar.



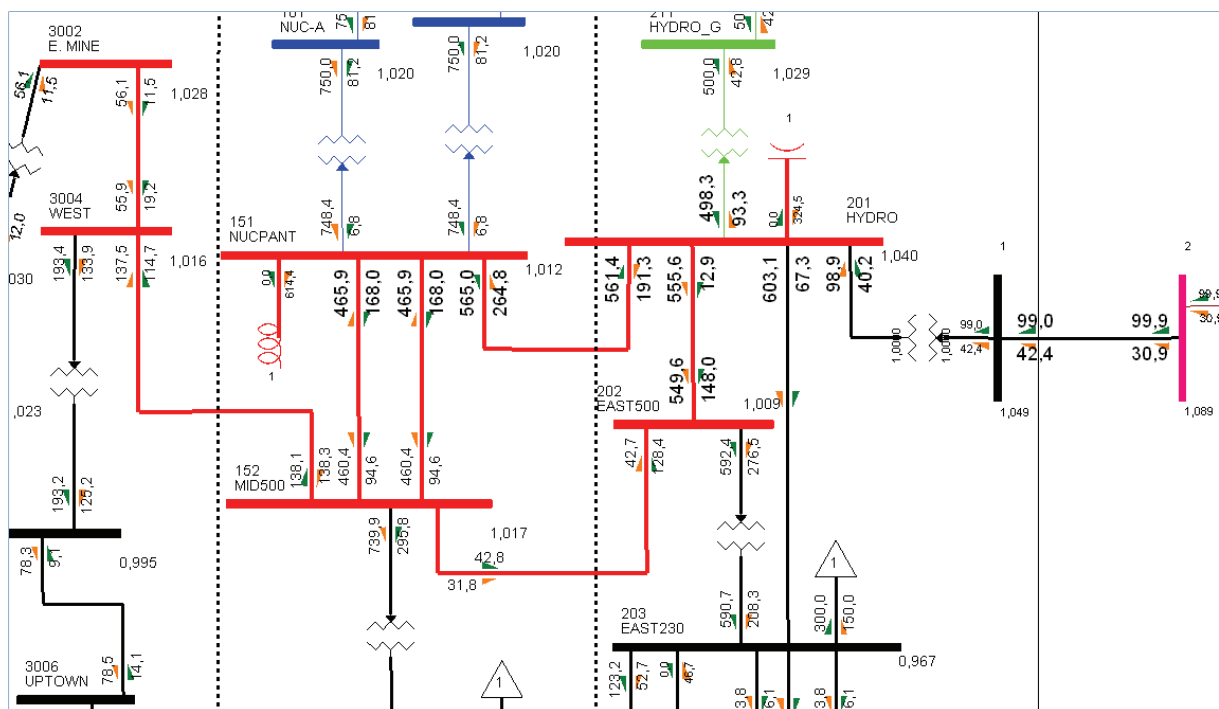
Figur 37: Lastflyt i 500kV nett med 100MW overmagnetisert vindkraft tilkoblet via 20km radial.

SLD- diagrammet i figur 37 viser at aktiv effektflyt er uavhengig av vindturbinens spenningsregulering. I denne lastflytløsningen produserer vindturbinen reaktiv effekt som sendes ut på nettet. Dette fører til at vannkraftgeneratoren produserer 13,7MVar. Dette er 65,5MVar mindre enn i tilfellet hvor vindturbingeneratoren var undermagnetisert.



Figur 38: Lastflyt i 500kV nett med 100MW overmagnetisert vindkraft via 100km radial.

SLD- diagrammet i figur 38 viser at aktiv effektlyt er tilnærmet uendret når vindkraftverket tilkobles systemet via en 100km luftlinje (linjen mellom samleskinne 1 og 2). Den forlengede linjen forbruker 0,8MW mer enn 20km radianen. Både radiallinjen og vindkraftverket produserer reaktiv effekt. Dette fører til at det leveres 40,2MVar til systemet. Vannkraftverket produserer da kun 4,3MVar.

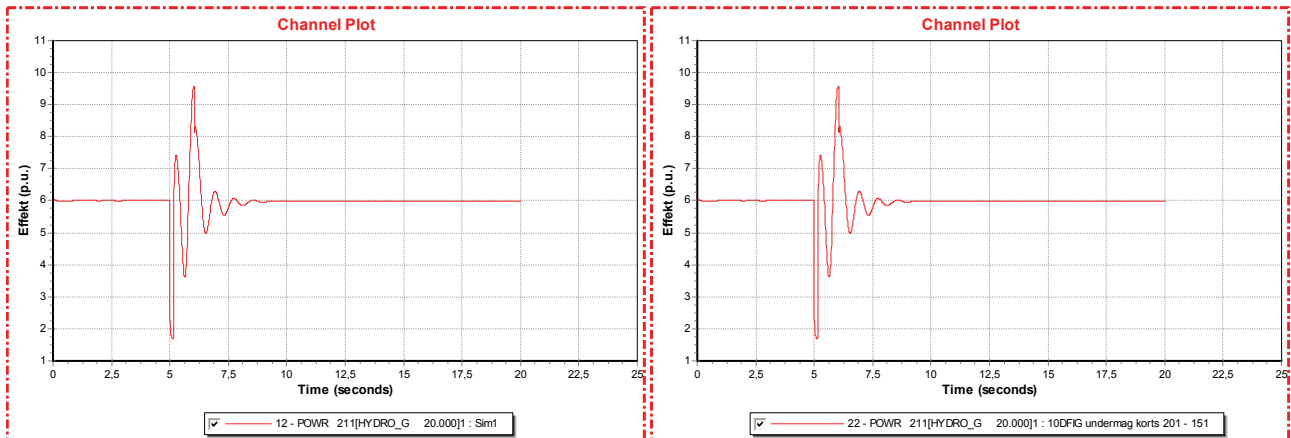


Figur 39: Lastflyt hvor 100MW vannkraft er erstattet med 100MW overmagnetisert vindkraft.

SLD_ diagrammet i figur 39 viser at om vannkraftverkets effektproduksjon reduseres med 100MW, blir aktiv effektflyt lik scenarioet uten vindkraft(figur 35). Reaktiv effekt fra vannkraftgeneratoren avhenger av vindkraftverkets reaktive effektproduksjon og lengden på linjen mellom samleskinne 1 og 2. I SLD- diagrammet over er linjen mellom samleskinne 1 og 2, 100km.

12.1 Bruk av generatorekvivalenter

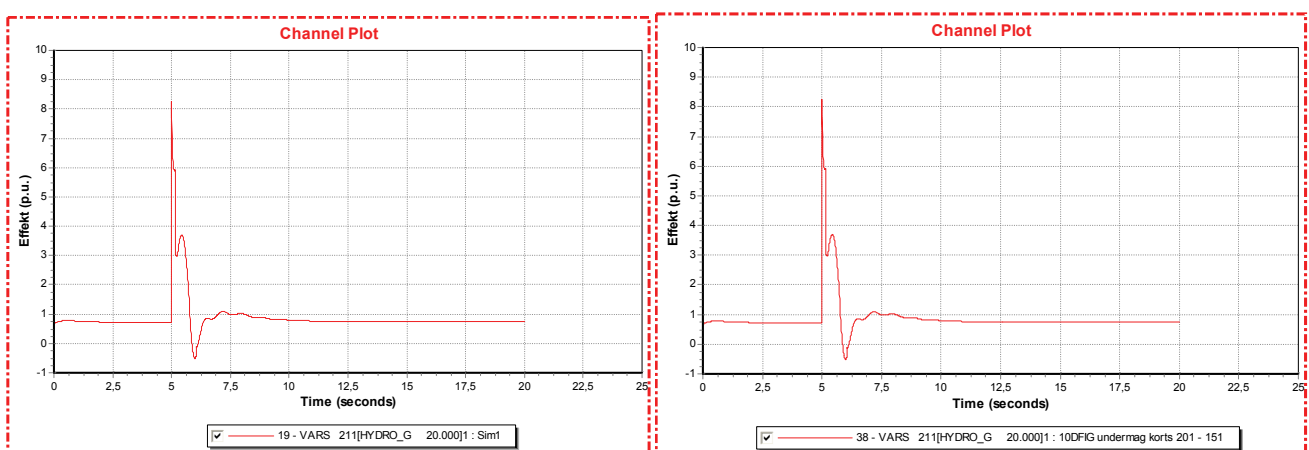
Som nevnt i kapittel 11, ble det gjort simuleringer med DFIG vindturbiner hvor vindturbinparken var representert som 10 x 10MW og 1 x100MW vindturbiner. Hensikten var å verifisere bruken av en stor generatorekvivalent. Denne generatorekvivalenten skulle representere hele vindparken når kun hendelser i det resterende kraftsystemet studeres. Figur 40 og 41 viser aktiv og reaktiv effekt produsert av vannkraftverket ved kortslutning på linje 201-151. I figur 40 a og b samt 41 a og b, er vindturbinparken representert ved henholdsvis 1x100MW og 10x10MW ekvivalenter.



Figur 40 a og b: Aktiv effekt fra vannkraftverk. Kortslutning på linje 201 - 151.

Figuren til venstre(a) er simulering med 1x100MW vindturbin ekvivalent. Figuren til høyre(b) er simulering med 10x10MW vindturbin ekvivalenter. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i p.u.

Av figur 40 observeres det at aktiv effekt fra vannkraftverket ved forstyrrelse i nettet er lik, uavhengig av om vindparken er representert som en 100MW eller som 10 x 10MW vindkraftgeneratorer. Grafenes likhet viser at modelleringsvalget ikke har noen innvirkning på vannkraftverket.



Figur 41 a og b: Reaktiv effekt fra vannkraftverk. Kortslutning på linje 201 - 151.

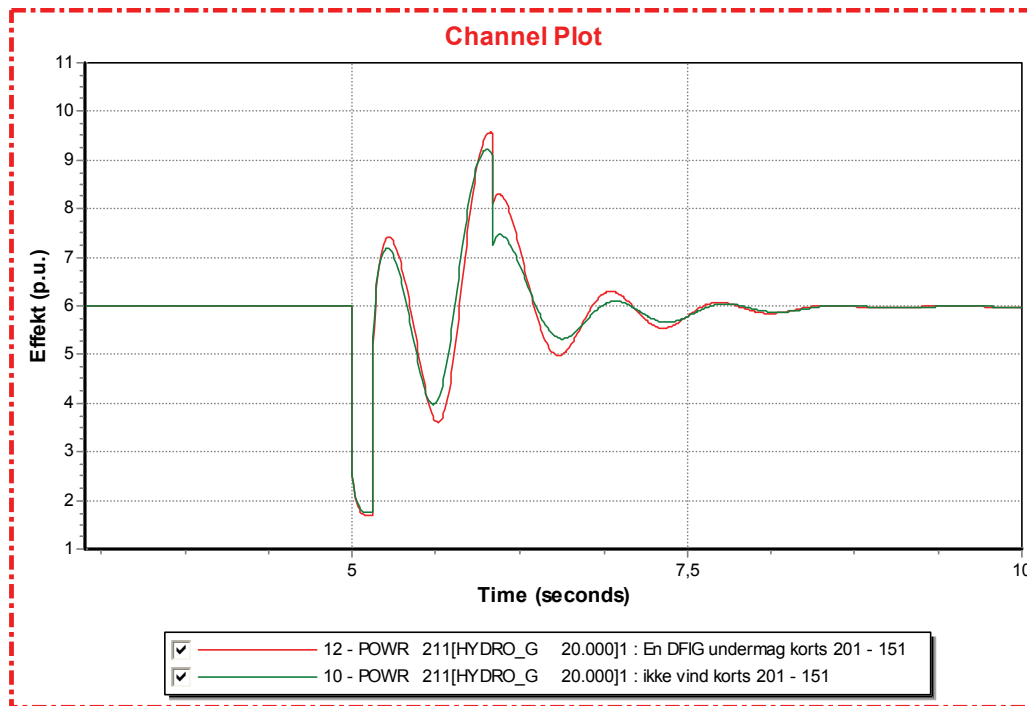
Figuren til venstre (a) er simulering med 1x100MW vindturbin ekvivalent. Figuren til høyre (b) er simulering med 10x10MW vindturbin ekvivalenter. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i p.u.

Det observeres at responsen i vannkraftverket er uforandret for de to variantene av vindparktopologier. Figur 41 a og b ble plukket ut som eksempelgrafer for å illustrere den observerte likheten. Spenningsregulatoren i vannkraftverket responderer likt på feilen, uavhengig av om vindparken er representert som en stor eller som 10 mindre enheter. Dette betyr at behovet for reaktiv effekt er uendret. Vindparken som helhet forbruker og produserer lik mengde reaktiv effekt uavhengig av representasjon. Resultatene i graf 41 a og b, tyder på at spenningsnivåene hos samtlige samleskinner i området er uendret som en følge av at lastflytløsningen er lik. Dette skjer til tross for at vindkraftanlegget representeres på to forskjellige måter. Komplette samlinger av kurver for alle komponenter i hele systemet finnes i vedlegg B.

Disse observasjonene førte til at 1x100MW generatorekvivalenten ble brukt i simuleringene hvor vannkraftverkets respons skulle studeres.

12.2 Kortslutning av linje 201 - 151

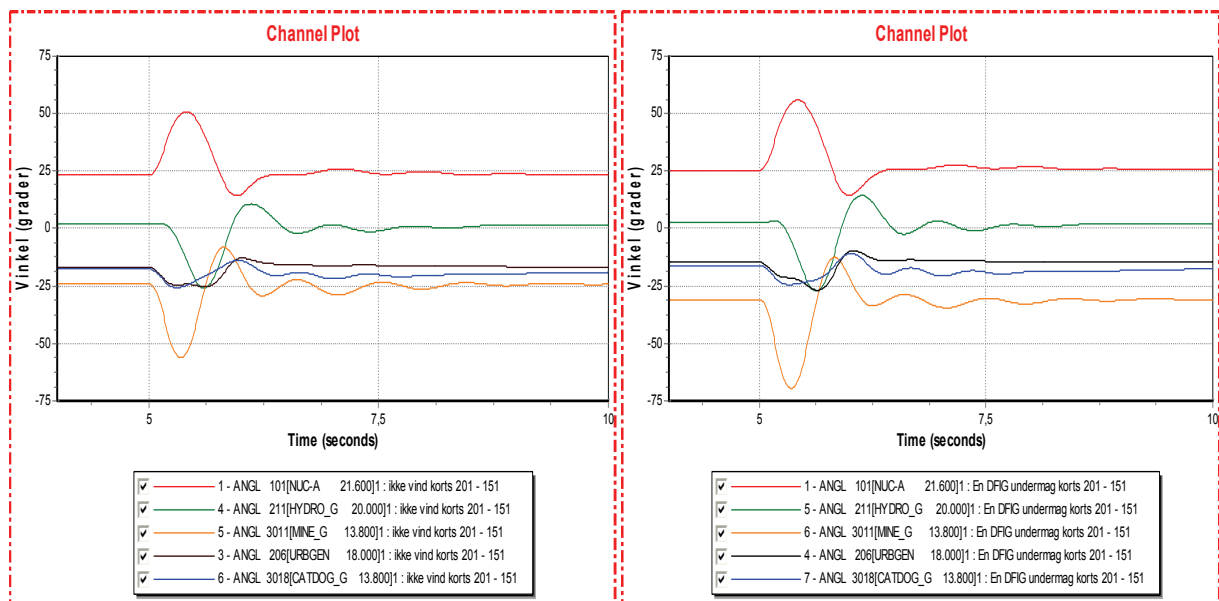
Feilscenario nummer 1 ble simulert. Responsen fra vannkraftverket i modellen uten vindkraft ble sammenlignet mot modellen med overmagnetisert og undermagnetisert vindkraft. Figur 42-53 viser et utvalg av kurver med vannkraftverkets respons på feilen med og uten vindkraft.



Figur 42: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.

Rød kurve viser modellen med 100MW undermagnetisert vindkraft. Grønn kurve viser modellen uten vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Figur 42 viser at den elektriske effekten matet ut fra vannkraftverket under og rett etter feil, fikk økt amplitude når en undermagnetisert vindpark ble koblet inn. Det største utslaget i aktiv effekt ble observert ett sekund etter at feilen inntraff. Dette utslaget var 32MW høyere enn i tilfellet hvor vindkraftverket ikke var innkoblet. Årsaken til vannkraftgeneratorens økte effektpendlinger, er at arbeidspunktet før feil blir forandret når vindparken kobles inn. I figur 43 vises polhjulsvinklene til generatorene i systemet med og uten vindpark.

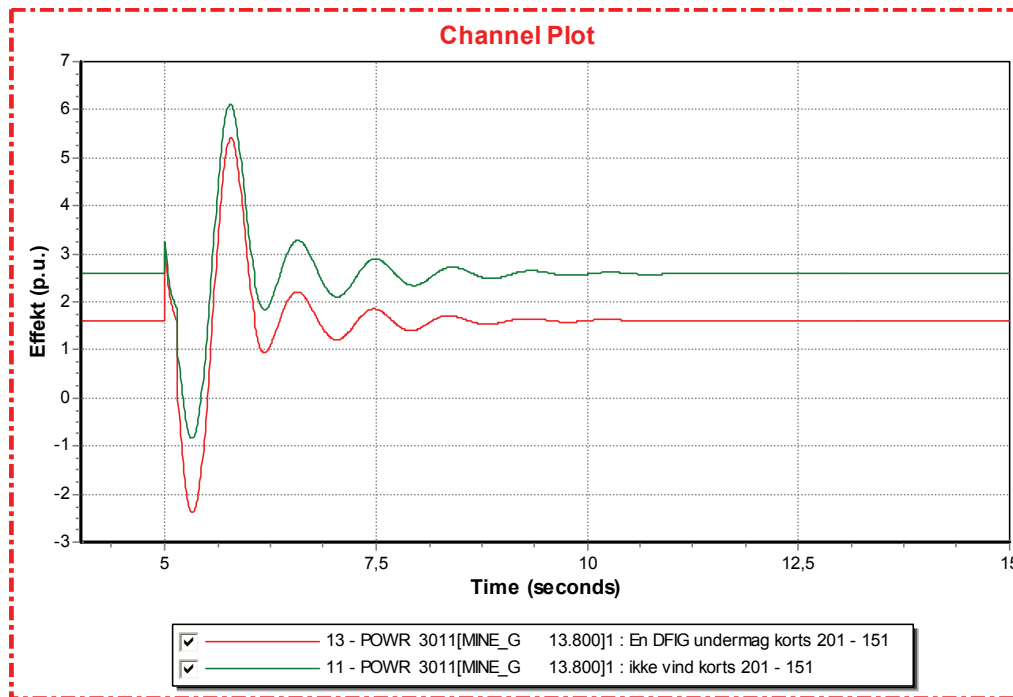


Figur 43 a og b: Polhjulsvinkel for samtlige generatorer i kraftsystemet. Kortslutning på 151 - 201.

Simuleringen til venstre (a) er uten vindkraft. Simuleringen til høyre (b) er med 100MW undermagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser vinkel i grader.

Atomkraftgeneratorene hadde like parametre og var koblet på samme samleskinne. De pendlet derfor helt likt. Av den grunn ble kun svingningene til nuc-A vist i figur 43 a og b.

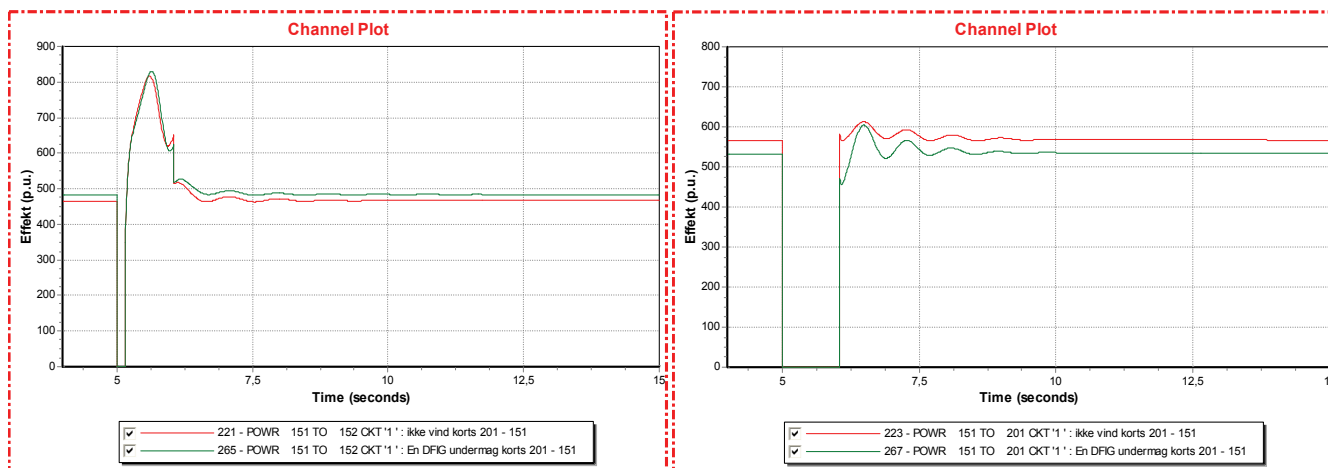
Figur 43 a og b viser at vannkraftgeneratoren sammen med Mine_G, CatDog og Urbgen pendlet mot de to atomkraftgeneratorene. Ved innkobling av vindparken, ble det observert at spesielt atomkraftverkene og kullkraftverket Mine_G fikk endret arbeidspunkt før feilen inntraff. Disse tre generatorene fikk økt absoluttverdi på polhjulsvinkelen. Av figur 17 ses det at stigningstallet for aktiv effekt avtar mot toppen av kurven. Dette betyr at polhjulsvinkelen vil vandre mer for at generatoren skal kunne levere nødvendig aktiv effekt som beskrevet i 'equal area criteria'[1]. De økte pendlingene i vannkraftgeneratorens aktive effekt, skyldes altså at polhjulsvinkelen gjør større utslag. Polhjulsvinkelen pendler mer fordi Nuc-A, Nuc-B og Mine_G får endret arbeidspunkt, og følgelig pendler mer under forstyrrelsen.



Figur 44: Aktiv effekt levert fra Mine_G. Kortslutning av linje 151-201.

Grønn linje er simulering uten vindkraft og rød linje er simulering med 100MW undermagnetisert vindkraft. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i p.u.

Figur 44 viser at Mine_G som var svingbus i lastflytløsningen, reduserte sin produserte aktive effekt tilsvarende det vindparken produserte(100MW). I det transiente forløpet forbraker Mine_G aktiv effekt. Siden denne generatoren produserte mindre aktiv effekt, vil polhjulsinkelen være noe lavere. Dette førte til et større transient effektforbruk og tilsvarende større polhjulsvandring.



Figur 45 a og b: Aktiv effekt på linje 151-152 (a) og 151-201 (b). Kortslutning av linje 151-201.

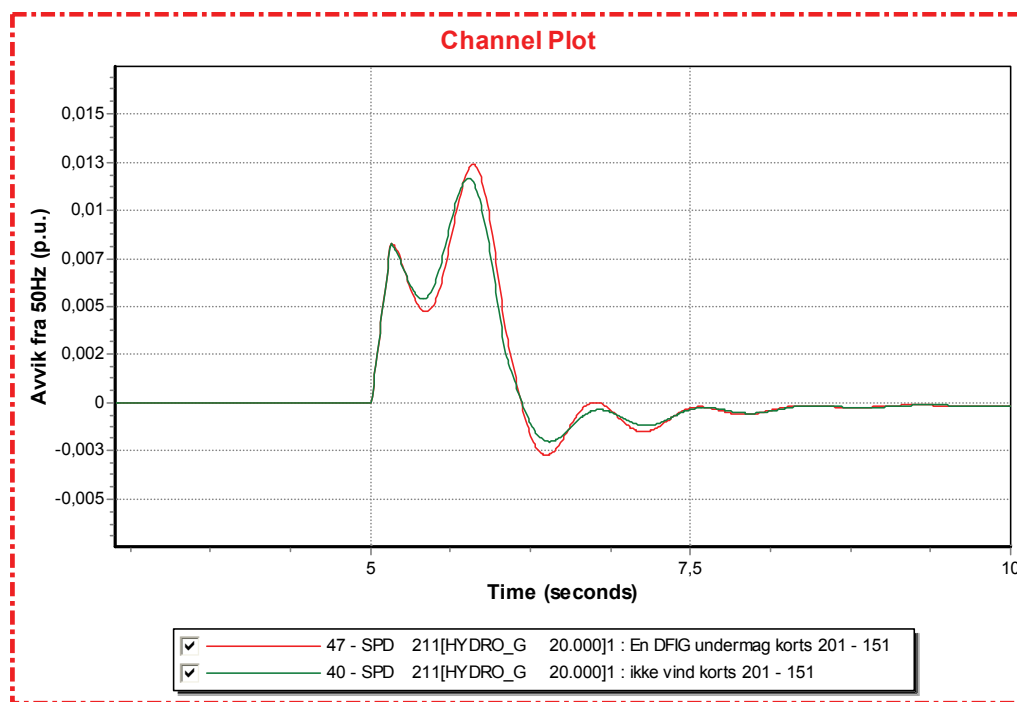
Rød linje er simulering uten vindkraft, og grønn linje er simulering med 100MW undermagnetisert vindkraft. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i MW.

Figur 45 viser at overført aktiv effekt på linje 151 – 201 synker ved innkobling av vindkraftanlegget. Effektflyten over parallellinjene 151-152 øker (se SLD- diagram 35 og 36). For at atomkraftverkene skal kunne overføre mer aktiv effekt fra samleskinne 151 til

samleskinne 152(se figur 34), må vinklene mellom atomkraftverkene og Mine_G, CatDog og Urbgen øke(ligning 11). Denne økningen i spenningsvinkelen på samleskinne 151 fører til at atomkraftverkets polhjulsinkel øker. Økt vinkel fører til at vinkelen blir mer effektsensitiv ved forstyrrelser i nettet[22]. Av figur 22 ses det at økt effektoverføring over en linje fører til større P/V avhengighet. Det betyr at spenningen på samleskinnene i systemet blir mer sensitiv for variasjoner i overført effekt på linjene.

På samme måte som atomkraftverkene, øker vannkraftverkets polhjulsinkel i forhold til kraftverkene Mine_G, Urbgen og CatDog når vindkraftverket kobles inn. Det skyldes at effektflyten på linje 201-202 øker(se figur 65).

Polhjulsendingene kan ses igjen i hastighetsendringen til vannkraftgeneratoren under og etter linjefeilen.



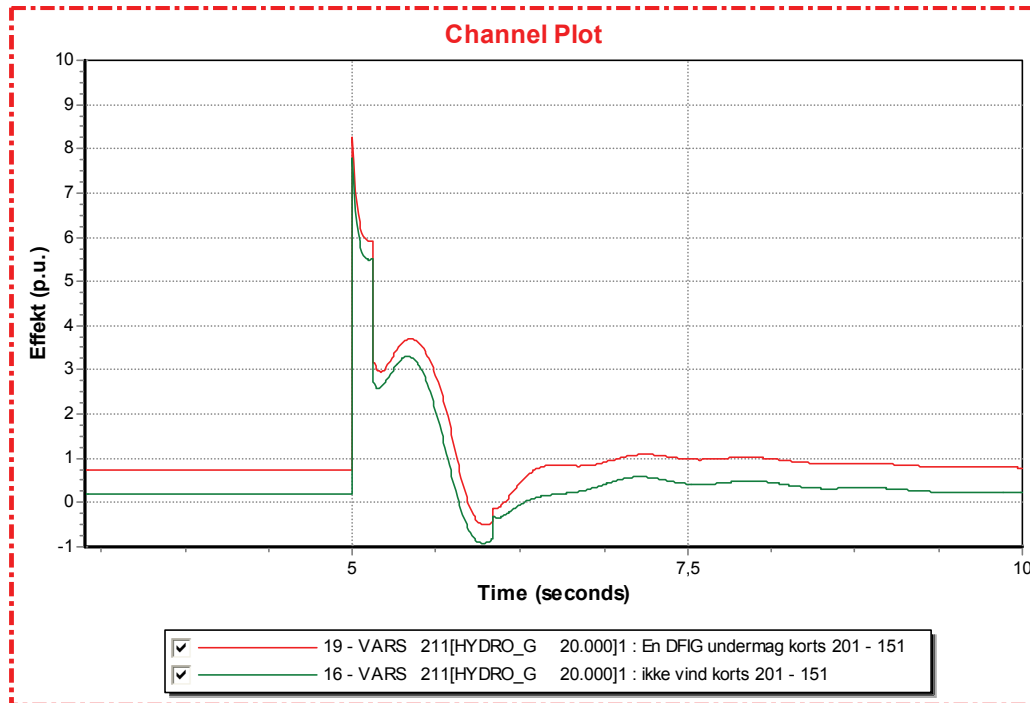
Figur 46: Rotorhastighet på vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201 – 151.

Rød kurve viser modellen med 100MW undermagnetisert vindkraft. Grønn kurve viser modellen uten vindkraft. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser hastighetsavvik i p.u.

Vannkraftgeneratorens rotor får noe større hastighetsavvik i forhold til synkronhastigheten når vindkraftverket er innkoblet. Figur 46 viser tydelig sammenhengen mellom økning i polhjulsinkel og rotorens hastighet. Når rotorens hastighet øker i forhold til statorfeltets rotasjon, stiger vinkelen mellom rotorens q- akse og statorens A- akse (se figur 14).

Samtlige resultater viser at ved innkobling av vindparken, forandres systemets lastflytløsning(figurer 35 - 39) og dermed generatorenes polhjulsinkler. Denne endringen fører til at blant annet atomkraftverkene nuc-A, nuc-B og kullkraftverket Mine_G får større elektrisk avstand fra hverandre. Dette fører til større pendlinger ved forstyrrelse. Vannkraftverket, som alle andre generatorer i nettet, får endret polhjulsinkel og vil pendle med/mot de andre generatorene. Den økte elektriske avstanden mellom generatorene skyldes

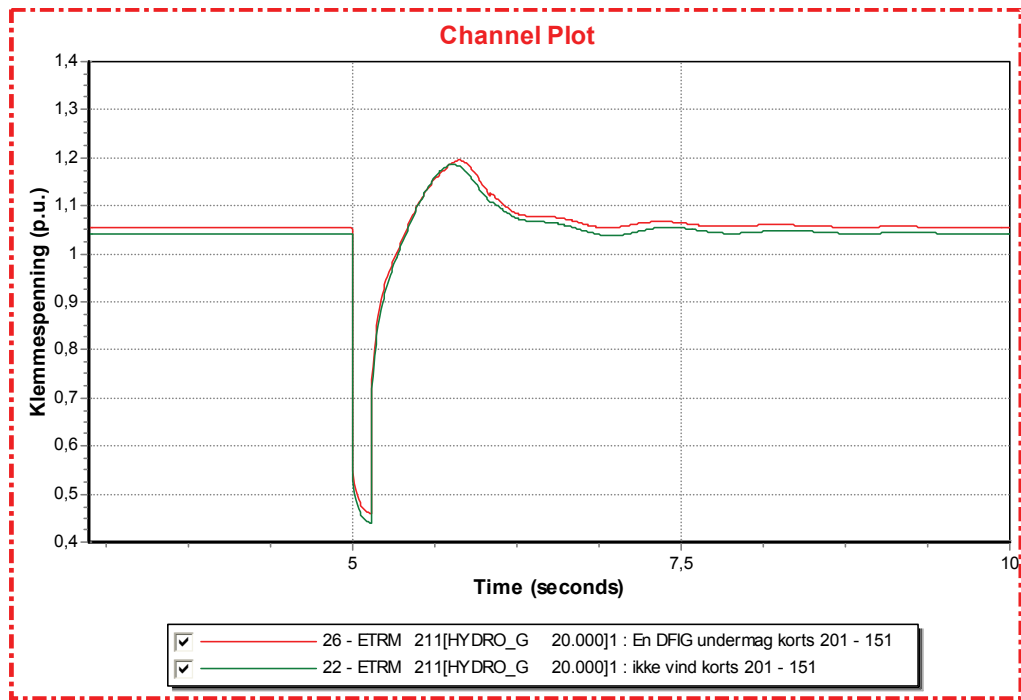
valg av produksjonsfordeling i modelleringen. Vannkraftverket og atomkraftverkets produksjon holdes konstant til tross for innkobling av vindparken. Vindparken fører da til ytterligere 100MW som skal transporteres ut fra produksjonsområdet, og dermed gir mer stressede overføringslinjer.



Figur 47: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.

Rød kurve viser modellen med 100MW undermagnetisert vindkraft. Grønn kurve viser modellen uten vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

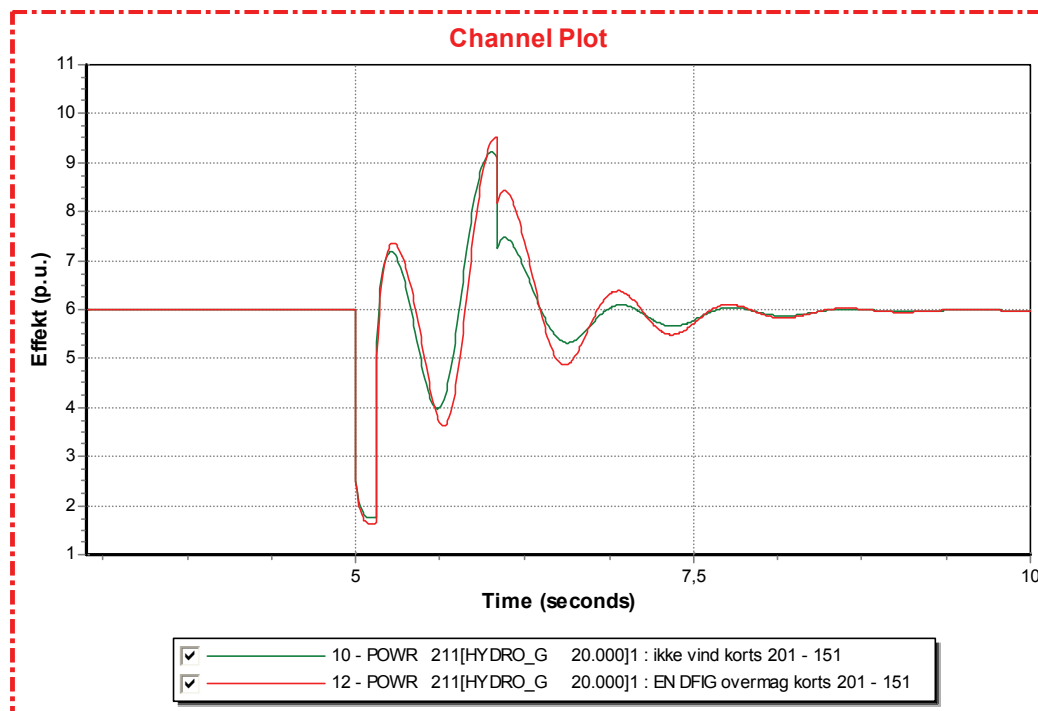
Det ble observert at ved innkobling av en undermagnetisert vindkraftgenerator, økte vannkraftverkets produksjon av reaktiv effekt. Denne økningen skyldes at vannkraftgeneratoren måtte produsere den reaktive effekten som ble forbrukt i vindparken. Figur 47 viser at vannkraftgeneratorens elektriske kontroll (AVR) responderer relativt likt på feilen selv om vindkraftverket er innkoblet. Av figur 47 ses det at endringen i utmatet reaktiv effekt under feiltilfellet er noe lavere enn endringen i reaktiv effekt i stasjonær tilstand. Dette skyldes at DFIG- vindturbinen, til tross for at den i stasjonær drift er undermagnetisert, produserer reaktiv effekt når spenningen faller. Figur 51 Viser vindkraftgeneratorens produksjons av reaktiv effekt.



Figur 48: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.

Rød kurve viser modellen med 100MW undermagnetisert vindkraft. Grønn kurve viser modellen uten vindkraft. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser spenning i p.u.

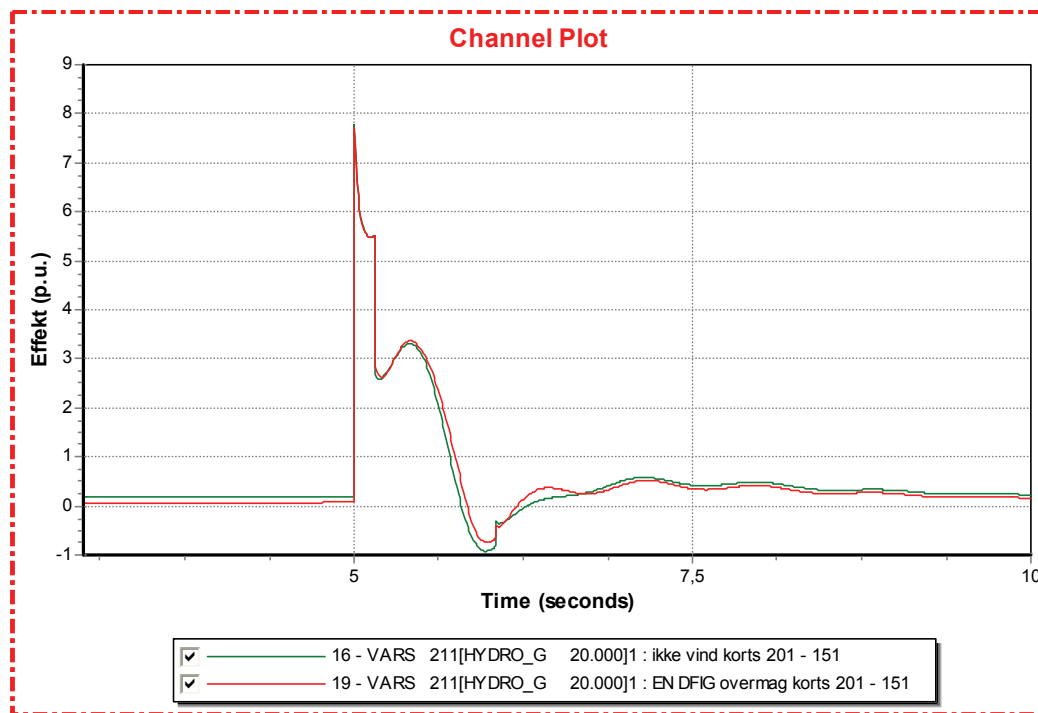
Grunnet vannkraftgeneratorens økte produksjon av reaktiv effekt, steg også generatorens klemmespenning noe (figur 48). Klemmespenningen økte med 340 V når den undermagnetiserte vindkraftparken ble innkoblet.



Figur 49: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.

