

Vår dato  
2010-06-18

Vår referanse  
AU-EPN ONS TRO-00341

Vår saksbehandler  
Jostein Nordland

Deres dato

Deres referanse

1 av 1

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 OSLO

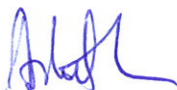
### Søknad om anleggskonsesjon for nye likestrømskabler og vekselstrømskabel til Troll A

I henhold til Energiloven § 3-1 søkes det om konsesjon for bygging og drift av følgende elektriske anlegg:

- To nye par med likestrømskabler til Troll A, hver med en kapasitet på 56 MW.
- Etablering av ny likeretterstasjon og utvidelse av koblingsanlegg på Mongstad; alternativt etablering av ny likeretterstasjon på Kollsnes.
- Ny vekselstrømskabel fra land til Troll A med kapasitet 30 MW, med transformator og brytere på land.

Det er utredet to alternative tilknytningspunkter; Mongstad og Kollsnes. Det søkes om konsesjon for begge løsningene, med Mongstad som vårt foretrukne tilknytningspunkt.

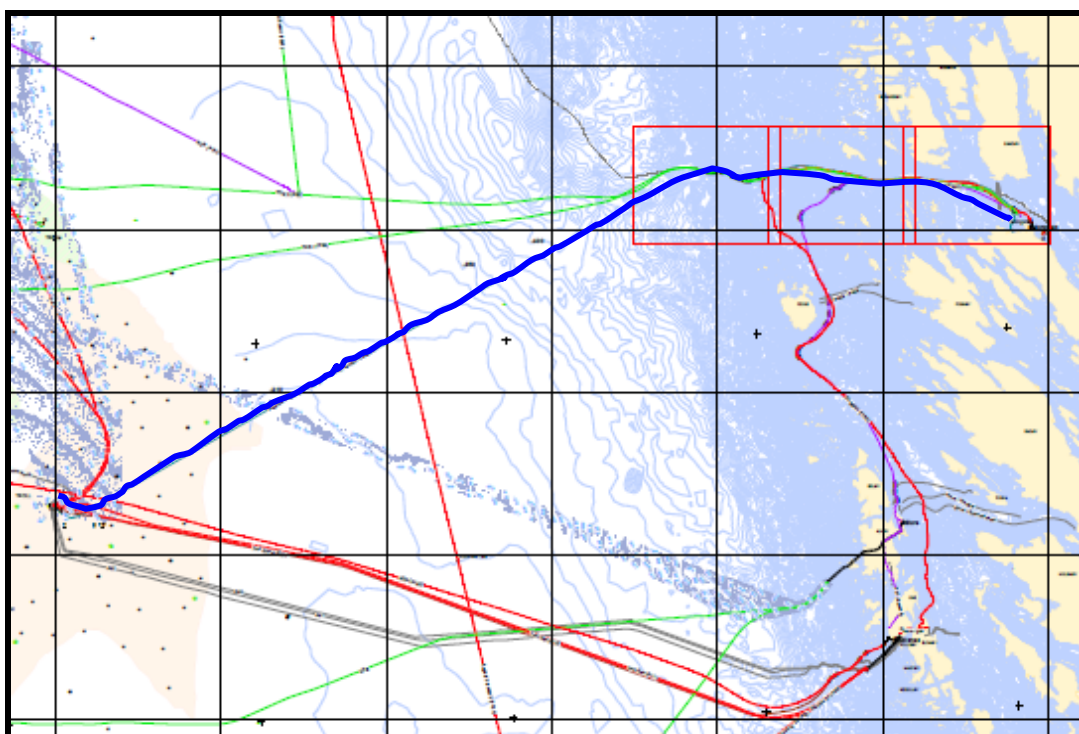
Med vennlig hilsen  
Statoil Petroleum AS



Astrid Sørensen  
Produksjonsdirektør Troll  
Undersøkelse og produksjon Norge

Vedlegg: Konsesjonssøknad for nye likestrømskabler og ny vekselstrømskabel til Troll A

## Konsesjonssøknad for nye likestrømskabler og ny vekselstrømskabel til Troll A



**Juni 2010**

Tittel:		
<b>Konsesjonssøknad for nye likestrømskabler og ny vekselstrømskabel til Troll A</b>		
Dokumentnr.:	Kontrakt:	Prosjekt:
<b>AU-EPN ONS TRO-00341</b>		

Gradering:	Distribusjon:
<b>Open</b>	<b>Fritt i Statoilkonsernet</b>
Utløpsdato:	Status:
	<b>Final</b>

Utgivelsesdato:	Rev. nr.:	Eksemplar nr.:
<b>2010-06-18</b>		

Forfatter(e)/Kilde(r):	
<b>Nordland, Jostein</b>	
Omhandler (fagområde/emneord):	
<b>Søknad til NVE om anleggskonsesjon etter Energiloven for nye likestrømskabler og vekselstrømskabel til Troll A, med tilhørende anlegg og modifikasjoner på land</b>	
Merknader:	
Trer i kraft:	Oppdatering:
Ansvarlig for utgivelse:	Myndighet til å godkjenne fravik:

Utarbeidet (organisasjonsenhet):	Utarbeidet (navn):	Dato/Signatur:
<b>TNE PRT HSET ET</b>	<b>Jostein Nordland</b>	<i>17/6-10 Jostein Nordland</i>
Anbefalt (organisasjonsenhet):	Anbefalt (navn):	Dato/Signatur:
<b>Project Manager   EPN RBD FDP</b>	<b>Hogne Pedersen</b>	<i>18/6-10 Hogne Pedersen</i>
Godkjent (organisasjonsenhet):	Godkjent (navn):	Dato/Signatur:
<b>Acting Troll MC chairman</b>	<b>Astrid Sørensen</b>	<i>18/6-2010 Astrid Sørensen</i>

## Innhold

<b>1</b>	<b>Sammendrag</b> .....	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Generelle opplysninger</b> .....	<b>6</b>
3.1	Søker .....	6
3.2	Søknaden gjelder .....	6
3.3	Bakgrunn for søknaden .....	7
3.4	Begrunnelse for prioritering av Mongstad som tilknytningspunkt på land .....	7
3.5	Anleggets beliggenhet .....	8
3.6	Eier og driftsforhold .....	9
3.7	Gjeldende lovverk. Nødvendige tillatelser .....	9
3.7.1	Samtykkesøknader .....	10
3.7.2	Konsekvensvurderinger .....	10
3.7.3	Forholdet til andre offentlige eller private planer .....	10
3.7.4	Kryssing av ledninger, veier og tekniske installasjoner nedgravd på land og i sjø .....	11
3.8	Påbegynnelse og oppstart. Tidsplan .....	11
3.9	Mulig framtidig el-forsyning av andre installasjoner via Troll A .....	11
<b>4</b>	<b>Forarbeider</b> .....	<b>12</b>
4.1	Alternativer .....	12
4.2	Gjennomførte konsekvensanalyser .....	13
<b>5</b>	<b>Beskrivelse av eksisterende anlegg</b> .....	<b>14</b>
5.1	Trollfeltet .....	14
5.1.1	Troll A plattformen .....	14
5.2	Nåværende kraftbehov .....	15
5.3	Framtidig kraftbehov .....	15
<b>6</b>	<b>Beskrivelse av planlagte anlegg</b> .....	<b>17</b>
6.1	Modifikasjoner på Troll A plattformen .....	17
<b>7</b>	<b>Omsøkt alternativ 1: Kraftforsyning fra Mongstad-Troll A</b> .....	<b>18</b>
7.1	Likestrømskabler m/ tilhørende anlegg .....	18
7.1.1	Systemoversikt .....	18
7.1.2	Lengde, nominell spenning, tverrsnitt, materialvalg .....	18
7.1.3	Overføringskapasitet (termisk grenselast) .....	19
7.1.4	Stedsangivelse og kabeltrasé .....	19
7.1.5	Anlegg/modifikasjoner av anlegg på land .....	20
7.1.5.1	132 kV koblingsanlegg på Mongstad .....	20
7.1.5.2	Likeretteranlegg på Mongstad .....	20
7.1.6	Anlegg på Troll A .....	21
7.2	Vekselstrømskabel m/ tilhørende anlegg .....	21



7.2.1	Lengde, nominell spenning, tverrsnitt, kapasitet.....	21
7.2.2	Stedsangivelse.....	21
7.2.3	Kabelrute fra Mongstad til Troll A.....	21
7.2.4	Anlegg/modifikasjoner av anlegg på land .....	22
7.2.4.1	Bryteranlegg og Transformator Mongstad .....	22
7.2.5	Anlegg på Troll A .....	22
7.2.5.1	Bryteranlegg og Transformator, AC- modul.....	22
<b>8</b>	<b>Omsøkt alternativ 2: Kraftforsyning fra Kollsnes-Troll A .....</b>	<b>23</b>
8.1	Likestrømskabler m/ tilhørende anlegg.....	23
8.1.1	Systemoversikt.....	23
8.1.2	Lengde, nominell spenning, tverrsnitt, materialvalg.....	23
8.1.3	Overføringskapasitet (termisk grenselast) .....	23
8.1.4	Stedsangivelse og kabeltrasé .....	23
8.1.5	Anlegg/modifikasjoner av anlegg på land .....	24
8.1.5.1	132 kV koblingsanlegg på Kollsnes .....	24
8.1.5.2	Likeretteranlegg på Kollsnes.....	24
8.1.6	Anlegg på Troll A .....	25
8.2	Vekselstrømskabel m/ tilhørende anlegg.....	25
8.2.1	Lengde, nominell spenning, tverrsnitt, kapasitet.....	25
8.2.2	Stedsangivelse.....	26
8.2.3	Kart som viser trase .....	26
8.2.4	Anlegg/modifikasjoner av anlegg på land .....	26
8.2.4.1	Bryteranlegg og Transformator Kollsnes .....	26
8.2.5	Anlegg på Troll A .....	26
8.2.5.1	Bryteranlegg og Transformator, AC- modul.....	26
<b>9</b>	<b>Kostnadsoverslag.....</b>	<b>27</b>
9.1	Likestrømskabler og kompressorer.....	27
9.2	Ny vekselstrømskabel.....	27
<b>10</b>	<b>Påvirkning på landbasert kraftsystem. Vurdering av nettkapasitet.....</b>	<b>28</b>
10.1	Modellbeskrivelse .....	28
10.1.1	Forutsetninger for analysene .....	29
10.1.2	Forutsetninger for kostnadsberegninger .....	29
10.1.3	Nettstruktur, grensesnitt og innhenting av modelldata.....	30
10.2	Tidsperioder og simuleringsscener .....	30
10.3	Resultater fra nettanalysen .....	31
10.4	Resultater fra regularitetsanalysen .....	32
10.1	Nåverdianalyse av økonomiske tapkostnader .....	34
10.2	Konklusjon – påvirkning på landbasert kraftsystem.....	35
<b>11</b>	<b>Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn .....</b>	<b>36</b>

---

11.1	Miljømessige virkninger .....	36
11.1.1	Utslipp til luft.....	36
11.1.2	Utslipp til sjø.....	36
11.1.3	Fysisk påvirkning .....	37
11.2	Fiskeinteresser.....	37
11.3	Kulturminneinteresser .....	37
11.4	Samfunnsmessige konsekvenser .....	38
<b>12</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>39</b>
<b>13</b>	<b>Vedlegg: Rapport fra Troll Power AS.....</b>	<b>40</b>

---

## 1 Sammen drag

## 2 Innledning

På vegne av rettighetshaverne i Troll Unit legger Statoil ASA med dette fram søknad om konsesjon for en ny kraftforbindelse, med tilhørende utstyr, fra land til Troll A plattformen i Nordsjøen.

## 3 Generelle opplysninger

### 3.1 Søker

Søker er Statoil ASA

### 3.2 Søknaden gjelder

I henhold til Lov 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, foredling og bruk av energi m.m. (energiloven) § 3-1, søkes det om konsesjon for bygging og drift av følgende elektriske anlegg:

- **To nye par med likestrømskabler til Troll A, hver med en kapasitet på 56 MW**
- **Etablering av ny likeretterstasjon og utvidelse av koblingsanlegg på Mongstad; alternativt etablering av ny likeretterstasjon på Kollsnes**
- **Ny vekselstrømkabel fra land til Troll A med kapasitet 30 MW, med transformator og brytere på land**

Det er utredet to alternative tilknytningspunkter; Mongstad og Kollsnes, se kapittel 7, 8 og 10. Det søkes om konsesjon for begge løsningene, i følgende prioriterte rekkefølge:

Alternativ 1:

To nye par med likestrømskabler fra Mongstad til Troll A, hver med en kapasitet på 56 MW  
En ny vekselstrømkabel fra Mongstad til Troll A, inkl. transformator og bryteranlegg på land  
Etablering av ny likeretterstasjon og utvidelse av koblingsanlegg på Mongstad

Alternativ 2:

To nye par med likestrømskabler fra Kollsnes til Troll A, hver med en kapasitet på 56 MW  
En ny vekselstrømkabel fra Kollsnes til Troll A. Transformator og bryteranlegg på land  
Etablering av ny likeretterstasjon på Kollsnes

Det er i kapittel 3.4 gitt en begrunnelse for hvorfor Mongstad er det prioriterte alternativet. Videre er det for begge alternativene gitt en beskrivelse av konsekvenser for kraftsystemet på land (kapittel 10), samt en vurdering av miljø- og samfunnsmessige konsekvenser for øvrig (Kapittel 11).

### 3.3 Bakgrunn for søknaden

Trykket i Troll-reservoaret har gradvis avtatt i takt med at gassressursene har blitt produsert. Det er nødvendig med tiltak for å kompensere for denne trykkreduksjonen, slik at produksjonskapasitet og fleksibilitet kan opprettholdes, og leveringsforpliktelser oppfylles. Målet er å opprettholde en gasseksportkapasitet på 120 MSm<sup>3</sup> /dag og 30 GSm<sup>3</sup>/år.

I 2008 fremmet Statoil en Plan for utbygging og drift (PUD) for å opprettholde eksisterende gasseksportkapasitet fra Troll fram til år 2014/2015. Utbyggingsløsningen omfattet:

- Installasjon av en ny gassrørledning mellom Troll A og Kollsnes
- Økt produksjonsrørdiameter i brønnene på Troll Øst

En revisjon av Plan for utbygging og drift i 1Kv 2009 utsatte tiltaket "Økt produksjonsrørdiameter i brønnene på Troll Øst". Tiltaket vil eventuelt bli gjennomført etter at forsterkingstiltaket med 3. og 4. prekompressor er gjennomført.

Plan for utbygging og drift (PUD) med tilhørende konsekvensutredning (KU) ble vedtatt ved Kongelig resolusjon i statsråd 19. juni 2009. I planen ble det redegjort for at det ville være nødvendig med ytterligere tiltak for å opprettholde produksjonskapasiteten også etter 2014/2015, og at installasjon av to nye elektriske prekompressorer (3. og 4. prekompressor) på Troll A ville bli nødvendig. Det ble vurdert som sannsynlig at disse to nye prekompressorene ville være svært like de to eksisterende prekompressormodulene (1. og 2. prekompressor) som ble installert i 2005.

Elektrisitet til boligkvarteret og alle hjelpesystemene som er nødvendig for å bruke prekompressorene blir i dag tilført Troll A gjennom en enkel vekselstrømskabel (AC-kabel). Ved bortfall av strømtilførselen gjennom denne kabelen vil produksjonen stoppe. I den totale gassverdikjeden, fra Troll A til Europa, er AC-kabelen det eneste elementet som ikke har redundans (reserve/backup). F.eks vil vi etter installasjonen av 3. og 4. prekompressor ha fire prekompressorer på Troll A, tre rørledninger mellom Troll A og Kollsnes, tre tog på Kollsnes og to rørledninger til Europa. For å robustgjøre hele gassverdikjeden søkes det derfor om konsesjon for en ny vekselstrøms-kabel, med samme tilknytningspunkt på land som likestrømskablene. I tillegg til å være et regularitetsforbedrende tiltak, vil en slik kabel sikre kapasitet til å dekke framtidig økning i kraftbehovet, f.eks strøm til en brønnoverhalingsrigg.

Troll Units endelige konseptvalg for 3. og 4. prekompressor og vekselstrømskabelen er planlagt i løpet av juni 2010, Dersom konseptvalget skulle medføre noen endringer vil Statoil på vegne av Troll Unit komme tilbake til dette.

### 3.4 Begrunnelse for prioritering av Mongstad som tilknytningspunkt på land

For Troll-lisensen er det av overordnet betydning å:

- Sikre en kraftforsyningsløsning som gir god driftssikkerhet og regularitet i strømforsyningen til Troll A og anleggene på Kollsnes.
- Sikre at de nye kraftforsyningsanleggene til Troll A er klar til planlagt oppstart av 3. og 4. prekompressor i 2015.

Skulle en ikke lykkes i dette, vil de økonomiske konsekvensene være betydelige, både for eierne og for samfunnet.

Etter anmodning fra NVE er både Mongstad og Kollsnes vurdert som alternative tilknytningspunkter, se kapittel 10.

---

Det er tilstrekkelig kapasitet i BKK-nettet til å forsyne 3. og 4. prekompressor med 112 MW fra Mongstad, med en regularitet på både Mongstad og Kollsnes som er tilnærmet lik dagens regularitetssituasjon. Det er også tilstrekkelig kapasitet i nettet til å forsyne 3. og 4. prekompressor fra 2015 med 112 MW fra Kollsnes, men med en regularitet som er vesentlig dårligere enn dagens regularitetssituasjon.

Tilknytning til Mongstad er prioritert siden dette alternativet gir best regularitet, uten at det kreves større nettførsterking. Dette alternativet har også forsterkende regularitetseffekter for driften av Troll A, med likestrøm- og vekselstrømforsyning fra to separate kilder, og med forskjellige kabelruter. Dette bidrar til redusert sårbarhet, for eksempel i forhold til skade på kablene fra skipsfart (ankerproblematikk).

Det kreves noe ytterligere arbeid for å dokumentere at det er teknisk gjennomførbart å legge kablene fra Mongstad og ut Fensfjorden, se kapittel 7.2.3, og det må gjøres ytterligere avklaringer mht valg av kabelrute ved ilandføringspunktet. Dette vil være på plass ved slutten av 4. kvartal 2010, og NVE vil da bli informert.

Uttak av 112 MW ekstra over Kollsnes ville i dagens situasjon føre til en vesentlig svekkelse av regulariteten i BKK-nettet. Dersom den planlagte forbindelsen mellom Mongstad og Kollsnes bygges, vil imidlertid både kapasitet og regularitet forbedres, og tilknytning til Kollsnes vil for Troll-lisensen framstå som et aktuelt alternativ. Det er imidlertid knyttet usikkerhet til gjennomføringstidspunktet for den nye forbindelsen.

Troll-lisensen må gjøre endelig investeringsbeslutning i 3. kvartal 2011 for å sikre oppstart av 3. og 4. prekompressor i 2015. For Troll-lisensen er det derfor avgjørende at man innen ca 1. juni 2011 har et grunnlag for en endelig beslutning om valg av tilknytningspunkt, uten usikkerhet knyttet til gjennomføring av eventuelle nettførsterkingstiltak. Dette er sterkt medvirkende til at Mongstad er det prioriterte tilknytningspunktet.

### **3.5 Anleggets beliggenhet**

De omsøkte anleggene er lokalisert i følgende kommuner i Hordaland og Sogn og Fjordane fylker:

Alternativ 1: Mongstad – Troll A

Kabler i sjø: Lindås, Austrheim, (Gulen, Fedje, avhengig av endelig trasevalg)  
Landfall/Anlegg på land: Lindås, Austrheim (avhengig av endelig trasèvalg)

Alternativ 2: Kollsnes – Troll A

Kabler i sjø: Øygarden  
Landfall/Anlegg på land: Øygarden

For aktuell trase i sjø, se kart i figur 7.4 (Mongstadalternativet) og 8.3 (Kollsnesalternativet). For anlegg på land, se beskrivelse i kapittel 7 og kapittel 8.



### 3.6 Eier og driftsforhold

Rettighetshaverne og respektive eierandeler på Trollfeltet er vist i tabellen under. Trollfeltet omfatter en rekke blokker og to produksjonslisenser, PL 054 og PL 085. Trollfeltet ble samordnet i Troll Unit i 1985 slik at feltet kunne utvikles som én enhet. Statoil er i dag operatør for Trollfeltet.

**Tabell 3.1 – Rettighetshavere i Troll Unit**

Selskap	Prosentandel
Petoro AS	56,00
Statoil ASA	30,58
AS Norske Shell	8,10
Total E&P Norge AS	3,69
Norske ConocoPhillips AS	1,62

Troll A drives av Statoil. Statoil har også ansvaret for drift av landanleggene på Mongstad og Kollsnes (på vegne av Gassled). Statoil vil også ha ansvar for drift av de nye kraftkablene.

### 3.7 Gjeldende lovverk. Nødvendige tillatelser

For bygging av nye likestrømskabler til Troll A med tilhørende anlegg på land er det flere ulike lovverk som kommer til anvendelse, avhengig av avstanden til land:

Innenfor grunnlinjen:

- Lov 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, foredling og bruk av energi m.m. (energiloven). [1]. Det kreves konsesjon etter § 3-1 for å bygge og drive de elektriske anleggene. Myndighet: Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
- Lov 2009-04-17 nr 19: Lov om havner og farvann. [2]. Bygging av kabler krever tillatelse etter § 27. Myndighet: Kommunen, Kystverket
- Lov 1978-06-09 nr 50: Lov om kulturminner. [3]. § 9 gir regler om generell undersøkelsesplikt. Inngrep i eventuelle automatisk fredete kulturminner (§ 8) og skipsfunn (§ 14) krever særskilt tillatelse. Myndighet: Riksantikvaren

Innenfor territorialgrensen, 12 nautiske mil, gjelder følgende lovverk:

- Lov 2009-04-17 nr 19: Lov om havner og farvann. [2]. Myndighet: Kystverket
- Lov 1978-06-09 nr 50: Lov om kulturminner. [3]. § 9 gir regler om generell undersøkelsesplikt. Inngrep i eventuelle automatisk fredete kulturminner (§ 8) og skipsfunn (§ 14) krever særskilt tillatelse. Myndighet: Riksantikvaren

Utenfor territorialgrensen:

- Lov 1996-11-29 nr 72: Lov om petroleumsvirksomhet. [4]. De planlagte tiltakene representerer en endring i forhold til godkjent PUD for Troll A. Det er nødvendig å avklare behovet for evt. endret PUD. Dette er tatt opp i brev til departementet. Myndighet: Olje- og energidepartementet
- Den internasjonale havrettstraktaten av 1982. [5]
- Valetta-konvensjonen av 1992 [6]
- UNESCO-konvensjonen om beskyttelse av den undersjøiske kulturarv av 2001 [7]

### **3.7.1 Samtykkesøknader**

Det vil bli utarbeidet følgende samtykkesøknader:

- Samtykke til Petroleumstilsynet: etter Opplysningspliktforordningen § 5e (frist 9 uker før start bygging)
- Samtykke til Petroleumstilsynet: etter Opplysningspliktforordningen § 5d (frist 9 uker før bruk)
- Samtykke til Oljedirektoratet: etter Petroleumsforskriften § 30a (frist 9 uker før bruk)

### **3.7.2 Konsekvensvurderinger**

Forskrift om konsekvensutredninger av 1.4.2005 fastsatt med hjemmel i plan- og bygningsloven inneholder krav om at det må utarbeides konsekvensutredning for sjøkabler med spenning 132 kV eller høyere og en lengde på mer enn 20 km.

De omsøkte kablene til Troll A vil ha en lengde på ca 80 km for Mongstadalternativet og ca 69 km for Kollsnesalternativet. Driftsspenningen vil være +/-60 kV (for likestrømskablene) og ca 66 kV for AC-kabelen. Det er avklart i møte med NVE at de omsøkte anleggene ikke krever melding og separat konsekvensutredning etter bestemmelsene i Forskrift om konsekvensutredninger.

I denne søknaden er forventede konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn beskrevet i kapittel 11. Beskrivelsene er i hovedsak basert på følgende dokumenter:

- "Plan for utbygging og drift av Troll Prosjekter, del 2 Konsekvensutredning", mai 2008 [8],
- "RKU-Nordsjøen – Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen", desember 2006 [9]
- "Troll 3 & 4 prekompressorer – Vedlegg til oversendingsbrev til Olje- og energidepartementet". RE-TPC35-00001. 12. mars 2010 [11].

Konsekvenser for kraftsystemet på land er beskrevet i kapittel 10. Beskrivelsen er basert på en nettanalyse gjennomført av Troll Power AS for Statoil i 2010 [10].

### **3.7.3 Forholdet til andre offentlige eller private planer**

Anlegg på land/modifikasjoner av anlegg på land vil skje innenfor områder som er regulert for industriformål og som er eid av Statoil/Gassled. For Mongstadalternativet gjenstår det detaljklaringer mht ilandføringspunktet. Avhengig av hvilken rute som velges, kan deler av kabelruten komme til å berøre areal som i dag er regulert som "parkområde i industriområde" i gjeldende reguleringsplan. Dette vil bli nærmere avklart med kommunen.

På Mongstad vil det bli inngått avtale om leie av areal med Mongstadraffineriet.

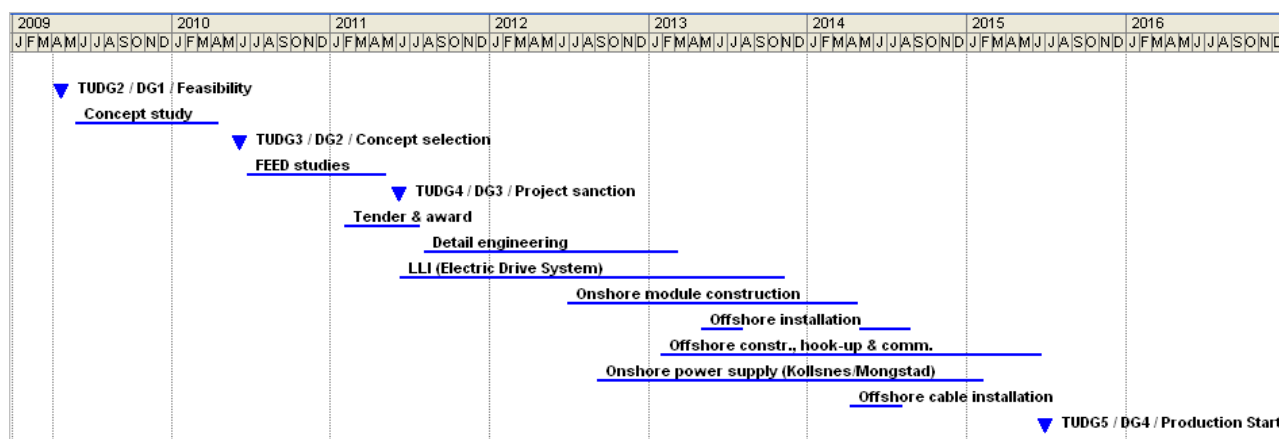
På Kollsnes har Troll Unit rett til å bruke areal gjennom avtalen "Agreement regarding lease of land at Kollsnes between the landowners and Gassled".

### 3.7.4 Kryssing av ledninger, veier og tekniske installasjoner nedgravd på land og i sjø

For å sikre at den planlagte strømsforbindelsen ikke medfører større ulemper for brukere av andre anlegg, vil Statoil ASA søke vedkommende eier eller myndighet om tillatelse til kryssing av eller nærføring med eksisterende ledninger, veier, kabler o.a. i henhold til For 2005-12-20: Forskrift om elektriske forsyningsanlegg.

### 3.8 Påbegynnelse og oppstart. Tidsplan

En overordnet tidsplan er vist nedenfor. Installasjon av kabler er planlagt startet opp våren 2014. Ferdigstillelse og oppstart av prosjektet er planlagt sommeren 2015.



Figur 3.1 Tidsplan for planlegging og gjennomføring

### 3.9 Mulig framtidig el-forsyning av andre installasjoner via Troll A

Uavhengig av Troll A sitt behov for økt tilførsel av kraft, vurderes det løsninger for elektrifisering av andre installasjoner i Nordsjøen. Noen av disse alternativene har vurdert tilførsel av kraft via Troll A. Skulle det bli aktuelt å realisere noen slike prosjekter, vil det ha betydning for dimensjonering av den nye vekselstrøms-kabelen. Statoil vil i så fall komme tilbake til dette i form av en separat søknad, eventuelt tillegg til denne søknaden.

## 4 Forarbeider

De planlagte likestrømskablene ble beskrevet som et av flere mulige framtidige tiltak i "Plan for utbygging og drift, Troll Prosjekter, Del 2 Konsekvensutredning (2008)" [8]. Ved det tidspunktet ble Kollsnes sett som det mest aktuelle tilknytningspunktet. I konsekvensutredningen ble det også gitt en relativt utfyllende begrunnelse for tiltakene, og en vurdering av hvilke konsekvenser en ny likestrømsforsyning ville kunne ha for kraftsituasjonen og for nettsituasjonen på land.

I sin høringsuttalelse til konsekvensutredningen i 2008 pekte NVE på behovet for dialog både med regional utredningsansvarlig (BKK Nett), samt med NVE, for å drøfte de ulike løsningene for kraftforsyning. Videre anmodet NVE Statoil til å utrede også alternative tilknytningspunkter, for å sikre den samfunnsmessig beste løsningen, og det ble enighet om å utrede både Mongstad og Kollsnes. .

BKK Nett understreket i sin høringsuttalelse sterkt behovet for et tett samarbeid mellom utredningsansvarlig selskap (BKK Nett) og tiltakshaver vedrørende vurderinger av konsekvenser for kraftforsyningssituasjonen.

Alle høringsuttalelser, samt Statoils kommentarer til disse, ble oppsummert i et notat som ble oversendt til Olje- og energidepartementet 12. november 2008 [16].

Under forberedelsen av denne konsesjonssøknaden er det avholdt flere arbeidsmøter/informasjonsmøter med både utredningsansvarlig selskap og med berørte myndigheter.

- NVE 10. november 2009, 18. mars 2010
- BKK Nett Flere arbeidsmøter
- NVE, Statnett og BKK Nett 20. april 2010

### 4.1 Alternativer

Siden 2008 har flere alternativer blitt vurdert for forlengelse av Troll A sin produksjonskapasitet på 120 MSm<sup>3</sup>/d og 30GSm<sup>3</sup>/år. Disse alternativene vil bli lagt frem for endelig konseptvalg og foreløpig investeringsbeslutning i juni 2010 har. Kriteriene som legges til grunn for evaluering av disse konseptene kan oppsummeres slik:

**Tabell 4.1 Forutsetninger for konseptvurderinger**

Kriterier	Kommentarer
Kraftforsyning fra land	Absolutt krav. Elektrisk kraft skal forsynes gjennom kabel fra land
HMS	Absolutt krav. Alle konsepter må oppfylle Statoils HMS-krav
Netto nåverdi	Hovedkriterium for valg av konsept
Verdikjedekrav	Valgt konseptet må utnytte kapasiteten på Troll A og Kollsnes som "sving" produsent
TWGP (Troll Vest Gassprovins)	Valgt konsept må kunne utnytte det høyere trykket i TWGP –reservoaret til å redusere kraftforbruket og til å opprettholde det definerte produksjonsnivået og produksjonskapasiteten
Lavtrykksproduksjon	Valgt konsept må kunne gi mulighet for å produsere med 15 bar brønnehodetrykk

---

Vurderte konsepter for å opprettholde dagens gasseksportkapasitet gjennom å kompensere for reduksjonen i reservoartrykk:

- To nye elektrisk drevne prekompressorer på Troll A
- To nye suge/trykkøknings-kompressorer på Kollsnes, oppstrøms duggpunkts-kontrollenheten
- Nye prekompressorer installert på en SEMI i nærheten av Troll A.

Vurderte konsepter som kunne utsette installasjonen av ny kompressorkapasitet på TrollA:.

- Installasjon av en 7. kompressor på Kollsnes, og tilsvarende reduksjon av innløpstrykket til duggpunkts-kontrollenheten
- Foreta utskifting av produksjonsrørene i Troll A-brønnene før installasjon av 3. og 4. prekompressor

For kraftforsyning fra land er både Kollsnes og Mongstad vurdert som tilknytningspunkter. Disse er nærmere redegjort for i kapittel 7 og 8. Videre planlegging av begge alternativ vil fortsette fram til NVE beslutter hvilket tilknytningspunkt Troll A skal forsynes fra. Konsekvenser for kraftsystemet på land er også utredet for begge alternativ. Dette er nærmere redegjort for i kapittel 10.

## **4.2 Gjennomførte konsekvensanalyser**

Se kapitlene 3.7.2., 10 og 11.

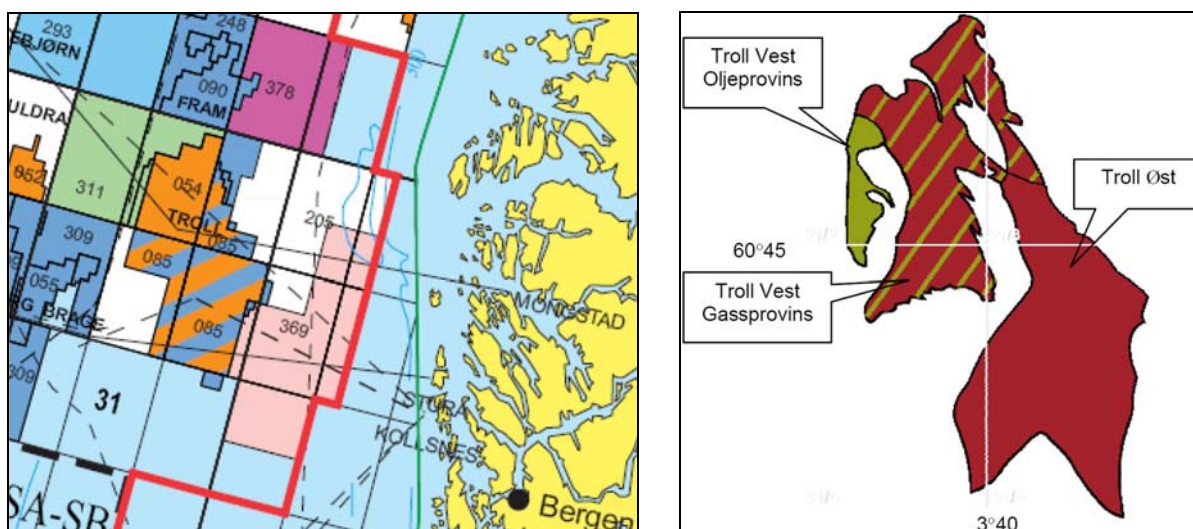


## 5 Beskrivelse av eksisterende anlegg

### 5.1 Trollfeltet

Trollfeltet ligger om lag 80 km vest for Bergen, 65 kilometer vest for Kollsnes i Øygarden kommune, Hordaland fylke (se figur under). Utvinnbare reserver i feltet er foreløpig anslått til ca. 1325 GSm<sup>3</sup> gass og ca. 240 MSm<sup>3</sup> olje. Trollfeltet er verdens 16. største gassfelt, verdens tredje største til havs. De utvinnbare gassreservene tilsvarer i omgjort energi ca. 15 000 TWh. Dette er like mye energi som det norske vannkraftsystemet vil bruke 125 år på å produsere.

Troll er det tredje største oljefeltet på norsk sokkel, etter Ekofisk og Statfjord, målt i tilstedeværende ressurser. Opprinnelig tilstedeværende oljemengde er anslått å utgjøre om lag 650 MSm<sup>3</sup> i Troll Vest. Dreneringsegenskapene i Trollfeltet er svært krevende, og de utvinnbare oljereservene er anslått til ca. 240 MSm<sup>3</sup>. Dette gir en forventet utvinningsgrad på ca. 36 %.



**Figur 5.1 – Lokalisering av Trollfeltet og hovedstruktur**

Trollfeltet består av to geologiske hovedstrukturer; Troll Øst og Troll Vest (se figur over). Troll Øst ligger hovedsaklig i blokkene 31/3 og 31/6, mens mesteparten av Troll Vest ligger i blokk 31/2. Feltet er bygd ut i flere faser. Fase I omfatter gassreservene på Troll Øst, mens fase II omfatter oljereservene i Troll Vest.

#### 5.1.1 Troll A plattformen

Troll fase I er bygd ut med plattformen Troll A, der gassen i Troll Øst blir produsert. Troll A er en fast plattform med understell av betong. Brønnene ble boret fra plattformen, og boreriggen ble fjernet etter at brønnen var ferdig. Plattformen er verdens høyeste flyttbare byggverk, og den største faste innretningen i Nordsjøen. Gassen produseres fra 39 produsentbrønner.

Troll A har i dag ikke kraftproduksjon fra generatorer offshore utover nødgenerator og essensiell generator, men er fullt ut elektrifisert med strømforsyning fra land (Kollsnes). Strømforbruket på Troll A var lavt frem til 2005, siden reservoartrykket var tilstrekkelig til å produsere gassen til Kollsnes uten kompresjon. Reservoartrykket blir imidlertid redusert etter hvert som gass produseres. Høsten 2005 ble derfor prekompressor 1 & 2 satt i drift på Troll A for å øke transporttrykket mellom Troll A og Kollsnes. Hver av disse prekompressorene har en installert effekt på om lag 44MW.

Troll A (se figur i kapittel 6.1) er tilrettelagt for installasjon av prekompressor 3 & 4 og de omsøkte likestrømskablene, med nødvendig tilhørende utstyr.



Figur 5.1 – Troll A plattformen

## 5.2 Nåværende kraftbehov

Troll A er elektrifisert med landstrøm fra Kollsnes. Kraft blir overført i to par likestrømskabler til de elektriske motorene som driver 1. & 2. prekompressor (2 x 44 MW). Fra Kollsnes til Troll A ligger det også en vekselstrømskabel som dekker strømmen til boligkvarteret og hjelpesystemene til plattformen. Vekselstrømskabelen med tilhørende elektriske systemer har en maksimal kapasitet på ca. 17 MW. I dag belastes vekselstrømskabelen med 9,5 MW.

## 5.3 Framtidig kraftbehov

Motorene for Troll A 3. & 4. prekompressor vil være elektrisk drevne og er vurdert å ha et effektbehov på 2 X 50 MW, som representerer en designutvikling fra 1. og 2. prekompressor for å få høyere effekt ut av eksisterende konsept. De nye prekompressorene må forsynes med kraft gjennom to nye par med likestrømskabler.

---

Den eksisterende vekselstrømkabelen har tilstrekkelig kapasitet (17 MW) til å dekke økt kraftbehov til hjelpesystemer og nytt boligkvarter, men ikke til å dekke kraftbehovet for en mulig fremtidig bore-/vedlikeholdsrigg for utskifting av produksjonsrørene i brønnene. Et eventuelt bortfall av strømtilførselen gjennom vekselstrømkabelen vil stoppe gassproduksjonen fra Troll A.

Som en del av det pågående prosjekteringsarbeidet med 3. og 4 prekompressor, er det gjennomført regularitetsanalyser, hvor en har sett på alternativer for å øke robustheten i tilførselen av vekselstrøm. For å øke robustheten i strømforsyningen til Troll A er det konkludert med at det er nødvendig å søke om konsesjon også for en ny vekselstrømskabel.

## 6 Beskrivelse av planlagte anlegg

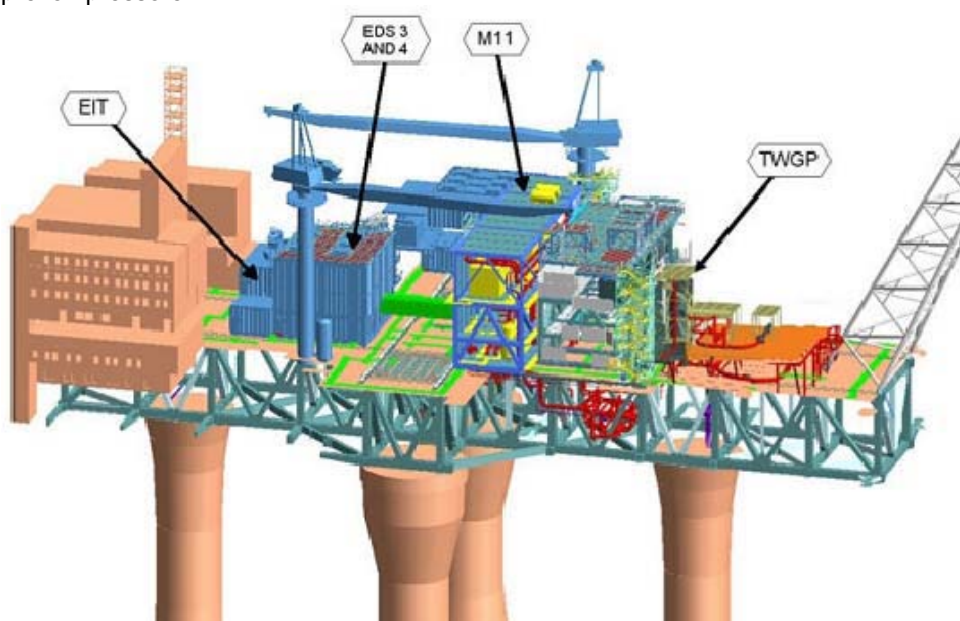
### 6.1 Modifikasjoner på Troll A plattformen

For å kunne installere to nye prekompressorer på Troll A må det installeres nytt utstyr ombord på plattformen. Det største utstyret er prekompressorene og de elektriske motorene som skal drive dem. De to nye prekompressorene med tilhørende elektriske motorer, rør, ventiler og annet utstyr vil bli installert i en ny prekompressormodul kalt M11. De elektriske systemene, som er nødvendige for å omforme og styre de elektriske motorene som driver prekompressorene, vil bli installert i en ny modul kalt EDS 3&4 (Elektrisk Driver System for prekompressor 3 og 4 ).

Ved plassering av utstyr og nye moduler blir det lagt til rette for fremtidige modifikasjoner som er nødvendige for å forvalte gassreservene i hele feltets levetid.

Det er avsatt plass til fremtidig rigg, og rør- og kompressorkonfigurasjon er utformet for enklest mulig tilknytning av Troll Vest Gassprovins og lavtrykksproduksjon.

Figuren viser Troll A plattformen med angivelse av de områder som blir berørt ved installasjon av 3. og 4. prekompressorer.



- EIT: Elektro, instrumentering og telemodul
- EDS 3 and 4: Modul for elektrisk drift av prekompressorene
- M11: Modul for prekompressorene og tilhørende utstyr
- TVGP: Tilrettelegging for fremtidig modul for tilknytning av Troll Vest Gassprovins

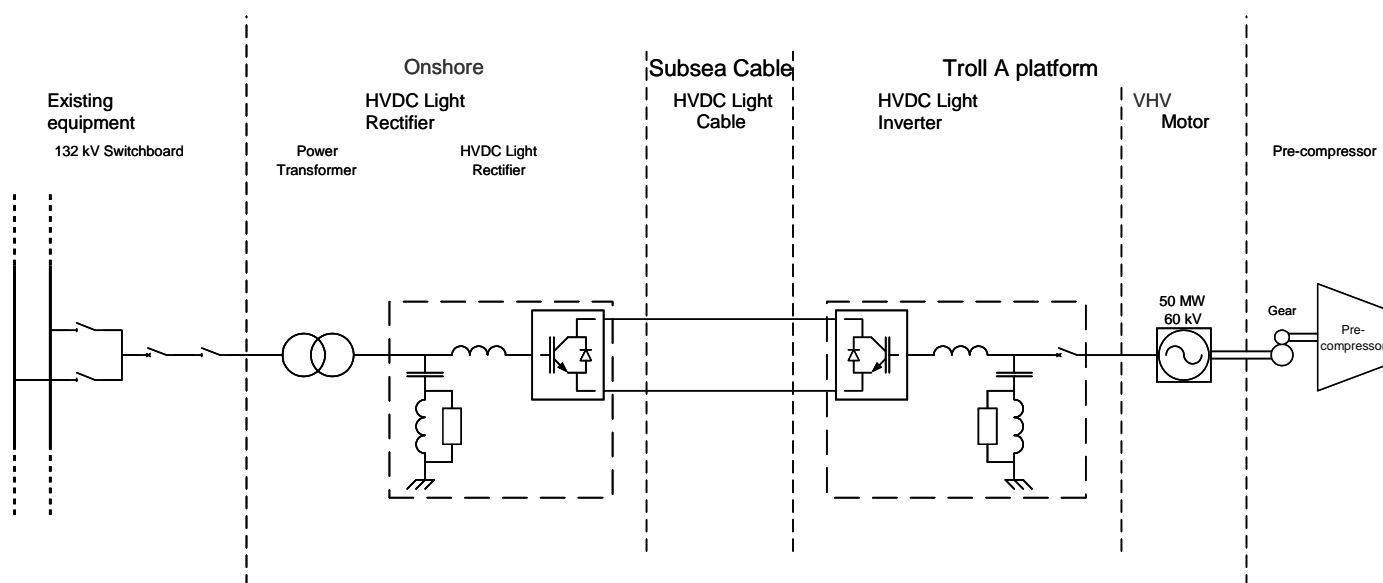
For å kunne ta imot en ny vekselstrømskabel vil det være behov for en ny transformator og nytt bryteranlegg på Troll A.

## 7 Omsøkt alternativ 1: Kraftforsyning fra Mongstad-Troll A

### 7.1 Likestrømskabler m/ tilhørende anlegg

#### 7.1.1 Systemoversikt

Figuren under viser en oversikt over det planlagte elektriske driversystemet for en kompressor. Hoveddelene er transformator med likeretter plassert i eget bygg på land på Mongstad, likestrøms sjøkabel og vekselretter og høyspent motor på Troll A plattformen



Figur 7.1 Hovedelementene i planlagt utbygging

#### 7.1.2 Lengde, nominell spenning, tverrsnitt, materialvalg

Det søkes om å få bygge og drive to nye par med likestrømskabler (DC), type OVA, 80 kV, 1x300 mm<sup>2</sup>, XLPE-isolasjon, fra Mongstad til Troll A-feltet i Nordsjøen. Hver kabel vil ha lengde på ca 80 km og vil drives ved et spenningsnivå på +/- 60 kV. Dette spenningsnivået er valgt for å optimalisere nettforbindingen med hensyn til dimensjonering og tap.

Det ble under installasjonen av 1. og 2. prekompressor i 2005 forhåndsinstallert likestrømskabler fra Troll A og ut til 1500 m fra plattformen. De nye likestrømskablene vil bli skjøtet sammen med disse forhåndsinstallerte kablene.

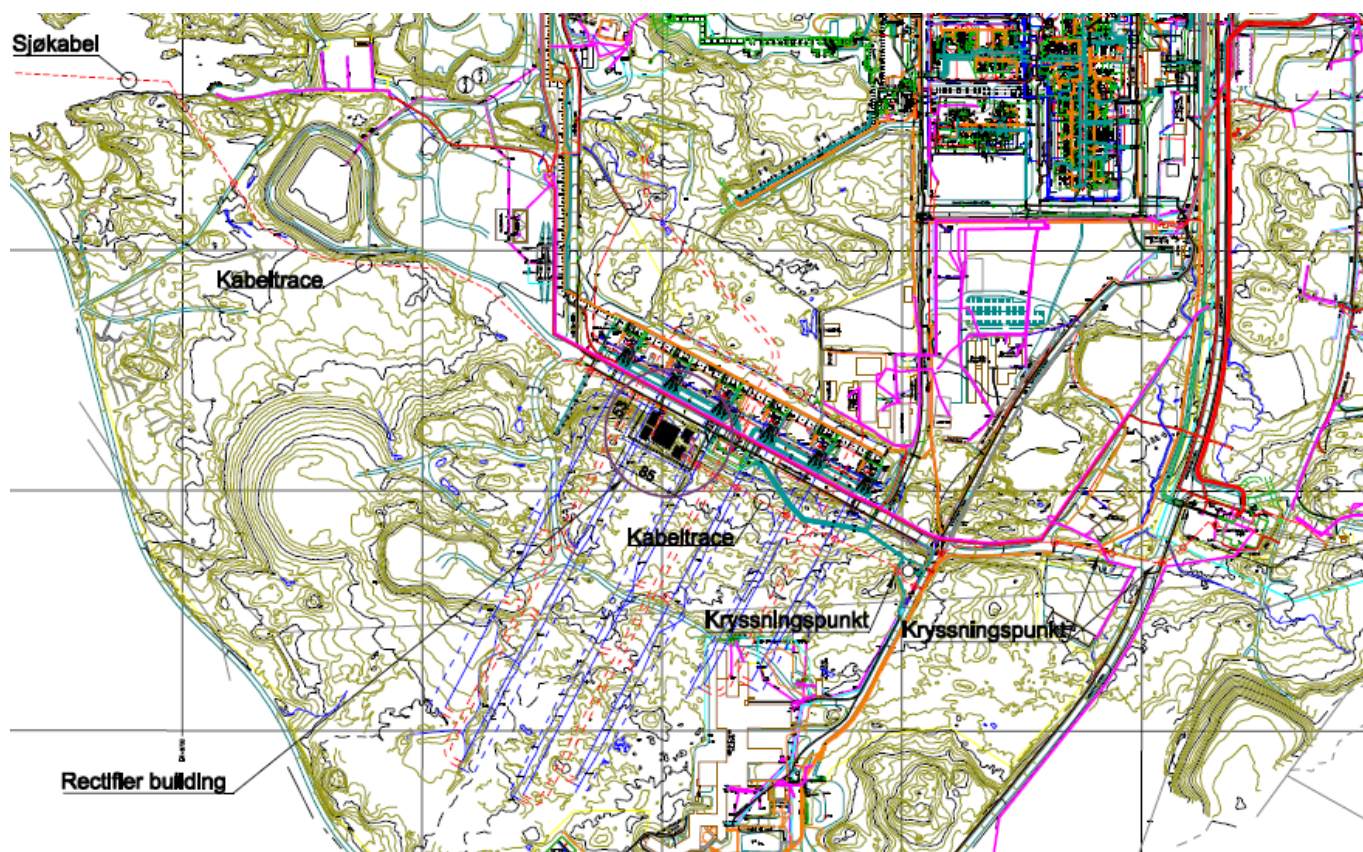


### 7.1.3 Overføringskapasitet (termisk grenselast)

Hver kompressor vil ha en maksimal kapasitet på 50 MW forsynt av et par med DC-kabler. Når en tar hensyn til tap i motor, kabler, omformere og transformator, vil den maksimale elektriske effekten sett fra Mongstad være ca. 56 MW. Den maksimale strømføringsvevnen til omsøkt likestrømskabel er 590A. Dette tilsvarer en effekt som er høyere enn det faktiske forbruket, men hvert par med likestrømskabler er dedikert til en styrt kompressordrift som begrenser effekten til 50 MW for hver kompressor.

### 7.1.4 Stedsangivelse og kabeltrasé

Kablene legges mellom Mongstad og Troll A. Det er etablert en foreløpig kabelrute fra landanlegget, ut Fensfjorden og videre til plattformen, se figur 7.4. Vekselstrømskabler kobles til 132kV koblingsanlegg på Mongstad, disse føres til transformator og likeretterstasjonen, derfra går likestrøms landkabler til landtaksfester for sjøkablene. Figuren under viser foreløpig kabelrute og plassering av anlegget på Mongstad.



Figur 7.2 Planlagte anlegg Mongstad

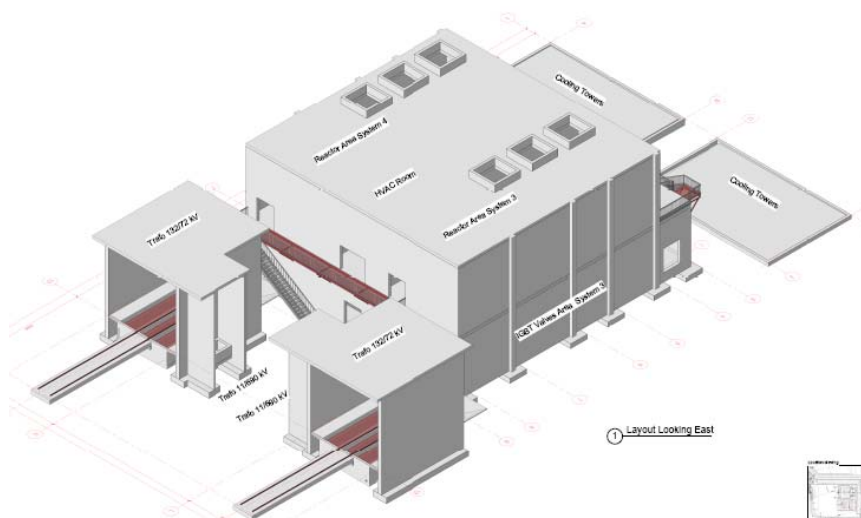
## 7.1.5 Anlegg/modifikasjoner av anlegg på land

### 7.1.5.1 132 kV koblingsanlegg på Mongstad

132 kV koblingsanlegget på Mongstad må utvides med to nye bryterfelt for Troll A prekompressor 3 og 4. Undersøkelser viser at det er kapasitet i eksisterende GIS-tavle og tilstrekkelig plass i bygget. Hver bryter og 132 kV kabel må ha en kapasitet på minimum 56 MW for å forsyne kompressoren inkludert tap i overføring. 132 kV vekselstrøms forsyningskabler føres fra koblingsanlegget til transformatorer for likeretteranleggene.

### 7.1.5.2 Likeretteranlegg på Mongstad

Det etableres nytt likeretteanlegg på Mongstad, foreslått lokasjon er som på figur 7.2. Likeretterbygget vil ha celler for 132 kV til 72 kV transformatorer, likeretteranlegg og kontrollrom. Fra likeretterbygget går det 60 kV likestrømskabel til landtaksfestet for sjøkabelen.



**Figur 7.3** Nytt likeretterbygg Mongstad

---

### **7.1.6 Anlegg på Troll A**

En beskrivelse av tiltak og anlegg på Troll A er gitt i kapittel 6.1. Med referanse til systemoversikten gitt i kapittel 7.1.1 er det vekselrettermodulene som blir plassert i EDS modulen. De store elektromotorene som driver hver sin kompressor er lokalisert i modul M11. De høyspente likestrømkablene trekkes inn i sjøvannskaftet og føres opp til EDS-modulen.

## **7.2 Vekselstrømskabel m/ tilhørende anlegg**

### **7.2.1 Lengde, nominell spenning, tverrsnitt, kapasitet**

Vekselstrømskabelen (AC-kabelen) det søkes om å få bygge og drive er av type TKVA, 72 kV, 3x1x400 mm<sup>2</sup> KQ, XLPE med XLPE isolasjon.. Kabelen vil ha en lengde på ca 80 km og vil drives ved et spenningsnivå på 66 kV. Dette spenningsnivået er valgt for å optimalisere nettforbindingen med hensyn til overføringstap og spenningsvariasjoner. Videre studier blir utført for å optimalisere system og kabeldesign, dette kan føre til optimalisering av kabeltverrsnitt og spenningsnivå. Det er ikke kabelens termiske kapasitet som er styrende for effektuttaket, begrensende element er transformatorene i anlegget. Det er prosjektert med en transformatorstørrelse på maksimalt 35 MVA, tilvarende typisk 30MW aktiv effekt. Kraftprognosen for AC hjelpestrøm til Troll A i normal produksjon er 17 MW, ved større brønnarbeider er maksimalt forbruk estimert til 21 MW.

### **7.2.2 Stedsangivelse**

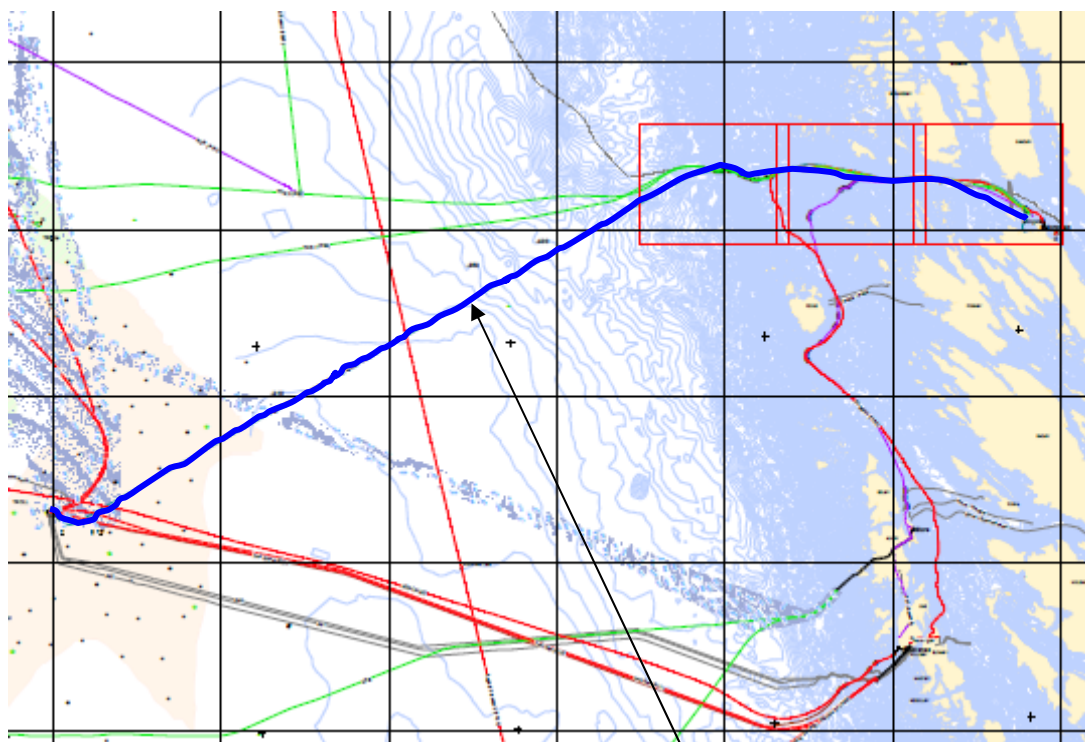
Kabelen legges mellom Mongstad og Troll A.

### **7.2.3 Kabelrute fra Mongstad til Troll A**

Kabelen føres fra koblingsstasjon og transformator på Mongstad, ut Fensfjorden og mot Troll A. Det er etablert en foreløpig kabelrute for DC kabelen, ref. kapittel 7.1.4. og figur 7.4. AC-kabelen vil prinsipielt følge samme trase, men med god avstand mellom AC- og DC-kabler i åpent farvann der plassen tillater det. Figur 7.4 viser et oversiktsbilde av kabeltrase mellom Mongstad og Troll A. Kabelruten mellom Mongstad og Troll A er her vist i blå farge, og går diagonalt i bildet fra utløpet av Fensfjorden og sør vest mot Troll A. Figuren viser også tre røde rektangler inn Fensfjorden. Disse viser til separate kart for dette området (ikke vist i dette dokumentet), som krever ekstra grundig kartlegging på grunn av eksisterende installasjoner og begrenset plass på grunn av krevende bunnforhold i fjorden. Kabelføring inn mot det mest aktuelle landfallet på Mongstad er også spesielt krevende med bratte stup som kompliserer installasjon av kabelen, og det er begrensninger både med hensyn til tilgjengelig plass og mulige trasèer for kabelen. Det må derfor utføres detaljerte studier på de mest utfordrende områdene av fjorden for å dokumentere at:

- Det er tilstrekkelig plass til å installere alle kablene uten å utsette eksisterende installasjoner for fare og med tilfredsstillende separasjon mot eksisterende installasjoner og mellom nye kabler (AC/DC)
- At kabelruten har tilstrekkelig stabilitet og at kablene ikke kan bli skadet av utrasninger.
- Det er mulig å beskytte eksisterende og nye installasjoner tilfredsstillende
- At installasjon av kabelen i stupet nær landfallet er mulig og at installasjonen møter prosjektet krav til levetid og tilgjengelighet
- At det er mulig å utføre reparasjoner av en installasjon uten å skade andre anlegg.

- At installasjon av de nye kablene ikke blokkerer for installasjon av det planlagte røret for deponering av CO<sub>2</sub>



Figur 7.4 Foreløpig trase for nye kabler fra Mongstad (blå farge)

## 7.2.4 Anlegg/modifikasjoner av anlegg på land

### 7.2.4.1 Bryteranlegg og Transformator Mongstad

Eksisterende 132kV bryteranlegg på Mongstad må utvides med ett bryterfelt for AC-kabelen til Troll A. Det er kapasitet og plass i eksisterende anlegg. Det må videre bygges celle for og installeres en 35 MVA 132/66 kV transformator i tilknytning til bryteranlegget.

## 7.2.5 Anlegg på Troll A

### 7.2.5.1 Bryteranlegg og Transformator, AC- modul

Det henvises til kapittel 6.1 for beskrivelse av konseptet. På Troll A må det installeres et 72kV gass-isolert koblingsanlegg og en 66/6.6 kV transformator. Bryteranlegget vil ha 2 brytere; en innkommende bryter for AC-kabelen og en utgående bryter for transformatoren. Dette utstyret monteres i den såkalte ACP modulen.



---

## 8 Omsøkt alternativ 2: Kraftforsyning fra Kollsnes-Troll A

### 8.1 Likestrømskabler m/ tilhørende anlegg

#### 8.1.1 Systemoversikt

Det elektriske driversystemet for en kompressorene har samme systemdesign for Kollsnes og Mongstad, se systemoversikt gitt i kapittel 7.1.1 Hoveddelene er transformator med likeretter plassert i eget bygg på land på Kollsnes, likestrøms sjøkabel og vekselretter og høyspent motor på Troll A plattformen

#### 8.1.2 Lengde, nominell spenning, tverrsnitt, materialvalg

Kabeldesign for likestrømskablene er lik for begge alternativene Kollsnes og Mongstad. Det søkes således om å få bygge og drive to nye par med likestrømskabler (DC), type OVA, 80 kV, 1x300 mm<sup>2</sup>, XLPE-isolasjon, fra Kollsnes til Troll A-feltet i Nordsjøen. Hver kabel vil ha lengde på 69 km og vil drives ved et spenningsnivå på +/-60 kV. Dette spenningsnivået er valgt for å optimalisere nettforbindelsen med hensyn til dimensjonering og tap.

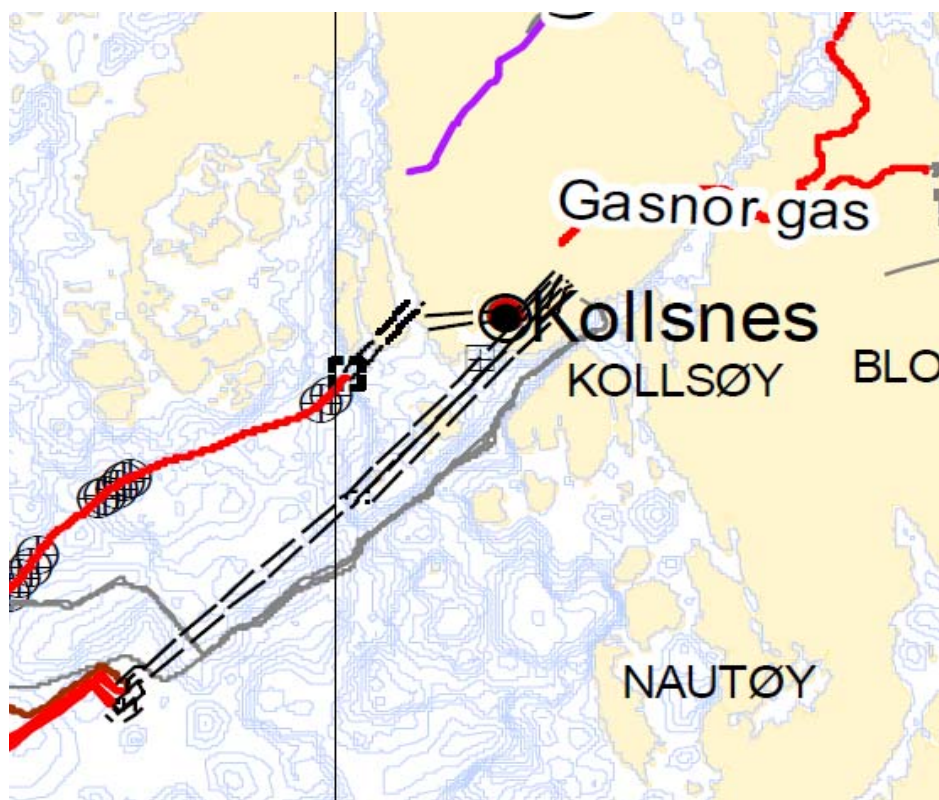
Det ble under installasjonen av 1. og 2. prekompressor i 2005 preinstallert likestrømskabler fra Troll A og ca.1500 m ut fra plattformen. De nye likestrømskablene vil bli skjøttet sammen med de preinstallerte kablene.

#### 8.1.3 Overføringskapasitet (termisk grenselast)

Overføringskapasitet og termisk grenselast vil være som for Mongstad alternativet, se kapittel 7.1.3 med unntak av at distansen er kortere (69 versus 80km) og derfor er tapene tilsvarende mindre for kablet isolert sett..

#### 8.1.4 Stedsangivelse og kabeltrasé

Kablene legges mellom Kollsnes og Troll A. Kabelruten vil prinsipielt følge samme trase ut fra landanlegget som eksisterende kabler til kompressor 1 og 2.. Videre ut til plattformen vil en definere en kabelrute som gir god separasjon fra eksisterende kabler for å få størst mulig uavhengighet mellom kablene. Vekselstrømskabler kobles til 132kV koblingsanlegg på Kollsnes, disse føres til transformator og likeretterstasjon, derfra går likestrøms landkabler til landtaksfester for sjøkablene. Figuren under viser eksisterende kabler i grått, nye kabler vil følge samme trase inn mot landfallet.



Figur 8.1 Planlagte kabelrute inn mot Kollsnes (eksisterende kabler i grått)

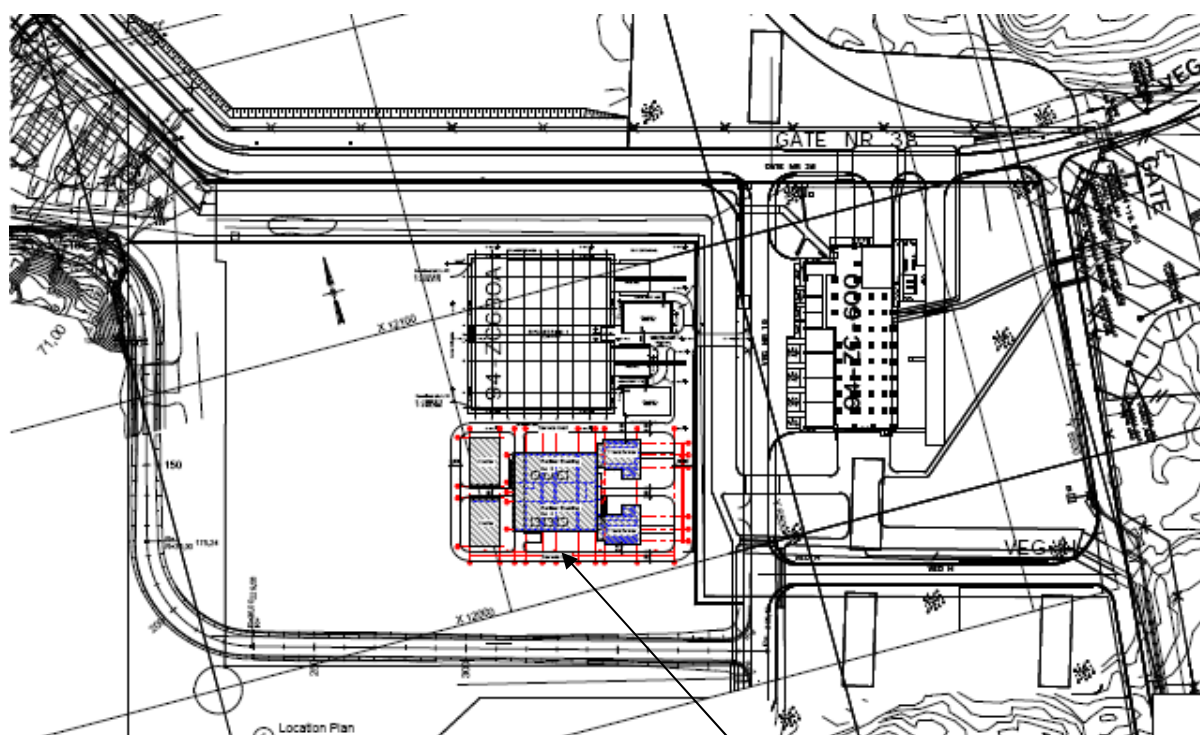
## 8.1.5 Anlegg/modifikasjoner av anlegg på land

### 8.1.5.1 132 kV koblingsanlegg på Kollsnes

132 kV koblingsanlegget på Kollsnes er allerede utvidet med to nye bryterfelt for Troll A kompressor 3 og 4.

### 8.1.5.2 Likeretteranlegg på Kollsnes

Det etableres nytt likeretteanlegg på Kollsnes for kompressor 3 og 4.. Design av likeretterbygget er uavhengig av lokasjon, og vil være som vist for Mongstad i kapittel 7.1.5.2. Likeretteranlegget er planlagt plassert ved siden av eksisterende bygg for kompressor 1 og 2, se figur under. Tomten på Kollsnes er delvis forberedt for det nye bygget og 132kV koblingsanlegg er lokalisert vis a vis.



**Figur 8.2 Plassering av likeretterbygg for kompressor 3 og 4 på Kollsnes**

### **8.1.6 Anlegg på Troll A**

Anlegg på Troll A er identisk for de alternative tilknytningspunktene, se kapittel 6.1, 7.1.1 og 7.1.6..

## **8.2 Vekselstrømskabel m/ tilhørende anlegg**

### **8.2.1 Lengde, nominell spenning, tverrsnitt, kapasitet**

Vekselstrømskabelen det søkes om å få bygge er av samme design som for Mongstad-alternativet, type TKVA, 72 kV, 3x1x400 mm<sup>2</sup> KQ, med XLPE isolasjon. Kabelen vil ha lengde på 69 km og drives ved et spenningsnivå på 66 kV. Dette spenningsnivået er valgt for å optimalisere nettforbindelsen med hensyn til overføringstap og spenningsvariasjoner. Videre studier vil bli utført for å optimalisere system og kabeldesign, dette kan føre til optimalisering av kabeltverrsnitt og spenningsnivå. Det er ikke kabelens termiske kapasitet som er styrende for effektuttaket, begrensende element er transformatorene i anlegget. Det er prosjektert med en transformatorstørrelse på maksimalt 35 MVA, tilvarende typisk 30MW aktiv effekt. Kraftprognosen for AC hjelpestrøm til Troll A i normal produksjon er 17 MW, ved større brønnarbeider er maksimalt forbruk estimert til 21 MW.

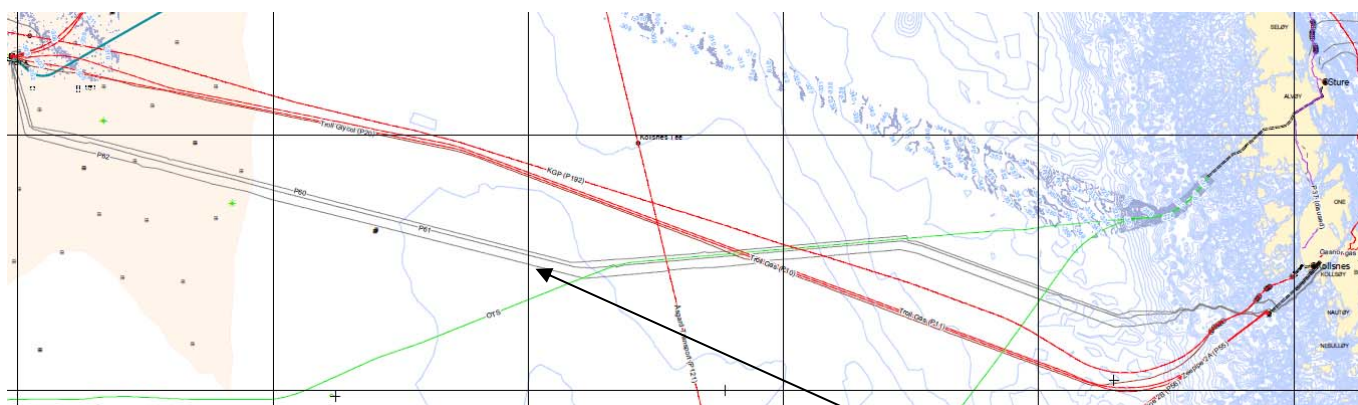


## 8.2.2 Stedsangivelse

Kabelen legges mellom Kollsnes og Troll A.

## 8.2.3 Kart som viser trase

Kabelen føres fra koblingsstasjon og transformator på Kollsnes, ut sundet ved Kollsøyna og mot Troll A. AC-kabelen vil prinsipielt følge samme trase som DC-kablene, men med best mulig separasjon mellom ny AC- og DC-kabler samt eksisterende kabler i åpent farvann der plassen tillater det. Figuren under viser et oversiktsbilde av kabeltrase mellom Kollsnes og Troll A. for eksisterende kabler. Kabelrute for nye kabler er under utarbeidelse.



Figur 8.3 Trase for eksisterende kabler mellom Kollsnes og Troll A vist i grått

## 8.2.4 Anlegg/modifikasjoner av anlegg på land

### 8.2.4.1 Bryteranlegg og Transformator Kollsnes

Eksisterende 132kV bryteranlegg på Kollsnes må utvides med ett bryterfelt for AC-kabelen til Troll A. Det er kapasitet og plass i eksisterende anlegg. Det må videre bygges celle for og installeres en 35 MVA 132/66 kV transformator i tilknytning til bryteranlegget.

## 8.2.5 Anlegg på Troll A

### 8.2.5.1 Bryteranlegg og Transformator, AC- modul

Det henvises til kapittel 6.1 for beskrivelse av konseptet. På Troll A må det installeres et 72kV gass-isolert koblingsanlegg og en 66/6.6 kV transformator. Bryteranlegget vil ha 2 brytere; en innkommende bryter for AC-kabelen og en utgående bryter for transformatoren. Dette utstyret monteres i den såkalte ACP modulen.

## 9 Kostnadsoverslag

### 9.1 Likestrømskabler og kompressorer

Totale investeringskostnader for kompressorer med tilhørende utstyr og likestrømskabler er for Mongstadalternativet estimert til ca 10 Mrd NOK, ref. tabell 9.1. Kostnadsestimatet er vurdert til å være innenfor et usikkerhetsspenn på  $\pm 30$  %. Kollsnesalternativet vil ha en total investeringskostnad som er rundt 200 Mill NOK lavere enn Mongstadalternativet.

**Tabell 9.1. Kostnadsestimat for kompressorer og likestrømskabler mm, Mongstadalternativet**

	3. og 4. prekompressorprosjektet (MNOK-10)
Strømkabler fra landfall til Troll A	
Likeretterbygg land	1400
Troll A modifikasjoner og moduler	8 600
Total anleggsinvestering	10 000

### 9.2 Ny vekselstrømskabel

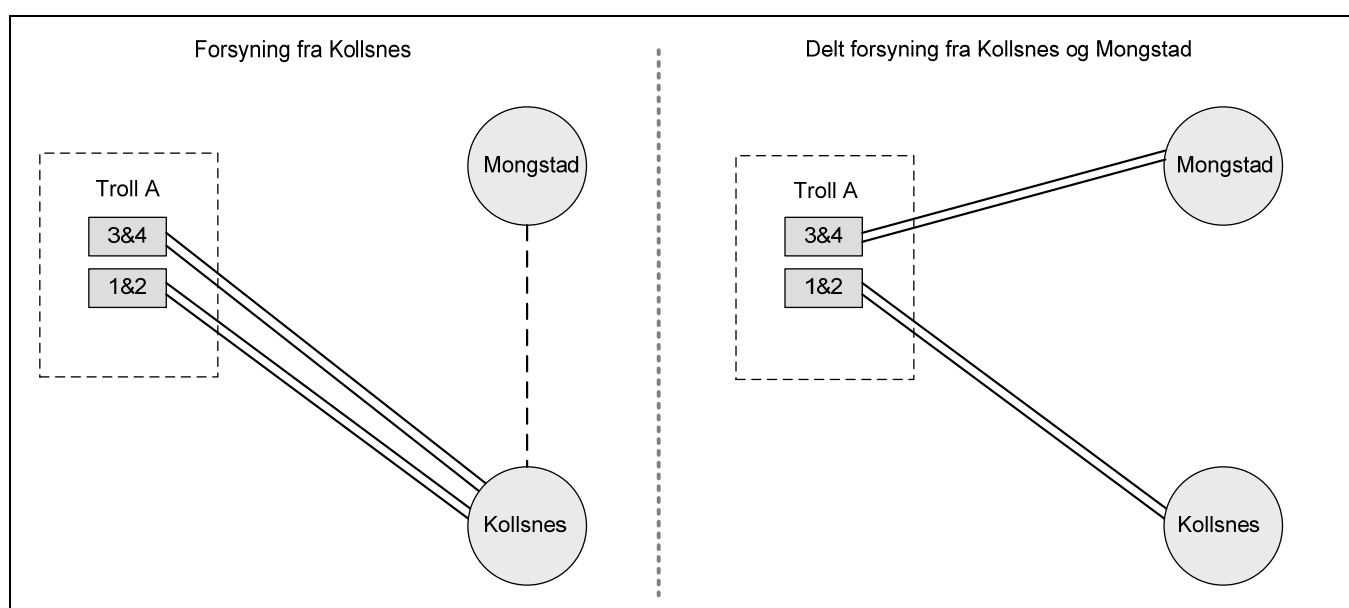
En ny vekselstrømskabel med tilhørende utstyr har et investeringsestimert på 1,1 Mrd NOK for Mongstad alternativet, ref. tabell 9.2. Kostnadsestimatet er vurdert til å være innenfor et usikkerhetsspenn på  $\pm 30$  %. Kollsnes-alternativet vil ha en total investeringskostnad som er rundt 100 Mill NOK lavere.

