

Analyserapport

Sør-Norge og to nye kabler innen 2021



Rapport

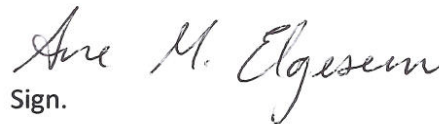
Sak:

Sør-Norge og to nye kabler innen 2021

Dokumentet sendes til:

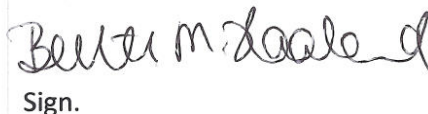
Saksbehandlere	/	Adm. enhet
Caroline Hermansson	/	DDAR
Ina Kathinka Wiese-Hansen	/	DDAN
Ivar Husevåg Døskeland	/	DDAM
Johanna Ruud Roaldset	/	DDAN
Karin Gillgren	/	DDAM
Monica Vea Petersson	/	DDAN
Thomas Trøtscher	/	DDAR
Knut Magnus Sommerfelt	/	ekstern konsulent
Per-Olof Lindstrøm	/	ekstern konsulent

Ane Meisingset Elgesem, prosjektleder / DDAM


Sign.

Til orientering:

Ansvarlig	/	Adm. enhet
Bente Monica Haaland	/	DDA


Sign.

Dokument ID:
1652365

Dato: 15. august 2012, rev. 1

Forord

Analyseresultatene fra Områdestudie Sørlandet konkluderte med at Statnett må forsterke nettet utenfor Sørlandet for å kunne idriftsette nye kabler. I prosjektet "Sør-Norge og to nye kabler i 2021" har vi derfor sett på hvilke innenlandske nettforsterkninger som må til i Sør-Norge sør for Aura/Viklandet for å tilknytte kablene i Kvilldal, Feda/Tonstad, Tveiten eller Samnanger.

Analysen ble gjennomført høsten 2011, før Statnett inngikk samarbeidsavtaler med TenneT i Tyskland og National Grid i Storbritannia om nye mellomlandsforbindelser. I våre forutsetninger var med andre ord hverken rekkefølgen eller størrelsen på de nye mellomlandsforbindelsene kjent. I juni i år ble dette definert i samarbeidsavtalene med de to systemansvarlige nettoperatørene. I henhold til avtalene planlegger vi at forbindelsen til Tyskland skal være i drift i 2018 og at forbindelsen til Storbritannia skal være i drift i 2020. Begge forbindelsene skal være på 1400 MW.

Prosjektgruppen kommer hovedsakelig fra kraftsystemanalyse i Statnett, og har bestått av:

- Ane Meisingset Elgesem, prosjektleder
- Caroline Hermansson
- Ina Kathinka Wiese-Hansen
- Ivar Husevåg Døskeland
- Monica Vea Petersson
- Thomas Trøtscher
- Johanna Ruud Roaldset, trainee i Statnett
- Karin Gillgren, trainee fra Svenska Kraftnät
- Knut Magnus Sommerfelt (ekstern konsulent)
- Per-Olof Lindstrøm (ekstern konsulent)

I tillegg har Eirik Bøhnsdalen fra kraftsystemanalyse, Frode Trengereid og Helge Fadnes fra driftsplanlegging og Knut Karijord fra driftsplanmiljøet inngått som ressurspersoner i prosjektet.

Prosjektet har hatt en styringsgruppe som har bestått av

- Anders Grønstedt (nettplanlegging)
- Anders Kringstad (kraftsystemanalyse)
- Bente Monica Haaland (kraftsystemanalyse)
- Kristin Lucie Munthe (markedsdesign)
- Magnus Gustafsson (kraftsystemanalyse)
- Torkel Bugten (strategi)

Prosjektet har også hatt en ekstern referansegruppe som har bestått av de regionalt planansvarlige i Sør-Norge og Energi Norge.

I prosjektet har vi sett på fire mulige tilknytningspunkter: Kvilldal, Feda/Tonstad, Tveiten og Samnanger. I Kvilldal og Feda/Tonstad har Statnett gjort grundige undersøkelser av hva som må til for å tilknytte en HVDC-kabel. Tveiten er inkludert i analysene fordi vi tidligere har sett at en kabel lenger øst avlaster flyten på Sørlandet. Samnanger ble pekt på i Vestlandsstudien som et gunstig tilknytningspunkt, og kabeltilknytning her har blitt mer aktuelt etter at NVE ba North.Connect om å inkludere det i sitt utredningsprogram [14].

Vi har vurdert hva som må til for å ha to kabler i drift med få eller ingen restriksjoner i systemet. Med det mener vi at det ikke skal være nedkjøring på kablene ved en driftsforstyrrelse, og at prisforskjellene mellom ulike prisområder skal være på samme nivå eller lavere enn i dag.

I tillegg til å vurdere N-1 drift av nettet, har vi også gjort en forenklet vurdering av hvordan nettet tåler utfall i revisjonsperioden, etter det er oppgradert til å ta i mot de nye kablene.

Vi har også sett på hvordan prisområder kan fungere til alle tiltakene er på plass.

En stor del av denne analysen er basert på modellsimuleringer. Når vi bruker modellene i analyser legger vi derfor stor vekt på å vurdere simuleringsresultatene opp mot historiske observasjoner fra markedet og driften, samt fundamentale fysiske og markedsmessige sammenhenger. Oppsummert kan vi si at våre analyser ikke kommer som et resultat fra modellsimuleringene direkte, men fra en totalvurdering gjort av oss som utfører analysene.

Sammendrag

Med bakgrunn i analyseresultatene fra Sørlandsstudien, har Statnett planlagt å tilknytte to nye kabler til Storbritannia og Tyskland på om lag 1000 MW som skal fases inn trinnvis i 2018 og 2021.

For å kunne ha en kabel i drift i 2018, legger vi til grunn at den må tilknyttes i Kvilldal eller Feda/Tonstad, hvor det allerede er utført grundige analyser av hva som må til for å tilknytte en HVDC-kabel. Fram mot 2021 er flere tilknytningspunkter aktuelle. Tveiten er inkludert i analysene fordi vi tidligere har sett at en kabel lenger øst avlaster flyten på Sørlandet. Samnanger har blitt mer aktuelt etter at NVE ba North.Connect om å inkludere det i sitt utredningsprogram [14]¹.

En av hovedkonklusjonene er at det er mulig, men krevende å ha to nye kabler i drift i 2021. Nettet må spenningsoppgraderes til et sammenhengende 420 kV nett for å tåle den økte flyten som kommer av nye kabler og økt kraftoverskudd.

En annen hovedkonklusjon er at den planlagte nettutviklingen åpner for en rekke positive muligheter på sikt. Når de planlagte nettførsterkninger er gjennomført, vil dette åpne for muligheter på en rekke områder – investeringer i ny, fornybar energi, økt handel med kraft og nye forbruksanvendelser som elektrifisering. Veien til å realisere disse mulighetene går via den planlagte satsningen på vårt innenlandske nett. Jo raskere nettutviklingen i det sørlige Norge iverksettes, som beskrevet i denne rapporten, dess raskere vil disse mulighetene kunne bli virkelighet.

To kabler i 2021: Mulig, men krevende

Dette er en analyserapport basert på resultatene fra prosjektet "Sør-Norge og to nye kabler innen 2021". I dette prosjektet har vi bekreftet og utdypet resultatene fra Sørlandsstudien:

- Omfattende investeringer bør gjennomføres før kabelforbindelsene knyttes til systemet.
- Systemmessig bør vi begynne forsterkningene i Vestre korridor.
- Det kreves færre investeringer for å tilknytte en kabel i Kvilldal sammenlignet med Feda/Tonstad.
- For å realisere to kabelprosjekter, er det nødvendig med ytterligere investeringer. Våre analyser viser at vi må forsterke mellom Sauda og Samnanger. På sikt bør vi også forsterke videre til Fardal(Sogndal) for å få et gjennomgående 420 kV nett på Vestlandet.
- Når vi har ferdigstilt de nødvendige nettførsterkningene for to kabler, får vi et stort løft i kapasiteten. Tiltakene som gir plass til to kabler på 1000 MW, er de samme som for to kabler på 1400 MW.

En ytterligere erkjennelse er at vi ser behov for fortsatt å bruke prisområder i nettutviklingen. Det er grunn til å regne med at alle nettførsterkningene ikke vil være gjennomført til 2021. Det vil da være helt nødvendig å blant annet anvende prisområder på om lag samme måte som i dag.

Mange av forsterkningstiltakene som må til for å sette i drift to nye kabler, er tiltak som må komme før eller senere på grunn av andre hensyn. Vi kan dermed tilfredsstille en rekke behov med de samme tiltakene. Det gjelder både tilrettelegging for ny fornybar kraftproduksjon, industrivekst, forsyningssikkerhet og reinvesteringer.

I denne analysen har vi sett på hvilke innenlandske nettførsterkninger som må på plass for å tilknytte flere kabler. Vi svarer imidlertid ikke på hvor det er *best* å tilknytte kablene. For å sammenligne de ulike tilknytningspunktene, er det blant annet nødvendig å ta hensyn til hvordan kraftsystemet og markedet er der vi ønsker å knyttes oss til, og hvordan det er å legge selve kabelen. Dette ligger utenfor rammene av vår analyse, men er viktig å ha med seg slik at resultatene våre ikke blir forstått

¹ North.Connect bestemte seg også for å utrede Sima som tilknytningspunkt. Vi har konsentrert analysene om Samnanger, men i et ferdig oppgradert nett er det små systemmessige forskjeller mellom Sima og Samnanger som tilknytningspunkt [17].

som en rangering av tilknytningspunktene for ny kabler. Det som er best sett fra norske system- og markedsforhold er ikke nødvendigvis det samme som det som er best i et helhetsperspektiv.

Viktig å se helheten

Kablene kan potensielt påvirke flyten i hele kraftsystemet. Av den grunn har vi analysert hele det nordiske systemet, og sett effekten av flere kabler i lys av den mest sannsynlige utviklingen innen forbruk, produksjon og nettkapasitet fram mot 2020.

Flere kabler fra Norge påvirker kraftflyten i hele Norge og Sverige

Større kabelkapasitet fører til at mer av den regulerte vannkraftproduksjonen produserer for fullt i eksport. Det gir økt flyt i det innenlandske nettet fra de enkelte magasinverkene til kablens landingspunkter.

Dersom all vannkraft var lokalisert ved landingspunktene for kablene, ville økt kabelkapasitet gitt små endringer i flytmønster og nettbehov. Vannkraften er imidlertid spredt i hele Norge og det er også mye vannkraft langt nord i Sverige. Med et ferdig oppgradert norsk-svensk nett uten vedvarende flaskehals, vil tilpasningen fordeles på alle vannkraftområder. Konsekvensen blir økt flyt til kablens landingspunkter fra selv de nordligste kraftverkene i både Norge og Sverige.

Flaskehals ut av Nord-Norge

Med de nettførsterkningene som ligger i Statnetts Nettutviklingsplan, vil det fortsatt være mange begrensninger i nettet i 2020. Blant annet vil flaskehals ut av Nord-Norge hindre at vannkraftverkene i denne regionen bidrar med fleksibilitet mot kablene. Dermed får vi heller ikke så store endringer i flyten mellom Midt- og Sør-Norge når vi øker kabelkapasiteten. Flaskehalsene internt i, og ut av Nord-Norge gir dessuten lavere priser i dette området.

Med en moderat økning i ny kraftproduksjon i Midt-Norge og flaskehals i Nord-Norge, ser vi ikke vesentlige flaskehals i Gudbrandsdalen med to kabler i 2021.

Endret flytmønster mellom Sverige og Sør-Norge

Flere kabler fra Norge gir redusert overføring fra Sør-Norge til Sør-Sverige i eksportsituasjoner, og økt overføring i importsituasjoner. Årsaken er at vi har forutsatt en viss forsterkning av det svenske nettet, noe som gjør at de svenske vannkraftverkene bidrar til å dekke eksporten på de norske kablene. Også den ventede veksten i det svensk-finske energioverskuddet vil føre til økt flyt mot Norge. En stor del av den økte flyten tar veien over Hasle og SydVestlinken. Eventuelle flaskehals kan håndteres med prisområder slik som i dag.

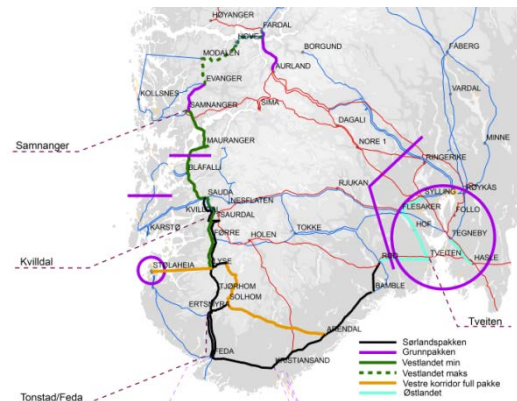
Start oppgraderingen i sør

For at nettet skal være i stand til å håndtere den økende nord-sør flyten, må vi starte med å oppgradere nettet i sør, der flyten blir størst. Det betyr at vi må prioritere å forsterke Vestre korridor, før vi spenningsoppgraderer Vestlandet, og at vi starter spenningsoppgraderingen av Vestlandet fra Sauda.

Identifiserte behov for nettforsterkninger

I analysen har vi identifisert forsterkningsbehov for hvert av tilknytningspunktene. Til grunn for alle tilknytningspunktene ligger nettforsterkningene som må til for å sikre høy utnyttelse av dagens kabler og SK4, tilrettelegging for videre oppgraderinger og sikkert drift på Sørlandet. I tillegg til de behovene som ble avdekket i Sørlandsstudien, har vi sett behov for å oppgradere Lyse-Duge for å kunne gjennomføre revisjoner i Vestre korridor. Tiltakene refereres til som "Sørlandspakken" i figur 1.

Vi har også identifisert et forsterkningsbehov som skyldes økt kraftoverskudd, og som er uavhengig av hvor kablene tilknyttes. Disse refereres til som "Grunnpakken" i figur 1. Den ene sirkelen viser til tiltak på Østlandsområdet som skal bli nøyere analysert i Nettplan Stor-Oslo, mens den andre viser til tiltak som må gjøres for å bedre forsyningsikkerheten i Stavanger.



Figur 1: Forsterkningstiltak for de ulike tilknytningspunktene

Kvilldal

En kabel i Kvilldal øker flyten fra Samnanger og sørover mot kabelen. For å tilknytte en kabel her, må vi spenningsoppgradere mellom Sauda og Lyse, men fortsette å drifte ledningen på 300 kV inntil videre. Videre må vi spenningsoppgradere fra Sauda til Samnanger. Spenningsoppgraderingen må være på plass, men prisområde kan fungere som en midlertidig løsning til vi har fått oppgradert fra Sauda og nordover. Disse forsterkningene har vi kalt "Vestlandet min" i figur 1.

Feda/Tonstad

Det er en skjev flytfordeling på Sørlandet i dag som gir høy flyt i Vestre korridor i eksportsituasjoner. Denne situasjonen vil forsterke seg med SK4 i drift, og enda mer med en ny kabel i Feda/Tonstad. Det krever forsterkninger i Vestre korridor, utover de tiltakene som ligger i Sørlandspakken:

- Spenningsoppgradere Sauda-Lyse, drifte på 420 kV
- Drifte Tonstad-Solhom-Arendal på 420 kV
- Ny ledning Lyse-Stølaheia eller ny 420 kV ledning i Dugeringen i parallell med eksisterende
- Temperaturoppgradere Dugeringen (Duge-Roskrepp-Kvinen-Solhom) til 90 grader (dersom det ikke bygges ny ledning i Dugeringen)

Disse forsterkningene er kalt "Vestre korridor full pakke", og er skissert i figur 1.

Flyten på Vestlandet vil øke med en kabel i Feda/Tonstad. Vi må derfor ha på plass de samme tiltakene som for en kabel i Kvilldal ("Vestlandet min" i figur 1).

Det er små systemmessige forskjeller mellom Feda og Tonstad som tilknytningspunkt, og det er de samme nettforsterkningene som må til.

Tveiten

En kabel i Tveiten må ses i sammenheng med SydVestlinken. For begge HVDC-forbindelsene må vi spenningsoppgradere mellom Rød og Tveiten. En utenlandskabel i Tveiten utover SydVestlinken krever i tillegg spenningsoppgradering av Tveiten-Hof-Flesaker-Syilling, mens dette ikke er et absolutt krav for SydVestlinken. Det er behov for oppgraderinger på Østlandet med økt kraftoverskudd, men behovet vil være større med en kabel i Tveiten. Særlig gjelder dette på ledningene østover fra Tegneby. Forsterkningene som må på plass for en kabel i Tveiten er markert med turkis i figur 1.

Samnanger

For å kunne tilknytte en kabel i Samnanger må vi spenningsoppgradere nettet på Vestlandet fra Sauda til Fardal(Sogndal). Dette er kalt "Vestlandet maks" i figur 1.

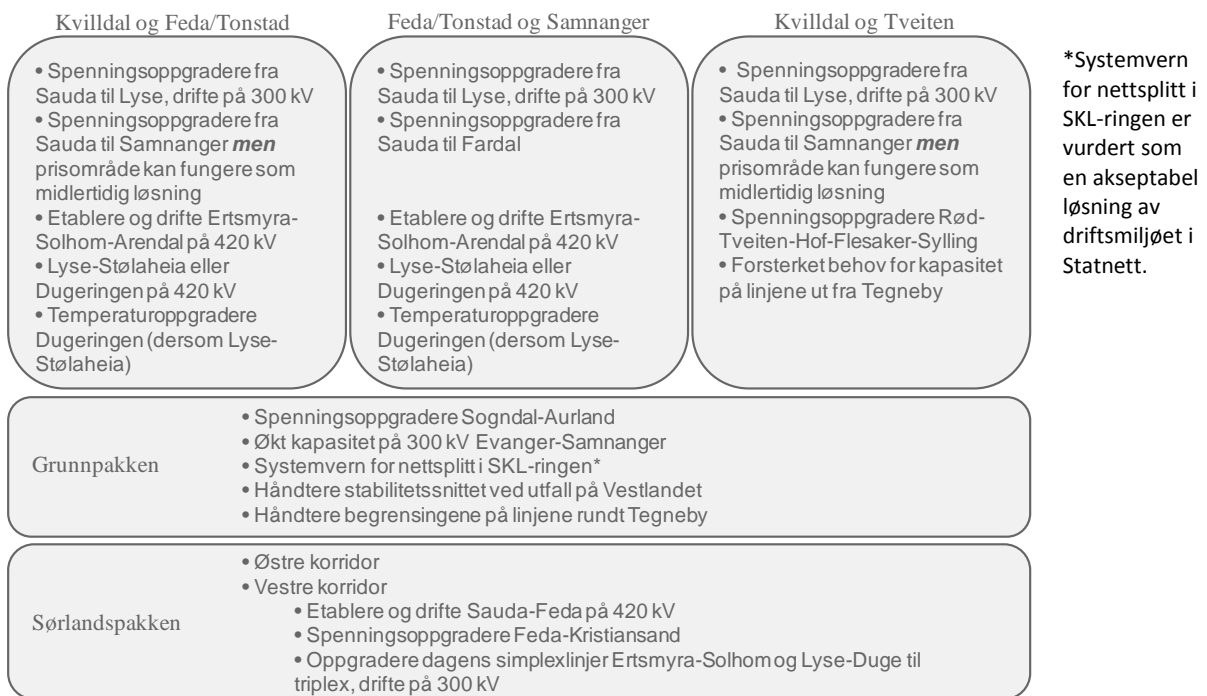
To kabler

Forsterkningene som må til for to kabler, er de samme som for én og én kabel. Alle kombinasjonene er imidlertid ikke like realistiske.

I Statnetts nettutviklingsplan framgår det at Statnett planlegger en kabel til Tyskland og en kabel England. Kablene skal fases inn i 2018 og 2021. For å rekke å ha en kabel i drift i 2018, legger vi til grunn at den første kablen enten går fra Kvilldal eller Feda/Tonstad, hvor det allerede er utført grundige analyser av hva som må til for å tilknytte en HVDC-kabel. Videre har vi vurdert det som uaktuelt å bygge en Englandskabel fra Tveiten eller en Tysklands-kabel fra Samnanger på grunn av lengden på kablen. Dermed står vi igjen med tre kombinasjoner av tilknytningspunkt som vi har lagt til grunn i analysen:

- Kvilldal og Feda/Tonstad
- Kvilldal og Tveiten
- Feda/Tonstad og Samnanger

Forsterkningsbehovene for de tre alternativene er oppsummert i figur 2.



Figur 2: Forsterkningstiltak for kombinasjonene av tilknytningspunkt

Prisområde nyttig i overgangsfase

Vi ser for oss at det også i 2020 vil være prisområder som håndterer flyten mellom Sør-Norge og Midt-Norge, og mellom Sør-Norge og Sverige. I følge gjeldende planer er dessuten SydVestlinken i drift i 2020, og den økte kapasiteten vil bidra til å redusere prisforskjellen mellom Sør-Norge og Sør-Sverige. Så lenge flaskehalsen holder igjen overskuddet i nord, vil det være moderate prisforskjeller mellom Midt-Norge og Sør-Norge.

Internt i Sør-Norge er det selvsagt best å ha alle de nødvendige nettfosterkningene på plass før vi tilknytter nye kabler. Det vil imidlertid være svært krevende å ha ferdigstilt de nødvendige nett-

forsterkningene for to kabler til 2021. Fortsatt bruk av prisområder internt i Sør-Norge kan være et mulig virkemiddel i en overgangsfase for å kunne sette to kabler i drift uten at alle forsterkningene er ferdigstilt.

Vi har tatt utgangspunkt i dagens regime for bruk av prisområder, slik at det er tre prisområder i Sør-Norge. Med noen justeringer vil dagens områdeinndeling etter vår vurdering sikre N-1 drift med økt kraftoverskudd nord på Vestlandet og to nye kabler.

Prisområde på Sørlandet gir markert høyere priser

Sørlandsstudien påpekte at et eget prisområde på Sørlandet ikke er et formålstjenelig virkemiddel ettersom det er flere ulike driftsproblemstillinger som skal håndteres. Vi vil imidlertid ikke utelukke et eget prisområde på Sørlandet i enkelte perioder for å begrense behovet for restriksjoner på kablene.

I dette prosjektet har vi bekreftet at Sørlandet ikke er godt egnet som et eget prisområde. Selv med en gjennomgående 420 kV mellom Sauda og Fedå, vil vi få markert høyere priser på Sørlandet ved eksport med et prisområde sør for Sauda og en kabel i Fedå/Tonstad. Vi mener derfor at Vestre korridor bør oppgraderes før vi setter i drift en ny kabel i Fedå/Tonstad.

Effektiv håndtering av flyten, men lavere priser nord på Vestlandet

Vår skisserte prisområdeinndeling i Sør-Norge med et utvidet NO5, håndterer flyten på en god måte. Det overholder den termiske kapasiteten på ledningen mellom Sauda og Samnanger og kapasiteten på stabilitetssnittet ved utfall på Vestlandet, selv i perioder med høyt kraftoverskudd nord på Vestlandet.

Konsekvensen kan bli lavere priser i NO5, spesielt i sommerhalvåret når det er høy uregulert småkraftproduksjon. Jo mer ny fornybar som kommer i dette området, jo lavere blir prisen. Dette gjelder selv om vi ikke tilknytter nye kabler.

Det vil ta tid å oppgradere mellom Sauda og Samnanger. Vi må bygge 80 km ny ledning og oppgradere 40 km med duplex ledninger, samt bygge to nye stasjoner. Omfanget er mindre enn i Vestre korridor, men krever like fullt at det vil være perioder uten gjennomgående kapasitet på Vestlandet. Ettersom ombygging stort sett gjøres i sommerhalvåret når det er høy småkraftproduksjon, kan det medføre lave priser nord på Vestlandet i denne perioden.

Samnanger som tilknytningspunkt skiller seg positivt ut når det gjelder prisforskjeller i Sør-Norge. Ved å ha en kabel nord for de begrensende snittene, er det mye mindre kraft som må transporteres ut av NO5. Dermed vil snittene begrense sjeldnere, og prisene i Sør-Norge blir likere.

Tilknytningspunkt nord for Sørlandet gir betydelig lavere tap

Kablene er beregnet til å ligge i minst 40 år, og det er viktig å få fram hvor godt de ulike tilknytningspunktene vil fungere i neste generasjon sentralnett. Vi har derfor vurdert tapene i et fullt oppgradert nett. Hovedprinsippet er at jo større den elektriske avstanden er mellom tilknytningspunktet og kraftproduksjonen, jo større blir tapene.

Ettersom vi antar at det vil komme mye ny fornybar kraft nord på Vestlandet, i Midt-Norge og i Nord-Norge, peker Samnanger seg ut som det tilknytningspunktet som gir minst tap i nettet. Fedå/Tonstad gir mest tap, mens tapene som følger av en kabel i Kvilldal eller Tveiten ligger et sted i mellom, og er omtrent like store.

Forskjellen i tap ved å tilknytte en kabel i Fedå/Tonstad framfor Samnanger, er rundt 400 GWh i året, inkludert tapene i DC-kabelen, for et framtidig kraftsystem med flere utenlandsforbindelser fra Norge og Sverige.

Omfattende forsterkninger for to kabler

Forskjellen på å tilknytte første kabel i Kvilldal eller Feda/Tonstad, er at det må færre nettforsterkninger til for Kvilldal. Feda/Tonstad gir dessuten størst tap i nettet, og er derfor en mindre god løsning på sikt.

Dersom første kabel kommer i Kvilldal, antar vi at neste kabel vil gå fra Feda/Tonstad eller Tveiten. Etter gjeldende planer har vi da SydVestlinken i drift med tilhørende spenningsoppgraderinger. Når vi i tillegg har fått løst opp i de øvrige begrensingene rundt Tegneby, kan en kabel i Tveiten settes i drift. Tveiten gir mindre tap enn Feda/Tonstad, avlaster flyten på Sørlandet og framstår i det perspektivet som et bedre alternativ.

Dersom første kabel kommer i Feda/Tonstad, antar vi at kabel nummer to går fra Kvilldal eller Samnanger. En kabel i Samnanger krever at vi forsterker nettet videre fra Samnanger til Fardal(Sogndal), men gir mindre tap i nettet og mindre prisforskjeller i Sør-Norge.

Uansett hvilke tilknytningspunkt som blir valgt, kan vi ikke forvente at det skal være full kapasitet på kablene til en hver tid. Nye kabler vil gjøre kraftsystemet mer komplekst å drifte, og det må derfor være konsesjonsmessig og avtalemessig mulig å redusere overføringskapasiteten i utfordrende perioder og situasjoner. Forventingsmessig vil dette særlig gjelde revisjonsperiodene.

Innhold

Forord.....	V
Sammendrag	VII
Begrepsbruk i rapporten	XV
DEL I OVERFØRINGSBEHOV I SØR-NORGE FRAM MOT 2020	1
1 Kraftsystemet i Norden er et felles system.....	2
2 Kraftoverskudd og flere kabler gir økt behov for nett.....	4
3 Forutsetninger om nett og produksjon.....	9
DEL II TO KABLER KREVER OMFATTENDE NETTFORSTERKNINGER	11
4 Tiltak er nødvendig uavhengig av tilknytningspunkt	12
5 Ytterligere tiltak må til for hvert tilknytningspunkt	23
6 To kabler innen 2021 - tre mulige kombinasjoner	38
7 Mulig å idriftsette kablene tidligere med prisområder.....	41
8 Etter 2021 – valg av tilknytningspunkt påvirker nett-tap og prisforskjeller	44
9 Mulig, men krevende med to nye kabler i 2021	46
DEL III BAKGRUNN OG METODE	49
10 Bakgrunn og mandat.....	50
11 Prisområder og planleggingskriterier.....	54
12 Metode.....	56
13 Kilder	59
DEL IV VEDLEGG.....	61
Vedlegg 1 Nettforsterkninger som ligger i minimumsnettet for 2018.....	62
Vedlegg 2 Beskrivelse av Samlast datasett "2011 Basis"	63
Vedlegg 3 Beskrivelse av Samlast datasett "2018 A"	64

Begrepsbruk i rapporten

Nettsplitt	Etter en feil i nettet deles nettet umiddelbart for å unngå en påfølgende overlast.
PFK	Etter en feil blir noen kraftverk koblet fra nettet for å unngå en påfølgende overlast.
BFK	Etter en feil blir noen forbrukere koblet fra nettet for å unngå en påfølgende overlast.
Spenningsoppgradering	Øke spenningsnivået på en forbindelse fra 300 kV til 420 kV. Dette innebærer alt fra oppisolering av eksisterende ledninger til riving av eksisterende ledning og nybyggig i samme trasé.
Simplex	En leder per fase, det vil si at ledningen består av til sammen tre ledere.
Duplex	To ledere per fase, det vil si at ledningen består av til sammen seks ledere.
Triplex	Tre ledere per fase, det vil si at ledningen består av til sammen ni ledere.

Lesing av figurer i rapporten

I rapporten er det en rekke varighetskurver. De viser simulert eller historisk flyt på ledninger eller snitt², sortert etter størrelse. X-aksen viser tid/varighet i prosent, mens Y-aksen angir størrelsen på flyten i megawatt (MW).

Der figuren viser horisontale, stiplede streker, er dette kapasitetsgrensen til ledningen eller snittet. Svart linje angir kapasiteten gitt av termiske egenskaper eller spenningsforhold, mens grå linje viser kapasiteten ved 20 prosent overlast. Ledningene er dimensjonert for å tåle 20 prosent overlast i 15 minutter.

² Et snitt består av flere ledninger, og definerer ofte flyten inn til et område eller mellom to områder. Varighetskurver for ulike snitt er vist i rapporten for å illustrere overføring på en ledning dersom en annen ledning faller ut. I beskrivelsen av snittene står ledningen som faller ut først, og flyt på gjenværende ledning til sist.

Del I Overføringsbehov i Sør-Norge fram mot 2020

Norden har et felles kraftsystem som er tett integrert. Fram mot 2020 forventer vi at kraftoverskuddet øker, blant annet som følge av innføringen av det norsk-svenske sertifikatmarkedet. Økt kraftoverskudd og flere utenlandsforbindelser gir økt flyt og behov for mer nett i hele systemet. Behovet blir størst nærmest tilknytningspunktet for kablene.

1 Kraftsystemet i Norden er et felles system

Utviklingen av et felles kraftmarked og stor overføringskapasitet mellom landene, gjør at det nordiske kraftsystemet i dag kan betraktes som et helt integrert system. Kraftpriser og kraftflyt ser ikke landegrenser, men styres av ressurser og kapasiteter i det nordiske kraftnettet.

Gjennom kraftmarkedet deler de nordiske forbrukerne på den samme produksjonen. Hvis det er lite vann i norske magasin, kjøper norske forbrukere svensk kjernekraft, og dersom svenske kraftverk står kjøper svenske forbrukere vannkraft fra Norge.

1.1 Positiv energibalanse i et normalår

Det nordiske systemet er et blandet varme- og vannkraftsystem. I et normalår³ består produksjonen i Norge hovedsakelig av vannkraft (95 prosent). I Norden for øvrig består produksjonen av både vann-, vind og kjernekraft, samt annen termisk produksjon.

I Norden har Norge og Sverige hatt det høyeste årlige forbruket av elektrisk energi, med henholdsvis 128 og 148 TWh i et normalår. Danmark har det laveste forbruket med omtrent 35 TWh, mens Finland har rundt 90 TWh i årlig forbruk. Til sammen blir dette omkring 400 TWh.

Den store andelen vannkraft gjør at den nordiske energibalansen svinger mye fra år til år. Usikkerhet i svensk kjernekraftproduksjon, midlertidige nedstengninger i industrien og generelle konjunktursvingninger i økonomien for øvrig, er med å forsterke svingningene i energibalansen. I sum har Norden en positiv energibalanse på rundt 7 TWh i normalåret 2011.

1.2 Typisk nord-sør flyt i det nordiske kraftsystemet

Figur 1.1 illustrerer hovedtrekkene i flytmønsteret i Norden. I Norge forsynes mye av forbruket på Østlandet med vannkraft fra Vestlandet. Det gir flyt fra vest til øst i Sør-Norge. Kun i spesielle situasjoner vil flyten gå i motsatt retning.