Rød kurve viser modellen med 100MW overmagnetisert vindkraft. Grønn kurve viser modellen uten vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

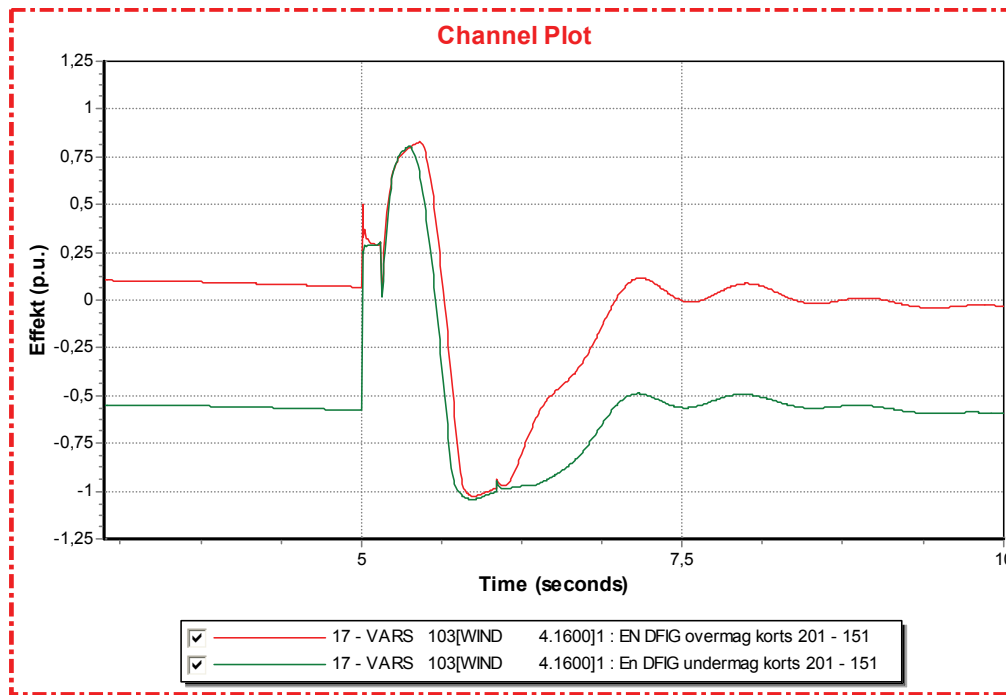
Figur 49 viser at pendlingene i elektrisk effekt ble noe høyere også ved innkobling av overmagnetiserte vindturbingeneratorer. Det ser ut til at vannkraftgeneratorens endring i elektrisk effekt ved integrasjon av vindkraft er uavhengig av om vindkraften er over eller undermagnetisert. Forskjellen mellom de to grafene i figur 49 er på det meste 100MW. Som nevnt tidligere, skyldes de økte effektpendlingene endringer i polhjulsinkelen grunnet forandret lastflytløsning. Av ligning 11 I kapittel 6.3 er overført aktiv effekt i stor grad avhengig av spenningsvinkelen mellom samleskinnene. Om vindkraftverket er over eller undermagnetisert, spiller større rolle for vannkraftverkets produksjon av reaktiv effekt. Dette vil endre spenningsnivået på samleskinnene i nærheten. En forskjell på 260V skiller vannkraftgeneratorens klemmespenning ved simuleringer for under- og overmagnetisert vindkraftverk. Denne endringen gir ikke utslag i lastflytløsningen med tanke på aktiv effekt, og heller ikke vannkraftverkets effektpendlinger under feil.



Figur 50: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.

Rød kurve viser modellen med 100MW overmagnetisert vindkraft. Grønn kurve viser modellen uten vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

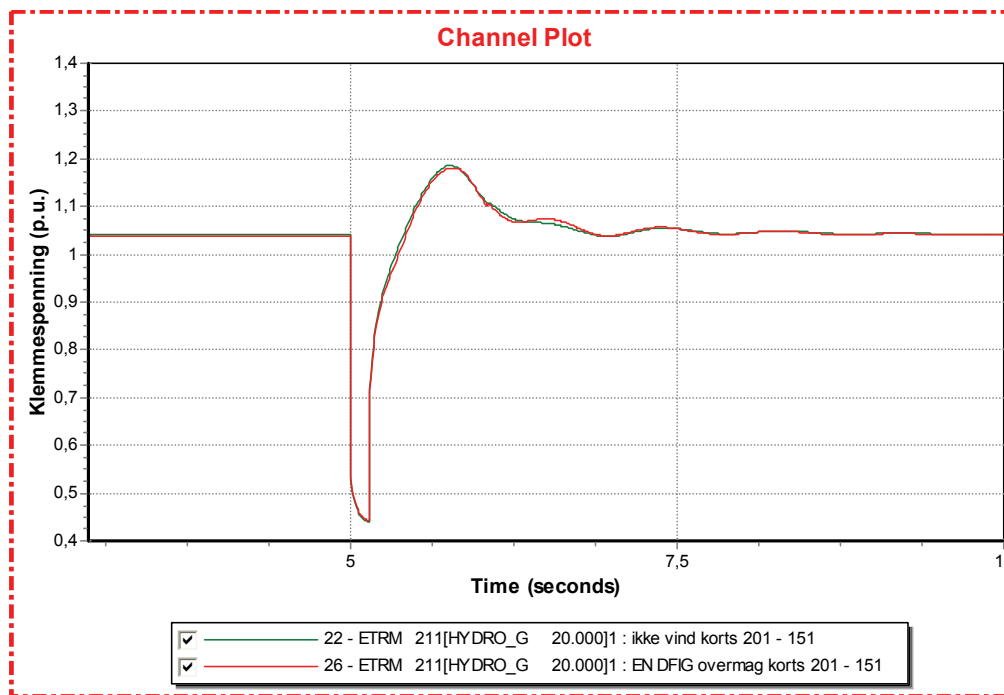
Ved integrasjon av overmagnetiserte vindturbingeneratorer, blir den reaktive effektproduksjonen i vannkraftgeneratoren før og etter feil noe lavere (ca. 20MVAR). Dette skyldes at den overmagnetiserte vindkraftgeneratoren produserer reaktiveffekt i motsetning til den undermagnetiserte vindkraftgeneratoren. I selve feiltidspunktet ser grafene ut til å være like. I innsvingningene etter feilen er den reaktive effekten 25MVAR høyere for tilfellet hvor vindkraften er integrert. Grunnen til denne økningen i produsert reaktiv effekt fra vannkraftgeneratoren i etterkant av feilen, ses av figur 51. Spenningsregulatoren til vindkraftgeneratoren undermagnetiserer vindparken når linjen kobles ut. For å kompensere for vindparkens forbruk av reaktiv effekt i tiden 0,375 – 1,125 sekund etter kortslutning, øker vannkraftverket sin produksjon av reaktiv effekt i forhold til tilfellet hvor vindparken ikke var koblet inn.



Figur 51: Reaktiv effekt fra 100MW vindpark. Kortslutning linje 201-151.

Rød kurve er overmagnetisert generator og grønn kurve er undermagnetisert generator. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

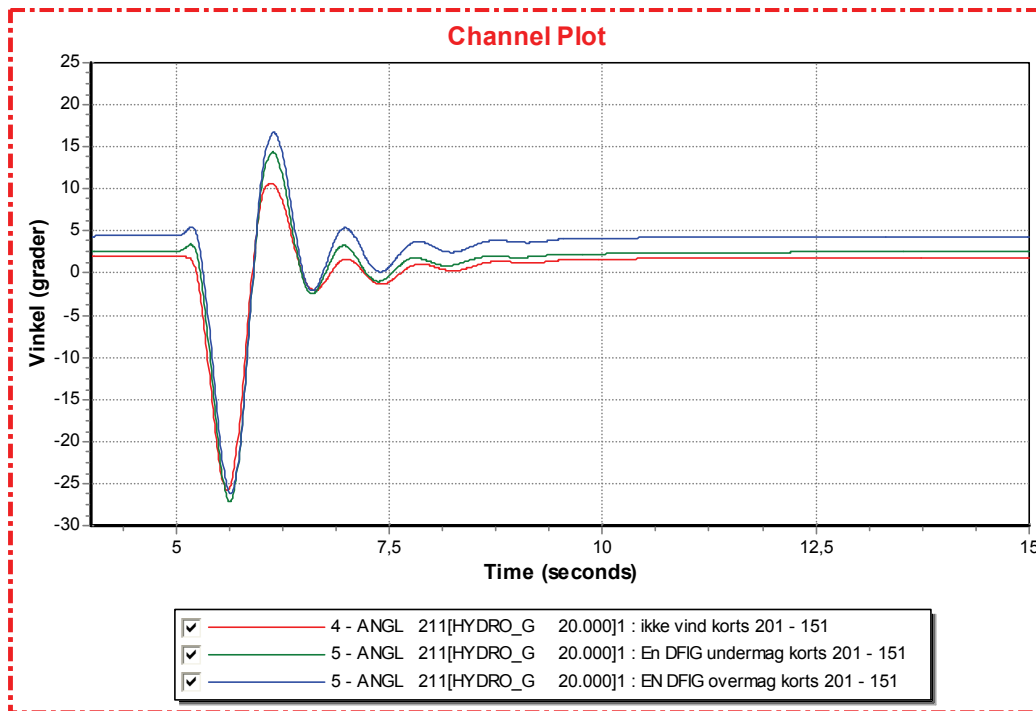
Figur 51 viser at overmagnetisert vindkraftgenerator før feil, leverer reaktiv effekt i motsetning til den undermagnetiserte vindkraftgeneratoren. I feiltidspunktet leverer generatorene omtrent like mye reaktiv effekt. Denne figuren støtter observasjonene gjort i figur 47 og 48.



Figur 52: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.

Rød kurve viser modellen med 100MW overmagnetisert vindkraft. Grønn kurve viser modellen uten vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser spenning i p.u.

Klemmespenningen på vannkraftgeneratoren (figur 52) øker med 80V ved integrering av overmagnetisert vindkraftverk. Dette skyldes at den reaktive effektflyten fra samleskinne nummer 201 og ut i nettet øker. Av ligning 12 Ses det at flyten av reaktiv effekt er avhengig av forskjellen mellom spenningsnivået på samleskinnene.



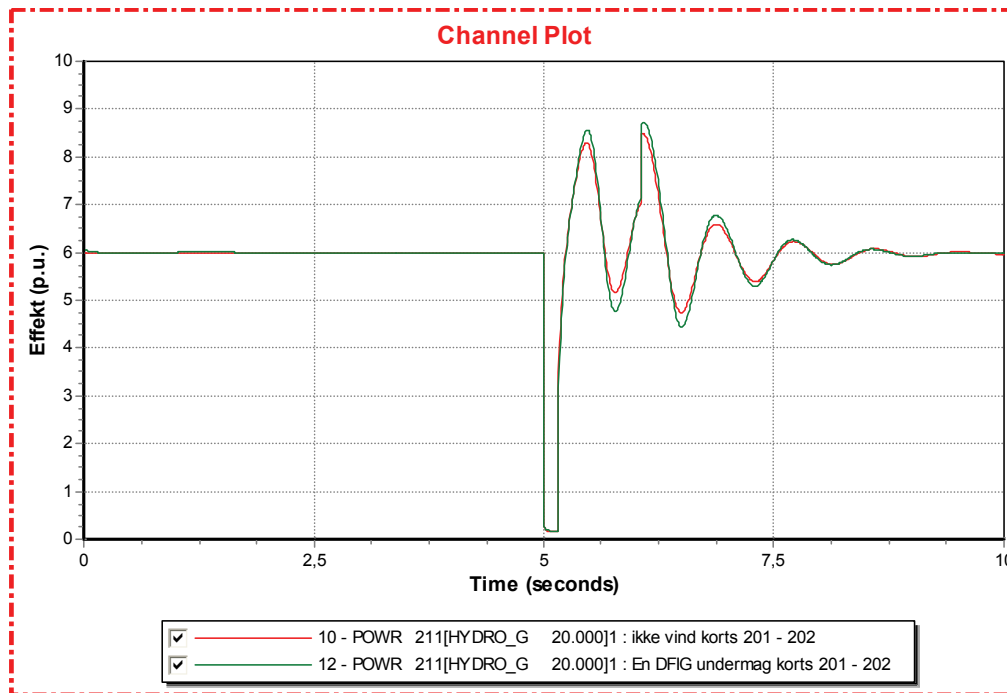
Figur 53: polhjulsinkel vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201-151.

Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn linje er med undermagnetisert vindkraft, blå er med overmagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser vinkel i grader.

Figur 53 viser hvordan vannkraftgeneratorens polhjulsinkel endres ved implementering av vindkraftverket. Det er denne endringen som gir opphav til de økte effektamplitudene som ble observert under kortslutningen på linje 201 -151. Figur 53 viser at vannkraftgeneratorens polhjulsinkel blir påvirket av vindkraftverkets driftsmodus. Selv om aktiv effektlyt er lik, fører endring i spenning og reaktiv effektlyt til forandring i polhjulsinkelen.

12.3 Kortslutning på linje 201 – 202

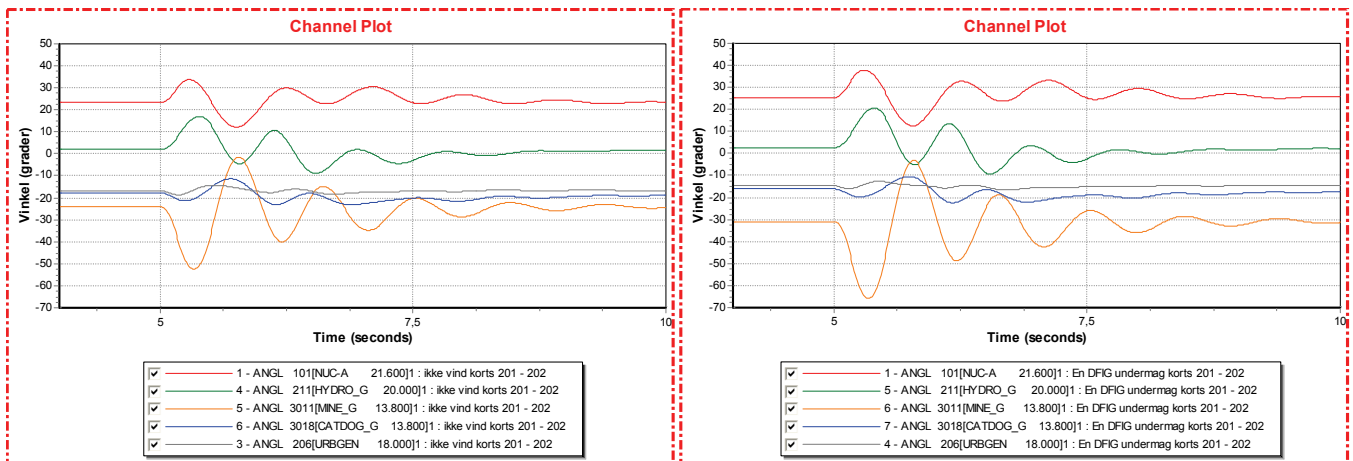
I dette kapitlet presenteres resultater fra simuleringene med kortslutning på linje 201 – 202 (se figur 34). I motsetning til linje 201 – 151, transporterer linje 201 – 202 aktiv effekt bort fra samleskinne 201 hvor både vannkraftverket og vindkraftverket kobles inn på transmisjonsnettet. Kun resultater som skiller seg ut fra simuleringene vist i kapittel 12.2 vil bli presentert. For øvrige resultater, henvises det til vedlegg B



Figur 54: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Kortslutning linje 201 - 202.

Rød kurve viser system uten vindkraft og grønn kurve viser system med undermagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Figur 54 viser at for denne feilen blir effekttoppene 50MW høyere ved integrering av vindkraftanlegg. Sammenlignet med feil på linje 201-151, får vannkraftgeneratoren større vinkelutslag på rotoren for feil på linje 201-202. Dette ses igjen i at amplitudene på svingningene er 18MW større enn hva som ble observert i kapittel 12.2. Generatoren demper seg inn igjen til stasjonær drift innen 10 sekunder.



Figur 55 a og b: Polhjulsinkel alle generatore. Kortslutning linje 201 – 202.

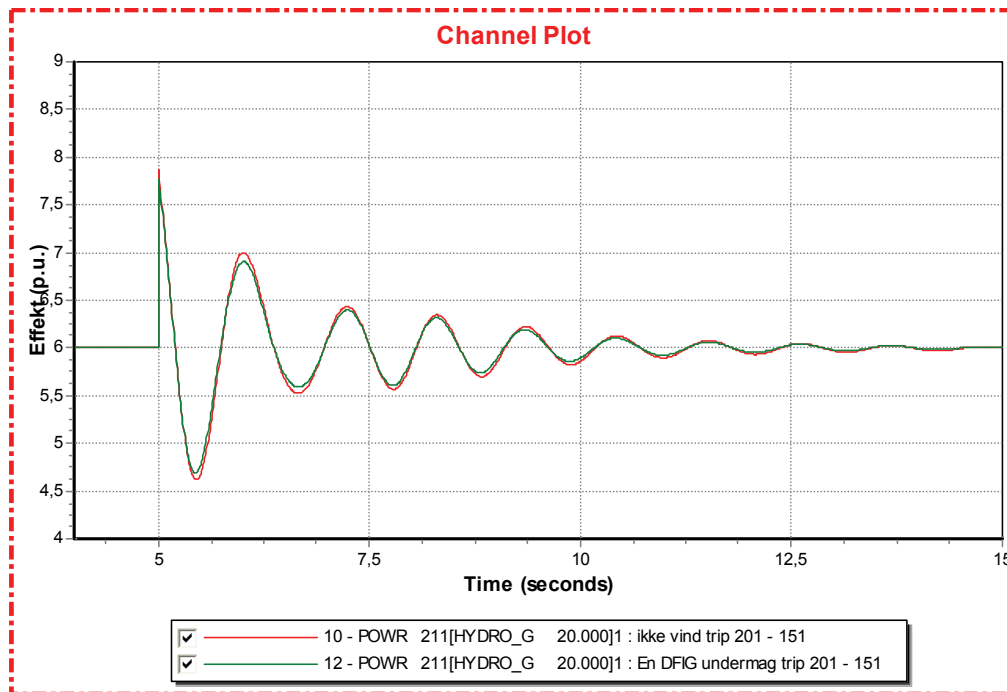
Figuren til venstre (a) er simulering uten vindkraft. Figuren til høyre (b) er simulering med 100MW undermagnetisert vindkraft. Rød kurve er nuc-A, Grønn er Hydro_G, Oransje er Mine_G, Blå er CatDog og Grå er Urbgen. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser vinkel i grader.

I motsetning til feilen i kapittel 12.2, fører en kortslutning på linje 201 – 202 til at vannkraftverket pendler sammen med atomkraftverkene mot øvrige generatore i nettet (figur 55). Dette skyldes at linjen mellom vannkraftverket og atomkraftverkene forblir inntakt, og dermed knytter disse kraftverkene tettere sammen. Som i kapittel 12.2, fører den endrede lastflyten til at elektrisk avstand mellom atomkraftverkene og Mine_G øker (se figur 35-39). Dermed blir også polhjulsendingene mellom dem større (figur 55 a og b). Når vindkraftverket kobles inn, reduseres effektflyten i linje 151 – 201. Dette fører til at vannkraftverkets elektriske avstand til atomkraftverket minsker. Konsekvensene blir at vannkraftverket i større grad pendler sammen med atomkraftverket når vindparken er innkoblet. Siden atomkraftverket pendler mer i forhold til Mine_G når vindparken er innkoblet, observeres det at vannkraftverkets polhjulsinkel i større grad pendler. Dette forklarer at effektvariasjonene fra vannkraftverket øker når vindkraftverket implementeres i nettet. Vannkraftgeneratorens svingeforløp er noe endret i forhold til feilen som ble simulert i kapittel 12.2. Dette skyldes også at vannkraftverket pendler sammen med atomkraftverket i stedet for Mine_G.

Forskjellen i klemmespenning, reaktiv effekt og rotorhastighet for system uten vindkraft, sammenlignet med system med over eller undermagnetisert vindkraft varierte på samme måte som vist i kapittel 12.2. Reaktiv effekt og klemmespenning var noe høyere ved implementering av undermagnetisert vindkraftgenerator, mens spenningsforskjellene mellom nett med og uten vindkraft var mye mindre om overmagnetiserte vindkraftgeneratorer ble benyttet. Rotorhastighetsavviket fikk litt større amplitude ved implementering av vindkraft generelt, sammenlignet med system uten vindkraft. Dette henger som tidligere nevnt, sammen med polhjulsendingene. Grafer over disse funnene, som er svært like funnene i kapittel 12.2, gis i vedlegg B

12.4 Utkobling av linje 201 - 151

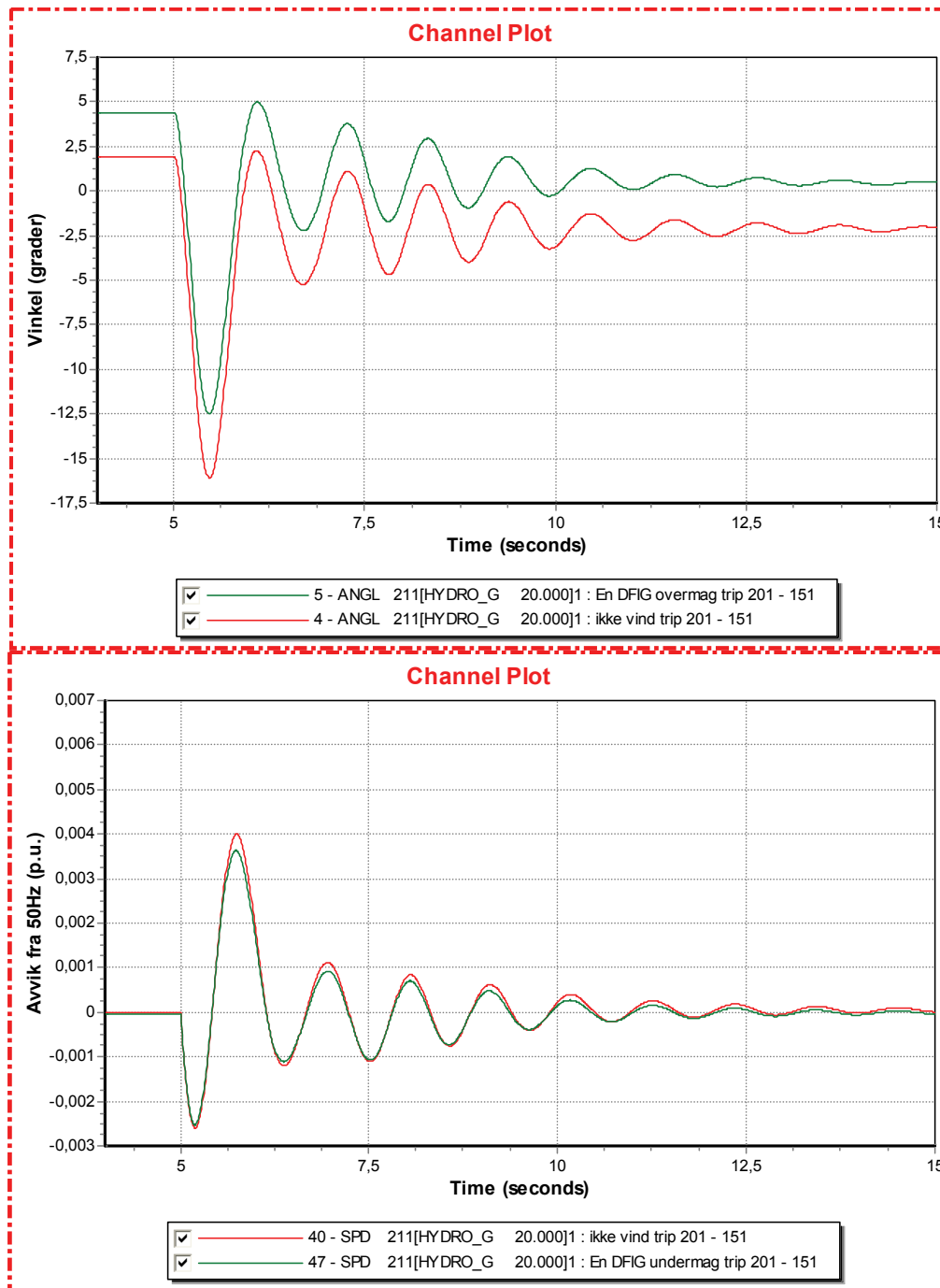
Linje 201 - 151 ble koblet ut for hele simuleringsperioden for å undersøke hvordan vannkraftgeneratoren responderte på endringen i nettopologi. Resultatene blir også her sammenlignet med simuleringene hvor vindkraftverk ble innkoblet (figur 56 - 61).



Figur 56: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling linje 201 - 151.

Rød kurve viser simulering uten vindkraft, mens grønn kurve viser simulering med 100MW undermagnetisert vindkraft. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i p.u.

Figur 56 viser at da linje 201 – 151 ble koblet ut, ble vannkraftgeneratorens effekttopper 10MW lavere når 100MW vindkraft var integrert i systemet. Dette er et motsatt resultat av hva simuleringen med kortslutning på linjen viste (se kapittel 12.2).

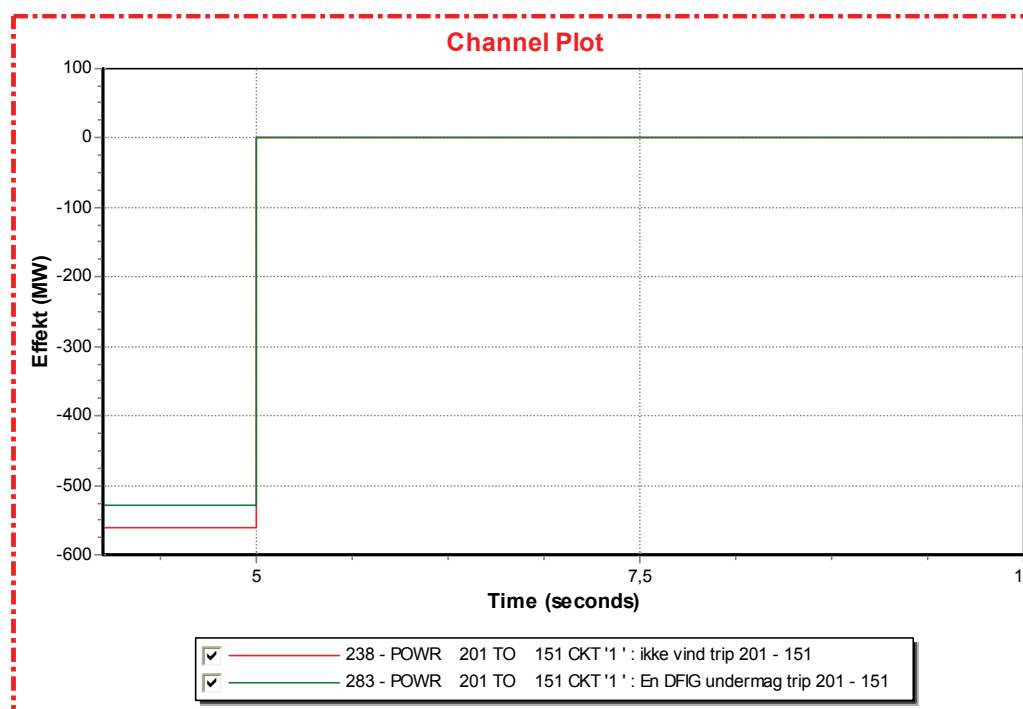


Figur 57: Polhjulsvinkel og rotorhastighet vannkraftgenerator. Utkobling linje 201-151.

Rød kurve viser simulering uten vindkraft og grønn kurve viser simulering med 100MW vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser vinkel i grader og hastighetsavvik i p.u.

Ved utkobling av linje 201 – 151 blir nettopologien endret. Vannkraftgeneratorens spenningsvinkel er ikke lenger riktig i forhold til den nye effektflyten i nettet. Figur 57 viser hvordan vannkraftgeneratorens polhjulsvinkel faller hurtig. Samtidig viser figur 56 at vannkraftgeneratorens aktive effekt øker ved sprangrespons. Ti sekund etter linjeutkoblingen, har vannkraftgeneratoren inntatt stabil drift med en noe lavere polhjulsvinkel. Rotorhastigheten er tilbake på 50Hz og aktiv elektrisk effekt er lik mekanisk effekt på

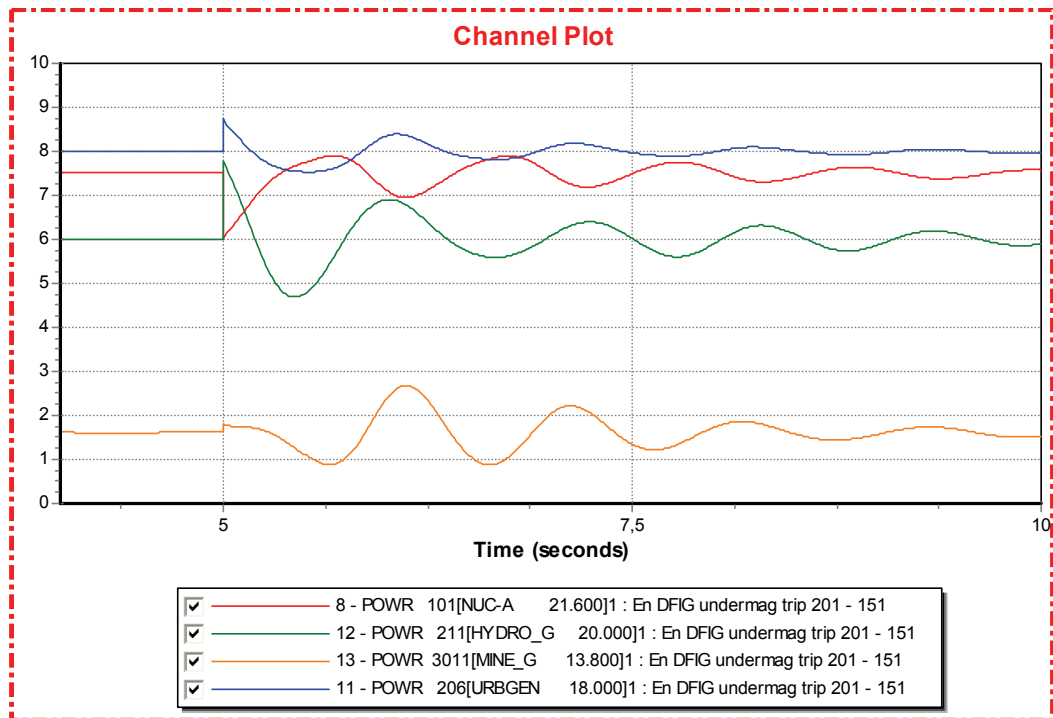
turbinen, 600MW. Nedre del af figur 57 ble tatt med for å vise korrelasjonen mellom polhjulsinkel og rotorhastighet.



Figur 58: Effektflyt i linje 201 - 151. Utkobling linje 201-151.

Grønn linje er simulering med vindkraft, og rød linje er simulering uten vindkraft. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i MW.

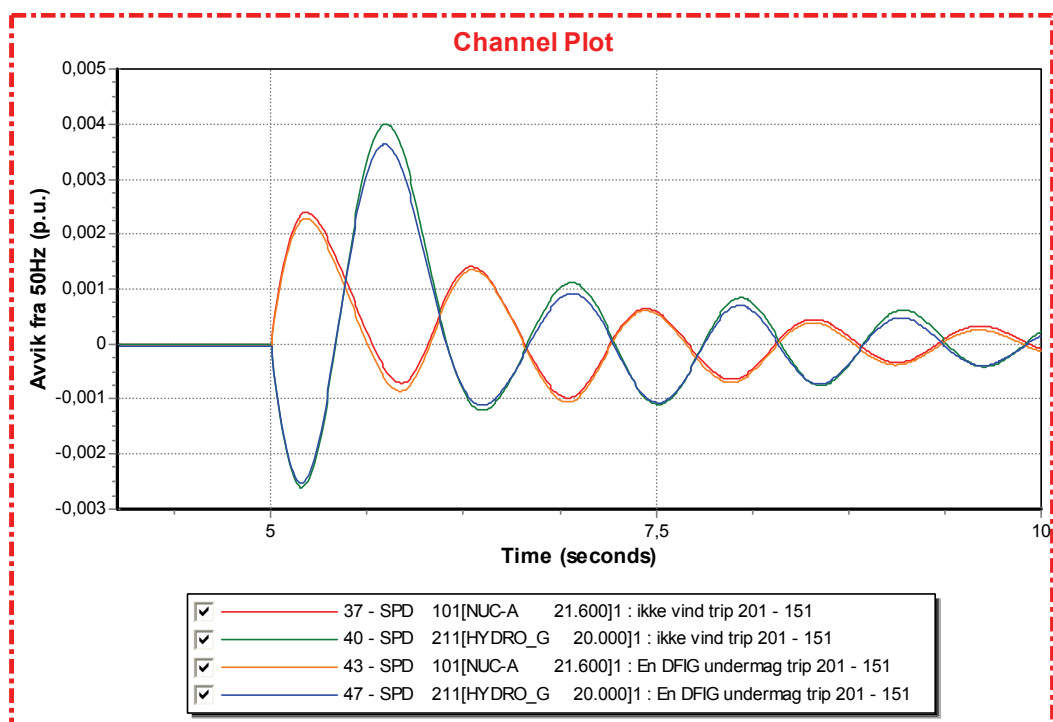
Figur 58 viser at effektflyten i linje 201 – 151 er 31MW lavere når vindparken er integrert i nettet. Dette gjør at endringen som oppstår når linjen kobles ut blir mindre, og derfor blir amplituden på vannkraftverkets pendlinger lavere. En interessant observasjon er at når linjen mellom vannkraftverket og atomkraftverkene (linje 201 – 151) kobles ut, pendler vannkraftverket sammen med Mine_G, CatDog og Urbgen mot atomkraftverkene (se figur 59).



Figur 59: Aktiv effekt fra generatorer i kraftsystemet. Utkobling linje 201 - 151.

Blå kurve er Urbgen, Rød er Nuc-A, Grønn er Hydro_G og Oransje er Mine_G. 100MW vindkraft er integrert i systemet. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Figur 59 viser hvordan vannkraftverket pendler mot atomkraftverket når den elektriske avstanden mellom dem øker som følge av at direktelinjen mellom dem kobles ut.

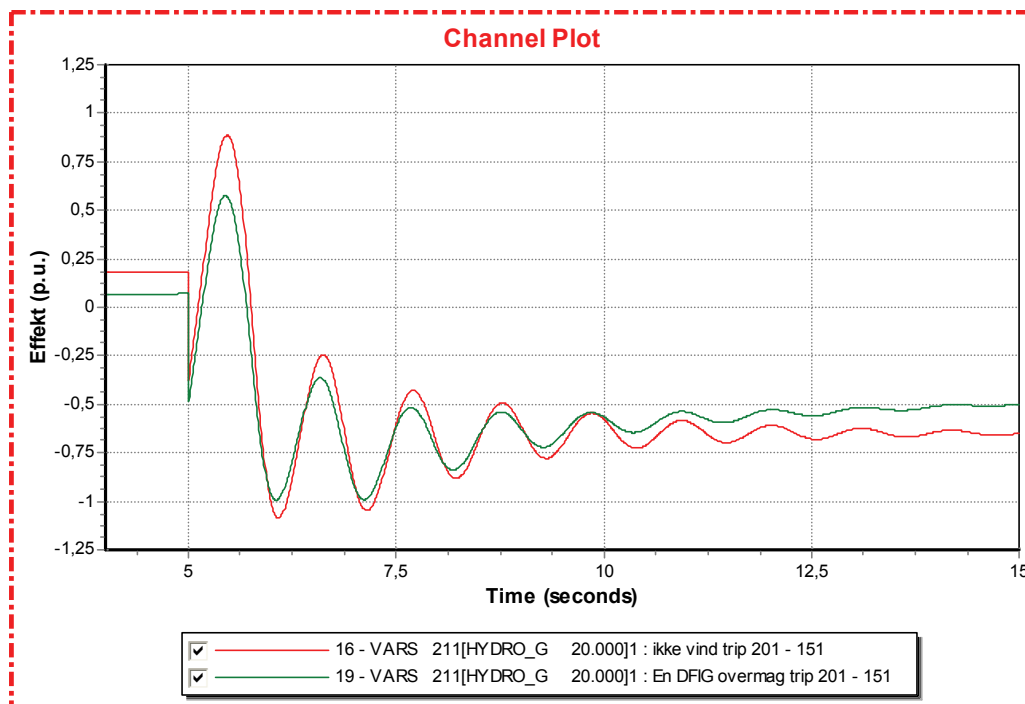


Figur 60: Vannkraftgenerator og atomkraftgenerators rotorhastighet. Utkobling av linje 201 - 151.

Rød graf er Nuc-A uten vindkraft, Oransje er Nuc-A med 100MW vindkraft, Grønn er Hydro_G uten vindkraft og Blå er Hydro_G med 100MW vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser hastighetsavvik i p.u.

Figur 60 viser at vannkraftgeneratorens hastighetsavvik er noe større enn hos de to tyngre atomkraftgeneratorene. Figuren viser lavere pendelamplituder når vindkraftverket er innkoblet. Effektflyten som kobles ut er lavere, og gir dermed mindre forstyrrelser.

Også disse simuleringene viste at klemmespenning og reaktiv effektproduksjon fra vannkraftgeneratoren ble høyere ved innkobling av undermagnetiserte vindkraftgeneratorer. Denne observasjonen er omtalt i kapittel 12.2. Det observeres at vindkraftgeneratoren produserer og forbruker reaktiv effekt i takt med vannkraftgeneratoren. Dette fører til at vannkraftgeneratoren "avbelastes" når det gjelder produksjon og forbruk av reaktiv effekt, noe som ses ved at amplitudene til kurven for reaktiv effekt fra vannkraftgeneratoren blir lavere. Se figur 61.



