

# Spenningsregulering i regionalnett med stort innslag av vindkraft

**Per-Olav Henriksen**

Master of Science in Electric Power Engineering  
Innlevert: juni 2018  
Hovedveileder: Hans Kristian Høidalen, IEL

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



---

# Forord

Denne oppgaven er et resultat av arbeidet med min masteroppgave ved Norges Tekniske og naturvitenskapelige Universitet (NTNU) ved Institutt for elkraftteknikk våren 2018. Oppgaven er gitt av TrønderEnergi Nett og omhandler integrering av vindkraft i regionalnettet.

Jeg vil takke min veileder, Hans Kristian Høidalen, for gode innspill og konstruktive tilbakemeldinger gjennom oppgaven. Takk til Arnvid Sylte og Hilde Stangeland ved TrønderEnergi Nett for en spennende og interessant problemstilling, samt god veiledning og praktiske råd gjennom oppgaven. En ekstra takk til Hilde Stangeland for gode innspill og konstruktive tilbakemeldinger underveis i arbeidet.

Jeg vil også gi en stor takk til medstudent Mads-Emil Bratland Kvammen for gode diskusjoner rundt PowerFactory og god støtte gjennom studietiden. Til slutt vil jeg gi en stor takk til min kjære samboer, Therese Harvold Haugan, som har støttet og oppmuntret meg enormt mye gjennom studietiden.

Da gjenstår det å si; takk for meg og god lesing!

Trondheim, 12-06-2018

Per-Olav Henriksen

---

# Abstract

The content of this report is load-flow and dynamic analysis of integration of wind power into the regional network. A model of a network equivalent has been made in DIgSILENT PowerFactory based on an extract of the regional network owned by TrønderEnergi Nett.

The main purpose of the analyzes is to assess the voltage stability of the network and how a varied production and loss of wind power will affect the voltage.

An introduction to how wind turbines work, the theory of voltage stability and how to achieve sufficient stability and the system requirements for connecting wind power is explained.

There are two different network builds that are analyzed. One where most of the network is supplied through a 132 kV supply line and the other where most of the network is supplied through a 66 kV supply line. Varied production of wind turbines and the loss of wind power are studied in both network structures.

There are some bottlenecks for transporting power and there have been set limits for the production in different wind power plants depending on the network structure and situation being analyzed.

In the load-flow analysis, it is seen how the reactive power flow is changed by changing the voltage setpoint for the busbar inn Høgskoleringen and Voll. A voltage setpoint of 136 kV in Høgskoleringen, with a variance between 132 and 136 kV in Voll depending on the time of the year, is the best solution to keep the reactive exchange with the transmission network below  $\pm 20$  MVar.

The dynamic analysis shows that a Q-droop setting of 4% in all wind power plants will provide the best results for voltage variations when the network is supplied through the 132 kV supply line. When the area is supplied through the 66 kV line a downregulation of wind park A and B and a Q-droop setting of 4% will give low voltage variations. A stricter Q-droop of 2% will give lower variations, but it may be necessary to investigate how low the wind power plants are able to set their regulators. The deadband for the tap changer in Gløshaugen should be 0.8 times the tap size to minimize unnecessary tap changing.

---

## Sammendrag

Denne rapporten omhandler lastflyt og dynamiske analyser av integreringen av vindkraft i regionalnettet. Det er laget en modell av et nettekvivalent basert på et utdrag av regionalnettet til TrønderEnergi Nett i DIgSILENT PowerFactory som brukes under analysene. Hovedformålet i analysene er å se på spenningsstabiliteten til nettet og hvordan en variert produksjon og utfall av vindkraftverkene vil påvirke spenningen.

Det blir gitt en introduksjon til hvordan vindturbiner fungerer, teorien bak spenningsstabilitet og mulighetene for å oppnå god stabilitet og systemkravene for tilkobling av vindkraft.

Det er to forskjellige nettoppbygginger som blir analysert, en hvor mesteparten av nettet er forsynt gjennom en 132 kV overføringslinje og den andre når mesteparten av nettet er forsynt gjennom en 66 kV overføringslinje. I begge oppbyggingene blir det sett på variert produksjon av vindkraftverkene og utfall av vindkraftverkene.

Det er noen flaskehalser i nettet for overføring av effekt og i oppgaven er det satt maksgrenser for produksjon i forskjellige vindkraftverk alt etter hvilken nettoppbygging og situasjon som blir analysert.

I lastflytanalysene analyseres hvordan den reaktive effektflyten blir forandret med å forandre på settpunktspenningene til Høgskoleringen og Voll. En konstant settpunktspenning på 136 kV i Høgskoleringen og en variasjon mellom 132 og 136 kV i Voll etter årsperioden gir best resultat for å holde den reaktive utvekslingen med transmisjonsnettet under  $\pm 20$  MVar.

De dynamiske analysene viser at en Q-droop innstilling på 4% i alle vindkraftverkene vil gi de beste resultatene for spenningsvariasjoner når nettet er forsynt gjennom 132 kV overføringslinjen. Når området er forsynt gjennom 66 kV linjen vil en nedregulering av vindpark A og B med en Q-droop på 4% gi lave spenningsvariasjoner. En strengere Q-droop på 2% vil gi lavere variasjoner, men det er nødvendig å undersøke hvor lavt vindkraftverkene kan stille inn regulatorene. Dødbåndet til trinnkobleren i Gløshaugen bør settes til 0.8 ganger trinnstørrelsen for å minimere unødvendig trinninger.

# Innhold

Forord . . . . .	i
Abstract . . . . .	ii
Sammendrag . . . . .	iii
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn . . . . .	1
1.2 Begrensninger . . . . .	2
1.3 Rapportens oppbygging . . . . .	2
1.4 Informasjonssikkerhet . . . . .	2
<b>2 Vindkraft</b>	<b>3</b>
2.1 Vindkraft - Et stort satsingsområde . . . . .	3
2.1.1 Geografi og utbygging . . . . .	3
2.1.2 Elsertifikater . . . . .	3
2.2 Produksjon . . . . .	4
2.2.1 Variert produksjon . . . . .	5
2.3 Vindturbinteknologi . . . . .	5
2.3.1 Doubly Fed Induction Generator . . . . .	6
2.3.2 Full-scale Converter . . . . .	6
<b>3 Spenningsstabilitet</b>	<b>8</b>
3.1 Forholdet mellom spenning, reaktiv og aktiv effekt . . . . .	8
3.2 Trinnkobler . . . . .	10
3.2.1 Dødbånd . . . . .	10
3.2.2 Tidsforsinkelse . . . . .	11
3.3 Regulering av vindkraftverk . . . . .	12
<b>4 Systemkrav</b>	<b>13</b>
4.1 Funksjonskrav i kraftsystemet . . . . .	13
4.2 Sentralnettstariff . . . . .	14
<b>5 Beskrivelse av simuleringsmodell</b>	<b>15</b>
5.1 Introduksjon av nettområdet . . . . .	15
5.2 Simuleringsverktøyet . . . . .	16
5.3 Oppbygging av modellen . . . . .	16
5.3.1 Linjer . . . . .	18
5.3.2 Transformatorer . . . . .	19
5.3.3 Kraftverk . . . . .	19
5.3.4 Last . . . . .	19
5.4 Data og innstillingsverdier for komponenter . . . . .	20
5.4.1 Kraftverk . . . . .	20
5.5 Sammenligning mellom PowerFactory og Netbas . . . . .	22

5.6	Dynamiske modeller . . . . .	23
5.6.1	DIgSILENT Simulation Language (DSL) . . . . .	23
5.6.2	Trinnkobler . . . . .	23
5.6.3	Vindturbin . . . . .	26
5.7	Forenklinger og antagelser . . . . .	26
5.7.1	Vindkraftverkene . . . . .	26
5.7.2	Laster . . . . .	27
5.7.3	Trinnkoblere . . . . .	27
5.7.4	Settpunktvariasjoner . . . . .	27
5.7.5	Variasjon i belastningsevne . . . . .	27
<b>6</b>	<b>Lastflytanalyser</b>	<b>28</b>
6.1	Lastflyt med 132 kV som forsyningslinje . . . . .	28
6.1.1	Lastflyt ved maks produksjon i vindkraftverkene . . . . .	28
6.1.2	Lastflyt ved ingen produksjon i vindkraftverkene . . . . .	29
6.2	Lastflyt med 66 kV som forsyningslinje . . . . .	29
6.2.1	Lastflyt ved ingen produksjon og lav last . . . . .	29
6.2.2	Lastflyt ved maks produksjon og lav last . . . . .	29
6.3	Lastflyt ved forskjellige settpunkter for spenning . . . . .	30
<b>7</b>	<b>Dynamiske analyser</b>	<b>32</b>
7.1	Dynamiske analyser med 132 kV som forsyningslinje . . . . .	32
7.1.1	Utfall av vindkraftverk ved høy last . . . . .	32
7.1.2	Utfall av Lohove ved høy produksjon . . . . .	35
7.1.3	Utfall av Lohove ved ingen produksjon . . . . .	36
7.1.4	Utfall av 120 MW konstant last ved full produksjon . . . . .	37
7.1.5	Innkobling av vindkraftverkene ved variert produksjon . . . . .	39
7.1.6	Strengere Q-droop i vindkraftverkene . . . . .	40
7.2	Dynamiske analyser med 66 kV som forsyningslinje . . . . .	42
7.2.1	Innkobling av laster . . . . .	42
7.2.2	Innkobling og økning av produksjon i vindpark A . . . . .	44
7.2.3	Innkobling og økning av produksjon i vindpark B . . . . .	45
7.2.4	Innkobling og økning av produksjon i vindpark A og B . . . . .	47
7.2.5	Forandring av Q-droop i vindpark A og B . . . . .	48
7.2.6	Endring av dødbånd i Gløshaugen . . . . .	49
7.2.7	Utfall av vindkraftverkene . . . . .	51
<b>8</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>53</b>
8.1	Lastflyt . . . . .	53
8.2	Dynamiske analyser med 132 kV . . . . .	53
8.3	Dynamiske analyser med 66 kV . . . . .	54
<b>9</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>56</b>
<b>10</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>57</b>
	<b>Bibliografi</b>	<b>58</b>
	<b>Vedlegg</b>	<b>60</b>
	<b>A Systemdata</b>	<b>61</b>
	<b>B DSL ligning</b>	<b>65</b>

<b>C</b>	<b>Vindkart</b>	<b>66</b>
<b>D</b>	<b>Tidsforløp vindturbinproduksjon</b>	<b>67</b>
<b>E</b>	<b>Modellrammer i PowerFactory</b>	<b>68</b>
<b>F</b>	<b>Tidsforløp</b>	<b>70</b>
F.1	Dynamiske analyser 132 kV forsyningslinje . . . . .	70
F.1.1	Utfall av vindkraftverk ved lav last . . . . .	70
F.1.2	Utfall av vindkraftverk ved høy last . . . . .	73
F.1.3	Variert produksjon . . . . .	75
F.2	Dynamiske analyser 66 kV forsyningslinje . . . . .	77
<b>G</b>	<b>Enlinjeskjemaer</b>	<b>80</b>
G.1	Lastflyt . . . . .	81
G.2	Settpunktvariasjoner . . . . .	88



# Figurer

2.1	Effektkurven til en Vestas V112 - 3.3 MW vindturbin [29] . . . . .	4
2.2	10 minutters tidsforløp av en 3.3 MW vindturbin . . . . .	5
2.3	Oversiktsbilde av DFIG [28] . . . . .	6
2.4	Oversiktsbilde av FC [28] . . . . .	7
3.1	Enkel radial med produksjon og last . . . . .	8
3.2	Onion Surface i PQV-planet [4] . . . . .	9
3.3	Trinnstørrelse og dødbåndsområdet. Dødbåndsområdet på 1*trinnstørrelse . . .	11
3.4	Trinnstørrelse og dødbåndsområdet. Dødbåndsområdet på 1.6*trinnstørrelse . .	11
3.5	Q-droop karakteristikker for 2% og 4% . . . . .	12
5.1	Enkelt enlinjeskjema over nettområdet . . . . .	15
5.2	Enlinjeskjema over modellen med fargekoding for spenningsnivå . . . . .	17
5.3	Nærbilde av kablen fra Lohove til Voll ved lav last og ingen nedregulering av vindpark A . . . . .	21
5.4	Nærbilde av kablen fra Lohove til Voll ved lav last og nedregulering av vindpark A	21
5.5	Oversikt av nettet til trinnkobler testen . . . . .	24
5.6	Rammen for trinnkobleren . . . . .	24
5.7	Tidsforløp av trinng og spenning på 22 kV under testen av trinnkoblermodellen . . . . .	25
6.1	Komponenter over 80% belastning, lastflyt maks produksjon og høy last . . . .	28
6.2	Komponenter over 80% belastning, lastflyt maks produksjon og lav last . . . .	28
6.3	Komponenter over 80% belastning, lastflyt ingen produksjon og høy last . . . .	29
6.4	Komponenter over 80% belastning, lastflyt maks produksjon og lav last. 66 kV forsyningslinje . . . . .	30
7.1	132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A, full produksjon og høy last . . .	32
7.2	22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A, full produksjon og høy last . . . .	33
7.3	132 kV samleskinner ved utfall av vindpark B, full produksjon og høy last . . .	34
7.4	22 kV samleskinner ved utfall av vindpark B, full produksjon og høy last . . . .	34
7.5	Nærbilde av kablen fra Lohove til Voll ved utfall av last på Lohove med full produksjon i vindpark A . . . . .	35
7.6	132 kV samleskinner ved utfall av Lohove, full produksjon og høy last . . . . .	35
7.7	22 kV samleskinner ved utfall av Lohove, full produksjon og høy last . . . . .	36
7.8	132 kV samleskinner ved utfall av Lohove, ingen produksjon og høy last . . . .	36
7.9	22 kV samleskinner ved utfall av Lohove, ingen produksjon og høy last . . . . .	37
7.10	132 kV samleskinnene ved utfall av konstant last og full produksjon . . . . .	37
7.11	22 kV samleskinnene ved utfall av konstant last og full produksjon . . . . .	38
7.12	Nærbilde av Høgskoleringen ved utfall av konstant last og full produksjon . . . .	38
7.13	132 kV samleskinner ved variasjon i produksjon og høy last . . . . .	39
7.14	22 KV samleskinner ved variasjon i produksjon og høy last . . . . .	40

7.15	132 kV samleskinner ved variert produksjon. Strengere Q-droop . . . . .	41
7.16	22 KV samleskinner ved variert produksjon. Strengere Q-droop . . . . .	41
7.17	66 kV samleskinner ved innkobling av laster og ingen produksjon. 66 kV forsyningslinje . . . . .	43
7.18	22 kV samleskinner ved innkobling av laster og ingen produksjon. 66 kV forsyningslinje . . . . .	43
7.19	66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A . . . . .	44
7.20	22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A . . . . .	45
7.21	66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark B . . . . .	46
7.22	22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark B . . . . .	46
7.23	66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B . . . . .	47
7.24	22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B . . . . .	47
7.25	66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B. 2% Q-droop . . . . .	48
7.26	22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B. 2% Q-droop . . . . .	49
7.27	66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B. 0.6 dødbånd . . . . .	50
7.28	22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B. 0.6 dødbånd . . . . .	50
7.29	66 kV samleskinnene ved utfall av vindpark A og B med 66 kV forsyningslinje . . . . .	51
7.30	22 kV samleskinnene ved utfall av vindpark A og B med 66 kV forsyningslinje . . . . .	51
B.1	Ligningene for trinnkontrolleren . . . . .	65
C.1	Normalårskorrigert middelvind i 80m høyde, på land og offshore [31] . . . . .	66
D.1	24 timers tidsforløp av en 3.3 MW vindturbin [12] . . . . .	67
E.1	Oversikt over rammen til vindturbinen . . . . .	68
E.2	Oversikt over rammen til P-Q kontrolleren til vindturbinen . . . . .	69
E.3	Oversikt over rammen til strømkontrolleren til vindturbinen . . . . .	69
F.1	132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A, lav last . . . . .	70
F.2	22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A, lav last . . . . .	71
F.3	132 kV samleskinner ved utfall av vindpark B, lav last . . . . .	71
F.4	22 KV samleskinner ved utfall av vindpark B, lav last . . . . .	72
F.5	132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, lav last . . . . .	72
F.6	22 KV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, lav last . . . . .	73
F.7	132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, full produksjon og høy last . . . . .	73
F.8	22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, full produksjon og høy last . . . . .	74
F.9	132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, lav last . . . . .	74
F.10	22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, lav last . . . . .	75
F.11	132 kV samleskinner ved variert produksjon, lav last . . . . .	75
F.12	22 kV samleskinner ved variert produksjon, lav last . . . . .	76
F.13	132 kV samleskinner ved variert produksjon. Alle har 4% Q-droop . . . . .	76
F.14	22 kV samleskinner ved variert produksjon. Alle har 4% Q-droop . . . . .	77
F.15	66 kV samleskinner ved utfall av vindpark A. 66 kV forsyningslinje . . . . .	77
F.16	22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A. 66 kV forsyningslinje . . . . .	78
F.17	66 kV samleskinner ved utfall av vindpark B. 66 kV forsyningslinje . . . . .	78
F.18	22 kV samleskinner ved utfall av vindpark B. 66 kV forsyningslinje . . . . .	79
G.1	Lastflyt ved full produksjon og lav last, 132 kV forsyningslinje . . . . .	81
G.2	Lastflyt ved full produksjon og høy last, 132 kV forsyningslinje . . . . .	82
G.3	Lastflyt ved ingen produksjon og lav last, 132 kV forsyningslinje . . . . .	83
G.4	Lastflyt ved ingen produksjon og høy last, 132 kV forsyningslinje . . . . .	84
G.5	Lastflyt ved full produksjon og lav last, 66 kV forsyningslinje . . . . .	85

G.6	Lastflyt ved full produksjon og høy last, 66 kV forsyningslinje . . . . .	86
G.7	Lastflyt ved ingen produksjon og lav last, 66 kV forsyningslinje . . . . .	87
G.8	Lastflyt med 132 kV i Høgskoleringen og 132 kV i Voll, høy last . . . . .	88
G.9	Lastflyt med 132 kV i Høgskoleringen og 136 kV i Voll, høy last . . . . .	89
G.10	Lastflyt med 136 kV i Høgskoleringen og 132 kV i Voll, høy last . . . . .	90
G.11	Lastflyt med 136 kV i Høgskoleringen og 136 kV i Voll, høy last . . . . .	91
G.12	Lastflyt med 132 kV i Høgskoleringen og 132 kV i Voll, lav last . . . . .	92
G.13	Lastflyt med 132 kV i Høgskoleringen og 136 kV i Voll, lav last . . . . .	93
G.14	Lastflyt med 136 kV i Høgskoleringen og 132 kV i Voll, lav last . . . . .	94
G.15	Lastflyt med 136 kV i Høgskoleringen og 136 kV i Voll, lav last . . . . .	95

# Tabeller

4.1	Operasjonsområder for vindkraft . . . . .	13
5.1	Oversikt over lengde, type og spenningsnivå på linjer . . . . .	18
5.2	Oversikt over effekt og spenningsnivå på transformatorer . . . . .	19
5.3	Oversikt over maks effekt i kraftverkene . . . . .	19
5.4	Lastoversikt for lav og høy last . . . . .	19
5.5	Q-droop for de forskjellige vindkraftverkene . . . . .	20
5.6	Maks produksjon i vindpark A og B ved høy og lav last når systemet kjører med 66 kV forsyningslinje . . . . .	22
5.7	Sammenligning av effektflyt i Netbas og PowerFactory, transformatorer . . . . .	22
5.8	Sammenligning av effektflyt i Netbas og PowerFactory, linjer . . . . .	22
5.9	Oversikt over hendelser og tidspunkt for testingen av trinnkoblermodellen . . . . .	25
6.1	Oversikt over reaktiv produksjon og uttak ved høy last ved forskjellige spenningssettpunkt . . . . .	30
6.2	Oversikt over reaktiv produksjon og uttak ved lav last ved forskjellige spenningssettpunkt . . . . .	31
7.1	Tabell over tidspunkt og produksjonsendringer i vindkraftverkene . . . . .	39
7.2	Hendelser med innlegging av last med 66 kV forsyningslinje og ingen produksjon i vindkraftverkene . . . . .	42
7.3	Tidspunkt for økning av aktiv og reaktiv produksjon . . . . .	44
8.1	Sammenligning av forskjellige Q-droop verdier . . . . .	54
A.1	Data for transformatorene i Lohove, Dragvoll, Voll og Moholt . . . . .	61
A.2	Data for transformatorene i Berg, Samfundet, Prinsen og Høgskoleringen . . . . .	61
A.3	Data for transformatoren i Gløshaugen . . . . .	62
A.4	Trinnkoblerinnstillinger for Lohove, Dragvoll, Voll og Moholt . . . . .	62
A.5	Trinnkoblerinnstillinger for Berg, Gløshaugen, Samfundet og Prinsen . . . . .	62
A.6	Data for kondensatorbatteri ved Prinsen . . . . .	62
A.7	Datatabell for 72,5 kV luftledning (planoppheng med jordliner) . . . . .	63
A.8	Datatabell for 145 kV luftledning (planoppheng med jordliner) . . . . .	63
A.9	Datatabell for 145 kV luftledninger Al59typen . . . . .	63
A.10	Datatabell for 72,5 kV kabel . . . . .	63
A.11	Datatabell for 170 kV kabel . . . . .	64

# Ligninger

2.1	Formel for produsert effekt i vindturbin . . . . .	4
3.1	Aktiv effekt forbrukt av last . . . . .	8
3.2	Reaktiv effekt forbrukt av last . . . . .	8
3.3	Sammensetting av reaktiv og aktiv effekt forbrukt av last . . . . .	9
3.4	Formel for onion surface, løst for $V$ . . . . .	9
3.5	Ligning for positive løsninger i onion surface . . . . .	9
3.6	Utrykk for positive løsninger med $P=0$ . . . . .	10
3.7	Utrykk for positive løsninger med $Q=0$ . . . . .	10
4.1	Utregning av minstekrav for reaktiv ytelse til 150 MW vindkraftverk . . . . .	13
5.1	Utregning av maksgrensen for effekt i kablene . . . . .	20

# Kapittel 1

## Introduksjon

I regionalnettet i Trøndelag skjer det store endringer. Det er stor utbygging av vindkraft og et økende strømforbruk i området. Statnett og TrønderEnergi Nett bygger om nettet med nye overføringslinjer og transformatorstasjoner for å imøtekomme utbyggingen av vindkraften. I regionalnettet vil mange overføringslinjer oppgraderes fra 66 til 132 kV, nye transformatorstasjoner vil bli bygd og noen tilknytningspunkter for laster vil forandres.

Utbygging og driftstopologien av området kan likevel forandre seg frem til 2020. I denne oppgaven er alle vindkraftverkene antatt utbygd med 3.6 MW turbiner og total vindkraftutbygging blir rundt 310 MW. Driftstopologien er satt etter tilbakemeldinger fra TrønderEnergi Nett slik de ser situasjonen per dags dato.

### 1.1 Bakgrunn

Målet med oppgaven er å identifisere driftsutfordringer med tilknytningen av nye vindkraftverk i utvalgt nettområde, samt mulige løsninger og aktuelle tiltak for å imøtekomme den kommende driften i 2020.

Opgaven analyserer et nettekivalent basert på et utdrag av regionalnettet på 66 og 132 kV tilhørende TrønderEnergi Nett. En transformatorstasjon mellom regionalnettet og transmissjonsnettet vil fungere som svingmaskin og utvekslingspunkt for aktiv og reaktiv effekt.

### Problemstilling

I dag er det ett vindkraftverk i området som har vært i drift siden 2004. Frem til 2020 vil det komme tre nye vindkraftverk i området og deler av regionalnettet blir oppgradert fra 66 til 132 kV. Netteier kan møte ulike utfordringer ved tilknytning av de nye vindkraftverkene. Vindkraftverkene kan ha innvirkning på spenningskvalitet og stabilitet i området.

Nettekivalenten skal modelleres i DIGSILENT PowerFactory for dynamiske analyser av spenningsvariasjon ved varierende vindkraft og belastning. Det er av interesse å avdekke om vindkraftverkene vil regulere mot hverandre eller mot trinnkoblere i regionalnettet. Virkninger av store last- og produksjonsendringer skal analyseres, samt begrensninger for produksjon når 132 kV forsyningslinjen er ute og området forsynes via en svakere 66 kV forsyningslinje.

## 1.2 Begrensninger

Å ta utgangspunkt i driften av et nett som ikke har blitt bygd eller driftet ennå byr på visse utfordringer.

Datainnhenting av forskjellige komponenter som transformatorer, linjer, trinnkoblere og styre- og reguleringsystemer for vindkraftverkene har vist seg å være en utfordring. Mange av de fysiske komponentene har ikke blitt bestilt eller laget og det er derfor vanskelig å få nøyaktige data på disse. Innstillinger for regulatoren til vindkraftverkene og hvordan de fungerer er konfidensielt.

Det at dataene er sensitiv informasjon eller bedriftshemmeligheter har gitt utfordringer med å få tilgang til god nok informasjon til modellering. Det ble tatt kontakt med Vestas (vindturbinleverandør) for å få tilgang til ferdiglagde modeller for vindturbinene/vindkraftverkene i PowerFactory. Dette viste seg å være vanskelig og det måtte eventuelt bli en 'black box model' og underskrift av taushetsavtale. Det ble da heller valgt å benytte en mer generisk modell med muligheter til å variere parametere.

En del forenklinger og antagelser har blitt gjort i modelleringen, beskrevet nærmere i kapittel 5.7 på grunn av begrensningene.

## 1.3 Rapportens oppbygging

I det følgende gis en overordnet introduksjon av rapportens oppbygging.

- Kapittel 2 og 3 gir en introduksjon til teori innen vindkraft og spenningsstabilitet.
- Kapittel 4 presenterer regelverk og krav som er satt av myndighetene for drift og tilknytning av vindkraft til kraftnettet.
- Kapittel 5 beskriver simuleringsverktøyet PowerFactory samt modellene som er etablert for dynamiske studier. Til slutt kommer en beskrivelse på forenklinger gjort i oppgaven.
- Kapittel 6 og 7 viser resultatene fra simuleringene for de forskjellige scenarioene som er undersøkt.
- Kapittel 8 diskuterer resultatene og problemene som fremkommer av analysene.
- Kapittel 9 sammenfatter konklusjonene av oppgaven.
- Kapittel 10 presenterer ideer til videre arbeid.

## 1.4 Informasjonssikkerhet

Modellen skal etterligne et reelt nettområde som er under bygging. Sensitiv og detaljert informasjon om enlinjeskjema er underlagt taushetsplikt etter § 9-3 i energiloven [23] og § 6-2 i beredskapsforskriften [21]. Nettområdet er derfor anonymisert i modellen. Alle transformatorstasjoner, kraftverk og linjer har fått fiktive navn. Transformatorstasjonene har fått navn etter stoppesteder for bussrute nummer 5 i Trondheim.

# Kapittel 2

## Vindkraft

### 2.1 Vindkraft - Et stort satsingsområde

#### 2.1.1 Geografi og utbygging

Norges geografi gir landet gode vindressurser. Rundt på kystlinjene som er godt eksponert kan årsmiddelvinden være mellom 7 og 9 m/s. Generelt har det vært behov for snittvind på 6.5 m/s for at det skal være aktuelt for utbygging av vindkraft [18]. På vindkartet over Norge, som vises i figur C.1 i vedlegg C, ser en at forholdene for vindkraft er gode langs store deler av kysten til Norge, både på land og offshore.

Det er mange utbyggingsprosjekter knyttet til vindkraft i Norge. Fosen Vind er et stort vindkraftprosjekt i Trøndelag med 6 store vindkraftverk med til sammen 278 vindturbiner. Hver vindturbin er på 3,6 MW og totalt er det anslått en årlig produksjon på 3.4 TWh fra vindkraftverkene. Prosjektet vil bli det største vindkraftprosjektet i Europa og byggingen av vindkraftverkene vil gå fra år 2016 til 2020 [28]. Til sammenligning var det i utgangen av 2016 installert 1188 MW vindkraft fordelt på 468 turbiner i hele Norge [19].

#### 2.1.2 Elsertifikater

Elsertifikater er en støtteordning for produsenter av fornybar energi. Ordningen er felles for Norge og Sverige og formålet er å bidra til økt investering og produksjon av fornybar energi. Elsertifikater omfatter alle fornybare energikilder som vann, vind, sol, og bioenergi.

Produsentene får utdelt elsertifikater per MWh elektrisitet de produserer. Elsertifikater er et bevis på at elektrisiteten er produsert fra fornybare kraftverk. Produsentene får utdelt elsertifikater i 15 år fra de starter støtten. For å være kvalifisert for å motta elsertifikater må anleggene for produksjon ha byggestart etter 7. september 2009 (etter 1. januar for vannkraft) og må settes i drift innen utgangen av 2021. Ordningen vil avsluttes 1. April 2036 [22] [20].

Elsertifikater blir solgt på elsertifikatmarkedet som er et felles marked mellom Norge og Sverige. Salget av elsertifikater skjer ved at kraftleverandører og visse kraftforbrukere forplikter seg til å kjøpe elsertifikater tilsvarende en viss andel av kraftforbruket. Produsentene av fornybar energi får dermed inntekt fra salg av elsertifikater i tillegg til den vanlige inntekten for kraftprisen på elektrisitet.



## 2.2 Produksjon

Energien som en vindturbin kan hente ut fra vind er gitt i ligning 2.1.

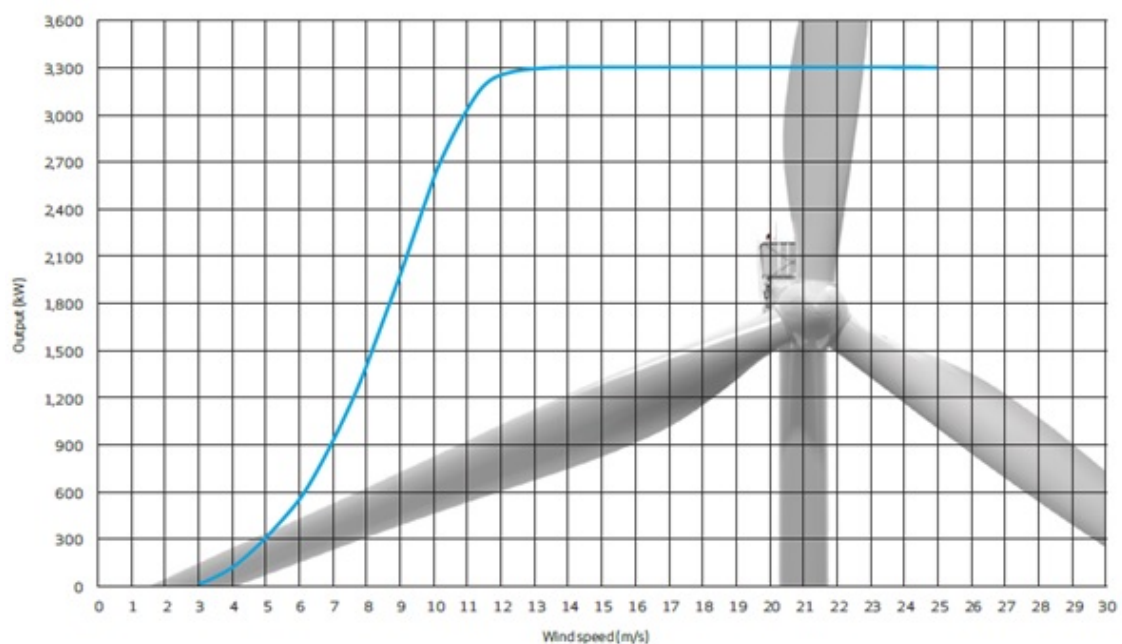
$$P_{turbin} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot c_p \cdot v_w^3 \quad (2.1)$$

Hvor  $\rho$  er vindtettheten,  $A$  rotasjonsarealet til bladene,  $c_p$  er turbinen sin utnyttelsesgrad og  $v_w$  er vindhastigheten.

Utnyttelsesgraden kan ikke bli mer enn 0,593 som blir omtalt som Betz Limit. Dette er den teoretiske grensen, men i praksis er den høyeste verdien rundt 0,5 med en vindturbin med tre blader [28]. Den teoretiske grensen kommer av at all energi i vinden ikke kan gå over til bladene i vindturbinen.

For å produsere mest mulig effekt er det vindhastigheten i ligning 2.1 som er den viktigste faktoren. Lave vindhastigheter vil gi lav produsert effekt og vindturbiner starter ofte ikke å produsere før vindhastigheten er oppe i 3-4 m/s, ofte omtalt som 'cut-in speed'. Høye vindhastigheter vil gi store anstrengelser på bladene og vindturbinen. De slår seg dermed av rundt 25 m/s av sikkerhetsmessige grunner, ofte omtalt som 'cut-out speed' [13].

Figur 2.1 viser en effektkurve for en 3.3 MW vindturbin fra vindturbinprodusenten Vestas. Det er turbiner fra Vestas som vil bli brukt i de nye vindkraftverkene i oppgaven. Effektkurven gir en illustrasjon av typisk produksjon ved forskjellige vindhastigheter. Fra figuren ser en at 'cut-in' er ved 3 m/s og 'cut-out' ved 25 m/s. Når vindhastigheten er mellom 6 og 11 m/s er det store endringer i produsert effekt. 3.3 MW turbinen vil nå sin nominelle effekt ved ca. 13 m/s og holde den til 25 m/s.



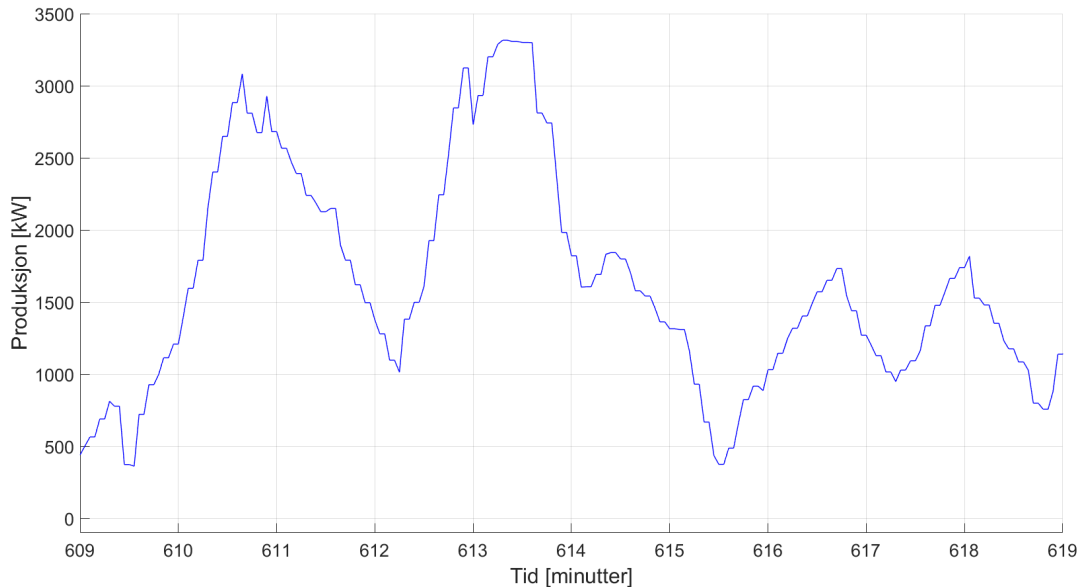
**Figur 2.1:** Effektkurven til en Vestas V112 - 3.3 MW vindturbin [29]

I to av de tre nye vindkraftverkene er det bestemt å bruke vindturbinen av typen 'V117- 3.6 MW' fra Vestas [11]. Denne har en ganske lik effektkurve som den i figur 2.1, men vil ha en

brattere effektkurve. 3.6 MW turbinen når sin nominelle effekt ved 10,7 m/s og har en høyere nominelle effekt enn turbinen som vises i kurven [11].

### 2.2.1 Variert produksjon

Vindhastigheten har mye å si for hvor mye en vindturbin kan produsere, som vist i ligning 2.1 og figur 2.1. Vindhastighetene vil variere hele tiden og vindturbinen vil dermed ha variert produksjon av energi. Figur 2.2 viser et 10 minutter langt tidsforløp av en 3.3 MW vindturbin. Tidsforløpet er tatt fra et lengre tidsforløp på 24 timer som vises i vedlegg D.



**Figur 2.2:** 10 minutters tidsforløp av en 3.3 MW vindturbin

Samplingsfrekvensen er for hvert tredje sekund og ut fra figur 2.2 ser en at vindturbinen kan variere produksjonen på over 700 kW innen tre sekunder. Dette blir en variasjon på rundt 20% for en vindturbin på 3.3 MW. Figuren viser ikke den største variasjonen i produksjon over tre sekunder fra tidsforløpet med 24 timer, men gir en god illustrasjon på hvor raskt en vindturbin kan variere produksjonen.

## 2.3 Vindturbineteknologi

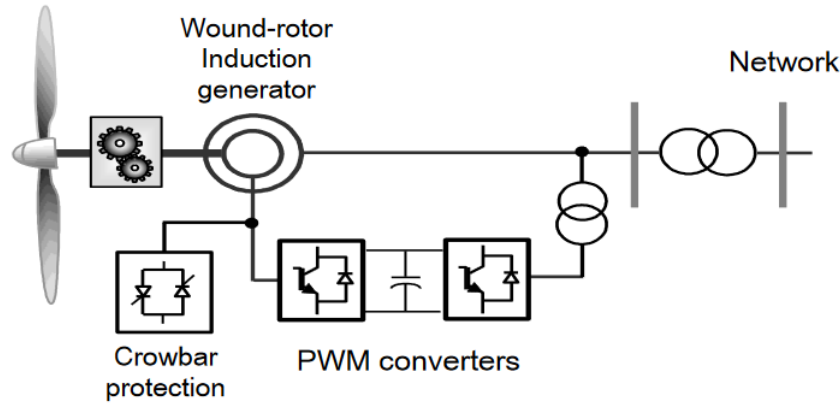
Det finnes fem forskjellige kategorier av vindturbiner [3]:

- Type 1: Squirrel Cage Induction Generator
- Type 2: Wound Rotor Induction Generator
- Type 3: Doubly Fed Induction Generator (DFIG)
- Type 4: Full-scale Converter (FC)
- Type 5: Synchronous Generator with Variable Speed Input Torque Converter

Vindturbinene som blir sett nærmere på i denne oppgaven er de av type 3 og 4.

### 2.3.1 Doubly Fed Induction Generator

Figur 2.3 viser oppbyggingen av en DFIG. Navnet 'Doubly Fed' kommer av at både stator og rotor er koblet til nettet hver for seg. Statoren er direktekoblet, mens rotoren er koblet gjennom en likeretter (PWM Converter). Det er omformeren som skiller den fra vindturbingenerasjonen før DFIG (type 1 og 2). Omformeren gir vindturbinen muligheten til å produsere og forbruke reaktiv effekt. Dermed kan vindturbinen operere med en annen  $\cos\varphi$ -faktor enn 1.

