

Konseptvalgutredning

Neste generasjon sentralnett på Vestlandet

# Nettforsterkning sørover fra Sogndal

2012



**STATNETT har som målsetning å sikre god forsyningssikkerhet i alle deler av landet, bidra til økt verdiskapning for det norske samfunnet, og legge til rette for klimavennlige løsninger.**



## Forord

Samfunnsutviklingen forutsetter et sterkere nett. Den vedtatte satsningen på fornybar kraft gir nettet nye og store utfordringer. Kravene til forsyningssikkerhet har økt.

Statnetts langsiktige plan er å etablere neste generasjon sentralnett innen 2030. Dette beskrives overordnet i Nettutviklingsplanen fra 2011. Strategien er å oppgradere dagens ledninger og stasjoner fra 300 kV til 420 kV, slik at kapasiteten økes uten at nye arealer tas i bruk.

Denne rapporten utreder konseptvalget for økt overføringskapasitet mellom Sogndal og Aurland. Dette er et viktig ledd i å forsterke nettet på Vestlandet og legge til rette for utbygging av ny fornybar kraftproduksjon.

Konseptvalgutredningen er skrevet som et internt arbeids- og beslutningsdokument, og ble i all hovedsak utarbeidet før kravene i Stortingsmelding 14 2011-2012 (Nettmeldingen) ble lagt frem.

Spørsmål eller kommentarer kan rettes til følgende personer:

Irene Meldal – Kommunikasjonsansvarlig

Ingrid Mittet – Ansvarlig for konseptvalgutredningen

Arild Trædal – Prosjektleder for konsesjonssøknad Sogndal–Aurland

Torkel Bugten – Plansjef for Norge–Vest/ Programdirektør spenningsoppgradering

Oslo, oktober 2012

**Anders Grønstedt**

Avdelingsleder,  
Nettplanlegging

## Sammendrag

På Vestlandet er det et stort potensiale for ny fornybar kraftproduksjon. Mye av dette er uregulerbar produksjon som produserer mest i sommerhalvåret. I tillegg har Statnett konkrete planer om utbygging av nye mellomlandsforbindelser. På Vestlandet er det også betydelig med offshore- og industrivirksomhet som i fremtiden høyst sannsynlig vil trenge økt krafttilgang. Alt dette er viktige drivere for å utvikle nettet på Vestlandet videre.

### Det er behov for økt overføringskapasitet på Vestlandet

Systemutredning av sentralnettet på Vestlandet (Vestlandsstudien) som ble utarbeidet i 2010/2011 var et samarbeidsprosjekt mellom Statnett og de regionale nettselskapene på Vestlandet. Denne studien viste at det innen en 10-15 års horisont trolig vil bli behov for betydelig mer nettkapasitet på hele Vestlandet. Overordnet er det behov for minst en gjennomgående 420 kV forbindelse nord-sør gjennom hele regionen fra Midt-Norge til Sauda. Dette behovet er videre bekreftet i analyseprosjektet Sør-Norge og to nye kabler innen 2021 (Sør-Norge studien).

Det framtidige behovet for nettkapasitet på Vestlandet kan på overordnet nivå deles inn i to hovedkategorier:

- Mer kapasitet i sentralnettet i regionen for å kunne fange opp nytt forbruk og ny produksjon
- Økt nettkapasitet i kanalene ut og inn av Vestlandet

I dagens ledningsnett er det ikke plass til mer ny produksjon i Sogn og Fjordane både på grunn av begrensninger i nettet internt i området og ut av området. I tillegg er



det store planer for ny fornybar produksjon. Det er i dag flere kraftutbyggingsprosjekter som har fått konsesjon, men som må vente på økt nettkapasitet før de kan bygges ut. Statnett ønsker å legge til rette for utbygging av samfunnsøkonomisk lønnsom kraftproduksjon. På Vestlandet er det stort potensiale for billig vannkraftutbygging. For å kunne realisere den lønnsomme produksjonen, og for å kunne håndtere det forventede kraftoverskuddet på Vestlandet, så er det nødvendig å øke overføringskapasiteten sørover fra Sogndal. Spesielt er behovet for kapasitet stort mot Aurland, fordi mye av kraften i Sogn fordeles mot det sterke 420 kV nettet i Hallingdal.

Statnett har som mål å realisere neste generasjon sentralnett innen 2030, og ønsker i størst mulig grad å utnytte eksisterende traseer for å unngå mange nye inngrep. Derfor er spenningsoppgradering av eksisterende ledninger hovedalternativet i arbeidet med å øke kapasiteten i nettet.

### Sogndal-Aurland er den viktigste flaskehalsen

Nullalternativet (se faktaboks) som er benyttet i analysene er vist i figuren til venstre. Gule ledninger er eksisterende 420 kV, blå er eksisterende 300 kV, mens røde linjer er nye 420 kV ledninger som er forutsatt idriftssatt. Dette er Sima-Samnanger, Ørskog-Sogndal, Kollsnes-Mongstad-Modalen og Sauda-Saurdal. Sauda-Saurdal ble idriftsatt sommeren 2012.

I dette nettet er det Sogndal-Aurland som er den den viktigste flaskehalsen. De to nye ledningene Sima-Samnanger og Ørskog-Sogndal vil avlaste flyten og redusere flaskehalsene noe. Utbygging av mer fornybar produksjon og flere mellomlandsforbindelser vil imidlertid øke flyten og gi behov for mer kapasitet sørover fra Sogndal.

### Økt kraftoverskudd gir behov for høyere overføringskapasitet sørover fra Sogndal

Vi forventer at vi vil få økt kraftoverskudd på Vestlandet frem mot 2020, i tillegg til flere mellomlandsforbindelser fra Sør/Sør-Vestlandet. Analysene våre viser at behovet for overføringskapasitet sørover fra Sogndal er større enn det dagens planer (nullalternativet) legger til rette for. Det innebærer at på de tidspunktene hvor

#### Definisjon av nullalternativ:

Nullalternativet er å ikke gjennomføre noen av de aktuelle tiltakene (alternativene/investeringene), men videreføre dagens ledningsnett. Dette inkluderer reinvesteringer og oppgraderinger som er nødvendig for at nullalternativet skal være reelt.

produksjonsoverskuddet er stort, er det ikke nok kapasitet sørover fra Sogndal til å frakte produksjonen ut av området. Dette gjør at Statnett må begrense mengden ny produksjon som kan tilknyttes nettet, og at den produksjonen som er etablert får noe lavere priser enn ellers i landet. Vi ser også at det kan medføre økt usikkerhet for investorer som vil investere i ny produksjon.

### Økt overføringskapasitet sørover fra Sogndal vil binde sammen det sterke nettet i Midt-Norge og Sør-Norge

Når ny 420 kV ledning Ørskog-Sogndal er på plass, er forbindelsen sørover fra Sogndal den siste biten som mangler for å knytte 420 kV nettet i Midt-Norge og Sør-Norge sammen. Dette er derfor det neste steget på veien mot neste generasjon sentralnett på Vestlandet. En forsterkning her vil øke utnyttelsen av Ørskog-Sogndal og således både legge til rette for mer kraftutveksling mellom Midt- og Sør-Norge og mer kraftflyt ut fra og inn til Sogn og Fjordane nord for Sognefjorden. Behov for kapasitetsøkning i dette området har ligget i Statnetts planer siden 2005 og er beskrevet i vår Nettutviklingsplan fra 2011.

### Nettforsterkning mellom Sogndal og Aurland er det beste konseptet

Vi har vurdert flere ulike konsepter for økt overføringskapasitet sørover fra Sogndal. De ulike konseptene er vist i figuren nedenfor. Økt overføringskapasitet mellom Sogndal og Aurland (Midtre) er det beste konseptet. Dette på bakgrunn av at det Midtre konseptet gir høyest kapasitet i tillegg til vesentlig lavere investeringskostnader og miljøkostnader enn de andre konseptene. Det Midtre alternativet har også mye kortere utbyggingstid, fordi traseen er vesentlig kortere.

Analysene viser også at behovet for å oppgradere Sogndal-Aurland vil være til stede selv om en av de andre løsningene hadde blitt valgt. De andre løsningene er aktuelle som framtidige utbyggingstrinn for sentralnettet



på Vestlandet dersom behovet skulle tilsi det.

### Nettforsterkning mellom Sogndal og Aurland legger til rette for utbygging av ny fornybar produksjon

En forsterkning av nettet mellom Sogndal og Aurland vil øke utnyttelsen av Ørskog-Sogndal og legge til rette for utbygging av ny fornybar produksjon på Vestlandet. Vi anslår at forsterkningen vil legge til rette for ca. 2 TWh mer ny kraftproduksjon enn det som kan realiseres etter idriftsettelse av Ørskog-Sogndal. Den samfunnsøkonomiske nytten av ny fornybar produksjon er estimert til ca. 4 mrd NOK.

### Spenningsoppgradering av eksisterende ledning mellom Sogndal og Aurland er den samfunnsøkonomisk beste løsningen

Vi har analysert tre varianter av det Midtre konseptet og sammenlignet disse mot nullalternativet. De analyserte alternativene er:

- 1a:** Spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV ledning mellom Sogndal og Aurland
- 1b:** Ny 420 kV luftledning mellom Sogndal og Aurland i tillegg til eksisterende 300 kV ledning
- 1c:** Ny 420 kV sjøkabel Sogndal-Aurland og rive eksisterende 300 kV ledning.

Basert på en samfunnsøkonomisk analyse av prissatte og ikke prissatte virkninger anbefaler Statnett å spenningsoppgradere eksisterende 300 kV ledning mellom Sogndal og Aurland (alternativ 1a).

Dette alternativet har en forventet investeringskostnad på 500–770 millioner NOK (2011-kroner), eksklusive byggelånsrenter. Sjøkabelalternativet (1c) har vesentlig høyere investeringskostnader og anbefales derfor ikke. En ny 420 kV ledning i tillegg til eksisterende ledning (1b) gir store miljøkostnader. Området hvor ledningen skal gå er en del av Nærøyfjorden verdensarvområde og landskapsvernområdet ved Aurlandsfjorden. En ny ledning gjennom dette området og enda et fjordspenn over Sognefjorden vil derfor ha store negative konsekvenser for miljøet.