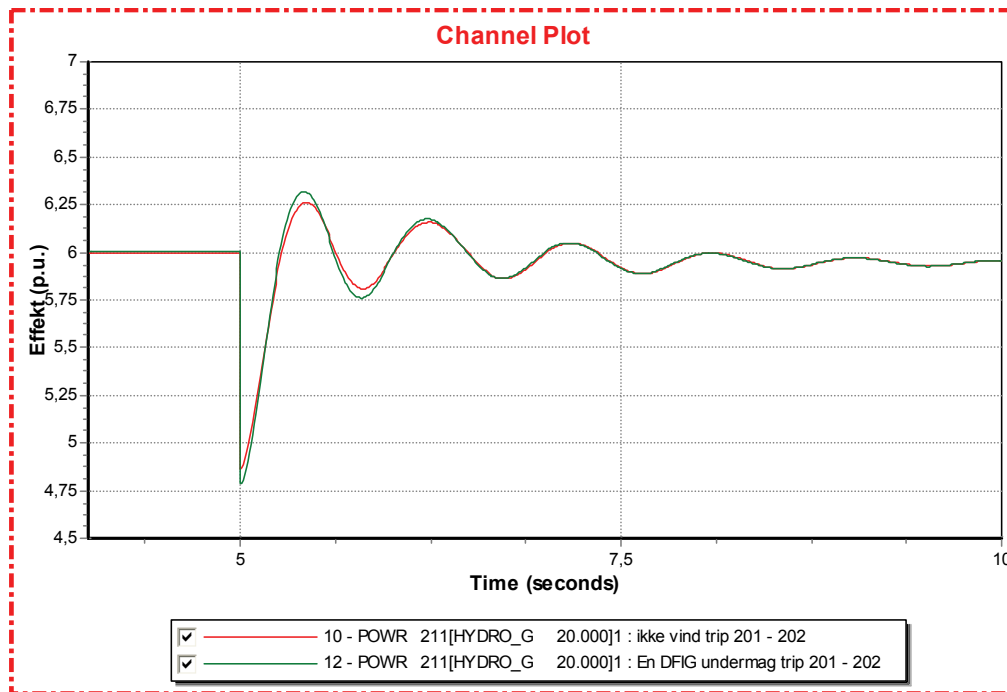
Figur 61: Produsjon og forbruk av reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling linje 201-151.

Rød kurve viser simulering uten vindkraft, mens grønn kurve viser simulering med 100MW overmagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Det observeres at vannkraftgeneratoren undermagnetiseres, og derfor forbruker reaktiv effekt når linje 201-151 kobles ut (figur 61). Lastflytløsningen viser at det i stasjonær tilstand flyter 296,5MVar fra samleskinne 201 til samleskinne 151. På samleskinne 201 er det koblet inn et kondensatorbatteri som produserer konstant 324,5MVar. Når linje 201 – 151 kobles ut, blir det et overskudd av reaktiv effekt på samleskinne 201. For å holde spenningen på riktig nivå, trekker vannkraftgeneratoren da reaktiv effekt fra nettet. Det nye driftspunktet skyldes endret nettopologi(se figur 34).

12.5 Utkobling av linje 201-202

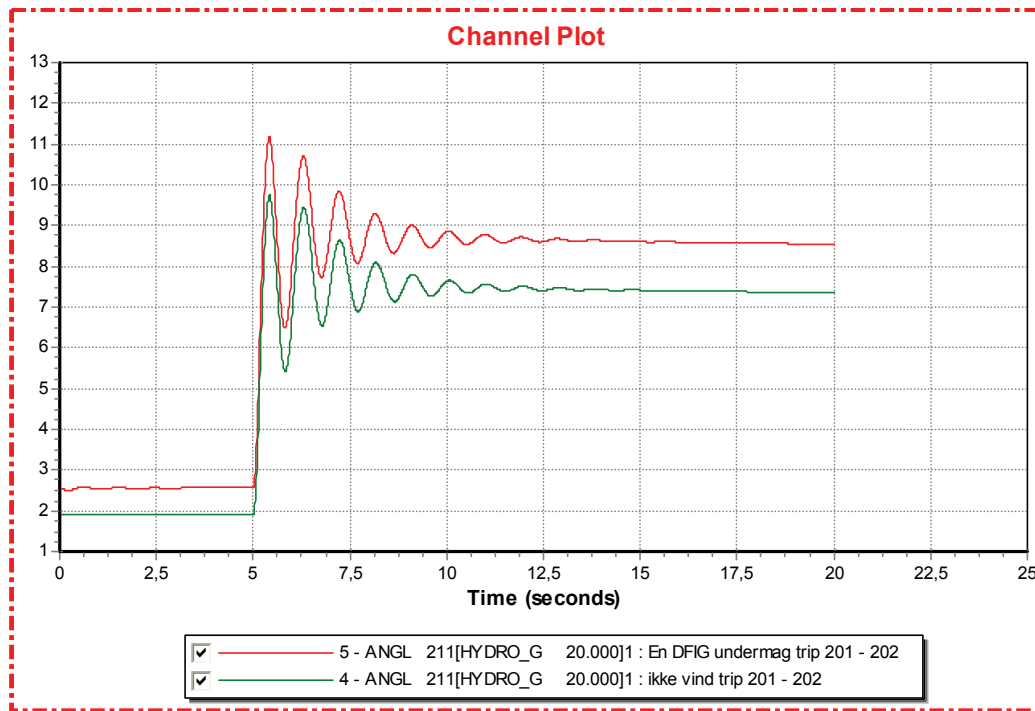
Linje 201 - 202 ble koblet ut for hele simuleringsperioden. Dette ble gjort for å undersøke hvordan vannkraftgeneratoren responderte på denne endringen i nettopologi. Resultatene blir også her sammenlignet med simuleringene hvor vindkraftverk blir innkoblet.



Figur 62: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling linje 201-202.

Rød kurve viser simulering uten vindkraft. Grønn kurve viser simulering med 100MW undermagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

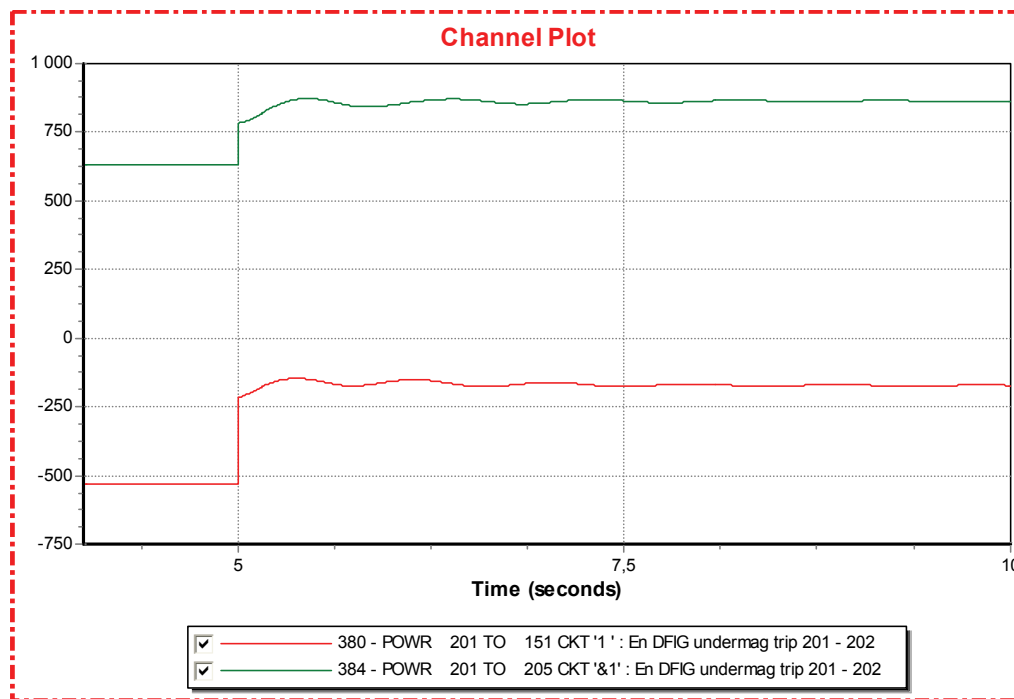
Figur 62 viser at ved utkobling av linje 201-202, blir amplituden på effektkurven ca. 10MW større når vindkraftanlegget er koblet inn. Det bør også bemerkes at svingningene har motsatt fortegn ved utkobling av linje 201-202 sammenlignet med utkobling av linje 201-151.



Figur 63: Vannkraftgeneratorens polhjulsinkel. Utkobling linje 201 - 202.

Grønn kurve viser simulering uten vindkraft og rød linje viser simulering med vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser vinkel i grader.

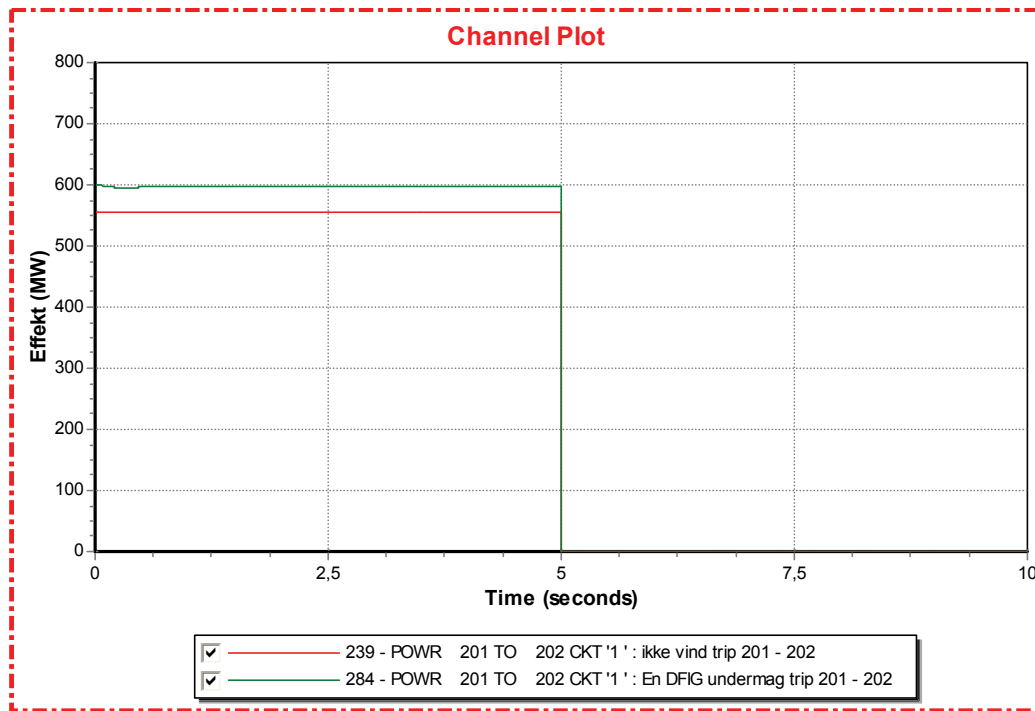
Figur 63 viser hvordan vannkraftgeneratoren endrer polhjulsinkel etter den nye lastflyten som oppstår når linje 201 - 202 kobles ut. Polhjulsinkelen blir vesentlig høyere fordi utkobling av linje 201 – 202 fører til at større effekt sendes gjennom linje 201 – 205 (se figur 64).



Figur 64: Effektflyt i linje 201 - 151 og 201 – 205. Utkobling linje 201 - 202.

Grønn kurve viser effekt i linje 201-205. Rød linje viser effekt i linje 201-151. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i MW.

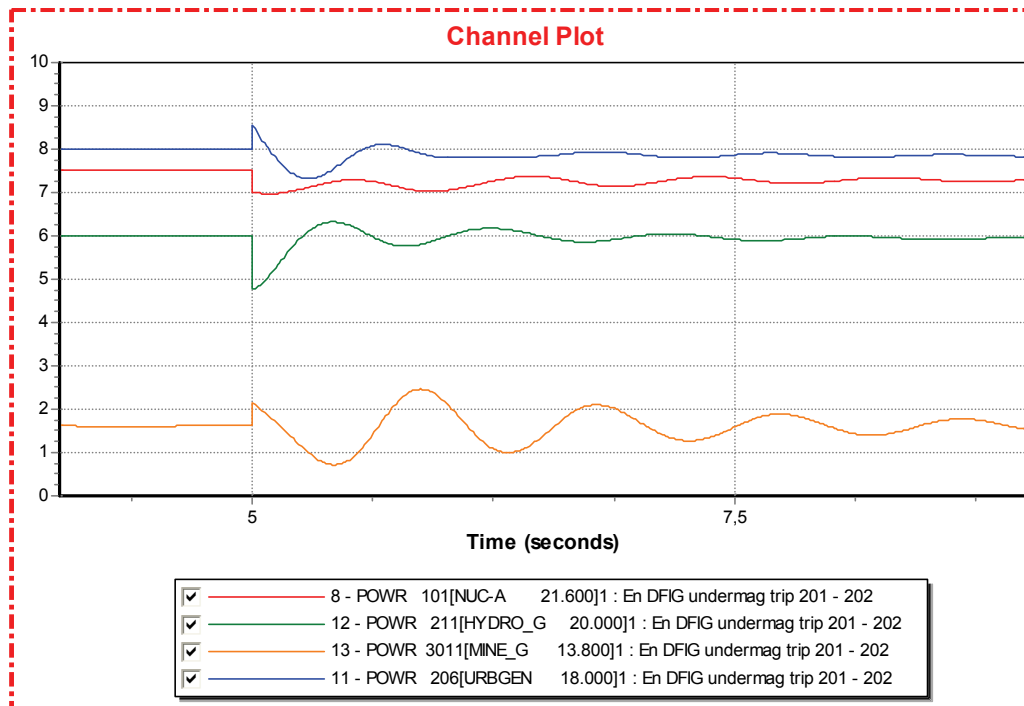
Figur 64 viser hvordan effekten i linje 201 – 205 øker samtidig som effekten i linje 201 – 151 reduseres. Endringen i effektflyt i disse to linjene tilsvarer den effekten som opprinnelig gikk i linje 201 – 202.



Figur 65: Aktiv effektflyt i linje 201 – 202. Utkobling av linje 201-202.

Rød graf viser simulering uten vindkraft, og grønn graf viser simulering med 100MW vindkraft.
X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i MW.

Figur 65 viser at effekten i linje 201 – 202 øker med 50MW når vindparken kobles inn i nettet. Dette gjør at en utkobling av denne linjen fører til større effektpendlinger fra vannkraftgeneratoren når vindparken er implementert i systemet (se figur 62).

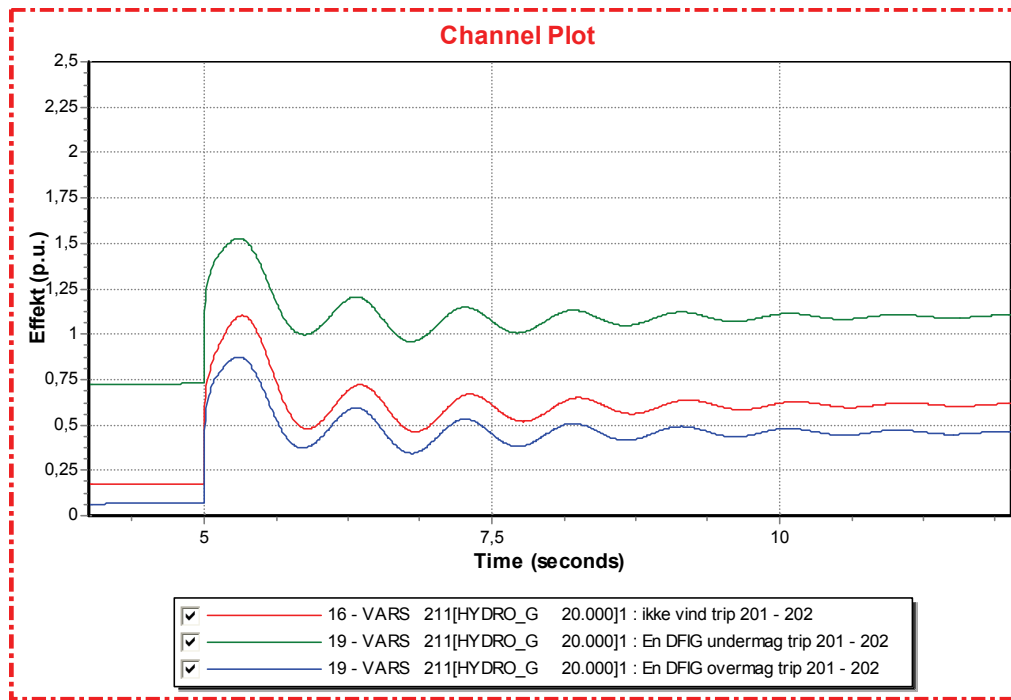


Figur 66: Aktiv effekt fra generatorer. Utkobling linje 201 - 202.

Rød kurve er Nuc-A, Grønn kurve er Hydro_G, Oransje kurve er Mine_G og Blå kurve er Urbgen. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Ved utkobling av linje 201 – 202 pendler vannkraftverket sammen med atomkraftverkene mot øvrige generatorer i nettet (figur 66). Dette skyldes at vannkraftverkets elektriske avstand til atomkraftverket er kortere enn til øvrige generatorer i nettet. Som nevnt tidligere, fører implementering av vindkraften til at vannkraftverket i enda større grad svinger sammen med atomkraftverket. Dette skyldes at vindkraftintegrasjonen reduserer den elektriske avstanden på linje 201 – 151. Simuleringene foretatt så langt, tyder på at vannkraftverket normalt pendler sammen med atomkraftverket, med mindre det oppstår feil på linjen mellom atomkraftverket og vannkraftverket.

For eksempelets skyld, vises den generelle trenden som har blitt observert for alle linjeutkoblingene. Reaktiv effekt produsert av vannkraftgeneratoren blir markant påvirket av vindturbiningenorenes arbeidspunkt. Figur 67 viser vannkraftgeneratorens reaktive effektproduksjon for alle tre tilfellene, ingen vindkraft, undermagnetisert vindkraft og overmagnetisert vindkraft.



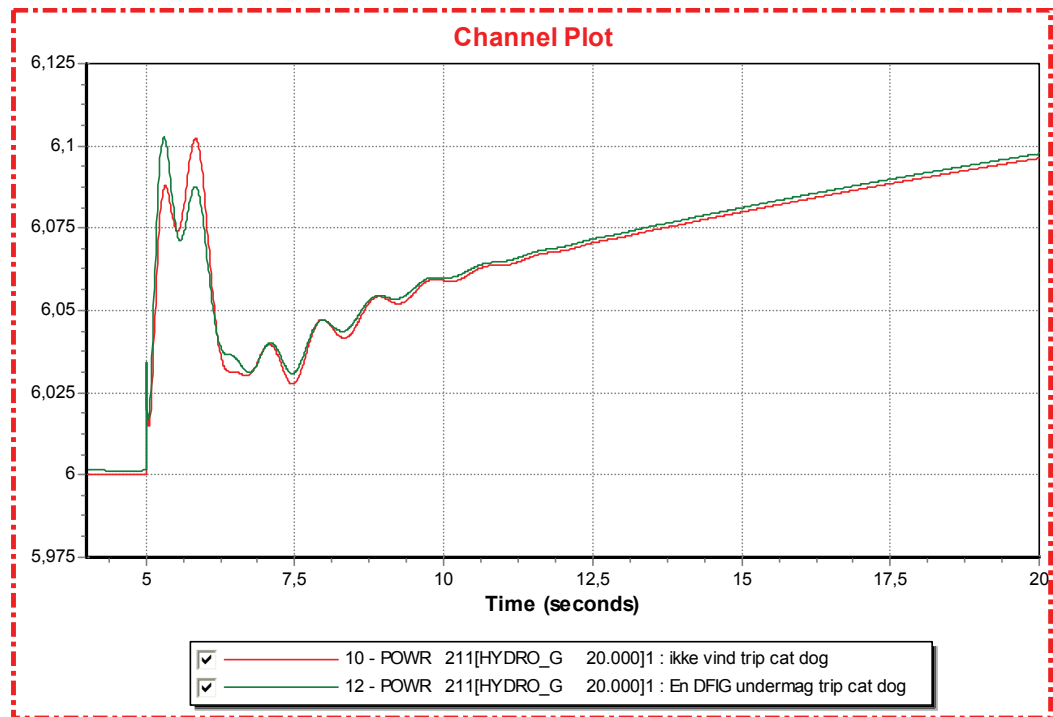
Figur 67: Reaktiv effekt produsert av vannkraftgeneratoren. Utkobling linje 201-202.

Rød kurve er simulering uten vindkraft, Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert vindkraft og Blå kurve viser simulering med overmagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Som figur 67 viser, fører vindkraftintegrasjon til en ”parallelforskyvning” av grafen for vannkraftverkets reaktive effektproduksjon. I tillegg til endringen av arbeidspunkt, blir vannkraftverkets reaktive effektamplitude noe lavere ved innkobling av vindkraftverk. Dette skyldes at vindkraftverket produserer og konsumerer reaktiv effekt ved forstyrrelse, og dermed avbelaster vannkraftverkets magnetiseringsutrustning.

12.6 Utkobling av generatoren CatDog

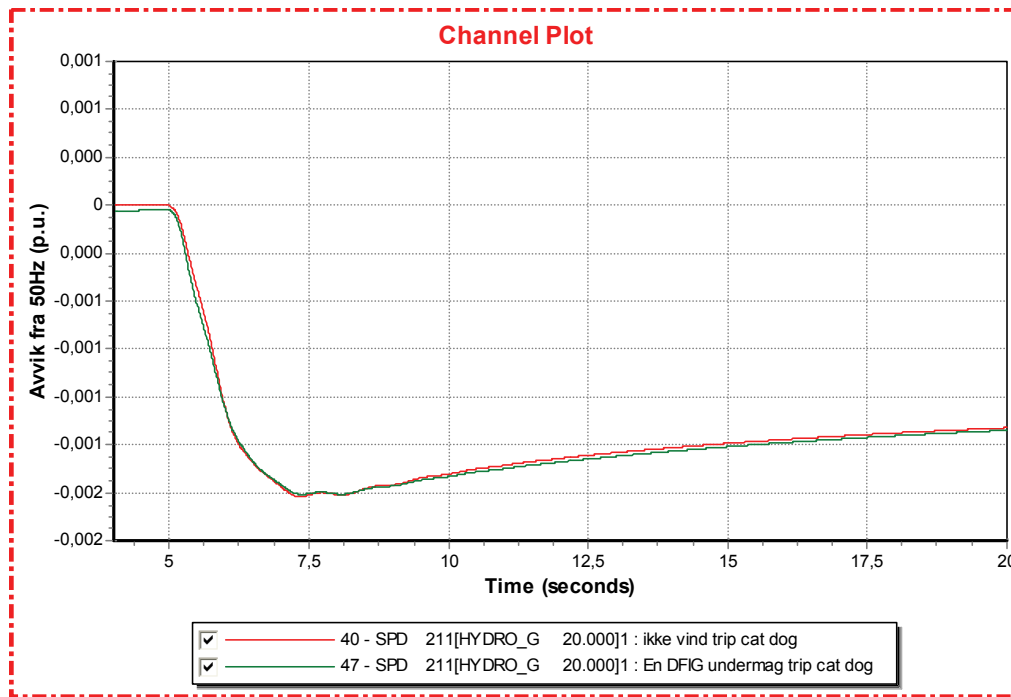
Generatoren på samleskinne 3018, CatDog ble koblet ut. Denne leverte 100MW og 80MVar. På samme måte som i kapittel 12.1-12.5 ble det sett etter forskjeller i vannkraftgeneratorens respons på system med og uten vindkraftgenerator.



Figur 68: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Bortfall av CatDog.

Rød kurve er systemet uten vindkraft og grønn kurve er systemet med undermagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

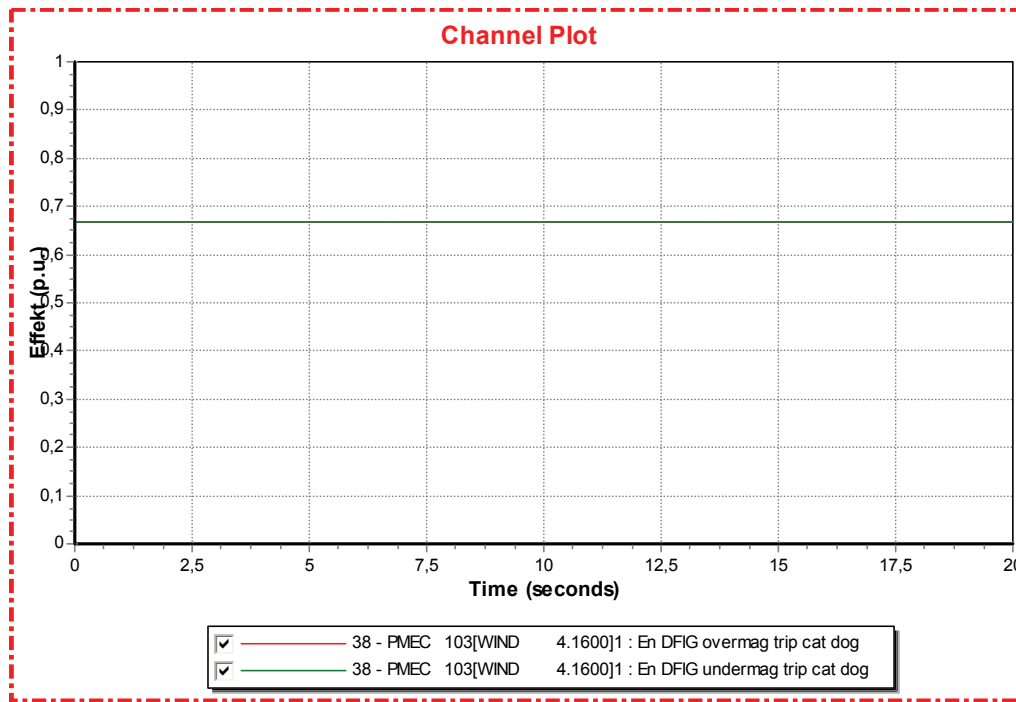
Det observeres at generatorens momentane respons blir noe forandret (se kurvetopp figur 68). Likevel har ikke innkobling av vindkraftproduksjon innvirkning på total produksjon fra vannkraftgeneratoren under produksjonsbortfall. Responsforskjellen er lik for over- og undermagnetisert vindgenerator. Som i tidligere simuleringer, fører integrasjon av vindkraftanlegget til kortere elektriske avstand mellom vannkraftgeneratoren og atomkraftgeneratorene. Grunnet økt mengde overført effekt i linje 201 – 202 og 151 – 152, blir også polhjulsinkelen til vannkraft- og atomkraftgeneratorene noe høyere i forhold til resterende generatorer i systemet. Disse to faktorene bidrar til endringen i vannkraftgeneratorens svingeforløp.



Figur 69: Rotorhastighet i forhold til synkronhastighet. Bortfall av CatDog.

Rød kurve er simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser hastighetsavvik i p.u.

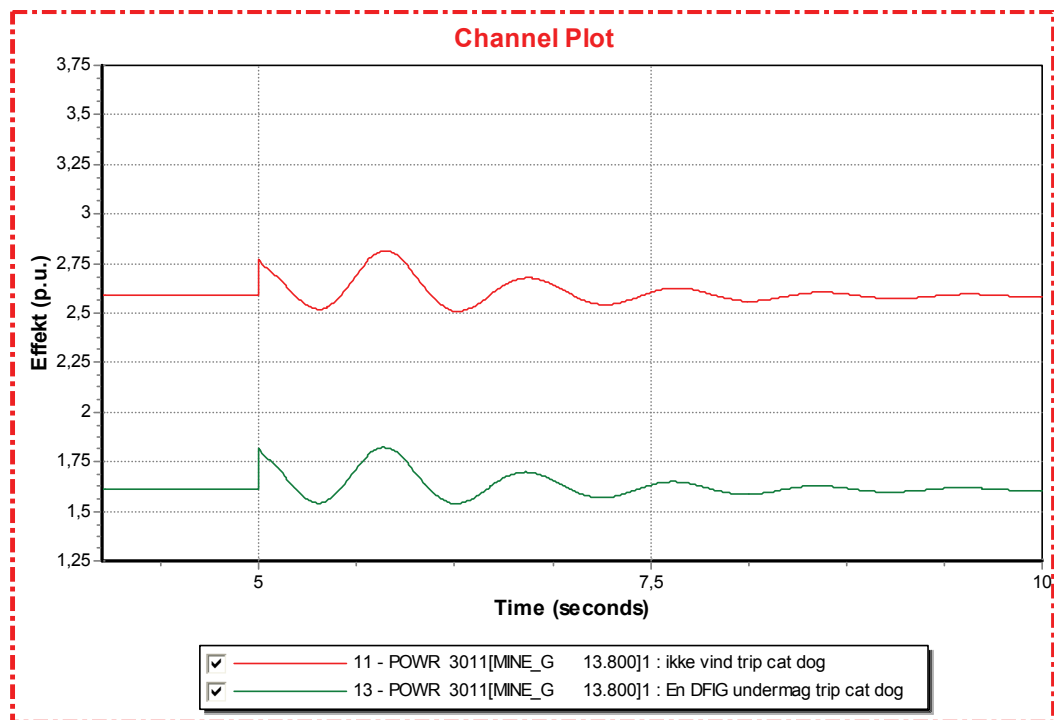
Det observeres et frekvensfall på 0,1Hz ned til 49,9 Hz. Frekvensfallet blir ikke mindre til tross for innkobling av vindkraft. Graf 69 viser at total produksjon i systemet ikke øker til tross for innkobling av vindkraft. Det er dette produksjonsunderskuddet som fører til frekvensfallet.



Figur 70: Mekanisk effekt på vindturbin. Bortfall av CatDog.

Rød linje er overmagnetisert vindturbin, Grønn linje er undermagnetisert vindturbin. Rød linje ligger bak den grønne. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

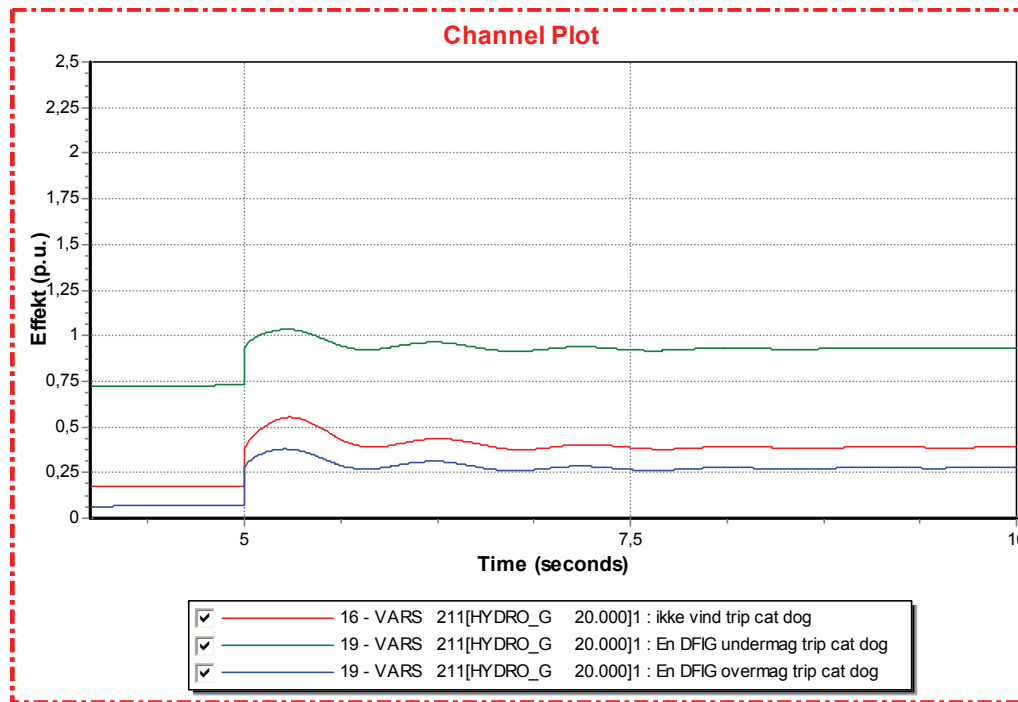
Det observeres at vindturbinenes mekaniske effekt ikke øker til tross for det markante frekvensfallet (figur 70). Årsaken til dette, er at mekanisk energi inn på vindturbinene er gitt av vindhastigheten[20]. Dette betyr at vindkraftverket ikke kan bidra med frekvensstabilitet annet enn energien i roterende masse gitt av rotasjonsenergien i turbinen.



Figur 71: Aktiv effekt fra Mine_G. Utkobling av CatDog.

Rød linje viser simulering uten vindkraft. Grønn linje viser simulering med undermagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

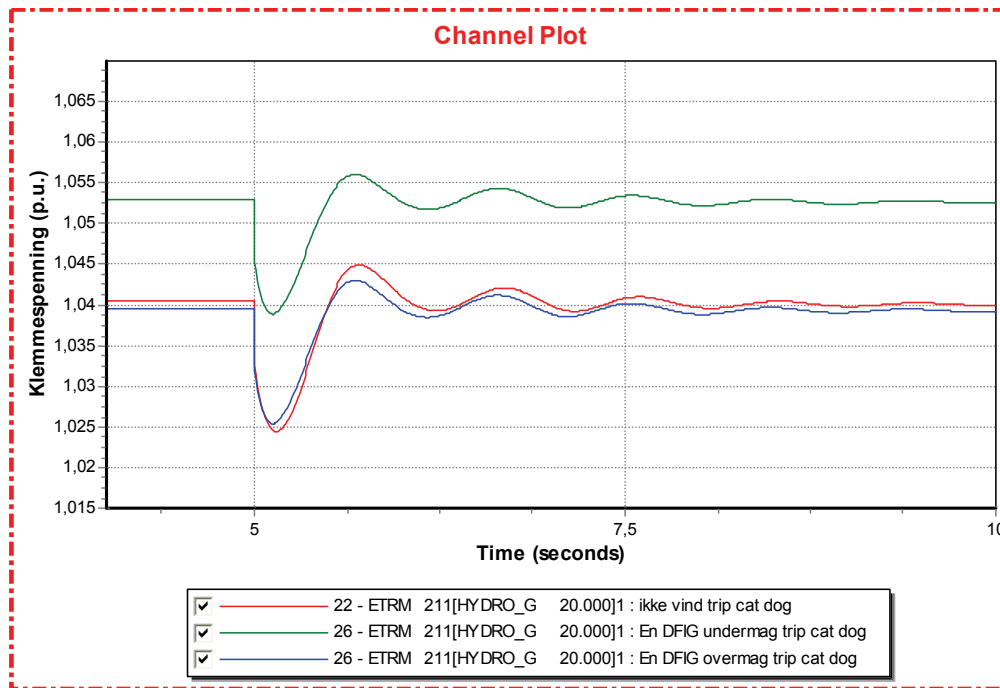
Figur 71 viser at "svingbusen" Mine_G i lastflyten reduserer produksjonen med 100MW ved implementering av vindparken i systemet. Dette betyr at Mine_G øker sin roterende reserve med 100MW. Figur 71 viser imidlertid at Mine_G ikke øker effektproduksjonen i stasjonær tilstand. Dette skyldes en svakhet i modellen. Mine_G er ikke modellert med en turbinregulator. Det betyr at mekanisk effekt inn på Mine_G er en konstant gitt av lastflytløsningen. Siden Mine_G også er "svingbus", reduseres denne konstanten tilsvarende den verdien som vindkraftverket tilfører systemet. Det er grunn til å hevde at vindkraft ved et reelt produksjonsbortfall vil kunne bidra til at systemfrekvensen opprettholdes. Integrasjon av vindkraft vil trolig avbelastet andre generatorer i systemet, som dermed har fått økt roterende reserve.



Figur 72: Reaktiv effektproduksjon fra vannkraftgenerator. Bortfall av CatDog.

Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med undermagnetisert vindkraft. Blå linje er simulering med overmagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Som figur 72 viser, bidrar vindkraftverkene med en skaleringsfaktor i form av at vindkraftgeneratoren forbruker eller produserer en fast mengde reaktiv effekt ved stabil drift. Dette ses ved at grafene har lik form, men er forskjøvet parallelt i forhold til hverandre. Det observeres også at amplituden på grafene med vindkraftverk er litt mindre enn i simuleringene uten vindkraft. Denne observasjonen ble også påpekt i kapittel 12.5.



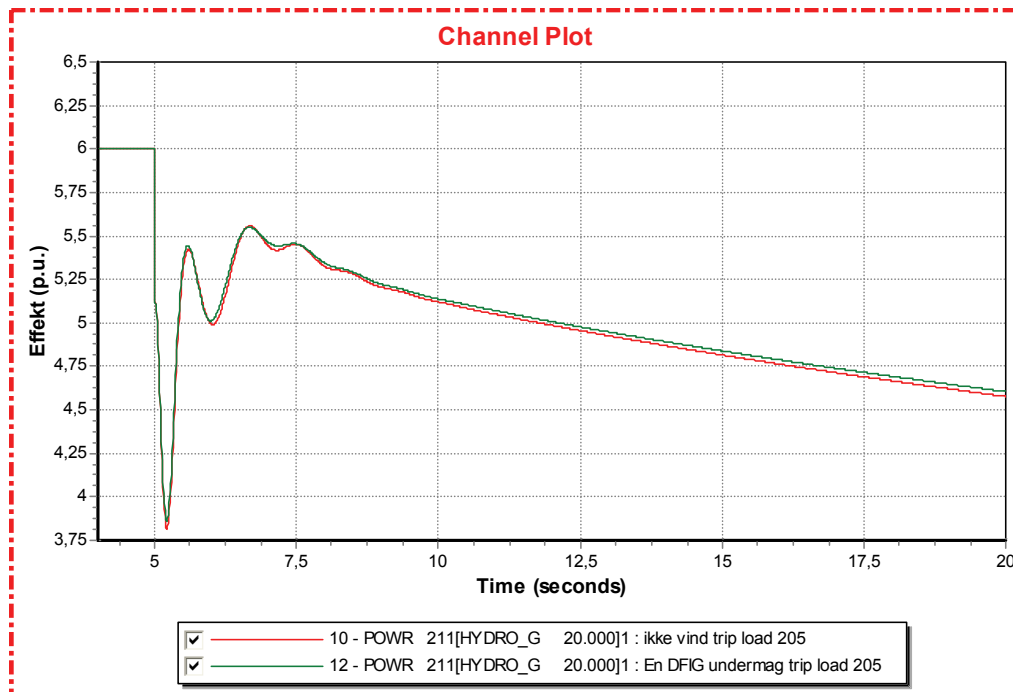
Figur 73: Klemmespenning på vannkraftgeneratoren. Bortfall av CatDog.

Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med undermagnetisert vindkraft. Blå linje er simulering med overmagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser spenning i p.u.

Figur 73 viser at spenningsforløpet på vannkraftgeneratorens klemmer har lik form, uavhengig av vindkraftintegrasjon. Spenningsnivået er noe forskjellig grunnet generatorens arbeidspunkt i de forskjellige lastflytløsningene. Det bør likevel bemerkes at spenningsfallet i simuleringen uten vindkraft er på 0,016p.u. I simuleringen med undermagnetisert vindkraft er spenningsfallet på 0,014p.u. I simuleringen med overmagnetisert vindkraft er spenningsfallet på 0,008p.u. Dette skyldes som tidligere nevnt, DFIG- turbinens evne til å gi reaktiv støtte i systemet.