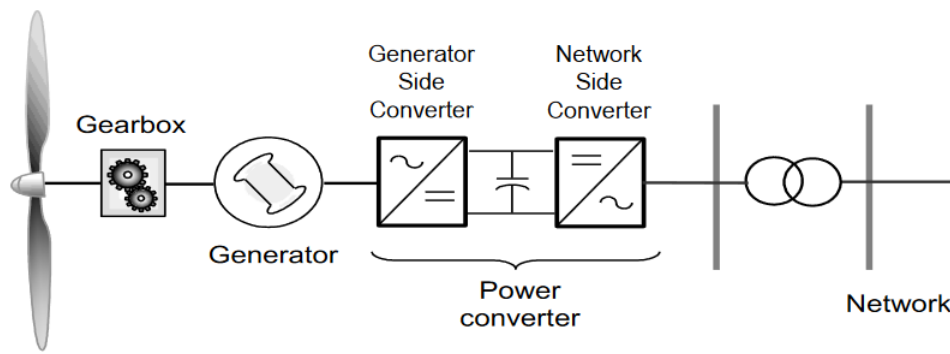


Figur 2.3: Oversiktsbilde av DFIG [28]

Vindturbinen kan operere med kapasitiv eller induktiv effektfaktor ved at roteringsfarten til rotoren er høyere eller lavere enn synkronfarten til stator og nettet. Ved høyere fart vil vindturbinen produsere reaktiv effekt (super-synkronous) og ved lavere fart enn synkronfarten vil vindturbinen forbruke reaktiv effekt (sub-synkronous). Ved å regulere på fartsdifferansen mellom rotor og stator, ofte omtalt som slip, kan DFIGene generelt regulere den reaktive effekten til  $\pm 30\%$  av nominell effekt [28]. Omformeren trenger dermed å dimensjoneres for  $30\%$  av den nominelle effekten og dette reduserer størrelsen på omformeren og kostnader. Denne teknologien benyttes i det eksisterende vindkraftverket i nettområdet.

### 2.3.2 Full-scale Converter

Figur 2.4 viser oppbyggingen av en FC. Oppbyggingen av FCene kommer fra DFIG, men her er både rotor og stator koblet til nettet gjennom en omformer. Siden hele generatoren kan bli regulert gjennom omformeren er det mulig å bruke både asynkron- og synkrongeneratorer i FCer. Generatorsiden av omformeren kan bestå av IGBTer (Insulated-Gate Bipolar Transistor), thyristorer eller dioder. Nettsiden har en VSC (Voltage-Source Converter) [28]. Med to forskjellige generatortyper og tre forskjellige omformerteknologier har FCer mange forskjellige oppbygginger.



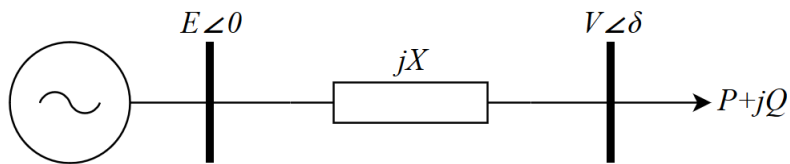
**Figur 2.4:** Oversiktsbilde av FC [28]

Slik det er per i dag har de fleste produsentene gått over til FCer med permanente magnetiske synkrongeneratorer. Bruken av synkrongeneratorer gjør det mulig å operere generatoren ved lave rotasjonshastigheter. Dette øker effektiviteten og senker vedlikeholdskostnadene for vindturbinen [28]. Denne teknologien er tenkt benyttet i de nye vindkraftverkene i nettområdet.

# Kapittel 3

## Spenningsstabilitet

### 3.1 Forholdet mellom spenning, reaktiv og aktiv effekt



Figur 3.1: Enkel radial med produksjon og last

En last vil forbruke aktiv og reaktiv effekt. Ut fra figur 3.1 kan aktiv og reaktiv effekt skrives som [4]:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \delta \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \quad (3.2)$$

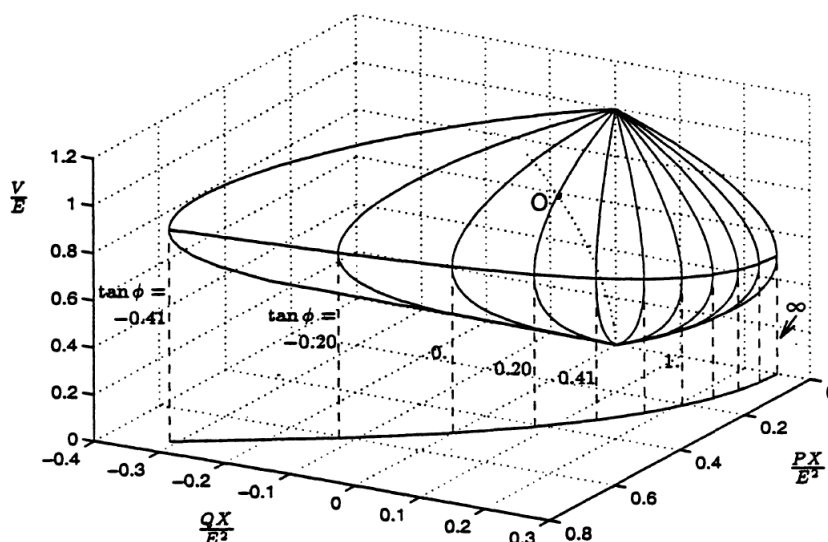
$E$  og  $V$  er spenningsamplituden ved generator og last,  $\delta$  er spenningsvinkelen ved last og  $X$  er linjeimpedansen mellom generator og last.  $P$  og  $Q$  er den aktive og reaktive effekten til lasten.

Fra ligningene 3.1 og 3.2 ser man at amplituden og vinkelen på spenningene ved samleskinnene har mye å si for hvor mye effekt lasten kan forbruke. Ligning 3.3 viser hvordan ligning 3.1 og 3.2 kan settes sammen, hvor man har eliminert  $\delta$  med å bruke trigonometriske identiteter. Videre kan man løse ligning 3.3 for  $V$  og få uttrykket som er vist i ligning 3.4.

$$\left(\frac{-PX}{EV}\right)^2 + \left(\frac{QX + E^2}{EV}\right)^2 = 1 \implies (V^2)^2 + V^2(2QX - E^2) + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (3.3)$$

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P^2 - XE^2Q}} \quad (3.4)$$

Ut fra ligning 3.4 er det mulig å lage en 3d-graf i PQV-planet over mulige løsninger av ligningen. Grafen blir ofte omtalt som "onion surface" og vises i figur 3.2. Figuren viser sammenkoblingen mellom spenning ved en gitt last og overført aktiv og reaktiv effekt [30].



Figur 3.2: Onion Surface i PQV-planet [4]

Hvert punkt på overflaten viser et mulig driftspunkt. Ekvator på figuren viser maksimal teoretisk overførbar effekt. Over ekvator er løsningene med plussfortegn i ligning 3.4, ofte omtalt som 'higher voltage solution'. Under ekvator er løsningene med minus fortegn, ofte omtalt som 'lower voltage solution' [30].

Ved å kun se på løsningene som gir positive reelle løsninger i ligning 3.4 får man uttrykket som vises i ligning 3.5.

$$0 \leq \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 - \frac{E^2}{X}Q - P^2 \quad (3.5)$$

Ligningen viser kombinasjonen av reaktiv og aktiv effekt linjen mellom generator og last kan overføre. Ut fra ligning 3.5 ser man at ved å forandre på fortegnet til Q, at Q går fra induktiv

til kapazitiv, vil en kunne øke overføringen av P. En ser også at spenningen hos generatoren har mye å si for hvor mye effekt som kan overføres. Med høyere E kan P og Q økes.

Videre kan man sette P eller Q lik 0 og dermed får man uttrykkene som vises henholdsvis i ligning 3.6 og 3.7. Ut fra disse ligningene ser man forskjellen i maksimal overførbar reaktiv og aktiv effekt. Ligning 3.6 viser at den maksimale reaktive effekten som kan overføres er kortslutningsytelsen ( $E^2/X$ ) delt på 4, mens for den aktive effekten er det kortslutningsytelsen delt på 2. Ut fra dette ser man at det er lettere å overføre aktiv enn reaktiv effekt.

$$Q \leq \frac{E^2}{4X} \quad (3.6)$$

$$P \leq \frac{E^2}{2X} \quad (3.7)$$

Spenningen ved generator og last har stor innvirkning på hvor mye aktiv og reaktiv effekt som kan overføres. I et mer komplekst nett enn et nett som er oppbygd av en enkel radial med generator og last er det flere komponenter og grenser å tenke over. Luftlinjer vil produsere reaktiv effekt når de er under lett belastning og forbruke reaktiv effekt under høy belastning. Kabler vil alltid produsere reaktiv effekt og transformatorer vil alltid forbruke reaktiv effekt. I tillegg har man kompenseringsutstyr som kondensatorbatteri og SVC (Static Var Compensator) for reaktiv effektkompensering [16].

## 3.2 Trinnkobler

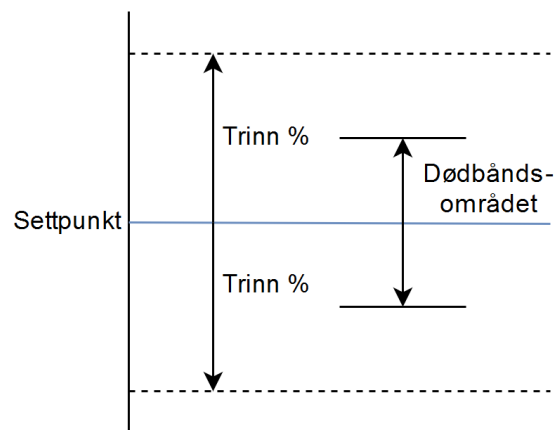
Trinnkobler er en mekanisme som kan regulere på viklingsforholdet i en transformator. En trinnkobler kan være manuell eller automatisk, hvor det er mest vanlig med automatiske trinnkoblere som fungerer under drift med last.

Det er mest vanlig at trinnkobleren er tilkoblet høyspenningssiden av transformatoren. Grunnen til dette er at det er lavere strømmer der. Lavere strømmer gjør dimensjoneringen av utstyret billigere og det blir lettere å håndtere trinningen. I tillegg er det flere omdreininger på høyspenningssiden som gir høyere presisjon av trinning. Selv om trinnkobleren er tilkoblet høyspentsiden er ofte spenningen på lavspentsiden satt til settpunkt for trinnkobleren.

### 3.2.1 Dødbånd

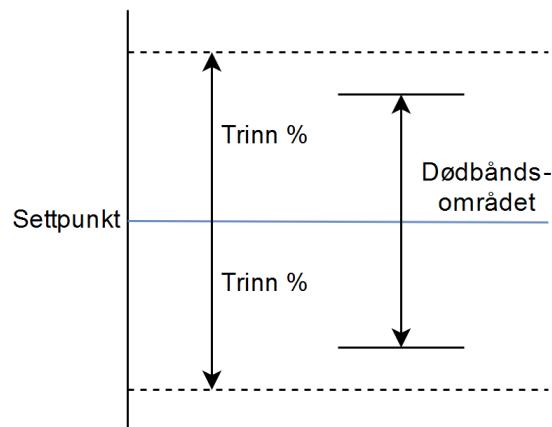
Automatiske trinnkoblere har et settpunkt og et dødbandsområde. Dødbandsområdet er en innstilling som gjør at trinnkobleren ikke vil reagere før spenningen er utenfor de innstilte verdiene. Spenningen må gå utenfor området i en bestemt tid før trinnkobleren trinner opp eller ned. Den teoretiske grensen for dødbandsområdet er lik ett trinn på trinnkobleren, men dette vil gi ustabil regulering [2]. Den teoretiske grensen vises i figur 3.3. I dette tilfellet vil trinnkobleren trinne når den kommer utenfor dødbandsområdet, men et trinnsteg vil sette

spenningen utenfor dødbandsområdet igjen bare på motsatt side. Dermed vil spenningen variere mellom ytterpunktene for dødbåndet og slik blir trinningen ustabil.



**Figur 3.3:** Trinnstørrelse og dødbandsområdet. Dødbandsområdet på 1\*trinnstørrelse

Vanlig anbefaling av transformatorleverandørene er å sette dødbandsområdet til 1.6 ganger trinnstørrelsen, noe som gir et dødbånd i hver retning på 0.8 ganger trinnstørrelsen. Dette vises i figur 3.4. Hvis trinnkobleren trinnet når spenningen er akkurat utenfor dødbåndet vil spenningen justeres til litt over/under settpunktspenningen, men fortsatt innenfor dødbandsområdet.



**Figur 3.4:** Trinnstørrelse og dødbandsområdet. Dødbandsområdet på 1.6\*trinnstørrelse

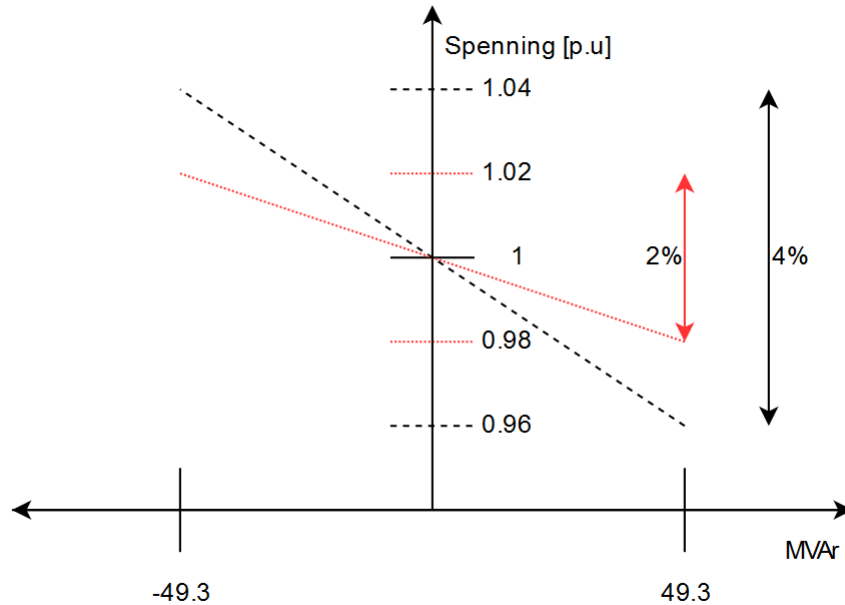
### 3.2.2 Tidsforsinkelse

Trinnkoblere har en indre mekanisk tidsforsinkelse på mellom 2-5 s og en total innstillbar tidsforsinkelse i området 30-200 s [15]. Ofte øker tidsforsinkelsen i trinnkoblere med lavere spenningsnivåer. Trinnkoblere mellom transmisjonsnettet og regionalnettet har lavest tidsforsinkelse og de har økende tidsforsinkelse for hvert spenningsnivå nedover til distribusjonsnettet. Det er typisk å ha 20-40 sekunder høyere tidsforsinkelse for hvert steg nedover i spenningsnivå. Dette gir minst nødvendig og mest effektiv trinning av trinnkoblere nedover i nettet [2] [16]. Ved færre trinnsoperasjoner blir det mindre slitasje på utstyr og levetiden vil øke [4]. Noen modeller har flere innstillinger for tidsforsinkelse. Hvis trinnkobleren må trinne to trinn for å komme til settpunktet kan tidsforsinkelsen være mindre eller trinnsoperasjon nummer to ha lavere tidsinnstillinger enn trinnsoperasjon nummer en.



### 3.3 Regulering av vindkraftverk

Noen vindkraftverk er utstyrt med en parkregulator som styrer den samlede produksjonen av alle vindturbinene i vindkraftverket. I tidligere vindkraftverk eid av Statkraft har de brukt en Q-droop karakteristikk for spenningsregulering. Droopen for spenningsregulatoren har vært innstilt med 4% som betyr at vindkraftverket vil levere full reaktiv effekt ved en spenningsendring på 4% vekk fra settpunktet for regulatoren [1]. I figur 3.5 vises forskjellen mellom 2% og 4% Q-droop. Med 2% vil kraftverket regulere maks/min av reaktiv effekt på et mindre spenningsområde enn med 4%. Maks/min reaktiv effekt i figuren er tatt fra ligning 4.1 i kapittel 4.



Figur 3.5: Q-droop karakteristikk for 2% og 4%

# Kapittel 4

## Systemkrav

Formålet med systemkravene er å ha god forsyningssikkerhet i kraftnettet. Hvert land har sine egne systemkrav og kravene vil variere fra land til land på bakgrunn av hvordan de forskjellige nettene er oppbygd og koblet sammen.

### 4.1 Funksjonskrav i kraftsystemet

FIKS (Funksjonskrav i kraftsystemet) er en veileder for nett- og produksjonsanlegg i regional- og transmisjonsnettet i Norge [24]. Veilederen gjelder for nye anlegg og for rehabilitering av anlegg. Veilederen som er gjeldene per dags dato er fra 2012. Denne skal revideres og EUs tilknytningsregler skal implementeres i norsk lov og vil dermed påvirke funksjonskravene for kraftsystemet [27]. Nye forslag for endringer av parametere og krav er innsendt til NVE. De nye kravene vil gjelde fra Q3 i 2019 [14].

Kapittel 3 i FIKS omhandler produksjonsanlegg og kapittel 3.3 går spesifikt på vindkraft. Tabell 4.1 viser operasjonsnivåene til vindkraftverk. Innenfor grensene gitt i tabell 4.1 skal alle turbinene operere uten å falle ut.

**Tabell 4.1:** Operasjonsområder for vindkraft

Frekvens [Hz]	Spenning [p.u]	Varighet
47,5 - 49,0	0,90 - 1,05	>30 min
49,0 - 52,0	0,90 - 1,05	Kontinuerlig

Vindkraftverkene skal også ha mulighet for reaktivkompensering ved å kjøre effektfaktoren fra  $\cos\varphi \geq 0,95$  kapasitiv og  $\cos\varphi \leq 0,95$  induktiv, referert PCC (Point of Common Coupling) til vindkraftverket.

Dette vil gi et vindkraftverk på 150 MW et minstekrav til reaktiv ytelse på:

$$\pm \frac{150MW}{0,95} \sin(\cos^{-1} 0,95) \approx \pm 49,3MVAr \quad (4.1)$$

## 4.2 Sentralnettstariff

Tarifieringen av uttak og innlevering av reaktiv effekt er beskrevet i Sentralnettstariffen [26]. Statnett har tariffing på reaktiv effekt for å få en mer stabil drift av transmisjonsnett.

Minstegrensene for tariffing er  $\pm 20$  MVar for hvert utveklingspunkt med transmisjonsnett [26]. På bakgrunn av dette er det derfor ønskelig av regionalnettseiere og kraftprodusenter som er tilknyttet transmisjonsnett å ha så lav utveksling av reaktiv effekt som mulig.

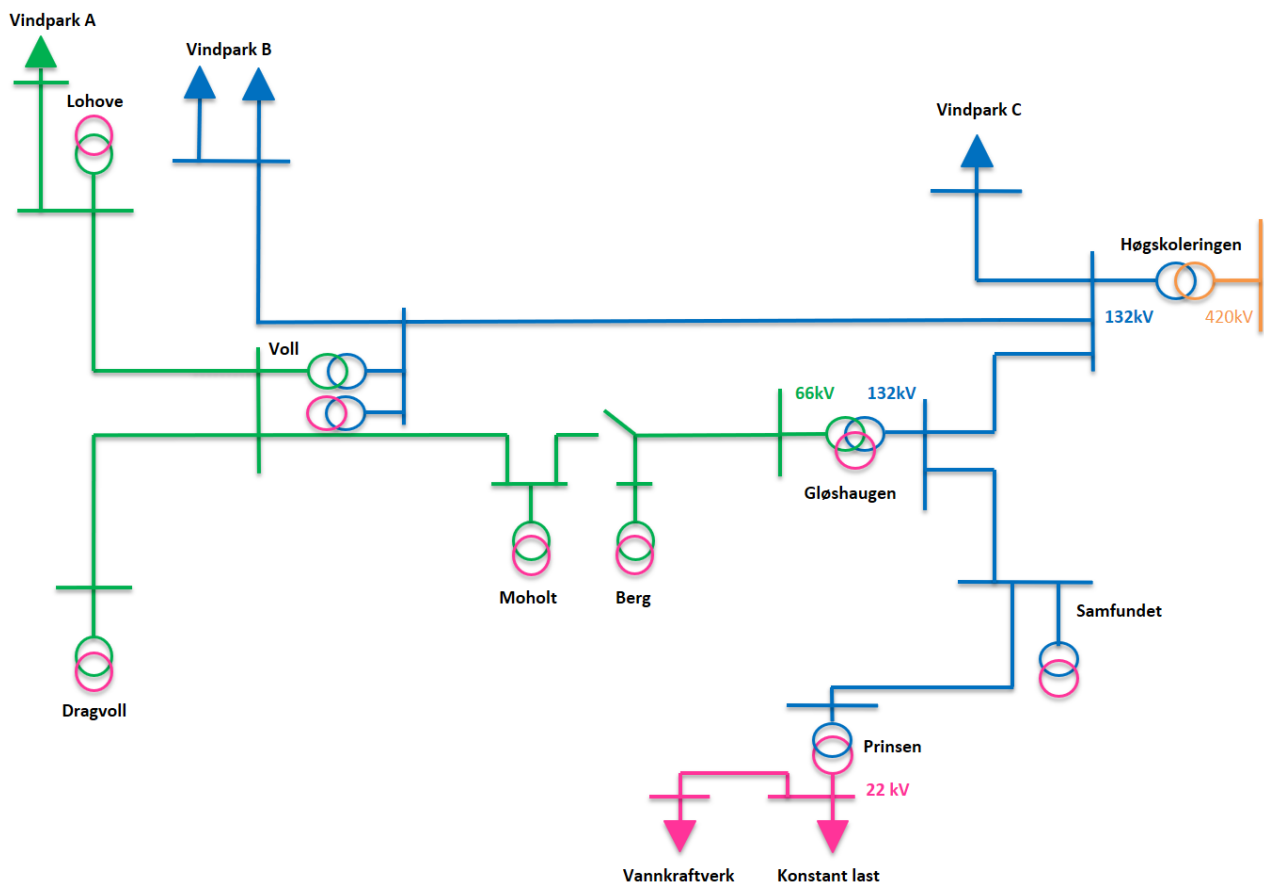
Tarifieringen skjer to ganger per år, i etterkant av lettlast- og tunglastperiodene. Lettlastperioden er i sommerhalvåret fra mai til september og tunglastperioden er i vinterhalvåret fra november til mars. Statnett velger ut fem forskjellige timer etter hver periode og avregningsgrunnlaget for tariffing kommer fra den høyeste utvekslingen av reaktiv effekt i timene.

# Kapittel 5

## Beskrivelse av simuleringsmodell

### 5.1 Introduksjon av nettområdet

I figur 5.1 vises et enkelt enlinjeskjema over nettområdet som er brukt i oppgaven. Oransje er 420 kV, blå er 132 kV, grønn er 66 kV og rosa er 22 kV i figuren. Vindpark A er tilkoblet 66 kV samleskinnen ved Lohove, vindpark B er tilkoblet 132 kV samleskinnen ved Voll og vindpark C er tilkoblet 132 kV samleskinnen ved Høgskoleringen. Overføringslinjen mellom Moholt og Berg er åpen når 132 kV linjen mellom Høgskoleringen og Voll er koblet inn. Hvis systemet blir kjørt i ringdrift med 66 kV og 132 kV forsyningslinjene inne under drift vil 66 kV forsyningslinjen bli overbelastet ved en feil eller utfall av 132 kV forsyningslinjen. 66 kV forsyningslinjen vil bli manuelt koblet inn hvis det blir en utkobling av 132 kV forsyningslinjen.



Figur 5.1: Enkelt enlinjeskjema over nettområdet

I oppgaven er det tatt for seg situasjoner med 66 kV forsyningslinjen mellom Moholt og Berg innkoblet og 132 kV forsyningslinjen mellom Høgskoleringen og Voll er ute, samt situasjoner hvor nettet er koblet slik det er vist i figur 5.1. Dragvoll og Lohove/vindpark A er de stasjonene som er lengst unna tilknytningspunktet til transmisjonsnettet og vil være de punktene som har svakest nett.

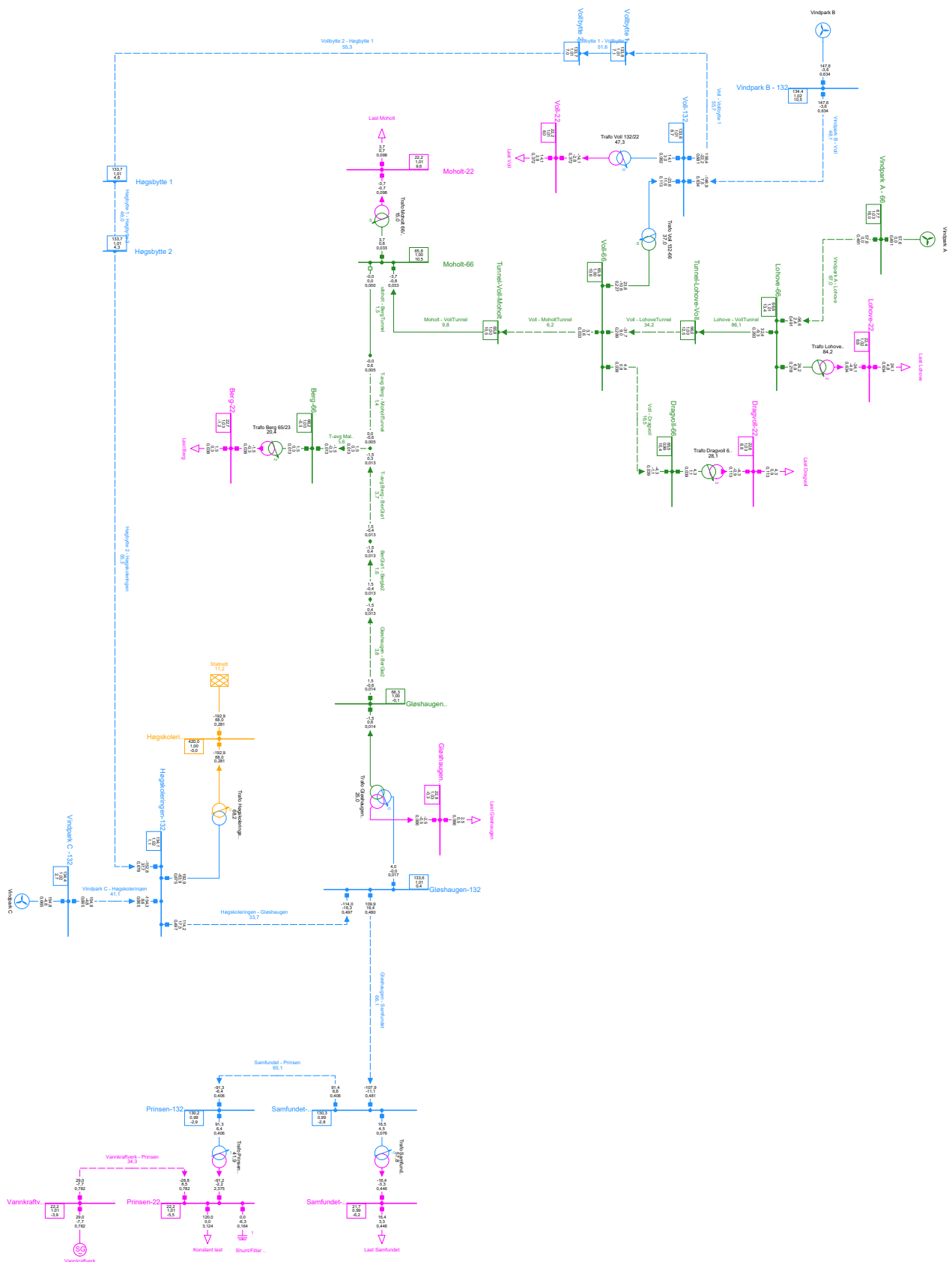
## 5.2 Simuleringsverktøyet

Analyseverktøyet som brukes i oppgaven er DIGSILENT PowerFactory 2018. Programmet har muligheter for å gjøre statiske og dynamiske analyser av kraftnettet. PowerFactory er et komplekst program med mange innstillinger og valg for forskjellige komponenter og simuleringsmuligheter. Programmet har også et eget programmeringsspråk for at brukerne skal kunne lage sine egne dynamiske kontrollere, som er beskrevet mer om i kapittel 5.6.1. Med alt dette får brukerne stor kontroll over modeller og simuleringsmuligheter.

PowerFactory har en 'User Manual' tilgjengelig i programmet, brukermanualen er på nesten 1300 sider og hver komponent og ferdigmodell har en egen teknisk manual, som gjør at det tar lang tid å få god oversikt og innsikt til å begynne oppbygging av modeller og simuleringer.

## 5.3 Oppbygging av modellen

Et oversiktsbilde av modellen i PowerFactory vises i figur 5.2. Fargekoder for spenningsnivåene er rosa for 22 kV, grønn for 66 kV, blå for 132 kV og oransje for 420 kV. Figuren viser modellen når den driftes med 132 kV forsyningslinjen. En bryter ved Moholt-66 er åpen og vil fungere som bryteren for å legge inn 66 kV forsyningslinjen. I situasjonene med 66 kV som forsyningslinje vil linjen mellom Voll og Høgskoleringen bli satt spenningsløs ved at bryterne ut fra Voll-132 og Høgskoleringen-132 åpnes og bryteren ved Moholt-66 legges inn.



Figur 5.2: Enlinjeskjema over modellen med fargekoding for spenningsnivå

### 5.3.1 Linjer

Tabell 5.1 viser luftlinjer og kabler i modellen. Data for pluss- og nullsystem impedanser og maks merkestrøm for linjene er gitt i tabeller under vedlegg A.

**Tabell 5.1:** Oversikt over lengde, type og spenningsnivå på linjer

Fra samleskinne	Til samleskinne	Lengde [km]	Spennning [kV]	Type
Vindpark C	Lohove	9,00	66	FeAl 1x120
Lohove-66	Tunnel-Lohove-Voll	8,20	66	TXSP 3x1x150
Tunnel-Lohove-Voll	Voll-66	10,90	66	FeAl 1x150
Voll-66	Dragvoll-66	11,00	66	FeAl 1x50
Vindpark B	Voll-132	9,70	132	FeAl 1x300
Voll-132	Vollbytte1	8,30	132	Al59-444
Vollbytte1	Vollbytte2	2,70	132	TKZA 3x1x800
Vollbytte2	Høgsbytte1	12,20	132	AL59-454
Høgsbytte1	Høgsbytte2	1,20	132	Al59-594
Høgsbytte2	Høgskoleringen-132	16,40	132	AL59-454
Vindpark C	Høgskoleringen-132	9,00	132	Al59-685
Voll-66	Tunnel-Voll-Moholt	9,50	66	FeAl 1x120
Tunnel-Voll-Moholt	Moholt-66	1,20	66	TXSP 3x1x150
Moholt-66	Tunnel-Moholt-Berg	6,00	66	TXSP 3x1x150
Tunnel-Moholt-Berg	T-avg Berg	1,70	66	FeAl 1x95
T-avg Berg	Berg-66	0,50	66	FeAl 1x50
T-avg Berg	BerGlø1	9,00	66	FeAl 1x95
BerGlø1	BerGlø2	1,10	66	FeAl 1x150
BerGlø2	Gløshaugen-66	12,40	66	FeAl 1x95
Gløshaugen-132	Høgskoleringen-132	5,40	132	Al59-594
Gløshaugen-132	Samfundet-132	23,00	132	FeAl 1x150
Samfundet-132	Prinsen-132	1,10	132	FeAl 1x120
Prinsen-22	Vannkraftverk	2,7	22	FeAl 1x120

Data og verdier for komponentene som er brukt i modellen er hentet fra TrønderEnergi Nett sine arkiv i programmene NetBas og Fosweb og gjennom interne dokumenter fra leverandører og rapporter.

### 5.3.2 Transformatorer

**Tabell 5.2:** Oversikt over effekt og spenningsnivå på transformatorer

Stasjonsnavn	Effekt [MVA]	Spenningsnivå [kV]
Lohove	30	66/22
Dragvoll	16	66/22
Voll	70	132/66
Voll	30	132/22
Moholt	25	66/22
Berg	7,5	66/22
Gløshaugen	50	132/66/22
Høgskoleringen	300	420/132
Samfundet	15	132/22
Prinsen	2x72	132/22

Teknisk beskrivelse av hver transformator finnes i vedlegg A

### 5.3.3 Kraftverk

Maks effekt for vannkraftverket er bestpunktdata fra TrønderEnergi Nett og ikke maks installert effekt for vannkraftverket.

**Tabell 5.3:** Oversikt over maks effekt i kraftverkene

Kraftverk	Maks effekt [MW]	Antall turbiner
Vindpark A	57,6	16
Vindpark B	147,6	41
Vindpark C	154,8	43
Vannkraftverk	29	1

### 5.3.4 Last

Lastverdiene som benyttes er prognoser for høy vekst til året 2020. Høy last er tenkt å representere laster i høylast og lav last er ment å representere laster i lavlast. Lav last er satt til 20% av høy last. Lastverdiene som benyttes i oppgaven vises i tabell 5.4.

**Tabell 5.4:** Lastoversikt for lav og høy last

Last	Høy		Lav	
	MW	MVA <sub>r</sub>	MW	MVA <sub>r</sub>
Lohove	24,13	4,826	4,826	0,9652
Dragvoll	4,33	0,866	0,866	0,1732
Voll	14,06	2,812	2,812	0,5624
Moholt	3,68	0,736	0,736	0,1472
Berg	1,48	0,296	0,296	0,0592
Gløshaugen	2,54	0,508	0,508	0,1016
Samfundet	16,44	3,288	3,288	0,6576



## 5.4 Data og innstillingsverdier for komponenter

### 5.4.1 Kraftverk

Produksjonen i vindkraftverkene er tatt fra den installerte effekten til vindkraftverkene. Med 4 MVA turbiner og 0,9 effektfaktor gir dette maks 3,6 MW og 1,7 MVar for hver vindturbin.

Under analysene er kontrollerne i vindkraftverkene satt til Q-droop karakteristikk som nevnt i kapittel 3.3. Vindpark A får en høyere Q-droop karakteristikk på grunn av størrelsen og spenningsnivå i forhold til de to andre vindkraftverkene.

Når vindpark A og B er tilkoblet Høgskoleringen gjennom 66 kV forsyningslinjen er Q-droopen til vindpark A justert til 4% fra 6%. Nettet er svakere når de er koblet gjennom 66 kV linjen og reguleringen fra vindpark A vil ha større innvirkning på spenningen i nettet enn når 132 kV forsyningslinjen er tilkoblet Voll.

**Tabell 5.5:** Q-droop for de forskjellige vindkraftverkene

Vindpark	Q-droop [%]
A	6
B	4
C	4

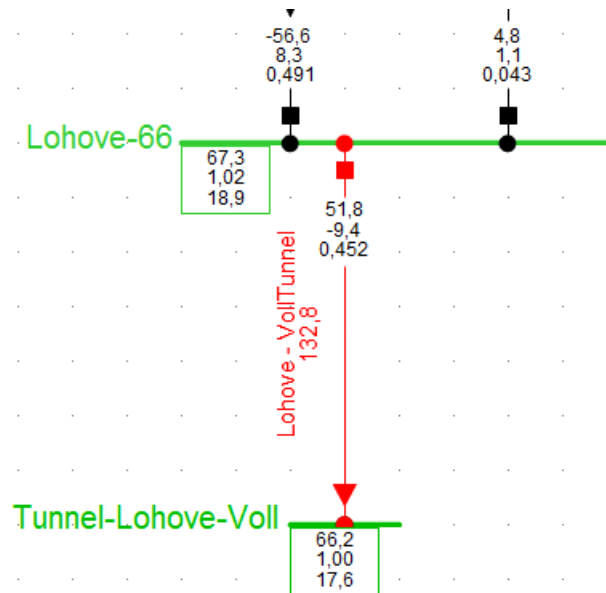
### Korrigerings av vindpark A og B med hensyn på maks belastning i kabel

Kablene av typen TXSP 3x1x150 vil være flaskehals for produksjon i vindpark A med lav last i Lohove og når nettet er koblet gjennom 66 kV forsyningslinjen. Med en spenning på 66 kV vil maksgrensen for hva kabelen tåler være:

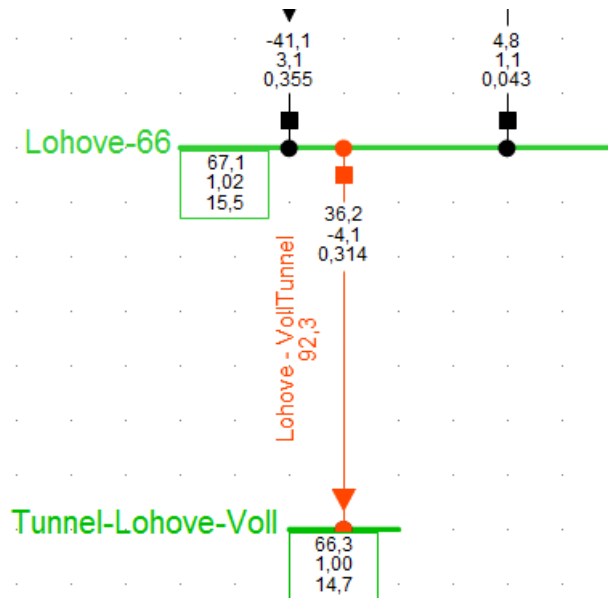
$$\sqrt{3} * 66000V * 340A \approx 39MVA \quad (5.1)$$

Det blir derfor viktig å holde maks overført effekt på under 39 MVA i kablene av typen TXSP 3x1x150. I drift med 132 kV forsyningslinje må vindpark A nedreguleres for å unngå maksgrensen til kabelen mellom Lohove og Voll når det er lav last.

Ved lav last vil vindturbinene i vindpark A bli nedregulert fra 3.6 MW til 2.6 MW. Det er den totale produksjonen fra vindpark A som er viktig, men i modellen har alle vindturbinene samme produksjon. Forskjellen mellom å nedregulere fra 3.6 til 2.6 MW kan bli sett i figur 5.3 og 5.4. Uten nedregulering vil belastningen være 132,8% med 0,452 kA og med nedregulering vil belastningen være 92,3% med 0,314 kA. En nedregulering til 2.7 MW ville gi 96,6% belastning, men det blir valgt 2.6 MW for å ha slingsmonn.



**Figur 5.3:** Nærbilde av kabelen fra Lohove til Voll ved lav last og ingen nedregulering av vindpark A



**Figur 5.4:** Nærbilde av kabelen fra Lohove til Voll ved lav last og nedregulering av vindpark A

Når 132 kV forsyningslinjen er ute og vindpark A og B er tilknyttet Høgskoleringen gjennom 66 kV forsyningslinjen vil maks produksjon i vindpark A og B bli nedregulert. Nye produksjonsgrenser blir satt ut fra maks overføringsevne i kabelen mellom Voll og Moholt minus den totale effekten dratt av lastene før kabelen (Lohove, Voll og Dragvoll)

Ved lav last vil lastene på Lohove, Voll og Dragvoll trekke til sammen ca. 8,5 MW og Ved høy last vil lastene trekke til sammen ca. 42,5 MW.

Vindkraftverkene vil få en produksjonsfordeling ut fra prosentandelen de har av den totale effekten på 205,2 MW. Dermed vil begge vindkraftverkene kjøre med samme effektgrad. Maks produksjon i vindpark A og B ved de spesielle scenarioene for lav og høy last og med 66 kV forsyningslinjen vises i tabell 5.6.

**Tabell 5.6:** Maks produksjon i vindpark A og B ved høy og lav last når systemet kjører med 66 kV forsyningslinje

Kraftverk	Maks produksjon ved lav last [MW]	Maks produksjon ved høy last [MW]
Vindpark A	12,6	22,4
Vindpark B	32,4	57,6

## 5.5 Sammenligning mellom PowerFactory og Netbas

TrønderEnergi Nett har en modell over området for år 2020 i programmet Netbas. Det blir utført en sammenligning mellom modellen i Netbas og PowerFactory blir gjort for å se om modellen som er laget er riktig satt opp i forhold til modellen i Netbas.