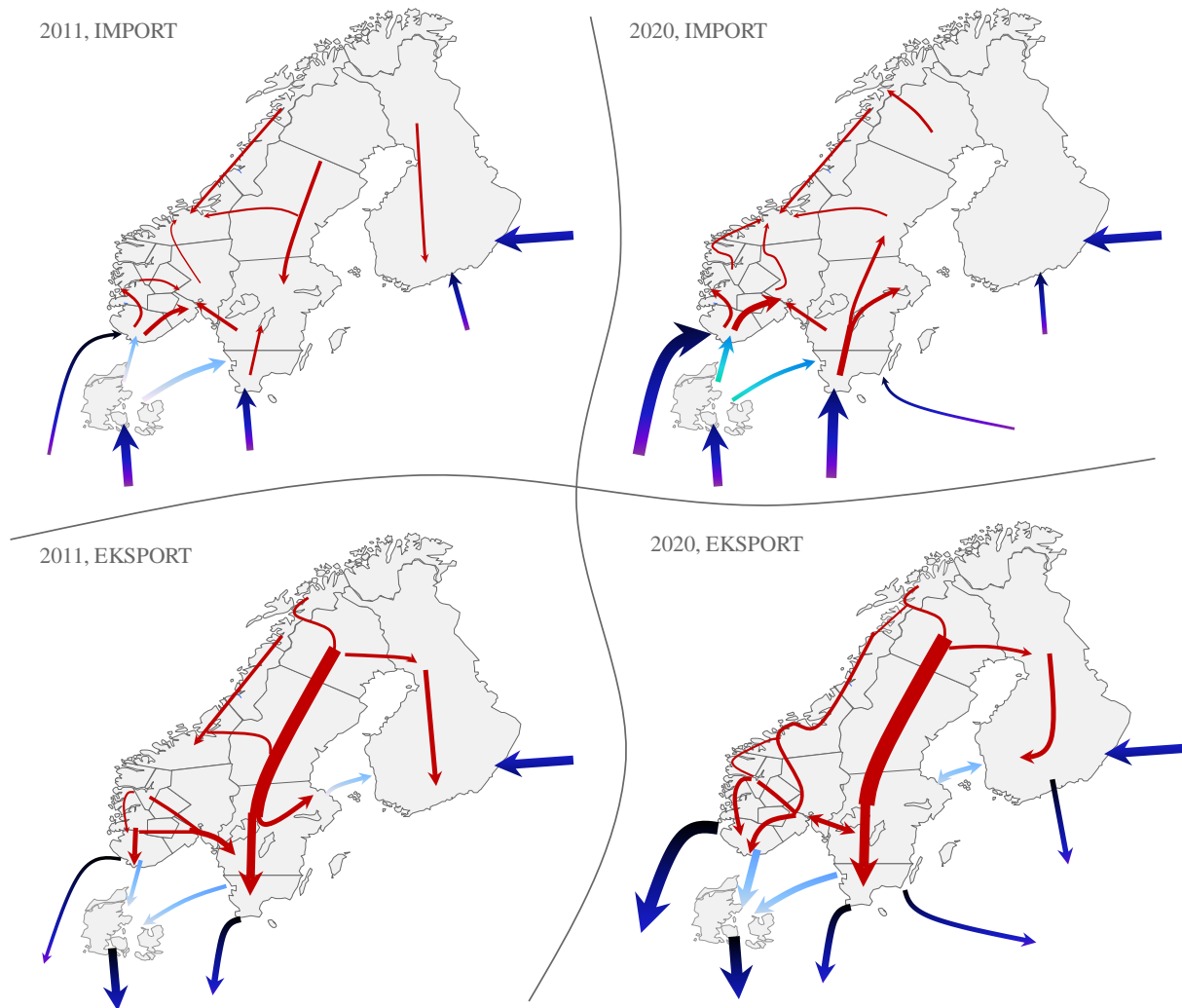
Lenger nord dekkes kraftunderskuddet i Midt-Norge av overskuddet i Nordland og Nord-Sverige. Det gir en tilnærmet kontinuerlig sørgående kraftflyt fra Nordland til Midt-Norge.

På svensk side er det meste av forbruket knyttet til de store byene i sør. Produksjon i dette området kommer fra kjernekraft. Disse kraftverkene kjøres som grunnlast med lik produksjon døgnet rundt, og er stort nok til å dekke det regionale forbruket på natten.

På dagtid dekker svensk og delvis norsk vannkraft det meste av topplasten. Resultatet er et fast flytmønster med en stor flyt fra nord til sør i Sverige på dagtid. På nattetid flyter kraften også mot sør, men volumet er da mye mindre enn på dagen.

I Norge er kraftnettet fra nord til sør svært svakt. I dag er det i praksis bare én svak forbindelse mellom Midt- og Sør-Norge. Det meste av flyten fra nord til sør går derfor gjennom Sverige.

³ Normalåret 2011 er ikke en prognose for forbruk og produksjon i året 2011, men en beregnet gjennomsnittsbalanse for kraftsystemet slik det er nå. Eksempelvis er vannkraftproduksjonen beregnet som et gjennomsnitt av de siste 40 årenes tilsig.



Figur 1.1: Figuren illustrerer hovedtrekkene i kraftflyten i Norden i dag og i 2020

1.3 Utenlandskablene forsterker flytmønsteret

Import og eksport av kraft på utenlandskabler bidrar også til flytmønsteret. I dag er kapasiteten begrenset, og effekten er derfor tydeligst i nærheten av kablene, spesielt helt sør i Norge og Sverige.

Det vannkraftdominerte Nordiske kraftsystemet har en jevnere pris over døgnet enn det termisk dominerte kontinentale kraftsystemet. Stort sett importerer Norge derfor kraft på natten, når det er lave priser på kontinentet, mens vi eksporterer på dagen når det er høyere priser.

Belastningen på det nordiske kraftnettet er større i eksport- enn i importsituasjoner. Dette er fordi flyten som skal til for å dekke eksport i grove trekk går i samme retning som den øvrige flyten i kraftnettet, mens i importsituasjoner er det motsatt. I tillegg er det gjerne lavere produksjon i Norden i importsituasjoner (nattestid) enn det er i eksportsituasjoner (dagtid).

2 Kraftoverskudd og flere kabler gir økt behov for nett

En lang rekke faktorer påvirker behovet for overføringskapasitet i Sør-Norge. I perioden fram mot 2020⁴ mener vi at to hovedtrekk skiller seg ut:

- Økt kraftoverskudd, regionalt og nordisk
- Flere utenlandsforbindelser

2.1 Økt kraftoverskudd i Norden

Frem mot 2020 forventer vi en netto økning i kraftoverskuddet i Norden på mellom 5 og 15 TWh. Denne økningen skyldes:

- Innføring av grønne sertifikater
- Utbygging av mer kjernekraft i Finland
- Lite termisk produksjon å fase ut
- Utflating og nedgang i elforbruket i bygninger

Innføringen av grønne sertifikater er et politisk tiltak for å øke investeringen i ny fornybar kraftproduksjon. Frem til 2020 skal det, dersom rammebetingelsene står fast, bygges ny fornybar kraft med 26,4 TWh årlig produksjon i Norge og Sverige.

Etablering av ny kjernekraft i Finland vil ha stor innvirkning på den nordiske energibalansen. Kjernekraftverk har stor installert effekt og lave marginalkostnader og produserer dermed mye kraft. Finland har i dag et kraftverk under bygging og to nye på planleggingsstadiet. Hvert kraftverk produserer om lag 13 TWh elektrisitet per år.

Norden har bare små mengder termisk produksjon å fase ut. Ny produksjon erstatter derfor ikke eksisterende produksjon, men kommer i tillegg.

Nettoøkningen i overskuddet på mellom 5 og 15 TWh forutsetter en ganske stor forbruksvekst innen for eksempel petroleumssektoren, kraftintensiv industri (KII) og samferdsel. Selv om forbruksveksten kan bli stor mener vi det er lite sannsynlig at den skal kunne balansere den økte produksjonen fullt ut. Fokus på energieffektivisering eller bruk av andre energibærere kan bidra til å øke overskuddet betraktelig. I Sør-Norge er det antatt en forbruksvekst på om lag 2 TWh til 2020, og om lag 15 TWh i Norge i Sverige til sammen.

2.2 Stort potensial for småkraft nord på Vestlandet

Ny fornybar kraftproduksjon vil komme i områder med ubenyttede vann- og vindressurser. Det er flest ressurser som kan bygges ut på Vestlandet, i Midt- og Nord-Norge og i Sør- og Nord-Sverige. Til sammen er ressurstilgangen mye større enn målsetningen om 26,4 TWh ny fornybar kraft. Økonomiske og tekniske forutsetninger vil derfor bestemme hvor utbyggingen skjer.

Småkraft i Norge har lavere utbyggingskostnad enn vindkraft. Vi forventer derfor en betydelig utbygging av småkraft, blant annet har vi antatt at det bygges ut mye småkraft nord på Vestlandet. Forutsetningen for at dette slår til er at det er kapasitet i nettet.

Mangel på nettkapasitet lokalt kan gjøre at ny produksjon ikke får konsesjon. Ved større utbygging kan lite nettkapasitet gi flaskehals og lave priser i perioder med stort kraftoverskudd.

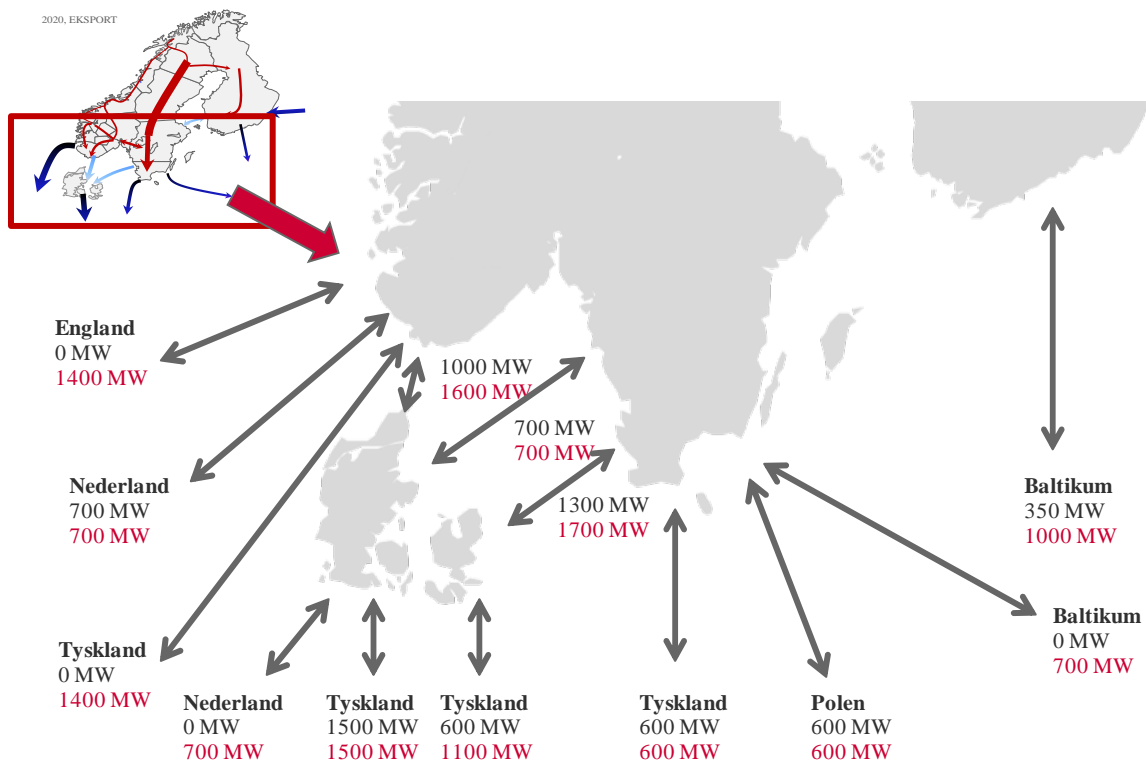
⁴År 2020 er her ment som et noenlunde konsistent bilde av en framtid der vi både har økt kabelkapasiteten, forsterket nettet og bygget mye ny fornybar produksjon, enten dette er i år 2018 eller 2025

2.3 Flere forbindelser ut av Norden i 2020

Det har gjennom mange grundige studier vist seg svært lønnsomt for den norske økonomien at vi bygger flere utenlandsforbindelser. Gevinsten for både Norge og våre partnere ligger i krafthandel, altså bedre utnyttelse av energiressursene, samt forbedret energi-/forsyningsikkerhet.

Frem mot 2020 forventer vi en markert økning i overføringskapasitet ut av Norden. Vår vurdering av utviklingen er illustrert i figur 2.1. Det er heftet en del usikkerhet til planene, og alt vil mest sannsynlig ikke være realisert til 2020. Vi forventer at den største økningen vil komme som følge av to nye utenlandsforbindelser fra Norge; én til England og én til Tyskland. Det er forholdene rundt disse to forbindelsene vi har analysert i denne rapporten.

Kapasiteten på utenlandsforbindelsene er stor og konsentrert i få punkter i nettet. Dette fører til et stort overføringsbehov mellom tilknytningspunktene for utenlandskablene og vannkraftproduksjon og forbruk innenlands.



Figur 2.1 Utvikling i overføringskapasitet fra 2011 (grå skrift) til 2020 (rød skrift)

Utenlandsforbindelser fra Sverige

Med unntak av eventuelle flaskehalsen som begrenser flyten, har kabler fra Norge og Sverige svært lik påvirkning på det nordiske kraftmarkedet. De regulerbare vannkraftverkene tilpasser sin produksjon etter pris, og uten flaskehalsen er påvirkningen på pris den samme i de to tilfellene. Det vil si at den generelle virkningen på vannkraftproduksjonen med en ny kabel fra Norge, vil være svært lik virkningen med en ny kabel fra Sverige.

Det er liten reguleringskapasitet i Sør-Sverige, altså vannkraft som kan endre produksjonen i takt med prisendringer. Slik kapasitet finnes det derimot mye av i Sør-Norge, Nord-Norge og i Nord-Sverige. Eksport på kabler i Sør-Sverige blir derfor "langreist" i større grad enn i Norge, så lenge kraften eksporteres fra samme land som den er produsert i. Men ettersom vi forventer et større kraftoverskudd i Sverige enn i Norge fram mot 2020, vil en del av kraften som eksporteres fra Norge være produsert i Nord-Sverige. Med de planlagte kapasitetsøkningene i det svenske nettet, vil

vannkraften nord i Sverige respondere på samme måte, uavhengig av om utenlandskablene tilknyttes Sør-Norge eller Sør-Sverige.

Med kabler fra Sverige vil overføringen fra Norge til Sverige øke i topplasttimer med eksport. Dette medfører en økning i verdien av kapasitet mellom Sør-Norge og Sverige. Flytmønsteret vil endres slik at vi får en større flyt fra vest mot øst i det norske nettet.

2.4 Kraftoverskudd og kabler øker belastningen i det nordiske nettet

Så langt har vi sett at økt kraftoverskudd og flere utenlandsforbindelser er hovedtrekk i utviklingen i det nordiske kraftsystemet. Frem mot 2020 vil dette påvirke overføringsbehovet. Vi gir her en kort forklaring på hvordan denne utviklingen påvirker overføringsbehovet i Sør-Norge.

Overføringsbehov på grunn av ny kraftproduksjon

Ny kraftproduksjon påvirker overføringsbehovet på flere måter:

- Det blir et større overskudd i Norden som skal transporteres ut. Det betyr at det blir eksport i større andel av tiden enn det vi ser i dag.
- Mye ny produksjon vil trolig bli lokalisert nord i Sverige og Norge og på Vestlandet. Det gir mer nord-sør flyt og betydelig større overføring sørover og sørøstover fra området nord på Vestlandet.
- Mye av den nye produksjonen er småkraft som har betydelig sesongvariasjon i overføringsbehovet. Disse vil ha høy produksjon i perioder med høyt tilsig, som vår og sommer. I perioden med høyest forbruk, desember til februar, er produksjonen derimot svært lav. Dermed får overskuddet og overføringsbehovet en sterkere sesongkomponent.
- Ny kraft fra vind og bio i Sør-Sverige vil redusere kraftunderskuddet der, og gjøre kraftflyten større i retning fra Sverige til Norge.

Kablene påvirker hele kraftsystemet

Utenlandsforbindelser påvirker flyten, produksjonen og prisen i hele det nordiske kraftsystemet. Virkningen på flyten vil være størst nærmest landingspunktet for en ny utenlandsforbindelse, men effekten kan også være betydelig lenger borte, så sant det ikke er vedvarende flaskehals i nettet.

Flaskehals bidrar til å redusere virkningen på produksjon, pris og flyt, slik at effekten av en ny utenlandsforbindelse begrenses. Som nærmere beskrevet i kapittel 2.5, vil det, med de forutsetningene vi har lagt til grunn, være flaskehals mellom Sør- og Nord-Norge, slik at produsentene i nord i mindre grad vil bli påvirket av flere utenlandskabler i sør.

Større kabelkapasitet fører til at mer av den regulerte vannkraftproduksjonen i sør produserer for fullt ved eksport. Det gir økt flyt i det innenlandske nettet fra de enkelte magasinverkene til kablens landingspunkter.

Når en ny kabel tilknyttes nettet, vil det endre prissignalene vannkraftprodusentene ser. Men prissignalet vil være det samme uavhengig av hvor kablet tilknyttes, så sant det ikke er vesentlige flaskehals som forhindrer at prissignalet når fram til produsenten. Det betyr at endringen i produksjonsfordelingen i stor grad er den samme, uansett hvor i Sør-Norge kablet tilknyttes.

Økt respons i hele landet som følge av nettførsterkninger

Dersom all vannkraft var lokalisert ved landingspunktene for kablene, ville økt kabelkapasitet gitt små endringer i flytmønster og nettbehov. Vannkraften er imidlertid spredt i hele Norge og det er også mye vannkraft langt nord i Sverige.

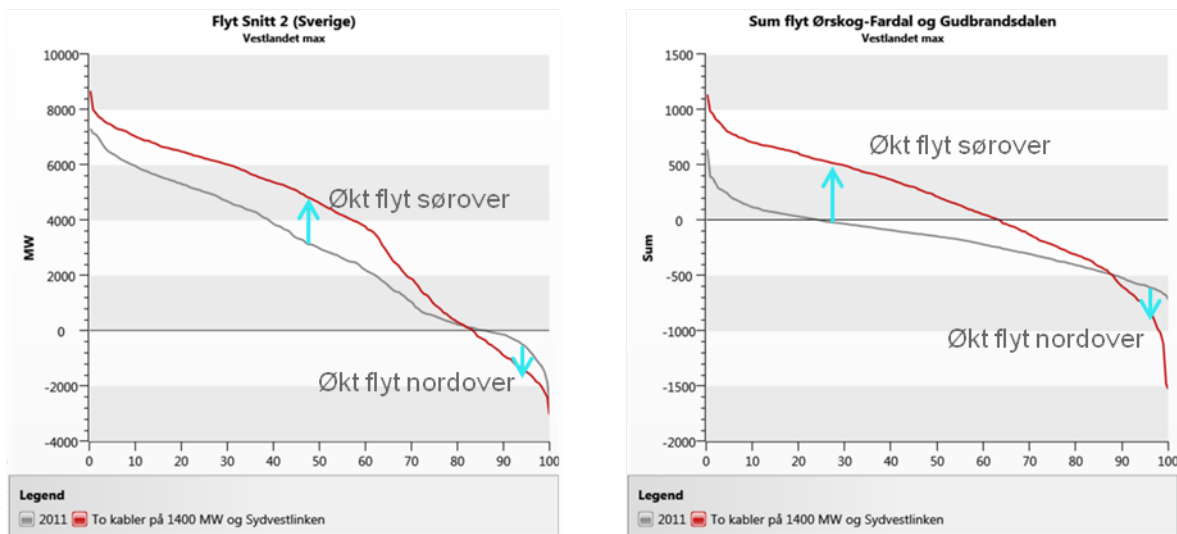
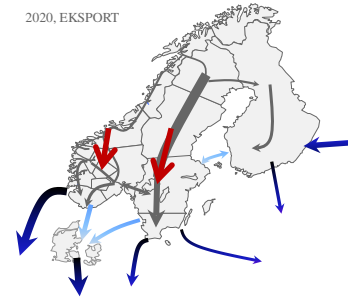
For å møte overføringsbehovet blir det i mange tilfeller nødvendig å bygge mer nett. Dette bidrar til å løse opp i flaskehals, slik at kraftverk lenger unna kablene vil respondere på prissignalene/overføringsbehovet fra kablene. Med et "ferdig" oppgradert nett, gir våre simuleringer en merkbar større flyt, helt fra kablens landingspunkter til de nordligste magasinverkene i både Norge og Sverige.

2.5 Fortsatt begrenset nord-sørflyt i 2020

Større flyt sørover i Sverige enn i Norge

Utviklingen fram mot 2020 tilsier at det blir større nord-sør flyt i det nordiske kraftnettet. Mye av denne flyten vil gå gjennom Sverige fordi det svenske nettet er langt kraftigere enn det norske. En stor del av et eventuelt norsk kraftoverskudd i nord vil derfor gå gjennom Sverige.

Figur 2.2 viser flyten nord-sør gjennom Norge og Sverige. I Norge er den prosentvise økningen fra i dag mye større enn i Sverige, i all hovedsak fordi forbindelsen Ørskog-Fardal(Sogndal) ferdigstilles. Likevel er flyten langt høyere gjennom det svenske nettet.



Figur 2.2 Sammenligning av flyten fra nord til sør gjennom Sverige og fra Midt-Norge til Sør-Norge

Vi regner med en kapasitetsøkning fra nord til sør også i Sverige. I dag er den maksimale kapasiteten 7300 MW over snitt 2 i Sverige, som vi antar heves til 8700 MW. Den praktiske kapasiteten er i gjennomsnitt lavere enn 7300 MW i dagens kraftsystem, og konsekvensene av kun å ha redusert kapasitet i 2020 er derfor også vurdert.

Vi har funnet at redusert kapasitet gjennom Sverige i liten grad påvirker behovet i Sør-Norge. Det påvirker det daglige utvekslingsmønsteret mellom Sør-Norge og Sør-Sverige noe, men medfører liten endring i flyten mellom Midt- og Sør-Norge. Internt i Sør-Norge er det mindre endringer i flyten.

Kraftprisen i hele Norden påvirkes. Det blir høyere priser på vinteren og lavere på sommeren sør for snitt 2. Vi mener derfor at selv om kapasiteten på snitt 2 vil være viktig for lønnsomheten for utenlandskablene, vil det ha liten betydning for nettførsterkningsbehovet i Sør-Norge.

Flaskehals i Nord-Norge begrenser flyten nordfra

Mye av kapasiteten for ny småkraft ligger i Nord-Norge, hvor det også er gunstige forhold for vindkraft. Vi regner med at noe av denne kraften vil bli bygget ut. Det økte overskuddet vil legge press på nettet i landsdelen, og det er trolig at det vil være flaskehals ut av området i en stor andel av tiden.

Forbindelsen mellom Nord- og Sør-Norge er svak i dag. Det er 1000 MW kapasitet mellom Nordland og Trøndelag. I vår analyse er det gjort konservative anslag for hvilke nettførsterkninger som kan gjøres til omkring 2020 i Nord-Norge. Vi har forutsatt en oppgradering av den ene ledningen fra Nordland til Trøndelag, men den svakere parallelle ledningen begrenser fortsatt flyten sørover fra

Nord-Norge. Figur 2.3 illustrerer utviklingen i flyten sørover fra Nordland. Frem mot 2020 øker flyten betraktelig på dette snittet. Med en kapasitet på ca. 1000 MW er det flaskehals i opp mot 40 prosent av tiden. Kapasiteten vil sannsynligvis bli noe høyere enn dette, noe som vil gi mindre flaskehals enn det vi har sett med våre konservative vurderinger.

Tilstrekkelig kapasitet i Gudbrandsdalen med våre forutsetninger

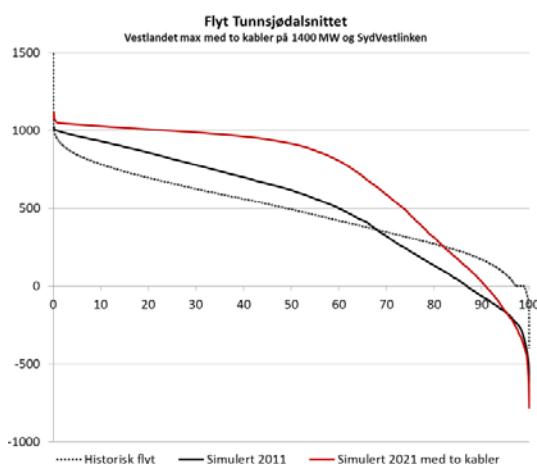
I dag begrenses flyten gjennom Gudbrandsdalen av energiunderskuddet i Midt-Norge i kombinasjon med det sterke svenske nettet som går parallelt. Denne situasjonen vil vedvare så lenge nettet gjennom Nordland ikke oppgraderes ytterligere enn vi har forutsatt i denne studien, og så lenge mengden ny fornybar kraftproduksjon i Midt-Norge ikke øker vesentlig mer enn det vi har brukt i våre analyser (se figur 3.2). Nettet som ligger til grunn i analysen er oppgitt i kapittel 3.1.

Økende kraftoverskudd i Nord- og Midt-Norge vil, med tilstrekkelig kapasitet i nettet, føre til en større flyt mot forbruket og kabelforbindelsene i sør. Det betyr større flyt gjennom det svenske og norske kraftnettet. Et voksende overskudd fra Midt-Norge og nordover vil med andre ord øke belastning på forbindelsene mellom Midt-Norge og Sør-Norge, deriblant nettet i Gudbrandsdalen, som er det svakeste leddet mellom nord og sør. Vi har forutsatt en betydelig utbygging av vindkraft i Midt-Norge i denne studien, uten at Gudbrandsdalen er funnet begrensende. Men dersom energioverskuddet i Midt-Norge skulle bli større enn vi har forutsatt, kan det være tilstrekkelig til å gi flaskehals her. Da kan det hende at det blir behov for å forsterke nettet gjennom Gudbrandsdalen.

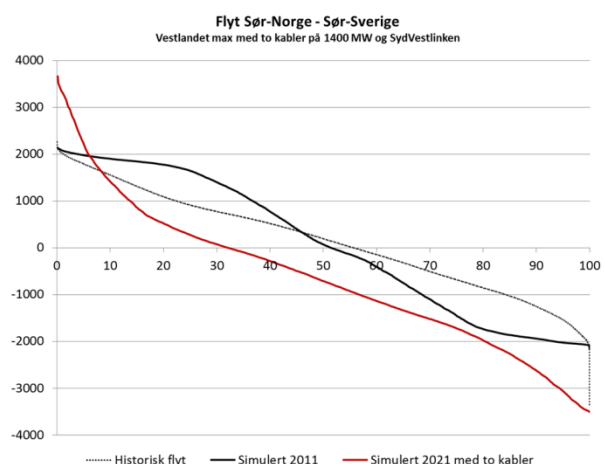
2.6 Økt flyt fra Sør-Sverige til Sør-Norge

I dag er det omtrent null netto utveksling mellom Sør-Norge og Sør-Sverige over året. Kapasiteten på Haslesnittet er om lag 2000 MW i begge retninger. Kapasiteten er imidlertid avhengig av blant annet lastnivå på Østlandet. Etter at SydVestlinken kommer i drift, vil den totale kapasiteten mellom Sør-Norge og Sør-Sverige øke opp mot 3400 MW, men den vil fortsatt være avhengig av lastnivå på Østlandet.

Figur 2.4 illustrerer utviklingen i overføring fra Sør-Norge til Sør-Sverige. Med flere utenlandskabler fra Norge i 2020, vil det bli redusert eksport til/økt import fra Sør-Sverige. Årsaken er at vi har forutsatt en viss forsterkning av det svenske nettet, noe som gjør at de svenske vannkraftverkene bidrar til å dekke eksporten på de norske kablene. Flere utenlandskabler fra Sør-Sverige vil ha motsatt effekt. Eventuelle flaskehals kan håndteres med prisområder slik som i dag.



Figur 2.3 Utvikling i flaskehalsen på Tunnsjødalsnittet (sørover fra Nordland). "Historisk flyt" er faktiske verdier, mens "Simulert 2011" er verdier fra modellen simulert med normalåret 2011.



Figur 2.4 Utvikling i flyten mellom Sør-Norge og Sør-Sverige fra i dag til 2020. Sydvestlinken bidrar til økt overføringskapasitet. Det overføres netto mer energi fra Sverige til Norge enn i dag.

3 Forutsetninger om nett og produksjon

3.1 Minimumsnettet er basert på Statnetts Nettutviklingsplan

I modelleringen av 2018 har vi tatt utgangspunkt i dagens nett og lagt til de relevante nettforsterkningstiltakene som ligger i Statnetts Nettutviklingsplan fra 2011. De forsterkningstiltakene som ikke er bygget/idriftsatt enda, men som ligger til grunn i analysen, er uthevet med tykkere linjer i figuren under, og vil senere i rapporten bli referert til som minimumsnettet for 2018. Vedlegg 1 inneholder en liste over forsterkningstiltakene som vises i figuren under.



Figur 3.1: Minimumsnettet for 2018 som ligger til grunn i analysen. Tykke linjer markerer tiltak som ikke er en del av sentralnettet i dag, men som vi går ut fra vil være i drift i 2018.

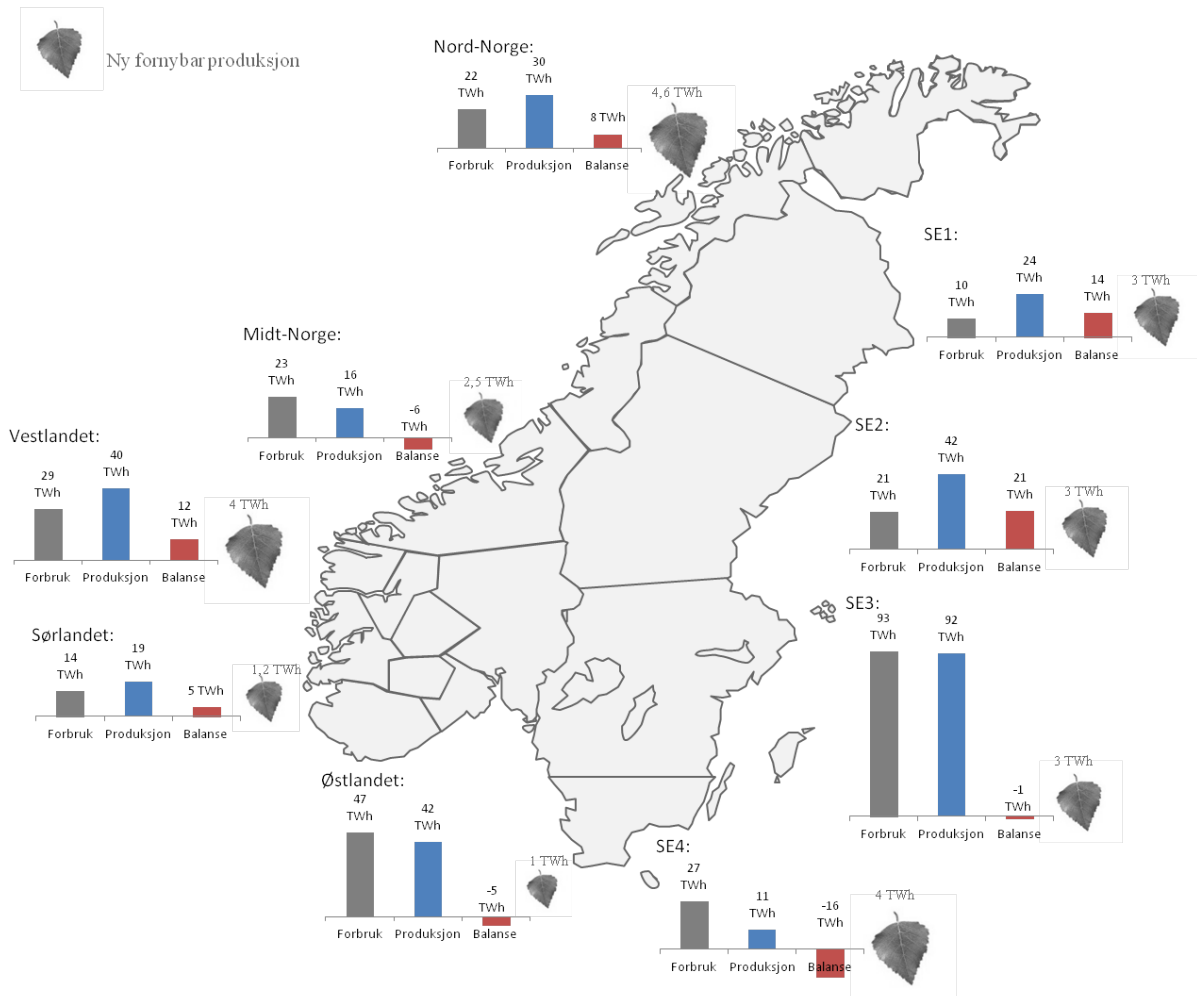
3.2 Kraftbalanser i Norge og Sverige i modellen gjenspeiler fornybarmålene

Figur 3.2 viser områdevis kraftbalanser i Norge og Sverige for 2020 slik det er forutsatt i modellen. Mengden ny fornybar er eksplisitt markert.