Spenningsoppgradering av eksisterende ledning gir derfor den høyeste nytten til den laveste kostnaden for samfunnet. Spenningsoppgraderingen vil bidra til verdiskaping og realisering av Norges klimamål ved å legge til rette for

- ny fornybar kraftproduksjon
- bedre driftssikkerhet på Vestlandet
- nye mellomlandsforbindelser

Statnett ønsker å gjennomføre spenningsoppgraderingen av Sogndal-Aurland ved å bygge en ny 420 kV ledning ved siden av eksisterende ledning, og deretter rive den gamle ledningen.

## Innhold

<b>1</b>	<b>Mandat</b>	<b>3</b>
1.1	Bakgrunn og behovsavklaring	3
1.2	Avgrensning	3
1.3	Rammer	3
1.3.1	Nasjonale lover og forskrifter	3
1.3.2	Verdensarvområde og landskapsvernområde	4
1.3.3	Internasjonale føringer og forpliktelser	4
1.3.4	Statnetts vedtekter og interne retningslinjer	4
1.4	Samfunns mål	4
<b>2</b>	<b>Behov</b>	<b>5</b>
2.1	Dagens kraftnett på Vestlandet	5
2.1.1	Overskudd	6
2.1.2	Underskudd	7
2.2	Overføringsbehov sørover fra Sogndal	8
2.3	Oppsummering	11
<b>3</b>	<b>Mål- og kravdokument</b>	<b>12</b>
3.1	Samfunns mål	12
3.2	Effekt mål	12
3.3	Krav	12
<b>4</b>	<b>Alternativanalyse</b>	<b>13</b>
4.1	Beskrivelse av hovedkonsepter	13
4.1.1	Nett	13
4.1.2	Eget prisområde i Sogn	13
4.2	Vurderte alternativer	13
4.3	Nullalternativet	15
4.4	Alternativ 1a, 1b og 1c (Midtre)	16
<b>5</b>	<b>Samfunnsøkonomisk analyse</b>	<b>18</b>
5.1	Investeringskostnader	18
5.1.1	Reinvesteringer	18
5.1.2	Investeringskostnader	18
5.2	Nyttevirksomheter	18
5.2.1	Ny fornybar produksjon	18
5.2.2	Reduserte tapskostnader	19
5.3	Ikke prissatte virkninger	19
5.3.1	Miljø	19
5.3.2	Forsyningssikkerhet	21
5.3.3	Mer velfungerende kraftmarked	22
5.4	Usikkerhetsanalyse	22
5.4.1	Usikkerhet i investeringskostnaden	22
5.4.2	Usikkerhet i nytten av ny fornybar produksjon	23
5.4.3	Reduserte nettap	23
5.4.4	Oppsummering usikkerhetsanalyse	23
5.5	Realopsjoner – muligheter og fleksibilitet	24
5.6	Oppsummering av alternativer	24
<b>Vedlegg 1</b>	<b>Forkasting av alternativer</b>	<b>27</b>

Vedlegg 2	Samfunnsøkonomi .....	30
-----------	-----------------------	----

# 1 Mandat

## 1.1 Bakgrunn for prosjektet

I 2011 gjennomførte Statnett flere områdeanalyser som avdekket behov for å forsterke nettet sørover fra Sogndal. Årsaken er i første rekke økt kraftoverskudd i området og tilknytning av nye mellomlandsforbindelser fra Sør/Sør-Vestlandet.

På Vestlandet er det et stort potensiale for ny fornybar kraftproduksjon. Spesielt er det et stort vannkraft-/småkraftpotensiale. I tillegg er det betydelig med offshorevirksomhet og industrivirksomhet som i fremtiden høyst sannsynlig vil trenge økt krafttilgang. Det har de siste årene med økt utbygging av fornybar kraft både her til lands og ellers i Europa blitt økt fokus på utbygging av mellomriksforbindelser blant annet for å sikre en sikker strømforsynings og for å sikre et marked for den nye uregulerbare kraften.

I april 2011 ble det avsluttet et samarbeidsprosjekt mellom Statnett og Vestlandsalliansen, hvor vi gjennomførte en systemutredning av sentralnettet i vestlandsregionen. Sentralnettet i Sogn og Fjordane, Hordaland og Nord-Rogaland utgjorde analyseområdet som utredningen fokuserte på. Prosjektrapporten beskriver behov for kraftoverføring og mulige nettfosterkningsløsninger frem mot 2025 basert på to scenarier for utvikling av kraftproduksjon og kraftforbruk på Vestlandet. Analyseresultatene viste at det vil være behov for økt overføringskapasitet på Vestlandet. Overordnet er det behov for minst en 420 kV forbindelse nord-sør fra Midt-Norge til Sauda.

I desember 2011 avsluttet Statnett analyseprosjektet "Sør-Norge og to nye kabler innen 2021". Resultatene fra dette analyseprosjektet underbygger resultatene som er nevnt over.

Økt overføringskapasitet sørover fra Sogndal er nødvendig for å kunne håndtere økt kraftoverskudd og flere mellomlandsforbindelser fra Sør/Sør-Vestlandet. Det er også den siste biten som mangler for å knytte sammen 420 kV nettet i Midt- og Sør-Norge.

Denne konseptvalgutredningen er utarbeidet for å finne den beste løsningen for økt overføringskapasitet sørover fra Sogndal for å håndtere økt kraftoverskudd og flere mellomlandsforbindelser.

## 1.2 Avgrensning

Statnetts analyseprosjekter har sett behov for en gjennomgående 420 kV forbindelse nord-sør på Vestlandet. Dette prosjektet skal avgrenses til å se på tiltak for å øke overføringskapasiteten sørover fra Sogndal. Prosjektet skal dermed ikke se på tiltak lengre sør på Vestlandet. Dette blir håndtert i andre prosjekter.

## 1.3 Rammer

Flere lover, forskrifter, nasjonale og internasjonale forpliktelser, interne Statnett-beslutninger m.v. legger føringer for konseptvalget. Her gis en oversikt over de viktigste rammebetingelsene. Betydningen av de ulike rammebetingelsene vil variere over prosjektets levetid.

### 1.3.1 Nasjonale lover og forskrifter

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke nasjonale lover og forskrifter, hvorav **energiloven** er mest sentral. Energilovens formål er å "*sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte*". Herunder "*skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt*", jf § 1-2.

I **Ot.prp. nr. 62** (2008-2009) "Om lov om endringer i energiloven" uttales det at man med samfunnsmessig rasjonelt og samfunnsøkonomisk lønnsomt legger til grunn det samme. Både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner, og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allmenn akseptert (økonomisk) måte må vurderes. Energilovens formål er relevant for

Statnetts virksomhet blant annet ved at det ligger til grunn for NVE og OEDs vurdering og innvilgelse av konsesjoner.

### 1.3.2 Verdensarvområde og landskapsvernområde

Prosjektet berører deler av verdensarvområdet "Vestlandsk fjordlandskap" og Bleia-Storebotnen landskapsvernområde. Området har spesielle forvaltningsplaner som det er viktig å følge. For dette prosjektet er det spesielt "Forskrift om verneplan for Bleia. Vern av Bleia-Storebotnen landskapsvernområde, Aurland og Lærdal kommune, Sogn og Fjordane" som vil være sentral.

### 1.3.3 Internasjonale føringer og forpliktelser

EU har vedtatt et nytt fornybardirektiv 2009/28 som fremmer fornybar energi. Direktivet er EØS-relevant og trådte i kraft i Norge 20. desember 2011. Norge skal, som en følge av dette, innen 2020 nå en fornybarprosent på 67,5. I direktivet vektlegges behovet for utbygging av nettet for å imøtekomme ny fornybar kraftproduksjon.

Lov om el-sertifikater ble vedtatt i april 2011, og fra 1. januar 2012 fikk Norge og Sverige et felles elsertifikatmarked. Målet er at det felles markedet skal gi ny elproduksjon på 26,4 TWh basert på fornybare energikilder i Norge og Sverige til sammen innen 2020. Samarbeidet med Sverige vil forutsette at Norge gjennomfører direktiv 2009/28/EC (fornybardirektivet). Etter dette direktivet skal landene ha bindende mål for hvor stor del av energiforbruket som skal dekkes opp med fornybar energi i 2020. Direktivet åpner for å benytte samarbeidsmekanismer slik at et land kan finansiere utbygging i andre land for å nå fornybarandelen. Lovforslaget fastsetter el-sertifikatkvoter som legger opp til at norske forbrukere skal etterspørre 13,2 TWh el-sertifikater i 2020.

En annen internasjonal ramme for Statnetts virksomhet er den Nordiske Systemdriftsavtalen. Avtalen skal sikre at det nordiske kraftsystemet har en tilfredsstillende sikkerhet og kvalitet, og stiller en rekke krav til driften av sentralnettet.

### 1.3.4 Statnetts vedtekter og interne retningslinjer

Formålsparagrafen, § 2 i vedtektene til Statnett, setter rammer for Statnetts virksomhet:

*"Statnett er systemansvarlig i det norske kraftsystemet. Foretaket skal ha ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av det sentrale overføringsnettet for kraft.*

*Statnett SF skal alene eller sammen med andre planlegge og prosjektere, bygge, eie og drive overføringsanlegg.*

*Statnett SF skal utføre de oppgaver som det er pålagt i henhold til lovgivning og konsesjoner.*

*Statnett SF skal for øvrig følge forretningsmessige prinsipper."*

I Statnetts interne retningslinje "Policy om Statnetts verdigrunnlag" er Statnetts vedtektsfestede hovedformål videreført og presisert:

*"1. Forsyningssikkerhet – Statnett skal sikre kraftforsyningen gjennom et nett med tilfredsstillende kapasitet og kvalitet.*

*2. Verdiskapning – Statnetts tjenester skal skape verdier for våre kunder og samfunnet.*

*3. Klima – Statnett skal legge til rette for realisering av Norges klimamål."*

## 1.4 Samfunns mål

Kraftsystemet på Vestlandet skal bidra til verdiskapning og realisering av Norges klimamål ved å

- kunne ta imot ny fornybar produksjon
- legge til rette for realisering av samfunnsøkonomisk lønnsomme mellomlandsforbindelser
- håndtere mulighetene for utvikling i forbruket på lang sikt

## 2 Behov

Det er mange drivere for forsterkning og utvidelse av sentralnettet på Vestlandet. Disse strekker seg fra internasjonale politiske målsetninger om mer fornybar energiproduksjon, til lokale forhold som et aldrende ledningsnett, forsyningsikkerhet og energiknapphet i tørrår. På det politiske plan er det lagt føringer for en økt andel fornybar energiproduksjon i EU. Norges forpliktelser i henhold til fornybardirektivet vil medføre en økning av ny fornybar el i området 13 TWh, og da står småkraft på Vestlandet i en særstilling med lave investeringskostnader. På et europeisk plan så vil også en kraftig utbygging av vindkraft være en driver for flere mellomlandsforbindelser, fordi Norge med 50 % av samlet magasinkapasitet i Europa kan bidra til å balansere ut en varierende vindkraftproduksjon. Flere mellomlandsforbindelser og mer fornybar kraftproduksjon vil gi større flyt nord-sør i det norske kraftnettet og dermed behov for et forsterket nett på Vestlandet.