12.7 Utkobling av last

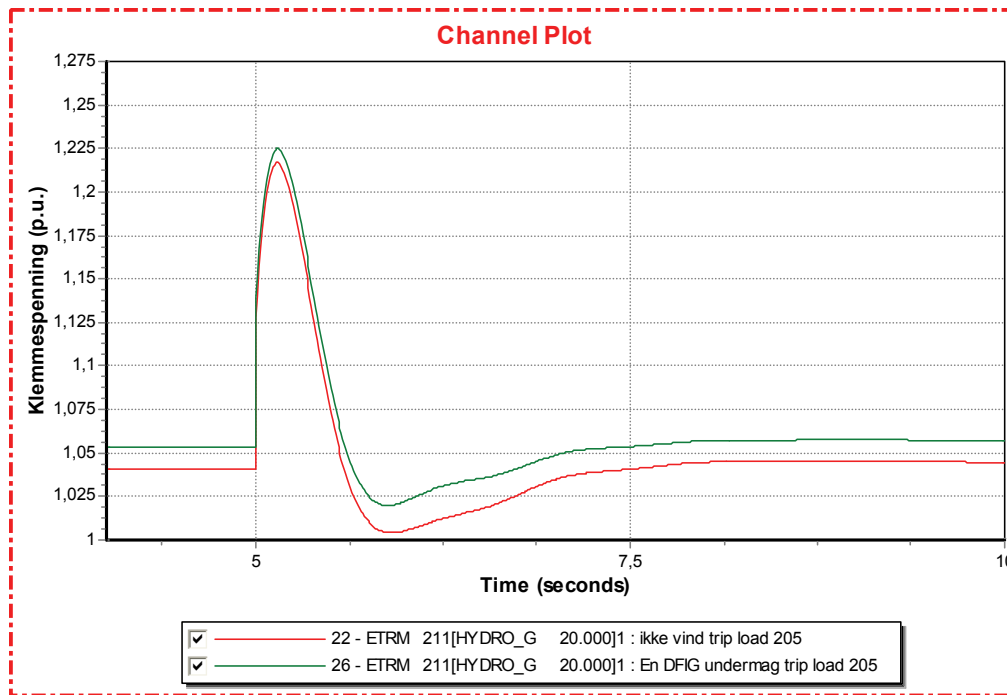
Lasten på samleskinne nummer 205 ble koblet ut. Den aktuelle lasten hadde et effektforbruk på 1200MW og 700MVA. På samme måte som i kapittel 12.1-12.6 ble det sett etter forskjeller i vannkraftgeneratorens respons for systemer med og uten vindkraftgenerator.



Figur 74: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av last.

Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn kurve er simulering med vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Det observeres at vannkraftverket reduserer sin utmatede effekt ved utkobling av last (figur 74). Det utgjør ingen signifikant forskjell om vindkraftverket er under- eller overmagnetisert. Resultatet viser også at vannkraftverkets respons på utkoblingen i liten grad er påvirket av vindkraftintegrasjon i nettet.

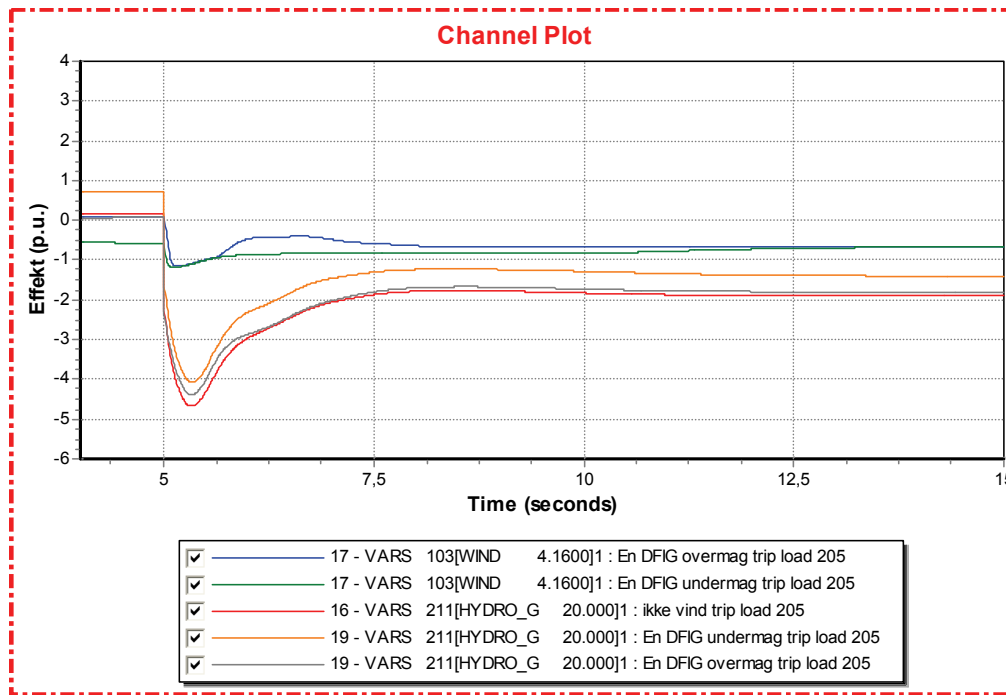


Figur 75: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Utkobling av last.

Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn kurve er simulering med undermagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser spenning i p.u.

Det observeres at klemmespenningen stiger ved utkobling av last (figur 75). Høyeste målte spenning er på 1,225p.u. (24,5kV). Denne toppen oppstår momentant etter lastutkoblingen. Spenningen normaliseres etter 0,625 sekund som en følge av regulering fra generatorenes spenningskontroll. Også i denne simuleringen påvises det at vannkraftgeneratoren får en høyere klemmespenning når vindkraftgeneratoren er undermagnetisert. Klemmespenningen på vannkraftgeneratoren øker ikke ved bruk av overmagnetisert vindkraftgenerator.

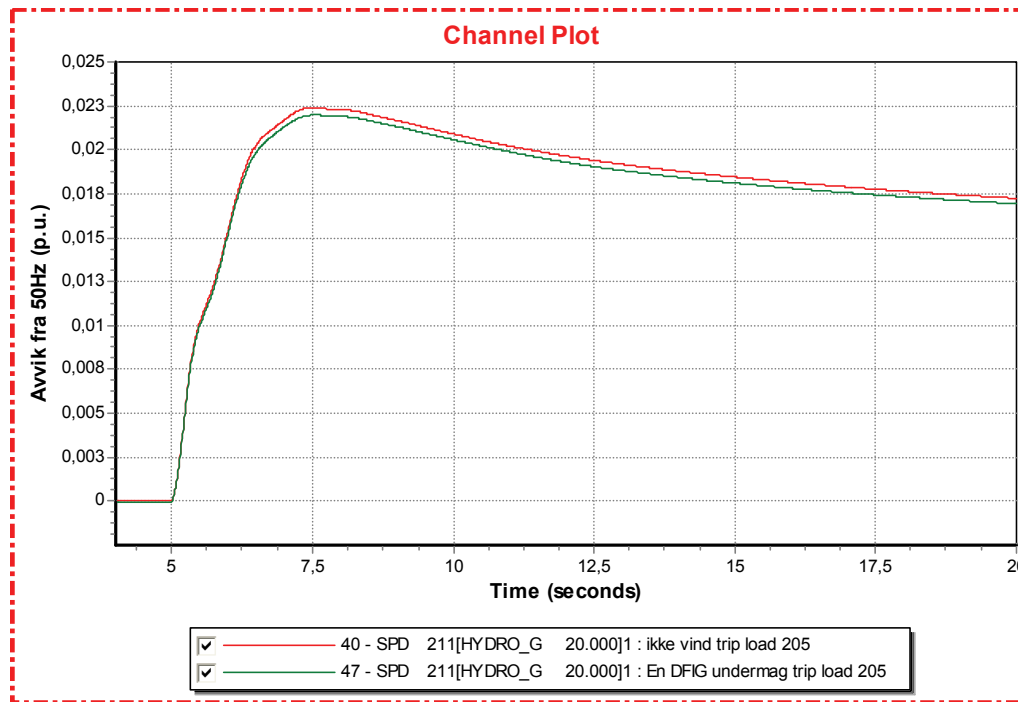
For å tydeliggjøre hvordan spenningen reguleres ned, og hvordan dette påvirkes av valg av vindturbindrift, vises reaktiv effekt fra vannkraftgenerator, samt over- og undermagnetisert vindkraftgenerator i figur 76.



Figur 76: Reaktiv effekt fra vann- og vindgeneratorene. Utkobling av last.

Rød linje er vannkraftgeneratoren uten vind, grønn er undermagnetisert vindgenerator og blå er overmagnetisert vindgenerator. Oransje linje er vannkraftgeneratoren sammen med undermagnetisert vindkraft, mens grå linje er vannkraftgeneratoren sammen med overmagnetisert vindkraftgenerator. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

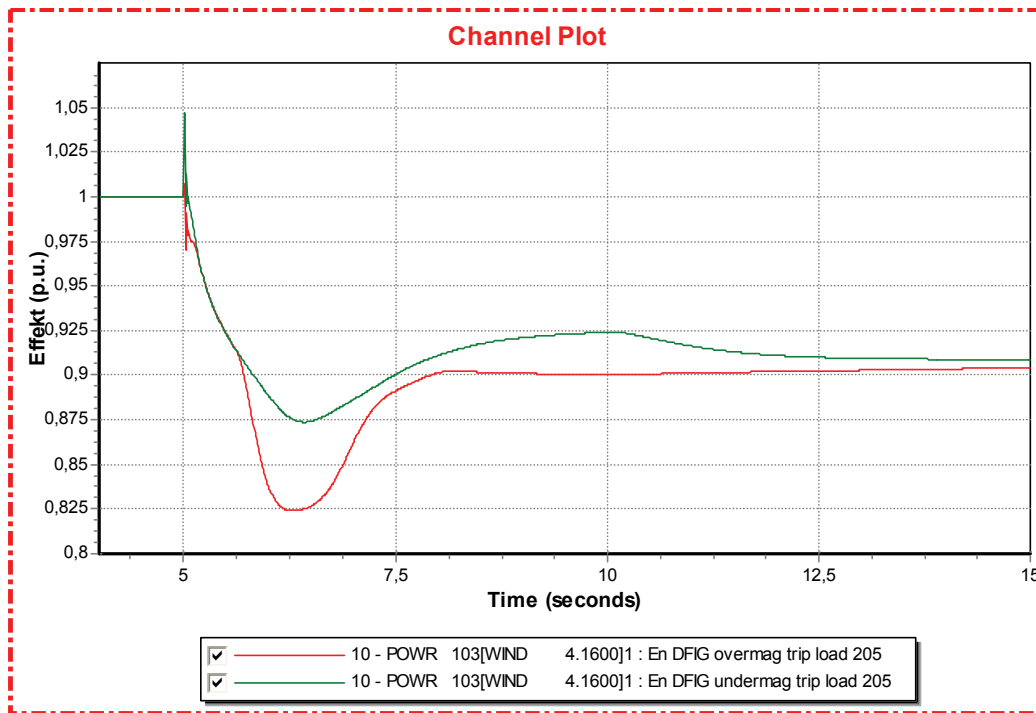
Figur 76 viser at vindturbingeneratoren, som i utgangspunktet er overmagnetisert, forbruker reaktiv effekt for å dempe spenningsøkningen som oppstår når last med forbruk på 700MVA_r kobles ut.



Figur 77: Rotorhastighet vannkraftgenerator. Utkobling av last.

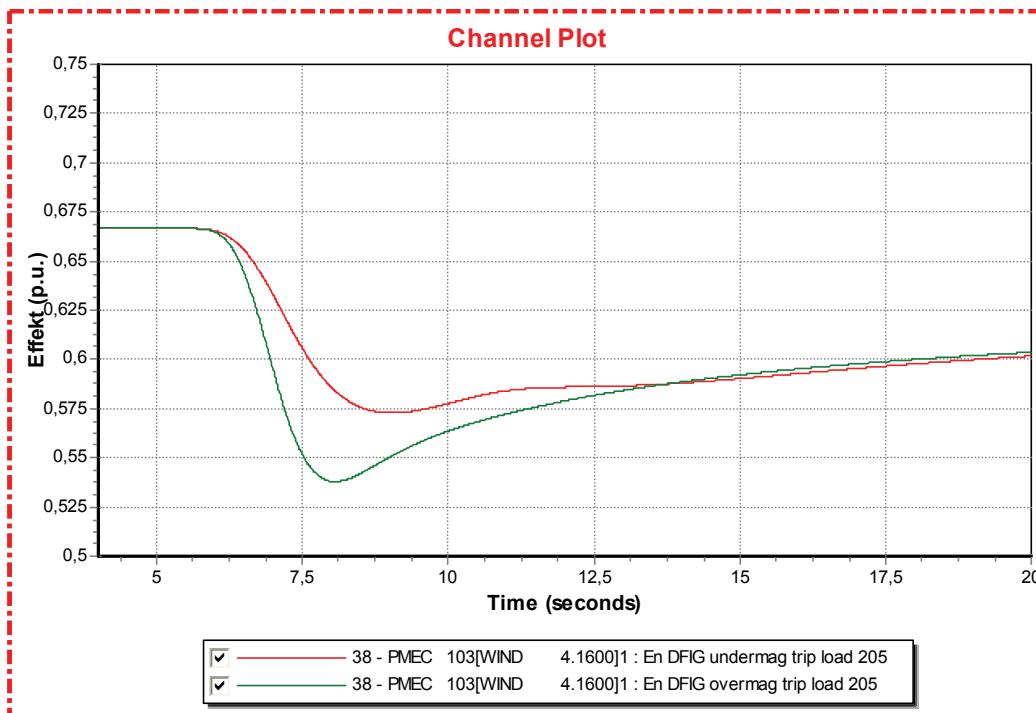
Rød kurve er simulering uten vindkraft. Grønn kurve er simulering med vindkraft. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser hastighetsavvik i p.u.

Av figur 77 observeres det at vannkraftgeneratoren får en rotorhastighet på 1,023p.u. Dette tilsvarer en generert frekvens på 51,15Hz. Denne hastigheten dempes tre sekund etter at lasten ble koblet ut. Frekvenstoppen blir minimalt lavere i simuleringene hvor vindkraftverk var innkoblet (PSS/E oppgir 0,022 som tallverdi for begge grafene ved 7,5 sekund). Kurvene ser for øvrig like ut ved bruk av overmagnetisert eller undermagnetisert vindkraftgenerator.



Figur 78: Aktiv effekt ut fra vindkraftgenerator. Utkobling av last.

Rød linje er overmagnetisert generator, og grønn er undermagnetisert. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.



Figur 79: Mekanisk effekt inn på vindturbin. Bortfall av last.

Rød linje viser vindturbin med undermagnetisert generator, mens Grønn linje viser vindturbin med overmagnetisert generator. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

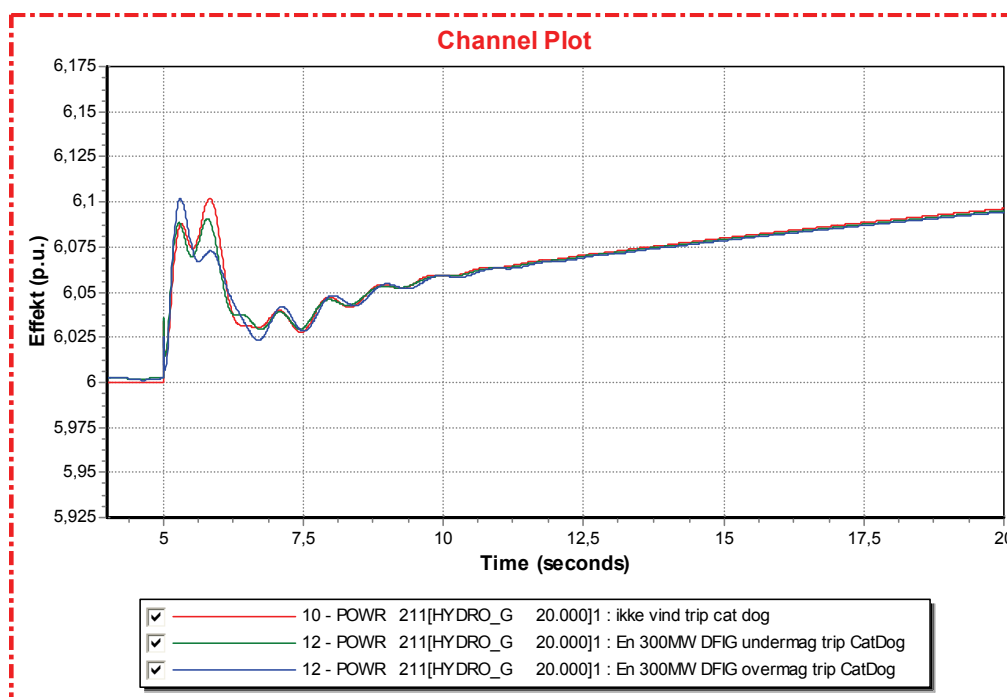
Figur 78 og 79 viser at vindturbinene reduserer effektproduksjonen ved overskudd av effekt i systemet. Figur 78 viser elektrisk aktiv effekt som vindgeneratoren leverer ut på nettet. Figur 79 viser hvordan den mekaniske effekten inn på vindturbinen reduseres. Figur 79 viser altså hvordan pitchkontrollen til vindturbinene virker inn på systemet. (Se teori i kapittel 2.6). Figur 78 og 79 viser at vindturbinene ved hjelp av pitch- kontrollen hurtig kan redusere effekten ved for høye frekvenser.

12.8 Oppskalering av vindkraftanlegg

Det kan være interessant å undersøke om størrelsen på vindkraftanlegget har stor betydning for resultatene presentert i kapittel 12.2-12.7. I første omgang ble kun lastutkoblingen og produksjonsbortfallet presentert i kapittel 12.6 og 12.7 resimulert med en større vindpark. Det ble undersøkt om enda mer effektproduksjon i området førte til en bedring eller forverring av systemets evne til å gjenfinne normal driftstilstand etter endring i systemtopologien.

Vindturbinparkens størrelse ble tredoblet. Det betyr at antall turbiner ble tredoblet. I simuleringene ble fortsatt vindparkekvivalenten brukt. Denne ble altså oppskalert med en faktor på tre. Den nye lastflytløsningen finnes i vedlegg A 2.

12.8.1 Utkobling av generatoren CatDog

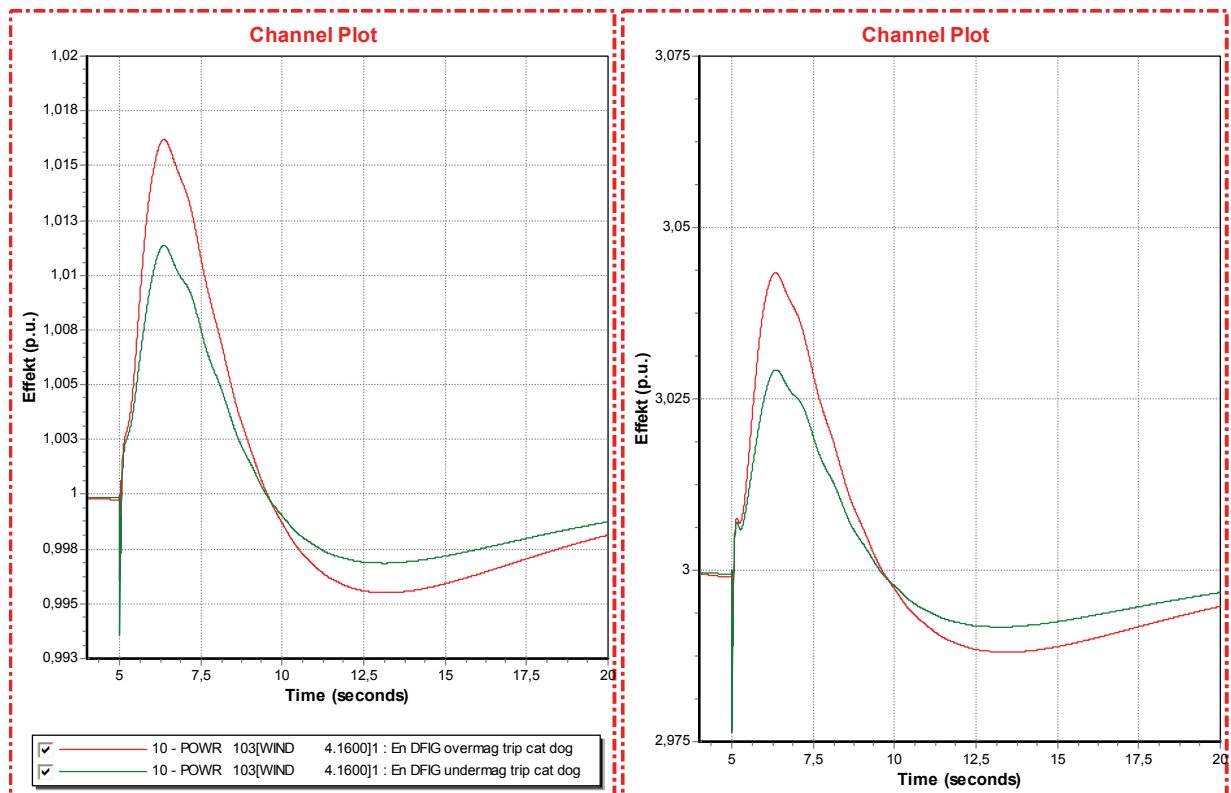


Figur 80: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.

Rød kurve er simulering uten vindkraft. Grønn og Blå kurve er simuleringer med henholdsvis 300MW undermagnetisert og overmagnetisert DFIG vindturbin. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i p.u.

Vannkraftgeneratorens respons på forstyrrelsen er forskjellig fra om vindkraftverket er implementert i modellen, og om vindkraftgeneratoren er over- eller undermagnetisert. Formen på grafene er relativt like som i simuleringene med 100MW vindpark. Vannkraftverkets første effekttopp ble 1,25MW lavere i tilfellet hvor vindkraftverket var undermagnetisert i forhold til simuleringen med overmagnetisert vindkraftverk. De små endringene som observeres i figur 80, er omtalt i kapittel 12.6. Forskjellen i vannkraftgeneratorens respons på produksjonsbortfallet skyldes altså endringen i lastflytløsningen med tanke på generatorens polhjulsvinkel i stasjonær drift.

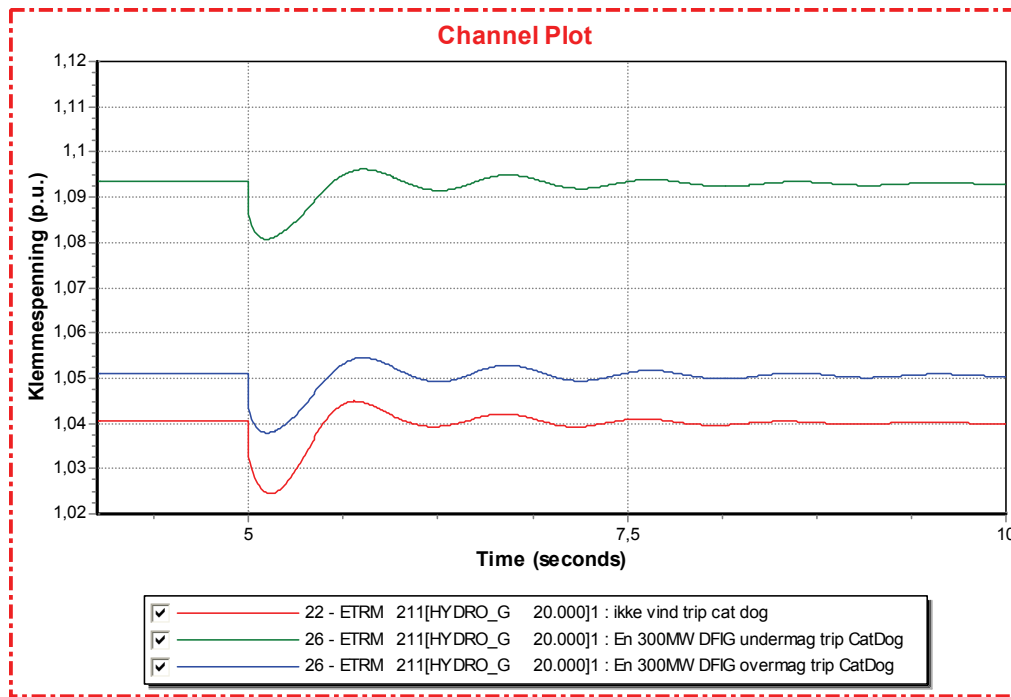
Elektrisk effekt fra vindparken ble undersøkt for å se om det var noen endring i responsen som et resultat av oppskaleringen.



Figur 81 a og b: Elektrisk effekt fra 100MW (a) og 300MW (b) vindkraftverk. Utkobling av CatDog.

Rød kurve er overmagnetisert DFIG. Grønn kurve er undermagnetisert DFIG. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

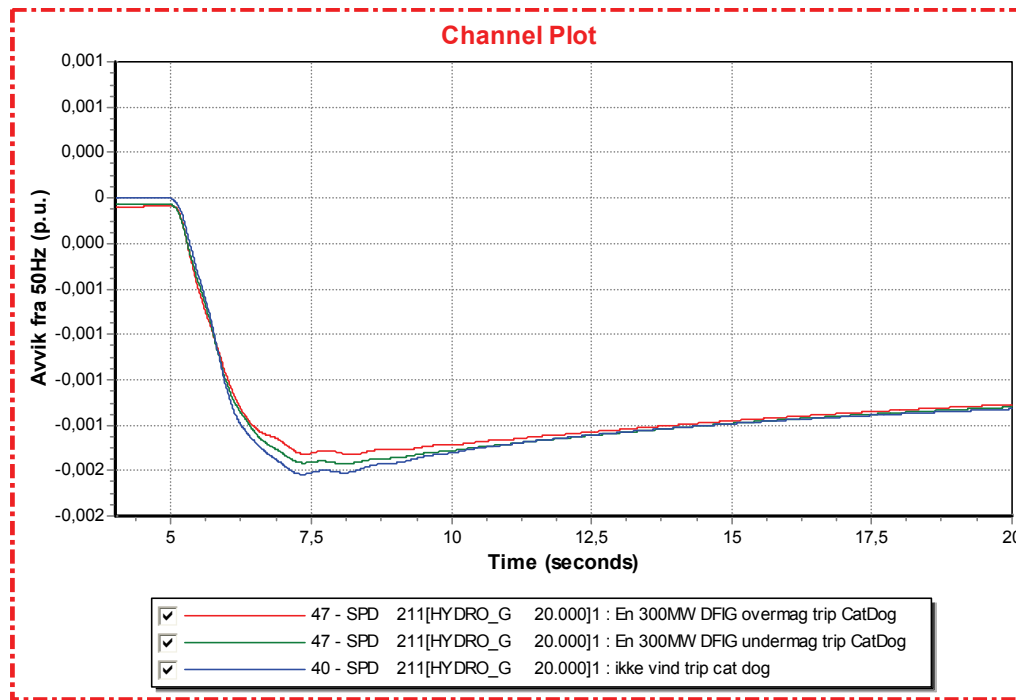
Det observeres at formen på effektkurvene er helt like, uavhengig av om vindparken er på 100MW eller 300MW (figur 81). Den eneste forskjellen er at figuren til høyre har p.u.-verdier tre ganger høyere enn figuren til venstre. Dette resultatet er forventet med tanke på at vindparkens effekt og turbinantall også er multiplisert med faktoren tre. Dette bekrefter at kontrollsystemene responderer likt på forstyrrelsen uavhengig av vindparkens størrelse. Vindparkens totale størrelse har ikke innvirkning på kontrollsystemet fordi spennings og turbinregulatorer er plassert i hver enkelt vindturbin. Hver enkelt vindturbin forsøker å stabilisere systemet uavhengig av de andre vindturbinene i parken. Dette gjør at integrasjon av flere vindturbiner fører til en oppskalering av effektkurvene uten at kurvenes frekvens blir forandret.



Figur 82: Klemmespenning vannkraftverk. Utkobling av CatDog.

Rød kurve er simulering uten vannkraft. Grønn kurve er med 300MW undermagnetisert DFIG. Blå kurve er med 300MW overmagnetisert DFIG. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser spenning i p.u.

Figur 82 viser at klemmespenningen til vannkraftgeneratoren varierer mye. Variasjonene avhenger av om 300MW vindparken er integrert i nettet eller ikke. Simuleringene viser at spenningsregulatorens respons er lik uavhengig av vindkraften. Forskjellen i spenningsnivåene skyldes lastflytløsningen. Av figur 83 ses enda tydeligere at svingningene i vannkraftgeneratorens klemmespenning og reaktive effekt ble lavere når vindkraftverket bidrog med reaktiv støtte.

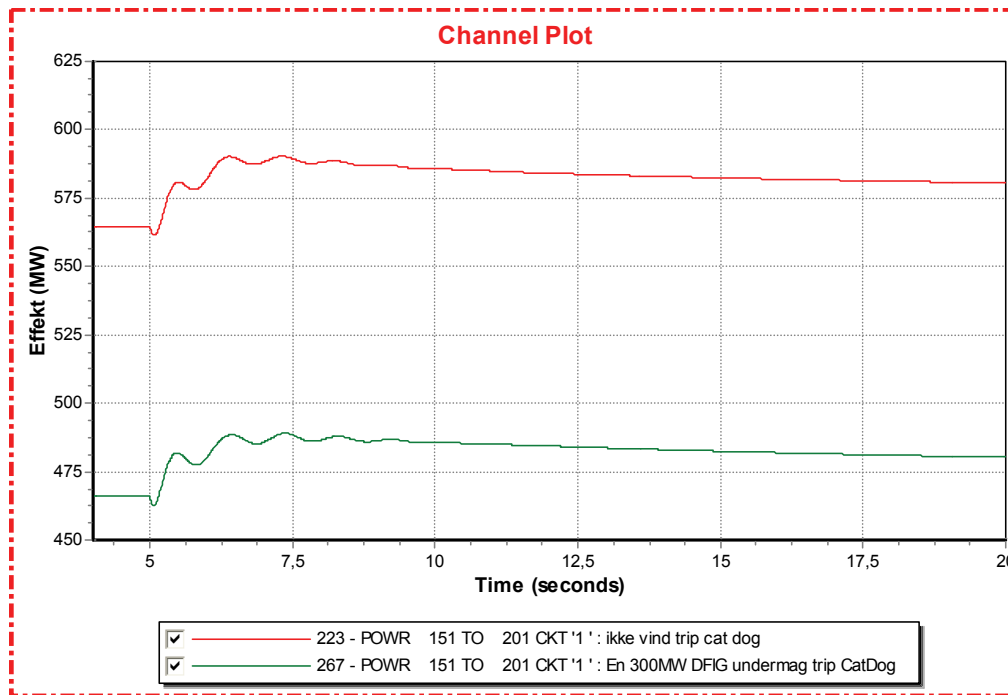


Figur 83: Rotorhastighet til vannkraftgeneratoren. Utkobling av CatDog.

Blå linje er simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med 300MW undermagnetisert DFIG. Rød linje er med 300MW overmagnetisert DFIG. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser hastighetsavvik i p.u.

Simuleringene viste at hastighetsfallet til vannkraftgeneratoren er størst når vannkraftverket ikke har støtte fra vindkraftparken. Frekvensfallet blir litt mindre markant ved implementering av 300MW undermagnetisert DFIG. Det observeres at hastighetsfallet blir minst ved 300MW overmagnetisert DFIG. Årsaken til at frekvensen ikke faller like dypt ved implementering av vindparken, er at vindturbinene har et bevegelsesmoment som bidrar til å holde hastigheten jevnere ved forstyrrelser og endringer i nettopologien. Det bør bemerkes at tallverdiene på y-aksen til figur(83), viser minimal endring i vannkraftgeneratorens rotorhastighet for de forskjellige simuleringene. Frekvensendringene avhenger som sagt av vindparkens størrelse. Denne effekten av vindparken var gjeldende i simuleringen med 100MW, men endringen var da knapt synlig. Det er grunn til å tro at en enda større vindpark vil føre til en enda glattere hastighetskurve. Hastighetsfallet blir noe mindre ved bruk av overmagnetisert vindkraftgenerator. Dette skyldes at en vindpark som produserer reaktiv effekt, fører til en liten endring i spenningsnivåene på systemets samleskinner, som igjen gir vannkraftgeneratorens polhjulsvinkel et litt annet startpunkt. Disse endringene er så marginale at de ikke har vært synlige i simuleringene med 100MW vindkraft. Som det ses av figurens y-akse, er det ikke mulig å lese av endringen som en konkret tallverdi.

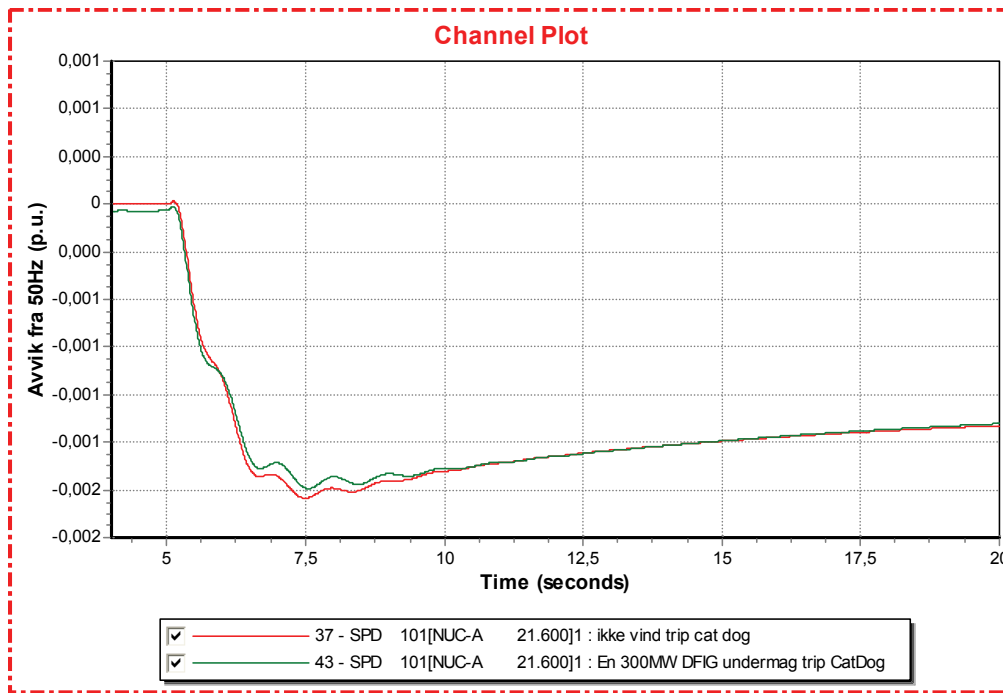
Det er mulig at det reduserte hastighetsfallet skyldes at vannkraftverkets elektriske avstand til atomkraftverket blir enda kortere, og at vannkraftgeneratoren i enda større grad følger atomkraftverkens rotorsvingninger. For å undersøke denne teorien, ble en av atomkraftgeneratorenes rotorhastighet studert, samt effektlyt på linje 151 – 201.



Figur 84: Effektflyt på linje 151 – 201. Utkobling av CatDog.

Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med 300MW vindkraft. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i p.u.

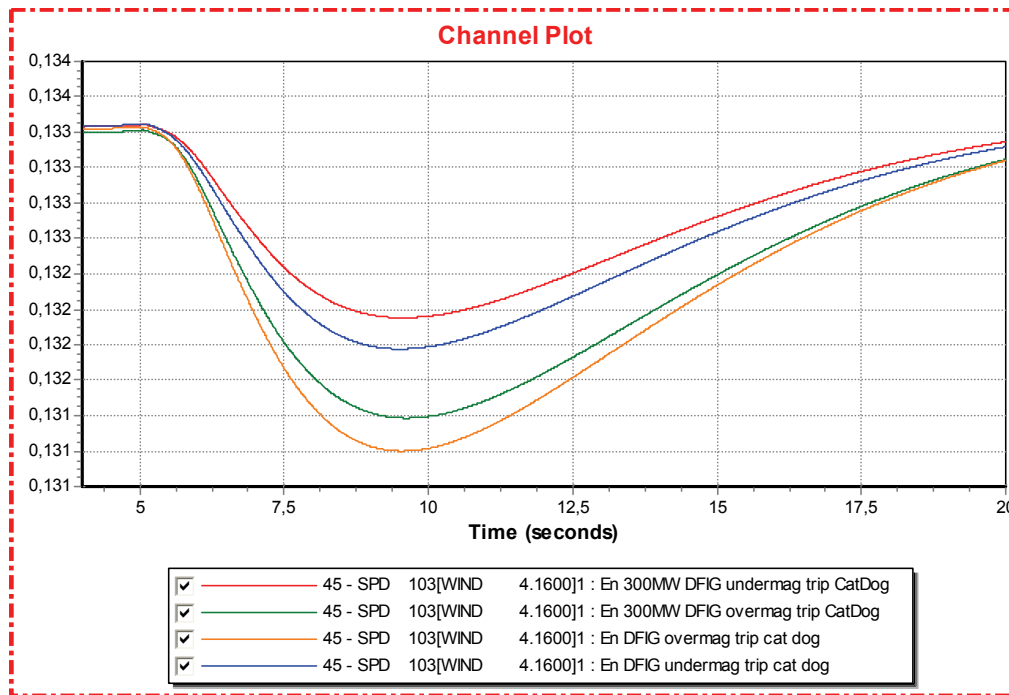
Som figur 84 viser, synker effektoverføringen på linje 151 - 201 med 100MW. Dette fører til at vannkraftgeneratorens elektriske kobling til atomkraftgeneratoren blir sterkere. Det er derfor grunn til å tro at vannkraftgeneratorens pendlinger i økende grad blir påvirket av atomkraftgeneratorene når større vindkraftanlegg blir integrert i systemet.



Figur 85: Atomkraftgeneratorenes rotorhastighet. Utkobling av CatDog.

Rød kurve er simulering uten vindkraft. Grønn kurve er simulering med 300MW vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser hastighetsavvik i p.u.

Figur 85 viser at også atomkraftgeneratorenes hastighetsfall blir noe mindre ved innkobling av 300MW vindkraft. Dette bekrefter den første påstanden i kapittel 12.6 om at frekvensforbedringen skyldes vindkraftverkets økte rotasjonsmoment.



Figur 86: Hastighet til vindturbingeneratorens rotor. Utkobling av CatDog.

Rød linje er 300MW undermagnetisert DFIG. Grønn linje er 300MW overmagnetisert DFIG.