Økningen i produksjon på Vestlandet er av stor betydning for denne studien. Spesielt nord på Vestlandet er det store småkraftressurser som kan bygges ut og som vil belaste det svake nettet på Vestlandet. Vi tror ikke at alle planer for ny fornybar vil bli realisert, men forutsetter et merkbart løft.

Forutsetningene vi har gjort om hvor den nye kraftproduksjonen vil komme, er basert på innspill fra planmiljøet i Statnett. De har god oversikt over hvor det er planlagt ny kraftproduksjon, og har gjort et overslag over hvordan dette vil fordele seg utover i landet.

Vi har også testet flere ulike fordelinger av den nye kraftproduksjonen, både internt i Norge, og mellom Norge og Sverige. Kommer det en større andel ny fornybar i Sverige, vil ikke forsterkningsbehovet i Sør-Norge være like sterkt. Kommer det derimot en større andel ny kraftproduksjon i Sør-Norge enn i Nord-Norge, øker behovet noe. Men så lenge hovedbildet ikke endres radikalt, vil resultatene i denne analysen holde seg.



Figur 3.2: Områdevise kraftbalanser i Norge og Sverige for 2020, slik det er forutsatt i modellen

Del II To kabler krever omfattende nettforsterkninger

Det må omfattende nettforsterkningstiltak til for å få to nye utenlandsforbindelser i drift innen 2021. Noen nettforsterkninger er nødvendige uavhengig av hvor kablene tilknyttes. Andre nettforsterkninger følger direkte av de ulike landingspunktene.

Det som kreves av forsterkninger for hvert tilknytningspunkt, kan adderes til å gjelde for to kabler. Omfattende behov for nettforsterkninger gjør imidlertid at det kan bli vanskelig å rekke alt innen 2021. Vi vurderer derfor bruken av prisområder i en overgangsperiode før nettet er fullt utbygget.

Den langsiktige nettutviklingen vil ikke være fullført i 2021. Siden levetiden til kablene er lang, ser vi på hvordan kablene fungerer også med et fullt oppgradert nett.

4 Tiltak er nødvendig uavhengig av tilknytningspunkt

Følgende nettforsterkninger er nødvendige uavhengig av landingspunkt for nye utenlandskabler:

Sørlandet:

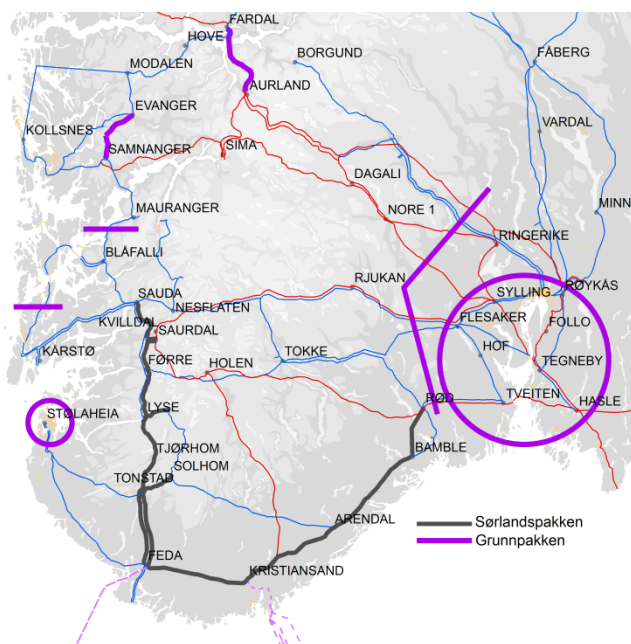
- Etablere og drifte Sauda-Feda på 420 kV
- Spenningsoppgradere Feda-Kristiansand til 420 kV og Tonstad-Feda 2 til 420 kV
- Oppgradere Ertsmyra-Solhom fra simplex til triplex, drifte på 300 kV
- Oppgradere Lyse-Duge fra simplex til triplex og strømoppgradere Lysefeltet i Duge, drifte på 300 kV

Vestlandet

- Nettsplitt i SKL-ringen
- Forsterke Samnanger og Evanger
- Spenningsoppgradere Fardal(Sogndal)-Aurland til 420 kV
- Tiltak for å sikre forsyningsikkerheten til Stavanger

Østlandet:

- Nye kabler på strekningen Sogn-Smestad
- Tiltak på sentralnettsledningene ut fra Tegneby
 - Spenningsoppgradering av Flesaker-Tegneby-Hasle vil fjerne begrensningene. Dette må ses i sammenheng med framtidig forsyning av Stor-Oslo.



Figur 4.1: Tiltak som må gjennomføres uansett før nye kabler knyttes til nettet

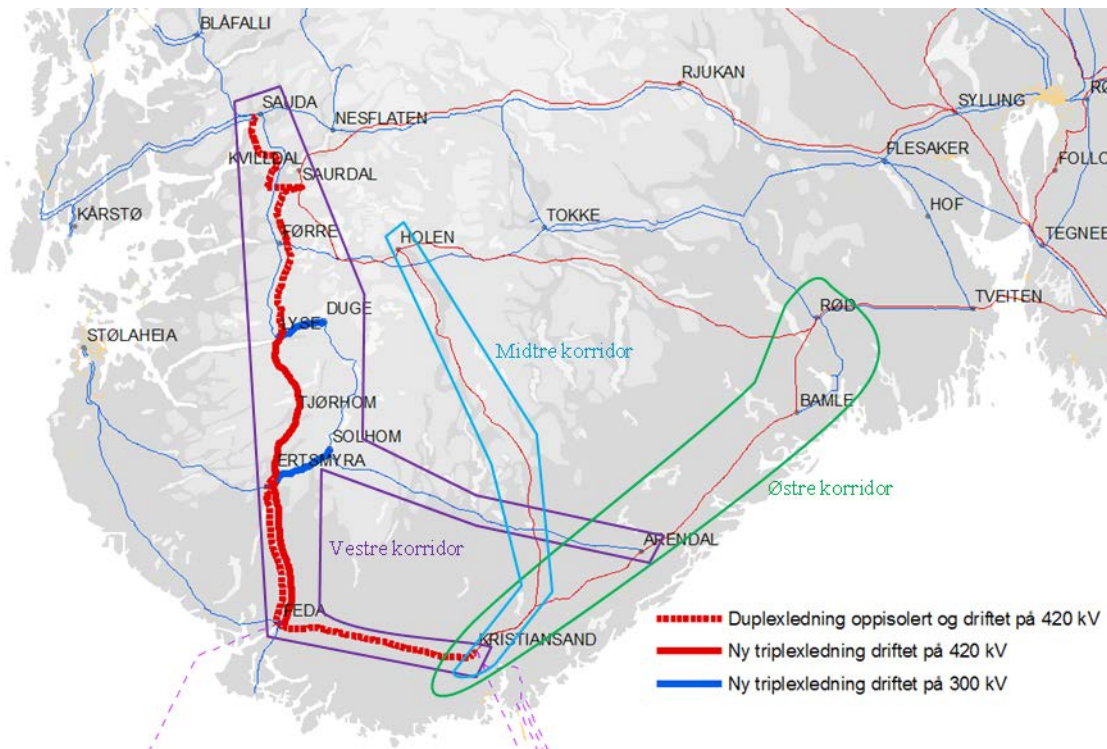
I dette kapittelet vil vi beskrive de ovenfor nevnte nettforsterkninger som må til for sikker drift av kraftsystemet i Sør-Norge og som er uavhengig av tilknytningspunkt. Vi vil også diskutere begrensninger og mulige løsninger som oppstår som følge av økt kraftoverskudd i Norge fram mot 2020.

4.1 Behov for nettforsterkninger for sikker drift på Sørlandet

”Områdestudie Sørlandet” [1], videre nevnt som Sørlandsstudien, og utfyllende analyser av Vestre korridor, har gitt svar på hvilke nettforsterkninger som må til for

- Høy utnyttelse av dagens kabler og SK4
- Å tilrettelegge for videre oppgraderinger
- Sikker drift av kraftsystemet på Sørlandet

Dette vil vi videre i rapporten kalle Sørlandspakken.



Figur 4.2: Nettet og de ulike korridorene på Sørlandet

Det er besluttet at Østre korridor skal være idriftsatt før SK4 settes i drift. Som vist i figuren over, er det i Vestre korridor dessuten behov for:

- Etablere og drifte Sauda-Feda på 420 kV
 - Nye 420 kV anlegg/stasjoner i Saudal, Lyse, Tjørhom, Ertsmyra og Feda
 - Oppisolere duplexledningene Saudal-Førre-Lyse og Feda-Tonstad 2
 - Ca. 100 km ny triplexledning mellom Feda og Lyse
- Oppisolere duplexledning Feda-Kristiansand
- Oppgradere Erstmyra-Solhom fra simplex til triplex, ca. 21 km, driftet på 300 kV
- Oppgradere Lyse-Duge fra simplex til triplex, ca. 16 km, driftet på 300 kV
- Drifte ledningen Saudal-Sauda på 420 kV via en autotransformator i Sauda

Triplexledninger vil erstatte dagens simplexledninger, som da vil saneres.

Mange fordeler ved å forsterke Vestre korridor

Det er både termiske og spenningsmessige begrensninger knyttet til Vestre korridor. Etablering av 420 kV på strekningen Sauda-Feda vil bedre spenningsstabiliteten betydelig, og tillate utveksling over 2400 MW på kablene, fortsatt med margin til spenningskollaps. Det understrekes imidlertid at spenningsproblemene i Stavangerområdet ikke løses fullt ut av tiltaket. Det motvirker imidlertid

umiddelbar spenningskollaps, og gir dermed bedre tid til manuelle tiltak. Tiltaket løser også de termiske begrensningene på simplexledningene Lyse-Tjørhom-Tonstad og Tonstad-Feda 1.

Spenningsoppgradering av Feda-Kristiansand til 420 kV vil være en fortsettelse av 420 kV Saurdal-Feda. Dette tiltaket vil tillate betydelig høyere kapasitet på Skagerrak-kablene i perioder med revisjoner på 420 kV forbindelsene i Østre- og Midtre korridor. 420 kV forbindelse i Vestre korridor til Kristiansand bedrer også kortslutningsytelsen for eksisterende HVDC-anlegg i Feda og Kristiansand. Dette medfører at avhengigheten av den planlagte fasekompensatoren i Feda gjøres noe mindre.

Simplexledningene Solhom-Ertsmyra og Lyse-Duge grenser til overlast ved utfall av 420 kV ledning Lyse-Tjørhom-Tonstad. Produksjonen lokalt i Dugeringen og i Tonstad-området vil være avgjørende for omfanget av eventuell overlast.

Nedkjøring på kablene i revisjonsperioder kan være nødvendig

I perioder med revisjon på 420 kV ledningen Lyse-Tjørhom-Tonstad, vil dagens simplexledninger Lyse-Duge og Ertsmyra-Solhom være termisk begrensende. I perioder med lav/moderat produksjon i Tonstad-området, vil det være behov for kabelrestriksjoner i størrelsesorden 400-700 MW for å unngå overlast på ledningene allerede før et eventuelt utfall. Et utfall på Sørlandet i denne situasjonen vil kreve ytterligere kabelrestriksjoner i størrelsesorden 700-1000 MW.

Ved å erstatte nevnte simplexledninger med triplexledninger, vil det ikke være behov for å redusere kapasiteten på kablene i revisjonsperioder i forkant av driftssituasjonen. Spenningsmessige forhold vil imidlertid kreve nedkjøring på kablene etter et eventuelt utfall, men da med vesentlig mindre volum. Lyse-Stølaheia løser både de spenningsmessige og de termiske begrensningene.

Oppgradering av Lyse-Duge og Ertsmyra-Solhom før den gamle Lyse-Tonstad rives

Med henblikk på gjennomføringen av spenningsoppgraderingen av Vestre korridor, vil det være hensiktsmessig å oppgradere simplexledningene Lyse-Duge og Ertsmyra-Solhom mens simplexledningen Lyse-Tjørhom-Tonstad fortsatt er i drift. Oppgradering av disse ledningene vil være vesentlig mer krevende, med hensyn til flaskehals, etter at simplexledningen Lyse-Tjørhom-Tonstad er sanert. En spenningsoppgradering av nettet på Vestlandet vil føre til økt flyt i Vestre korridor, og ytterligere forsterke dette.

Lyse-Stølaheia sikrer forsyningen i Stavanger og avlaster Dugeringen

For å sikre forsyningssikkerheten i Stavangerområdet, må nettet i dette området forsterkes. Det er både termiske og spenningsmessige utfordringer. Allerede i dag oppstår det spenningsproblemer i Stavangerområdet i situasjoner med høyt forbruk. Dette vil bli mer problematisk med en forventet økning i forbruket. Spenningsforholdene blir forverret ved utfall og revisjoner i området. For å motvirke de termiske og spenningsmessige problemene, er det behov for økt overføringskapasitet til Stavangerområdet.

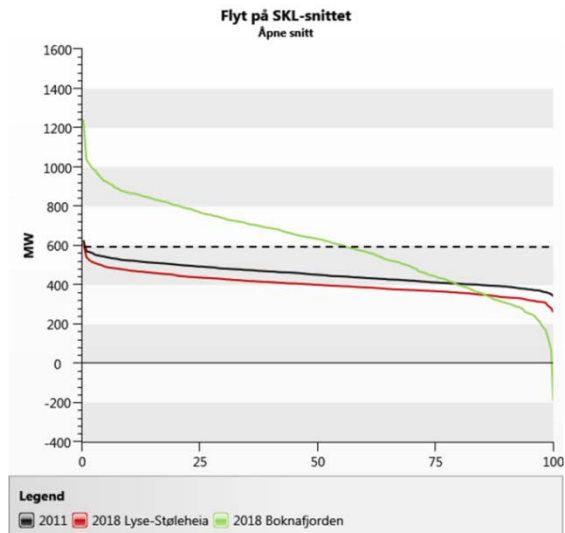
For å bedre forsyningssikkerheten i Stavangerområdet, må det bygges en ny sentralnettsledning til området. En ledning fra Lyse til Stølaheia er det mest aktuelle alternativet. Ledningen vil gi god forsyningssikkerhet i Stavangerområdet samtidig som den vil forsterke Vestre korridor, da man med ledningen også får en parallell forbindelse mellom Lyse og Tonstad. Resultatet er at Dugeringen avlastes og at spenningsstabiliteten på Sørlandet bedres. Dugeringen kan dermed beholdes på 300 kV.

Et alternativt tiltak for å bedre forsyningssikkerheten i Stavanger kan være å legge en sjøkabel fra Håvik eller Kårstø over Boknafjorden til Stølaheia. Fordelen med dette alternativ er at det kan være miljømessig gunstig da ledningen må bygges med kabel.

Ulempen er at med en kabel over Boknafjorden kobler man sammen et forholdsvis svakt og høyt belastet 300 kV nett i SKL-området med et svakt 300 kV nett i Stavanger (Lyse)-området. Sammenkoblingen vil føre til ytterligere belastning, blant annet i form av transitt til/fra utenlands-kablene. Figur 4.3 viser hvordan effektflyten i SKL-snittet endres med en kabel over Boknafjorden.

Teoretisk sett kan man tenke seg forskjellige tekniske løsninger for å styre effektflyten over Boknafjorden. Felles for slike styrbare løsninger er at de skal greie å gi akseptabel flyt i normaldrift og korrekt (og hurtig nok) respons ved hendelser i nettet. Det er usikkert om det er realistisk å lage og drifte en slik løsning i et nett der kraftflyten vil variere mye over døgnet i takt med de daglige endringene i last, produksjon og import/eksport på utenlandskablene. Alternativt må det til ytterligere nettførsterkninger til for å takle den økte flyten.

En kabel over Boknafjorden er dermed ikke et forsterkningsalternativ som står på egne bein, men et alternativ som skaper behov for ytterligere tiltak. Lyse-Stølaheia framstår dermed som den systemmessig beste løsningen.



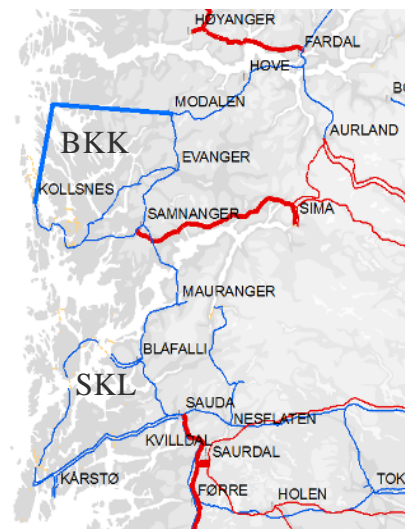
Figur 4.3: Flyt SKL-snittet: Blåfalli-Husnes + Sauda-Håvik + Kårstø-Håvik

4.2 Småkraft og vindkraft øker overføringsbehovet på Vestlandet

I Hordaland og Sogn og Fjordane er det i dag en enkelt gjennomgående 300 kV forbindelse fra nord til sør. Denne forsyner Bergen og store deler av Vestlandet, og er også viktig for utveksling av kraft mellom nord og sør. Stedvis har denne ledningen lav kapasitet. I minimumsnettet er Vestlandet noe forsterket. Den nye ledningen Sima-Samnanger på 420 kV er forutsatt i drift. Også ledningen Modalen-Mongstad-Kollsnes, som Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap (BKK) planlegger å bygge, er forutsatt i drift. Denne ledningen danner en ytre ring utenfor det vi i dagens nett kaller BKK-ringen. Se figur 4.4 for kart.

Uavhengig av hvor kabelen kommer ser vi et behov for følgende tiltak:

- Nettsplitt i SKL-ringen ved utfall av Sauda-Blåfalli, fram til SKL-ringen oppgraderes
- Oppgradere fra simplex til duplex mellom Samnanger og Evanger, drifte på 300 kV
- Spenningsoppgradere Fardal(Sogndal)-Aurland til 420 kV



Figur 4.4: Minimumsnettet med BKK- og SKL-områdene markert

Vi ser derimot ikke vesentlige overlaster på strekningen mellom Sauda og Samnanger. I våre analyser er 300 kV nettet her sterkt nok til å tåle en økning i kraftoverskuddet. Etter Sima-Samnanger kommer i drift, vil mange av dagens driftsutfordringer på Vestlandet bli betydelig redusert.

SKL-ringen blir enda hardere belastet

Mellom Sauda og Blåfalli går det en 300 kV forbindelse i parallell med den gjennomgående hovedforbindelsen på Vestlandet. Denne kalles SKL-ringen, etter det lokale nettselskapet Sunnhordland Kraftlag (SKL). Nettet i SKL-ringen er hardt belastet allerede i dag. Med kraftutbyggingen som forventes nord på Vestlandet, og eksport av kraft i sør, vil flyten på denne øke.

Ved utfall av Blåfalli-Sauda, blir flere av ledningene i SKL-ringen overlastet. Frem til SKL-ringen er forsterket, kan et systemvern som frambringer nettsplitt ved utfall av Blåfalli-Sauda være en driftsmessig akseptabel løsning.

Samnanger-Evanger er en svak ledning på Vestlandet

Samnanger-Evanger er en av de svakeste ledningene på Vestlandet. I perioder med høy flyt på Vestlandet, typisk sommersituasjoner med høyt kraftoverskudd, overstiger flyten på snittet Sima-Samnanger og Evanger-Samnanger kapasiteten i noen prosent av tiden. BKK, som eier av Samnanger-Evanger, ser på muligheten for å forsterke ledningen ved å bygge om den svakeste seksjonen. Dette vil øke kapasiteten fra rundt 600 MW til rundt 1600 MW og fjerne overlastene. Behovet for denne forsterkningen vil øke ytterligere med en ny kabel i drift, spesielt hvis kabelen tilknyttes i Samnanger.

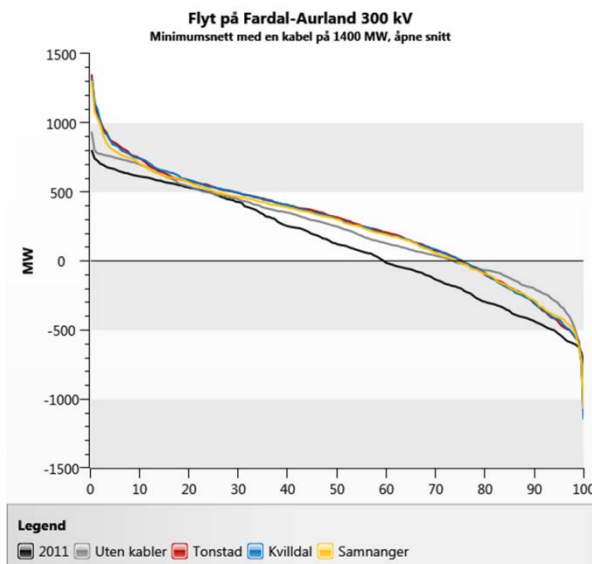
Fardal-Aurland: "The missing link" mellom Midt-Norge og Sør-Norge

I minimumsnett som er lagt til grunn, går det en 420 kV ledning fra Ørskog til Fardal(Sogndal). Videre fra Fardal går det en 300 kV ledning til Aurland, og deretter 420 kV videre nedover Hallingdalen. Ledningen Fardal-Aurland er det eneste som gjenstår for å få en gjennomgående 420 kV forbindelse fra Ørskog til Sogndal og videre ned i Hallingdalen.

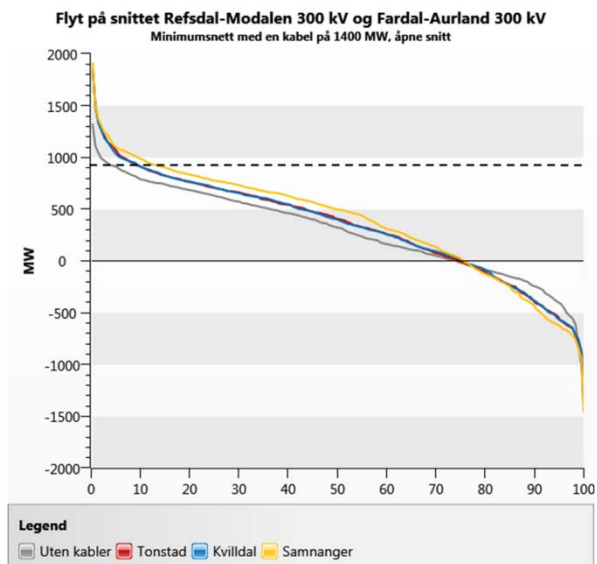
Autotransformatoren i Aurland har en kapasitet på 670 MW, mens 300 kV ledningen Fardal-Aurland, har en kapasitet på 930 MW.

I perioder med høyt kraftoverskudd på Vestlandet og full eksport, overstiger flyten på Fardal-Aurland kapasiteten på autotransformatoren allerede ved intakt nett. Hvis vi antar at autotransformatoren byttes, vil likevel ledningen begrense, men i kun noen få prosent av tiden.

Ved utfall av ledninger på Vestlandet, vil det imidlertid bli en kraftig overlast på Fardal-Aurland, selv med en ny autotransformator. Figur 4.5 og figur 4.6 viser flyten på ledningen ved intakt nett og flyten på snittet Refsdalen-Modalen og Fardal-Aurland. I figur 4.6 ser vi at snittet er overlastet i ca. 10 prosent av tiden. Vi ser behov for å spenningsoppgradere ledningen til 420 kV for å få plass til én kabel, uansett plassering i nettet.



Figur 4.5: Flyt på Fardal-Aurland 300 kV



Figur 4.6: Flyt på snittet Refsdal-Modalen 300 kV og Fardal-Aurland 300 kV

4.3 Det er behov for nettførsterkninger på Østlandet

Vi har sett flere begrensninger i nettet rundt Oslo for alle kabelalternativene, med SydVestlinken idriftsatt. Disse begrensningene vil kort bli beskrevet under. Nettet i området vil bli analysert mer detaljert i prosjektet Nettplan Stor-Oslo i løpet av våren 2012.

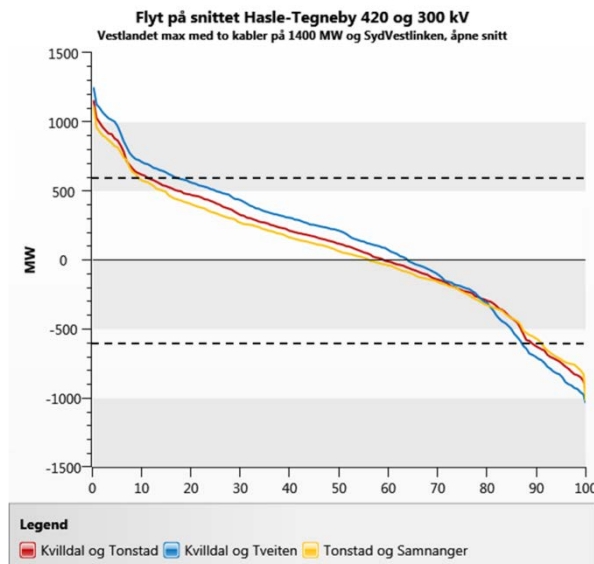
300 kV Sogn-Smestad

Det er i dag to parallelle 300 kV kabler mellom Sogn og Smestad. Den svakeste kabelen blir betydelig overbelastet ved utfall av den sterkeste, og medfører at nettet må splittes ved en eventuell kabelfeil. Den svakeste kabelen er fra 1952 og bør reinvesteres snarest.

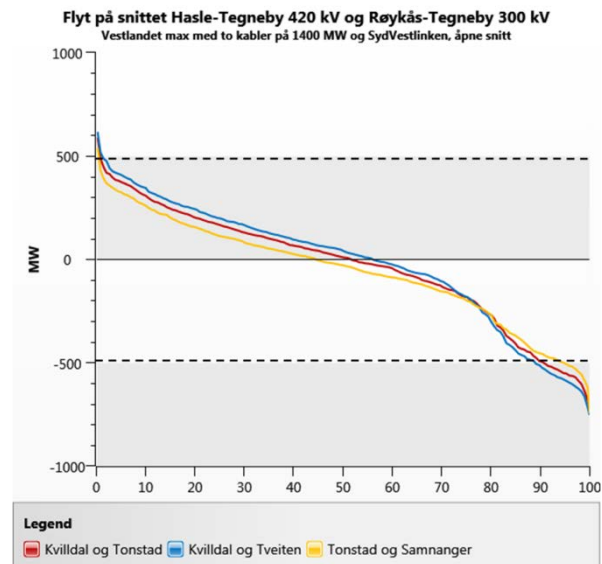
300 kV forbindelsene ut fra Tegneby

Både 300 kV Tegneby-Hasle og autotransformatoren i Hasle vil bli termisk overlastet ved utfall i det omkringliggende 420 kV nettet. Forbindelsen er også i dag begrensende. Varighetskurver er vist i figur 4.7.

300 kV Røykås-Tegneby er begrensende for flyt i nordgående retning ved utfall av 420 kV Tegneby-Hasle, vist i figur 4.8. Varigheten for begrensningen er noe lavere med kabel i Samnanger enn for de andre alternativene.



Figur 4.7: Flyt på snittet Tegneby-Hasle 420 kV og 300 kV



Figur 4.8: Flyt på snittet Hasle-Tegneby 420 kV og Røykås-Tegneby 300 kV

420 kV Tegneby-Hasle

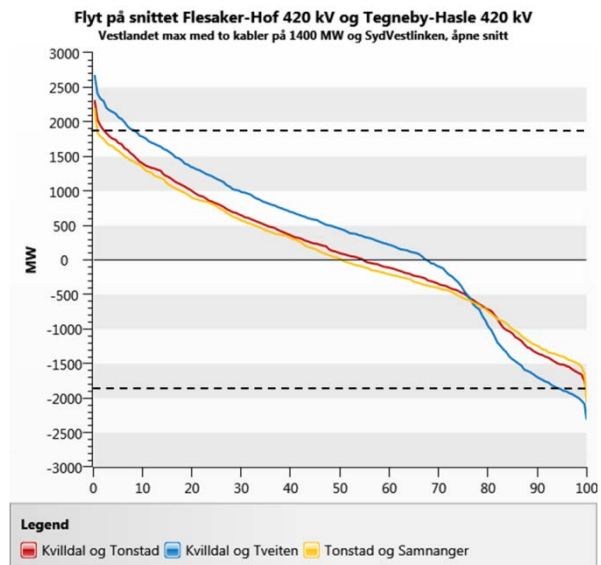
Med to nye kabler i drift vil 420 kV ledningen Tegneby-Hasle være begrensende ved utfall av 420 kV Flesaker-Hof, som er nødvendig for SydVestlinken. Varigheten på begrensningene er størst med en kabel i Tveiten. Å redusere overføringen på SydVestlinken vil ikke bidra til å redusere overlasten, da effekten vil gå ut på Haslesnittet. Varighetskurver er vist i figur 4.9.

Spenningsoppgradering 300 kV Flesaker-Tegneby-Hasle vil fjerne begrensningene

Kablene på Flesaker-Tegneby (fra 1959) må skiftes ut på grunn av tilstand og alder. De nye kablene vil dimensjoneres for drift på 420 kV. På luftledningsseksjonene er det simplexledning (fra 1959). I Masterplan spenningsoppgradering 2011 [15], konkluderes det foreløpig med at ledningen bør rives og bygges på nytt.

Tilsvarende som for Flesaker-Tegneby, vil Tegneby-Hasle (fra 1962) spenningsoppgraderes ved å rive den gamle ledningen for så å bygge en ny. Spenningsoppgradering på strekningen Flesaker-Tegneby-Hasle vil løse problemene med termisk overlast på 300 kV ledningene Tegneby-Hasle og Røykås-Tegneby. I tillegg vil begrensningene på 420 kV Tegneby-Hasle løses.

Med 420 kV på strekningen Flesaker-Tegneby-Hasle vil 300 kV ledningen Røykås-Tegneby kunne fungere som en ensidig forsyning av regionalnettet i Østfold og Akershus. For å beholde flersidig forsyning av regionalnettet under Tegneby transformatorstasjon kan det etableres transformering fra 420 kV i Tegneby. 300 kV ledningen Røykås-Tegneby kan da saneres. Sanering av ledningen må imidlertid ses i sammenheng med den framtidige forsyningen av Stor-Oslo.