### 2.1 Dagens kraftnett på Vestlandet

Vestlandet, innenfor de tre ledningene som utgjør Vestlandsnittet<sup>1</sup>, har et stort kraftforbruk og produksjon (installert effekt). Forbruk og produksjon er estimert til ca 24 TWh årlig i et normalår.<sup>2</sup> Normalårsproduksjonen fra vannkraft er på om lag 21 TWh. Resten av produksjonen kommer fra termiske enheter på Kårstø og Mongstad.

Produksjonen kan variere mye både mellom år og i kortere perioder innenfor året pga. stort utfallsrom i tilsig, noe 2010 er et eksempel på. Lav overføringskapasitet i kraftnettet og relativt liten magasinkapasitet gjør at det i flomperioder oppstår flaskehals og problemer med å få ut all produksjon uten tap av vann (flom). Den begrensede magasinkapasiteten i området gjør også at magasin kan stå i fare for å gå tomme mot slutten av kalde og tørre vintre. Da vannkraftprodusentene i området har begrenset mulighet til å spare vann i sommersesongen, må de derfor spare vann i perioder med høyt forbruk for å ha vann igjen til sen vinteren over vårløsningen. Dette gir en høy import i forhold til hva kraftnettet i området er dimensjonert for, og fare for mørklegging av store områder hvis kritiske kraftledninger skulle falle ut. Dette gjelder spesielt innenfor BKK-snittet og Fardalsnittet. I avsnitt 2.1.1 og 2.1.2 under gjennomgås de viktigste snittene/flaskehalsene i over- og underskuddsituasjoner.

---

<sup>1</sup> Dette er identisk med området som i dag utgjør elspotområdet NO5. Ledningene som definerer området er Sauda-Hylen+Sauda-Nesflaten+Sogndal-Aurland.

<sup>2</sup> Dette avgjøres blant annet av hvor stor produksjonen er på gasskraftverket på Kårstø. Produksjonen her bestemmes av forholdet mellom marginalkostnad (gasspris) og kraftpris. Uten produksjon her er området et importområde over året i et normalår.



## 2.1.1 Overskudd



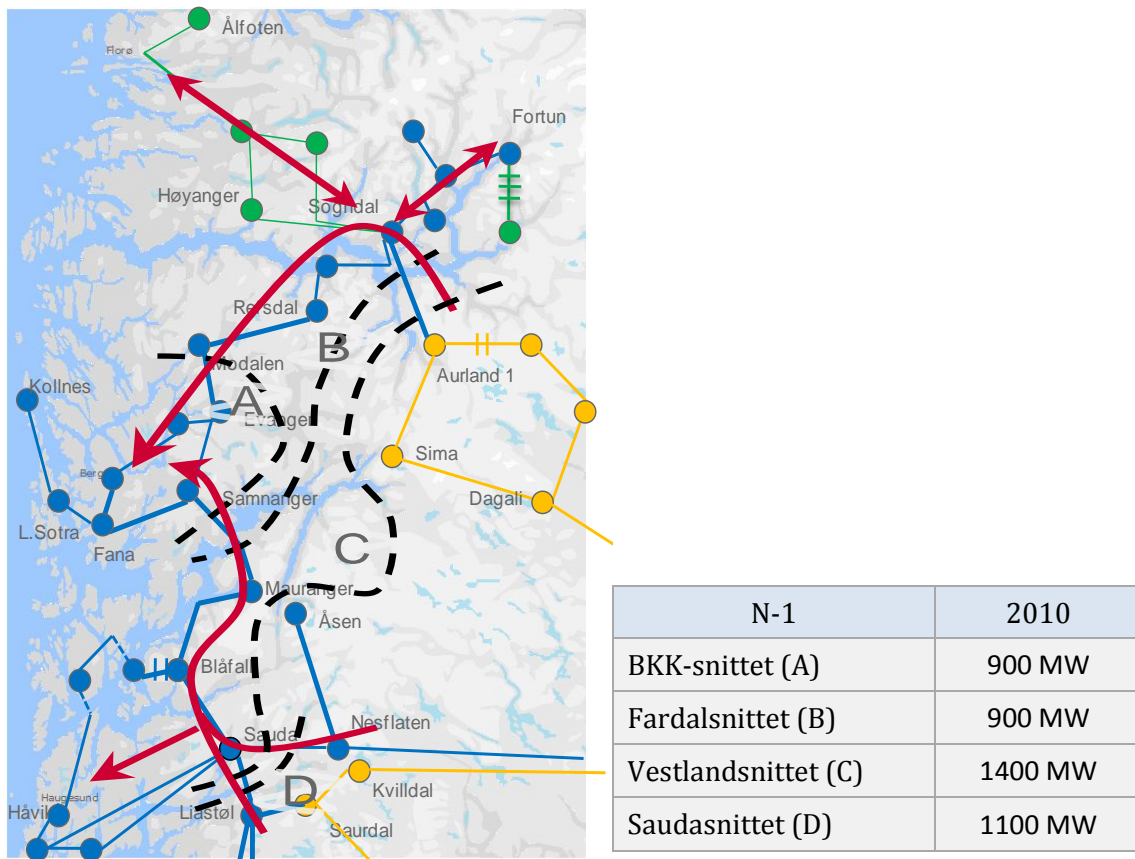
N-1	2010
Sognefjordsnittet (A)	1000 MW
Fardalsnittet (B)	1000 MW
Fardal-Aurland (C)	800 MW
Sauda - Hysten (D)	900 MW

**Figur 2-1: Kart over sentralnett på Vestlandet for 2010 med karakteristisk effektflyt i en overskuddssituasjon. Begrensende snitt<sup>3</sup> er inntegnet i kartet og overføringskapasitet i snittene er i tabell.**

- (A) Sognefjordsnittet består av ledningene Sogndal – Aurland og Modalen - Evanger. Ved stort overskudd i Sogn/ Indre Sogn er dette et begrensende dynamisk snitt. Snittgrensen er i dag på 800 MW. Grensen kan heves til 1000 MW dersom 200 MW produksjonsfrakobling benyttes. Både utfall av Modalen-Evanger og Sogndal-Aurland er kritisk.
- (B) Fardalsnittet består av ledningene Sogndal – Aurland og Mauranger – Blåfalli. Ved utfall av Sogndal – Aurland er dynamisk grense for overføring på snittet satt lik 850 MW. Dersom 200 MW PFK benyttes kan overføringskapasitet over snittet heves til ca 1000 MW. Ved overskudd i både BKK og Sogn samtidig oppstår det flaskehals på dette snittet og det er i dag det snittet som begrenser mest. Energiverk Mongstad med en jevn produksjon på 140 MW (potensielt 280 MW) gir ytterligere press på snittet.
- (C) Termisk grense på ledningen Sogndal-Aurland settes til 800 MW ved intakt nett og ved utfall. Grunnen til det er at den ofte er høyt belastet ved intakt nett (over 70 %). Dette oppstår spesielt i tilfeller der det flyter fra Hove til Sogndal (høy produksjon nord i BKK mellom Evanger og Hove) og videre mot Aurland. Da blir kapasiteten på Sogndal-Aurland begrensende pga. den uheldige flytfordelingen, selv om Sognefjordsnittet ikke begrenser.
- (D) Sauda-Hysten. I sør flyter alt overskuddet ut på forbindelsen Sauda - Hysten. På den andre ledningen i Saudasnittet, til Nesflaten, er det transitt av kraft østfra mot Sauda og videre sørover. Området øst for Sauda er et stort overskuddsområde. Full produksjon på Kårstø i disse overskuddssituasjonene forverrer denne flaskehalsen. Termisk overføringskapasitet på Sauda - Hysten er 900 MW ved 20 grader utetemperatur. Den nye ledningen fra Sauda og til Saurdal vil øke overføringskapasiteten sørover i saudasnittet til ca 1600 MW. Dette bedrer situasjonen betydelig.

<sup>3</sup> Et snitt er to eller flere ledninger som går i parallell. Snittgrensen angir den samlede overføringsgrensen for de ledningene som inngår i snittet.

## 2.1.2 Underskudd



**Figur 2-2: Kart over sentralnett på Vestlandet for 2010 med karakteristisk effektflyt i en underskuddssituasjon. Begrensende snitt er inntegnet i kartet og overføringskapasitet i snittene er i tabell.**

- (A) BKK-snittet. Kapasiteten på dette snittet som består av 300 kV ledningene Mauranger-Samnanger og Modalen-Evanger er ca 900 MW. Problemet med overføringen på dette snittet oppstår i tørre og kalde vintre når forbruket i Bergen er høyt og tilsiget lavt. Da vannkraftverkene innenfor snittet har begrenset magasinkapasitet og sparer vann, må importen over tid ligge helt opp mot kapasitetsgrensen for at forbruket skal kunne dekkes.
- (B) Fardalsnittet. Med lav produksjon fra kraftverkene i BKK og Sogn kombinert med høyt forbruk må all import til disse områdene komme på de to ledningene Mauranger-Samnanger og Aurland-Sogndal. Ved utfall av en av disse forsynes hele området nord for Hardangerfjorden kun fra en ledning. Kapasiteten over dette snittet er ca 900 MW. Aurland-Sogndal er det mest kritiske utfallet.
- (C) Vestlandssnittet består av alle 300 kV linjene inn til området (Nesflaten – Sauda, Hylen – Sauda og Aurland – Sogndal). Total importkapasitet til hele Vestlandsregionen mellom Sauda og Åskåra er ca 1400 MW. I perioder med lav produksjon og høyt forbruk kan det oppstå flaskehals i overføringen over Vestlandssnittet. Hvis Aurland-Sogndal faller ut må hele området forsynes over Saudasnittet i sør. De samme årsakene som har redusert belastningen på Saudasnittet, lavere industriforbruk i SKL og gasskraftverket på Kårstø, har gitt lavere belastning også på dette snittet. Noe økt forbruk fra alminnelig forsyning og oljeindustri trekker i motsatt retning.
- (D) Sauda-snittet. Saudasnittet utgjøres av to av de tre ledningene inn til hele Vestlandsområdet. Kapasiteten over snittet er på ca 1100 MW. Historisk har SKL-området i sør vært et underskuddsområde med høyt forbruk knyttet til kraftkrevende industri. Da det også er transitt av kraft fra sør gjennom området nordover til BKK, har dette snittet vært