**Tabell 9.2. Kostnadsestimat for AC-kabel, Mongstadalternativet**

	AC-kabelprosjektet (MNOK-10)
Strømkabler fra landfall til Troll A	
Transformator land	900
Troll A modifikasjoner og moduler	200
Total anleggsinvestering	1 100

## 10 Påvirkning på landbasert kraftsystem. Vurdering av nettkapasitet

En teknisk-økonomisk konsekvensstudie er utført for å beregne påvirkningene i regionalnettet av økt effektuttak på Troll A plattformen [10]. To ulike alternative tilknytningspunkter er analysert; Kollsnes og Mongstad. Dette er illustrert i figuren under. Analysen baserer seg på at prekompressor 3 og 4 settes i drift i 2015, og at 112 MW vil forsynes gjennom to nye kraftkabler tilknyttet det landbaserte kraftsystemet.



**Figur 10.1 – Effektuttak fra Kollsnes (t.v.) og delt effektuttak mellom Mongstad og Kollsnes (t.h.)**

Virkningene som ovennevnte økte effektuttak vil få på kraftsystemet generelt er analysert. I tillegg er også virkningen i uttakspunktene analysert og evaluert. Det besluttes også en ny vekselstrømskabel, med samme tilknytningssted som likestrømskabelene. Vekselstrømskabelen planlegges etablert for å bedre forsyningssikkerheten (redundans), og den vil i en normalsituasjon ikke medføre økt uttak av kraft. Det er derfor ikke tatt hensyn til vekselstrømskabelen i simuleringene.

I det følgende er det gitt en oppsummering av forutsetningene og resultatene fra studien.

### 10.1 Modellbeskrivelse

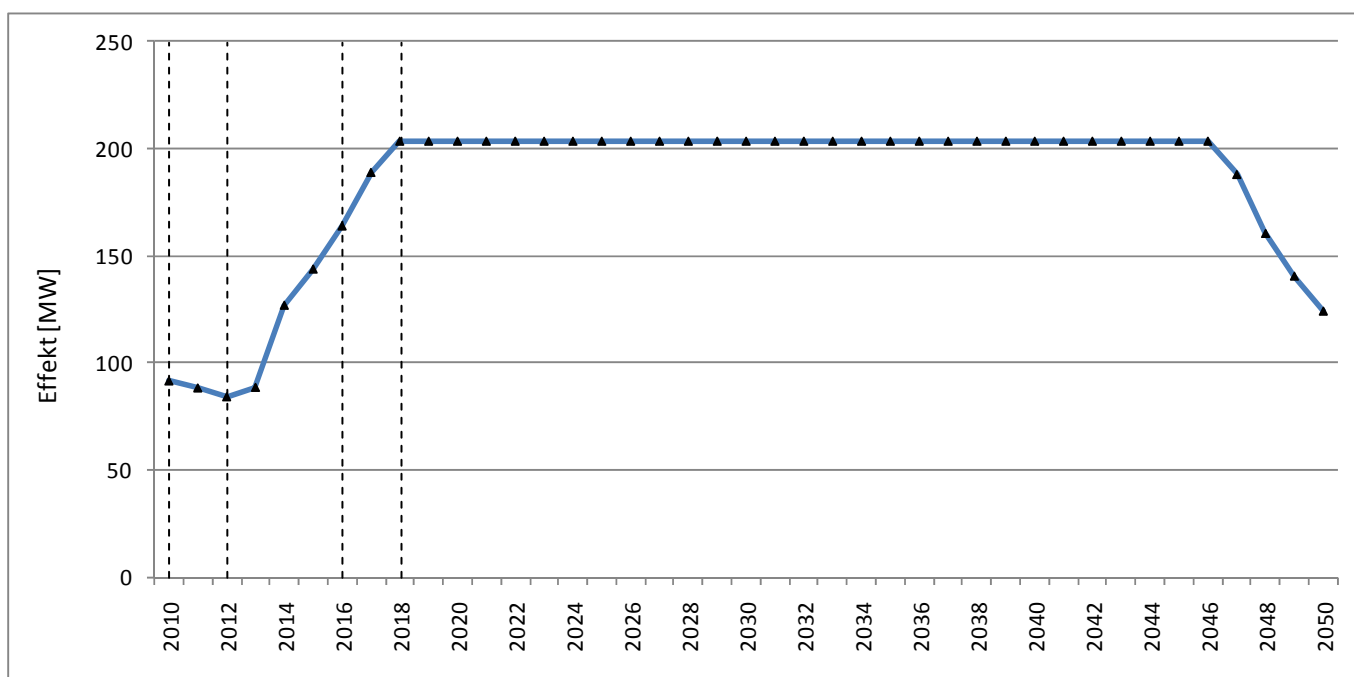
Det er utført analyser med forskjellige planlagte lastnivåer på Troll A plattformen for ulike år. Økt effektuttak på Troll A plattformen er tenkt som en utvidelse av det eksisterende elektriske systemet knyttet til Kollsnes eller Mongstad.

For begge de alternative tilknytningspunktene er det vurdert om lastøkningen på Troll A vil medføre konsekvenser for det øvrige kraftsystemet i BKK-området, og om det vil bli behov for nettførsterkninger. Planlagte nett- og produksjonsoppgraderinger som foreligger er tatt med i vurderingene.

### 10.1.1 Forutsetninger for analysene

Det er gjennomført regularitetsstudier ved hjelp av simuleringsverktøyet PROMAPS, samt nettanalyser ved hjelp av simuleringsverktøyet EDSA for BKK-nettet, med fokus på uttakspunktene Mongstad og Kollsnes. Hver simuleringscase er gjort for et bestemt årstall og lastnivå.

Analysene er basert på lastprognosene til Statoil for Mongstad, Kollsnes og Troll A. Figuren under representerer Troll A sitt forventede effektbehov ved tunglast i perioden 2010 til 2050. De vertikale stiplede linjene viser de ulike årstallene som er benyttet i analysen (se kap 10.2). Lastnivåene og årstallene er valgt ut i samråd med Statoil. Alle øvrige inputdata for Vestlandsnettet er hentet fra BKK Nett sin kraftsystemutredning [18]. Denne informasjonen er supplert med nødvendig informasjon fra Statnett.



Figur 10.2 – Prognosert effektforbruk ved tunglast for Troll A

### 10.1.2 Forutsetninger for kostnadsberegninger

KILE-ordningen (Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved Ikke-Leverte Energi = KILE) er etablert av myndighetene for å sikre at kundenes kostnader ved avbrudd tas med i nettselskapenes bedriftsøkonomiske vurderinger. KILE-kostnadene kan dermed benyttes som et tallmessig uttrykk for regularitet i nettet, jo lavere regularitet - jo høyere KILE-kostnader.

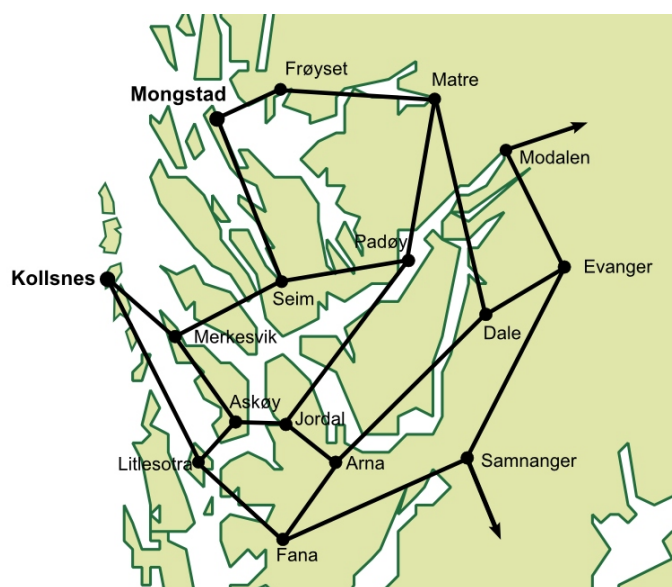
NVE fastsatte nye KILE-satser i 2009. Basert på disse har BKK Nett laget et gjennomsnitt for alle kundegruppene bortsett fra kundegruppen industri. Det er benyttet BKK Nett's gjennomsnittlige satser for å beregne KILE-kostnader, som et uttrykk for regularitet. Faktiske avbruddskostnader er benyttet for industrilastene Kollsnes og Troll A i nåverdiberegningene i kapittel 10.1. De faktiske avbruddssatsene er utredet av Statoil sammen med Gassco etter anmodning fra NVE [10].

### 10.1.3 Nettstruktur, grensesnitt og innhenting av modelldata

**Nettanalyse:** Nettet som er analysert har fem stasjoner som representerer ytterpunktene i nettet. Dette er Hylen og Nesflaten via Sauda til Samnanger, Sima via Samnanger, Aurland og Fardal via Modalen. Bak disse stasjonene er nettet ansett for å være stivt.

**Regularitetsanalyse:** Nettet som er analysert har 3 stasjoner som representerer ytterpunktene i nettet. Dette er Dette er Hylen og Nesflaten via Sauda til Samnanger, Sima via Samnanger og Modalen. Bak disse stasjonene er nettet ansett for å være stivt.

Modellen inkluderer nødvendig informasjon for det valgte nettutsnittet. Dette inkluderer blant annet informasjon om nettstruktur, produksjonsenheter, overføringskapasiteter, laster, transformatorer, vern og reserver. Figuren under viser et skjematisk oversikt over linjenettet i det aktuelle området.



**Figur 10.3 – Linjenettet i det aktuelle området**

Kraftsystemdata og prognoser er innsamlet for Vestlandsnettet for utviklingen som er planlagt i perioden 2010 til 2018. Dette gjelder kraftsystemdata og prognoser fra BKK Nett, samt Statoil sine prognoser for last og produksjon på Kollsnes og Mongstad. Dataunderlaget til pålitelighetsparametere er hentet fra Statnett sin Årsstatistikk fra 2005 [17], og lokal feilstatistikk og KILE-satser er hentet fra BKK Nett sin "Regional kraftsystemutredning for BKK-området og Indre Hardanger" [18].

## 10.2 Tidsperioder og simuleringscaser

Analysene er gjort for følgende år:

- 2010 – Aktuell nå-situasjon
- 2016 – Kompressor 3 & 4 er idriftsatt på Troll A
- 2018 – Full drift på kompressor 3 & 4 på Troll A

De ulike simuleringsalternativ er vist i tabell 10.1

**Tabell 10.1 – Simuleringsalternativ for analysen**

<b>Beskrivelse av simuleringsalternativer</b>	
Alternativ 1.1	All effektuttak til Troll A fra Kollsnes, ensidig forsyning over Lille-Sotra til Kollsnes.
Alternativ 1.2	All effektuttak til Troll A fra Kollsnes. Masket drift med tosidig forsyning over Lille-Sotra og Merkesvik til Kollsnes.
Alternativ 2	All effektuttak til Troll A fra Kollsnes, med forbindelsen Mongstad-Kollsnes inkludert.
Alternativ 3	Prekompressor 3 og 4 forsynes fra Mongstad, mens eksisterende 1. og 2. prekompressor forsynes fra Kollsnes som i dag. Forbindelsen Mongstad-Kollsnes er ekskludert.
Alternativ 4	All effektuttak til Troll A fra Kollsnes, med forbindelsen Modalen-Mongstad-Kollsnes er inkludert.

For 2010 er det kun alternativene 1.1 og 1.2 som har blitt analysert. For 2016 og 2018 har alle de fem alternativene blitt analysert. For alle år er det gjort analyser for både sommerlast og vinterlast.

### 10.3 Resultater fra nettanalysen

Resultatene fra nettanalysen avdekker ingen store problemer i nettet med hensyn til lastflyt ved feilfri drift for henholdsvis normal vinter og normal sommer situasjon i analyseperioden. Ingen linjer er overbelastet på bakgrunn av lastøkningen, og det er ikke noen spenningsproblemer i nettet.

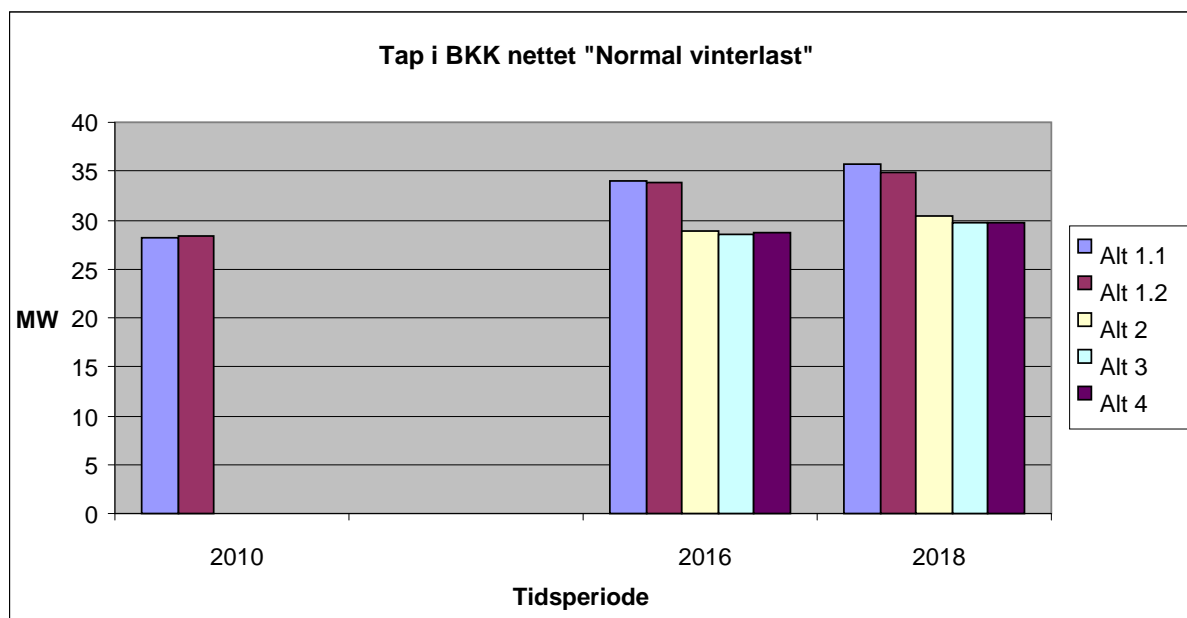
Analysen viser videre at nettet rundt Mongstad heller ikke vil bli overbelastet for tidsperiodene 2016 og 2018 for alternativ 1.1 og 1.2, og at en økning i lastuttaket på Mongstad (alternativ 3) vil bidra til å redusere linjebelastningen i området.

#### Tapene i nettet

Figuren under viser en oppsummering av tapene for vinterlast for de ulike casene og tidsperiodene. Som man kan se er forskjellen i tap forholdsvis liten mellom alternativ 1.1 og 1.2. Både alternativ 2, alternativ 3 og alternativ 4 gir noe lavere tap sammenlignet med 1.1 og 1.2.

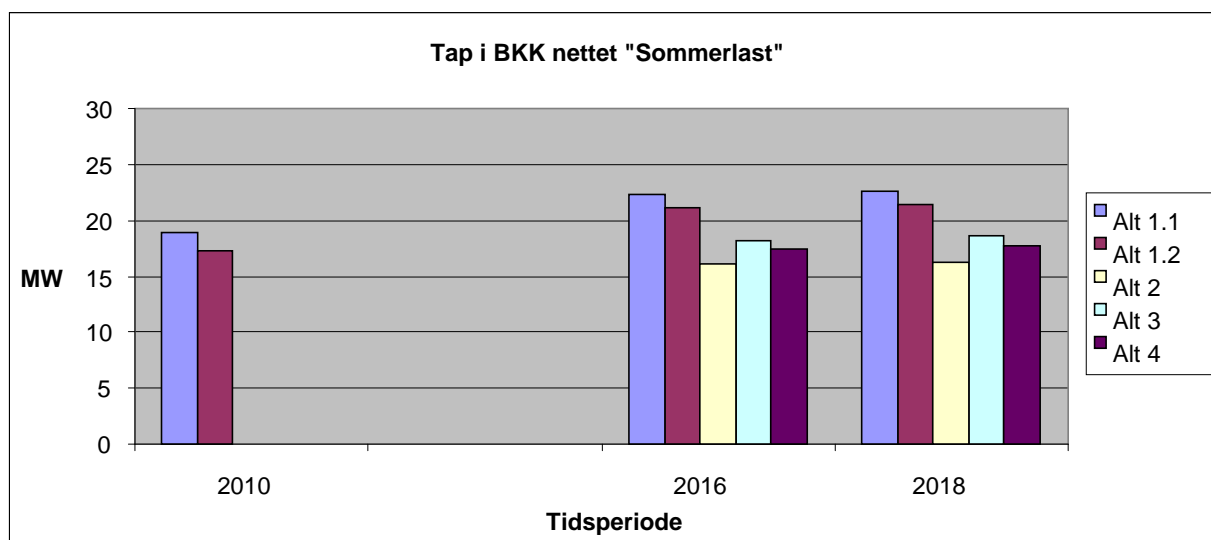
Effektuttak fra Mongstad, som tenkt i alternativ 3, vil også minske tapene vesentlig på grunn av overskudd av kraft i Mongstad-området når EVM er i drift.





**Figur 10.4 – Tap i BKK-nettet for forskjellige caser og tidsperioder for normal vinterlast**

Figuren over og figuren under viser oppsummering av tapene i BKK nettet for sommerlast og vinterlast.



**Figur 10.5 – Tap i BKK-nettet for forskjellige alternativer og tidsperioder for normal sommerlast**

## 10.4 Resultater fra regularitetsanalysen

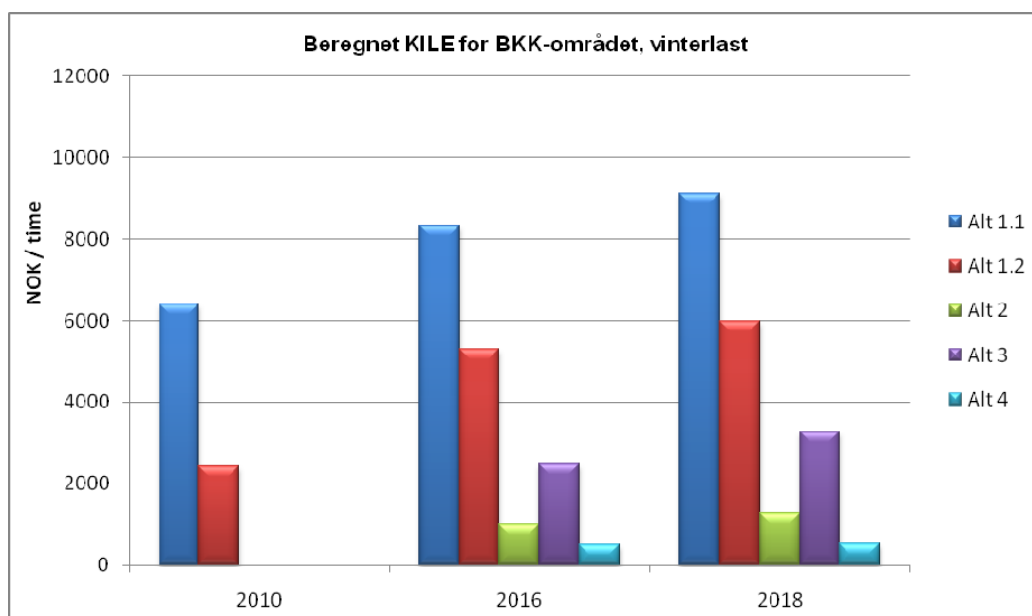
Resultatene fra regularitetsanalysen (se figur under) viser at alternativ 1.1 har dårlig regularitet sammenlignet med alternativ 1.2. Ved feilsituasjoner vil kunder med ensidig forsyning derfor være svært utsatt. Kollsnes og Troll A, som i alternativ 1.1 har ensidig forsyning fra Lille-Sotra og med åpen bryter mot Merkesvik, vil kunne få spenningsløs

samleskinne ved en feilsituasjon. Spenningsløs samleskinne på Kollsnes fører til en ukontrollert nedstenging av Kollsnes og Troll A. Kollsnes og Troll A anleggene vil i denne situasjonen trenge flere timer til å få anleggene i full drift igjen.

I alternativ 1.2 er Kollsnes og Troll A forsynt tosidig fra Lille-Sotra og Merkesvik. Videre er det installert lastbortkoblingsfunksjonalitet på Kollsnes. Det vil si at dersom for eksempel forbindelsen til Lille-Sotra faller ut som følge av feil, kobles noe av lasten på Troll A momentant ut (de store prekompressorene). Dette gjør at forbindelsen til Merkesvik kan forsyne Kollsnes og Troll A opp til maksimal kapasitet for denne forbindelsen, og Kollsnes og Troll A vil følgelig ikke få spenningsløs samleskinne ved aktuelle feilsituasjoner. Denne situasjonen vil gi en kontrollert nedstenging av deler av lasten i en feilsituasjon, uten at gasstransporten til kontinentet stopper.

Simuleringsalternativene 2 og 4 omfatter store nettforsterkingstiltak (nye forbindelser), og resultatene viser at regulariteten blir betydelig bedre om disse tiltakene gjennomføres. Figuren under viser at det for disse alternativene, der prekompressor 3 og 4 forsynes via Kollsnes, blir en betydelig reduksjon i forventede KILE-kostnader ved en vinterlast-situasjon.

Resultatene viser også at alternativ 3 gir en betydelig bedre regularitet (reduksjon av forventet KILE-kostnad) sammenlignet med alternativ 1.1 og alternativ 1.2. Alternativ 1.1 og 1.2 vil gi vesentlig forverret regularitet, i hovedsak på Kollsnes, etter at prekompressor 3 og 4 er satt i drift sammenlignet dagens situasjon. Alternativ 3 vil imidlertid gi en regularitet nesten tilsvarende den man ville hatt i dagens situasjon med tosidig forsyning (alternativ 1.2).



**Figur 10.6 – Økonomisk konsekvens med nye KILE-satser for vinterbelastning**

Det er nå besluttet at en skal gå tilbake til samlet driftsform på Kollsnes igjen. En sammenkoblet driftsform reiser imidlertid en del andre spørsmål som må avklares. Primært gjelder det å ferdigstille arbeidet på Kollsnes som har medført at automatikk for lastbortkobling midlertidig har vært utkoblet.

Videre viser analyseresultatene at dersom effekt til kompressor 3 og 4 hentes fra Mongstad vil regulariteten i nettet være bedre enn om den hentes fra Kollsnes, og vesentlig bedre enn i dagens situasjon med delt drift.

Dersom det etableres ny forbindelse Mongstad-Kollsnes, så vil dette bedre regulariteten ytterligere uavhengig om 3. og 4. kompressor forsynes fra Mongstad eller Kollsnes.

## 10.1 Nåverdianalyse av økonomiske tapskostnader

Denne delen av analysen ser på nåverdiene til de økonomiske tapskostandene for de forskjellige alternativer. Beregningene er basert på BKK Nett's KILE-satser som er tilpasset de nye satsene fra NVE i 2009, og faktiske avbruddskostnader på Kollsnes. Tabellen under viser resultatet fra nåverdiberegningene målt i millioner norske kroner (MNOK).

**Tabell 10.2 – Nåverdiberegninger av de fem forskjellige alternativer. Verdier i MNOK**

	Alt 1.1	Alt 1.2	Alt 2	Alt 3	Alt 4
Nåverdi av					
Avbruddskostnader	333	184	54	93	29
Nåverdi av effekttap	986	951	778	818	800
<b>Sum</b>	<b>1 319</b>	<b>1 135</b>	<b>831</b>	<b>912</b>	<b>829</b>

Nåverdiberegningene i tabellen over gir grunnlag for å beregne og sammenligne lønnsomheten til de fem forskjellige alternativene. Dette er gjort ved å benytte en delta lønnsomhetsberegning, hvor case 1.2 er satt som referansecase. Resultatene i tabellen under viser resultatene fra sammenligningen.

**Tabell 10.3 – Deltaberegninger med alternativ 1.2 som referansetilfelle. Verdier i MNOK**

Delta samfunnsnytte	Nettiltak		Driftssituasjon	
	Alt 2	Alt 4	Alt 1.1	Alt 3
Investeringskostnader	-569	-1221,5	0	-300
Delta avbruddskostnad	130	155	-149	91
Delta effekttap	174	151	-35	133
Andre poster				
<b>Sum</b>	<b>-265</b>	<b>-915</b>	<b>-184</b>	<b>-76</b>

Resultatet i tabellen over viser at alternativ 3, uttak av kraft til kompressor 3 og 4 fra Mongstad, har den beste lønnsomheten før andre poster som vi ikke har tallfestet, er tatt med i vurderingen. Av alternativene med kraftuttak fra Kollsnes viser resultatene at alternativ 1.2 kommer best ut, altså dagens nettsituasjon med masket drift (forbindelsen Kollsnes-Merkesvik tilkoblet).

Investeringskostnader for nettiltak (gjennomsnitt av ulike alternativ) er hentet fra BKK Nett's tilleggsutredning til konsesjonssøknad for Kollsnes – Mongstad. Investeringskostnad for Alternativ 3 er Statoils egen beregning. Andre poster som innestengt produksjon, flaskehalskostnader er ikke tatt med i bergningene siden vi ikke har mulighet til å vurdere disse.

---

## 10.2 Konklusjon – påvirkning på landbasert kraftsystem

Resultatene fra nettanalysen avdekker ingen store problemer i nettet med hensyn til lastflyt ved feilfri drift for henholdsvis normal vinter og normal sommer situasjon i analyseperioden. Analysen avdekker heller ikke større problemer ved tilsvarende situasjon for ekstrem vinterlast. Ingen linjer er overbelastet med disse forutsetningene på bakgrunn av lastøkningen, og det er ikke noen spenningsproblemer i nettet. Det nye kraftvarmeverket på Mongstad (EVM) vil påvirke lastflyten når dette kommer i produksjon, og simuleringene viser at en økning i lastuttaket på Mongstad vil bidra til å redusere linjebelastningen i området. Dersom lastuttaket til de nye prekompressorene legges til Kollsnes, vil forbindelsen Lille-Sotra - Kollsnes bli svært høyt belastet ved full drift på Troll A, dersom ensidig forsyning av Kollsnes legges til grunn.

Resultatene fra regularitetsanalysen viser at regulariteten blir redusert etter hvert som lasten i nettet øker. Videre er ensidig forsyning av Kollsnes regularitetsmessig mye dårligere for Kollsnes, Troll A og også for BKK-nettet totalt sett, sammenlignet med tosidig forsyning av Kollsnes. Frem til 2008 var Kollsnes forsynt tosidig. Deretter har Kollsnes midlertidig ligget forsynt ensidig via 300 kV grunnet driftsmessige forhold. Det er nå besluttet å gå tilbake til samlet drift på Kollsnes igjen. Det har imidlertid blitt reist en del spørsmål som må avklares før det skjer. For det meste er dette spørsmål av praktisk karakter, og analysen antar derfor at samlet drift vil igjen bli normalt tilfellet.

Alternativ 2 (ny forbindelse Kollsnes-Mongstad) og alternativ 4 (ny forbindelse Modalen-Mongstad-Kollsnes) vil begge forbedre regulariteten, både for Kollsnes, Troll A og for hele nettet samlet. En ny 300 kV ring fra Modalen til Kollsnes via Mongstad vil imidlertid kreve en stor investering sammenlignet med dagens nett.

Konklusjonen fra analysen er at forsyning av kompressor 3 og 4 til Troll A fra Mongstad vil kunne skje med små negative konsekvenser for nettet for øvrig og uten at dagens situasjon i kraftsystemet endres stort. Forsyning fra Kollsnes vil medføre forverring av regulariteten i nettet dersom ikke den nye forbindelsen Mongstad-Kollsnes bygges.

---

## 11 Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn

De miljømessige forhold i Troll-området og langs kabeltraseene, samt konsekvenser knyttet til driften av Troll-installasjonene og legging av rørledninger og kabler, er beskrevet bl.a. i følgende dokumenter:

- Plan for utbygging og drift, Troll Prosjekter, Del 2 Konsekvensutredning (2008) [8]
- Rapport Troll prosjekter, fiskerimessige virkninger, 2007 [14]
- RKU-Nordsjøen (2006) [9]
- Orienteringsbrev til Olje- og energidepartementet 26.03.10 [12]
- Konsekvensutredning for Troll oljerør II, 1997 [13]
- Konesjonssøknad for ny vekselstrømsforbindelse til Gjøafeltet [15]

### 11.1 Miljømessige virkninger

#### 11.1.1 Utslipp til luft

Utslipp til luft knyttet til gassproduksjonen på Troll A er svært lave. Plattformen har ikke egen kraftproduksjon (bortsett fra nødstrømsgenerator), men forsynes med elektrisk kraft gjennom egne kabler fra Kollsnes. Dagens utslipp skyldes i hovedsak fakling, samt mindre utslipp fra den dieseldrevne nødstrømsgeneratoren. Totale utslipp til luft er i dag i størrelsesorden 5000 – 7000 tonn CO<sub>2</sub> og 15-25 tonn NO<sub>x</sub> pr. år.

De planlagte tiltakene vil øke installert effekt på Troll A, og kompresjon av gassen vil gi økt forbruk av elektrisk kraft. Dette vil ikke i seg selv øke utslippene til luft fra Troll A., men det vil bli økte utslipp fra kraftproduksjon på land.

Nye kompressorer med tilhørende utstyr vil i utgangspunktet kunne gi økt mengde gass og kondensat til fakkel i forbindelse med nedstenging. Det vil imidlertid bli gjennomført tiltak for gjenvinning av kondensat, for å redusere faklingsbehovet. På den bakgrunn forventes det at utslippene vil kunne holdes på samme nivå som i dag.

I installasjonsfasen vil det bli noe utslipp til luft fra dieselmotorer på involverte fartøyer. Utslippene er vanskelige å anslå med sikkerhet, men vil bli relativt små og foregå i en kort periode.

#### 11.1.2 Utslipp til sjø

Utslipp til sjø fra Troll A utgjøres i hovedsak av drenasjevann og produsert vann, med noenlunde lik andel av hvert, totalt ca 50.000 m<sup>3</sup>/år.

De planlagte tiltakene vil ikke gi økte utslipp til sjø.

---

### 11.1.3 Fysisk påvirkning

De planlagte kablene vil fra Mongstad først bli lagt parallelt med eksisterende rørledninger (Troll oljerør II) og deretter til Troll A vil kablene følge en trase som endelig fastlegges på grunnlag av havbunnskartlegginger.

Kablene vil bli spylt ned i sjøbunnen, eller eventuelt overdekket med stein som beskyttelse der havbunnen er for hard for nedspyling.

I det aktuelle området er det svært lavt potensial for forekomst av koraller eller øvrige verneverdige habitater eller arter. Planlagte havbunnsundersøkelser vil bidra til å avdekke eventuelle slike forekomster.

## 11.2 Fiskeinteresser

Det viktigste fisket i området omkring Troll er kolmulefisket som foregår over hele året, men med størst aktivitet i tiden januar – mars og fra september og utover året. Fisket foregår på dybder fra om lag 200 meter og nedover i vest-skråningen av Norskerenna. Storparten av fisket foregår i områdene vest for Troll, men fra tid til annen også omkring installasjonene på feltet. Fisket foregår i hovedsak med pelagisk trål (flytetral), som posisjoneres i vannmassen i forhold til forekomstene av fisk. Det har også vært registrert enkelte tråltrekk på østsiden av Troll, som ventelig er gjort med bunntral. Resultater fra Fiskeridirektoratets satellittsporingsordning viser en svært begrenset aktivitet med større fiskefartøyer i det berørte området.

Øst for Trollfeltet foregår det et relativt utstrakt ringnotfiske etter makrell, dels også med flytetral.

Fartøyer fra Øygarden har tradisjonelt drevet et reketralfiske langsetter 4°Ø sørover fra ilandføringsrørledningene fra Oseberg og Troll til Statpipe ved om lag 60°N.

Fiske med pelagisk trål eller ringnot blir ikke påvirket av kabler på bunnen.

Under installasjon av kablene vil det kunne bli midlertidige operasjonelle ulemper for fiskeriene, avhengig av når arbeidene utføres.

## 11.3 Kulturminneinteresser

I kystnære farvann og på norsk kontinentalsokkel er det generelt et potensial for funn av kulturminner, i første rekke i form av steinalderboplasser og skipsvrak. De ytre delene av Fensfjorden, fra Mongstad og utover, er et prioritert område i marinarkeologisk sammenheng. De kystnære områdene ble kartlagt i forbindelse med Troll oljerørledning I, uten at det ble gjort funn av interesse.

Ute på sokkelen er det ikke gjort sikre funn etter steinalderboplasser, men det er funnet både flintredskaper og dyrebein. Beregninger viser at det finnes minst 10.000 skipsvrak i norsk sektor av Nordsjøen. De fleste av disse er ikke kjent.

I de områdene som vil kunne berøres av kabler mellom Mongstad og Troll A er det ingen kjente forekomster av kulturminner eller skipsvrak.



---

For den del av traseen som ligger parallelt med eksisterende rørledninger og planlagt vekselstrømskabel til Gjøa, anser vi det som avklart at det ikke finnes kulturminner som kan bli berørt av de planlagte kablene.

For den videre traseen ut mot Troll A, vil havbunnskartlegginger med sidesøkende sonar og ROV muliggjøre identifikasjon av eventuelle skipsvrak. Dersom vrak eller andre kulturminner skulle bli påvist i løpet av kartleggingen, vil videre håndtering avklares med kulturminnemyndighetene.

#### **11.4 Samfunnsmessige konsekvenser**

De samfunnsmessige konsekvensene av tiltaket er beskrevet i vedlegg til brevet "Troll A prekompresjon – underretning og forespørsel om godkjenning etter Petroleumslovens § 4-2, 7. ledd som ble oversendt Olje- og energidepartementet den 26. mars 2010 [12].

Økonomien for prosjektet viste ved forrige beslutningspunkt (DG1) en nåverdi før skatt på 46 Mrd NOK (7% diskonteringsrente, ut lisensperioden). Dette er basert på et investeringsestimert på vel 11,1 Mrd NOK (se kapittel 8.1).

Norsk andel av verdiskapningen i prosjektet er beregnet til ca 70 % av investeringskostnadene.

Utbyggingsprosjektet vil gi en beregnet nasjonal sysselsettingseffekt på nær 9500 årsverk, fordelt med 3800 på direkte produksjonsvirkningen i norske leverandørbedrifter, nær 2500 årsverk som indirekte produksjonsvirkninger hos deres norske underleverandører, og vel 3100 årsverk som følge av de ansattes private forbruk, skattebetalinger med mer. (konsumvirkninger). Sysselsettingsvirkningene fordeler seg over perioden 2010 – 15, med høyest effekt i 2013 og 2014.

De regionale sysselsettingsvirkningene (Hordaland) er beregnet til 914 årsverk, fordelt med 516 årsverk som direkte produksjonsvirkninger, 137 årsverk som indirekte produksjonsvirkninger og 216 årsverk som konsumvirkninger.

---

## 12 Referanser

- [1] Lov 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, foredling og bruk av energi m.m. (energiloven)
- [2] Lov 2009-04-17 nr 19: Lov om havner og farvann
- [3] Lov 1978-06-09 nr 50: Lov om kulturminner
- [4] Lov 1996-11-29 nr 72: Lov om petroleumsvirksomhet
- [5] FN, Den internasjonale havrettstraktaten av 1982  
(The United Nations Convention on the Law of the Sea of 1982)
- [6] The European Convention on the Protection of the Archaeological Heritage  
(Valletta konvensjonen), 1992
- [7] UNESCO, Convention on the Protection of the Underwater Cultural Heritage, 2001
- [8] Plan for utbygging og drift av Troll Prosjekter, del 2 Konsekvensutredning, Mai 2008
- [9] RKU-Nordsjøen – Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen” ,  
desember 2006
- [10] Troll A Net Analysis, Troll Power, Mars 2010
- [11] Troll 3&4 prekompressor – Vedlegg til oversendingsbrev. RE-TPC35-00001. 12. mars 2010
- [12] Brev til Olje- og energidepartementet 26.03.10, med vedlegg
- [13] Konsekvensutredning for Troll oljerør II, 1997
- [14] Rapport Troll prosjekter, fiskerimessige virkninger, Agenda, 2007
- [15] Konesjonssøknad for ny vekselstrømsforbindelse til Gjøafeltet, Statoil, januar 2007
- [16] Brev fra Statoil til Olje- og energidepartementet 12. november 2008, vedlagt oppsummering av uttalelser til  
konsekvensutredningen for Troll prosjekter
- [17] Statnett sin Årsstatistikk fra 2005
- [18] ”Regional kraftsystemutredning for BKK-området og Indre Hardanger”, BKK Nett

## **13 Vedlegg: Rapport fra Troll Power AS**

Separat rapport

# Troll A – Onshore grid analysis

Statoil



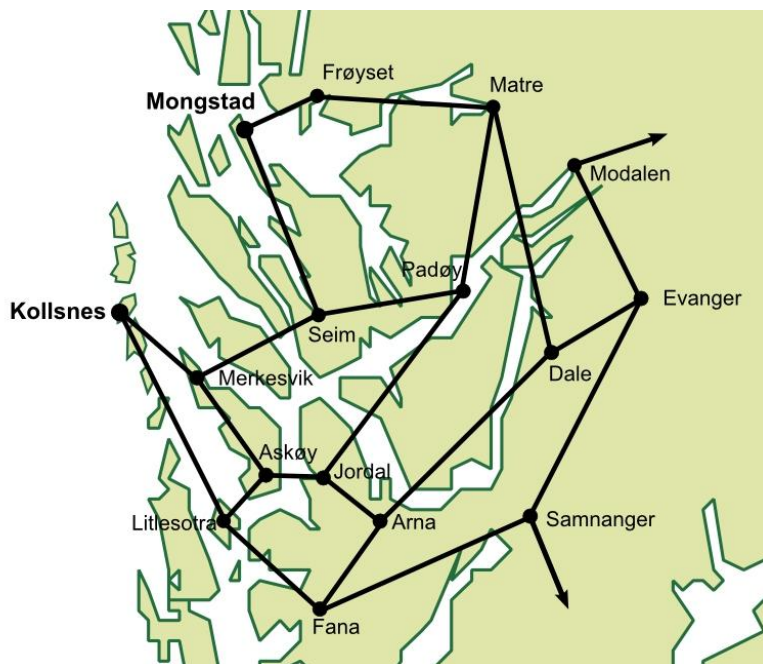
DOKUMENT – REFERANSER					
TITTEL PÅ DOKUMENT		AV			
Troll A – Onshore grid analysis		Jarle Helle		Nils Åge Skeie	
		Jakob Eman		Hermod Nitter	
		Arne Brufladt Svendsen		Trond Tollefsen	
		Jan Heiberg-Andersen			
		GODKJENT			
		Yngve Aabø			
ADRESSE		KONTAKTINFORMASJON			
<b>Troll Power AS</b> Møllendalsveien 65 C 5009 Bergen Norway		Telefon: +47 55 38 20 30			
		Fax: +47 55 38 20 31			
		Organisasjonsnummer: 886 870 892			
		E-post: <a href="mailto:firmapost@trollpower.no">firmapost@trollpower.no</a>			
		Web: <a href="http://www.trollpower.no">www.trollpower.no</a>			
OPPDRAKSGIVER		OPPDRAKSGIVERS REFERANSE			
Statoil		Geir Øyvind Berg			
GRADERING	PROSJEKTNUMMER	DOKUMENTSTATUS		DATO	
Konfidensielt	040110	Endelig		18.06.2010	
ELEKTRONISK LAGRET					
R:\Eksterne prosjekt\23_Statoil\10_040110_Troll A grid analysis\3_Rapport\ Troll A - Onshore grid analysis.doc					
OPPSUMMERING					

Revisjon 1	18.06.2010	ABS	JHA	YAa	
<b>Revisjon</b>	<b>Dato</b>	<b>Av</b>	<b>Kontrollert</b>	<b>Godkjent</b>	<b>Signatur</b>

## Konklusjon og sammendrag

Troll Power har på oppdrag for Statoil utarbeidet et teknisk/økonomisk underlag for å beskrive påvirkningene på kraftsystemet ved økt effektuttak på Troll A plattformen. Studien er gjort for to alternative uttakspunkt; Mongstad og Kollsnes. For å opprettholde gassproduksjonen på Troll A må kompressoreffekten økes med 100 MW (pre-kompressor 3 og 4, hver på 50 MW). Den nye effekten skal forsynes via to par nye kabler fra Mongstad eller Kollsnes, og være i drift fra år 2015. Totalt 112 MW uttak fra land inkludert overføringstap.

Studien har analysert og evaluert virkningene som ovennevnte økte effektuttak vil få, både på nettet i området generelt og på uttakspunktet for effekt til de to nye kablene. Premissene for analysen er i hovedsak hentet fra Regional kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger, mens spesifikt underlag er innhentet og utvalgt i nært samarbeid med Statoil og BKK.



Figur 1 – Linjenettet i det aktuelle området

## Konklusjon

Med de forutsetninger som ligger til grunn, vil forsyning av pre-kompressor 3 og 4 til Troll A fra Mongstad kunne skje med dagens nett. Lastøkningen på Mongstad er fullt mulig innenfor nettets kapasitetsgrenser ved normal drift og med regularitet på linje med dagens nivå. Forbindelsen Kollsnes-Mongstad og alternativt ny forbindelse Modalen-Mongstad-Kollsnes vil begge forbedre regulariteten, både for Kollsnes, Troll A, Mongstad og for hele nettet samlet til et betydelig bedre nivå. Forsyning fra Kollsnes vil medføre forverring av regulariteten i nettet dersom ikke den nye forbindelsen Mongstad-Kollsnes bygges. Det meste av regularitetsreduksjonen med dagens nett ved uttak på Kollsnes skjer imidlertid lokalt og kan løses teknisk med lastbortkobling av eksport-kompressorene. Noe reduksjon i regulariteten må påregnes ved dette alternativet også i området rundt Kollsnes. Analysen viser også at effektøkningen på Troll A, med uttak av kraft fra Kollsnes eller Mongstad, ikke hindrer BKK i å følge kraftsystemplanen for området. Merk at 3. og 4. pre-kompressor forsynt fra Mongstad kan drives videre selv om 1. og 2. pre-kompressor som er forsynt fra Kollsnes skulle kobles ut ved lastbortkobling. Dette faktumet bedrer den totale regulariteten i systemet for prosessen på Kollsnes og Troll A. Påvirkning av spenningsdipper ved ensidig og tosidig forsyning er drøftet.



## Sammendrag

For å analysere påvirkningen av effektuttaket er simuleringene utført for fire forskjellige tidsperioder:

- 2010 – dagens nett
- 2012 – økt produksjon ved Mongstad EVM
- 2015 – idriftsettelse av pre-kompressor 3 og 4
- 2018 – fullt effektuttak for pre-kompressor 3 og 4

For tidsperiodene i analysen er det evaluert ulike alternative nettkonfigurasjoner som vist i tabellen under. Alternativ 2, 3 og 4 er først aktuelle fra og med 2015.

Alternativ 1.1	All effektuttak til Troll A fra Kollsnes. Ensidig forsyning over Lille Sotra til Kollsnes.
Alternativ 1.2	All effektuttak til Troll A fra Kollsnes. Tosidig forsyning over Lille Sotra og Merkesvik til Kollsnes.
Alternativ 2	All effektuttak til Troll A fra Kollsnes. Forbindelsen Mongstad-Kollsnes bygges.
Alternativ 3	Pre-kompressor 3 og 4 forsynes fra Mongstad. Tosidig forsyning av Kollsnes over Lille Sotra og Merkesvik til Kollsnes. Nye 300 kV linjer bygges ikke.
Alternativ 4	All effektuttak til Troll A fra Kollsnes. Ny 300 kV forbindelse Modalen-Mongstad-Kollsnes bygges.

**Tabell 1 – Alternative nettkonfigureringer for analysen**

Alternativ 1.1 representerer aktuelt koblingsbilde som midlertidig har vært normal driftssituasjon siden 2008 på grunn av den anstrengte situasjonen i nettet. I denne driftssituasjonen har nettet en rekke delingspunkt, hvorav delingspunktet Kollsnes-Merkesvik har stor betydning for regularitet på Kollsnes ettersom Kollsnes da ligger ensidig forsynt via 300 kV linje fra Lille Sotra. Ved masket drift i alternativ 1.2 ligger Kollsnes og Troll A tosidig forsynt via 300 kV fra Lille Sotra og 132 kV forbindelsen til Merkesvik. Videre er det installert lastbortkoblingsfunksjonalitet på Kollsnes. For lastbortkoblingen er det en forutsetning at Kollsnes har tosidig forsyning. Det vil si at dersom for eksempel Lille Sotra-Kollsnes faller ut som følge av feil, så kobles kompressorer momentant ut. Dette gjør at Merkesvik kan forsyne Kollsnes og Troll A opp til maksimal belastning av denne forbindelsen (250 MW). Dette gjør at den tosidige forsyningen av Kollsnes og Troll A som riktig nok ikke gir full redundans, utnyttes optimalt. Forventet ILE blir følgelig mye mindre og Kollsnes og Troll A blir ikke totalt utkoblet ved feilsituasjoner slik som i alternativ 1.1.

En del punkter må avklares/utbedres før man kan gå tilbake til tosidig forsyning av Kollsnes. Dette er i korthet drøftet i appendiks A3. Det antas i analysen at nødvendige tiltak er teknisk- og økonomisk realiserbare, og kan bli utført slik at masket drift igjen blir normalttilfellet. Alternativ 1.2 er derfor valgt som referansealternativ i kraftsystemanalysen. Alternativ 2 og 4 representerer planlagte netttiltak i henhold til kraftsystemutredningen for området. Alternativ 4 inneholder også andre tiltak som riving av gamle 132 kV linjer og planlagt ny produksjon som forutsetter den nye 300 kV ringen. All effektuttak til Troll A er i disse to alternativene fra Kollsnes. Forsyning av kompressor 3 og 4 fra Mongstad i alternativ 3 er basert på dagens nett og masket drift. I dette alternativet er ikke nye 300 kV linjer inkludert.

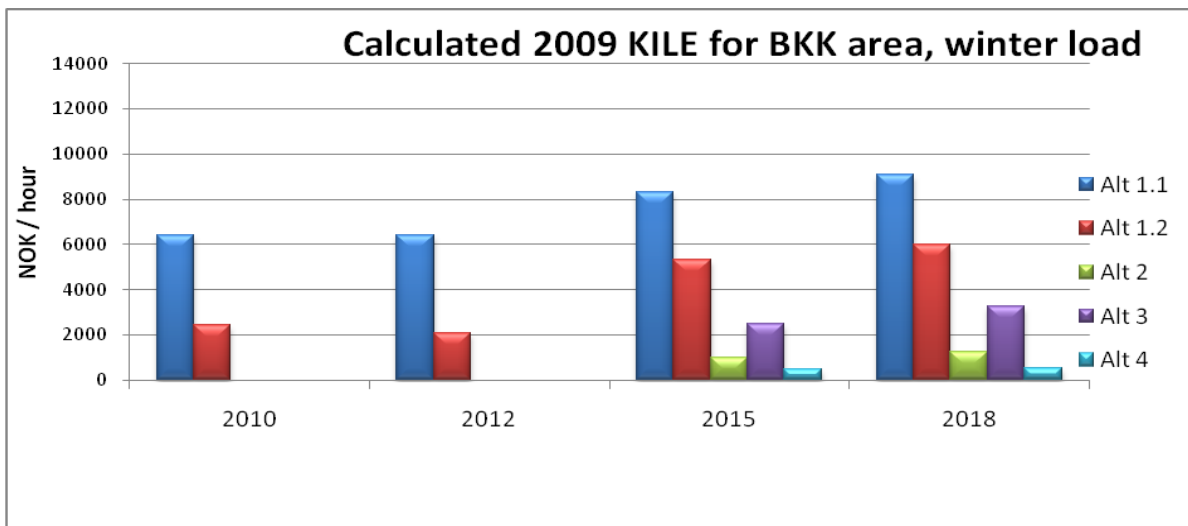
Resultatene fra nettanalysen avdekker ingen store problemer i nettet med hensyn til lastflyt før hendelser med kritiske feil i nettet (regularitetsanalysen) for henholdsvis normal vinter- og sommer-situasjon. Nettanalysen avdekker heller ikke større problemer ved tilsvarende situasjon for ekstrem

vinterlast. Ingen linjer er overbelastet med disse forutsetningene på bakgrunn av lastøkningen, og det er heller ikke noen spenningsproblemer i nettet. Nettet har en anstrengt kapasitetssituasjon i sommersituasjoner forårsaket av utilstrekkelig kapasitet for eksport. Det nye gasskraftverket på Mongstad (EVM) vil forverre denne situasjonen dersom dette kommer inn med full produksjon før et eventuelt lastuttak til Troll A, som vil bidra til å redusere linjebelastningen i området. Ved fullt effektuttak til kompressor 3 og 4 på Kollsnes og ensidig forsyning, vil linjen Lille Sotra-Kollsnes være på grensen til overbelastning.

Ved tilknytning på Mongstad vil tapene bli redusert på grunn av overskudd av kraft rundt Mongstad, forutsatt at EVM går for fullt. Nye 300 kV linjer reduserer som forventet tapene i nettet. Simuleringene viser at nettapene ikke endres i særlig grad ved en tilknytning på Kollsnes.

Resultatene fra regularitetsanalysen viser som forventet at leveringspåliteligheten blir redusert etter hvert som lasten i nettet øker. Imidlertid er det de samme feilene med samme feilfrekvens som forårsaker ikke-levert energi (ILE). Således forårsaker ikke lastøkningen noen prinsipiell endring av regulariteten i nettet, og hvilke lastpunkter som påvirkes er avhengig av lastprioriteringen. Med de forutsetningene som er lagt til grunn i denne analysen viser resultatene at dagens normalsituasjon med flere delingspunkter i nettet har en dårligere regularitet sammenlignet med masket drift. Grunnen til denne forskjellen er at dagens normalsituasjon i mye større grad er radielt driftet sammenlignet med masket drift som tidligere var normalsituasjon. Ved feilsituasjoner vil kunder som ligger på en radial bli mest utsatt. Det er i hovedsak delingspunktet Kollsnes mot Merkesvik som forårsaker redusert regularitet i analysen. Det vil si at Kollsnes og Troll A som i dagens normalsituasjon ligger med ensidig forsyning fra 300 kV Lille Sotra og med åpen bryter mot 132 kV Merkesvik, vil ved en lang eller kortvarig feil ha lang driftsmessig utetid. Dette skjer selv om bryteren på 132 kV legges inn etter kort tid ettersom Kollsnes og Troll A trenger opp mot 12 timer for å få anleggene i full drift.

I de analyserte sommersituasjonene vil en lastøkning til Troll A fra Kollsnes eller Mongstad ha positiv effekt i nettet som har kraftoverskudd. Et unntak er dersom Kollsnes forsynes ensidig via Lille Sotra, hvor regulariteten reduseres.



Figur 2 – Økonomisk konsekvens med nye KILE-satser for vinterbelastning

Nye 300 kV ledninger Kollsnes - Mongstad og Kollsnes - Mongstad-Modalen er store og omfattende nettførsterkningstiltak og gir som forventet en betydelig reduksjon i forventet KILE ved vinterlast-situasjoner. Effektuttak for kompressor 3 og 4 fra Mongstad, kombinert med tosidig forsyning av



Kollsnes, gir også en betydelig reduksjon av forventet KILE sammenlignet med dagens driftssituasjon (ensidig forsyning av Kollsnes). Dette alternativet gir en betydelig bedre regularitet ved maksimalbelastning i 2018 enn hva ensidig forsyning gir i 2010. I tillegg gir effektuttak for kompressor 3 og 4 fra Mongstad i 2015 bare en mindre økning av KILE i forhold til hva tosidig forsyning gir i 2010.

I tillegg til kvantitative nett- og regularitetsanalyser er det utført kvalitative vurderinger av spenningsdipp i kraftnettet og dens påvirkning av Kollsnes og prekompressorer. Drøfting av spenningsdipp er utført i kapittel 9.

## Forkortelser og definisjoner

ILE	- Ikke-levert Energi. Dette er etterspurt effekt som ikke ble levert på grunn av feil i kraftnettet.
KILE	- Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi. Dette er innskrenkninger på inntektsrammene til nettleverandører ved ikke-levert energi. Disse kostnadene tar mål for å tilsvare de samfunnsmessige kostnadene knyttet til strømafbrudd.
Nedetid	- Tiden det tar fra en feil oppstår på en komponent eller anleggsdel, til strømbanen som komponenten eller anleggsdelen tilhører er gjenopprettet
PROMAPS	- PRObability Method Applied to Power Systems. Et verktøy for analyser av regularitet i kraftnett. Verktøyet er utviklet av Troll Power AS.
SKL	- Sunnhordland Kraftlag
Vernrespons	- Alle handlinger utført av vern. Disse kan være både tilsiktede eller utilsiktede.
Vestlandsnettet	- Nettet i regionen mellom Fardal i nord og Sauda i sør. Inneholder BKK-nettet og deler av Sogne- og SKL-nettet.

## Innholdsfortegnelse

KONKLUSJON.....	2
SAMMENDRAG .....	3
<b>1 INNLEDNING .....</b>	<b>8</b>
1.1 BAKGRUNN.....	8
1.2 VIRKNING AV LASTØKNING, GENERELT .....	8
1.3 FORUTSETNINGER FOR ANALYSENE .....	9
1.4 AVBRUDDSKOSTNADER FOR KOLLSNES OG TROLL A .....	10
1.5 KVALITETJUSTERTE INNETEKSTRAMMER VED IKKE-LEVERT ENERGI, KILE .....	10
1.6 SAMARBEID MED BKK .....	12
<b>2 OPPGAVEFORMULERING .....</b>	<b>13</b>
<b>3 KRAFTSYSTEMBESKRIVELSE .....</b>	<b>14</b>
<b>4 BESKRIVELSE AV VURDERTE SCENARIOER .....</b>	<b>17</b>
4.1 TIDSPERIODER FOR AKTUELLE SIMULERINGSCASER.....	17
4.2 SIMULERINGSCASER.....	17
<b>5 INNSAMLING AV DATA .....</b>	<b>20</b>
5.1 DATA FRA BKK .....	20
5.2 DATA FRA STATOIL .....	22
5.3 PÅLITELIGHETSDATA .....	22
<b>6 MODELLFORMULERING OG FORUTSETNINGER .....</b>	<b>28</b>
6.1 METODE.....	28
6.2 KRAFTSYSTEMMODELL .....	28
<b>7 NETTANALYSE AV VESTLANDSNETTET.....</b>	<b>32</b>
7.1 LASTFLYTANALYSE .....	32
7.2 DRØFTING AV RESULTATER FRA NETTANALYSEN .....	53
<b>8 REGULARITETSANALYSE AV VESTLANDSNETTET .....</b>	<b>55</b>
8.1 FORUTSETNINGER .....	55
8.2 RISIKOPARAMETERE OG ANALYSERESULTATER .....	56
8.3 CASE 1.1 – ALL KOMPRESSOR EFFEKT FRA KOLLSNES.....	58
8.4 CASE 1.2 – ALL KOMPRESSOREFFEKT FRA KOLLSNES, MASKET DRIFT.....	75
8.5 CASE 2 – NETTFORSTERKNINGSTILTAK KOLLSNES-MONGSTAD .....	97
8.6 CASE 3 – DELING AV LAST MELLOM KOLLSNES OG MONGSTAD .....	105
8.7 CASE 4 – NETTFORSTERKNINGSTILTAKET KOLLSNES-MONGSTAD-MODALEN .....	115
8.8 DRØFTING AV RESULTATER FRA REGULARITETSANALYSEN .....	123
<b>9 SPENNINGSDIPP VED FEIL I 132 KV-NETTET.....</b>	<b>128</b>
9.1 FEILSTATISTIKK .....	128
9.2 KORTSLUTNINGSPANALYSE .....	129
9.3 ANALYSE AV STATISTIKK OG BEREGNINGER .....	132
9.4 DRØFTING AV SPENNINGSDIPPANALYSE .....	133
<b>10 REFERANSER .....</b>	<b>134</b>
<b>APPENDIKS.....</b>	<b>135</b>

# 1 Innledning

Innledningen gir en kort beskrivelse av bakgrunnen for studien som er utført, hvilke forandringer som ligger i forutsetningene sammenlignet med tidligere utførte studier, og metodikken som er benyttet. Videre er det gitt en kort beskrivelse generelle konsekvenser med lastøkning i et masket kraftnett.

## 1.1 Bakgrunn

Troll Power har på oppdrag for Statoil utarbeidet et teknisk/økonomisk underlag for å beskrive påvirkningene på kraftsystemet ved økt effektuttak på Troll A plattformen. Studien er gjort for to alternative uttakspunkt; Mongstad og Kollsnes. For å opprettholde gassproduksjonen på Troll A må kompressoreffekten økes med 100 MW (3. og 4. kompressor, hver på 50 MW). Den nye effekten skal forsynes via to par nye kabler fra Mongstad eller Kollsnes, og være i drift fra år 2015.

Denne studien har analysert og evaluert virkningene som ovennevnte økte effektuttak vil få, både på nettet i området generelt og på uttakspunktet for effekt til de to nye kablene.

Troll Power utførte i 2007 en studie som analyserte påvirkningen av Troll Future Development (TFD) på BKK-området [14]. De endrede forutsetningene i denne rapporten i forhold til analysen i 2007 er beskrevet i appendiks A.

## 1.2 Virkning av lastøkning, generelt

Generelt vil et økt lastuttak i et nettområde belaste hele kraftsystemet. Overføringsledninger kan bli overbelastet og det kan oppstå spenningsfall. I gitte tilfeller kan for høy last kombinert med feil føre til kraftsystemkollaps. Høyere last kan også medføre restriksjoner i den daglige driften, for eksempel ved at ledninger ikke kan tas ut for vedlikehold, og ved at det kan oppstå restriksjoner for kraftproduksjonen i området. Økt lastuttak vil også føre til høyere overføringstap i ledninger samt redusert pålitelighet i kraftsystemet.

I denne studien er det utført analyser med forskjellige planlagte lastnivåer på Troll A plattformen for ulike tidsperioder. I analysen som er utført er økt effektuttak på Troll A plattformen tenkt som en utvidelse av det eksisterende elektriske systemet knyttet til Kollsnes eller Mongstad.

Rapporten gir vurderinger av og analyserer de to alternative effektuttakspunktene som er aktuelle sammen med bakgrunn i de planlagte nett- og produksjonsoppgraderinger som foreligger. Videre beskrives påvirkningen dette vil ha på det øvrige kraftsystemet i BKK-området.

Det er også vist i analysen hvordan de planlagte netttiltak som Mongstad-Kollsnes og Modalen-Mongstad-Kollsnes påvirker nettet som følge av lastøkningen på Troll A og alternative uttakspunkt.

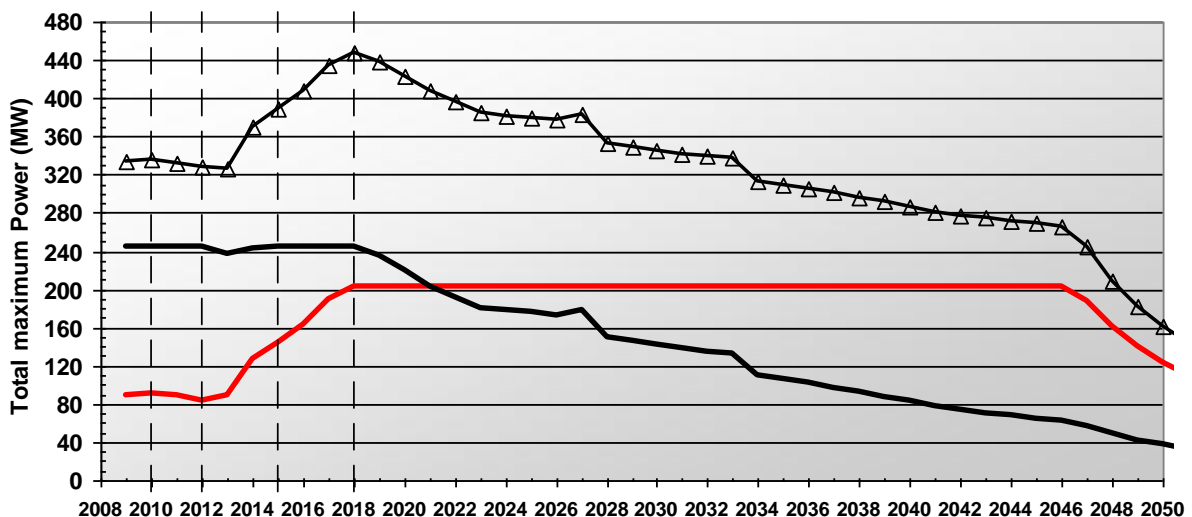
### 1.3 Forutsetninger for analysene

Det er utført regularitetsstudier ved hjelp av simuleringsverktøyet PROMAPS, samt lastflytanalyse ved hjelp av simuleringsverktøyet EDSA for BKK-nettet med fokus på de alternative uttakspunktene Mongstad og Kollsnes.

Netttiltak som er vurdert i analysen er basert på de planlagte ledningene beskrevet i kraftsystemplanen til BKK. Virkningene både med og uten disse netttiltakene blir vurdert.

Casene som benyttes gjøres gjeldene for et bestemt tidsrom og lastnivå. Forutsetningene for tidsperiodene er lastkurven til Statoil for Kollsnes og Troll A, se figur under. Lastnivåene og tidsperiodene er valgt ut fra denne kurven i samråd med Statoil. Tidsperiode 1 til 4 (TP1-TP4) er illustrert med stiplede vertikale linjer i figuren.

Siden nett- og regularitetsanalysene er avhengige av generelle last- og produksjonsprofiler for BKK-området, er lastnivåene nødt til å kobles mot et bestemt årstall slik at resultatene gis gyldighet for en bestemt tidsperiode. All øvrig inputdata for Vestlandsnettet i tidsperiodene som er analysert er hentet fra BKK sin kraftsystemutredning [1]. Denne informasjonen er supplert med nødvendig informasjon fra Statnett.



Figur 3 – Prognostert effektforbruk ved tunglast for Kollsnes og Troll A som ligger til grunn for analysene

Figuren over representerer effektprognose slik den foreligger i dag. Rød linje representerer Troll A sitt forventede effektbehov, sort linje representerer effektutviklingen på Kollsnes, og trekant representerer summen av disse.

Kompressor 3 og 4 skal plasseres på Troll A plattformen. Uttak av effekt til disse kompressorene er simulert med uttak fra alternativene Kollsnes og Mongstad. For mer informasjon om fordeling og uttak av effekt fra henholdsvis Kollsnes og Mongstad, se kapittel 5.2.



## 1.4 Avbruddskostnader for Kollsnes og Troll A

Statoil har etter anmodning fra brev fra NVE fra 2. desember 2008, rapportert hvilke spesifikke avbruddskostnader Statoil vil bli påført som følge av strømstans på Troll A og Kollsnes. For industri-lastene Kollsnes og Troll A har Statoil i sammen med Gassco rapportert avbruddssatser som vist i tabellen nedenfor. Disse innrapporterte kostnadene tar ikke høyde for svært lange utfall, i og med at lange utfall vil ha konsekvenser for gassleveransen til Europa.

KILE-satsene som er benyttet er vist i tabellen under. Variabelen  $r$  står for avbruddsvarighet i timer.

Lastpunkt	Kostnadsfunksjon
Kollsnes / Troll A	$6,5 \text{ NOK/kWh} * r + 32,75 \text{ NOK/kW}$

Tabell 2 – Spesifikke avbruddskostnad rapportert av Statoil

I appendiks E er det lagt ved nåverdianalyser av resultatene der de spesifikt beregnede avbruddskostnadene til Kollsnes og Troll A er benyttet.

## 1.5 Kvalitetsjusterte inntekstrammer ved ikke-levert energi, KILE

I de enkelte nettselskapers kostnadsgrunnlag inngår et element som skal sørge for at nettselskapene tar hensyn til leveringspåliteligheten i kraftnettet, KILE (kvalitetsjusterte inntekstrammer ved ikke-levert energi). KILE-ordningen er en insentivregulering som skal gi nettselskapene økonomisk motivasjon til riktig ressursallokering innenfor de rammer og vilkår som er gitt av myndighetene.

KILE-ordningen trådte i kraft 1. januar 2001, og er regulert gjennom kontrollforskriftens § 9. Forøvrig reguleres leveringskvalitet i egen forskrift: Forskrift om leveringskvalitet.

Formålet med KILE-ordningen er å gi nettselskapene et insentiv til å bygge og drive nettet med en samfunnsøkonomisk optimal leveringspålitelighet. Intensjonen med KILE-satsene er å representere de samfunnsmessige kostnadene ved strømavbrudd.

I 2009 ble det innført nye regler og satser for å beregne KILE. I rapporten er både nye og gamle KILE-satser omtalt. Beregninger med de gamle satsene er også tatt med for å kunne sammenligne analyseresultatene med resultater fra tidligere analyser som ble utført av Troll Power for Statoil i forbindelse med Troll Future Development (TFD). De gamle satsene er beskrevet i appendiks D.

### 1.5.1 KILE-satser

Fra og med 2009 omfatter KILE-ordningen alle avbrudd i høyspenstnettet. For å ta høyde for at ulike kunder har ulike avbruddskostnader, er kundene klassifisert i seks kundegrupper:

- Jordbruk
- Husholdning
- Industri
- Handel og tjenester
- Offentlig virksomhet
- Treforedling og kraftintensiv industri

For hver kundegruppe er det etablert kostnadsfunksjoner. Kostnadsfunksjonene reflekterer at kundenes kostnader avhenger av varigheten av avbruddet. Kostnadsfunksjonen gir en spesifikk

avbruddskostnad. Kundenes avbruddskostnader er også avhengig av tidspunktet for når avbruddet inntreffer. For å ta høyde for dette skal den spesifikke avbruddskostnaden korrigeres ved hjelp av korreksjonsfaktorer for avbruddstidspunkt (måned, ukedag og klokkeslett). I tillegg tas det høyde for om et avbrudd er varslet eller ikke.

Frem til 2009 omfattet KILE-ordningen kun langvarige avbrudd, dvs. avbrudd med varighet over tre minutter. KILE-kostnader ble beregnet med utgangspunkt i faste satser for de ulike kundegruppene. Fra og med 2009 omfatter KILE-ordningen også kortvarige avbrudd, og KILE-kostnader beregnes ved kostnadsfunksjoner som tar hensyn til at avbruddets varighet og tidspunktet det inntreffer har stor betydning for verdien av kundenes spesifikke avbruddskostnader.

KILE inngår i nettselskapets inntektsramme som en del av nettselskapets kostnadsgrunnlag og normkostnad på samme måte som andre kostnader. Faktisk KILE i et gitt år kommer til fratrukk i nettselskapets inntektsramme, slik at nettselskapets tillatte inntekt reduseres som følge av avbrudd (ikke-levert energi).

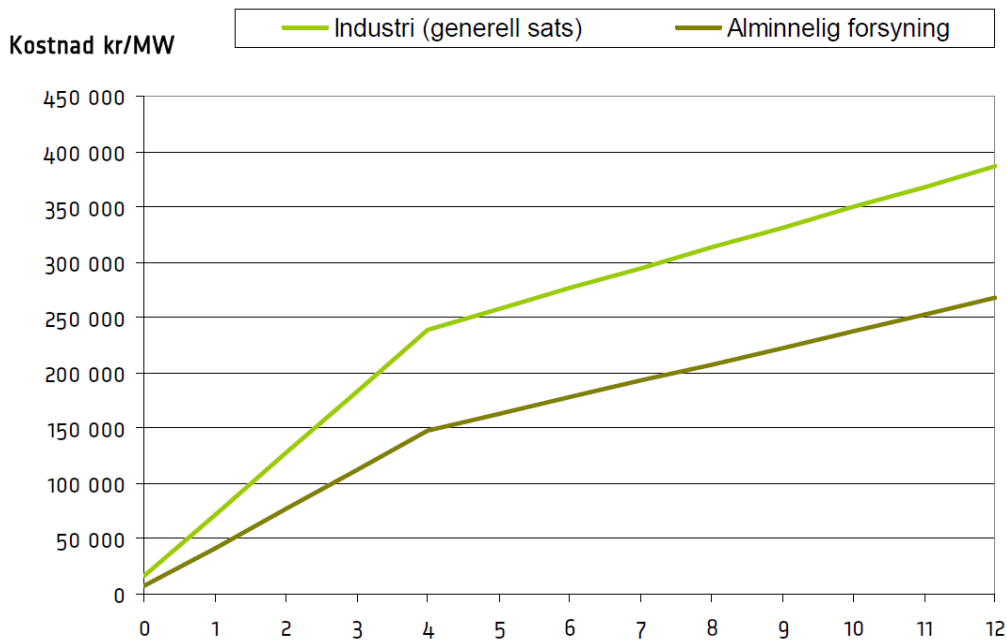
I tabellen under er nye KILE presentert med ulike kundegrupper og ulike kostnadsfunksjoner for kortvarige og langvarige avbrudd. Kortvarige avbrudd er nå definert som avbrudd mindre enn 4 timer og langvarige avbrudd mer enn 4 timer. Som en generell betraktning kan en si at for avbrudd med varighet mindre en 4 timer så bli en straffet hardere nå sammenlignet med "gamle" KILE-satser. For feil med varighet lengre enn 4 timer er KILE "straffen" mindre.

Kundegruppe	Kostnadsfunksjon for $k_{p,ref}$ ( $r = \text{avbruddsvarighet angitt i timer}$ )		Enhet
	Alle varigheter		
Jordbruk	$10,6 \cdot r + 4$		kr / kW
Husholdning	$8,8 \cdot r + 1$		kr / kW
	0-4 timer	> 4 timer	kr / kW
Industri	$55,6 \cdot r + 17$	$18,4 \cdot r + 166$	kr / kW
Handel og tjenester	$97,5 \cdot r + 20$	$33,1 \cdot r + 280$	kr / kW
Offentlig virksomhet	$14,6 \cdot r + 1$	$4,1 \cdot r + 44$	kr / kW
Treforedling og kraftintensiv industri	$7,7 \cdot r + 6$	$3,1 \cdot r + 23$	kr / kW

Tabell 3 – Nye NVE KILE-satser som funksjon av varighet [3]

### 1.5.2 Nye KILE satser fra BKK

I "Regional kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger" datert 1. juni 2009 har BKK tatt utgangspunkt i nye NVE KILE-satser fra 2009 og laget et gjennomsnitt for alle kundegruppene bortsett fra kundegruppen industri. Basert på disse nye satsene har BKK laget kostnadsfunksjoner som representerer sluttbrukerene tilknyttet BKK sitt kraftsystem. Kostnadsfunksjonen til BKK er vist i neste tabell og figur.



Figur 4 – Gjennomsnittlige KILE-satser for BKK-området basert på nye KILE-satser fra 2009

Nye KILE-satser tilpasset av BKK er vist i tabellen under:

Lasttype	Varighet av utfall	
	Under 4 timer	Over 4 timer
Industrielle laster	55,6 NOK/kWh * r + 17 NOK/kW	18,4 NOK/kWh * r + 166 NOK/kW
Andre laster	33,75 NOK/kWh * r + 10 NOK/kW	15 NOK/kWh * r + 85 NOK/kW

Tabell 4 – Nye BKK KILE-satser. Variabelen r står for varighet av avbrudd i timer

Troll Power har benyttet samme KILE-satser som BKK. Disse er vist i tabellen over. Videre har Troll Power også utført beregninger med gamle KILE-satser. Dette er gjort for å påvise at utregnet KILE fra tidligere simuleringer stemmer overens med utregnet KILE i de nye simuleringene, hvor forutsetningene har store likhetstrekk.

I appendiks E er nåverdianalyser av investeringer vedlagt. I nåverdianalysene er virkelig avbruddskostnad for industrilastene på Troll A og Kollsnes benyttet. Avbruddssatser er hentet fra Statoil sitt brev til NVE datert 9.3.2008. For mer informasjon, se appendiks E.

## 1.6 Samarbeid med BKK

I løpet av prosjektet har Troll Power vært i møte med BKK ved følgende anledninger for å diskutere og verifisere kraftsystemmodell og simuleringsscenarioer:

- 3. februar 2010 – Overføring av teknisk informasjon fra BKK til Troll Power
- 15. februar 2010 – Gjennomgang av konsesjonssøknader fra BKK
- 16. mars 2010 – Validering av resultater fra lastflytanalyser
- 16. april 2010 – Presentasjon av analyseresultater
- 31. mai 2010 – Gjennomgang av spenningsdipp analyse og begrunnelse for delt drift

Det foreligger referater fra disse møtene.

## 2 Oppgaveformulering

Det skal utarbeides kvalitative og kvantitative vurderinger og beregninger basert på eksisterende kraftnett og etter de eventuelle nettførsterkningene linje/kabel Mongstad-Kollsnes og linje/kabel Modalen-Mongstad-Kollsnes for å beskrive påvirkningene på kraftsystemet ved økt effektuttak på Troll A plattformen. Studien er gjort for to alternative uttakspunkt; Mongstad og Kollsnes. For å opprettholde gassproduksjonen på Troll A må kompressoreffekten økes med 100 MW (kompressor 3 og 4, hver på 50 MW). Den nye effekten skal forsynes via to par nye kabler fra Mongstad eller Kollsnes, og være i drift fra år 2015.

Vurderingene og beregningene skal utføres basert på metodikk som Troll Power har etablert i forbindelse med tilsvarende studier (se kapittel 1 for beskrivelse), og som er benyttet i tidligere prosjekter for Statoil i forbindelse med økt effektuttak på Kollsnes. Kraftsystemdata og premisser skal gis av BKK og andre relevante parter i det analyserte området.

Følgende nett- og regularitetsanalyser skal gjennomføres:

Nettberegninger:

- Lastflytanalyse inklusiv spenningsvurderinger og overbelastning
- Effekttap og effekttapskostnad
- Dynamisk nettanalyse (spenningstransienter, lastavslag)

Regularitetsberegninger:

- Effektleveransesannsynlighet for hvert lastpunkt og for kraftnettet samlet
- KILE-beregninger for hvert lastpunkt og kraftnettet samlet
- Avbruddskostnader for hvert lastpunkt og kraftnettet samlet

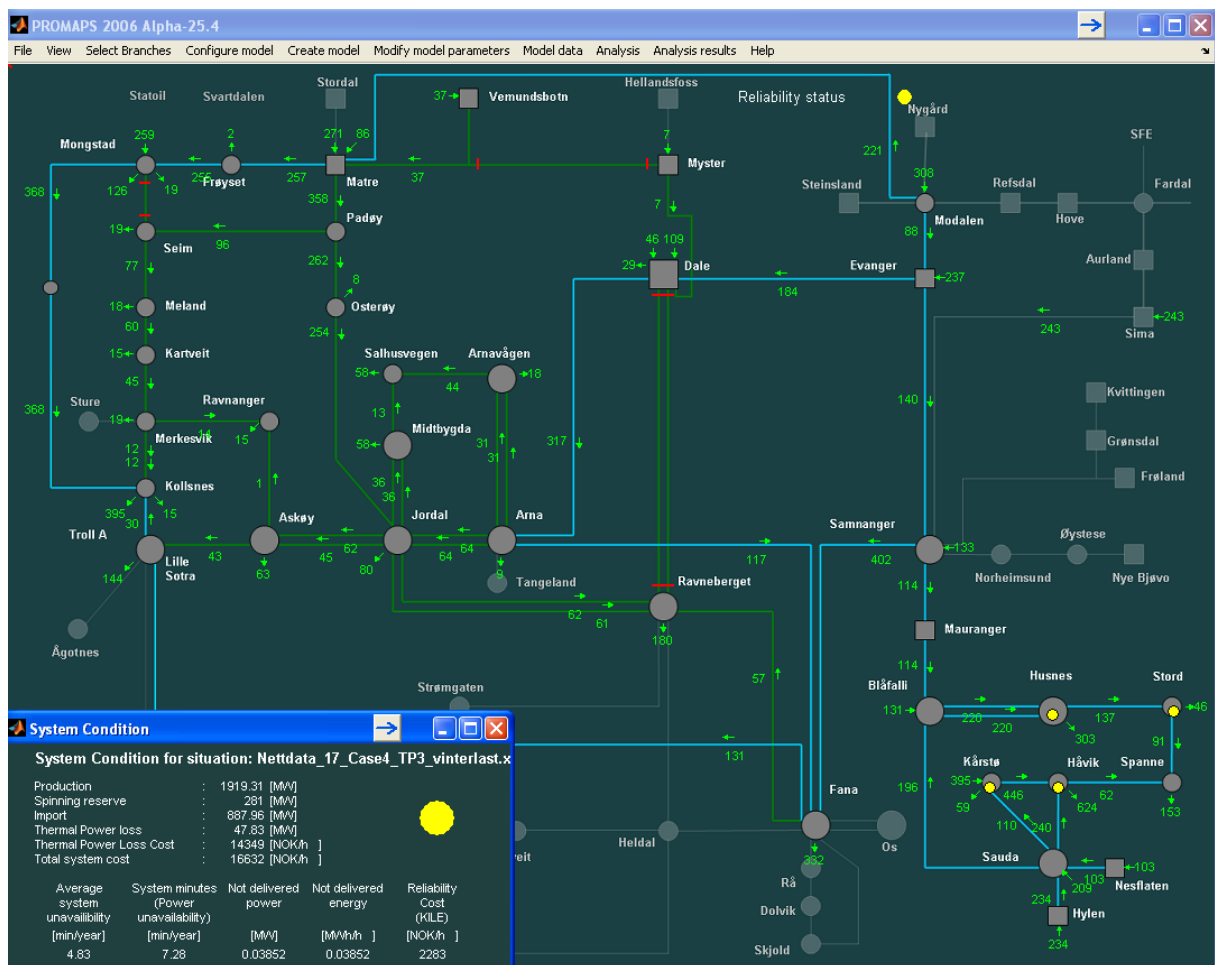
Effekten av ensidig kontra tosidig forsyning av Kollsnes og Troll A skal evalueres basert på eksisterende nett. Vurderingene skal gjøres for perioden fra oppstart av ny kompressorkapasitet frem til og med forventet topp i samlet kraftbehov for Kollsnes og Troll A (2010-2018). I tillegg skal det utarbeides analyser og beregninger dersom kraft til de nye kompressorene hentes fra Kollsnes, som alternativ til Mongstad. Det skal utarbeides analyser og beregninger for begge nettalternativer. Videre skal taps- og avbruddskostnader i de ulike alternativene også vurderes med nåverdianalyser.