Figur 4.9: Flyt på snittet Flesaker-Hof 420 kV og Tegneby-Hasle 420 kV

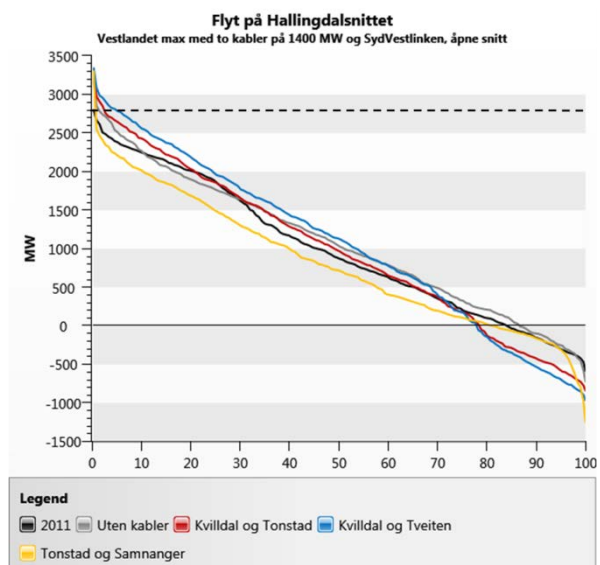
4.4 Stabilitetsproblemer ved høy flyt fra nord på Vestlandet til Sørlandet

I dag er det høy flyt i Hallingdalsnittet hovedsakelig i perioder med høy last i Østlandsområdet. Økt produksjonsoverskudd nord på Vestlandet vil føre til noe høyere flyt. Kabler med landingspunkt sør for Samnanger vil øke flyten, mens kabel i Samnanger vil redusere flyten. Snittgrensen på Hallingdalsnittet er i dag 2800 MW. Varighetskurver for Hallingdalsnittet er vist i figur 4.10.

Flyten på Flesakersnittet⁵ vil endres med større produksjonsoverskudd og økt kabelkapasitet på Sørlandet. Det vil bli lavere flyt mot vest og høyere flyt mot øst enn i dag, som beskrevet i kapittel 4.6.

Høy flyt kan gi stabilitetsproblemer ved utfall

Det vil i ekstreme driftssituasjoner med lav magasinfylling på Sørlandet, høyt forbruk på Østlandet og høy produksjon på Nord-Vestlandet kunne oppstå stabilitetsproblemer ved ledningsutfall sør for Samnanger. I situasjoner med flyt østover på Hallingdalsnittet, sørover på Vestlandet og vestover på Flesakersnittet, vil utfall av en ledning sør for Samnanger føre til en stor effektøkning på Hallingdalsnittet og Flesakersnittet.



Figur 4.10: Flyt på Hallingdalsnittet

⁵ På grunn av nettførsterkninger i forbindelse med SydVestlinken er Flesakersnittet her definert som 420 kV Rjukan-Flesaker og Rød-Tveiten (både eksisterende og spenningsoppgradert 300 kV), samt 300 kV linjene Vemork-Flesaker og Tokke-Flesaker.

Vi har funnet en lineær sammenheng for hvor stor flyten må være i Hallingdalsnittet og Flesakersnittet etter utfall, for at det skal oppstå stående effektpendlinger i nettet⁶. Slike effektpendlinger oppstår på grunn av dårlig demping av visse generatorgrupper, og er ikke er en akseptabel driftssituasjon. Det verste ledningsutfallet er Mauranger-Blåfalli.

For kabel i Kvilldal og Tonstad, er flyten på stabilitetsnittet høyere enn grensen i om lag 10 prosent av tiden. Med andre kabelkombinasjoner er varigheten av begrensningen betydelig lavere.

Det er i praksis tre muligheter for å løse stabilitetsproblemet:

- Bygge en 420 kV forbindelse nummer to mellom Samnanger og Sauda
- Forsterke ledningene i Hallingdalen og Flesakersnittet (eventuelt seriekompensering)
- Redusere overføringen på Hallingdalsnittet og sørover på Vestlandet, som for eksempel ved bruk av prisområder

Vi har sett på virkningen av å spenningsoppgradere to 300 kV ledningene i Hallingdalen. Dette hadde liten virkning på stabiliteten. Vi har ikke sett på nivå av seriekompensering eller hvor omfattende oppgraderinger av ledningene i Hallingdalen og forbindelsene øst-vest som kreves for å løse problemet. Ledningene i Hallingdalen er relativt korte, og dermed lite egnede for seriekompensering.

Bruk av prisområder for å begrense overføringen på snittet vil vi diskutere nærmere i kapittel 7.

4.5 Forslag til løsninger for å forsterke mellom Kvilldal og Holen

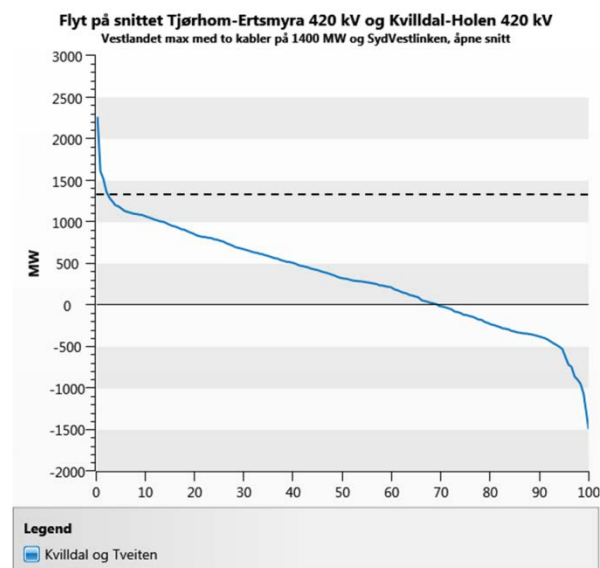
Forbindelsen Kvilldal-Holen på 420 kV kan bli en flaskehals ved svært høy flyt fra vest til øst. Forbindelsen kan temperaturoppgraderes for å øke overføringskapasiteten. Begrensningen inntreffer imidlertid så sjeldent at det kan være mer effektivt å håndtere problemet på andre måter de få gangene det inntreffer.

Med kabel i Feda/Tonstad og/eller Kvilldal, må vi spenningsoppgradere mellom Sauda og Lyse. Denne ledningen passerer Førre, men det er flere hensyn som taler for at Førre på sikt bør saneres. I en overgangsfase ser vi for oss å beholde eksisterende simplexledning mellom Lyse og Førre og bygge ny triplexledning parallelt med denne videre til Sauda. Dette vil innebære tre ledninger nordfra inn til Lyse, noe vi tror ikke er ønskelig som en permanent løsning.

Vi mener at et aktuelt tiltak vil være å sanere Førre stasjon og ledningen Lyse-Førre-Tokke, og i stedet benytte deler av den frigitte traséen til en ny 420 kV ledning Saurdal-Holen, eventuelt videreført til Tokke. Dette gir et enda sterkere nett rundt Kvilldal. Problemet med overlast på Kvilldal-Holen løses med god margin og flytfordelingen mellom korridorene på Sørlandet blir noe bedre.

4.6 Flesakersnittet er mindre begrensende i 2018

Flesakersnittet er i dag høyt belastet ved høyt forbruk i Østlandsområdet. Snittgrensen er i dag 3000 MW, og begrenses av spenningsforhold.

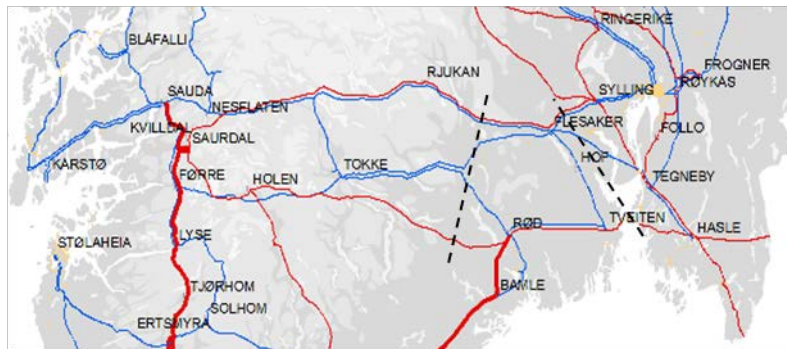


Figur 4.11: Flyt på snittet Tjørhom-Ertsmyra 420 kV og Kvilldal-Holen 420 kV

⁶ Ved flyt etter utfall større enn for eksempel 3000 eller 3300 MW i Hallingdalsnittet og 3700 eller 3300 MW i Flesakersnittet, vil det bli dårlig demping på generatorer nord og sør for linjeutfallet.

Forventede nettforsterkninger øker kapasiteten

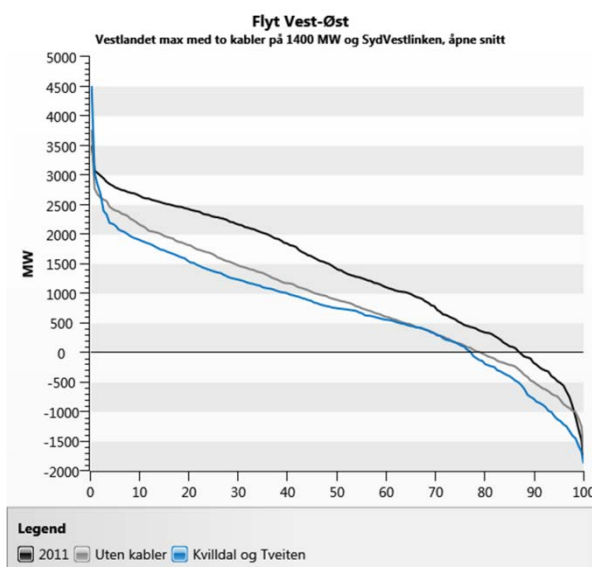
Med nytt kondensatorbatteri installert i Hasle og utskifting av sjøkablene på 300 kV forbindelsen Flesaker-Tegneby øker kapasiteten til om lag 3300 MW. Spenningsproblemene som oppstår i dagens nett med overføring på 3000 MW på Flesakersnittet vil også bli mindre kritiske ved forsterkningene som følger med SydVestlinken. I forbindelse med SydVestlinken vil strekningen Rød-Tveiten-Sylling spenningsoppgraderes. Definisjonen av Flesakersnittet, slik den er i dag, blir derfor ikke relevant med disse forsterkningene på plass.



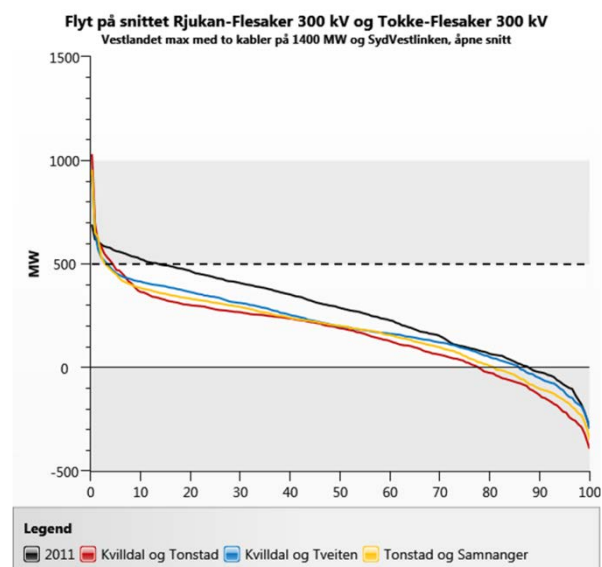
Figur 4.12: Minimumsnett 2018 (dagens Flesakersnitt og snitt som overvåker flyt vest-øst stiplet)

Redusert flyt vest-øst

For å beskrive flyten vest-øst, har vi vist endringer i flyten i et snitt vest for dagens Flesakersnitt. Det nye snittet er skissert i figur 4.12, og flyten er vist i figur 4.13⁷. Varighetskurvene viser at flyten vest-øst reduseres fram mot 2018, og at økt kabelkapasitet på Sørlandet reduserer flyten ytterligere.



Figur 4.13: Flyt vest-øst



Figur 4.14: Flyt på snittet Rjukan-Flesaker 300 kV og Tokke-Flesaker 300 kV

Ikke behov for oppgradering av 300 kV forbindelser vest for Flesaker

For å avdekke om det er behov for å forsterke svake 300 kV forbindelser vest for Flesaker, har vi sett på det mest kritiske utfallet for 300 kV ledningen Tokke-Flesaker, som er Rjukan-Flesaker på 300 kV. Figur 4.14 viser at ledningen svært sjeldent blir overbelastet. Vi ser derfor ikke et stort behov for å spenningsoppgradere ledningen. Ny produksjonskapasitet og økt kabelkapasitet på Sørlandet vil

⁷ 420 kV Rjukan-Flesaker og Holen-Rød, 300 kV Tokke-Flesaker, Sundbarm-Rød og Rjukan-Flesaker

medføre at flyten inn til Oslo-området øker i andre kanaler, mens flyten på forbindelsene vest-øst minker i forhold til dagens situasjon.

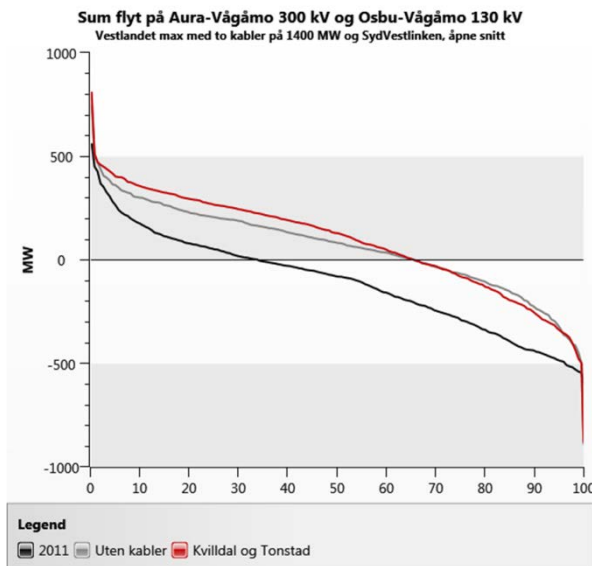
4.7 Økt flyt ut av Midt-Norge, men få begrensninger i Gudbrandsdalen

I Gudbrandsdalen ligger dagens nett til grunn som vårt minimumsnett i 2018. Mellom Ørskog og Fardal(Sogndal) har vi lagt til grunn at 420 kV forbindelsen er på plass.

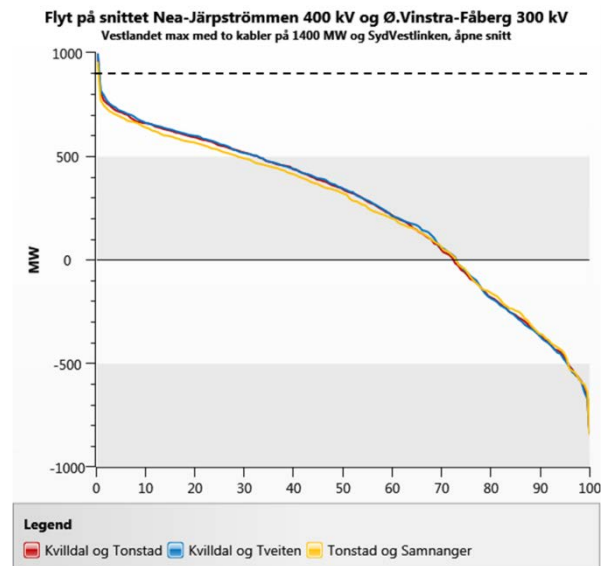
Med en moderat økning i ny kraftproduksjon i Midt-Norge og flaskehalsen i Nord-Norge, ser vi ikke vesentlige flaskehalsen i Gudbrandsdalen med to kabler i 2021.

Begrenset økning i flyten fram mot 2020

Fram mot 2018 vil flyten på forbindelsene ut av Midt-Norge endres, primært på grunn av 420 kV forbindelsen Ørskog-Fardal(Sogndal) og redusert underskudd i Midt-Norge. Vi ser endring i flyten på alle kanaler ut av Midt-Norge, mest mot Sverige og på Ørskog-Fardal(Sogndal). Figur 4.15 viser hvordan flyten endres nord i Gudbrandsdalen på 300 og 132 kV ledningene Aura-Vågåmo.



Figur 4.15: Flyt nord i Gudbrandsdalen



Figur 4.16: Spenningssnitt, Nea-Järpstrømmen + Øvre Vinstra-Fåberg

Fra 2018 og fram mot 2021, med to kabler, vil flyten endres svært lite i Gudbrandsdalen på grunn av begrensninger lenger nord. Som beskrevet i kapittel 2.5, vil mindre flyte over til Sverige, mens mer vil legge seg på Ørskog-Fardal(Sogndal) i forhold til i 2018 uten nye kabler.

I dag ligger flyten på Vågåmo-Øvre Vinstra normalt mellom pluss/minus 300 MW, selv om kapasiteten er det dobbelte. Årsaken til at flyten ikke er høyere, er at ledningen gjennom Gudbrandsdalen er en svak ledning i parallell med flere 420 kV ledninger på svensk side. Den lave impedansen i det svenske nettet gjør at det er kortere elektrisk sett å gå via Sverige enn gjennom Gudbrandsdalen.

Spenningssnittet i Gudbrandsdalen overholdes

Utfall av Nea-Högåsen og Moskog-Høyanger ved høy import eller høy eksport fra Midt Norge er det som pålaster ledningene i Gudbrandsdalen i mest. Snittet Nea-Högåsen og Øvre Vinstra-Fåberg er et spenningssnitt, hvor maksimal overføring på Øvre Vinstra-Fåberg er på 900 MW etter utfall. Ledningen blir i praksis aldri belastet høyere enn dette etter utfall, uavhengig av landingspunkt for kablene. Varighetskurver for snittet er vist i figur 4.16.

Om sommeren er imidlertid snittet begrenset av ledningens termiske overføringsevne. Maksimal overføring ved omgivelsestemperatur på 30 grader kan ikke overstige 720 MW. En så høy overføring ser vi inntreffe bare i et par prosent av tiden.

4.8 Uendret behov for kortslutningsytelse med VSC-teknologi

Krav til kortslutningsytelse avhenger av teknologivalg for nye HVDC-anlegg, som i prinsippet kan bestå av VSC-teknologi⁸ og klassisk HVDC-teknologi. Klassisk HVDC-teknologi er avhengig av kortslutningsytelse i tilknytningspunktet, mens VSC-teknologi ikke setter noe krav til kortslutningsytelse. For de nye utenlandskablene har vi antatt at omformerstasjonene bygges med VSC-teknologi, i likehet med SK4. Klassisk HVDC-teknologi er benyttet på Skagerrak-forbindelsene og NorNed. Kravet til kortslutningsytelse for de eksisterende kablene på Sørlandet forblir altså uendret, selv med nye utenlandskabler. Skulle noen av de nye kablene bli bygget med klassisk teknologi vil det måtte gjøres en ny vurdering av kravene.

Kortslutningsytelsen på Sørlandet i forbindelse med SK4 ble behandlet i Sørlandsstudien. I denne studien ble det vist at kortslutningsytelsen etter spenningsoppgradering av Østre og Veste korridor, inkludert Kristiansand-Feda-Tonstad og Arendal-Solhom-Tonstad, øker så mye at det blir god margin til grense for repeterende kommuteringssvikt ved revisjoner og utfall i nettet. Med to nye kabler i drift etter SK4, vil produksjonsbildet ved import i lettlastsituasjoner kunne endre seg, i og med at flere generatorer på Sørlandet kan stå på grunn av økt importmulighet. Selv om dette kan redusere kortslutningsytelsen i området noe, vil det ikke oppveie økningen som kommer av at nettet er spenningsoppgradert. Vi har derfor ikke studert kortslutningsytelse i tilknytningspunktene i denne studien.

⁸ VSC: Voltage Source Converter

5 Ytterligere tiltak må til for hvert tilknytningspunkt

I det foregående kapittelet har vi gått gjennom en del begrensinger som oppstår uavhengig av hvor kabelen tilknyttes. I dette kapittelet går vi igjennom de begrensinger som dukker opp for de ulike tilknytningspunktene, og hva som må til av nettforsterkninger spesifikt knyttet opp mot disse lokasjoner. Vi starter kapittelet med en oppsummering av forstrekningsbehovene for hvert punkt, for deretter å gå gjennom hvert punkt for seg.

Nettforsterkninger som er nødvendige for å tilknytte en kabel i de vurderte landingspunktene er listede nedenfor. Figur 5.1 viser disse geografisk.

Kvilldal

- Vestlandet min:
 - Spenningsoppgradere Sauda-Lyse, drifte på 300 kV
 - Spenningsoppgradere til 420 kV fra Sauda til Samnanger:
 - Ny triplex Sauda-Blåfalli, sanere simplex (37 km)
 - Oppisolere Blåfalli-Mauranger, evt. temperaturoppgradere (42 km)
 - Ny triplex Mauranger-Samnanger, sanere simplex (51 km)
 - To autotransformatorer i Samnanger og Sauda
 - Utvide Samnanger stasjon og nye 420 kV anlegg/stasjoner i Sauda, Blåfalli og Mauranger

Feda/Tonstad

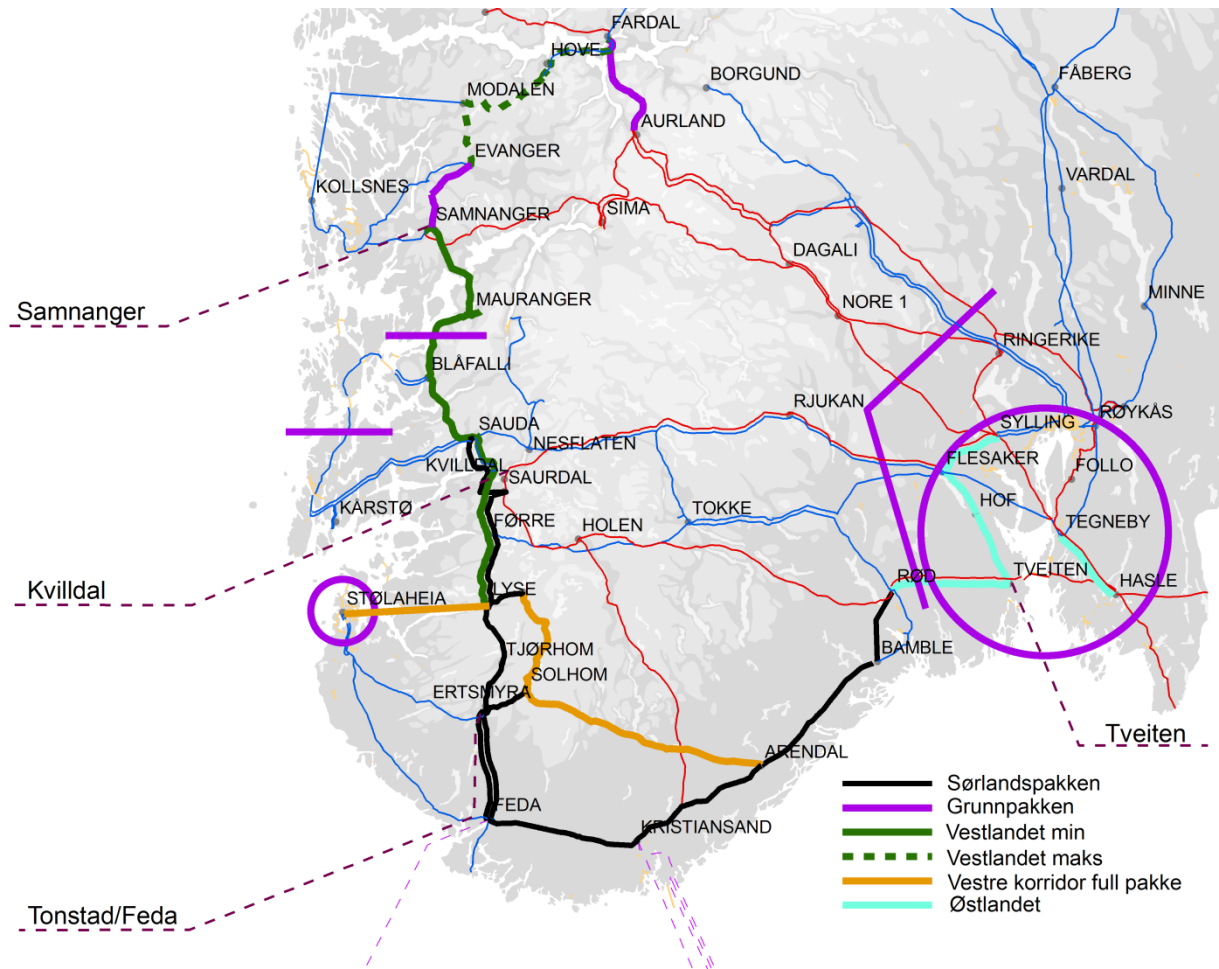
- Vestlandet min (se Kvilldal for detaljer)
- Vestre korridor full pakke:
 - Ny Solhom stasjon og drifte Ertsmyra-Solhom-Arendal på 420 kV
 - Ny ledning Lyse-Stølaheia eller ny ledning i Dugeringen på 420 kV i parallell med eksisterende
 - Temperaturoppgradere duplexledningene i Duge-ringen, fra Duge til Solhom (dersom det ikke bygges ny ledning i Dugeringen)

Tveiten

- Forsterkningene for SydVestlinken:
 - Spenningsoppgradere Rød-Tveiten-Hof-Flesaker-Syilling
- Økt behov på Østlandet:
 - Spenningsoppgradere (Flesaker-)Tegneby-Hasle
 - Linetemperatur på 100 grader på 420 kV ledningen Flesaker-Hof-Tveiten

Samnanger

- Vestlandet max:
 - Vestlandet min (Se Kvilldal for detaljer)
 - Spenningsoppgradere fra Samnanger til Fardal(Sogndal):
 - Forsterke Samnanger-Evanger (Grunnpakken) samt oppisolere (37 km)
 - Oppisolere Evanger-Modalen-Refsdal (67 km)
 - Ny triplex Refsdal-Hove-(Sogndal), sanere simplex (41 km)
 - Utvide stasjonene i Evanger og Modalen
 - Noe må også gjøres i stasjonene i Hove og Refsdal, men det er usikkert hva som blir endelig løsning



Figur 5.1: Forsterkningstiltak for de ulike tilknytningspunktene

5.1 Kvilldal – et sterkt punkt

Kvilldal er allerede i dag et sterkt punkt. Det er knyttet opp mot tre 420 kV ledninger:

- Vestover mot Saurdal
- Østover mot Holen
- Østover mot Rjukan

I tillegg bygger Statnett en ny ledning fra Sauda til Saurdal som, sammen med nettførsterkningene som forventes i Vestre korridor, vil gjøre Kvilldal til et enda sterkere punkt. Nettet rundt Kvilldal, slik det er modellert i minimumsnettet for 2018, er vist i figur 5.2.

I Kvilldal ligger det kraftverket i Norge med høyest installert effekt, 1240 MW. I tillegg ligger Saurdal kraftverk noen kilometer lengre sør med en kapasitet på 640 MW. I Saurdal kan to av generatorene benyttes som pumper. Kraftverkene får vann fra Blåsjø, Norges største magasin, med en kapasitet på 7,8 TWh.

Kabel tilknyttet Kvilldal øker flyten sørover på Vestlandet

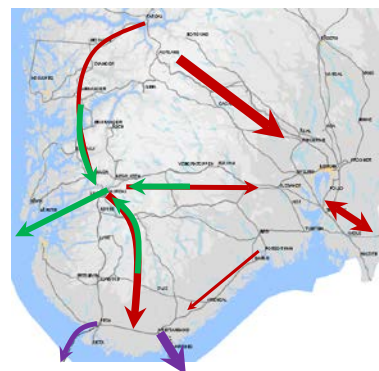
I figur 5.3 ser vi skjematisk hvordan en kabel i Kvilldal påvirker flyten i området rundt i en typisk eksportsituasjon. På Vestlandet adderes flyten generert av kabelen til det eksisterende flytmønsteret, som også går sørover ved eksport. Kvilldal som tilknytningspunkt vil pålaste ledningene på Vestlandet og avlaste Vestre korridor, samt redusere flyten fra vest mot øst.

Flyten sørover på Vestlandet inn mot kabelen i Kvilldal vil bli særlig stor når det er høy uregulert produksjon og lavt forbruk. I slike situasjoner er det normalt også lav effektproduksjon i Kvilldal og Saurdal. Dersom Saurdal i tillegg pumper, vil dette bidra til å forsterke flyten sørover på Vestlandet.

Ved import vil flyten sørover på Vestlandet reduseres og flyten østover mot Oslo-området øke. Flyten nordover i Vestre korridor, som skyldes import på de andre kablene, vil avta noe.



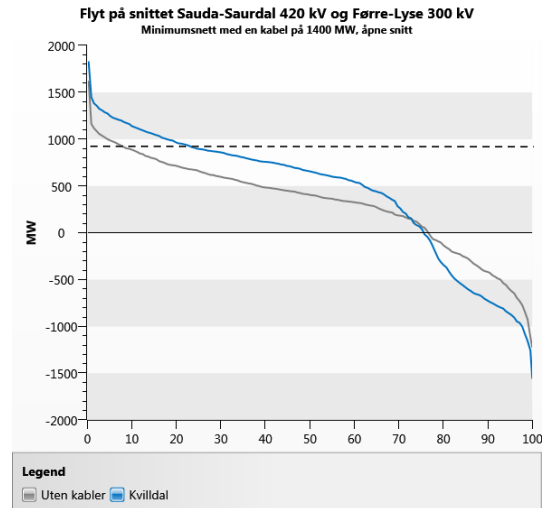
Figur 5.2: Minimumsnettet slik det er modellert rundt Kvilldal



Figur 5.3: De røde pilene viser hovedflytmønster i eksport. En kabel i Kvilldal påvirker denne flyten slik de grønne pilene viser.

Det er behov for forsterkninger fra Sauda og sørover

En kabel sør for Sauda gir høy flyt inn mot Kvilldal via Sauda. Ved utfall av Sauda-Saurdal vil den største andelen legge seg på den parallelle 300 kV simplexforbindelsen Sauda-Lyse. En situasjon med mye produksjon på Vestlandet og lite eller ingen produksjon i Saurdal og Kvilldal, vil gi overlaster på strekningen ved utfall av Sauda-Saurdal. Figur 5.4 viser at flyten på snittet Sauda-Saurdal og Førre-Lyse øker betydelig med 1400 MW kabel i Kvilldal. Det vil derfor være nødvendig å bygge en ny triplexledning som erstatter dagens simplex. Denne er spesielt viktig å få på plass før nettet nord for Sauda oppgraderes til 420 kV, siden oppgraderingen vil øke flyten sørover fra Vestlandet ytterligere.



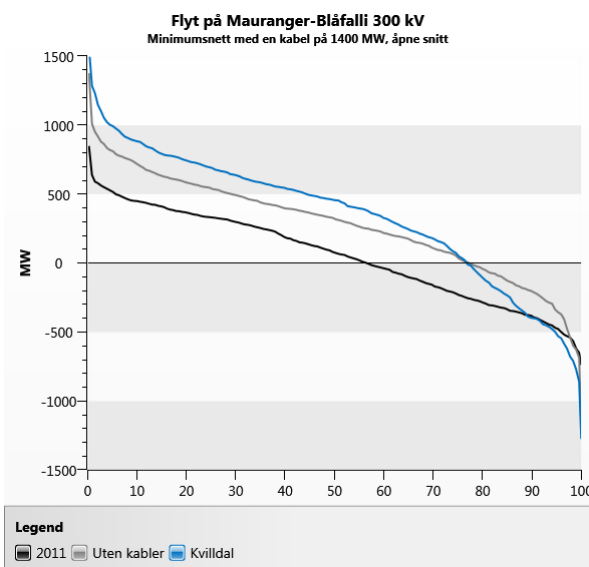
Figur 5.4: Flyt på snittet Sauda-Saurdal 420 kV og Førre-Lyse 300 kV

I kapittel 4.1 ble det beskrevet at ett av tiltakene i Vestre korridor for sikker drift etter SK4, var å tilknytte en autotransformator til 420 kV Sauda-Saurdal i Sauda. Ved en kabel i Kvilldal er én autotransformator ikke lenger tilstrekkelig, og ledningen må tilknyttes et ordinært 420 kV anlegg.

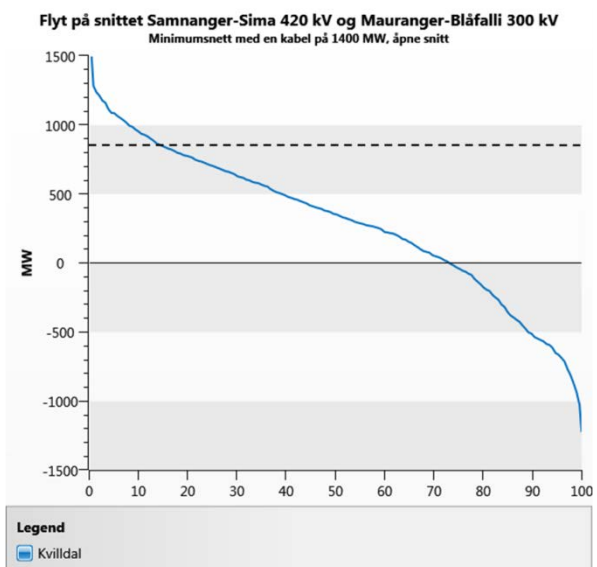
Svakt nett på Vestlandet bør forsterkes

I typiske sommersituasjoner med stort overskudd på Vestlandet, vil flyten sørover på Vestlandet ligge opp mot og over kapasiteten på ledningene. Dersom kabelkapasiteten i Kvilldal er 1400 MW, vil strekningen sør for Samnanger være overbelastet i noen prosent av tiden selv ved intakt nett. Se figur 5.5 for varighetskurve.