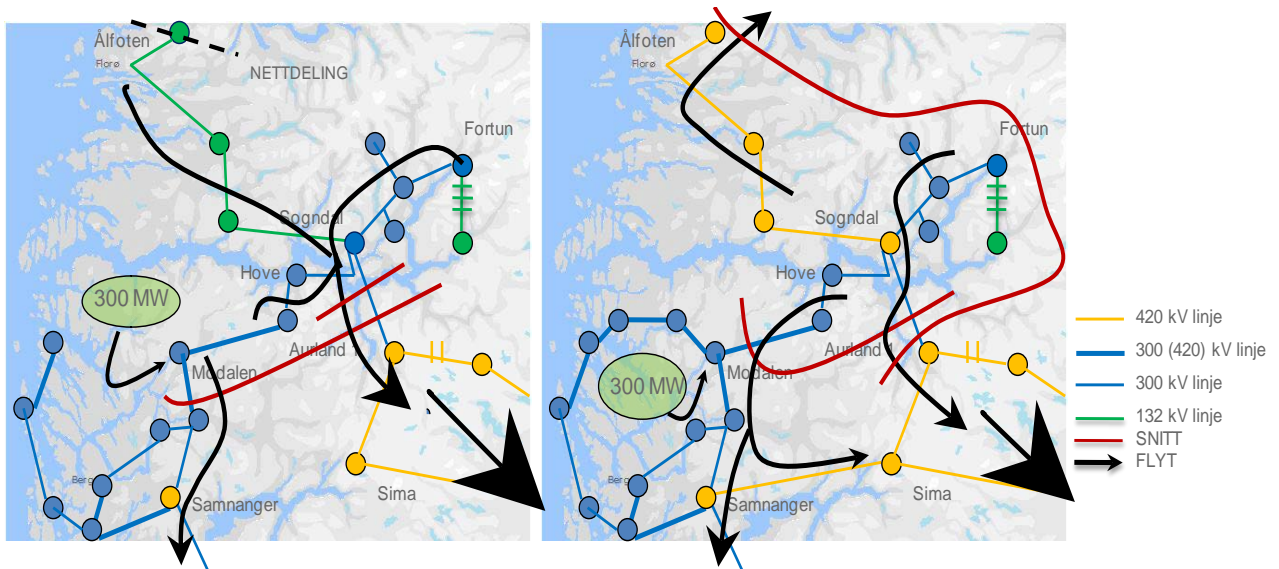
meget høyt belastet i underskuddsperioder. Situasjonen over snittet har i de siste årene forbedret seg, både fordi gasskraftverket på Kårstø med en produksjon på 420 MW er satt i drift, og forbruket i kraftkrevende industri ved Hydro på Karmøy er redusert fra ca 4 TWh i 2008 til 2,8 TWh i 2010. Forbruket på Husnes har også vært redusert midlertidig siden 2008/2009. I løpet av 2012 ble en ny ledning over snittet mellom Saurdal og Sauda idriftsatt. Dette forbedrer overførings situasjonen inn til Vestlandet ytterligere.

## 2.2 Overføringsbehov sørover fra Sogndal

Behovsanalysen legger til grunn betydelig sterkere nett på Vestlandet enn det vi har i dag. Blant annet er Sima-Samnanger, Ørskog-Sogndal og Modalen-Mongstad-Kollsnes forutsatt idriftsatt, slik at vi vurderer behovet etter at disse er på plass.

Det er flere forhold som påvirker behovet for kapasitet sørover fra Sogndal. De viktigste er nye nettinvesteringer i området, hvordan kraftbalansen utvikler seg i området mellom Sogndal og Viklandet og nye mellomlandsforbindelser. Hvordan kraftbalansen utvikler seg fra Midt-Norge og nordover vil også ha noe betydning.

Vi ser først på de viktigste ledningsforsterkningene, og hvordan de påvirker behovet isolert sett. Kartet under illustrerer hvordan kraftflyten og begrensende snitt endres etter Sima-Samnanger, Ørskog-Sogndal og Kollsnes-Mongstad-Modalen. Det er tatt utgangspunkt i en typisk situasjon med stort overskudd på Vestlandet i sommerhalvåret. Det er da flaskehalsene sørover fra Sogndal er størst.



**Figur 2-3: Kart over nettet på Vestlandet med begrensende snitt ut av Sogn og Fjordane og flytmønstre ved stort overskudd på Vestlandet både for dagens nett og nettet brukt som nullalternativ i Vestlandstudien for stadium 2025.**

- **Sima-Samnanger.** Ledningen reduserer behovet for kapasitet på Sogndal-Aurland fordi den bidrar med en gunstigere flytfordeling. Mindre av overskuddet nord i Hordaland (BKK-området) flyter om Sogndal-Aurland mot nettet i Hallingdal. I stedet flyter overskuddet sørover og videre mot Hallingdal på Sima-Samnanger. Dette er gunstig fordi det avlaster flyten på Sogndal-Aurland som kan begrense før snittene ut av Sogn begrenser.
- **Ørskog-Sogndal.** Ørskog-Sogndal gir tre ledninger ut av Sogn. I dagens situasjon hvor det bare er to, Sogndal-Aurland og Sogndal-Hove-Evanger, vil et utfall av den ene ledningen føre til at 100 % av flyten legger seg på den andre ledningen. Med Ørskog-Sogndal legger ca 35 prosent seg nordover ved utfall. Den dominerende effektretningen på Ørskog-Sogndal ved

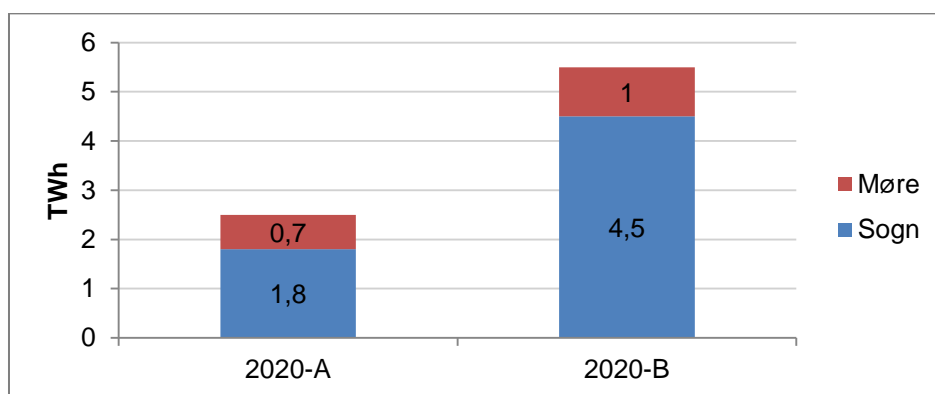
stort overskudd i Sogn er nordover. Dette avlaster flyten sørover, og reduserer behovet for kapasitet sørover fra Sogndal.

- **Kollsnes-Mongstad-Modalen.** Ledningene Kollsnes-Mongstad-Modalen øker ikke kapasiteten over Sognefjordsnittet, men reduserer flaskehalsene noe da produksjonen i Modalen flyttes utenfor Sognefjordsnittet. Produksjonen her er betydelig med rundt 300 MW installert effekt.

To scenarier for 2020 er benyttet for å analysere overføringsbehovet sørover fra Sogndal, i det videre kalt 2020-A og 2020-B. Disse er i samsvar med Statnetts forventninger om utvikling i produksjon og forbruk.

Flere mellomlandsforbindelser gir større behov for kapasitet, selv om dette er av mindre betydning enn mengden ny produksjon som kommer i området. I scenarioene 2020-A og 2020-B har vi forutsatt 2000 MW<sup>4</sup> ny kapasitet til kontinentet.

Behovet for kapasitet over Sognefjorden er forskjellig i de to scenarioene. Da forbruk, nett og mellomlandsforbindelser er identisk i de to scenarioene er det kun endringer i produksjonsfordelingen som er opphav til dette. Den samlede mengden ny fornybar i Norge og Sverige er lik, men i 2020-B scenarioet er en større andel plassert i Norge. Mesteparten av denne andelen er igjen plassert på Vestlandet, mer spesifikt nord for Sognefjorden (jfr. Figur 2-4).



**Figur 2-4: Mengden ny kraftproduksjon i Sogn/Møre i scenario 2020-A og 2020-B.**

Simuleringene det vises til under er gjort med både åpne og lukkede snitt. Ved åpne snitt kan strømmen flyte fritt i nettet, mens det ved lukkede snitt er lagt inn en rekke begrensninger for kraftflyten, både i form av ledningers termiske begrensninger, og snitt basert på N-1 kriteriet. Hvis behovet overstiger kapasiteten vil det oppstå flaskehals i nettet som igjen kan gi prisforskjeller mellom områder. Det er interessant å se på prisforskjellene en flaskehals gir opphav til, da en flaskehals ikke nødvendigvis gir prisforskjeller av betydning. Størrelsen på prisforskjellene er det som bestemmer det samfunnsøkonomiske tapet knyttet til flaskehalsen.