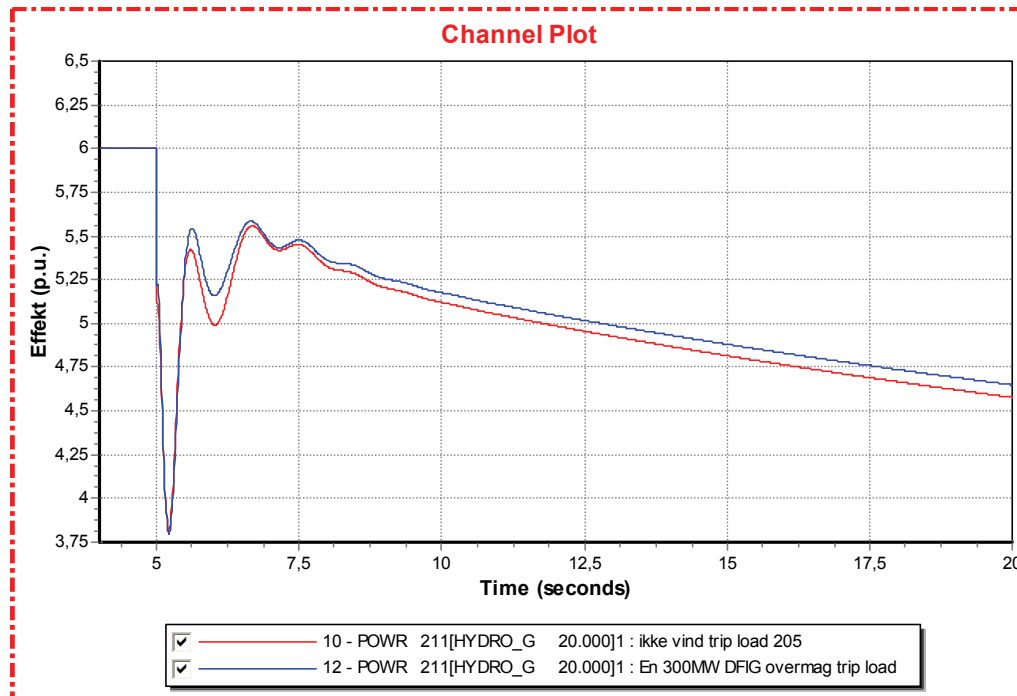
Oransje linje er 100MW overmagnetisert DFIG. Blå linje er 100MW undermagnetisert DFIG.

X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser hastighetsavvik fra 50Hz i p.u.

Simuleringene presentert i figur 86 viser at hastighetsfallet til vindturbingeneratoren er minst dersom generatoren er undermagnetisert. Figuren viser også at hastighetsfallet blir mindre dersom vindparken har en effekt på 300MW jamfør 100MW. Den ene årsaken til denne markante endringen i vindparkens rotorhastighet, skyldes at økt overført effekt på linjen til hovednettet gir vindparken en større polhjulsvinkel. Dette fører til større vinkelutslag ved endring i driftsforholdene (se kapittel 12.2). Som vist tidligere, er rotorens hastighet og endring i polhjulsvinkel nært sammenknyttet. Den andre årsaken til hastighetsforskjellene observert i figur 86, er at en vindpark på 300MW har tre ganger så høy bevegelsesmengde og dermed bidrar til tregere hastighetsendringer.

12.8.2 Utkobling av last på samleskinne 205

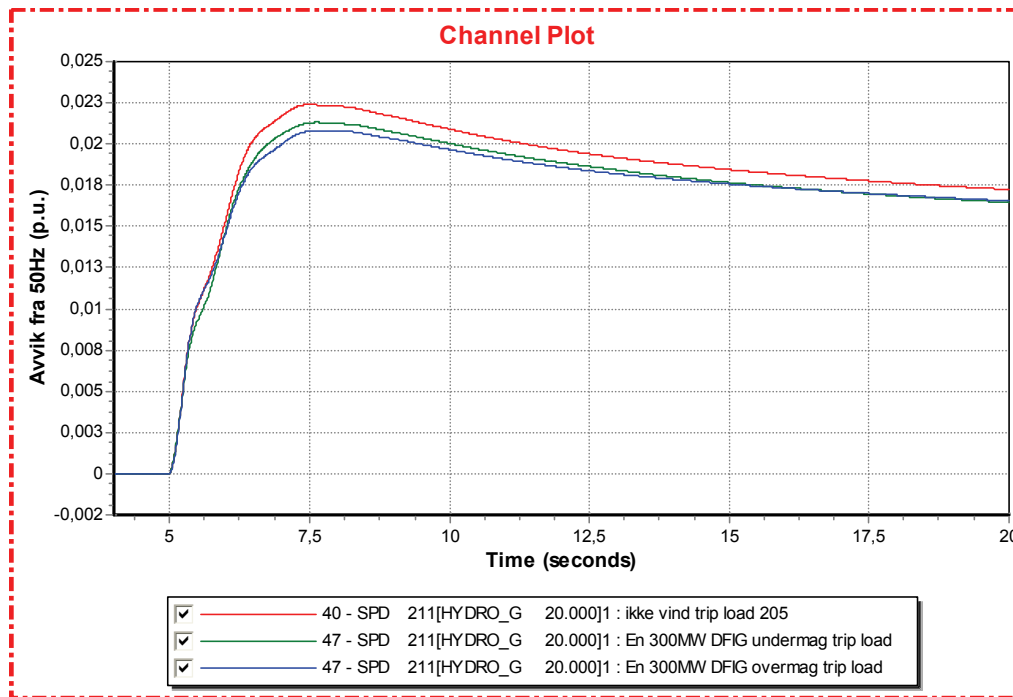
For å undersøke hvordan størrelsen på vindparken påvirker frekvensen i tilfeller med plutselig produksjonsoverskudd, ble scenarioet fra kapittel 12.7 reproduisert med 300MW vindkraft integrert i nettet.



Figur 87: Effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av lasten på samleskinne 205.

Rød linje viser simulering uten vindkraft. Blå linje viser simulering med 300MW vindpark.
X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

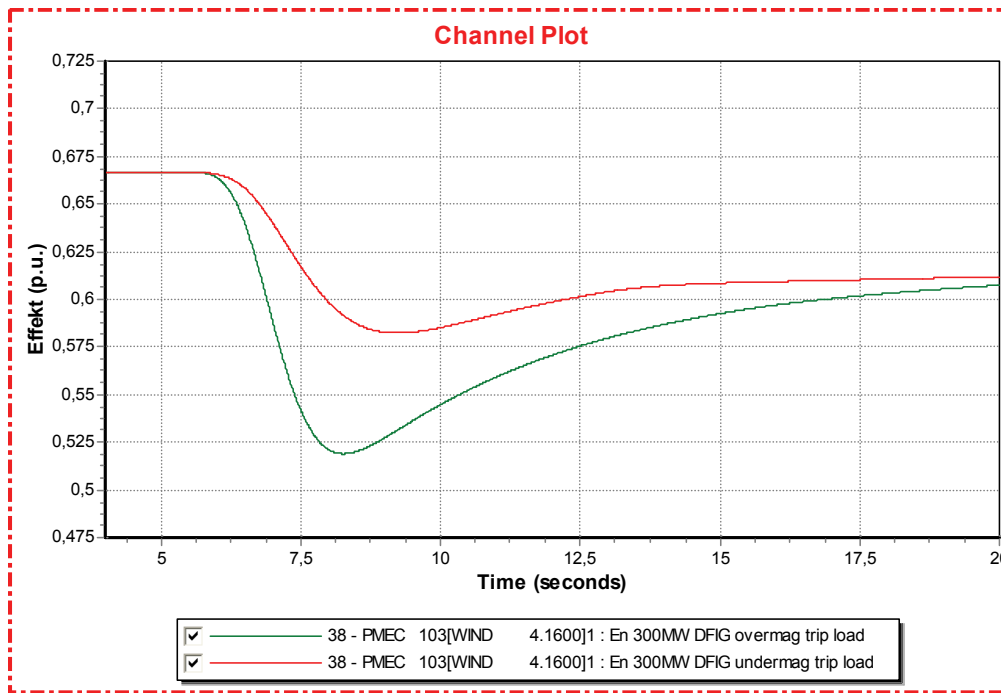
Figur 87 viser at den aktive effekten levert fra vannkraftgeneratoren rett etter lastavslaget er 18,75MW høyere i tilfellet hvor vindparken er implementert. Det ble ikke funnet noen signifikant forskjell mellom under- og overmagnetisert vindkraftgenerator hos vannkraftverkets leverte effekt. Også denne observasjonen skyldes vannkraftgeneratorens endrede polhjulsvinkel som følge av endret lastflyt i linje 201 – 202 og 201 – 205.



Figur 88: Vannkraftgeneratorens rotorhastighet. Utkobling av last 205.

Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med 300MW undermagnetisert vindkraft. Blå linje er simulering med 300MW overmagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser hastighetsavvik i p.u.

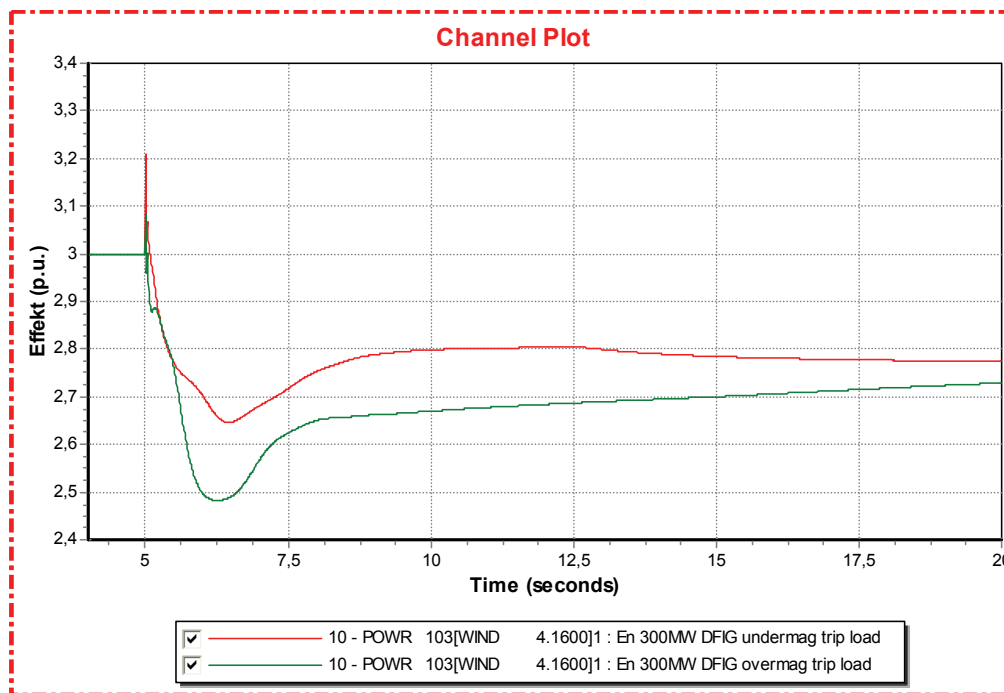
Frekvensøkningen til vannkraftgeneratoren blir noe lavere i tilfellene hvor vindkraften er integrert (figur 88). Dette resultatet ble også påvist i kapittel 12.7, men det ble noe mer markant ved integrering av større vindparker. Årsaken er at en større vindpark har større rotasjonsmoment som bidrar til tregere hastighetsendringer (som nevnt i kap. 12.8.1).



Figur 89: Mekanisk effekt på vindturbin. Utkobling av last 205.

Rød linje er undermagnetisert DFIG, grønn er overmagnetisert DFIG. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

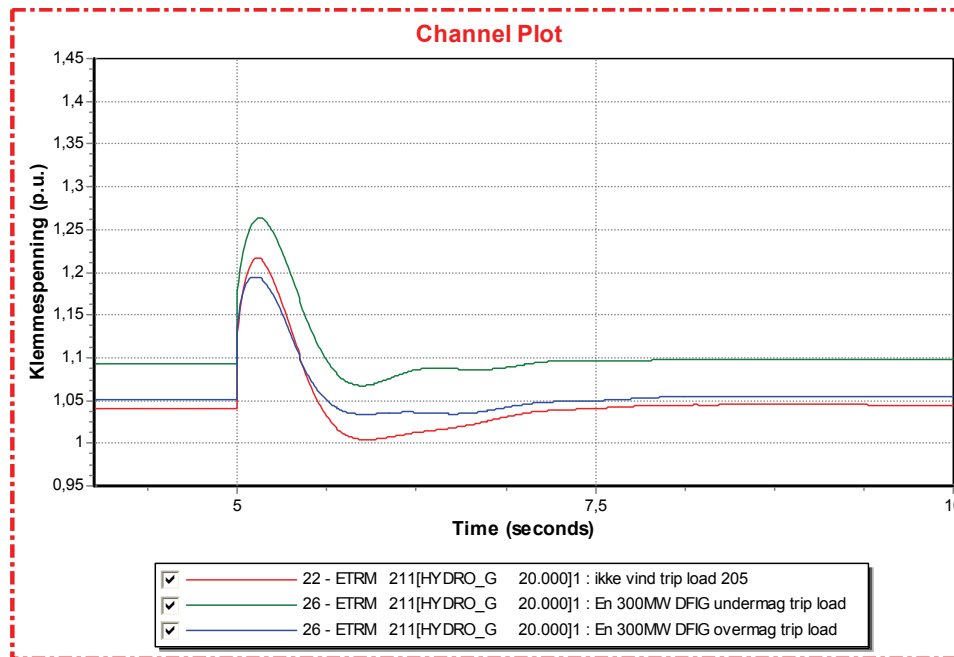
Simuleringen i figur 89 viser at reduksjonen av den mekaniske effekten har samme forløp som i tilfellet hvor vindparken kun var på 100MW.



Figur 90: Elektrisk effekt fra vindpark. Utkobling av last 205.

Rødt linje er undermagnetisert generator, grønn linje er overmagnetisert generator. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Figur 90 viser at utmatet effekt fra vindparken etter lastavslaget er vesentlig høyere enn i simuleringen med en 100MW vindpark. Kurvene har for øvrig lik form som i tidligere simuleringer. Årsaken til at utmatet effekt etter lastavslaget er høyere for 300MW vindpark, er at effektreduksjonen er en prosentvis størrelse som er lik for alle kraftverkene med dynamisk representasjon. Samtlige kraftverk reduserer produksjonen til 93% av produksjonen før lastavslaget.



Figur 91: Klemmespenning vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.

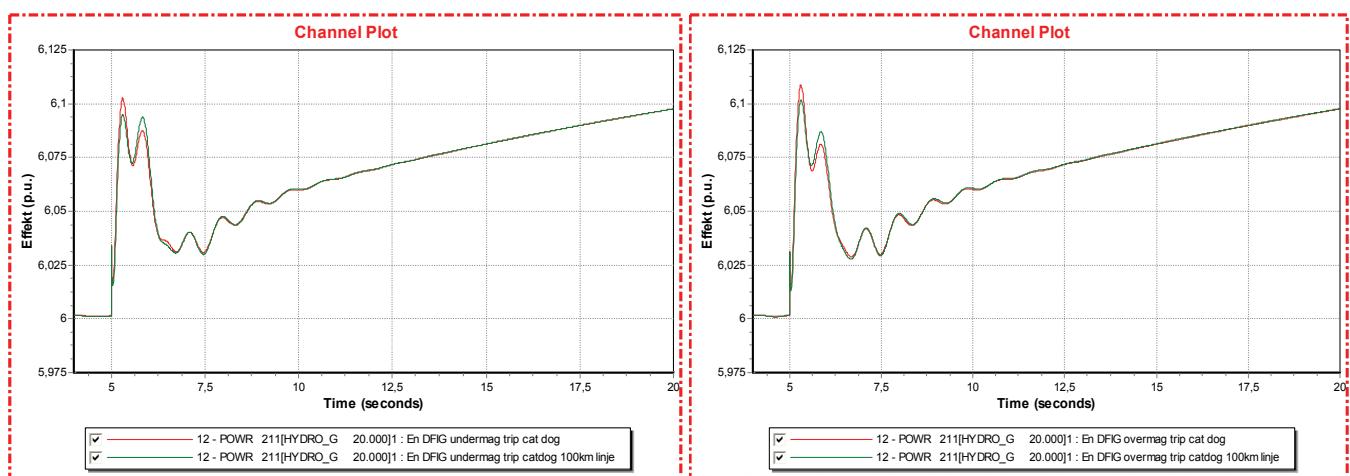
Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med 300MW undermagnetisert vindkraft. Blå linje er simulering med 300MW overmagnetisert vindkraft. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser klemmespenning i p.u.

Figur 91 viser at 300MW undermagnetisert vindkraft fører til en spenningstopp på hele 1,265p.u. Om vindkraftparken er undermagnetisert, blir effekttoppen 1,19 p.u. når lasten kobles ut. Spenningsforløpene har lik form som simuleringene med 100MW. Forskjellen i spenningsnivåene skyldes de ulike lastflytløsningene, som er en følge av endret effektlyt i nettet. I motsetning til simuleringene med 100MW vindpark, fører 300MW overmagnetisert vindkraft til at spenningstoppen på vannkraftgeneratorens klemmer blir lavere enn i tilfellet hvor det ikke er noen vindkraft i nettet. Dette skyldes at en 300MW vindpark kan produsere 100MVA_r, noe som er en betydelig mengde reaktiv effekt som påvirker spenningen på vannkraftverkets innkoblingspunkt. En 100MW vindpark kan kun produsere 33MVA_r, og har dermed ikke like stor evne til å påvirke systemspenningen.

12.9 Endring av linjelengde

Simuleringene ble først gjennomført med en 20 km lang, 230 kV luftlinje som knyttet vindkraftverket til resten av systemet i radial. 20 km er en relativt kort avstand for spenningsnivåene som er brukt i modellen. For å undersøke hvordan vindturbinene og vannkraftverket reagerer på lengre linjelengder, ble det utført simuleringer hvor lengden til radialen mellom samleskinne 1-2 øktes til 100 km. Simuleringene med 100 km luftlinje ble gjennomført ved utkobling av generatoren CatDog og lasten på samleskinne 205 i to separate simuleringer. Simuleringene ble utført med to forskjellige lastflytløsninger, en med undermagnetisert vindkraftgenerator, og en med overmagnetisert vindkraftgenerator, se vedlegg A 2 For lastflytløsningene og vedlegg A 1 For nye linjeparametre.

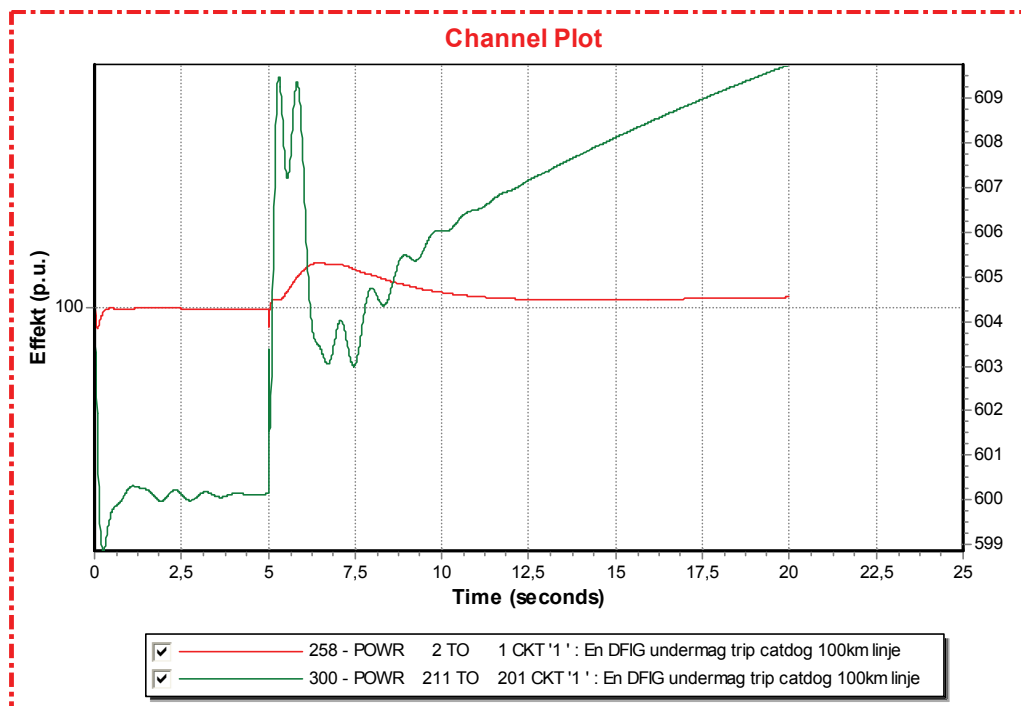
12.9.1 Utkobling av generatoren CatDog



Figur 92: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.

Figuren til venstre er fra simulering med undermagnetiserte vindturbiner. Figuren til høyre er fra simulering med overmagnetisert vindturbin. Rød kurve viser simulering med 20km radial. Grønn kurve viser simulering med 100km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Vannkraftgeneratorens effekttopper endret seg litt da vindparkens transmisjonslinje var 100km lang i stedet for 20 km (figur 92). Den observerte responsforskjellen er at når linjeimpedansen økte, ble den første effekttoppen på vannkraftgeneratoren noe lavere, mens den andre toppen ble noe høyere. Figur 94 viser at vindkraftverkets effektpendling fikk høyere amplitude når linjelengden var 100 km. En sammenligning av figur 92 og 94 viser at vindkraftverkets aktive effekt økte med 1-1,5 % 1-4 sekund etter produksjonsbortfallet. Grunnet vindkraftverkets asynkrongenerator, er det ikke mulig å sammenligne polhjulsinkelen mellom vannkraftverket og vindkraftverket. Ligning 11 og 32 viser at økt vinkel mellom to generatorer fører til større overført effekt. Det at vindkraftverket og vannkraftverkets transiente effekt øker etter forstyrrelsen i systemet, gir grunnlag for å hevde at vindkraftverket pendler mot vannkraftverket. For å støtte denne påstanden vises grafen over effekt i linje 1-2 og gjennom transformatoren til vannkraftverket (figur 93):



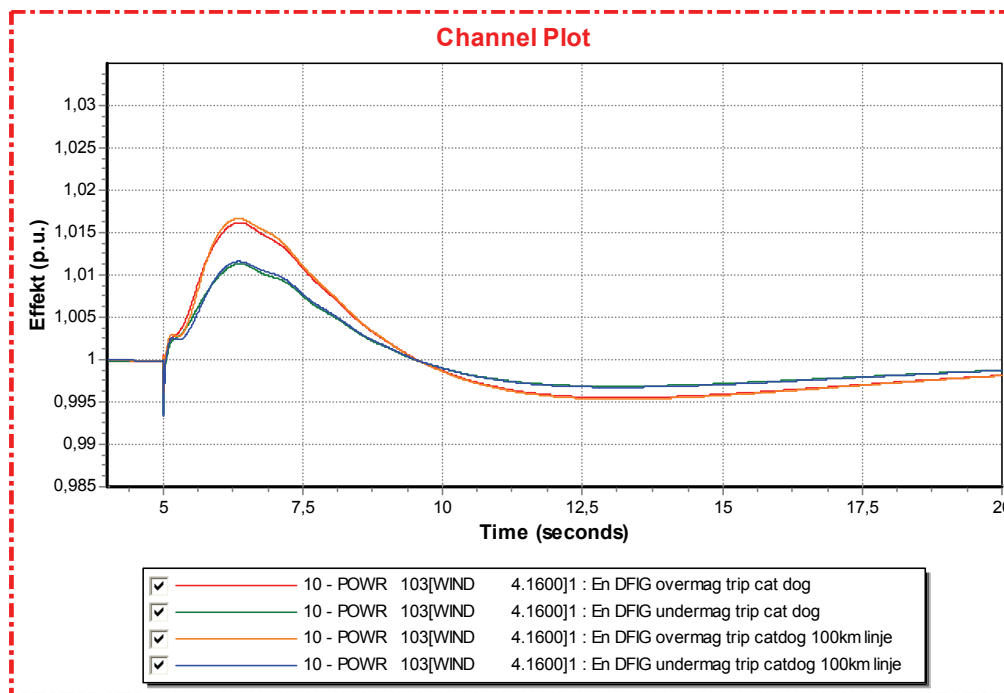
Figur 93: Effekt gjennom linje 1-2 og transformatoren til Hydro_G. Utkobling av CatDog.

Rød kurve viser effekt gjennom linje 1-2. Grønn kurve viser effekt gjennom transformator mellom Ssk 201-211. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Figur 93 viser at vindkraftverkets transiente effektpendling er i motfase med vannkraftverkets transiente effektpendling. Disse pendlingene blir mer markante ved svakere elektrisk kobling som følge av økt linjelengde.

Resultatene viser at impedans mellom vindkraft og vannkraftverket gir utslag på generatorenes svingeforløp. Som tidligere nevnt, gir økt elektrisk avstand mellom generatorer større pendlinger mellom dem. Dette skyldes svakere elektrisk kobling. Det observeres at spenningsnivået i nettet er en sentral faktor sammen med generatorenes polhjulsinkler.

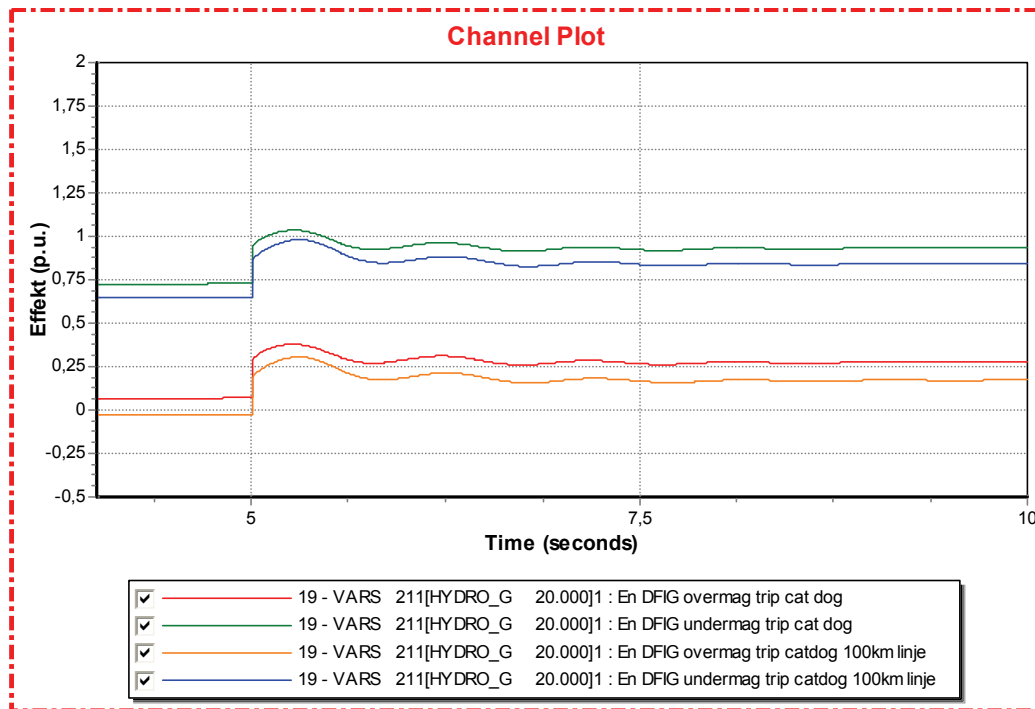
Selve om høyden på de transiente effekttoppene varierer med linjelengden ut til vindkraftverket, er det viktig å merke seg at effektkurven har lik form som i simuleringene uten vindkraft. Dette betyr at vannkraftgeneratorens respons er mest avhengig av sin egen og øvrige generatorers dynamiske egenskaper. Svingeforløpet påvirkes ikke av vindkraftverket i signifikant grad. Samtlige simuleringer støtter teorien om at generatorenes dynamiske respons i stor grad blir påvirket av lastflyten i nettet. Likevel kan endringen i vannkraftgeneratorens effekttopper ved innkobling av vindkraft skyldes strukturendring i systemet som følge av vindkraftintegrasjon. Kapittel 12.11 undersøker om det er grunnlag for å hevde at endring i vannkraftgeneratorens transiente effekttopper skyldes endring i systemets elektromekaniske modi.



Figur 94: Aktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av Cat Dog.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

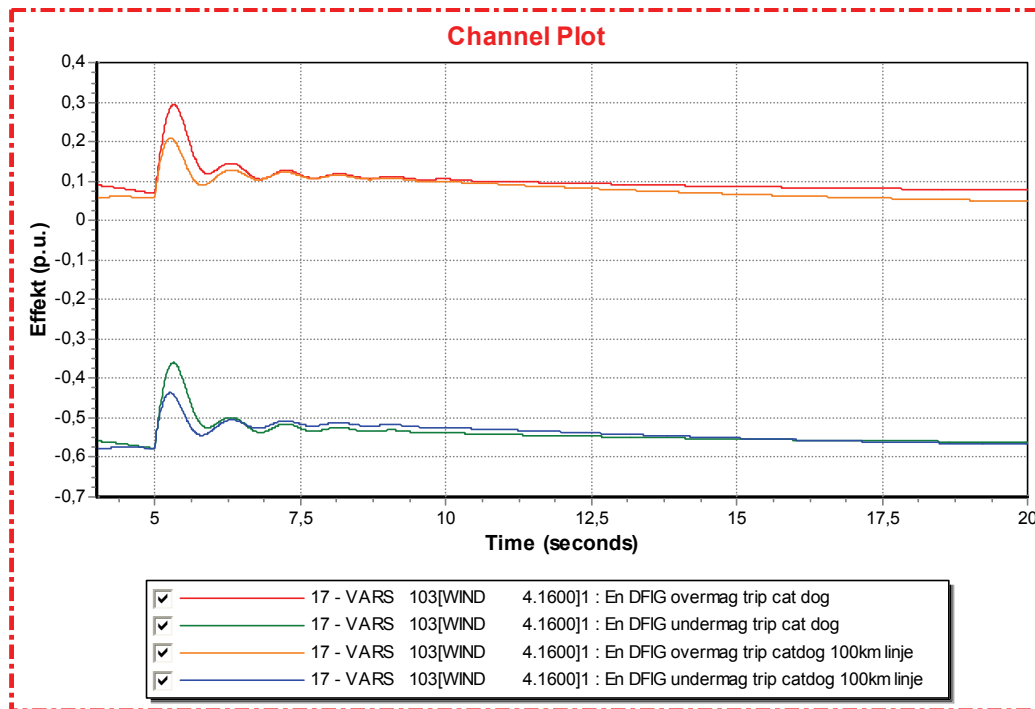
For overmagnetiserte vindturbiner, blir pendlingene marginalt høyere når transmisjonslinjen er 100 km (figur 94). Om vindturbinene er undermagnetiserte, har linjelengden mindre innvirkning på pendlingene. Grafen viser tydelig at magnetiseringen av vindturbingeneratoren har mye større innvirkning på effektpendlingene enn linjelengden. Årsaken til disse forskjellene i effektpendlingene er endringen i vindkraftgeneratorens klemmespenning (se figur 98).



Figur 95: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i p.u.

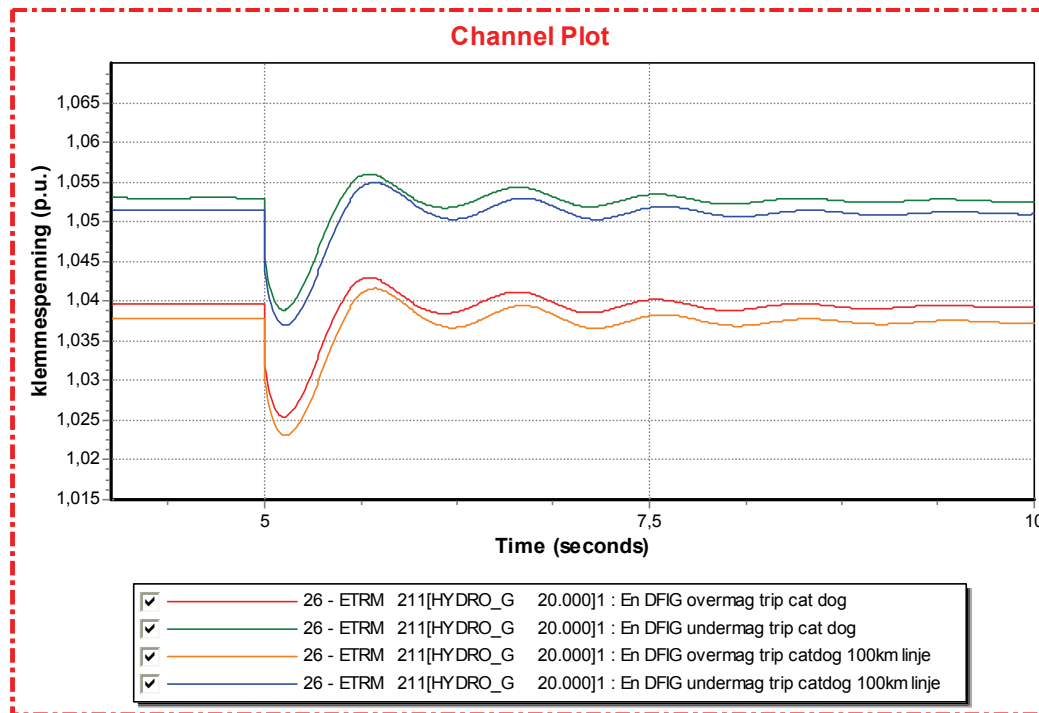
Om transmisjonslinjen er 100 km lang, produserer vannkraftverket mindre reaktiv effekt (figur 95). Dette skyldes at transmisjonslinjen er belastet under linjens SIL (se kapittel 6.2) og derfor produserer reaktiv effekt. Dette fører til at behovet for reaktiv effekt fra vannkraftverket synker.



Figur 96: Reaktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av Cat Dog.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

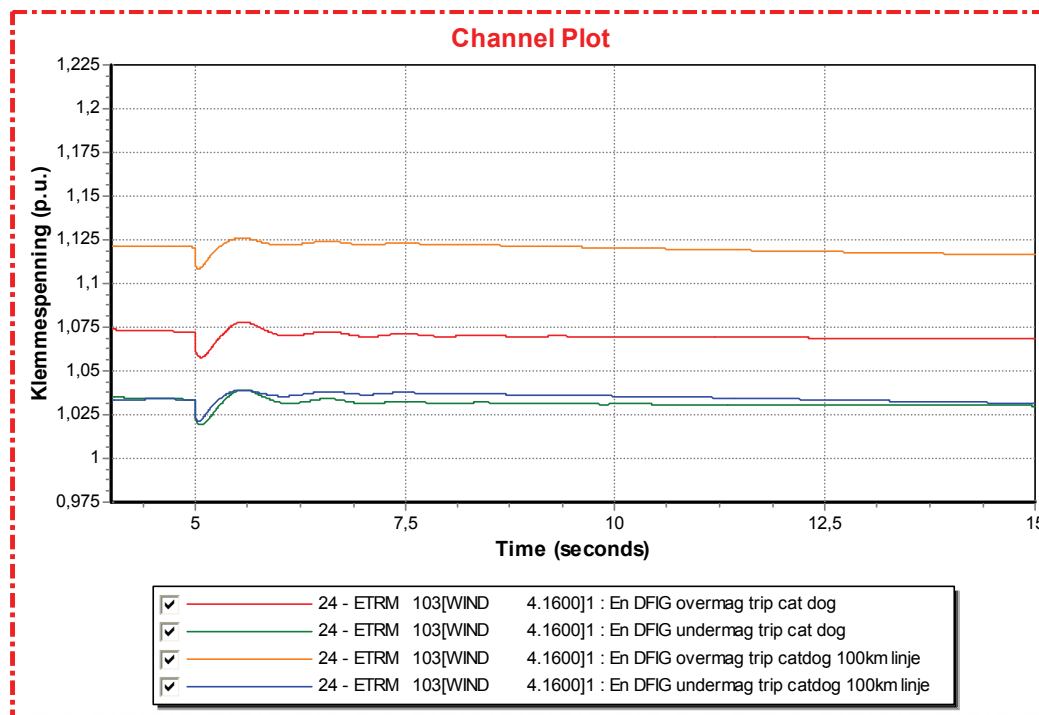
Ved 100 km lang transmisjonslinje produserer den overmagnetiserte vindkraftgeneratoren mindre reaktiv effekt (figur 96). Undermagnetisert vindkraftgenerator forbruker mer reaktiv effekt når transmisjonslinjen er 100 km i stedet for 20 km. Dette skyldes at transmisjonslinjens produksjon av reaktiv effekt fører til høyere spenning på generatorklemmene. Vindkraftgeneratoren må da produsere mindre/ forbruke mer reaktiv effekt for å oppnå ønsket klemmespenning.



Figur 97: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser spenning i p.u.

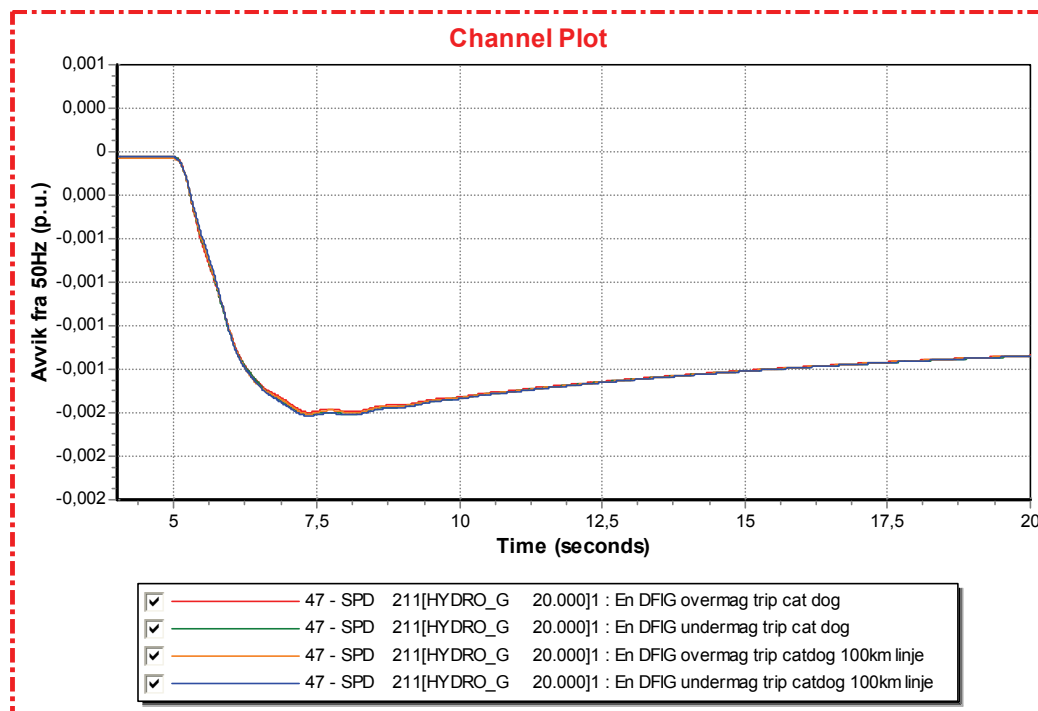
Figur 97 viser at vannkraftverkets klemmespenning synker med 0,2% når transmisjonslinjen til vindkraftverket er 100 km lang. Når vindkraftgeneratoren er undermagnetisert, forsyner vannkraftverket vindturbinene med reaktiv effekt. Når transmisjonslinjen til vindkraftverket produserer mer reaktiv effekt, reduseres behovet for reaktiv effekt fra vannkraftverket. Redusert klemmespenning har som vist i ligning 12 tett sammenheng med redusert flyt av reaktiv effekt fra vannkraftgeneratoren. Når vindkraftverket overmagnetiseres, bidrar det til økt spenning på samleskinne nr. 201. Økt reaktiv effekt fra transmisjonslinjen bidrar ytterligere til spenningsøkning på samleskinne 201. Dette reduserer behovet for reaktiv støtte fra vannkraftverket, og følgelig synker også klemmespenningen.