Ved utfall av Sima-Samnanger, vil ledningene sør på Vestlandet overlastes. Særlig gjelder dette Mauranger-Blåfalli. Snittet av Samnanger-Sima og Mauranger-Blåfalli begrenser i ca. 10 til 15 prosent av tiden. Figur 5.6 viser varighetskurven for flyten på snittet i forhold til kapasiteten. Med en kabel på 1400 MW plassert i Kvilldal ser vi derfor behov for å spenningsoppgradere nettet fra Sauda til Samnanger til 420 kV.



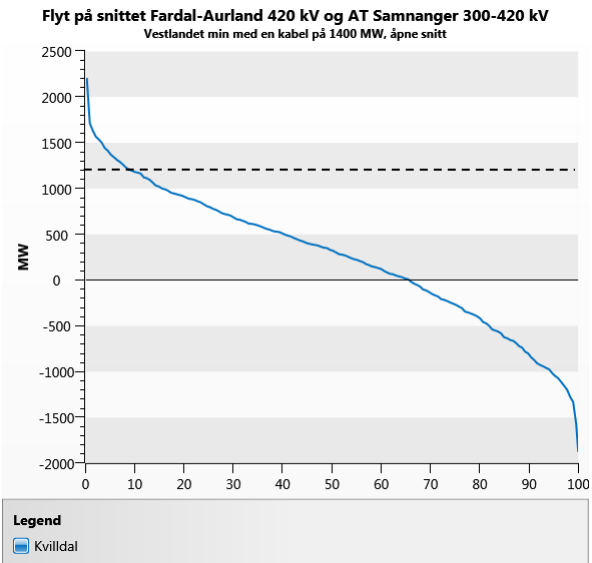
Figur 5.5: Flyt på Vestlandet, sør for Samnanger



Figur 5.6: Flyt på snittet Samnanger-Sima 420 kV og Mauranger-Blåfalli 300 kV

Med 420 kV nett fra Sauda til Samnanger vil det også være behov for to autotransformatorer i Samnanger. Dette for å unngå innestengt produksjon, samt sikre forsyningen inn til Bergensområdet. Figur 5.7 viser at det med kun en autotrafo i Samnanger er forventet overlast på denne i ca. 10 prosent av tiden. Etter hvert som de gjenværende 300 kV ledningene mellom Sogndal og Samnanger blir oppgradert til 420 kV, vil det være hensiktsmessig å flytte en av de to autotransformatorene til Modalen.

Noen få prosent av tiden overskrider også flyten nord på Vestlandet termisk grense på ledningene ved utfall. Etter at Evanger-Samnanger er oppgradert, vil strekningen Fardal-Hove-Refsdal være den mest begrensende. Verste utfall for disse ledningene er utfall av Fardal-Aurland. Dette snittet overbelastes imidlertid svært sjeldent. Spenningsoppgraderingen nord fra Samnanger trenger derfor ikke være på plass før en kabel settes i drift, men vi mener det bør gjøres på sikt.



Figur 5.7: Flyt på snittet Fardal(Sogndal)-Aurland 420 kV og autotrafo i Samnanger

Hva må til av nettførsterkninger for en kabel tilknyttet Kvilldal?

I tillegg til Sørlandspakken og Grunnpakken ser vi behov for:

- Spenningsoppgradere Sauda- Lyse, drifte på 300 kV
- Spenningsoppgradere til 420 kV fra Sauda til Samnanger:
 - Ny triplex Sauda-Blåfalli, sanere simplex (37 km)
 - Oppisolere Blåfalli-Mauranger, eventuelt temperaturoppgradere (42 km)
 - Ny triplex Mauranger-Samnanger, sanere simplex (51 km)
 - Utvide Samnanger stasjon og nye 420 kV anlegg/stasjoner i Sauda, Blåfalli og Mauranger

Figur 5.8 viser nettførsterkningene geografisk. Disse nettførsterkninger vil løse begrensningene ved intakt nett og N-1.

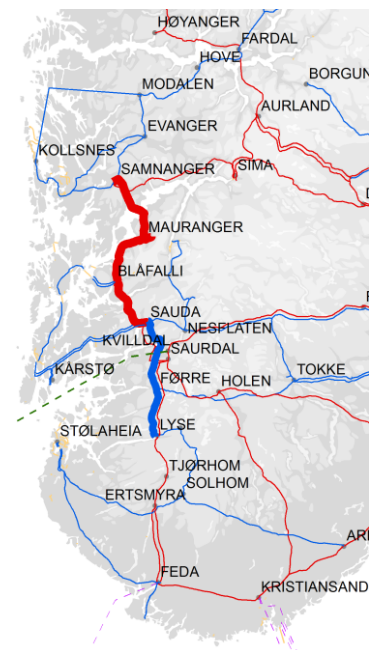
Mulig behov for redusert eksport på kablen ved revisjon

Selv om nettførsterkningene beskrevet ovenfor blir realisert, vil det fortsatt være utfordrende revisjoner som kan kreve reduksjon på kablene. Vi har sett på revisjoner av viktige ledninger i området rundt tilknytningspunktet. Av disse er følgende utfordrende å håndtere:

- 420 kV Kvilldal-Rjukan
- 420 kV Sauda- Saurdal

Kvilldal-Rjukan er den mest utfordrende revisjonen ved en kabel med tilknytningspunkt i Kvilldal. Utfall av Arendal-Bamble i revisjonsperioden medfører noe overlast på den oppisolerte Blåfalli-Mauranger, som er høyt belastet i utgangspunktet. Et utfall av Blåfalli-Mauranger vil medføre marginal overlast på Sauda-Nesflaten.

Utfall i revisjonsperioden kan for eksempel håndteres med systemvern som kjører kablen ned til ca. 800 MW ved feil. Det er forutsatt full eksport på de øvrige kablene på Sørlandet.



Figur 5.8: Nettførsterkninger for Kvilldal. Tykk linje betyr nettførsterkning.

5.2 Feda/Tonstad – kort vei til kontinentet

Feda og Tonstad har i flere analyser blitt vurdert som aktuelle tilknytningspunkter for utenlandskabler, sist i Sørlandsstudien. Noe av begrunnelsen for flere kabler i dette området, er at det ligger nær kontinentet, hvilket reduserer lengden på kablen. Området rundt Tonstad er dessuten et produksjonstygdepunkt. Sira-Kvina kraftselskap har syv kraftverk i området med en samlet installert effekt på 1760 MW.

Det er få systemmessige forskjeller mellom en kabel fra Tonstad eller Feda, så i analysene for denne studien har vi fokusert på Tonstad som tilknytningspunkt. Vi vil imidlertid avslutte dette delkapittelet med å se på hva som faktisk skiller dem.

I forbindelse med oppgraderingene i Vestre korridor, må Statnett bygge en ny 420 kV stasjon i tilknytning til Tonstad. En utvidelse av stasjonen her er imidlertid ikke hensiktsmessig. 420 kV stasjonen vil derfor plasseres på Ertsmyra like ved Tonstad, og Tonstad stasjon vil bestå som et 300 kV anlegg. I Ertsmyra vil det også være plass til et HVDC-anlegg.

Mellom Tonstad og Ertsmyra vil det være to forbindelser, med en autotransformator tilknyttet hver forbindelse. Den ene av disse forbindelsene bygges i traséen til dagens Solhom-Tonstad. Denne ledningen vil da i stedet tilknyttes Ertsmyra via en autotransformator, og bli til Solhom-Ertsmyra.

Kabel tilknyttet Tonstad/Feda øker skjevfordelingen på Sørlandet

En kabel i Tonstad (Ertsmyra) vil først og fremst belaste Vestre korridor. Dette forsterker den skjeve flytfordelingen vi har på Sørlandet i dag. Flyten i de andre korridorene på Sørlandet vil også øke, men ikke i samme grad. Figur 5.9 viser hvordan en kabel i Tonstad (Ertsmyra) prinsipielt vil påvirke flyten ved eksport.

Kraftoverskuddet på Vestlandet flyter i stor grad ned til Sørlandet for å eksporteres til utlandet. Ved å øke eksportkapasiteten på Sørlandet, vil flyten fra Vestlandet øke. Flyten vil være særlig stor i perioder med høy uregulert produksjon, lavt forbruk og eksport på kablene, tilsvarende som for en kabel i Kvilldal.

Vestre korridor er utfordrende

Flyten i Vestre korridor øker kraftig med en kabel i Tonstad (Ertsmyra). De resterende duplexledningene i Dugeringen får noe overlast (> 20 prosent) med 1400 MW kabeleksport. Temperaturoppgradering av disse ledningene til 90 grader vil gi tilstrekkelig kapasitet.

Med en kabel i Tonstad (Ertsmyra), kan ikke Solhom-Ertsmyra tilkoples Ertsmyra via en autotransformator, fordi denne vil overbelastes ved utfall av 420 kV Lyse-Tjørhom-Ertsmyra. Dette gjelder selv om kablen bare har 1000 MW kapasitet. I Solhom er det dessuten et SF6-anlegg dimensjonert for 2500 A, og utfallet vil medføre overskridelser av denne strømgrensen. Det foreslås derfor å spenningsoppgradere Ertsmyra-Solhom til 420 kV som en framtidsrettet løsning.

Solhom-Arendal er en duplexledning som enkelt kan oppisoleres til 420 kV. 420 kV Ertsmyra-Solhom-Arendal vil bidra positivt til spenningsstabilitet, kortslutningsytelse og fleksibilitet/kapasitet ved revisjoner i området.

Ny Dugering eller Lyse-Stølaheia på 420 kV er nødvendig for å øke kapasiteten i Vestre korridor

Økt flyt i Vestre korridor vil påvirke spenningsstabiliteten negativt. De spenningsmessige forholdene på Sørlandet krever enten oppgradering av Dugeringen til 420 kV eller en ny forbindelse mellom Lyse og Stølaheia. Begge alternativene har ganske lik virkning på spenningene i Feda/Tonstad området når



Figur 5.9: De røde pilene viser hovedflytmønster i eksport. En kabel i Tonstad påvirker denne flyten slik de grønne pilene viser.

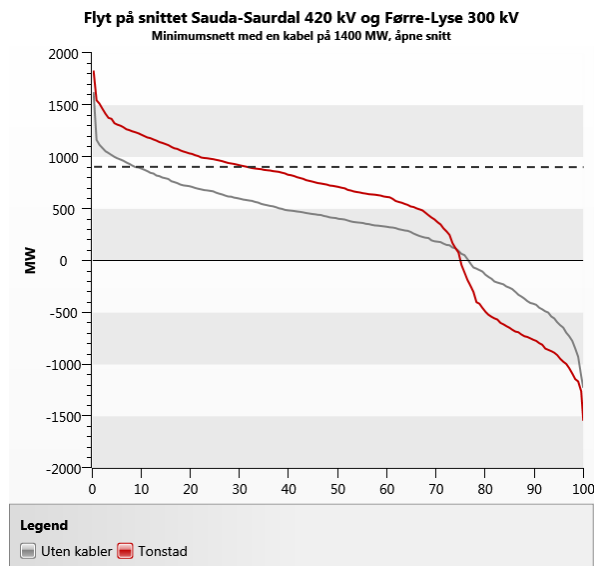
et utfall inntreffer ved ellers intakt nett. Dugeringen på 420 kV har derimot litt bedre effekt ved utfall i Midtre eller Østre korridor.

Det er kun Lyse-Stølaheia som gir tilfredsstillende spenningsforhold i Stavanger, både med hensyn til stasjonær spenning etter feil samt margin til spenningskollaps. Lyse-Stølaheia avhjelper også de termiske begrensningene inn til Stavangerområdet. Lyse-Stølaheia vil bidra til ytterligere en kobling mellom nord og sør på Sørlandet, og vil derfor være spesielt gunstig med tanke på overføringskapasitet i revisjonsperioder.

Det er behov for forsterkninger fra Sauda og sørover

Tilsvarende som for en kabel i Kvilldal, vil en kabel i Tonstad (Ertsmyra) medføre høy flyt på Sauda-Saurdal. Analysene viser at en autotransformator i Sauda mot Saurdal ikke er tilstrekkelig. Det vil være nødvendig å tilknytte Sauda-Saurdal direkte til et ordinært 420 kV anlegg i Sauda.

Videre vil et utfall av 420 kV Sauda-Saurdal gi overlaster på den parallelle 300 kV simplexledningen Sauda-Hylen-Førre-Lyse i situasjoner hvor det er høy produksjon på Vestlandet og lav produksjon i Saurdal og Kvilldal. Figur 5.10 viser at dette vil kunne inntreffe rundt 30 prosent av tiden. Det vil være behov for å erstatte dagens simplexledning med en ny triplexledning. Denne er spesielt viktig å få på plass før nettet nord for Sauda oppgraderes til 420 kV siden dette vil øke flyten sørover på Vestlandet ytterligere.

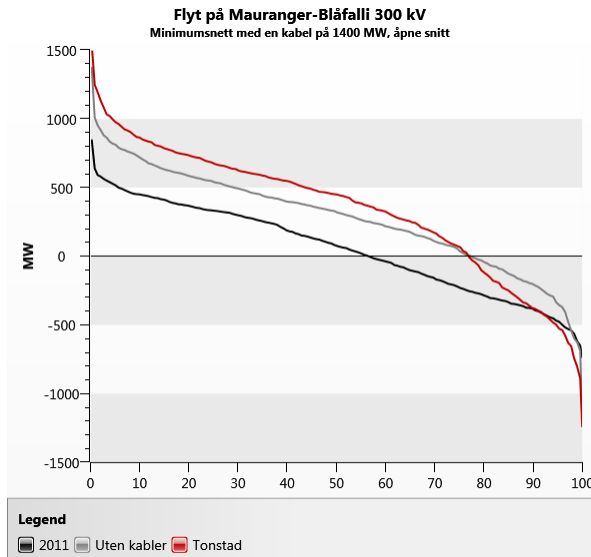


Figur 5.10: Flyt på snittet Sauda-Saurdal 420 kV og Førre-Lyse 300 kV

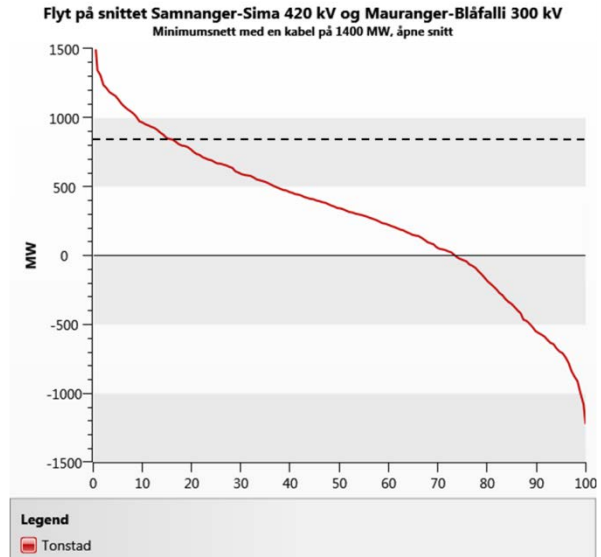
De samme utfordringene på Vestlandet som for en kabel i Kvilldal

En kabel i Tonstad (Ertsmyra) vil føre til økt flyt på Vestlandet, på samme måte som for en kabel tilknyttet i Kvilldal. I typiske sommersituasjoner med stort overskudd på Vestlandet, vil flyten sørover på Vestlandet ligge opp mot og over kapasiteten på ledningene. Begrensningene vil være størst sør for Samnanger. Figur 5.11 viser varighetskurve for flyten på Mauranger-Blåfalli, mens figur 5.12 viser at det verste utfallet – utfall av Samnanger-Sima, gir store begrensninger på Vestlandet. Snittet Samnanger-Sima og Mauranger-Blåfalli begrenser i ca. 10-15 prosent av tiden. Vi ser derfor behov for å spenningsoppgradere nettet fra Sauda til Samnanger.

Noen få prosent av tiden overskrider også flyten på snitt nord på Vestlandet kapasitetsgrensen. Etter at Evanger-Samnanger er oppgradert, vil strekningen Fardal-Hove-Refsdal være den mest begrensende. Verste utfall for disse ledningene er utfall av Fardal(Sogndal)-Aurland. Flyten på snittet Fardal(Sogndal)-Aurland og Hove-Refsdal overstiger imidlertid kapasiteten svært sjeldent, så vi ser derfor ikke behov for å spenningsoppgradere fra Samnanger og videre opp til Fardal(Sogndal) før kablet settes i drift, men vi mener at det er noe som bør gjøres på sikt. Som for en kabel i Kvilldal vil det også være behov for to autotransformatorer i Samnanger.



Figur 5.11: Flyt på Vestlandet, sør for Samnanger



Figur 5.12: Flyt på snittet Samnanger-Sima 420 kV og Mauranger-Blåfalli 300 kV

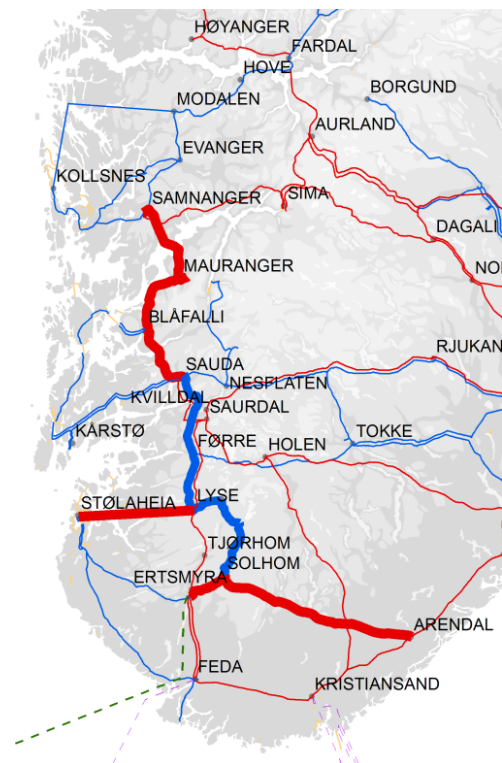
Hva må til av nettforsterkninger for en kabel tilknyttet Feda/Tonstad?

Utover Sørlandspakken og Grunnpakken er det behov for ytterligere forsterkninger i Vestre korridor og på Vestlandet, som vist i figur 5.13:

- Spenningsoppgradere fra Sauda til Lyse, drifte på 300 kV
- Spenningsoppgradere til 420 kV fra Sauda til Samnanger (se kapittel 5.1 for detaljer)
- Ny Solhom stasjon på 420kV og drifte Ertsmyra-Solhom-Arendal på 420 kV
- Ny ledning Lyse-Stølaheia eller Dugeringen på 420 kV i parallell med eksisterende
- Temperaturoppgradere duplexledningene i Dugeringen, fra Duge til Solhom (dersom det ikke bygges ny ledning i Dugeringen)

Disse nettforsterkninger, som innebærer en gjennomgående 420 kV forbindelse opp til Samnanger, vil løse begrensningene ved intakt nett og N-1.

Når nettet nord for Sauda oppgraderes til 420 kV, vil dette øke flyten sørover på Vestlandet betydelig og pålaste Vestre korridor ytterligere. Systemdriften vil bli betydelig mer krevende i form av omfattende flaskehalsers dersom nettet i sør ikke på forhånd er oppgradert. Oppgraderingen av nettet bør derfor starte i sør og forsette mot nord.



Figur 5.13: Nødvendige nettforsterkninger for en kabel i Feda/Tonstad

Mulig behov for redusert eksport på kabelen ved revisjon

Ved revisjoner oppstår det utfordringer som de foreslåtte forsterkningene ikke løser fullt ut. Utfordringene vil være delvis ulike avhengig av om Lyse-Stølaheia er etablert eller om Dugeringen er oppgradert til 420 kV (uten Lyse-Stølaheia).

Vi har sett på revisjoner av viktige ledninger i området rundt tilknytningspunktet, og hva spesifikke utfall i den perioden vil bety for eksportkapasiteten på kabelen tilknyttet Tonstad (Ertsmyra). I beskrivelsene av situasjonene under er det forutsatt full eksport på de øvrige kablene på Sørlandet. Behovet for reduksjon av eksport på kabelen i Tonstad vil være avhengig av den totale overføringen på kablene på Sørlandet.

Revisjoner som påvirker eksportkapasiteten i Tonstad med Dugeringen på 420 kV (uten Lyse-Stølaheia):

- 420 kV ledninger i Dugeringen
- 420 kV Lyse-Tjørhom-Ertsmyra

Ved revisjon på Lyse-Tjørhom-Ertsmyra vil et utfall av en av ledningene i Dugeringen og vice versa medføre spenningskollaps i området rundt Fedå. Vi vil oppnå sikker drift ved å redusere kapasiteten på kabelen i Tonstad til størrelsesorden 300-800 MW.

Begrensningene over inntreffer ikke dersom Lyse-Stølaheia er i drift.

Revisjoner (utkoplinger) som påvirker eksportkapasiteten i Tonstad med Lyse-Stølaheia og temperaturoppgradert Dugering, driftet på 300 kV:

- 420 kV Lyse-Stølaheia
- 420 kV Lyse-Tjørhom-Ertsmyra

Ved utfall av Lyse-Tjørhom-Ertsmyra samtidig som det er revisjon på Lyse-Stølaheia og omvendt, vil Dugeringen bli høyt belastet. Dersom overføringen på kabelen er 1400 MW vil strømmen overstige grensen for hva endepunktskomponentene i SF6-anleggene i Dugeringen tåler. Vi vil oppnå sikker drift ved å redusere kapasiteten på kabelen til størrelsesorden 1200 MW.

Spenningsstabiliteten er tilfredsstillende i denne situasjonen, samt for et utfall i Midtre eller Østre korridor. Det påpekes imidlertid at VSC-omformerer på den nye HVDC-forbindelsen bidrar med noe reaktiv støtte. Dimensjonering av VSC-omformerer vil således ha betydning for spenningsstabiliteten og dermed også for mulig eksportkapasitet på kabelen.

Det er lite som skiller Tonstad fra Fedå som tilknytningspunkt

Hvis kabelen tilknyttes i Tonstad (Ertsmyra), vil det være behov for DC-luftledning på strekningen fra kysten til Ertsmyra. Denne vil da benytte traséen til den sanerte simplexledningen Tonstad-Fedå 1. På store deler av strekningen vil det da være tre ledninger i parallell, DC-luftledning og to Fedå-Ertsmyra-ledninger.

Oppsummert viser analysene at det er små systemmessige forskjeller om kabelen tilknyttes Tonstad (Ertsmyra) eller Fedå. Ved revisjoner i området rundt Tonstad-Fedå, er det færre krevende situasjoner knyttet til en kabel i Tonstad (Ertsmyra) i forhold til Fedå. Omfanget av utfordringer i revisjonsperioder reduseres med Lyse-Stølaheia.

Utfallsanalyser ved intakt nett med en kabel i Fedå isteden for Tonstad (Ertsmyra), viser marginale forskjeller i belastninger på ledningene. Dugeringen er noe lavere belastet (5-10 prosent) med en kabel i Fedå i forhold til Tonstad, men det har ingen praktiske konsekvenser i forhold til forsterkningsbehov i nettet.

Spenningsproblematikken i Stavanger blir påvirket av om kabelen er lokalisert i Tonstad (Ertsmyra) eller Fedå når Dugeringen er oppgradert til 420 kV istedenfor at Lyse-Stølaheia er etablert. Verste utfall er Tonstad-Stokkeland, uavhengig av kabellokasjon. Ved full eksport (1400 MW) i Fedå blir det spenningskollaps ved dette utfallet. Ved full eksport (1400 MW) i Tonstad (Ertsmyra) er det

tilfredsstillende margin til spenningskollaps, men stasjonær spenning etter feil er vesentlig under tillatt grenseverdi. En 160 MVAR SVC i Stavanger vil gi tilfredsstillende spenningsforhold uansett om kabelen tilknyttes i Tonstad eller Fedå.

Ved kombinasjon av revisjon og et utfall på strekningen Lyse-Ertsmyra og den parallelle Dugeringen, uten Lyse-Stølaheia, vil spenningskollaps kunne inntreffe. Er kabelen tilknyttet Fedå vil en reduksjon av eksport på kabelen til i størrelsesorden 500 MW gi stabile forhold ved et utfall. Behovet for reduksjon av eksport på kabelen er noe mindre hvis kabelen er tilknyttet Tonstad (Ertsmyra) på grunn av lokal spenningsstøtte i Tonstad.

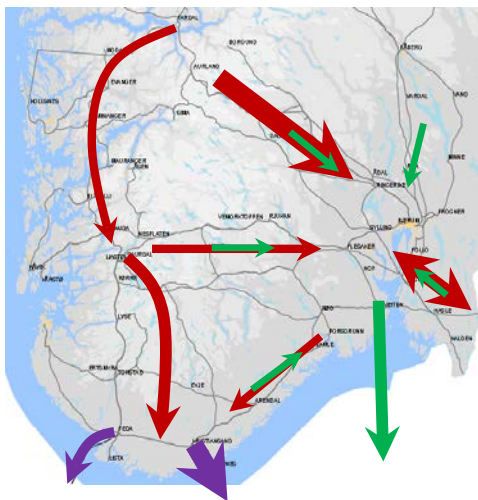
Tilsvarende vil kombinasjon av revisjon og et utfall på strekningen mellom Ertsmyra og Fedå kunne medføre spenningskollaps dersom kabelen er tilknyttet Fedå. Også her vil en reduksjon av eksport til størrelsesorden 500 MW gi stabile forhold. Denne situasjonen unngås hvis kabelen er tilknyttet Tonstad (Ertsmyra).

Problemerkene med spenningskollaps skissert over unngås med Lyse-Stølaheia. Men er kabelen tilknyttet Fedå, og det oppstår brudd mellom Ertsmyra og Fedå (kombinasjon revisjon og utfall), vil flyten gjennom Vestre korridor ta veien via Stavanger. Dette vil gi overlast på Åna-Sira-Fedå. Et systemvern som i denne situasjonen reduserer eksporten på kabelen til størrelsesorden 500 MW vil fjerne overlasten på Åna-Sira-Fedå.

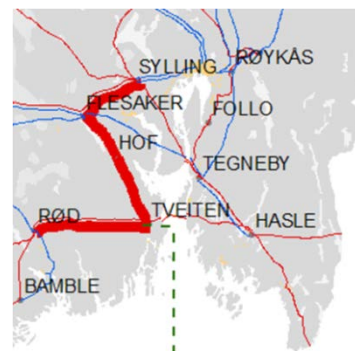
5.3 Tveiten – knutepunkt på Østlandet

Tveiten ligger sentralt på Østlandet. Mellom Tveiten og Rød er det i dag en 300 kV ledning som går parallelt med 420 kV ledningen Rød-Hasle. Ledningen på 300 kV skal oppgraderes før idriftsettelsen av SydVestlinken. Østover er Tveiten forbundet med 420 kV til Hasle via den ytre Oslofjordkabelen. Nordover går det en 300 kV ledning til Flesaker via Hof, og videre til Sylling. Spenningsoppgradering mellom Tveiten-Hof-Flesaker-Sylling gir et mer robust nett med SydVestlinken i drift. Dette viste analysene av overføringskapasiteten mellom Sør-Norge og Sverige, i forbindelse med SydVestlinken, utført i juli 2011 [9]. Vi legger dette til grunn i analysen. Figur 5.15 viser hvordan vi har modellert nettet rundt Tveiten.

Med oppgraderingene på plass, vil Tveiten ha 420 kV forbindelser mot Østre korridor, Vestlandet, Hallingdalen og Sverige, samt DC-ledning til Sverige. De mange forbindelsene vil gjøre Tveiten mindre sårbar for feil og revisjoner, og derfor velegnet til å tilknytte en utenlandskabel utover SydVestlinken.



Figur 5.14: De røde pilene viser hovedflytmønster i eksport. En kabel i Tveiten påvirker denne flyten slik de grønne pilene viser.



Blå: 300 kV
Rød: 420 kV
Stiplet: Kabel

Figur 5.15: Oppgradert nett rundt Tveiten for SydVestlinken

Tveiten trekker litt på mange kanaler

Siden Tveiten er knyttet til flere viktige forbindelser, vil en kabel her trekke på kapasiteten i mange av dem. Effekten blir dermed relativt liten i hver av dem. Varighetskurver viser at eksporten på kabelen i større grad kommer fra Sverige, enn for de andre tilknytningspunktene.

Som beskrevet i kapittel 4.4 avlastes Hallingdalsnettet og Flesakersnittet. Flyten på disse er ikke lenger begrensende, uavhengig av hvor den nye kabelen tilknyttes. Altså ikke heller for en kabel i Tveiten vil disse begrense.

Kabel tilknyttet Tveiten øker forsterkningsbehovet på Østlandet

Våre analyser viser ikke noen ytterligere begrensninger med en kabel tilknyttet Tveiten, sammenlignet med de andre punktene. Dette gjelder forutsatt at Rød-Tveiten-Hof-Flesaker-Sylling er spenningsoppgradert. Begrensningen på 420 kV ledningen Hasle-Tegneby, omtalt i kapittel 4.3, får imidlertid noe større varighet med kabel i Tveiten. I tillegg er 420 kV forbindelsen Flesaker-Hof-Tveiten noe begrensende med kabel i Tveiten. Denne forbindelsen har 80 grader linetemperatur. Overlast på forbindelsen, ved utfall av 420 kV Tegneby-Hasle, kan unngås ved å muliggjøre for drift på 100 grader i forbindelse med spenningsoppgraderingen av strekningen.

Hva må til av nettforsterkninger for en kabel tilknyttet Tveiten?

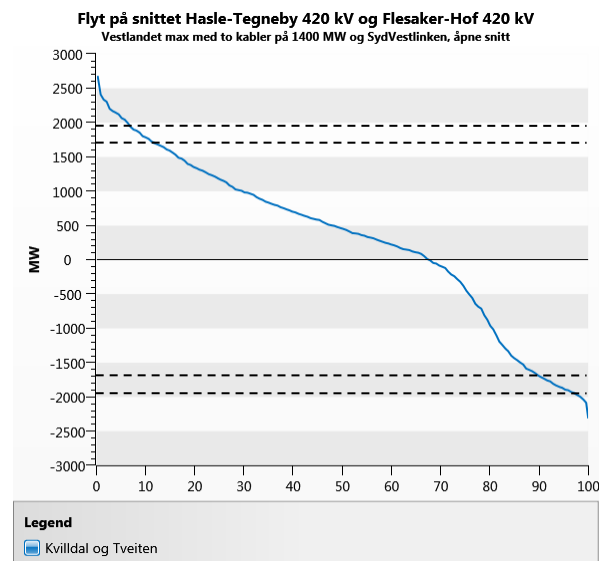
Utover Sørlandspakken og Grunnpakken er det behov for ytterligere forsterkninger på Østlandet, som vist i figur 5.15:

- Spenningsoppgradere Rød-Tveiten-Hof-Flesaker-Sylling
- Økt behov for kapasitet på linjene østover fra Tegneby

Mulig behov for redusert eksport på kabelen ved revisjon

Ved revisjoner av de viktigste ledningene på Østlandet vil det kunne oppstå betydelige begrensninger for samlet eksport på en Tysklands-kabel tilknyttet Tveiten, SydVestlinken og Haslesnittet. Spesielt vil revisjon på 420 kV ledningene Tegneby-Hasle og Flesaker-Hof-Tveiten være begrensende.

Maksimal overføringskapasitet totalt på SydVestlinken, Haslesnittet og Tysklands-kabelen er redusert til om lag 1000 MW uten spenningsoppgradering av Flesaker-Tegneby-Hasle. Er denne forbindelsen derimot spenningsoppgradert, er det behov for å redusere eksporten på de tre kanalene til om lag 2500 MW.