### 3 Kraftsystembeskrivelse

Hensikten med kraftsystembeskrivelsen er å beskrive all relevant informasjon tilknyttet nettdelen som skal analyseres.

#### 3.1.1 Nettstruktur med grensesnitt

Nettdelen som inngår i nettanalysen er vist på figuren under. Grensesnittene i nettanalysen er satt på 300 kV samleskinne i Hylene, Nesflaten og Fardal samt 420 kV samleskinne i Aurland og Sima. For pålitelighetsanalysen er grensesnittet i nord satt til Modalen, samt at det er etablert ekvivalenter for 132 kV-nettet merket med grå farge i figuren. Denne nettdelen vil i den videre analysen kalles Vestlandsnettet.



Figur 5 – Forenkelt nettbilde av Vestlandsnettet, PROMAPS simulering av case 4, sommerlast

Merk at 300 kV ledning Kollsnes-Mongstad-Modalen kun er et alternativt nettiltak som testes i analysen og er ikke faktisk nettkonfigurasjon i dag.

Viktig informasjon er:

1. Nettstrukturen med klare grensesnitt
2. Greinstrukturen for hver grein med primær- og sekundærkomponenter
3. Produksjonsenheter (aktiv og reaktiv effekt, spenning, dynamiske data)
4. Transmisjonskapasitet (maks driftsstrøm/overføringsevne, impedans, lengde)

5. Laster (aktiv og reaktiv effekt, spenning)
6. Transformatorer (ytelse, spenning, dynamiske data)
7. Roterende reserve
8. Lastbortkoblingsvern (frekvensvern)
9. Systemvern
10. Lastprioritet

### 3.1.1.1 Produksjons-, transmisjonskapasitet og lastforbruk

Data for produksjonskapasitet, transmisjonskapasitet og lastforbruk er hentet fra BKKs regionale kraftsystemutredning [1] og andre BKK-kilder.

### 3.1.1.2 Randgrenser i nettet

#### Nettanalyse

Nettet som er analysert har 5 stasjoner som representerer ytterpunktene i nettet. Dette er Hysten, Nesflaten, Sima, Aurland og Fardal. I disse stasjonene må nettet bak representeres på en best mulig måte. Dette er gjort i EDSA med objektet Grid. I dette objektet legges kortslutningsytelsen [5] som nettet bak representerer i den aktuelle analysesituasjon. Det antas at nettet bak disse stasjonene er stivt slik at overføringskapasitetene til disse stasjonene er summen av kapasitetene til ledningene tilknyttet stasjonen.

#### Pålitelighetsanalyse

Nettet som er analysert har 3 stasjoner som representerer ytterpunktene i nettet. Dette er Hysten, Nesflaten og Modalen. Nettet bak disse stasjonene er antatt stivt. I pålitelighetsmodellen er den faktiske importeffekten realisert med en produksjonsgrein tilknyttet hvert randpunkt. I tillegg er roterende reserve realisert med en egen produksjonsgrein i parallell med importproduksjonsgreinen. Roterende reserve er satt som differansen mellom faktisk innmatning og kapasitet på innmatningsgreinene. Dette vil si at import til Modalen er representert med to produksjonsgreiner i parallell. Den ene parallellgeneratoren forsyner nettet med faktisk effekt og den andre parallellgeneratoren trer i kraft dersom det er differanse mellom produksjon og effektterspørsel. Tilsvarende gjelder for Hysten-Sauda og Nesflaten-Sauda.

### 3.1.1.3 Roterende reserve

Mengden med "umiddelbar" tilgjengelig effektreserve er av stor betydning for leveransepåliteligheten. Det vil si mengden av effekt som er umiddelbart tilgjengelig dersom effektterspørselen er større enn produksjonen i området. Mengdene av "umiddelbar" tilgjengelig effektreserve for hvert produksjonsområde er fundamentale faktorer som klart må defineres.

### 3.1.1.4 Systemvern

Systemvernet har til oppgave å koble ut last eller produksjon dersom det er fare for stabilitetsproblemer som følge av differanse mellom produksjon og last. Det er et systemvern i Vestlandsnettet som Statnett kan iverksette. Dersom operatøren mener det er nødvendig, kan systemvernet aktiveres innen 15 minutter. (Kunden i Håvik skal ha melding om at Statnett ønsker å ha mulighet til å koble ut dersom det er fare for ustabilitet.)

### 3.1.1.5 Frekvensvern i BKK-nettet

BKK har installert frekvensvern i sitt transmisjonsnett. Vernene er innstilt i flere trinn. Dersom frekvensen faller som følge av produksjonsmangel, så kobler frekvensvernene ut last i forhåndsdefinerte trinn. Disse vernene har betydning for leveransepåliteligheten i hele Vestlandsnettet. Det er derfor viktig å få definert hvilken lastprioritet som gjelder internt i de ulike netteiers nett.

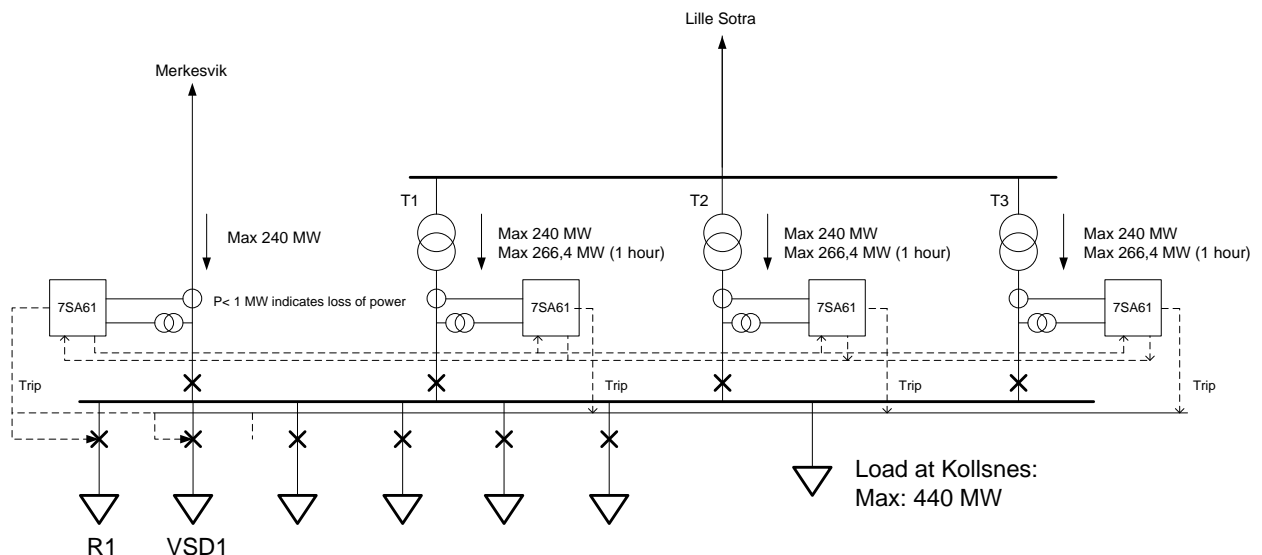
Frekvensvernene i BKK-nettet er delt inn i 3 trinn [6] som vist i etterfølgende tabell:

Last - prioritet	Stasjonsgruppe [300 kV]	Stasjonsgruppe [132 kV]	Tripp av frekvensvern
1	Kollsnes		47,9 Hz
2	Arna	Alt nett tiknyttet Jordal, Midtbygda, Salhusveien, Arnavågen og Voss.	48,7 Hz
3	Fana og Lille Sotra	Fana, Fyllingsdalen, Loddefjord, Breivik, Helldal, Simonsvik, Askøy, Merkesvik, Ravnanger, Mongstad, Kartveit, Osterøy, Lille Sotra, Seim, Frøyset, Meland	49,7 Hz

Tabell 5 – Lastprioritet tilknyttet BKK-nettet

### 3.1.1.6 Lastbortkobling

Regularitetsanalysen tar hensyn til at Kollsnes har lastbortkoblingsvern. Dette vernet reduserer risikoen for kaskadefeil i kraftnettet i situasjoner med overlast som følge av enkeltutfall av ledninger i området. Lastbortkoblingsvernet fungerer slik at en eller to kompressorer på Troll A, hver med en effekt på 45 MW, automatisk kobles ut avhengig av last og spenningsfall i nettet [20]. En prinsipp-skisse av denne løsningen er vist i figuren under.



Figur 6 – Prinsipp-skisse av lastbortkobling på Kollsnes



## 4 Beskrivelse av vurderte scenarier

Scenariene består av ulike kraftsystemalternativer definert for ulike tidsperioder. I de etterfølgende delkapitlene blir det gitt en kort oppstilling.

### 4.1 Tidsperioder for aktuelle simuleringscaser

De caser som skal analyseres blir simulert for å være gjeldene for en definert tidsperiode respektivt lastnivå. Følgende tidsperioder (TP) blir brukt:

- TP1 – Aktuell nå-situasjon (2010)
- TP2 – Full drift ved gasskraftverk på Mongstad, EVM (2012)
- TP3 – Kompressor 3 og 4 blir idriftsatt på Troll A (2015)
- TP4 – Full drift på kompressor 3 og 4 på Troll A (2018)

Forutsetningene for tidsperiodene er lastkurven for Kollsnes og Troll A, se kapittel 3.1.

For simuleringsresultatene gyldighet må tidsperiodene og lastnivåene sees i sammenheng med beskrivelsen av analysecasene i neste delkapittel.

### 4.2 Simuleringscaser

Det blir simulert fem caser. Case 1.1 TP1 representerer referansecase for de ulike tidsperiodene. Følgende caser er definert:

- **Case 1.1:** All effektuttak til Troll A fra Kollsnes, med delingspunkter i nettet
- **Case 1.2:** All effektuttak til Troll A fra Kollsnes, masket drift
- **Case 2:** All effektuttak til Troll A fra Kollsnes, Mongstad-Kollsnes inkludert
- **Case 3:** Deling av effektuttak til Troll A mellom Kollsnes og Mongstad (kompressor 3 og 4 legges til Mongstad), Mongstad-Kollsnes ekskludert
- **Case 4:** All effektuttak til Troll A fra Kollsnes, Modalen-Mongstad-Kollsnes inkludert

#### 4.2.1 Case 1.1 – Delt drift med eksisterende nett

Midlertidig normalt driftsbilde på grunn av den anstrengte situasjonen i nettet:

- Dagens nett
  - Energiverk Mongstad, under oppkjørning i TP1 og full drift fra og med TP2
  - Sima-Samnager fra og med TP2
- Ny produksjon i SKL-området
  - Kårstø gasskraftverk 400 MW
  - Sønnå kraftstasjon 210 MW
- Koblingsbilde definert av BKK for TP1 og så langt nettanalysene tilsier det er mulig
  - Merkesvik-Kollsnes utkoblet
  - Padøy-Seim utkoblet
  - Delt samleskinne i Matre
  - Delt samleskinne i Dale 132 kV
- Kompressor 3 og 4 på Troll A blir forsynt fra Kollsnes fra og med installasjonen i TP3

#### 4.2.2 Case 1.2 – Samlet drift med eksisterende nett

Dette er det normale driftsbildet med masket drift i nettet:

- Dagens nett
  - Energiverk Mongstad, under oppkjøring i TP1 og full drift fra og med TP2
  - Sima-Samnager fra og med TP2
- Ny produksjon i SKL-området
  - Kårstø gasskraftverk 400 MW
  - Sønnå kraftstasjon 210 MW
- Koblingsbilde med færrest mulig delingspunkt
- Kompressor 3 og 4 på Troll A blir forsynt fra Kollsnes fra og med installasjonen i TP3

#### 4.2.3 Case 2 – Ny forbindelse Mongstad-Kollsnes

- Aktuell for TP3 og TP4, da forbindelsen tidligst kan være operativ i 2013
- En videreutvikling av case 1.1, men koblingsbildet kan endres på bakgrunn av kraftsystemanalysen
- Kompressor 3 og 4 på Troll A blir forsynt fra Kollsnes fra og med installasjonen i TP3

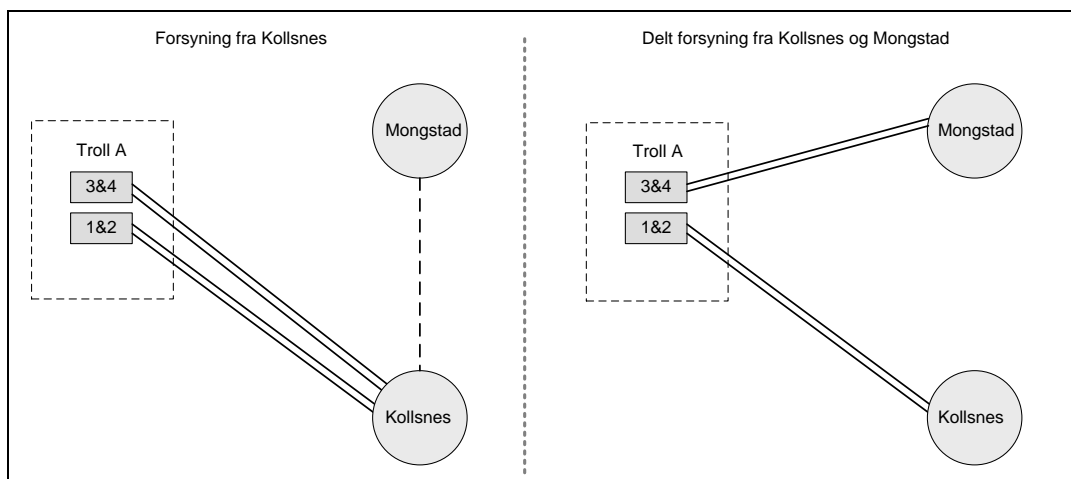
#### 4.2.4 Case 3 – Kompressor 3 og 4 forsynes fra Mongstad

- Aktuell for TP3 og TP4 når kompressor 3 og 4 er installert på Troll A
- Kompressor 3 og 4 blir forsynt fra Mongstad, se figur under
- En videreutvikling av case 1.2
- Koblingsbilde med færrest mulig delingspunkt

#### 4.2.5 Case 4 – Ny forbindelse Modalen-Mongstad-Kollsnes

- Aktuell for TP3 og TP4 når forbindelsen tidligst kan være operativ
- En videreutvikling av case 2
- Kompressor 3 og 4 på Troll A blir forsynt fra Kollsnes fra og med installasjonen i TP3

I dag forsynes kompressor 1 og 2 på Troll A med to likestrømskabler fra Kollsnes. Når kompressor 3 og 4 skal installeres på Troll A benytter denne studien muligheten til å lage en alternativ forsyning for disse kompressorene fra Mongstad, se figur under.



Figur 7 – All effektuttak til Troll A fra Kollsnes (t.v.) og delt effektuttak mellom Mongstad og Kollsnes (t.h.)

Følgende simuleringer blir analysert i denne studien. For lettere å holde oversikt er simuleringens nummer enstydig for både nettanalysen og regularitetsanalysen:

1. Case 1.1 for TP1 med vinterlast
2. Case 1.1 for TP1 med sommerlast
3. Case 1.2 for TP1 med vinterlast
4. Case 1.2 for TP1 med sommerlast
5. Case 1.1 for TP2 med vinterlast
6. Case 1.1 for TP2 med sommerlast
7. Case 1.2 for TP2 med vinterlast
8. Case 1.2 for TP2 med sommerlast
9. Case 1.1 for TP3 med vinterlast
10. Case 1.1 for TP3 med sommerlast
11. Case 1.2 for TP3 med vinterlast
12. Case 1.2 for TP3 med sommerlast
13. Case 2 for TP3 med vinterlast
14. Case 2 for TP3 med sommerlast
15. Case 3 for TP3 med vinterlast
16. Case 3 for TP3 med sommerlast
17. Case 4 for TP3 med vinterlast
18. Case 4 for TP3 med sommerlast
19. Case 1.1 for TP4 med vinterlast
20. Case 1.1 for TP4 med sommerlast
21. Case 1.2 for TP4 med vinterlast
22. Case 1.2 for TP4 med sommerlast
23. Case 2 for TP4 med vinterlast
24. Case 2 for TP4 med sommerlast
25. Case 3 for TP4 med vinterlast
26. Case 3 for TP4 med sommerlast
27. Case 4 for TP4 med vinterlast
28. Case 4 for TP4 med sommerlast

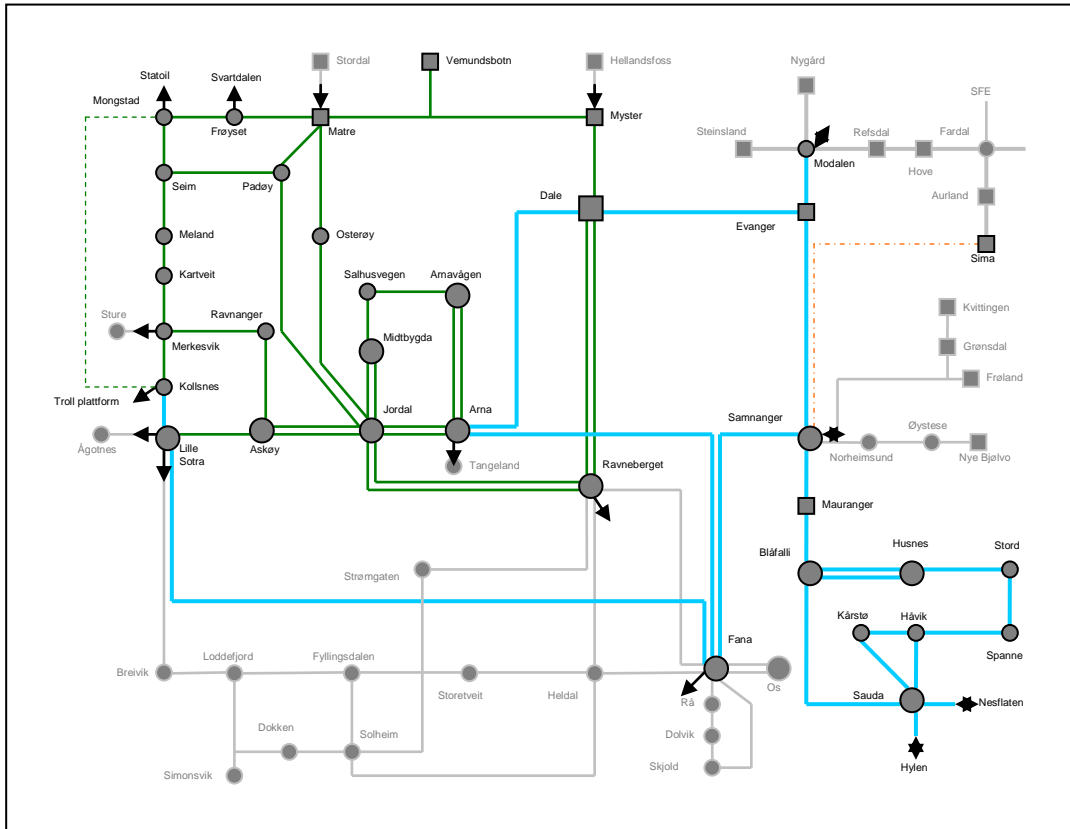
Totalt er det altså 28 simuleringer som skal analyseres. Tabellen nedenfor viser en oversikt over tidsperioder og caser for simuleringene.

Tidsperiode	Vinterlast		Sommerlast	
<b>TP1: 2010</b> Nå-situasjon	Case 1.1 Case 1.2 (Referansecase)		Case 1.1 Case 1.2	
<b>TP2: 2012</b> Energiverk Mongstad i full drift	Case 1.1 Case 1.2		Case 1.1 Case 1.2	
<b>TP3: 2015</b> Kompressor 3 og 4 blir installert på Troll A	Case 1.1 Case 1.2	Case 2 Case 3 Case 4	Case 1.1 Case 1.2	Case 2 Case 3 Case 4
<b>TP4: 2018</b> Kompressor 3 og 4 i full drift på Troll A	Case 1.1 Case 1.2	Case 2 Case 3 Case 4	Case 1.1 Case 1.2	Case 2 Case 3 Case 4

**Tabell 6 – Oversikt over simuleringer med caser og tidsperioder**

## 5 Innsamling av data

Kraftsystemdata og prognoser er innsamlet for Vestlandsnettet for utviklingen som er planlagt i perioden 2010 til 2018.



Figur 8 – Område modellert i Vestlandsnettet

### 5.1 Data fra BKK

Linje- og generatordata ble overlevert av BKK i tillegg til PSS/E lastflytutskriften. I møte med BKK (03.02.2010) og gjennom påfølgende kommunikasjon over e-post, ble forståelsen og korrekt bruk av data validert.

Filnavn	Beskrivelse
BKK2007_makslast_dynamic	PSS/E Norgesmodell med oppdatert BKK-område for beregning av "normal høy vinterlast"
BKK2007_onlyBKK	PSS/E modell for lettlastsituasjon i BKK-området

Tabell 7 – PSS/E Datamodeller fra BKK

I tillegg har vi mottatt lastflytutskriften fra BKK til bruk for å validere vår egen modell, se tabell under.

Filnavn	Beskrivelse
lastflyt_tunglast.txt	Lastflyt fra beregning av "normal høy vinterlast"
lastflyt_gjsnittlast.txt	Lastflyt fra beregning av "normallast"
lastflyt_lavlast.txt	Lastflyt fra beregning av "natt sommerlast"

Tabell 8 – Lastflytutskriften

Normal vinterlast 2010 er definert ut ifra BKK2007\_makslast\_dynamic. Maksimal vinterlast er definert som i BKK2007\_makslast\_dynamic, men last er skalert opp til virkelig maksimallast januar 2010. Normal sommersituasjon 2010 er definert ut ifra samme produksjon som i normal vinterlast 2010, og med last definert som gjennomsnittet fra lastflyt\_gjsnittlast.txt og lastflyt\_lavlast.txt.

Koblingsbilde for case 1.1 er definert av BKK for analysen av nettet [2]:

- Merkesvik-Kollsnes utkoblet
- Padøy-Seim utkoblet
- Delt samleskinne i Matre
- Delt samleskinne i Dale 132 kV

Motivasjonen for delingspunktene er i korthet:

**Merkesvik-Kollsnes:** Overbelastning av 132 kV-nettet, spenningsfall i 132 kV-nettet, spenningsdipp ved feil i 132 kV-nettet påvirker Kollsnes, høy spenning ved bryterfall i Lille Sotra på grunn av kabelkapasitans, samt skjevlast på Matresnittet (Seim-Meland) ved høy last overføring til Kollsnes.

**Padøy-Seim:** Overlast og skjevlast ved høy overføring.

**Delt samleskinne i Matre:** Det meste av produsert effekt er koblet mot Vemundsbotn. Dette for å presse produsert effekt mot 300 kV og forenkle manuell produksjonsbortkobling ved feil i nettet.

**Delt samleskinne i Dale:** Alle generatorer er koblet mot 300 kV slik at produsert effekt ikke legger beslag på kapasitet i 132 kV-nettet.

I tillegg er følgende opplysninger relevant for simuleringene:

- Linjen Sima-Samnanger (og autotransformator 1000 MVA i Samnanger) er inkludert i alle analysene fra og med 2012 etter diskusjon med BKK.
- Linjen Mongstad-Kollsnes er inkludert i modellen fra og med 2015.
- Linjen Mongstad-Modalen er inkludert fra og med 2015. Modellering av denne linjen inkluderer også nedtransformering ved Matre og Frøyset. Når linjen Mongstad-Modalen er inkludert i simuleringene vil følgende linjer tas ut: Frøyset-Mongstad-Matre rives når 300 kV Mongstad-Modalen bygges. I tillegg rives Dale-Ravneberget og Myster-Vemundsbotn.
- BKK opplyser at når nye linjer er inkludert vil koblingsbildet endre seg, og masket drift vil i større grad være mulig.

Lastutvikling i BKK området er stipulert til generelt å bli 0,8 % per år. For noen lastpunkter er det i tillegg forventet høyere lastutvikling. Lastøkning på Dolvik skjer gradvis, 10 MW i år 2011, 15 MW i år 2015, 20 MW i år 2020. Lastøkning på Askøy kommer i år 2011 med 30 MW.

Mulige effektoppgraderinger i 2015 forutsetter ny linje Mongstad-Modalen. I Matre vil det effektoppgraderes 50 MW, og i Randalen/Østerbø (økningen legges inn i Stordalen) totalt 48 MW.

## 5.2 Data fra Statoil

Lastutvikling Kollsnes er mottatt fra Statoil Kollsnes [8].

Tidsperiode	Vinter [MW]	Sommer [MW]
TP1: 2010	340	150
TP2: 2012	340	150
TP3: 2015	410	170
TP4: 2018	450	170

Tabell 9 – Lastutvikling Kollsnes

Prognose for last- og produksjonsutvikling på Mongstad er mottatt fra Statoil Mongstad og er medregnet Gjøa og CO2 fangst (ikke fullskala CO2 rensing) [9]. Lastprognosen vist i tabellen under er lik for sommer og vinter.

Tidsperiode	2010	2012	2015	2018
Produksjon EVM	141 MW	139 MW	262 MW	262 MW
Forbruk Mongstad	59 MW	92 MW	145 MW	142 MW

Tabell 10 – Prognose for Mongstad

For case 3 i analysene er lastuttak for kompressor 3 og 4 fra Mongstad modellert som et alternativ til Kollsnes. I dette tilfellet er det for 2015 og 2018 flyttet 90 MW på vinteren og 40 MW på sommeren fra Kollsnes til Mongstad relativt til case 1.2. Lastuttaksprognoser for Mongstad er i 2015 og 2018 er ikke medregnet et eventuelt lastuttak for Troll A fra Mongstad.

Prognosen fra Statoil for gasskraftverket på Kårstø er at dette vil være på drift i tidsperioden. Om det skal kjøres eller ikke er helt avhengig av forholdet mellom gasspris og kraftpris. Kraftverket er relativt komplisert slik at det er en omfattende preserving som må til for at det skal kunne stå uvirksomt for noen tid. Tilsvarende når det først har stått uvirksomt en periode så er det en relativt omfattende prosess å bringe det tilbake til driftssituasjonen igjen. Det vil dermed bli værende ute av drift til det er gode utsikter for positiv drift for en relativt lang periode fremover. For øyeblikket er driftsøkonomien positiv med gode framtidspregninger. I analysen antas derfor en produksjon på 400 MW i analyseperioden.

## 5.3 Pålitelighetsdata

Dataunderlaget til pålitelighetsparametrene som nyttes i analysen er hentet fra Statnett sin "Driftsforstyrrelser i 33-420 kV-nettet – Årsstatistikk 2005" [4], og lokal feilstatistikk fra BKK hvor denne foreligger. KILE-satser er hentet fra BKK sin "Regional kraftsystemutredning for BKK-området og Indre Hardanger" [1]. Årsstatistikk 2005 inneholder oversikt over feil, avbrudd og vernrespons under driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV-nettet for 2005 og gjennomsnittsverdier for de 10 siste årene. Statistikken omfatter alle driftsforstyrrelser i overføringsanlegg og produksjonsanlegg tilknyttet disse spenningsnivåene. Etter 2005 har feilstatistikken til Statnett blitt integrert med Fasit sitt registreringssystem. Reparasjonstider og nedetider er i ny oversikt av statistikkunderlag i Fasit ikke tilgjengelig. Troll Power har derfor valgt å benytte samme feilstatistikk og reparasjonstider som ble benyttet i analysen for Statoil fra 2008. Lokal feilstatistikk fra BKK sin siste kraftsystemutredning er derimot inkludert.

### 5.3.1 Feilrater for primær- og sekundærutstyr

Gjennomsnittsfelrater fra 1996-2005				
Feil på:	Spennings - nivå [kV]	Forbigående feil	Varige feil	Kommentar
		pr. 100 km/år	pr. 100 km/år	
Kraftledning:	420	1,02	0,08	*Lokal statistikk fra BKK.
	300-220	0,43	2,04*	
	132	1,18	1,12*	
	110-33	0,8	0,45	
Kabler:	420	0,24	0	
	300-220	0	0,3	
	132	0,05	1,74	
	110-33	0,14	0,93	
Sjøkabel:	132	0	0,42	Lokal statistikk BKK
Sjøkabel/ kraftledning:	132	0	1,01	Feilfrekvensen er beregnet snittverdi for andel sjøkabel og kraftledning for følgende greiner: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Markesvik-Karteveit</li> <li>• Merkesvik-Ravnanger</li> <li>• Askøy-Jordal 1</li> <li>• Askøy-Jordal 2</li> <li>• Askøy-Lille Sotra</li> </ul>
		<b>pr. 100 anleggsdel/år</b>	<b>pr. 100 anleggsdel/år</b>	
Kraft- transformatorer:	420	0,33	0,83	
	300-220	0,38	1,22	
	132	0,27	0,36	
	110-33	0,35	0,57	
Effektbrytere:	420	0,67	0,84	Feilfrekvens for effektbrytere er oppgitt som feil pr. 100 anleggsdel, det vil si at feilraten fra Årsstatistikken må deles på antall effektbrytere som inngår aktivt i strømbanen for anleggsdelen
	300-220	0,52	0,95	
	132	0,34	0,3	
	110-33	-	-	
Vern og kontroll- utstyr for kraft- ledninger og kabler:	420	29,78	24,54	Den tilpassningen som må gjøres for effektbrytere må også gjøres for vernenheter pr. anleggsdel.
	300-220	22,21	8,95	
	132	7,16	3,89	
	110-33	-	-	
Vern og kontroll- utstyr for kraft- transformatorer:	420	4,42	1,82	Den tilpassningen som må gjøres for effektbrytere må også gjøres for vernenheter pr. anleggsdel.
	300-220	4,9	1,93	
	132	2,44	1,07	
	110-33	0,70	0,60	

Tabell 11 – Dataunderlag primær- og sekundærutstyr [4]



### 5.3.2 Feilrater for vannkraftaggregat

Gjennomsnitt 1996-2005				
Feil på:	Ytelse [MVA]	Forbigående feil	Varige feil	Kommentar
		pr. 100 anleggsdel/år	pr. 100 anleggsdel/år	
Vannkraftaggregat 132-420 kV nett:	>150	22,57	56,65	
	100-150	5,09	18,36	
	50-100	4,56	16,11	
	<50	3,88	11,5	
Vannkraftaggregat med direkte inmatning mot 33-110 kV nett:	0-120	5,76	9,88	
Vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat:	>150	52,5	54,15	Den tilpassningen som må gjøres for effektbrytere må også gjøres for vernenheter pr. anleggsdel.
	100-150	26,83	26,36	
	50-100	26,08	15,64	
	<50	15,49	9,14	
Vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte inmatning mot 33-110 kV nett:	0-120	4,66	4,73	

Tabell 12 – Dataunderlag vannkraftaggregat [4]

### 5.3.3 Nedetider og reparasjonstid

Definisjoner som er gitt i "Årsstatistikk 2005" [4] kan lett forveksles med inngangsparameterne i pålitelighetsanalysen. For å unngå å blande disse terminologiene, defineres herved følgende:

**Nedtid:** Tiden det tar fra en feil oppstår på en komponent eller anleggsdel, til strømbanen som komponenten eller anleggsdelen tilhører er gjenopprettet.

I Årsstatistikken 2005 er reparasjonstid definert som "Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til enhetens funksjon(er) er gjennomrettet og den er driftsklar". Denne tiden er tilknyttet enheten eller komponenten. Det vil si at den ikke sier noe om hvor lenge strømbanen som komponent eller anleggsdel representerer eller er tilknyttet, er nede.

Eksempelvis så vil det for effektbrytere i 300 kV-nettet som har sviktet, være doble samleskinne-system som gjenoppretter strømbanen som effektbryter opprinnelig førte. Det er denne nedetiden som vil være den riktige inngangsparameteren i Markov-modellene i pålitelighetsanalysen, og som vil si noe om utilgjengeligheten til lastgreinene.

For å finne riktige eller "så gode som mulig" nedetider for de ulike komponentene, så nyttes dels reparasjonstidene i Årsstatistikken Statnett og dels driftsvurderinger. Etter innspill fra avdeling for feilanalyse i Statnett, så er det vurdert at dette vil gi et mer riktig bilde enn å bruke reparasjonstidene fra Årsstatistikken blindt. I de tilfeller hvor Årsstatistikken nyttes, så brukes 50 % verdien av den kumulative fordelingen gitt i Årsstatistikken.

### 5.3.4 Nedetid for primær- og sekundærutstyr

Nedetider fra 1996-2005				
Feil på:	Spennings - nivå [kV]	Forbigående feil	Varige feil	Kommentar
		[sekunder]	[timer]	
Kraftledning:	420	1,0	4,5	Nytter 50 % verdi for den kumulative fordelingen i Årsstatistikken for varige feil. 132-300 kV reparasjonstid fra BKK. Forbigående feil settes til 1 sekund (GIK).
	300-220	1,0	1,6	
	132	1,0	4,1	
	110-33	1,0	3,31	
Kabler:	420	-	-	50 % verdi fra Årsstatistikk for 132 og 66 kV kabler. For 300 kV kabler finnes ingen kumulativ fordeling av reparasjonstid, og 40 % verdien for 132 kV er brukt med forutsetningen stående beredskap.
	300-220	1,0	59,14	
	132	1,0	155,0	
	110-33	1,0	10	
Kraft-transformatorer:	420	60,0	17,19	50 % verdi fra Årsstatistikk. For 420 kV transformator finnes ingen kumulativ fordeling av reparasjonstid, 300 kV reparasjonstiden er derfor brukt. Manuell innkobling etter forbigående feil settes til 60 sekunder.
	300-220	60,0	17,19	
	132	60,0	1,51	
	110-33	60,0	2,30	
Effektbrytere:	420	60,0	8,20	For 300-220 kV effektbrytere er 40 % verdien brukt, ellers er 50 % verdien brukt fra Årsstatistikk. Manuell innkobling etter forbigående feil settes til 60 sekunder.
	300-220	60,0	8,0	
	132	60,0	7,25	
	110-33	60,0	2	
Vern og kontrollutstyr for kraftledninger, kabler og kraft-transformator:	420	1,0	3,0	Nytter 50 % verdi fra Årsstatistikk. Varig feil på vern og kontrollutstyr deles videre inn i en andel uønsket funksjon og en andel uteblitt funksjon. Fordelingen på andelene er gjort etter vernrespons i kapittel 5.3 Forbigående feil settes til 1 sekund (GIK).
	300-220	1,0	2,0	
	132	1,0	2,3	
	110-33	1,0	1,22	

Tabell 13 – Dataunderlag primær- og sekundærutstyr [4]

### 5.3.5 Nedetid for vannkraftaggregat

Gjennomsnitt 1996-2005				
Feil på:	Ytelse [MVA]	Forbigående feil	Varige feil	Kommentar
		[sekunder]	[timer]	
Vannkraft - aggregat 132-420 kV nett	>150	1800	2,0	50 % verdi fra Årsstatistikk.
	100-150	1800	2,26	
	50-100	1800	2,39	
	<50	1800	3,0	

Tabell 14 – Dataunderlag vannkraftaggregat [4]

### 5.3.6 Nedetider for ekvivalente lastgreiner i Vestlandsnettet

Forbruket i analysen er valgt som en ekvivalent transformatorgrein for hvert lastuttak mot underliggende nett. Dette gir ikke et eksakt bilde av antall strømveier fra 300 kV til 132 kV for hver lastgrein. Siden tilgjengeligheten til hver ekvivalent lastgrein gir den teoretiske grenseverdien for hvor lav tilgjengeligheten kan være for hver lastgrein, så vurderes det hvor det er omkoblingsmuligheter samt tilgjengelig kapasitet på mulig omkoblingsvei for tunglast.

Dersom det er omkoblingsmulighet og tilgjengelig kapasitet i tunglast, gjøres følgende antakelse i forbindelse med nedetid for lastgreiner: Nedetid for lastgrein er (Nedetid transformator 50 % verdi) / 2, gitt at det er betydelig kapasitet ved tunglast.

Nedetider fra 1996-2005				
Feil på:	[kV]	Forbi- gående feil	Varige feil	Kommentar
		[sekunder]	[timer]	
Kårstø T1-T2	300	60	8,6	Årsstatistikk 50 % verdi = 17,19 $T_{\text{Nedetid Transformator}}=17,19/2=8,6$ Flere transformatorer i parallell samt at belastningen i topplast sammenlignet med maks kapasitet på transformatorene ligger i området 60-65 %.
Håvik T1-T2-T3-T4-T5-D1	300	60	8,6	
Spanne T1-T2	300	60	8,6	
Stord T1-T2	300	60	8,6	
Husnes T1-T5-T6	300	60	8,6	
Fana T1-T2-T3	132	60	17,19	Årsstatistikk 50 % verdi = 17,19
Ravneberget	132	60	8,6	$T_{\text{Nedetid Transformator}}=17,19/2=8,6$
Askøy last T4-T5	132	60	8,6	
Lille Sotra T4	132	60	8,6	$T_{\text{Nedetid Transformator}}=17,19/2=8,6$
Kollsnes Last	132	60	8,6	
Troll 1	132	60	8,6	
Arna T1-T2	132	60	17,9	
Arnavågen last T1-T2	132	60	8,6	
Salhusveien last T1-T2	132	60	8,6	$T_{\text{Nedetid Transformator}}=17,19/2=8,6$
Midtbygda last T1-T2-T3	132	60	8,6	
Jordal last T1-T2-T3	132	60	8,6	
Dale T11	132	60	8,6	
Merkesvik last, Sture	132	60	8,6	
Ravnanger last T1	132	60	8,6	
Kartveit last T1-T2	132	60	8,6	
Meland last T1	132	60	8,6	
Seim last T1-T2	132	60	8,6	
Mongstad last A	132	60	8,6	
Mongstad last B	132	60	8,6	
Frøyset last T1	132	60	8,6	
Osterøy last	132	60	8,6	

Tabell 15 – Estimert nedetid for transformatorgrein tilknyttet last

### 5.3.7 Vernrespons

Statnett har statistikk over vernrespons siden 1999 for alle vern fra og med 132 kV. I forbindelse med feil på vern og kontrollutstyr er det interessant å inkludere vernrespons i feilratene, slik at sannsynligheten for uønsket funksjon og uteblitt funksjon blir inkludert i analysen.

I analysen nyttes prosentandelen av uønsket og uteblitt funksjon sammen med feilratene for vern og kontrollutstyr.

#### 220-420 kV ledningsvern

Relétype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Bølgevern	199	80,9	9,0	5,0	0,5	4,5
Differensialvern	25	60,0	32,0	0,0	0,0	8,0
Distansevern	2330	88,3	5,6	2,2	1,2	2,7
Jordstrømvern	117	80,3	12,0	5,1	2,6	0,0
Øvrige vern	169	65,7	29,6	1,8	1,2	1,8
<b>Totalt</b>	<b>2840</b>	<b>85,8</b>	<b>7,8</b>	<b>2,5</b>	<b>1,2</b>	<b>2,7</b>

Tabell 16 – Dataunderlag vernrespons 220-420 kV [4]

#### 132 kV ledningsvern

Relétype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	168	95,2	4,8	0,0	0,0	0,0
Distansevern	1953	89,2	7,4	1,9	0,2	1,2
Øvrige vern	139	93,5	5,0	0,0	0,0	1,4
<b>Totalt</b>	<b>2260</b>	<b>90,0</b>	<b>7,1</b>	<b>1,6</b>	<b>0,2</b>	<b>1,2</b>

Tabell 17 – Dataunderlag vernrespons 132 kV [4]

#### 132-420 kV transformatorvern

Relétype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	168	95,2	4,8	0,0	0,0	0,0
Distansevern	1953	89,2	7,4	1,9	0,2	1,2
Øvrige vern	139	93,5	5,0	0,0	0,0	1,4
<b>Totalt</b>	<b>2260</b>	<b>90,0</b>	<b>7,1</b>	<b>1,6</b>	<b>0,2</b>	<b>1,2</b>

Tabell 18 – Dataunderlag vernrespons 132 kV [4]

## 6 Modellformulering og forutsetninger

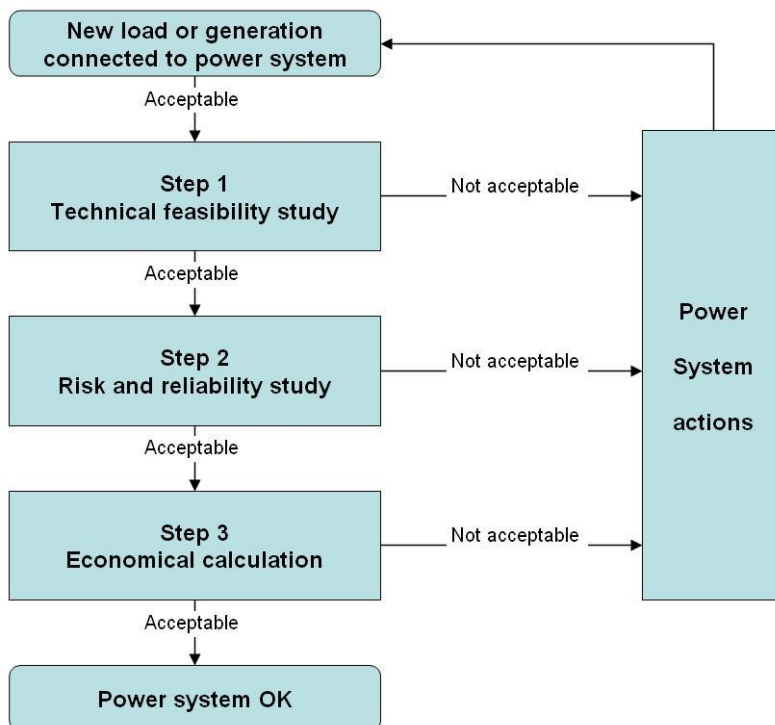
Modellformuleringen skal benytte informasjon fra prosessbeskrivelsen til etablering av analysemodeller i EDSA og PROMAPS i tillegg til å definere hvilke avgrensninger som ligger til grunn.

### 6.1 Metode

Analysemetoden er basert på at det først utføres beregninger som viser om det er teknisk mulig å drive nettet med aktuell last. Spesielt er det sjekket høylast/overlast for ledninger i tillegg til om spenningsforholdene er akseptable. Dersom de tekniske forholdene totalt sett ikke er akseptable må det gjøres tiltak i nettet.

Deretter er det utført en økonomisk analyse basert på to størrelser; transmisjonstap og regularitetstap (KILE). Transmisjonstapet vil være det samlede tapet i nettet ved de aktuelle casene. Regularitetstap er basert på statistiske feildata for kraftsystemkomponenter i tillegg til KILE-satser som NVE har fastsatt for ulike lasttyper.

Beregning av de tekniske forholdene vil i utgangspunktet bestemme om nettet i det hele tatt kan opereres med aktuell last, mens de økonomiske beregningene vil gi en indikasjon på om det er samfunnsøkonomisk riktig å gjøre tiltak i nettet basert på angitte forutsetninger.



Figur 9 – Skjematisert oversikt av metodikk

### 6.2 Kraftsystemmodell

Modellering og simulering er utført med EDSA Technical 2005. Modellen av linjenettet samt kraftproduksjon i BKK-nettet er modellert av Troll Power. Modellen er avgrenset til å ta med seg BKK-nettet ned til og med 132 kV med utvekslingspunkter mot Statnett i punktene Modalen og

Samnanger. Videre er Statnett sitt nett modellert med utvekslingspunktene Hylene, Nesflaten i sør og Fardal, Aurland og Sima i nord/øst.

BKK sin produksjonskapasitet i området er oppgitt til 1515 MW + EVM. Kraftproduksjon i BKK-området er i modellen innstilt likt for sommer og vinter i samråd med BKK:

Tidsperiode	Kraftproduksjon (vinter og sommer)
2010	1161 MW (BKK) + 130 MW (EVM) = 1291 MW
2012	1161 MW (BKK) + 230 MW (EVM) = 1391 MW
2015	1161 MW (BKK) + 262 MW (EVM) = 1423 MW
2018	Inkludert ekstra produksjon i Matre/Stordalen: 1259 MW (BKK) + 262 MW (EVM) = 1521 MW

**Tabell 19 – Data for kraftproduksjon (effektverdier) i tidsperiodene**

Simulert produksjon er dermed i 2010 omtrent 77 % av installert kapasitet og kan regnes som normalt høy. Denne er satt lik for vinter og sommer. Ekstra produksjon i Matre og Stordalen forutsetter linjen Kollsnes-Mongstad-Modalen.

Den virkelige prognosen for EVM produksjon i 2012 er 139 MW. I modellen er det lagt in 230 MW for å analysere hva som skjer dersom produksjonen øker før en eventuell lastøkning for kompressor 3 og 4. Dette er med på å definere en produksjonsgrense uten lastøkning.

Lastdata for de ulike tidsperiodene er gitt som:

Tidsperiode	Vinterlast	Sommerlast
2010	BKK 1054 MW, Statoil 440 MW, Total last i BKK området 1494 MW	BKK 423 MW, Statoil 234 MW, Total last i BKK området 657 MW
2012	BKK 1111 MW, Statoil 461 MW, Total last i BKK området 1572 MW	BKK 474 MW, Statoil 268 MW, Total last i BKK området 742 MW
2015	BKK 1150 MW, Statoil 570 MW, Total last i BKK området 1720 MW	BKK 495 MW, Statoil 342 MW, Total last i BKK området 837 MW
2018	BKK 1168 MW, Statoil 622 MW, Total last i BKK området 1790 MW	BKK 503 MW, Statoil 340 MW, Total last i BKK området 843 MW

**Tabell 20 – Lastdata for tidsperiodene**

I tabellen er Statoil-last definert som Kollsnes, Mongstad, Sture, og Ågotnes. Maksimale last januar 2010 var tilnærmet 1800 MW. Simulert last i BKK området for 2010 er totalt 1494 MW som tilsvarer 83 %. Dette karakteriseres som normal vinterlast.

For 2010 og 2018 er det også gjort noen beregninger for maksimal last. Dette er simulert ved å oppskalere BKK last slik at total last tilsvarer 1800 MW i 2010 og 2110 MW i 2018.

#### Effektbehov som ikke er inkludert i analysen

Videre er effekttap anslått til å være 2x6 MW ved fullt effektuttak til 3. og 4. kompressor på Troll A. Det også vedtatt at det skal legges ny AC kabel på 17 MW til Troll A. Disse effektuttakene er ikke

inkludert i lasttaksprognosen som først ble overlevert fra Statoil til Troll Power. Det vil si at simuleringene som er utført for 2015 og 2018 ikke har inkludert overnevnte effektuttakstillegg.

Det er imidlertid simulert noen "skudd" for å kontrollere at ikke inkluderte effektuttak ikke forandrer konklusjonene i denne rapport.

### 6.2.1 Forenklinger i modellen:

1. I sommerproduksjon vil Hellandsfoss og Myster ligge med høyere produsert effekt enn modellert. Dette er en forenkling i, men for studien av lastøkning ved Kollsnes/Mongstad er dette validert med BKK til å ha mindre betydning for analysekonklusjonene. Statoil Kollsnes er simulert som et lastpunkt i denne analysen.
2. Det nye gasskraftverket, EVM, som vil bli bygget på Mongstad er tatt med i analysen, samt ny 300 kV linje Mongstad-Kollsnes. Vi har ikke dynamiske data for gassturbin eller generator. EVM er modellert som en typisk gassturbin og generator er hentet fra et eksempel i EDSA.
3. EDSA har ikke modell for stabilisering av typene "STABNI" eller "STAB1". Modelleringen blir dermed noe lite dempet. For å kompensere for dette ble de største generatorenes turbinregulatorer modellert med større verdier på forsterkningene "At" og dempingen "D". "At" ble satt til 5 og "D" til 3 på kraftverkene Evanger, Dale, Matre og Steinsland.
4. Generatorene er modellert med Eq' modell.
5. Spenningsregulator av typen SCRX er byttet ut med typen SEXS.
6. For Steinsland er det benyttet spenningsregulatoren SEXS istedenfor NOREX.
7. Generatorene Dale G5 og G6 er ikke tatt med siden disse vil påvirke resultatene i liten grad da Dale G1 og G2 er relativt mye større.
8. Ny produksjon i SKL-området: Kårstø gasskraftverk 400 MW er bare tatt med i regularitetsanalysen ettersom dette vil påvirke regulariteten bak Sauda.
9. Oksebotn er utelatt siden denne vil påvirke lite da Evanger er relativt mye større.

Forenklingene som er gjort i denne analysen vil påvirke resultatet i en viss grad. For denne analysen anser vi resultatet som tilfredsstillende, men vil anbefale at det utarbeides en bedre modell senere, der også nettet for Kollsnes er med samt at stabiliseringsutrustningen i BKK sitt nett blir modellert.

### 6.2.2 PROMAPS

PROMAPS er modellert på følgende måte:

#### Nettstruktur

Kraftnettet som inngår i analysen er modellert med nettstruktur som vist i prosessbeskrivelsen. Strukturen består av 46 noder og 124 greiner, hvorav 11 produksjonsgreiner, 11 tilhørende roterende produksjonsreservegreiner, 70 transmisjonsgreiner, 26 lastgreiner og 3 utvekslingsgreiner med roterende reserve.

Hver stasjon som har produksjon består av en produksjonsgrein som representerer faktisk produksjon for gitt timeverdi og en produksjonsgrein for roterende reserve. Størrelsen på den roterende reserven for hver timeverdi vil variere etter hvor mange generatorer som er tilgjengelig i hver produksjonsgruppe. Roterende reserve skal kun tre i kraft dersom det er differanse mellom etterspørsel av effekt og virkelig produksjon.

#### Greinstruktur





Nettstrukturen er delt opp i ulike greiner for produksjon, transmisjon, utveksling og last. Hver greintype består av ulike primær- og sekundærutrustninger, og modelleres med ulike enhetsmodeller.

Hver grein er delt inn i to nivåer, hvor nivå 1 er toppnivået som representerer de aggregerte topp-tilstandene for primær- og sekundærutstyr. Nivå 2 representerer enhetsmodellene tilknyttet hver komponent for primært og sekundært utstyr. For beskrivelse av greintypene, se appendiks A.4.

## 7 Nettanalyse av Vestlandsnettet

Dette kapitlet tar for seg lastflytanalyse for de forskjellige caser og tidsperioder. Casene er de samme som i regularitetsberegningene.

Nettanalyse av spesielle driftssituasjoner relatert Mongstad og Kollsnes er vedlagt i appendiks B.

### 7.1 Lastflytanalyse

Dette kapitlet tar for seg lastflytresultater for følgende caser i tidsperiodene TP1, TP2, TP3 og TP4:

- Case 1.1: All kompressor effekt fra Kollsnes, delt drift
- Case 1.2: All kompressor effekt fra Kollsnes, masket drift
- Case 2: Nettførsterkning Kollsnes-Mongstad
- Case 3: All ny kompressoreffekt fra Mongstad
- Case 4: Nettførsterkning Kollsnes-Mongstad-Modalen

I møte med BKK datert 16.3.2010 ble et bredt utvalg av lastflytresultater validert for å sikre at inngangsdata, akseptanskriterier og analyseresultat har rett kvalitet.

#### 7.1.1 Akseptanskriterier

Følgende akseptanskriterier er brukt i lastflytanalysen:

- Ingen linjer, transformatorer eller andre komponenter skal drives med overlast. Ved mer enn 95 % belastning kan man anta at driftsentralen vil igangsette tiltak. Ulike belastningsgrenser benyttes for sommer og vinter.
- Generatorer og SVC skal drives innenfor angitte grenser for aktiv og reaktiv effekt
- Spanningsprofil og reaktiv effektflyt justeres i henhold til [13] og lastgrenser i PSS/E-modeller mottatt fra BKK.

I analysen er spenningsprofilen vurdert til akseptabel ved opp til 5 % spenningsreduksjon på 300 kV.

#### 7.1.2 Case 1.1 – All kompressoreffekt fra Kollsnes

De forskjellige resultatene for denne tidsperioden for case 1.1 følger i dette kapitlet.

##### 7.1.2.1 Tidsperiode TP1 – Normal vinterlast 2010

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP1 – Normal vinterlast – Case 1.1	28,2 MW

Tabell 21 – Tap i BKK-nettet for TP1 ved normal vinterlast. Case 1.1

#### Overlast på linjer

Ingen linjer i nettet blir overbelastet i denne analysen, men én linje blir høyt belastet og medfører dermed store tap og spenningsfall i nettet. Etter et utfall aksepteres det normalt en kortvarig overbelastning (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Kollsnes-Lille Sotra	1000	700	70 %

**Tabell 22 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problem.

#### 7.1.2.2 Tidsperiode TP1 – Normal sommerlast 2010

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP1 – Normal sommerlast – Case 1.1	18,9 MW

**Tabell 23 – Tap i BKK-nettet for TP1 ved normal sommerlast. Case 1.1**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men noen av linjene blir høyt belastet i dette caset. Etter et utfall aksepteres det normalt en kortvarig overbelastning (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Dale-Ravneberget	619	614	99 %
Samnanger-Frøland	488	350	72 %
Myster-Dale	651	615	94 %
Samnanger-Norheimsund	488	349	72 %
Vemundsbotn T-Myster	651	519	80 %
Matre-Padøy	742	680	92 %
Padøy-Osterøy	742	680	92 %
Padøy-Jordal	742	717	97 %

**Tabell 24 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problem.

#### 7.1.2.3 Tidsperiode TP2 – Normal Vinterlast 2012

De beregnede tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under. Produksjon på Mongstad er satt høyere (230 MW) enn forventet produksjon (139 MW), dette for å se hvor mye produksjonsoverskudd en kan ha på Mongstad før linjene Seim-Meland og Mongstad-Seim begynner å bli overbelastet. Disse linjene vil ikke bli overbelastet ved estimert produksjon på Mongstad (139 MW).

Som en følge av dette vil de beregnede tapene i BKK området øke en mer sett i sammenheng fra TP1. For TP2 case 1.1 vinterlast vil tapene på linjene Seim-Meland og Mongstad-Seim vil øke med 1,95 MW sett i forhold til TP1 case 1.1 vinterlast på grunn av produksjonsoverskudd på Mongstad.

	Tap i BKK-nettet
TP2 – Normal vinterlast – Case 1.1	31,3 MW

**Tabell 25 – Tap i BKK-nettet for TP2 ved normal vinterlast. Case 1.1**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men noen av linjene blir høyt belastet i dette caset. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Seim-Meland	577	409	71 %
Mongstad-Seim	664	483	73 %
Lille Sotra-Mongstad	1000	709	71 %

**Tabell 26 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problem.

#### 7.1.2.4 Tidsperiode TP2 – Normal Sommerlast 2012

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under. Produksjon på Mongstad er satt høyere (230 MW) enn forventet produksjon (139 MW), dette for å se hvor mye produksjon en kan ha på Mongstad før linjene Seim-Meland og Mongstad-Seim begynner å bli overbelastet. Disse linjene vil ikke bli overbelastet under estimert produksjon på Mongstad (139 MW). Som en følge av dette vil de beregnede tapene i BKK området øke en del sammenlignet med tidsperiode TP1.

	Tap i BKK-nettet
TP2 – Normal sommerlast – Case 1.1	23,9 MW

**Tabell 27 – Tap i BKK-nettet for TP2 ved normal sommerlast. Case 1.1**

### Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i dette caset. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

På grunn av at det er kommet ekstra produksjon på Mongstad samtidig som at lasten ikke er økt tilsvarende, vil dette gi overbelastning av noen linjer i denne casen. Delingspunktet i Matre styrer nå slik at Dale-Ravneberget er på sin termiske grense. De andre linjene fra Matre og ned mot Padøy og videre til Osterøy og Jordal vil bli overbelastet. Dersom EVM skal produsere som tenkt her, må produksjonen i BKK området styres ned på grunn av kraftoverskudd om sommeren. En har her valgt å koble ut 40 MW mot Matre A samsleskinne. En vil da ikke ha noe overlast i systemet som vist i kolonne 5 og 6. Uttak av kraft til kompressor 3 og 4 fra Mongstad gjør det derfor mulig å produsere fra 0 til 100 MW mer kraft enn hva som ellers ville være mulig på grunn av begrensningene i nettet rundt Mongstad.

	Termisk grenselast	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer	Belastningsgrad dersom BKK reduserer

	[A]			produksjonen med 40 MW i Matre A samleskinne	produksjonen med 40 MW i Matre A samleskinne
Dale-Ravneberget	619	618	100 %	616	100 %
Seim-Meland	425	412	97 %	381	90 %
Mongstad-Seim	486	432	89 %	400	82 %
Myster-Dale	651	617	95 %	617	95 %
Samnanger-Froland	488	377	77 %	372	76 %
Samnanger-Norheimsund	488	348	71 %	348	71 %
Vemundsbotn T-Myster	651	521	80 %	520	80 %
Padøy-Jordal	742	855	115 %	717	97 %
Matre-Padøy	742	819	110 %	680	92 %
Padøy-Osterøy	742	819	110 %	680	92 %

**Tabell 28 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problem.

#### 7.1.2.5 Tidsperiode TP3 – Normal Vinterlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal vinterlast – Case 1.1	34,1 MW

**Tabell 29 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal vinterlast. Case 1.1**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men én linje blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Kollsnes-Lille Sotra	1000	880	88 %

**Tabell 30 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

#### 7.1.2.6 Tidsperiode TP3 – Normal Sommerlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal sommerlast – Case 1.1	22,3 MW

**Tabell 31 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal sommerlast. Case 1.1**

### Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i dette caset. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Delingspunktet i Matre, styrer nå slik at Dale-Ravneberget er på sin termiske grense. De andre linjene fra Matre og ned mot Padøy og videre til Osterøy og Jordal vil bli overbelastet. Dette skyldes kraftoverskudd på Mongstad sammenlignet med 2010 casen. Dersom EVM produserer som tenkt her, må annen produksjon i området styres ned på grunn av kraftoverskudd på sommeren. En har i studien valgt å koble ut 20 MW mot Matre A samleskinne. Resultatene er da vist i kolonne 5 og 6 i tabellen under. Som vist under gir dette ikke overbelastning.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer produksjonen med 20 MW i Matre A samleskinne	Belastningsgrad dersom BKK reduserer produksjonen med 20 MW i Matre A samleskinne
Dale-Ravneberget	619	610	99 %	610	99 %
Seim-Meland	425	362	85 %	347	82 %
Mongstad-Seim	486	383	79 %	367	76 %
Myster-Dale	651	611	94 %	611	94 %
Samnanger-Froland	488	373	76 %	373	76 %
Samnanger-Norheimsund	488	348	71 %	348	71 %
Vemundsbotn T-Myster	651	514	79 %	514	79 %
Padøy-Jordal	742	800	108 %	732	99 %
Matre-Padøy	742	764	103 %	695	94 %
Padøy-Osterøy	742	764	103 %	695	94 %

**Tabell 32 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

#### 7.1.2.7 Tidsperiode TP4 – Normal Vinterlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal vinterlast – Case 1.1	35,7 MW

**Tabell 33 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal vinterlast. Case 1.1**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men én linje blir høyt belastet i dette caset. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Kollsnes-Lille Sotra	1000	967	97 %

**Tabell 34 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.2.8 Tidsperiode TP4 – Normal Sommerlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal sommerlast – Case 1.1	22,6 MW

**Tabell 35 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal sommerlast. Case 1.1**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men noen linjer blir høyt belastet i dette caset. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Delingspunktet i Matre, styrer nå slik at Dale-Ravneberget er på sin termiske grense. De andre linjene fra Matre og ned mot Padøy og videre til Osterøy og Jordal vil bli overbelastet. Dette skyldes kraftoverskudd på Mongstad sammenlignet med 2010 casen. Dersom EVM skal produsere som tenkt her, må produksjonen i BKK området styres ned på grunn av kraftoverskudd om sommeren. En har her valgt å koble ut 20 MW mot Matre A samleskinne. Resultatene er da vist i kolonne 5 og 6 i tabellen under. Som vist gir dette ikke overbelastning.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer produksjonen med 20 MW i Matre A samleskinne	Belastningsgrad dersom BKK reduserer produksjonen med 20 MW i Matre A samleskinne
Dale-Ravneberget	619	610	99 %	610	99 %
Seim-Meland	425	366	86 %	350	82 %
Mongstad-Seim	486	387	80 %	371	76 %
Myster-Dale	651	611	94 %	610	94 %

Samnanger-Froland	488	371	76 %	371	76 %
Samnanger-Norheimsund	488	347	71 %	347	71 %
Vemundsbotn T-Myster	651	513	79 %	513	79 %
Padøy-Jordal	742	807	109 %	740	100 %
Matre-Padøy	742	770	104 %	702	95 %
Padøy-Osterøy	742	770	104 %	703	95 %

**Tabell 36 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

## 7.1.3 Case 1.2 – All kompressoreffekt fra Kollsnes, masket drift

De forskjellige resultatene for denne tidsperioden for case 1.2 følger i dette kapittelet.

### 7.1.3.1 Tidsperiode TP1 – Normal Vinterlast 2010

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP1 – Normal vinterlast – Case 1.2	28,3 MW

**Tabell 37 – Tap i BKK-nettet for TP1 ved normal vinterlast. Case 1.2**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men flere linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Seim-Meland	577	469	81 %
Dale-Ravneberget	822	596	73 %

**Tabell 38 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.3.2 Tidsperiode TP1 – Normal Sommerlast 2010

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP1 – Normal sommerlast – Case 1.2	17,3 MW

**Tabell 39 – Tap i BKK-nettet for TP1 ved normal sommerlast. Case 1.2**



## Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Mesteparten av linjen Seim-Meland har tverrsnitt 1x1x3xFeAl 240 og hele Meland-Kartveit har tverrsnitt 1x1x3xFeAl 240. Dette tverrsnittet blir ikke overbelastet (67 % belastet). Seim-Meland har 12,66 km med lavere tverrsnitt, som kan oppgraderes til tilsvarende tverrsnitt som resten av linjen. Systemet vil sådan ikke bli overbelastet tatt under forutsetning at disse kilometerne blir oppgradert.

Som en ser vil det ved lukket samleskinne i Matre bli for stor produksjon ned fra Matre til Padøy og videre mot Jordal og Osterøy. Det er derfor nødvendig å redusere produksjonen i BKK området. En har på grunn av dette valgt å koble bort 50 MW produksjon på Matre A samleskinne. Resultatet vist i kolonne 5 og 6 i tabellen under viser at dette ikke gir overbelastning.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer produksjonen med 50 MW i Matre A samleskinne	Belastningsgrad dersom BKK reduserer produksjonen med 50 MW i Matre A samleskinne
Seim-Meland	425	436	103 %	393	92 %
Dale-Ravneberget	619	424	68 %	402	65 %
Mongstad-Seim	486	344	71 %	320	66 %
Samnanger-Froland	488	370	76 %	369	76 %
Samnanger-Norheimsund	488	350	72 %	350	72 %
Matre-Padøy	742	864	116 %	742	100 %
Padøy-Osterøy	742	750	101 %	646	87 %
Padøy-Jordal	742	787	106 %	683	92 %

**Tabell 40 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

## Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.3.3 Tidsperiode TP2 – Normal Vinterlast 2012

Tapene i BKK-nettet er vist tabellen under. Produksjon på Mongstad er satt høyere (230 MW) enn forventet produksjon (139 MW), dette for å se hvor mye produksjon man kan ha på Mongstad før linjene Seim-Meland og Mongstad-Seim begynner å bli overbelastet. Disse linjene vil ikke bli overbelastet under normal produksjon på Mongstad (139 MW) Som en følge av dette vil de beregnede tapene i BKK området øke en del sammenlignet med TP1 case 1.2.

	Tap i BKK-nettet
TP2 – Normal vinterlast – Case 1.2	32,1 MW

**Tabell 41 – Tap i BKK-nettet for TP2 ved normal vinterlast. Case 1.2**

### Overlast på linjer

Én linje blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Seim-Meland	577	578	100 %
Mongstad-Seim	664	538	81 %
Dale-Ravneberget	822	620	75 %

Tabell 42 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

#### 7.1.3.4 Tidsperiode TP2 – Normal Sommerlast 2012

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under. Produksjon på Mongstad er satt høyere (230 MW) enn forventet produksjon (139 MW), dette for å se hvor mye produksjon man kan ha på Mongstad før linjene Seim-Meland og Mongstad-Seim begynner å bli overbelastet. Disse linjene vil ikke bli overbelastet under estimert produksjon på Mongstad (139 MW.) Som en følge av dette vil de beregnede tapene i BKK området øke en del sammenlignet med TP1 case 1.2.

	Tap i BKK-nettet
TP2 – Normal sommerlast – Case 1.2	22,4 MW

Tabell 43 – Tap i BKK-nettet for TP2 ved normal sommerlast. Case 1.2

### Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i dette caset. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Som en ser her kan ikke ekstra produksjon komme før ekstra last på Mongstad i 2012 for sommer-caset. Økt produksjon på EVM vil føre til at effektflyten vil gå fra Mongstad mot Matre. Dette gjør at flere linjer blir overbelastet som vist under. Dersom økt produksjon kommer på Mongstad før last, vil det være nødvendig å senke produksjon om sommeren. Dersom en reduserer produksjonen med 80 MW på Matre A samleskinne blir lastflyten som vist i kolonne 5 og 6 i tabellen under. Seim-Meland er fremdeles overbelastet, men det kan løses med å holde Padøy-Seim åpen eller oppgradere linjen som beskrevet i kapittel 7.1.3.2.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer produksjonen med 80 MW i Matre A samleskinne	Belastningsgrad dersom BKK reduserer produksjonen med 80 MW i Matre A samleskinne
Mongstad-Seim	486	501	103 %	461	95 %

Seim-Meland	425	525	124 %	455	107 %
Dale-Ravneberget	619	466	75 %	430	69 %
Kartveit-Meland	651	496	76 %	426	65 %
Matre-Padøy	742	929	125 %	732	99 %
Padøy-Jordal	742	907	122 %	739	100 %
Samnanger-Froland	488	371	76 %	370	76 %
Samnanger-Norheimsund	488	348	71 %	348	71 %
Padøy-Osterøy	742	871	117 %	702	95 %

**Tabell 44 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.3.5 Tidsperiode TP3 – Normal Vinterlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal vinterlast – Case 1.2	33,9 MW

**Tabell 45 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal vinterlast. Case 1.2**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men én linje blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Seim-Meland	577	496	86 %

**Tabell 46 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.3.6 Tidsperiode TP3 – Normal Sommerlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal sommerlast – Case 1.2	21,1 MW

**Tabell 47 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal sommerlast. Case 1.2**

### Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen

på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Økt produksjon på EVM gjør at en i denne casen må redusere produksjon i Matre for å unngå overlast om sommeren. Dersom en reduserer produksjonen med 75 MW på Matre A samleskinne blir lastflyten som vist i kolonne 5 og 6 i tabellen under. Seim-Meland er fremdeles overbelastet, men det kan løses ved å holde Padøy-Seim åpen, eventuelt oppgradere linjen som beskrevet i kapittel 7.1.3.2.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer produksjonen med 75 MW i Matre A samleskinne	Belastningsgrad dersom BKK reduserer produksjonen med 75 MW i Matre A samleskinne
Seim-Meland	425	501	87 %	436	103 %
Dale-Ravneberget	619	462	75 %	430	69 %
Kartveit-Meland	651	471	72 %	406	62 %
Matre-Padøy	742	915	123 %	730	98 %
Mongstad-Seim	486	442	91 %	405	83 %
Padøy-Jordal	742	866	117 %	709	95 %
Samnanger-Froland	488	371	76 %	370	76 %
Samnanger-Norheimsund	488	346	71 %	346	71 %
Padøy-Osterøy	742	829	112 %	672	91 %

**Tabell 48 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.3.7 Tidsperiode TP4 – Normal Vinterlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal vinterlast – Case 1.2	34,9 MW

**Tabell 49 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal vinterlast. Case 1.2**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Dale-Ravneberget	822	576	70 %
Seim-Meland	577	491	85 %

**Tabell 50 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

## Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.3.8 Tidsperiode TP4 – Normal Sommerlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal sommerlast – Case 1.2	21,4 MW

**Tabell 51 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal sommerlast. Case 1.2**

## Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i dette caset. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabell 10 viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Økt produksjon på EVM gjør at en i denne casen må redusere produksjon i Matre for å unngå overlast om sommeren. Dersom en reduserer produksjonen med 75 MW på Matre A samleskinne blir lastflyten som vist i kolonne 5 og 6 i tabellen under. Seim-Meland er fremdeles overbelastet, men det kan løses ved å holde Padøy-Seim åpen, eventuelt oppgradere linjen som beskrevet i kapittel 7.1.3.2.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer produksjonen med 75 MW i Matre A samleskinne	Belastningsgrad dersom BKK reduserer produksjonen med 75 MW i Matre A samleskinne
Seim-Meland	425	504	119 %	439	103 %
Dale-Ravneberget	619	464	75 %	430	69 %
Kartveit-Meland	651	473	73 %	408	63 %
Matre-Padøy	742	920	124 %	735	99 %
Mongstad-Seim	486	449	92 %	412	85 %
Padøy-Jordal	742	874	118 %	718	97 %
Samnanger-Froland	488	369	76 %	368	75 %
Samnanger-Norheimsund	488	346	71 %	345	71 %
Padøy-Osterøy	742	838	113 %	681	92 %

**Tabell 52 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

## Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

## 7.1.4 Case 2 – Nettførsterkningstiltak Kollsnes-Mongstad

Dette tiltaket kommer tidligst inn i tidsperiode TP3. De forskjellige resultatene for TP3 og TP4 for case 2 følger i dette kapittelet.

### 7.1.4.1 Tidsperiode TP3 – Normal Vinterlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal vinterlast – Case 2	28,8 MW

**Tabell 53 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal vinterlast. Case 2**

#### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Dale-Ravneberget	822	594	72 %
Seim-Meland	577	430	75 %

**Tabell 54 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

#### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.4.2 Tidsperiode TP3 – Normal Sommerlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal sommerlast – Case 2	16,2 MW

**Tabell 55 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal sommerlast. Case 2**

#### Overlast på linjer

Én linje blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

En måte for å unngå overlast kan være å åpne samleskinne bryter i Matre. Belastningsgraden blir da 78 % på Matre-Padøy. Eventuelt så kan en redusere produksjonen i Matre A samleskinne med 30 MW. Belastningen for dette alternativet er vist i kolonne 5 og 6.

	Termisk grenselast	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer	Belastningsgrad dersom BKK reduserer

	[A]			produksjonen med 30 MW i Matre A samleskinne	produksjonen med 30 MW i Matre A samleskinne
Samnanger- Froland	488	363	74 %	363	74 %
Samnanger- Norheimsund	488	351	72 %	351	72 %
Seim-Meland	425	325	76 %	310	73 %
Matre-Padøy	742	807	109 %	740	100 %
Padøy-Jordal	742	672	91 %	622	84 %
Padøy-Osterøy	742	635	86 %	585	79 %

**Tabell 56 – Linjer / kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.4.3 Tidsperiode TP4 – Normal Vinterlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal vinterlast – Case 2	30,4 MW

**Tabell 57 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal vinterlast. Case 2**

#### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Dale-Ravneberget	822	610	74 %
Seim-Meland	577	447	77 %

**Tabell 58 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

#### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.4.4 Tidsperiode TP4 – Normal Sommerlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal sommerlast – Case 2	16,2 MW

**Tabell 59 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal sommerlast. Case 2**

#### Overlast på linjer

Én linje blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

En måte for å unngå overlast kan være å åpne samleskinne bryter i Matre. Belastningsgraden blir da 79 % på Matre-Padøy. Eventuelt kan en redusere produksjonen i Matre A samleskinne med 30 MW. Belastningen for dette alternativet er vist i kolonne 5 og 6.

	Termisk	Belastning	Belastnings-	Belastning dersom BKK	Belastningsgrad der-
--	---------	------------	--------------	-----------------------	----------------------



	grenselast [A]	[A]	grad	reduserer produksjonen med 30 MW i Matre A samleskinne	som BKK reduserer produksjonen med 30 MW i Matre A samleskinne
Samnanger-Froland	488	363	74 %	363	74 %
Samnanger-Norheimsund	488	350	72 %	350	72 %
Seim-Meland	425	328	77 %	310	73 %
Matre-Padøy	742	814	110 %	736	99 %
Padøy-Jordal	742	685	92 %	627	85 %
Padøy-Osterøy	742	649	87 %	590	80 %

**Tabell 60 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

## 7.1.5 Case 3 – All ny kompressoreffekt fra Mongstad

Dette tiltaket kommer tidligst inn i tidsperiode TP3. De forskjellige resultatene for TP3 og TP4 for case 3 følger i dette kapitlet.

### 7.1.5.1 Tidsperiode TP3 – Normal Vinterlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal vinterlast – Case 3	28,6 MW

**Tabell 61 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal vinterlast. Case 3**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Dale-Ravneberget	822	598	73 %
Seim-Meland	577	422	73 %

**Tabell 62 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.5.2 Tidsperiode TP3 – Normal Sommerlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal sommerlast – Case 3	18,3 MW

**Tabell 63 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal sommerlast. Case 3**

#### Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i dette caset. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Dersom man åpner bryter i Matre vil man komme under den termiske grensen på Matre-Padøy, da man ved dette tilfellet vil få en belastning på 91 %. Ellers kan man redusere produksjonen i Matre A samleskinne med 60 MW for å unngå overbelastning. Dette er vist i tabell under i kolonne 5 og 6.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer produksjonen med 60 MW i Matre A samleskinne	Belastningsgrad dersom BKK reduserer produksjonen med 60 MW i Matre A samleskinne
Seim-Meland	425	423	100 %	372	88 %
Dale-Ravneberget	619	452	73 %	426	69 %
Mongstad-Seim	486	340	70 %	311	64 %
Samnanger-Froland	488	369	76 %	368	75 %
Samnanger-Norheimsund	488	348	71 %	348	71 %
Matre-Padøy	742	868	117 %	721	97 %
Padøy-Osterøy	742	760	102 %	635	86 %
Padøy-Jordal	742	797	107 %	673	91 %

**Tabell 64 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

#### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.5.3 Tidsperiode TP4 – Normal Vinterlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal vinterlast – Case 3	29,8 MW

**Tabell 65 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal vinterlast. Case 3**

#### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men noen linjene blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Dale-Ravneberget	822	614	75 %
Seim-Meland	577	414	72 %

**Tabell 66 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

#### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.5.4 Tidsperiode TP4 – Normal Sommerlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal sommerlast – Case 3	18,6 MW

**Tabell 67 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal sommerlast. Case 3**

#### Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Dersom man åpner bryter i Matre vil man komme under den termiske grensen på Matre-Padøy, da man ved dette tilfellet vil få en belastning på 92 %. Ellers kan man redusere produksjonen i Matre A samleskinne med 60 MW for å unngå overbelastning. Dette er vist i tabell under i kolonne 5 og 6.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad	Belastning dersom BKK reduserer produksjonen med 60 MW i Matre A samleskinne	Belastningsgrad dersom BKK reduserer produksjonen med 60 MW i Matre A samleskinne
Seim-Meland	425	427	100 %	375	88 %
Dale-Ravneberget	619	452	73 %	426	69 %
Mongstad-Seim	486	348	72 %	319	66 %
Samnanger-Froland	488	368	75 %	367	75 %
Samnanger-Norheimsund	488	347	71 %	347	71 %
Matre-Padøy	742	874	118 %	727	98 %
Padøy-Osterøy	742	771	104 %	647	87 %
Padøy-Jordal	742	809	109 %	686	92 %

**Tabell 68 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

## 7.1.6 Case 4 – Nettforsterkingstiltaket Kollsnes-Mongstad-Modalen

Dette tiltaket kommer tidligst inn i tidsperiode TP3. Dette tiltaket frigir også totalt 98 MW ekstra produksjon i Stordal og Matre. De forskjellige analyseresultatene for TP3 og TP4 for case 4 følger i dette kapitlet.