Det blir utført lastflytanalyser i begge programmene og det blir sett på effektflyten gjennom et utvalg av linjestrekk og transformatorer som har nøkkelroller i området. Det blir sammenligning med lastflyt siden Netbas ikke har mulighet for å gjøre dynamiske analyser.

Alle vann- og vindkraftverkene blir satt til å bare produsere aktiv effekt. Dette blir valgt fordi modelleringsformene i Netbas og PowerFactory er forskjellig. For å få et enklere startpunkt og bedre oversikt blir det valgt å sette den reaktive produksjonen i kraftverkene til null.

**Tabell 5.7:** Sammenligning av effektflyt i Netbas og PowerFactory, transformatorer

Transformator	Netbas		Powerfactory	
Høg.ringen 420/132, på 132 kV	191,102 MW	-50,08 MVar	193,0 MW	-57,9 MVar
Voll 132/66, på 132 kV	-23,294 MW	1,747 MVar	-23,5 MW	2,2 MVar

**Tabell 5.8:** Sammenligning av effektflyt i Netbas og PowerFactory, linjer

Linje Fra - til	Netbas		Powerfactory	
	MW	MVar	MW	MVar
Gløshaugen - Samfundet	110,1	12,7	109,9	11,9
Høgskoleringen - Gløshaugen	114,5	15	114,1	13
Høgskoleringen - Høgbytte2	-151,1	24,1	-151,4	34,8
Høgskoleringen - Vindpark C	-153,5	11	-154,4	10,3
Voll - Vollbytte1	154,5	-8,9	154,9	-19,4
Lohove - Volltunnel	32,3	-9,8	32,4	-9,7

Fra tabell 5.7 og 5.8 er den aktive effektflyten i Netbas og PowerFactory nesten helt identiske. Den reaktive effektflyten er i de fleste tilfeller ganske lik, største forskjellen er overføringslinjen fra Høgskoleringen til Voll. Forskjellen kommer av at det er brukt forskjellig typebetegnelse og lengder på noen linjesegmenter i linjen. Siden modellen i Netbas ble opprettet har det kommet mer nøyaktig informasjon rundt typebetegnelser på kablene og luftlinjene som skal brukes, samt mer nøyaktig lengde på linjene.

Hele overføringslinjen er 0,6 km lengre og den totale linjeimpedansen er 1,194  $\Omega$  høyere i PowerFactory enn i Netbas. Dette vil gi et høyere effekttap over linjen. Til de områdene som ikke har ny utbygging er sammenligningen nesten helt lik. Dette gjelder områdene som Gløshaugen til Samfundet og Lohove til Voll.

I PowerFactory er vindkraftverkene innstilt med Q-droop verdier som gjør at de regulerer forskjellig enn hva de gjør i Netbas. Dette er mest sannsynlig grunnen til at Vindpark C trekker mer reaktiv effekt i Powerfactory selv om den er direkte tilkoblet 132 kV nettet og ikke gjennom en transformator på 33/132 kV slik den er i Netbas.

## 5.6 Dynamiske modeller

For å gjøre dynamiske analyser er det nødvendig å lage egne dynamiske modeller eller bruke ferdiglagde modeller. Til denne oppgaven er det laget egne dynamiske modeller for trinnkoblere og det er tatt i bruk en ferdiglagd modell for vindturbinene

### 5.6.1 DIgSILENT Simulation Language (DSL)

PowerFactory har en egen modelleringsmetode for å lage elektriske kontrollere og andre komponenter i kraftsystemet. DSL er oppbygd med at man lager en ramme for et blokkskjema av kontrolleren brukeren vil ha. Deretter opprettes en 'composite model' for å knytte sammen DSL modellen med den grafiske modellen av kraftsystemet. Etter dette kan man opprette 'common model' som knytter sammen en blokk i rammen med en ligningsmodell eller målefil/punkt i modellen. For mer omfattende forklaring se kapittel 29 i brukermanualen til PowerFactory [10].

### 5.6.2 Trinnkobler

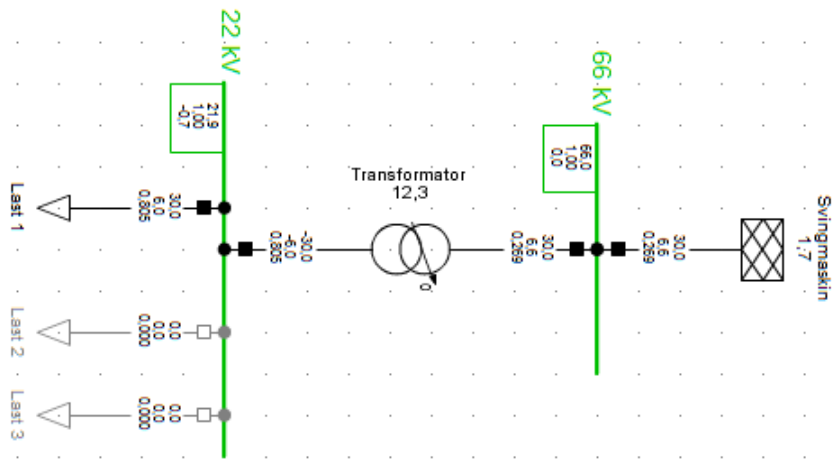
Inne i transformatordataene i PowerFactory er det mulig å opprette en trinnkobler tilknyttet transformatoren og sette den som 'on-load' eller ikke. Disse trinnkoblerne vil bare fungere under vanlig lastflytanalyse og ikke under dynamiske analyser. Det er derfor nødvendig å implementere dynamiske modeller av trinnkoblere for å få dem til å regulere spenningen i de dynamiske analysene. Det ble tatt inspirasjon til modelleringen fra forskjellige modeller i biblioteket til PowerFactory og fra svarene gitt i en FAQ på DIgSILENT sin hjemmeside [5].

Trinnkoblermodellen er satt opp slik at det er fem parametere som er mulig å justere:

- Tidsforsinkelse
- Laveste spenning
- Høyeste spenning
- Laveste trinnposisjon
- Høyeste trinnposisjon

Området mellom laveste og høyeste spenning blir dødbandsområdet for trinnkobleren.

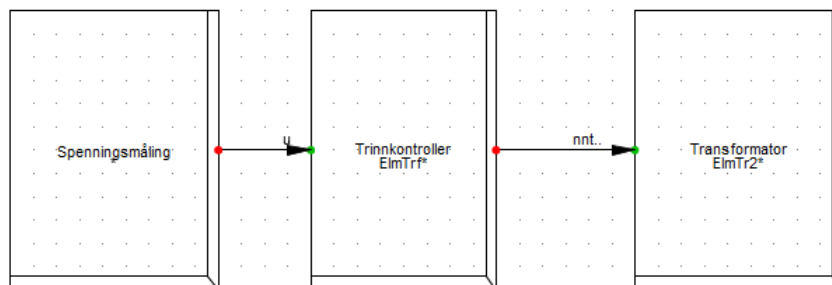
Det blir satt opp et enkelt system for å teste trinnkobleren som vises i figur 5.5. Nettet består av en svingmaskin som er tilkoblet en 66/22 kV transformator. Til 22 kV siden er det tilkoblet tre forskjellige laster.



Figur 5.5: Oversikt av nettet til trinnkobleretestingen

### Rammeverket for modellen

Rammen for trinnkoblermodellen vises i figur 5.6. Det er et enkelt oppsett hvor blokka for spenningsmåling er koblet opp mot en common model som måler spenningen ved 22 kV samleskinnen. Denne sender signalet 'u' videre inn i trinnkontrollerblokken. Inne i trinnkontrollerblokken er det en ligningsmodell som vises i vedlegg B. Ut fra trinnkontrolleren går signalet som sier hvilken trinnposisjon trinnkobleren skal ha. Transformatorblokken er koblet opp mot 66/22 transformatoren. Riktige navn på parameterne for kommandoer finnes i den tekniske dokumentasjonen for toviklede transformatorer [9].



Figur 5.6: Rammen for trinnkobleren

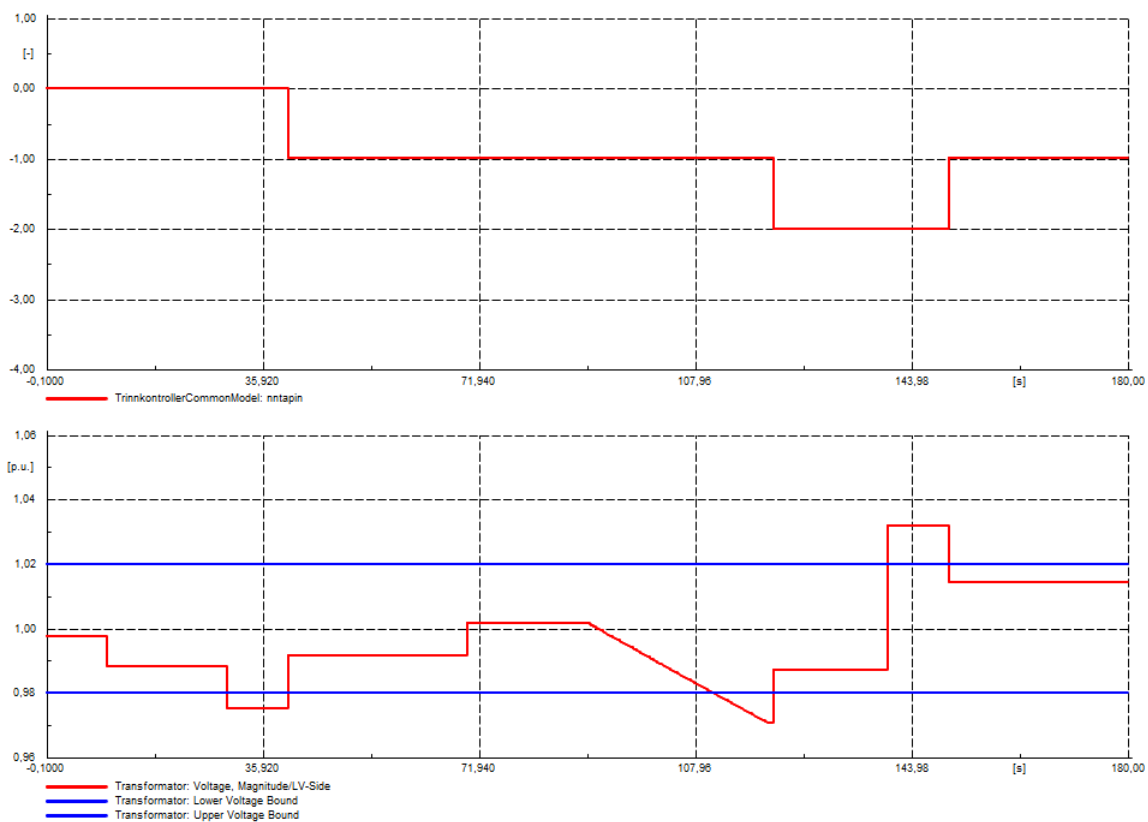
### Testing av trinnkobler

Det blir opprettet forskjellige simuleringshendelser for å se virkningen av trinnkobleren. Tabell 5.9 viser hendelser og tidspunktene som skjer i simuleringen og tidsforløpet vises i figur 5.7.

Dødbåndsområdet blir satt til  $\pm 0,02$  p.u og tidsforsinkelsen til 10 sekunder.

**Tabell 5.9:** Oversikt over hendelser og tidspunkt for testingen av trinnkoblermodellen

Hendelse	Tid [s]
Innkobling av last 2	10
Innkobling av last 3	20
Utkobling av last 2	70
Økning av last 3 med 200%	80 - 110
Utkobling av last 3	140


**Figur 5.7:** Tidsforløp av trinning og spenning på 22 kV under testingen av trinnkoblermodellen

Øverste graf viser signalene inne i ligningsmodellen for trinnkobleren. Signalet fra trinnkontrolleren til transformatoren(nntapin) vises i rødt. I den nederste grafen vises spenningen i 22 kV samleskinnen og maks/min grensene for dødbåndet til trinnkobleren.

Ut fra figur 5.7 ser en at trinnkobleren fungerer slik den skal. Den trinnet ikke før spenningen er utenfor dødbandsområdet og venter med å trinne til tidsforsinkelsen er over.

### Innstillingsverdier for hovedmodellen

Ut fra forslagene til Samkjøringen [2] bør transformatoren på høyeste spenningsnivå ha 30 sekunder tidsforsinkelse og nedover i spenningsnivå tilføres 30 sekunder ekstra forsinkelse.

Verdiene for tidsforsinkelsene i modellen er 30 sekunder for trinnkoblere tilknyttet 132 kV og 60 sekunder for trinnkoblere tilknyttet 66 kV.

Dødbandsområdet blir satt etter anbefalingene i Samkjøringen [2], hvor dødbandsområdet blir satt til  $1,6 * \text{trinnstørrelsen}$ . Det vil si et dødbånd på  $0,8 * \text{trinnstørrelsen}$  over og under settpunktsspenningen.

En oversikt over alle innstillingene vises i tabell A.4 og A.5 i vedlegg A.

### 5.6.3 Vindturbin

Vanskeligheter med å få nok informasjon fra leverandøren av vindturbinene gjør at modellene som blir brukt under analysen er ferdigstilte maler fra PowerFactory sitt eget bibliotek.

I biblioteket stod valget mellom to forskjellige FC-maler, 'Fully Rated WTG Template' [6] og 'IEC 61400-27-1' [7]. Alle ligningene brukt i kontrollerne til IEC-malen er kryptert og denne malen ble dermed valgt bort. Fully Rated WTG Template har en egen mal for 3.6 MW turbiner og det er denne som blir valgt videre i analysen.

Det er ønskelig å ha innsyn i ligningene for å få en bedre oversikt over hvordan turbinregulatoren fungerer. For å regulere den aktive produksjonen under dynamiske analyser er det viktig å ha oversikt over hvilke parametere en kan variere. Oversikt over rammemodellene for vindturbinen ligger under vedlegg E.

Ved å studere blokkmodellen for vindturbinen ser en at signalet med navn 'Pref' i P-Q kontrolleren kan justeres for å regulere produsert effekt under de dynamiske analysene. For å regulere dette blir det laget simuleringshendelser for gitte tidspunkt i simuleringen. I disse hendelsene blir 'Pref' omgjort til en gitt ny verdi inne i P-Q kontrollerblokken til vindturbinene.

Verdiene for produksjonen er valgt ut fra maks/min vind og vindhastigheten som skal til for å gi 33% og 66% av installert effekt. PowerFactory har muligheter for å legge inn sannsynlighetsmodeller for vind, men denne utvidelsespakken har ikke NTNU lisens på og derfor ikke mulig å bruke i denne oppgaven.

## 5.7 Forenklinger og antagelser

### 5.7.1 Vindkraftverkene

Konfidensialiteten rundt vindkraftverkene gjør det problematisk å få tilgang til reelle modeller av kraftverkene og regulatorene. For vindpark A er det ikke bestemt om den skal bygges eller ei per dags dato, og dermed er det vanskelig å si hvilken leverandør det endelig blir av turbiner og regulatorer. Det er gjort antagelser om at vindpark A vil ha samme vindturbiner som vindpark B og C. For vindkraftverkene som er bestemt utbygd er mye informasjon rundt vindturbiner og regulatorer ikke bestemt eller bedriftshemmeligheter. På bakgrunn av dette blir det valgt å bruke generiske vindturbinmodeller som er forklart i kapittel 5.6.3.

Forenklingene er at vindkraftverkene er modellert som vindturbiner koblet direkte til 132/66 kV. Vindkraftverkene har ikke egne parkregulatorer i modellen, men kun turbinregulatorene og de kontrollerne som er tilknyttet vindturbinene i PowerFactory. Vindkraftverkene i modellen vil dermed regulere raskere enn de vil gjøre i virkeligheten siden tidsforsinkelsen fra parkregulatoren til turbinregulatorene ikke er tatt med i modellen.

I virkeligheten vil vindpark B bestå av en eldre del med DFIG vindturbiner og en nyere del med FC vindturbiner. 24 2.3 MW DFIGer og 26 3.6 MW FC er forenklet til å bestå av 41 3.6 FCer i modellen. Maks effekt for vindpark B i modellen blir dermed 0,8 MW lavere enn i virkeligheten. Forenklingen er gjort for å gjøre de dynamiske analysene enklere. DFIGer har muligheter for reaktiv effektregulering og de samme systemkravene gjelder for disse som for FC.

### 5.7.2 Laster

De høyeste lastene som benyttes i modellen er prognoser for lastene for år 2020. Prognosene tar høyde for høy utvikling frem til år 2020. De laveste lastene er satt til 20% av de høyeste og begge lasttypene blir derfor enkle antagelser for hva som blir utviklingen fremover.

### 5.7.3 Trinnkoblere

Den dynamiske modellen av trinnkobleren tar ikke høyde for flere tidsforsinkelser enn 1 konstanttid. Den har ikke mulighet for å ha mindre tidsforsinkelse for trinning nummer 2 innen en gitt bestemt tid, eller inverstid på trinning ved store spenningsvariasjoner.

3-vindingstransformatorer vil ikke fungere med den enkle trinnkoblermodellen. Transformatorer med tre vindinger har andre navnerregister enn 2-vindingstransformator i PowerFactory, se teknisk beskrivelse av 2-vindingstransformatorer [9] og 3-vindingstransformatorer [8] for bedre beskrivelse av input og output definisjoner for dynamiskmodellering. Konsekvensen er derfor at trinnkobleren ikke vil fungere for tertiærsiden.

### 5.7.4 Settpunktvariasjoner

Det ikke tatt med variasjoner av settpunkt for samleskinner eller trinnkoblere under de forskjellige analysene for lav og høy last. Variasjoner av settpunkt på to samleskinner er kun gjort i analysen under kapittel 6.3

### 5.7.5 Variasjon i belastningsevne

I simuleringene er det ikke tatt høyde for variasjon i omgivelsestemperatur som vil gi høyere/lavere overføringsevne for luftlinjer. Omgivelsestemperaturen for kablene vil holde seg relativt stabilt gjennom hele året og de er derfor representert ganske reelt i alle simuleringsforsøk.



# Kapittel 6

## Lastflytanalyser

Under alle lastflytberegningene er trinnkoblerne satt til å trinne automatisk til den mest gunstige trinnposisjonen. Settpunktsspenningen for samleskinnene er den nominelle spenningen hvis det ikke blir spesifisert noe annet i analysene.

For alle lastflytanalysene finnes et enlinjeskjema av modellen i vedlegg G.

### 6.1 Lastflyt med 132 kV som forsyningslinje

#### 6.1.1 Lastflyt ved maks produksjon i vindkraftverkene

Det blir kjørt lastflytanalyser med maks produksjon i vindkraftverkene. I figur 6.1 og figur 6.2 er en oversikt over komponenter som overstiger 80% av sin belastningsevne ved høy og lav last.

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	Voltage [kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	Current [p.u.]
Overloaded Elements								
Lohove - VollTunnel	Lne	86.07			Samleskinner/Lohove..	33,75	0,29	0,86
					Knutepunkt/Tunnel-L..	33,03	0,29	0,85
Trafo Lohove 66/22	Tr2	84.21			Samleskinner/Lohove..	25,14	0,22	0,82
					Samleskinner/Lohove..	24,61	0,63	0,84
Vindpark A	Genstat	90.00			Vindpark A - 66	57,60	0,49	0,88
Vindpark B	Genstat	90.03			Vindpark B - 132	147,64	0,63	0,88
Vindpark C	Genstat	90.04			Vindpark C -132	154,88	0,67	0,88

Figur 6.1: Komponenter over 80% belastning, lastflyt maks produksjon og høy last

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	Voltage [kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	Current [p.u.]
Overloaded Elements								
Lohove - VollTunnel	Lne	92.92			Samleskinner/Lohove..	36,88	0,32	0,93
					Knutepunkt/Tunnel-L..	36,19	0,31	0,92
Trafo Høgskoleringen 420/135		80.16			Samleskinner/Høgsko..	240,48	0,33	0,80
					Samleskinner/Høgsko..	238,88	1,03	0,80
Vindpark B	Genstat	90.12			Vindpark B - 132	147,79	0,63	0,88
Vindpark C	Genstat	90.04			Vindpark C -132	154,87	0,67	0,88

Figur 6.2: Komponenter over 80% belastning, lastflyt maks produksjon og lav last

Ved maks produksjon i vindkraftverkene og høy last er det bare kablen mellom Lohove og Voll og transformatoren fra 66 til 22 kV i Lohove som går over 80% belastning. Vindkraftverkene

har ikke full produksjon av reaktiv effekt og derfor ligger disse på rundt 90% og ikke rett under 100% belastning.

Ved maks produksjon og lav last vil kabelen mellom Lohove og Voll gå over 90% av sin belastningsevne. Dette er med nedregulering av vindturbinene i vindpark A til 2.6 MW.

### 6.1.2 Lastflyt ved ingen produksjon i vindkraftverkene

Det blir kjørt lastflytanalyser med ingen produksjon i vindkraftverkene. Oversikten over komponenter over 80% av belastningsevne med høy last vises i figur 6.3. Ved lav last er det ingen komponenter som oversteg 80% av sin belastningsevne.

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	Voltage [kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	Current [p.u.]
<b>Overloaded Elements</b>								
Trafo Lohove 66/22	Tr2	85.38			Samleskinner/Lohove..	25,16	0,23	0,85
					Samleskinner/Lohove..	24,61	0,64	0,85

**Figur 6.3:** Komponenter over 80% belastning, lastflyt ingen produksjon og høy last

## 6.2 Lastflyt med 66 kV som forsyningslinje

Det er gjort lastflytanalyser med 66 kV som forsyningslinje ut fra Gløshaugen transformatorstasjon. Det er ingen lastflytanalyse for høy last og ingen produksjon siden den totale lasten for Lohove, Dragvoll og Voll er over 40 MW som overstiger belastningsevnen for kabelen mellom Moholt og Voll.

At området opererer med 66 kV som forsyningslinje er ikke en normalsituasjon og hvis området må forsynes på 66 kV vil det komme reguleringer av last og produksjon i området for å holde nettet stabilt og for at komponentene ikke skal bli skadet med overbelastning. Det er derfor bare lastflytanalyser ved lav last.

### 6.2.1 Lastflyt ved ingen produksjon og lav last

Ved ingen produksjon og lav last er ingen komponenter over 80% av sin belastningsevne og spenninger på alle samleskinner holdes innenfor grensene. Det eneste unntaket er Dragvoll-22 som har en litt høy spenning på 22,8 kV, men dette er fortsatt godt innenfor grensene på  $\pm 10\%$  spenning fra nominell spenning på 22 kV. Dette kan forbedres med en variasjon i settpunktspenning for trinnkobleren i Dragvoll.

### 6.2.2 Lastflyt ved maks produksjon og lav last

Ved maks produksjon og lav last er vindpark A og B nedregulert etter verdiene i tabell 5.6. De ligger dermed ikke med maks produksjon etter den installerte effekten, men etter belastningsgrensene for kablene. Derfor dukker ikke disse opp i oversikten for komponenter over 80% belastning i figur 6.4.

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	Voltage [kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	Current [p.u.]
<b>Overloaded Elements</b>								
Gløshaugen - BerGlø2	Lne	85.48			Knutepunkt/BerGlø2	36,03	0,31	0,85
					Samleskinner/Gløsha..	35,79	0,31	0,85
Moholt - BergTunnel	Lne	93.39			Samleskinner/Moholt..	36,84	0,32	0,93
					Knutepunkt/Tunnel -..	36,56	0,32	0,93
Moholt - VollTunnel	Lne	95.26			Knutepunkt/Tunnel-V..	37,64	0,32	0,95
					Samleskinner/Moholt..	37,52	0,32	0,95
T-avg Berg - BerGlø1	Lne	85.57			Knutepunkt/T-avg Berg	36,26	0,31	0,86
					Knutepunkt/BerGlø1	36,04	0,31	0,85
T-avg Berg - MoholtTunnel		86.17			Knutepunkt/Tunnel -..	36,56	0,32	0,86
					Knutepunkt/T-avg Berg	36,51	0,32	0,86
Vindpark C	Genstat	90.21			Vindpark C -132	155,15	0,67	0,88

**Figur 6.4:** Komponenter over 80% belastning, lastflyt maks produksjon og lav last. 66 kV forsyningslinje

Med 95,52% belastning og 0,32 kA i kabelen mellom Moholt og Voll er nok dette på grensen av hva som er ønskelig av maksimal effektflyt gjennom kabelen.

### 6.3 Lastflyt ved forskjellige settpunkter for spenning

Det er gjort lastflytanalyser for forskjellige settpunkter for spenningene i Voll-132 og Høgskoleringen -132. Ved forandring av settpunkt i Voll-132 er samme forandring gjort i Vindpark B og det samme er gjort for Vindpark C med forandring i Høgskoleringen-132. Dette er gjort for å se hvordan den reaktive effektflyten forandrer seg og hvordan best mulig håndtere kravene satt i Sentralnettstariffen som er gitt i kapittel 4.2. Settpunktene som er valgt er på bakgrunn av en rapport gjort av Multiconsult i 2016 [17].

Verdiene er gitt i tabell 6.1 og 6.2 for scenarioer med full produksjon og høy/lav last.

Scenarioer med ingen produksjon blir ikke analysert nærmere da vindkraftverkene ikke produserer/konsumerer reaktiv effekt med 0 MW produksjon i modellen. Dermed blir det ingen spenningsregulator på Voll-132 og en endring av settpunkt vil ha minimal effekt. I praksis vil en endring av settpunkter ved lav produksjon ha effekt da vindkraftverkene vil produsere/konsumere reaktiv effekt med 0 MW produsert.

**Tabell 6.1:** Oversikt over reaktiv produksjon og uttak ved høy last ved forskjellige spenningssettpunkt

Settpunkt i Høg.ringen [kV]	Settpunkt i Voll [kV]	Produksjon i vindpark A [MVA <sub>r</sub> ]	Produksjon i vindpark B [MVA <sub>r</sub> ]	Produksjon i vindpark C [MVA <sub>r</sub> ]	Uttak fra Statnett [MVA <sub>r</sub> ]
132	132	0	-3,6	-4,8	63,9
136	132	-0,4	-7,8	54,6	6,8
132	136	-0,8	18,9	-9,3	45,9
136	136	-1,2	14,6	50,2	-11,4

Tabell 6.2: Oversikt over reaktiv produksjon og uttak ved lav last ved forskjellige spenningssettpunkt

Settpunkt i Høg.ringen [kV]	Settpunkt i Voll [kV]	Produksjon i vindpark A [MVar]	Produksjon i vindpark B [MVar]	Produksjon i vindpark C [MVar]	Uttak fra Statnett [MVar]
132	132	-4,5	-7,6	-4,7	63,6
136	132	-5	-11,6	54,7	6,6
132	136	-5,4	14,8	-9,2	45,5
136	136	-5,8	10,8	51,1	-8,3

# Kapittel 7

## Dynamiske analyser

Under de dynamiske analysene er innstillingsverdiene for trinnkoblerene gitt i vedlegg A.

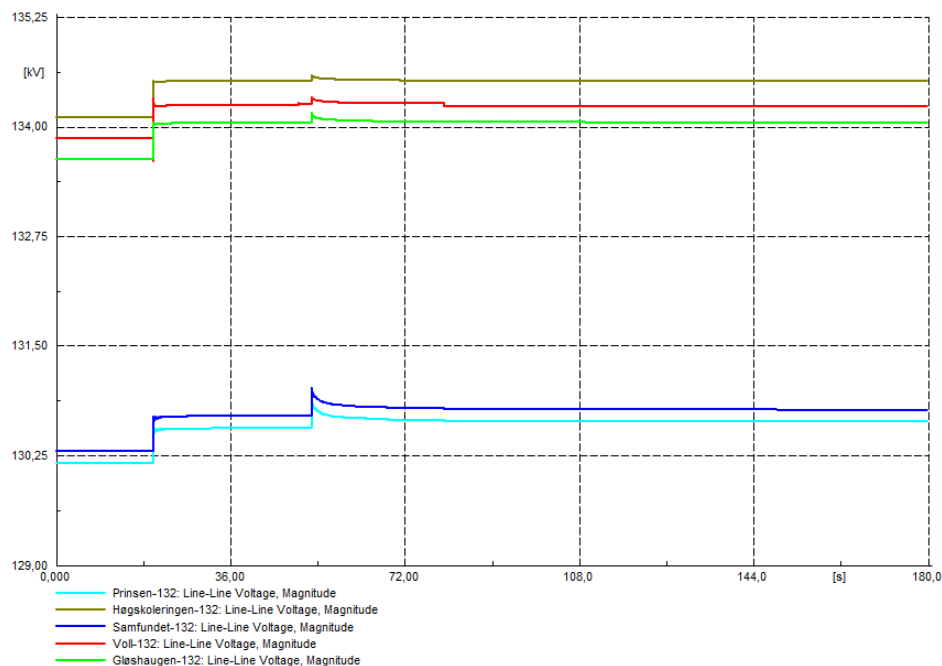
Det ble gjort forsøk på dynamiske analyser ved utfall av Høgskoleringen/transmisjonsnettet, men simuleringsprogrammet fikk ikke til å simulere dette, selv ved endringer av referanseskiner i modellen.

### 7.1 Dynamiske analyser med 132 kV som forsyningslinje

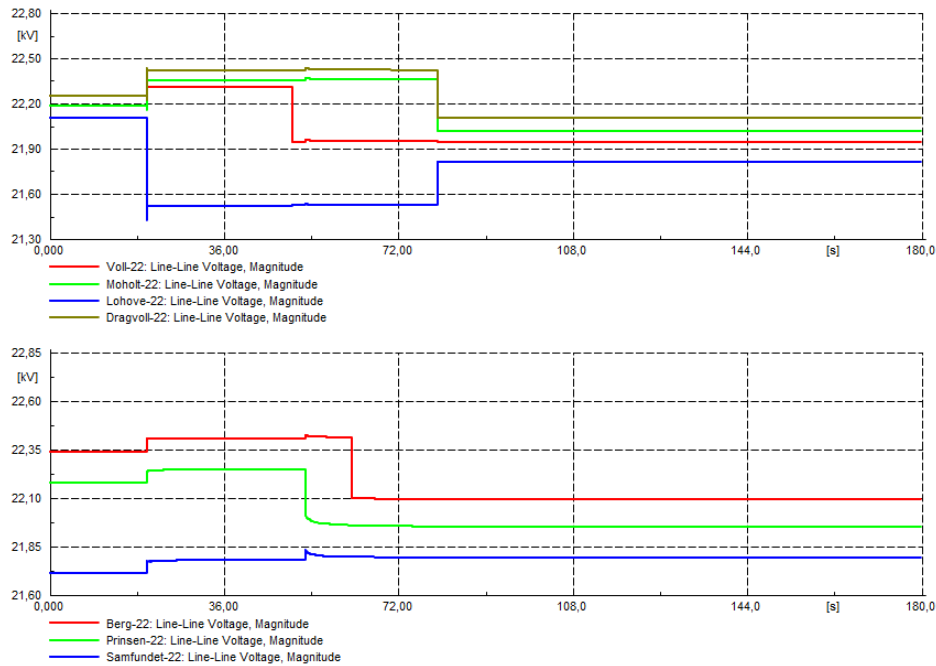
#### 7.1.1 Utfall av vindkraftverk ved høy last

##### Utfall av Vindpark A

Vindpark A faller ut etter 20 sekunder. Figur 7.1 viser 132 kV samleskinnene i området og 7.2 viser 22 kV samleskinnene.



Figur 7.1: 132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A, full produksjon og høy last

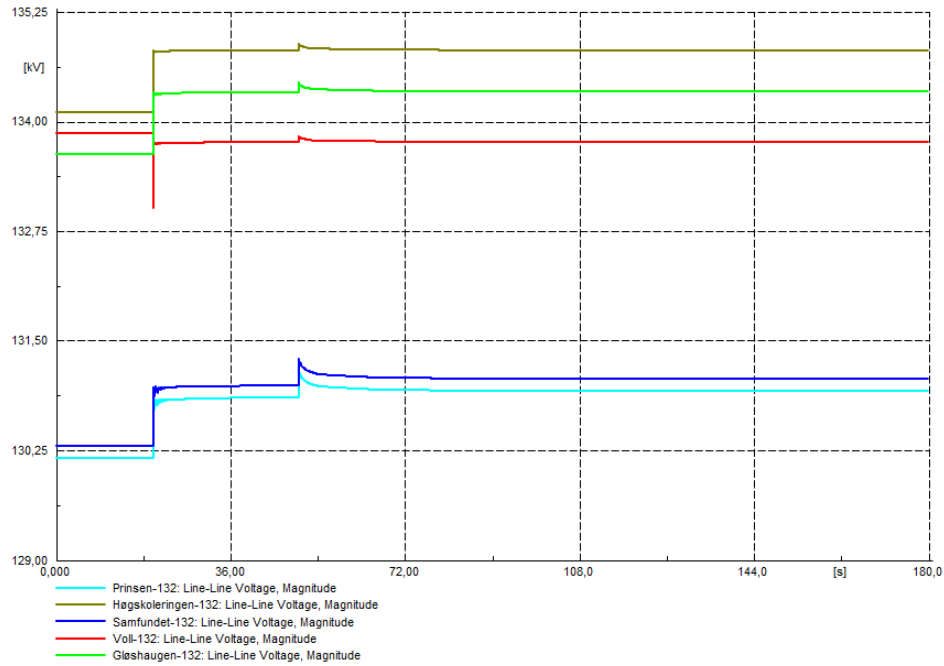


**Figur 7.2:** 22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A, full produksjon og høy last

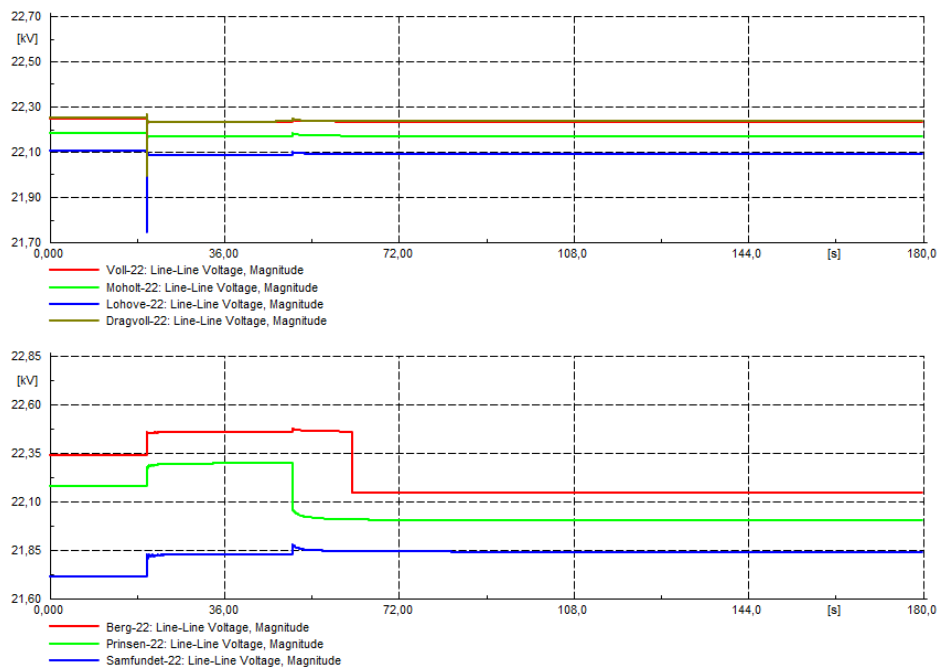
Den lille forhøyningen etter rundt 50 sekunder på 132 kV samleskinnene er trinnkobleren til Prinsen som trinner. Ut fra figur 7.2 ser en at spenningene ved 22 kV ikke forandrer seg mye med utfallet av vindpark A. Alle utenom Samfundet trinner ett hakk og Lohove er eneste som må opp i spenning. Ved utfall av vindpark A vil effektflyten mellom Lohove og Voll forandre retning og spenningen blir lavere ved Lohove. Lohove får et spenningsfall på rundt 0.6 kV med utfallet av vindpark A. De andre 22 kV samleskinnene i området får en spenningsøkning på rundt 0.2 kV etter utfallet.

### Utfall av Vindpark B

Vindpark B faller ut etter 20 sekunder. Figur 7.3 viser 132 kV samleskinnene i området og 7.4 viser 22 kV samleskinnene.



**Figur 7.3:** 132 kV samleskinner ved utfall av vindpark B, full produksjon og høy last



**Figur 7.4:** 22 kV samleskinner ved utfall av vindpark B, full produksjon og høy last

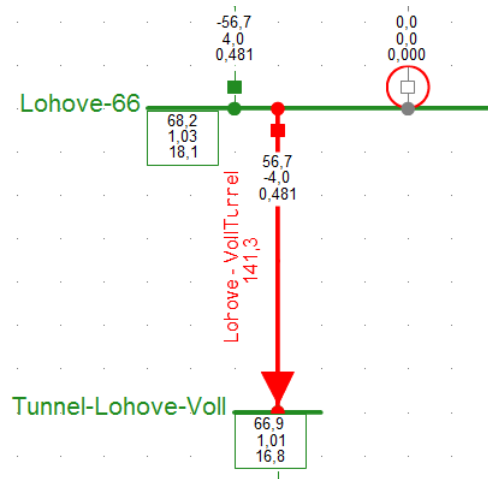
Ut fra figurene ser en at et utfall av vindpark B gir mindre variasjon på 22 kV samleskinnene som er tilkoblet gjennom Voll-132 enn ved et utfall av vindpark A. Spenningen holder seg nærmest lik etter utfallet som ved før utfallet. Berg og Prinsen har samme trinningsmønster som ved utfall av vindpark A, utfallet gir en spenningsøkning på rundt 0,2 kV i begge stasjonene og de trinner ned spenningen etter tidsforsinkelsen i trinnkobleren.

Det er også gjort analyser for utfall av vindkraftverk ved lav last og ved utfall av vindpark A og B samtidig og utfall av alle vindkraftverkene samtidig ved høy last. Tidsforløpet for disse kan bli sett i vedlegg F.

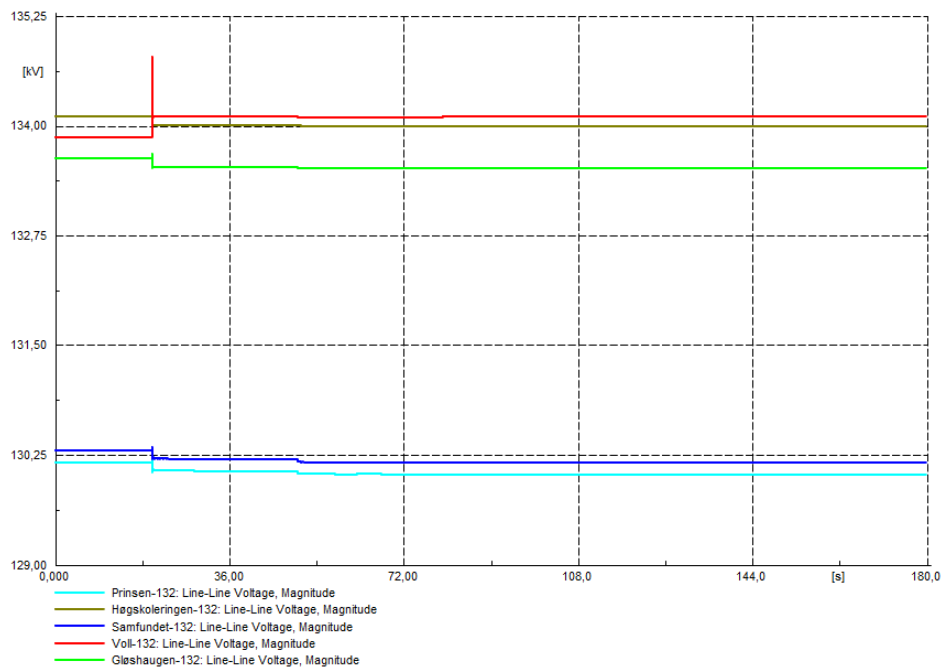
### 7.1.2 Utfall av Lohove ved høy produksjon

Lohove er den største lasten i området og den som ligger lengst vekk fra tilkoblingen til transmisjonsnett og 132 kV regionalnettet. Det blir simulert et utfall av Lohove etter 20 sekunder og tidsforløpet vises i figur 7.6 og 7.7.