Figur 5.16: Flyt på snittet Hasle-Tegneby 420 kV og Flesaker-Hof 420 kV (80 og 100 grader linetemperatur)

5.4 Samnanger – mye produksjon, men svakt nett

Samnanger ligger i nærheten av Bergen. I dag går det tre ledninger på 300 kV inn til Samnanger. Nettet blir styrket når Sima-Samnanger på 420 kV er i drift. Videre planlegger BKK å bygge den såkalte Ytre ring; Modalen-Mongstad-Kollsnes. Hele ringen er planlagt å være i drift i 2016. Nettet rundt Samnanger, slik det er modellert i minimumsnett for 2018, er vist i figur 5.17.

Det er ingen kraftverk tilknyttet selve stasjonen i Samnanger, men det er totalt ca. 1600 MW kapasitet innenfor BKK-området. Det er dessuten mye uregulert produksjon nord på Vestlandet, og vi forventer enda mer etter innføringen av grønne sertifikater. Det vil derfor være et behov for å sluse ut overskuddet i sommerhalvåret. Å tilknytte en kabel så nært produksjonen vil redusere tapene ved eksport, og forbruket i Bergensområdet kan ta unna mye av importen.

Kabel tilknyttet Samnanger øker flyten nord på Vestlandet

I figur 5.18 ser vi skjematisk hvordan en kabel i Samnanger påvirker flyten i området i en typisk eksportsituasjon. Å tilknytte en kabel i Samnanger vil øke flyten nord for Bergen, mellom Fardal og Samnanger. En større del av kraften vil gå fra Fardal mot Samnanger, og slik sett avlaste flyten på Fardal(Sogndal)-Aurland.

Flyten på Vestlandet sør for kabelen vil derimot avta. En kabel i Samnanger endrer flytfordelingen på Vestlandet og avlaste nettet sør for Samnanger ved eksport. 300 kV ledningene sør for Samnanger avlastes med opptil ca. 200 MW over hele året. Dette er sammenlignet med en situasjon hvor det ikke er noen ny utenlandskabel, men økt trykk på Vestlandet koblet til forventet kraftutbygging. I figur 5.19 kan man se dette, hvis man sammenligner gul og grå kurve. Reduksjonen er betydelig, siden kapasiteten på disse ledningene er ca. 830 MW.

Samnanger vil gi omtrent samme effekt i Vestre korridor som en kabel i Kvilldal. Det betyr noe redusert flyt.

Ved import kan flyten sørover på Vestlandet øke. Det gjelder særlig ved samtidig eksport på kablene på Sørlandet.

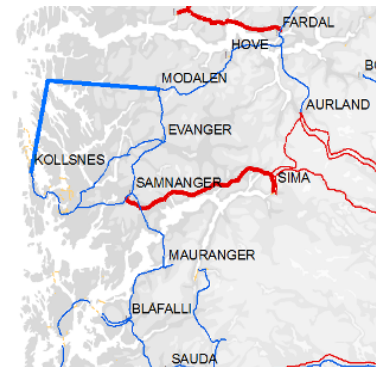
Flyten på Sima-Samnanger øker betydelig dersom det tilknyttes en kabel i Samnanger. Mye av kraften kommer fra Hallingdalen, så en kabel i Samnanger vil avlaste flyten over Hallingdalsnittet.

Behov for å forsterke nettet helt til Fardal

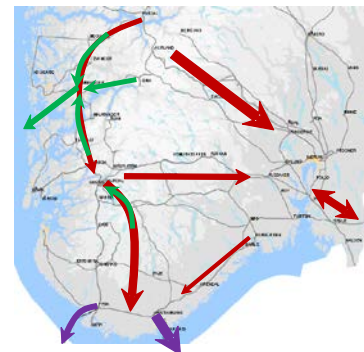
Full eksport på kabelen, samtidig med stor last i BKK, gir stort importbehov til området. Med ledningen Sima-Samnanger på 420 kV og to ledninger på 300 kV inn til Samnanger, vil det bli en skjevfordeling av flyten; mesteparten vil legge seg på Sima-Samnanger.

Flyten sør for Samnanger blir avlastet med en kabel i Samnanger. Dette er vist i varighetskurven i figur 5.19. Men på grunn av skjevfordelingen, vil utfall av Sima-Samnanger være begrensende. Snittet med Samnanger-Sima og Mauranger-Blåfalli vil begrense opp mot 10 prosent av tiden.

Utfall av Sima-Samnanger vil føre til overlaster nord for Samnanger. Snittet Sima-Samnanger og Hove-Refsdal begrenser i flyten nord på Vestlandet i ca. 15 prosent av tiden for 1400 MW kabel i Tonstad og Samnanger. Figur 5.20 og figur 5.21 viser flyten på disse snittene. Med en kabel på

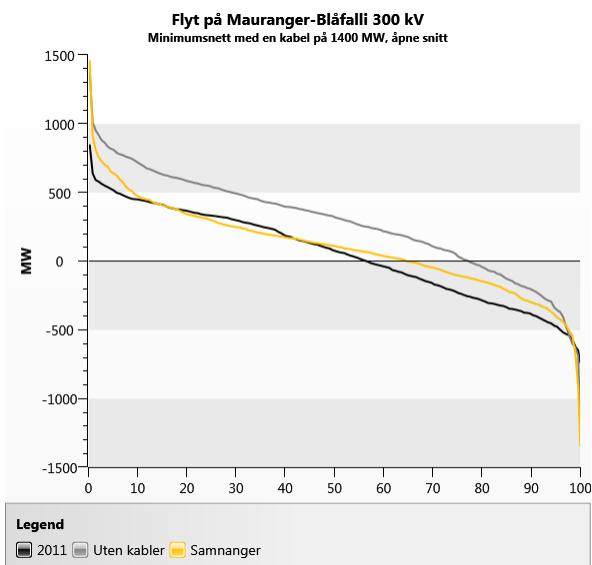


Figur 5.17: Minimumsnett slik det er modellert rundt Samnanger

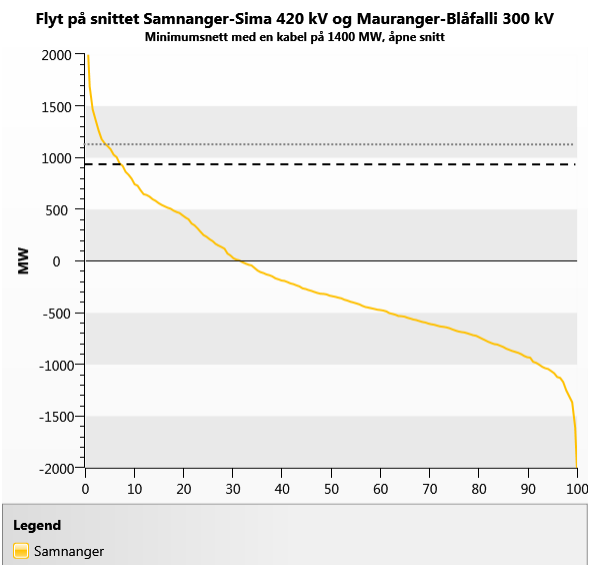


Figur 5.18: De røde pilene viser hovedflytmønster i eksport. En kabel i Samnanger påvirker denne flyten slik de grønne pilene viser.

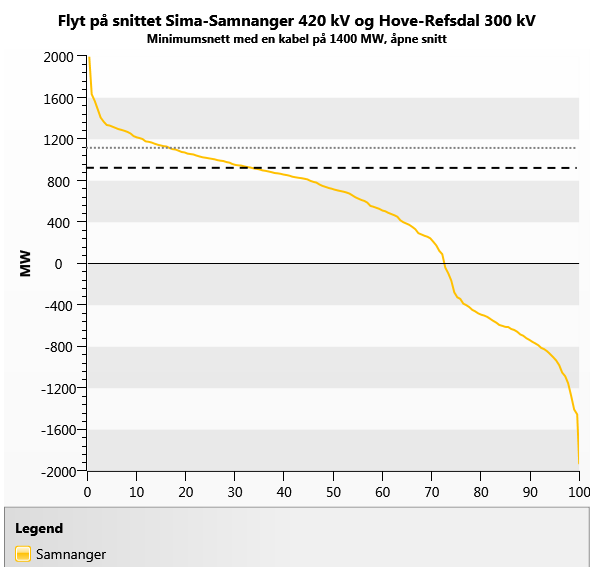
1400 MW plassert i Samnanger ser vi behov for å spenningsoppgradere nettet fra Sauda hele veien opp til Fardal(Sogndal) til 420 kV.



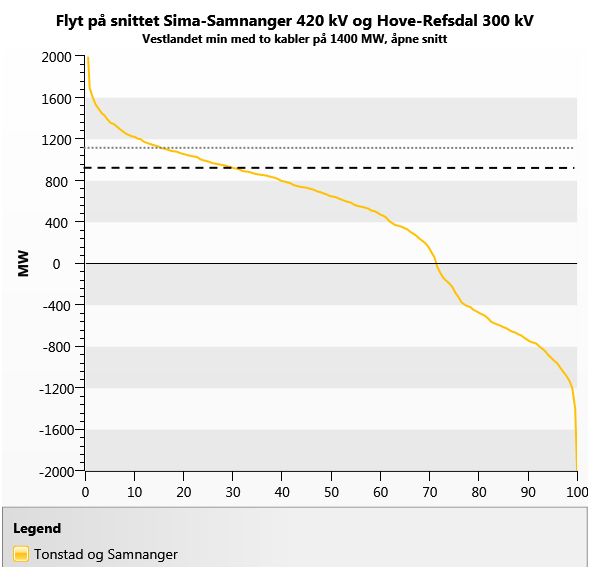
Figur 5.19: Flyt på Vestlandet, sør for Samnanger



Figur 5.20: Flyt på snittet Samnanger-Sima 420 kV og Mauranger-Blåfalli 300 kV



Figur 5.21: Flyt på snittet Sima-Samnanger 420 kV og Hove-Refsdal 300 kV



Figur 5.22: Flyt på snittet Sima-Samnanger 420 kV og Hove-Refsdal 300 kV. Oppgradert til 420 kV på Vestlandet sør for Samnanger.

Hva må til av nettforsterkninger for en kabel tilknyttet Samnanger?

I tillegg til Sørlandspakken og Grunnpakken ser vi behov for:

- Spenningsoppgradere til 420 kV på hele strekningen fra Sauda til Fardal(Sogndal):
 - Spenningsoppgradere fra Sauda til Samnanger (se kapittel 5.1 for detaljer)
 - Forsterke Samnanger-Evanger (Grunnpakken) samt oppisolere (37 km)
 - Oppisolere Evanger-Modalen-Refsdal (67 km)
 - Ny triplex Refsdal-Hove-Fardal(Sogndal), sanere simplexledningen (41 km)
 - Utvidelse av stasjonene i Evanger og Modalen
 - Noe må også gjøres i stasjonene i Hove og Refsdal, men det er usikkert hva som bør være endelig løsning



Figur 5.23: Nettforsterkninger for Samnanger. Tykk linje betyr nettforsterkning.

Figur 5.23 viser nettforsterkningene geografisk. Disse nettforsterkningene vil løse begrensningene ved intakt nett og N-1.

Mulig behov for redusert eksport på kabelen ved revisjon

Hvis nettforsterkningene beskrevet ovenfor blir realisert, vil det fortsatt være utfordrende revisjoner som kan kreve reduksjon på kabelen. Vi har sett på revisjoner av viktige ledninger i området rundt tilknytningspunktet. Av disse er følgende utfordrende å håndtere:

- 420 kV Sogndal-Aurland
- 420 kV Sima-Samnanger

Ved utfall samtidig som revisjon, overlastes ledningene i BKK-ringen. Dette kan kreve systemvern i form av reduksjon på kabelen. Reduksjon ned til størrelsesorden 500 MW på kabelen i Samnanger kan bli nødvendig. Det er forutsatt full eksport på de øvrige kablene på Sørlandet.

6 To kabler innen 2021 - tre mulige kombinasjoner

Det er en lang prosess å realisere en utenlandskabel. Det legger føringer for hvor den første kabelen kan tilknyttes for å ha den i drift til 2018, og dermed også hvor kabel nummer to kan tilknyttes. I dette kapittelet vil vi vurdere nettførsterkningene som må på plass for en *realistisk kombinasjon* av to tilknytningspunkter. Det viser seg at forsterkningene som må på plass for én og én kabel er de samme som må til for to kabler.

6.1 Lange ledetider for å realisere en utenlandskabel

I tillegg til at vi må oppgradere det norske nettet før vi kan tilknytte en ny kabel, så er det en stor jobb å klargjøre både HVDC-forbindelsen og stasjonen der den skal tilknyttes nettet.

Tre til fire år før investeringsbeslutning og endelig konsesjon

Første del av et nytt utenlandsprosjekt går ut på å gjennomføre analyser og konseptvalgutredning, eventuelt sende melding og søke om anleggskonsesjon og utenlandskonsesjon. Utredningsarbeidet, myndighetsbehandlingen og eventuelle påklagelser tar ca. tre år. Parallelt er det nødvendig å knytte god kontakt med partneren i mottakerlandet og bli enig om et felles avtaleverk.

For å lede prosjektet til en investeringsbeslutning, vil det ta anslagsvis tre til fem måneder. I løpet av disse månedene oppdaterer prosjektgruppen konseptvalgutredningen, gjør risikoanalyser og gjennomfører en uavhengig prosjektgjennomgang for å kvalitetssikre prosjektarbeidet før de legger det fram for styret i Statnett.

Planlegging for utbygging og selve utbyggingen tar seks år

Kabelutbyggeren må gjøre forberedelser til utbygging for både kabelen og omformeranlegget. Dette omfatter studier, fabrikkbesøk og produksjon, og tar mellom to og tre år for både kabelen og omformeranlegget. Selve leggingen av kabelen tar flere sesonger, og byggingen av anlegget kan ta mellom tre og fire år.

Ledetiden på et nytt utenlandsprosjekt er altså rundt 10 år. Det er stor usikkerhet knyttet til så omfattende prosjekter, så det vil kunne ta enda lenger tid.

Kvilldal har gyldig anleggskonsesjon

Kvilldal har anleggskonsesjon på norsk side, men ikke utenlandskonsesjon. Anleggskonsesjon gjelder for en likestrømsforbindelse fra Kvilldal til Storbritannia, og er gyldig fram til juli 2018 for inntil 1400 MW. Konsesjonen ble gitt som en del av NSI prosjektet i 2001, og kan trolig forlenges. Foreløpig plan er å idriftsette Englandskabelen i 2018.

Tonstad er planlagt som tilknytningspunkt for NORD.LINK

Statnett jobber også for å realisere en kabel til Tyskland, NORD.LINK. Som NSN er også NORD.LINK et modent prosjekt, som planlegger å kunne idriftsette kabelen i 2018. Høsten 2010 sendte Statnett søknad til NVE om anleggskonsesjon for å ta imot en Tysklands-kabel i Tonstad.

I forbindelse med arbeidet som er gjort for NorNed 2, har det blitt utført en god del undersøkelser av Feda som tilknytningspunkt. NorNed 2 har blitt utsatt på ubestemt tid, og det er derfor mulig å tilknytte Tysklandskabelen i Feda istedenfor Tonstad. Å flytte tilknytningspunktet nærmere kysten er såpass liten endring at det ikke vil forskyve planen om mulig idriftsettelse i 2018.

En ny kabel i Tveiten må samordnes med SydVestlinken

Tveiten er planlagt som endepunkt for Sydvestlenken, men ikke for andre utenlandsprosjekter. Som tidligere nevnt vil det ta rundt 10 år fra oppstart til realisering av et nytt utenlandsprosjekt, og i Tveiten må et slikt prosjekt samkjøres med SydVestlinken. Det er derfor ikke realistisk å tilknytte en utenlandskabel i Tveiten før etter 2021.

North.Connect må vurdere Samnanger

Det er heller ikke noe utenlandsprosjekt som har sett på Samnanger som tilknytningspunkt, men NVE sendte i september 2011 et krav om at det måtte inkluderes i utredningsprogrammet til North.Connect-prosjektet. North.Connect er en planlagt kabel på 1400 MW fra Vestlandet til Peterhead nordøst i Skottland. Prosjektet eies av Eco, Agder Energi, Lyse, Vattenfall og Scottish and Southern Energy (SSE). Prosjektet vurderte opprinnelig Kvilldal eller Sauda som tilknytningspunkt, men må nå utrede i landføring i Samnanger i tillegg. Planen er å sette kabelen i drift før 2020.

Statnett har ikke noe pågående utenlandsprosjekt fra Samnanger. Å starte opp et nytt kabelprosjekt som skal ha Samnanger som tilknytningspunkt vil, som vi har nevnt tidligere, ta rundt 10 år, og tidligst være klart til 2021.

6.2 Vi legger til grunn en kabel til England og en til Tyskland

I forrige underkapittel forklarte vi at bare Kvilldal og Feda/Tonstad kan ha mulighet til å ta imot en kabel i 2018. Valget av det første tilknytningspunktet legger føringer for hvor den andre kabelen vil gå fra. Det er satt i gang politiske prosesser for å integrere det norske kraftsystemet med både det engelske og det tyske kraftsystemet. Vi er derfor av den oppfatning at hvis den første kabelen går til England, så vil den andre gå til Tyskland, og vice versa. To Englandskabler eller to Tysklands kabler virker mindre sannsynlig.

Ingen Tysklands-kabel fra Samnanger

Hvis den første kabelen som settes i drift er fra Kvilldal til England, mener vi at Samnanger utgår som tilknytningspunkt for den neste kabelen.

En kabel i Samnanger krever at Vestlandet forsterkes fra Sauda til Fardal(Sogndal). Hvis Tysklands-kabelen skal gå fra Samnanger, vil den i praksis gå i parallell med det forsterkede nettet på Vestlandet og nærmest forbi Feda/Tonstad. En Tysklands-kabel fra Feda/Tonstad er derfor å foretrekke framfor en Tysklands-kabel fra Samnanger, så kabelkombinasjonen Kvilldal-Samnanger vil ikke bli grundigere analysert i dette prosjektet.

Avstanden mellom Tveiten og Tyskland er mindre enn mellom Samnanger og Tyskland. Vi mener derfor det er relevant å sammenligne Tonstad og Tveiten som tilknytningspunkt for Tysklands-kabelen.

Ingen Englandskabel fra Tveiten

Hvis den første kabelen som settes i drift er fra Feda/Tonstad til Tyskland, mener vi at Tveiten utgår som tilknytningspunkt for den neste kabelen. Tveiten ligger lengst unna Storbritannia, og vil gå i parallell med nettet på Sørlandet. Vi har derfor ikke vurdert Tveiten som tilknytningspunkt for en Englandskabel.

Både Kvilldal og Samnanger ligger godt plassert for en kabel til England. I analysene våre har vi derfor sett på hva som skiller dem fra hverandre.

Tre mulige kombinasjoner

Basert på diskusjonen over, står vi igjen med tre kombinasjoner av tilknytningspunkter:

- Kvilldal og Feda/Tonstad eller Feda/Tonstad og Kvilldal
- Kvilldal og Tveiten
- Feda/Tonstad og Samnanger

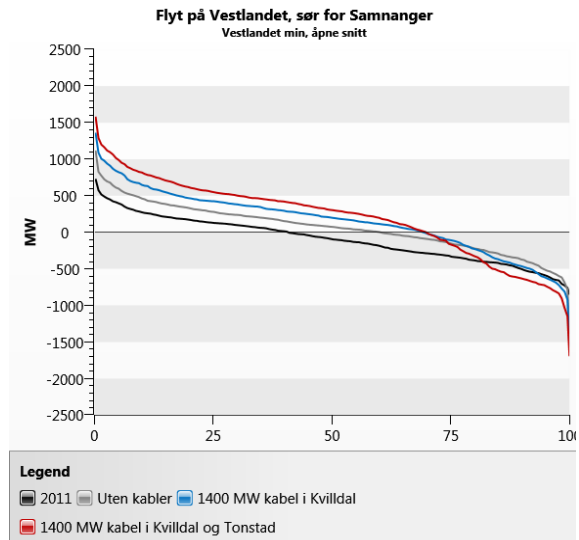
6.3 Nettforsterkningene er "adderbare"

I analysen har vi sett at de nettforsterkningene som må til for én og én kabel, er de samme som må til for to kabler. Nettforsterkningsbehovene for to kabler er oppsummert i figur 6.2.

Nettforsterkningstiltakene gir et sprang i kapasiteten

Når vi har oppgradert Vestlandet for å gjøre plass til en kabel i Feda/Tonstad og Kvilldal på 1000 MW, ser vi at det faktisk er tilstrekkelig for kabel i både Feda/Tonstad og Kvilldal på 1400 MW. Dette er vist i figur 6.1. Endringen i flyten fra bare en kabel på 1400 MW til to kabler på 1400 MW er mye mindre enn endringen i kapasiteten når vi oppgraderer ledningen. Kapasitetsløftet er markert i figuren, der kapasiteten mellom Sauda og Samnanger er vist før og etter oppgradering.

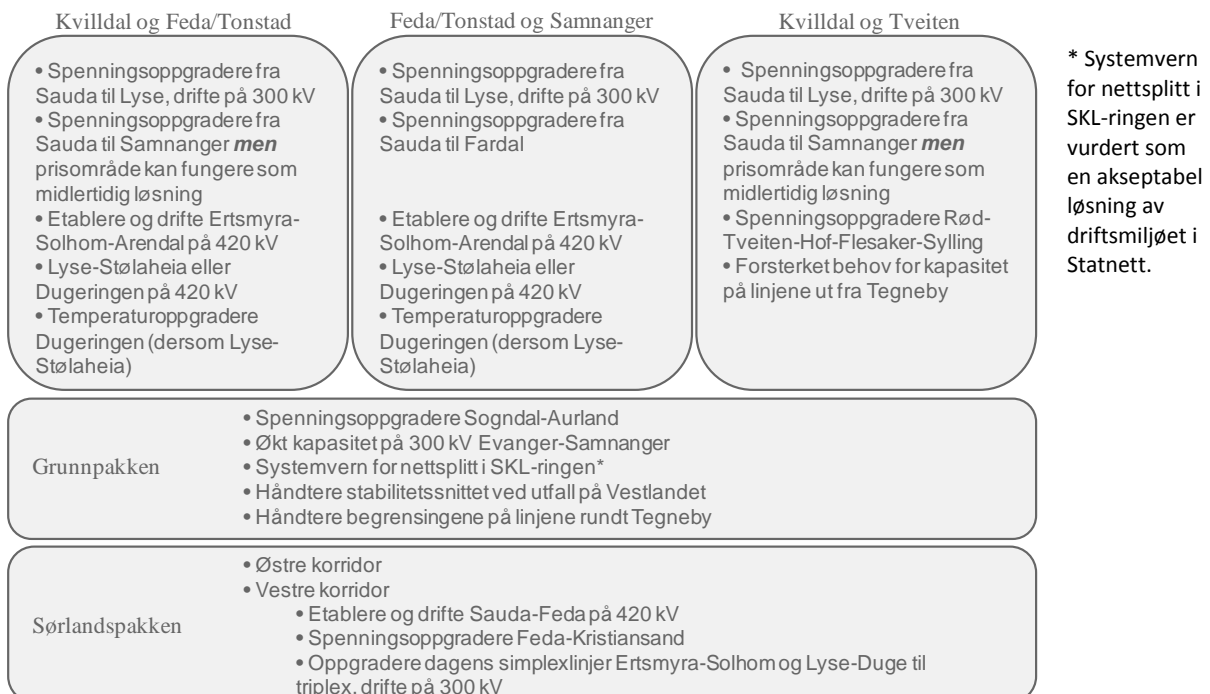
Å erstatte 300 kV simplexledninger med 420 kV triplexledninger, gir et stort løft i kapasiteten, så lenge det ikke er en svakere ledning i parallell. Som følge av dette kapasitetspranget, vil de nødvendige forsterkningene for to kabler på 1000 MW være tilstrekkelig for to kabler på 1400 MW. Det gjelder alle de tre vurderte kombinasjonene av tilknytningspunkt.



Figur 6.1: Flyten sør for Samnanger med oppgradert nett. Kapasiteten før og etter oppgradering er markert.

Forsterkningene bør starte i sør, der flyten er størst

For at nettet skal være i stand til å håndtere den økende nord-sør flyten, må vi starte med å oppgradere nettet i sør, der flyten blir størst. Det betyr at vi må prioritere å forsterke Vestre korridor, før vi spenningsoppgraderer Vestlandet. Hvis Vestlandet derimot oppgraderes først, vil det føre til økt flyt og større problemer i Vestre korridor. Tilsvarende kan vi også si at vi bør starte oppgraderingen av Vestlandet i sør, uansett hvor kablene tilknyttes.



Figur 6.2: Forsterkningstiltak for kombinasjonene av tilknytningspunkt

7 Mulig å idriftsette kablene tidligere med prisområder

Vi har sett at det er omfattende forsterkninger som kreves for å kunne idriftsette to nye kabler. Men ved hjelp av prisområder kan det være mulig å idriftsette flere utenlandskabler før de nødvendige forsterkningene er på plass.

7.1 Bruk av prisområde er et virkemiddel for å styre flyten

Prisområder⁹ er et virkemiddel for å styre kraftflyten og sørge for tilstrekkelig forsynings-sikkerhet. Antall prisområder i Norge og Norden har variert mye opp gjennom årene. I skrivende stund er det flere prisområder i Norden enn det har vært det siste tiåret. Totalt er det 13 områder i Nord Pool nå.

Prisområder kan tas i bruk ved langvarige flaskehals, og for forventet energiknapphet i et område. Dette reguleres av Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet.

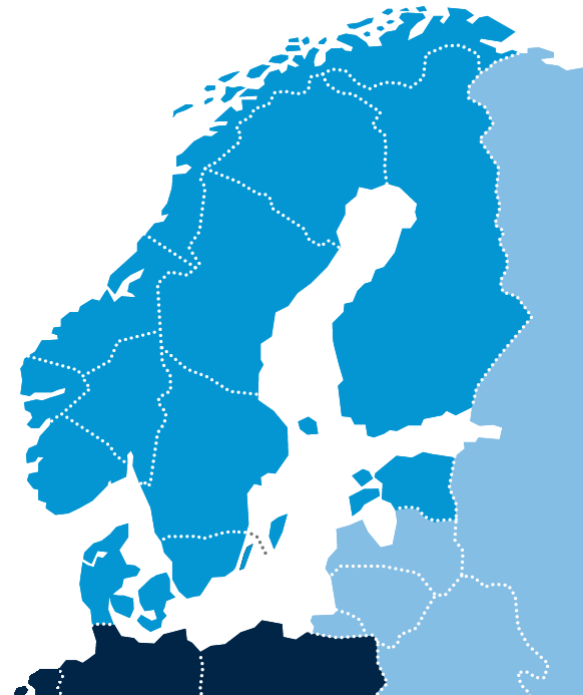
Før kraftnettet i Norge er ferdig utbygget til det nivået Statnett planlegger, kan det oppstå enkelte store flaskehals. Noen av disse kan løses ved bruk av prisområder. Markedet løser da problemet ved at prisen øker i et område og reduseres i et annet. Det skjer inntil produksjon og forbruk i de to områdene er endret så mye at flyten på flaskehalsen går under grensen.

7.2 Det er restriksjoner for når prisområder bør brukes

I analysen vår er det lagt vekt på tre kriterier i valget av inndeling i prisområder:

- Prisområdet skal løse flaskehalsen
- Prisforskjellen skal være begrenset
- Kapasiteten mellom områdene skal variere lite

For at et prisområde skal være et nyttig verktøy, må flyten over flaskehalsene i systemet kunne reduseres ved å endre markedskapasitetene mellom prisområdene. Dette er normalt lettest når flaskehalsene ligger på eller nær grensen mellom to prisområder.



Figur 7.1: Prisområder i Norden.
Kilde: www.nordpoolspot.com

Utdrag fra Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

§ 5. Flaskehals og elspotområder

Systemansvarlig skal fastsette elspotområder for å håndtere store og langvarige flaskehals i regional- og sentralnettet.

Systemansvarlig skal normalt fastsette separate elspotområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område.

Øvrige flaskehals i regional- og sentralnettet skal normalt håndteres ved bruk av regulerkraftmarkedet. Merkostnaden ved å fravike normal rekkefølge for effektivering av regulerkraft skal dekkes av systemansvarlig.

Systemansvarlig skal informere om fastsatte elspotområder i rimelig tid før de tas i bruk.

Figur 7.2: Utdrag fra forskriften

⁹ I denne rapporten brukes begrepet prisområde. Vi kunne også kalt det elspotområde eller anmeldingsområde. Dette er det samme og brukes dels om hverandre i mange sammenhenger.

Hva som er en akseptabel prisforskjell mellom to prisområder kan diskuteres. I vår analyse er det spesielt store, vedvarende og ensidige prisforskjeller som vil gjøre en prisområdeinndeling uaktuell. Også store forskjeller i døgstrukturen til prisene vil være negativt, selv om gjennomsnittsprisen til områdene skulle være ganske lik.

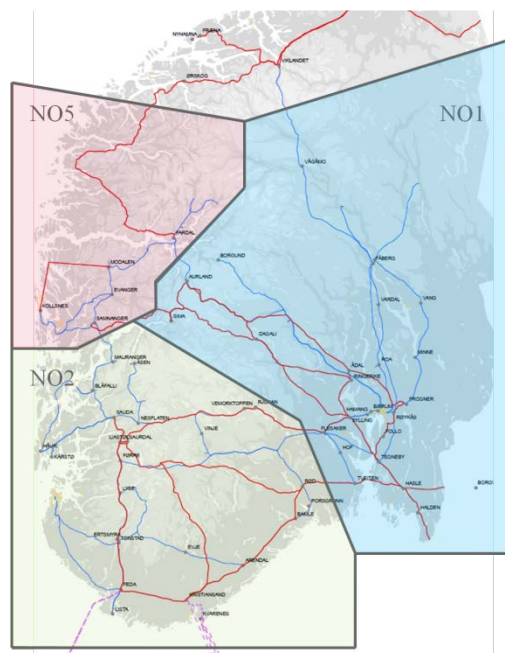
Vi har også gjort en vurdering av hvor mye kapasiteten mellom prisområdene varierer. Det flyter ikke alltid like mye mellom to områder i virkeligheten som det er "bestemt" i markedet, noe av strømmen kan ta en annen vei i nettet. I praksis betyr dette at kapasiteten mellom to områder i markedet vil være avhengig av hvor mye det flyter mellom alle andre områder. Dersom det er vanskelig å forutsi dette på forhånd vil det være nødvendig å operere med en større sikkerhetsmargin, som i tur vil gjøre kapasiteten mindre og flaskehalsen større.

I vår analyse er avvik mellom fysisk flyt og markedsflyt størst problem ved et eget prisområde på Sørlandet. For den valgte løsningen er det et forholdsvis lite problem.

7.3 Vi ser tre hensiktsmessige prisområder i Sør-Norge

I valget av prisområder er det noen områder som fungerer godt og noen som fungerer mindre godt. Når et område fungerer dårlig kan det komme av at prisene er for høye eller lave i forhold til omkringliggende områder

Den beste løsningen for prisområder funnet i denne studien er relativt lik dagens områdeinndeling. Figur 7.3 viser dagens prisområdeinndeling.



Figur 7.3: Dagens prisområder i Sør-Norge

I analysen av nettet i 2018 med og uten flere utenlandskabler er det noen flaskehalsen som går igjen. Blant disse er Hallingdalsnittet (mellom NO5 og NO1) og Vestlandet (mellom NO5 og NO2). Disse løses svært godt med vår valgte inndeling i prisområder.

Lavere priser i prisområdet NO5

Prisforskjellene i Sør-Norge vi har sett i analysene våre skiller først og fremst NO5 fra resten av Sør-Norge. Begrensningene som i dag gjør prisen i NO2 og NO1 ulik reduseres med spennings-

oppgraderingene vi har lagt til grunn. Det observeres derfor få prisforskjeller mellom NO1 og NO2 med normal drift av nettet, altså med alle forbindelser intakt.