### 7.1.6.1 Tidsperiode TP3 – Normal Vinterlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal vinterlast – Case 4	28,7 MW

**Tabell 69 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal vinterlast. Case 4**

### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men én av linjene blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Matre-Padøy	1644	1329	81 %

**Tabell 70 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt

beregnete spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.6.2 Tidsperiode TP3 – Normal Sommerlast 2015

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP3 – Normal sommerlast – Case 4	17,4 MW

**Tabell 71 – Tap i BKK-nettet for TP3 ved normal sommerlast. Case 4**

#### Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Grunnen til at det blir overbelastet er at Vemundsbotn T-Myster til Dale er fjernet, produksjon går sådan opp mot Matre og videre ned mot Padøy. I tillegg er det introdusert ny produksjon i Matre og Stordal. Den beste løsningen vil her være å innføre et delingspunkt i Matre slik at en del av produksjonen går rett opp på 300 kV samleskinne og ikke mot 132 kV samleskinne. Ingen linjer vil da bli overbelastet.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Seim-Meland	425	332	78 %
Matre-Padøy	742	1031	139 %
Samnanger-Froland	488	365	75 %
Samnanger-Norheimsund	488	348	71 %
Stordal-Matre	425	307	72 %
Padøy-Osterøy	742	767	103 %
Padøy-Jordal	742	804	108 %

**Tabell 72 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

#### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.6.3 Tidsperiode TP4 – Normal Vinterlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal vinterlast – Case 4	29,7 MW

**Tabell 73 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal vinterlast. Case 4**

#### Overlast på linjer

Ingen linjer blir overbelastet, men én linje blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen

på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Matre-Padøy	1644	1347	82 %

**Tabell 74 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

### 7.1.6.4 Tidsperiode TP4 – Normal Sommerlast 2018

Tapene i BKK-nettet er vist i tabellen under.

	Tap i BKK-nettet
TP4 – Normal sommerlast – Case 4	17,8 MW

**Tabell 75 – Tap i BKK-nettet for TP4 ved normal sommerlast. Case 4**

### Overlast på linjer

Noen linjer blir overbelastet, og noen linjer blir høyt belastet i denne casen. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer / kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

Grunnen til at det blir overbelastet er at Vemundsbotn T-Myster til Dale er fjernet, produksjon går sådan opp mot Matre og videre ned mot Padøy. I tillegg er det introdusert ny produksjon i Matre og Stordal. Den beste løsningen vil her være å innføre et delingspunkt i Matre slik at en del av produksjonen går rett opp på 300 kV samleskinne og ikke mot 132 kV samleskinne. Ingen linjer vil da bli overbelastet.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Seim-Meland	425	334	79 %
Matre-Padøy	742	1041	140 %
Samnanger-Froland	488	363	74 %
Samnanger-Norheimsund	488	347	71 %
Stordal-Matre	425	309	73 %

**Tabell 76 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet**

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

## 7.2 Drøfting av resultater fra nettanalysen

### 7.2.1 Lastflytresultater

Simuleringene viser ingen store problemer i nettet med hensyn til lastflyt i "normal vinter" i TP1 for case 1.1 og case 1.2. For "normal sommer" i case 1.1 er systemet heller ikke overbelastet, men for "normal sommer" vil man i TP1 case 1.2 ha noen linjer som blir overbelastet med den relativt høye produksjonsprofilen som ligger til grunn for simuleringene. Dette kan løses med å redusere produksjonen i Matre (samleskinne A) eller holde delingspunkt i Matre åpent (tilsvarende case 1.1). Det er ikke påvist noen spenningsproblemer i 300 kV-nettet.

Det nye gasskraftverket på Mongstad (EVM) påvirker lastflyten når dette kommer inn med høyere produksjon. Med estimert produksjon på EVM og lastprognose på Mongstad vil nettet rundt Mongstad ikke bli overbelastet om vinteren for tidsperiodene TP2, TP3 og TP4 for case 1.1 og 1.2. Om sommeren vil man i case 1.1 og 1.2 få problemer på grunn av produksjonsoverskudd i Mongstad/Matre-området med den produksjonsprofilen som ligger til grunn. Delt drift i Matre vil hjelpe, men det er også nødvendig å redusere produksjonen i Matre også i case 1.1 for å unngå overbelastning fra Matre ned mot Padøy og videre. Ved å holde samleskinne i Matre åpen om sommeren viser simuleringene at man vil en klare å få omtrent 50 MW ekstra gjennom nettet, slik som produksjonsprofilen er i modellen.

For case 1.2 vil Seim-Meland bli høyt belastet i alle sommerperiodene. Dette kan for bedres ved å åpne delingspunktet Padøy-Seim. Linjen Seim-Meland kan med begrenset innsats oppgraderes da det bare er ca. 13 km av strekningen som har lavere tverrsnitt enn resten av strekningen "Seim-Meland" og "Meland-Kartveit" (totalt 23,5 km). En linjeoppgradering av denne typen koster i størrelsesorden noen titalls millioner kroner.

For case 1.1 med vinterlast vil 300 kV linjen Lille Sotra-Kollsnes bli høyt belastet i TP3 med den lastprofilen som ligger til grunn for analysene. I TP4 vil den være på grensen til overbelastet (97 %).

For case 4 vil det i simuleringene være nødvendig å innføre et delingspunkt i Matre om sommeren slik at en del av produksjonen går direkte opp på 300 kV og ikke på 132 kV for å unngå overbelastning fra Matre ned mot Padøy og videre.

### 7.2.2 Tapene i nettet

Figuren under viser en oppsummering av tapene for vinterlast for de ulike casene. Tapene i case 1.1 og case 1.2 er ikke så forskjellige i størrelse. Noen delingspunkter har gunstig effekt på tap i nettet mens noen har en dårlig effekt på tap i nettet. Delt drift i Dale vil redusere tapene i nettet. Delt drift i Matre med 2 generatorer (G4 og G5) på A-skinne og 3 generatorer på B-skinne vil øke tapene.

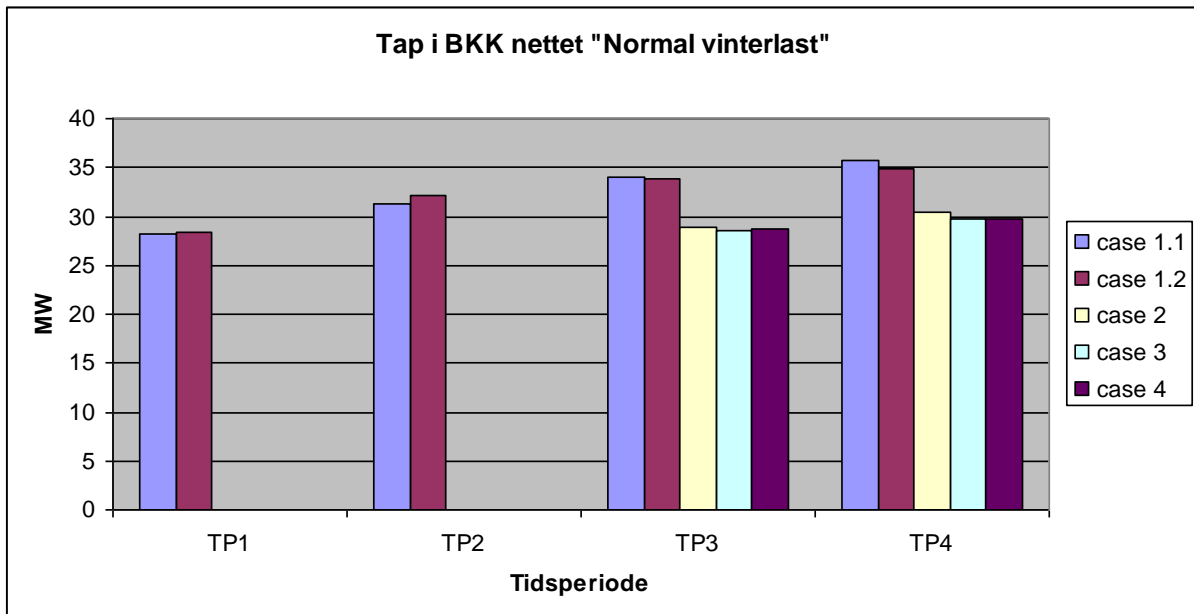
Som en ser har både case 2, case 3 og case 4 en gunstig effekt når det gjelder tapene i nettet.

Grunnen til at case 4 ikke har så mye mindre tap enn case 2 for BKK-nettet er at det er introdusert 98 MW ekstra produksjon i Matre og Stordal. Dette vil imidlertid redusere kraftimporten og dermed også de totale tapene i Statnett sitt nett. Dette gir i midlertidig ikke så mye utslag i BKK sitt nett.

Flytting av last fra Kollsnes til Mongstad som tenkt i case 3 vil også redusere tapene vesentlig på grunn av overskudd av kraft rundt Mongstad når EVM går for fullt.

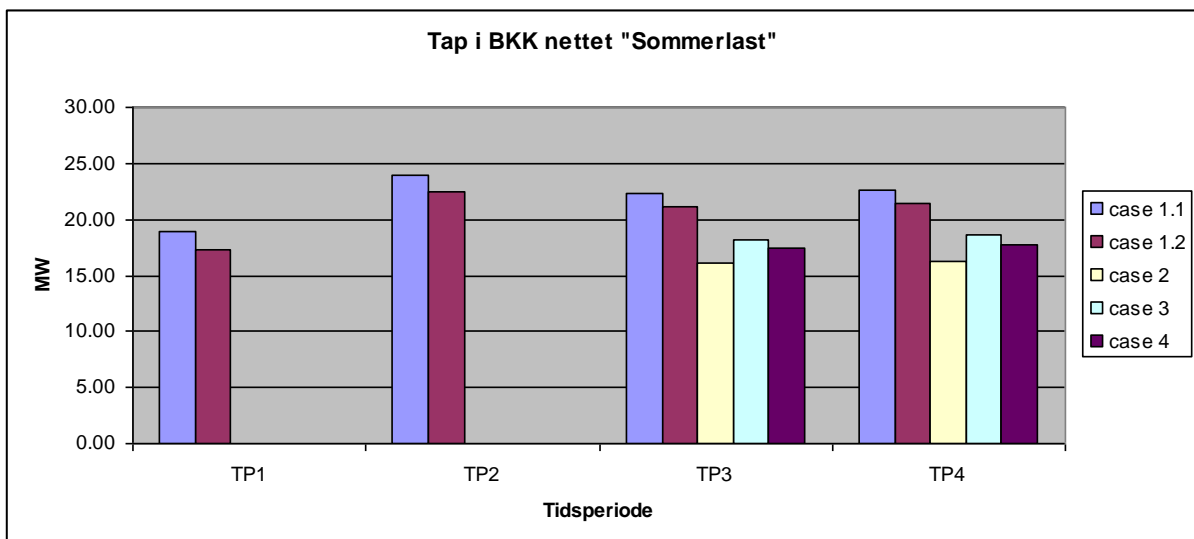
Merk:

Det er oppdaget at 3 linjer ligger inne med 0 ohm på resistans på linjene. Dette gjelder for linjene: "300 kV Evanger-Dale", "132 kV Evanger-Voss" og "132 kV Strømgaten-Solheim". For vintercasene gir dette cirka mellom 1,1 MW til 1,3 MW ekstra tap. Dette utgjør cirka 4 prosent feilmargin av de totale tapene. For sommercasene vil ikke dette gi så stor feilmargin på grunn av mindre effektflyt fra Evanger til Dale.



Figur 10 – Tap i BKK-nettet for de forskjellige casene under "normal vinterlast"

Figuren under viser en oppsummering av tapene i BKK-nettet for sommerlast. Case 1.1 gir noe høyere tap enn case 1.2 for sommerlast for alle tidsperiodene. Grunnen til at case 4 har høyere tap enn case 2 er at det er innført ekstra produksjon på 98 MW i Matre og Stordalen. Det vil som følge av dette bli høyere tap på grunn av at BKK-nettet har høyere produksjon enn last om sommeren.



Figur 11 – Tap i BKK-nettet for de forskjellige casene under "normal sommerlast"



## 8 Regularitetsanalyse av Vestlandsnettet

Elektriske inngangsdata for simuleringene er hentet fra BKK og Statnett, og omfatter timeverdier for produksjon, roterende reserve, last og kraftutveksling ved tung og lett last.

Analyseresultatene blir presentert for deler av Vestlandet med andel for BKK og andel for Kollsnes og Mongstad. Resultatene for simuleringsscener blir deretter sammenlignet for verdiene av beregnet ILE og KILE og illustrert med stolpediagram i oppsummeringen.

### 8.1 Forutsetninger

Følgende forutsetninger og avgrensninger ligger til grunn for analysen:

- Det antas at den daglige driften er tilnærmet optimal med hensyn til leveranse.
- Beregningene for KILE er basert på tre forskjellige underlag:
  - KILE-satsen for hvert lastpunkt er hentet fra "Regional kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger" 1. Juni 2009 [1].
  - NVE sine KILE-satser fra 2009 med skille i kostnad for industri og øvrig last, samt en kostnad som er lavere for lange avbrudd (over fire timer).
  - NVE sine KILE-satser fra 2009 kombinert med beregnede faktiske avbruddskostnader fra Statoil for anleggene på Kollsnes og Troll A.
- KILE og ILE blir presentert både samlet for hele det analyserte nettet og delt opp mellom netteierne BKK og SKL.
  - Det blir også presentert hvor stor mengde KILE og ILE som tilfaller Kollsnes og Mongstad (case 1.2 og case 3) av BKK sin andel.
- Reparasjonstid for 300 kV kabel Lille Sotra-Kollsnes er satt til 59 timer. Siden det ikke eksisterer statistikk for reparasjonstider for 300 kV kabler benyttes data for 132 kV kabler [4]. Kabelen Lille Sotra-Kollsnes har høy prioritet og relativt gode tilkomstsmulighet ved reparasjon, derfor er 40 % verdien av den kumulative fordelingen av reparasjonstiden benyttet i analysen. Dette forutsetter stående beredskap.
- Nettet bak Modalen og Sauda som representerer modellens randgrense er antatt stivt. Derfor er roterende reserve fra disse nettene satt for hver simuleringsscene som differansen mellom faktisk innmatning og kapasitet på innmatningsgreinene.
- Lasten i SKL området er i analysen satt uforandret mellom de ulike årstallene.
- Systemminutter er en beregnet gjennomsnittsverdi for utilgjengeligheten vektet etter effektterspørsel for hvert lastpunkt.
- Regularitetsanalysen tar hensyn til at Kollsnes har lastbortkoblingsvern. Dette vernet reduserer risikoen for kaskadefeil i kraftnettet i samband med overlast som følge av enkeltutfall av ledninger i området. Lastbortkoblingsvernet fungerer slik at en eller to kompressorer, hver på 50 MW, automatisk koples ut avhengig av last og spenningsfall i nettet.
- Effekttap er anslått til å være 2x6 MW ved fullt effektuttak til 3. og 4. kompressor på Troll A. Det også vedtatt at det skal legges ny AC kabel på 17 MW til Troll A. Disse effektuttakene er ikke inkludert i lastuttaksprognosen som først ble overlevert fra Statoil til Troll Power. Det vil si at simuleringene som er utført for 2015 og 2018 ikke har inkludert overnevnte effektuttakstillegg.

Når det gjelder ikke-inkludert effekttap til 3. og 4. kompressor og ny AC kabel på 17 MW, så blir det et simulert og kjørt "skudd" for å kontrollere at ikke inkluderte effektuttak ikke forandrer konklusjonene i denne rapport.

## 8.2 Risikoparametere og analyseresultater

Regularitetsanalysen blir presentert med flere forskjellige risikoparametere. I dette delkapittelet kommer en kort forklaring på de viktigste parameterne.

For hvert lastpunkt i nettet er det beregnet en forventet utilgjengelighet i løpet av et år. Dette er, noe forenklet, summen av alle forventede strømvbrudd i løpet av et år.

Som en alternativ pålitelighetsindikator beregner vi også systemminutter (SMS). Dette er en indikator som forteller om forventet ikke-levert energi, normalisert over nettets totale størrelse. Ett systemminutt tilsvarer energien som ikke blir levert hvis alle lastpunkt i nettet er ute av drift i nøyaktig ett minutt. Fordelen med systemminutter i forhold til gjennomsnittlig utilgjengelighet er at systemminutter tar høyde for størrelsen på lastene. SMS er nærmere forklart i appendiks F.

Et enkelt eksempel på gjennomsnittlig utilgjengelighet og systemminutter: Gitt at vi har to lastpunkter i et nett, A og B, hvor lastpunkt A er på 50 MW og lastpunkt B er på 100 MW. Gitt at lastpunkt A har en forventet utilgjengelighet på 8 minutter i løpet av et år, og lastpunkt B har en forventet utilgjengelighet på 20 minutter per år. Da vil denne gjennomsnittlige utilgjengeligheten for hele nettet (2 lastpunkt) være  $(8 + 20)/2 = 14$  minutter. Antall systemminutter blir derimot  $(8 \text{ minutter} \times 50 \text{ MW} + 20 \text{ minutter} \times 100 \text{ MW}) / (50 \text{ MW} + 100 \text{ MW}) = 16$  systemminutter.

For hver analyse blir det presentert et skjermbilde fra PROMAPS. Dette skjermbildet viser analyseresultatene med fargeindikering på lastpunktene. Denne fargeindikeringen er styrt av gjennomsnittlig utilgjengelighet.

For hver analyse blir det også presentert utskrifter fra PROMAPS spesifikt for Kollsnes. Disse utskriftene beskriver analyseresultatene for Kollsnes ved forskjellige lastnivåer. Tabellen under viser et eksempel på en slik utskrift.

```

Internal branch no.( # ) : 93
Branch no.                : 93
Branch description        : Troll 1
  
```

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
4	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
5	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
6	8755.84	3.6308	0.973852	3.53754	1.02636
7	8755.84	3.6308	0.973852	3.53754	1.02636
8	8755.15	4.31367	0.817021	3.52631	1.22328
9	8755.15	4.31367	0.817021	3.52631	1.22328
10	8755.15	4.31367	0.817021	3.52631	1.22328

**Tabell 77 – Eksempel på leveransepålitelighet for lastnivå 40-100 % på Kollsnes**

Tabellen forteller hvor mange timer i året lasten forventes å ligge i fungerende og sviktet tilstand, forventet tid mellom feil (MTBF), forventet varighet av feil (MTTR) og feilfrekvens. Alle tallene blir oppgitt ved forskjellige belastningsnivåer. Tabellen viser også at i det gitte eksempelet forverrer regulariteten seg betraktelig ved to belastningsnivåer; ved 60 % belastning og ved 80 % belastning. Dette er på grunn av at nye flaskehalser i nettet vil påvirke regulariteten ved disse to belastningsnivåene. Tabellen forteller ikke hvilke flaskehalser det er snakk om.

Til slutt blir de mest relevante utfallstilfellene oppsummert med konsekvenser og flaskehalsar. Denne oppsummeringen tar kun for seg de utfallstilfellene som er signifikante for resultatene.

**For Kollsnes spesielt ved vinterlast:**

For vintersituasjon er en rød strek tegnet inn i leveransepålitelighetstabellen for Kollsnes. Rød strek indikerer ved hvilket etterspørselnivå lasten overstiger 240 MW. Dersom effektleveranseevnen til systemet som forsyner Kollsnes blir mindre enn 240 MW, så vil hele Kollsnes kobles ut. Det vil si at for eksemplet i tabellen over så vil hele Kollsnes falle ut hver 0,97 år eller 1 gang i året, med en gjennomsnittlig reparasjonstid på 3,5 timer.

## 8.3 Case 1.1 – All kompressor effekt fra Kollsnes

### 8.3.1 Tidsperiode TP1: Vinterlast 2010

#### 8.3.1.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2010 vil være 28,6 minutter og 39 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,185 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 12 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2010

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringstap er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2010				
Nettdel	Effektstap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0289	1787	1292	1292
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,1559	9724	6410	4170
- Kollsnes (andel BKK)	0,1348	8896	4668	2429
Vestlandsnettet	0,1848	11511	7702	5462

Tabell 78 – Nøkkeltall for tap, 2010 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.3.1.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har en noe redusert leveranse pålitelighet opp til og med 50 % av lastuttaket på Kollsnes. Fra 60 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten kraftig som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no. ( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
4	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
5	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
6	8755.84	3.6308	0.973852	3.53754	1.02636
7	8755.84	3.6308	0.973852	3.53754	1.02636
8	8755.15	4.31367	0.817021	3.52631	1.22328
9	8755.15	4.31367	0.817021	3.52631	1.22328
10	8755.15	4.31367	0.817021	3.52631	1.22328

Tabell 79 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 40-100 % på Kollsnes

Rød strek i tabellen over viser ved hvilket etterspørselnivå lasten overstiger 240 MW. Dersom effektleveranse evnen til systemet som forsyner Kollsnes blir mindre enn 240 MW, så vil hele Kollsnes kobles ut.

### 8.3.1.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

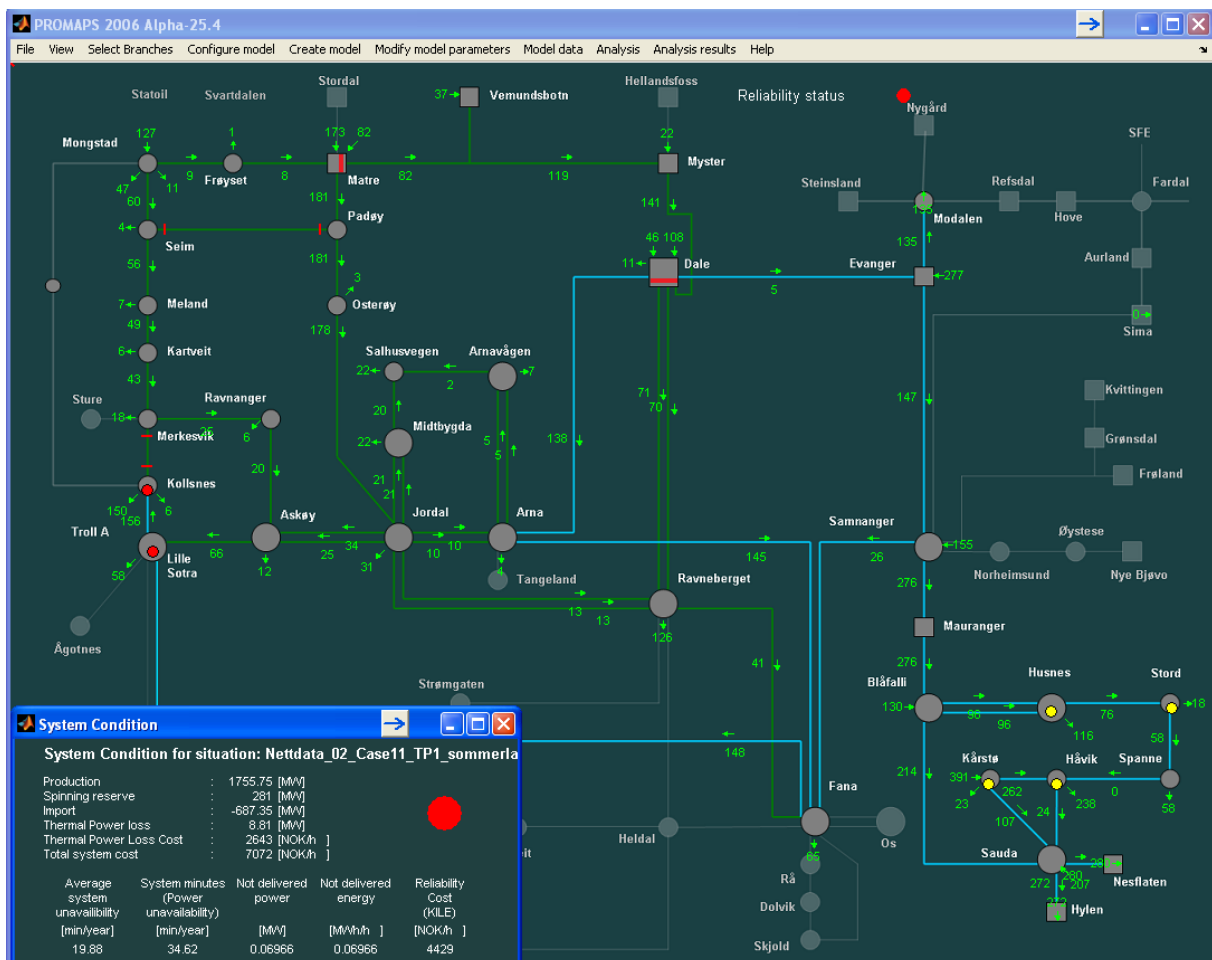
Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Kollsnes, Lille Sotra	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra og Lille Sotra T4. Stor belastning. Høy belastning Fana T1.
300 kV Fana-Samnanger	Fana	Fører til overlast av Arna-Dale. Noe høy belastning på Dale-Ravneberget, Arna-Fana og Dale-Evanger.

**Tabell 80 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 1.1 – T1**

## 8.3.2 Tidsperiode TP1: Sommerlast 2010

### 8.3.2.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved lettlast i 2010 vil være 19,9 minutter og 34,6 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0697 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 13 – Lastflyt- og nøkkeldata for lettlastsituasjon i 2010

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, lettlast 2010				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0116	715	517	517
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0581	3714	1704	850
- Kollsnes (andel BKK)	0,0529	3493	1305	450
Vestlandsnettet	0,0697	4429	2221	1367

Tabell 81 – Nøkkeltall for tap, 2010 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.3.2.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har noe redusert leveranse pålitelighet i alle belastningsnivåer. Dette er på grunn av at Kollsnes ligger på en radial.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no. ( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
7	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
8	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
9	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
10	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103

Tabell 82 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

### 8.3.2.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra og høy belastning Lille Sotra T4.

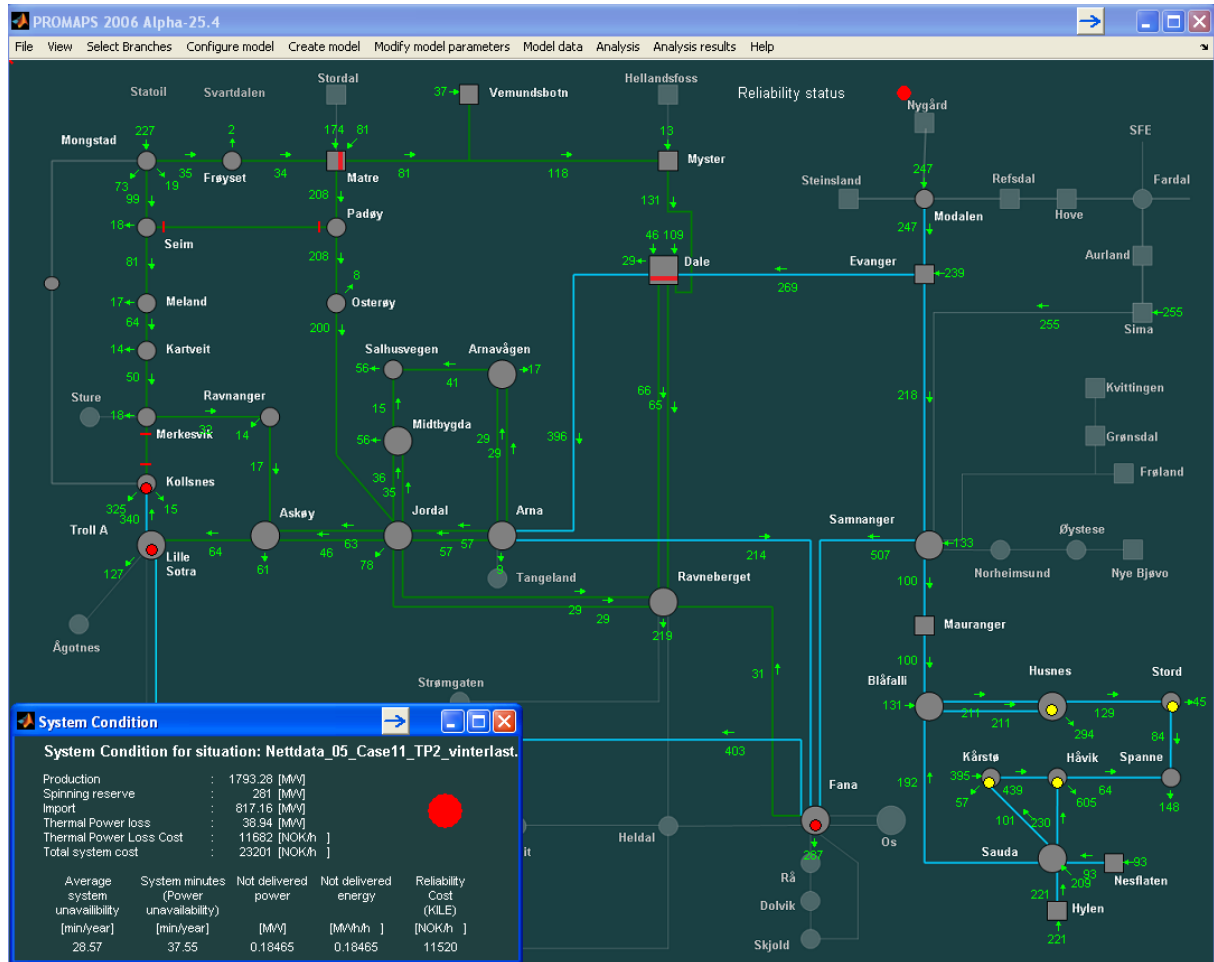
Tabell 83 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved lettlast i case 1.1 – T1



### 8.3.3 Tidsperiode TP2: Vinterlast 2012

#### 8.3.3.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2011 vil være 28,6 minutter og 37,6 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,185 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 14 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2011

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2011				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0294	1816	1313	1313
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,1552	9704	6413	4173
- Kollsnes (andel BKK)	0,1348	8896	4668	2428
Vestlandsnettet	0,1846	11520	7726	5486

Tabell 84 – Nøkkeltall for tap, 2011 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.3.3.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har en noe redusert leveranse pålitelighet opp til og med 50 % av lastuttaket på Kollsnes. Dette er på grunn av at Kollsnes ligger på en radial. Fra 60 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten kraftig som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Power delivery probability

.....

Internal branch no.( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
4	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
5	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
6	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635
7	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635
8	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327
9	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327
10	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327

Tabell 85 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 40-100 % på Kollsnes

### 8.3.3.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Kollsnes, Lille Sotra	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra og Lille Sotra T4. Høy belastning Fana T1.
300 kV Fana-Samnanger	Fana	Fører til overlast av Arna-Dale. Noe høy belastning på Dale-Ravneberget, Arna-Fana og Dale-Evanger.

Tabell 86 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 1.1 – T2

### 8.3.4 Tidsperiode TP2: Sommerlast 2012

#### 8.3.4.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved lettlast i 2011 vil være 19,9 minutter og 32,3 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0705 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 15 – Lastflyt- og nøkkeldata for lettlastsituasjon i 2011

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, lettlast 2011				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0118	726	525	525
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0587	3744	1740	885
- Kollsnes (andel BKK)	0,0530	3495	1306	450
Vestlandsnettet	0,0705	4470	2266	1410

Tabell 87 – Nøkkeltall for tap, 2011 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.3.4.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har noe redusert leveranse pålitelighet i alle belastningsnivåer. Dette er på grunn av at Kollsnes ligger på en radial.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
7	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
8	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
9	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
10	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101

Tabell 88 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

### 8.3.4.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet. Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

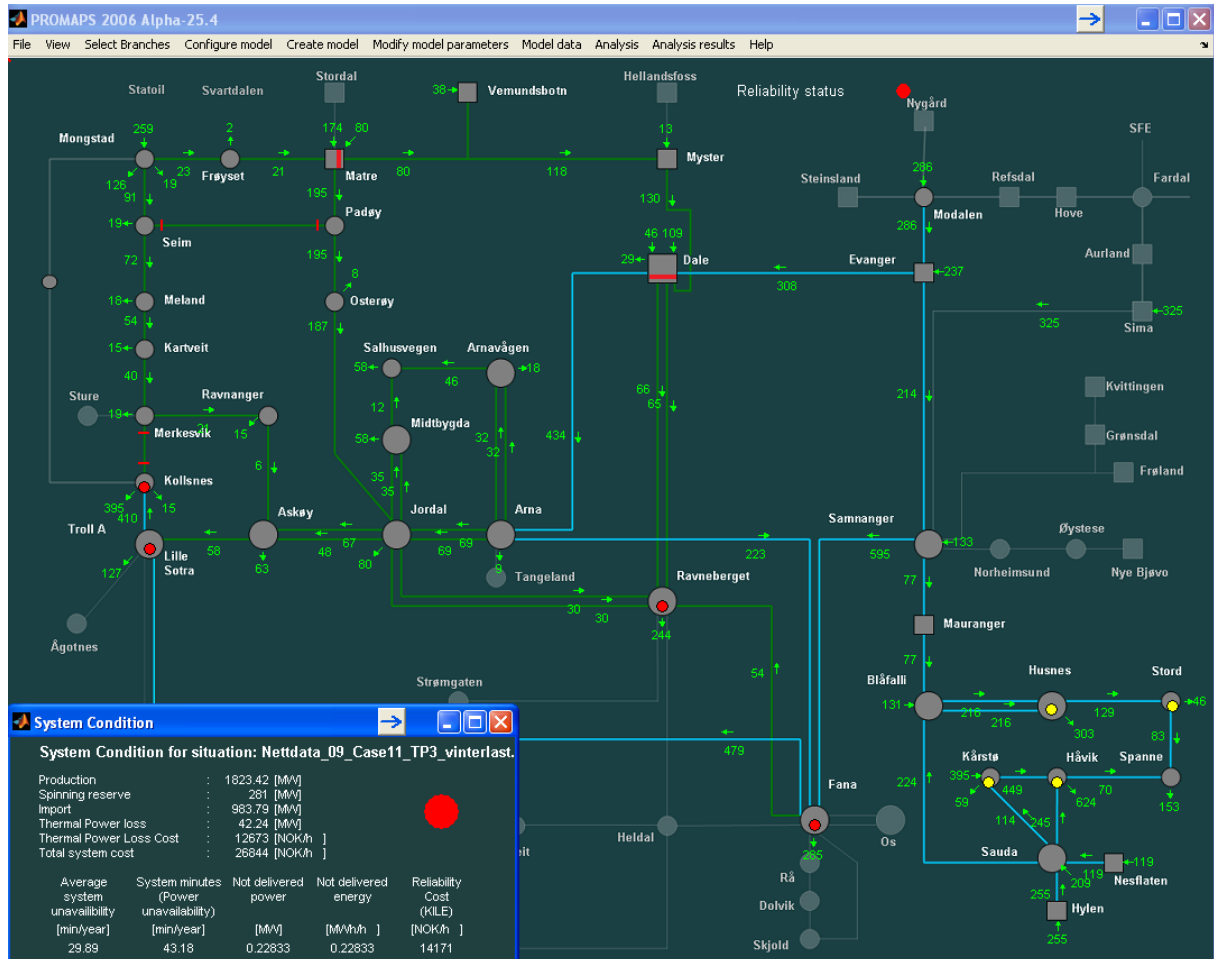
Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra og høy belastning Lille Sotra T4.

Tabell 89 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved lettlast i case 1.1 – T2

### 8.3.5 Tidsperiode TP3: Vinterlast 2015

#### 8.3.5.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2015 vil være 29,9 minutter og 43,2 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,228 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 16 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2015

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2015				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0303	1875	1356	1356
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,1980	12296	8330	5466
- Kollsnes (andel BKK)	0,1689	11148	5835	2970
Vestlandsnettet	0,2283	14171	9686	6821

Tabell 90 – Nøkkeltall for tap, 2015 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.3.5.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har en noe redusert leveranse pålitelighet opp til og med 40 % av lastuttaket på Kollsnes. Dette er på grunn av at Kollsnes ligger på en radial. Fra 50 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten kraftig som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no. ( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
4	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
5	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635
6	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635
7	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327
8	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327
9	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327
10	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327

Tabell 91 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 40-100 % på Kollsnes

### 8.3.5.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet. Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

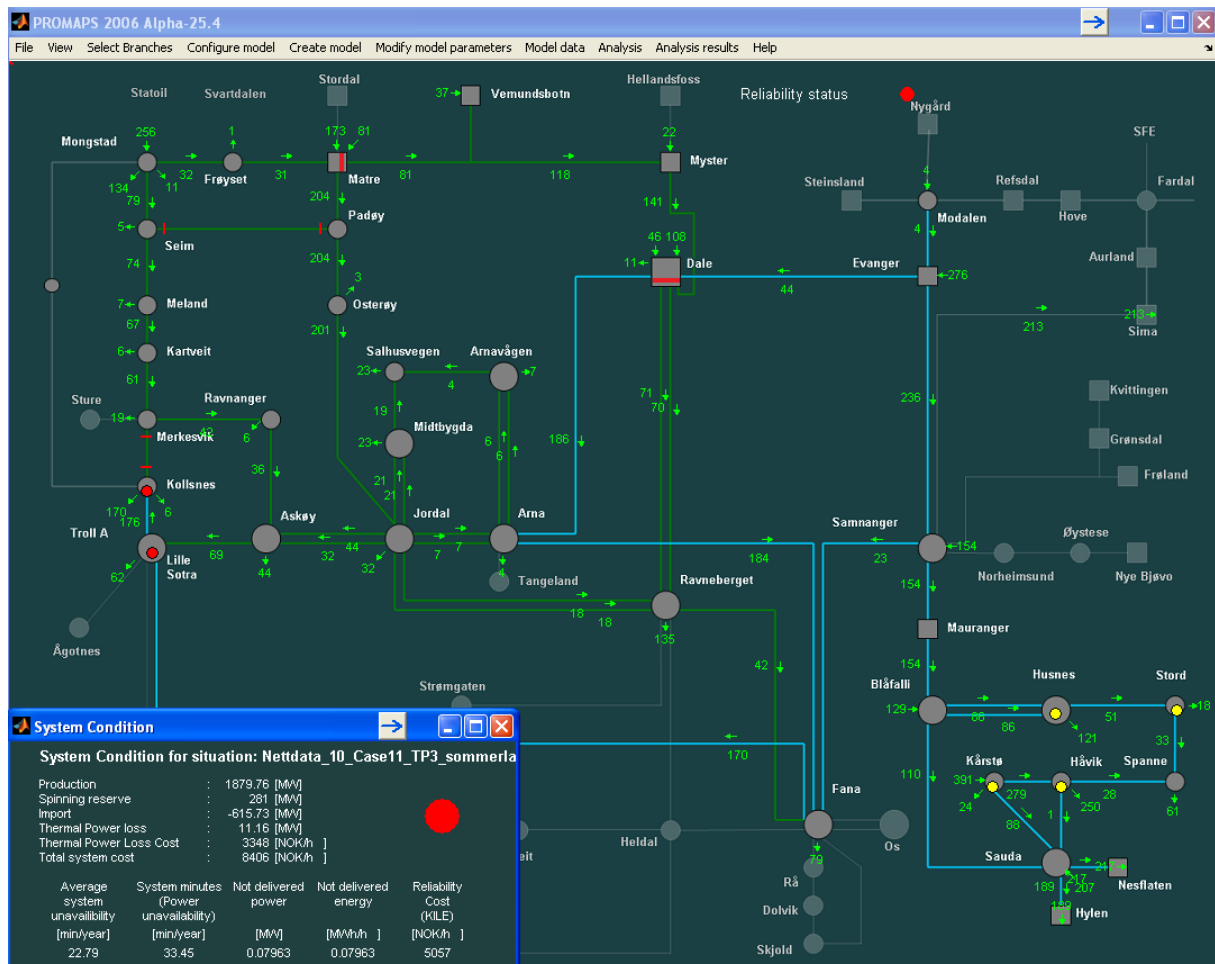
Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Kollsnes, Lille Sotra	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra, Lille Sotra T4 og Fana T1.
300 kV Fana-Samnanger	Fana, Ravneberget og Lille Sotra	Fører til overlast av Arna-Dale. Noe høy belastning på Dale-Ravneberget, Arna-Fana og Dale-Evanger.

Tabell 92 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 1.1 – T2

### 8.3.6 Tidsperiode TP3: Sommerlast 2015

#### 8.3.6.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved lettlast i 2015 vil være 22,8 minutter og 33,4 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0796 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 17 – Lastflyt- og nøkkeldata for lettlastsituasjon i 2015

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, lettlast 2015				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0121	750	542	542
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0675	4307	2341	1559
- Kollsnes (andel BKK)	0,0609	4016	1853	1071

Vestlandsnettet	0,0796	5057	2883	2101
-----------------	--------	------	------	------

**Tabell 93 – Nøkkeltall for tap, 2015 lettlastsituasjon**

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.3.6.2 Lastleveransepålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har en noe redusert leveransepålitelighet opp til og med 90 % av lastuttaket på Kollsnes. Dette er på grunn av at Kollsnes ligger på en radial. Fra 100 % lastuttak reduseres leveransepåliteligheten kraftig som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
7	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
8	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
9	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
10	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635

**Tabell 94 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes**

Forventet leveransepålitelighetskostnad er vist i tabellen under.

### 8.3.6.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveransepålitelighet i Vestlandsnettet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra, Kollsnes	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra og Lille Sotra T4.

**Tabell 95 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved lettlast i case 1.1 – T3**



### 8.3.7 Tidsperiode TP4: Vinterlast 2018

#### 8.3.7.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2018 vil være 29,9 minutter og 46,6 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,252 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 18 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2018				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0308	1905	1377	1377
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,2212	13685	9110	5888
- Kollsnes (andel BKK)	0,1884	12434	6501	3280
Vestlandsnettet	0,2520	15590	10487	7265

Tabell 96 – Nøkkeltall for tap, 2018 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.3.7.2 Lastleveransepålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har en noe redusert leveransepålitelighet opp til og med 40 % av lastuttaket på Kollsnes. Dette er på grunn av at Kollsnes ligger på en radial. Fra 50 % lastuttak reduseres leveransepåliteligheten kraftig som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
4	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
5	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635
6	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635
7	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327
8	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327
9	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327
10	8755.15	4.31363	0.817028	3.52631	1.22327

**Tabell 97 – Leveransepålitelighet for lastnivå 40-100 % på Kollsnes**

### 8.3.7.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveransepålitelighet i Vestlandsnettet:

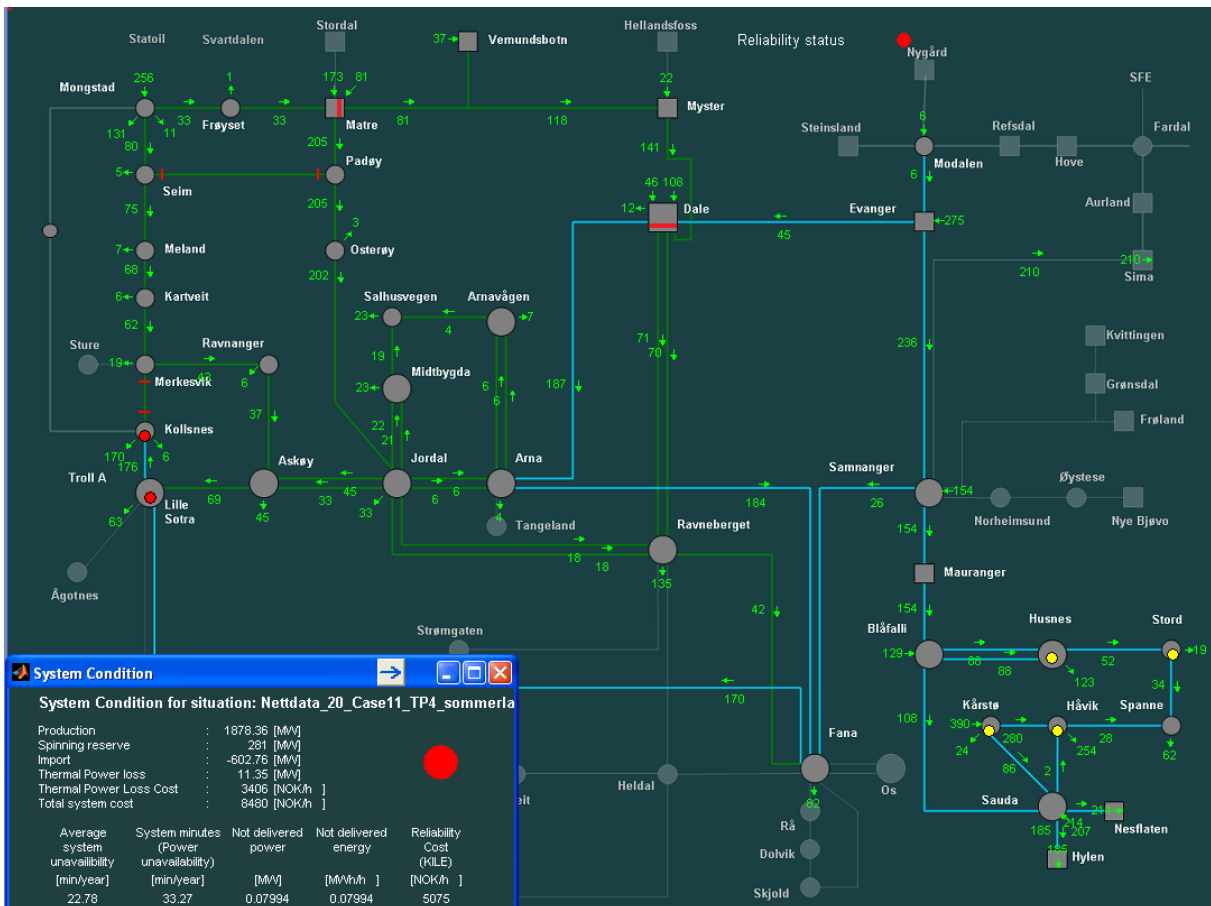
Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Kollsnes, Lille Sotra	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra, Lille Sotra T4 og Fana T1.
300 kV Fana-Samnanger	Fana, Lille Sotra, Ravneberget	Fører til overlast av Arna-Dale.

**Tabell 98 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 1.1 – T4**

### 8.3.8 Tidsperiode TP4: Sommerlast 2018

#### 8.3.8.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved lettlast i 2018 vil være 22,8 minutter og 33,3 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0799 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 19 – Lastflyt- og nøkkeldata for lettlastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, lettlast 2018				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0123	762	551	551
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0676	4313	2347	1565
- Kollsnes (andel BKK)	0,0609	4019	1854	1072
Vestlandsnettet	0,0799	5075	2898	2115

Tabell 99 – Nøkkeltall for tap, 2018 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.3.8.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har en noe redusert leveranse pålitelighet opp til og med 90 % av lastuttaket på Kollsnes. Dette er på grunn av at Kollsnes ligger på en radial. Fra 100 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten kraftig som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
7	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
8	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
9	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
10	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635

Tabell 100 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

### 8.3.8.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra, Kollsnes	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra og Lille Sotra T4.

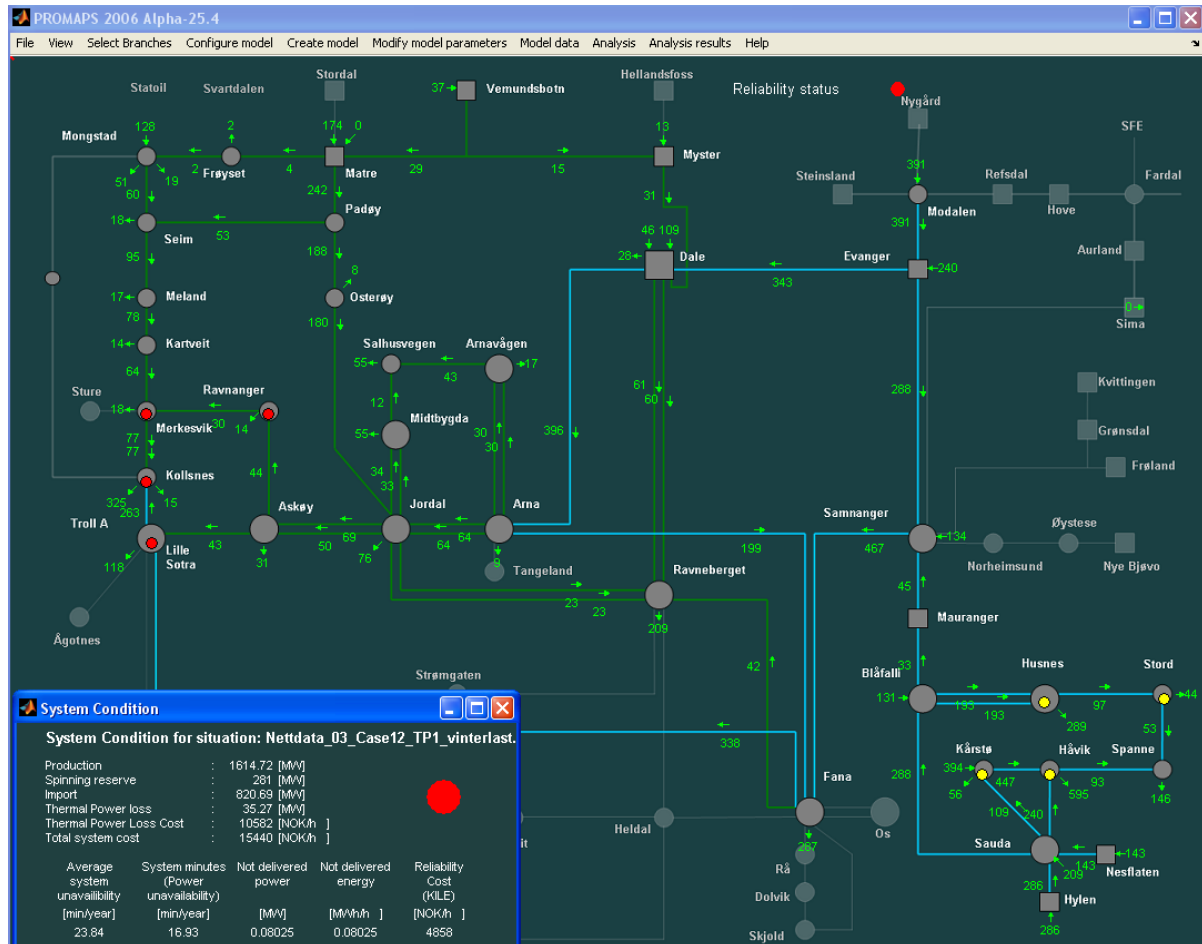
Tabell 101 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved lettlast i case 1.1 – T4

## 8.4 Case 1.2 – All kompressoreffekt fra Kollsnes, masket drift

### 8.4.1 Tidsperiode TP1: Vinterlast 2010

#### 8.4.1.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnett

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene for Vestlandsnett i tidsperioden T1 vinterlast, vil i gjennomsnitt være 23,84 minutter og 16,93 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,08025 MWh/h for Vestlandsnett.



Figur 20 – Lastflyt- og nøkkeldata for Case 1.2 – T1. Tunglastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterede tap, Case 1 – T1 vinterlast				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0289	1787	1292	1292
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0513	3071	2426	1615
- Kollsnes (andel BKK)	0,0385	2541	1289	478
- Mongstad (andel BKK)	0,0004	28	26	26
Vestlandsnettet	0,0803	4858	3718	2907

Tabell 102 – Nøkkeltall for tap, Case 1.2 – T1. Tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

#### 8.4.1.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 70 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstillende i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen. Fra 70-100 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten noe som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Power delivery probability

.....

Internal branch no. ( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
7	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
8	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
9	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103
10	8756.47	3.00215	5.58114	16.7622	0.179103

Tabell 103 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

Lasten på Mongstad har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad last B

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997
7	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997
8	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997
9	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997
10	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997

=====  
**Tabell 104 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad**

### 8.4.1.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveransepålitelighet i Vestlandsnettet:

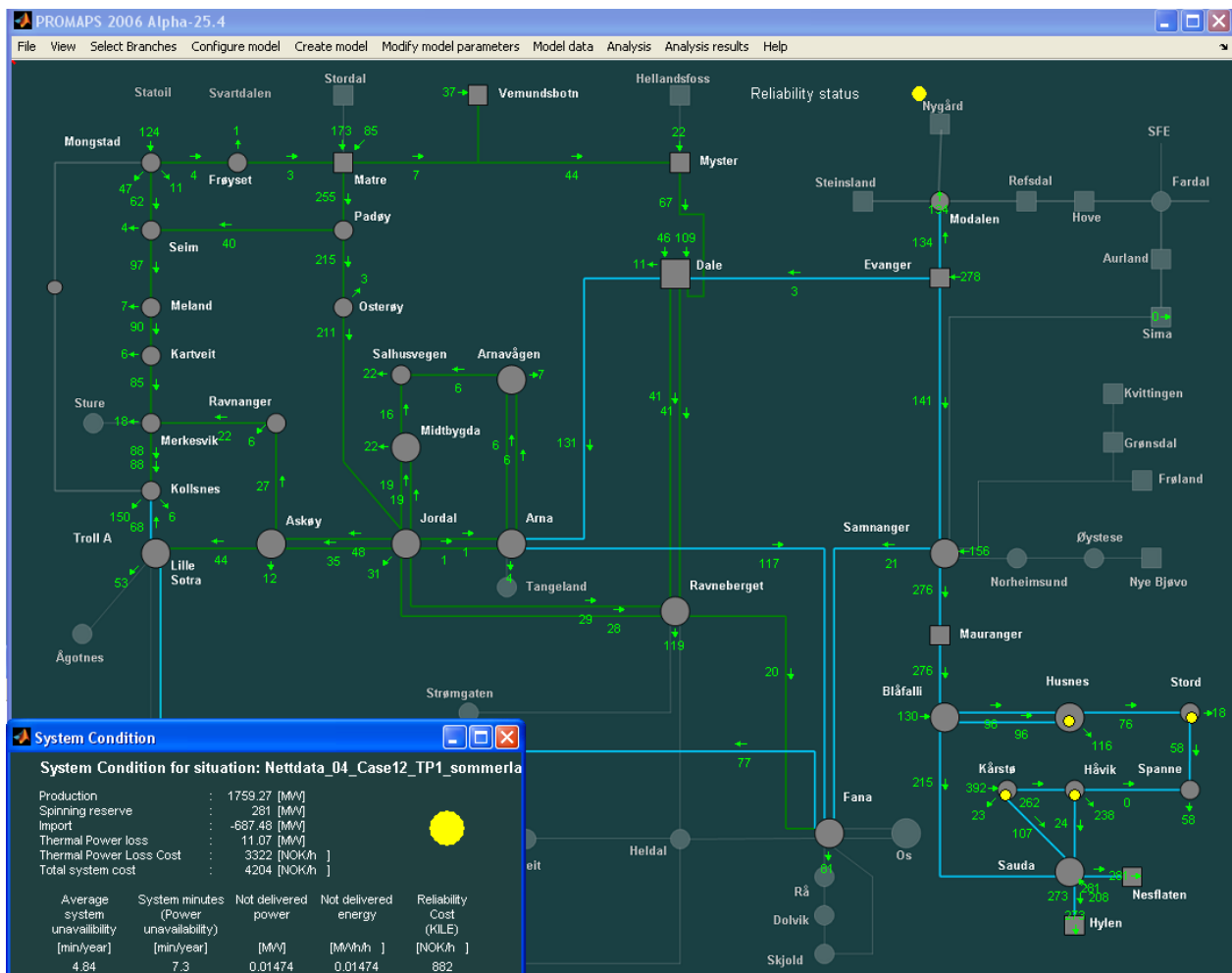
Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Overlast Kollsnes-Merkesvik. Høy belastning Fana T1 og Meland-Seim.
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra	Overlast Fana T1, Kollsnes-Merkesvik, Meland-Seim
300 kV Fana-Samnanger	Lille Sotra, Merkesvik, Ravnanger	Fører til overlast av Evanger-Dale, Dale-Arna og transformatoren i Dale.

**Tabell 105 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 1.2 – T1**

## 8.4.2 Tidsperiode TP1: Sommerlast 2010

### 8.4.2.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene for Vestlandsnettet i tidsperioden T1 vinterlast, vil i gjennomsnitt være 4,84 minutter og 7,3 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,01474 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 21 – Lastflyt- og nøkkeldata for Case 1.2 – T1. Lettlastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:



Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterede tap, Case 1.2 – T1 sommerlast				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0116	715	517	517
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0031	167	201	175
- Kollsnes (andel BKK)	0,0010	67	60	33
- Mongstad (andel BKK)	0,0003	23	22	22
Vestlandsnettet	0,0147	882	718	692

Tabell 106 – Nøkkeltall for tap, Case 1.2 – T1. Lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

#### 8.4.2.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
7	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
8	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
9	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
10	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122

Tabell 107 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

Lasten på Mongstad har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
 .....

Internal branch no.( # ) : 123  
 Branch no. : 123  
 Branch description : Mongstad last B

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997
7	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997
8	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997
9	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997
10	8759.41	0.0533563	21.5969	1.15241	0.0462997

=====  
**Tabell 108 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad**

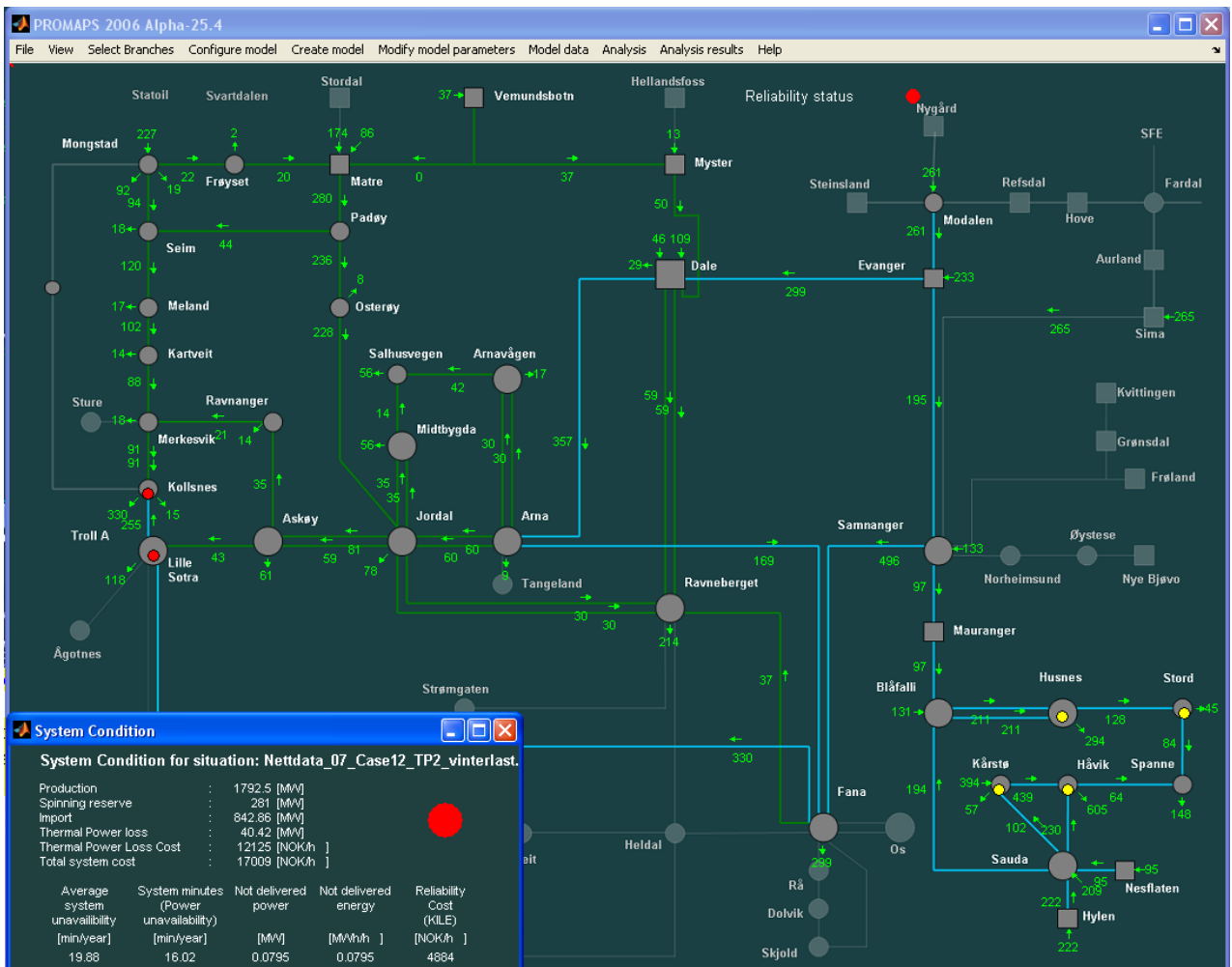
### 8.4.2.3 Utfall og utfallskombinasjoner

I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet.

## 8.4.3 Tidsperiode TP2: Vinterlast 2012

### 8.4.3.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet i T2 vinterlast, vil i gjennomsnitt være 19,9 minutter og 16 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0795 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 22 – Lastflyt- og nøkkeldata for T2. Tunglastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, case 1.2 vinterlast T2				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0294	1816	1313	1313
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0501	3067	2105	1265
- Kollsnes (andel BKK)	0,0404	2664	1335	494
- Mongstad (andel BKK)	0,0007	44	42	42
Vestlandsnettet	0,0795	4884	3418	2578

Tabell 109 – Nøkkeltall for tap, case 1.2 – T2. Tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.4.3.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 70 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstillende i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen. Fra 70-100 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten noe som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Effektleveransesannsynlighet

.....

Grein nr. : 93

Grein beskrivelse : Troll 1

Etterspørsels- situasjon nr.	Sannsynlighet		Oppholdstid		Avgangsfrekvens [ 1/år ]
	Funksjons- dyktig [ h/år ]	Svikt [ h/år ]	Funksjons- dyktig [ år ]	Svikt [ h ]	
6	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
7	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
8	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
9	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
10	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101

Tabell 110 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

Lasten på Mongstad har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad last B

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

**Tabell 111 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad**

### 8.4.3.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveransepålitelighet i Vestlandsnettet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Overlast Kollsnes-Merkesvik og Meland-Seim. Høy belastning Fana T1.
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra	Overlast Askøy-Lille Sotra, Kollsnes-Merkesvik, Meland-Seim, Askøy-Jordal 1, Askøy-Jordal 2 og Fana T1

**Tabell 112 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 1.2 – T2**

## 8.4.4 Tidsperiode TP2: Sommerlast 2012

### 8.4.4.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene for Vestlandsnettet i tidsperioden T2 sommerlast, vil i gjennomsnitt være 4,8 minutter og 7,1 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,01537 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 23 – Lastflyt- og nøkkeldata for Case 1.2 – T2 lettlastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterede tap, Case 1.2 – T2 sommerlast				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0118	726	525	525
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0036	188	225	198
- Kollsnes (andel BKK)	0,0010	67	60	34
- Mongstad (andel BKK)	0,0006	37	34	34
Vestlandsnettet	0,0150	914	750	724

Tabell 113 – Nøkkeltall for tap, Case 1.2 – T2 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

#### 8.4.4.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
7	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
8	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
9	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122
10	8759.41	0.0572298	21.4983	1.23043	0.0465122

Tabell 114 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

Lasten på Mongstad har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
 .....

Internal branch no.( # ) : 123  
 Branch no. : 123  
 Branch description : Mongstad last B

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

=====  
**Tabell 115 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad**

#### 8.4.4.3 Utfall og utfallskombinasjoner

I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet.



## 8.4.5 Tidsperiode TP3: Vinterlast 2015

### 8.4.5.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet i T3 vinterlast, vil i gjennomsnitt være 33,5 minutter og 23,3 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,12399 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 24 – Lastflyt- og nøkkeldata for T3. Tunglastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, case 1.2 vinterlast T3				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0303	1875	1356	1356
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0937	5340	5308	4591
- Kollsnes (andel BKK)	0,0635	4.191	2696	1980
- Mongstad (andel BKK)	0,0010	66	62	62
Vestlandsnettet	0,1240	7215	6663	5947

Tabell 116 – Nøkkeltall for tap, case 1.2 – T3 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

#### 8.4.5.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 60 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen. Fra 60-100 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten noe som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Effektleveransesannsynlighet

.....

Grein nr. : 93

Grein beskrivelse : Troll 1

Etterspørsels- situasjon nr.	Sannsynlighet		Oppholdstid		Avgangsfrekvens [ 1/år ]
	Funksjons- dyktig [ h/år ]	Svikt [ h/år ]	Funksjons- dyktig [år]	Svikt [h]	
5	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
6	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
7	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
8	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
9	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
10	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635

Tabell 117 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 50-100 % på Kollsnes

Lasten på Mongstad har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad last B

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

**Tabell 118 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad**

### 8.4.5.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveransepålitelighet i Vestlandsnettet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Overlast Kollsnes-Merkesvik og Meland-Seim, Fana T1.
300 kV Fana-Lille Sotra	Kollsnes, Lille Sotra	Overlast Askøy-Lille Sotra, Kollsnes-Merkesvik, Meland-Seim, Askøy-Jordal 1, Askøy-Jordal 2 og Fana T1, Arna T1, Lille Sotra T4 og Arna T2
300 kV Fana-Samnanger	Lille Sotra, Merkesvik, Kartveit, Ravnanger, Askøy, Ravneberget og Fana	Overlast 300 kV Arne-Dale. Merk at det ligger deling mellom 132 kV og 300 kV i Dale. Det vil si at det er tilgjengelig kapasitet på transformatorer i Dale som ikke er benyttet, og som kunne hjelpe aktuell feilsituasjon.

**Tabell 119 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 1.2 – T3**

## 8.4.6 Tidsperiode TP3: Sommerlast 2015

### 8.4.6.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet i T3 vinterlast, vil i gjennomsnitt være 5 minutter og 7 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,01656 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 25 – Lastflyt- og nøkkeldata for T3 lettlastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, case 1.2 sommerlast T3				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0121	750	542	542
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0044	233	265	235
- Kollsnes (andel BKK)	0,0011	75	68	38

- Mongstad (andel BKK)	0,0009	58	54	54
Vestlandsnettet	0,0166	983	807	778

Tabell 120 – Nøkkeltall for tap, case 1.2 – T3 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

#### 8.4.6.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Effektleveransesannsynlighet

Grein nr. : 93  
Grein beskrivelse : Troll 1

Etterspørsels- situasjon nr.	Sannsynlighet		Oppholdstid		Avgangsfrekvens [ 1/år ]
	Funksjons- dyktig [ h/år ]	Svikt [ h/år ]	Funksjons- dyktig [år]	Svikt [h]	
6	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
7	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
8	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
9	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
10	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118

Tabell 121 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

Lasten på Mongstad har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability

Internal branch no. ( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad last B

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

Tabell 122 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad

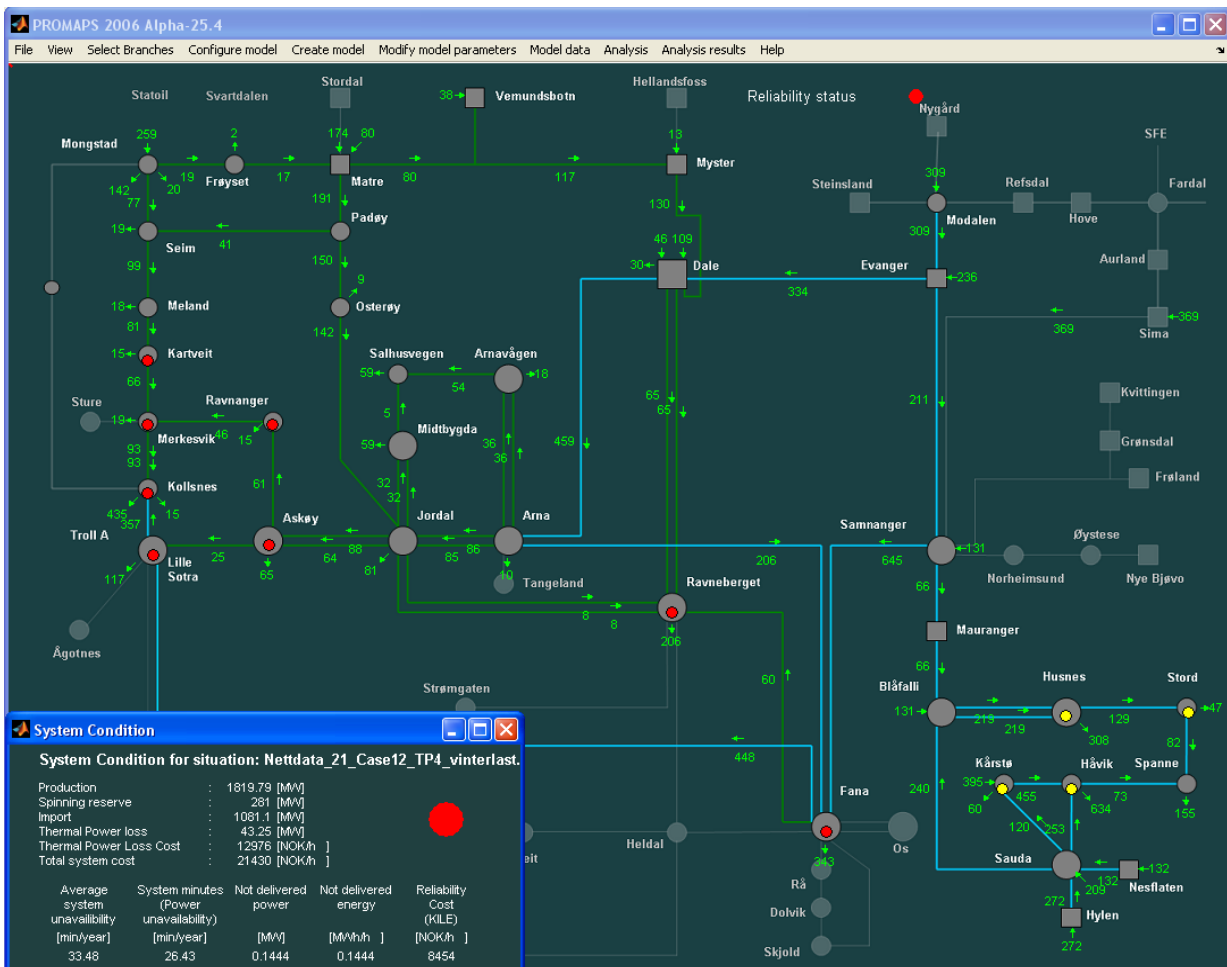
#### 8.4.6.3 Utfall og utfallskombinasjoner

I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet.

## 8.4.7 Tidsperiode TP4: Vinterlast år 2018

### 8.4.7.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet i T4 vinterlast, vil i gjennomsnitt være 33,5 minutter og 26,43 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,1444 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 26 – Lastflyt- og nøkkeldata for T4 tunglastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, case 1.2 vinterlast T4				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0308	1905	1377	1377
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,1136	6549	5984	4978
- Kollsnes (andel BKK)	0,0799	5274	3246	2240
- Mongstad (andel BKK)	0,0010	65	61	61
Vestlandsnettet	0,1444	8454	7362	6355

Tabell 123 – Nøkkeltall for tap, case 1.2 – T4 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

#### 8.4.7.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 50 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstillende i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen. Fra 60-100 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten noe som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Effektleveransesannsynlighet

.....  
 Grein nr. : 93  
 Grein beskrivelse : Troll 1

Etterspørsels- situasjon nr.	Sannsynlighet		Oppholdstid		Avgangsfrekvens [ 1/år ]
	Funksjons- dyktig [ h/år ]	Svikt [ h/år ]	Funksjons- dyktig [ år ]	Svikt [ h ]	
5	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
6	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
7	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
8	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
9	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
10	8755.84	3.63077	0.973861	3.53754	1.02635

Tabell 124 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 50-100 % på Kollsnes

Lasten på Mongstad har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad last B

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

=====  
**Tabell 125 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad**

### 8.4.7.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveransepålitelighet i Vestlandsnettet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Overlast Kollsnes-Merkesvik og Meland-Seim, Fana T1.
300 kV Fana-Lille Sotra	Kollsnes, Lille Sotra	Overlast Askøy-Lille Sotra, Kollsnes-Merkesvik, Meland-Seim, Askøy-Jordal 1, Askøy-Jordal 2 og Fana T1, Arna T1, Lille Sotra T4 og Arna T2
300 kV Fana-Samnanger	Lille Sotra, Merkesvik, Kartveit, Ravnanger, Askøy, Ravneberget og Fana	Overlast 300 kV Arne-Dale. Merk at det ligger deling mellom 132 kV og 300 kV i Dale. Det vil si at det er tilgjengelig kapasitet på transformatorer i Dale som ikke er benyttet, og som kunne hjelpe aktuell feilsituasjon.

**Tabell 126 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 1.2 – T4**



## 8.4.8 Tidsperiode TP4: Sommerlast 2018

### 8.4.8.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnett

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnett i T4 sommerlast, vil i gjennomsnitt være 4,84 minutter og 6,86 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0165 MWh/h for Vestlandsnett.



Figur 27 – Lastflyt- og nøkkeldata for T4 lettlastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterede tap, case 1.2 sommerlast T4				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnett)	0,0123	762	551	551
- BKK (andel Vestlandsnett)	0,0041	221	258	228
- Kollsnes (andel BKK)	0,0011	75	68	38

- Mongstad (andel BKK)	0,0009	57	53	53
Vestlandsnettet	0,0165	983	809	779

Tabell 127 – Nøkkeltall for tap, case 1.2 – T4 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

#### 8.4.8.2 Lastleveransepålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Effektleveransesannsynlighet

Grein nr. : 93  
Grein beskrivelse : Troll 1

Etterspørsels- situasjon nr.	Sannsynlighet		Oppholdstid		Avgangsfrekvens [ 1/år ]
	Funksjons- dyktig [ h/år ]	Svikt [ h/år ]	Funksjons- dyktig [år]	Svikt [h]	
6	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
7	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
8	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
9	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
10	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118

Tabell 128 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

Lasten på Mongstad har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability

Internal branch no.( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad last B

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

Tabell 129 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad

#### 8.4.8.3 Utfall og utfallskombinasjoner

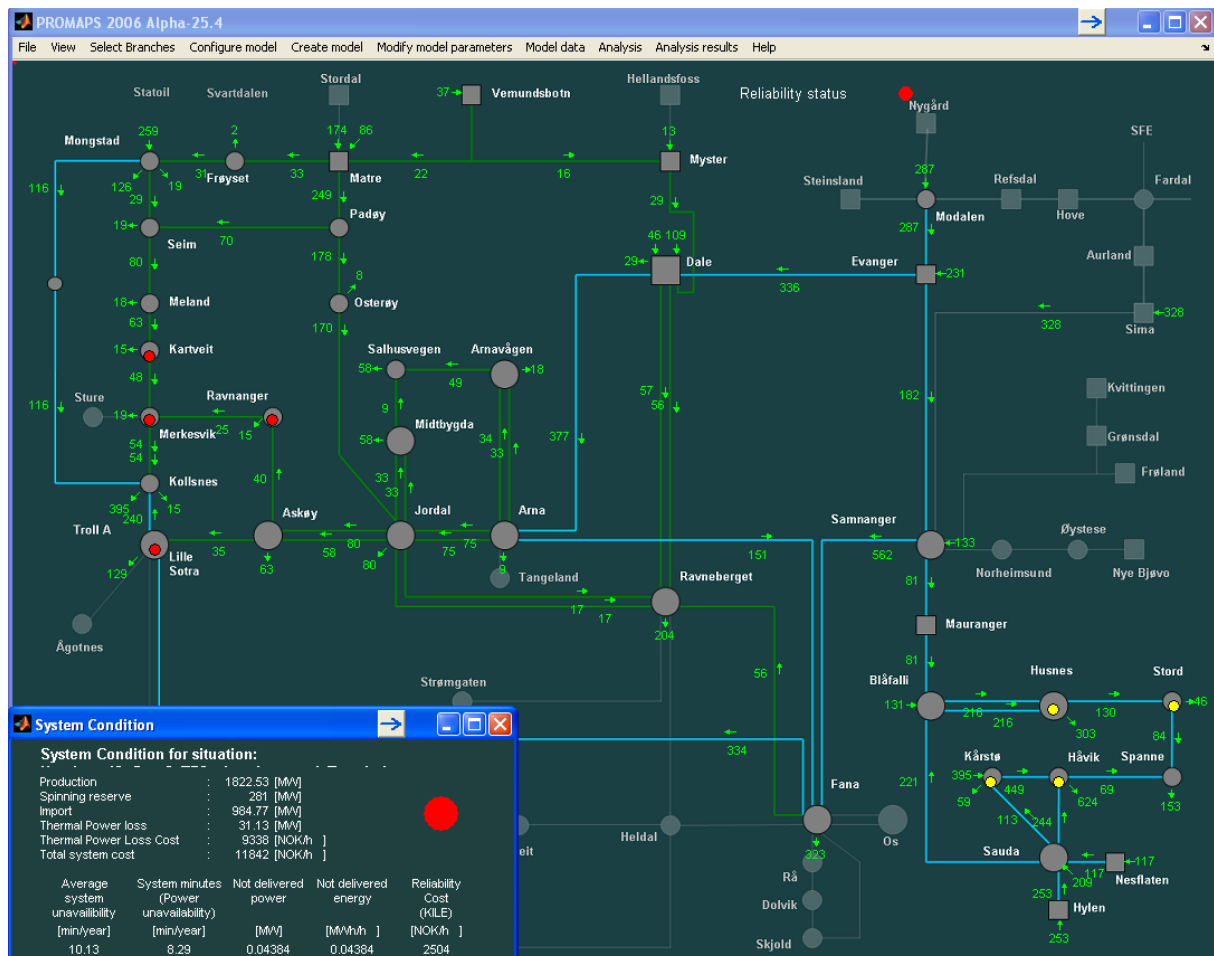
I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet.