Figur 98: Klemmespenning vindkraftgenerator. Utkobling av CatDog.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser spenning i p.u.

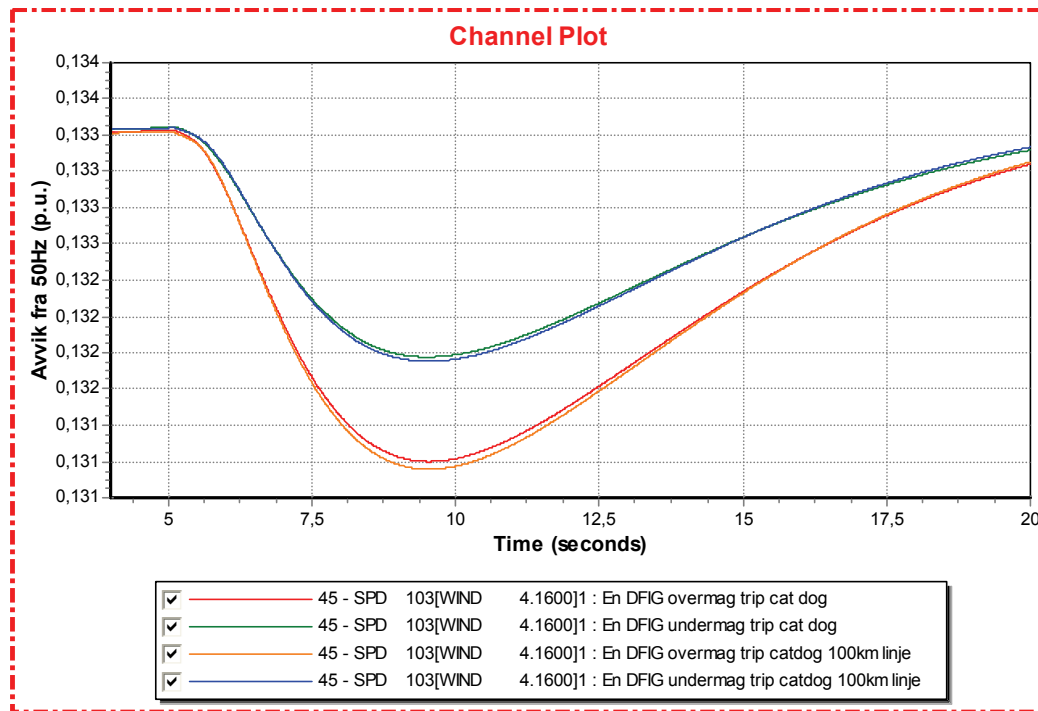
Vindkraftgeneratorens klemmespenning øker med 5 % i tilfellet hvor generatoren er overmagnetisert og linjen er 100km sammenlignet med tilfellet hvor linjen kun er 20km (figur 98). Forskjellene mellom 100 km og 20 km linje er mindre når generatoren er undermagnetisert. Dette skyldes at i tilfellet hvor generatoren er undermagnetisert, er mengden reaktiv effekt på generatorklemmene den samme uavhengig av linjelengde. Forskjellen er at linjen produserer deler av den reaktive effekten i stedet for vannkraftgeneratoren. Når vindgeneratoren derimot er overmagnetisert, produserer generatoren 33 MVAR i tillegg til reaktiv effektproduksjon i transmisjonslinjen. Den økte flyten av reaktiv effekt fører til høyere spenning på ”avsendersamleskinnen”. Det transiente spenningsforløpet har lik form uansett generatormagnetisering og linjelengde.



Figur 99: Rotorhastighet til vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser hastighetsavvik i p.u.

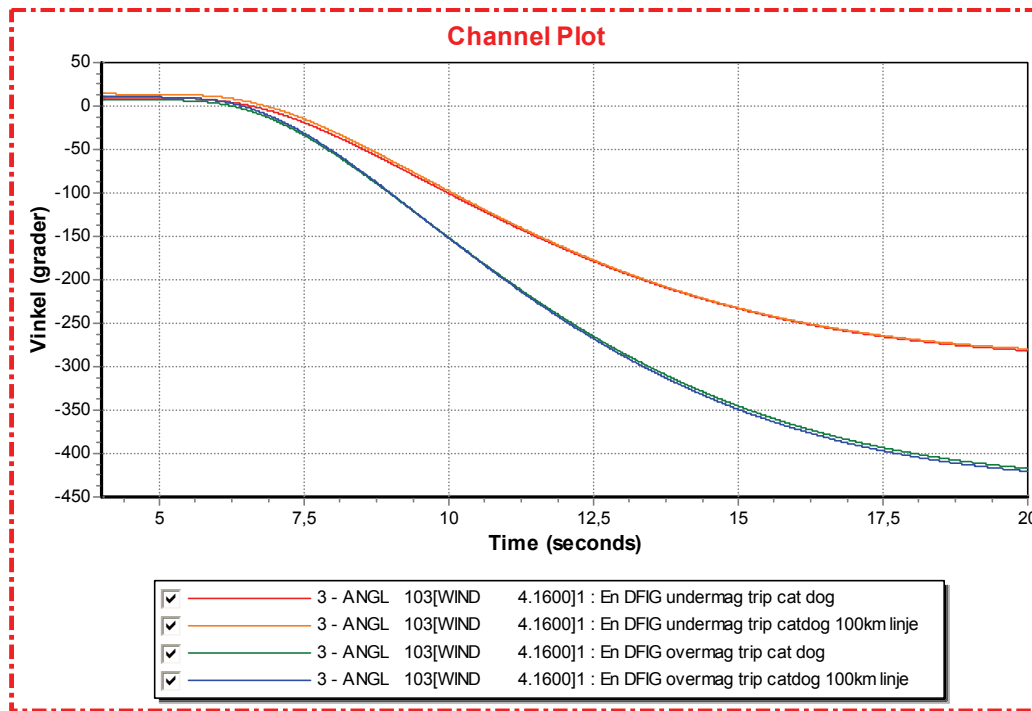
Frekvensfallet hos vannkraftgeneratoren er likt, uavhengig av linjelengde og magnetisering av vindkraftgeneratoren (figur 99). Som nevnt i kapittel 12.8.1, er det muligens en marginal forskjell i rotorhastigheten for de forskjellige simuleringene i figuren over. Denne forskjellen er så liten at den er vanskelig å kommentere. Av figur 99 kan det se ut som om overmagnetisert vindkraft fører til litt lavere frekvensfall. Årsaken til det er i så fall at vannkraftgeneratoren produserer mindre reaktiv effekt, har lavere klemmespenning og dermed får noe mindre polhjulspendlinger når produksjonsbortfallet oppstår.



Figur 100: Rotorhastighet til vindkraftgenerator. Utkobling av CatDog.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser hastighetsavvik fra 50Hz i p.u.

Hastighetsreduksjonen blir noe større for vindkraftverket når linjen er 100 km lang (figur 100). Den største innvirkningen på generatorens frekvensfall har likevel magnetiseringen før feil. Forskjellen på kurvene i figur 100 skyldes vindkraftgeneratorens polhjulsvinkel før feil.

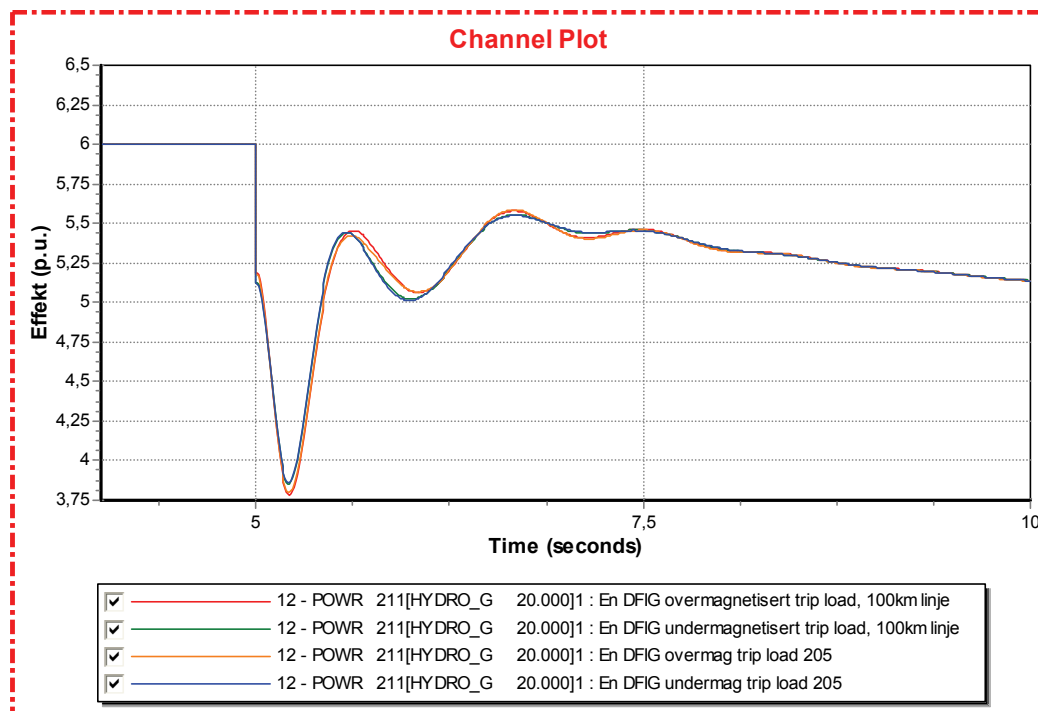


Figur 101: Polhjulsinkel til DFIG vindturbin. Utkobling av CatDog.

Rød kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Oransje kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. Grønn kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Blå kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser vinkel i grader.

Figur 101 viser forskjellen i vinkelendring for tilfellet med overmagnetisert generator og undermagnetisert generator. Vinkelen er marginalt forskjellig fra simuleringen med 100km linje sammenlignet med 20km linje. Denne lille endringen skyldes at vinkelen må være større for å levere lik mengde aktiv effekt gjennom en linje med høyere impedans. Det er dette fenomenet som gjør at polhjulsinkelen, og dermed rotorhastigheten varierer mer under feil hvor linjen er 100 km sammenlignet med 20 km linje. De tilsynelatende store vinkelendringene i figur 101, skyldes at vindturbinene er utstyrt med asynkronmaskiner. Figur 100 og 101 viser at generatorene pendler mer når impedansen mellom dem er stor.

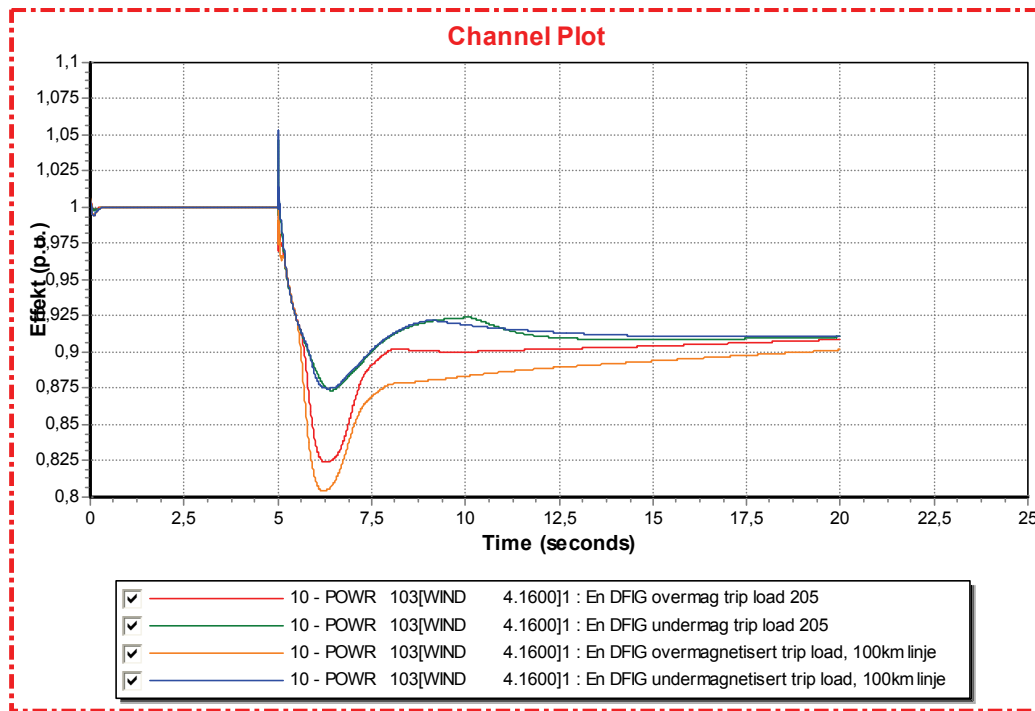
12.9.2 Utkobling av lasten på samleskinne 205



Figur 102: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

På samme måte som i kapittel 12.9.1, varierer generatorens effektpendlinger med varierende lastflytløsning (figur 102). Lastavslaget representerer en større endring enn produksjonsbortfallet. Når vindkraftverket tilknyttes nettet via en 100 km lang radial, er det lettere å se økningen i vannkraftgeneratorens pendlinger, sammenlignet med 20 km radial (figur 102). Forskjellene mellom simuleringene er relativt små. Dette skyldes at vindkraftanlegget er lite sammenlignet med resterende generatorer i systemet, samt at transmisjonslinjene har svært høy spenning i forhold til effektmengden som overføres. Likevel viser simuleringene en tendens som i følge stabilitetsteorien vil bli mer markant ved svakere nett eller større vindkraftproduksjon [10].

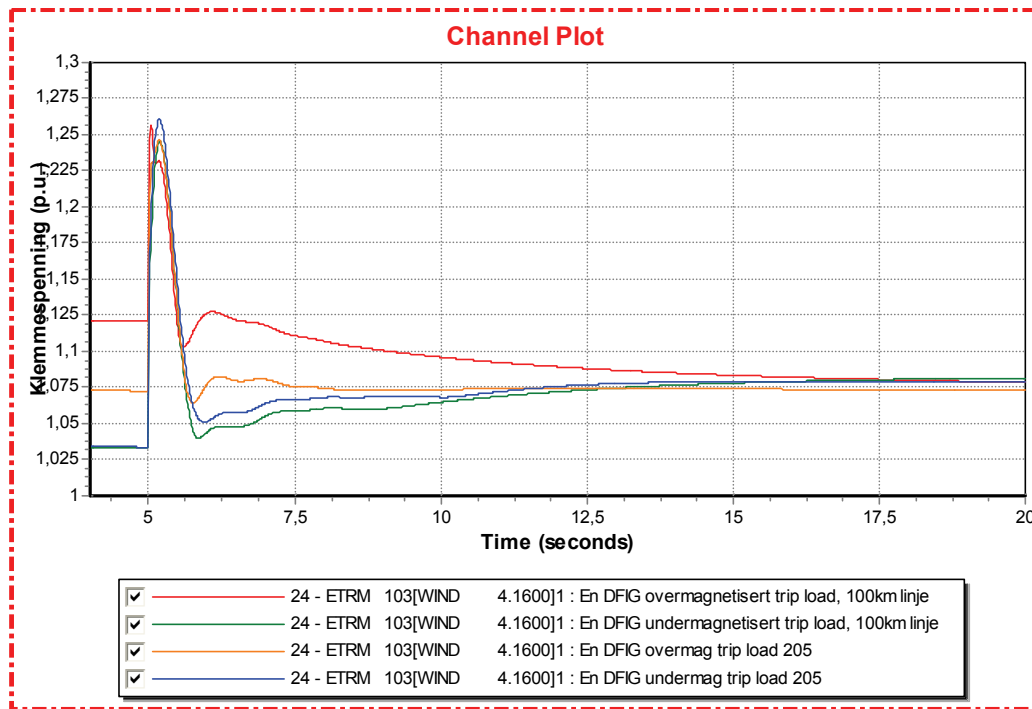


Figur 103: Aktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av last 205.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Som figur 103 viser, er vindkraftverkets respons på lastavslaget avhengig av om generatoren er over- eller undermagnetisert. Lengden på transmisjonslinjen mellom vindparken og vannkraftverket er også avgjørende. Som nevnt tidligere, er det av stor betydning om vindkraftverket forsøker å levere eller om det forbruker reaktiv effekt fra nettet. Figur 103 viser at et undermagnetisert vindkraftverk får noe mindre effektpendlinger når linjen er 100 km i stedet for 20 km. Årsaken til dette er at en kort linje ”knytter” vindkraftverket nærmere vannkraftverket. Figur 102 viser at vannkraftverkets effektpendlinger er relativt store ved 5 – 7,5 sekund. I simuleringen med 20 km transmisjonslinje følger det undermagnetiserte vindkraftverket i større grad vannkraftverkets svingninger, sammenlignet med simuleringen hvor linjen mellom kraftverkene er 100 km. Dette betyr at kraftverkene pendler mer i forhold til hverandre når transmisjonslinjen er 100 km. Fordi en 100 km transmisjonslinje fører til større elektrisk avstand mellom vindkraftverket og det resterende nettet, blir vindkraftverkets effektutputt jevnere.

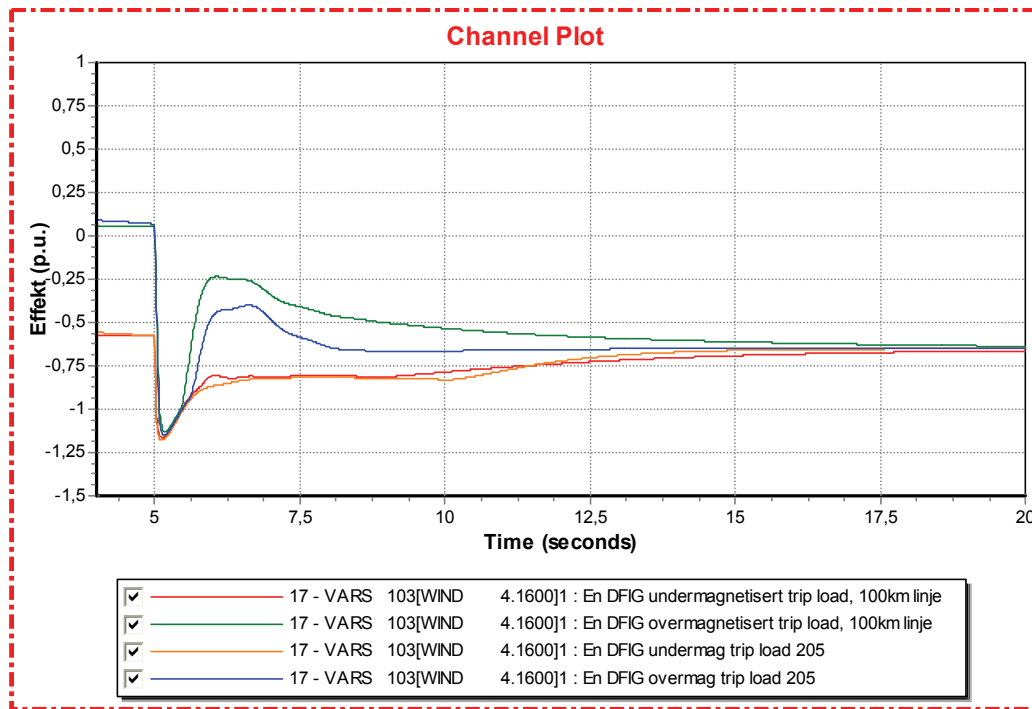
Et overmagnetisert vindkraftverk er mye mer sensitivt for endringer/forstyrrelser i nettet. Figur 103 viser at effektvariasjonene er mer drastiske ved overmagnetisert vindkraftgenerator, og at disse variasjonene blir mer markante ved bruk av 100km transmisjonslinje. Som påpekt i kapittel 12.9.1, skyldes dette at vindkraftgeneratorenes klemmespenning er vesentlig høyere for å få reaktiv effektflyt til å gå ut fra vindparken. Som figur 104 viser, blir spenningsforløpet på samleskinne nr. 103 vesentlig endret når vindkraftverket leverer reaktiv effekt. Ligning 32 viser at spenningsnivået påvirker hvor mye effekt en generator leverer.



Figur 104: Klemmespenning på vindkraftgenerator. Utkobling av last 205.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser spenning i p.u.

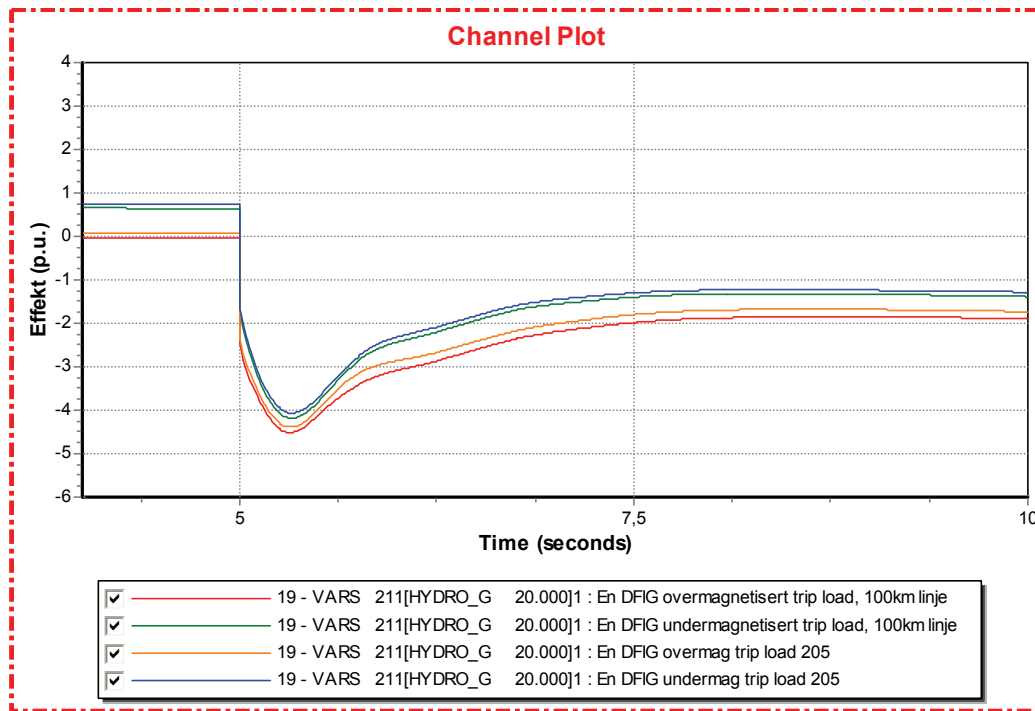
Det observeres at spenningsnivåene for overmagnetiserte vindturbiner er vesentlig høyere enn undermagnetiserte vindturbiner (figur 104). Det endrede spenningsnivået fører til en forandring i spenningsforløpet under feil. Dette gjør seg gjeldende for vindkraftgeneratorens aktive effektproduksjon.



Figur 105: Reaktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av last 205.

Rød kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. Grønn kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Oransje kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. Blå kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

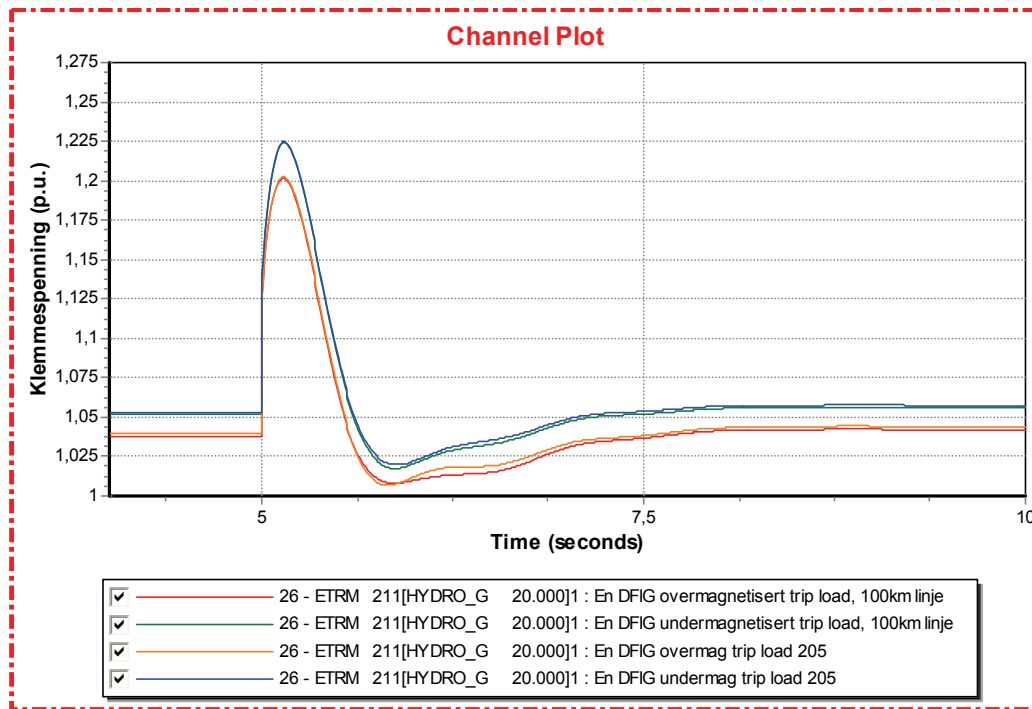
Figur 105 viser vindkraftgeneratorens produksjon av reaktiv effekt under lastavslaget. Når lasten kobles ut, begynner vindturbinen (som i utgangspunktet var overmagnetisert) å forbruke reaktiv effekt for å holde spenningsnivået i systemet nede.



Figur 106: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i p.u.

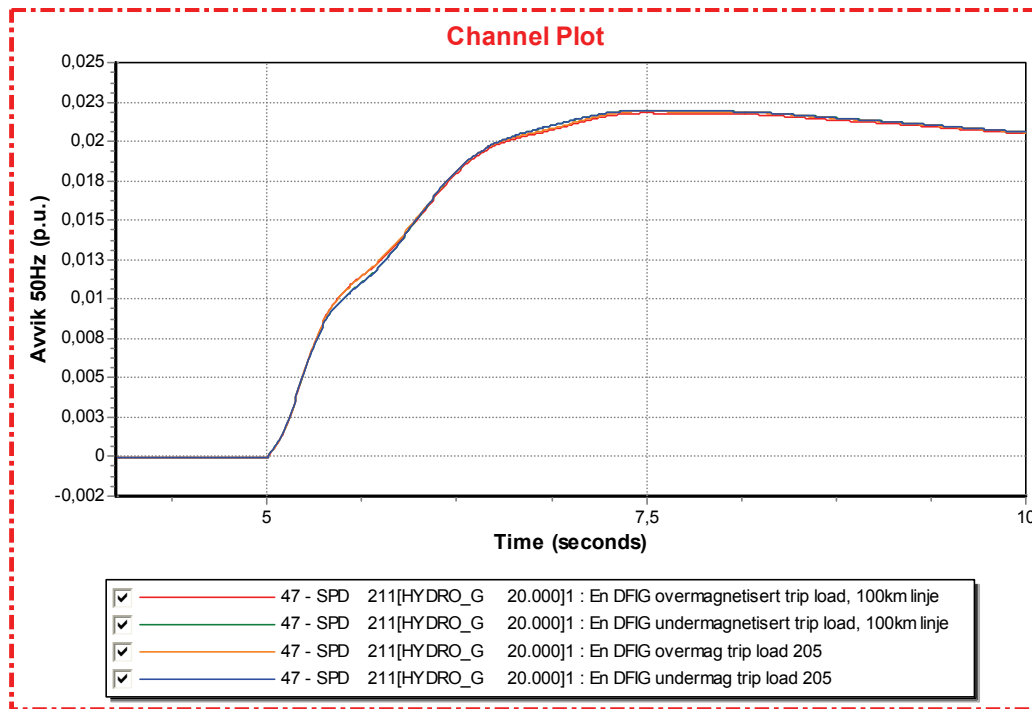
Figur 106 viser at vannkraftverket reduserer sin reaktive effektproduksjon når vindkraftverket og transmisjonslinjen mellom skinne 1 og 2 produserer mer reaktiv effekt.



Figur 107: Klemmespenning på vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser spenning i p.u.

Figur 107 viser at spenningsnivået på vannkraftgeneratorens samleskinne opplever en drastisk spenningsøkning ved lastavslaget. Denne spenningsstoppen observeres også på vindkraftverkets samleskinne. Som nevnt tidligere, gir dette opphav til at kraftverkene effektkontroll begynner å regulere det reaktive effektforbruket. Dette vil igjen påvirke spenningen og dermed utmatet aktiv effekt.



Figur 108: Vannkraftgeneratorens rotorhastighet. Utkobling av last 205.

Rød kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 100km radial. Grønn kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 100km radial. Oransje kurve viser simulering med overmagnetisert DFIG på 20km radial. Blå kurve viser simulering med undermagnetisert DFIG på 20km radial. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser hastighetsavvik i p.u.

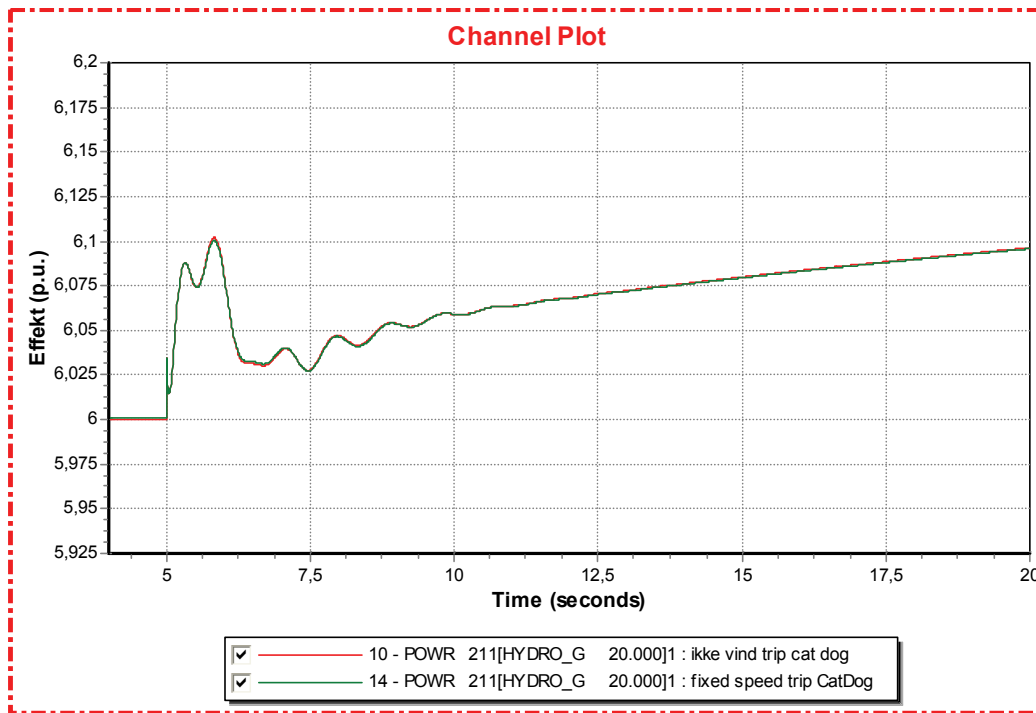
Vannkraftgeneratorens rotorhastighet blir ikke påvirket av linjelengden mellom vindkraftverket og vannkraftverket (figur 108). Frekvensøkningen i seg selv har blitt beskrevet i kapittel 12.7

12.10 Integrasjon av fixed speed vindturbin

I dette kapitlet presenteres resultatene fra simuleringene som ble foretatt med fixed speed vindturbiner. Under hver figur kommenteres og diskuteres aktuelle observasjoner. Grunnet problemer med at PSS/E til stadighet havarerte under simuleringer med fixed speed vindturbiner, ble vindparkens størrelse, topologi og lastflytløsning endret i forhold til simuleringene som ble gjort med DFIG maskiner. Det er uvisst hva problemene med fixed speed vindturbiner skyldes. Etter gjentatte forsøk, ble det klart at den maksimale genererte effekten en fixed speed vindturbin ekvivalent kan produsere, er 10 MW. Simuleringene ble også begrenset av at vindturbin ekvivalentens nominelle effekt måtte settes til å være minimum 30 MVA. Det viste seg å ikke være mulig å simulere flere enn to slike ekvivalenter. Disse uforklarlige begrensningene førte til at vindparken med fixed speed vindturbiner ble på kun 20 MW. Det er viktig å merke seg at samtlige parametre i den dynamiske modellen blir forskjellig i forhold til DFIG- modellen fordi de beregnes med nominell effekt som referanse. I følge [23] er fixed speed modellen en 1,5 MW vindturbin. Med nominell effekt = 30 MVA, tolkes generatorekvivalenten til å inneholde 20 vindturbiner. Da hver ekvivalent produserer 10 MW, betyr det at hver enkelt vindmølle kun produserer 0,5 MW hver, og følgelig har lav belastning. Det er grunn til å tro at overnevnte modelleringsvalg hadde stor innflytelse på resultatene. Dette gjør at resultatene ikke kan sammenlignes direkte med resultatene fra DFIG- modellen. 20 MW er en relativt liten effekt i dette systemet, og det ble derfor ikke forventet at fixed speed vindturbinene skulle ha stor effekt på 600 MW vannkraftverket. Likevel kan det være interessant å studere resultatene, da de kan gi en pekepinn på forskjellen i systemrespons mellom DFIG og Fixed speed vindturbiner.

12.10.1 Utkobling av generatoren CatDog

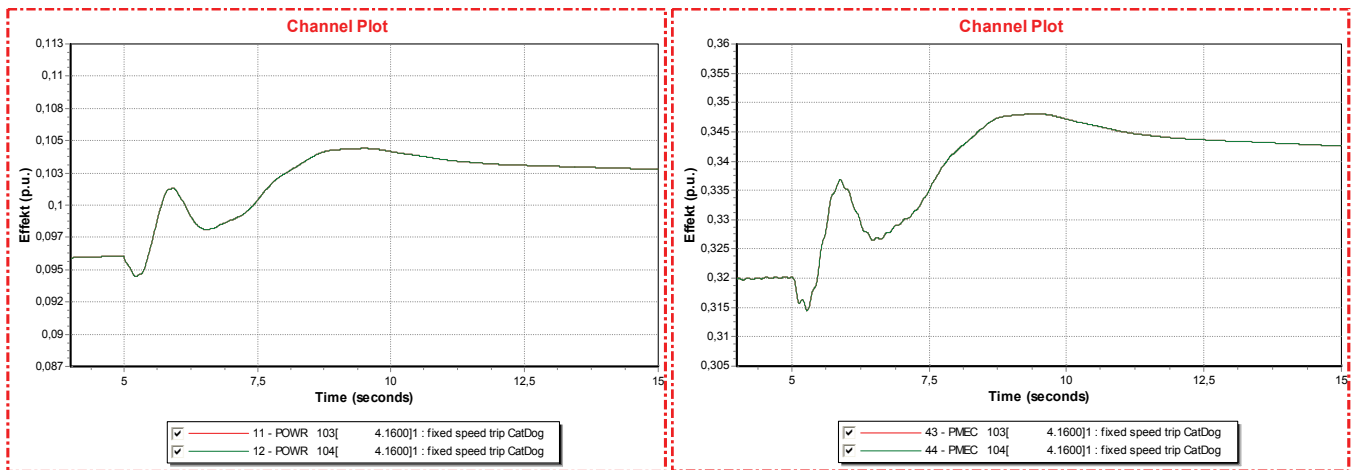
Her presenteres resultatene fra simuleringene med fixed speed vindturbiner og produksjonsbortfall på samleskinne 3018 CatDog. Resultatene blir sammenlignet med simuleringene av undermagnetiserte DFIG vindturbiner og nett uten vindkraftanlegg. Denne sammenligningen blir foretatt fordi fixed speed vindturbinene også er undermagnetiserte, og det kan være nyttig å studere forskjellen på en vindturbin som aktivt kan styre rotorstrømmene (DFIG) og en ”passiv” vindturbin (fixed speed).



Figur 109: Aktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av CatDog.

Rød linje er simuleringer uten vindkraft. Grønn linje er simulering med fixed speed vindturbin. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Figur 109 viser at innkobling av fixed speed vindturbin ikke utgjør noen forskjell på vannkraftverkets effektpendling ved utkobling av CatDog. Som beskrevet tidligere, vil integrasjon av ekstra effekt på samleskinne 201 føre til redusert effektflyt i linje 151 – 201. Dette fører som sagt til redusert elektrisk avstand mellom vannkraftgeneratoren og de to atomkraftgeneratorene. 20 MW gir for øvrig en så minimal endring i lastflyten, at endringen i vannkraftverkets respons ikke er synlig på figur 109.



Figur 110 a og b: Aktiv elektrisk og mekanisk effekt fixed speed vindturbin. Utkobling av CatDog.