Mange av flaskehalsene vi ser i dag avlastes eller forsvinner helt med de foreslåtte nettforsterkningene. Vi har imidlertid funnet en ny begrensning som ikke finnes i dag. Begrensningen skyldes problem med pendlinger i nettet ved stor kraftflyt fra Nord-Vestlandet til Sørlandet, hvor mye av kraften vil gå gjennom Hallingdalen og via Østlandet. Altså stor flyt fra NO5 til NO2, direkte og via NO1. Løses denne begrensningen med prisområde, kan det gi lavere pris på kraft i sommerhalvåret i NO5, når produksjonsønsket er på sitt høyeste.

Det er flaskehalsen også på Vestlandet, og spesielt på forbindelsen mellom Samnanger og Sauda. Kapasiteten på Vestlandet vil være begrensende både før og etter at hele strekningen er oppgradert til 420 kV. Flaskehalsen er likevel mye mindre med 420 kV. Flyten er størst her på sommeren når det er mye produksjon nord for snittet med svært lav marginalkostnad. Dette er ofte vannkraft som enten ikke har magasin, eller hvor magasinene allerede er fulle. På grunn av flomfaren kan prisene i NO5 bli lavere enn i resten av Sør-Norge i disse periodene når det samtidig er begrenset kapasitet ut av området.

Det vil ta tid å oppgradere mellom Sauda og Samnanger. Omfanget er mindre enn i Vestre korridor, men krever like fullt at det vil være perioder uten gjennomgående kapasitet på Vestlandet. Ettersom ombygging stort sett gjøres i sommerhalvåret når det er høy småkraftproduksjon, vil det også bidra til å gi lavere priser nord på Vestlandet i denne perioden.

Vanskelig å styre flyten i Vestre korridor med prisområde

Sørlandsstudien påpekte at et eget prisområde på Sørlandet ikke er et formålstjenelig virkemiddel ettersom det er flere ulike driftsproblemstillinger som skal håndteres. Vi vil imidlertid ikke utelukke et eget prisområde på Sørlandet i enkelte perioder for å begrense behovet for restriksjoner på kablene.

I dette prosjektet har vi imidlertid bekreftet at det er utfordrende å fastsette kapasiteter for et prisområde på Sørlandet. Det skyldes en skjevfordeling av flyten mellom de vestre forbindelsene inn til Sørlandet og de lenger øst. Dersom det gis kapasitet til markedet som om de vil belastes jevnt, vil det i mange tilfeller være slik at flyten i vest blir større enn planlagt og flyten i øst mindre.

Selv med en gjennomgående 420 kV mellom Sauda og Fedda, vil vi få markert høyere priser på Sørlandet med et prisområde sør for Sauda og en kabel i Tonstad/Fedda. Det virker lite rasjonelt å bygge seg inn i en slik situasjon, og derfor mener vi at Vestre korridor bør oppgraderes før vi setter i drift en ny kabel i Tonstad/Fedda.

Vi har også sett at dagens NO2 ikke er et velegnet prisområde for å håndtere overlaster i Vestre korridor. Fordi det ligger mange vannkraftverk rett nord for Vestre korridor, vil disse bidra til flaskehalsen, selv om kapasiteten inn til området reduseres betydelig. Reduserte markedsgrenser inn til området har altså liten påvirkningskraft, så heller ikke prisområdene NO2 og NO5 vil forhindre overlaster i Sørlandsnettet.

8 Etter 2021 – valg av tilknytningspunkt påvirker nett-tap og prisforskjeller

Det er kun 10 år fra i dag og frem til utgangen av 2021. For utviklingen i kraftsystemet er dette kort tid. Selv om utviklingen ofte kan skje over korte tidsrom, tar det mye tid å utvikle og bygge nye nettførsterkninger og å endre markedsmekanismer. Nettutviklingen vil derfor ikke være fullført i 2021. Siden levetiden til kablene er lang, må det vurderes hvordan kablene fungerer også på senere tidspunkt, siden dette vil være viktigst for kablernes samlede nytte for Norge.

Sentralnettet er langt på vei spenningsoppgradert i 2030

Fremover mot 2030 forventer vi at en stor del av det norske nettet er spenningsoppgradert, slik at det gjenstår langt færre flaskehals. Statnetts planer for og tanker om kraftsystemet frem mot 2030 er beskrevet i Nettutviklingsplan 2011 [11]. I tillegg til de forsterkningene som er gjort i vår analyse er det planlagt at nettet skal bli spenningsoppgradert i Nord-Norge, gjennom Gudbrandsdalen, og at det bygges en sterkere forbindelse til Sverige i nord. Samlet sett bidrar dette til å gjøre kraftsystemet mye mer robust, både med hensyn til driftssikkerhet, ny kraftproduksjon og -forbruk, og til å håndtere flere kabler, men også å gjøre prisforskjellene mellom elspotområdene mindre enn i dag.

Det er fremdeles prisforskjeller i 2030, kabel fra Samnanger kan redusere disse

Selv om sentralnettet er ferdig spenningsoppgradert i henhold til planene, vil det fremdeles være noen prisforskjeller i 2030. Disse er først og fremst knyttet til flaskehals mellom nord og sør. Kablernes plassering internt i Sør-Norge har liten betydning for disse.

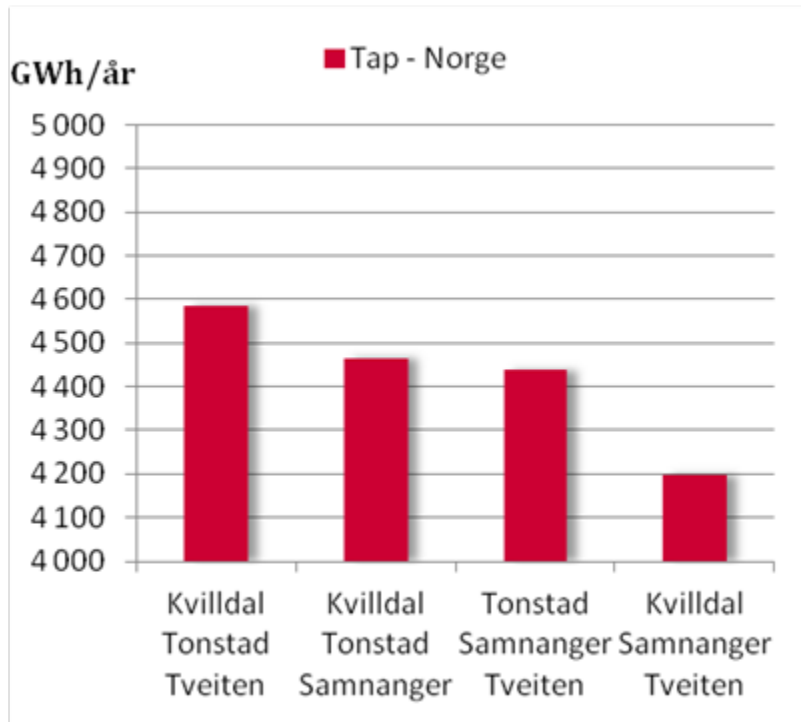
Den eneste kabelforbindelsen som påvirker flaskehals og prisforskjeller i stor grad er Samnanger. Uten en kabel i Samnanger kan flyten mellom Samnanger og Sauda overstige kapasiteten til en enkelt 420 kV ledning. En kabel i Samnanger motvirker dette ved at det ofte er eksport på denne kabelen i samme periode som det ellers ville vært høy flyt på denne strekningen. Effekten av en flaskehals mellom Samnanger og Sauda er beskrevet tidligere, men innebærer en betydelig prisforskjell mellom NO5 (Nord-Vestlandet) og resten av Sør-Norge i sommerhalvåret. Dette resultatet er konsistent med konklusjonen fra Vestlandsstudien [3]. I Vestlandsstudien foreslås det at en kabel fra Samnanger kan erstatte en ledning nummer to langs Vestlandet.

Tapsforskjeller mellom de ulike kabelalternativene: Fedat/Tonstad gir høyest tap, Samnanger minst

Med en antagelse om tre nye utenlandskabler til 2030 og fire alternative landingspunkter, velger vi i praksis bort et landingspunkt. Det er gjort en enkel analyse for å se på virkningen i tap med full utnyttelse av kablene. I denne analysen er det benyttet et scenario for 2030 som baserer seg på det samme nettet som ligger i Statnetts Nettutviklingsplan. Vi har ikke vurdert landingspunktene i lys av hvilket land de skal gå til, og heller ikke plassert to kabler i samme tilknytningspunkt.

Det er dels betydelige forskjeller i tap mellom de ulike kabelalternativene. Årsaken til at tapene er ulike er virkningen kablene har på det eksisterende flytmønsteret. Dersom kabelen fører til økt flyt på mange forbindelser øker tapene mye, men reduseres flyten på flere forbindelser øker tapene mindre. Derfor øker tapene mer med en kabel i Fedat/Tonstad, hvor flyten på alle forbindelser allerede peker mot landingspunktet, enn med en kabel i Samnanger, Kvilldal eller Tveiten.

Figur 8.1 viser de simulerte tapene for de fire ulike alternativene. De tre alternativene med lavest tap inneholder alle en kabel i Samnanger, mens de tre alternativene med høyest tap inkluderer en kabel fra Fedat/Tonstad. Forskjellen på tap mellom det beste og verste alternativet er nær 400 GWh per år.



Figur 8.1: Simulerte tap i det norske kraftnettet for 2030, med tre 1400 MW kabler til kontinentet

Dette er ikke et fasitsvar på hvordan de ulike landingspunktene vil påvirke tapene i nettet. Det er blant annet sannsynlig at tapet i alle alternativer er høyere enn det vil være i virkeligheten, ettersom ramping og andre restriksjoner vil gjøre utvekslingen på forbindelsene mindre. Det gir likevel et viktig signal om at dette er en viktig størrelse å ta hensyn til. Med en kraftpris på 50 €/MWh og 5 % diskonteringsrente utgjør 400 GWh ekstra tap i 20 år en nåverdi på 2 milliarder kroner.

Samtidig vil lengre kabler gi både en høyere investeringskostnad og et høyere tap på selve kabelen. Et grovt overslag tilsier at en kabel fra Samnanger i stedet for Kvilldal kan ha i størrelsesorden 20 GWh/år høyere tap. Tilsvarende kan en kabel fra Tveiten i stedet for Feda/Tonstad ha i størrelsesorden 50 GWh/år høyere tap, dersom den legges i samme trase vest for Danmark. Siden dette ikke er en samfunnsøkonomisk analyse, gjør vi ikke noen vurderinger utover dette her.

9 Mulig, men krevende med to nye kabler i 2021

I dette prosjektet har vi bekreftet og utdypet resultatene fra Sørlandsstudien:

- Omfattende investeringer bør gjennomføres før kabelforbindelsene knyttes til systemet.
- Systemmessig bør vi begynne forsterkningene i Vestre korridor.
- Det kreves færre investeringer for å tilknytte en kabel i Kvilldal sammenlignet med Feda/Tonstad.
- For å realisere to kabelprosjekter, er det nødvendig med ytterligere investeringer. Våre analyser viser at vi må forsterke mellom Sauda og Samnanger. På sikt bør vi også forsterke videre til Fardal(Sogndal) for å få et gjennomgående 420 kV nett på Vestlandet.
- Når vi har ferdigstilt de nødvendige nettforsterkningene for to kabler, får vi et stort løft i kapasiteten. Tiltakene som gir plass til to kabler på 1000 MW, er de samme som for to kabler på 1400 MW.

En ytterligere erkjennelse er at vi ser behov for fortsatt å bruke prisområder i nettutviklingen. Det er grunn til å regne med at alle nettforsterkningene ikke vil være gjennomført til 2021. Det vil da være helt nødvendig å blant annet anvende prisområder på om lag samme måte som i dag.

Mange av forsterkningstiltakene som må til for å sette i drift to nye kabler, er tiltak som må komme før eller senere på grunn av andre hensyn. Vi kan dermed tilfredsstillende en rekke behov med de samme tiltakene. Det gjelder både tilrettelegging for ny fornybar kraftproduksjon, industrivekst, forsyningssikkerhet og reinvesteringer.

For å kunne rangere de ulike alternativene opp mot hverandre, må Statnett i tillegg gjennomføre en samfunnsøkonomisk analyse.

9.1 Omfattende investeringer må til før nye kabler kan tilknyttes systemet

Statnett planlegger å idriftsette to nye kabler, én til Storbritannia og én til Tyskland. Kablene skal fases inn stegvis i 2018 og 2021 av hensyn til sikker drift. Vi har vurdert fire mulige tilknytningspunkter for de nye utenlandskablene: Kvilldal, Feda/Tonstad, Tveiten og Samnanger. For alle tilknytningspunktene må det gjøres omfattende investeringer før en ny kabel tilknyttes systemet. Hvor investeringene bør komme, omfanget av dem og hvilken effekt det får på de årlige tapene i nettet vil derimot variere fra punkt til punkt.

Tilknytning av nye kabler er bare én av grunnene til at vi må forsterke nettet. Nettforsterkningene som vil gjøre plass til økt kabelkapasitet, vil også dekke en rekke andre behov, som tilrettelegging av ny fornybar kraftproduksjon, industrivekst, forsyningssikkerhet og reinvesteringer. Det er ingen av de tilknytningspunktene som fører med seg forsterkninger som kun vil komme kabelutvekslingen til gode. Sett i den sammenheng, vil valg av tilknytningspunkt med nødvendige nettforsterkninger være et innspill til *rekkefølgen* innenlandske nettforsterkninger skal gjøres i, ikke om de skal gjennomføres eller ikke.

Første kabel tilknyttes trolig Kvilldal eller Feda/Tonstad

Statnett har to utenlandsprosjekter på gang: En kabel til England fra Kvilldal og en kabel til Tyskland fra Feda/Tonstad. Å endre tilknytningspunktet for ett av disse pågående prosjektene, vil i praksis si å legge ned prosjektene og starte på nytt. Det er mange grunner til ikke å ønske en slik utsettelse, blant annet med tanke på forsyningssikkerhet, prising av den nye fornybare kraftproduksjonen og forholdet til partnerne i kabelprosjektene. For å rekke å ha en kabel i drift til 2018, mener vi at første kabel bør tilknyttes i Kvilldal eller Feda/Tonstad.

Færre investeringer er nødvendig for en kabel i Kvilldal enn i Feda/Tonstad

Både en kabel i Kvilldal og Feda/Tonstad krever spenningsoppgradering mellom Sauda og Lyse, og spenningsoppgradering mellom Sauda og Samnanger. En kabel i Feda/Tonstad krever i tillegg

klargjøring for og drift av Tonstad-Solhom-Arendal på 420 kV og enten Lyse-Stølaheia og temperaturoppgradering av Dugeringen, eller Dugeringen på 420 kV.

Dersom Lyse-Stølaheia uansett bygges for å løse spenningsproblemene i Stavanger før første kabel er i drift, vil det være mindre forskjeller på Kvilldal og Feda/Tonstad.

Vi antar at en Tysklands-kabel vil gå fra Feda/Tonstad eller Tveiten

Dersom den første kabelen kommer i Kvilldal, antar vi at kabel nummer to går fra Feda/Tonstad eller Tveiten. Gitt at de nødvendige forsterkningene er på plass for en kabel i Kvilldal, krever en kabel i Feda/Tonstad ytterligere forsterkninger i Vestre korridor, mens en kabel i Tveiten øker forsterkningsbehovet på Østlandet.

En kabel fra Feda/Tonstad vil trolig kunne idriftsettes før en kabel fra Tveiten

Hvis Lyse-Stølaheia kommer uansett, skal det bare mindre forsterkninger til for å få realisert en kabel nummer to i Feda/Tonstad. Det vil være mer krevende å ha spenningsoppgradert fra Tveiten til Sylling og mellom Hasle og Tegneby, som er én måte å løse begrensingene på Østlandet på med kabel nummer to i Tveiten. I tillegg bør Statnett ha driftserfaring med SydVestlinken før det kan komme en kabel til i Tveiten. Dermed vil en kabel fra Feda/Tonstad trolig kunne kobles til nettet tidligere enn det en kabel fra Tveiten kan.

Selv om det er mulig å få i drift en kabel fra Feda/Tonstad før Tveiten, er det andre fordeler med Tveiten som tilknytningspunkt. Det er behov for tiltak i nettet på Østlandet uavhengig av hvor kablene kommer, og alderen på en del av ledningene tilsier at de må skiftes om ikke alt for mange år. Når dette er utført kan vi trolig tilknytte en kabel i Tveiten. Tapsmessig er dessuten Tveiten å foretrekke framfor Feda/Tonstad.

En Englandskabel fra Kvilldal vil trolig kunne idriftsettes før en kabel fra Samnanger

Dersom den første kabelen kommer i Feda/Tonstad, antar vi at kabel nummer to går fra Kvilldal eller Samnanger. De nødvendige nettforsterkningene for Feda/Tonstad vil også gjøre plass for en kabel i Kvilldal, mens en kabel i Samnanger i tillegg krever at Vestlandet forsterkes nord til Fardal(Sogndal).

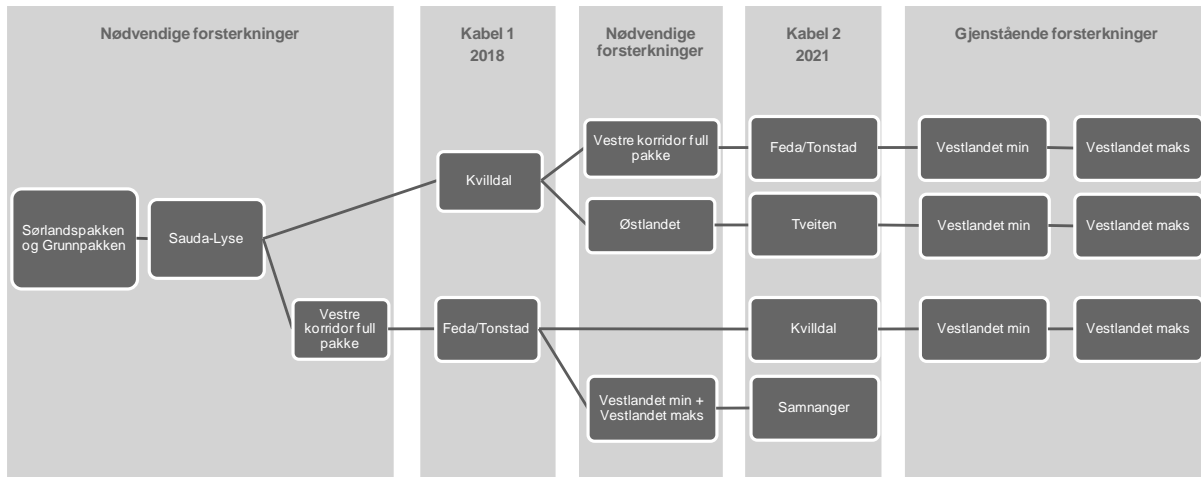
En kabel i Kvilldal kan dermed realiseres tidligere enn det en kabel i Samnanger kan. Men en kabel i Samnanger vil gi mindre flyt i nettet, og dermed mindre tap og mindre prisforskjeller i Sør-Norge.

9.2 Mulig å tilknytte kablene tidligere med prisområde på Vestlandet

Figuren under viser hvilke forsterkninger som bør være på plass før det tilknyttes en kabel i de vurderte landingspunktene, og hva som kan utsettes ved bruk av prisområder. Konsekvensene av å utsette forsterkningene er økte prisforskjeller i Sør-Norge og en mer kompleks oppgradering av Vestlandet.

Ved å tilknytte den første kabelen i Kvilldal er det færre investeringer som må gjøres i forkant sammenlignet med å tilknytte den i Feda/Tonstad. For å tilknytte kabel nummer to, må det gjøres ytterligere forsterkninger i nettet. Ved å gå denne veien, kan en fordele nettforsterkningene noe utover i tid.

Dersom nettet er forsterket for å kunne ta imot første kabel i Feda/Tonstad, er det også mulig å tilknytte en kabel i Kvilldal uten å gjøre ytterligere forsterkninger først.



Figur 9.1: Det sekvensielle forsterkningsbehovet for å få realisert de ulike kombinasjonene av tilknytningspunkt ved bruk av prisområde

Prisområde kan fungere når nettet er forsterket nord til Sauda

En justering av prisområdet NO5 gjør det mulig å idriftsette en kabel i Kvilldal eller Feda/Tonstad før det er spenningsoppgradert mellom Sauda og Samnanger. Også for kabel nummer to kan prisområde benyttes før spenningsoppgraderingen mellom Sauda og Samnanger er ferdigstilt. Konsekvensen av å idriftsette kablene før de nødvendige forsterkningene er på plass er, som nevnt over, større prisforskjeller i Sør-Norge og en mer kompleks oppgradering av Vestlandet. Utfordringene i ombygingsperioden vil øke i takt med kraftoverskuddet nord på Vestlandet. Disse utfordringene kan bli svært store.

Nettet må oppgraderes helt til Fardal før en kabel kan tilknyttes i Samnanger

Dersom kabel nummer to kommer i Samnanger, bør vi som minimum ha 420 kV mellom Samnanger og Fardal(Sogndal). Et eget prisområde lenger nord på Vestlandet, i hovedsak Sogn og Fjordane, kunne prinsipielt vært benyttet for å håndtere flaskehalsen nord for Samnanger. Vi har imidlertid regnet dette som lite aktuelt siden det vil være et lite område, og fordi det vil medføre to prisområder på Vestlandet. Resten av Vestlandet måtte fortsatt ha vært et prisområde for å håndtere flyten sørover på Vestlandet og i Hallingdalen.

Med 420 kV fra Samnanger og nord til Fardal(Sogndal), vil et prisområde håndtere flyten sør på Vestlandet før Sauda-Samnanger er spenningsoppgradert. Vi mener imidlertid at dette ikke er en god løsning. Spenningsoppgraderingen mellom Sauda og Samnanger må uansett gjøres for en kabel i Kvilldal og Feda/Tonstad. Dessuten vil et oppgradert nett nord for Samnanger øke trykket sørover på Vestlandet i enkelte situasjoner, som for eksempel ved transitt. Dette kan være utfordrende å håndtere med prisområde.

Før vi tilknytter en kabel i Samnanger bør altså hele Vestlandet være spenningsoppgradert, fra Sauda til Fardal(Sogndal).

9.3 Flere perspektiver må legges til grunn for å velge landingspunkt

I denne analysen har vi sett på hvilke innenlandske nettførsterkninger som må på plass for å tilknytte flere kabler. Vi svarer imidlertid ikke på hvor det er *best* å tilknytte kablene. For å sammenligne de ulike tilknytningspunktene, er det blant annet nødvendig å ta hensyn til hvordan kraftsystemet og markedet er der vi ønsker å knytte oss til, og hvordan det er å legge selve kablet. Dette ligger utenfor rammene av vår analyse, men er viktig å ha med seg slik at resultatene våre ikke blir forstått som en rangering av tilknytningspunktene for ny kabler. Det som er best sett fra norske system- og markedsforhold er ikke nødvendigvis det samme som det som er best i et helhetsperspektiv.

Del III Bakgrunn og metode

Del III beskriver prosjektmandatet og annen viktig bakgrunnsinformasjon, som resultater fra tidligere studier og driftserfaringer fra Sør-Norge. Metoden, en iterativ analyseprosess, og de ulike analyseverktøyene som er benyttet, er også beskrevet.

10 Bakgrunn og mandat

10.1 Mandat

Denne analyserapporten er utarbeidet av Avdelingen for Kraftsystemanalyse, og har til hensikt å vurdere forsterkningsbehov i kraftnettet sør for Viklandet. I Statnett sin Nettutviklingsplan for 2011, presenteres det planer for to nye kabler etter SK4 og SydVestlinken. Én kabel skal gå til Storbritannia og én til Tyskland, og kablene skal fases inn skrittvis i 2018 og 2021.

Foranledningen til denne rapporten var Sørlandsstudien der vi analyserte kraftsystemet på Sørlandet fra idriftsettelse av Skagerrak 4 og 10 år fram i tid. En av konklusjonene var at flere utenlandskabler og et sterkere innenlandsk nett har konsekvenser for kraftflyten langt utenfor Sørlandet. Det var dermed behov for en ny studie som så på forsterkningsbehovet i hele Sør-Norge.

Vi har vurdert forsterkningsbehovene i 300 kV og 420 kV nettet for en kabel i Kvilldal, Feda/Tonstad, Tveiten og Samnanger. Til grunn har vi lagt et utvalg av nettførsterkninger fra Statnetts Nettutviklingsplan, noe som vi har omtalt som "minimumsnettet". Tiltakene vi har foreslått er spenningsoppgraderinger av eksisterende forbindelser.

Akseptkriterier for samspill nett og utenlandskabler

Til grunn for analysene ligger det en rekke kriterier til nettet som også skal gjelde når kablen blir satt i drift. Konkretisert for den tekniske driften av systemet innebærer det at kablene ikke skal komme i konflikt med følgende kriterier:

- Driftspolicy skal kunne overholdes.
- Spenningsgrenser i driften skal overholdes (både øvre og nedre grenser):
 - Min/max 380/420 kV etter feil, 390/420 kV før feil.
 - Min/max 275/300 kV etter feil, 285/300 kV før feil.
- N-1 skal alltid være oppfylt for tenkbare produksjonsfordelinger ved intakt nett og ved lengre utkoblinger som følge av jobber med spenningsoppgradering.
- Kortslutningsytelsen skal være tilstrekkelig til at eksisterende og nye konverteranlegg kan gjenopprette driften etter en feil i nettet, samt stor nok til at korrekt vernfunksjonalitet kan oppnås og at krav til spenningsssprang ved koblinger er oppfylt.
- Systemvern utover dagens mengde blir ikke tatt med.

Å skulle overholde driftspolicy og ikke øke bruken av systemvern kan oppfattes som strenge krav til analysen, og blir ikke overholdt i driften per i dag. Vi har derfor også vurdert alternativer til nettførsterkninger, og betraktet det som mulige verktøy før nettet er ferdig oppgradert.

Den praktiske tolkningen av disse kriteriene mot framtidens drift av kraftsystemet sees nærmere på i kapittel 11.

10.2 Tidligere studier

Statnett har de siste årene gjennomført flere studier der nye utenlandsforbindelser har vært et sentralt tema.

- **August 2011: "Konsekvenser av økt kabelkapasitet" [4].** Analysen konkluderer blant annet med at det skal færre investeringer til for å tilknytte en kabel i Kvilldal sammenlignet med Feda/Tonstad. Den viser også at idriftsettelse av to nye 1400 MW kabler i tillegg til SK4 vil kreve omfattende tiltak utenfor Sørlandet. Videre bekrefter studien at østre og Vestre korridor allerede i dag blir svært skjevt belastet og at denne trenden vil forsterkes med et sterkere nett, flere utenlandskabler og mer småkraft på Vestlandet.
- **Juni 2011: "Systemutredning av sentralnettet i Vestlandsregionen" [3]** Her var fokuset på overføringsbehov på Vestlandet nord for Sauda. Studien viser blant annet et behov for to

420 kV ledninger mellom Samnanger og Sauda ved ca. 4500 MW kabelkapasitet på Sør- og Sørvestlandet og 10 TWh økt produksjon på Vestlandet og i Møre og Romsdal sammenlignet med i dag. I tillegg pekes det på behov for forsterkninger lenger nord på Vestlandet.

- **Juni 2009: "Systemanalyse Sør-Vestlandet" [2]** Primært var fokuset på overføringsbehov og tiltak for forsyning av Stavanger, Karmøy og Sunnhordland samt eventuelle nye kabler til utlandet. Overføringsbehov og -kapasiteter funnet i denne studien ble basert på termiske forhold ved en relativt statisk flytfordeling i nettet. De beregnede kapasitetsgrensene funnet i denne studien var også basert på omfattende netttiltak, som ikke nødvendigvis er på plass til planlagt idriftsettelse av nye kabler utover Skagerrak 4 (SK4).
- **April 2008: "Forsterkninger på Sørlandet gitt nye likestrømsforbindelser" [1]**. Fokuset var på kostnadene ved ulike forsterkningstiltak som kunne være aktuelle ved nye utenlands-kabler. Studien var generell i sin innfallsvinkel til analysene, og fokuserte ikke på vanskelige driftssituasjoner. Det ble sett på termiske, spenningsrelaterte og dynamiske forhold i nettet.

Forskjell fra Vestlandsstudien

Til forskjell fra Vestlandsstudien har vi ikke sett behov for to ledninger på Vestlandet. Dette skyldes ulike forutsetninger og tidsperspektiv. Vestlandsstudien så fram mot 2025 og spente opp et større utfallsrom. Ytterpunktene var behovet for nettforksterkninger med 10 TWh økning og 10 TWh reduksjon av dagens kraftbalanse på Vestlandet og i Møre og Romsdal. I virkeligheten vil vi sannsynligvis ligge et sted i mellom disse ekstremene. Til sammenligning har vi her sett fram mot 2020, og økt kraftbalansen på Vestlandet og i Møre og Romsdal med rundt halvparten av det som ble lagt til grunn i Vestlandsstudien.

10.3 Driftserfaringer fra dagens kraftsystem

Under finnes en kortfattet beskrivelse av driftserfaringer for ulike deler av Sør-Norge. Erfaringer fra dagens drift av kraftsystemet er viktige for analysen, både fordi mange utfordringer fortsatt er relevante i analyseperioden, og fordi det kan fange opp problemer og løsninger som ikke kommer fram i våre simuleringer.

Fram mot 2020 vil en del av dagens utfordringer forsvinne, blant annet som følge av at Sima-Samnanger og Ørskog-Fardal(Sogndal) kommer i drift. Andre utfordringer kan derimot bli mer krevende, for eksempel kompleksiteten med bruk av systemvern.

Gudbrandsdalen utfordrende i revisjonsperioden

I perioder med lav belastning i Norge er Gudbrandsdalen som regel et overskuddsområde, og i perioder med høy belastning er området i balanse. Det er sjelden særlig kraftflyt mellom Oslo/Akershus og nordover om vinteren. Revisjoner mellom Fåberg og Oslo er utfordrende, fordi gjenværende nett har lav overføringskapasitet i sommerhalvåret. Effekten av å regulere produksjon for å holde overføringsgrensene (spesialregulering) er dårlig. Alternativet er deling av nettet.

Hallingdal fungerer fint i normal drift

Ved intakt nett er det ingen spesielle utfordringer i Hallingdalen, overføringskapasiteten er normalt bare begrensende i et fåtall timer i vinterperioden. Det vurderes å implementere et system for produksjonsfrakobling (PFK) for å kunne øke overføringsgrensene noe. I 2011 har det som følge av revisjoner i nettet i Hallingdalen vært nødvendig med spesialregulering for å overholde overføringsgrensene.

Store variasjoner på Vestlandet

Produksjonen på Vestlandet kan variere mye både mellom år og i perioder innenfor året på grunn av stor variasjon i nedbørsmengden, slik som i 2010 og 2011. Lav overføringskapasitet i kraftnettet og relativt liten magasinkapasitet gjør at det oppstår flaskehals og problemer med å få ut all produksjon uten tap av vann i nedbørsrike perioder. Det kan også være problemer med å få

importert nok kraft til området i vinterhalvåret, for å forhindre at magasinene går tomme mot slutten av kalde og tørre vintre.

Mange tiltak på Vestlandet for å håndtere kraftflyten

I perioden 1.1 til 1.10 2011 har det vært delt drift inn til BKK området over 600 timer på grunn av revisjoner eller nødvendige delinger i nettet mellom Blåfalli og Fardal. Det er brukt over 10 millioner kroner til å regulere opp eller ned produksjon som følge av overbelastning av ledninger, revisjoner og feil i 300 kV nettet på Vestlandet.

Det er opprettet et eget elspot-område på Vestlandet for å kunne håndtere de begrensningene som finnes i overføringskapasiteten på en best mulig måte.

På Vestlandet er det installert vern (systemvern) i 300 kV nettet som kobler ut forbruk i Bergensområdet dersom utfall av ledninger opptrer samtidig med lave spenninger, for høy kraftflyt på ledninger og for lav frekvens ved separat drift. Det finnes også systemvern som kobler ut generatorer ved for høy flyt på ledninger.

I Sogn og Fjordane kan det være vanskelig å ta ut anlegg til revisjon uten samtidig å regulere produksjonen i området. Dette skyldes dårlig kapasitet på alternative forbindelser i området. Det kan også være utfordrende å holde gode spenninger i nettet i området. Over fem millioner kroner er brukt på å regulere produksjon som følge av disse forholdene i 2011.