## 8.5 Case 2 – Nettförsterkningstiltak Kollsnes-Mongstad

### 8.5.1 Tidsperiode TP3: Vinterlast 2015

#### 8.5.1.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2015 vil være 10,13 minutter og 8,29 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0438 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 28 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2015

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2015				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0303	1874	1355	1355
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0135	630	1016	947
- Kollsnes (andel BKK)	0,0026	170	156	88
Vestlandsnettet	0,0438	2504	2371	2303

Tabell 130 – Nøkkeltall for tap, 2015 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.5.1.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no. ( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.39	0.0533437	21.602	1.15241	0.0462888
7	8759.39	0.0586681	21.4489	1.25845	0.0466192
8	8759.39	0.0586681	21.4489	1.25845	0.0466192
9	8759.39	0.0586681	21.4489	1.25845	0.0466192
10	8759.39	0.0586681	21.4489	1.25845	0.0466192

Tabell 131 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

### 8.5.1.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet. Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

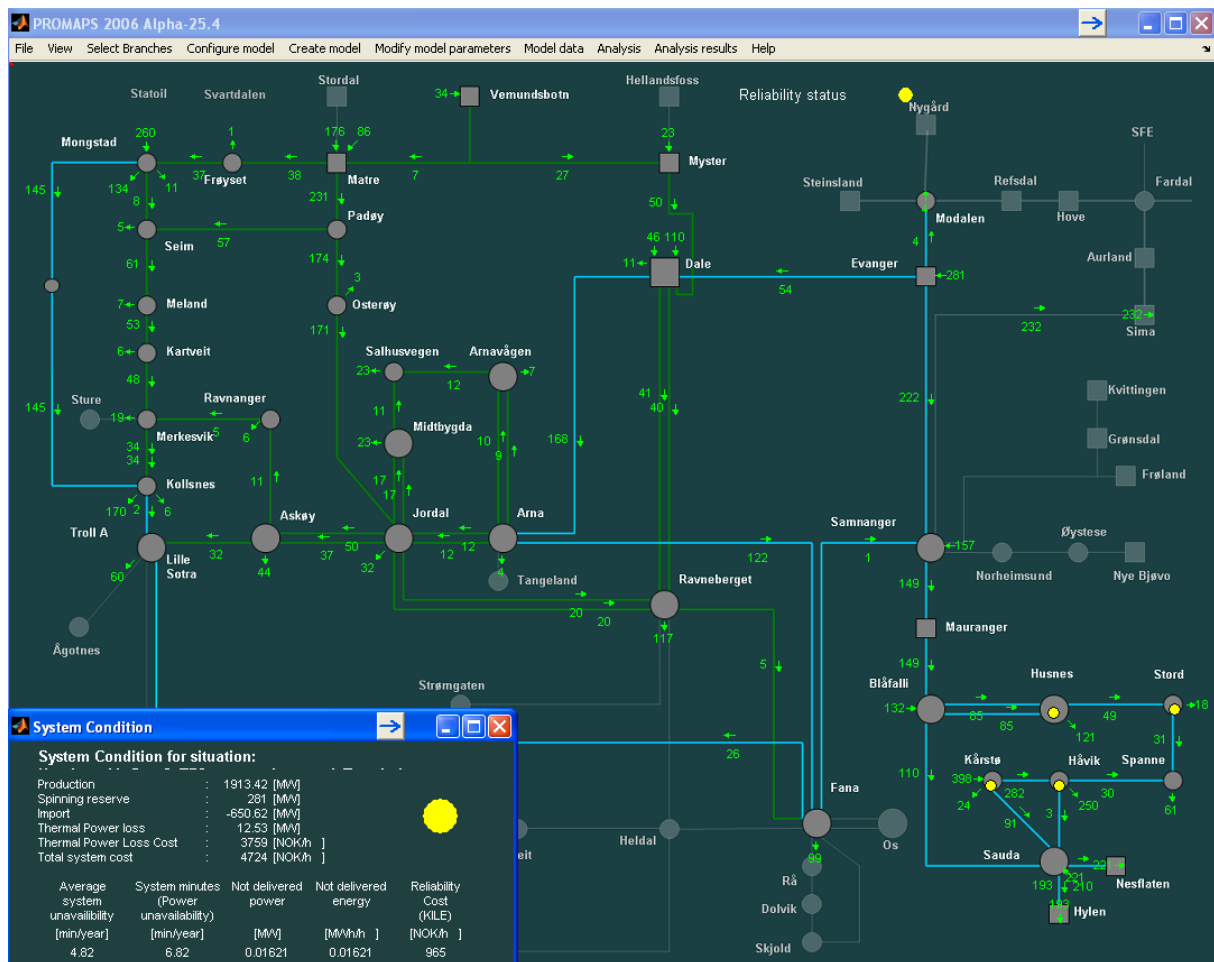
Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra, Merkesvik, Ravnanger, Kartveit	Fører til overlast på Arna-Dale, Dale-Evanger og Dale T1. Høy belastning på Dale-Ravneberget

Tabell 132 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last i case 2 – T3

## 8.5.2 Tidsperiode TP3: Sommerlast 2015

### 8.5.2.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved lettlast i 2015 vil være 4,82 minutter og 6,82 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,01621 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 29 – Lastflyt- og nøkkeldata for lettlastsituasjon i 2015

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, lettlast 2015				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0121	750	542	542
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0041	215	255	226
- Kollsnes (andel BKK)	0,0011	70	66	37
Vestlandsnettet	0,0162	965	797	768

Tabell 133 – Nøkkeltall for tap, 2015 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.5.2.2 Lastleveransepålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

**Tabell 134 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes**

Forventet leveransepålitelighetskostnad er vist i tabellen under.

### 8.5.2.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Ingen utfall av nevneverdig betydning i dette caset.

## 8.5.3 Tidsperiode TP4: Vinterlast 2018

### 8.5.3.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2018 vil være 11,4 minutter og 8,89 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0482 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 30 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2018				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0308	1905	1377	1377
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0174	776	1259	1184
- Kollsnes (andel BKK)	0,0028	187	172	96
Vestlandsnettet	0,0482	2681	2637	2561

Tabell 135 – Nøkkeltall for tap, 2018 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.5.3.2 Lastleveransepålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability

.....

Internal branch no. ( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0548079	21.5422	1.18076	0.0464174
7	8759.41	0.0586815	21.444	1.25845	0.0466298
8	8759.41	0.0586815	21.444	1.25845	0.0466298
9	8759.41	0.0586815	21.444	1.25845	0.0466298
10	8759.41	0.0586815	21.444	1.25845	0.0466298

Tabell 136 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

### 8.5.3.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveransepålitelighet i Vestlandsnettet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra, Askøy, Merkesvik, Ravnanger, Kartveit,	Fører til overlast på Arna-Dale, Dale-Evanger og Dale T1. Høy belastning på Dale-Ravneberget

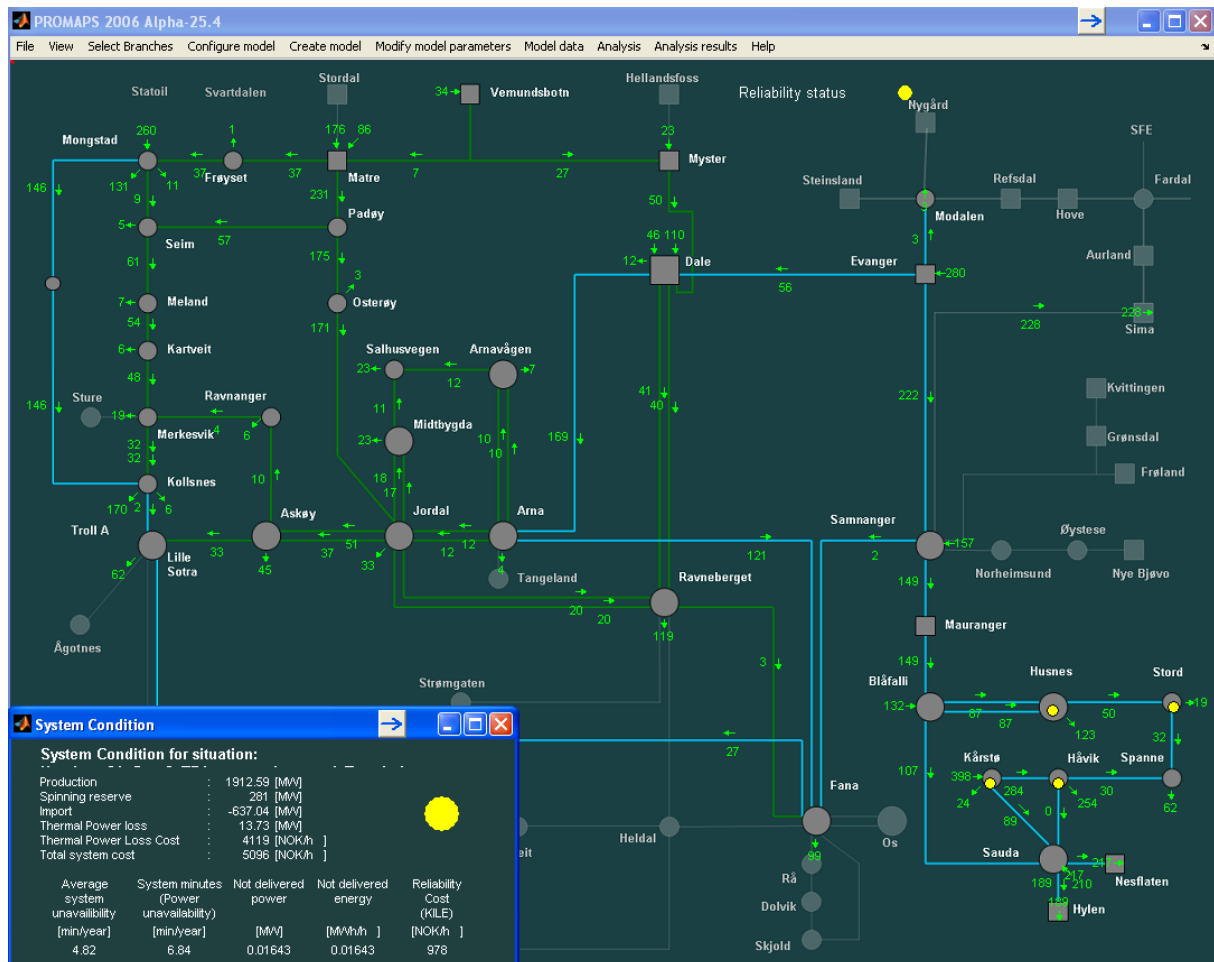
Tabell 137 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved lettlast i case 2 – T4



## 8.5.4 Tidsperiode TP4: Sommerlast 2018

### 8.5.4.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved lettlast i 2018 vil være 4,82 minutter og 6,84 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0164 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 31 – Lastflyt- og nøkkeldata for lettlastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, lettlast 2018				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0123	762	551	551
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0041	216	256	228
- Kollsnes (andel BKK)	0,0011	70	66	37
Vestlandsnettet	0,0164	978	807	778

Tabell 138 – Nøkkeltall for tap, 2018 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

#### 8.5.4.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no. ( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

Tabell 139 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

#### 8.5.4.3 Utfall og utfallskombinasjoner

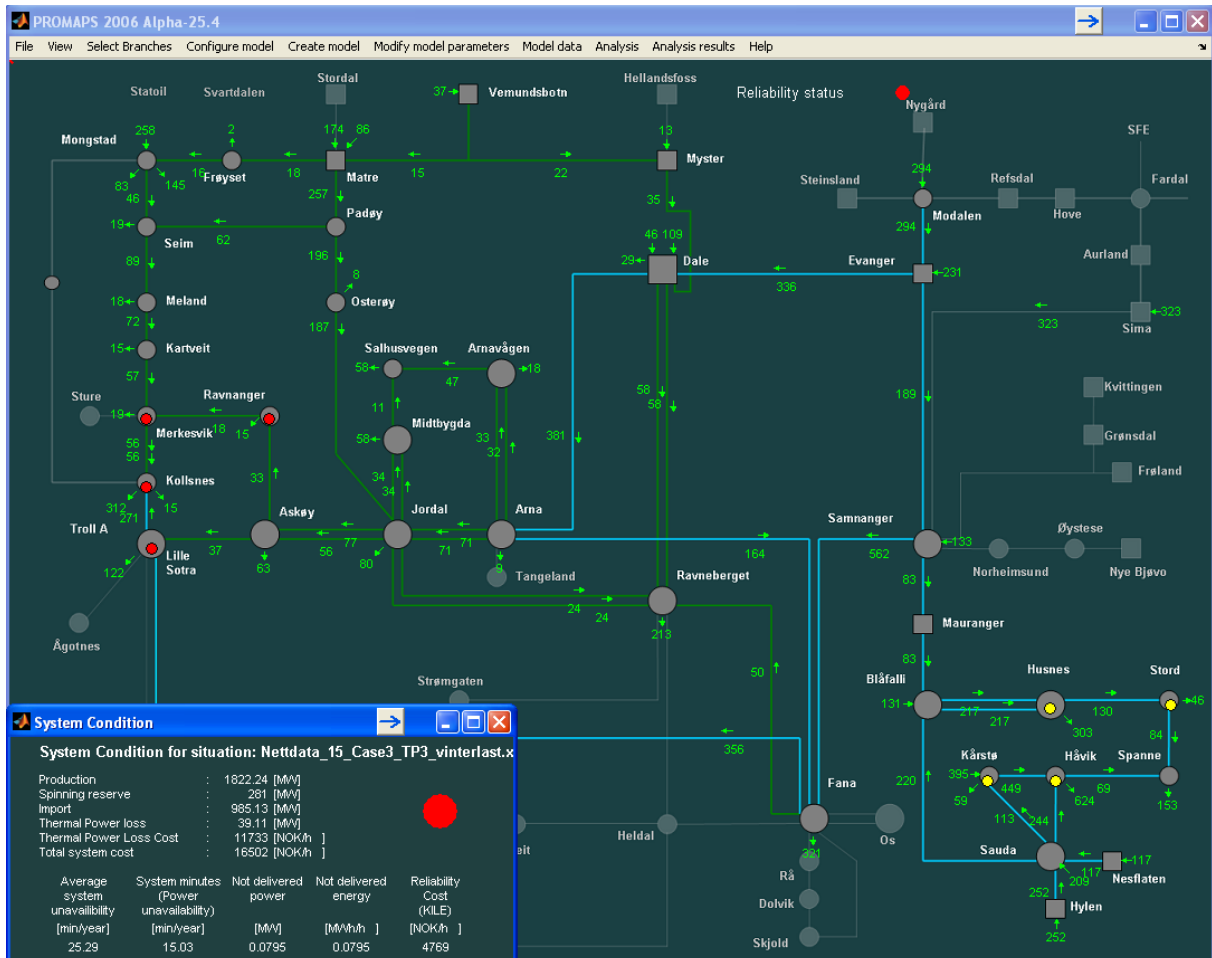
I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet.

## 8.6 Case 3 – Deling av last mellom Kollsnes og Mongstad

### 8.6.1 Tidsperiode TP3: Vinterlast 2015

#### 8.6.1.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2015 vil være 25,3 minutter og 15,0 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0795 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 32 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2015

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2015				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0303	1875	1356	1356

- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0492	2894	2490	1750
- Kollsnes (andel BKK)	0,0341	2251	1181	441
- Mongstad (andel BKK)	0,0014	91	85	72
Vestlandsnettet	0,0795	4769	3845	3105

**Tabell 140 – Nøkkeltall for tap, 2015 tunglastsituasjon**

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.6.1.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 70 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen. Fra 80-100 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten noe som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
7	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
8	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
9	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
10	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101

**Tabell 141 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes**

Lasten på Mongstad har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad (Troll A)

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

**Tabell 142 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad**

### 8.6.1.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveransepålitelighet i Vestlandsnettet:

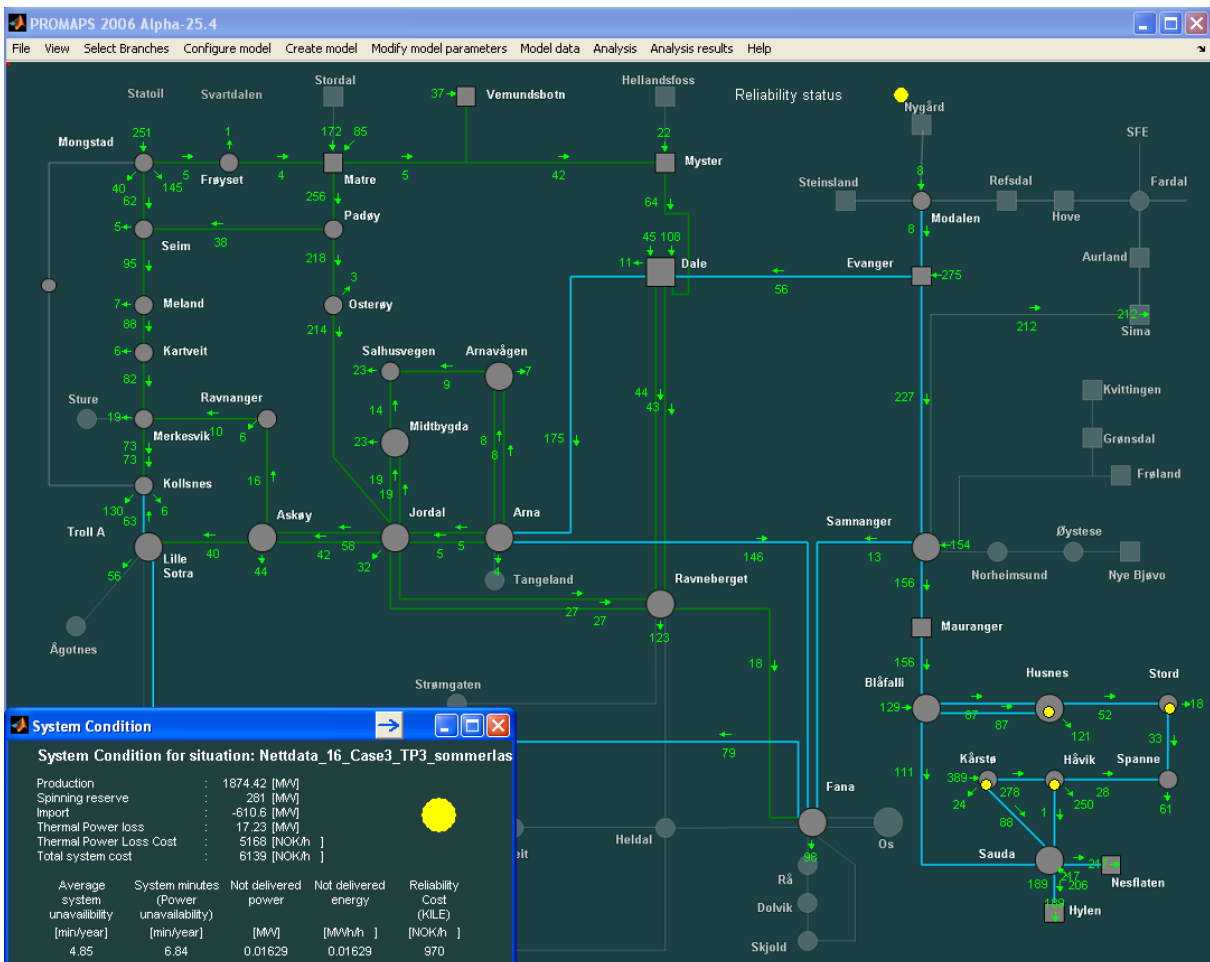
Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Fører til overlast på Kollsnes-Merkesvik, Meland-Seim og Fana T1. Fører også til høy belastning på Lille Sotra T4.
300 kV Fana-Lille Sotra	Kollsnes, Lille Sotra	Fører til overlast Askøy-Jordal, Askøy-Lille Sotra, Kollsnes-Merkesvik, Lille Sotra T4 og Fana T1. Høy belastning for Arna T1 og Arna T2.
300 kV Fana-Samnanger	Fana, Merkesvik og Lille Sotra	Fører til overlast av Arna-Dale, Dale-Evanger og Dale T1. Høy belastning på Dale-Ravneberget.

**Tabell 143 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 3 – T3**

## 8.6.2 Tidsperiode TP3: Sommerlast 2015

### 8.6.2.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved lettlast i 2015 vil være 4,85 minutter og 6,84 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,01629 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 33 – Lastflyt- og nøkkeldata for lettlastsituasjon i 2015

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, lettlast 2015				
Nettdel	Effekt tap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0121	750	542	542
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0042	220	256	233
- Kollsnes (andel BKK)	0,0009	58	52	29

- Mongstad (andel BKK)	0,0011	74	69	63
Vestlandsnettet	0,0163	970	799	776

Tabell 144 – Nøkkeltall for tap, 2015 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.6.2.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
7	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
8	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
9	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
10	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118

Tabell 145 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

Lasten på Mongstad har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad (Troll A)

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

Tabell 146 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad

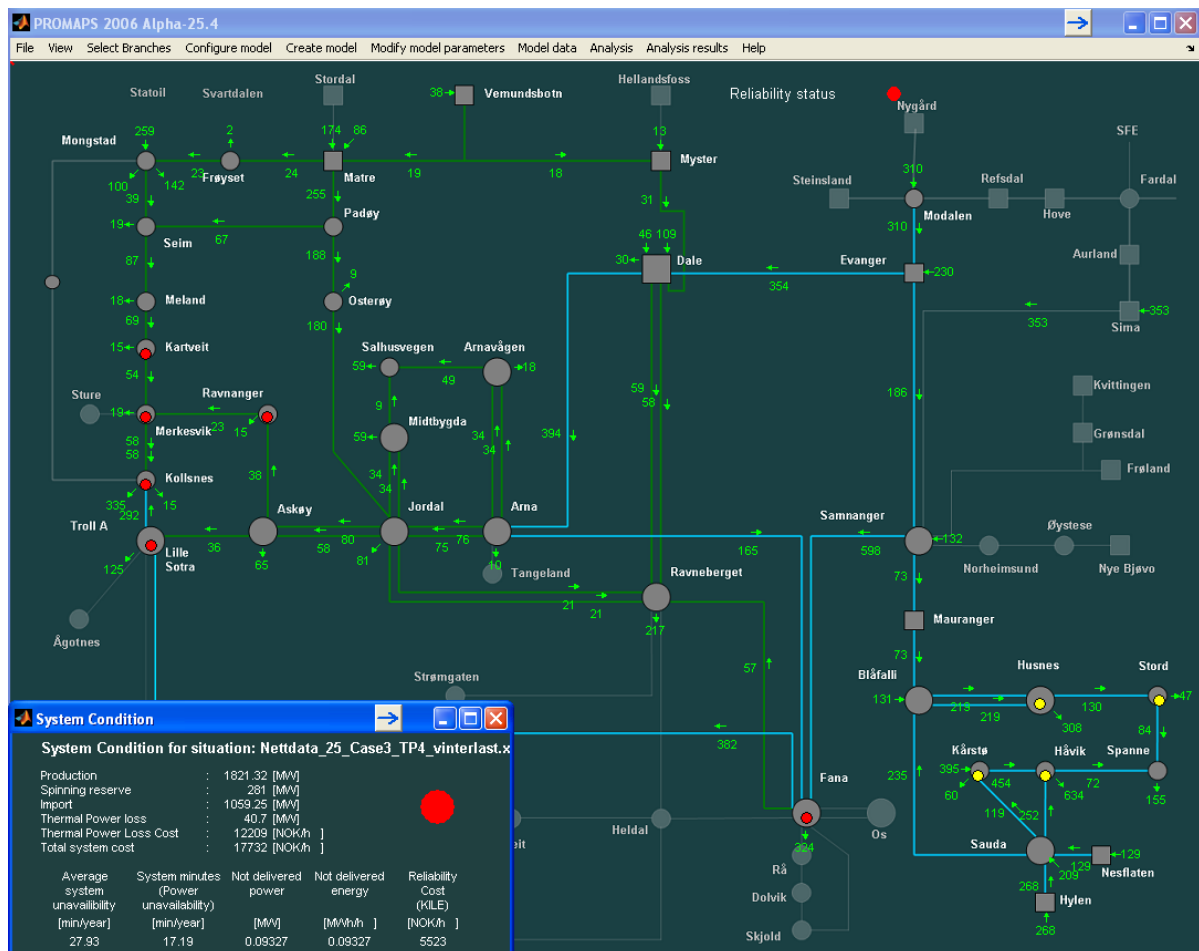
### 8.6.2.3 Utfall og utfallskombinasjoner

I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet.

## 8.6.3 Tidsperiode TP4: Vinterlast 2018

### 8.6.3.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2010 vil være 27,9 minutter og 17,2 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,093 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 34 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2018				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0308	1905	1377	1377
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0625	3618	3266	2400
- Kollsnes (andel BKK)	0,0419	2765	1373	507
- Mongstad (andel BKK)	0,0015	96	90	74
Vestlandsnettet	0,0933	5523	4643	3778

Tabell 147 – Nøkkeltall for tap, 2018 tunglastsituasjon



Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.6.3.2 Lastleveransepålitelighet på Kollsnes og Mongstad

Lasten på Kollsnes har høy leveransepålitelighet opp til og med 70 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen. Fra 80-100 % lastuttak reduseres leveransepåliteligheten noe som følge av kapasitetsbegrensninger i nettet.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
7	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
8	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
9	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101
10	8756.46	3.00212	5.58119	16.7622	0.179101

**Tabell 148 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes**

Lasten på Mongstad har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no.( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad (Troll A)

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

**Tabell 149 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad**

### 8.6.3.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlastfeil inkluderes ikke i beregningene

siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

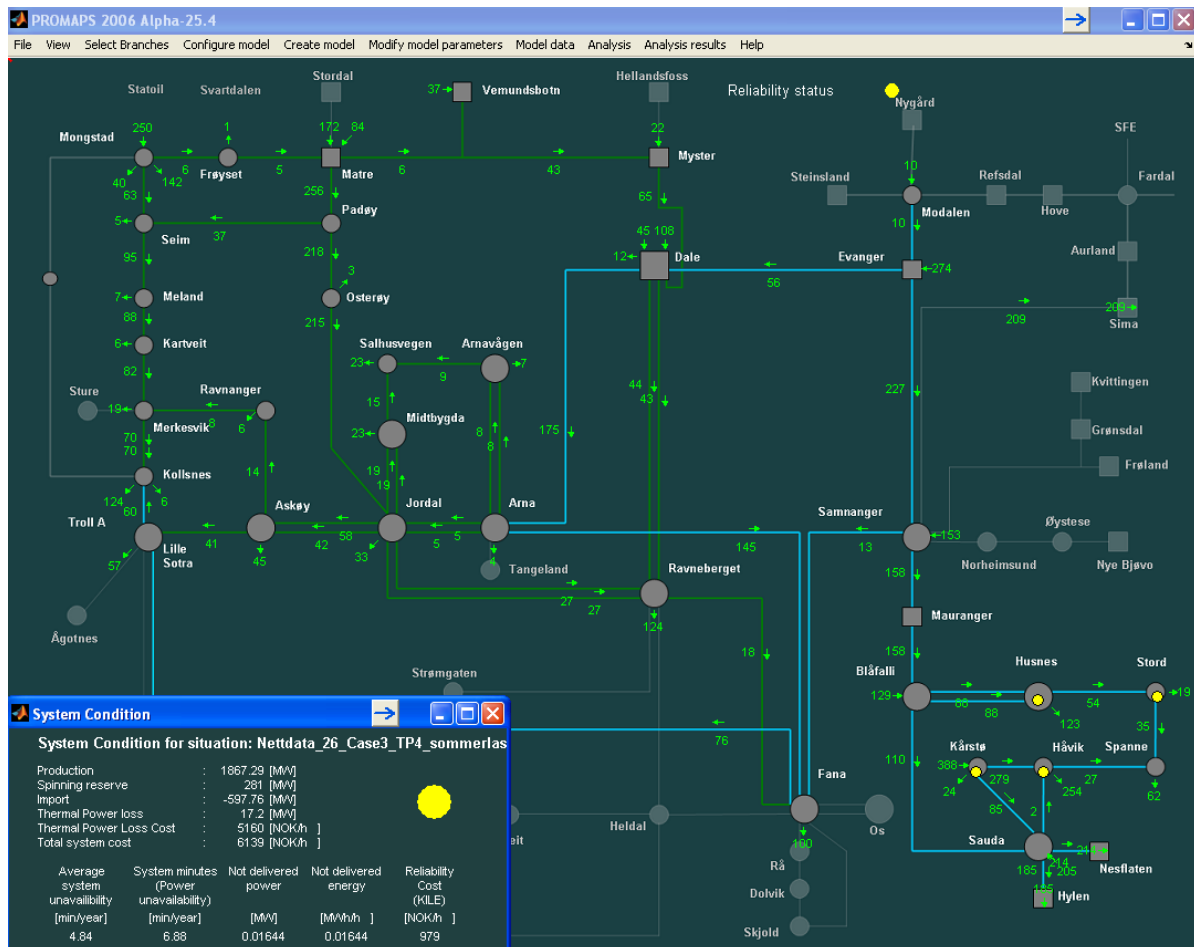
Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Fører til overlast på Askøy-Ravnanger, Meland-Seim og Fana T1. Fører også til høy belastning på Lille Sotra T4.
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra, Merkesvik	Fører til overlast Askøy-Jordal, Askøy-Lille Sotra, Kollsnes-Merkesvik, Meland-Seim, Fana T1 og Arna T1. Høy belastning på Arna T2.
300 kV Fana-Samnanger	Fana, Merkesvik, Ravnanger og Lille Sotra, Kartveit	Fører til overlast av Arna-Dale, Dale-Evanger og Dale T1. Høy belastning på Dale-Ravneberget.

**Tabell 150 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 3 – T3**

## 8.6.4 Tidsperiode TP4: Sommerlast 2018

### 8.6.4.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved lettlast i 2018 vil være 4,84 minutter og 6,88 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0164 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 35 – Lastflyt- og nøkkeldata for lettlastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, lettlast 2018				
Nettdel	Effekt tap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0123	762	551	551
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0041	217	255	233
- Kollsnes (andel BKK)	0,0008	55	50	28
- Mongstad (andel BKK)	0,0011	72	68	61
Vestlandsnettet	0,0164	979	806	784

Tabell 151 – Nøkkeltall for tap, 2018 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.6.4.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no. ( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
7	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
8	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
9	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118
10	8759.41	0.0572293	21.4985	1.23043	0.0465118

**Tabell 152 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes**

Lasten på Mongstad har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Mongstad. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no. ( # ) : 123  
Branch no. : 123  
Branch description : Mongstad (Troll A)

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
7	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
8	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
9	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993
10	8759.41	0.0533558	21.5971	1.15241	0.0462993

**Tabell 153 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Mongstad**

### 8.6.4.3 Utfall og utfallskombinasjoner

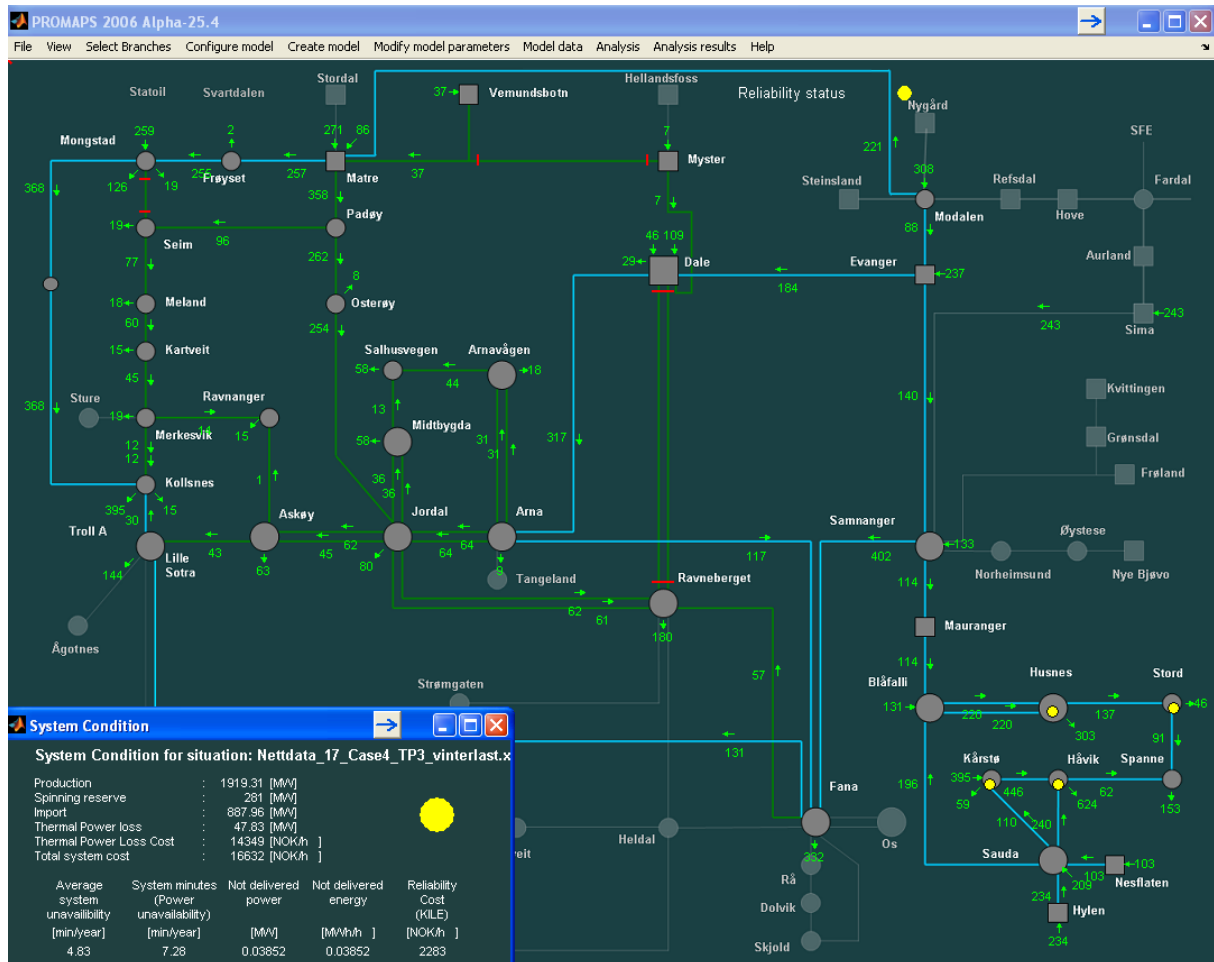
I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet.

## 8.7 Case 4 – Nettførsterkningstiltaket Kollsnes-Mongstad-Modalen

### 8.7.1 Tidsperiode TP3: Vinterlast 2015

#### 8.7.1.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2015 vil være 4,83 minutter og 7,3 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0385 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 36 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2015

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2015				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0303	1874	1355	1355
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0082	409	503	436
- Kollsnes (andel BKK)	0,0025	165	154	87
Vestlandsnettet	0,0385	2283	1858	1791

Tabell 154 – Nøkkeltall for tap, 2015 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.7.1.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability

.....

Internal branch no.( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.39	0.0533438	21.6019	1.15241	0.0462889
7	8759.39	0.0547956	21.547	1.18076	0.046407
8	8759.39	0.0547956	21.547	1.18076	0.046407
9	8759.39	0.0547956	21.547	1.18076	0.046407
10	8759.39	0.0547956	21.547	1.18076	0.046407

Tabell 155 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

### 8.7.1.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Ingen utfall som er vært å nevne

## 8.7.2 Tidsperiode TP3: Sommerlast 2015

### 8.7.2.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnett

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnett i T3 sommerlast, vil i gjennomsnitt være 4,82 minutter og 6,82 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,01623 MWh/h for Vestlandsnett.



Figur 37 – Lastflyt- og nøkkeldata for T3 lettlastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, case 4 sommerlast T3				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnett)	0,012136	750	542	542

- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,004092	213	252	224
- Kollsnes (andel BKK)	0,001063	70	66	37
Vestlandsnettet	0,016228	963	795	766

**Tabell 156 – Nøkkeltall for tap, case 4 – T3 lettlastsituasjon**

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.7.2.2 Lastleveransepålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Effektleveransesannsynlighet

.....

Grein nr. : 93  
Grein beskrivelse : Troll 1

Etterspørsels- situasjon nr.	Sannsynlighet		Oppholdstid		Avgangsfrekvens [ 1/år ]
	Funksjons- dyktig [ h/år ]	Svikt [ h/år ]	Funksjons- dyktig [ år ]	Svikt [ h ]	
6	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995
7	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995
8	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995
9	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995
10	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995

**Tabell 157 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes**

### 8.7.2.3 Utfall og utfallskombinasjoner

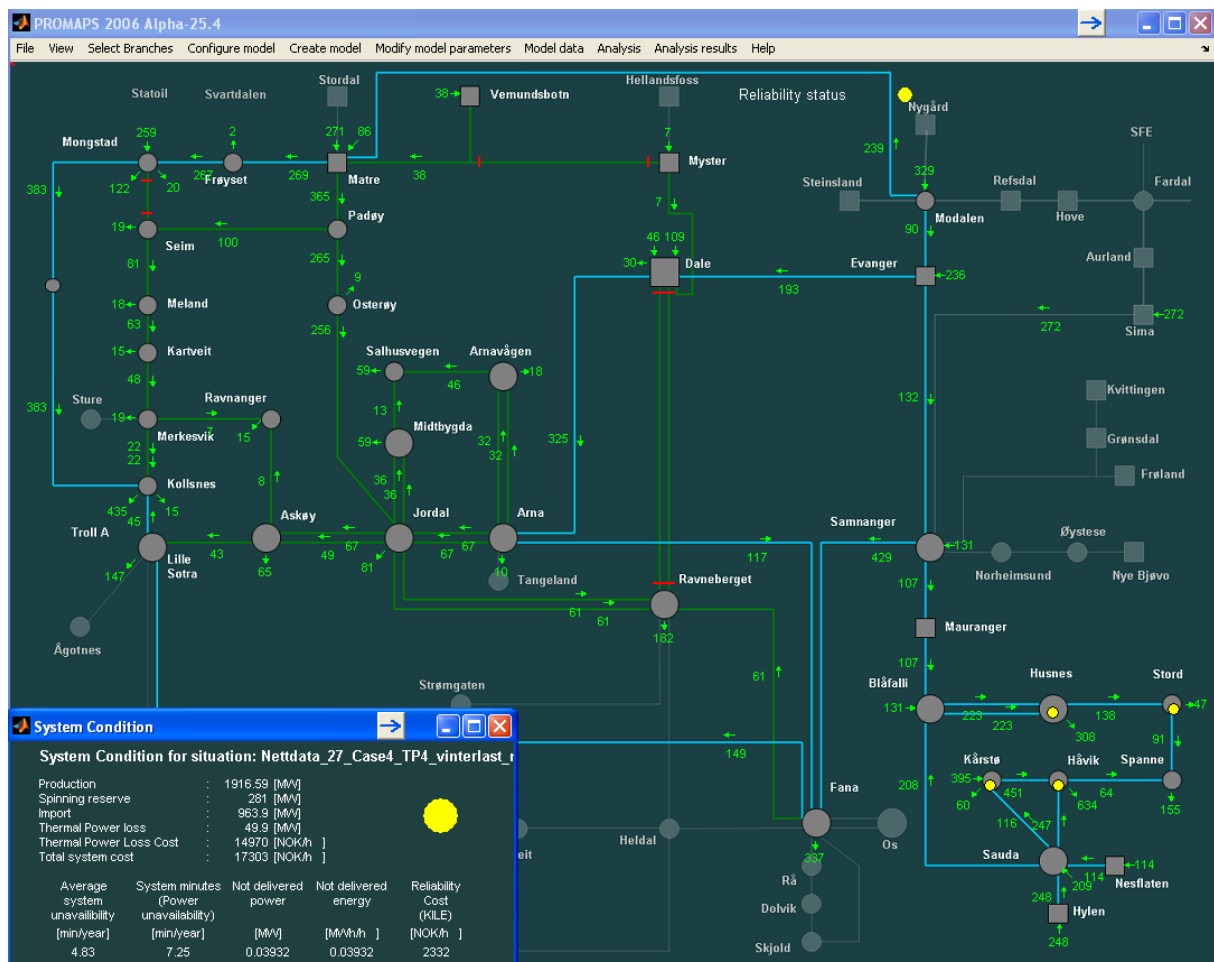
I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet.



## 8.7.3 Tidsperiode TP4 – Vinterlast 2018

### 8.7.3.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved tunglast i 2018 vil være 4,83 minutter og 7,25 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,0393 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 38 – Lastflyt- og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, tunglast 2018				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0308	1905	1377	1377
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0085	427	522	448
- Kollsnes (andel BKK)	0,0027	181	169	96
Vestlandsnettet	0,0393	2332	1899	1825

Tabell 158 – Nøkkeltall for tap, 2018 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.7.3.2 Lastleveransepålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Power delivery probability

.....

Internal branch no.( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.054808	21.5422	1.18076	0.0464175
7	8759.41	0.054808	21.5422	1.18076	0.0464175
8	8759.41	0.054808	21.5422	1.18076	0.0464175
9	8759.41	0.054808	21.5422	1.18076	0.0464175
10	8759.41	0.054808	21.5422	1.18076	0.0464175

Tabell 159 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

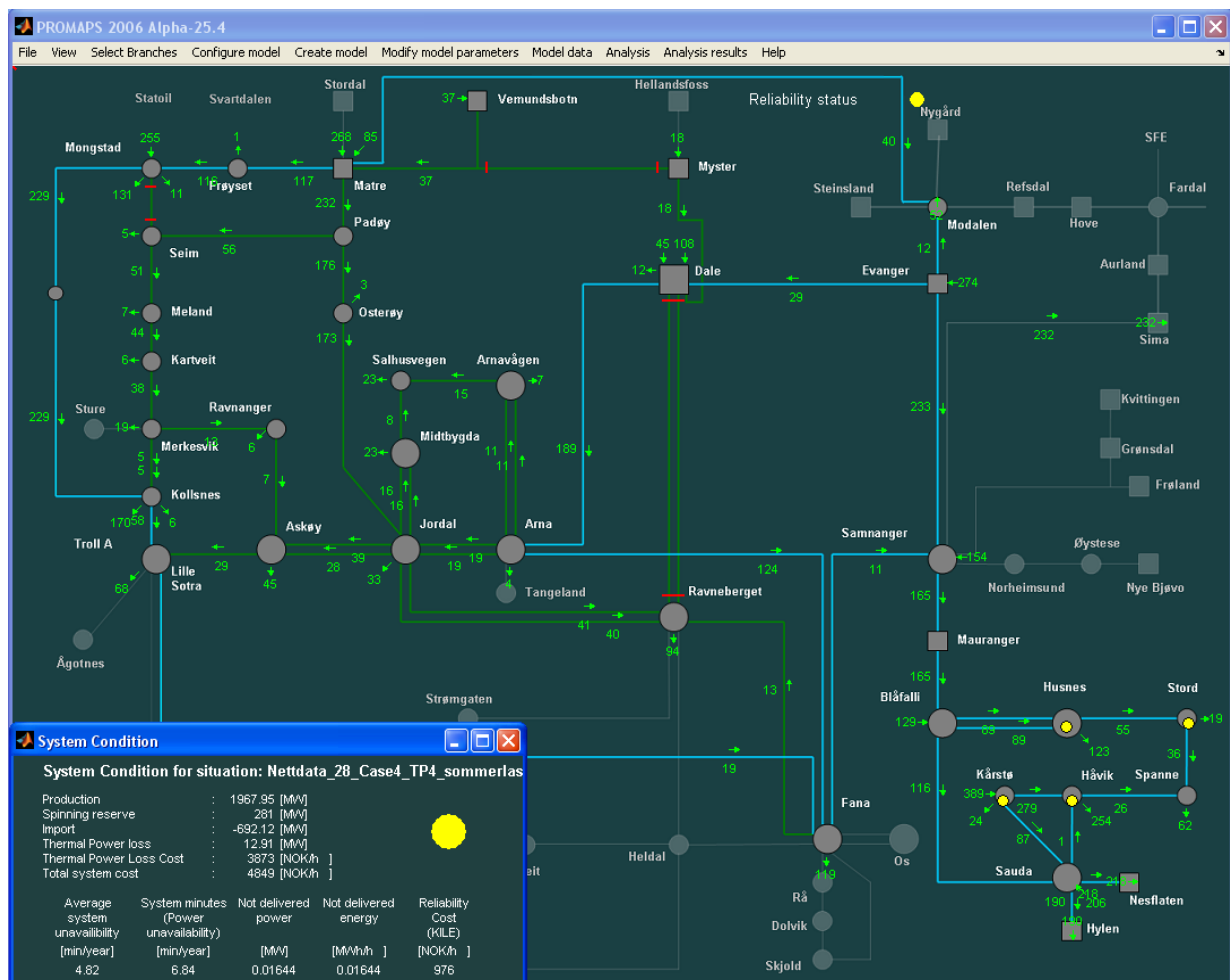
### 8.7.3.3 Utfall og utfallskombinasjoner

I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet

## 8.7.4 Tidsperiode TP4: Sommerlast 2018

### 8.7.4.1 Lastleveransepålitelighet Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet i T4 sommerlast, vil i gjennomsnitt være 4,82 minutter og 6,84 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,01644 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 39 – Lastflyt- og nøkkeldata for T4 lettlastsituasjon i PROMAPS

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, case 4 sommerlast T4				
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Satser fra BKK 2007	Satser fra NVE 2009	Med avbruddskostnad Statoil
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,01233	762	551	551
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,00411	214	254	225
- Kollsnes (andel BKK)	0,00106	70	66	37
Vestlandsnettet	0,01644	976	805	776

Tabell 160 – Nøkkeltall for tap, case 4 – T4 lettlastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra BKK sin kraftsystemutredning i 2007 (kolonne 3), nye KILE-satser fra NVE 2009 med ulik kostnad for lange og korte avbrudd (kolonne 4) samt en beregning hvor faktisk avbruddskostnad beregnet av Statoil er brukt for Kollsnes/Troll A (kolonne 5).

### 8.7.4.2 Lastleveransepålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveransepålitelighet opp til og med 100 % av lastuttaket for Kollsnes. Dette skyldes at systemet tilfredsstiller i N-1-kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,6 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet for denne casen.

Effektleveransesannsynlighet

.....

Grein nr. : 93

Grein beskrivelse : Troll 1

Etterspørsels- situasjon nr.	Sannsynlighet		Oppholdstid		Avgangsfrekvens [ 1/år ]
	Funksjons- dyktig [ h/år ]	Svikt [ h/år ]	Funksjons- dyktig [ år ]	Svikt [ h ]	
6	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995
7	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995
8	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995
9	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995
10	8759.41	0.0533559	21.5971	1.15241	0.0462995

Tabell 161 – Leveransepålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

### 8.7.4.3 Utfall og utfallskombinasjoner

I denne driftssituasjonen holder nettet N-1-kriteriet.

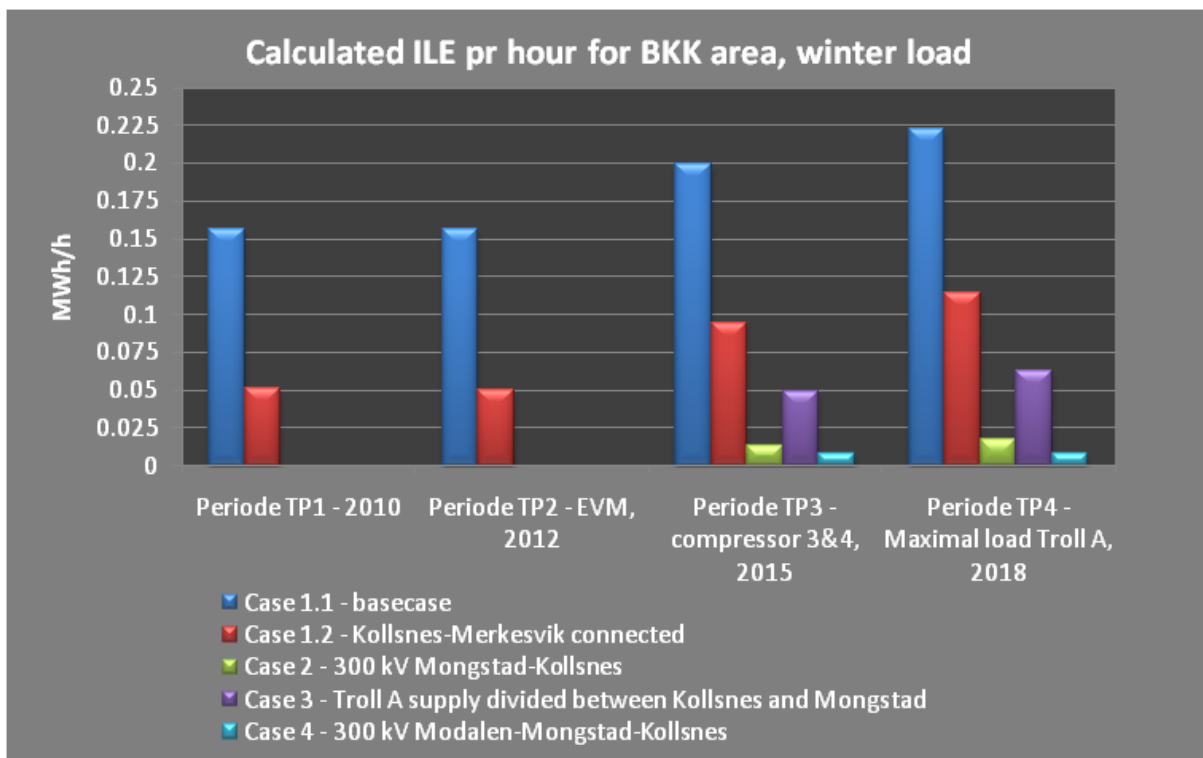
## 8.8 Drøfting av resultater fra regularitetsanalysen

I analysearbeidet er det blitt utført fem ulike simuleringscaser for fire ulike tidsperioder både for vinter- og sommerlast. Case 1.2 TP1 representerer referansecase for de ulike tidsperiodene og representerer aktuell nå-situasjon i 2010. For simuleringsresultatenees gyldighet må tidsperiodene og lastnivåene sees i sammenheng med beskrivelsen av analysecasene.

### 8.8.1 Regularitetsresultater for ILE

Regularitetsresultatene kan presenteres for et utvalg av forskjellige parametre. Vi har valgt å bruke ILE som en presentasjonsparameter for regularitet. Denne parameteren vil være uavhengig av innvirkningen av KILE-satser.

Resultatene på figurene under viser sannsynlig ikke-levert energi for en gitt timerverdi for sommer- og vinterlast i BKK-nettet.



Figur 40 – ILE for vinterlast i perioden 2010-2018

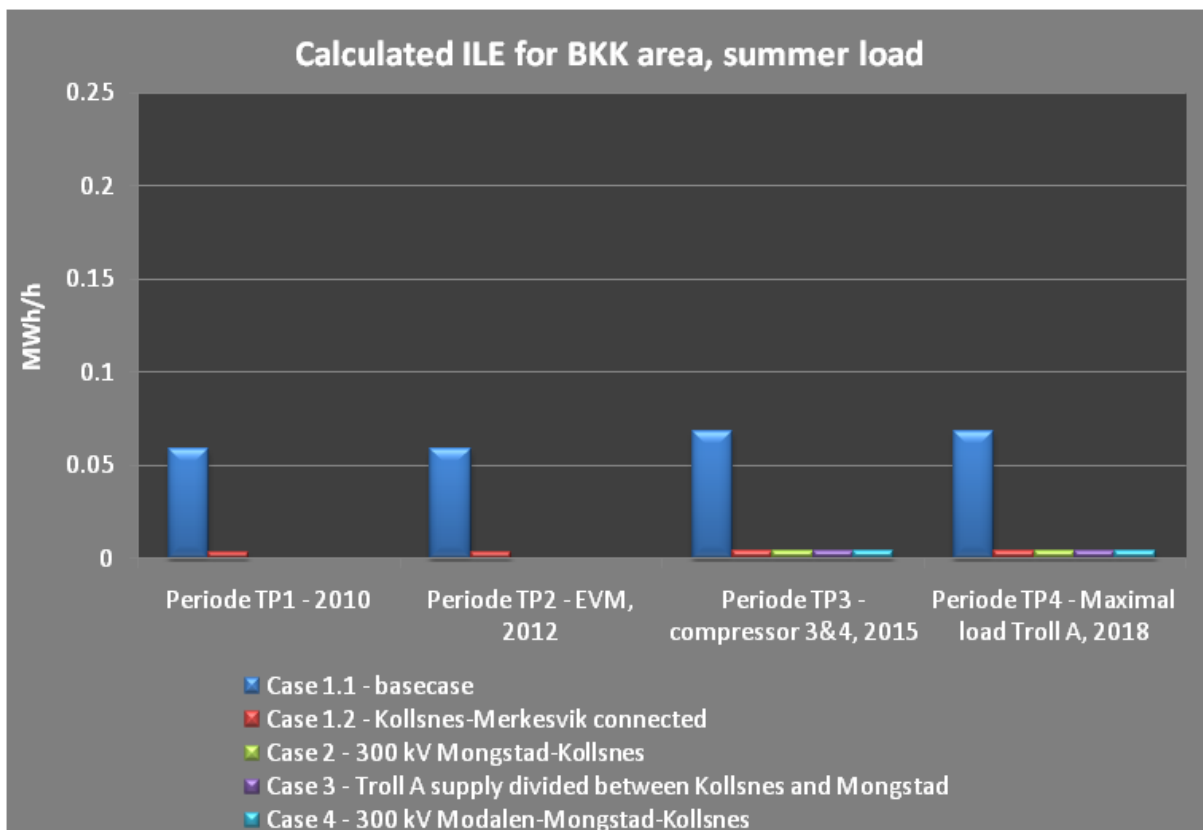
I case 1.2 ligger Kollsnes og Troll A forsynt tosidig via 300 kV fra Lille Sotra og via 132 kV forbindelsen til Merkesvik. Videre så er det installert lastbortkoblingsfunksjonalitet på Kollsnes. Det vil si at dersom for eksempel Lille Sotra- Kollsnes faller ut som følge av feil, så kobles to kompressorer momentant ut. Dette gjør at Merkesvik kan forsyne Kollsnes og Troll A opp til maksimal belastning av denne forbindelsen. Dette gjør at den tosidige forsyningen av Kollsnes og Troll A som riktig nok ikke gir full redundans, utnyttes optimalt.

For case i 1.1 er nettet i mye større grad radielt driftet sammenlignet med case 1.2, og dette vil gi en dårligere regularitet. Ved feilsituasjoner vil kunder som ligger på en radial bli mest utsatt. Det vil si at Kollsnes og Troll A som i case 1.1 ligger med ensidig forsyning fra Lille Sotra og med åpen bryter mot Merkesvik, vil ved en lang eller kortvarig feil falle ut vil og bli "svart". Dette skjer uansett om bryter

på 132 kV legges inn etter kort tid. Ved feil vil Kollsnes og Troll A anleggene trenge opp mot 10 timer for å få anleggene i full drift igjen.

Simuleringscase 2 og 4 gir som forventet og dokumentert en betydelig reduksjon i forventet ILE ved vinterlastsituasjon. Case 3 med deling av last mellom Kollsnes og Mongstad, det vil si at kompressor nummer 3 og 4 forsynes fra Mongstad, gir også en betydelig reduksjon av forventet ILE sammenlignet med case 1.1 og case 1.2. Case 3 gir tilnærmet samme regularitet som case 1.2 gir i dag.

For sommerbelastning er regulariteten meget god for alle casene unntatt case 1.1. Denne lettlast-situasjonen illustrerer at dersom et lastpunkt ligger på en radial, så blir regulariteten dårlig selv om nettområdet eksporterer kraft (har så mye kraft at overskuddet må fraktes ut av området).



Figur 41 – ILE for sommerlast i perioden 2010-2018

### 8.8.2 Virkning av lastbortkoblingsfunksjon på Kollsnes

Lastbortkoblingssystemet på Kollsnes er designet til å koble ut last over 240 MW ved feilsituasjoner i kraftsystemet rundt Mongstad. Per i dag er lastbortkoblingssystemet designet til å koble ut lasten til prekompressorene på Troll A. Tilkommer last utover dette så må det inkluderes i lastbortkoblingssystemet.

Dersom kraftsystemet ikke klarer å levere minimum 240 MW etter at prekompressorene på Troll A er koblet ut, så går hele Kollsnes-anlegget ned og blir spenningsløst. Leveransepåliteligheten til Kollsnes ved 240 MW etterspørsel representerer derfor regulariteten til selve Kollsnes anlegget. Dette er tegnet inn med rød strek på resultattabellene for regularitet for Kollsnes ved vinterlast.

Følgende konklusjon kan trekkes fra de ulike casene når det gjelder hvor ofte "hele" Kollsnes anlegget vil bli spenningsløst, ved maksimal vinterlastsituasjon 2018:

- Med ensidig forsyning av Kollsnes og uttak til 3. og 4. prekompressor til Troll A fra Kollsnes, så vil Kollsnes anlegget falle ut ca 1 gang hvert år (ensidig forsyning er i utgangspunktet ikke en normal driftssituasjon)
- Dersom Kollsnes forsynes tosidig fra Merkesvik og Lille Sotra og uttak til 3. og 4. prekompressor til Troll A forsynes fra Kollsnes, vil Kollsnes anlegget falle ut ca hvert 6 år
- Dersom prekompressor 3 og 4 forsynes fra Mongstad, og Kollsnes anlegget forsynes tosidig, så vil Kollsnes anlegget falle ut ca hvert 21 år.
- Med nettførsterkningstiltakene Mongstad-Kollsnes og Modalen-Mongstad-Kollsnes så vil det også gå ca 21 år mellom hver gang Kollsnes anlegget faller ut.

Merk at dette gjelder dersom vintersituasjonen er premanet i 12 måneder per år. Det må korrigeres for regularitetssituasjonen over året for å få et mer korrekt bilde. Det må kjøres skudd for vår, sommer, høst og vinter for å oppnå høyere oppløsning. Resultatene gir likevel en indikasjon på hvor ofte hele Kollsnes anlegget vil falle ut, sammen med den relative forskjellen mellom alternativene.

### 8.8.3 Økonomisk konsekvens 2009 KILE-satser

Fra og med 2009 ble også kortvarige avbrudd inkludert til å bli omfattet av KILE. KILE 2009 er nå en funksjon av både varighet og kundegruppe. Det vil si at de nye KILE-satsene tar også med kortvarige avbrudd, det vil si avbrudd kortere enn 3 minutter.

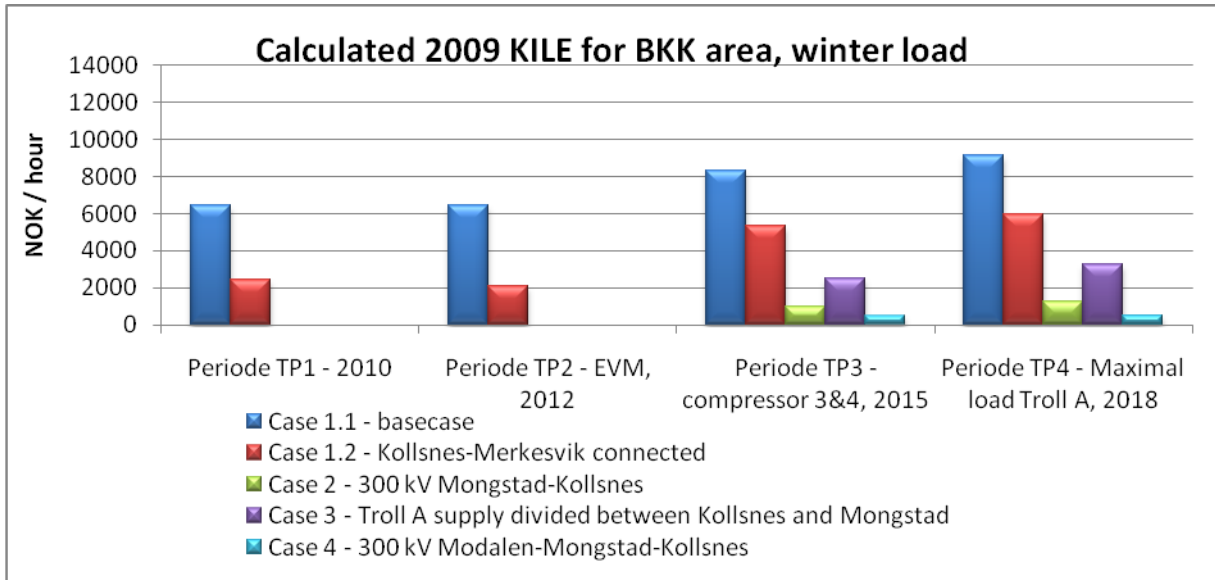
I tabellen under er nye KILE presentert med ulike kundegrupper og ulike kostnadsfunksjoner for kortvarige og langvarige avbrudd. Kortvarige avbrudd er nå definert som avbrudd mindre enn 4 timer og langvarige som avbrudd mer enn 4 timer.

Som en generell betraktning kan man si at avbrudd med varighet mindre enn 4 timer vil ha en høyere rate sammenlignet med "gamle" KILE-satser, og feil med varighet lengre enn 4 timer vil en ha en lavere rate.

Kundegruppe	Kostnadsfunksjon for $k_{p,ref}$ ( $r =$ avbruddsvarighet angitt i timer)		Enhet
	Alle varigheter		
Jordbruk	$10,6 \cdot r + 4$		kr / kW
Husholdning	$8,8 \cdot r + 1$		kr / kW
	0-4 timer	> 4 timer	kr / kW
Industri	$55,6 \cdot r + 17$	$18,4 \cdot r + 166$	kr / kW
Handel og tjenester	$97,5 \cdot r + 20$	$33,1 \cdot r + 280$	kr / kW
Offentlig virksomhet	$14,6 \cdot r + 1$	$4,1 \cdot r + 44$	kr / kW
Treforedling og kraftintensiv industri	$7,7 \cdot r + 6$	$3,1 \cdot r + 23$	kr / kW

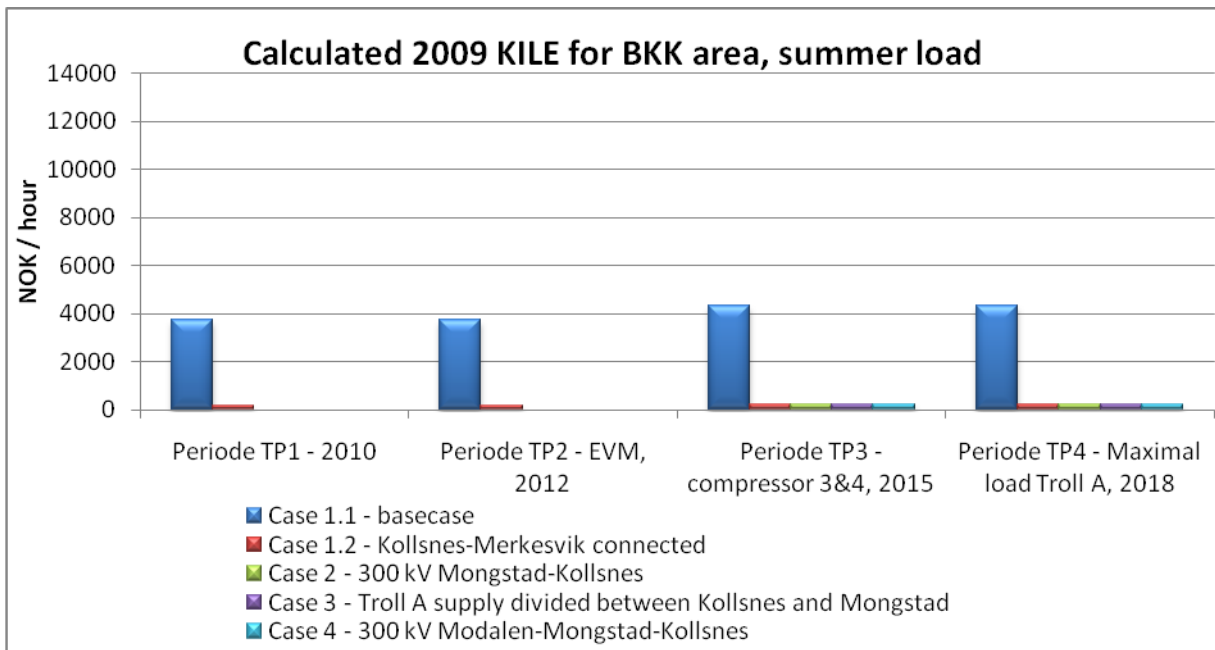
**Tabell 162 – Nye KILE-satser som funksjon av varighet [3]**

For å inkludere denne funksjonen av KILE i regularitetsberegningssystemet PROMAPS, er det løst på følgende måte: Det blir kjørt to sett med simuleringer for hver case i en tidsperiode. Simulering nr. 1 inkluderer alle feil som har en reparasjonstid på mindre enn 4 timer. Simulering nr. 2 inkluderer alle feil med varighet på mer en 4 timer. Regularitetsresultatene skal da bli de samme når de summeres som ved en samlet simulering som inneholder alle feil med reparasjonstid under og over 4 timer. Det eneste som forandrer seg er KILE resultatene, som nå vil være tilpasset KILE-satsene for 2009.



Figur 42 – Økonomisk konsekvens med 2009 KILE-satser for vinterbelastning

Med nye KILE-satser ble resultatene noe uventet noe lavere (bedre) enn med gamle KILE-satser. Forbedringen ble først og fremst gjeldende for case 1.1. Dette henger i sammen med at når Kollsnes og Troll A forsynes ensidig via en 300 kV kabel, så vil forventet nedetid for Kollsnes og Troll A i stor grad være påvirket av forventet nedetid til kabelen. Dette sammen med at det er få (eller ingen) kortvarige feil på kabler, og at langvarige feil straffes "lettere" med nye KILE-satser, gjør at det faktisk blir mindre alvorlig å kjøre radiell drift, sammenlignet med resultatene for gamle KILE-satser. Merk at dette gjelder for laster som har karakteristikk som Kollsnes. Det vil si at om anlegget mister all effekt kort eller langvarig så vil det ta lang tid før anlegget er i full drift igjen uavhengig om samleskinnen er spenningsatt etter kort tid.



Figur 43 – Økonomisk konsekvens med 2009 KILE-satser for sommerbelastning

Regularitetsberegningene viser at tosidig forsyning av Kollsnes som simulert i case 1.2 gir mye bedre regularitetssituasjon i BKK-nettet sammenlignet med ensidig forsyning av Kollsnes via 300 kV-nettet,





som forventet. Videre er det gunstigere å ta ut effekt til kompressor 3 og 4 fra Mongstad. Lasten blir da fordelt og nettet blir mer balansert med tanke på last og produksjon. Dersom lasten kompressor 3 og 4 tas ut fra Mongstad er det ikke behov for nettførsterkningstiltaket Mongstad-Kollsnes, med tanke på Troll A sin lastøkning.

## 9 Spenningsdipp ved feil i 132 kV-nettet

Når det gjelder leveringskvalitet for Kollsnes er det nødvendig å ta spenningsdipper med i den totale betraktningen. Spenningen på Kollsnes 132 kV påvirkes av kortslutninger i 132 kV- og 300 kV-nettet. Det som er spesielt for Kollsnes er at spenningsdipper av en varighet over 90 ms og med spenning lavere enn 80 % av merkespenning med stor sikkerhet vil føre til at en eller flere eksportkompressorer (totalt seks stk.) stopper. Ingen andre konsumenter vil påvirkes. Prosessen må starte opp på nytt, og dette tar 5-6 timer, og det kan gå opp mot 12 timer før prosessen er ved full kapasitet. Dette har en økonomisk konsekvens (gassen i systemet må fakles, samt tapt produksjonstid), men er ikke kritisk siden alle andre systemer fungerer. Dersom det skjer en feil ved ensidig forsyning via forbindelsen Lille Sotra-Kollsnes og 132 kV samleskinnen blir spenningsløs, vil en oppstart også ta opp mot 12 timer, men et utfall av denne typen vil være mye mer kritisk for prosessen og derfor sterkt uønsket. På sommeren kan tapt produksjonstid tas igjen slik at total leveringsprognose holdes.

Regularitetsanalysen har analysert mengden "ikke-levert energi", ILE basert på utfallsanalyser og leveringspålitelighet. Spenningsdipper gir ikke nødvendigvis ILE, men for hver situasjon med ILE på Kollsnes vil det være et stort antall spenningsdipper som påvirker prosessen negativt. Spenningsdipper er derfor i dette spesielle lastpunktet Kollsnes viktig å vurdere på lik linje med ILE for å se på total leveringskvalitet og hvordan dette påvirker gass eksporten. Utfall som gir ILE er begrenset til feil på komponenter i umiddelbar nærhet til Kollsnes, mens spenningsdipper forårsaket av feil i et stort geografisk område vil gi tilstrekkelig dype spenningsdipper på Kollsnes til at eksportkompressorer stopper. Feil på 300 kV vil gi spenningsdipper lavere enn 80 % av merkespenning, noe som vil føre til stans av eksportkompressorene og dermed redusere virkningen av lastbortkobling for gasskompressorene på Troll A ved tosidig innmating.

Fra regularitetsanalysen er det beregnet gjennomsnittlig tid mellom utfall av Kollsnes ved ensidig forsyning for sommer- og vintersituasjon. For regularitet antas det henholdsvis 7 og 5 sommer- og vintermåneder. I denne sammenligningen er det sett på last uten å ta med prekompressorer som har lastbortkobling, det vil si last opp til 240 MW. MTTF ved ensidig forsyning er i størrelsesorden  $(7/12 \times 5,6^{-1} + 5/12 \times 0,97^{-1})^{-1} \approx 1,9$  år mens MTTF ved samlet drift er meget god ( $> 20$  år). Feilstatistikk for linjen Lille Sotra-Kollsnes siste 10 år gir MTTF for denne linjen på 2,5 år.

### 9.1 Feilstatistikk

Statistikk fra BKK / Kollsnes er gjengitt av SINTEF [7] og viser en oppsummering for 2005 og perioden august 2006 til januar 2007.

Feiltype	132 kV, 1p	132 kV, 2p	132 kV, 3p	300 kV, 1p	300 kV, 2p	300 kV, 3p
Antall feil	7	4	17	11	5	1
Utkoblinger	2	4	8	6	4	1

**Tabell 163 – Feiltyper, antall feil og utkoblinger av eksportkompressorer**

Totalt er det registrert 45 feil i den analyserte perioden, hvorav 28 feil er i 132 kV-nettet. 75 % av feilene i 132 kV-nettet er flerfasefeil. Siden ensidig forsyning av Kollsnes via 300 kV vil gi større impedans mellom feilsted på 132 kV og Kollsnes, var det anbefalt å undersøke om ensidig forsyning skulle kunne være mulig. Fra [7] kan man grovt anta følgende for samlet drift:

- Omtrent halvparten av enfasefeil vil gi utkobling av eksportkompressorer
- Omtrent alle tofasefeil vil gi utkobling av eksportkompressorer
- Omtrent halvparten av trefasefeil vil gi utkobling av eksportkompressorer

Fra BKKs generelle feilanalyse [29] er det i tabellen under vist en sammenstilling over kortslutningsfeil i en tiårsperiode fra 2000 til 2009. Prosentverdiene indikerer prosentvis fordeling mellom feil i henholdsvis sommer- og vinterperiodene.

Totalt antall feil (sommer og vinter):

År	1p	2p	3p	Sum
2000	13	6	6	25
2001	12	3	4	19
2002	18	2	2	22
2003	5	3	3	11
2004	9	7	7	23
2005	8	5	11	24
2006	10	0	6	16
2007	12	0	3	15
2008	6	0	5	11
2009	3	1	2	6
<b>Sum</b>	<b>96</b>	<b>28</b>	<b>48</b>	<b>172</b>

Sommer					
År	1p	2p	3p	Sum	%
2000	4	1	1	6	0,24
2001	9	2	3	14	0,74
2002	7	2	2	11	0,50
2003	4	3	2	9	0,82
2004	7	3	7	17	0,74
2005	4	0	8	12	0,50
2006	1	0	4	5	0,31
2007	2	0	1	3	0,20
2008	2	0	1	3	0,27
2009	3	1	2	6	1,00
<b>Sum</b>	<b>43</b>	<b>12</b>	<b>31</b>	<b>86</b>	<b>0,50</b>

Vinter					
År	1p	2p	3p	Sum	%
2000	9	5	5	19	0,76
2001	3	1	1	5	0,26
2002	11	0	0	11	0,50
2003	1	0	1	2	0,18
2004	2	4	0	6	0,26
2005	4	5	3	12	0,50
2006	9	0	2	11	0,69
2007	10	0	2	12	0,80
2008	4	0	4	8	0,73
2009	0	0	0	0	0,00
<b>Sum</b>	<b>53</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>86</b>	<b>0,50</b>

Tabell 164 – Antall kortslutningsfeil i BKKs 132 kV-nett i perioden 2000-2009

I tabellene over for perioden 2000-2009 gir statistikken et annet bilde enn [7], og viser at hele 56 % av kortslutningene er enfasefeil. Mens feilfordelingen over året varierer sterkt mellom sommer og vinter fra år til, med gjennomsnittlig jevn fordeling, er det relativt flere trefasefeil på sommeren (hvorav 31 på sommeren, mot 18 på vinteren). Fordelingen mellom sommer og vinter er valgt ut fra gassproduksjonen, hvor vinter er definert som perioden fra oktober til og med mars.

## 9.2 Kortslutningsanalyse

Spenningsfallet avhenger av hvor langt det er mellom kortslutningsstedet og samleskinnen hvor spenningen måles, samt kortslutningsytelsen. Spenningsfallet på Kollsnes vil derfor sterkt være avhengig av hvor i 132 kV-nettet kortslutningen skjer. SINTEF-rapporten indikerer at det kan være bedre å ligge med ensidig forsyning til Kollsnes 132 kV via 300 kV Kollsnes-Lille Sotra for å redusere påvirkningen av spenningsdipper i 132 kV-nettet, men at dette må studeres i detalj før det kan anbefales. Kortslutningsberegninger for både ensidig og tosidig forsyning er vist i tabellen under. Enfasefeil er ikke evaluert siden 300 kV-nettet og 132 kV-nettet er koblet via transformatorer med 45 ohm jordingsreaktor på 132 kV-siden i Kollsnes, Lille Sotra, Fana, osv. slik at enfasefeil vil

sannsynligvis kun gi begrenset spenningsdipp på Kollsnes 132 kV ved ensidig forsyning. Beregningene er utført for vinter 2015. Bryter i Kollsnes mot Merkesvik 132 kV er lukket der det er angitt med "samlet drift". Spenninger under 80 % er angitt med mørk rød farge.

Feilsted	Case 1.1 / 1.2			
	3p feil, Samlet drift	3p feil, delt drift	2p feil, Samlet drift	2p feil, delt drift
	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]
Askøy 132 kV	0,33	0,57	0,34	0,68
Merkesvik 132 kV	0,11	0,79	0,10	0,85
Padøy 132 kV	0,61	0,76	0,61	0,83
Myster 132 kV	0,88	0,90	0,88	0,91
Os 132 kV	0,69	0,69	0,70	0,79
Arna 300 kV	0,26	0,18	0,40	0,36
Modalen 300 kV	0,66	0,62	0,74	0,71
Samnanger 300 kV	0,31	0,21	0,47	0,42
Feilsted	Case 2			
	3p feil, Samlet drift	3p feil, delt drift	2p feil, Samlet drift	2p feil, delt drift
	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]
Askøy 132 kV	0,37	0,58	0,37	0,50
Merkesvik 132 kV	0,13	0,80	0,11	0,86
Padøy 132 kV	0,59	0,71	0,60	0,79
Myster 132 kV	0,81	0,85	0,83	0,88
Os 132 kV	0,72	0,74	0,73	0,82
Arna 300 kV	0,32	0,57	0,45	0,45
Modalen 300 kV	0,69	0,68	0,77	0,76
Samnanger 300 kV	0,38	0,34	0,53	0,50
Feilsted	Case 4			
	3p feil, Samlet drift	3p feil, delt drift	2p feil, Samlet drift	2p feil, delt drift
	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]
Askøy 132 kV	0,40	0,66	0,38	0,76
Merkesvik 132 kV	0,15	0,84	0,13	0,89
Padøy 132 kV	0,59	0,74	0,55	0,82
Myster 132 kV	0,96	0,96	0,97	0,97
Os 132 kV	0,73	0,78	0,71	0,85
Arna 300 kV	0,35	0,38	0,47	0,50
Modalen 300 kV	0,45	0,42	0,59	0,57
Samnanger 300 kV	0,38	0,39	0,53	0,53

Tabell 165 – Spenning på Kollsnes 132 kV for ulike feil i nettet

Feilsted	Case 1.1 / 1.2			
	3p feil, Samlet drift [pu]	3p feil, delt drift [pu]	2p feil, Samlet drift [pu]	2p feil, delt drift [pu]
Askøy 132 kV	0,72	0,70	0,79	0,77
Merkesvik 132 kV	0,74	0,76	0,80	0,82
Padøy 132 kV	0,59	0,57	0,69	0,68
Myster 132 kV	0,95	0,94	0,95	0,95
Os 132 kV	0,87	0,87	0,91	0,91
Arna 300 kV	0,72	0,74	0,78	0,79
Modalen 300 kV	0,88	0,88	0,91	0,92
Samnanger 300 kV	0,75	0,77	0,81	0,83
Feilsted	Case 2			
	3p feil, Samlet drift [pu]	3p feil, delt drift [pu]	2p feil, Samlet drift [pu]	2p feil, delt drift [pu]
Askøy 132 kV	0,65	0,67	0,74	0,71
Merkesvik 132 kV	0,66	0,79	0,74	0,84
Padøy 132 kV	0,63	0,64	0,72	0,74
Myster 132 kV	0,83	0,83	0,85	0,85
Os 132 kV	0,83	0,83	0,88	0,88
Arna 300 kV	0,59	0,72	0,67	0,67
Modalen 300 kV	0,81	0,81	0,86	0,86
Samnanger 300 kV	0,63	0,63	0,71	0,71
Feilsted	Case 4			
	3p feil, Samlet drift [pu]	3p feil, delt drift [pu]	2p feil, Samlet drift [pu]	2p feil, delt drift [pu]
Askøy 132 kV	0,79	0,83	0,85	0,88
Merkesvik 132 kV	0,79	0,92	0,85	0,94
Padøy 132 kV	0,84	0,86	0,88	0,90
Myster 132 kV	0,98	0,98	0,98	0,98
Os 132 kV	0,89	0,89	0,92	0,92
Arna 300 kV	0,70	0,70	0,75	0,75
Modalen 300 kV	0,65	0,65	0,73	0,73
Samnanger 300 kV	0,70	0,70	0,76	0,76

Tabell 166 – Spenning på Mongstad 132 kV for ulike feil i nettet

## 9.2.1 Analyse av resultater for Kollsnes

Analyseresultatene for Kollsnes indikerer grovt at alle simulerte 300 kV-feil vil gi spenningsdipp lavere enn 80 % på Kollsnes. Under vises en oppsummering av analyseresultatene for de forskjellige casene.