Det er dessuten viktig å bemerke at ved utfall av Lohove vil belastningen på kableen mellom Lohove og Voll nå 140% slik det vises i figur 7.5 og en nedregulering av vindpark A er nødvendig ved utfall av Lohove hvis vindkraftverket har full produksjon eller produksjon over 39 MW.

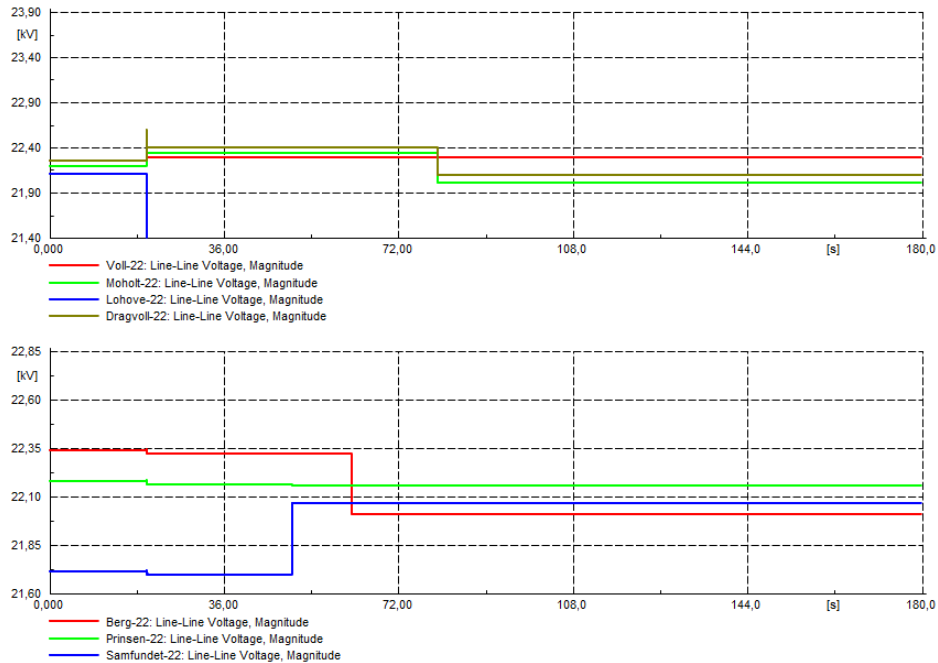


**Figur 7.5:** Nærbilde av kableen fra Lohove til Voll ved utfall av last på Lohove med full produksjon i vindpark A



**Figur 7.6:** 132 kV samleskinner ved utfall av Lohove, full produksjon og høy last



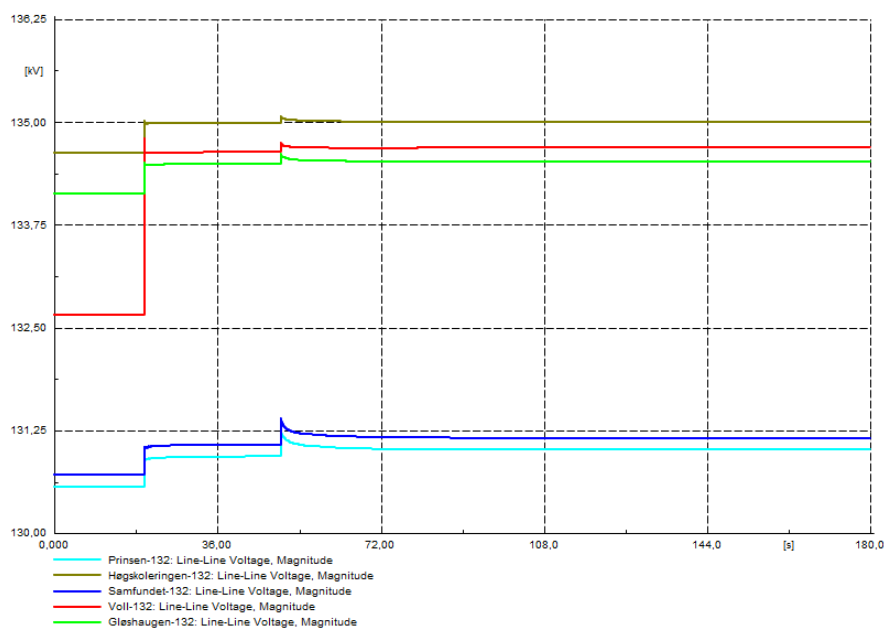


Figur 7.7: 22 kV samleskinner ved utfall av Lohove, full produksjon og høy last

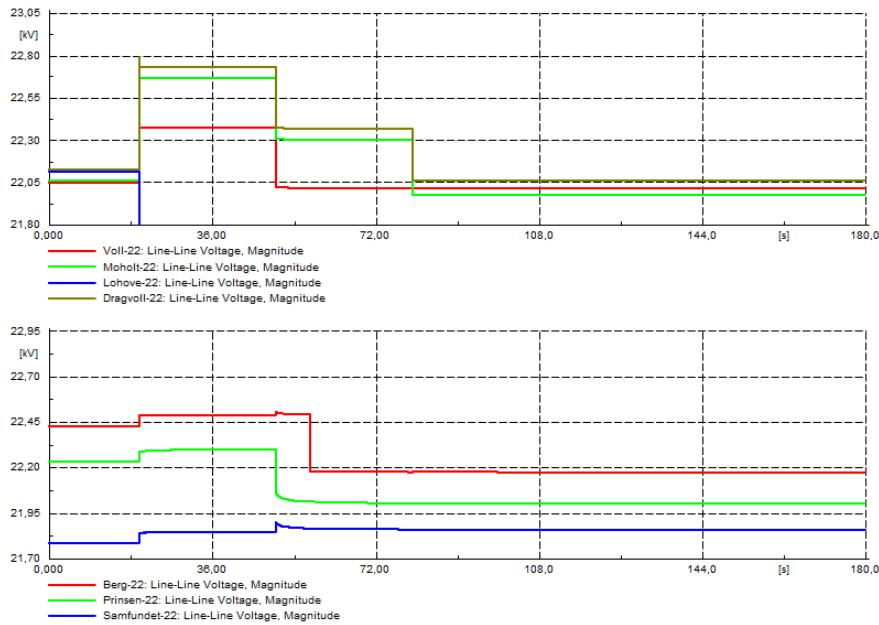
Den høye spenningstoppen på Voll-132 ved utfall av Lohove skyldes unøyaktigheter i simuleringen og kan bli sett bort fra. Det er små endringer som skjer med spenningen på 22 kV. Dragvoll, Moholt og Samfundet går akkurat over dødbandsområdet og trinner et hakk. Berg og Samfundet ville ha trinnet uten utfall av Lohove, da trinnkoblerene ikke var innstilt optimalt ved starten av simuleringen.

### 7.1.3 Utfall av Lohove ved ingen produksjon

Utfall av Lohove ved ingen produksjon i vindkraftverkene vil påvirke spenningen i systemet mer enn ved full produksjon. Tidsforløpet vises i figur 7.8 og 7.9.



Figur 7.8: 132 kV samleskinner ved utfall av Lohove, ingen produksjon og høy last



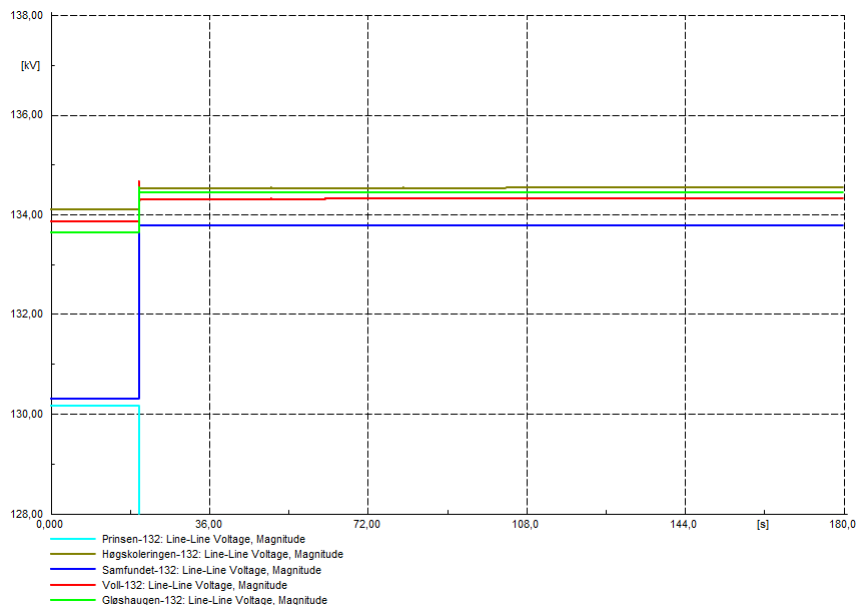
**Figur 7.9:** 22 kV samleskinner ved utfall av Lohove, ingen produksjon og høy last

Spenningen øker med rundt 0,8 kV i Dragvoll og Moholt ved utfall av Lohove. Spenningen på 66 kV vil også forhøyes ved utfallet av Lohove og trinnkobleren i Voll 132/66 kV vil trinne etter 30 sekunder etter utfallet av Lohove. Dette vil gjøre at trinnkoblerene i Dragvoll og Moholt vil trinne en gang istedenfor to for å komme ned til settpunktet.

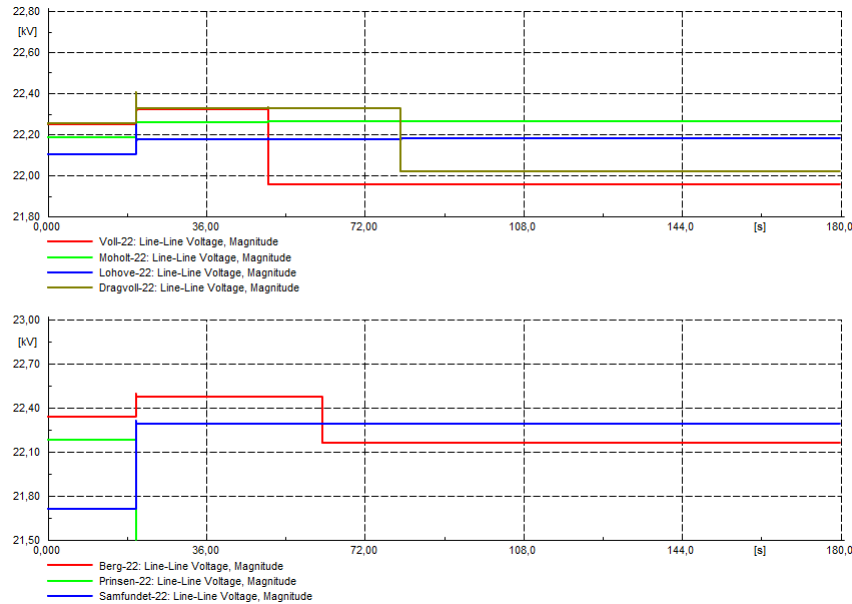
Trinningen i Berg ville ha skjedd uten at Lohove falt ut da trinnkobleren ikke var innstilt med optimal trinnposisjon ved oppstart av simuleringen. Med et dødbånd på 1,2% er grensen på 22,264 kV for Berg.

### 7.1.4 Utfall av 120 MW konstant last ved full produksjon

Den konstante lasten på 120 MW faller ut etter 20 sekunder når vindkraftverkene har full produksjon. Tidsforløpet kan bli sett i figur 7.10 og 7.11 .



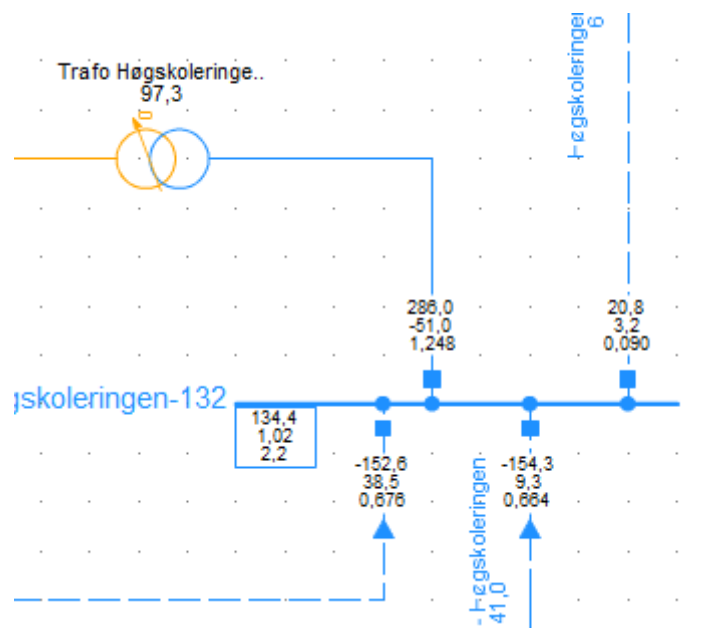
**Figur 7.10:** 132 kV samleskinnene ved utfall av konstant last og full produksjon



**Figur 7.11:** 22 kV samleskinnene ved utfall av konstant last og full produksjon

Samfundet sin spenning på 132 kV samleskinna går opp nesten 3 kV. Dette kommer mest sannsynlig av at tapene i overføringslinjen fra Gløshaugen til Samfundet går ned betraktelig etter utfallet.

Utfallet av 120 MW lasten vil gi nok spenningsvariasjoner til at Voll og Dragvoll trinner. Transformatoren opp til transmisjonsnettet vil nå sin belastningsevne hvis det er full produksjon i vindkraftverkene og den konstante lasten faller ut, dette vises i figur 7.12. Transformatorer har mulighet for å ligge med kortvarig overlastbarhet over 100%, men i slike tilfeller bør vern og andre sikkerhetsmekanismer legge ut produksjon/laster for å forhindre skader.



**Figur 7.12:** Nærbilde av Høgskoleringen ved utfall av konstant last og full produksjon

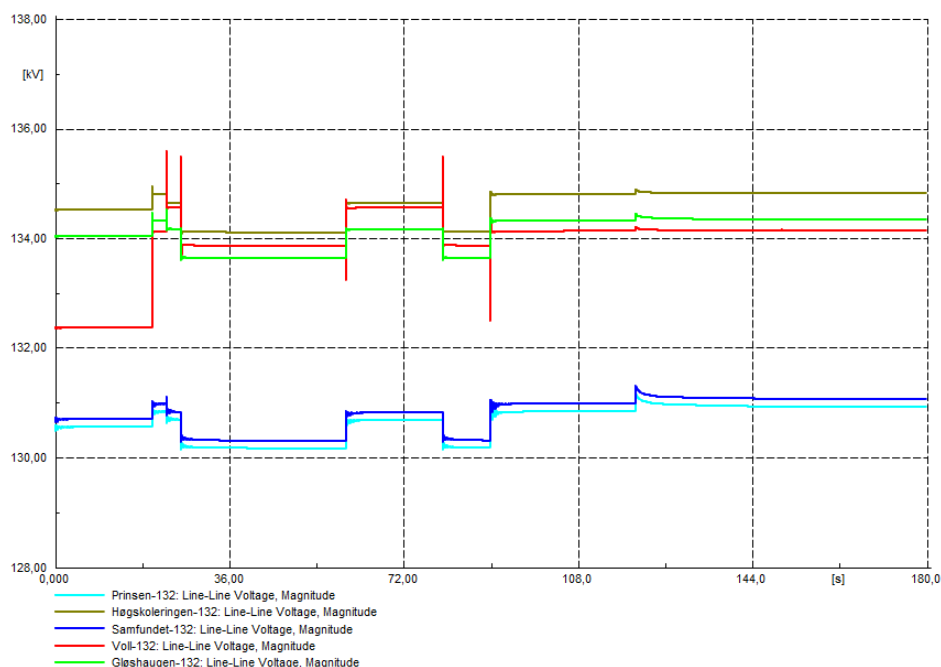
Det blir gjort simulering for utfall av konstant last uten produksjon og disse kan sees i vedlegg F.

### 7.1.5 Innkobling av vindkraftverkene ved variert produksjon

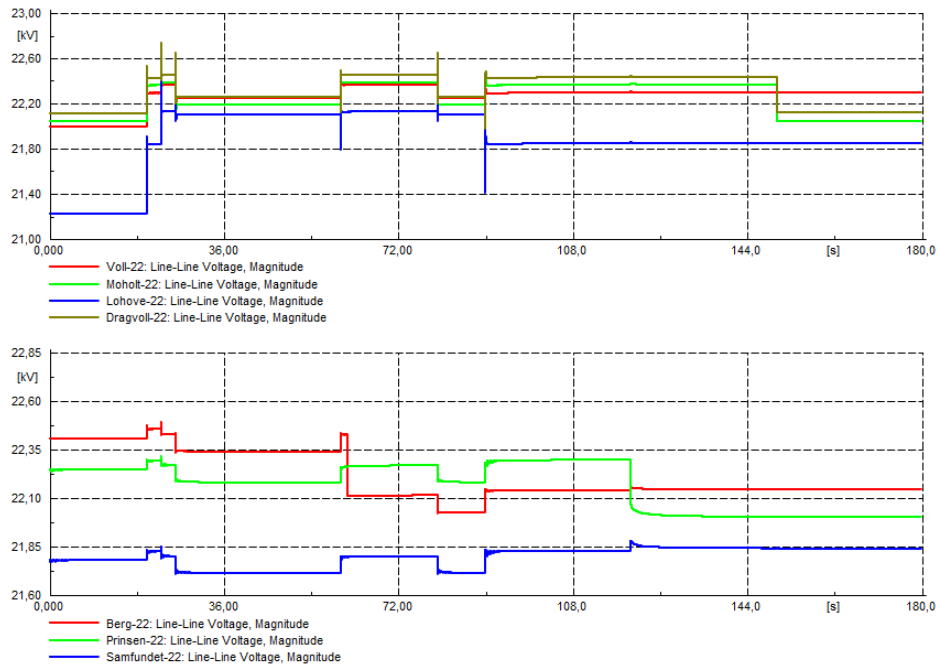
Det blir gjort simuleringer for innkobling av vindkraftverkene og ved variert produksjon for høy last. Tidspunkter det skjer hendelser i simuleringen vises i tabell 7.1 og tidsforløpene for 132 og 22 kV samleskinnene vises i figur 7.13 og 7.14. Tidsforløpene ved variert produksjon og lav last vises i vedlegg F.

**Tabell 7.1:** Tabell over tidspunkt og produksjonsendringer i vindkraftverkene

Tid [S]	Produksjon [%]
20	33
23	66
26	100
60	66
80	100
90	33



**Figur 7.13:** 132 kV samleskinner ved variasjon i produksjon og høy last



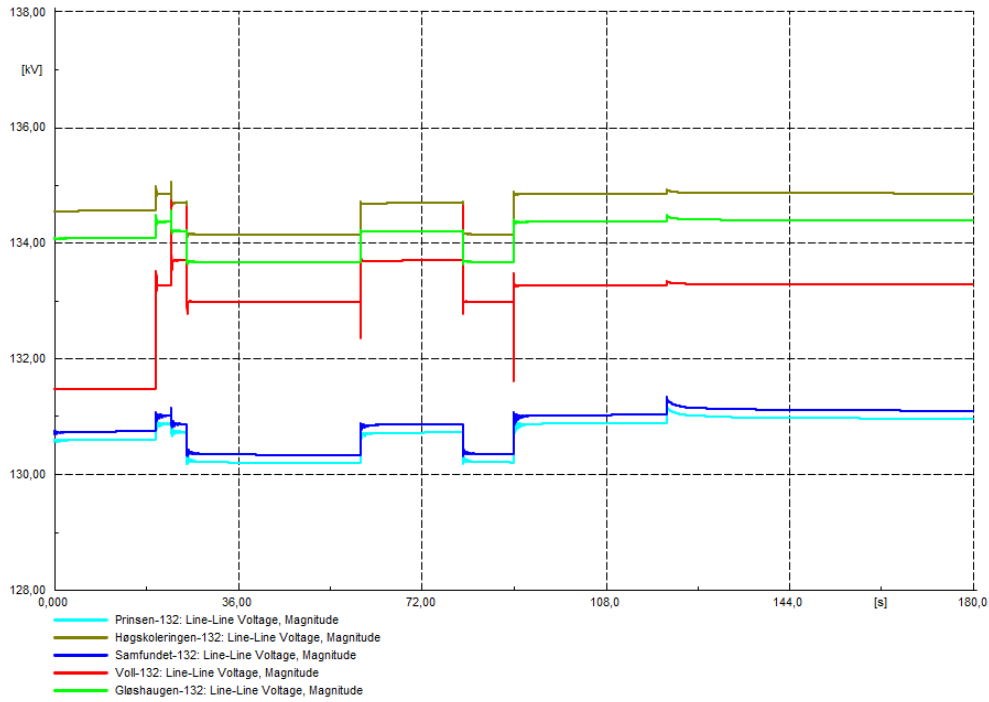
**Figur 7.14:** 22 KV samleskinner ved variasjon i produksjon og høy last

Produksjonsvariasjonen er på 30%. Disse er valgt på bakgrunn av tidsforløpet av vindturbinproduksjonen på 10 minutter i figur 2.2. Det ble valgt litt høyere prosentsteg enn i figuren for å se på et litt mer ekstremt tilfelle. Metoden som er brukt for å variere produksjonen i vindturbinene gjør at det blir endringer i det reaktive bidraget når variasjonen skjer. Dette er en unøyaktighet i modelleringen og er mest sannsynlig grunnen for at det kommer reaktive topper på tidspunktene det er endring i produksjonen.

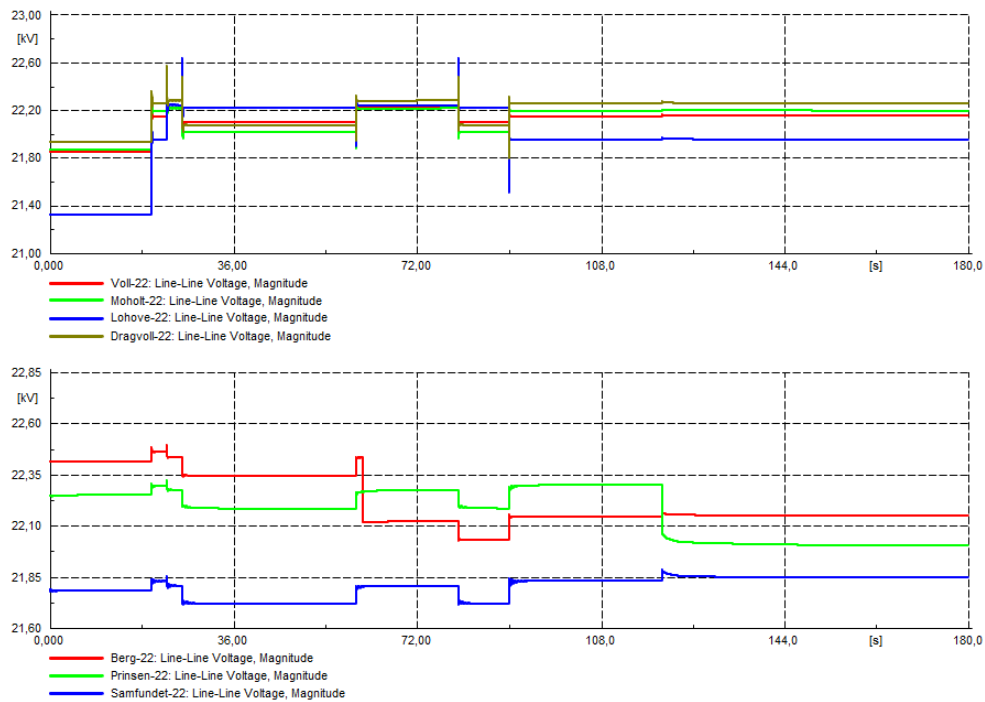
En variasjon på 30% i produksjonen vil gi spenningsvariasjoner på rundt 1 kV i Voll og rundt 0,5 kV i de andre 132 kV samleskinnene. 22 kV samleskinnene vil oppleve en variasjon på rundt 0,4 kV med en variasjon på 30% i vindkraftverkene. Noen av trinnkoblerene ligger på grensen av dødbandsområdet som for eksempel Dragvoll og Moholt.

### 7.1.6 Strengere Q-droop i vindkraftverkene

Det blir gjort nye simuleringer med endring av Q-droopen i vindkraftparkene. Q-droopen er satt 2% lavere i alle vindkraftverkene. Vindpark B og C får 2% og vindpark A får 4%. Under simuleringene blir det brukt høy last. Tidsforløpene vises i figur 7.15 og 7.16.



**Figur 7.15:** 132 kV samleskinner ved variert produksjon. Strengere Q-droop



**Figur 7.16:** 22 KV samleskinner ved variert produksjon. Strengere Q-droop

Spenningen i Voll varierer fortsatt med rundt 1 kV med 30% variasjon og de andre 132 kV samleskinnene har en variasjon på rundt 0,5 kV. 22 KV samleskinnene har redusert spenningsvariasjon fra rundt 0,4 kV til 0,2 kV. Dragvoll og Moholt trinner ikke med de nye verdiene.

Å sette vindpark A til 4% Q-droop vil gi lavere spenningsvariasjon på 22 kV samleskinnene i området enn med 6%. En variasjon av Q-droopen i vindpark B og C til 2% gir ikke store forandringer av spenningsvariasjonen på 132 kV. En ny simulering blir gjort hvor alle vindkraftverkene har samme Q-droop på 4%. Disse vises i vedlegg F.

## 7.2 Dynamiske analyser med 66 kV som forsyningslinje

Ved utfall av 132 kV forsyningslinjen skal vindpark A og B stoppe produksjonen, de skal ikke kjøres i øydrift. Ved utfall av 132 kV forsyningslinjen vil 66 kV forsyningslinjen kobles inn manuelt og deretter vil hver transformatorstasjon kobles inn.

Trinnkobleren i Voll 132/66 blir satt ut av drift under de dynamiske analysene med 66 kV som forsyningslinje. Dette blir gjort da Voll-132 bare er tilknyttet en last med ingen produksjon i vindpark B. Den vil dermed ikke ha noen regulatorer tilknyttet 132 kV siden av transformatoren. Trinnkobleren vil i disse tilfellene prøve å holde spenningen på 66 kV samleskinnen i Voll innenfor de innstilte verdiene i trinnkobleren. Det som skjer er at spenningen på høyspentsiden vil reguleres opp/ned langt utenfor sine grenser.

Ved innkobling og økning av vindkraftverkene vil ikke trinnkoblerene ha optimal trinnposisjon og de fleste samleskinnene vil starte med lavere spenning enn de vil ha reelt. Dette gir litt flere trinninger i simuleringene da de ofte trinner opp spenningen i starten, noe de ikke vil gjøre reelt.

Spenningsnivået til 22 kV samleskinnen i Dragvoll vil ofte ha høyere spenninger enn det trinnkobleren gir lov til ved slutten av simuleringene. Dette er fordi det høyeste trinnet er nådd i trinnkobleren og den ikke kan justere spenningen lavere.

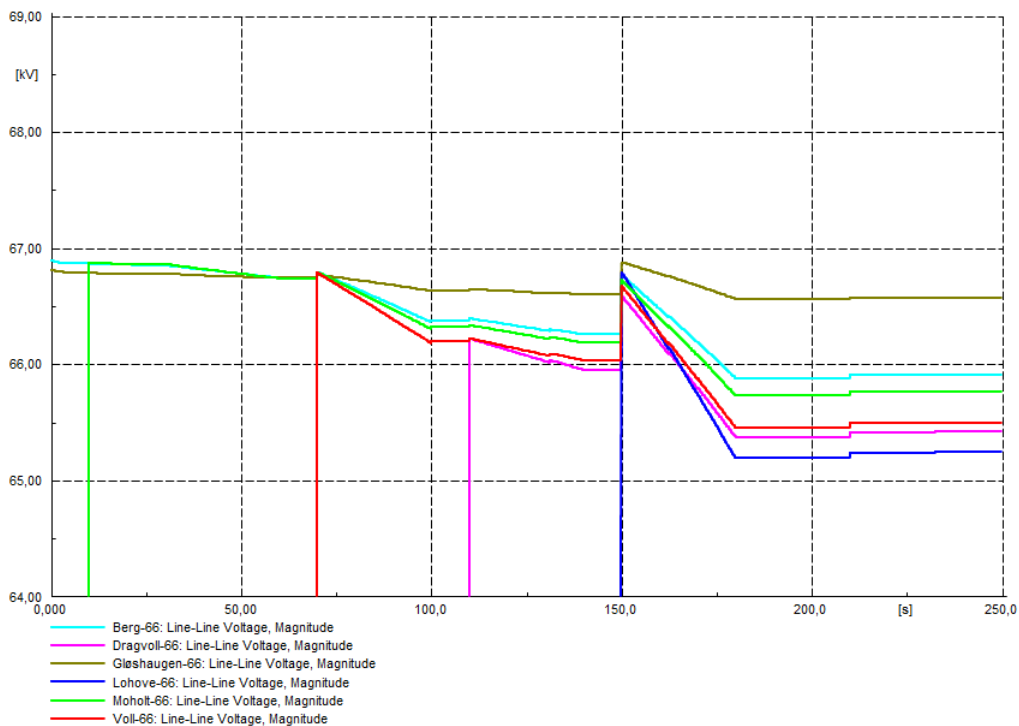
Vindpark A og B får produksjonsgrensene som er gitt i tabell 5.6.

### 7.2.1 Innkobling av laster

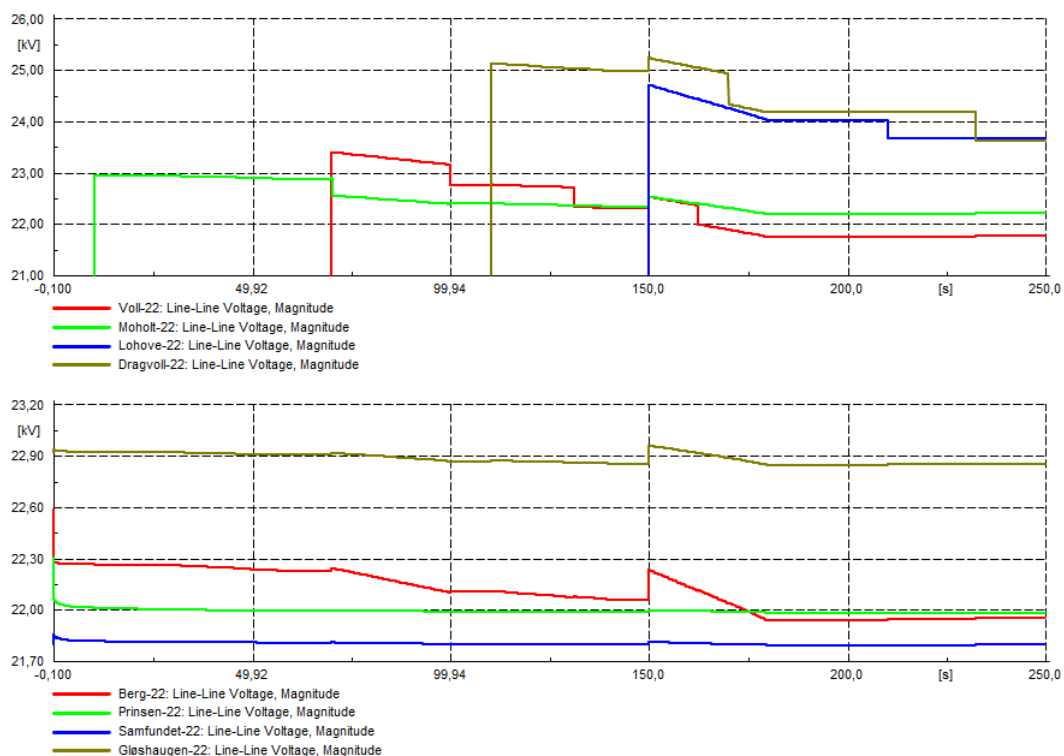
Etter å ha mistet strømmen med et utfall av 132 kV linjen vil alle lastene starte på 0 MVA. Fra T-avgreiningen ved Berg og utover til Moholt og videre er det spenningsløst fra start. Videre legges transformatorstasjonene inn og lastene økes fra 0 til lave lastverdier gitt i tabell 5.4. Tabell 7.2 viser hendelsene som skjer under simuleringen og tidsforløpet for 66 og 22 kV samleskinnene er vist i figur 7.17 og 7.18.

**Tabell 7.2:** Hendelser med innlegging av last med 66 kV forsyningslinje og ingen produksjon i vindkraftverkene

Hendelse	Tid [S]
Berg legges inn	10
Last på Berg økes	30 - 60
Voll legges inn	70
Last på Voll økes	70 - 100
Dragvoll legges inn	110
Last på Dragvoll økes	110 - 140
Lohove legges inn	150
Last på Lohove økes	150 - 180



Figur 7.17: 66 kV samleskinner ved innkobling av laster og ingen produksjon. 66 kV forsyningslinje



Figur 7.18: 22 kV samleskinner ved innkobling av laster og ingen produksjon. 66 kV forsyningslinje

Etter 150 sekunder økes spenningen med nesten 0,5 kV på 66 kV samleskinnene. Dette kommer av den reaktive effektproduksjonen fra kableen mellom Lohove og Voll. Dette skjer også etter 70 sekunder, men økningen er ikke like stor siden kableen mellom Voll og Moholt er mye kortere.

Trinnkoblerene står i nøytralposisjonen ved innkobling og 22 kV samleskinnene får dermed en relativ høy spenning. Lohove og Dragvoll vil trinne til de er under dødbåndsgrensen.



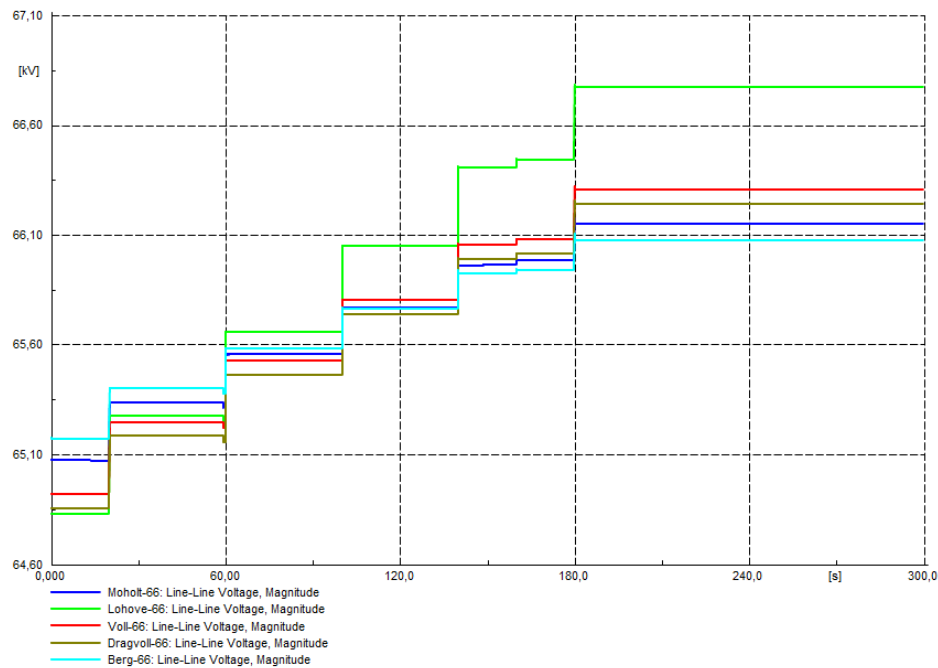
## 7.2.2 Innkobling og økning av produksjon i vindpark A

Alle lastene og transformatorene er koblet inn ved oppstarten av analysen. Vindpark A er koblet inn fra start, men med 0 aktiv og reaktiv produksjon. Tidspunktene med økning i produksjon er gitt i tabell 7.3.

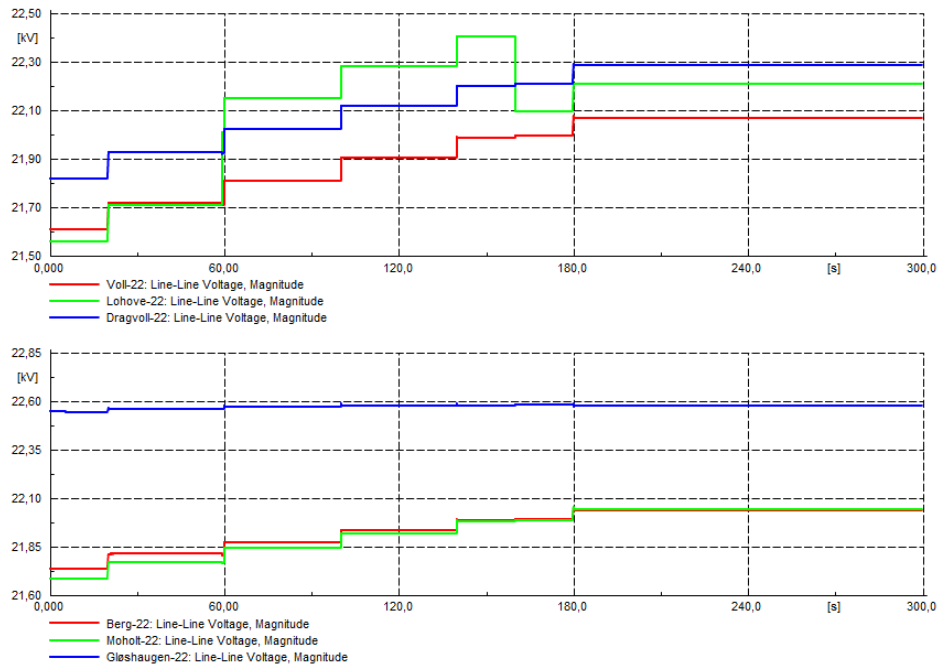
**Tabell 7.3:** Tidspunkt for økning av aktiv og reaktiv produksjon

Tid [S]	Produksjon [%]
0	0
20	20
60	40
100	60
140	80
180	100

Verdiøkningene er gjort mer langsom og med mindre %-økning enn i tidligere analyser for å få en god oversikt over spenningsforandringene og trinningene som skjer i nettet. Tidsforløpet for 66 kV samleskinnene og for vindpark A vises i figur 7.19 og 22 kV samleskinnene vises i figur 7.20.