I Sunnhordland kan det i perioder være anstrengte driftsforhold i nettet ved revisjoner. Det har vært alvorlige feilhendelser i området for noen år siden, som medførte eller var nær ved å medføre store avbruddskonsekvenser. Det er behov for å kunne ha belastningsfrakobling (BFK) ved fabrikk-anlegget på Karmøy (Håvik) dersom det oppstår feil i nettet. Dette behovet reduseres når ledningen Sauda-Saurdal er ferdig bygget i 2012.

Liten overføringskapasitet til Stavanger

Sør-Rogaland/Stavangerområdet forsynes av to 300 kV simplexledninger, fra Tonstad og Fedal til Stokkeland. Begge ledningene har liten overføringskapasitet. Forsyningen av Stavanger vil i perioder av året kunne oppleve avbrudd i forsyningen til deler eller hele Stavangerområdet dersom det blir feil på en komponent i 300 kV nettet i området (N-0 drift). Sannsynligheten for avbrudd i vintersesongen som følge av feil på en av de to 300 kV-forbindelsene er estimert til 5-10 prosent kommende vinter.

Størst utfordringer på Sørlandet i sommerhalvåret

I sommerhalvåret, med høy eksport til kontinentet og lav produksjon i Sira-Kvina, vil det ofte være for høy kraftflyt i Vestre korridor på Sørlandet (ledningene mellom Sauda og Tonstad) ved feil på parallelle forbindelser, eller dersom det er revisjoner i nettet. Det kan også oppstå for høy kraftflyt i Østre korridor (ledningene mellom Arendal og Porsgrunn) ved høy import fra kontinentet og transitt til Sverige. Dette er mest aktuelt ved revisjoner i nettet på Sørlandet som svekker forbindelsen til Vestre korridor.

For å kunne ha en høy overføringskapasitet i nettet på Sørlandet er vi helt avhengig av systemvern som kobler ut deler av overføringen på kablene til kontinentet eller produksjon, dersom det skulle oppstå feil eller overlast i nettet.

Ved høy import til Sørlandet, har vi også til tider for lite produksjon i området til å gi stabil drift på kablene til kontinentet og i nettet for øvrig, dersom det oppstår feil eller hendelser i nettet. Vi må da spesialregulere ved å kjøre opp produksjonen på Sørlandet og ned produksjon andre steder i Norge. For lav produksjon på Sørlandet kan medføre at vi får utfall av utenlandskablene som følge av relativt små forstyrrelser i nettet. Dette vil i verste fall kunne gi for lav frekvens i Norge og Sverige, og nettsammenbrudd.

Vi opplever også at feil kan registreres i store deler av Sør-Norge når vi har høy import til Norge i sommerhalvåret og liten produksjon. Det er også erfaringsmessig slik at uregulert produksjon i form

av småkraftverk og vindkraft faller fort ut ved feil i nettet, og derfor i liten grad er med på å stabilisere nettdriften.

Forsyningsikkerhet i fokus på Østlandet

I timene med høyest elektrisitetsforbruk på Østlandet, belastes sentralnettet inn mot Østlandet opp mot systemets overføringsgrense. For å opprettholde forsyningen ved en feil i nettet, må handelskapasiteten mot Sverige reduseres fra 2150 MW til tidvis 0 MW.

Langvarig feil på en sentral forbindelse i toppplastperioden kan medføre anstrengt forsyningsikkerhet for hele Østlandet. Det er flere transformatorstasjoner som ikke tilfredsstillers Statnetts krav til sikker drift (driftspolicy) ved utfall av en transformator.

Forbruksutvikling og transittbehov/handelskapasitet spiller en viktig rolle for videre utvikling av sentralnettet på Østlandet. Revisjoner i perioder med lite belastning foregår stort sett uten redusert forsyningsikkerhet, men spesielt utkoblinger i Østfold gir reduksjon i handelskapasiteten.

Stor mengde systemvern i Sør-Norge

Vi er avhengig av systemvern i form av produksjonsfrakobling eller automatisk deling av nettet for å kunne ha en så høy overføringskapasitet og systemsikkerhet som mulig. Mengden systemvern i Sør-Norge begynner å bli anselig, og det kan til tider være komplisert å ha kontroll på alle virkninger av disse og passe på å slå på og av vernene på riktig tidspunkt.

11 Prisområder og planleggingskriterier

11.1 Krav til sikker drift

Statnett har definert minstekrav til forsyningssikkerheten som skal brukes i planleggingen av nettet. Disse kravene skal sørge for at investeringer som Statnett mener er nødvendige for å sikre forsyningssikkerheten gjennomføres. Følgende **hovedprinsipp** gjelder:

Sentralnettet skal som hovedprinsipp driftes og planlegges ut fra N-1 kriteriet. Det betyr at feil på en enkelt komponent normalt ikke skal gi avbrudd for forbruk.

Dette er videre konkretisert i følgende planleggingsregler:

- Enkeltfeil skal ikke føre til avbrudd av mer enn 200 MW eller avbrudd i mer enn en time.
- Ved planlagt driftsstans skal enkeltfeil ikke føre til avbrudd av mer enn 500 MW eller avbrudd i mer enn to timer.

I utgangspunktet skal vi heller ikke planlegge for bruk av nye systemvern, det vil si automatisk forbruks- eller produksjonsfrakobling, dersom det ikke er en særskilt god begrunnelse for dette. Dette reiser noen sentrale problemstillinger knyttet til nettplanlegging, spesielt når det gjelder bruk av prisområder og reduksjon av overføringskapasitet på utenlandsforbindelsene.

Planleggingsreglene er en del av det generelle erfaringsgrunnlaget vi benytter når vi vurderer løsninger. Verktøyene vi bruker har imidlertid ikke funksjonalitet som kan kontrollere at de nettførsterkningene vi foreslår oppfyller, eller strider mot, disse reglene. En konkret vurdering av avbrudd vil kreve en mer detaljert plan for kraftsystemet enn den som er utarbeidet her. Virkningen av feil er en funksjon av det fysiske nettet, markedssystemet, vern, og ikke minst hvordan nettet driftes. Erfaringen fra kraftsystemet gjør oss likevel i stand til å anslå hvilke nettførsterkninger som kan være nødvendige for å overholde kravene.

11.2 Kan vi drive kablene med redusert overføringskapasitet?

Om det skal være mulig å ha 100 prosent utnyttelse på de nye utenlandskablene fra dag én kan det bety store og kostbare oppgraderinger i nettet som tar lang tid å gjennomføre. På samme måte kan et krav om 100 prosent drift på kablene ved alle feilsituasjoner og revisjoner være svært strengt. Et sentralt spørsmål er derfor: "I hvilke tilfeller er det greit å redusere kapasiteten på kablene?"

Som hovedprinsipp har vi lagt til grunn at kablene skal kunne driftes med 100 prosent overføring i alle feilsituasjoner (N-1) med de nettførsterkningene vi foreslår. Vi har imidlertid forsøkt å påpeke muligheter for å bruke systemvern der vi mener det er tungtveiende grunner til det.

For å håndtere kritiske feil i revisjonsperioden (N-2 situasjon) har vi vurdert reduksjon i overføringskapasiteten på kablene som det mest aktuelle tiltaket fordi det vil bli svært omfattende og kostbart å bygge et kraftsystem som har komplett N-2 redundans. Vår vurdering er at det er komplekst å drive systemet med flere utenlandskabler, og at vi ikke kan forvente at det er full kapasitet på kablene til enhver tid, spesielt i revisjonsperioden.

Utfall i revisjonsperioden kan håndteres ved å redusere eksporten på kabelen. Spørsmålet blir dermed om kapasiteten skal reduseres i hele revisjonsperioden, eller om det skal tilknyttes systemvern, slik at utfall av ledninger automatisk reduserer eksportkapasiteten.

Som nevnt i kapittel 10.3, er det en stor mengde systemvern i Sør-Norge allerede i dag. Mengden systemvern gjør driften av nettet komplisert. Å opprette systemvern for de nye kablene vil øke mengden, og dermed kompleksiteten, med systemvern ytterligere.

11.3 Dagens regime for bruk av prisområder

Sør-Norge er i dag inndelt i tre prisområder. I tillegg til den overordnede forskriften ligger det en rekke vurderinger til grunn for akkurat denne inndelingen i prisområder.

- Prisområdene skal defineres av stabile, strukturelle flaskehalsen. Det vil si at flaskehalsen som opptrer sporadisk ikke skal løses med prisområder.
- En inndeling i prisområder må være et målrettet og effektivt tiltak for å løse flaskehalsen. Det vil si at en prisforskjell må bidra vesentlig til å redusere den aktuelle flaskehalsen.
- Antallet prisområder må være praktisk håndterbart. Dagens antall er en god rettesnor for hva som kan håndteres. I tillegg må grensene mellom områdene være stabile over tid.
- Store prisforskjeller mellom områder tyder på at det er behov for nettførsterkninger.

11.4 Håndtering av prisområder i denne analysen

Vi har lagt dagens regime for bruk av prisområder til grunn når vi skal vurdere behovet for nytt nett i denne analysen. Det løser effektivt de utfordringene vi ser.

Forutsetningen om dagens regime for bruk av prisområder er den samme som lå til grunn for Sørlandsstudien. Forutsetningen legger følgende føringer for vurderingen av prisområde i denne rapporten:

- Der flaskehalsen kan løses uten for store vedvarende prisforskjeller og med noen få stabile prisområder i Sør-Norge er prisområder et aktuelt virkemiddel som langsiktig løsning.
- Flaskehalsen som ikke løses med bruk av dagens regime for prisområder må løses med utbygging av nytt nett eller på andre måter.
- Vi ser på prisområder som et viktig virkemiddel i en overgangsfase til det kommer bedre nett, og som et verktøy i driften av vannkraftsystemet.

12 Metode

En stor del av denne analysen er basert på modellsimuleringer. Selv om vi har sjekket robustheten i resultatene ved å teste en rekke sensitiviteter, er det viktig å være klar over at våre modeller og forutsetninger alltid vil gi et forenklet bilde av det virkelige systemet. Når vi bruker modellene i analyser legger vi derfor stor vekt på å vurdere simuleringsresultatene opp mot historiske observasjoner fra markedet og driften, samt fundamentale fysiske og markedsmessige sammenhenger. Oppsummert kan vi si at våre analyser ikke kommer som et resultat fra modell-simuleringene direkte, men fra en totalvurdering gjort av prosjektgruppen.

12.1 Fremgangsmåte for analysene

I korte trekk har prosjektet utført følgende trinn:

- Analysert det framtidige overføringsbehovet til, og innad i analyseområdet
- Kartlagt begrensninger og sentrale flaskehalsar i analyseområdet
- Vurdert varigheten av disse begrensningene
- Identifisert tiltak som vil gjøre det mulig å ha to nye kabler i drift i 2021
- Vurdert tiltakenes gjennomførbarhet
- Konkludert med en helhetlig forsterkningsstrategi

Analyseverktøyet PSS/E har blitt brukt til å gjennomføre nettanalysen, og Samlastmodellen har blitt brukt i analysene av samspillet mellom marked og nett. Analysen er basert på iterasjon mellom modellene.

PSS/E leverer informasjon til Samlast om begrensninger på ledninger og kapasiteter som må overholdes for å holde driften innenfor N-1 kriteriet. Disse brukes i Samlast til å sette handelskapasiteter og beregne kraftflyt over et langt tidsrom og mange ulike tilstander. Denne informasjonen brukes i tur til å vurdere hvilke tilstander det er fornuftig å studere videre i PSS/E, og som vil være dimensjonerende for kraftsystemet,

Ignorert begrensende endepunktskomponenter

I analysen har vi i de fleste tilfeller sett bort fra begrensende endepunktskomponenter. Unntaket er for SF6-anlegg, der det er svært kostbart å bytte dem. Vi har med andre ord lagt kapasiteten på ledningene til grunn, og ikke tatt hensyn til at endepunktskomponenter kan begrense først. Dette er gjort fordi det generelt er enkelt å bytte endepunktskomponenter sammenlignet med ledninger. Konsekvensen er at det vil virke som om vi har bedre kapasitet i det eksisterende nettet enn det som faktisk er tilfellet, og behovet for å bytte endepunktskomponenter vil ikke komme fram i analysen.

Innledende analyser av behov og begrensninger

I de innledende analysene var målet å få et første bilde av behovet og begrensningene i nettet. I PSS/E lastes produksjon opp/ned i definerte områder og motreguleres på kablene. DC-flyt ligger til grunn, så det er dermed ikke tatt hensyn til spenningsforhold. Ledningenes termiske¹⁰ grense i Sør-Norge ble overvåket, og ved overskridelse på ulike komponenter fikk vi en oversikt over hvor mye kabeleksporten/-importen måtte begrenses for å unngå overlast. I Samlast ga de innledende analysene blant annet et overblikk over det generelle flytmønsteret og sentrale flaskehalsar.

¹⁰ Når termiske forhold begrenser overstiger belastningen dimensjonert belastningsgrense. Den er bl.a. bestemt av omgivelsestemperatur/kjøling. Hvis ledningen er lavere enn 70 prosent belastet før utfall, tillates en kortvarig overlast på 20 prosent. Hvis den er 70 prosent belastet før feil, tillates ingen overlast.

Videre analyser for å løse begrensningene

Resultater fra de innledende analysene i Samlast og PSS/E ble brukt som underlag for et antall AC snapshot-case¹¹ i PSS/E, med ulike produksjons- og flytmønster. Disse er spissede mot ekstreme forhold for å få dekket verste tenkbare situasjon. Det er gjort ved å ta utgangspunkt i problematiske situasjoner, og hente en områdevis produksjons- og forbruksfordeling fra Samlast. Ved etablering av casene er det tatt hensyn til erfaringer fra drift. Begrensninger i nettet har blitt analysert mer detaljert, blant annet ved å inkludere spenningsforhold i tillegg til kritiske utfall av ledninger og autotransformatorer.

Det er viktig å ha i mente at vanlig utfallsanalyse viser et snapshot for en gitt overføring, og ikke sier noe om marginen til spenningskollaps. Spenningene kan være innenfor tillatte grenser etter utfall selv om det er liten margin mot instabilitet. Det er derfor viktig å komplettere statiske utfallsanalyser med analyser der vi laster opp systemet helt til spenningskollaps. Disse to analysene i fellesskap gir oss et mer komplett bilde av driftsbetingelsene.

Spenningsstabilitetsanalyse¹² er gjennomført med bruk av opp/nedlasting av områder med motregulering på utenlandskablene. Kabelimporten/eksporten vil måtte begrenses dersom spenningskollaps inntreffer før maksimal kabeffekt.

Det er også utført dynamiske¹³ analyser. Disse har tatt utgangspunkt i de samme snapshot casene som for lastflytanalysen, og studert kritiske feil i nettet som kan resultere i stående pendlinger.

Etter å ha kartlagt behov og begrensninger, identifiserte vi tiltak som kan løse begrensningene. Tiltakene ble modellert og analysert for å sjekke om de faktisk løste de problemene de var tenkt å løse, og at de ikke skapte nye problemer.

Sensitiviteter

Behovene, begrensningene og de foreslåtte tiltakene har blitt grundig vurdert. En del av analysen går ut på å kontrollere effekten av en rekke sensitiviteter, for å få mest mulig robuste resultater. Plasseringen av nye utenlandskabler og ulike nettførsterkninger er de viktigste variasjonene i simuleringene som er gjort for vår analyse. I tillegg til disse er det vurdert ulike andre endringer i kraftsystemet som kan tenkes å ha betydning for resultatet. Blant disse er:

- Ulike fordelinger av de nye 26,4 TWh kraft som bygges ut for grønne sertifikat, inkludert:
 - Fordeling mellom Norge og Sverige
 - Fordeling mellom nord og sør
 - Økt mengde småkraft på Vestlandet
 - Økt mengde vindkraft i Midt-Norge
 - Økt mengde fornybar i områder med høyt forbruk
- Permanent reduksjon av produksjonen fra svensk kjernekraft
- Flere nye forbindelser mellom Sør-Sverige og kontinentet
- Ingen oppgradering av nettet gjennom Midt-Sverige
- Kapasitetsøkning ut av Nord-Norge

Sensitivitetene er benyttet til å verifisere funn gjort med hovedscenarier, og inngår i den overordnede analysen. Konkrete resultater fra sensitivitetene kommenteres derfor bare i rapporten hvis det er viktig for våre konklusjoner.

¹¹ Et "snapshot" menes her er et bilde på last og produksjonsforhold ved et gitt tidspunkt.

¹² Når spenningsmessige forhold begrenses, overholdes ikke øvre eller nedre krav på spenning i forhold til driftspolicy. For lav spenning kan resultere i at nettet kollapser (spenningskollaps). For høy spenning kan medføre kortere levetid på komponenter og i verste tilfelle overslag (kortslutning).

¹³ En dynamisk studie ser på om og hvordan systemet klarer å svinge seg inn igjen når en gitt feil med en definert varighet inntreffer.

Vurdering av revisjonsperioden

Hvis de nettførsterkninger som vi har foreslått blir realisert, vil det fortsatt være utfordrende revisjoner. Vi har gjennomført en forenklet vurdering av konsekvensen av revisjoner (N-1-1) på ledningene i nærheten av tilknytningspunktene for kablene. Vi har ikke kommet med forslag til tiltak for å gi 100 prosent drift på kablene under revisjoner og med en samtidig feil i nettet. Vi har derimot vist at kablene kan kreve systemvern i form av reduksjon på kablene. Vi har også gitt et overslag på hvor mye kapasiteten på kablene må reduseres for å unngå overlast ved utfall i revisjonsperioden.

12.2 Modellenes troverdighet og forklaringskraft

Modeller av kraftsystemet vil alltid beskrive en forenkling av virkeligheten. Styrken til modellene er at de beskriver hvordan mange faktorer i systemet fungerer i et komplisert samspill på tross av forenklingene. Samlast er en modell som etterligner samspillet i hele det nordiske kraftsystemet med både marked og nett. PSS/E er et verktøy med en nettmodell som etterligner en definert driftssituasjon. Der kan vi blant annet studere termisk belastning og spenningsforhold ved utfall i nettet.

Vurdering av kraftsystemets oppførsel under ulike markedsforhold

Samlastmodellen har en detaljert markedsbeskrivelse for det nordiske området og en full nettmodell av hele sentralnettet i Norden. For å fange variasjoner i tilsig og temperatur simulerer modellen hvordan systemet vil oppføre seg over en serie historiske temperatur- og tilsigsår. Dette gjør modellen godt egnet til å vurdere oppførselen til kraftsystemet under ulike markedsforhold.

På tross av en del forenklinger, er modelleringen av vannkraften en av hovedstyrkene ved Samlast. Alle større kraftverk er modellert individuelt, og vannveiene mellom kraftverk og magasin i et vassdrag er med. I tillegg er det modellert en rekke restriksjoner, og andre momenter som kan ha større eller mindre betydning. For eksempel endres kraftverkets virkningsgrad avhengig av vannhøyden i magasinet.

En annen fordel med modellen er at den både simulerer lastflyten og beregner markedslikevekten samtidig. Den detaljerte modelleringen av sentralnettet gir oss underlag til å vurdere spørsmål omkring utnyttelse av handelskapasitet, og ubalanser i nettet.

PSS/E resultater – input til Samlastmodellen

I PSS/E ligger det ingen føringer for hvilke situasjoner vi kan definere med tanke på forbruk og produksjon. En viktig del av analysen er derfor å sjekke at de situasjonene som studeres kan inntreffe i virkeligheten, eller om forutsetningene er for ekstreme. Ved å sammenligne forutsetningene som ligger til grunn for de definerte situasjonene i PSS/E med resultatene fra Samlast, får vi et bilde av realismen bak forutsetningene våre. Videre får vi vite hvor ofte de begrensningene som vi finner i PSS/E vil inntreffe.

Resultater fra PSS/E analysene vises ikke i denne rapporten, verken i tabellform eller noen annen form av presentasjon. Begrensningene vi fant i PSS/E ble brukt som input til Samlast. Termisk overlast på komponenter ved utfall i nettet ble omregnet til termiske snitt som Samlast kan overvåke. Der vi observerte stabilitetsproblemer i PSS/E-modellen, regnet vi om dette til stabilitetssnitt til Samlast. I Samlast fikk vi kartlagt varigheten av disse begrensningene.

13 Kilder

- [1] *Forsterkninger på Sørlandet gitt nye likestrømsforbindelser*, april 2008, Dok. nr. 1271055
- [2] *Systemanalyse Sør-Vestlandet*, juni 2009, Dok. nr. 1327717
- [3] *Systemutredning av sentralnettet i Vestlandsregionen*, juni 2011
- [4] *Konsekvenser av økt kabelkapasitet*, august 2011, Dok. nr. 1566432
- [5] *Utbygging av hovednettet i det sentrale Østlandet med Oslo*, november 1986
- [6] *Leveringssikkerhet på Østlandet*, 30. juni 2005
- [7] *Forsyningssikkerhet Øst-Norge*, januar 2008, Dok. nr. 1548085
- [8] *Systemutredning av sentralnettet i Oslo-området*, august 2009, Dok. nr. 1358877
- [9] *Sydvestlinken og spenningsoppgradering – analyse av overføringskapasitet mellom Sør-Norge og Sverige*, juli 2011, Dok.nr. 1548371
- [10] *Masterplan Oslo og Akershus*, 2011
- [11] *Nettutviklingsplan 2011*, 2011
- [12] *Green Certificates – A Common Swedish/Norwegian Market*, Nena 2011
- [13] *Kraftsystemets evne til å levere til utenlandskabler*, utkast september 2011, Dok.nr. 1572692
- [14] Nyhetssak fra Montel/www.montel.no, 29.09.11
- [15] *Masterplan Spenningsoppgradering*, juni 2011, Dok.nr. 11-01163-1
- [16] *Spenningsoppgradering Sauda-Aurland*, desember 2010, Dok.nr. 1483156
- [17] *Sima som tilknytningspunkt for ny utenlandsforbindelse*, mai 2011, Dok.nr. 1648059

Del IV Vedlegg

Vedlegg 1 Nettforsterkninger som ligger i minimumsnettet for 2018

Nettforsterkninger innenfor analyseområdet

Nettforsterkninger utløst av eksisterende behov:

- Oslofjordkablene
- Sima-Samnanger
- Ørskog-Fardal
- Modalen-Mongstad-Kollsnes

Nettforsterkninger som inngår i Sørlandspakken¹⁴:

- Østre korridor
 - Spenningsoppgradering Kristiansand-Bamble + ny Bamble-Rød
- Vestre korridor
 - Sauda-Saurdal skal driftes på 420 kV
 - Saurdal-Lyse
 - Ny stasjon i Saurdal
 - Lyse stasjon på 420 kV
 - Førre flyttes fra Saurdal-Førre-Lyse til Sauda-Hylen-Førre-Lyse
 - Lyse-Tjørholm-Ertsmyra
 - Ny stasjon i Ertsmyra
 - Spenningsoppgradering Ertsmyra-Feda
 - Dagens simplex sanert
 - Spenningsoppgradering Feda-Kristiansand

Nettforsterkninger utenfor analyseområdet

- Midt- og Nord-Norge
 - Spenningsoppgradering Nedre Røssåga-Namsos
 - Spenningsoppgradering Klæbu-Namsos
 - Spenningsoppgradering Klæbu-Aura/Viklandet
 - 420 kV Namsos-Roan-Storheia
 - 420 kV Ofoten-Balsfjord
 - 420 kV Balsfjord-Hammerfest
- Sverige
 - Seriekompensering av snitt 1
 - Shuntkompensering av snitt 2

Nettforsterkninger mellom 2018 og 2021

- Sydvestlinken + 420 kV Rød-Tveiten-Hof-Flesaker-Sylling
- 420 kV Storheia-Snillfjord-Orkdal/Trollheim

¹⁴ Forsterkninger som må til for å sikre høy utnyttelse av dagens kabler og SK4, legge til rette for videre oppgraderinger og sørge for sikker drift

Vedlegg 2 Beskrivelse av Samlast datasett "2011 Basis"

Om markedsmodellen

Markedsmodellen består av til sammen 32 områder med vannkraft, vindkraft, termisk produksjon, alminnelig og industrielt forbruk. Datasettet er en modellert for å representere et kraftsystemet i året 2011 for gjennomsnittlige hydrologiske forhold. Tabellen under viser noen nøkkeldata.

Region	# områder i modellen	Energi-balanse	Vann- og vindkraft	Magasin
Nord-Norge	4	+7,0 TWh	5310 MW	20,7 TWh
Midt-Norge	2	-7,6 TWh	3250 MW	6,8 TWh
Vestlandet	5	+7,1 TWh	8040 MW	23,0 TWh
Sørlandet	1	+5,4 TWh	4270 MW	11,8 TWh
Sentral Norge	2	+16,7 TWh	7510 MW	18,5 TWh
Østlandet	1	-23,3 TWh	3050 MW	4,7 TWh
Nord-Sverige	2	+31,3 TWh	13540 MW	29,2 TWh
Sør-Sverige	2	-17,7 TWh	3400 MW	2,7 TWh
Finland	2	-25,6 TWh	2840 MW	3,3 TWh

Energi-balanse er det samme som netto eksport fra de oppgitte regionene i et gjennomsnittlig år. Den faktiske balansen vil variere fra år til år avhengig av nedbørsforhold etc.

Vann- og vindkraft er den samlede installerte effekten lagt inn i modellen. Den faktiske effekten i modellen vil være lavere på grunn av restriksjoner i vannveier etc.

De oppgitte kapasitetene gjelder for markedsmodellen. Nettmodellen har flere restriksjoner som vil begrense den maksimale overføringen mer enn det kapasitetene antyder.

Russland er ikke modellert som et eget område i vår modell. Forbindelsene til Russland fra Nord-Norge og Finland er derfor modellert som fast import. Årlig energioverføring er oppgitt i oversikten over kapasiteter. Den faste importen fra Russland er ikke inkludert i den oppgitte energibalansen for Nord-Norge og Finland.

Fra område	Til område	Positiv kapasitet	Negativ kapasitet
Nord-Norge	Midt-Norge	1000 MW	1000 MW
Midt-Norge	Vestlandet	0 MW	0 MW
Midt-Norge	Østlandet	400 MW	400 MW
Vestlandet	Sentral Norge		
Vestlandet	Sørlandet		
Sentral Norge	Østlandet		
Sentral Norge	Sørlandet		
Nord-Norge	Nord-Sverige	950 MW	950 MW
Midt-Norge	Nord-Sverige	1000 MW	1000 MW
Østlandet	Sør-Sverige	2050 MW	2000 MW
Sørlandet	Danmark	1040 MW	1040 MW
Sørlandet	Nederland	700 MW	700 MW
Nord-Sverige	Sør-Sverige	7300 MW	7300 MW
Nord-Sverige	Finland	1500 MW	1100 MW
Sør-Sverige	Finland	1350 MW	1350 MW
Sør-Sverige	Danmark	2020 MW	2420 MW
Sør-Sverige	Tyskland	600 MW	600 MW
Sør-Sverige	Polen	600 MW	600 MW
Finland	Estland	1000 MW	1000 MW
Danmark	Tyskland	2600 MW	2100 MW
Russland	Nord-Norge	240 GWh	0 GWh
Russland	Finland	10,9 TWh	0 GWh

Om nettmodellen

Nettmodellen til datasettet inneholder til sammen 2744 noder og 3075 ledninger. Sentralnettet i Norge, Sverige og Danmark er modellert på 300 og 420 kV nivå, samt en del nett på 132 kV nivå. Flyten i nettet begrenses og/eller overvåkes i 96 ulike snitt fordelt på hele området.

Nettet i 2011 modellen er modellert med de samme ledningene som finnes i nettet ved inngangen til 2011.

Vedlegg 3 Beskrivelse av Samlast datasett "2018 A"

2018 A er vårt hoveddatasett for Samlastanalysene i denne studien. Det er justert for å ta hensyn til mange sensitiviteter, så beskrivelsen under gjelder bare utgangspunktet vårt.

Om markedsmodellen

Markedsmodellen består av til sammen 32 områder med vannkraft, vindkraft, termisk produksjon, alminnelig og industrielt forbruk. Datasettet er en modellert for å representere er kraftsystemet i året 2018 for gjennomsnittlige hydrologiske forhold. Tabellen under viser noen nøkkeldata.

Region	# områder i modellen	Energi-balanse	Vann- og vindkraft	Magasin
Nord-Norge	4	+7,7 TWh	6800 MW	20,7 TWh
Midt-Norge	2	-6,4 TWh	4180 MW	6,8 TWh
Vestlandet	5	+11,7 TWh	9590 MW	23,0 TWh
Sørlandet	1	+5,1 TWh	5010 MW	11,8 TWh
Sentral Norge	2	+16,5 TWh	7800 MW	18,5 TWh
Østlandet	1	-21,3 TWh	3580 MW	4,7 TWh
Nord-Sverige	2	+35,4 TWh	15880 MW	29,2 TWh
Sør-Sverige	2	-17,1 TWh	5400 MW	2,6 TWh
Finland	2	-11,2 TWh	4840 MW	3,3 TWh

Energi-balanse er det samme som netto eksport fra de oppgitte regionene i et gjennomsnittlig år. Den faktiske balansen vil variere fra år til år avhengig av nedbørsforhold etc.

Vann- og vindkraft er den samlede installerte effekten lagt inn i modellen. Den faktiske effekten i modellen vil være lavere på grunn av restriksjoner i vannveier etc.

De oppgitte kapasitetene gjelder for markedsmodellen. Nettmodellen har flere restriksjoner som vil begrense den maksimale overføringen mer enn det kapasitetene antyder.

Russland er ikke modellert som et eget område i vår modell. Forbindelsene til Russland fra Nord-Norge og Finland er derfor modellert som fast import. Årlig energioverføring er oppgitt i oversikten over kapasiteter. Den faste importen fra Russland er ikke inkludert i den oppgitte energibalansen for Nord-Norge og Finland.

Fra område	Til område	Positiv kapasitet	Negativ kapasitet
Nord-Norge	Midt-Norge	1000 MW	1000 MW
Midt-Norge	Vestlandet	1400 MW	1400 MW
Midt-Norge	Østlandet	500 MW	500 MW
Vestlandet	Sentral Norge	Overføringsgrenser styres av termisk, dynamisk og spenningsbegrensende snitt.	
Vestlandet	Sørlandet		
Sentral Norge	Østlandet		
Sentral Norge	Sørlandet		
Nord-Norge	Nord-Sverige	950 MW	950 MW
Midt-Norge	Nord-Sverige	1000 MW	1000 MW
Østlandet	Sør-Sverige	2050 MW	2000 MW
Sørlandet	Danmark	1640 MW	1640 MW
Sørlandet	Nederland	700 MW	700 MW
Tyskland-kabel		Avhengig av variant	
Storbritannia-kabel			
Nord-Sverige	Sør-Sverige	8700 MW	7300 MW
Nord-Sverige	Finland	1500 MW	1100 MW
Sør-Sverige	Finland	1350 MW	1350 MW
Sør-Sverige	Danmark	2420 MW	2420 MW
Sør-Sverige	Tyskland	600 MW	600 MW
Sør-Sverige	Polen	600 MW	600 MW
Sør-Sverige	Litauen	700 MW	700 MW
Finland	Estland	1000 MW	1000 MW
Danmark	Tyskland	3100 MW	3100 MW
Russland	Nord-Norge	240 GWh	0 GWh
Russland	Finland	10,9 TWh	0 GWh

Om nettmodellen

Nettmodellen til datasettet inneholder omkring 2800 noder og 3100 ledninger. Sentralnettet i Norge, Sverige og Danmark er modellert på 300 og 420 kV nivå, samt en del nett på 132 kV nivå. Flyten i nettet begrenses og/eller overvåkes i omkring 100 ulike snitt fordelt på hele området.

Nettmodellen er laget med utgangspunkt i 2011 nettet. I tillegg til dette er det lagt til forbindelser for de ulike nettalternativene som er vurdert i denne studien.

Statnett SF
Husebybakken 28, Oslo
Pb 5192 Maj. 0302 Oslo
Tlf: 23 90 30 00
Faks: 22 52 70 01
Web: statnett.no

Statnett