Analyseresultater – Case 1.1 / 1.2:

- Ved trefasefeil er forskjellen svært liten mellom samlet og delt drift, og det antas at 90 % av alle 132 kV-feilene vil gi en spenning på Kollsnes 132 kV som er lavere enn 80 %, både ved samlet og ved delt drift.
- Ved tofasefeil antas det at 90 % av 132 kV-feilene gir spenningsdipp lavere enn 80 % ved samlet drift, og 20 % av 132 kV-feilene gir spenningsdipp lavere enn 80 % ved delt drift.

Analyseresultater – Case 2:

- Trefasefeil som i case 1.1 / 1.2
- For tofasefeil vil det bli en viss økning av spenningsdipper ved delt drift. Det antas at 90 % av 132 kV-feilene gir spenningsdipp lavere enn 80 % ved samlet drift, og 40 % av 132 kV-feilene gir spenningsdipp lavere enn 80 % ved delt drift.

Analyseresultater – Case 4

- For trefasefeil vil det bli en viss økning av spenningsdipper ved delt drift. Det antas at 90 % av 132 kV-feilene gir spenningsdipp lavere enn 80 % ved samlet drift, og 40 % av 132 kV-feilene gir spenningsdipp lavere enn 80 % ved delt drift.

Tilsvarende analyse kan også gjøres for Mongstad.

## 9.3 Analyse av statistikk og beregninger

Ved å analysere tallene fra feilstatistikk og kortslutningsberegninger kan man anta følgende for feil i dagens 132 kV-nett (case 1.2):

$X \cdot Y \cdot Z \approx$  antall stans grunnet kortslutningsfeil i 132 kV-nettet der X angir andel kortslutninger som gir stans, Y angir arealmessig påvirkning, og Z antall feil per år fra ti års feilstatistikk. X er hentet fra punkter nederst på side 132, hvor "omtrent halvparten" tilsvarer 0,5 og "omtrent alle" tilsvarer 1,0. Y er skjønnsmessig hentet fra tabell 205 og 206 og Z er hentet fra tabell 204.

Samlet drift gir følgende resultater:

- $0,5 \cdot 0,9 \cdot 9,6 \approx 4,3$  stans grunnet enfasekortslutninger i 132 kV-nett per år
- $1,0 \cdot 0,9 \cdot 2,8 \approx 2,5$  stans grunnet tofasekortslutninger i 132 kV-nett per år
- $0,5 \cdot 0,9 \cdot 4,8 \approx 2,2$  stans grunnet trefasekortslutninger i 132 kV-nett per år
- Totalt 9,0 stans per år

Delt drift gir følgende resultater:

- Ingen stans grunnet enfasekortslutninger i 132 kV-nett per år
- $1,0 \cdot 0,2 \cdot 2,8 \approx 0,56$  stans grunnet tofasekortslutninger per år
- $0,5 \cdot 0,9 \cdot 4,8 \approx 2,2$  stans grunnet trefasekortslutninger i 132 kV-nett per år
- Totalt 2,76 stans per år

Som resultatene ovenfor viser, kan delt drift grovt antas å redusere antall stans av eksport-kompressorer med omtrent 6,3 per år sammenlignet med samlet drift. Dersom en bare ser på vinterhalvåret hvor tapt produksjon ikke kan tas igjen, og antar at kostnader knyttet til stans av eksportkompressorene på sommeren sammenlignbart er små, får man for samlet drift omtrent 4,6 stans (per vinterhalvår) og 1,1 stans ved delt drift (per vinterhalvår). Delt drift gir altså en besparelse på omtrent 3,5 stans per vinterhalvår sammenlignet med samlet drift.

Statoil har et pågående prosjekt som vil, om mulig, gjøre eksportkompressorene mer robuste mot spenningsdipper. Analysen her peker mot at forbedringer i forhold til en- og tofasefeil skulle totalt gi best effekt i forhold til et slikt prosjekt.

#### **9.4 Drøfting av spenningsdippanalyse**

Analysen viser at ensidig forsyning vil gi, som antatt i [7], en reduksjon av antall stans for eksportkompressorene. Med de forutsetninger, forenklinger og statistiske betraktninger som er lagt til grunn kan man på basis av resultatene grovt antyde:

- Dersom man ser på året som helhet vil det statistisk sett være i størrelsesorden  $6,3 \cdot 1,9 \approx 12$  sparte stans av eksportkompressorene mellom hvert utfall av den ensidige forsyningen. Det er da benyttet at forventet tid til feil er 1,9 år for ensidig forsyning, og at det vil spares 6,3 stans per år med delt drift.
- Dersom man antar at stans på sommeren har relativt lav kostnad sammenlignet med stans av eksportkompressorene vinterstid, kan det se ut som om besparelsen av stans av eksportkompressorene som har høy kostnad blir i størrelsesorden  $3,5 \cdot 1,9 \approx 7$  sparte stans.

Metoden og dataunderlaget er ikke tilstrekkelig robust til en sikker konklusjon. For å konkludere bør man se på flere detaljer mer grundig:

- Det bør inkluderes et større statistisk underlag når det gjelder stans av eksportkompressorene og eventuelle resultater av det pågående prosjektet for å gjøre disse mer robuste mot spenningsdipper.
- Utstrekningen av 132 kV-feil som vil gi spenningsdipp bør mer nøyaktig evalueres.
- Enfasefeil på 132 kV bør også modelleres
- 300 kV-feil bør evalueres for å se forholdet mellom antall 300 og 132 kV-feil som gir stans, og om besparelsen fra tosidig til ensidig forsyning da blir signifikant.

## 10 Referanser

- [1] BKK, "Regional kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger", 1. juni 2009
- [2] Driftsnotat Statnett – BKK, ID: 1361244
- [3] Inkludering av kortvarige avbrudd i KILE-ordningen – metode for justering av nettselskapenes inntektsramme.pdf, tilgjengelig via [www.nve.no]
- [4] Statnett SF, "Driftsforstyrrelser i 33-420 kV-nettet – Årsstatistikk 2005", tilgjengelig på [http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/PDF/Årsstatistikk05.pdf]
- [5] Kortslutningsytelser i termineringspunkt (Fardal, Aurland, Sima, Nesflaten, Hysten) beregnet i PSS/E mottatt fra Sigbjørn Sørbotn i Statnett SF
- [6] Driftskoordinering i det norske kraftsystemet 2005 (FoS CD)
- [7] SINTEF Energiforskning AS, "A power supply outage survey for Kollsnes taking into account statistical information received from BKK", doc no. C030-SL-E-RS-002, november 2007
- [8] TrollKollsnespowersummerwinterloads050210.ppt
- [9] Prognose kraftkraftsystemutredning (3).doc
- [10] Tilleggsutredning Kollsnes-Mongstad til *Konsesjonssøknad fra 2007*, datert 15.06.2009
- [11] MoM møte med BKK 03.02.2010
- [12] MoM møte med BKK 16.03.2010
- [13] Spenningsregulering i BKK-området 171207.pdf
- [14] Data fra Statnetts SPIDER data engineering system
- [15] Dataunderlag fra NVE som Statnett mottok 10.05.06
- [16] OISWEB Vedlikeholdskoordinering Systemdriftshåndboka
- [17] HIS-WEB historiske data fra driftsentralene
- [18] PSS/E modell fra Statnett (høylastmodell for 2007/2008)
- [19] PSS/E modell fra BKK (for 132 kV nett Bergensområdet)
- [20] Informasjon om oppgradering og nye linjer i BKK (Mongstad-Kollsnes, Matre-Jordal) er mottatt på e-post fra BKK
- [21] Konsesjonssøknad 420 kV-ledning Sima-Samnanger
- [22] Konsekvensutredning av Strømforsynings situasjonen i distriktet Troll Videreutvikling. Troll Power.
- [23] Utredning av Lutelandet som alternativ tilkoblingspunkt for krafttilførsel til Gjøa-feltet. Sweco Grøner.
- [24] 132 kV Ledning Hålandsfossen-Lutelandet. Konsesjonssøknad med Konsekvensutredning. Sunnfjord Energi AS.
- [25] 132 kV-kraftledning Lutelandet-Ringstad-Markevatn-Grov med avgr. Vevring. Melding i henhold til Plan og bygningslovens kap. VIIa. SFE Nett AS
- [26] Pålitelighets- og lastleveranseanalyse av nytt lastpunkt tilknyttet Moskog, SFE, Troll Power AS, 2006
- [27] Troll Future Development Power and energy consumption Rev. August 2007. StatoilHydro
- [28] Testing og idriftsetting av vern, Lastbortkopling Kollsnes Troll Power AS, 2007
- [29] BKK feilstatistikk, " Feil i BKK nettet 1996-2009", mottatt fra BKK



## Appendiks

- A:** *Forutsetninger*
- B:** *Nettanalyse ved spesialtilfeller*
- C:** *Regularitet ved spesialtilfeller*
- D:** *Beregninger ved gamle KILE-satser*
- E:** *Nåverdianalyse av investeringer*
- F:** *Formulering av risikoindikatoren SMS*

# Appendiks

## *Troll A – Onshore grid analysis*

### Innholdsfortegnelse

<b>APPENDIKS A: FORUTSETNINGER</b> .....	<b>2</b>
A.1    ENDREDE FORUTSETTINGER FOR KOLLSNES OG TROLL A SITT KRAFTBEHOV .....	2
A.2    UTDRAG FRA EKSISTERENDE NETTAVTALE MELLOM BKK OG STATOIL.....	3
A.3    FORUTSETNINGER FOR DELT DRIFT PÅ KOLLSNES .....	3
A.4    GREINSTRUKTUR I PROMAPS .....	5
<b>APPENDIKS B: NETTANALYSE VED SPESIALTILFELLER</b> .....	<b>11</b>
B.1    EKSTREM VINTERLAST .....	11
B.2    STATISKE OG DYNAMISKE BETRAKTNINGER MONGSTAD .....	12
B.3    DYNAMISK ANALYSE KOLLSNES .....	26
<b>APPENDIKS C: REGULARITET VED SPESIALTILFELLER</b> .....	<b>31</b>
C.1    EKSTREM VINTERLAST .....	31
C.2    DELT DRIFT MONGSTAD.....	40
C.3    REDUSERT PRODUKSJON VED ENERGIVERK MONGSTAD .....	43
<b>APPENDIKS D: BEREGNINGER VED GAMLE KILE-SATSER</b> .....	<b>45</b>
D.1    GAMLE KILE-SATSER .....	45
D.2    ØKONOMISK KONSEKVENNS MED GAMLE KILE-SATSER (FØR 2009) .....	46
<b>APPENDIKS E: NÅVERDIANALYSE AV INVESTERINGER</b> .....	<b>47</b>
E.1    BAKGRUNNSDATA.....	47
E.2    NÅVERDIANALYSE AV SAMFUNNS- OG BEDRIFTSØKONOMISKE KILE- KOSTNADER.....	48
E.3    NÅVERDIANALYSE AV SAMFUNNS- OG BEDRIFTSØKONOMISKE TAPSKOSTNADER.....	52
E.4    SAMMENDRAG NÅVERDIBEREGNING .....	56
<b>APPENDIKS F: FORMULERING AV RISIKOINDIKATOREN SMS</b> .....	<b>57</b>
F.1    DESCRIPTION .....	57
F.2    CASE A – SMS FOR A LOAD BRANCH AVERAGED OVER 1 YEAR .....	58
F.3    CASE B – SMS FOR A GRID OR PARTS OF A GRID AT A GIVEN TIME INSTANT .....	58
F.4    CASE C – SMS FOR A GRID OR PARTS OF A GRID AVERAGED OVER 1 YEAR .....	58

## Appendiks A: Forutsetninger

### A.1 Endrede forutsetninger for Kollsnes og Troll A sitt kraftbehov

Troll Power har tidligere (2007) studert innvirkingen av Troll Future Development (TFD) på BKK-området [14]. TFD opererte med et maksimalt lastuttak for Kollsnes på 575 MW i år 2017. TFD ble stoppet og prognosene for kraftbehovet til Troll A er nå markant lavere enn det var i TFD. Etter TFD ble det kjørt tilleggsutredninger med 4 kompressorer (i stedet for 6 i TFD) som inkluderte lastprofilene for Kollsnes og Troll A med maksimal last på 415 MW, og hvor maksimal effekt-topp var forskjøvet til år 2020. I analysen studerte Troll Power virkingen på Vestlandet for de nye lastprofilene for Kollsnes og Troll A, med og uten det konsesjonssøkte nettförsterkingstiltaket ledning/kabel Mongstad-Kollsnes.

Kort oppsummert fra overnevnte studie kan følgende trekkes ut:

*Siden forventet lastbehov for Kollsnes og Troll A i dag er betydelig lavere enn først antatt, vil også innvirkingen på Vestlandsnettet bli redusert. På grunn av at også maksimal belastning nå er forventet å komme noe senere enn i den opprinnelige TFD-studien, er det også blitt mulig å utrede andre alternativer for lastuttaket til Troll A. Mongstad er derfor vurdert som et alternativt uttakspunkt for effekt til kompressorer 3 og 4 til Troll A.*

Analysearbeidet som er presentert i denne rapporten har forutsetninger som er nært opp til hva det var for prosjektarbeidet med 4 kompressorer tilknyttet Troll A og Kollsnes i 2008. Det er derfor forventet at resultatene skal være i samme område som tidligere både for regularitet og nettanalyser. Maksimalbelastning for Kollsnes og Troll A ligger nå i området 440 MW mot 415 MW i analysearbeid fra 2008. Videre er maksimalbelastning forventet å inntreffe i 2018 i stedet for 2020.

Analysen fra 2008 ble presentert for BKK 28.10.2008. Denne analysen inkluderer derfor også gamle KILE-satser for å kunne sammenligne resultatene med analysen fra 2008.

Siden analysene i 2008 har BKK endret driftsbilde i BKK-nettet. Denne driftssituasjonen er modellert og definert i en egen case som vil bli analysert som et tillegg til tidligere utførte og definerte analyse-caser. BKK og Statnett har vedtatt at BKK-nettet skal drives med flere delingspunkter og at Kollsnes skal drives med ensidig forsyning fra 300 kV fra Lille Sotra. Det vil si at 132 kV linjen fra Merkesvik ligger spenningsatt, men med åpen effektbryter mot Kollsnes.

Ved feil på Lille Sotra-Kollsnes vil Troll A last og Kollsnes-anlegget miste forsyningen og bli spenningsløse. Dersom BKK nå legger inn 132 kV bryter på Kollsnes fra Merkesvik og spenningssetter 132 kV samleskinne på Kollsnes, så vil fortsatt Kollsnes bruke opp mot 12 timer til å få anlegget på drift igjen.

I regularitetsberegningene til Troll Power simuleres kraftsystemets evne til å levere etterspurt effekt. Det vil si at så snart en feil er klarert og et lastpunkt igjen spenningsatt, så regnes ingen ILE. Dersom et lastpunkt, som for eksempel Kollsnes, ved feil vil trenge lenger tid på å komme i drift enn tiden det tar før tilknyttet samleskinne igjen er spenningsatt, så er det feiltiden til kraftsystemet og ikke prosessanlegget som ligger til grunn. Troll/Kollsnes har utarbeidet en avbruddskostnadsfunksjon for Kollsnes/Troll. Denne tar hensyn til at anlegget har høye initiale kostnader som påløper uansett avbruddets varighet. Disse innrapporterte kostnadene tar derimot ikke høyde for svært lange utfall og de samfunnsmessige kostnader dette kan få for Norge.

## **A.2 Utdrag fra eksisterende nettavtale mellom BKK og Statoil**

Det foreligger to nettavtaler mellom BKK og Statoil som ble tegnet i henholdsvis 1993 og 1994 i forbindelse med bygging av 132 kV og 300 kV kraftoverføringsanlegg til Kollsnes og tilkobling til regionalnettet.

I paragraf 3, "Overføringsrettigheter", punkt 1 i begge nettavtalene står det at Norske Shell (nå Statoil) har overføringsrettighet til 132 kV forbindelsen Merkesvik-Kollsnes oppad til 250 MVA. For 300 kV forbindelsen fra Fana til Kollsnes er overføringsrettighet begrenset oppad til 500 MVA.

I punkt 3 i samme paragraf i begge avtalene blir det slått fast at Norske Shell (nå Statoil) skal ha høyeste driftsmessige prioritetsnivå i regionalnettet. Dette medfører at dersom ikke noe annet er avtalt så forsynes Kollsnes tosidig fra Merkesvik og fra Lille Sotra.

Videre blir det i paragraf 6 avtale fra 1994 beskrevet hvilke kvalitetskrav som skal gjelde. Ved feilfritt nett gjelder:

1. Spenningsgrense 125-140 kV
2. Frekvens 50 Hz ± 0,1 Hz
3. Kortslutningseffekt 132 kV samleskinne: Min. 1400 MVA

I samme paragraf, punkt 4 er det beskrevet at planlagte utkoblinger skal avtales 3 måneder på forhånd.

Driftssituasjonen rundt Kollsnes har frem til slutten av 2008 vært tosidig forsyning av Kollsnes via 300 kV fra Lille Sotra og 132 kV forbindelsen fra Merkesvik. Videre er det installert lastbortkoblingslogikk på Kollsnes, som ved gitte feilsituasjoner kobler bort last på Kollsnes slik at nettet rundt er i stand til å forsyne oppad til sine kapasitetsgrenser uten at det skaper fare for systemfeil i BKK-nettet.

I notat merket "Driftsnotat BKK Nett – Statnett", datert 09.07.2009 [2] er ny normalsituasjon for forsyning av Kollsnes definert. I punkt 1.2 side 8 står det at ny normalsituasjon innbefatter at avgang mot Merkesvik er delt. Det vil si at Kollsnes forsynes ensidig fra Lille Sotra. I notatet er begrunnelsen for ny normalsituasjon gitt ved fire punkter.

Troll Power antar at den nye normalsituasjonen som er definert i "Driftsnotat BKK – Statnett" fra 2009 er av midlertidig art, og at tosidig forsyning av Kollsnes vil bli normalsituasjon igjen. Denne antagelsen er basert på hva som er avtalt i nettavtalen mellom BKK og Statoil, hvor det er slått fast at Kollsnes skal ha høyeste driftsmessige prioritet, sammen med troll Power sin vurdering av begrunnelsen for nødvendigheten av den nevnte delingen mot Merkesvik.

## **A.3 Forutsetninger for delt drift på Kollsnes**

Forutsetningene for delingspunktet Kollsnes-Merkesvik er diskutert. De andre delingspunktene i nettet påvirker ikke regularitetsanalysen, med de forutsetninger som ligger til grunn, og er derfor ikke behandlet nærmere.

Motivasjonen i [2] for delingspunktet Kollsnes-Merkesvik på 132 kV er i korthet:

- A.3.1 Overbelastning av 132 kV-nettet
- A.3.2 Spenningsfall i 132 kV-nettet
- A.3.3 Spenningsdipp ved feil i 132 kV-nettet påvirker Kollsnes
- A.3.4 Høy spenning ved bryterfall i Lille Sotra på grunn av kabelkapasitans
- A.3.5 Skjevlast på Matresnittet (Seim-Meland) ved høy last overføring til Kollsnes.

Denne motivering er gitt med dagens nett og driftsforhold. Analysen av hvordan en fremtidig lastøkning på Troll A påvirker systemet forutsetter at også aktiviteter for å fjerne noen av dagens begrensninger vil være mulig i denne tidsperioden.

### **A.3.1 Overbelastning av 132 kV-nettet**

Ved utfall av 300 kV linjen Kollsnes-Lille Sotra vil lastbortkobling redusere last på Kollsnes til under lastgrensen for 132 kV forbindelsen Kollsnes-Merkesvik. Regularitetsanalysen viser med dette som utgangspunkt generelt ingen problemer i 132 kV-nettet i normal sommer-/vintersituasjon i tidsperioden frem mot 2018. Visse spesielle driftssituasjoner vil sannsynligvis kunne gi overlast, men dette er ikke analysert nærmere her.

### **A.3.2 Spenningsfall i 132 kV-nettet**

Utfall av 300 kV linjer inn mot Kollsnes vil kunne gi lav spenning. I et analysert tilfelle med 125 kV driftspenning på Kollsnes 132 kV vil 50 MVA<sub>r</sub> gi driftspenning på 130 kV. Kondensatorbatterier på denne størrelsen koster i størrelsesorden noen millioner kroner.

### **A.3.3 Spenningsdipp ved feil i 132 kV-nettet**

Spenningsdipp er drøftet i hovedrapporten, kapittel 9.

### **A.3.4 Høy spenning ved bryterfall i Lille Sotra grunnet kabelkapasitans**

Høy spenning i 132 kV-nettet ved bryterfall i Lille Sotra 300 kV mot Kollsnes skyldes høy kabel kapasitans som genererer reaktiv effektlyt inn i 132 kV-nettet. Logikk for automatisk utkobling av bryter i Kollsnes mot Lille Sotra vil forhindre dette. Automatikk for dette skulle kunne implementeres til en relativt liten kostnad.

### **A.3.5 Skjevlast på Matresnittet**

Skjevlast på Matresnittet gir overbelastning på visse linjer på grunn av høy flyt mot Kollsnes. Regularitetsanalysen viser generelt ingen problemer i 132 kV-nettet i normal sommer-/vintersituasjon ved masket drift. Enkelte linjer har lav overføringskapasitet. Som et eksempel kan nevnes Matre-Padøy som er oppgradert, men arbeid gjenstår før overføringskapasiteten kan økes. Linjen Seim-Meland kan med begrenset innsats oppgraderes da det er bare omtrent 13 km med lavere tverrsnitt enn resten av Seim-Meland og Meland-Kartveit (totalt 23,5 km). Linjeoppgradering av denne typen kan koste i størrelsesorden noen titalls millioner kroner.

### **A.3.6 Konklusjon**

Diskusjonen rundt punktene over, sammen med regularitetsanalysen, tilsier at det er teknisk og økonomisk mulig å iverksette nødvendige tiltak for å gjeninnføre tosidig forsyning av Kollsnes som normalt tilfelle. Det vil antageligvis være spesielle driftstilfeller som midlertidig vil kreve ensidig forsyning også i fremtiden. Dette er ikke analysert her.

#### **A.4 Greinstruktur i PROMAPS**

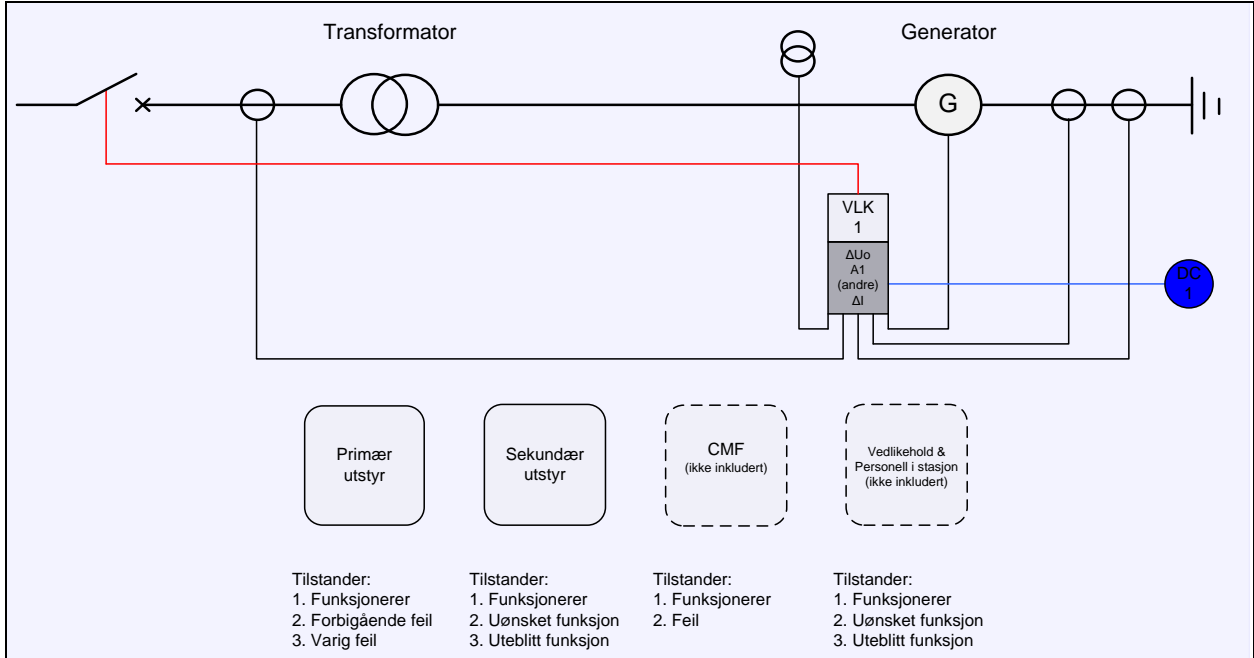
Nettstrukturen er delt opp i ulike greiner for produksjon, transmisjon, utveksling og last. Hver av greintypene består av ulikt primær og sekundærutrustninger, og modelleres med ulike enhetsmodeller.

Hver grein er delt inn i to nivåer, hvor nivå 1 er toppnivået som representerer de aggregerte topp tilstandene for primær- og sekundærutstyr. Nivå 2 representerer enhetsmodellene tilknyttet hver komponent for primær- og sekundærutstyr.

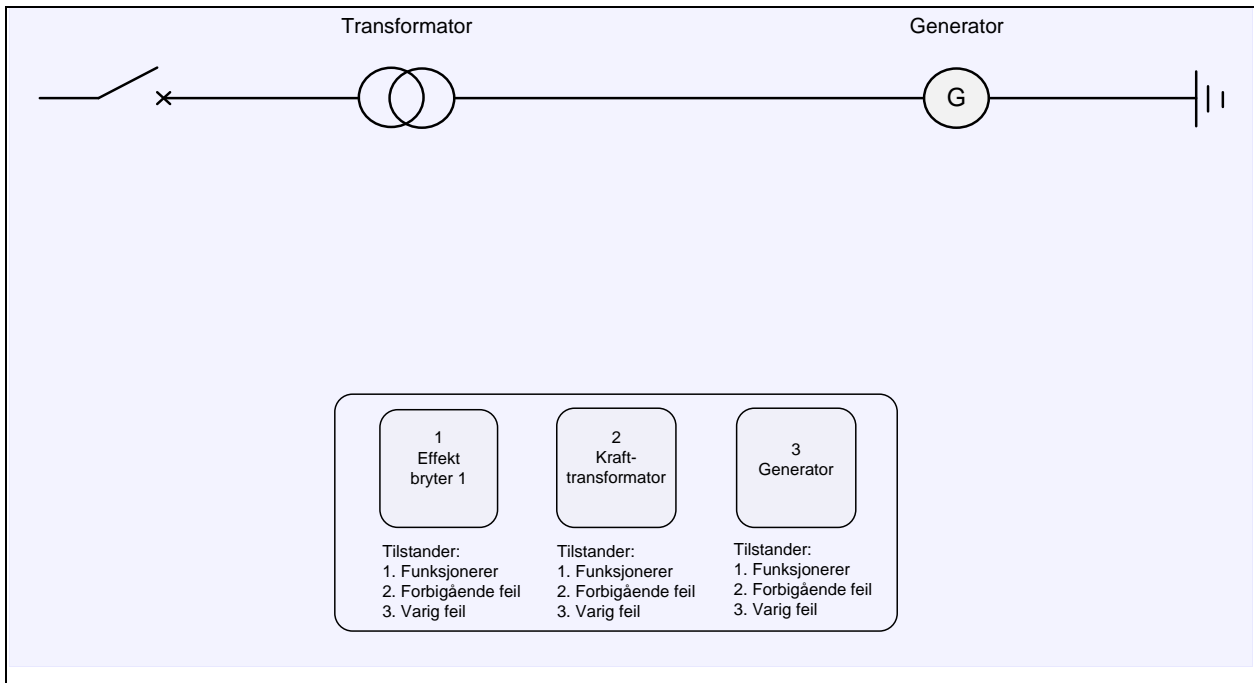
Strukturene er vist i figurene på de følgende sidene.

### A.4.1 Produksjonsgrein og roterende reserve

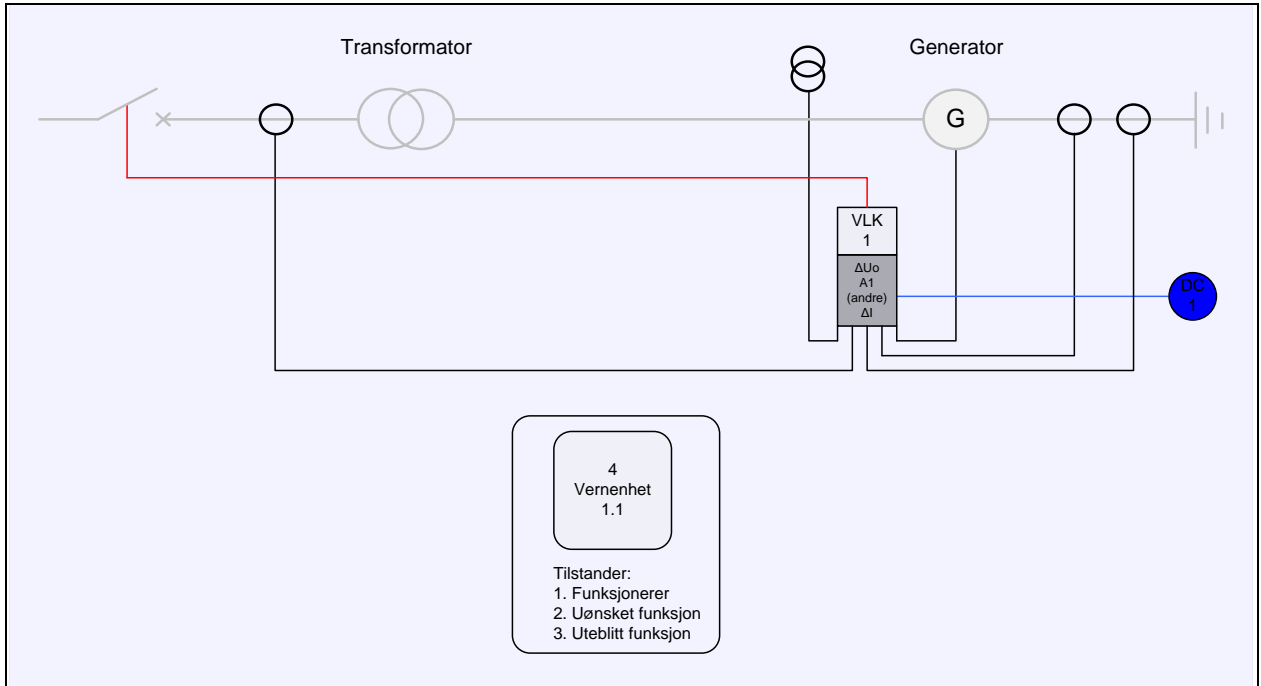
En skjematisk oversikt av primær- og sekundærutstyret for en produksjonsgrein er vist på de tre figurene under.



Figur 1 – Produksjonsgrein med primær- og sekundærutstyr [PROMAPS]



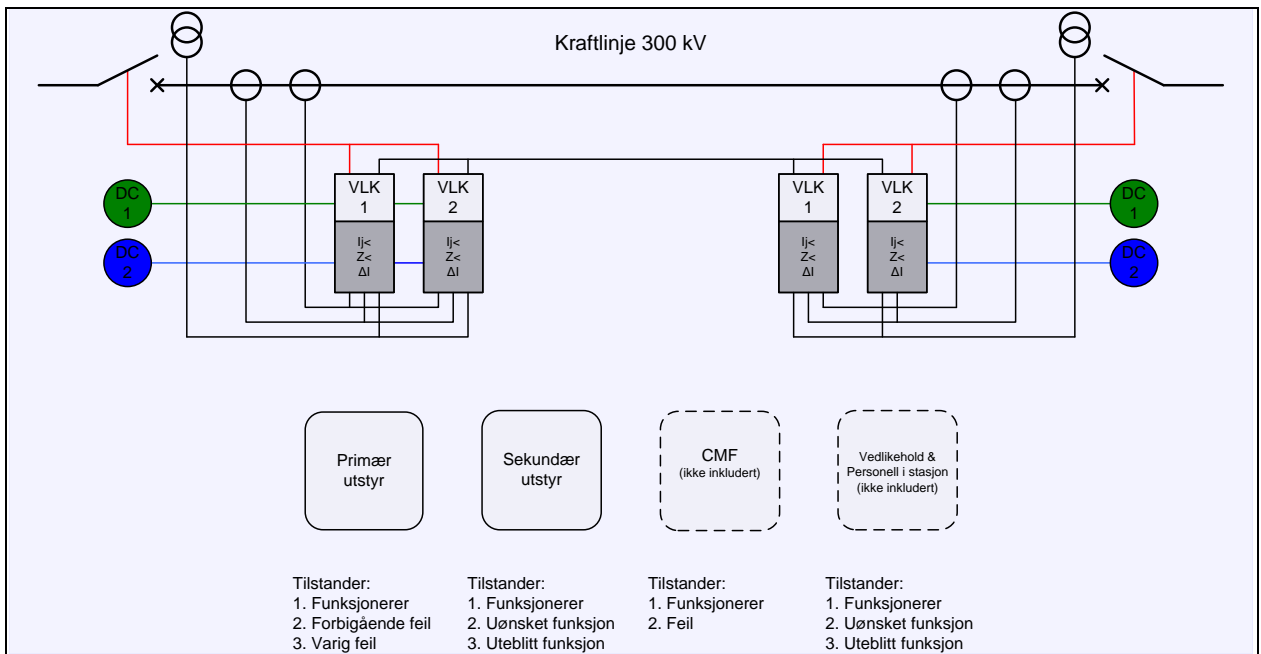
Figur 2 – Produksjonsgrein med primærutstyr [PROMAPS]



Figur 3 – Produksjonsgrein med sekundærutstyr [PROMAPS]

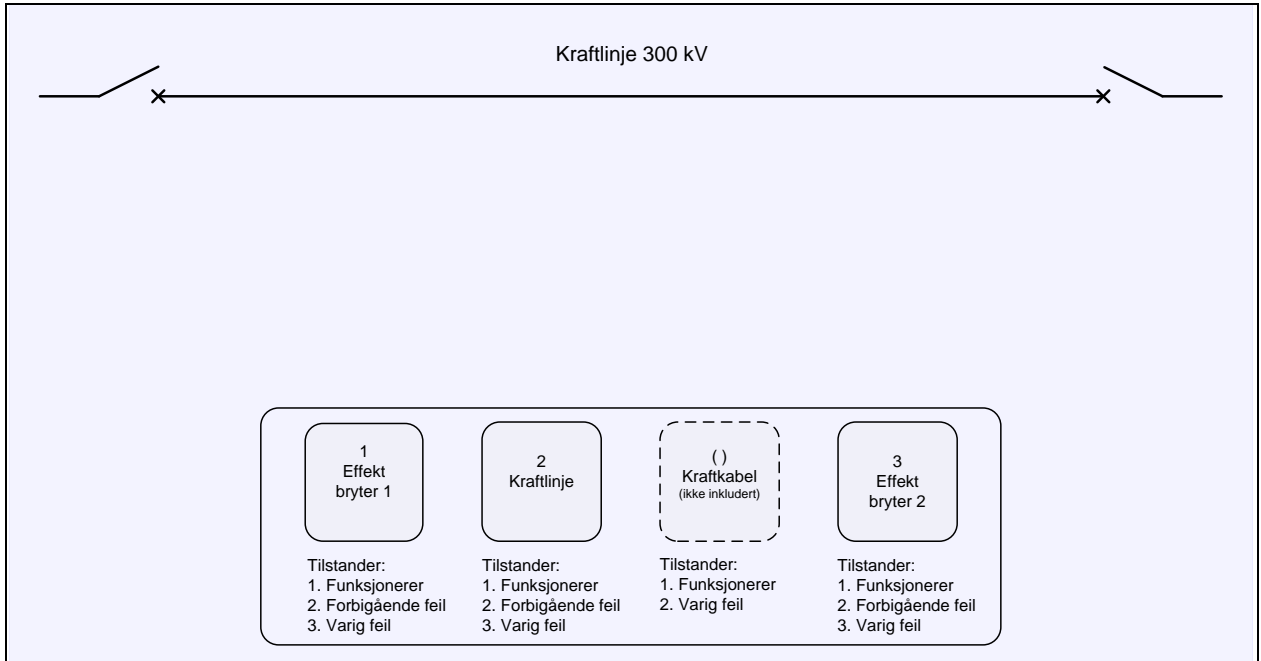
#### A.4.2 Transmisjonsgrein 300 og 132 kV

Transmisjonsgreinen vist på figuren under benyttes for alle 132, 300 og 420 kV kraftlinjer og 300 kV kabler i systemet. Utvekslingsgreinene modelleres med samme greintype, men med en standard lengde på kraftlinjen.

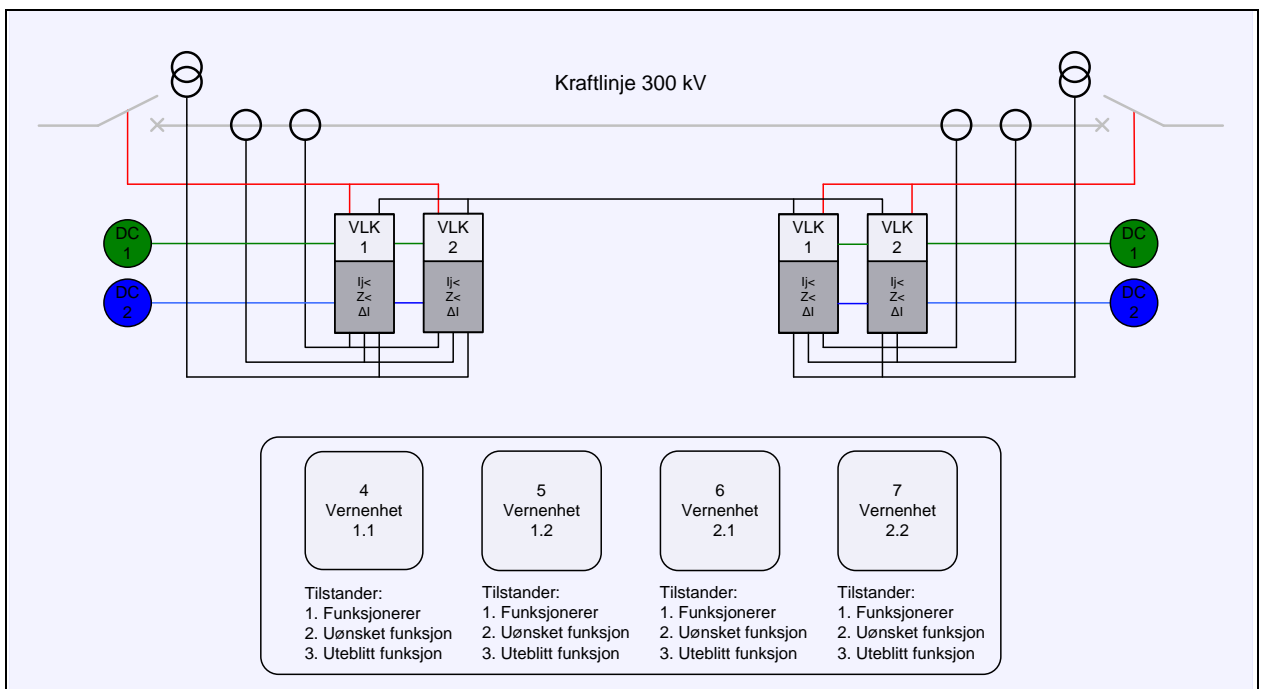


Figur 4 – Transmisjonsgrein med primær- og sekundærutstyr [PROMAPS]





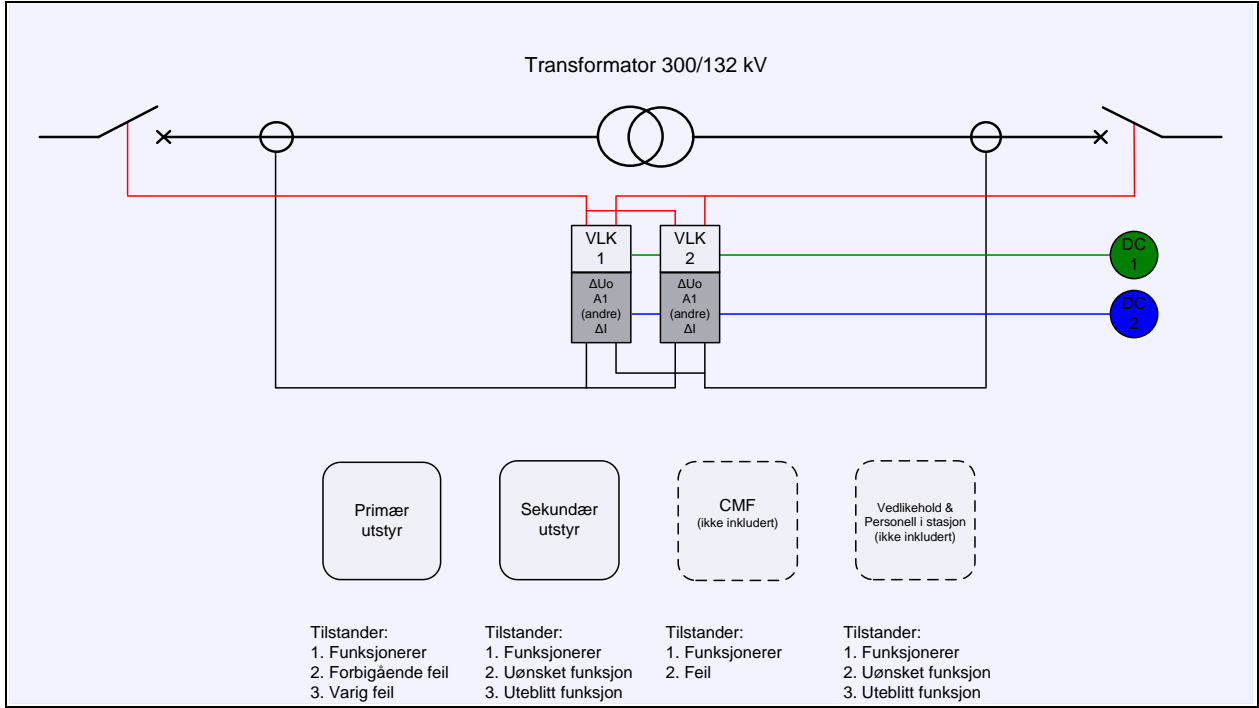
**Figur 5 – Transmisjonsgrein med primærutstyr [PROMAPS]**



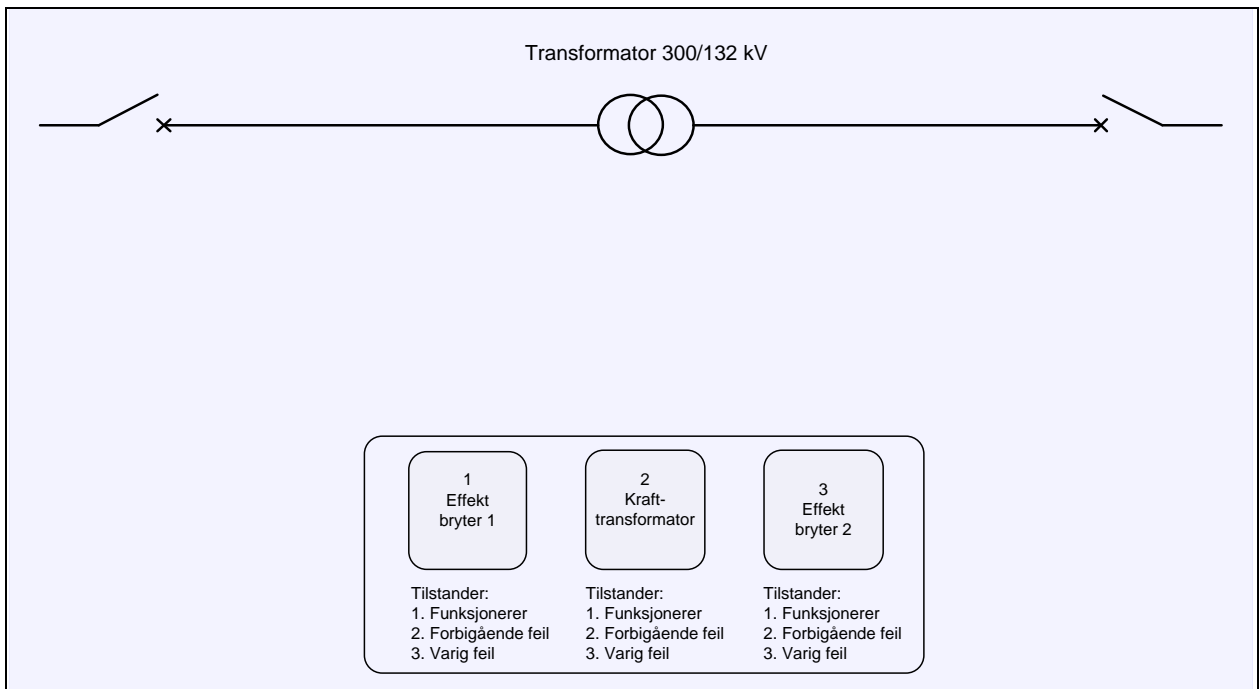
**Figur 6 – Transmisjonsgrein med sekundærutstyr [PROMAPS]**

### A.4.3 Transformatorgrein (lastgrein) 300/132 kV

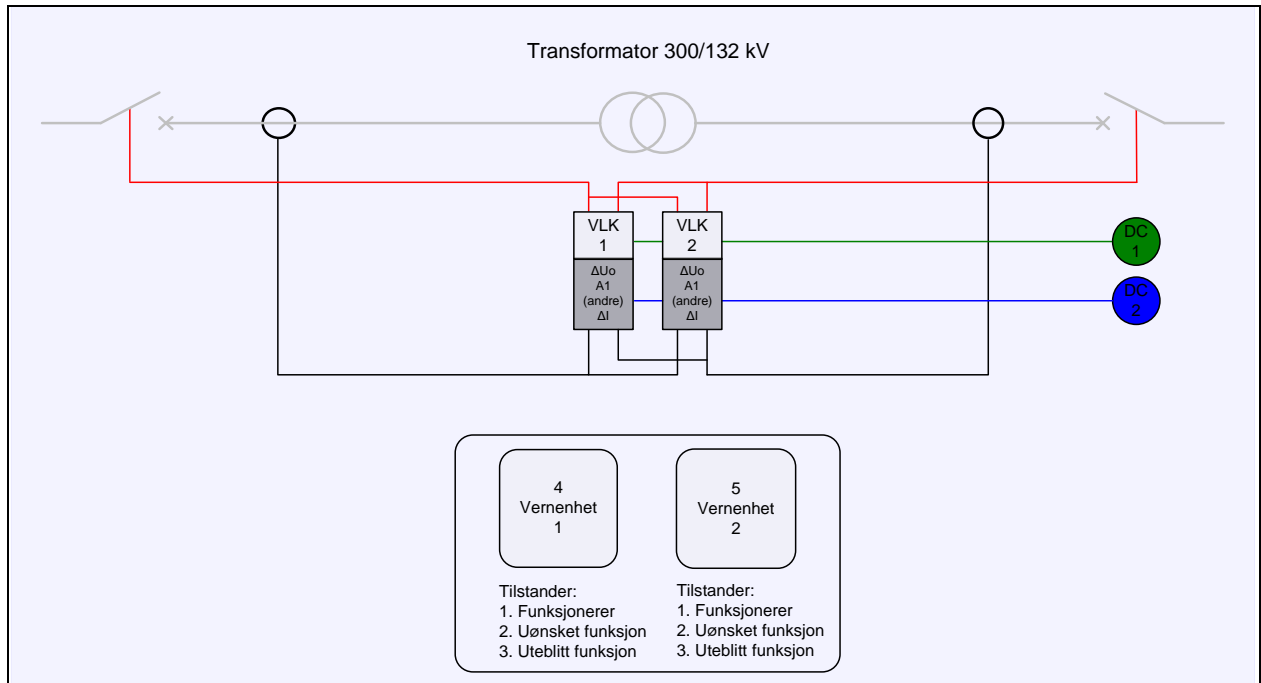
Transformatorgreinene nyttes i nettstrukturen som en transmisjonsgreiner mellom 300 og 132 kV og som lastgreiner.



Figur 7 – Transformatorgrein med primær- og sekundærutstyr [PROMAPS]



Figur 8 – Transformatorgrein med primærutstyr [PROMAPS]



**Figur 9 – Transformatorgrein med sekundærutstyr [PROMAPS]**

## Appendiks B: Nettanalyse ved spesialtilfeller

### B.1 Ekstrem vinterlast

Dette kapittelet inneholder resultater for spesialtilfeller med ekstrem vinterlast.

#### B.1.1 Case 1.1 Tidsperiode TP1 ekstrem vinterlast

##### Overlast på linjer

Ingen linjer i nettet blir overbelastet i denne analysen, men noen linjer blir høyt belastet, og dette medfører store tap og spenningsfall i nettet. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer/kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Dale-Ravneberget	822	578	70 %
Dale-Arna	1407	1116	79 %
Kollsnes-Lille Sotra	1000	732	73 %
Sauda-Hylen	1987	1648	83 %

Tabell 1 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet

##### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. I Fana er 2 kondensatorer innkoblet i denne casen. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

#### B.1.2 Case 1.1 Tidsperiode TP4 ekstrem vinterlast

##### Overlast på linjer

Ingen linjer i nettet blir overbelastet i denne analysen, men noen linjer blir høyt belastet og dette medfører store tap og spenningsfall i nettet. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer/kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Dale-Ravneberget	822	584	71 %
Helldal-Solheim	770	562	73 %
Mongstad-Seim	664	447	72 %
Ravneberget-Strømgaten	925	663	72 %
Dale-Arna 300 kV	1407	1094	78 %
Kollsnes-Lille Sotra 300 kV	1000	976	98 %
Sauda-Hylen 300 kV	1987	1513	76 %

Tabell 2 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet

### Spenningsproblemer

Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Den eneste samleskinnen som ikke klarer dette er 300 kV samleskinnen på Kollsnes som har 6,3 % spenningsfall.

## B.1.3 Case 3 Tidsperiode TP4 ekstrem vinterlast

### Overlast på linjer

Ingen linjer i nettet blir overbelastet i denne analysen, men en linje blir høyt belastet og dette medfører store tap og spenningsfall i nettet. Normalt kan en linje kortvarig overbelastes (< 15 min) med 120 % av termisk grenselast. Når den langvarige belastningen på en linje kommer over 70 % kan linjen ved et senere tidspunkt ikke kortvarig overbelastes. Tabellen under viser linjer/kabler som er mer enn 70 % belastet i analysen.

	Termisk grenselast [A]	Belastning [A]	Belastningsgrad
Dale-Ravneberget	822	696	85 %
Helldal-Solheim	770	571	73 %
Ravneberget-Strømgaten	925	656	71 %
Kollsnes-Lille Sotra	1000	712	71 %
Sauda-Hylen	1987	1508	76 %

Tabell 3 – Linjer/kabler mer enn 70 % belastet

### Spenningsproblemer

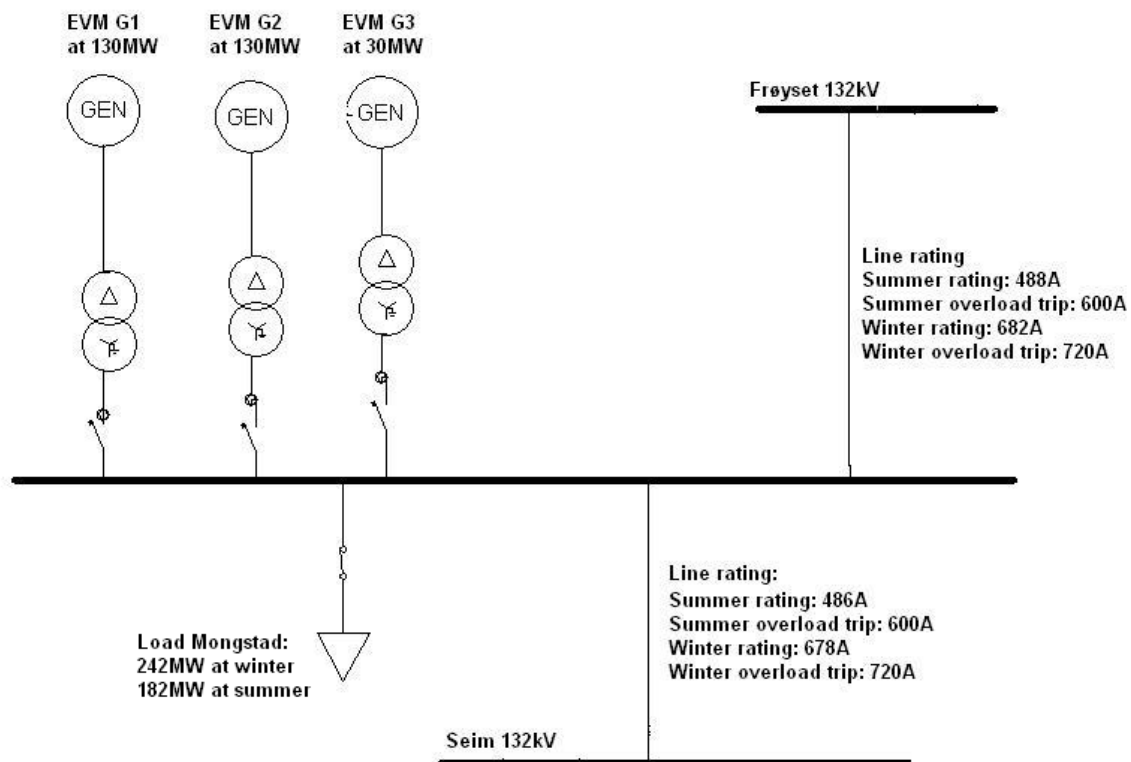
Vi har justert trinning på transformatorer, og innkobling av kondensatorer slik at 300 kV-nettet sitt beregnede spenningsfall ikke overskrider mer enn 5 %. Basert på dette har ikke analysen avdekket noen problemer.

## B.2 Statistiske og dynamiske betraktninger Mongstad

Denne seksjonen tar for seg statistiske og dynamiske betraktninger rundt alternativet med at de nye kompressorene tas ut fra Mongstad i stedet for Kollsnes. Tidsperiode TP4 er analysert for case 3, både for sommer- og vinterlast.

### B.2.1 Statistiske betraktninger

Figuren under viser kapasitet på linjene inn til Mongstad. Figuren viser tenkt last i case 3 for sommerlast og vinterlast for tidsperiode TP4.



**Figur 10 – Hoveddata for nettet rundt Mongstad**

Følgende statiske betraktninger er gjort:

Utkobling av EVM, stasjonær betraktning vinter:

Hvis en kobler ut hele EVM, vil en last på 242 MW vil gi en strøm på 675 A fra Frøyset til Mongstad og 400 A fra Seim til Mongstad om vinteren. Dette er under kapasitetsgrensen på vinterstid.

Utkobling av EVM, stasjonær betraktning sommer:

Hvis en kobler ut hele EVM, vil en last på 182 MW vil gi en strøm på 524 A fra Frøyset til Mongstad og 284 A fra Seim til Mongstad om vinteren. Dette er over kapasitetsgrensen for sommer på linjen Frøyset-Mongstad, men det vil ikke gi automatisk tripp av linjen. Man vil imidlertid kunne gi et signal som gir en kontrollerbar nedkjøring av deler av forbruk på Mongstad.

Utkobling av Frøyset-Mongstad ved drift av 1 gassgenerator + 1 steamgenerator (160 MW), stasjonær betraktning vinter:

Dersom en kobler ut hele Frøyset-Mongstad, vil en last på 242 MW vil gi en strøm på 449 A fra Seim til Mongstad om vinteren. Dette er under kapasitetsgrensen på linjen. Dette er også under sommer-ratingen på linjen.

Utkobling av Seim-Mongstad ved drift av 1 gassgenerator + 1 steamgenerator (160 MW), stasjonær betraktning vinter:

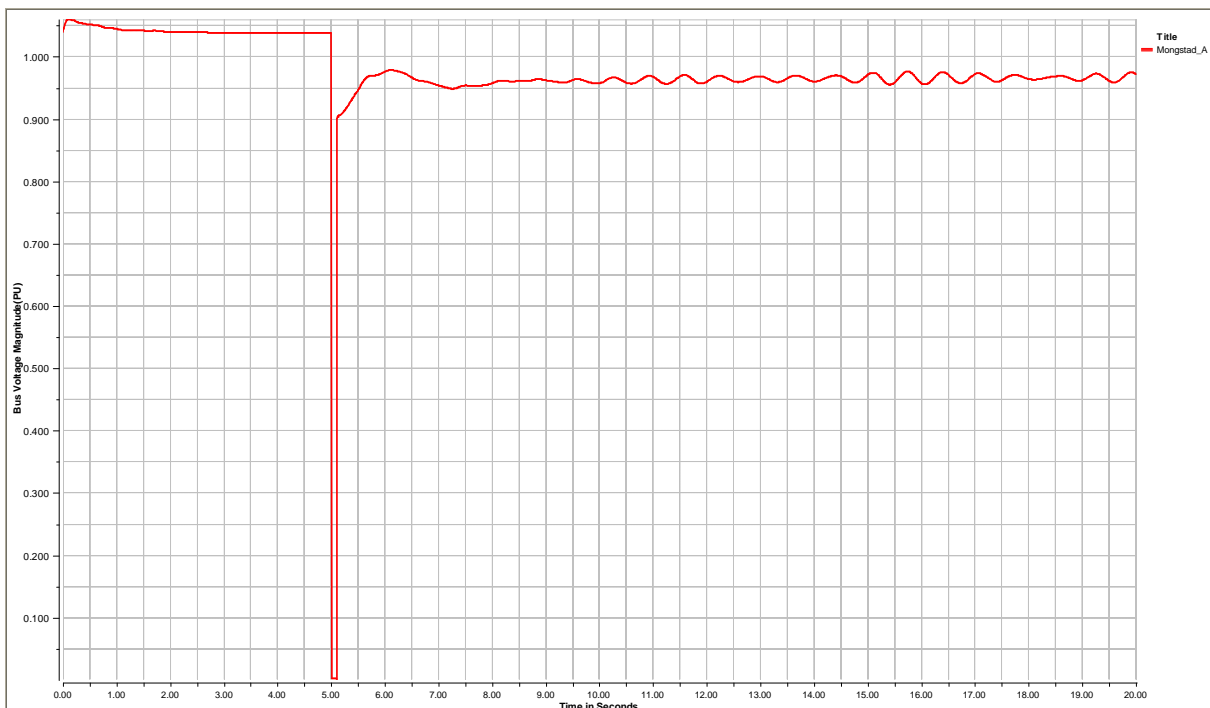
Dersom en kobler ut hele Seim-Mongstad, vil en last på 242 MW vil gi en strøm på 429 A fra Seim til Mongstad om vinteren. Dette er under kapasitetsgrensen på linjen. Dette er også under sommer-ratingen på linjen.

## B.2.2 Dynamiske betraktninger

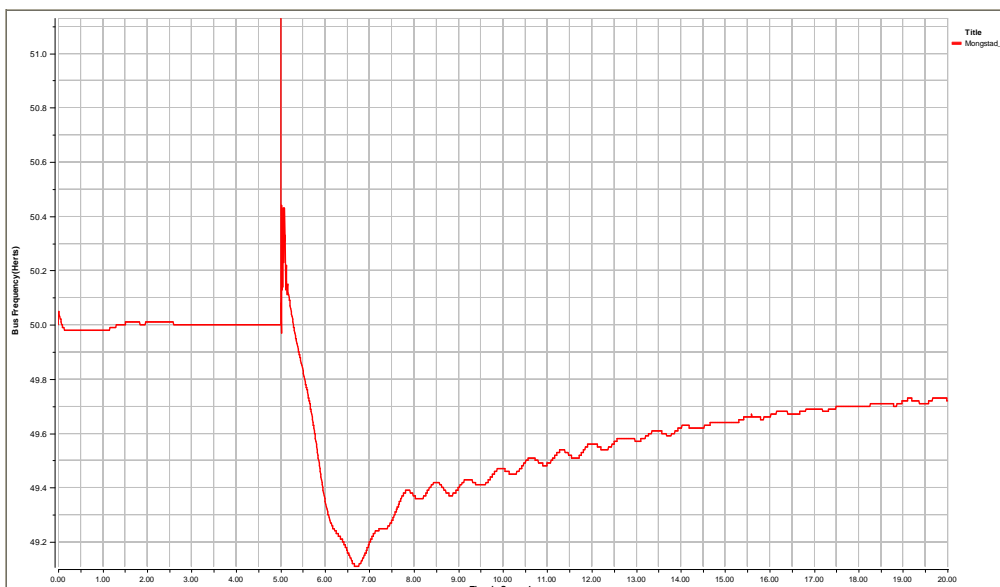
Generelt så er det litt problemer med modellen ut i tid. Dette skyldes noe modellteknisk, men modellen kan brukes til å se på stabilitet ved å legge inn forstyrrelser ved et startpunkt på 5 sekunder.

### Full produksjon i EVM, utfall av EVM

Last på Mongstad er på 242 MW, 44 MVar. Begge linjer inn fra Frøyset og Seim er tilgjengelige. En har så en case med en trefasekortslutning på Mongstad i 0,1 s og et utfall av hele EVM. Som en ser vil dette gjøre at spenningen vil falle til ca 0,96 pu. Dette på grunn av at spenningen må komme i fra generatorer i BKK-nettet. Disse er satt til å regulere til 1 pu på sine respektive samleskinner.



Figur 11 – Spenning i Mongstad 132 kV

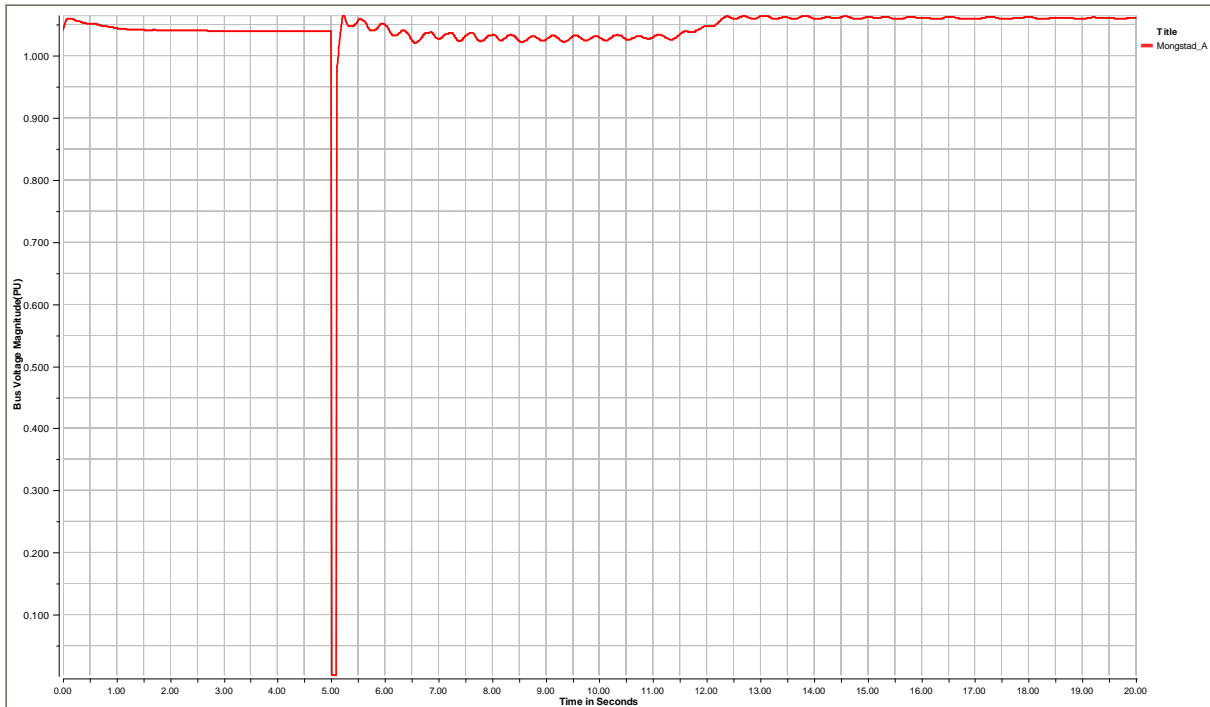


Figur 12 – Frekvens i Mongstad 132 kV

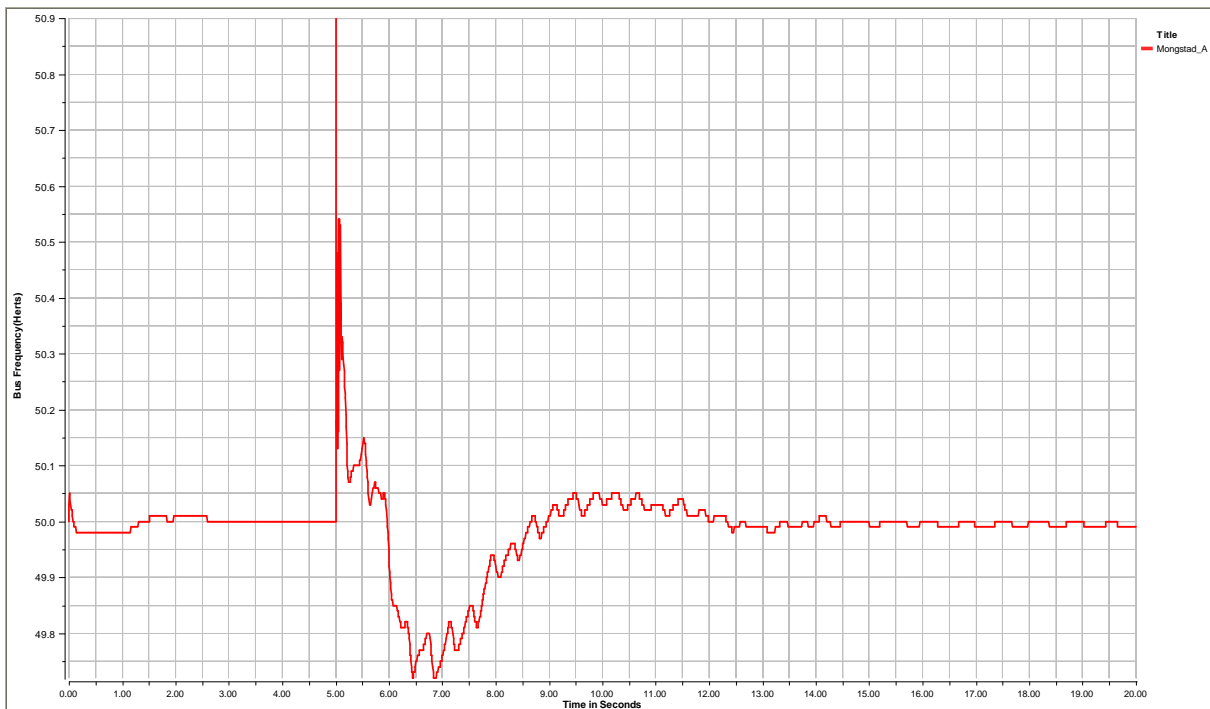
### Full produksjon på EVM, utfall av Mongstad-Seim

Last på Mongstad er på 242 MW, 44 MVAR. En har så en case med en trefasekortslutning på Mongstad i 0,1 sekund, med utfall av Mongstad-Seim.

Som vist under vil systemet være stabilt ved utfall av denne linjen.

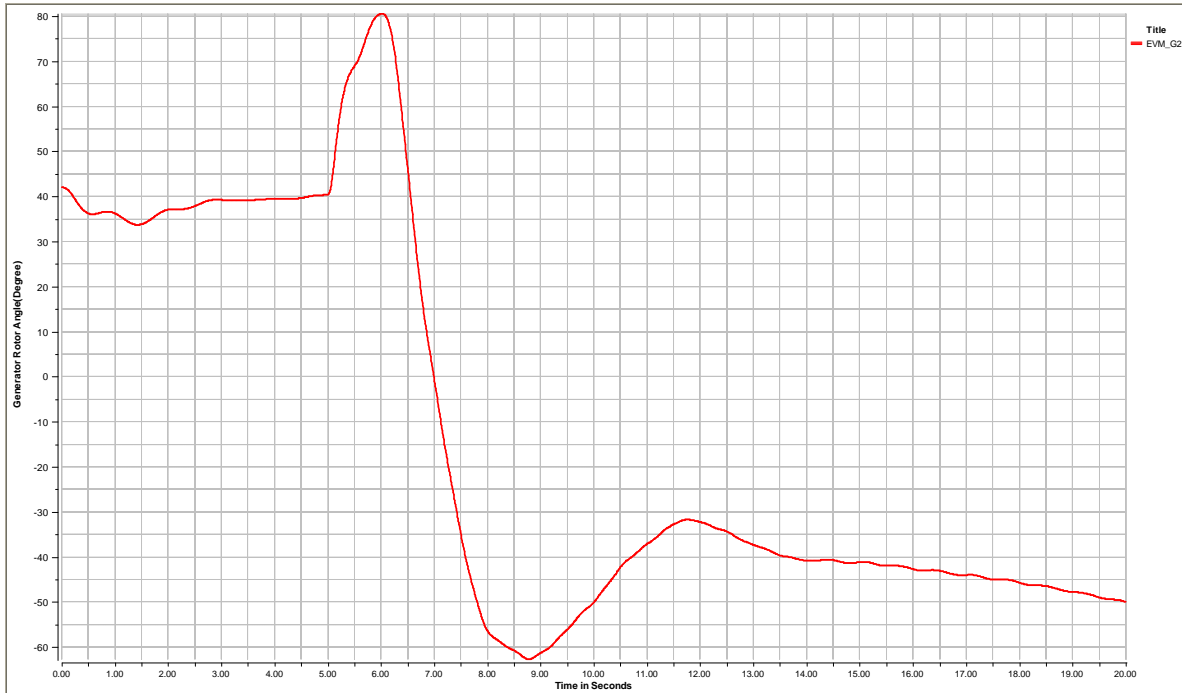


**Figur 13 – Spenning Mongstad 132 kV**

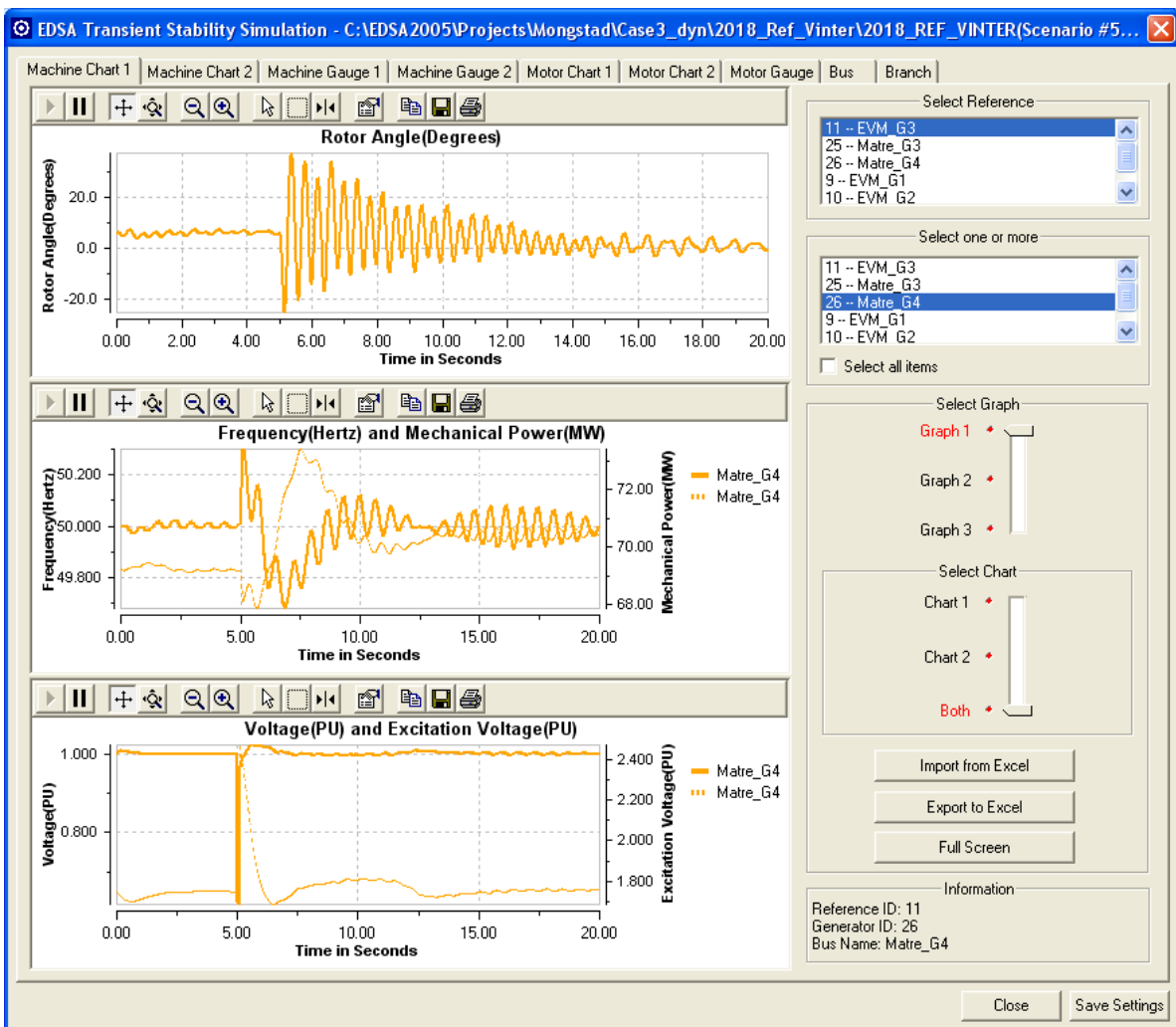


**Figur 14 – Frekvens Mongstad 132 kV**

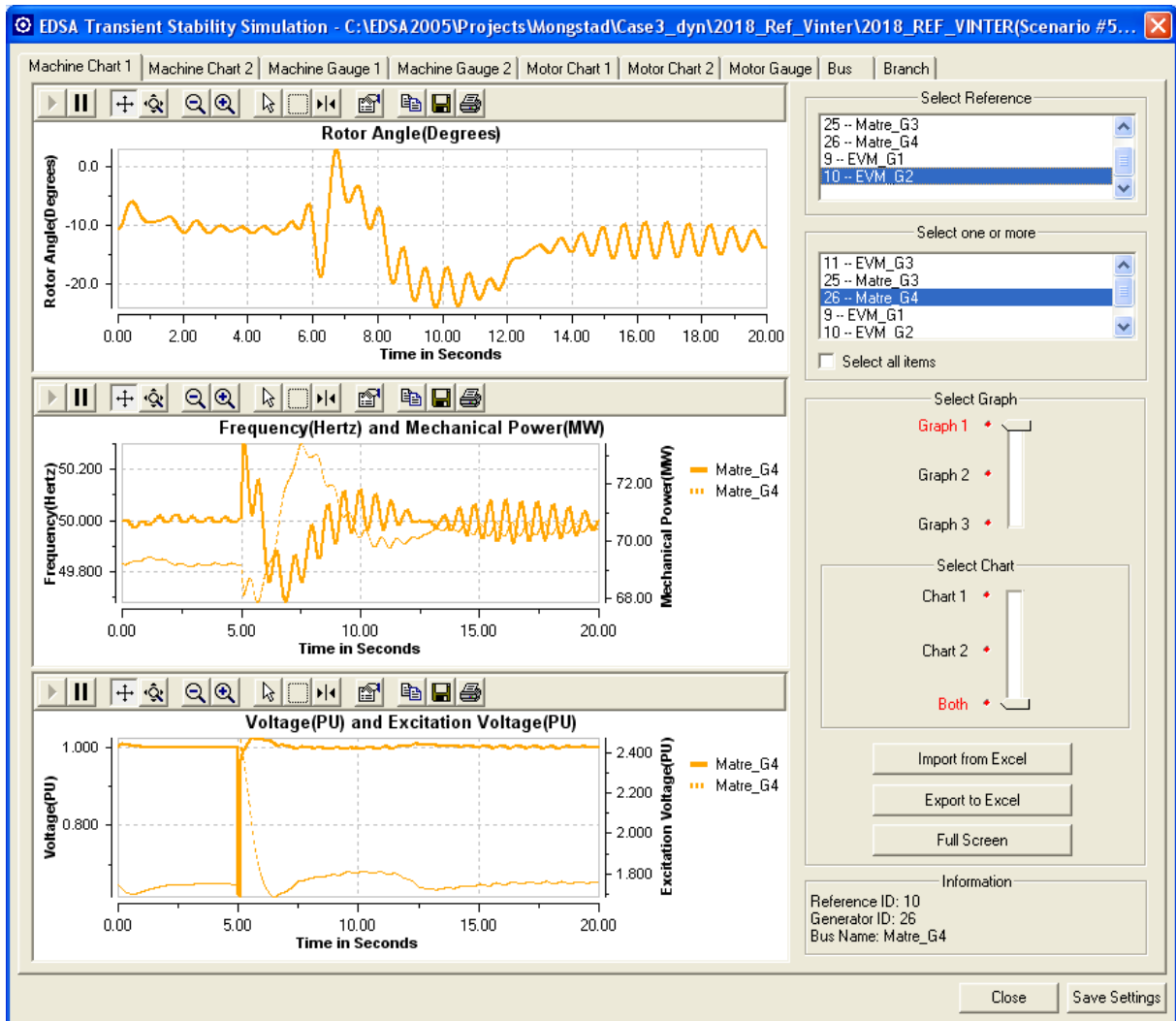




Figur 15 – Generatorvinkel G2



Figur 16 – Generatorvinkel mellom EVM G3 og Matre G4

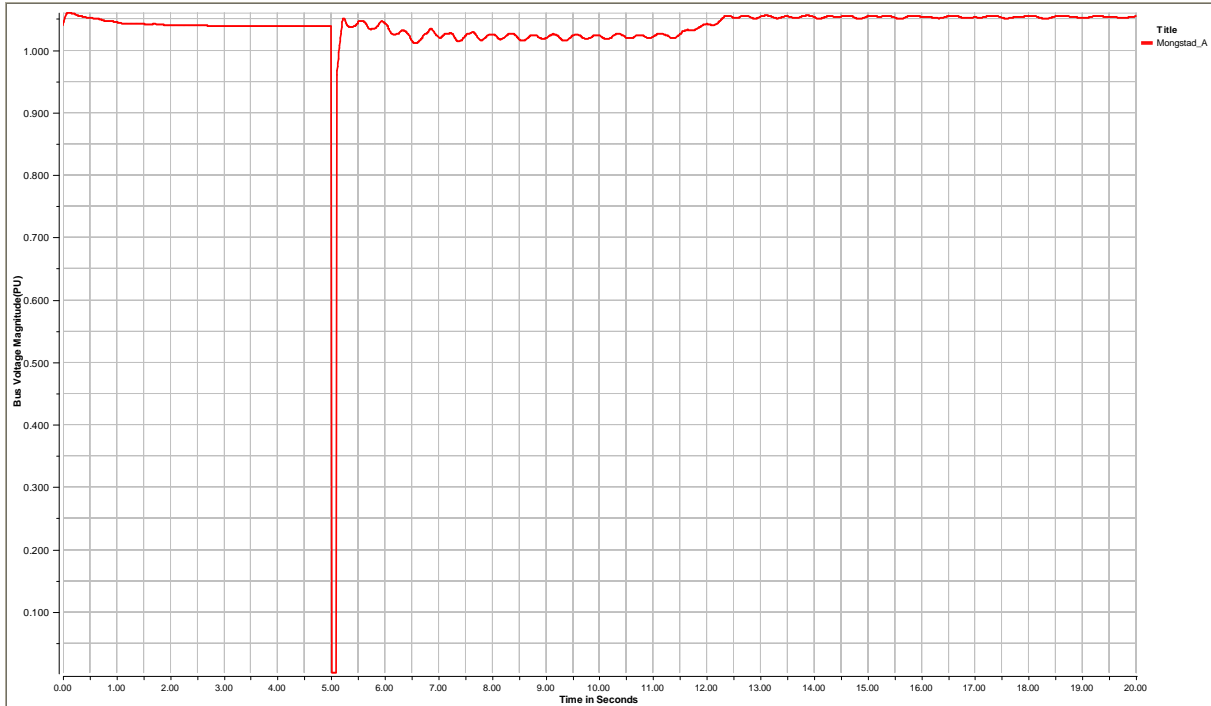


Figur 17 – Generatorvinkel mellom EVM G2 og Matre G4

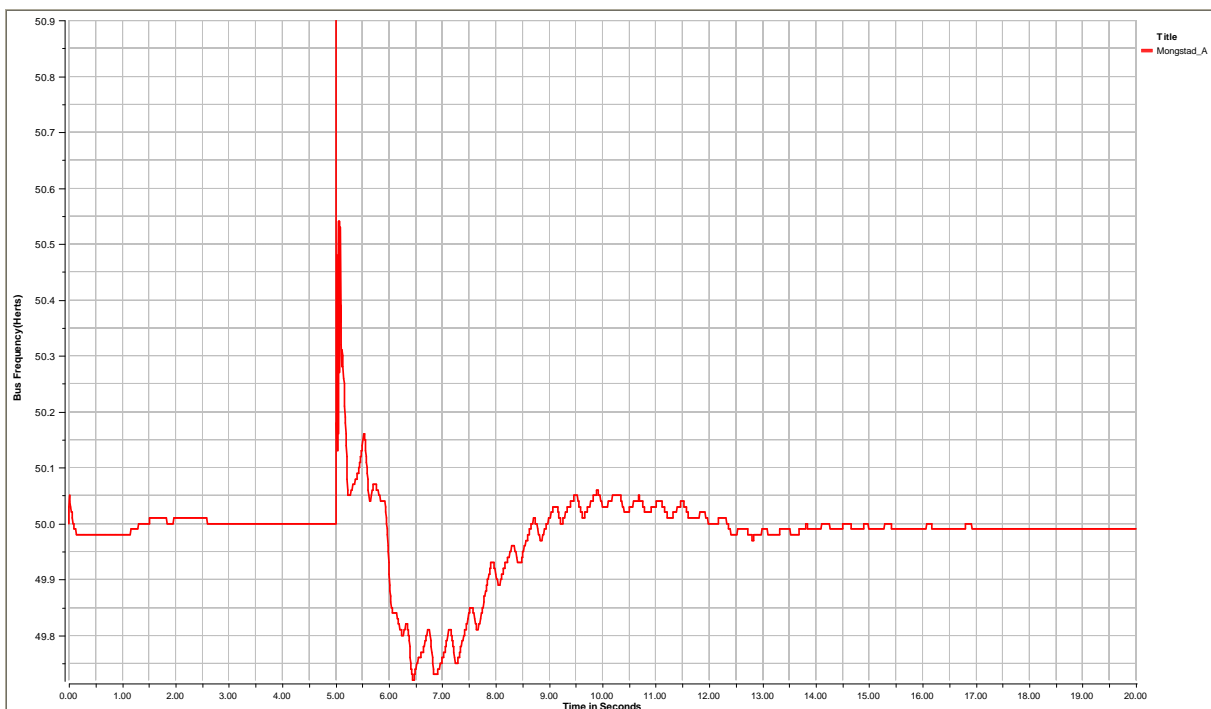
### Full produksjon på EVM, utfall av Mongstad-Frøyset

Last på Mongstad er på 242 MW, 44 MVAR. En har så en case med en trefasekortslutning på Mongstad i 0,1 s, med utfall av Mongstad-Frøyset.