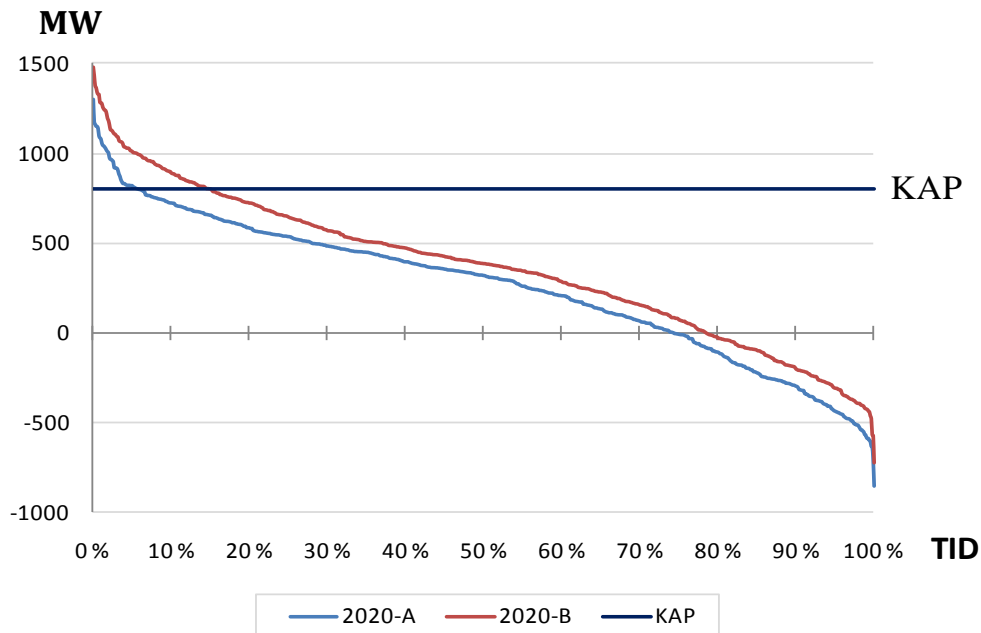
Det er i studien forutsatt 500 MW produksjonsfrakobling ved utfall eller overlast på Sogndal - Aurland. De største flaskehalsene er følgende

1. Sogndal-Aurland
2. Ålfoten-Ørsta+Sogndal-Aurland
3. Refsdal-Modalen+Sogndal-Aurland (Sognefjordsnittet)
4. Samnanger-Sima+Sogndal-Aurland

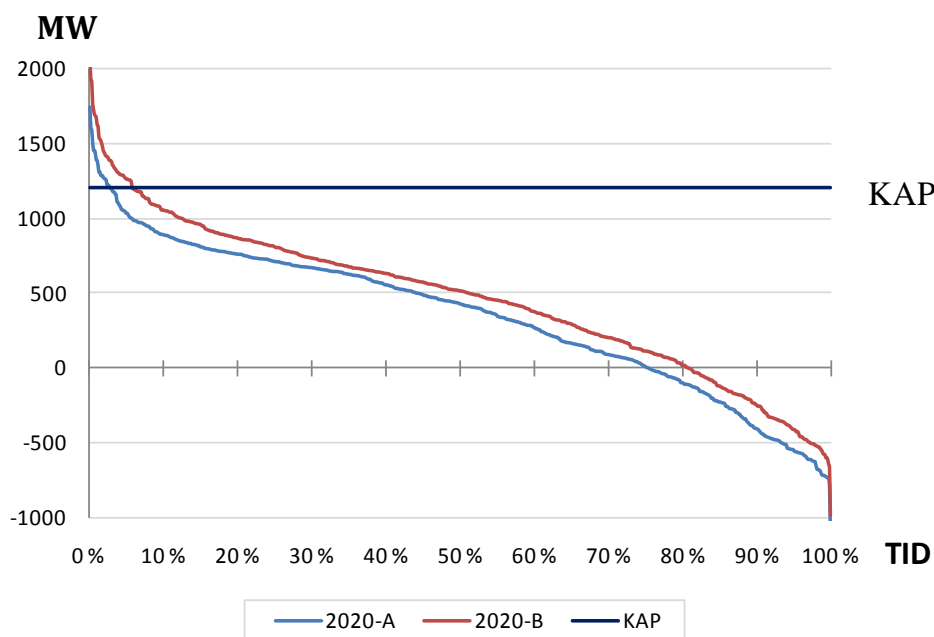
<sup>4</sup> Opprinnelig var det 3400 MW kapasitet til kontinentet i scenarioene, men vi har redusert dette fordi mye tyder på at den siste mellomlandsforbindelsen vil komme etter oppgradering av Sogndal-Aurland. En mellomlandsforbindelse ekstra ville økt lønnsomheten av oppgradering.

Det er 1,2 og 3 som er de største flaskehalsene. Det er viktig å merke seg at Sogndal-Aurland er den begrensende komponenten i alle snittene. En oppgradering av ledningen øker kapasiteten over alle de fire snittene vesentlig. Ledningen er også en flaskehals ved intakt nett før utfall. Dette kommer av skjevfordelingen av flyten nord i BKK.

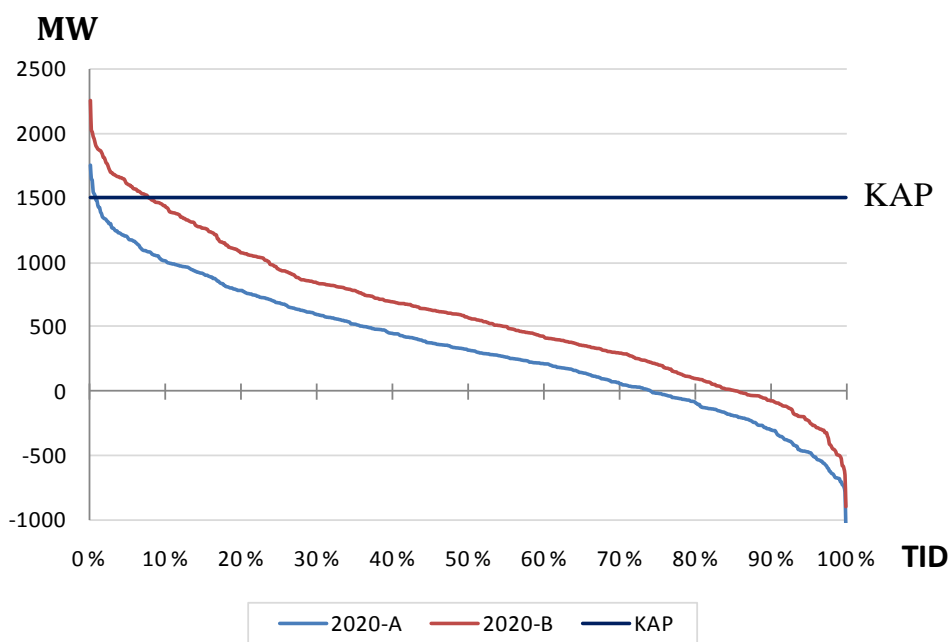
Under vises varighetskurven for de tre mest belastede snittene i nullalternativet og tilhørende kapasiteter. Simuleringene er gjort med åpne snitt. Kapasitetene er hentet fra Vestlandsstudien. Blå kurve er fra scenario 2020-A, mens rød viser til scenario 2020-B.



Figur 2-5: Varighetskurver for flyt på Sogndal-Aurland-åpne snitt.



Figur 2-6: Varighetskurver for flyt over Sognefjordsnittet-åpne snitt.



**Figur 2-7: Varighetskurver for flyt over snittet Ålfoten-Ørsta+Sogndal-Aurland, åpne snitt.**

Kurvene viser at behovet overstiger overføringskapasiteten på alle tre snittene i begge scenarioene. Behovet for økt overføringskapasitet er likevel klart større i scenario B, da andelen av tiden der flyten er høyere enn kapasiteten er klart høyere i dette scenarioet. At flyten overstiger kapasiteten på linjen innebærer at på de tidspunktene hvor produksjonen er på sitt høyeste, er det ikke høy nok kapasitet sørover fra Sogndal til å frakte produksjonen ut av området. Dette gir innestengt produksjon, vesentlig lavere priser og samfunnsøkonomiske tap.

## 2.3 Oppsummering

I dagens situasjon er det ikke plass til mer ny produksjon i Sogn og Fjordane både på grunn av begrensninger i nettet internt i området og ut av området. Spesielt er behovet for kapasitet stort mot Aurland, fordi mye av kraften i Sogn fordeles mot det sterke 420 kV nettet i Hallingdal. I 2020-A med ca 2 TWh ny produksjon i Sogn ser man at behovet overstiger kapasiteten på ledningen selv om ikke prisforskjellene som oppstår er store. Øker utbygging av fornybar utover dette nivået stiger raskt både størrelsen på flaskehalsene og prisforskjellene med områdene rundt. I 2020-B ser man store flaskehals ut av området.

Det er også faktorer som ikke er tatt hensyn til her, som for eksempel revisjoner, som gjør at behovet for økt kapasitet er større enn det som vises i simuleringene. Forutsetningen om at 500 MW produksjonsfrakobling alltid er tilgjengelig i Indre Sogn gjør også så kapasiteten det er simulert med er for høy i perioder. Dette kommer av at produksjonen fra kraftverkene som har PFK i perioder det er flaskehals kan være mindre enn 500 MW, eller at de er ute for revisjon. Disse faktorene gjør at simuleringene i analysen undervurderer behovet for økt kapasitet sørover fra Sogndal.

## 3 Mål- og kravdokument

Behovsanalysen viser at nettet i nullalternativet er for svakt til å kunne fase inn planlagt ny fornybar produksjon. Etablering av de planlagte mellomlandsforbindelsene fra Sørlandet krever også betydelig sterkere nett på Vestlandet. Dette innebærer et behov for å forsterke nettet sørover fra Sogndal.

### 3.1 Samfunns mål

Kraftsystemet på Vestlandet skal bidra til verdiskaping og realisering av Norges klimamål ved å

- kunne ta imot ny fornybar produksjon
- legge til rette for realisering av samfunnsøkonomisk lønnsomme mellomlandsforbindelser
- håndtere mulighetene for utvikling i forbruket på lang sikt

### 3.2 Effektmål

Øke nettkapasiteten over Sognefjorden på en kostnadseffektiv måte, slik at den muliggjør en realisering av i størrelsesorden 500 MW eller 2 TWh ny kraftproduksjon på Vestlandet utover det som kan muliggjøres med Ørskog-Sogndal.

### 3.3 Krav

Dette prosjektet skal overholde vernebestemmelsene som gjelder for området, jfr. Kapittel 1.4.2.

Nettet skal forsterkes dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt, eller dersom det må gjøres for å tilfredsstille definerte minimumskrav for forsyningssikkerhet. Kravene er begrunnet ut fra en samfunnsøkonomisk vurdering og legger blant annet begrensninger på hvor store og langvarige avbrudd som aksepteres i sentralnettet. Hovedprinsippene gjelder både i operativ drift og i nettplanleggingen.

Minimumskrav for forsyningssikkerhet i driftsfasen bygger på en vurdering av hva som er uakseptable konsekvenser for samfunnet ved feil i nettet, og er forankret i det overordnede rammeverket for utviklingen av det norske kraftsystemet slik det er formulert i energiloven og Statnetts mandat.