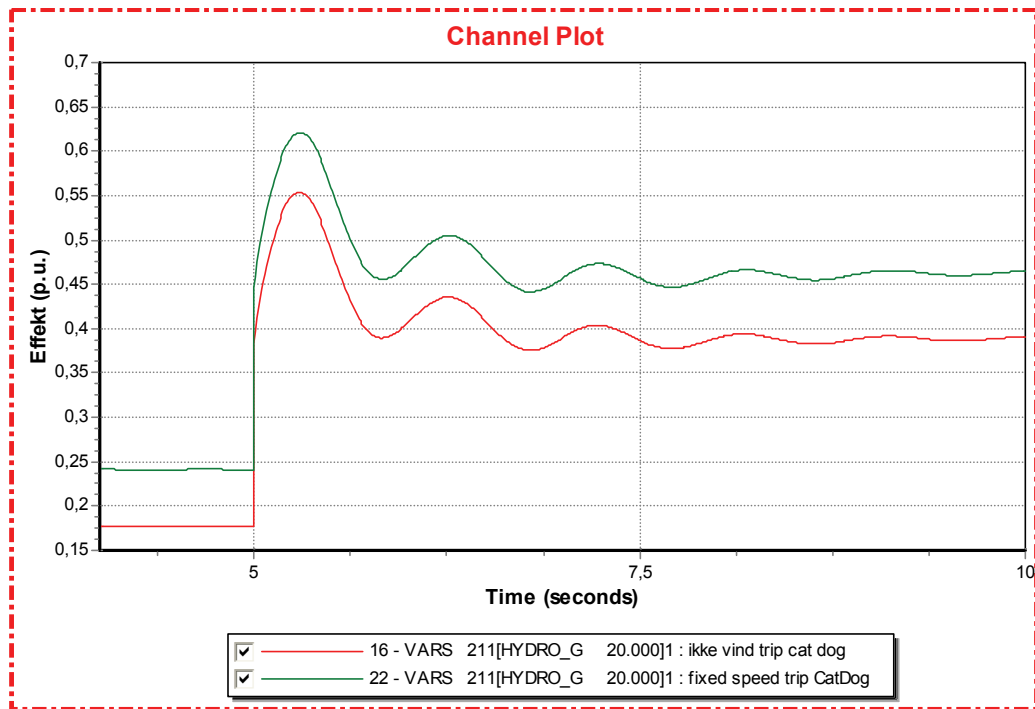
Venstre bilde (a) er elektrisk effekt og høyre bilde (b) er mekanisk effekt. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Figur 110 viser hvordan kurven til elektrisk effekt fra vindturbinen har lik form som mekanisk effekt inn på turbinbladene. Dette synliggjør hvor direkte mekanisk effekt og elektrisk effekt er koblet i fixed speed vindturbinene.

Det observeres at mekanisk effekt inn på vindturbinen øker 0,5 sekund etter lastavslaget. Modellen inneholder ingen dynamisk vindmodell, noe som gjør at mekanisk effekt burde vært konstant. Det er uvisst hvorfor mekanisk effekt øker som observert i figur 110 b. Det er to mulige forklaringer på observasjonen:

- Mulige feil i modellen.
- En annen forklaring kan være at nedgangen i systemfrekvensen fører til en lavere turbinhastighet som dermed gir turbinbladene større moment i vinden. Om så er tilfelle, betyr det at vindturbinen får økt virkningsgrad ved lavere turtall. Dette vil si at vindturbinen i driftstilfellet før feil roterer så hurtig at bladenes ”stall kontroll” reduserer løfteevnen. Dette kan forklares med at vindturbinen normalt jobber på høyre side av C_p -kurvens toppunkt. Ved frekvensfall synker vindturbinbladenes tipphastighet. Arbeidspunktet beveger seg mot venstre på C_p -kurven og dermed mot en bedre virkningsgrad. For teori om vindturbiners aerodynamikk og beskrivelse av C_p -kurven, henvises det til [20].

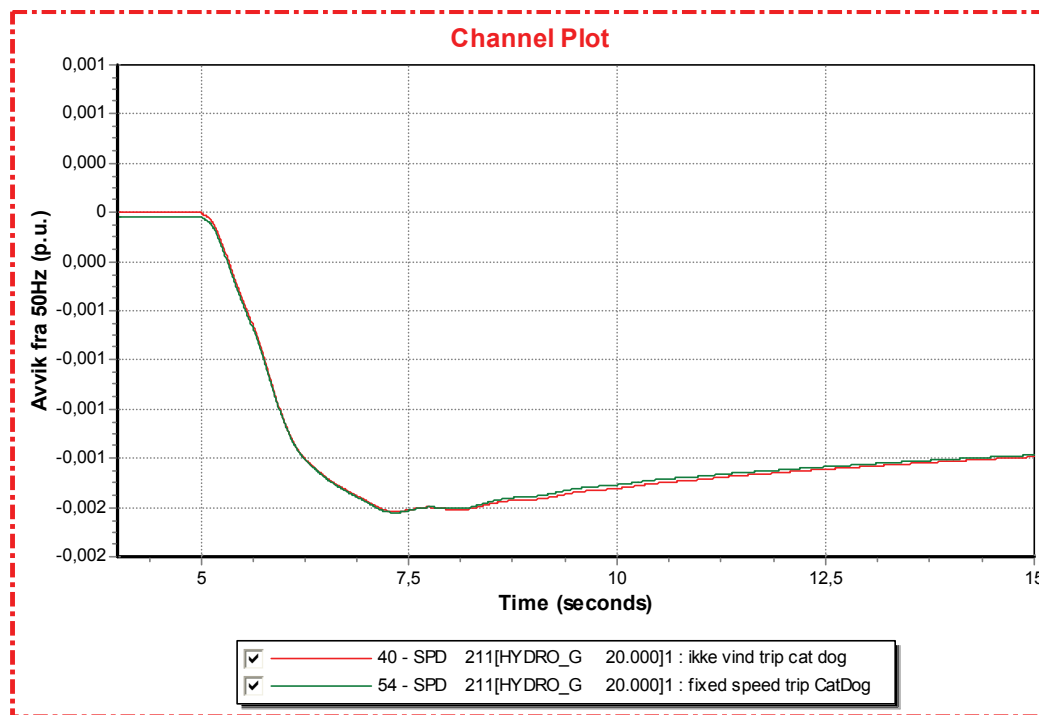
Det må her presiseres at de to overnevnte teoriene kun er forslag til forklaring på den uventede observasjonen i figur 110. Det er ikke funnet noen dokumentasjon som kan bekrefte påstandene. Fordi simuleringene med fixed speed vindturbin allerede er vanskelige å sammenligne med tidligere resultater, ble det ikke brukt tid på å utbedre modellen eller finne svar på observasjonene i figur 110.



Figur 111: Produksjon av reaktiv effekt fra vannkraftverk. Utkobling av CatDog.

Rød linje viser simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med fixed speed vindturbiner. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Figur 111 viser at vannkraftverket produserer 6,88 MVAR mer reaktiv effekt når fixed speed vindturbiner er innkoblet. Dette støtter tidligere observasjoner om at vannkraftverket legger seg på et annet arbeidspunkt i tilfeller hvor komponenter som forbruker reaktiv effekt er koblet inn. Vannkraftverket ser ut til å respondere likt på forstyrrelsen i nettet til tross for endret reaktiv effektflyt.



Figur 112: Vannkraftgenerators rotorhastighet. Utkobling av CatDog.

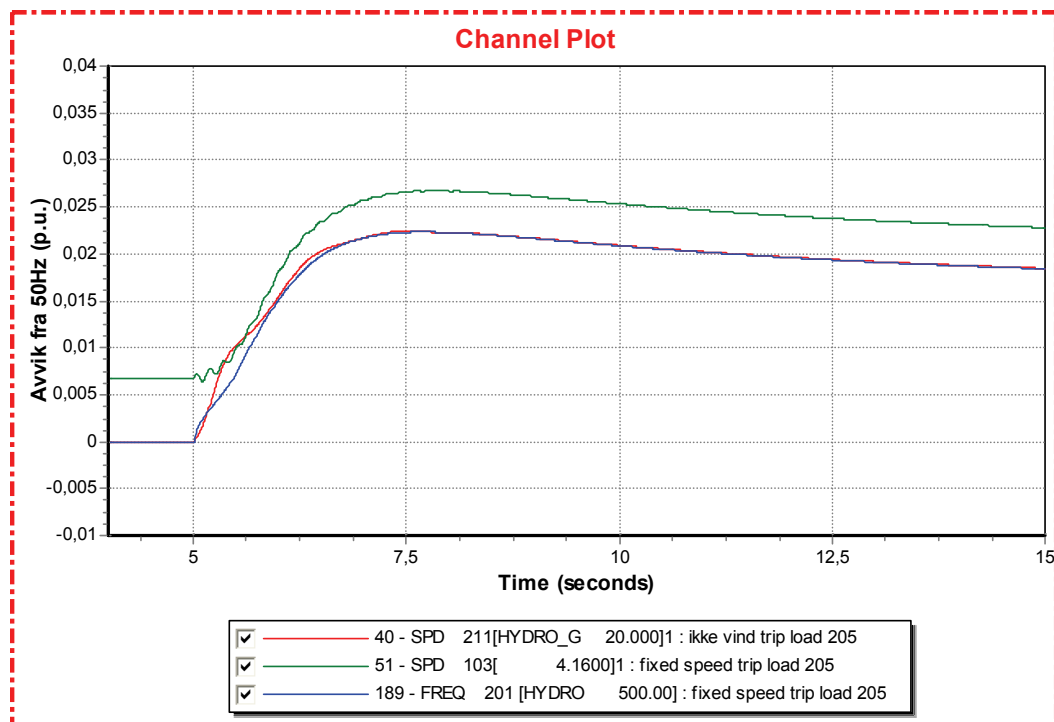
Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med fixed speed vindturbin. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser hastighetsavvik i p.u.

Det observeres at vannkraftgeneratorens frekvensfall nesten ikke blir påvirket av vindturbinene (figur 112). For tilfellet hvor vindkraft er innkoblet, observeres en minimal økning i frekvensen ved 8 sekund (3 sekund etter produksjonsbortfallet). Denne endringen er så liten at den ikke er målbar siden PSS/E ikke skriver ut mer enn tre desimaler i resultatene. Det er grunn til å tro at en større vindturbinpark vil gi mer markante forskjeller, men det har som sagt, ikke vært mulig under disse simuleringene. Om mekanisk effekt på vindturbinen øker etter produksjonsbortfallet, vil dette nødvendigvis hjelpe på systemets produksjonsunderskudd. Dette vil dermed bidra til økt frekvens slik figur 112 viser. Som påpekt under figur 110, er det ikke sikkert at vindturbinmodellen er korrekt med tanke på mekanisk effekt.

12.10.2 Utkobling av last på samleskinne 205

Her presenteres resultatene fra simuleringene med fixed speed vindturbiner og bortfall av lasten på samleskinne 205.

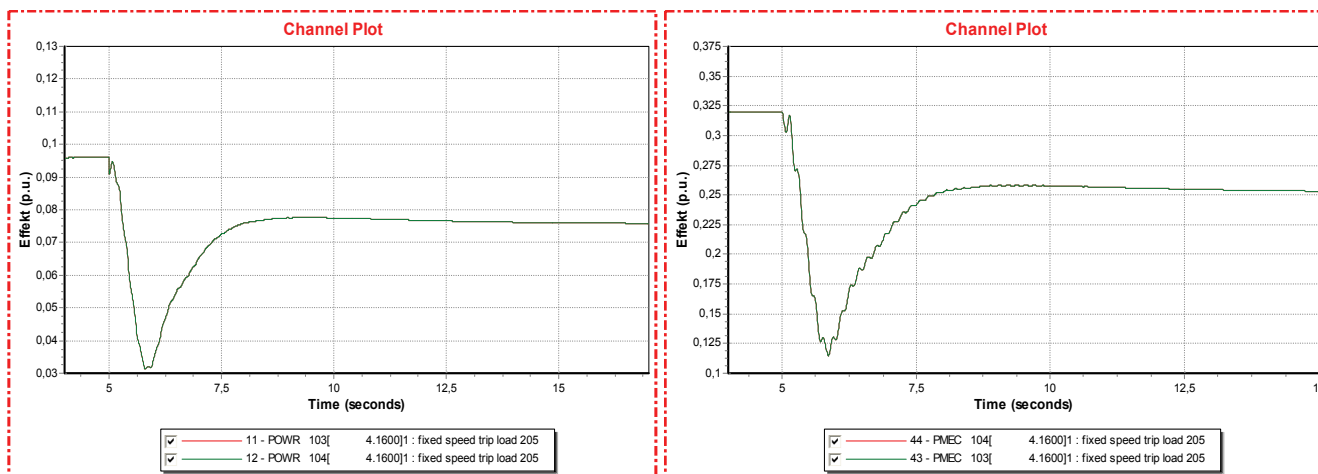
Det viste seg at vannkraftgeneratorens aktive effekt og rotorhastighet i simuleringen med fixed speed vindturbiner ikke er forskjellig fra simuleringen uten vindturbiner. For graf, henvises det til vedlegg B



Figur 113: Frekvens på Vindkraft-, vannkraftgenerator og samleskinne 201. Utkobling av last 205.

Rød linje er vannkraftgeneratoren, grønn linje er vindkraftgeneratoren og blå linje er systemfrekvensen. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser avvik fra 50Hz i p.u.

Ved utkobling av last, øker frekvens og rotorhastighet for samtlige komponenter i systemet (figur 113). Vindturbinen og vannkraftverket har tilnærmet lik hastighet 0,625 sekund etter lastavslaget. På dette tidspunktet har vannkraftgeneratoren størst hastighetsavvik i forhold til systemfrekvensen. Her har også vannkraftgeneratorens største effekttopper blitt observert. Vannkraftgeneratoren leverer mest effekt når hastigheten avviker maksimalt i forhold til systemfrekvensen (gitt at polhjulsinkelen ikke passerer δ_{cr} (figur 17)). Dette har sammenheng med at generatoren da har størst polhjulsinkel, noe som bidrar til stor elektrisk effekt.

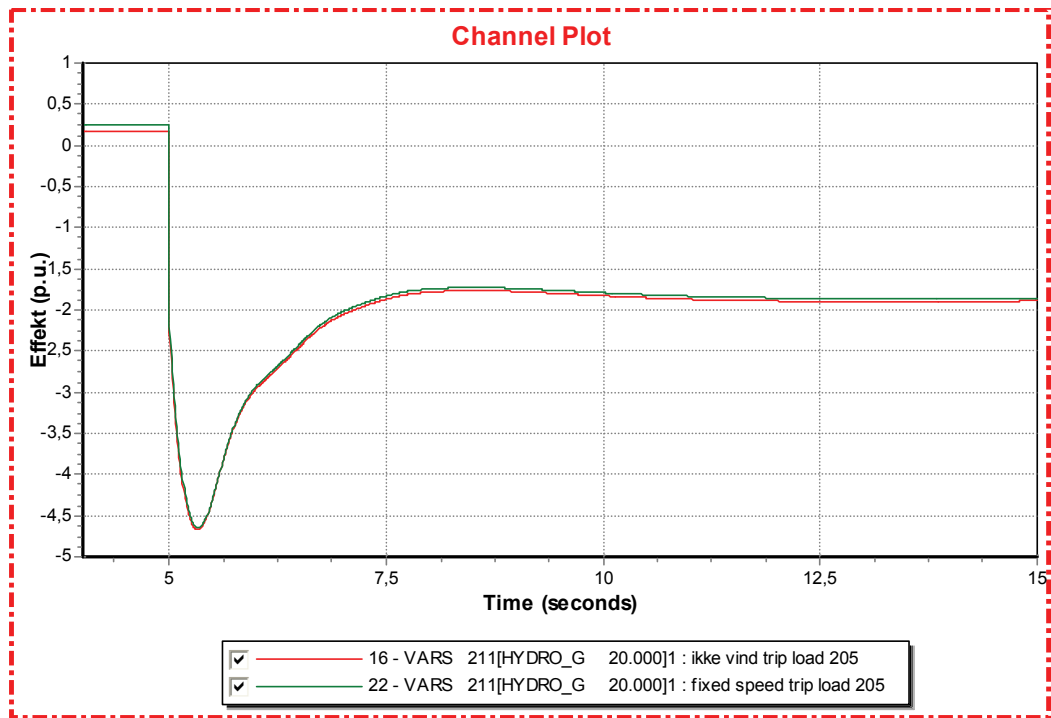


Figur 114: Aktiv og mekanisk effekt fra fixed speed vindkraftgenerator ved utkobling av last 205.

Bildet til venstre viser elektrisk effekt. Bildet til høyre viser mekanisk effekt. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Vindturbinen har et produksjonsminimum ved 5,625 s (figur 114). Dette er samme tidspunkt som asynkronmaskinens slipp er minst i forhold til nettfrekvens og vannkraftverkets generatorhastighet (se figur 113).

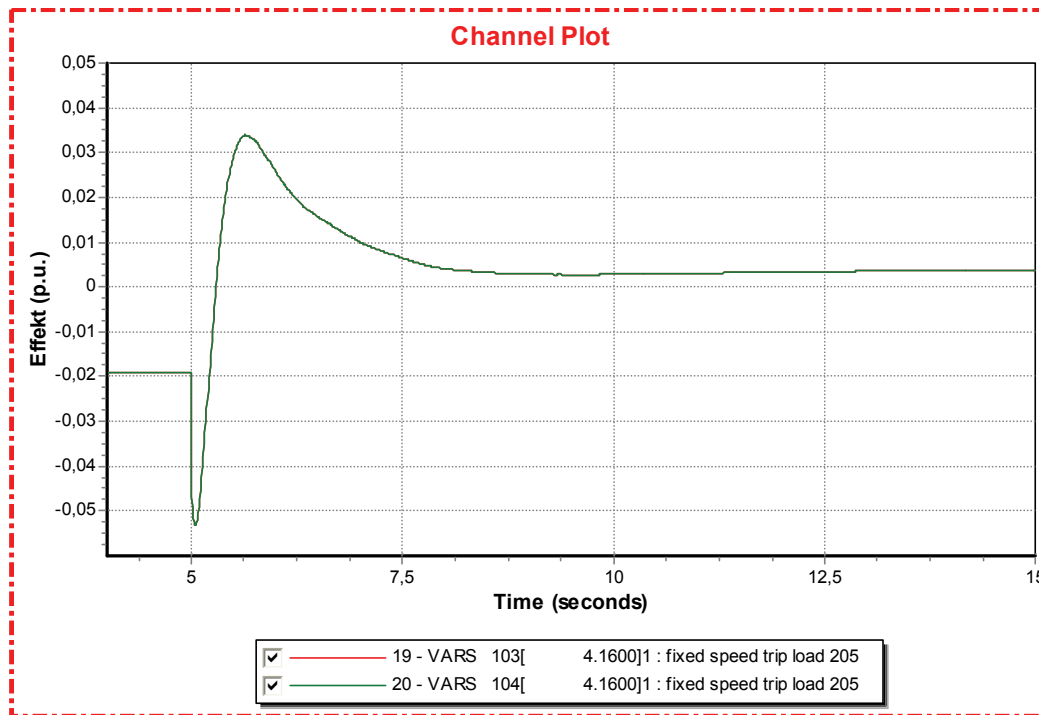
Det observeres samtidig at mekanisk effekt på vindturbinen reduseres i takt med elektrisk effekt når lastavslaget inntreffer. Det bør også bemerkes at den mekaniske effekten stabiliseres på et lavere nivå for den nye stasjonære driften etter lastavslaget. Ved effektoverskudd i systemet reduserer samtlige generatorene med turbinkontroll produksjonen. Den mekaniske effekten reduseres fordi vindturbinens pitch-regulator vrir bladene ut av vinden[17].



Figur 115: Reaktiv effekt fra vannkraftgenerator. Utkobling av last 205.

Rød linje er simulering uten vindkraft. Grønn linje er simulering med fixed speed vindturbin. X-akse viser tid i sekund. Y-akse viser effekt i p.u.

Figur 115 viser at før lastavslaget inntreffer, er vannkraftgeneratorens produksjon av reaktiv effekt noe høyere for tilfellet hvor vindturbinene er implementert. Ved lastavslaget begynner vannkraftgeneratoren å forbruke reaktiv effekt. Forbruket av reaktiv effekt er da noe lavere for simuleringen med vindkraft. Denne observasjonen er forøvrig gjort i samtlige simuleringer med undermagnetiserte vindkraftgeneratorer.



Figur 116: Reaktiv effekt fra vindkraftgenerator. Utkobling av last.

X- akse viser tid i sekund. Y- akse viser effekt i p.u.

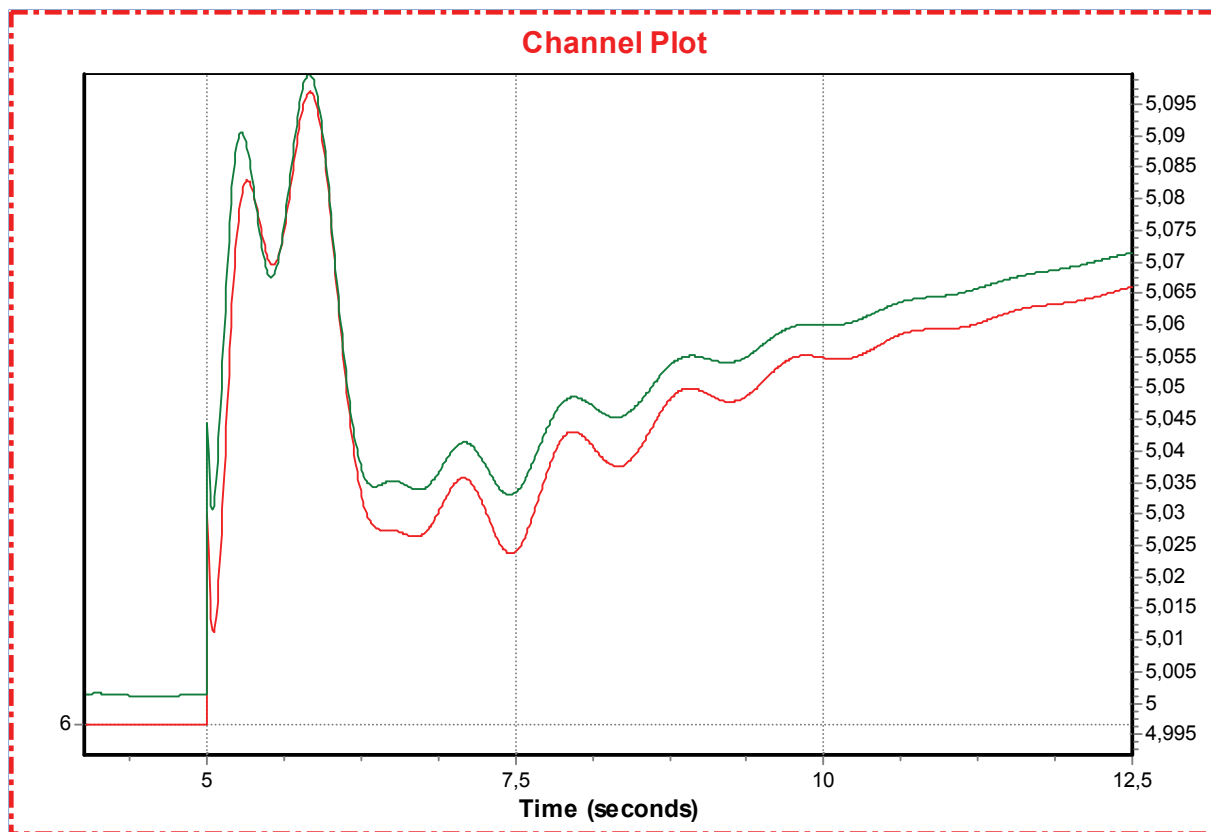
Det observeres at vindkraftgeneratoren produserer reaktiv effekt 0,5 sekund etter lastavslaget (figur 116). Det er ikke fysisk mulig at en asynkrongenerator uten aktiv rotorstrømstyring kan produsere reaktiv effekt[15]. Simuleringsresultatet i figur 116 er et resultat av at PSS/E legger inn et fiktivt kondensatorbatteri når modellen initialiseres før dynamisk simulering. Størrelsen på dette kondensatorbatteriet er gitt av vindturbingeneratorens reaktive effektforbruk i lastflytløsningen[17]. I det dynamiske forløpet reduseres generatorens aktive effektproduksjon som vist i figur 114. Redusert aktiv produksjon fører til redusert reaktivt forbruk. Følgelig trekker asynkrongeneratoren mindre reaktiv effekt enn hva som ble beregnet i lastflytløsningen[17]. "Overskuddet" av reaktiv effekt fra det konstante kondensatorbatteriet sendes ut på nettet, og det ser ut som om asynkrongeneratoren produserer reaktiv effekt. Dette er åpenbart en svakhet i modellen, og gir ingen fysisk mening med mindre det er snakk om en vindpark med eksterne kondensatorbatterier (noe som for øvrig er vanlig å benytte ved bygging av fixed speed vindturbiner).

12.11 Effektproduksjon fra vindkraft erstatter vannkraft

Det har blitt nevnt to forskjellige teorier om hvorfor vannkraftgeneratorens effekttopper endres ved innkobling av vindkraft i feilsenario 5, utkobling av CatDog. Tidligere simuleringer tyder på at endringen i lastflyt når vindkraftverket kobles inn, er hovedårsaken til endringen i generatorresponsen. Det er likevel mulig at endringen i vannkraftgeneratorens svingeforløp skyldes strukturendring i systemet.

I dette kapitlet reduseres vannkraftverkets produksjon tilsvarende det vindkraftverket produserer. Dette gjøres for å oppnå samme lastflyt som i tilfellet hvor vindkraftverket ikke var innkoblet. Hypotesen var at om endringen i effektpendlingene skyldes endring i lastflyt, ville simuleringen med vindkraft integrert, gi samme resultat som simuleringen uten vindkraft. Denne hypotesen var basert på likheten mellom de to lastflyttillfellene. Om svingeforløpet til vannkraftgeneratorens aktive effekt viste ulik form til tross for lik lastflytløsning, ville det vært et tegn på at responsendringen skyldes endret elektromekanisk modi som følge av vindkraftintegrasjonen.

Det lot seg ikke gjøre å oppnå fullstendig like lastflytløsninger fordi redusert effekt fra vannkraftverket førte til lavere reaktivt effektforbruk i vannkraftverkets transformator. Dette førte til en liten endring i spenningsprofilen på samleskinne 201 og 211. Aktiv effektflyt i systemet var lik for de to forskjellige simuleringene. Derfor ble det forventet at transient aktiv effekt fra vannkraftgeneratoren ville ha samme svingeforløp om endringen i effektpendlingene skyldtes endring i lastflyten. For å oppnå markante effektutslag, ble 100 km luftlinje mellom vindkraftverk og vannkraftverk benyttet. Scenario 5, trip CatDog ble brukt i simuleringene.



Figur 117: Aktiv effekt fra vannkraftverk ved utkobling av CatDog.

Rød kurve viser simulering uten vindkraft. Grønn kurve viser simulering hvor 100MW av vannkraftproduksjonen er erstattet av vindkraft. Vindkraftverket er tilkoblet nettet via en 100km luftlinje. Den røde kurven følger venstre akse. Denne aksen begynner på 5,995 p.u. og slutter på 6,095 p.u. (100MW forskyvning i forhold til høyre akse.) Den grønne kurven følger høyre akse.

Figur 117 viser at vannkraftgeneratorens svingeforløp er likt når lastflytløsningen er lik. Grafene i figur 117 følger hver sin akse som er 100 MW forskjøvet i forhold til hverandre. Det er viktig å merke seg at vannkraftverket produserer 23,6 MVAR i simuleringen med vindkraft sammenlignet med 17,7 MVAR uten vindkraft innkoblet. Til tross for at lastflytløsningene ikke var fullstendig like med tanke på flyt av reaktiv effekt, kan det ses av figur 117 at grafene for aktiv effekt har svært lik form. I kapittel 12.6 produserte vannkraftverket og vindkraftverket til sammen 700 MW. Om resultatene fra kapittel 12.6 sammenlignes med resultatet fra figur 117, kan det hevdes at endringen i vannkraftgeneratorens svingeforløp i størst grad skyldes endring i lastflyt. Dette betyr at endring i systemets elektromekaniske modi som følge av vindkraftintegrasjon i liten grad påvirker vannkraftverkets transiente svingninger.

13. Diskusjon og Konklusjon

I dette kapitlet diskuteres de sentrale tendensene og systemegenskapene som ble observert i kapittel 12, før det konkluderes etter hvert delkapittel.

13.1 Oppsummering av simuleringene

I kapittel 12 ble det gjort en rekke simuleringer. I utgangspunktet ble det gjort simuleringer med seks forskjellige hendelser i systemet. Feilene/ukoblingene var som følger:

1. Kortslutning linje 201 - 151.
2. Kortslutning linje 201 - 202.
3. Utkobling av linje 201 - 151.
4. Utkobling av linje 201 - 202.
5. Utkobling av generator Cat Dog.
6. Utkobling av last på samleskinne 205.

For samtlige feilscenarioer, ble det gjort simuleringer med kraftsystem uten vindkraft integrert. Vannkraftgeneratorens respons på endringene i nettet uten vindkraft, ble sammenlignet med simuleringer hvor en 100 MW vindpark var tilknyttet samleskinne nr. 201 (se figur 34). Dette er også vannkraftverkets innkoblingspunkt i nettet. Vindparken var tilknyttet dette innkoblingspunktet via en 20 km lang 230 kV luftlinje. Vindparken ble simulert med to ulike lastflytløsninger, induktiv $\cos\phi=0,95$ og kapasitiv $\cos\phi=0,95$.

Fokuset for simuleringene var å finne ut om vannkraftgeneratorens stabilitet ble påvirket av om vindparken produserte eller trakk reaktiv effekt. Faktorene som ble undersøkt for å detektere endringer i generatorens dynamiske respons, var vannkraftgeneratorens klemmespenning, reaktive effektproduksjon, rotorhastighet, polhjulsvinkel og produsert aktiv effekt. Disse faktorene ble valgt fordi de forteller mye om hvordan vannkraftgeneratoren pendler i forhold til resten av systemet, og hvordan spenningsregulatoren jobber for å holde spenningen på riktig nivå (se ligning 11, 12 og 32). Faktorene indikerer om generatoren er spennings, frekvens og polhjulstabil for feilscenarioene.

I resultatkapitlet ble det påpekt generelle trender som ble undersøkt videre i tre nye simuleringer;

1. Integrasjon av 300MW vindkraft.
2. Inetgrasjon av 100MW vindkraft via en 100km lang luftlinje
3. Integrasjon av 20MW vindkraft fra fixed speed vindturbiner.

Disse simuleringene ble kun gjennomført med feilscenario 5 og 6, lastavslag og produksjonsbortfall. Årsaken til at disse feilscenarioene ble valgt, er at de gav de mest markante svingningene i systemet. Effekten av vindparken ble synligst her. Simuleringene med forstørret vindpark og forlenget transmisjonslinje ble gjennomført med undermagnetiserte og overmagnetiserte vindparker.

Det ble tidlig i simuleringene argumentert for at endringer i systemresponsen skyldtes endringer i lastflyt når vindparken ble koblet integrert. For å verifisere denne påstanden ytterligere, ble en siste test utført. Det ble gjort en simulering med produksjonsbortfall i systemet hvor vannkraftverket bare produserte 500 MW, mens vindkraftverket produserte 100 MW. Dette gav en lastflyt som var svært lik lastflyten da vannkraftverket produserte 600 MW og vindkraftverket ikke var innkoblet. Ved å sammenligne vannkraftverkets dynamiske respons i de to ulike systemkonfigurasjonene med like lastflytløsninger, ble det mulig å si noe om hvilken rolle lastflyten har på generatorens dynamiske respons.

13.2 Vindturbinpark representert ved generatorekvivalent

I kapittel 12.1 ble vannkraftgeneratorens respons på forstyrrelse i nettet sammenlignet for to forskjellige måter å representere vindparken. I det første tilfellet var vindparken representert med en 100 MW DFIG vindkraftgeneratorekvivalent. I det andre tilfellet ble vindparken representert med 10x10 MW DFIG vindkraftgeneratorekvivalenter.

Resultatene var identiske for de to ulike måtene å representere vindparken på. Dette tyder på at vindparkens innvirkning på vannkraftgeneratoren er lik om parken representeres med 'n' generatorer (med merkeytelse 'x'), eller om parken representeres som en generator (med merkeytelse 'n·x'). Det er viktig å presisere at det ved en slik forenkling antas at alle generatorene i vindparken responderer likt på påvirkning fra øvrig kraftsystem. I en reell vindpark vil det være varierende lengder på kablene mellom vindturbinene, noe som gir ulik elektrisk avstand mellom hver enkelt vindturbin og parkens felles tilknytningspunkt. Denne heterogene interne impedansen vil føre til at svingningsforløpene blir noe forskjellig fra turbin til turbin. I denne studien blir det forøvrig antatt at vindturbinenes respons er så lik at de kan studeres som en enhet. Denne forenklingen er ikke gyldig for studier som omhandler feil og svingninger internt i vindparken.

I kapittel 12.1 ble kun kurvene for vannkraftgeneratorens aktive- og reaktive effektpendling vist. Disse kurvene ble valgt fordi lik produsert aktiv og reaktiv effekt betyr at spenningsnivå, spenningsvinkel, polhjulsvinkel og frekvens også er lik for de to simuleringene (se ligning 11, 12 og 32). Dette resultatet førte til beslutningen om at vindparken skulle representeres som en stor ekvivalent for de resterende forsøkene. Grunnen til dette valget, er at en modell med en enkel generator er lettere å modifisere for simuleringene som ble gjennomført.

Konklusjon:

Ved studier som ikke innbefatter forstyrrelser internt i vindparken, kan vindparken modelleres som en stor generatorekvivalent. Dette betinger at kabelimpedansen mellom de forskjellige vindturbinene ikke er så stor at det oppstår signifikante pendlinger mellom vindturbinene som modelleres som en enhet.

13.3 Endring av klemmespenning og reaktiv effekt fra vannkraftgenerator

Samtlige simuleringer viste at vannkraftverkets klemmespenning og produksjon av reaktiv effekt i stor grad ble påvirket av vindkraftverket. Vannkraftgeneratorens spenningsregulator er satt til å holde spenningen til samleskinne nr. 201 på 1,04p.u. (520kV). Ved innkobling av undermagnetisert vindkraft, trekker vindkraftverket reaktiv effekt fra tilknytningspunktet i nettet. Vannkraftverket og vindkraftverket har samme tilknytningspunkt, samleskinne nr. 201. Vindparkens forbruk av reaktiv effekt blir dekket i form av økt reaktiv effektproduksjon fra vannkraftverket. Denne økningen av produsert reaktiv effekt, fører til at klemmespenningen til vannkraftgeneratoren (spenningen på samleskinne nr. 211) øker. Figur 72 viser at vannkraftverkets reaktive effekt er 57 MVAR høyere når vindparken er undermagnetisert sammenlignet med simuleringen uten vindkraft. Den reaktive effekten er 10MVAR lavere når vindkraftverket er overmagnetisert sammenlignet med simuleringen uten vindkraft. Fordi DFIG vindturbinene aktivt kan styre den reaktive effektproduksjonen, bidrar de med reaktiv effekt når spenningen faller. Samtidig øker de forbruket av reaktiv effekt når spenningen stiger. Dette fører til en avbelastning av vannkraftverkets reaktive effektproduksjon under feil. Av figur 72 ses det at amplitudene på svingningene blir noe lavere når DFIG vindkraftverket er integrert i modellen.

Figur 73 viser hvordan vannkraftgeneratorens klemmespenning endres ved innkobling av vindparken. Grunnet den sterke sammenhengen mellom reaktiv effekt og spenning, blir klemmespenningen ved innkobling av vindkraftverk endret på samme måte som endringene i den reaktive effektproduksjonen. Ved innkobling av 100 MW undermagnetisert vindkraft, stiger vannkraftgeneratorens klemmespenning med 0,0125p.u. (250V). Om 100 MW overmagnetisert vindkraft kobles inn, synker vannkraftgeneratorens klemmespenning med 0,001p.u. (20V). På samme måte som amplitudene til den reaktive effekten minsker, blir også spenningsamplitudene lavere når vindkraftverkene aktivt regulerer spenningen under feil. Dette er spesielt synlig i figur 73 hvor svingningene til vannkraftgeneratoren er mindre når vindkraftverket er overmagnetisert (blå kurve) sammenlignet med simuleringen hvor det ikke var vindkraft i nettet (rød kurve). Likheten mellom spenningsforløp og reaktiv effekt skyldes den nære sammenhengen mellom reaktiv effekt og spenning, se ligning 12.

Figur 51 viser hvordan vindkraftverket produserer og forbruker reaktiv effekt ved produksjonsbortfall. Grafene viser at DFIG generatoren regulerer spenningen ved å forbruke eller produsere reaktiv effekt når spenningsnivået avviker fra nominell spenning. 2,5 sekund etter feilen stabiliserer den reaktive effektproduksjonen seg på samme nivå som før feilen.

I kapittel 12.9. diskuteres det hvorvidt vannkraftgeneratorens aktive effektpendlinger blir påvirket av vindkraftgeneratorens spenningsregulering. Figur 94 og 103 viser at vindkraftverkets aktive effekt i stor grad blir påvirket av om vindkraftgeneratoren er overmagnetisert eller undermagnetisert. Ligning 32 viser at aktiv effekt fra generatoren er avhengig av spenningsnivået på samleskinnene i systemet. Som figur 103 illustrerer, er forskjellen på et overmagnetisert og undermagnetisert 100 MW vindkraftverks effekttopper under feil hele 7,5 MW. Det er tydelig at de aktive effektutslagene kan bli større når vindkraftverket hever spenningen ved å levere reaktiv effekt. Effektpulsene fra vindkraftverket påvirker vannkraftgeneratoren som vist i figur 93. Avhengig av linjelengde

og spenningsregulering fra vindkraftverket ble vannkraftverkets transiente effekttopper noe endret. I simuleringene med produksjonsbortfall (kapittel 12.7, 12.8.2 og 12.9.2) ble det vist at vannkraftverkets transiente effekttopper endret amplitude avhengig av linjelengde og om vindkraftverket var under eller overmagnetisert. Det kan hevdes at vindkraftverkets spenningsregulering påvirker vannkraftverkets effektpendlinger under feil. Om forholdene forbedres eller forverres er avhengig av nettopologi og vindkraftverkets innstillinger for hvert enkelt tilfelle.

Konklusjon:

DFIG- vindturbiner forbedrer spenningsstabiliteten i nettet ved å bidra med reaktiv støtte.

Den aktive spenningskontrollen kan imidlertid føre til store variasjoner i spenningen på samleskinnene i området rundt vindparken. Varierende spenningsnivå fører i sin tur til økende effektvariasjoner fra vindkraftverket under feil. Disse effektpulsene påvirker vannkraftverkets polhjulsinkel, og gjør at amplituden på vannkraftverkets leverte aktive effekt under feil kan bli større.