**Figur 7.19:** 66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A



**Figur 7.20:** 22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A

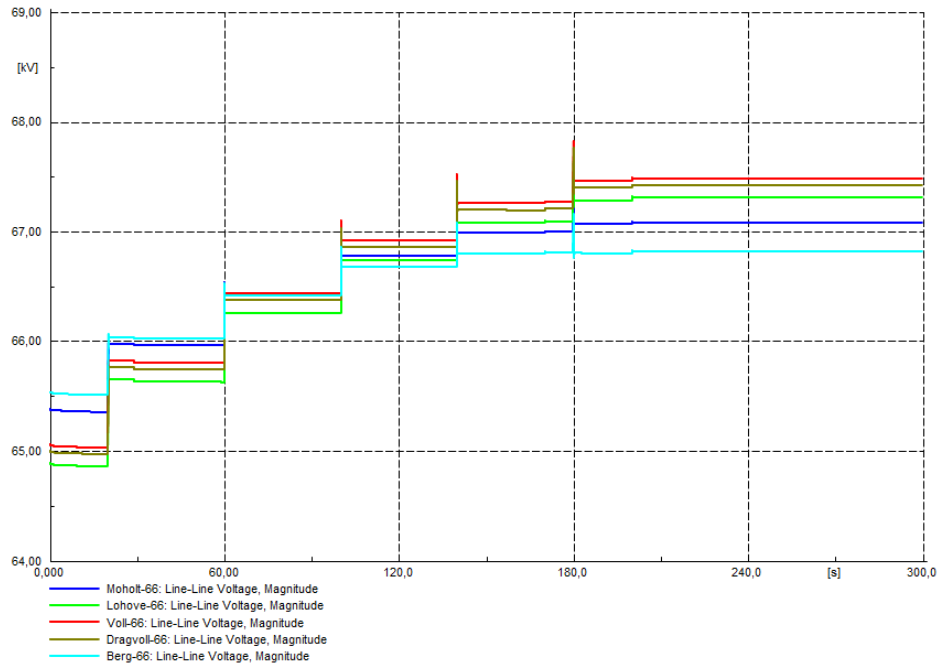
I starten av simuleringen er ikke trinnkoblerene stilt inn riktig og de fleste samleskinnene vil dermed starte på en lavere spenning i simuleringen enn de normalt ville gjort i en slik situasjon. Dermed kan det sies at Lohove vil trinne en eller to ganger for å holde nede spenningen ved en innkobling og økning av vindpark A.

En økning med 20% av den nedjusterte maksimale produksjonen av vindpark A vil gi spenningsendringer på rundt 0,1 kV til 22 kV samleskinnene. Spenningsøkningene på 66 kV samleskinnene ligger på rundt 0,4 kV for en økning på 20%. Lohove vil oppleve en økning på rundt 0,5 kV for hver økning.

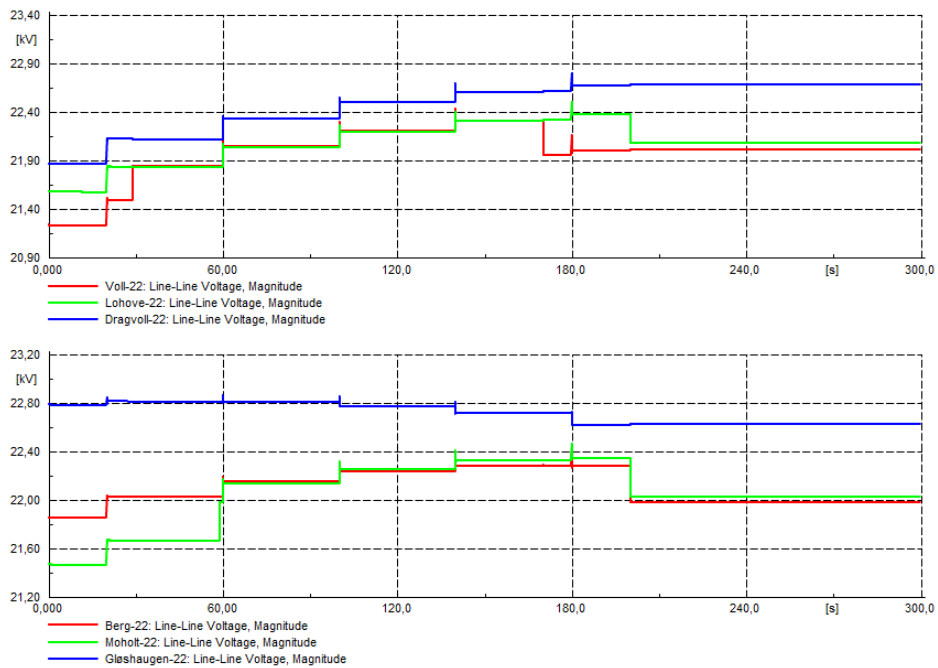
Berg, Moholt og Gløshaugen har små variasjoner i spenningen. Den høyeste av de er på rundt 0,04 kV for hver økning i produksjonen.

### 7.2.3 Innkobling og økning av produksjon i vindpark B

Under simuleringen ved innkobling av vindpark B er fremgangsmåten, produksjonsverdier og tidspunkt de samme som under innkobling av vindpark A. Tidsforløpet for 66 og 22 kV samleskinnene vises i figur 7.21 og 7.22. Spenningsforhøyningene ved økningene av produksjon er en unøyaktighet i simuleringen og kan bli sett bort fra. Dette gjelder også simuleringene ved økning av produksjon i vindpark A og B samtidig.



Figur 7.21: 66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark B



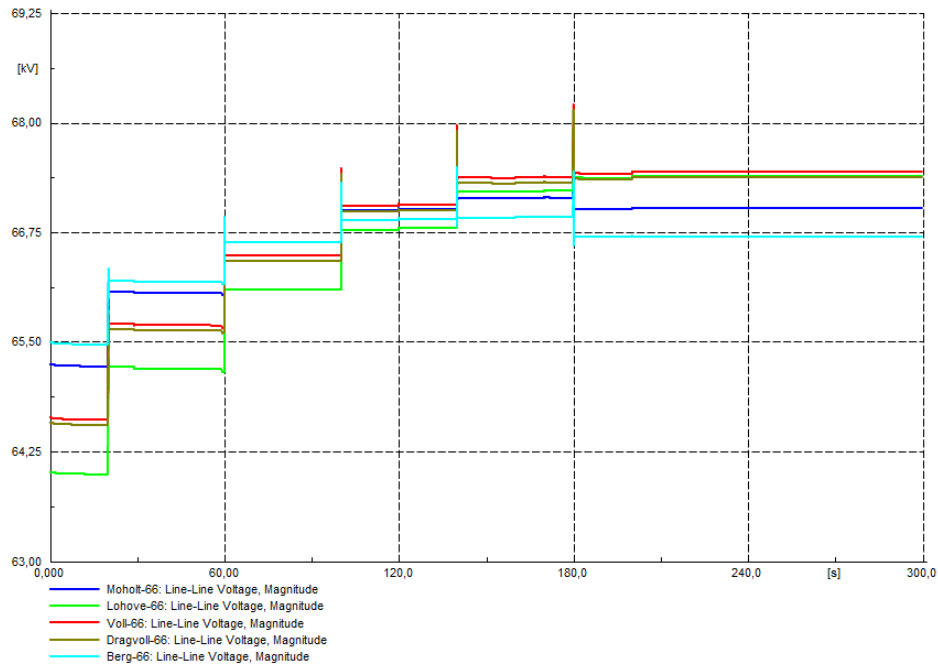
Figur 7.22: 22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark B

For innkobling av vindpark B er tidsforløpene relativt lik som ved innkobling av vindpark A. Spenningen på 66 kV linjene blir generelt høyere ved innkobling og økning av vindpark B enn A, hvor de fleste øker med rundt 0,55 kV for hver økning. 22 kV samleskinnene vil oppleve en litt høyere økning i spenningen enn ved innkobling og økning av vindpark A. Vindpark B har en høyere maksimal produksjon og økning på 20% vil gi en større økning i MW enn med vindpark A. Det er dermed ikke overraskende at spenningene vil øke mer ved en innkobling og økning av vindpark B enn med A. Spenningen på Lohove får en lavere økning enn ved økning av vindpark A, dette kommer nok av at effektflyten er fra Voll til Lohove og ikke fra Lohove til Voll som det blir ved innkobling og økning i vindpark A.

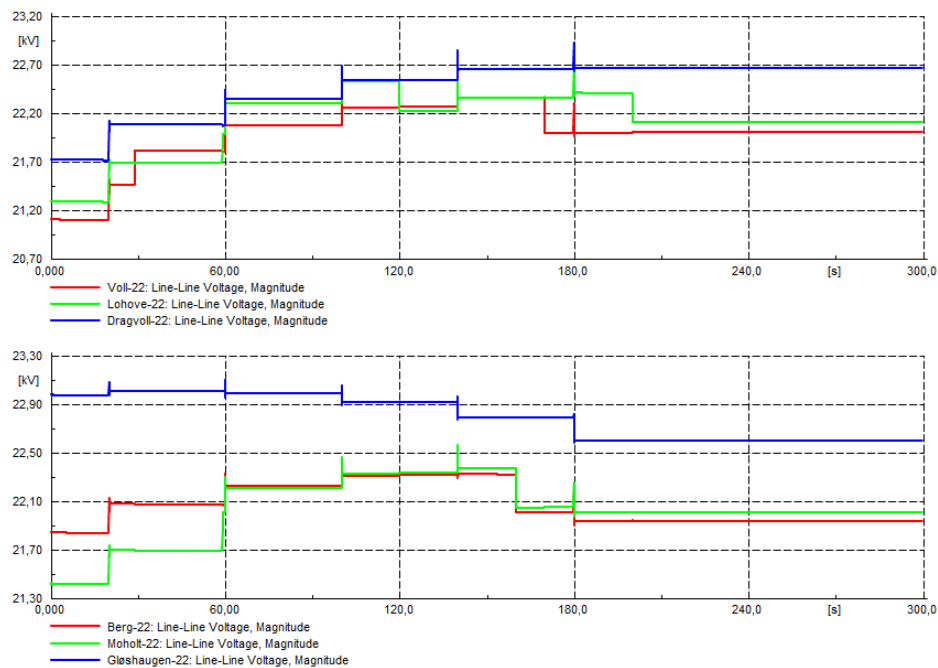
22 kV hos Gløshaugen synker med mer produksjon i vindpark B. Dette kommer av at effekt-flyten forandrer seg fra Gløshaugen - Voll til at den går fra Voll til Gløshaugen.

### 7.2.4 Innkobling og økning av produksjon i vindpark A og B

Innkobling og økning av produksjon for begge vindkraftverkene samtidig er simulert. Vindpark A og B bruker samme verdier som er brukt ved innkobling av bare vindpark A/B i tidligere analyser. Figur 7.23 og 7.24 viser tidsløpene for 66 og 22 kV samleskinnene.



Figur 7.23: 66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B



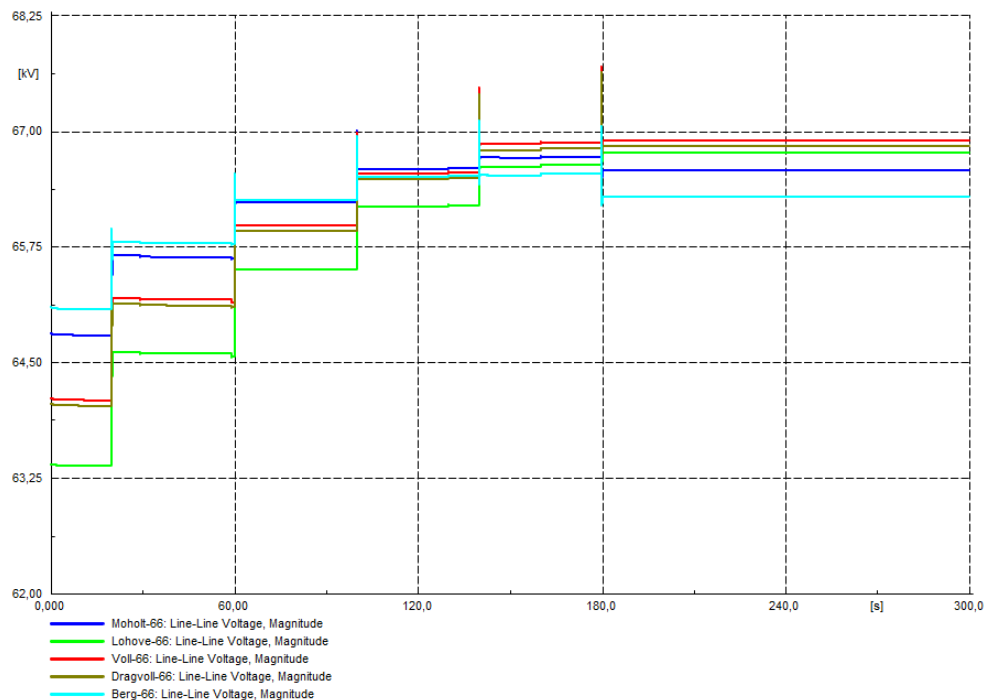
Figur 7.24: 22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B

Ved en innkobling og økning av begge vindkraftverkene vil spenningene øke mer enn med bare økning av en av dem om gangen. 66 kV samleskinnene vil oppleve en økning på rundt 0,6 kV for hver produksjonsøkning, Lohove vill oppleve større spenningsvariasjoner på opp mot 0,8 kV.

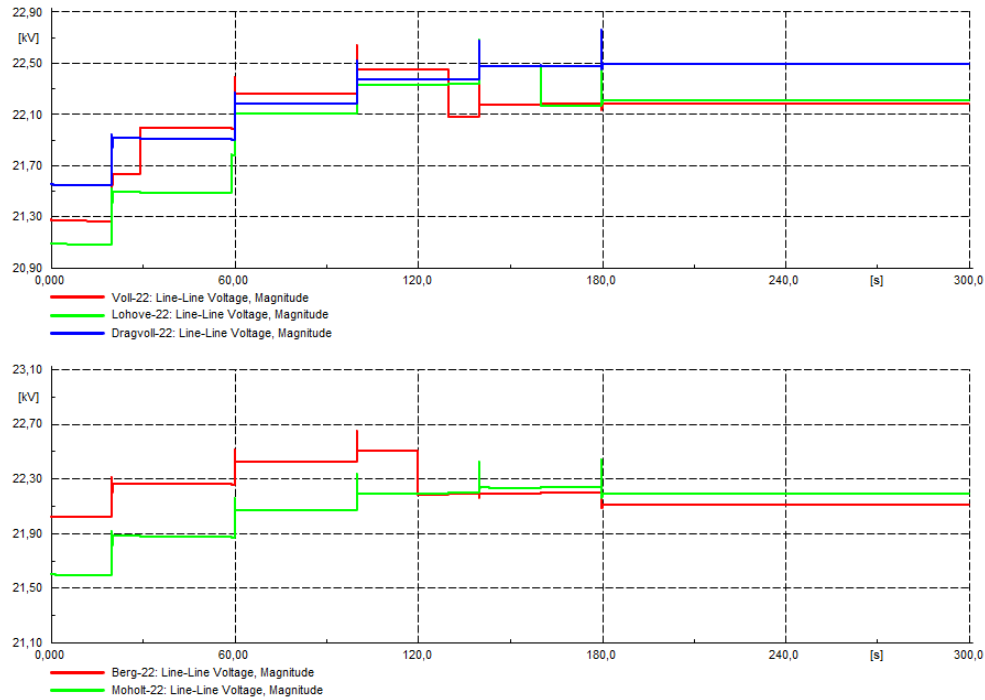
Første økning gir en spenningsendring på rundt 0,4 kV for alle 22 kV samleskinnene uten Gløshaugen. Deretter gir hver produksjonsøkning en spenningsendring på rundt 0,2 kV på 22 kV samleskinnene. Lohove trinner tre ganger i løpet av simuleringen. Med optimale innstillinger kunne dette blitt kuttet til en trinningsoperasjon. Lohove trinner opp ved 60 sekunder og ned igjen etter 120 og 200 sekunder. Berg og Moholt trinner ned etter 160 sekunder og Voll etter 170 sekunder.

### 7.2.5 Forandring av Q-droop i vindpark A og B

Det blir gjort samme simulering som ved innkobling og økning av produksjon av vindpark A og B, men med en strengere Q-droop karakteristikk. Q-droopen er satt til 2% for begge vindkraftverkene. Tidsforløpene for 66 og 22 kV samleskinnene vises i figur 7.25 og 7.26.



**Figur 7.25:** 66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B. 2% Q-droop



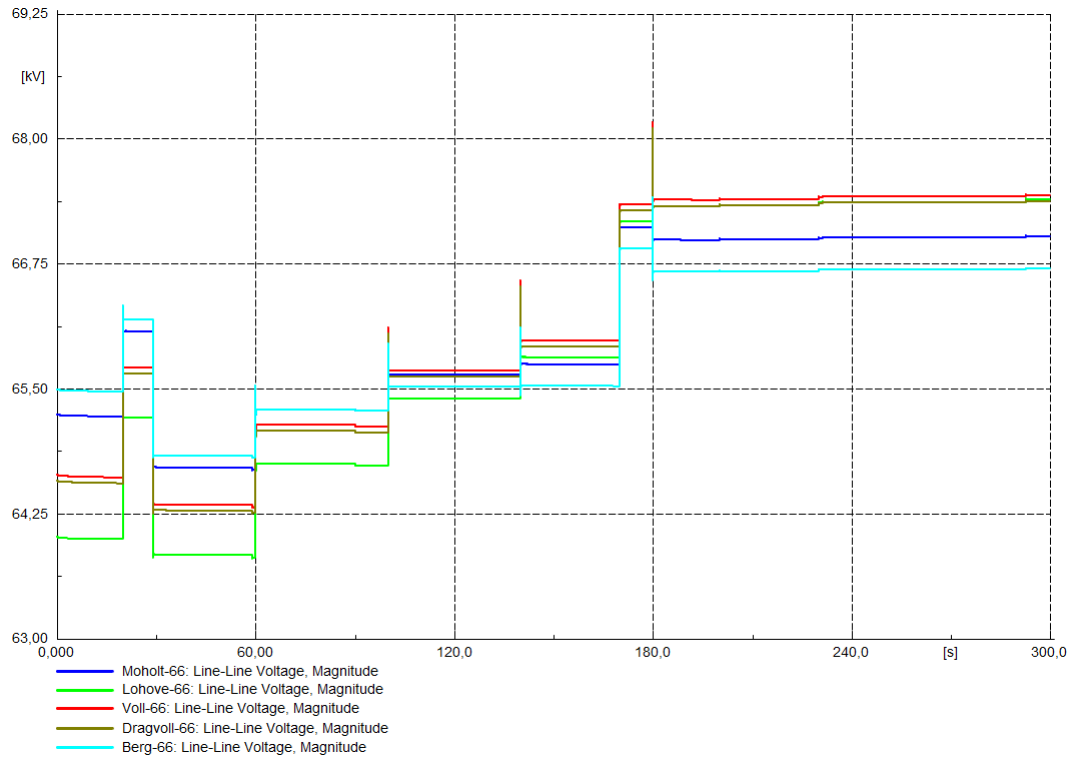
**Figur 7.26:** 22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B. 2% Q-droop

En strengere karakteristikk for Q-droopen vil gi lavere spenningsvariasjoner ved økning av produksjon. 66 kV samleskinnene vil ha en spenningsøkning på rundt 0,5 kV og stabilisere seg på en spenning under 67 kV når produksjonen ligger på 100%.

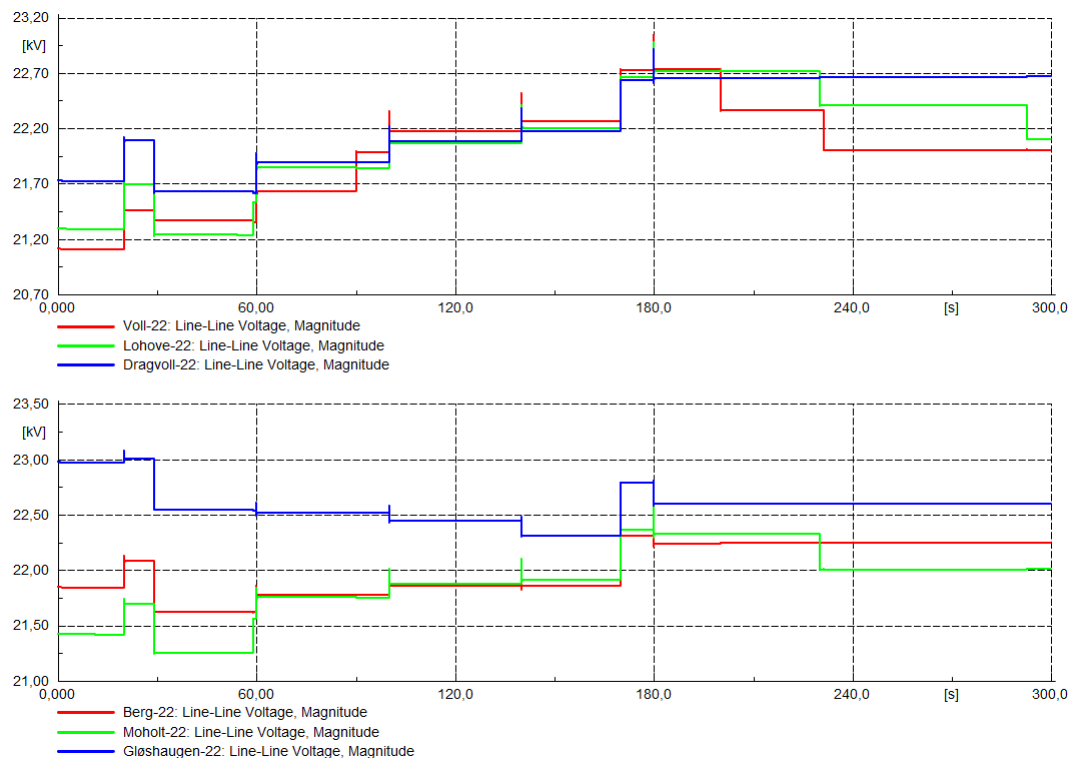
Lohove trinne to ganger istedenfor tre. Den vil trinne unødvendig i dette tilfellet også, men en trinnsoperasjon er borte i forhold til når Q-droopen var 4%. Spenningsene i Voll, Lohove og Dragvoll vil holde seg under 22,5 kV med full produksjon.

### 7.2.6 Endring av dødbånd i Gløshaugen

Det blir gjort nye simuleringer med en endring av dødbåndet i Gløshaugen. Under simuleringen er verdiene og hendelsene det samme som ved innkobling og økning av produksjon i vindpark A og B. Q-droopen er 4% og dødbåndet er endret fra  $0.8 \cdot \text{trinnsstørrelsen}$  til  $0.6 \cdot \text{trinnsstørrelsen}$ . Tidsforløpene for 66 og 22 kV samleskinnene vises i figur 7.27 og 7.28.



Figur 7.27: 66 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B. 0.6 dødbånd

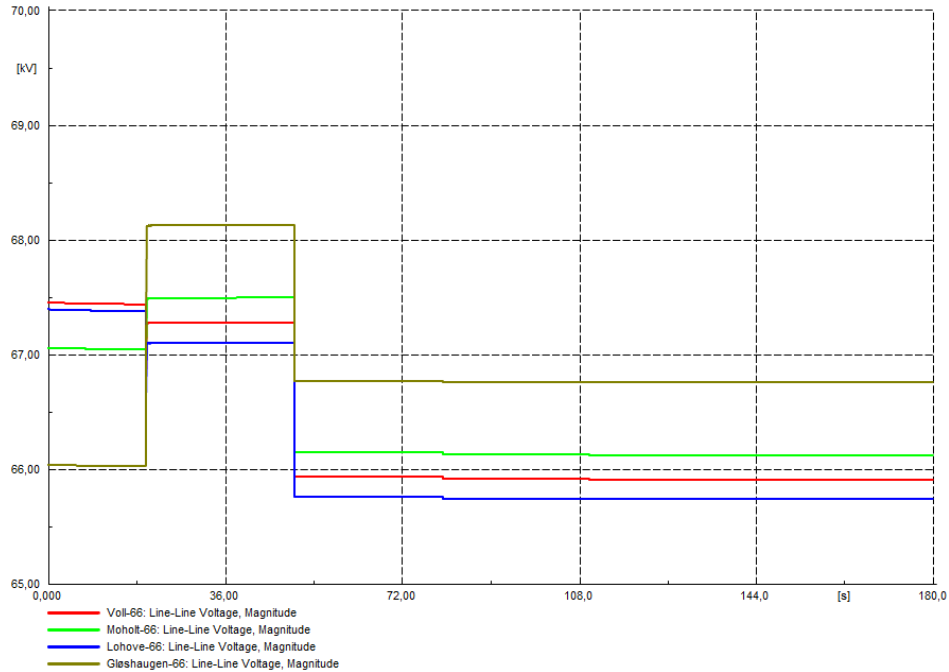


Figur 7.28: 22 kV samleskinnene ved innkobling og økning av vindpark A og B. 0.6 dødbånd

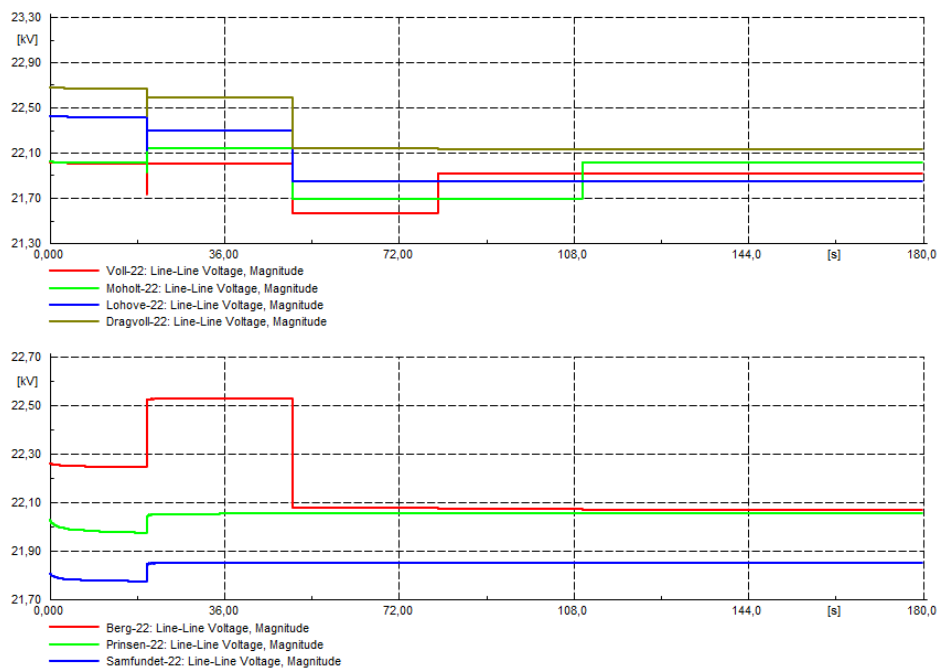
En endring av dødbåndet fra 0.8 til 0.6 vil gjøre at trinnkobleren i Gløshaugen trinnet to ganger i stedet for å ikke trinnet. Trinnkobleren er mer følsom for spenningsendringer og trinnet oftere. Dette gir ringvirkninger nedover til 22 kV samleskinnene som også vil trinnet mer.

### 7.2.7 Utfall av vindkraftverkene

Det blir gjort simuleringer ved utfall av vindpark A, vindpark B og vindpark A og B når begge har full produksjon. Tidsforløp ved utfall av vindpark A og B vises i figur 7.29 og 7.30. Tidsforløpene for utfall av vindpark A og B hver for seg vises i vedlegg F. Utfallet av vindkraftverkene skjer etter 20 sekunder.



**Figur 7.29:** 66 kV samleskinnene ved utfall av vindpark A og B med 66 kV forsyningslinje



**Figur 7.30:** 22 kV samleskinnene ved utfall av vindpark A og B med 66 kV forsyningslinje

Et utfall av begge vindkraftverkene vil øke spenningen i Gløshaugen med 2 kV og Moholt med 0,5 kV. I Voll og Lohove vil spenningen synke med rundt 0,2 kV. Trinnkobleren i Gløshaugen



132/66 vil trinne ned spenningen på 66 kV nettet med rundt 1 kV for alle 66 kV samleskinnene 30 sekunder etter utfallet.

Spenningene på 22 kV samleskinnene i Voll og Moholt blir for lave etter trinningen i Gløshaugen og de vil trinne opp spenningen 60 og 90 sekunder etter utfallet.

# Kapittel 8

## Diskusjon

Analysene og simuleringene som er gjort i denne oppgaven gir et godt innblikk i hvordan spenningene forandrer seg i forskjellige scenarioer. Forenklingene og antagelsene som er forklart i kapittel 5.7 vil kunne påvirke resultatene fra simuleringene. I tillegg kan utbyggingen av nettområdet bli endret fremover mot år 2020.

### 8.1 Lastflyt

Gjennom lastflytanalysene kommer det frem at transformatoren i Lohove ligger på rundt 85% av sin belastningsevne. Hvis lastøkningen forblir høy i fremtiden er det muligens nødvendig å vurdere en utbygging eller oppgradering av transformatoren for å imøtekomme den økende lasten i Lohove. Nedreguleringen av vindpark A i tilfeller med lav last gir en akseptabel effektflyt gjennom kabelen mellom Lohove og Voll. Dette gjelder også nedreguleringen av vindpark A og B i tilfellet med 66 kV forsyningslinje. Tilfellet med høy last og høy produksjon er veldig spesielt, da det kun vil være ytterst få tilfeller vindkraftverkene kan ha så høy produksjon med 66 kV forsyningslinje.

Med 66 kV forsyningslinje vil spenningsnivåene ved Lohove og Gløshaugen variere nok til at trinnkoblerene trinner hvis effektflyten forandrer seg fra Lohove til Gløshaugen og motsatt. En stor variert produksjon i vindpark A og B fører til at effektflyten forandrer retning og trinnkobleren i Gløshaugen vil kunne trinne unødvendig. En trinning av Gløshaugen kan deretter ha konsekvenser for trinnkoblerene nedover til 22 kV som igjen vil trinne unødvendig.

Ut fra tabellene med forskjellige settpunkter i kapittel 6.3 vil det være ønskelig for netteier og kraftprodusentene å regulere på settpunktene i vindkraftverkene etter sesongvariasjoner. 136 kV i Høgskoleringen og enten 132 eller 136 kV i Voll vil begge gi utveksling av reaktiv effekt på under 20 MVA<sub>r</sub>. En settpunktspenning på 132 kV i Høgskoleringen gir høye uttak av reaktiv effekt med høy og lav med lastverdi.

### 8.2 Dynamiske analyser med 132 kV

Det er observert at nettet er sterkt med 132 kV forsyningslinjen. Store produksjonsendringer i vindkraftverkene vil ha relativ liten påvirkning på spenningene nedover i nettet, selv med utfall av alle vindkraftverkene vil spenningene på 22 kV samleskinnene i området holdes nesten helt lik. Lohove er mest utsatt for spenningsvariasjoner med utfall/variert produksjon i vindpark A. Effektflyten vil forandre retning og ved utfall av vindpark A vil spenningen på Lohove synke

med rundt 0.6 kV og ved en økning i produksjonen fra 0 til 100% vil spenningen øke med nesten 1 kV.

Utfall av Lohove ved høy produksjon vil gi en overbelastning av kabelen ut fra Lohove. Det vil derfor være viktig å ha en utkobling/nedreguleringssmekanisme for vindpark A ved utfall av Lohove eller når belastningen til kabelen mellom Lohove og Voll begynner å nærme seg 100% av sin belastningsevne.

Utfallet av den konstante lasten på 120 MW vil gi nok variasjoner i nettet til at Voll og Dragvoll merker utfallet og vil trinne. Spenningen ved Samfundet vil ha en økning på nesten 3.5 kV på 132 kV samleskinnen og 22 kV opplever en økning på nesten 0.6 kV. I tillegg vil transformatoren opp til transmisjonsnettet komme veldig nærme sin belastningsevne ved full produksjon i vindkraftverkene.

En innstilling med 4% Q-droop i vindpark B og C og 6% i vindpark A vil gi spenningsvariasjoner på opp mot nesten 0.4 kV på 22 kV samleskinnene ved variert produksjon. Å endre regulatorene til lavere prosenter vil gi en litt mer konstant spenning under variert produksjon. I tabell 8.1 vises det en sammenligning av de forskjellige Q-droop verdiene, og den høyeste spenningsendringen på 22 kV tilknyttet transformatoren på 132/66 i Voll og samleskinnen på 132 kV. En Q-droop på 2% i vindpark B og C og 4% i A gir samme maksimale spenningsendringer som når alle er innstilt med 4%. Her må det undersøkes hvor strenge regulatorene kan innstilles og hvor reelt dette vil være for kraftprodusentene før en endelig avgjørelse kan bli tatt for de beste innstillingsverdiene.

**Tabell 8.1:** Sammenligning av forskjellige Q-droop verdier

Q-droop i vindpark [%]			Høyeste spenningsendring på samleskinne [kV]	
A	B	C	Voll-132	22 kV under Voll-132
4	4	6	1	0,4
2	2	4	1	0,2
4	4	4	1	0,2

Med et dødbånd på 0.8\*trinnstørrelsen vil det være få trinninger i nettet. I analysene vil trinnkoblerene trinne unødvendig da de ikke er stilt inn optimalt ved starten av simuleringen i visse scenarier.

### 8.3 Dynamiske analyser med 66 kV

Kabelen mellom Voll og Moholt er flaskehalsen for vindkraftproduksjonen i området og vindkraftverkene vil dermed ikke kunne produsere maks effekt. Ved variert produksjon i vindpark A og B vil spenningene på 22 kV variere med opp mot 1 kV og spenningene på 66 kV varierer med opp mot 3 kV med de nedreguleringene av vindkraftverkene som er gjort i analysen etter verdiene i tabell 5.6. Trinnkoblerene var ikke innstilt optimalt ved oppstarten av analysene, så variasjonen i spenningene kan være litt for høy på grunn av dette. En forandring i Q-droopen fra 4% til 2% vil ikke gi store forskjeller for spenningsvariasjonen i nettet.

I de fleste tilfeller vil spenningen i Dragvoll legge seg relativt høyt. Et utbytte av trinnkobleren til en trinnkobler med flere trinn eller en forandring av settpunktspenningen/nøytralpunktet for trinnkobleren vil kunne forbedre spenningen i Dragvoll.

Det kan bli store spenningsvariasjoner på 66 kV samleskinnene når effektflyten forandrer seg mellom Gløshaugen og vindkraftverkene. Et lavt dødbånd i Gløshaugen er ikke ønskelig i driftssituasjonen med 66 kV forsyningslinje. En forandring av dødbåndet fra 0.8 til 0.6 gjør at trinnkobleren i Gløshaugen trinner to ganger under tidsforløpet med økning i vindpark A og B. Selv om trinnkobleren ikke har optimal trinnposisjon ved simuleringsstart ser man stor forskjellen på 0.8 og 0.6 i dødbånd. Det blir derfor viktig å ikke ha for lavt dødbånd i denne driftssituasjonen. Trinning på 66 kV nettet vil gi ringvirkninger nedover til trinnkoblerene på 22 kV samleskinne som også vil trinne unødvendig.

# Kapittel 9

## Konklusjon

En forandring av settpunktspenningen i Høgskoleringen til 136 kV gjennom hele året vil bli mest gunstig med tanke på reaktiv effektutveksling med transmisjonsnettet. En variasjon mellom 132 kV og 136 kV i Voll er ønskelig for å holde utvekslingen av reaktiv effekt under grensene gitt i Sentralnettstariffen. Under vinterperioder bør Voll ha 136 kV som settpunkt og i sommerperioder bør den være 132 kV.

Tilknytningen av tre nye vindkraftverk vil ha en innvirkning på spenningen i området, men ikke nok til å gi store utslag i spenningskvaliteten på 22 kV. Q-droop innstilling på 4% i alle vindkraftverkene vil gi de beste resultatene for spenningsvariasjon. En strengere Q-droop vil gi mindre variasjon av spenning, men det må undersøkes hvor lavt vindkraftverkene kan stille inn regulatorene. En innstilling av dødbandsområdet på 1,6\*trinnsstørrelsen vil gi få trinninger på 22 kV samleskinnene i nettet under variert produksjon og ved utfall av vindkraftverk og laster. Høyeste spenningsvariasjon på 22 kV samleskinnene er ved utfall av vindpark A da spenningen på 22 kV i Lohove vil synke med nesten 1 kV. Høyeste spenningsendring etter dette er ved et utfall av Lohove når det er ingen produksjon. Da vil spenningen i Dragvoll og Moholt øke med rundt 0,8 kV.

Ved å sette grensene for maksimal produksjon i vindpark A og B etter verdiene gitt i tabell 5.6 vil 66 kV spenningen holde seg stabil. En økning av produksjonen i begge vindkraftverkene vil gi en spenningsøkning på rundt 3 kV for 66 kV samleskinnene og en økning på rundt 1 kV for 22 kV samleskinnene ved en endring fra 0 til 100% i produksjon. Et utfall av vindkraftverkene vil ha nesten ingenting å si for spenningsendring på 22 kV samleskinnene fra Moholt og utover, men på 66 kV samleskinnene blir det merkbart hvor spenningen i Gløshaugen vil øke med rundt 2 kV. Ved høy variert produksjon vil effektflyten forandre retning og Gløshaugen vil oppleve spenningsvariasjoner som kan være høye nok til at trinnkobleren trinner. Et lavt dødbånd på 0.6 er ikke ønskelig i denne driftsituasjonen da det vil gi unødvendig trinning av trinnkobleren i Gløshaugen. Et dødbånd på 0.8 gir best resultat og mest konstant spenning.

# Kapittel 10

## Videre arbeid

Det kan være spennende å se på spenningsstabiliteten med en mer reell modellering av vindkraftverkene. Med mer reelle modeller av vindkraftverkene vil det være mulig å se på interaksjonen mellom parkregulatorene i vindkraftverkene og utfordringene dette kan gi.

Det kan også være spennende å se på vernproblematikken i området ved variert produksjon og stor variasjon av effektflyt. Hvilke typer vern er best egnet for området og hvordan bør vernene innstilles for å gi en bred og god beskyttelse av nettet og komponenter i de forskjellige situasjonene ved høy og lav produksjon.

Det er mulig å gjøre økonomiske analyser av en oppgradering av kabelen mellom Lohove og Voll. Å undersøke hvor gunstig dette vil være for vindpark A sin årlige produksjon kontra å måtte nedregulere produksjonen etter den maksimale belastningsevnen til kabelen.

# Bibliografi

- [1] Anders Borgli, Statkraft . Personlig kontakt over E-post mellom 27.03.2018 - 27.04.2018 .
- [2] Samkjøringen av kraftverkene i Norge. *Spenningsregulering av krafttransformatorer, P.M nr. 20 - 1989*. Statkraft, 1989.
- [3] E. H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejdak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patino, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert, T. Smith, M. Starke, and R. Walling. Characteristics of wind turbine generators for wind power plants. In *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pages 1–5, July 2009.
- [4] Thierry Van Cutsem and Costas Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Springer Science+Business Media, 1998.
- [5] DIgSILENT. FAQ: Would you have an example for a RMS simulation including a tap changer and shunt control? <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/would-you-have-an-example-for-a-rms-simulation-including-a-tap-changer-and-shunt-control.html>, 2014. Tilgang: 20.03.2018.
- [6] DIgSILENT GmbH. *DIgSILENT PowerFactory 2018, Template Documentation Fully Rated WTG Template*. DIgSILENT GmbH, 04.12.2017.
- [7] DIgSILENT GmbH. *DIgSILENT PowerFactory 2018, Template Documentation IEC 61400-27-1*. DIgSILENT GmbH, 04.12.2017.
- [8] DIgSILENT GmbH. *DIgSILENT PowerFactory 2018 - Technical Reference Documentation: Three-Winding Transformer*. DIgSILENT GmbH, Desember.2017.
- [9] DIgSILENT GmbH. *DIgSILENT PowerFactory 2018 - Technical Reference Documentation: Two-Winding Transformer(3-phase)*. DIgSILENT GmbH, Desember.2017.
- [10] DIgSILENT GmbH. *DIgSILENT PowerFactory 2018 - User Manual*. DIgSILENT GmbH, Desember.2017.
- [11] Espen Hagstrøm. *Gjesteforelesning i ELK12: Fosen Wind Projects - Wind power in practice*. Statkraft, 2017.
- [12] Idunn Finnanger, TrønderEnergi kraft. Personlig kontakt, 2018.
- [13] James R. Bumby Jan Machowski, Janusz W. Bialek. *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley & Sons, Ltd, second edition, 2008.
- [14] Jon Nerbø Ødegård, Statnett . Personlig kontakt over E-post mellom 21.11.17 - 27.11.17.
- [15] Mats Larsson. *Coordinated Tap Changer Control - Theory and Practice*. Lund University, 1997.