## 4 Alternativanalyse

### 4.1 Beskrivelse av hovedkonsepter

#### 4.1.1 Nett

Nettinvesteringer vil øke overføringskapasiteten og gjøre nettet mer robust. Det vil si at vi forsterker nettet ved å enten bygge nye linjer eller oppgradere eksisterende linjer. Nye linjer bygges med 420 kV som standard og normalt med linetype triplex Grackle (tre ledere per fase). Ved spenningsoppgradering heves spenningen på eksisterende ledninger fra 300 til 420 kV. Dersom de gamle ikke lar seg oppgradere, må det bygges nye ledninger som erstatning for de gamle. Spenningsoppgradering innebærer også ombygging av stasjoner fra 300 kV til 420 kV.

#### 4.1.2 Eget prisområde i Sogn

Nullalternativet vil innebære bruk av prisområde og/eller begrensning av utbygging av ny kraftproduksjon for å ivareta driftssikkerheten.

Prisområder er et virkemiddel for å styre kraftflyten, sørge for sikker drift og bidra til forsyningsikkerhet. Bruk av prisområder reguleres av Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. For å håndtere store og langvarige flaskehals i regional- og sentralnettet skal Statnett fastsette prisområder.

Opprettelse av eget prisområde i Sogn er ikke et formålstjenlig langsiktig virkemiddel for å oppfylle målene om å legge til rette for ny fornybar energi. Potensialet for ny fornybar utbygging er først og fremst uregulerbar vannkraft. Et eget prisområde i Sogn vil da føre til svært lave priser i periodene når produksjonen er størst. Dette vil redusere lønnsomheten til potensielle småkraftverk og redusere utbyggingen av ny småkraft. På denne måten vil ikke dette tiltaket bygge oppunder de definerte målene. Prisområde kan være et ønsket virkemiddel på kortere sikt for å løse problemer knyttet til flaskehals.

### 4.2 Vurderte alternativer

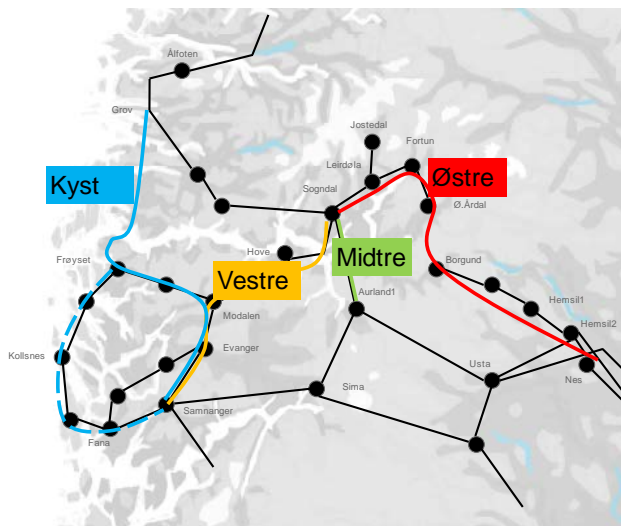
På bakgrunn av behovsanalysen er følgende alternativer vurdert:

Nullalternativ:	Dagens nett i tillegg til de forutsatte nettforsterkningene vist i Vedlegg 2. Dette nettet er forutsatt bygd i alle de andre analyserte alternativene.
Alternativ 1a (Midtre):	Ny 420 kV luftledning Sogndal-Aurland og rive eksisterende 300 kV.
Alternativ 1b (Midtre):	Ny 420 kV luftledning Sogndal-Aurland og la eksisterende 300 kV stå.
Alternativ 1c (Midtre):	Ny 420 kV sjøkabel Sogndal-Aurland og rive eksisterende 300 kV luftledning.
Alternativ 2 (Østre):	Ny 420 kV Sogndal-Leirdøla-Fortun-Øvre Årdal-Borgund-Hallingdal og rive eksisterende ledninger Sogndal-Leirdøla-Fortun-Øvre Årdal samt Øljustjøen-Hemsil 2.
Alternativ 3 (Vestre):	Ny/spenningsoppgradering 420 kV Sogndal-Hove/Refsdal-Modalen-Evanger-Samnanger og rive eksisterende 300 kV Sogndal-Hove/Refsdal
Alternativ 4a (Indre-Kyst):	Ny/spenningsoppgradering 420 kV Grov-Frøyset-Matre-Modalen-Evanger-Samnanger



Alternativ 4b (Ytre-Kyst): Ny/spenningsoppgradering 420 kV Grov-Frøyset-Mongstad-Kollsnes-Lille Sotra-Fana-Samnanger og rive eksisterende 300 kV Kollsnes-Lille Sotra-Fana.

Alternativ 2, 3 og 4 er forkastet på bakgrunn av tidligere studier og vurderinger knyttet til kapasitet, kostnader, miljøkonsekvenser, byggetid, m.m. Disse vurderingene er nærmere omtalt i Vedlegg 1. Det er derfor de tre variantene av alternativ 1 som er tatt med i den videre analysen sammen med nullalternativet.



Figur 4-1: Mulige alternativer for nettforsterkninger sørover fra Sogndal.

## 4.3 Nullalternativet



**Figur 4-2: Kart over nettet på Vestlandet med forutsetningene i nullalternativet. Røde ledninger viser nye 300 kV og 420 kV ledninger som ikke er idriftsatt i dag.**

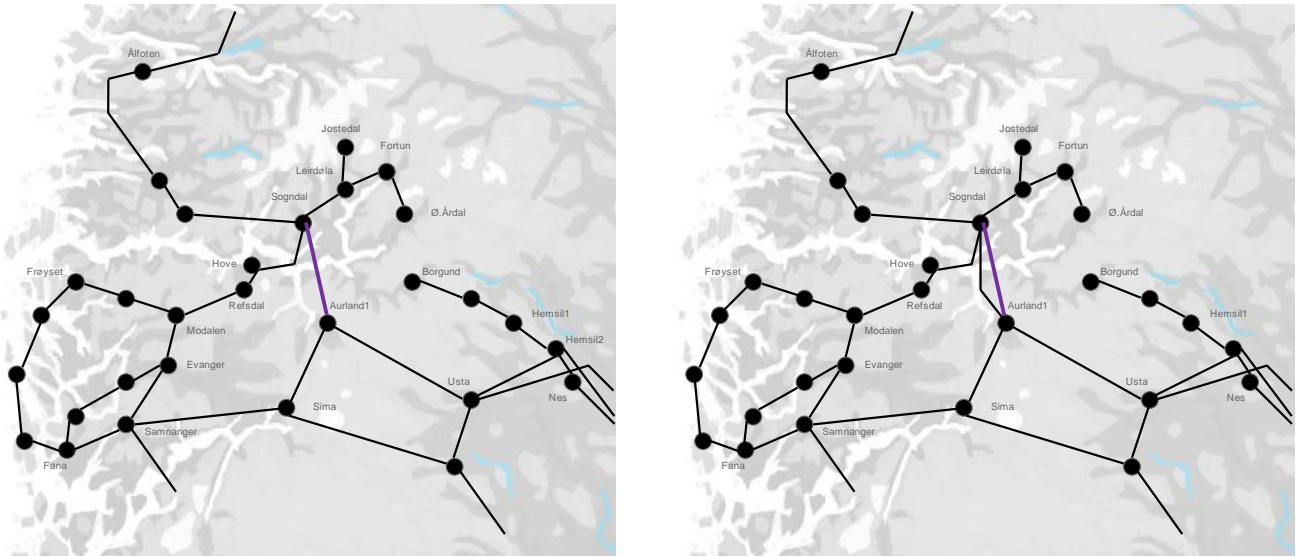
I nullalternativet forutsettes det et betydelig sterkere nett på Vestlandet enn det vi har i dag. Til området nord for Hardangerfjorden er det forutsatt to nye 420 kV ledninger, Sima-Samnanger og Ørskog-Sogndal. Disse ledningene bedrer forsyningssikkerheten inn til hele regionen, spesielt Sima-Samnanger, og øker kapasiteten ut av området. Ørskog-Sogndal gir tre ledninger ut og inn av Sogn. Ledningen Kollnes-Mongstad-Modalen styrker forsyningssikkerheten lokalt inn til Bergensområdet, og legger til rette for mer kraftproduksjon nord i BKK-området. I sør øker den nye ledningen Sauda - Saurdal kapasiteten over Sauda-snittet i begge retninger. Dette er et høyt belastet snitt i dag og det er også det snittet på Vestlandet som kommer til å bli mest berørt av flere mellomlandsforbindelser.

I nullalternativet er det i overskuddssituasjoner ved effektflyt sørover ledningen 300 kV Sogndal – Aurland som er den begrensende komponenten. Det mest kritiske utfallet er utfallet av Refsdal - Modalen, da vil en stor del omlagres til Sogndal – Aurland. Snittet har en overføringskapasitet ved intakt nett på ca 1200 MW.

### **Ny fornybar produksjon i Sogn/Møre:**

Sima-Samnanger gir mer kapasitet over Fardal-snittet som er det mest begrensende snittet i overskuddssituasjoner i dagens nett. Dette gir rom for mer fornybar produksjon i BKK- området, men Sognefjordsnittet gjør fortsatt så det ikke kan bygges ut mer fornybar nord for Evanger. I Sogn er det både kapasiteten internt i 132 kV nettet og flaskehalsen i sentralnettet, Sogndal-Aurland, Sognefjordsnittet og Fardalssnittet, som gjør at det ikke er plass til ny produksjon. Ørskog-Sogndal fjerner flaskehalsene i det regionale nettet og avlaster snittene nevnt over. Dette gir rom for betydelig mer ny produksjon langs hele ledningen fra Sogndal til Ørskog. Anslaget er på ca 2 TWh ny fornybar produksjon, gitt at den fjerde forbindelsen mellom Norge og Danmark (Skagerrak 4) er på plass.