13.4 Aktiv effekt og rotorhastighet/ polhjulsinkel

Vindparkens innvirkning på vannkraftverkets aktive effekt varierte for feilscenarioene. Siden det ikke kan trekkes en generell konklusjon om vindparkens innvirkning på polhjulsstabiliteten, er dette kapitlet delt opp i underkapiteler for hvert feilscenario og vindparkmodellering.

13.4.1 Kortslutning på linjene 201-151 og 201-202

Resultatene fra simuleringene viste at endringen i aktiv effekt fra vannkraftverket ikke er likt for de forskjellige feiltillfellene. Kapittel 12.2 og 12.3 viser at vannkraftgeneratorens svingeforløp er forskjellig om feilen skjer på linje 201-151 eller 201-202. I begge tilfellene faller effekten i det kortslutningen forekommer, men svingningsforløpet etter at linjen settes i drift igjen varierer (se figur 42 og 54).

I scenarioet med feil på linje 201-202, faller effekten til 0,25p.u. (25MW) under kortslutningen. Etter at linjen har blitt koblet ut, feilen fjernet og linjen koblet inn igjen, observeres det to like høye effekttopper på 8,5p.u. (850MW). Etter 2,5 sekund dempes effekten hurtig, og stabiliserer seg på 6p.u. (600MW). Det tar totalt 3,75 sekund fra feilen oppstår, til generatoren gjenhenter stabil driftstilstand.

I scenarioet med feil på linje 201-151 faller effekten til 1,75p.u. (175MW) under kortslutningen. Når linjen settes i drift igjen etter 1,05 sekund, følger to store effektsvingninger hvor den første har en effekttopp på 7,25p.u. (725MW), og den andre har en effekttopp på 9,5p.u. (950MW). Så dempes generatoren hurtig til stabil drift på 6p.u. (600MW). Også dette svingningsforløpet tar 3,75 sekund fra feil oppstår til stabil drift er gjenopprettet.

Dempingsforløpet er altså like hurtig for de to feiltilfellene, men effektutslaget er noe større for tilfellet med feil på linje 201-151. Årsaken til forskjellige effektpendlinger er at det flyter forskjellig effekt i de to linjene. Tabell 1 viser at det flyter 561,3 MW i linje 201-151, mens 555,8MW flyter i linje 201-202 før vindkraftintegrasjonen. Utkobling av de to linjene representerer to forskjellige nettopologier. Dette fører til at vannkraftgeneratorens effektkurve blir forskjellig, avhengig av hvilke linjer som kobles ut. Det ble også funnet at ved kortslutning på linje 201-202, svinger vannkraftverket sammen med atomkraftverket mot resterende generatorer i systemet. Ved kortslutning på linje 201 – 151, svinger vannkraftverket sammen med resterende generatorer i systemet mot atomkraftverket. Forskjellen i svingeforløp etter feil er altså avhengig av hvordan vannkraftverket pendler i forhold til de andre generatorene i systemet.

Simuleringene viste lik form på svingeforløpet til vannkraftgeneratoren ved innkobling av vindparken, men noe større amplituder for tilfellene hvor linjene ble kortsluttet. Effekttoppene ble 0,3p.u. (30MW) høyere, uavhengig av om vindkraftgeneratoren var undermagnetisert eller overmagnetisert.

Årsaken til større amplituder på effektpendlingene skyldes at polhjulsinkelen til vannkraftgeneratoren gjør større utslag (se ligning 31). Ved innkobling av vindkraftverket øker effektflyten i linje 201-202 og 151-152. Samtidig reduseres effektflyten i linje 151-201. Redusert effektflyt mellom vannkraftverket og atomkraftverket fører til at vannkraftgeneratoren blir tettere elektrisk koblet til atomkraftgeneratoren. Grunnet økt effektflyt fra vann- og atomkraftverket til resten av nettet, øker spenningsinkelen mellom disse tre generatorene og generatorene Mine_G, CatDog og Urbgen. Vannkraftgeneratorens elektriske avstand til atomkraftverket minskes, mens den elektriske avstanden til de resterende generatorene blir større. Økt elektriske avstand til det resterende kraftsystemet gjør at polhjulsinkelen, og dermed effektpendlingene, blir noe større.

Konklusjon:

Vindkraftverket fører til lavere effektflyt på linjen mellom atomkraftverket og vannkraftverket. Dette fører til at disse to kraftverkene blir tettere elektrisk koblet.

Innkobling av vindparken fører til større effektflyt i transmisjonslinjene ut fra vannkraft- og atomkraftverkens tilkoblingspunkter. Økt effektflyt betinger større spenningsvinkel og dermed blir elektrisk avstand fra vann- og atomkraftverket til resterende generatorer i systemet større. Økningen i elektrisk avstanden fører til større polhjulsinkelen og effektpulser fra vannkraftverket etter forstyrrelse i systemet.

13.4.2. Utkobling av linjer

Ved utkobling av linje 201-151, viste simuleringene at vannkraftverkets effektpendlinger ble mindre når vindkraftanlegget var koblet inn. Dette avviker fra resultatet som ble diskutert i kapittel 13.4.1. Årsaken til at effektpendlingene i dette tilfellet ble mindre ved innkobling av vindkraft, er at effektflyten i linje 201-151 ble redusert med 33,5 MW. Dette betyr at

endringen i nettopologi ved utkobling av denne linjen blir mindre drastisk, og følgelig blir effektpendlingene til generatorene også mindre (se 'equal area criteria' kapittel 7.2). Dette skjer fordi endringen i polhjulsinkel som generatoren må foreta når nettopologien endres, blir mindre.

Ved utkobling av linje 201-202, ble effektpendlingene til vannkraftgeneratoren større når vindparken var innkoblet. Årsaken til dette, er at effektflyten i linje 201-202 øker med 40,5 MW. På samme vis som diskutert over, må vannkraftgeneratoren endre polhjulsinkel når nettopologien endres. Stor effektflyt i linjen som kobles bort, gir stor endring på den nye lastflytløsningen. Dette fører til at generatorens endring i polhjulsinkel blir større. Derfor pendler polhjulsinkelen mer, noe gir større amplitude på effektkurven etter linjeutkoblingen.

Det ble observert at vannkraftgeneratoren pendlet mot atomkraftgeneratorene når linje 151-201 ble koblet ut. Ved utkobling av linje 201-202, pendlet vannkraftgeneratoren sammen med atomkraftgeneratorene.

Konklusjon:

Integrasjon av vindparken fører til større effektflyt i linjene. Utkobling av linjer med stor effektflyt fører til markante endringer i generatorenes polhjulsinkel når effektflyten tilpasses den nye nettopologien. Større polhjulsendringer fører til mer betydelige effektpendlinger fra generatorene.

Ved integrasjon av vindkraft på samleskinne 201, ble effektflyten i linje 151-201 redusert. Dette førte til en lavere polhjulsending i generatorene fordi endringen i nettopologien ved utkobling av denne linjen ble mindre drastisk.

13.4.3 Produksjonsbortfall

Ved utkobling av generatoren CatDog på samleskinne 3018, oppstod ett produksjonsunderskudd på 100 MW og 80 MVar. Produksjonsbortfallet førte til at frekvensen umiddelbart falt til 49,9 Hz. Atomkraftverket, vannkraftverket og Urbgen økte produksjonen maksimalt for å kompensere for CatDog. Etter 15 sekunder var frekvensen økt til 49,95 Hz.

Ved innkobling av vindkraftanlegget ble det observert at frekvensfallet var noe mindre. Forskjellen i systemfrekvens med og uten vindpark er synlig i figur 69, men ikke mulig å lese av siden tallverdiene er like helt ned til tredje desimal. Forbedringen i frekvens ved innkobling av vindkraft var for øvrig kun gjeldende for de tre første sekundene etter produksjonsbortfallet. Systemfrekvensen etter 20 sekund var fortsatt like lav.

Årsaken til den marginale forbedringen ved innkobling av vindkraft, er at de roterende massene i vindturbinene bidrar til større total roterende masse i systemet. Større bevegelsesmengde gjør at frekvensfallet ved produksjonsbortfallet blir litt "mykere" (se ligning 19).

Frekvensen under stabil drift etter produksjonsbortfallet ble ikke bedret av vindkraftintegrasjonen. Årsaken til dette er at vindkraftverkets aktive effektproduksjon i all hovedsak er gitt av vindhastigheten [20]. Dette betyr at vindkraftverket i seg selv ikke har noen roterende reserve å bidra med for å øke frekvensen i systemet. Som figur 70 viser, er mekanisk effekt inn på vindkraftverket konstant, uavhengig av hendelser i nettet.

Selv om vindparken i seg selv ikke øker sin produksjon, er det ikke korrekt å hevde at vindparken ikke representerer en forbedring i forhold til systemfrekvensen. Figur 71 viser at kraftverket Mine_G, (som er svingmaskin i simuleringene) reduserer sin produksjon med 100 MW når vindparken kobles inn. Dette betyr at Mine_G i realiteten får en økt roterende reserve på 100 MW som kan benyttes når systemfrekvensen synker. Årsaken til at systemfrekvensen ikke bedres selv om produksjonen fra vindparken har gitt Mine_G økt roterende reserve, er at Mine_G er modellert dynamisk uten turbinregulator. Det betyr at Mine_G leverer en konstant effekt gitt av lastflytløsningen uavhengig av hendelser i nettet.

Dette betyr at den lave frekvensen ved produksjonsbortfall skyldes en svakhet i modellen. Mine_G er et relativt stort kraftverk. Termiske kraftverk har en lang responstid på turbinregulatoren, og effekten av den blir nødvendigvis ikke synlig i løpet av de 20 sekundene simuleringene ble foretatt. Dette er trolig grunnen til at Mine_G ikke har blitt modellert med turbinregulator. Om vannkraftverket hadde blitt satt til svingbus, ville virkningen av økt roterende reserve i systemet blitt observert. Årsaken til dette er at vannkraftverket har en kortere responstid enn Mine_G[22]. Det er derfor grunn til å hevde at et vindkraftanlegg reelt bidrar til økt roterende reserve. Dette skjer i form av at nærliggende kraftverk under normal drift kan redusere sin produksjon tilsvarende vindkraftanleggets produksjon.

Konklusjon:

Vindkraftverket øker systemets totale bevegelsesmengde, og bidrar derfor med å redusere det transiente frekvensfallet.

Vindkraftverket har ingen mulighet til å øke sin energiproduksjon, og kan derfor ikke kompensere for langvarig produksjonsunderskudd. Om vindkraftverkets effektproduksjon fører til at et annet kraftverk i systemet får redusert produksjon under normal drift, vil dette kraftverket ha større tilgjengelig roterende reserve ved produksjonsbortfall. På denne måten bidrar vindkraftverket indirekte til økt roterende reserve i kraftsystemet.

13.4.4 Lastavslag

Ved lastavslag observeres det en transient spenningsøkning som fører til at både vannkraftverk og vindkraftverk forbruker reaktiv effekt for å dempe spenningen.

Frekvensen i systemet stiger hurtig grunnet produksjonsoverskudd. Dette fører til at kraftverkernes turbinregulatorer og vindkraftverkets pitch kontroll reduserer produksjonen av aktiv effekt. Det observeres at frekvensøkningen er noe lavere ved integrasjon av vindparken. Årsaken til dette er at vindturbinenes pitch regulator reduserer bladenes løfteevne hurtig, og på den måten sørger for at vindkraftverkets ”overproduksjon” raskt reduseres. Om

vindkraftverket ikke hadde vært innkoblet, ville Mine_G hatt større konstant produksjon. Dette ville ført til at vannkraftverket, atomkraftverkene og Urbgen måtte redusere produksjonen ytterligere. Dette ville tatt lengre tid grunnet disse kraftverkernes langsomme turbinregulatorer.

Konklusjon:

DFIG- vindturbinene bidrar med forbruk av reaktiv effekt. De hjelper dermed vannkraftgeneratoren med å holde spenningen lav i tilfellet hvor det blir overskudd av reaktiv effekt.

Vindturbinenes effektproduksjon kan ved hjelp av hurtige pitchkontroller raskt reduseres, og dermed dempe den høye systemfrekvensen som oppstår ved lastavslaget. Om kraftproduksjonen fra vindparken hadde blitt erstattet med økt produksjon fra de termiske kraftverkene, ville frekvensen blitt høyere grunnet lang reaksjonstid på de termiske kraftverkernes turbinregulatorer.

13.5. Implementering av større vindpark

Ved en tredobling av vindkraftproduksjonen ble samtlige tendenser som er diskutert i kapittel 13.4 tydeligere.

Mine_G produserte enda mindre effekt i lastflytløsningen, og av den grunn ble ikke frekvensforholdene bedre ved produksjonsbortfallet. Det ble observert at det transiente frekvensfallet ble mindre markant grunnet økt roterende masse i systemet. I resultattabellene oppgav fortsatt PSS/E at vannkraftgeneratorens laveste hastighet var -0,002 p.u. (50Hz som referanse) for simuleringene med 300 MW vindkraft og uten vindkraft integrert. Av figur 83 ser det ut til at frekvensen på det laveste punktet er 0,0005 p.u. høyere når 300 MW vindkraft er integrert i nettet. Dette vil bety at frekvensen faller til 49,925 Hz i stedet for 49,9 Hz. Uansett tallverdi, tyder resultatet på at økt vindkraftproduksjon fører til ”glattere” frekvenskurver grunnet økt bevegelsesmengde i systemet.

Ved lastavslag trakk vindkraftverket 100 MVar i stedet for 33 MVar, noe som reduserte vannkraftgeneratorens forbruk av reaktiv effekt.

Vannkraftgeneratorens rotorhastighet ved lastavslaget ble målt til 0,022 i stedet for 0,023 p.u. Dette betyr at ved innkobling av 300 MW blir maksimal frekvens 51,1 Hz mens for kraftsystemet uten vindkraft blir maksimal frekvens 51,15 Hz. Dette skyldes at ved integrasjon av 300 MW vindkraft, er enda større del av kraftproduksjonen til Mine_G overlatt til vindkraftverket som hurtig kan redusere effektproduksjonen ved hjelp av vindturbinenes hurtige pitch regulatorer.

Konklusjon:

Større svingmasse i systemet fører til mindre transient frekvensfall ved effektunderskudd i systemet.

Mine_G reduserer sin produksjon ytterligere, og får dermed større roterende reserve selv om det ikke kommer til uttrykk i disse simuleringene.

Ved integrasjon av enda flere DFIG- vindturbiner, bidrar vindparken med enda større forbruk av reaktiv effekt. De hjelper dermed vannkraftgeneratoren i større grad med å holde spenningen lav der det blir overskudd av reaktiv effekt.

Vindturbinenes effektproduksjon kan ved hjelp av hurtige pitch kontroller raskt reduseres. Når større andel av effektproduksjonen foregår med vindkraftanlegg, kan enda større andel av effekten i systemet reduseres hurtig. Dette vil føre til lavere overfrekvens ved overproduksjon.

13.6 Endring av linjelengde mellom vindpark og vannkraftverk

Simuleringene med forlenget transmisjonslinje mellom vindkraftverket og vannkraftverket, avslørte at økt linjelengde førte til større polhjulspendlinger mellom kraftverkene. Når linjen blir lengre, øker linjeimpedansen. Økt impedans fører til at polhjulsvinklene mellom generatorene må være større for å transportere den samme effektmengden (se ligning 32). Ved effektubalanse i systemet, varierer generatorenes polhjulsvinkel mer når polhjulsvinkelen er høy i utgangspunktet (se kurveform på figur 21). Det er et velkjent fenomen at generatorene pendler mer i forhold til hverandre når den elektriske avstanden mellom dem øker[22].

I kapittel 12.9 ble det også funnet at generatorenes klemmespenning hadde stor innvirkning på effektpendlingene. Den forlengede transmisjonslinjen produserte reaktiv effekt, og førte derfor til økt klemmespenning på den overmagnetiserte vindkraftgeneratoren. Ved lastavslag og produksjonsbortfall ble spenningsvariasjonene da større, noe som bidro til økt variasjon i levert aktiv effekt.

Det ble observert at den økte elektriske avstanden førte til større pendlinger mellom vindkraftverket og vannkraftverket. Vannkraftverket fikk i enkelte tilfeller noen reduserte og noen forsterkede effekttopper under feil. Årsaken til denne endringen i vannkraftverkets respons, er at innkobling av vindparken førte til endret lastflyt. Det var ikke mulig å fastslå om vindkraftverket konsekvent reduserte eller økte vannkraftverkets effektutslag. Endring i spenningsvinkler og spenningsnivå førte til at noen generatorer pendlet med hverandre samtidig som de pendlet mot andre.

Konklusjon:

Økt elektrisk avstand fører til større polhjulsinkelutslag mellom to generatorer.

Produksjon av reaktiv effekt i transmisjonslinjene fører til høyere klemmespenning på overmagnetiserte vindkraftgeneratorer. Dette fører til større spennings- og effektvariasjoner ved store forstyrrelser i systemet.

Hvordan kraftsystemets generatorer pendler i forhold til hverandre, er avhengig av systemtopologien. Større elektrisk avstand som gir større pendlinger, kan like gjerne føre til at effektpulser kommer i motfase med hverandre. Slik kan det komme en demping fremfor en forsterkning av generatorenes effektpulser.

13.7 Implementering av fixed speed

Simuleringene med fixed speed vindturbiner ble svært redusert grunnet modelleringsproblemer. Det var ikke mulig å modellere en større park enn 20 MW, en effekt som sammenlignet med vannkraftverket og atomkraftverket er så liten at det er vanskelig å se innvirkningen dette vindkraftanlegget hadde på systemet.

Resultatene viste at vindturbinen reduserte produksjonen ved lastavslag, og økte produksjonen ved produksjonsbortfall. I følge teorien om slike vindturbiner uten aktiv pitch regulering, skal ikke denne produksjonsvariasjonen være mulig. Årsaken til at dette likevel var tilfellet, kan være at den mekaniske effekten på vindturbinen blir beregnet med utgangspunkt i ønsket effekt fra lastflytløsningen. En annen forklaring kan være at vindturbinens virkningsgrad i forhold til vindhastighet ble forandret som følge av endret rotasjonshastighet ved endring i systemfrekvensen. Det er altså uklart hva resultatet skyldes, men det er grunn til å tro at dataene ikke er pålitelig grunnet modelleringsfeil. Om feilkilden er brukeren av programmet eller programutvikler, vites ikke.

I simuleringen med produksjonsbortfall, trakk vindturbingeneratoren reaktiv effekt fra nettet. Som forventet, førte det til at vannkraftverket økte sin produksjon av reaktiv effekt med 6,88 MVA_r.

I simuleringen med lastavslag, ble aktiv effekt fra vindturbinen redusert. Dette førte til et resultat som viste produksjon av reaktiv effekt fra vindkraftgeneratoren. Dette er åpenbart en svakhet i modellen, siden denne typen asynkrongeneratorer ikke kan produsere reaktiv effekt[17]. Det er mulig at denne simuleringsfeilen kunne vært unngått ved å modellere et kondensatorbatteri foran vindparken i stedet for at reaktiv effekt ble hentet fra vannkraftverket. Denne alternative modelleringsløsningen ble ikke testet.

Konklusjon:

Grunnet store problemer med modelleringen av fixed speed vindturbiner, er ikke resultatene pålitelige. Årsaken til problemene er ikke kjent.

13.8 Vindkraftverk erstatter deler av vannkraftverkets produksjon.

For å verifisere påstanden om at endret lastflyt var den største årsaken til endret generatorrespons, ble det foretatt en ny simulering. Her var vindkraftverket innkoblet, men lastflyten den samme som når vindkraftverket ikke var innkoblet. Dette ble gjennomført ved at vannkraftverkets effektproduksjon ble redusert til 500 MW. Netto effektflyt ut fra samleskinne 201 var da 600 MW, den samme effektflyten som når vannkraftverket alene produserte 600 MW.

Innkobling av vindkraftanlegget vil føre til en strukturendring i systemet. Denne endringen vil føre til endret elektromekaniske modi. En egenverdianalyse ville kartlagt hvordan systemets egenverdier endrer seg når vindparken blir koblet inn (se kapittel 7.1). Grunnet tidspress ble det ikke prioritert å gjennomføre egenverdianalyser.

Resultatet i kapittel 12.11 viste at formen på vannkraftverkets effektkurve var lik når lastflytløsningene var like. I kapittel 12.6 og 12.9 ble det observert at innkobling av vindkraft førte til at vannkraftverkets effektkurve ble endret med hensyn på form og amplitude. Simuleringen i kapittel 12.11 verifiserer at endringene som ble observert i kapittel 12.6 og 12.9, skyldtes endring i lastflyt ved vindkraftintegrasjonen. En egenverdianalyse vil kartlegge hvordan egenverdiene for systemet endres når vindparken kobles inn. På grunnlag av simuleringen i kapittel 12.11 kan det hevdes at endringene i elektromekanisk modi ikke påvirker egenverdiene i like stor grad som lastflyten.

Konklusjon:

Endringen i vannkraftverkets transiente effektpendlinger skyldes forandring i lastflyten som følge av vindkraftintegrasjon. Det ble ikke observert bevegelser i det transiente svingeforløpet som kan tilskrives endrede elektromekaniske modi.

14. Fremtidig arbeid

Simuleringene avdekket svakheter i modellen som kunne blitt utbedret før videre analyser blir foretatt. Simuleringene som ble utført påviste tendenser som ble mer markante ved bruk av større vindpark og lengre transmisjonslinje. Det kan være interessant å gjøre videre analyser med større vindparker og enda svakere nett. Dette vil kunne tydeliggjøre hvilke utfordringer integrasjon av ny produksjon kan føre til. Grunnet redusert arbeidstid, har det ikke vært mulig å gjennomføre flere og mer dyptgående analyser av systemet. Om denne rapporten danner grunnlag for videre arbeid, kan det være nyttig å gjøre følgende forandringer/utbedringer:

- Modellere fixed speed vindturbiner. Det ble konkludert med at resultatene fra fixed speed vindturbinene ikke er pålitelige. En videreføring av disse analysene må da innbefatte en mer dyptgående studie av modellens oppbygging for å finne ut hva som er årsaken til at fixed speed vindparken ikke lot seg modellere som først planlagt.
- Større vindpark. Observerte forskjeller mellom simuleringene uten vindkraft og med 100 MW vindkraft ble mer markante da vindparken ble oppskalert til 300 MW. Det kan være interessant å implementere en enda større vindpark for å undersøke om tendensene blir enda tydeligere og for å finne ut hvor stort vindkraftanlegget må være før det gir vesentlige utslag på systemets stabilitet.
- Splitte opp generatorekvivalenten. I samtlige simuleringer ble det benyttet en generatorekvivalent som representant for hele vindparken. Om vindparken hadde blitt representert med flere mindre ekvivalenter eller enkeltstående generatorer, kunne det blitt gjennomført studier av pendlinger mellom vindturbinene internt i parken. En slik analyse vil kunne gi innsikt i hvordan systemet responderer på feil som kan oppstå internt i vindparken.
- Lengre transmisjonslinje mellom vindparken og vannkraftverket. Simuleringene viste at vindkraftverket i større grad pendler i forhold til vannkraftverket når den elektriske avstanden mellom de to generatorene øker. Det kan være interessant å øke linjelengden ytterligere for å få et bedre bilde av hvordan reaktansen mellom generatorene påvirker pendlingene. Et interessant studie ville også vært å undersøke hvor lang radialen til vindkraftverket maksimalt kan være, og hvilke problemer som oppstår når overføringslinjen blir tilstrekkelig lang.
- Governor på alle kraftverk. Som tidligere nevnt, ble simuleringene gjort uten turbinregulator på kraftverket Mine_G. Dette førte til at kraftverkets mekaniske effekt var konstant. Spesielt i tilfellet hvor last ble koblet ut, er det grunn til å tro at systemdynamikken ville blitt noe endret dersom effekt fra Mine_G hadde blitt redusert. Om det skal utføres videre analyser på dette systemet, bør det derfor vurderes om Mine_G sin turbinregulator skal modelleres.

- Endre svingmaskin. I samtlige lastflytsimuleringer ble Mine_G satt til å være svingmaskin. Dette ble gjort for at vannkraftverket ikke skulle redusere produksjon når vindparken ble innkoblet. I videre analyser kan det være interessant å sette vannkraftverket til å være svingmaskin. Dette vil føre til at vannkraftverket reduserer sin produksjon ved innkobling av vindkraftverket, og dermed få større roterende reserve. Vannkraftverket kan øke sin effektproduksjon hurtigst ved effektunderskudd i nettet. Å gi dette kraftverket større roterende reserve vil trolig føre til en endring i systemets frekvensforløp.
- Egenverdianalyser. For å undersøke hvordan systemets elektromekaniske modi endres når vindkraftverket kobles inn, kan det være nyttig å gjennomføre en egenverdianalyse.

15. Referanser

- [1] J. Machowski et al. *Power System Dynamics Stability and Control*, 2. utgave, Wiley & Sons, 2008, s. 65-261
- [2] O.H. Eliassen, *Vindkraftintegrasjon i BKKs konsesjonsområde*, prosjektoppgave, NTNU, 2009, s. 1-63
- [3] M.K. Pal, *Power system stability*, MKPalConsulting, 2009
- [4] J. Paserba et al. *Analysis and control of power system oscillations*, Cigrè, 1996
- [5] B. Bungum et al. *Dynamic Stability and Motor Reacceleration study Statoil Mongstad main power system*, Unitech power systems, 2009, s. 1-229
- [6] Professor R. Nilsen, personlig meddelelse, NTNU, 2009
- [7] T. Gjengedal, *Forelesninger i faget ELK-12*, NTNU, 2009,
- [8] M. Hokkanen et. al. *A short review of models for gridconnected doubly-fed variable speed wind turbines*, University of Vaasa, 2004
- [9] E. Brun et al, *Funksjonskrav i kraftsystemet(FIKS)*, Statnett, 2008, s. 13-33
- [10] P.Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994, s. 581-688, 700-817, 827-927
- [11] R. Mangelrød, personlig meddelelse (vedlegg B), Statnett, 2010
- [12] Grainger and Stevenson, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1994, s 330
- [13] R. A. Flo, *Configuration of large offshore wind farms*, Masteroppgave, NTNU, 2009
- [14] S.M. Risser, personlig meddelelse (vedlegg B), BKK, 2010
- [15] T. Toftevåg, personlig meddelelse, NTNU, 2010
- [16] O.B. Fosso, *Forelesninger i faget ELK-14*, NTNU, 2009
- [17] K. Uhlen, personlig meddelelse, NTNU, 2010
- [18] A. N. D. Tleis, *Power systems modelling and fault analysis. Theory and practise*, Elsevir Ltd, 2008, s. 28-300, 485-519
- [19] H. Singelstad, *Stabilitetsanalyse ved integrasjon av Midtfjellet Vindpark i kraftsystemet*, Masteroppgave, NTNU, 2009
- [20] R. Gasch et al. *Wind Power Plants*, Solarpraxis AG, 2002, s. 29, 30, 43-92, 319-342

- [21] Z. Lubosny, *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems*, Springer, 2003, s 73-244
- [22] O.B. Fosso, personlig meddelelse, *NTNU*, 2010
- [23] PSSE/32, Brukermanual, Siemens PTI- Software Solutions, 2009
- [24] N. W. Miller et al. *Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine- Generators*, GE-Power System Energy Consulting, 2002, s 1-31
- [25] L. Warland, personlig meddelelse, *NTNU*, 2010
- [26] C. I. Hubert, *Electrical Machines*, Prentice Hall, Second Edition, s. 133-245
- [27] T. Andresen et al. *Reguleringsteknikk*, NTNU, 2000, s. 247-248

16. Vedlegg A

A. 1 Parameterlister for linjer, transformatorer og vindturbiner

Tabell 3: Parameterliste for WT1G1 [23].

Transient tidskonstant åpen krets	T'	0,846 [sek.]
Subtransient tidskonstant åpen krets	T''	0,000 [sek.]
Synkronreaktans	X	3,93 [pu]
Transient reaktans	X'	0,1773 [pu]
Subtransient reaktans	X''	0,00 [pu]
Lekkreaktans	XL	0,1 [pu]
	E1	1
	S(E1)	0,03
	E2	1,2
	S(E2)	0,179

Tabell 4: Parameterliste for WT12T [23].

Tregghetskonstant	H	5,3 [sek.]
Dempefaktor	DAMP	0,00 [pu P/ pu speed]
Turbinens tregghetskonstant	Htfrac	0,918 [Hturb/ H]
resonansfrekvens for vridningen til fremste aksling	Freq1	5 [Hz]
Akslingens dempingsfaktor	DSHAFT	1 [pu]

Tabell 5: Parameterliste for WT12A [23].

	DROOP	0,015
Proporsjonal forsterkning	KP	0,1 [pu]
Tidskonstant integrators	TI	0,05 [sek.]
Tidskonstant utgangsfiler 1	T1	0,1 [sek.]
Tidskonstant utgangsfiler 2	T2	0,1 [sek.]
Tidskonstant effektfilter	TPE	0,1
Maksimal grense for utsignal	LIMAX	1
Minimal grense for utsignal	LIMIN	0,25

Tabell 6: parameterliste for WT3G1

Ekvivalent reaktans for injisert strøm	XEQ	0,8 [pu]
Forsterkning første integrator	Kpll	30
Forsterkning andre integrator	Kipll	0,00
Maksimal grense	PLLMX	0,1
Turbinens merkeeffekt	Prated	1,5 [MW]

Tabell 7: parameterliste for WT3E [23].

Tidskonstant til filter i spenningsregulatoren	TFV	0,15 [sek.]
Proporsjonal forsterkning i spenningsregulatoren	KPV	18 [pu]
Forsterkning spenningsregulatorens integrator	KIV	5 [pu]
kompenseringsreaktans	XC	0,00 [pu]
Tidskonstant til filter i momentregulatoren	TFP	0,05
Proporsjonal forsterkning i momentregulatoren	KPP	3 [pu]
Forsterkning momentregulatorens integrator	KIP	0,6 [pu]
Maksimal grense i momentregulatoren	PMX	1,12 [pu]
Minimal grense i momentregulatoren	PMN	0,1 [pu]
Maksimal grense i spenningsregulatoren	QMX	0,296 [pu]
Minimal grense i spenningsregulatoren	QMN	-0,436 [pu]
Maksimal grense for reaktiv strøm	IPMAX	1,1
Tidskonstant spenningssensor	TRV	0,05
Maksimalt effektderivat	RPMX	0,45
Minimalt effektderivat	RPMN	-0,45
Tidskonstant effektfilter	T-POWER	5
Forsterkning MVar/spenning	Kqi	0,05
Minimal spenningsgrense	VMINCL	0,9
Maksimal spenningsgrense	VMAXCL	1,2
Forsterkning spenning/MVar	Kqv	40
	XIQmin	-0,5
	XIQmax	0,4
Tidskonstant forsinkelse i WindVar kontrollen	Tv	0,05
Pelec filter i PF- kontrollen	Tp	0,05
Andel innkoblede vindturbiner	Fn	1
Rotorhastighet ved Pmin	Wpmin	0,69 [pu]
Rotorhastighet ved 20% nominell effekt	Wp20	0,78 [pu]
Rotorhastighet ved 40% nominell effekt	Wp40	0,98 [pu]
Rotorhastighet ved 60% nominell effekt	Wp60	1,12 [pu]
Minimumeffekt for drift av Wp100	Pwp	0,74 [pu]
Rotorhastighet ved 100% nominell effekt	Wp100	1,2 [pu]

Tabell 8: Parameterliste for WT3T [23].

Initiell vind i forhold til nominell vind	Vw	1,25 [pu]
Treghetskonstant	H	4,95 [sek.]
Maskinens dempingsfaktor	DAMP	0,00 [pu]
Aerodynamisk forsterkningsfaktor	Kaero	0,007
Bladpitch ved 2x nominell vindhastighet	Theta2	21,98 [grader]
Turbinens treghetskonstant	Htfrac	0,00
Resonansfrekvens for vridningen til fremste aksling	Freq1	1,8 [Hz]
Akslingens dempingsfaktor	DSHAFT	1,5 [pu]

Tabell 9: Parameterliste for WT3P1 [23].

Tidskonstant bladrespons	Tp	0,3
Proporsjonal forsterkning i PI- regulatoren	Kpp	150 [pu]
PI- regulatorens integrasjonsforsterkning	Kip	25 [pu]
Proporsjonal forsterkning til kompensatoren	Kpc	3 [pu]
Integratorforsterkning i kompensatoren	Kic	30 [pu]
Nedre grense for pitchvinkel	TetaMin	0,00 [grader]
Øvre grense for pitchvinkel	TetaMax	27 [grader]
Pitchvinkels øvre stigningstall	RTetaMax	10 [grader/sekund]
Effektreferanse	PMX	1 [pu av MBASE]

Tabell 10: Parameterliste for transmisjonslinje [10].

Data for 230kV luftlinje:	Data omregnet for 20km linje gitt i p.u.	Data omregnet for 100km linje gitt i p.u.
R= 0,05 [Ω /km]	0,001890 [p.u.]	0,00945 [p.u.]
$X_L = \omega L = 0,488$ [Ω /km]	0,018000 [p.u.]	0,09 [p.u.]
$b_c = \omega C = 3,371$ [μ s/km] = $3,371E-6$ [1/ Ω km]	0,035700 [p.u.]	0,1785 [p.u.]

$$Z_{ref} = \frac{U^2}{S_{base}} = \frac{230V^2}{100MW} = 529\Omega \quad (33)$$

Tabell 11: Transformatorparametre [23].

Transformatordata hentet fra PSS/E	Transformatordata for 132kV : 4,2kV transformatorer i 10x10MW vindpark
Spesifisert R = 0,0007 [p.u.]	Spesifisert R = 0,007 [p.u.]
Spesifisert X = 0,02125 [p.u.]	Spesifisert X = 0,2125 [p.u.]

Øvrige transformatorparametre er forhåndsinnstilt i PSS/E (verdiene 1 eller 0, slik at de ikke har noen innvirkning på systemet).

A. 2 Lastflytløsninger

Tabell 12: Lastflytløsning for undermagnetisert 1x100MW DFIG

Generatorstørrelse	150 MVA
Pmax	150MW
Pmin	0 MW
Qmax	32,8684MVA
Qmin	-32,8684MVA
Pgen	100 MW
Qgen	-32,8684 MVA
Nominell klemmespenning	4160 V
Vshed	1 pu
Klemmespenning og vinkel	1,0232 pu 12,78 grader

Tabell 13: Lastflytløsning for undermagnetisert 10x10MW DFIG* og fixed speed vindturbin.

Generatorstørrelse	15 MVA
Pmax	15 MW
Pmin	0 MW
Qmax	3,2868 MVA
Qmin	-3,2868 MVA
Pgen	10 MW
Qgen	-3,2868 MVA
Nominell klemmespenning	4160 V
Vshed	1 pu
Klemmespenning og vinkel	1,0232 pu 12,78 grader

* DFIG- maskinene kontrollerer spenningen på samleskinne nr. 105, som tilsvarer samleskinne nr. 1 i figur 34 (samleskinnen har forskjellig nummer etter forskjellig vindparktopologi).

Tabell 14: Lastflytløsning for overmagnetisert 1x100MW DFIG* vindturbin.

Generatorstørrelse	150 MVA
Pmax	150MW
Pmin	0 MW
Qmax	32,8684MVA
Qmin	-32,8684MVA
Pgen	100 MW
Qgen	32,8684 MVA
Nominell klemmespenning	4160 V
Vshed	1,1 pu
Klemmespenning og vinkel	1,0615 pu 12,55 grader

Tabell 15: Lastflytløsning for overmagnetisert 10x10MW DFIG* vindturbin.

Generatorstørrelse	15 MVA
Pmax	15 MW
Pmin	0 MW
Qmax	3,2868 MVA _r
Qmin	-3,2868 MVA _r
Pgen	10 MW
Qgen	3,2868 MVA _r
Nominell klemmespenning	4160 V
Vshed	1,1 pu
Klemmespenning og vinkel	1,0615 pu 12,55 grader

* DFIG- maskinene kontrollerer spenningen på samleskinne nr. 105, som tilsvarer samleskinne nr. 1 i figur 34 (samleskinnen har forskjellig nummer etter forskjellig vindparktopologi).

Tabell 16: Lastflytløsning for undermagnetisert 1x300MW DFIG vindturbin.

Generatorstørrelse	450 MVA
Pmax	300MW
Pmin	0 MW
Qmax	98,6052MVA _r
Qmin	-98,6052MVA _r
Pgen	300 MW
Qgen	-98,6052 MVA _r
Nominell klemmespenning	4160 V
Vshed	1 pu
Klemmespenning og vinkel samleskinne nr. 2	0,9940 pu 22,75 grader

Tabell 17: Lastflytløsning for overmagnetisert 1x300MW DFIG vindturbin.

Generatorstørrelse	450 MVA
Pmax	300MW
Pmin	0 MW
Qmax	98,6052MVA _r
Qmin	-98,6052MVA _r
Pgen	300 MW
Qgen	98,6052 MVA _r
Nominell klemmespenning	4160 V
Vshed	1,1 pu
Klemmespenning og vinkel samleskinne nr. 2	1,0919 pu 25,11 grader

Tabell 18: Lastflytløsning for undermagnetisert 1x100MW vindturbin, 100km transmisjonslinje.

Generatorstørrelse	150 MVA
Pmax	150MW
Pmin	0 MW
Qmax	32,8684MVA _r
Qmin	-32,8684MVA _r
Pgen	100 MW
Qgen	-32,8684 MVA _r
Nominell klemmespenning	4160 V
Vshed	1 pu
Klemmespenning og vinkel	1,0111pu 16,80 grader

Tabell 19: Lastflytløsning for overmagnetisert 1x100MW vindturbin, 100km transmisjonslinje.

Generatorstørrelse	150 MVA
Pmax	150MW
Pmin	0 MW
Qmax	32,8684MVA _r
Qmin	-32,8684MVA _r
Pgen	100 MW
Qgen	32,8684 MVA _r
Nominell klemmespenning	4160 V
Vshed	1,1 pu
Klemmespenning og vinkel	1,0959 pu 15,86 grader

Tabell 20: Lastflytløsning for simulering med 2x10MW fixed speed vindturbiner.

Generatorstørrelse	30MVA
Pmax	25MW
Pmin	0MW
Qmax	0MVA _r
Qmin	-3,2868MVA _r
Pgen	10 MW
Qgen	-3,2868MVA _r
Nominell klemmespenning	4160 V
Vshed	1 pu
Klemmespenning og vinkel generator nr 103	1,0385pu 7,36 grader
Klemmespenning og vinkel generator nr 104	1,0385pu 7,36 grader

17. Vedlegg B: Elektronisk vedlegg. Resultatfiler og nettmodell

Mailkorrespondanse med Statnett; Elektronisk vedlegg

Resultatfiler; Elektronisk vedlegg

Nettmodell; Elektronisk vedlegg