- [16] Mats Larsson. *Coordinated Voltage Control in Electric Power Systems*. Lund University, 2000.
- [17] Beate Nesje. *Dokumentkode: 417961-RIEn-RAP-003*. Multiconsult, 2016.
- [18] Olje og Energidepartementet. *Fakta 2015 Energi- og vannressurser i Norge*. 07 Media, 2015.
- [19] David Edward Weir og Nikolai Aksnes. *Vindkraft - Produksjon i 2017*. NVEs Hustrykkeri, 2017.
- [20] Olje- og energidepartementet. Lov om elsertifikater. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39>, 2011. Tilgang: 24.05.2018.
- [21] Olje- og energidepartementet. Beredskapsforskriften. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157>, 2014. Tilgang: 27.05.2018.
- [22] Olje- og energidepartementet. Elsertifikater. <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/elsertifikater/>, 2017. Tilgang: 24.05.2018.
- [23] Olje- og energidepartementet. Energiloven. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>, 2017. Tilgang: 27.05.2018.
- [24] Statnett SF. *Funksjonskrav i kraftsystemet 2012*. Statnett, 2012.
- [25] SINTEF. *Planleggingsbok for kraftnettet: Tekniske data*. SINTEF, 2010.
- [26] Statnett. *Sentralnettstariffen 2017 - Modellbeskrivelse og satser*. Statnett, 2017.
- [27] Statnett. Revisjon av veiledende funksjonskrav i kraftsystemet. <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Utvikling-av-kraftsystemet/Revisjon-av-veiledende-funksjonskrav-i-kraftsystemet/>, 2018. Tilgang: 05.05.2018.
- [28] Olimpo Anaya-Lara Trond Toftevaag, Kjetil Uhlen. *Forelesninger i emnet: ELK12 - Wind Power in Electric Power Systems*. NTNU, 2017.
- [29] University of Strathclyde. The Practicality and Challenges of Using XL Monopiles for Offshore Wind Turbine Substructures - Structural Analysis. [http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web\\_sites/14-15/XL\\_Monopiles/structural.html](http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/14-15/XL_Monopiles/structural.html), 2015. Tilgang: 18.05.2018.
- [30] Vijay Venu Vadlamudi. *Forelesninger i emnet: ELK16 - Advanced Power System Analysis*. NTNU, 2017.
- [31] Kjeller Vindteknikk Øyvind Byrkjedal, Espen Åkervik. *Vindkart for Norge*. NVEs hustrykkeri, Oktober 2009.



# Vedlegg

# Vedlegg A

## Systemdata

Dataene for transformatorene er hentet fra FATen til transformatorene (factory acceptance test, også kalt prøveprotokoll). Noen transformatorer er ikke laget enda og dermed finnes ingen FAT og verdiene er forenklet for disse.

**Tabell A.1:** Data for transformatorene i Lohove, Dragvoll, Voll og Moholt

<b>Transformator</b>	Lohove	Dragvoll	Voll	Voll	Moholt
<b>Merkeytelse [MVA]</b>	30	16	70	30	25
<b>Merkespenning [kV]</b>	65	63,5	132	132	65
<b>Merkespenning [kV]</b>	23	23	66	22	22
<b>Kortslut.imp [%]</b>	9,6	10	10	3	10,26
<b>Belastningstap [kW]</b>	63,218	54	0	0	62,92
<b>Tomgangsstrøm [%]</b>	0,086	0,4	0,1	0	0,09
<b>Tomgangstap [kW]</b>	16,015	14	30	0	12,31

**Tabell A.2:** Data for transformatorene i Berg, Samfundet, Prinsen og Høgskoleringen

<b>Transformator</b>	Berg	Samfundet	Prinsen	Høgskoleringen
<b>Merkeytelse [MVA]</b>	7,5	15	72	300
<b>Merkespenning [kV]</b>	65	132	132	420
<b>Merkespenning [kV]</b>	23	22	22	135
<b>Kortslut.imp [%]</b>	7,7	11	10,67	3
<b>Belastningstap [kW]</b>	33,944	72	102	0
<b>Tomgangsstrøm [%]</b>	0,119	0,5	0,0682	0
<b>Tomgangstap [kW]</b>	7	17,5	30,57	0

**Tabell A.3:** Data for transformatoren i Gløshaugen

Transformator	Gløshaugen			
	Side	Primær	Sekundær	Tertiaer
Merkeytelse [MVA]	50	50	10	
Merkespenning [kV]	129	64	22	
Fra side - til side	Prim-Sek.	Prim-Terti	Sek. -Prim	
Kortslut.imp [%]	11,5	3,77	10,67	
Belastningstap [kW]	156,89	15,565	13,129	
Tomgangsstrøm [%]		0,065		
Tomgangstap [kW]		29,891		

Antall trinn og trinnstørrelse på trinnkoblerene er hentet fra TrønderEnergi Nett sine data. Dødbåndet og tidsforsinkelsene har de verdiene som ble bestemt i kapittel 5.6.2.

**Tabell A.4:** Trinnkoblerinnstillinger for Lohove, Dragvoll, Voll og Moholt

Stasjon	Lohove	Dragvoll	Voll 132/66	Voll 132/22	Moholt
± antall trinn	8	5	8	8	5
Trinnstørrelse [%]	1,5	1,5	1,67	1,67	1,5
Dødbånd [%]	1,2	1,2	1,35	1,35	1,2
Tidsforsinkelse [s]	60	60	30	30	60

**Tabell A.5:** Trinnkoblerinnstillinger for Berg, Gløshaugen, Samfundet og Prinsen

Stasjon	Berg	Gløshaugen	Samfundet	Prinsen
± antall trinn	8	7	8	12
Trinnstørrelse [%]	1,5	2	1,67	1,4
Dødbånd [%]	1,2	1,6	1,35	1,1
Tidsforsinkelse [s]	60	30	30	30

**Tabell A.6:** Data for kondensatorbatteri ved Prinsen

Nominell spenning [kV]	25
Antall Steg	1
Reaktiv effekt [MVar]	8

For å finne merkestrøm for de forskjellige linje- og kabeltypene er det brukt Statnetts beregnede overføringsgrenser for linjene i tabell A.7 og A.8 og REN sine beregnende overføringsgrenser for linjene i tabell A.9. Modellen Statnett benytter er beskrevet i CIGRE TB 207 fra 2002 og modellen REN benytter er etter IEC 1597 (1995-05). Begge modellene bruker AC resistans, linediameter, maks linetemperatur, omgivelsestemperatur, solinnstrålingsintensitet og vindhastighet for å beregne maks merkestrøm for hver linetype.

Impedanseverdiene for luftlinjene i tabell A.7 og A.8 og kabelen i A.10 er hentet fra planleggingsboka for kraftnettet til SINTEF [25]. Impedanseverdiene for luftlinjene av typen Al59 i tabell A.9 er hentet fra et internt dokument fra Norconsult og for dataen for kabelen i tabell A.11 er fra databladet for kabelen.

**Tabell A.7:** Datatabell for 72,5 kV luftledning (planoppheng med jordliner)

Type	Cu ekv.	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	Cd [nF/km]	R0 [ $\Omega$ /km]	X0 [ $\Omega$ /km]	Cj [nF/km]	Ith [A]
80-AL1/ 13-ST1A	50	0.361	0.416	8.8	0.702	0.937	6.937	239
151-AL1/ 25-ST1A	95	0.192	0.394	9.488	0.533	0.915	6.542	367
191-AL1/ 31-ST1A	120	0.152	0.386	9.296	0.493	0.907	6.636	733
239-AL1/ 39-ST1A	150	0.122	0.379	9.674	0.463	0.9	6.726	749

**Tabell A.8:** Datatabell for 145 kV luftledning (planoppheng med jordliner)

Type	Cu ekv.	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	Cd [nF/km]	R0 [ $\Omega$ /km]	X0 [ $\Omega$ /km]	Cj [nF/km]	Ith [A]
191-AL1/ 31-ST1A	120	0.153	0.411	8.926	0.479	0.892	6.75	624
381-AL1/ 48-ST1A	240	0.078	0.39	9.453	0.405	0.871	7.045	1142
476-AL1/ 78-ST1A	300	0.063	0.383	9.634	0.39	0.864	7.145	1320
525-AL1/ 68-ST1A	329	0.057	0.381	9.694	0.384	0.862	7.178	1400

**Tabell A.9:** Datatabell for 145 kV luftledninger Al59typen

Type	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	Cd [uF/km]	R0 [ $\Omega$ /km]	X0 [ $\Omega$ /km]	Cj [uF/km]	Ith [A]
Al59-444	0.0667	0.3878	0.0096	0.2754	1.3361	0.0058	1223
Al59-454	0.0654	0.3867	0.0096	0.2741	1.3335	0.0059	1227
Al59-594	0.0501	0.3632	0.0098	0.2588	1.3267	0.0059	1476
Al59-685	0.0434	0.3620	0.0104	0.2521	1.3220	0.0060	1618

TXSP 3x1x150 kablene har maks merkestrøm fra forlegningskonfigurasjonen for kablene og de blir derfor en del lavere enn CIGRE sin modell. Maks merkestrøm er hentet fra TrønderEnergi Nett sine maksgrenser.

**Tabell A.10:** Datatabell for 72,5 kV kabel

Type	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	Cd [uF/km]	Cj [uF/km]	Ith [A]
TXSP 3x1x150	0.206	0.21	0.14	0,14	340

**Tabell A.11:** Datatabell for 170 kV kabel

Type	R [ $\Omega/\text{km}$ ]	X [ $\Omega/\text{km}$ ]	Cd [ $\mu\text{F}/\text{km}$ ]	Cj [ $\mu\text{F}/\text{km}$ ]	Ith [A]
TKZA 3x1x800	0,037	0.08	0,2	0,2	1320

# Vedlegg B

## DSL ligning

```
! Definerer variabler
inc(mncapo) = mncapin
inc(tEndringMed) = 0
inc(tEndringOpp) = 0

! Definerer parametere
vardef(tmin)='p.u.'; 'Laveste trinposisjon'
vardef(tmax)='p.u.'; 'Høyeste trinposisjon'
vardef(tforsinkelse)='s'; 'Tidsforsinkelse'
vardef(umax)='p.u.'; 'Høyeste spenning'
vardef(umin)='p.u.'; 'Laveste spenning'

! Definerer trinnsteg
TrinnMed = mncapo - 1
TrinnOpp = mncapo + 1

! Hvis spenning er utenfor dødbåndsområdet skal den trinne opp eller ned
EndringMed = umin-u+0.5
EndringOpp = u-umax+0.5

! Kommando for å trinne hvis tidsforsinkelsen er ferdig og utenfor dødbånd
tEndringMed = picdro((mncapo>=tmin.and.EndringMed.and..not.delay(tEndringMed,forsinkelse/50)),Tforsinkelse,0.0)
tEndringOpp = picdro((mncapo<=tmax.and.EndringOpp.and..not.delay(tEndringOpp,forsinkelse/50)),Tforsinkelse,0.0)

! Tvinger event til å krysse ved 0
evnMed = tEndringMed -0.5
evrOpp = tEndringOpp -0.5
mncapin = mncapo

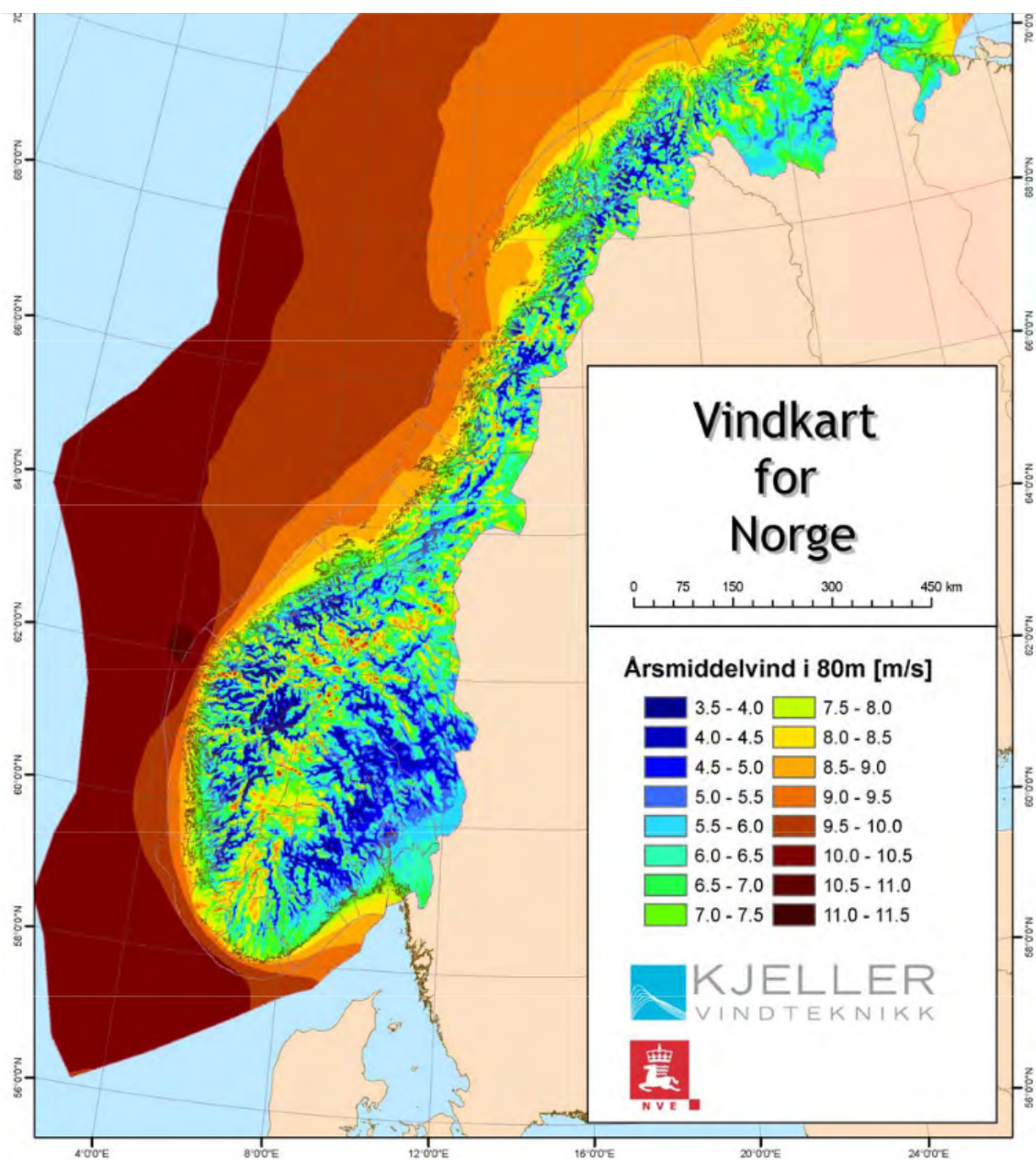
! Kommando for å skape en event i 'simulation events'
event(0,evrMed,'name=this dtime=0, value=TrinnMed variable=mncapo')
event(0,evrOpp,'name=this dtime=0, value=TrinnOpp variable=mncapo')
```

Figur B.1: Ligningene for trinnkontrolleren

For å få en forståelse for hva ligningsuttrykkene gjør se kapittel 29.5 i brukermanualen for Powerfactory [10]. Det er også viktig å få en oversikt over navnene til parameterne til de forskjellige komponentene. Den tekniske beskrivelsen for hver komponent sier noe om dette. De tekniske dokumentene for hver komponent finnes under vedlegg B i brukermanualen.

# Vedlegg C

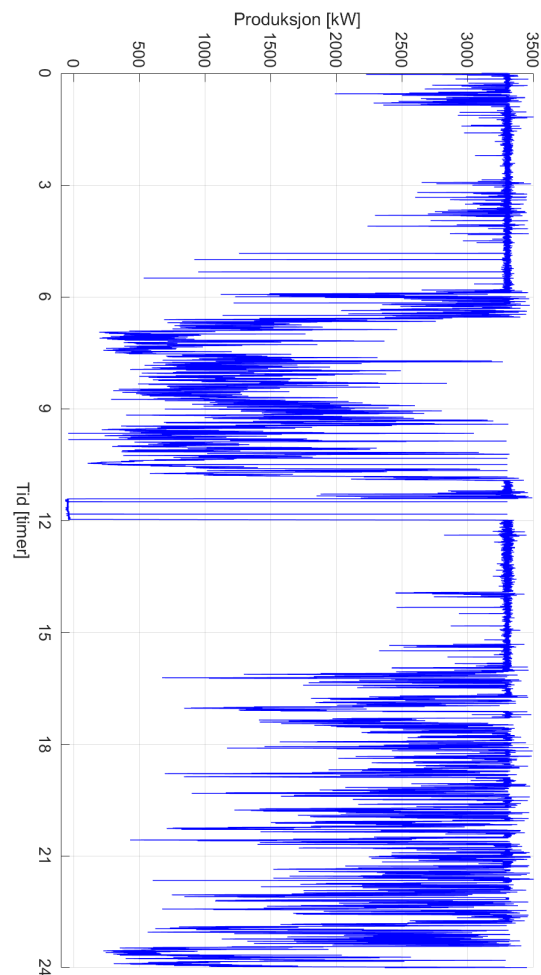
## Vindkart



Figur C.1: Normalårskorrigert middelvind i 80m høyde, på land og offshore [31]

# Vedlegg D

## Tidsforløp vindturbinproduksjon

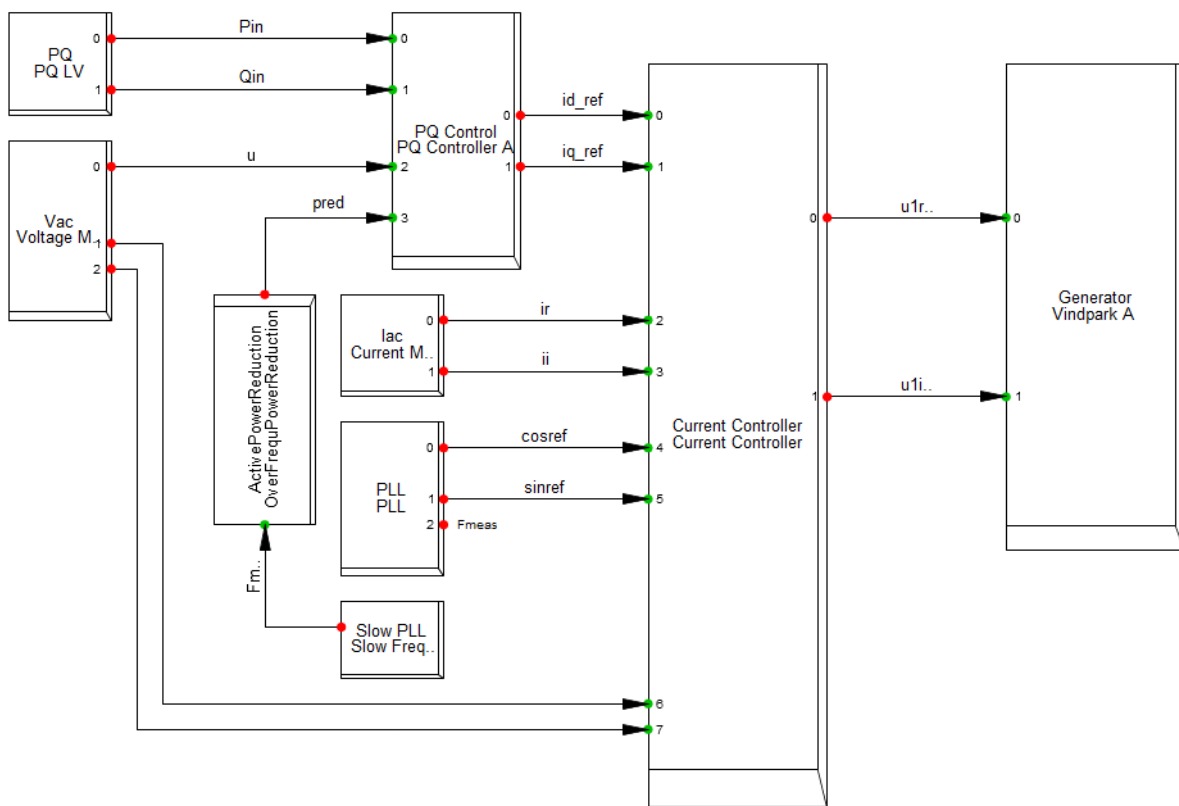


Figur D.1: 24 timers tidsforløp av en 3.3 MW vindturbin [12]

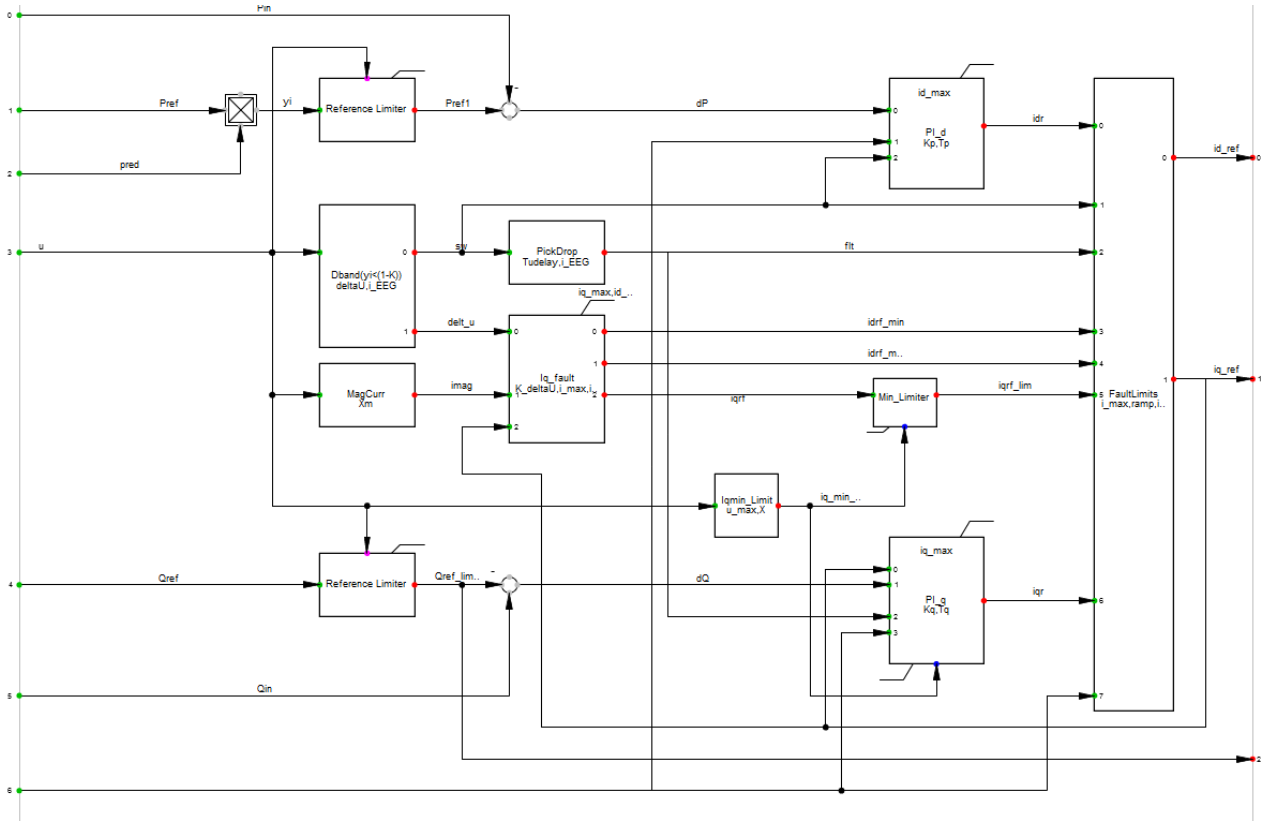


# Vedlegg E

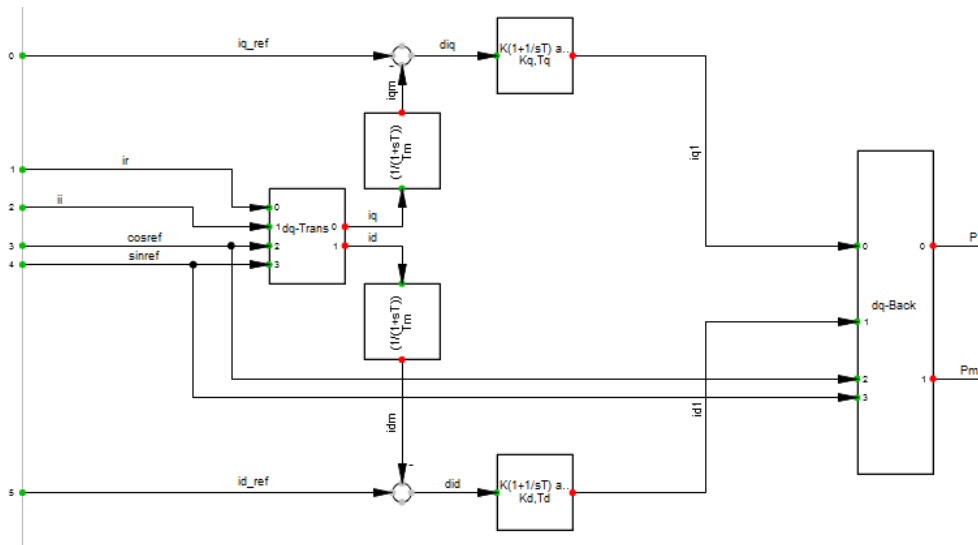
## Modellrammer i PowerFactory



Figur E.1: Oversikt over rammen til vindturbinen



Figur E.2: Oversikt over rammen til P-Q kontrolleren til vindturbinen



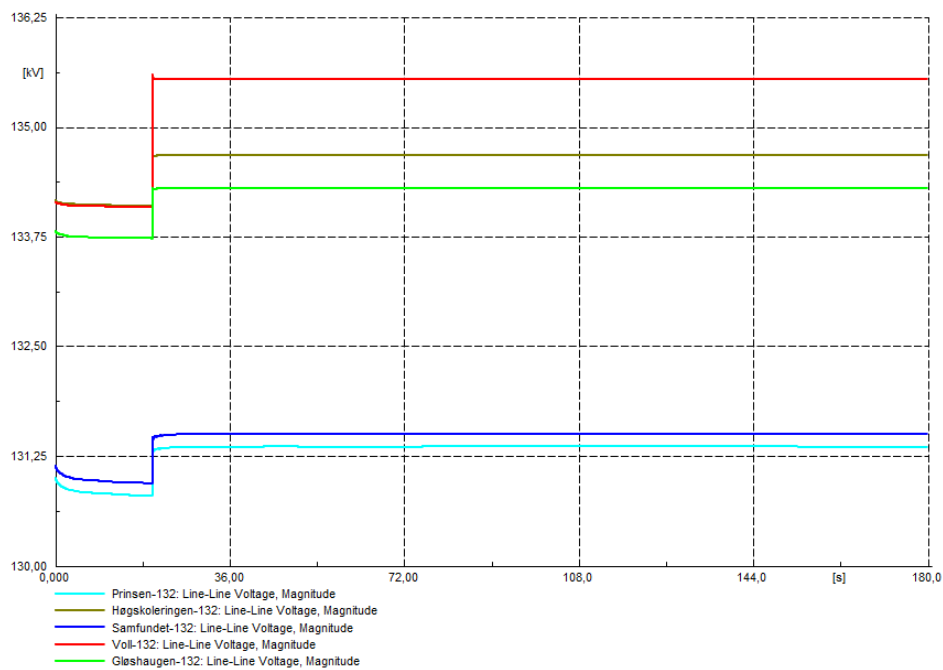
Figur E.3: Oversikt over rammen til strømkontrolleren til vindturbinen

# Vedlegg F

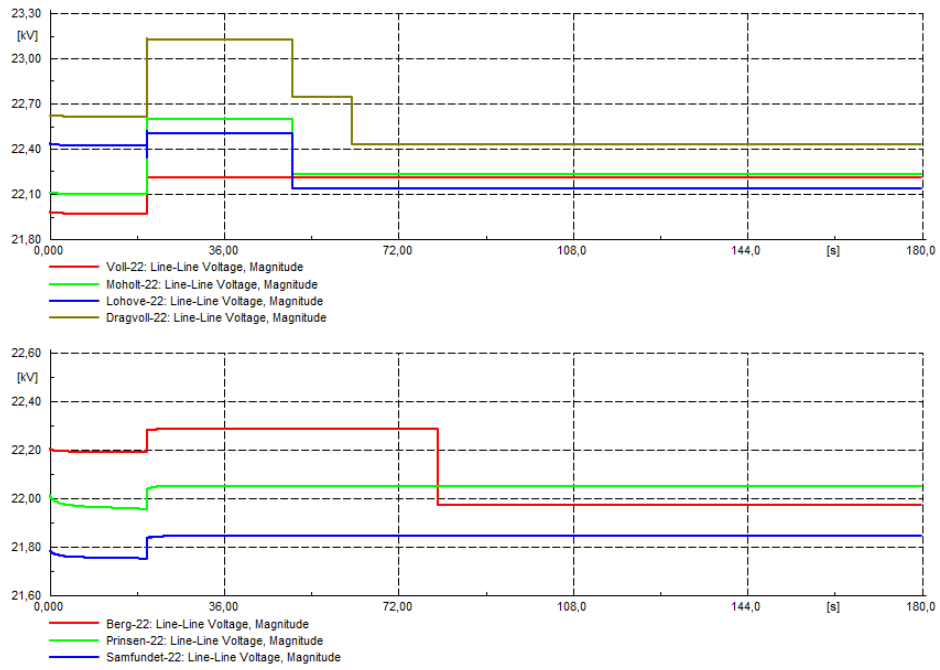
## Tidsforløp

### F.1 Dynamiske analyser 132 kV forsyningslinje

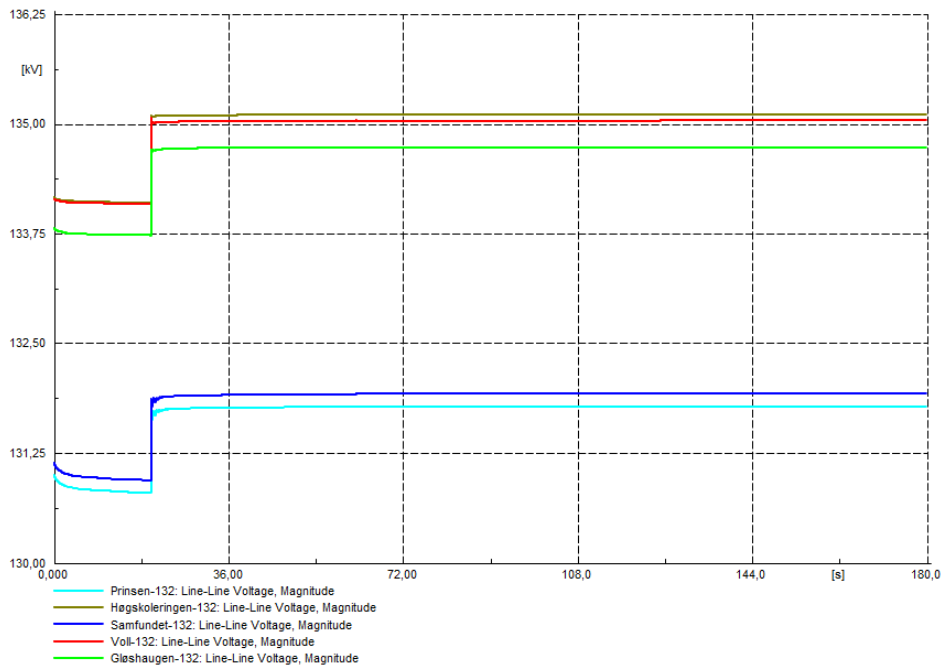
#### F.1.1 Utfall av vindkraftverk ved lav last



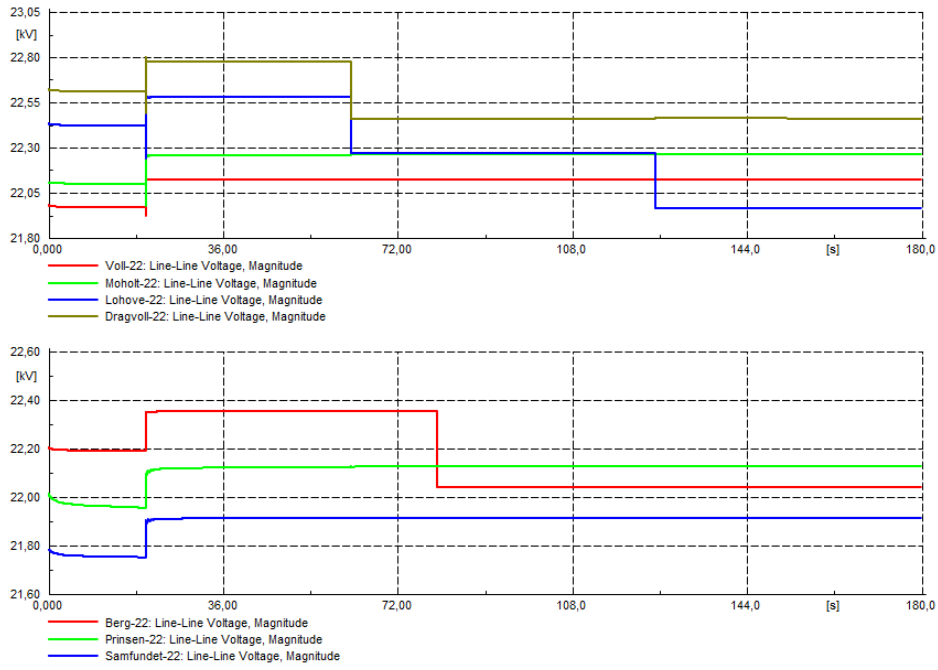
Figur F.1: 132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A, lav last



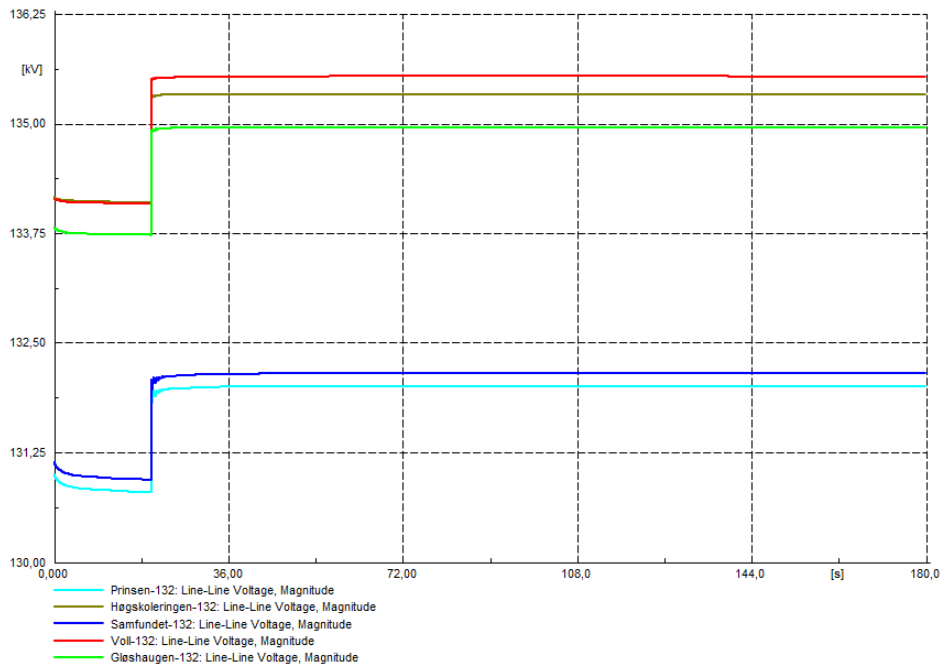
**Figur F.2:** 22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A, lav last



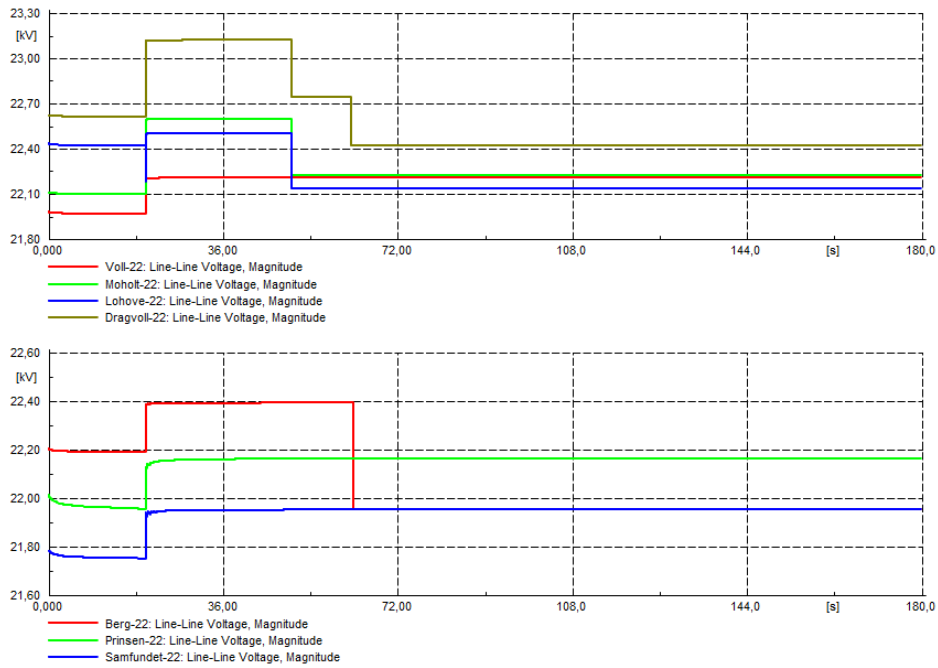
**Figur F.3:** 132 kV samleskinner ved utfall av vindpark B, lav last