## 4.4 Alternativ 1a, 1b og 1c (Midtre)

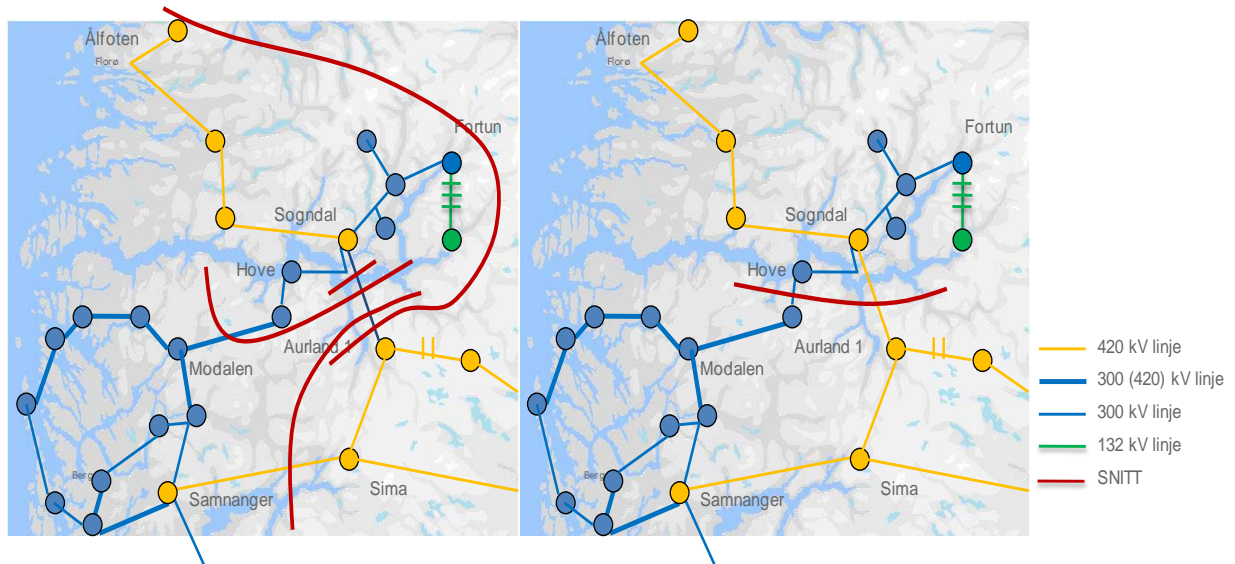


**Figur 4-3: Mulig nettforsterkning sørover fra Sogndal. Ny 420 kV Sogndal-Aurland, og rive (1a og 1c) eller beholde (1b) eksisterende 300 kV.**

Alternativ 1a,1b og 1c styrker nettet sørover fra Sogndal til Aurland. I alternativ i 1a er luftledningen Sogndal – Aurland spenningsoppgradert til 420 kV. I alternativ i 1b er det en ny 420 kV luftledning i parallell med dagens 300 kV forbindelse mellom Sogndal – Aurland. I 1c er luftledningen erstattet med en 420 kV sjøkabel.

I alternativ 1a og 1c (hvor eksisterende 300 kV luftledning rives) vil det være behov for en 420/300 kV autotransformator nr. 2 i Sogndal.

Figur 4-4 viser begrensende snitt ut av Sogn med og uten Sogndal-Aurland på 420 kV.



**Figur 4-4: Kart over nettet på Vestlandet med begrensende snitt ut av Sogn og Fjordane med Sogndal-Aurland på 300 kV og 420 kV.**

Med Sogndal-Aurland oppgradert forsvinner flere av begrensingene som var betydelige flaskehals. Ledningen er ikke lenger den begrensende komponenten, men det mest kritiske utfallet.

Oppgraderingen av Sogndal-Aurland kobler sammen 420 kV nettet sør og nord for Sognefjorden. Forutsatt 500 MW produksjonsfrakobling i Indre Sogn blir kapasiteten over Sognefjordsnittet opp mot 1900 MW. Den relativt høye kapasitetsgevinsten ved å oppgradere Sogndal-Aurland selv om man beholder den andre ledningen i Sognefjordsnittet mot BKK-området på 300 kV skyldes at Sogndal - Aurland før oppgraderingen begrenset flyten ved inntakt nett, og overlastes først ved utfall av andre ledninger, da mye flyt omfordes på ledningen. Dessuten er flytfordelingen mellom de to gjenværende ledningene ut av Sogn og Fjordane mot BKK og Midt-Norge ved utfall av Sogndal - Aurland relativt gunstig, da 40 prosent omfordes nordover.

Simuleringer viser at flaskehalsene ut av Sogn forsvinner med oppgradering av Sogndal-Aurland både i scenario 2020-A og 2020-B.

I 2020-A forsvinner flaskehalsene som vi så i nullalternativet, og prisene i Sogn og Fjordane blir lik områdene rundt. Oppgraderingen dekker altså behovet for kapasitet over Sognefjorden i dette scenarioet.

I 2020-B var det i nullalternativet vesentlig større flaskehals enn i A scenarioet, noe som gav opphav til store prisforskjeller. Kapasitetsøkningen som følge av oppgraderingen reduserer både flaskehalsene og prisforskjellene kraftig. Det kan likevel fortsatt oppstå flaskehals, spesielt under høstflommen i år med mye tilsig. Normalen er derimot at prisene er like som i områdene rundt.

Et forhold som simuleringene ikke fanger opp er at ledninger tas ut for revisjon. I disse periodene vil kapasiteten reduseres, og sannsynligheten for flaskehals øke.

### **Forskjeller i kapasitet mellom 1a, 1b og 1c**

I alternativ 1b bygges en ny 420 kV i parallell med dagens 300 kV ledning mellom Sogndal og Aurland. To forbindelser over Sognefjorden eliminerer Sogndal – Aurland som kritisk utfall for 300 kV nettet mellom Sogndal og Samnanger. Likevel er ikke alternativet en god løsning hvis man vurderer tiltaket ut i fra hva det gir av ekstra kapasitet i normale driftsituasjoner. Grunnen er at man får en 420 kV ledning i parallell med en 300 kV ledning mellom Sogn og det sterke nettet i Aurland. Ved et utfall av 420 kV forbindelsen vil mesteparten av flyten legge seg på 300 kV forbindelsen, da mye av overskuddet fra Sogn flyter mot Aurland. Dermed er det marginal kapasitetsgevinst ved å beholde 300 kV ledningen framfor å sanere den. Et moment som taler for å beholde ledningen er fordelene dette gir ved revisjoner/langvarige feil. Det er ellers lite som skiller alternativ 1b fra alternativ 1a og 1c.

Hovedregelen for utbygging av strømmettet er at sentralnettet skal bygges som luftledning (ref. Meld. St. 14). Sjøkabelalternativet er derfor vurdert på et overordnet nivå. Vi har ikke kjørt egne analyser for å se på endring i kapasiteten ved å velge sjøkabel fremfor luftledning. Vi har derfor forutsatt at en sjøkabeløsning har samme kapasitetsgevinst som luftledningsalternativet. Generelt har sjøkabel høyere nettap enn luftledning. Dette gjør at nytteeffekten av sjøkabel trolig er overvurdert.

På bakgrunn av disse vurderingene har vi i de samfunnsøkonomiske analysene lagt til grunn at 1a, 1b og 1c gir samme gevinster knyttet til nettap og ny fornybar produksjon. Det er imidlertid store forskjeller i miljøgevinstene for de tre alternativene. Dette er nærmere beskrevet nedenfor.

## 5 Samfunnsøkonomisk analyse

Statnetts gjeldende krav og kriterier for nettutvikling har som overordnet prinsipp at nye tiltak skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Formålet med våre samfunnsøkonomiske analyser er derfor å fremskaffe og systematisere informasjon om kostnader og nyttevirkninger ved tiltak som vurderes gjennomført. I prinsippet bør alle relevante virkninger kvantifiseres og verdsettes. I enkelte tilfeller lar det seg ikke gjøre å verdsette alle virkninger på en tilfredsstillende måte. Disse ikke-kvantifiserbare virkningene er omtalt under Kapittel 5.3 ikke-prissatte virkninger.

### 5.1 Investeringskostnader

#### 5.1.1 Reinvesteringer

Sogndal-Aurland ble bygget i 1975. Vi har antatt at det ikke vil være nødvendig å reinvestere denne ledningen i analyseperioden. Tiltakene i stasjonene gir heller ikke sparte reinvesteringer.

#### 5.1.2 Investeringskostnader

Den samfunnsøkonomiske kalkylen skal være basert på forventningsrette estimater. Dette betyr at basiskalkylene for investeringskostnader må justeres for usikkerhet.

Prosjektet er i en tidlig fase, og estimatet for investeringskostnader vil derfor være beheftet med stor usikkerhet. Tabell 5-1 viser usikkerhetsspennet for alle alternativene. Investeringskostnaden forventes å ligge i dette intervallet.

Nullalternativet har null i estimert investeringskostnad, da de andre alternativene ikke vil gi noen sparte reinvesteringer.

Investeringskostnad (2011 MNOK)	Alt 0	Alt 1a	Alt 1b	Alt 1c
<b>Usikkerhetsspenn investeringskostnad</b>	<b>0</b>	<b>500-770</b>	<b>400-630</b>	<b>5200-7300</b>
<b>Forventet investeringskostnad</b>	<b>0</b>	<b>550</b>	<b>450</b>	<b>5200</b>
<b>NV</b>	<b>0</b>	<b>410</b>	<b>330</b>	<b>3900</b>

Tabell 5-1: Investeringskostnader, 2011 MNOK.

### 5.2 Nyttvirkninger

#### 5.2.1 Ny fornybar produksjon

Et vesentlig nytteelement ved forsterkning av nettet på Vestlandet er realisering av ny småkraft i området. Siden hver enkelt linje er en del av et masket nett er det imidlertid vanskelig å angi eksakt hvor mye ny småkraft som vil realiseres av en linje alene. En gitt ny linje vil sammen med andre planlagte investeringer til sammen kunne realisere en større mengde ny småkraft enn hva de vil kunne gjøre hver for seg.

Vi har antatt at det blir realisert ca 2 TWh ny vannkraft i alternativ 1a, 1b og 1c, utover det som blir realisert i nullalternativet<sup>5</sup>.

Antatt mengde som blir realisert og verdien av denne er basert på en rekke skjønsmessige forutsetninger, og er derfor beheftet med stor usikkerhet.

---

<sup>5</sup> Se også Kapittel 6.2 og 6.3.

	Alt 0	Alt 1a-1c
Nåverdi ny fornybar produksjon (2011 mrd NOK)	0	4,3

**Tabell 5-2: Estimert nåverdi av ny fornybar produksjon for alternativene, 2011 mrd NOK.**

### 5.2.2 Reduserte tapskostnader

Ved overføring av strøm går noe av den overførte energien tapt. Et sterkt nett bidrar til å redusere tapene. Reduksjonen i tap kommer som følge av at kraftflyten nå dels flyttes over på et høyere spenningsnivå, samt fordeles på flere linjer. Økt overføring mellom regionene som følge av bedre kapasitet kan motvirke tapsreduksjonen noe.

Reduserte nettap er estimert i analyseverktøyet Samlast for alternativ 1a. Sjøkabel har høyere tap enn luftledning, men vi har ikke utført beregninger for dette. I den samfunnsøkonomiske analysen har vi derfor forutsatt at alle alternativene har samme nytte av reduserte nettap.