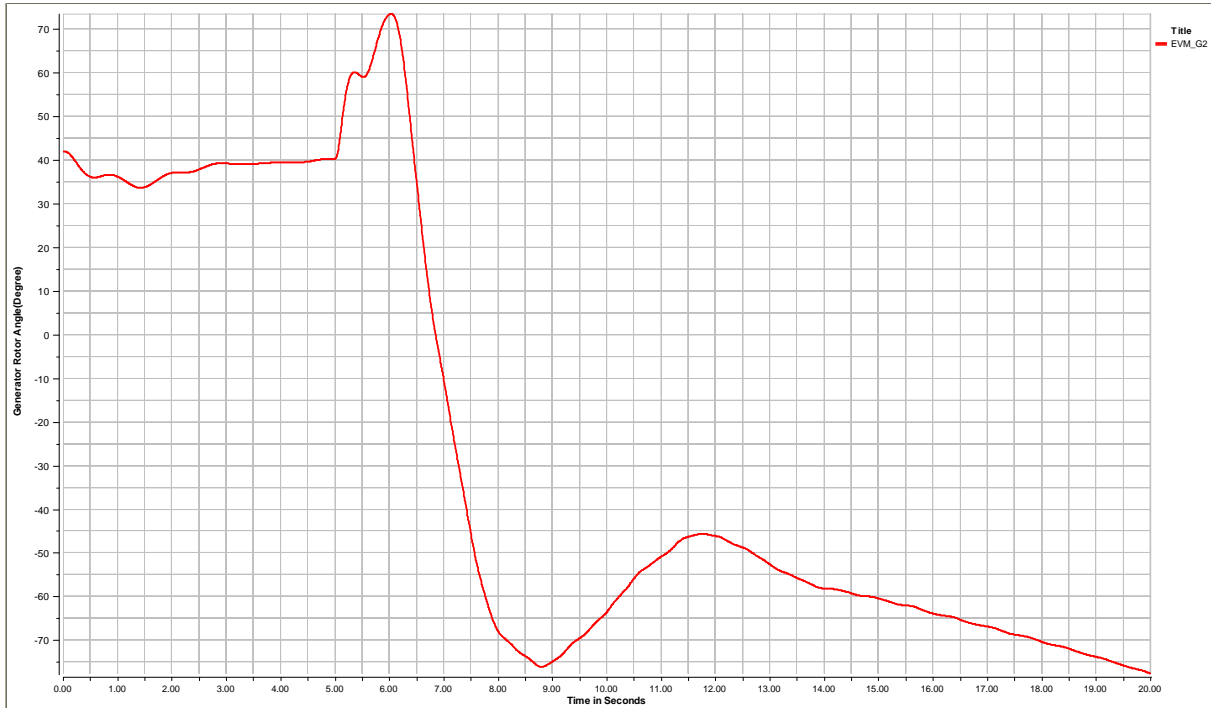
Som vist under vil systemet være stabilt ved utfall av denne linjen.



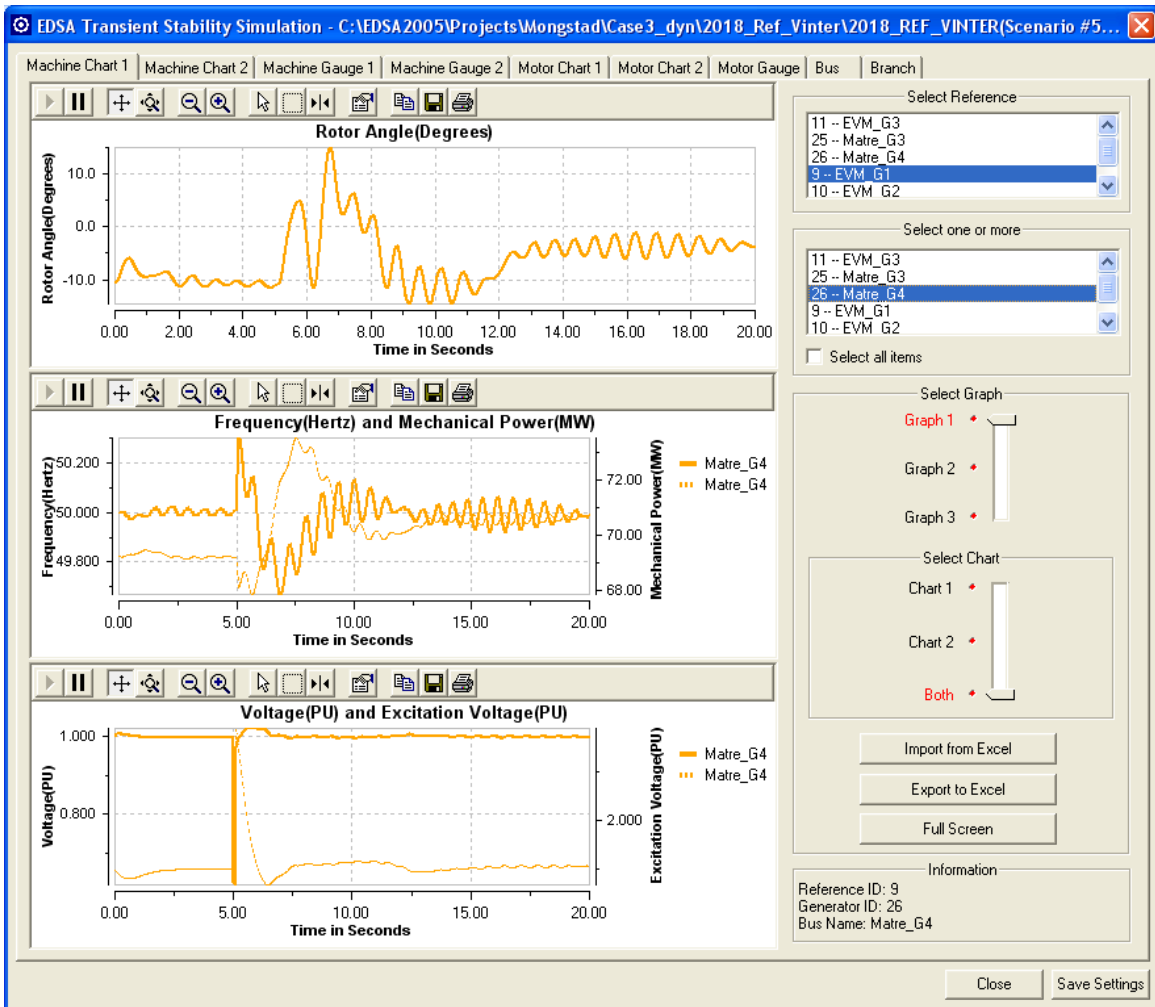
Figur 18 – Spenning Mongstad 132 kV



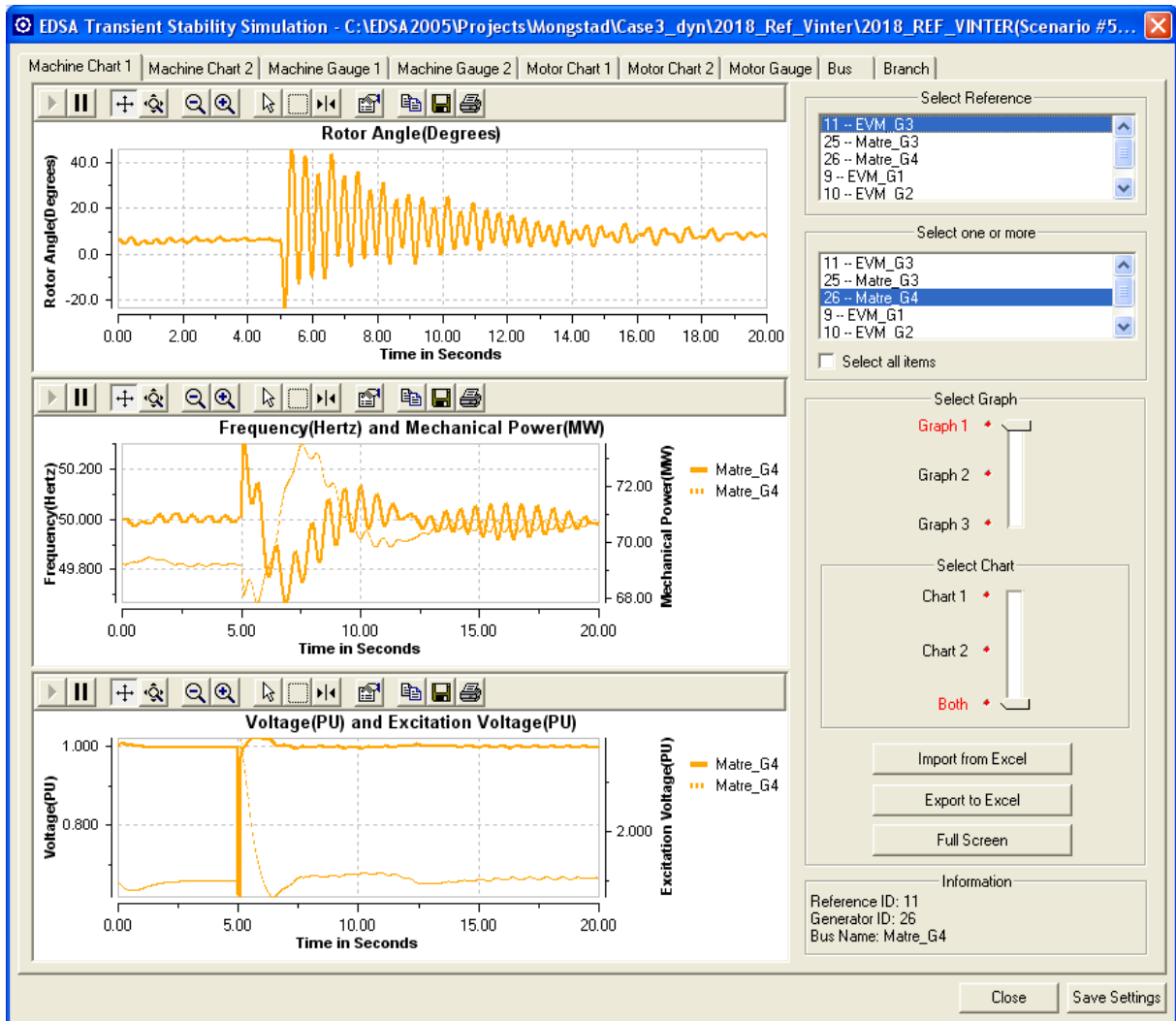
Figur 19 – Frekvens Mongstad 132 kV



Figur 20 – Generatorvinkel EVM G2



Figur 21 – Generatorvinkel mellom EVM G1 og Matre G4

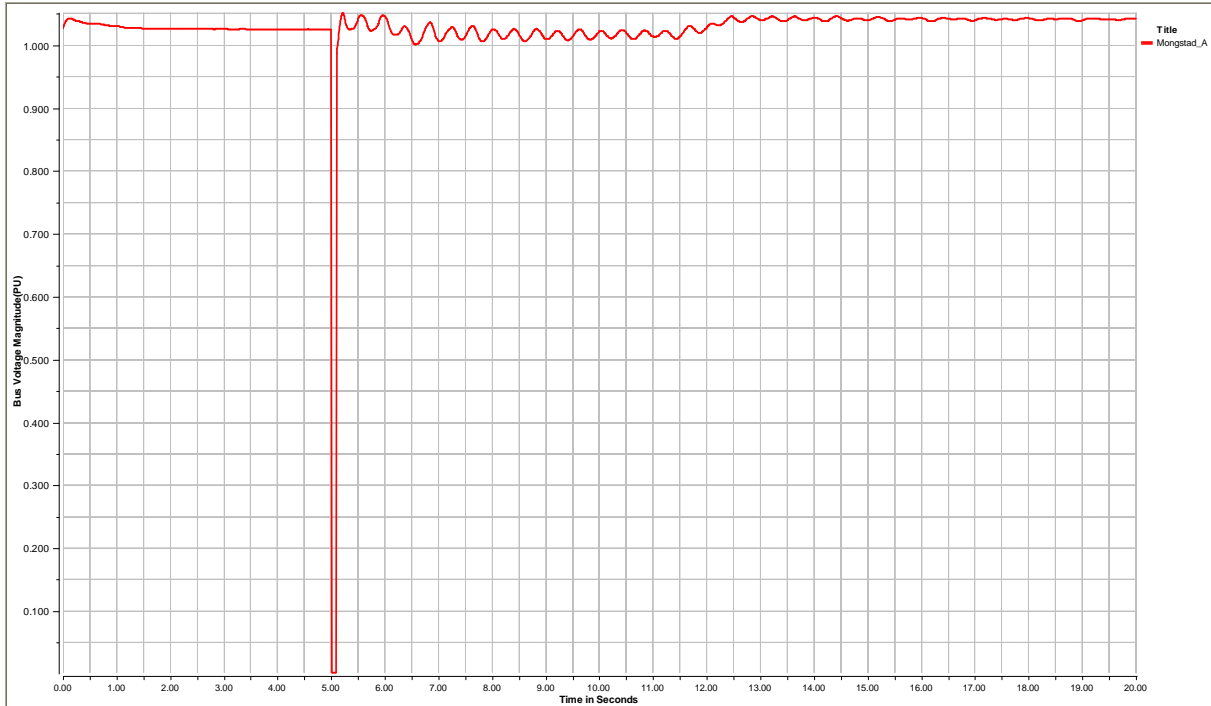


Figur 22 – Generatorvinkel mellom EVM G3 og Matre G4

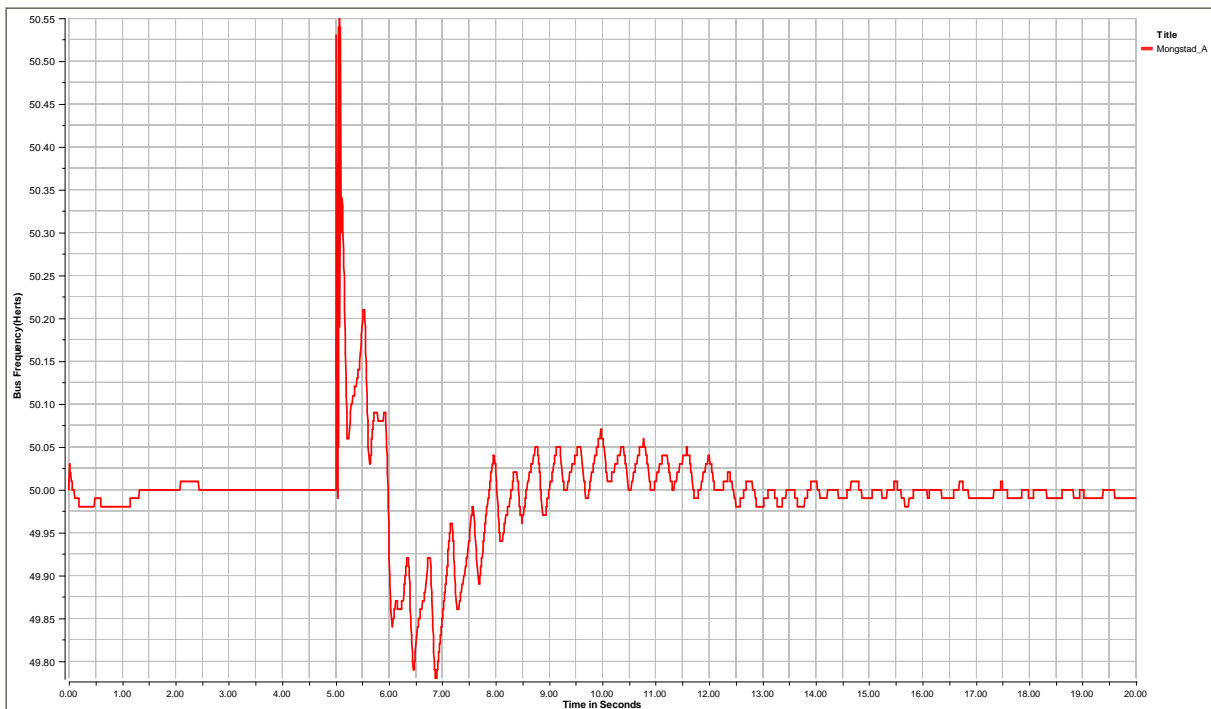
## 2 generatorer på Mongstad (EVM G1 koblet ut), utfall av Mongstad-Seim

EVM G1 er koblet ut. Last på Mongstad er på 242 MW, 44 MVAR. En har så en case med en trefase-kortslutning på Mongstad i 0,1 s, med utfall av Mongstad-Seim.

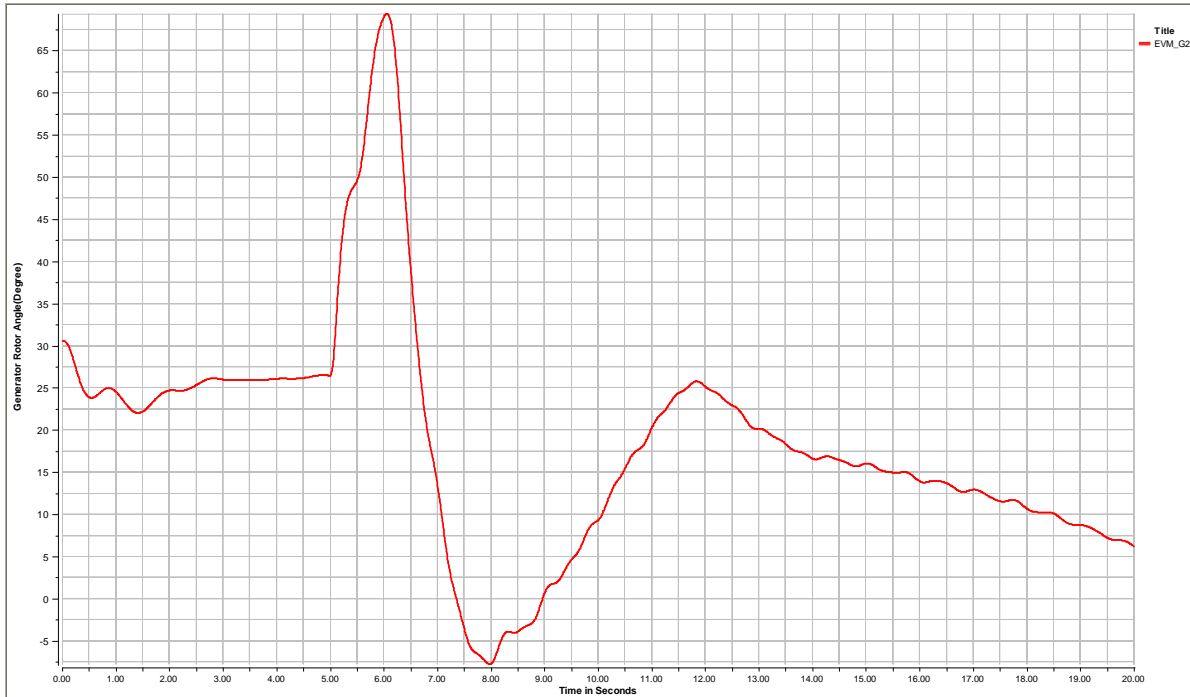
Som en ser vil systemet fremdeles være stabilt ved denne feilen.



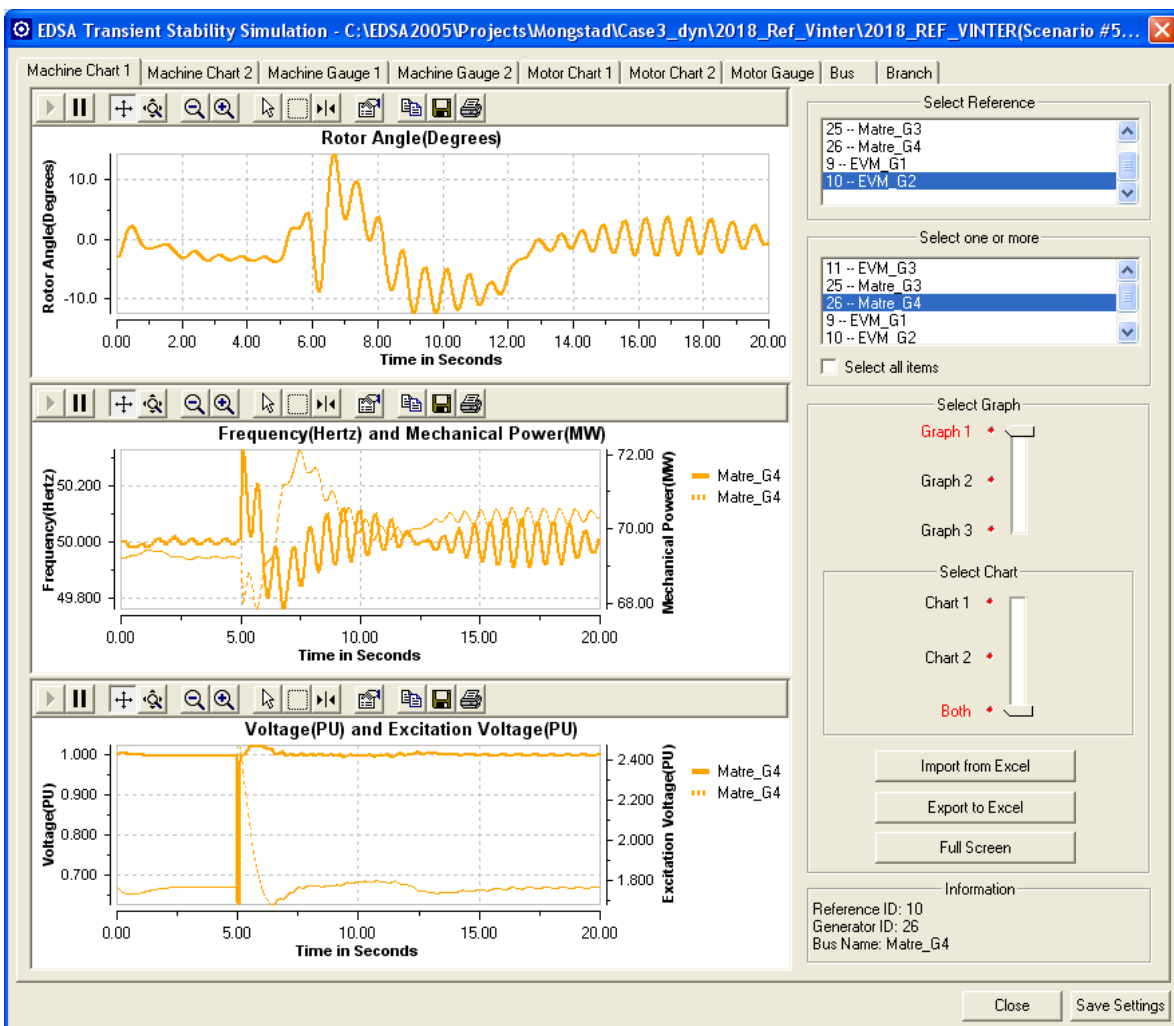
Figur 23 – Spenning Mongstad 132 kV



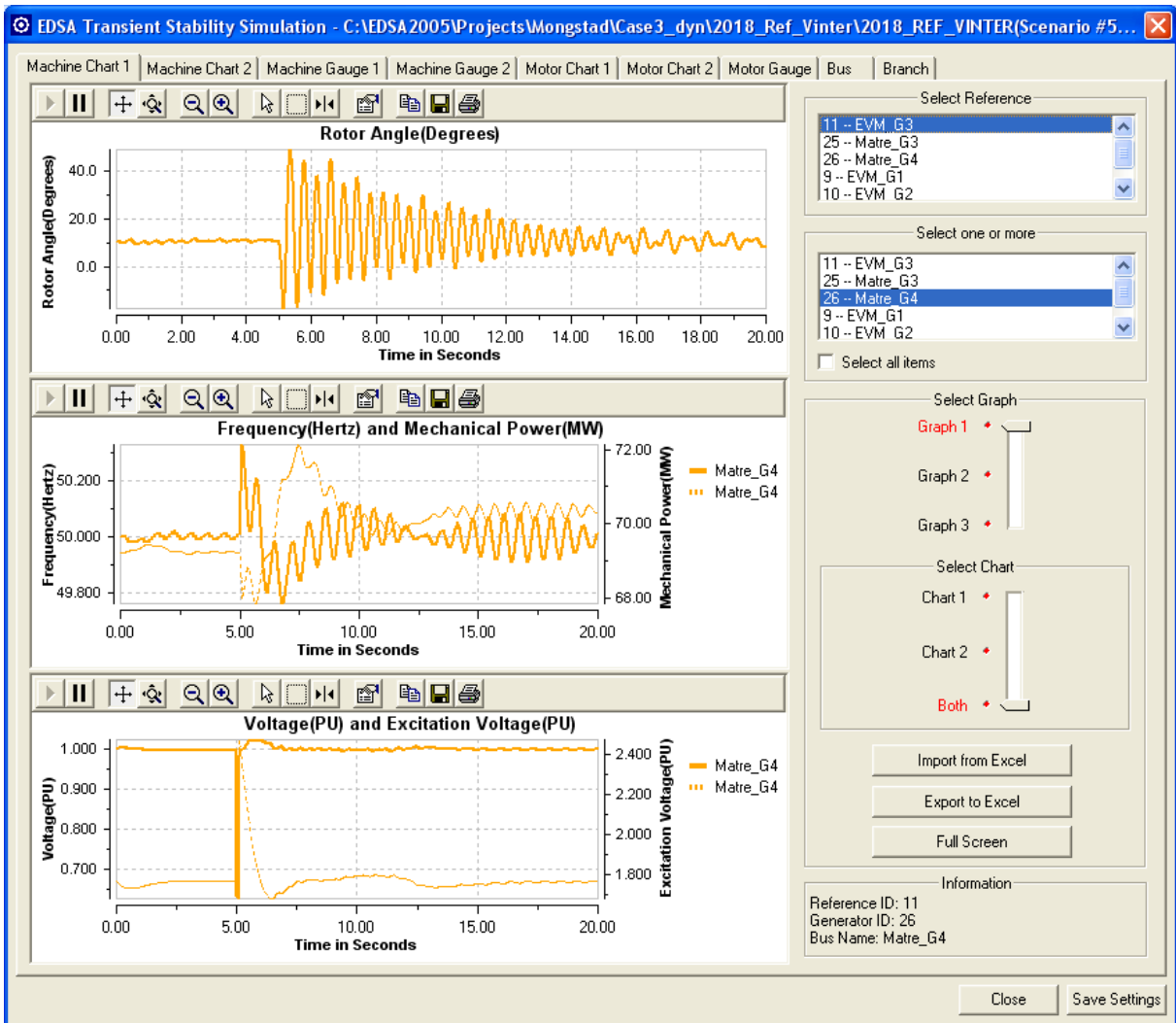
Figur 24 – Frekvens Mongstad 132 kV



Figur 25 – Generatorvinkel EVM G2



Figur 26 – Generatorvinkel mellom EVM G2 og Matre G4



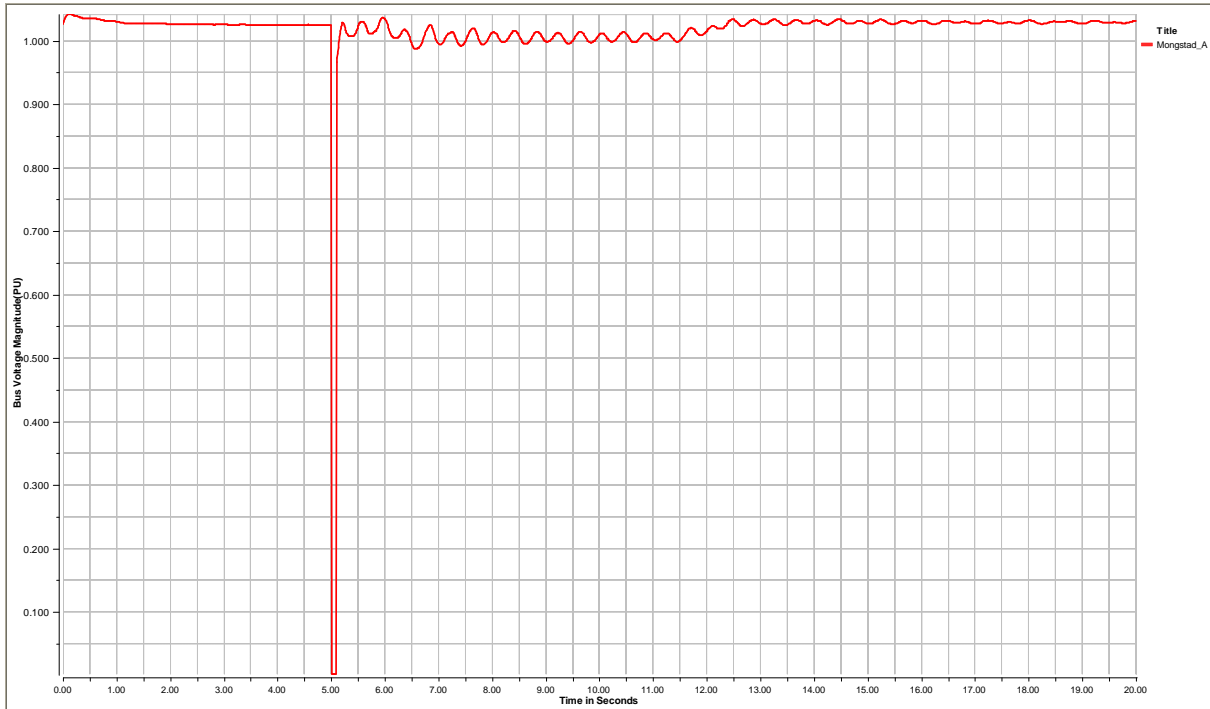
Figur 27 – Generatorvinkel mellom EVM G3 og Matre G4



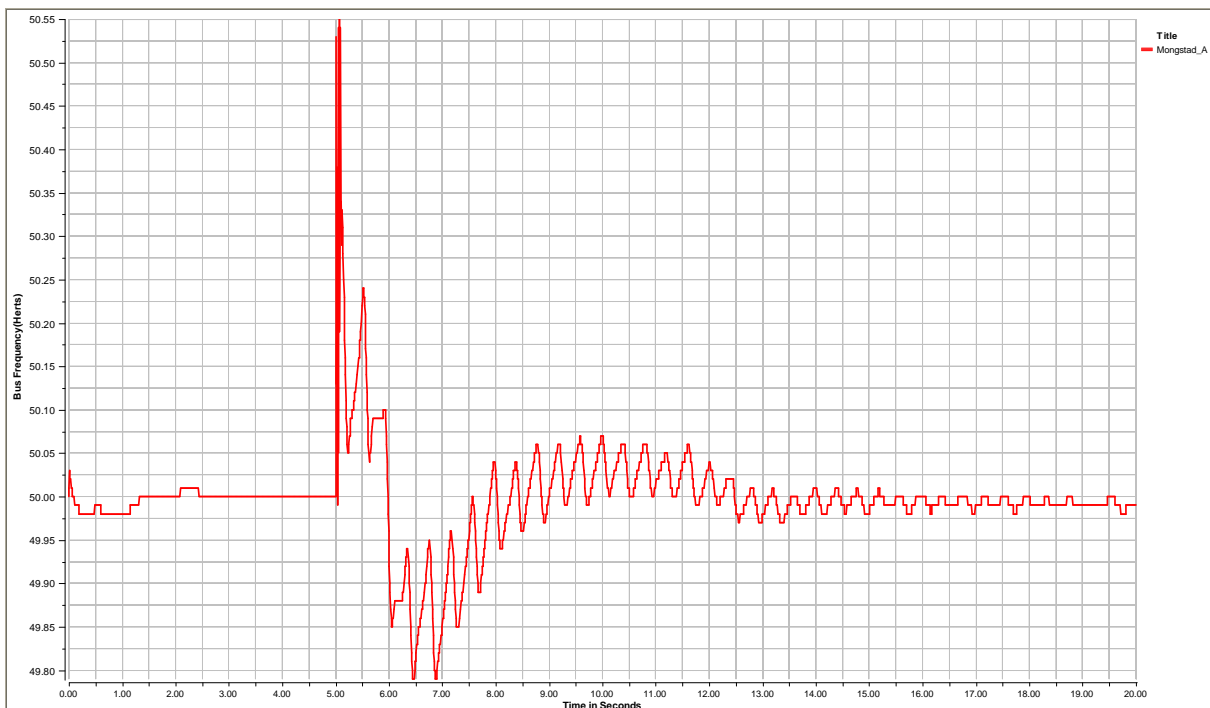
## 2 generatører på Mongstad (EVM G1 koblet ut), utfall av Mongstad-Frøyset

EVM G1 er koblet ut. Last på Mongstad er på 242 MW, 44 MVar. En har så en case med en trefase-kortslutning på Mongstad i 0,1 s, med utfall av Mongstad-Frøyset.

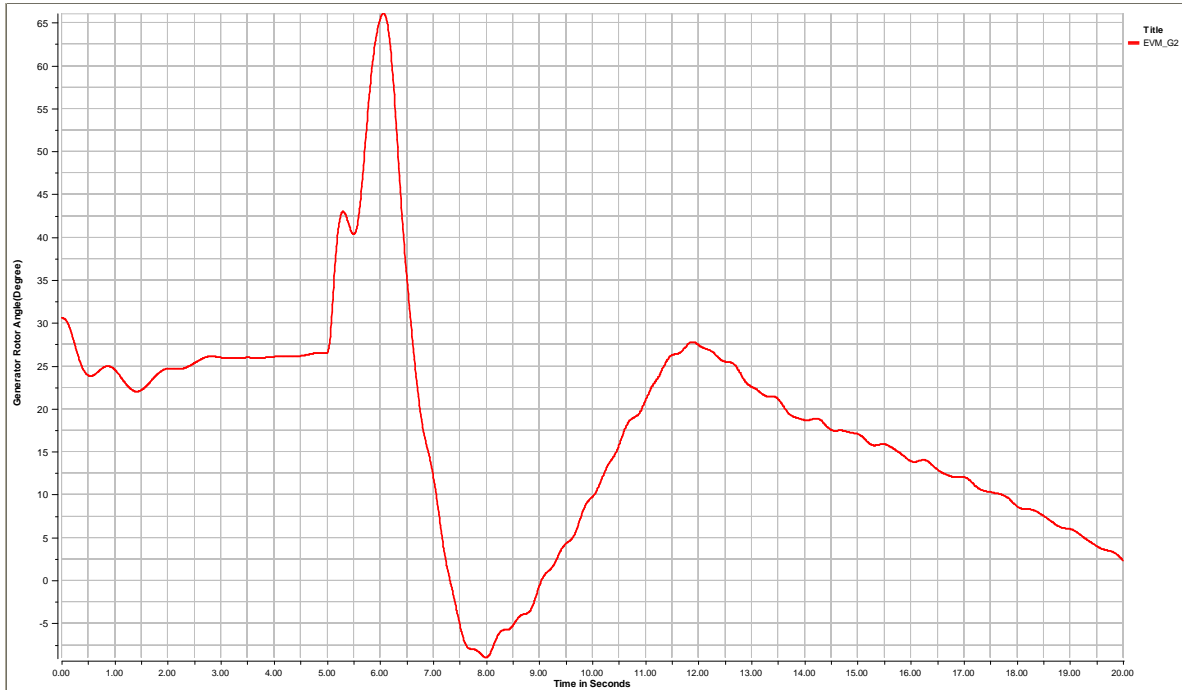
Som en ser vil systemet fremdeles være stabilt ved denne feilen.



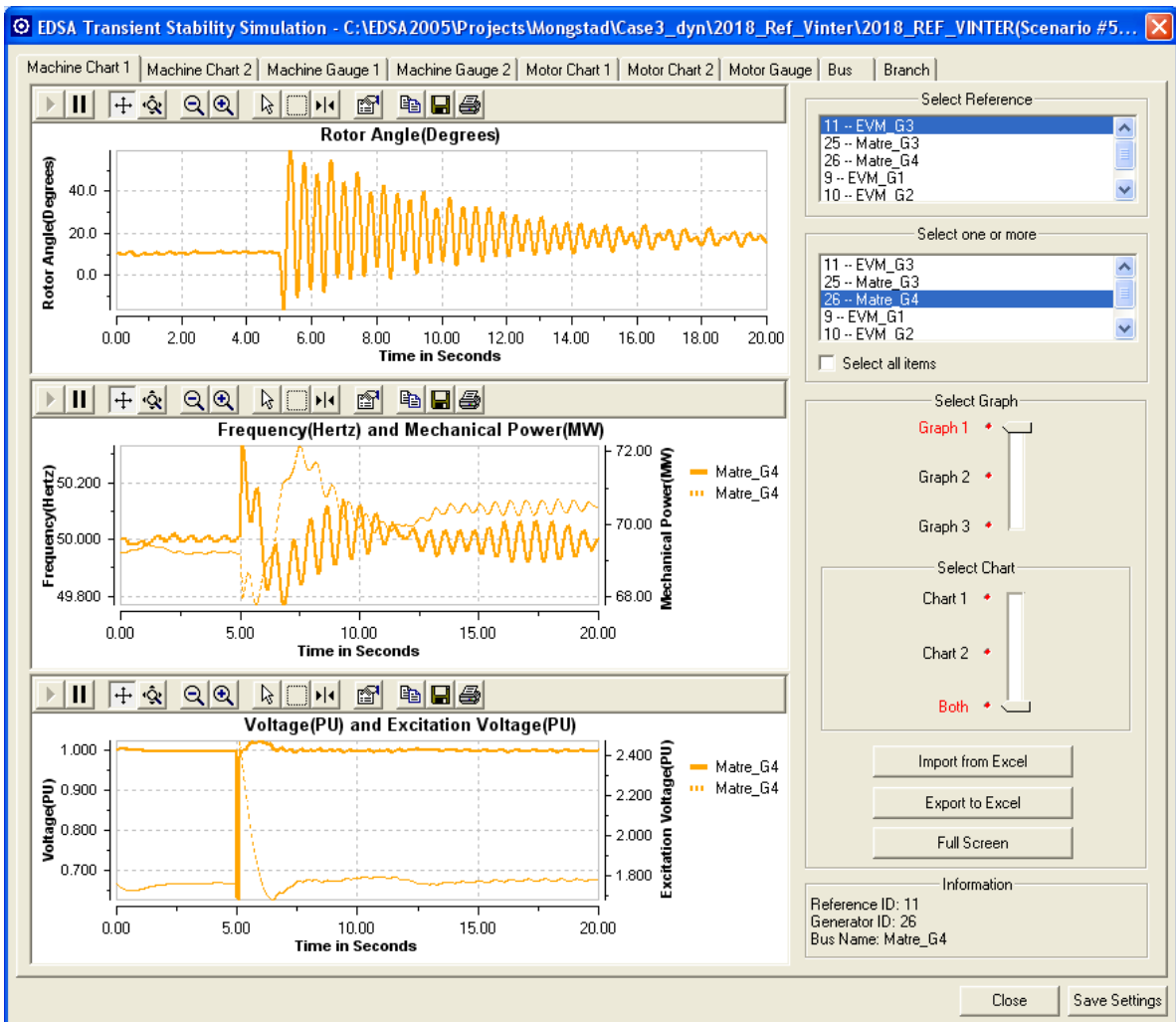
Figur 28 – Spenning Mongstad 132 kV



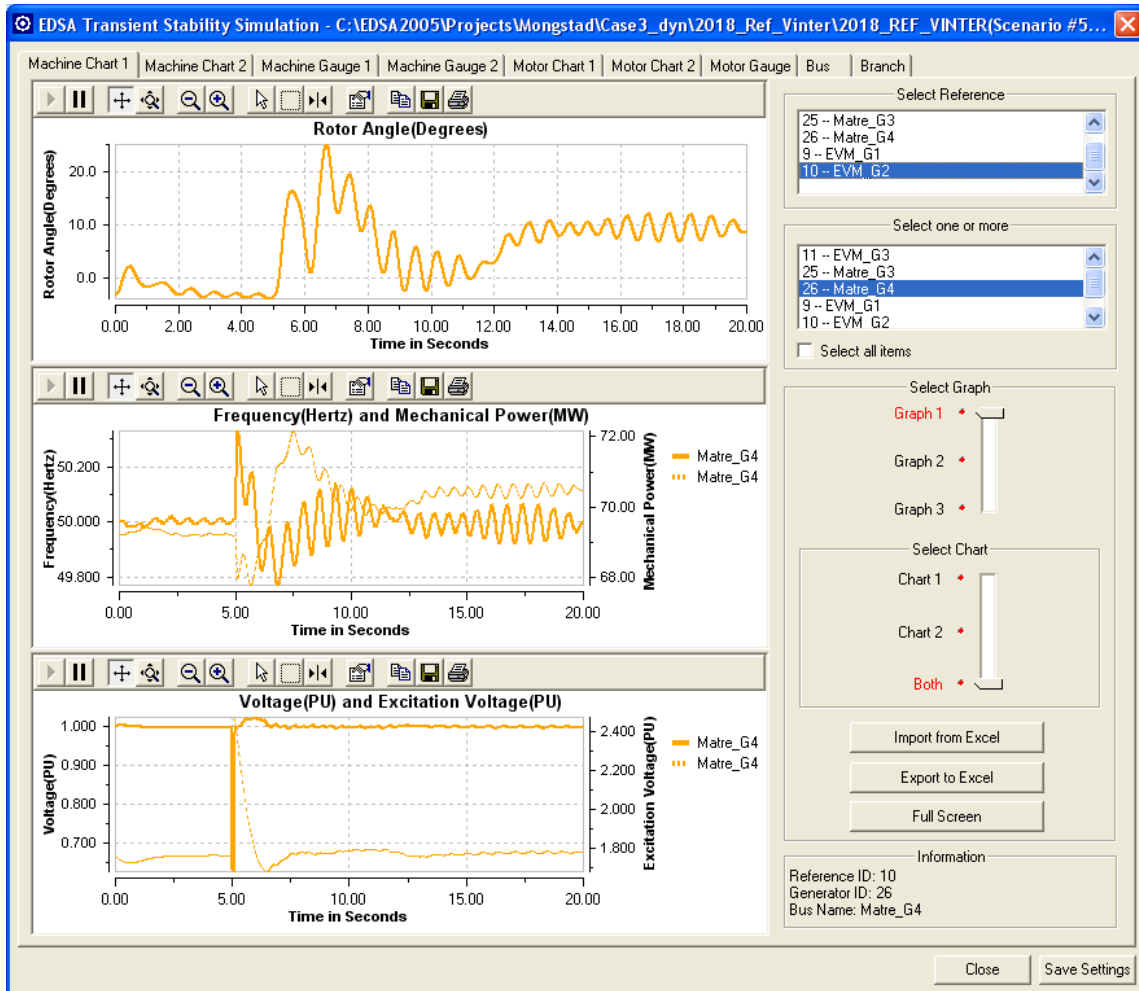
Figur 29 – Frekvens Mongstad 132 kV



Figur 30 – Vinkelfrekvens EVM G2



Figur 31 – Rotorvinkel EVM G3 mot Matre G4



Figur 32 – Rotorvinkel EVMG2 mot Matre G4

## B.3 Dynamisk analyse Kollsnes

### B.3.1 Analysestudier

I denne analysen er det benyttet maksimallast i Kollsnes. Denne lasten er på 450 MW i år 2018. I modellen er det tatt hensyn til at gasskraftverket på Mongstad er i drift og leverer 260 MW inn på nettet. Denne produksjonen dekker lasten på Mongstad industriområde og resten av produksjonen blir fordelt mellom ny 300 kV linje til Kollsnes og 132 kV-nettet til BKK.

Beregningscasene som er simulert er følgende:

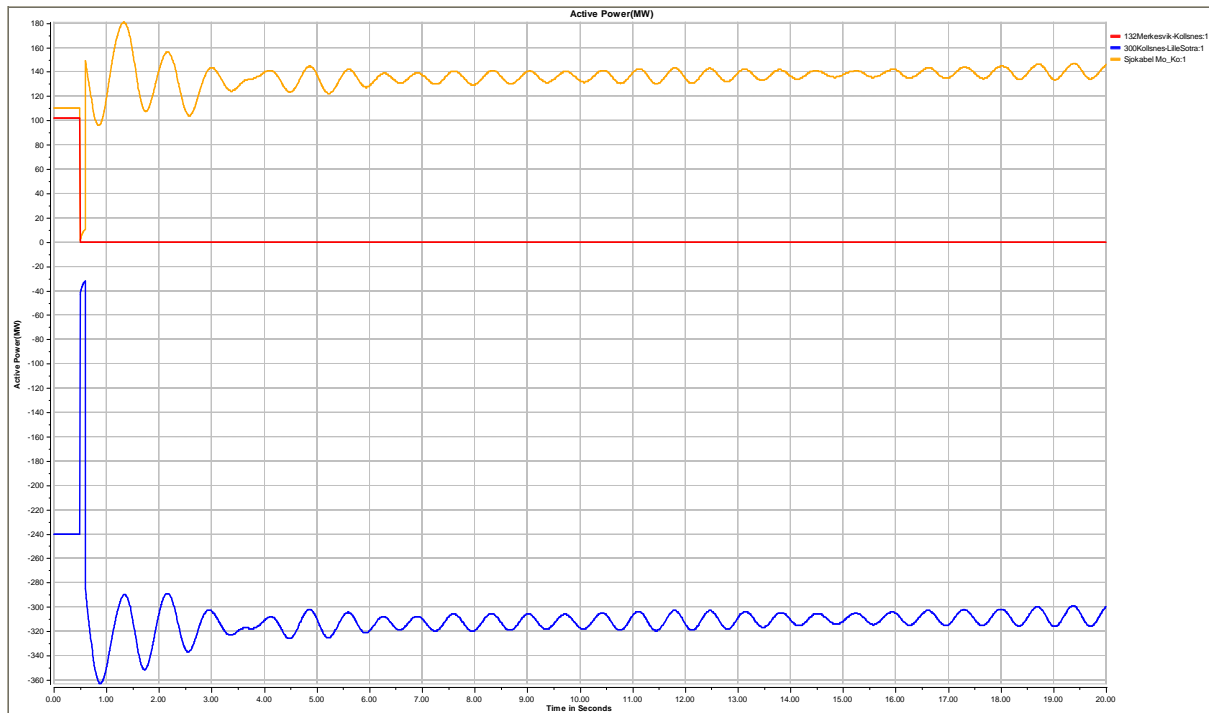
1. Kortslutning på linjen Kollsnes-Merkesvik. Utfall av linjen.
  - Feil som fører til at Kollsnes får en stor spenningsdipp under feil og at den ene forsyningslinjen faller ut. Lasten på Kollsnes må da fordele seg på de to forsyningsveiene på 300 kV, én fra det nye gasskraftverket på Mongstad og én fra BKK-nettet via Lille Sotra.
2. Kortslutning på linjen Matre-Frøyset. Utfall av linjen.
  - Feil i et område med mye produksjon gjør at generatorene får størst problem med å regulere seg inn etter feil.
3. Kortslutning på linjen Evanger-Dale. Utfall av linjen.
  - Feil på 300 kV-nettet i et stort produksjonsområde. Høy produksjon gjør at generatorene får størst problem med å regulere seg inn etter feil.

### B.3.2 Analyseresultater

Resultatene ser på spennings- og frekvensinnsvingningen på Kollsnes ved de tre definerte feilsituasjonene.

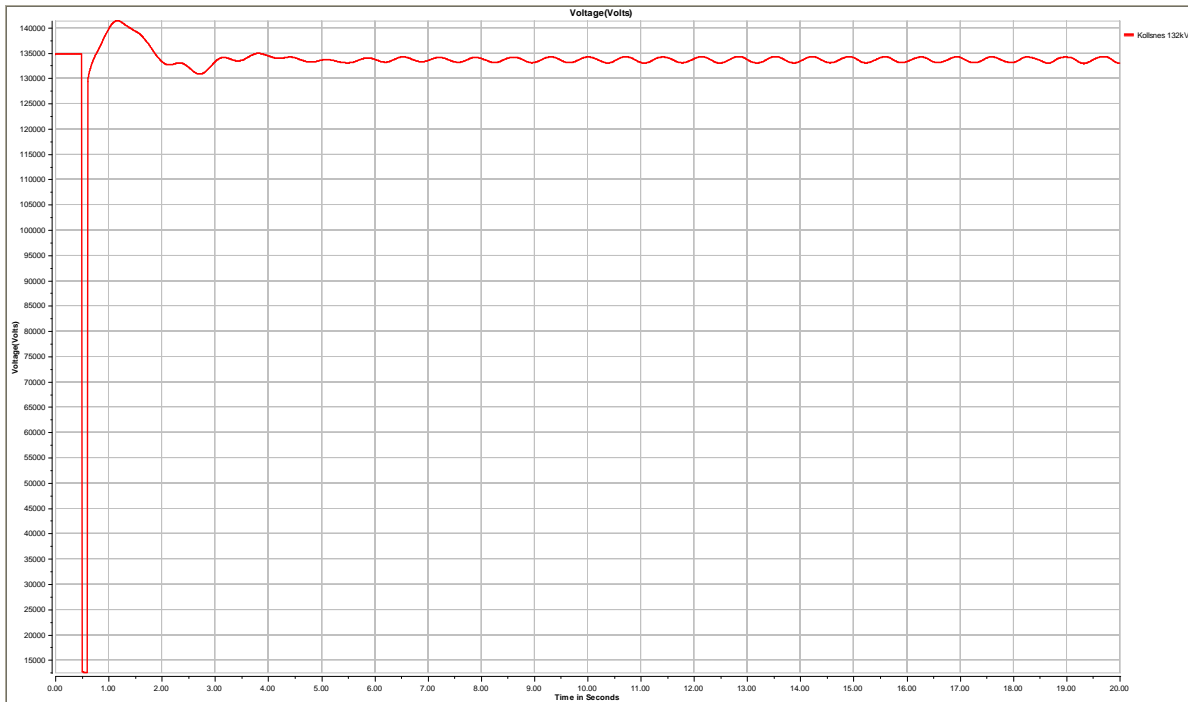
#### Kortslutning på linjen Kollsnes-Merkesvik

Denne simuleringen legger inn en trefasekortslutning i Kollsnes på 132 kV linjen Kollsnes-Merkesvik. Etter 100 ms går linjen ut og feilen er borte. Figuren under viser innsvingningsforløpet av effekten inn mot Kollsnes. Den blå kurven (300 kV Kollsnes-Lille Sotra) har effektdefinisjonen med motsatt fortegn, derfor vises denne som negative verdier.



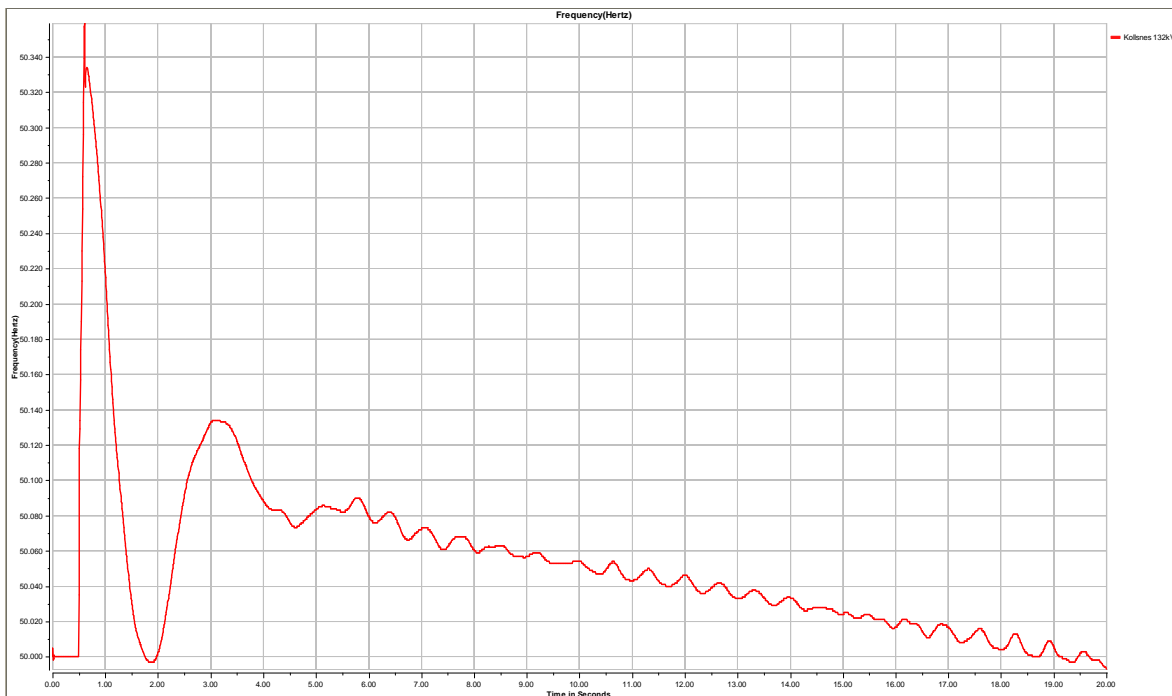
Figur 33 – Effektinnsvingning inn mot Kollsnes

Figuren under viser innsvingningsforløpet av spenningen på 132 kV i Kollsnes. Her ser vi at spenningen svinger seg inn i løpet av cirka 5 sekunder, og stabiliserer seg på en litt lavere verdi enn utgangspunktet. Under kortslutningen er spenningen i Kollsnes 0 kV.



**Figur 34 – Spenningsinnsvingningen på 132 kV i Kollsnes**

Figuren under viser frekvensinnsvingningen. Ut fra denne kurven ser vi at systemet svinger seg inn til under 50,1 Hz i løpet av cirka 4 sekunder, og har et maksimalutslag på frekvensen på cirka 0,36 Hz.

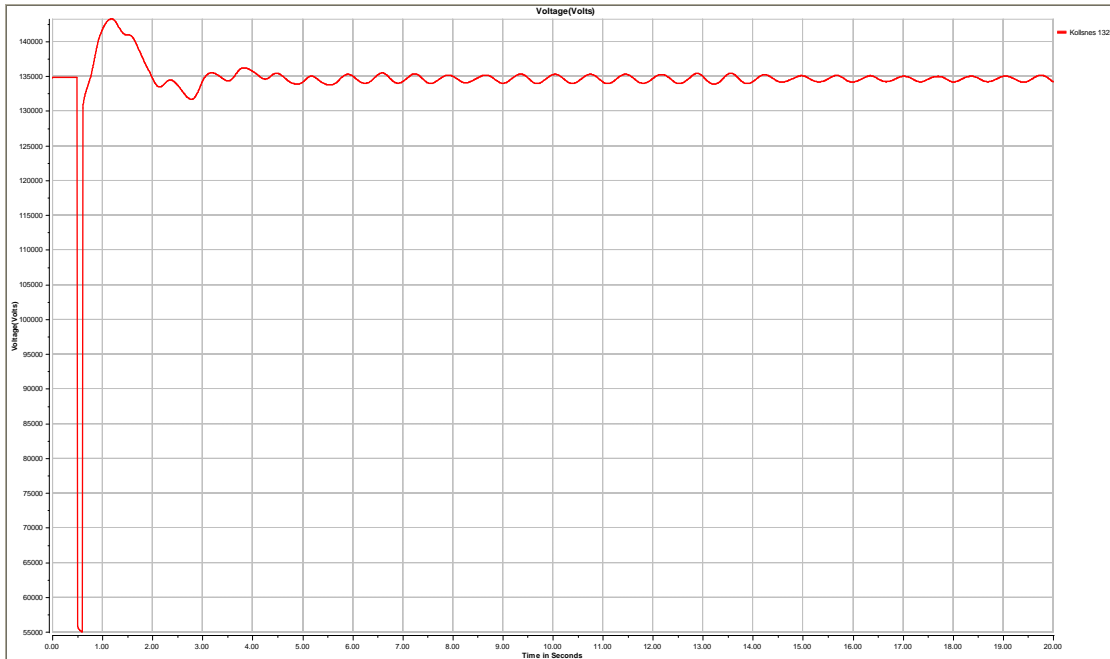


**Figur 35 – Frekvensinnsvingningen på 132 kV i Kollsnes**

Ut fra kurvene i figuren kan vi konkludere med at systemet er stabilt med denne feilen.

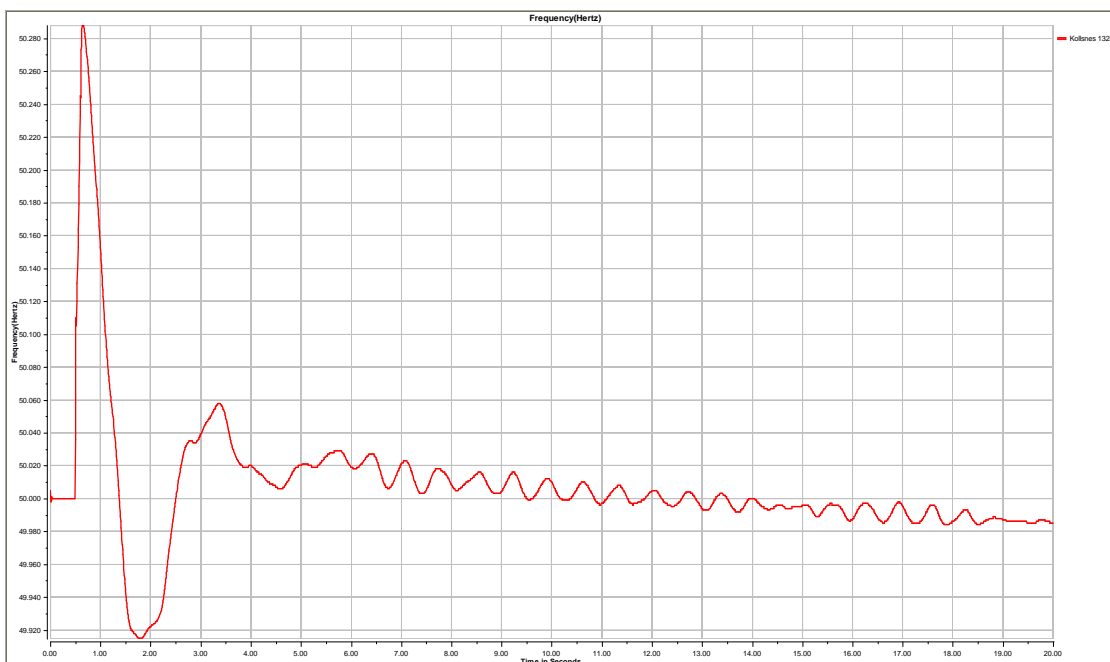
### Kortslutning på linjen Matre-Frøyset

Denne simuleringen legger inn en trefasekortslutning i Matre på 132 kV linjen Matre-Frøyset. Etter 100 ms går linjen ut og feilen er borte. Figuren under viser innsvingningsforløpet av spenningen på 132 kV i Kollsnes. Her ser vi at spenningen svinger seg inn i løpet av noen sekunder, og stabiliserer seg på samme verdi som utgangspunktet. Under kortslutningen er spenningen i Kollsnes cirka 55 kV, det vil si ca 40 % av opprinnelig spenning.



**Figur 36 – Spenningsinnsvingningen på 132 kV i Kollsnes**

Figuren under viser frekvensinnsvingningen. Ut fra denne kurven ser vi at systemet svinger seg inn til under  $\pm 0,1$  Hz i løpet av ca 3-4 sekunder, og har et maksimalutslag på frekvensen på ca 0,3 Hz.

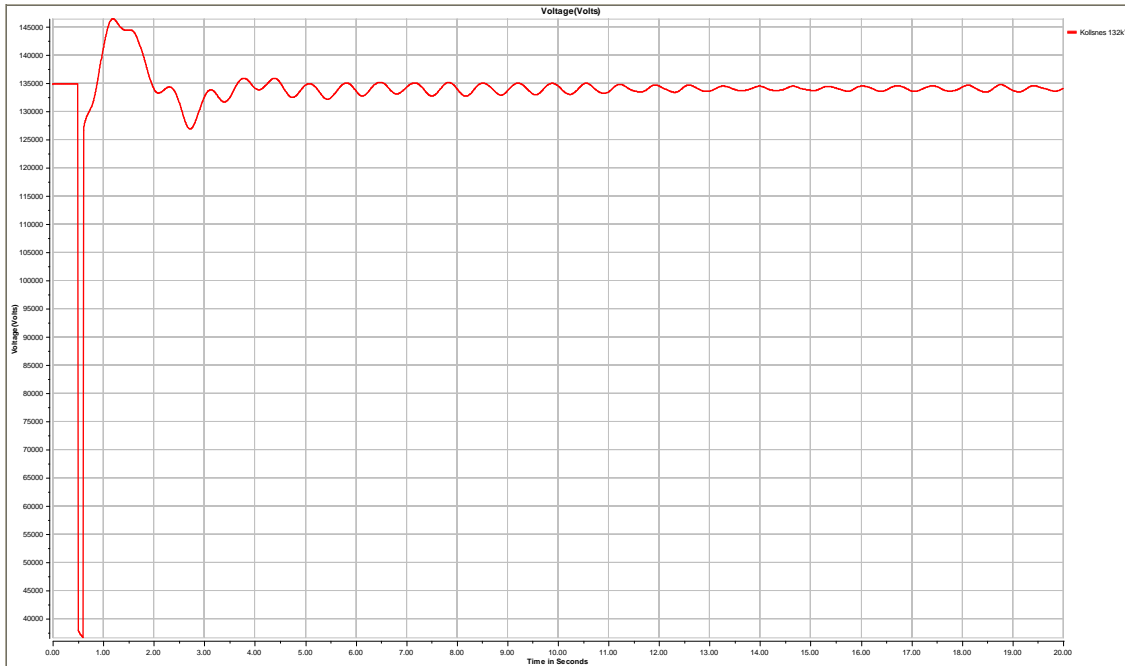


**Figur 37 – Frekvensinnsvingningen på 132 kV i Kollsnes**

Ut fra kurvene i figuren kan vi konkludere med at systemet er stabilt med denne feilen.

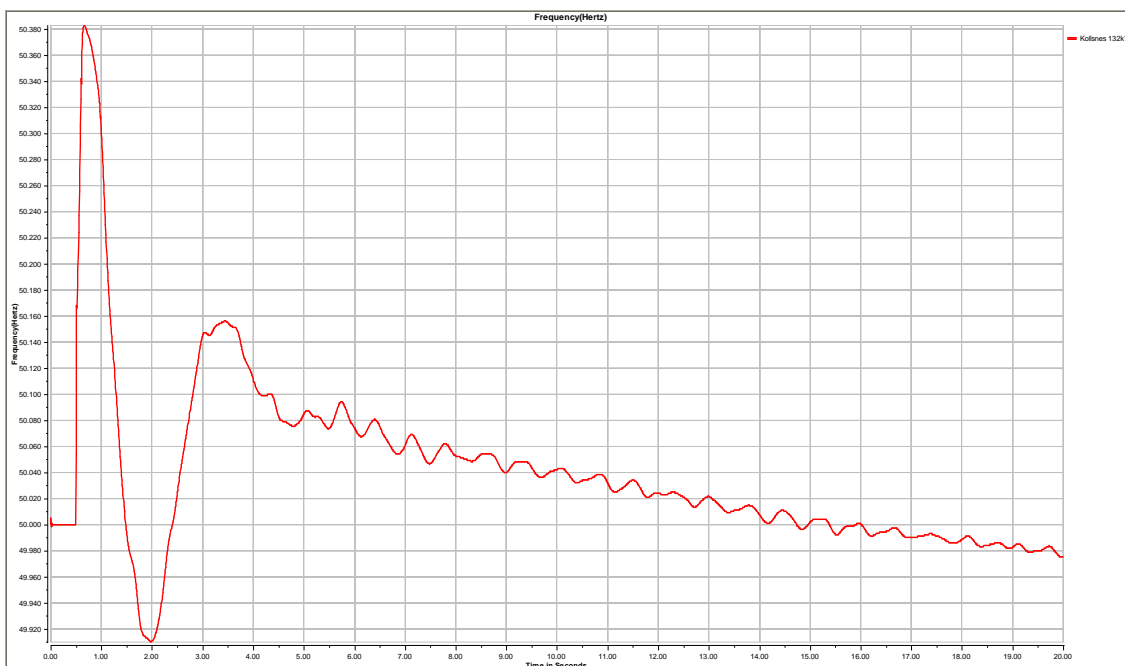
### Kortslutning på linjen Evanger-Dale

Denne simuleringen legger inn en trefasekortslutning i Evanger på 300 kV linjen Evanger-Dale. Etter 100 ms går linjen ut og feilen er borte. Figuren under viser innsvingningsforløpet av spenningen på 132 kV i Kollsnes. Her ser vi at spenningen svinger seg inn i løpet av noen sekunder, og stabiliserer seg på samme verdi som utgangspunktet. Under kortslutningen er spenningen i Kollsnes cirka 37 kV, det vil si cirka 28 % av opprinnelig spenning.



**Figur 38 – Spenningsinnsvingningen på 132 kV i Kollsnes**

Figuren under viser frekvensinnsvingningen. Ut fra denne kurven ser vi at systemet svinger seg inn til under  $\pm 0,1$  Hz i løpet av cirka 4 sekunder, og har et maksimalutslag på frekvensen på cirka 0,4 Hz.



**Figur 39 – Frekvensinnsvingningen på 132 kV i Kollsnes**

Ut fra kurvene i figuren kan vi konkludere med at systemet er stabilt med denne feilen.

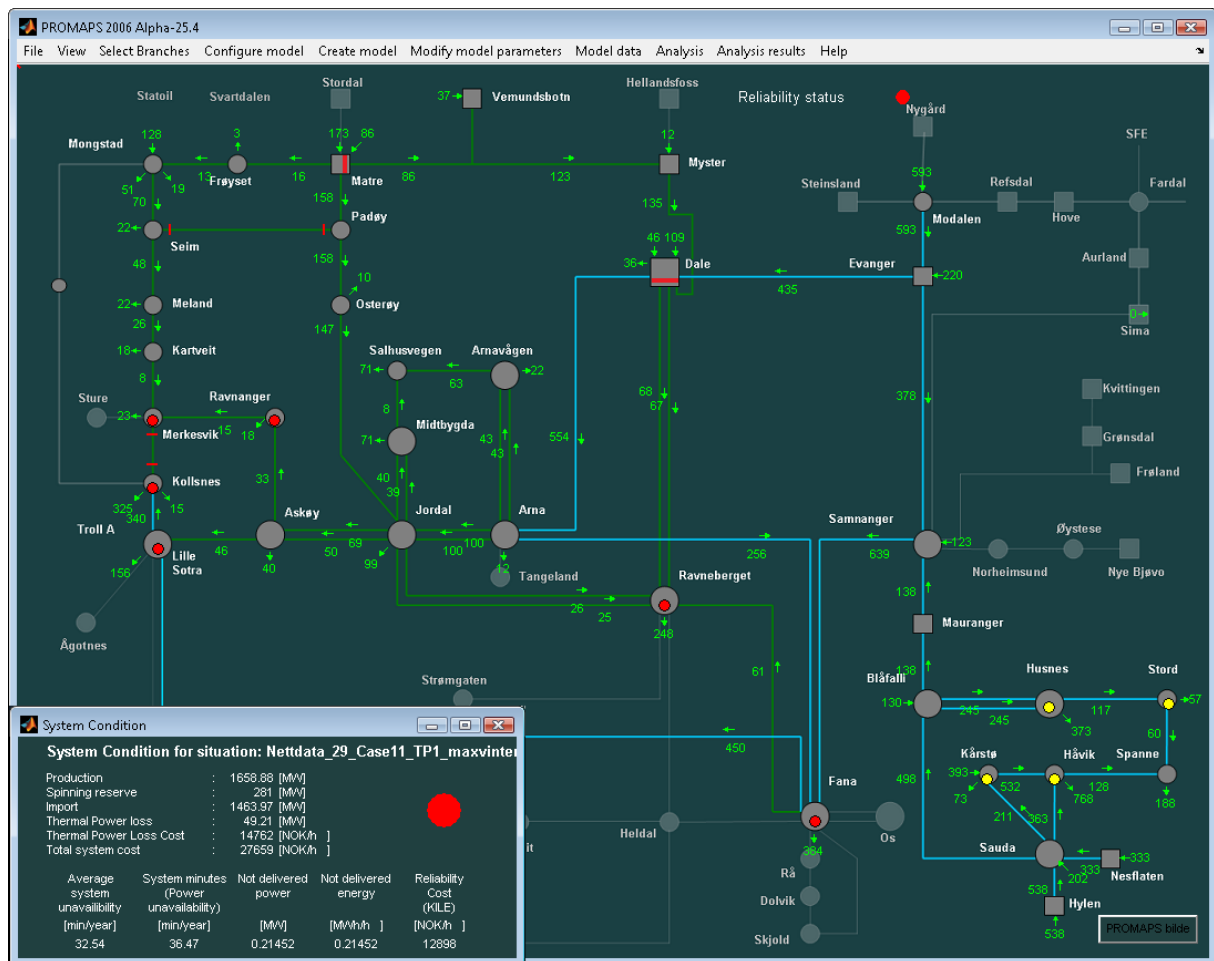
## Appendiks C: Regularitet ved spesialtilfeller

### C.1 Ekstrem vinterlast

#### C.1.1 Case 1.1 Tidsperiode TP1 ekstrem vinterlast

##### C.1.1.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved ekstrem tunglast i 2010 vil være 32,5 minutter og 36,5 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,215 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 40 – Lastflyt og nøkkeldata for ekstrem tunglastsituasjon i 2010

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:



Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterede tap, ekstrem tunglast 2010			
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE-satser før 2009 [NOK/time]	Nye KILE-satser (etter 2009) [NOK/time]
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0373	2306	1667 (2323)
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,1772	10592	7984 (4133)
- Kollsnes (andel BKK)	0,1275	8413	4666 (2429)
Vestlandsnettet	0,2145	12898	9651 (6455)

Tabell 4 – Nøkkeltall for tap, 2010 tunglastsituasjon

### C.1.1.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Delivery shortage and cost as function of demand  
 .....

Internal branch no. ( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Demand [MW]	Delivery shortage [MW]	Failure-cost [cost unit/year]
1	0	7.9236e-017	4.5811e-008
2	35.75	0.012253	7.0842e+006
3	71.5	0.024506	1.4168e+007
4	107.25	0.036759	2.1253e+007
5	143	0.049012	2.8337e+007
6	178.75	0.062611	3.6199e+007
7	214.5	0.07743	4.4767e+007
8	250.25	0.092268	5.3346e+007
9	286	0.10987	6.3525e+007
10	321.75	0.12748	7.3704e+007
11	357.5	32.627	1.8864e+010

Power delivery probability  
 .....