Figur F.4: 22 KV samleskinner ved utfall av vindpark B, lav last

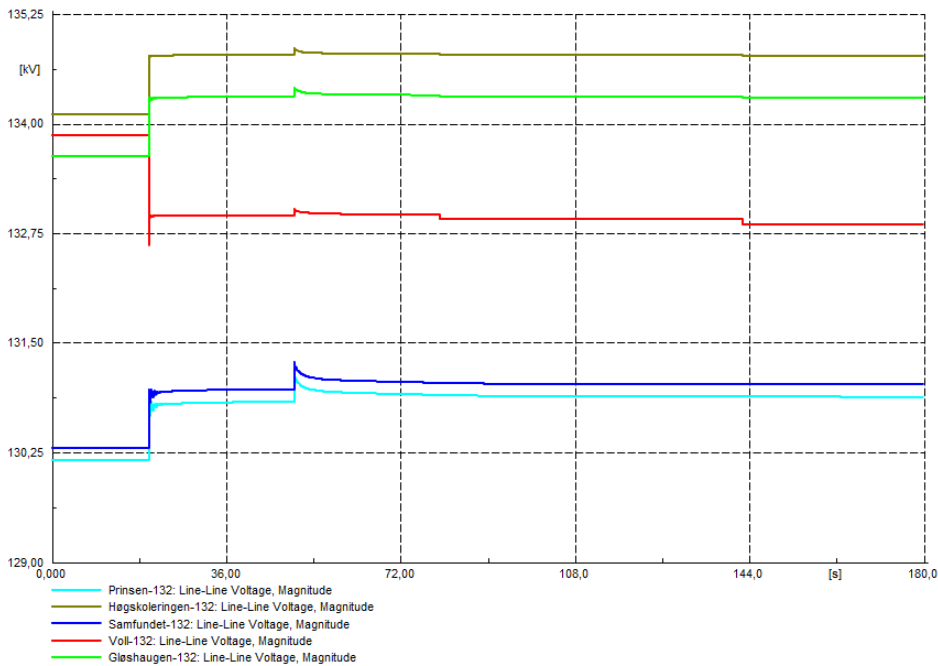


Figur F.5: 132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, lav last

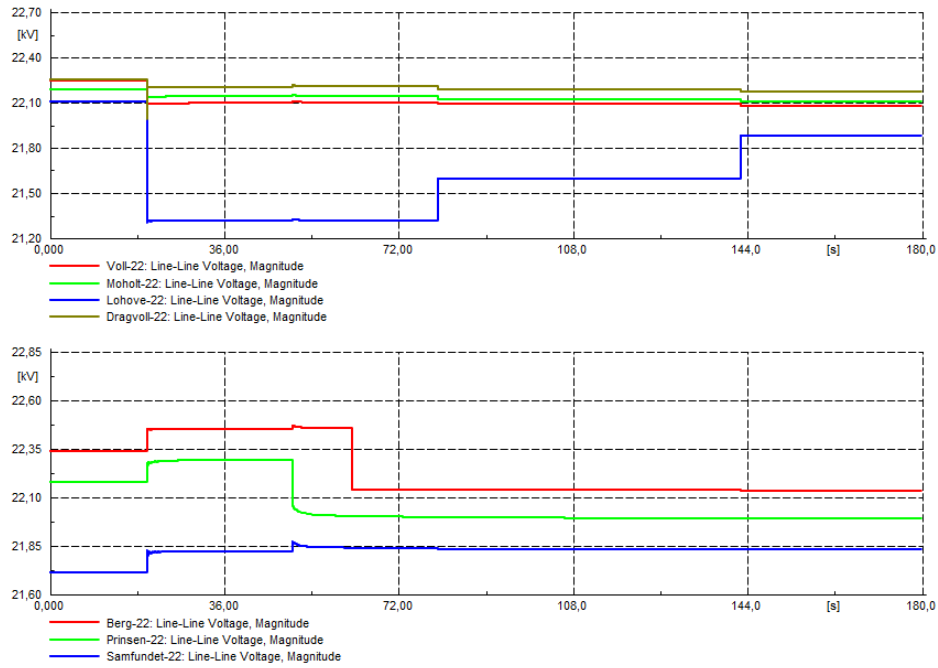


Figur F.6: 22 KV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, lav last

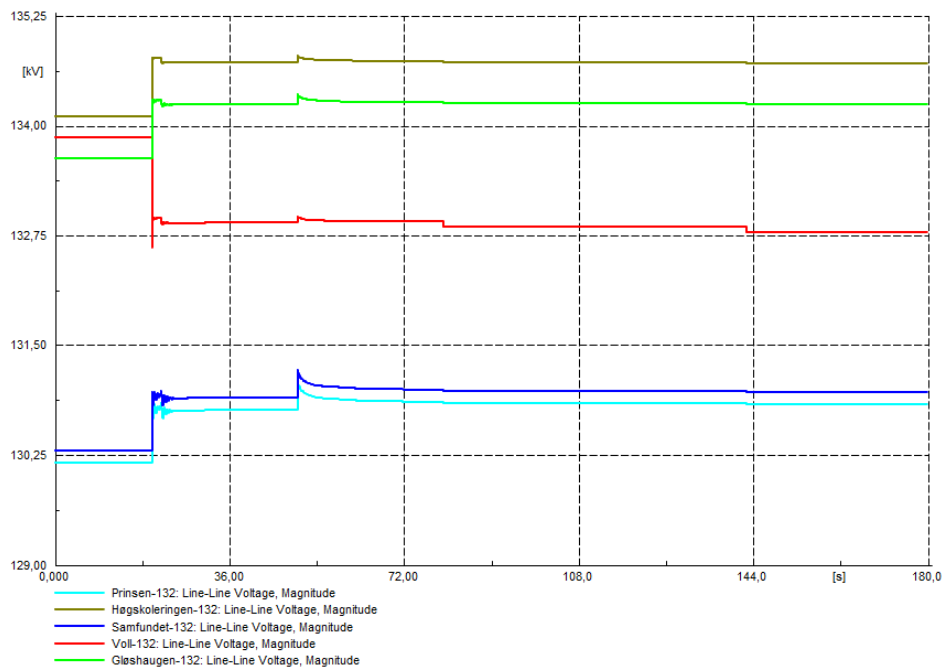
### F.1.2 Utfall av vindkraftverk ved høy last



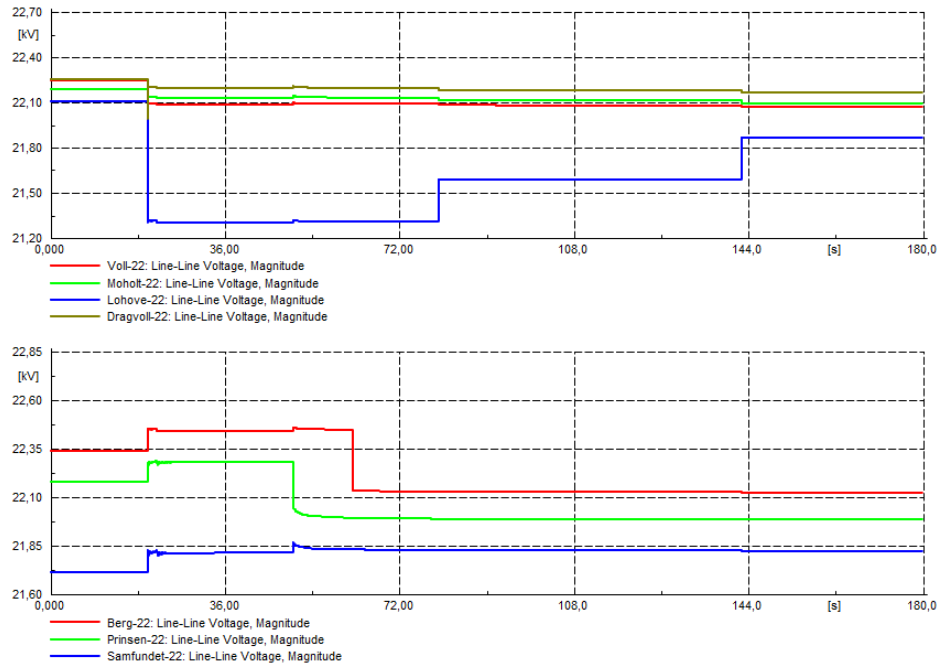
Figur F.7: 132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, full produksjon og høy last



**Figur F.8:** 22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, full produksjon og høy last

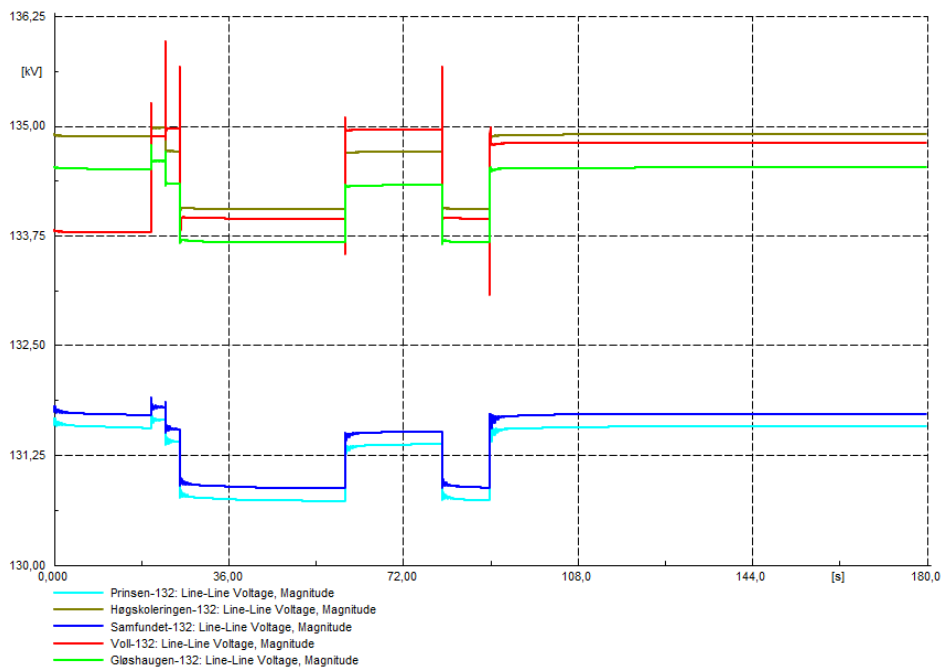


**Figur F.9:** 132 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, lav last



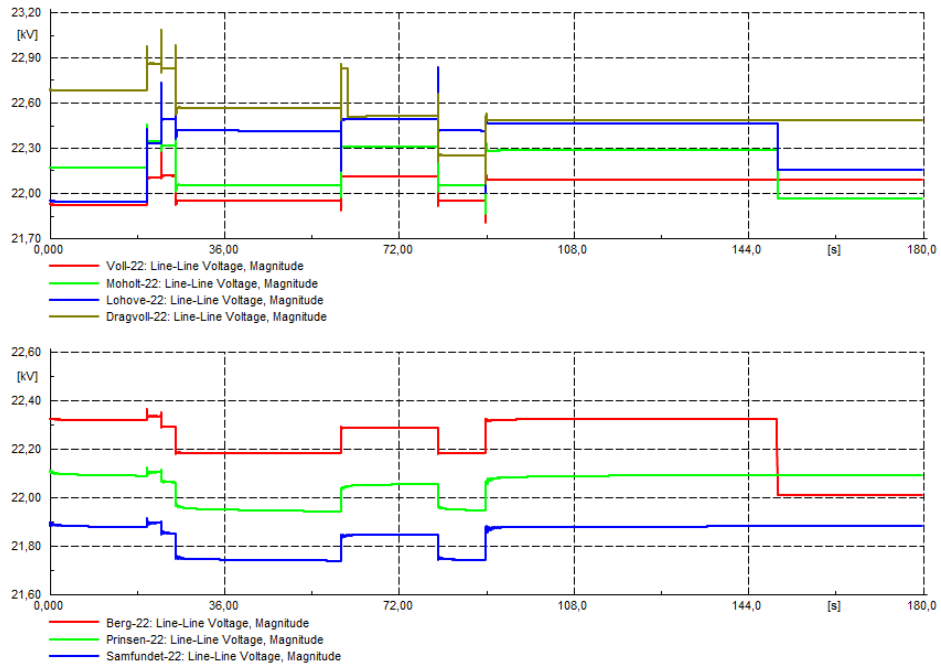
Figur F.10: 22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A og B, lav last

### F.1.3 Variert produksjon

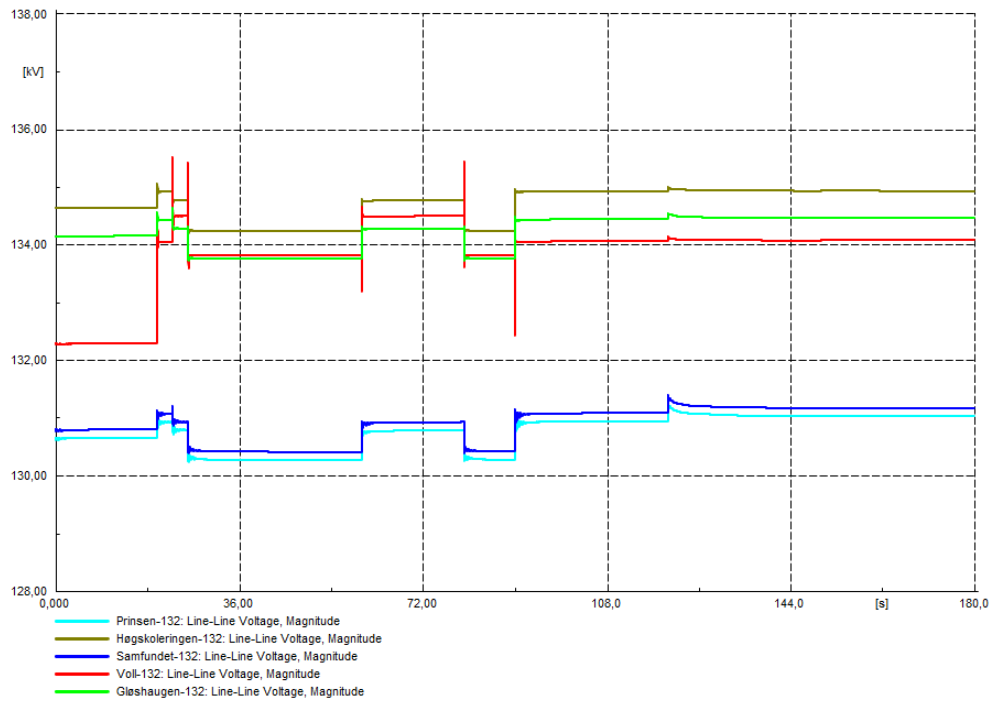


Figur F.11: 132 kV samleskinner ved variert produksjon, lav last

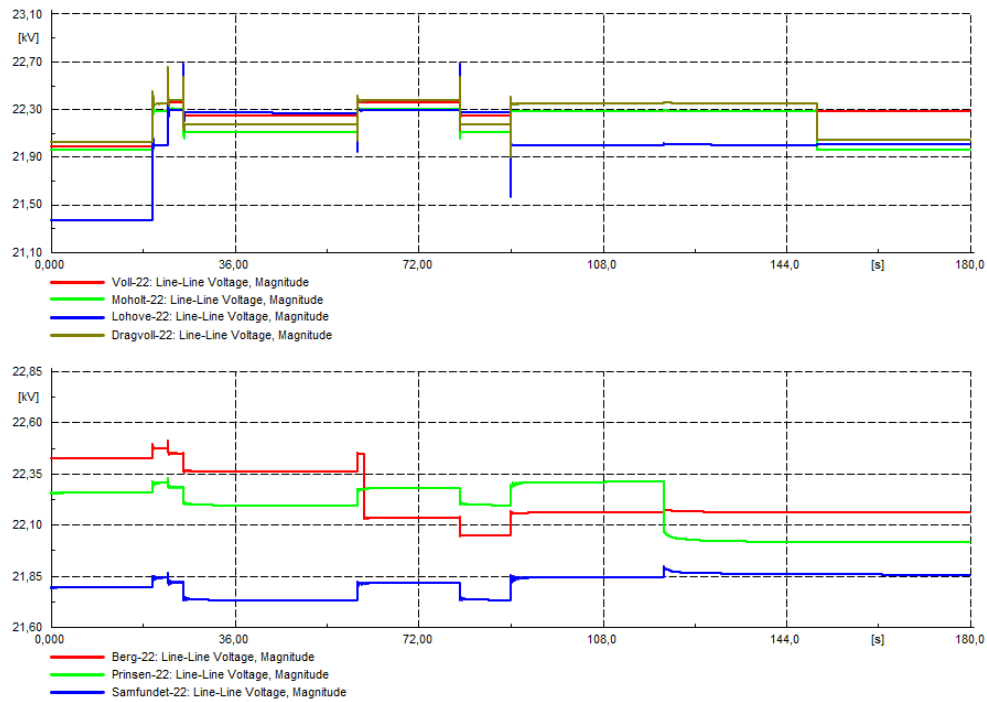




**Figur F.12:** 22 kV samleskinner ved variert produksjon, lav last

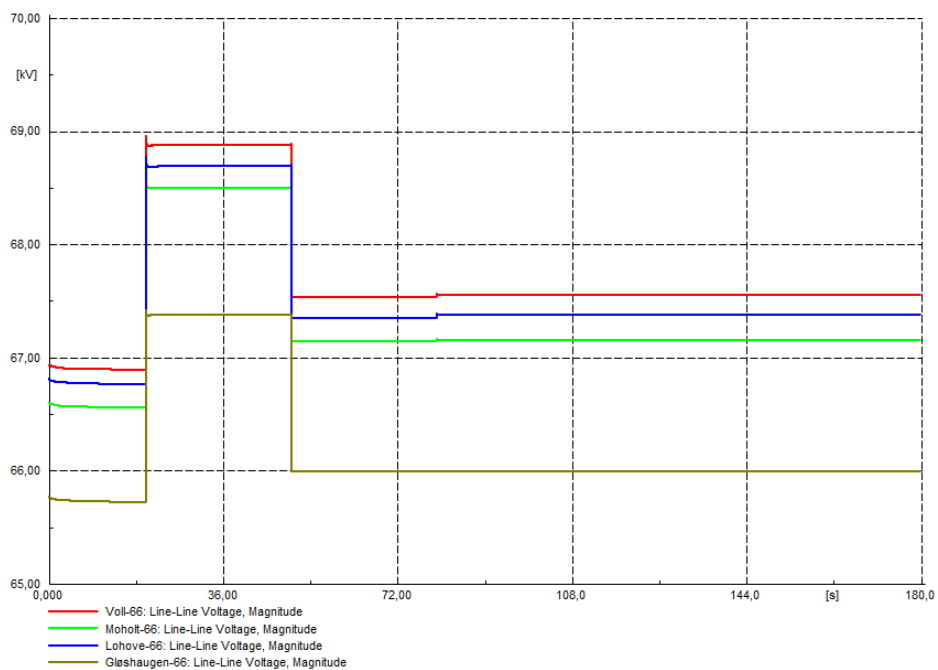


**Figur F.13:** 132 kV samleskinner ved variert produksjon. Alle har 4% Q-droop

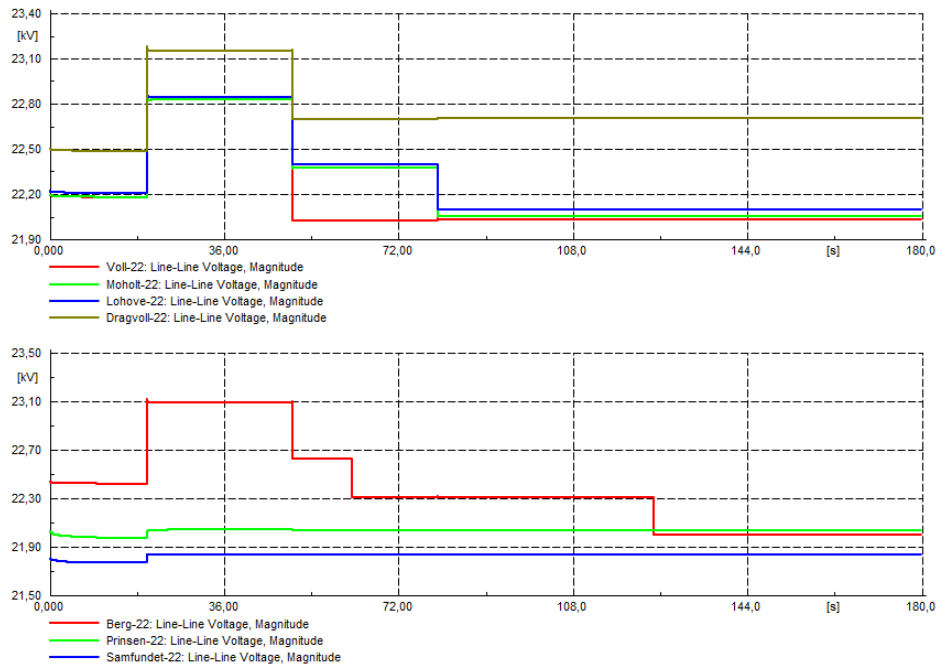


Figur F.14: 22 kV samleskinner ved variert produksjon. Alle har 4% Q-droop

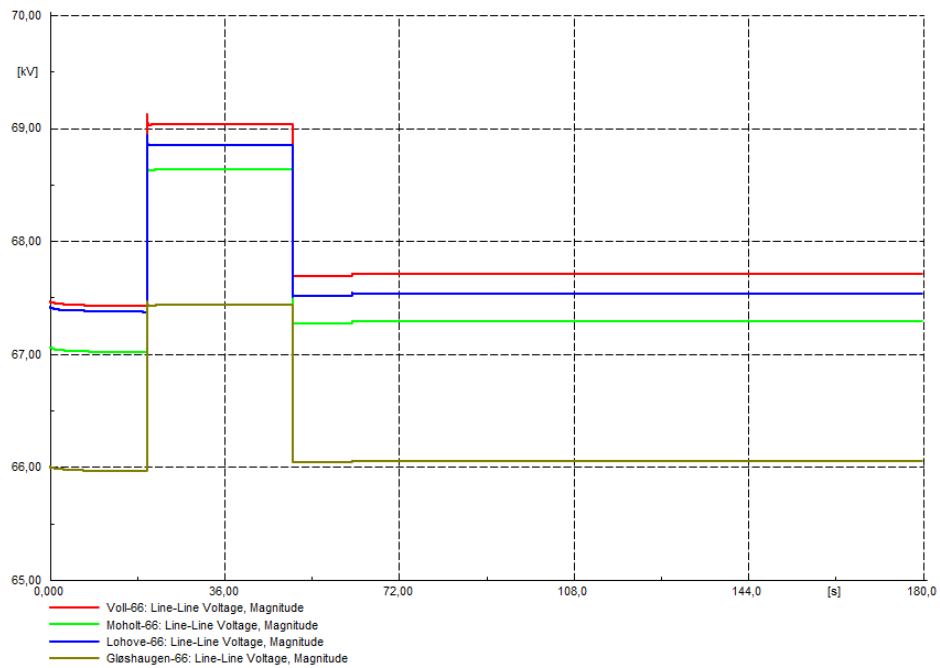
## F.2 Dynamiske analyser 66 kV forsyningslinje



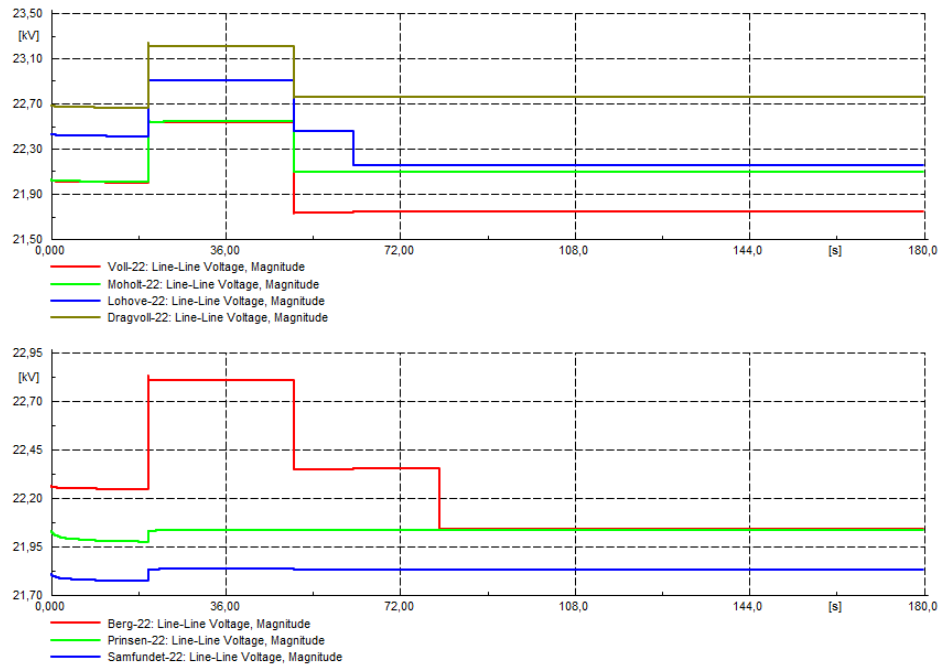
Figur F.15: 66 kV samleskinner ved utfall av vindpark A. 66 kV forsyningslinje