Internal branch no. ( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
1	8756.47	3.00145	5.57941	16.7531	0.179158
2	8756.47	3.00242	5.58065	16.7622	0.179118
3	8756.47	3.00242	5.58065	16.7622	0.179118
4	8756.47	3.00242	5.58065	16.7622	0.179118
5	8756.47	3.00242	5.58065	16.7622	0.179118
6	8755.84	3.63112	0.973767	3.53754	1.02645
7	8755.84	3.63112	0.973767	3.53754	1.02645
8	8755.16	4.31405	0.816949	3.52631	1.22339
9	8755.16	4.31405	0.816949	3.52631	1.22339
10	8755.16	4.31405	0.816949	3.52631	1.22339
11	0	8760	1e-010	8.76e+023	0

### C.1.1.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlast feil inkluderes ikke i beregningene, siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

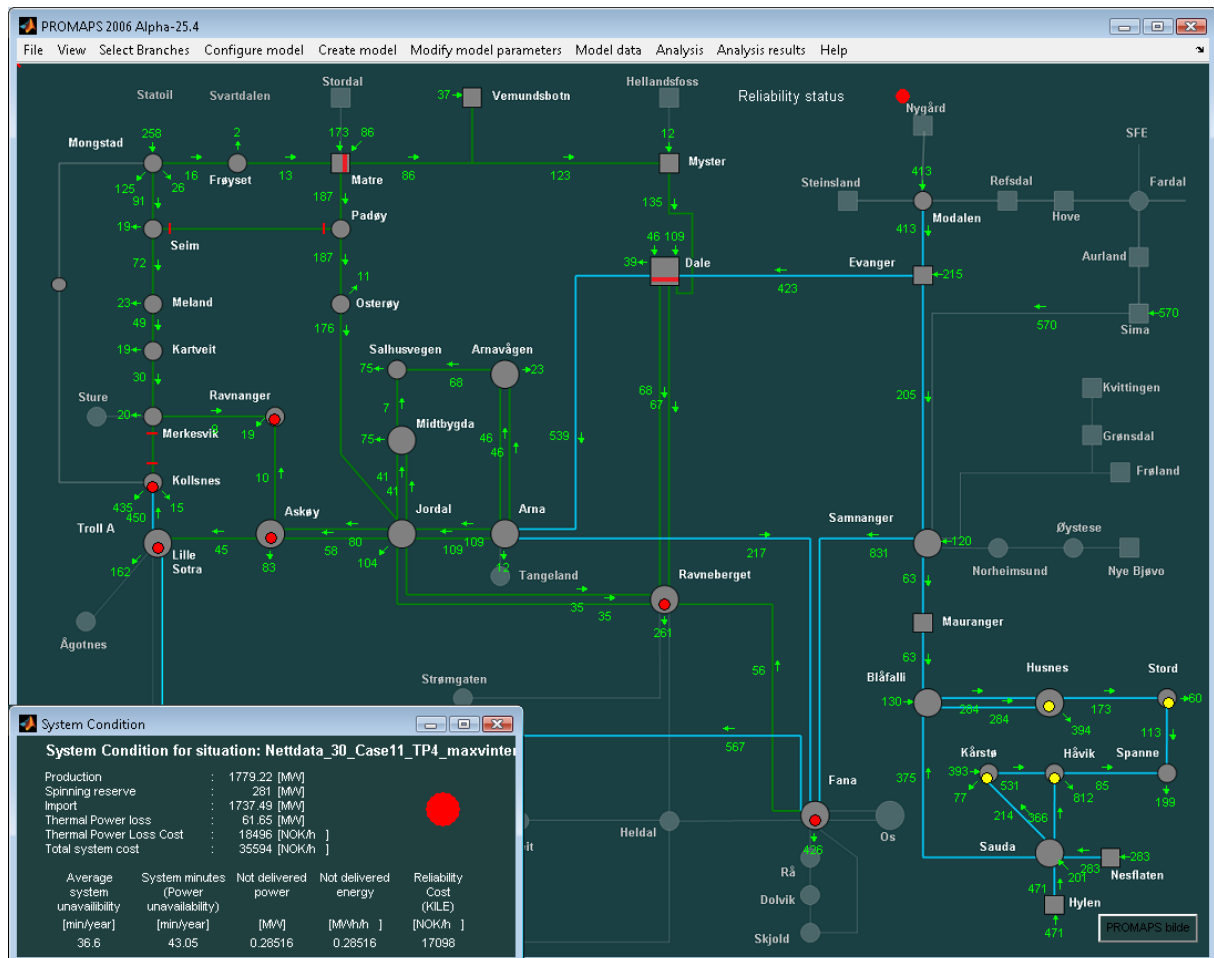
Utfall	Berørte lastpunkt	Last-prioritet	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	1	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Kollsnes, Lille Sotra	3	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra og Lille Sotra T4.
300 kV Fana-Samnanger	Fana, Lille Sotra, Ravneberget, Merkesvik, Ravnanger	3	Fører til overlast av Arna-Dale.

**Tabell 5 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved ekstrem tunglast i case 1.1 – T1**

## C.1.2 Case 1.1 Tidsperiode TP4 ekstrem vinterlast

### C.1.2.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved ekstrem tunglast i 2018 vil være 36,6 minutter og 43,1 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,285 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 41 – Lastflyt og nøkkeldata for ekstrem tunglastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringsscenen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, ekstrem tunglast 2018			
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE-satser før 2009 [NOK/time]	Nye KILE-satser (etter 2009) [NOK/time]
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0395	2439	1763 (2457)
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,2457	14659	11032 (5515)
- Kollsnes (andel BKK)	0,1811	11952	6501 (3280)
Vestlandsnettet	0,2852	17098	12795 (7972)

Tabell 6 – Nøkkeltall for tap, 2018 tunglastsituasjon

### C.1.2.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Delivery shortage and cost as function of demand

Internal branch no.( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Demand [MW]	Delivery shortage [MW]	Failure-cost [cost unit/year]
1	0	1.5941e-016	9.2163e-008
2	47.849	0.0164	9.4816e+006
3	95.698	0.032799	1.8963e+007
4	143.55	0.049199	2.8445e+007
5	191.4	0.067852	3.9229e+007
6	239.24	0.087686	5.0696e+007
7	287.09	0.11041	6.3835e+007
8	334.94	0.13398	7.7459e+007
9	382.79	0.15754	9.1083e+007
10	430.64	0.1811	1.0471e+008
11	478.49	43.68	2.5254e+010

Power delivery probability

Internal branch no.( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
1	8756.47	3.00239	5.5807	16.7622	0.179117
2	8756.47	3.00239	5.5807	16.7622	0.179117
3	8756.47	3.00239	5.5807	16.7622	0.179117
4	8756.47	3.00239	5.5807	16.7622	0.179117
5	8755.84	3.63109	0.973776	3.53754	1.02644
6	8755.84	3.63109	0.973776	3.53754	1.02644
7	8755.16	4.31401	0.816956	3.52631	1.22338
8	8755.16	4.31401	0.816956	3.52631	1.22338
9	8755.16	4.31401	0.816956	3.52631	1.22338
10	8755.16	4.31401	0.816956	3.52631	1.22338
11	0	8760	1e-010	8.76e+023	0

### C.1.2.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblem i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlast feil inkluderes ikke i beregningene, siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

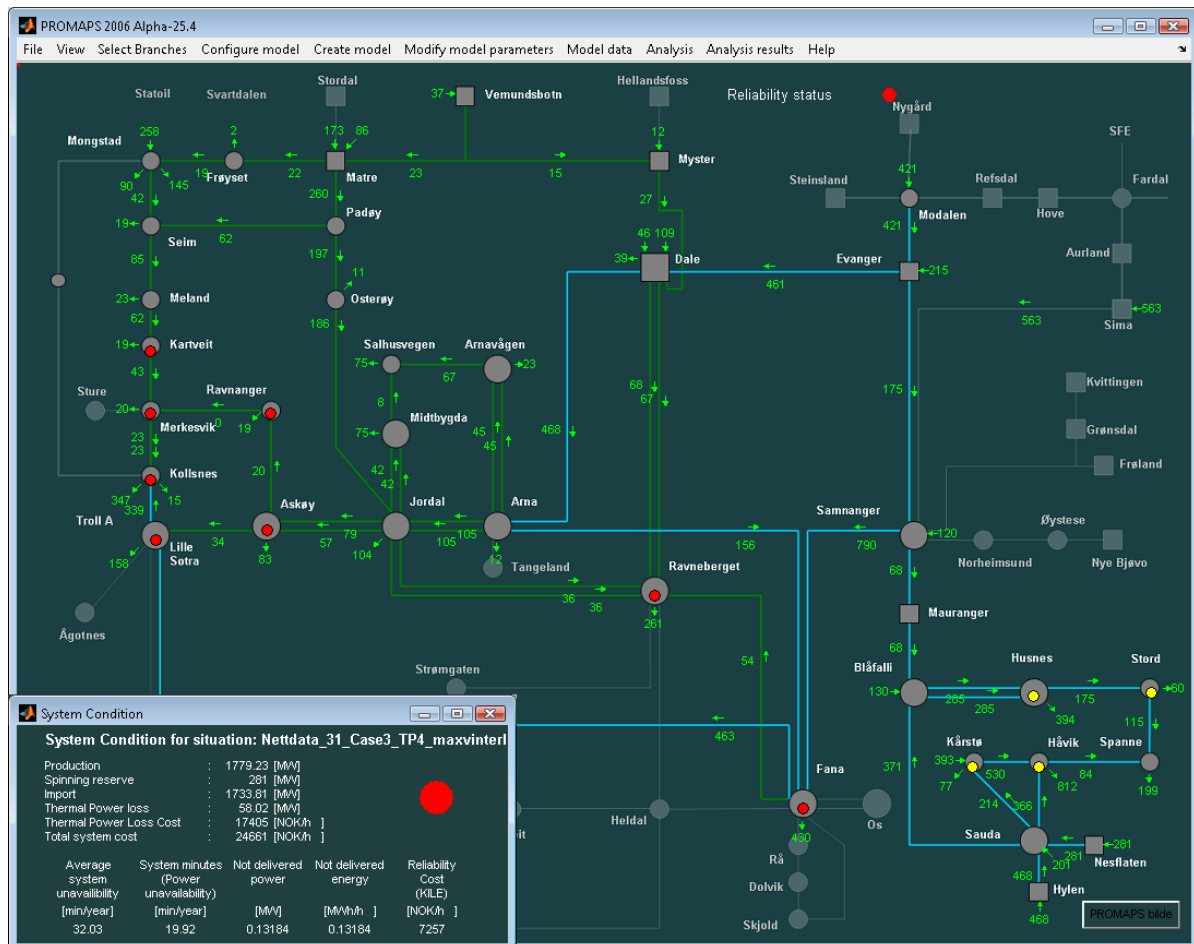
Utfall	Berørte lastpunkt	Last-prioritet	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	1	Kollsnes mister forbindelsen med resten av nettet, så lenge Kollsnes-Merkesvik ligger ute.
300 kV Fana-Lille Sotra	Kollsnes, Lille Sotra	3	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra og Lille Sotra T4.
300 kV Arna-Dale	Lille Sotra	3	Fører til overlast på Fana-Samnanger.
300 kV Fana-Samnanger	Fana, Lille Sotra, Ravneberget, Merkesvik, Ravnanger	3	Fører til overlast av Arna-Dale.

**Tabell 7 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved ekstrem tunglast i case 1.1 – T4**

### C.1.3 Case 3 Tidsperiode TP4 ekstrem vinterlast

#### C.1.3.1 Leveransepålitelighet i Vestlandsnettet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene i Vestlandsnettet ved ekstrem tunglast i 2018 vil være 32,0 minutter og 19,9 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,132 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 42 – Lastflyt og nøkkeldata for ekstrem tunglastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter. Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitelighetsrelaterte tap, ekstrem tunglast 2018			
Nettdel	Effekttap [MW]	KILE-satser før 2009 [NOK/time]	Nye KILE-satser (etter 2009) [NOK/time]
- SKL (andel Vestlandsnettet)	0,0395	2439	1763 (2457)
- BKK (andel Vestlandsnettet)	0,0924	4818	5121 (2340)
- Kollsnes (andel BKK)	0,0408	2693	1471 (541)
Vestlandsnettet	0,1318	7257	6884 (4796)

Tabell 8 – Nøkkeltall for tap, 2018 tunglastsituasjon

### C.1.3.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Delivery shortage and cost as function of demand  
 .....

Internal branch no.( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Demand [MW]	Delivery shortage [MW]	Failure-cost [cost unit/year]
1	0	2.7217e-019	1.5736e-010
2	38.145	0.00024922	1.4409e+005
3	76.289	0.00049844	2.8818e+005
4	114.43	0.00074767	4.3227e+005
5	152.58	0.00099689	5.7636e+005
6	190.72	0.0012461	7.2045e+005
7	228.87	0.0015855	9.1668e+005
8	267.01	0.014659	8.4753e+006
9	305.16	0.027733	1.6034e+007
10	343.3	0.040806	2.3593e+007
11	381.45	34.717	2.0072e+010

Power delivery probability  
 .....

Internal branch no.( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
1	8759.42	0.0572344	21.4966	1.23043	0.0465159
2	8759.42	0.0572344	21.4966	1.23043	0.0465159
3	8759.42	0.0572344	21.4966	1.23043	0.0465159
4	8759.42	0.0572344	21.4966	1.23043	0.0465159
5	8759.42	0.0572344	21.4966	1.23043	0.0465159
6	8759.42	0.0572344	21.4966	1.23043	0.0465159
7	8756.47	3.00239	5.5807	16.7622	0.179117
8	8756.47	3.00239	5.5807	16.7622	0.179117
9	8756.47	3.00239	5.5807	16.7622	0.179117
10	8756.47	3.00239	5.5807	16.7622	0.179117
11	0	8760	1e-010	8.76e+023	0

### C.1.3.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblemer i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlast feil inkluderes ikke i beregningene, siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet i Vestlandsnettet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Last-prioritet	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	1	Fører til overlast i Kollsnes-Merkesvik
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Stor, Merkesvik, Kartveit	3	Fører til overlast Askøy-Lille Sotra, Lille Sotra T4, Fana T1 T2 T3, Dale T1, Arna T1 T2, Kollsnes-Merkesvik, Askøy-Jordal 1&2, Meland-Seim.
300 kV Fana-Samnanger	Fana, Lille Sotra, Ravneberget, Merkesvik, Ravnanger, Askøy, Kartveit	3	Fører til overlast av Arna-Dale, Dale T1 og Dale-Evanger.

**Tabell 9 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved ekstrem tunglast i case 3 – T4**



## C.2 Delt drift Mongstad

Nye nettanalyser og simuleringer i PROMAPS har blitt gjennomført med delt samleskinne i Mongstad. Fordelingen mellom samleskinnene er satt av Bjørn Helge Ulland til:

- EVM (130 MW + 20 MW) sammen med linje til Frøyset og uttak til raffineri og Gjølga (110 MW)
- EVM (130 MW) sammen med linje til Seim og uttak til BKK og Troll A (20 MW + 100 MW)

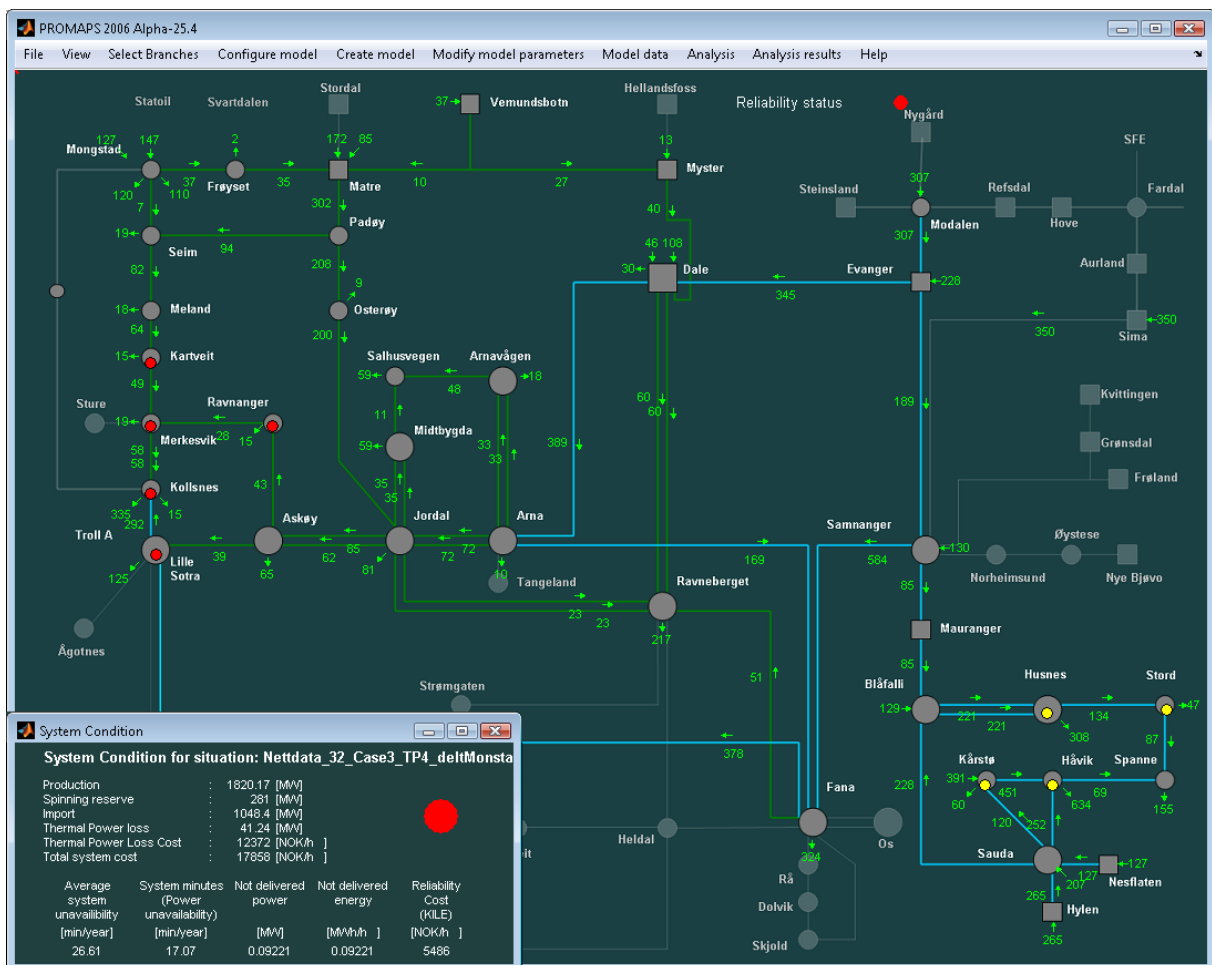
Delt drift blir simulert for case 3 i TP4 med vinterlast.

### C.2.1 Endring i nettregularitet på Vestlandet

#### C.2.1.1 Tidsperiode TP4: Vinterlast 2018

##### C.2.1.1.1 Leveransepålitelighet på vestlandet

Gjennomsnittlig utilgjengelighet for lastpunktene på Vestlandet ved tunglast i 2010 vil være 26,6 minutter og 17,1 systemminutter. Dette gir en forventet ILE på 0,092 MWh/h for Vestlandsnettet.



Figur 43 – Lastflyt og nøkkeldata for tunglastsituasjon i 2018

Leveransepåliteligheten for de ulike lastpunktene er avhengig av hvilken lastprioritet lastpunktene innehar. Lastpunktene med rød fargeindikering har en forventet gjennomsnittlig utilgjengelighet på

over 15 minutter. Lastpunkt med gul fargeindikering har en forventet utilgjengelighet på mellom 10 og 15 minutter.

Nøkkeltall for simuleringscasen er vist i etterfølgende tabell:

Nøkkeltall for pålitighetsrelaterte tap, tunglast 2018				
Nettdel	Effekt tap [MW]	KILE [NOK/time]		
		Gamle satser	Nye satser	Statoils satser
- SKL (andel Vestlandet)	0,0308	1905	1377	1377
- BKK (andel Vestlandet)	0,0614	3581	2916	1870
- Kollsnes (andel BKK)	0,0368	2429	1373	507
Vestlandet	0,0922	5486	4293	3247

Tabell 10 – Nøkkeltall for tap, 2018 tunglastsituasjon

Tabellen over viser KILE-beregninger med satser fra før 2009, nye KILE-satser etter 2009, og med satser for Kollsnes/Troll A som Statoil har rapportert til NVE.

### C.2.1.1.2 Lastleveranse pålitelighet på Kollsnes

Lasten på Kollsnes har høy leveranse pålitelighet opp til og med 70 % av lastuttaket på Kollsnes. Dette skyldes at systemet oppfyller N-1 kriteriet. Forventet funksjonsdyktighet på 21,5 år er teoretisk høyeste funksjonsdyktighet. Fra 80-100 % lastuttak reduseres leveranse påliteligheten seg noe som følge av kapasitetsbegrensinger i nettet.

Power delivery probability  
.....

Internal branch no. ( # ) : 93  
Branch no. : 93  
Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Probability		Mean duration		Departure frequency [1/year]
	Functioning [h/year]	Failure [h/year]	Functioning [year]	Failure [h]	
6	8759.41	0.0572288	21.4987	1.23043	0.0465113
7	8759.41	0.0572288	21.4987	1.23043	0.0465113
8	8756.46	3.0021	5.58124	16.7622	0.179099
9	8756.46	3.0021	5.58124	16.7622	0.179099
10	8756.46	3.0021	5.58124	16.7622	0.179099

Tabell 11 – Leveranse pålitelighet for lastnivå 60-100 % på Kollsnes

Forventet leveranse pålitelighetskostnad er vist i tabellen under.

Delivery shortage and cost as function of demand  
 .....

Internal branch no.( # ) : 93  
 Branch no. : 93  
 Branch description : Troll 1

Demand situation no.	Demand [MW]	Delivery shortage [MW]	Failure-cost [cost unit/year]
6	184.24	0.0012037	6.9591e+005
7	221.09	0.0014444	8.3509e+005
8	257.94	0.011549	6.6773e+006
9	294.79	0.024177	1.3978e+007
10	331.64	0.036806	2.128e+007

**Tabell 12 – Forventet kostnad og ILE for lastnivå 60-100 % på Kollsnes**

### C.2.1.1.3 Utfall og utfallskombinasjoner

Utfallsanalysen som inkluderes i tapsberegningene er utfall som direkte fører til kapasitetsproblem i Vestlandsnettet. Feil som fører til overlast og kaskadeoverlast feil inkluderes ikke i beregningene, siden driftsoperatørene hos BKK har mulighet til å gjøre tiltak i nettet ved overlastsituasjoner i 132 kV-nettet.

Følgende greinutfall medfører redusert leveranse pålitelighet på Vestlandet:

Utfall	Berørte lastpunkt	Kommentar
300 kV Lille Sotra-Kollsnes	Kollsnes	Fører til overlast på Meland-Seim og Kollsnes-Merkesvik. Fører også til høy belastning på Lille Sotra T4.
300 kV Fana-Lille Sotra	Lille Sotra, Merkesvik	Fører til overlast Askøy-Jordal, Askøy-Lille Sotra, Kollsnes-Merkesvik, Meland-Seim og Arna T1. Høg belastning på Arna T2.
300 kV Fana-Samnanger	Merkesvik, Ravnanger og Lille Sotra, Kartveit	Fører til overlast av Arna-Dale, Dale-Evanger og Dale T1. Høy belastning på Dale-Ravneberget.

**Tabell 13 – Utfallskombinasjoner som fører til utkobling av last ved tunglast i case 3 – T3**

## C.2.2 Konklusjon

Premissene for delt drift på Mongstad gir en liten økning produksjonen for EVM og redusert total last fra Mongstad sammenlignet med case 3 tidsperiode 4 fra tidligere simuleringer. Premissene for deling av samleskinnene på Mongstad gir at lastene på begge samleskinnene blir forsynt fra EVM og har derfor redundant forsyning.

Siden lastene på Mongstad fortsatt er redundant forsynte og den totale produksjon/last-balansen i BKKs 132 kV-nett er forskjøvet enda mer mot produksjon, vil delt drift på Mongstad ikke tilføye noen problemer i nettet med hensyn på regularitet. Tvert imot, med de nye premissene vil faktisk regulariteten bedre seg litt sammenlignet med case 3 tidsperiode 4.

### C.3 Redusert produksjon ved Energiverk Mongstad

Nye simuleringer i PROMAPS har blitt gjennomført der EVM har blitt begrenset til 150 MW produksjon. Simuleringene har blitt gjennomført for alle vinterlaster fra 2012 til 2018.

#### C.3.1 Endring i netregularitet på Vestlandet

Tabellen under viser endringene i ILE for Mongstad, Kollsnes, og BKK-nettet ved en reduksjon av produksjonen på Mongstad til maksimalt 150 MW. ILE-kolonnene viser resultater fra tidligere simuleringer. Kolonnene med navn "Endring" viser forskjelling i ILE som en reduksjon i produksjon på Mongstad vil medføre.

Case	År	ILE Mongstad	Endring	ILE Kollsnes	Endring	ILE BKK	Endring
Case 1.1	2012	0,000555	0,00 %	0,134780	0,00 %	0,155261	2,96 %
	2015	0,000874	0,00 %	0,168905	0,00 %	0,197991	3,42 %
	2018	0,000856	0,00 %	0,188400	0,00 %	0,221181	3,03 %
Case 1.2	2012	0,000671	0,00 %	0,040358	0,00 %	0,050115	6,56 %
	2015	0,000994	0,00 %	0,063497	0,00 %	0,093123	7,83 %
	2018	0,000978	0,00 %	0,079906	0,00 %	0,113078	6,46 %
Case 2	2015	0,000875	0,93 %	0,002570	0,00 %	0,013510	<b>48,37 %</b>
	2018	0,000858	1,31 %	0,002836	0,00 %	0,017389	<b>78,03 %</b>
Case 3	2015	0,001375	0,04 %	0,034102	0,00 %	0,049162	13,25 %
	2018	0,001459	0,15 %	0,041895	0,00 %	0,062442	10,84 %
Case 4	2015	0,000882	1,01 %	0,002501	0,13 %	0,008184	0,15 %
	2018	0,000868	0,50 %	0,002749	0,28 %	0,008499	0,14 %

Tabell 14 – Endring av ILE ved redusert produksjon på Mongstad

Tabellen viser at endringene i ILE er små. Man kan se at den klart største forverringen av resultatene kommer i BKK-nettet i case 2. Dette er på grunn av at en reduksjon i energioverskuddet på Mongstad vil redusere effekten av nettiltaket "300 kV Kollsnes-Mongstad". En reduksjon av produksjon på Mongstad vil gi små endringer i ILE for lastpunkt på Mongstad og Kollsnes på grunn av at disse lastene har større prioritet enn de omliggende lastpunktene.

En reduksjon av produksjonen på Mongstad vil øke konsekvensen av flaskehalsen som oppstår hvis "300 kV Fana-Samnanger" faller ut. Dette tapet vil ramme de ytre delene av Vestlandsnettet, ut ifra prioriteten på frekvensvernene til lastpunktene. I Troll Powers simuleringer har Mongstad og Kollsnes høy prioritert, og dermed øker ILE for de omliggende lastpunktene.

#### C.3.2 Nye utfallstilfeller for Mongstad

Tabellen under viser hvilke **nye utfallstilfeller** som vil påvirke regulariteten til de to lastene på Mongstad. Tabellen har blitt laget ved å sammenligne resultatene fra tidligere simuleringer med nye simuleringer der produksjonen på Mongstad har blitt redusert til maksimalt 150 MW. Analysene i PROMAPS tar i analysene kun for seg utfallstilfeller som har en sannsynlighet for å inntreffe som er større enn 1,00e-07.

Case	Last År/lastnivå	Mongstad A				Mongstad B			
		70 %	80 %	90 %	100 %	70 %	80 %	90 %	100 %
Case 1.1	2012								
	2015								
	2018								
Case 1.2	2012								
	2015								
	2018								
Case 2	2015					103	103	103	103
	2018					103	103	103	103
Case 3	2015				103				
	2018			103	103				
Case 4	2015								
	2018								

**Tabell 15 – Nye utfallstilfeller som blir innført ved redusert produksjon på Mongstad**

Tallene i tabellen refererer til utfallstilfeller i PROMAPS. Det aktuelle utfallstilfellet blir beskrevet i tabellen under.

Utfallstilfelle	Utfall	Sannsynlighet	Feilfrekvens
103	300 kV Lille Sotra-Kollsnes 132 kV Frøyset-Mongstad	1.1579e-07	

**Tabell 16 – Beskrivelse av utfallstilfelle i PROMAPS**

Dette utfallstilfellet, som påvirker Mongstad ved høg belastning i case 2 og case 3, har en veldig lav sannsynlighet for å inntreffe, og medfører derfor kun en svært liten årlig økning i ILE for de gjeldende lastpunktene.

## Appendiks D: Beregninger ved gamle KILE-satser

### D.1 Gamle KILE-satser

Tabellen under viser utgangspunktet for KILE-verdiene som er brukt i tidligere analysene, som Troll Power har utført for Statoil i forbindelse med TFD (Troll Future Development), og den reduserte TFD studien som kom året etter (2008) med 4 kompressorer. KILE-satsene for hvert lastpunkt i BKK-området for regularitetsmodellen ble hentet fra BKK kraftsystemplan [1]. Det er kommet nye KILE-satser etter 31.12.2006. Forandringene i de nye KILE-satsene er liten, og følgelig vil resultatene forandre seg marginalt. KILE-satser fra NVE skal brukes såfremt det ikke foreligger en egen KILE-avtale mellom netteier og kunde.

Kundegruppe	Ikke varslet avbrudd [kr/kWh]	Varslet avbrudd [kr/kWh]
Industri	66	46
Handel & tjenester	99	68
Jordbruk	15	10
Husholding	8	7
Offentlig	13	10
Treforedling og kraftintensiv industri	13	11

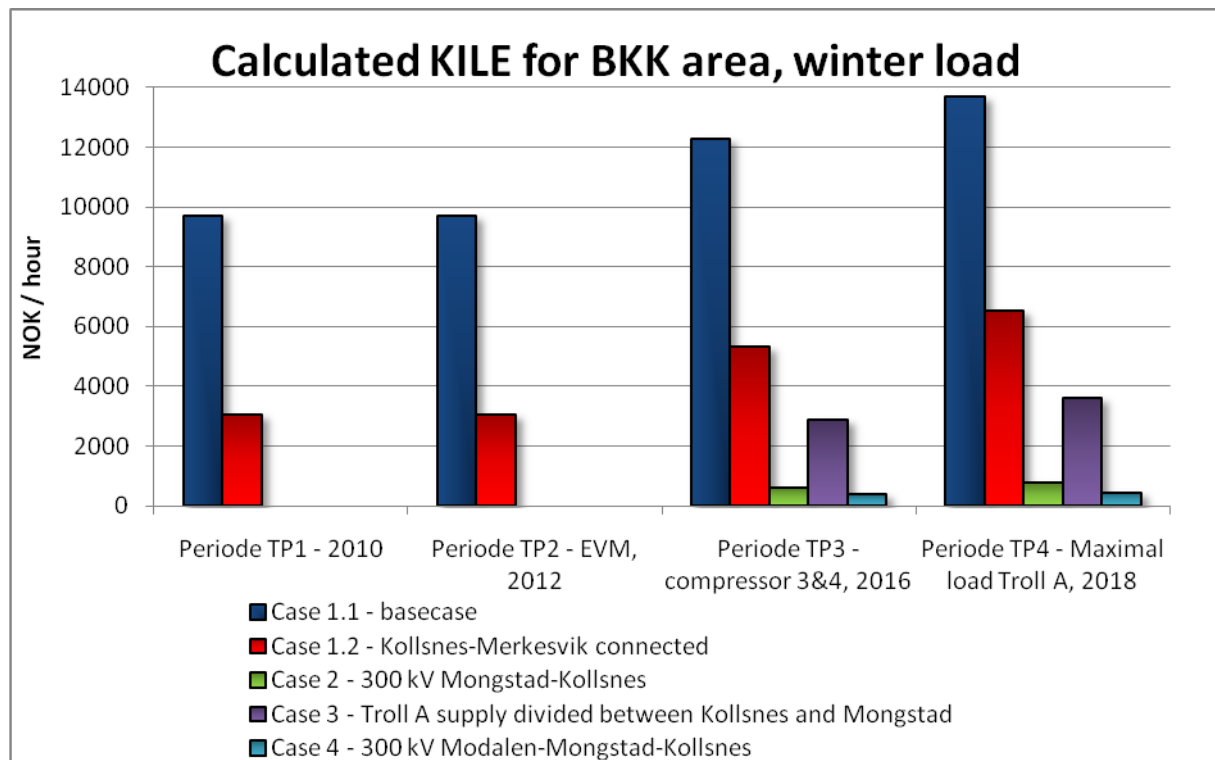
Tabell 17 – KILE-satser fra 01.01.2003 til 31.12.2006, NVE

Merk at gamle KILE-satser angir kostnaden for ikke-levert effekt over tid, over 3 minutter. KILE innbefattet derfor ikke kostnader for spenningsdipper og kortvarige avbrudd. KILE tar heller ikke hensyn til kostnader for lange oppkjøringstider for kundene sine anlegg, ved avbrudd i nettet [3].

I de tidligere utførte regularitetsanalysene er BKK sine gjennomsnittlige KILE-satser for de ulike kundegruppene under hvert lastpunkt i BKK-området benyttet [1]. I regularitetsstudien er 66 kr/kWh benyttet for lasten på Kollsnes.

## D.2 Økonomisk konsekvens med gamle KILE-satser (før 2009)

KILE-satsene som gjaldt frem til 2009 hadde kun virkning for avbrudd som varte i over 3 minutter. De gamle KILE-satsene var delt inn i forskjellige sluttbrukere med en gitt verdi. Siden Troll Power har kjørt simuleringer på Vestlandsnettet for Statoil med lignede premisser, så er det i denne studien også kjørt KILE-beregninger med gamle KILE-satser for å se at gamle og nye simuleringresultater henger sammen.



Figur 44 – Økonomisk konsekvens med gamle KILE-satser for vinterlast belastning

Resultatene i stolpediagrammet viser samme utvikling som resultatene for ILE. Det er interessant er å se hvilket nivå dette gir med "gamle" KILE-satser. For dagens normalsituasjon (case 1.1, 2010) er beregnet KILE nesten 10 000 NOK per time for tunglast. Resultatene viser også at det ved tunglast er høyere KILE-kostnader for dagens normalsituasjon enn hva case 1.2 har ved maksimallast i 2018.

Forskjellen som vist ovenfor forutsetter at BKK blir belastet KILE så lenge Kollsnes og Troll A ligger ute og ikke bare den tiden det tar å koble inn 132 kV bryteren fra Merkesvik til Kollsnes.

KILE-kostnadene for sommersituasjoner viser det samme som trenden i resultatene for ILE i sommersituasjoner, det vil si liten kostnad for alle casene bortsett fra case 1.1 som representerer dagens nye normalsituasjon.

## Appendiks E: Nåverdianalyse av investeringer

Troll Power har tatt utgangspunkt i nett- og regularitetsberegningene og utført nåverdianalyser av samfunns- og bedriftsøkonomiske KILE kostnader i tillegg til samfunns- og bedriftsøkonomiske tapkostnader for tre ulike netttiltak i Vestlandsnettet. Det gis opplysninger i endringen i disse kostnadene og hvordan dette er beregnet.

### E.1 Bakgrunnsdata

#### E.1.1 Investeringskostnader i nettet

BKK har utført en tilleggsutredning, datert 15.6.2009, til Konesjonssøknad fra 2007 [10]. Denne nåverdianalysen baserer seg på den tilleggsutredningen. Analysen i tabellen under er utført av BKK, og er sammenlignbar med Troll Powers case 2. I tabellen representerer de forskjellige alternativene forskjellige kabeltraseer. Kun de alternativene der kompressor 3 og 4 for Troll A er tilknyttet Kollsnes har blitt tatt med i tabellen under, da det er dette som tilsvarer case 2.

300 kV Mongstad-Kollsnes			
Nåverdi (mill kr)	Alt. 3.2.1	Alt. 3	Alt. 1
Investeringskostnader	-587,5	-420	-699,5
Drift- og vedlikeholdskostnader	0,3	0,3	0,3
Reinvesteringer	0,0	0,0	0,0
Nettap	141,3	141,3	141,3
Avbruddskostnader	415,3	415,3	415,3
Flaskehalskostnader	40,6	40,6	40,6
Ikke realisert ny produksjon	483,2	483,2	483,2
SUM	493,1	660,6	381,1

Tabell 18 – BKKs analyse av netttiltak 300 kV Mongstad-Kollsnes [10] som tilsvarer case 2

Følgende analyse som er utført av BKK, er sammenlignbar med case 4. Kun de tilfellene der kompressor 3 og 4 for Troll A er tilknyttet Kollsnes, har blitt tatt med i tabellen under.

300 kV Modalen-Mongstad-Kollsnes	
Nåverdi (mill kr)	
Investeringskostnader	-1221,5
Drift- og vedlikeholdskostnader	-23,7
Reinvesteringer	162,0
Nettap	202,5
Avbruddskostnader	565,7
Flaskehalskostnader	40,6
Ikke realisert ny produksjon	1452,0
SUM	1177,5

Tabell 19 – BKKs analyse av netttiltak 300 kV Modalen-Mongstad-Kollsnes, [10], som tilsvarer case 4



## E.2 Nåverdianalyse av samfunns- og bedriftsøkonomiske KILE-kostnader

Denne delen av analysen ser på nåverdiene til de samfunns- og bedriftsøkonomiske KILE-kostnadene av tre forskjellige netttiltak i vestlandsnettet. Standard nye KILE satser er benyttet for alle lastene i beregningen.

De tre tiltakene er definert som følger:

- Case 2 – Nettførsterkning Mongstad-Kollsnes
- Case 3 – Deling av last mellom Mongstad/Kollsnes. Kompressor 3 og 4 forsynes fra Mongstad
- Case 4 – Nettførsterkning Modalen-Mongstad-Kollsnes

Grunntilfellene er drift som kan oppnås med dagens situasjon i nettet. To forskjellige grunntilfeller skal bli diskutert. Disse blir definert som:

- Case 1.1 – Lastuttak fra Kollsnes uten Kollsnes-Merkesvik i drift
- Case 1.2 – Lastuttak fra Kollsnes med Kollsnes-Merkesvik i drift

### E.2.1 Avbruddskostnader og termiske tap

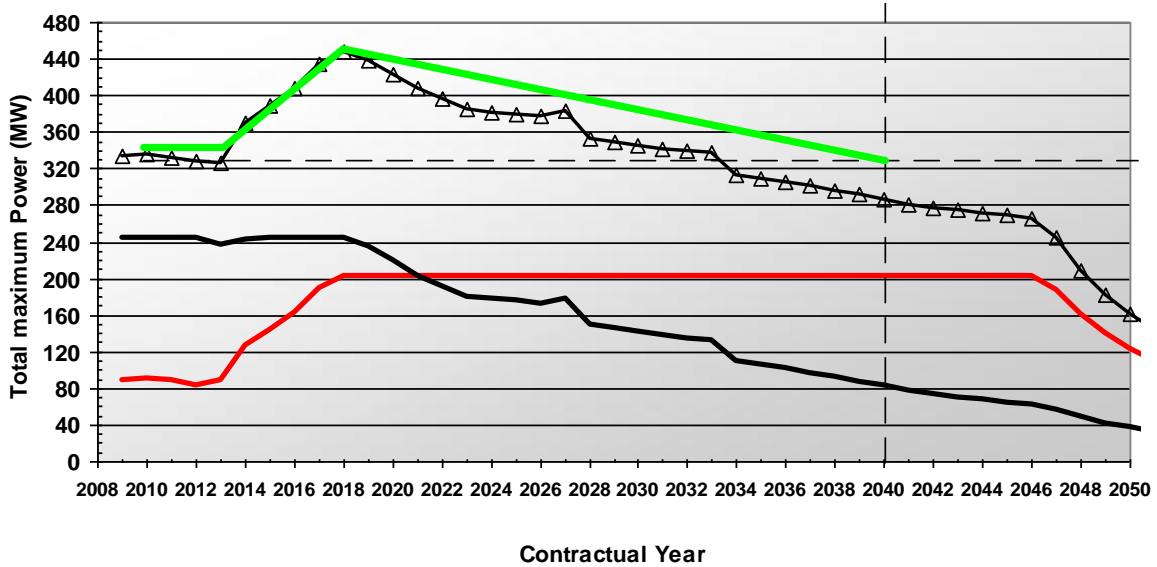
Denne analysen ser ikke på de faktiske samfunns- og bedriftsøkonomiske tapskostnadene. Det er antatt at de nye KILE-satsene frå 2009 gir en pekepinn på de samfunnsøkonomiske tapskostnadene. De resterende verdiene i analysen ligger utenfor Troll Power sitt scope.

KILE-satser som har blitt brukt er:

Lasttype	Varighet av utfall	
	Under 4 timer	Over 4 timer
Industrielle laster	$55,6 \text{ NOK/kWh} * r + 17 \text{ NOK/kW}$	$18,4 \text{ NOK/kWh} * r + 166 \text{ NOK/kW}$
Andre laster	$33,75 \text{ NOK/kWh} * r + 10 \text{ NOK/kW}$	$15 \text{ NOK/kWh} * r + 85 \text{ NOK/kW}$

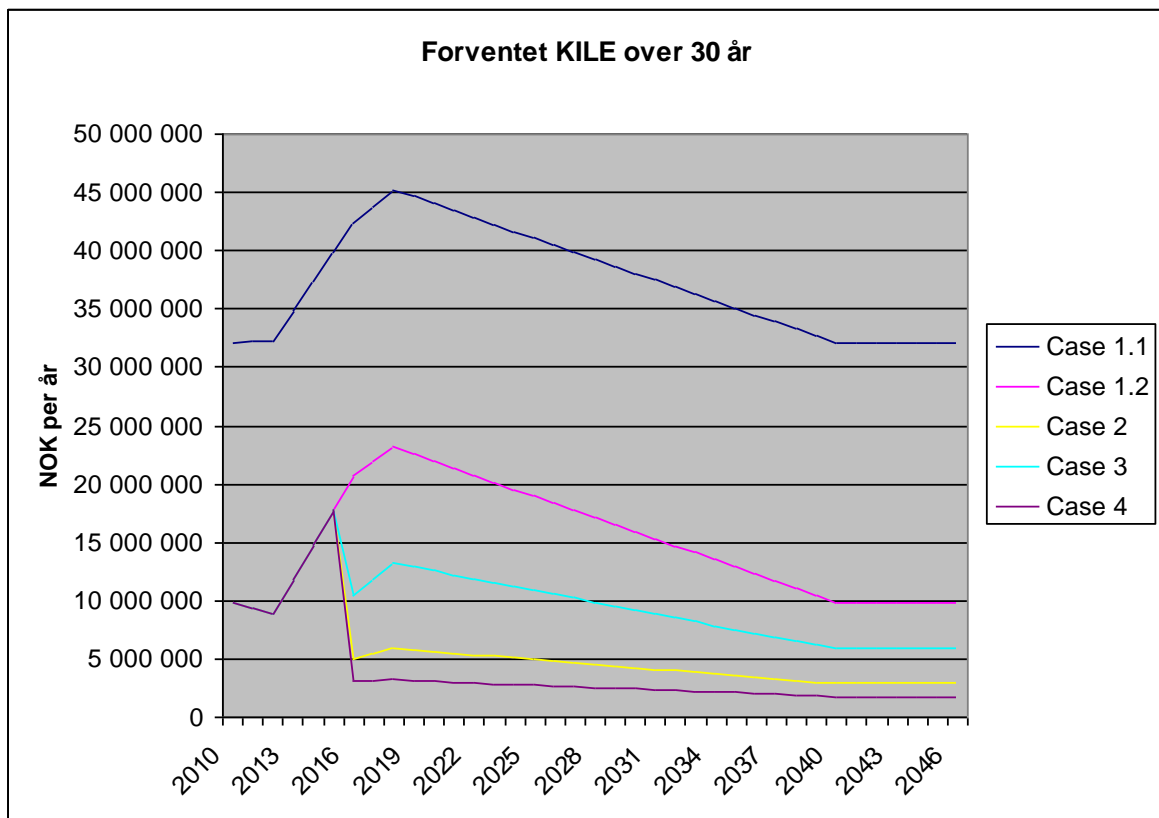
**Tabell 20 – KILE-satser som er benyttet i nåverdianalysen. Variabelen r står for varighet av avbrudd i timer**

Troll Power sine analyser skiller seg fra BKK sine analyser ved at Troll Power bruker egne beregnede verdier for KILE og effekttap i nettet. Effekttap baserer seg på simuleringer i EDSA for sommer- og vinterlast i 2010, 2012, 2016 og 2018. KILE-kostnader baserer seg på beregninger i PROMAPS for sommer og vinterlast i 2010, 2012, 2016 og 2018. Gjennomsnittlige årsverdier beregnes ved å vekte hvert år med 5 måneder vinterlast og 7 måneder sommerlast. Etter 2018 antas det at belastningen i nettet vil synke tilbake til 2010-nivå i 2040, basert på lastutviklingen til Kollsnes og Troll A. Effekttap og KILE i case 2, 3 og 4 antas å utvikle seg proporsjonalt med belastningen i nettet. Det brukes interpolering av data for å beregne kostnader i alle mellomliggende punkter.



Figur 45 – Forventet effektutvikling for Troll A og Kollsnes [8]

Dette gir følgende utvikling på utvikling av KILE og effekttap:



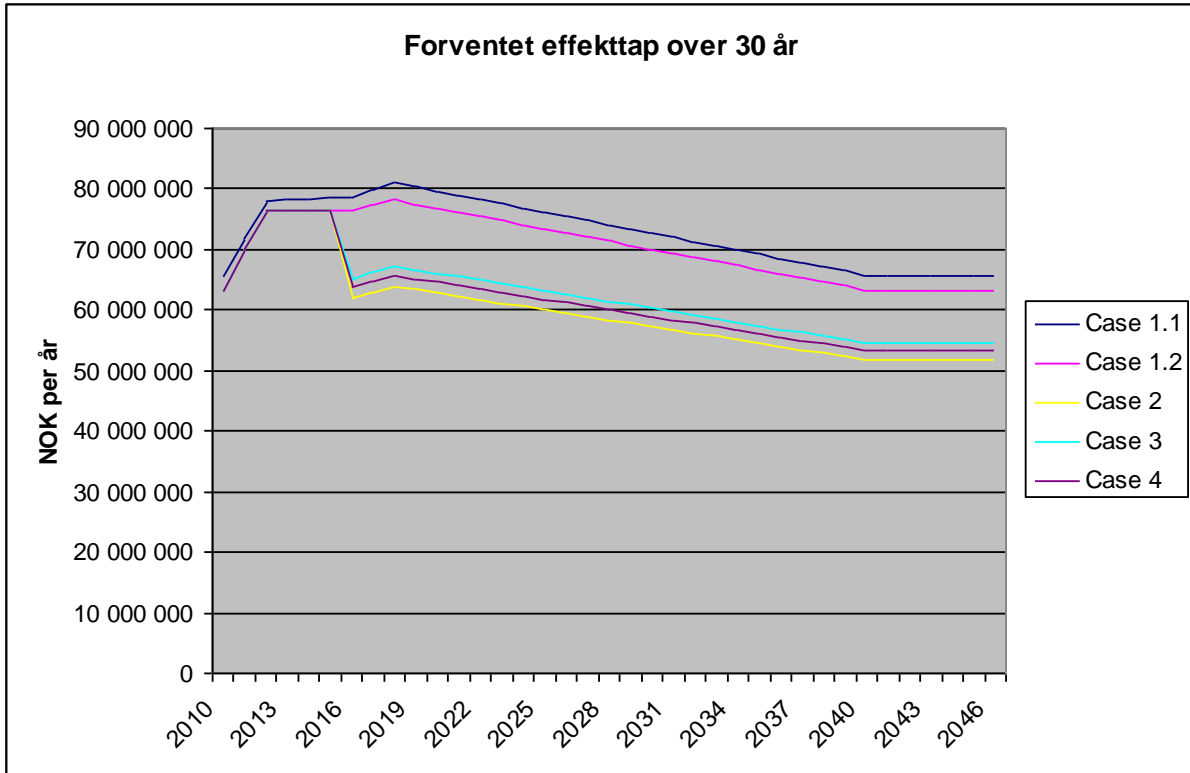
Figur 46 – Forventet utvikling av KILE i BKKs del av vestlandsnettet over 30 år

PROMAPS beregner også ILE som grunnlag for KILE beregningene. Ved å interpolere verdiene for ILE på tilsvarende måte ender man opp med følgende gjennomsnittsverdier:

	Case 1.1	Case 1.2	Case 2	Case 3	Case 4
Gjennomsnittlig ILE over 30 år	1 007 MWh	313 MWh	108 MWh	219 MWh	87 MWh

Tabell 21 – Gjennomsnittlig ILE over 30 år etter interpolering av data

De termiske tapene i nettet blir regnet om til termiske tapskostnader. Fra BKKs analyser av nåverdien til alternative netttiltak [10] er det oppgitt en kostnad på 33 øre / kWh knyttet til effekttap. Dette gir følgende utvikling på den årlige kostnaden knyttet til termiske tap:



Figur 47 – Forventet utvikling av effekttap i vestlandsnettet over 30 år

## E.2.2 Nåverdiberegninger

Nåverdien for KILE og kostnader av effekttap over 30 år med en kalkulasjonsrente på 4,5 % er vist i tabellen under. Nåverdien regnes av alle løpende kostnader etter 2016 i kroneverdi tilsvarende 2010. Dette er på grunn av at det kun er relevant å sammenligne kostnadene etter at netttiltakene har trådd i kraft.

	Case 1.1	Case 1.2	Case 2	Case 3	Case 4
Nåverdi av KILE	523	229	60	130	34
Nåverdi av effekttap	986	951	778	818	800
<b>Sum</b>	<b>1 509</b>	<b>1 181</b>	<b>838</b>	<b>949</b>	<b>834</b>

Tabell 22 – Nåverdiberegninger av 5 forskjellige nettsituasjoner. Alle verdier er oppgitt i MNOK

Basert på nåverdiene presentert i tabellen over kan delta lønnsomhetsanalyse gjøres mellom de ulike alternativene. Videre så er det helt avgjørende hvilken situasjon aktuelt nett er i før vurderingene starter. Er et kraftnett i en god nett- og regularitetsmessig situasjon så vil deltaberegningen ikke vise lønnsomhet. Derimot dersom dagens situasjon er veldig dårlig nett og regularitetsmessig så vil de aller fleste tiltakene være lønnsomme. Dagens normalsituasjon har forandret seg veldig mye de to siste årene på grunn av driftsmessige valg. Troll Power har derfor gjennomført deltaberegningene ut ifra tre forskjellige grunntilfeller: case 1.1, case 1.2 og case 3. Dette er for å påpeke viktigheten av valg av grunntilfelle i slike beregninger.

### E.2.3 Delta lønnsomhetsberegninger

Dette gir følgende kostnadsdifferanse mellom grunntilfellet case 1.2 og de fire alternative nettiltakene:

Delta samfunnsnytte	Nettiltak		Driftssituasjon	
	Case 2	Case 4	Case 1.1	Case 3
Case 1.2 som grunntilfelle				
Investeringskostnader	-569	-1221,5	0	-300
Delta KILE	169	195	-293	99
Delta effekttap	174	151	-35	133
Andre poster	?	?	?	?
<b>Sum</b>	<b>-226</b>	<b>-875</b>	<b>-328</b>	<b>-68</b>

Tabell 23 – Deltaberegninger av fire alternative nettiltak i forhold til case 1.2. Alle verdier er oppgitt i MNOK

Troll Power mangler informasjon til å kunne gjøre vurderinger av det BKK har definert som "andre poster" i regnestykket. I BKKs analyse tilsvarer dette drift- og vedlikeholdskostnader, reinvesteringer, flaskehalskostnader og ikke-realisert ny produksjon.

Hvis "Andre poster" tilsvarer mer enn 68 MNOK, er case 3 en bedre driftssituasjon, og bør derfor bli brukt som utgangspunkt for videre investeringsanalyser.

Dette gir følgende kostnadsdifferanse mellom grunntilfellet case 3 og de fire alternative nettiltakene:

Delta samfunnsnytte	Nettiltak		Driftssituasjon	
	Case 2	Case 4	Case 1.1	Case 1.2
Case 3 som grunntilfelle				
Investeringskostnader	-569	-1221,5	0	0
Delta KILE	70	96	-392	-99
Delta effekttap	41	18	-168	-133
Andre poster	?	?	?	?
<b>Sum</b>	<b>-458</b>	<b>-1 107</b>	<b>-560</b>	<b>-232</b>

Tabell 24 – Deltaberegninger av fire alternative nettiltak i forhold til case 3. Alle verdier er oppgitt i MNOK

I dette tilfellet er det ingen bedre driftssituasjoner å gå til. Den endelige lønnsomheten til de to nettiltakene er nå avhengig av verdiene til "Andre poster".

Hvis case 1.1 brukes som grunntilfelle, gir analysen følgende kostnadsdifferanse mellom grunntilfellet case 1.1 og de andre alternative nettiltakene:

Delta samfunnsnytte	Nettiltak		Driftssituasjon	
	Case 2	Case 4	Case 1.2	Case 3
Case 1.1 som grunntilfelle				
Investeringskostnader	-569	-1221,5	0	-300
Delta KILE	463	488	293	392
Delta effekttap	209	186	35	168
Andre poster	?	?	?	?
<b>Sum</b>	<b>102</b>	<b>-547</b>	<b>328</b>	<b>260</b>

Tabell 25 – Deltaberegninger av fire alternative nettiltak i forhold til case 1.1. Alle verdier er oppgitt i MNOK

Ved å bruke case 1.1 som grunntilfelle ser tallene langt bedre ut for alle situasjoner.

Interessante observasjoner kan trekkes fra resultatene i de tre overstående tabellene. Dersom case 1.1 velges som grunntilfelle, så er alle tiltak bortsett fra case 4 lønnsomt. Dersom case 1.2 velges som

grunntilfellet, er lønnsomheten avhengig av "andre poster", men case 3 ligger nærmest å være lønnsom. Dersom case 3 velges som grunntilfelle så er ingen caser i nærheten av å være lønnsom.

### E.3 Nåverdianalyse av samfunns- og bedriftsøkonomiske tapskostnader

Denne delen av analysen ser på nåverdiene til de samfunns- og bedriftsøkonomiske tapskostnadene av tre forskjellige netttiltak i vestlandsnettet. Merk at denne nåverdianalysen benytter faktiske avbruddskostnad for Troll A og Kollsnes og standard KILE satser på de resterende lastene.

De tre tiltakene er definert som følger:

- Case 2 – Nettforsterkning Mongstad-Kollsnes
- Case 3 – Deling av last mellom Mongstad/Kollsnes. Kompressor 3 og 4 forsynes fra Mongstad
- Case 4 – Nettforsterkning Modalen-Mongstad-Kollsnes

Grunntilfellene er drift som kan oppnås med dagens situasjon i nettet. To forskjellige grunntilfeller skal bli diskutert. Disse blir definert som:

- Case 1.1 – Lastuttak fra Kollsnes uten Kollsnes-Merkesvik i drift
- Case 1.2 – Lastuttak fra Kollsnes med Kollsnes-Merkesvik i drift

#### E.3.1 Avbruddskostnader og termiske tap

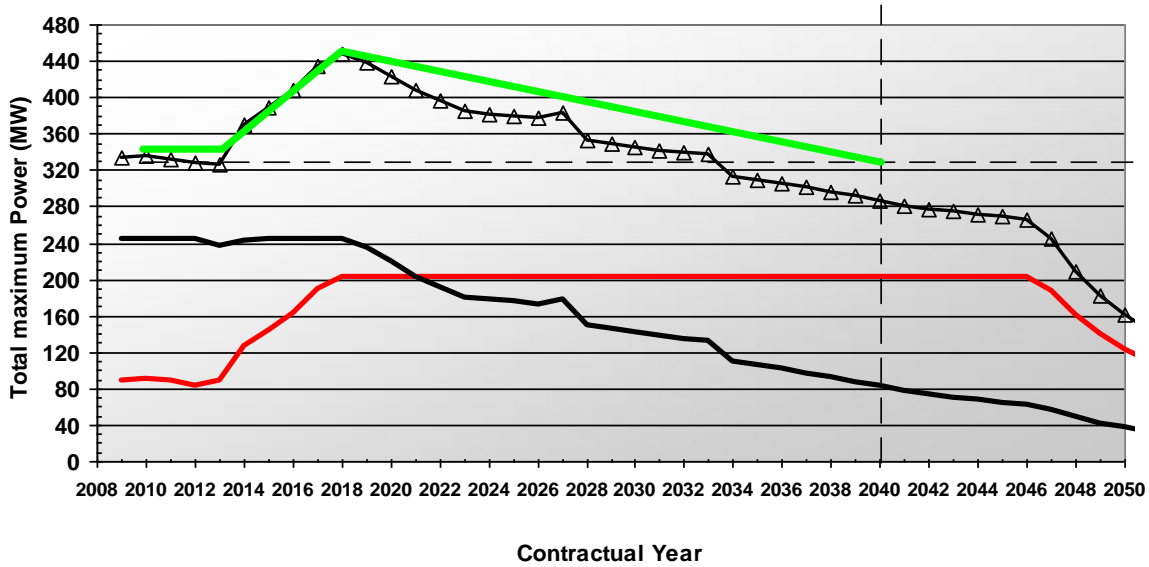
Denne analysen ser på det samfunns- og bedriftsøkonomiske tapskostnadene. Det er antatt at de nye KILE-satsene fra 2009 gir en pekepinn på de samfunnsøkonomiske tapskostnadene. For industri-lastene Kollsnes og Troll A, har det blitt brukt avbruddssatser hentet fra StatoilHydros brev til NVE datert 9.3.2008. De resterende verdiene i analysen ligger utenfor Troll Power sitt scope.

KILE-satser som har blitt benyttet er:

Lasttype	Varighet av utfall	
	Under 4 timer	Over 4 timer
Industrielle laster	$55,6 \text{ NOK/kWh} * r + 17 \text{ NOK/kW}$	$18,4 \text{ NOK/kWh} * r + 166 \text{ NOK/kW}$
Andre laster	$33,75 \text{ NOK/kWh} * r + 10 \text{ NOK/kW}$	$15 \text{ NOK/kWh} * r + 85 \text{ NOK/kW}$
Kollsnes / Troll A	$6,5 \text{ NOK/kWh} * r + 32,75 \text{ NOK/kW}$	

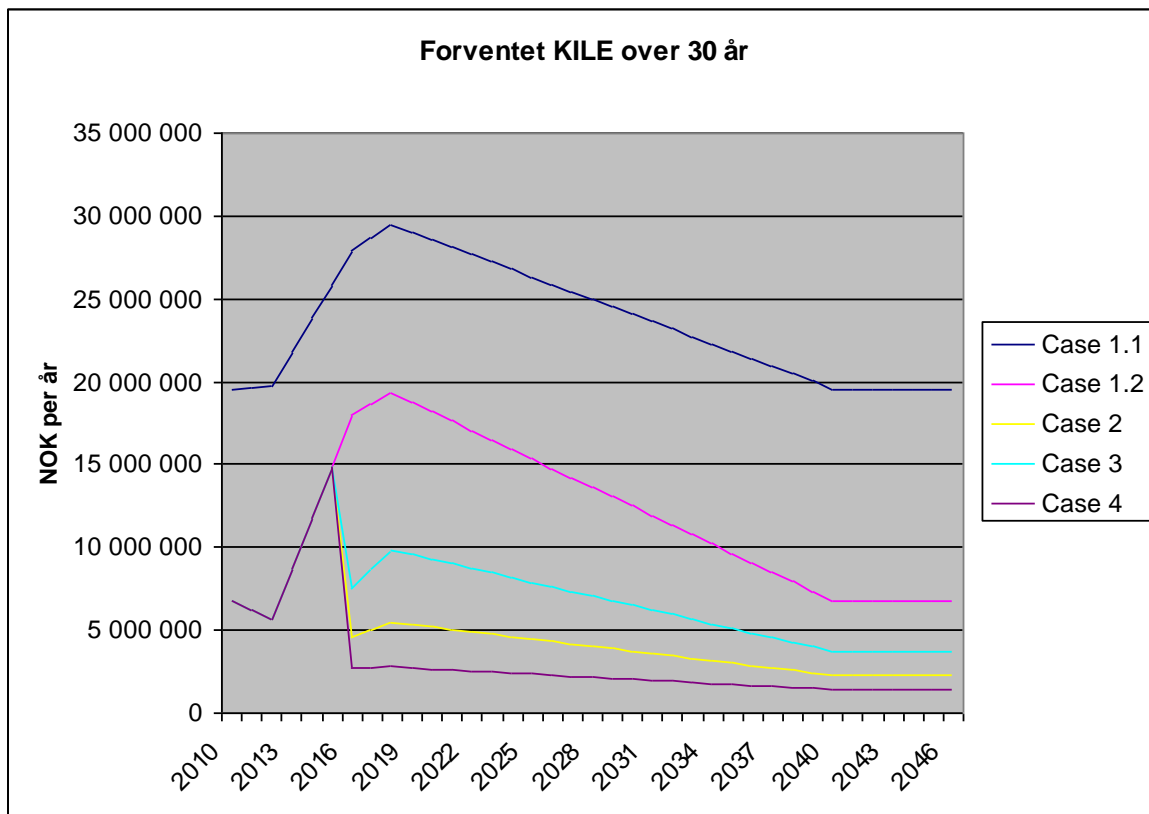
Tabell 26 – KILE-satser som er benyttet i nåverdianalysen. Variabelen r står for varighet av avbrudd i timer

Troll Power sine analyser skiller seg fra BKK sine analyser ved at Troll Power bruker egne beregnede verdier for KILE og effekttap i nettet. Effekttap baserer seg på simuleringer i EDSA for sommer- og vinterlast i 2010, 2012, 2016 og 2018. KILE-kostnader baserer seg på beregninger i PROMAPS for sommer- og vinterlast i 2010, 2012, 2016 og 2018. Gjennomsnittlige årsverdier beregnes ved å vekte hvert år med 5 måneder vinterlast og 7 måneder sommerlast. Etter 2018 antas det at belastningen i nettet vil synke tilbake til 2010-nivå i 2040, basert på lastutviklingen til Kollsnes og Troll A. Etter 2040 holdes belastningen konstant. Effekttap og KILE i case 2, 3 og 4 antas å utvikle seg proporsjonalt med belastningen i nettet. Det brukes interpolering av data for å beregne kostnader i alle mellomliggende punkter.



Figur 48 – Forventet effektutvikling for Troll A og Kollsnes [8]

Dette gir følgende utvikling på utvikling av KILE og effekttap:



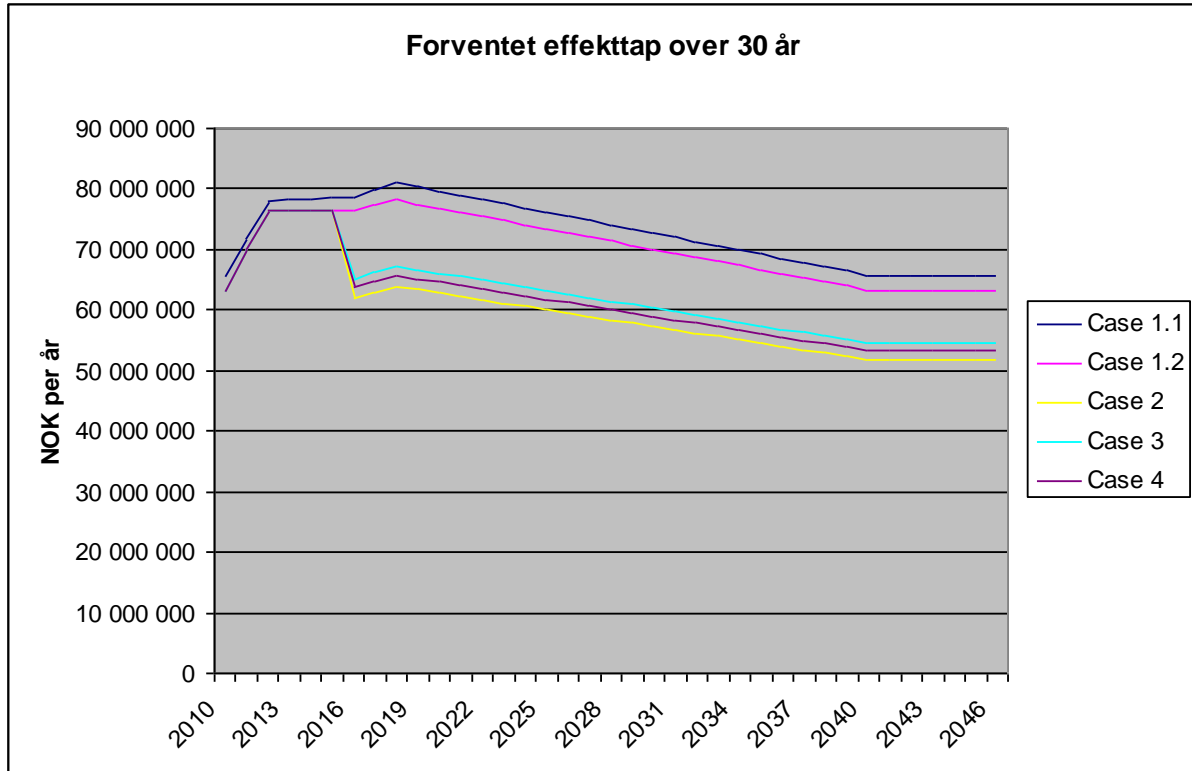
Figur 49 – Forventet utvikling av KILE i BKKs del av vestlandsnettet over 30 år

PROMAPS beregner også ILE som grunnlag for KILE beregningene. Ved å interpolere verdiene for ILE på tilsvarende måte ender man opp med følgende gjennomsnittsverdier:

	Case 1.1	Case 1.2	Case 2	Case 3	Case 4
Gjennomsnittlig ILE over 30 år	1 007 MWh	313 MWh	108 MWh	219 MWh	87 MWh

Tabell 27 – Gjennomsnittlig ILE over 30 år etter interpolering av data

De termiske tapene i nette blir regnet om til termiske tapskostnader. Fra BKKs analyser av nåverdien til alternative netttiltak [10] er det oppgitt en kostnad på 33 øre / kWh knyttet til effekttap. Dette gir følgende utvikling på den årlige kostnaden knyttet til termiske tap:



Figur 50 – Forventet utvikling av effekttap i vestlandsnettet over 30 år

### E.3.2 Nåverdiberegninger

Nåverdien for KILE og kostnader av effekttap over 30 år med en kalkulasjonsrente på 4,5 % er vist i tabellen under. Nåverdien regnes av alle løpende kostnader etter 2016 i kroneverdi tilsvarende 2010. Dette er på grunn av at det kun er relevant å sammenligne kostnadene etter at netttiltakene har trådd i kraft.

	Case 1.1	Case 1.2	Case 2	Case 3	Case 4
Nåverdi av KILE	333	184	54	93	29
Nåverdi av effekttap	986	951	778	818	800
<b>Sum</b>	<b>1 319</b>	<b>1 135</b>	<b>831</b>	<b>912</b>	<b>829</b>

Tabell 28 – Nåverdiberegninger av 5 forskjellige nettsituasjoner. Alle verdier er oppgitt i MNOK

Basert på nåverdiene presentert i tabellen over kan delta lønnsomhetsanalyse gjøres mellom de ulike alternativene. Videre er det helt avgjørende hvilken tilstand det aktuelle nettet er i før vurderingene starter. Er et kraftnett i en god nett- og regularitetsmessig tilstand så vil deltaberegningen ikke vise lønnsomhet. Hvis derimot dagens situasjon er veldig dårlig nett og regularitetsmessig så vil de aller fleste tiltakene være lønnsomme. Dagens normalsituasjon har forandret seg veldig mye de to siste år på grunn av driftsmessige valg. Troll Power har derfor gjennomført deltaberegningene ut ifra tre forskjellige grunntilfeller: case 1.1, case 1.2 og case 3. Dette er for å påpeke viktigheten av valg av grunntilfelle i slike beregninger.

### E.3.3 Delta lønnsomhetsberegninger

Tabellen under viser kostnadsdifferansen mellom grunntilfellet case 1.2 og de to nettiltakene:

Delta samfunnsnytte	Nettiltak		Alternativ driftssituasjon	
	Case 2	Case 4	Case 1.1	Case 3
Investeringskostnader	-569	-1221,5	0	-300
Delta KILE	130	155	-149	91
Delta effekttap	174	151	-35	133
Andre poster	?	?	?	?
<b>Sum</b>	<b>-265</b>	<b>-915</b>	<b>-184</b>	<b>-76</b>

Tabell 29 – Deltaberegninger av fire alternative nettiltak i forhold til case 1.2. Alle verdier er oppgitt i MNOK

Troll Power mangler informasjon til å kunne gjøre vurderinger av det BKK har definert som "Andre poster" i regnestykket. I BKKs analyse tilsvarer dette drift- og vedlikeholdskostnader, reinvesteringer, flaskehalskostnader og ikke-realisert ny produksjon.

Hvis "Andre poster" tilsvarer mer enn 76 MNOK, er case 3 en bedre driftssituasjon, og bør derfor bli brukt som utgangspunkt for videre investeringsanalyser.

Dette gir følgende kostnadsdifferanse mellom grunntilfellet case 3 og de fire alternative nettiltakene:

Delta samfunnsnytte	Nettiltak		Driftssituasjon	
	Case 2	Case 4	Case 1.1	Case 1.2
Investeringskostnader	-569	-1221,5	0	0
Delta KILE	40	64	-240	-91
Delta effekttap	41	18	-168	-133
Andre poster	?	?	?	?
<b>Sum</b>	<b>-489</b>	<b>-1 139</b>	<b>-408</b>	<b>-224</b>

Tabell 30 – Deltaberegninger av fire alternative nettiltak i forhold til case 3. Alle verdier er oppgitt i MNOK

I dette tilfellet er det ingen bedre driftssituasjoner å gå til. Den endelige lønnsomheten til de to nettiltakene er nå avhengig av verdiene til "Andre poster".

Hvis case 1.1 brukes som grunntilfelle, gir analysen følgende kostnadsdifferanse mellom grunntilfellet case 1.1 og de andre alternative nettiltakene:

Delta samfunnsnytte	Nettiltak		Driftssituasjon	
	Case 2	Case 4	Case 1.2	Case 3
Investeringskostnader	-569	-1221,5	0	-300
Delta KILE	280	304	149	240
Delta effekttap	209	186	35	168
Andre poster	?	?	?	?
<b>Sum</b>	<b>-81</b>	<b>-731</b>	<b>184</b>	<b>108</b>

Tabell 31 – Deltaberegninger av fire alternative nettiltak i forhold til case 1.1. Alle verdier er oppgitt i MNOK

Ved å bruke case 1.1 som grunntilfelle ser tallene langt bedre ut for alle situasjoner.

Interessante observasjoner kan trekkes fra resultatene i de tre overstående tabellene. Dersom case 1.1 velges som grunntilfelle, så er alle tiltak bortsett fra case 4 lønnsomt. Dersom case 1.2 velges som grunntilfellet, er lønnsomheten avhengig av "andre poster", og case 3 ligger nærmest å være lønnsom. Dersom case 3 velges som grunntilfelle så er ingen caser i nærheten av å være lønnsom.



## E.4 Sammendrag nåverdiberegning

Resultatene fra våre beregninger av samfunns- og bedriftsøkonomiske KILE-kostnader og samfunns- og bedriftsøkonomiske tapkostnader viser samme trend. Resultatene viser en betydelig lavere avbruddskostnad ved de alternative netttiltakene, enn det som kom frem fra nåverdiberegningene fra tilleggsutredningen til BKK. Våre effekttapsberegninger samsvarer med BKK sine tall for case 2. For case 4 har våre analyser tatt høyde for 100 MW mer produksjon i systemet i henhold til kraftsystemutredning [1]. Dette fører til mindre differanse på delta effekttap i case 4. Siden vi ikke har informasjon fra BKK om beregningene som ligger bak de resterende postene i nåverdianalysen, lar vi dette feltet stå åpent til vurdering av NVE.

Vår analyse beregner også nåverdi for nettap og KILE i case 3 (forsyning av kompressor 3 og 4 fra Mongstad) uten å gjøre andre endringer i nettet. Dette har ikke blitt vurdert i BKK sine analyser.

Våre analyser viser at delta lønnsomhet knyttet til de ulike netttiltakene som er vurdert i denne studien, viser at det er flere momenter som bør klareres. Spørsmål: Er det dagens definerte normalsituasjon (Notat BKK og Statnett) som BKK legger til grunn i sin tilleggsutredning til konsesjonsøknaden? Dersom svaret er ja på dette spørsmålet er neste nærliggende spørsmål å stille: Går BKK klar eventuelle KILE dersom Kollsnes faller ut og BKK kobler inn Merkesvik etter kort tid? Dersom case 1.1 legges til grunn for delta lønnsomhet, og BKK ikke går klar KILE ved feil på Kollsnes, så er grunntilfellet lite gunstig, det vil si at nettet ikke drives optimalt. Da kan en i prinsippet si at desto mindre optimalt dagens nett drives, desto flere potensielle nettinvesteringer vil bli samfunnsmessig lønnsomme. Dersom nettet drives optimalt uten å gjøres noe mer med enn hva som ligger i driften i dag og for to år siden, det vil si da normalsituasjonen var case 1.2, da har case 3 den beste kostnadsforbedringen med tanke på investering, avbruddskostnader og effekttap.

Merk at vi i våre beregninger ikke har tatt stilling til "ikke-realisert ny produksjon" som BKK har benyttet i sin deltaberegning. Troll Power har bedt om informasjon fra BKK om hva som ligger bak dette tallet, men har ikke fått noe fra BKK. Dersom tallene som BKK har på denne posten er reelle og riktig inkludert, da forandrer også våre konklusjoner seg med opp mot 500 millioner NOK.

Troll Power tar ikke stilling til tall eller forutsetninger som ligger utover vårt scope og som Troll Power har kjørt simuleringer på. NVE får ta stilling til gyldigheten til dette.

## Appendiks F: Formulering av risikoindikatoren SMS

Forklaringen av SMS er formulert av Tørris Digernes MathConsult.

### F.1 Description

The SMS formula is defined as

$$SMS = c * \frac{E_s}{E} \quad (C.1)$$

$$c = 8760 * 60$$

where

$E_s$  : Shed energy (energy shortage) in a period  $T$  [GWh]

$E$  : Energy demanded in the same period [GWh]

The period  $T$  is normally 1 year.

The energy can be calculated as

$$E = \int_0^T P_D dt \quad (C.2)$$

$$E_s = \int_0^T p_s P_D dt \quad (C.3)$$

where

$P_D$  : Demanded power at time  $t$

$p_s$  : Unavailability (failure probability)

Corresponding numerical formulas are

$$E = \sum_{k=1}^n P_D k \tau \quad (C.4)$$

$$E_s = \sum_{k=1}^n p_s k P_D k \tau \quad (C.5)$$

where

$P_D k$  : Power demand in time period  $k$

$p_s k$  : Unavailability in time period  $k$

$\tau$  : Time period

$k$  : Index for time period  $k$

$n$  : Number of time periods in a year

Three special cases are:

- Case A: The SMS for a load branch averaged over 1 year
- Case B: The SMS for a grid or parts of a grid at a given time instant
- Case C: The SMS for a grid or parts of a grid averaged over 1 year

Case A and B are simple to implement. However, case C is more comprehensive and need extra data concerning time series for power demand for each load branch and generating capacity. Of this reason we propose to use case A and B.

The cases are further discussed in the following.

## **F.2 Case A – SMS for a load branch averaged over 1 year**

In the case where  $T = 1$  year and the failure rates are constant, the ratio  $\frac{E_s}{E}$  for a load branch is

$$\frac{E_s}{E} = p_s \quad (C.6)$$

which is the unavailability. In this case the SMS value becomes

$$SMS = c * p_s \quad (C.7)$$

## **F.3 Case B – SMS for a grid or parts of a grid at a given time instant**

For this case, the SMS value becomes

$$SMS = c * \frac{\sum_{i \in I} p_{si} P_{Di}}{\sum_{i \in I} P_{Di}} \quad (C.8)$$

where

$P_{Di}$  : Power demand for load branch  $i$

$p_{si}$  : Unavailability for load branch  $i$

$I$  : The set of load branches

## **F.4 Case C – SMS for a grid or parts of a grid averaged over 1 year**

For a complete grid is

$$SMS = c * \frac{\sum_{i \in I} \int_0^T p_{si} P_{Di}}{\sum_{i \in I} \int_0^T P_{Di}} \quad (C.9)$$

where

- $i$  : Load branch number
- $I$  : The set of load branches
- $P_{Di}$  : Demanded power at load branch  $i$
- $p_{si}$  : Unavailability for load branch  $i$

If again  $p_{si}$  is independent of time, the following results appear

$$E_i = \int_0^T P_{Di} \quad (C.10)$$

$$SMS = c * \frac{\sum_{i \in I} p_{si} E_i}{\sum_{i \in I} E_i} \quad (C.11)$$

where

- $E_i$  : Demanded energy at load branch  $i$

To evaluate this formula, the expected energy demand per year and load branch must be available. Alternatively, the expected power demanded for adequately small time intervals for all load branches must be available. The time intervals can be 1 month, 1 week or 1 day. Monthly intervals are advised. Otherwise, the amount of data will become very large.

Stord, 19. April 2007

**MathConsult**

Tørris Digernes