Figur F.16: 22 kV samleskinner ved utfall av vindpark A. 66 kV forsyningslinje



Figur F.17: 66 kV samleskinner ved utfall av vindpark B. 66 kV forsyningslinje

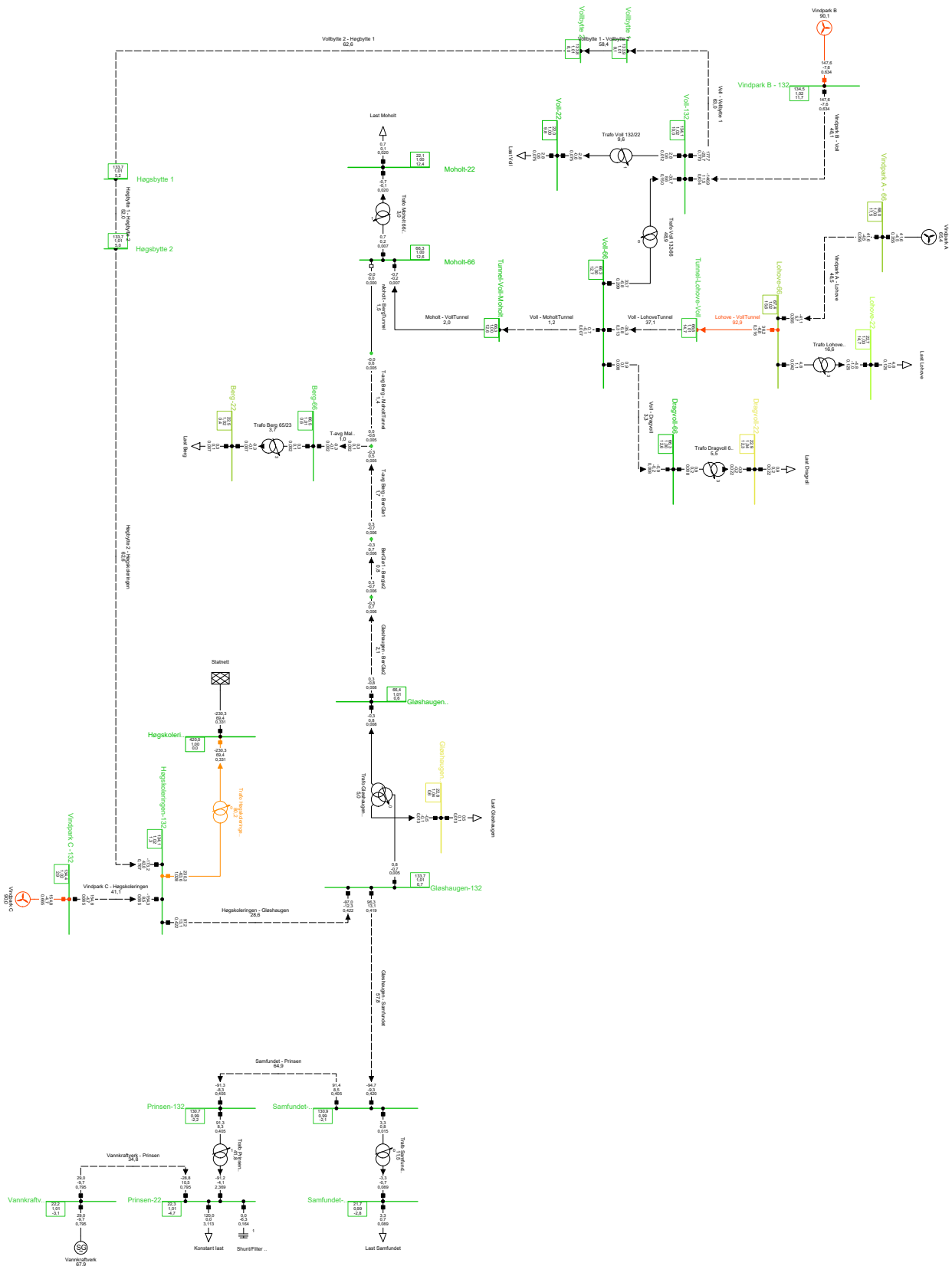


**Figur F.18:** 22 kV samleskinner ved utfall av vindpark B. 66 kV forsyningslinje

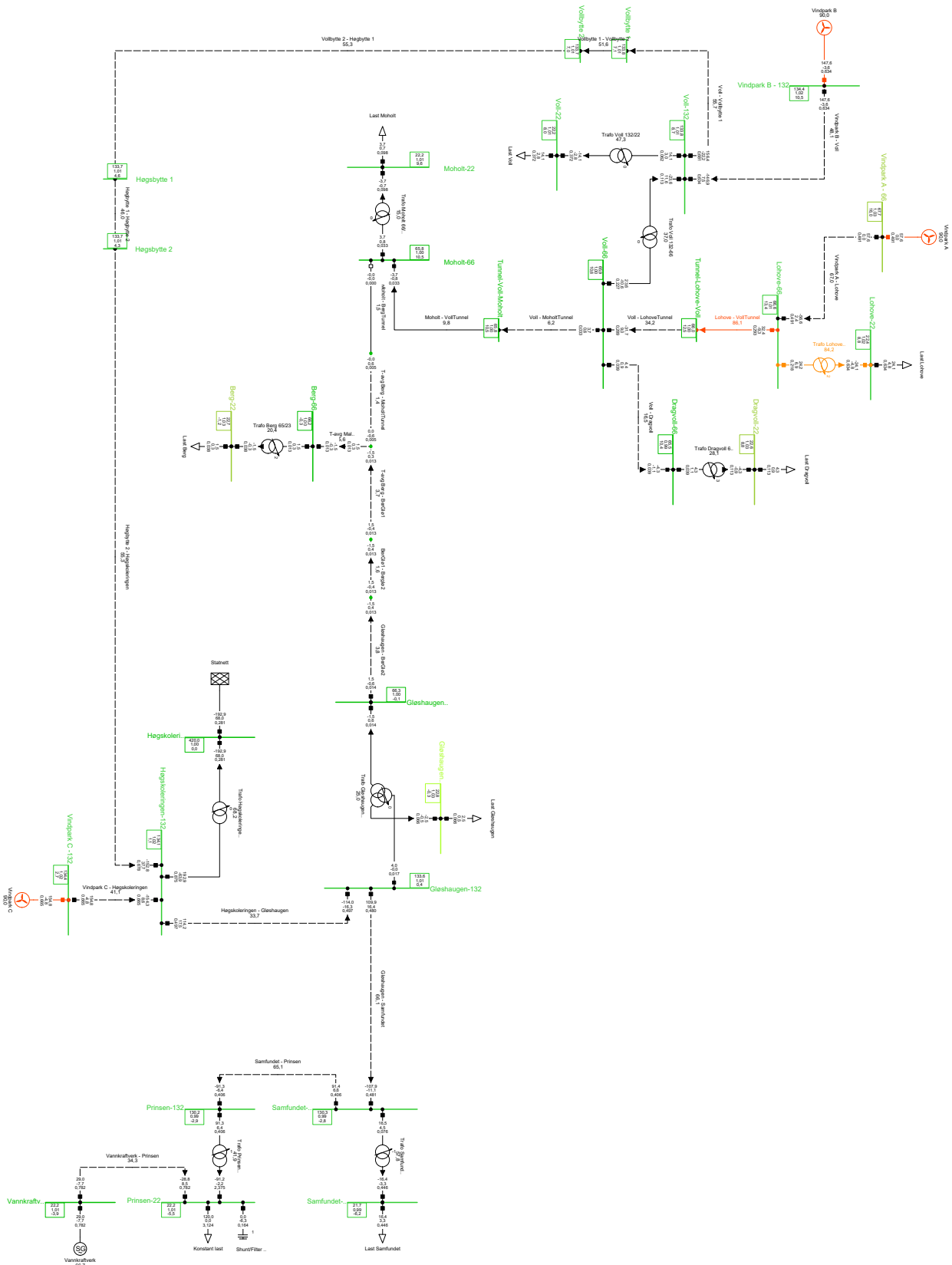
Vedlegg G

Enlinjeskjemaer

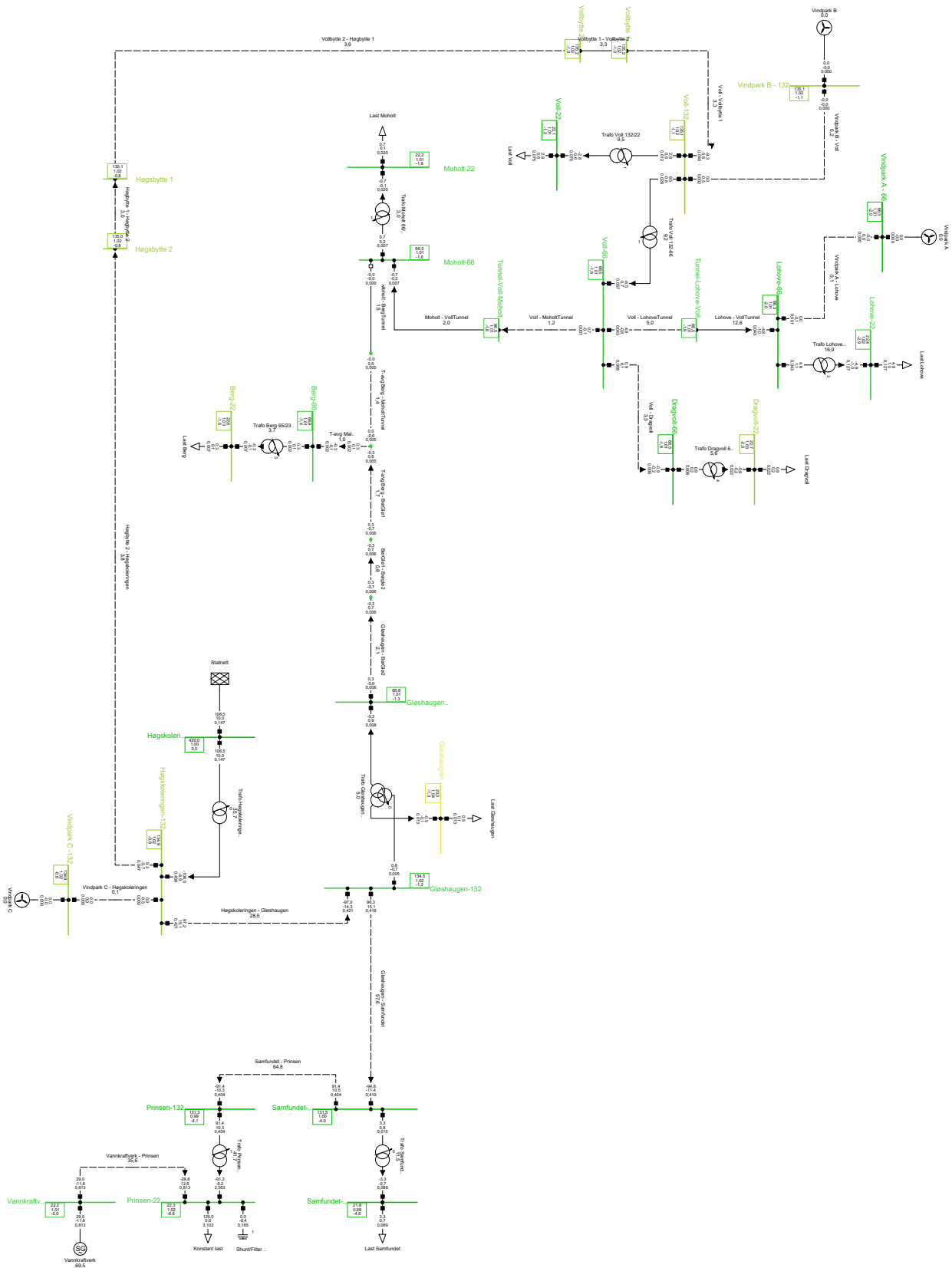
# G.1 Lastflyt



Figur G.1: Lastflyt ved full produksjon og lav last, 132 kV forsyningslinje

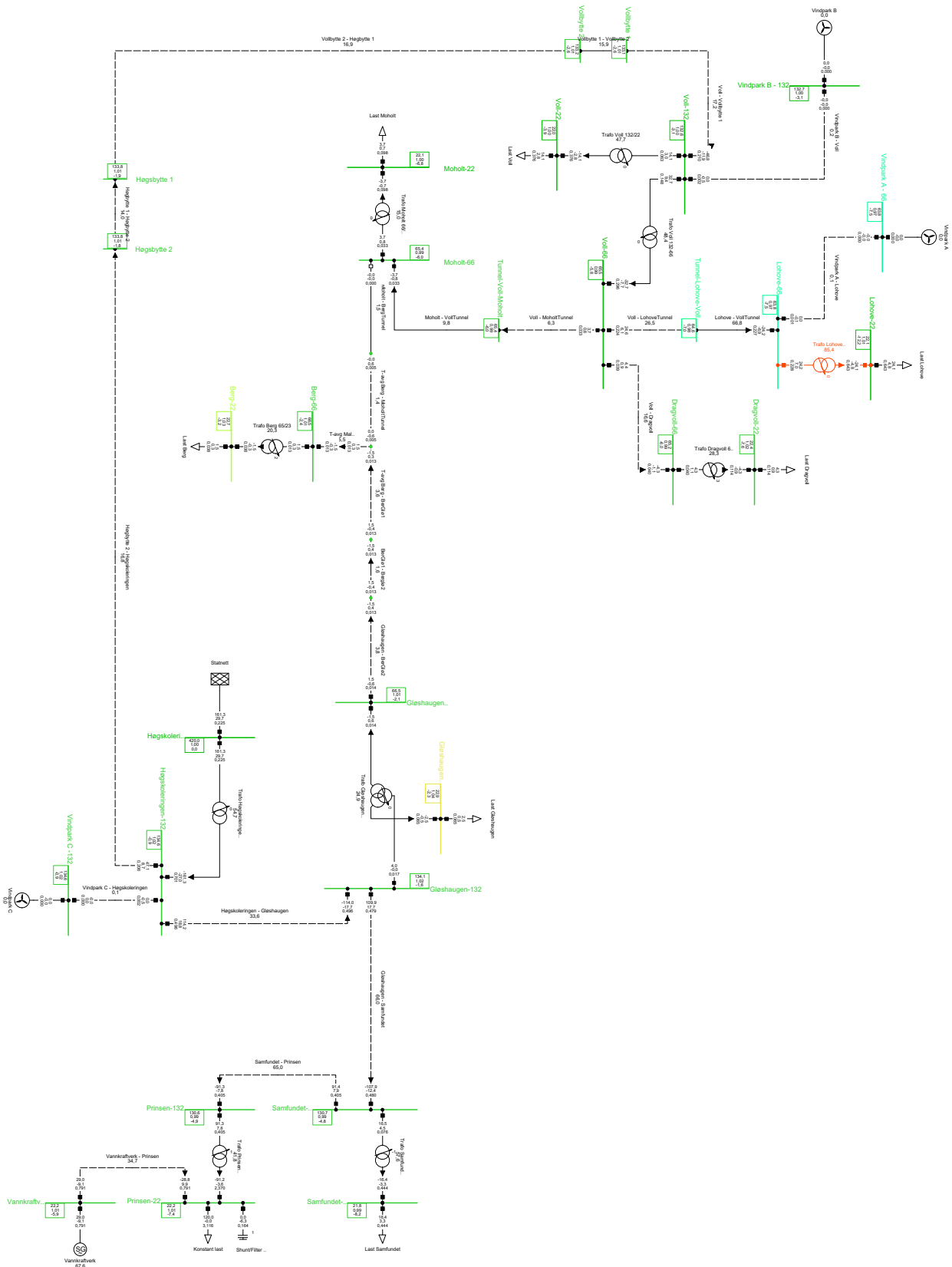


Figur G.2: Lastflyt ved full produksjon og høy last, 132 kV forsyningslinje

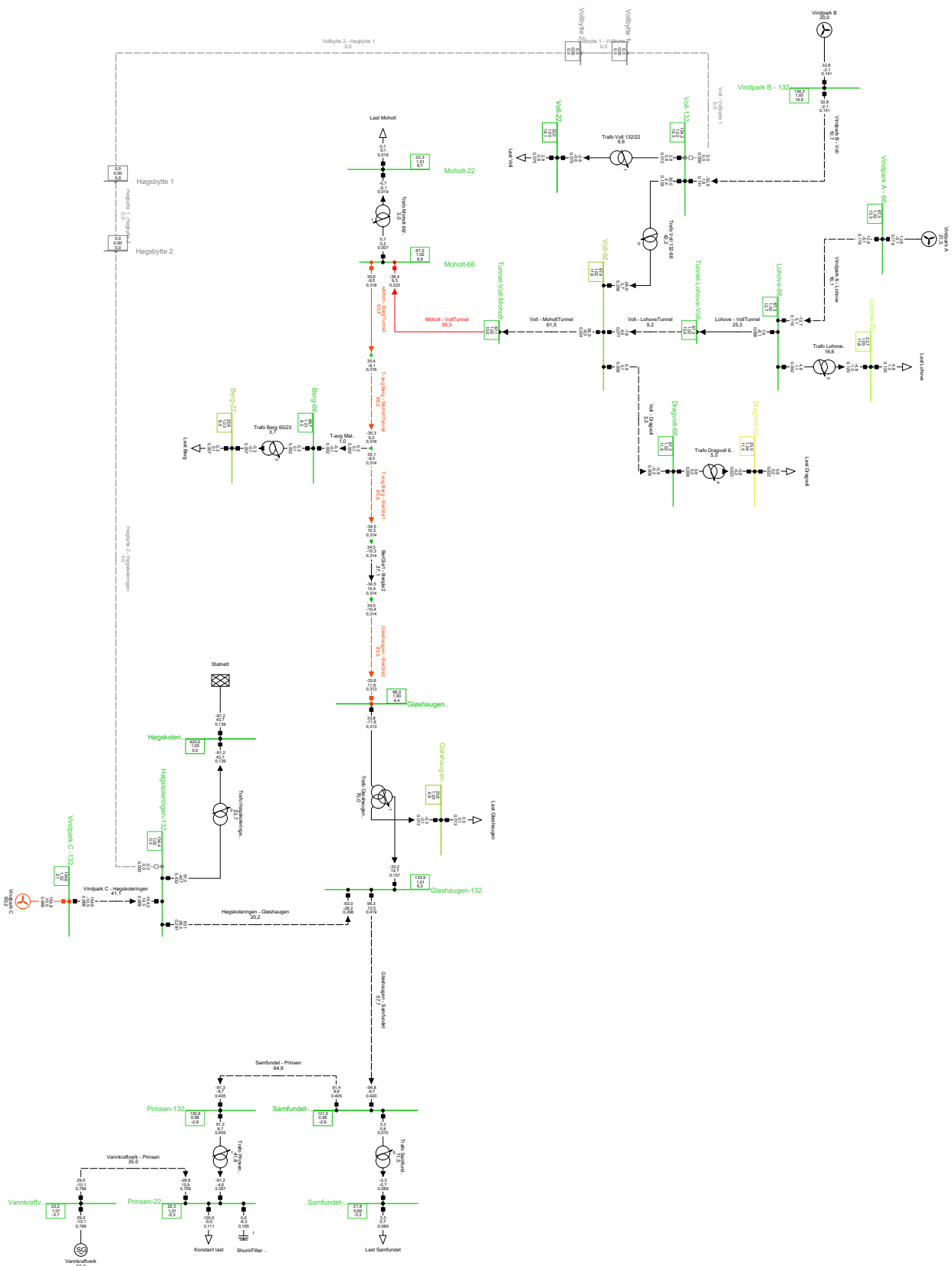


Figur G.3: Lastflyt ved ingen produksjon og lav last, 132 kV forsyningslinje

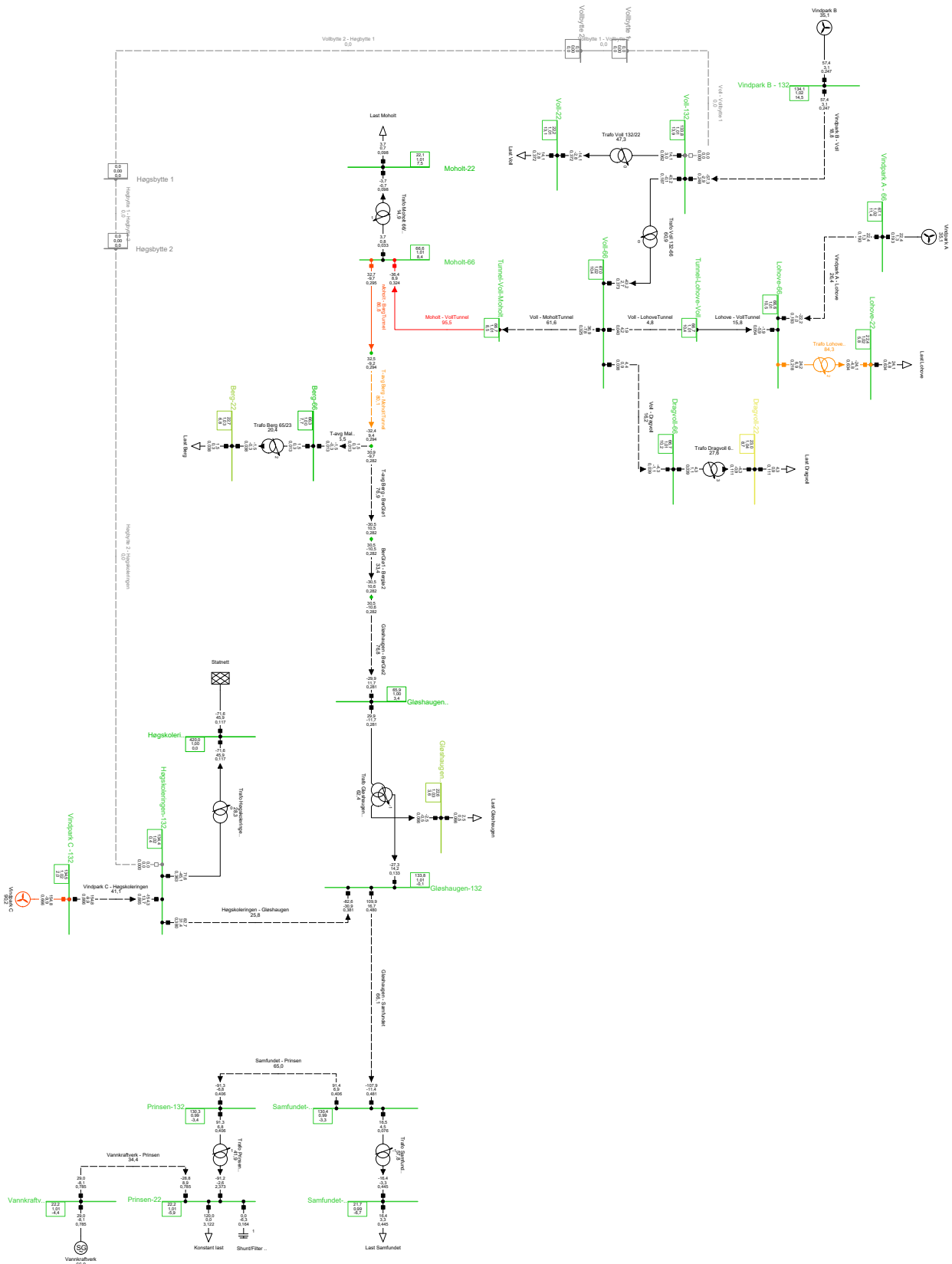




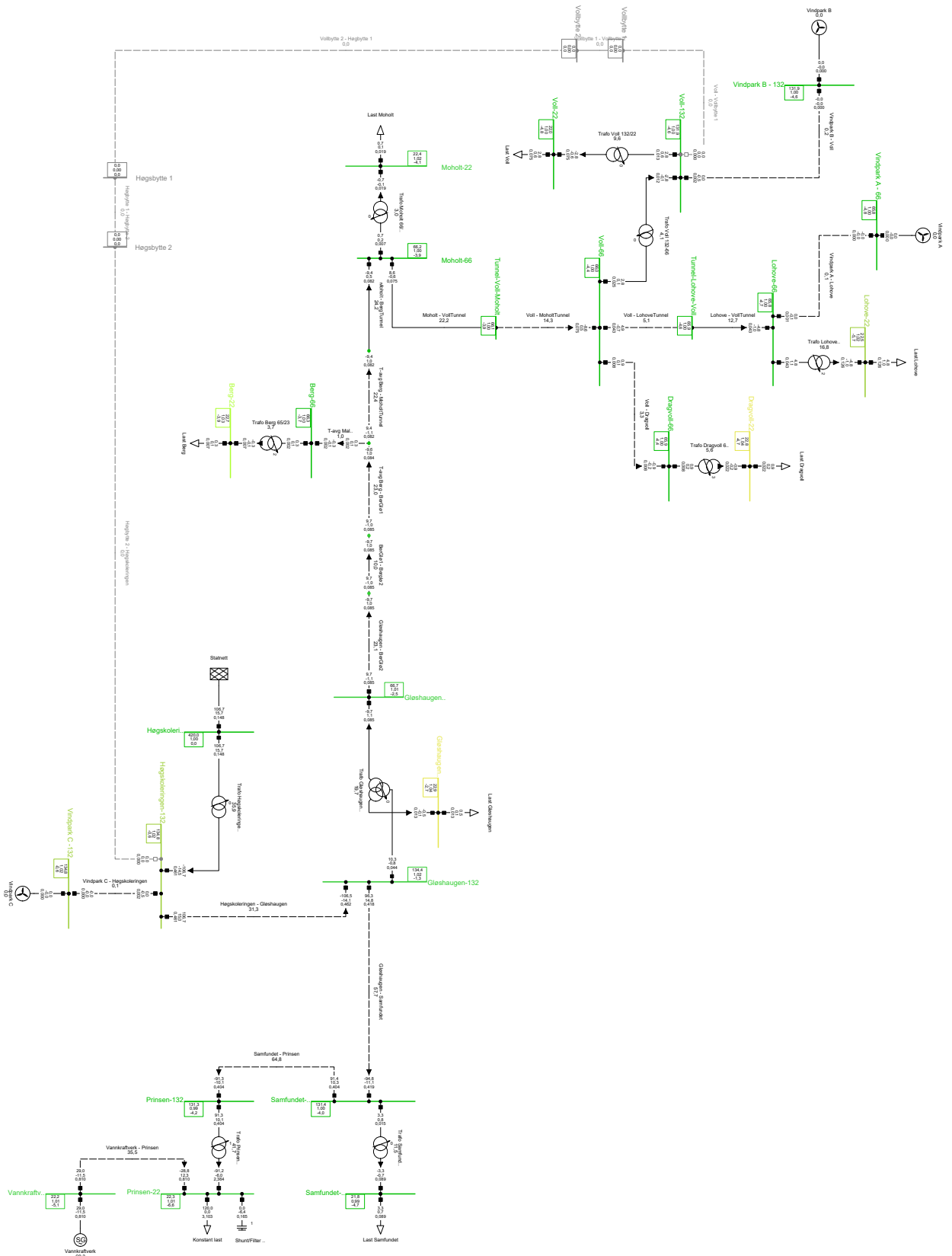
Figur G.4: Lastflyt ved ingen produksjon og høy last, 132 kV forsyningslinje



Figur G.5: Lastflyt ved full produksjon og lav last, 66 kV forsyningslinje

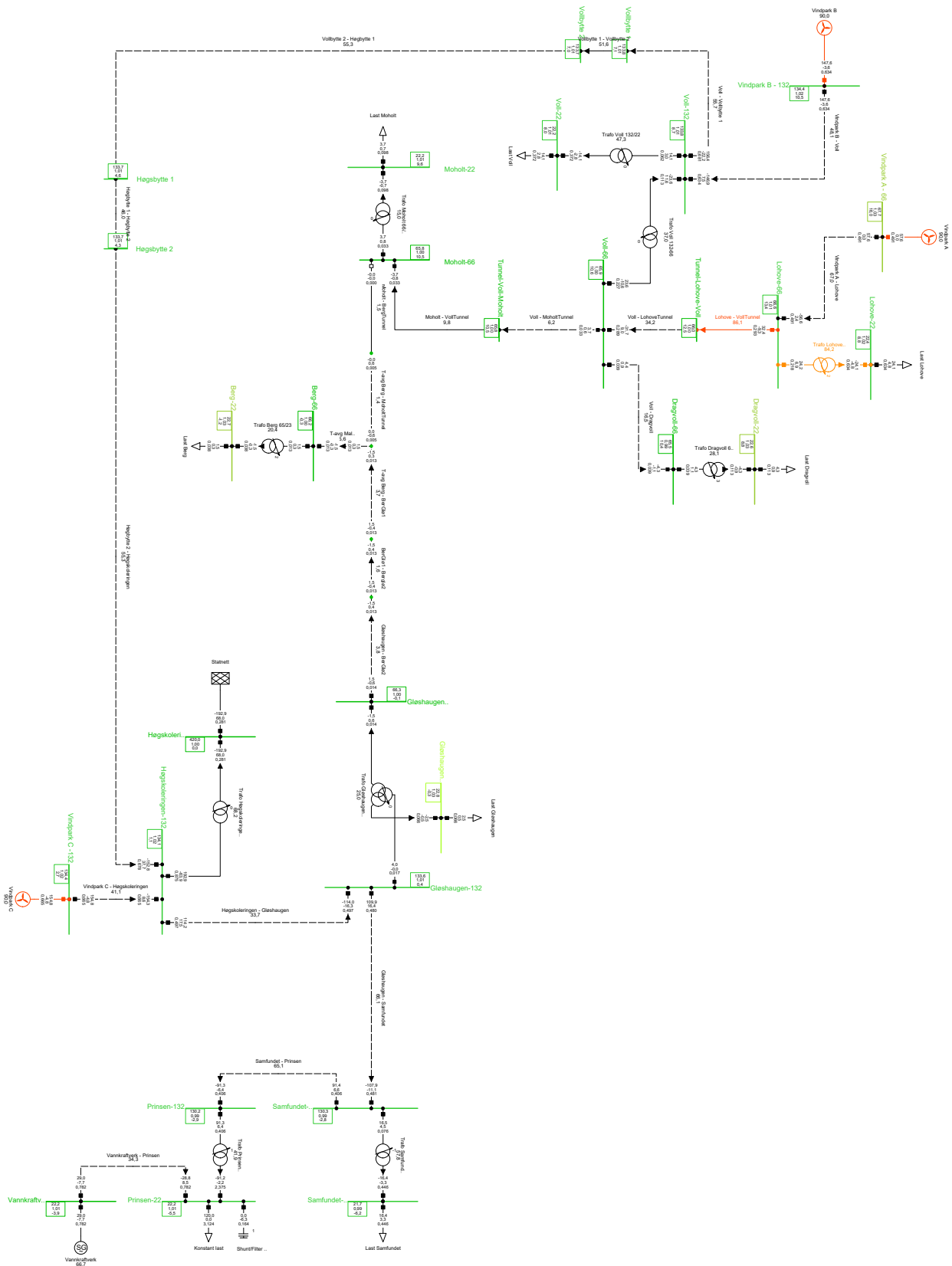


Figur G.6: Lastflyt ved full produksjon og høy last, 66 kV forsyningslinje

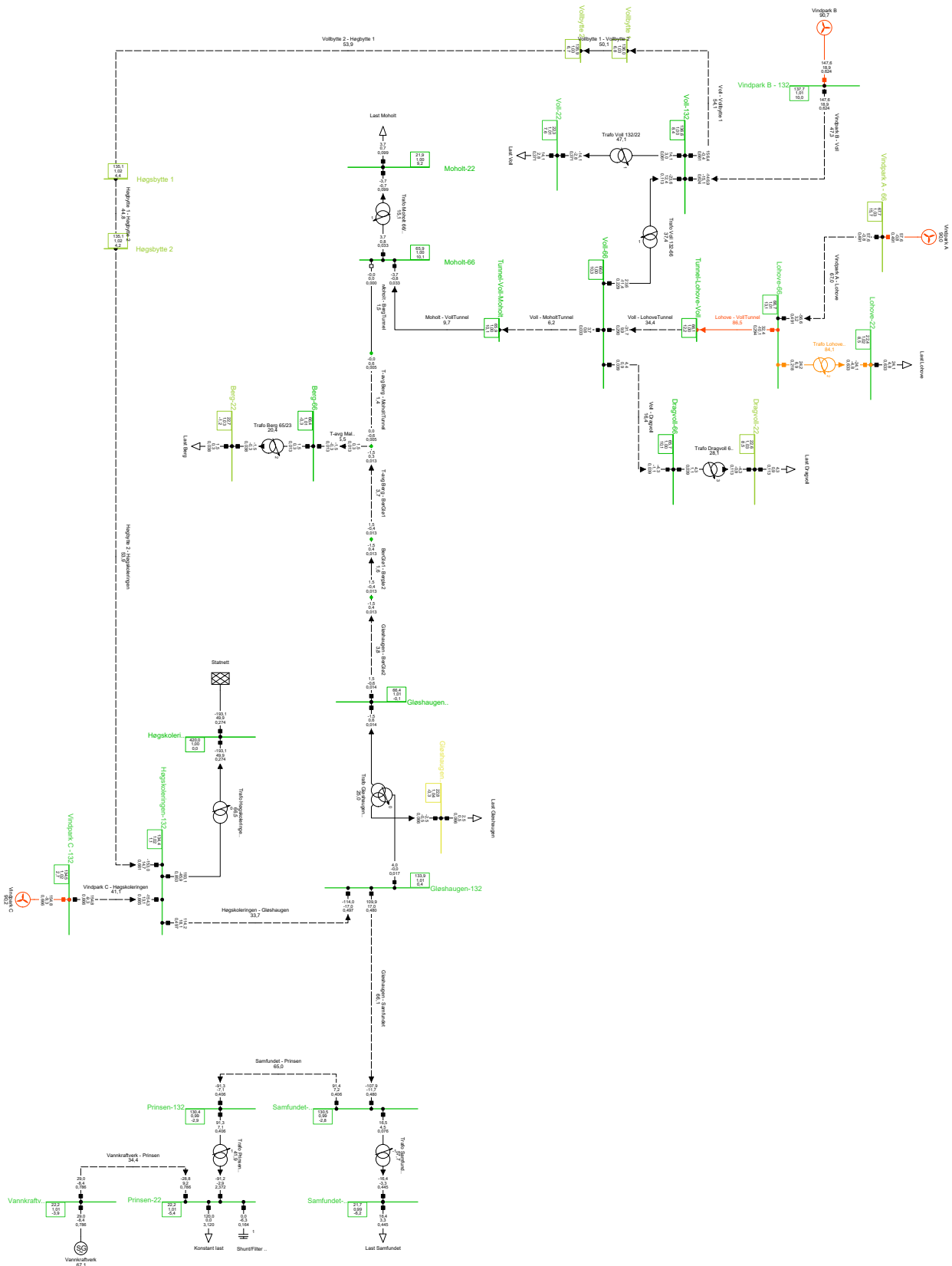


Figur G.7: Lastflyt ved ingen produksjon og lav last, 66 kV forsyningslinje

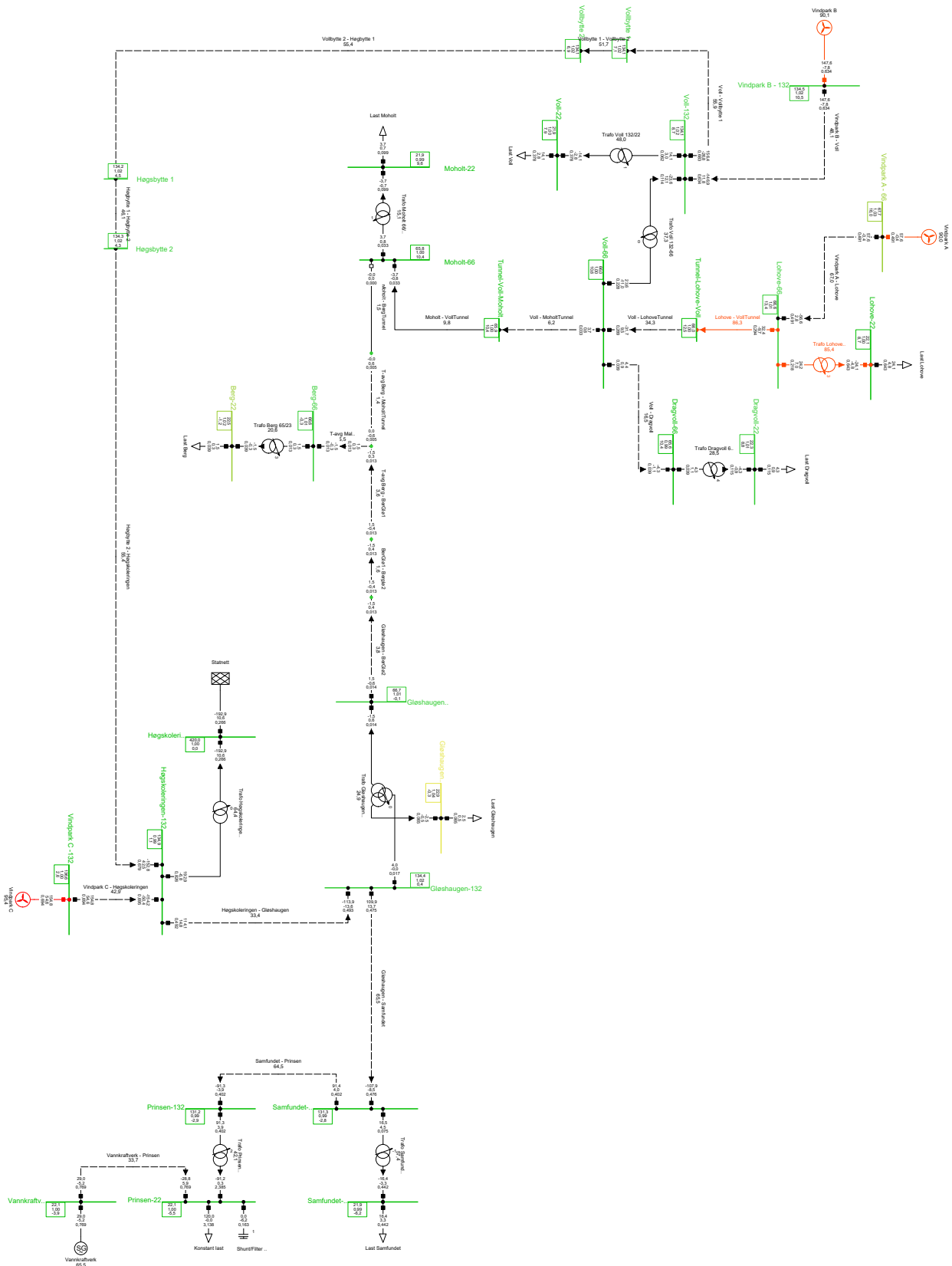
## G.2 Settpunktvariasjoner



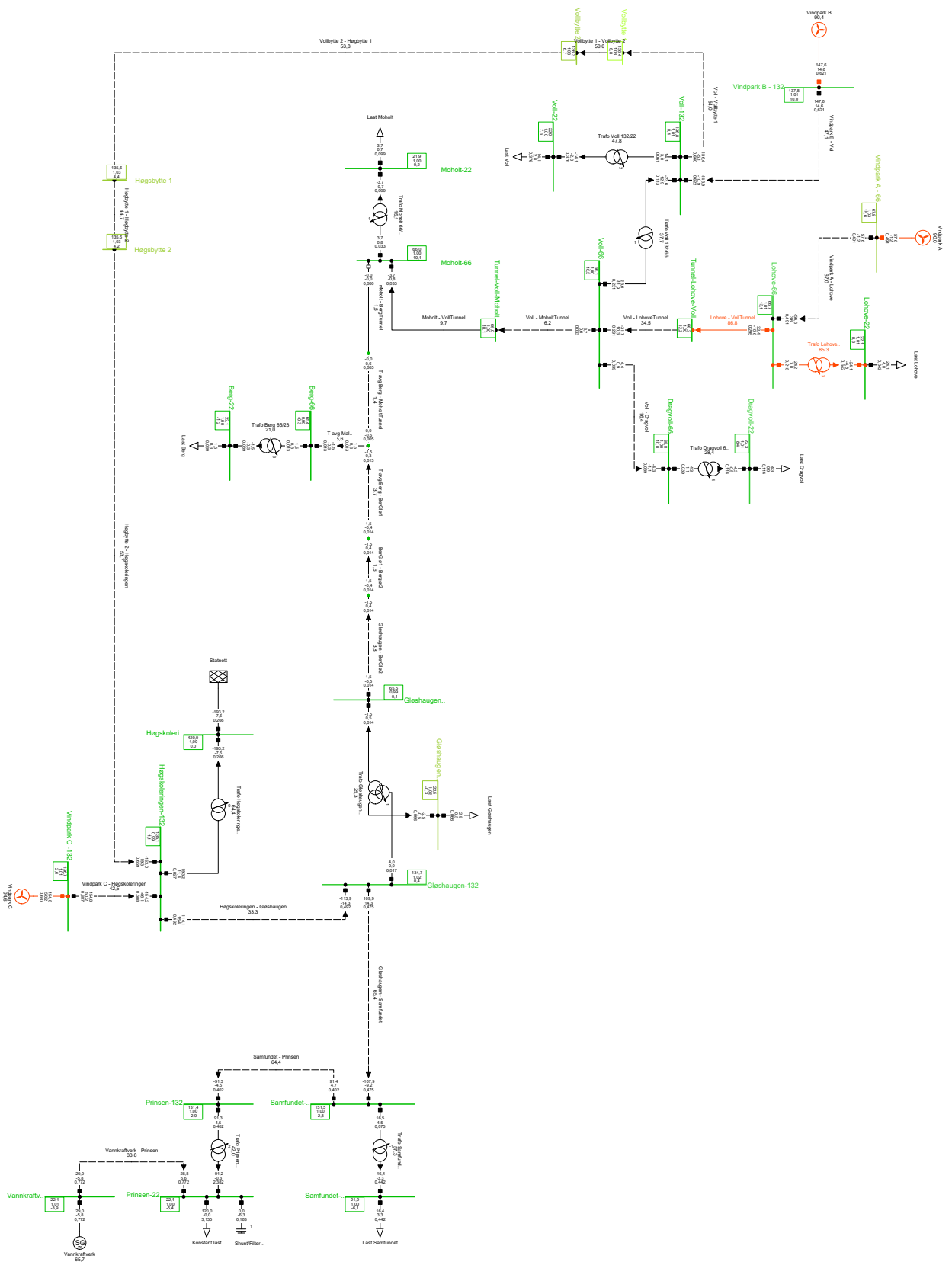
Figur G.8: Lastflyt med 132 kV i Høgskoleringen og 132 kV i Vøll, høy last



Figur G.9: Lastflyt med 132 kV i Høgskoleringen og 136 kV i Voll, høy last

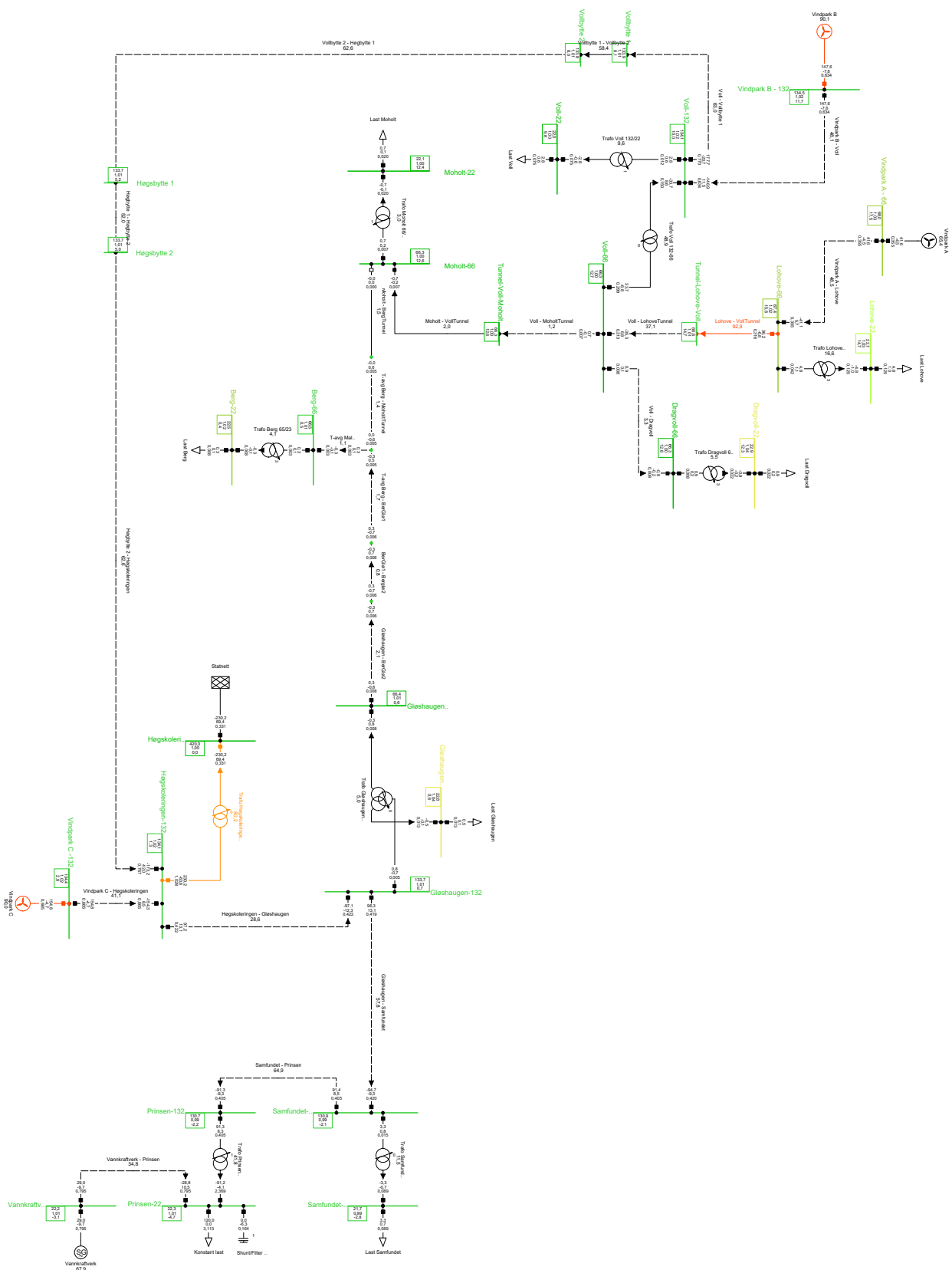


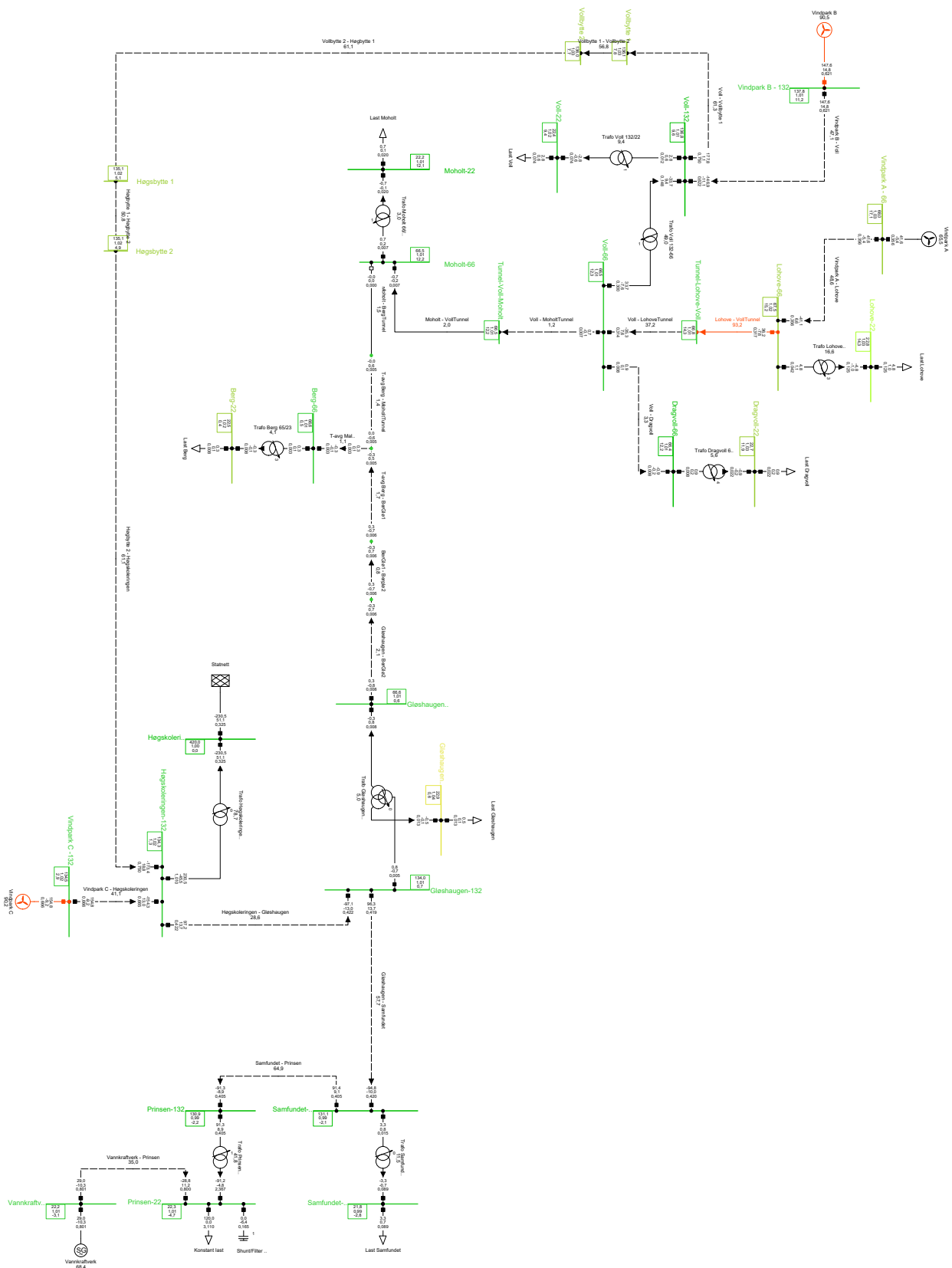
Figur G.10: Lastflyt med 136 kV i Høgskoleringen og 132 kV i Voll, høy last



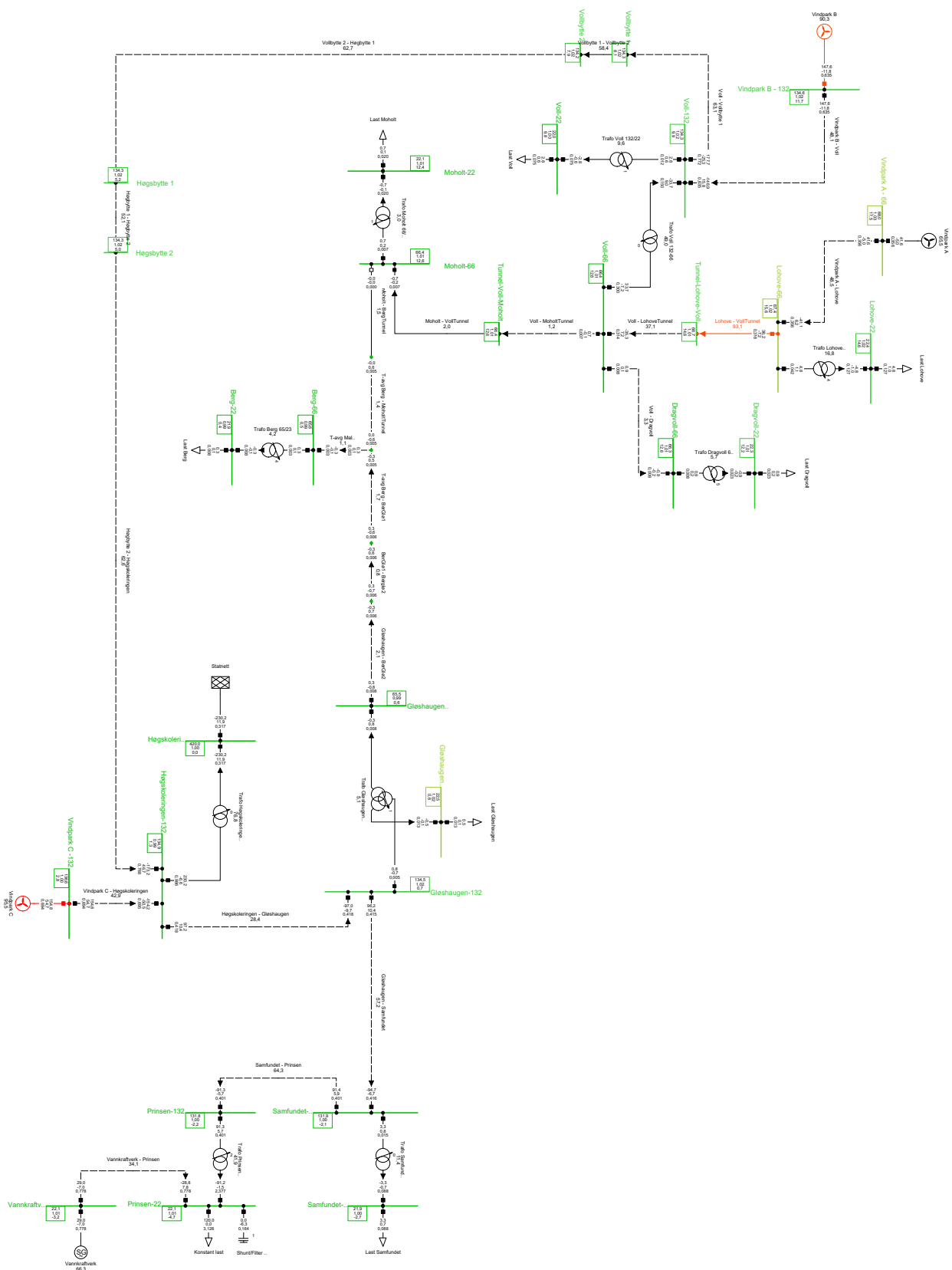
Figur G.11: Lastflyt med 136 kV i Høgskoleringen og 136 kV i Vøll, høy last







Figur G.13: Lastflyt med 132 kV i Høgskoleringen og 136 kV i Voll, lav last



Figur G.14: Lastflyt med 136 kV i Høgskoleringen og 132 kV i Vøll, lav last