Alternativ	Reduserte tap pr år (GWh)	Nåverdi reduserte nettap (2011 MNOK)
Alt 0	0	0
Alt 1a-1c	10	70

**Tabell 5-3: Nytte av redusert nettap, 2011 MNOK.**

## 5.3 Ikke prissatte virkninger

Det er ikke alle relevante virkninger som lar seg verdsette på en tilfredsstillende måte. Disse komponentene kan likevel være av stor betydning i forhold til den samfunnsøkonomiske vurderingen. De ulike ikke prissatte effektene er vurdert på en skala ingen/ubetydelig – liten – middels – stor konsekvens.

### 5.3.1 Miljø

Den samfunnsøkonomiske verdien av et miljøgode kan deles inn i bruksverdi, opsjonsverdi samt eksistensverdi.

Prissetting av miljø- og naturgoder til bruk i samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsanalyser er et omfattende og til tider omstridt tema. Det er ikke grunnlag i dag for å kunne angi et bestemt kronebeløp for verdien av de visuelle forstyrrelsene av kraftmaster/kraftledninger i terrenget, eller for andre miljø- og landskapsvirkninger. Det er imidlertid grunnlag for å anta at en positiv betalingsvillighet er tilstede.

Miljøkonflikter for kraftoverføringsanlegg knytter seg først og fremst til de estetiske virkningene av synlige høyspentledninger, og til virkninger på dyre- og planteliv.

#### 5.3.1.1 Landskap og verneområder

Ofte er det de visuelle virkningene for bebyggelse, naturlandskap, kulturmiljø, friluftsliv og turisme mange har meninger om når kraftledninger skal etableres eller bygges om. Opplevelsen av visuelle virkninger vil i stor grad være subjektiv og variere fra person til person, og hvilken interesse som representeres. Hva som skal tillegges vekt når det gjelder visuelle virkninger vil avhenge av hvilke interesser som er knyttet til de ulike områdene ledningen går gjennom.

Forbindelsen Sogndal-Aurland går gjennom landskapsvernområdet som er en del av verdensarvområdet rundt Aurlandsfjorden. Fjellområdet hvor ledningen går er ikke en sentral del av verdensarvområdet. Dagens ledning stod der da området ble vernet.

#### Konsekvenser:

Alternativ 1a er det beste av luftledningsalternativene. Når tiltaket er ferdig gjennomført og eksisterende 300 kV ledning er revet, vil virkningene på landskapet ikke være vesentlig annerledes enn i dag. De nye mastene vil være litt høyere enn mastene på eksisterende ledning. Kamuflering av master kan bidra til å redusere den negative effekten av dette. Det nye fjordspennet har imidlertid også en positiv effekt på landskapet ved at vi da kan "rydde opp" i ledningsføring knyttet til Fardal stasjon. Disse to effektene antas å utligne hverandre. Alternativ 1a har ingen eller ubetydelig konsekvens for landskapsbildet.

Alternativ 1b innebærer at vi får to ledninger gjennom landskapsvernområdet og et nytt fjordspenn over Sognefjorden. Alternativ 1b vurderes derfor å ha middels/stor negativ konsekvens for landskapsbildet.

Alternativ 1c har en liten positiv konsekvens for landskapet ved at fjordspennet over Sognefjorden fjernes. Sjøkabeløsningen må imidlertid kombineres med jordkabel eller luftledning fra stasjonene og ned til fjorden. I tillegg må det bygges muffehus ved fjorden både i Aurland og Fardal. Dette er omfattende og synlige inngrep som vil ha store negative konsekvenser for landskap og verne områder.

Strekningen fra Aurland stasjon og ned til fjorden er ca. 8 km. En kabel i bakken vil være et plasskrevende og synlig inngrep, da det krever en vei og en kabelgrøft på mange meters bredde. Dette vil være krevende å få til i et trangt kulturlandskap som har relativt få inngrep fra før.

En ledning fra Aurland stasjon til muffehus ved fjorden vil bli godt synlig fra Aurlandsfjorden. Aurlandsfjorden er hovedleden for båtturismen fra Flåm til Nærøyfjorden verdensarvområde. Den vil også bli godt synlig fra den nasjonale turistveien fra Lærdal, samt fra veien over til Hol.

I Fardal må det i tillegg til muffehus bygges ledning fra Fardal til Sogndal stasjon, en strekning på ca. 3 km. Her er det såpass bratt at en nedgravd kabel sannsynligvis ikke er teknisk mulig. Det vil heller ikke bli mulig å rydde opp i nettet fra Fardal stasjon på samme måte som vi vil ha mulighet til i alternativ 1a.

De negative konsekvensene ved en sjøkabeløsning i kombinasjon med jordkabel eller luftledning vil bli store. Den positive virkningen ved at vi kan sanere fjordspennet over Sognefjorden vil ikke oppveie for de øvrige inngrepene som er nødvendig.

Alternativ 1c har middel/stor konsekvens for landskapsbildet.

### **5.3.1.2 Naturmangfold og reindrift**

I likhet med andre arealinngrep kan både luftledninger og kabelanlegg påvirke naturmangfold gjennom direkte arealbeslag og barriereeffekter i områder med truet, nær truet eller verdifulle naturtyper eller arter. I anleggsfasen vil aktivitet og terrenginngrep kunne forstyrre dyre- og fuglelivet og medføre at vilt og fugl trekker bort fra området hvor aktiviteten foregår. Fugl er den arten som er mest utsatt for påvirkning fra luftledninger.

Området Sogndal-Aurland går gjennom er en del av Nordfjella villreinområde. En kraftledning kan i noen tilfeller medføre barriereeffekter for villrein ved at de kan vegre seg for å krysse kraftledningen med tilhørende ryddegate og dermed påvirke deres arealbruk. På den annen side kan ryddegater ha en positiv virkning på annet hjortevilt på grunn av lauvoppslag i ryddebeltet som gir godt beite.

For sjøkabler må mulig påvirkning på naturmangfoldet under vann vurderes. Sjøkabler kan påvirke naturmangfold gjennom det direkte terrenginngrepet, oppvirvling av sediment, miljøgiftutslipp, støy og vibrasjon i anleggsfasen, og elektromagnetiske felt og termisk påvirkning i driftsfasen.

#### **Konsekvenser:**

Alternativ 1a vil kunne ha en negativ konsekvens i anleggsfasen ved at rein og annet dyre- og fugleliv trekker bort fra området. Når ledningen er ferdig bygget vil påvirkningen være omtrent den samme som i dag. Alternativ 1a har en liten negativ konsekvens på naturmangfold.

Alternativ 1b vil ha de samme konsekvensene som 1a i byggeperioden. To ledninger gjennom villreinområdet og to fjordkryssinger vil øke risikoen for at fugler kolliderer med ledningene. To ledninger vil også øke risikoen for barriereeffekter for villrein. Alternativ 1b har middels negativ konsekvens på naturmangfold.

Alternativ 1c har en positiv konsekvens ved at den fjerner risikoen for fuglekollisjoner og barriereeffektene for rein dersom løsningen omfatter jordkabel/sjøkabel. Effekten på fugle- og dyreliv på fjellet i anleggsperioden vil være lavere enn for de andre alternativene, da anleggsfasen vil ha kortere varighet. Endepunktsinstallasjonene og jordkabelen ned til vannet vil ha en negativ konsekvens, men størrelsen på konsekvensen vil avhenge av hvor inngrepene kommer og hvilket naturmangfold de vil berøre. Sjøkabelen vil i tillegg påvirke økosystemet i fjorden, både i anleggsperioden og driftsperioden. Alternativ 1c har en liten negativ konsekvens på naturmangfold.

### 5.3.1.3 Oppsummering miljøeffekter

Alternativ 1a skiller seg ut som det beste luftledningsalternativet, med lavest miljøkonsekvenser knyttet til både visuelle effekter og naturmangfold. Vi er imidlertid ikke i stand til å skille mellom konsekvensene for alternativ 1a og sjøkabelalternativet (1c). De to alternativene vil ha ulike positive og negative konsekvenser, og rangeringen mellom alternativene vil avhenge av vektleggingen av de ulike effektene.

Miljøeffekter	Alt 1a	Alt 1b	Alt 1c
Visuelle virkninger og verneområder	Ingen/ubetydelig konsekvens	Middels/stor negativ konsekvens	Middels/stor negativ konsekvens
Naturmangfold og reindrift	Liten negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens

**Tabell 5-4: Alternativenes virkning på miljøet.**

### 5.3.2 Forsyningsikkerhet

Dette begrepet dekker betydning for stabilitet og driftssikkerhet som ikke fanges opp av de prissatte effektene. Dette gjelder en overordnet robusthet i systemet som ikke gjelder enkeltutfall og enkeltfeil på konkrete linjer. Både effekt- og energiperspektivet er relevant, samt ledig kapasitet i nettet.

#### Konsekvens:

Alternativ 1a bedrer forsyningsikkerheten i området ved at det øker kapasiteten over begrensende snitt. Alternativ 1a har en liten positiv konsekvens for forsyningsikkerheten.

Alternativ 1b har samme effekt som 1a. I tillegg gir to forbindelser økt reservekapasitet i nettet ved revisjoner og langvarig feil på ny 420 kV Sogndal – Aurland. Driftsmessig vil det imidlertid være utfordrende å håndtere eksisterende linje på 300 kV i parallell med en ny 420 kV fra Sogndal til Aurland. Ved utfall av 420 kV linja vil mesteparten av kraften da gå via den svake 300 kV forbindelsen. For å opprettholde N-1 vil den svake 300 kV linja fortsatt virke som en flaskehals for driften av systemet. Alternativ 1b har en liten positiv konsekvens for forsyningsikkerheten.

Alternativ 1c bedrer også forsyningsikkerheten ved at den øker kapasiteten over begrensende snitt. Imidlertid gjør bratte skråninger og dype fjorder bruk av sjøkabel teknisk utfordrende. Generelt er det begrenset erfaring med lange kabler på de høyeste spenningsnivåene. Dette medfører større usikkerhet til forsyningsikkerheten. Jord- og/eller sjøkabel kan være mindre utsatt for avbrudd enn en luftledning i en del områder, men hvis en feil på ledningen først oppstår er reparasjonstiden for kabelanlegg betydelig lenger enn for en luftledning. Vi har ikke grunnlag for å kunne vurdere en annen forsyningsikkerhet for 1c enn for de andre alternativene. I de regjeringsoppnevnte ekspertutvalgenes vurdering av Sima-Samnanger ble sjøkabelalternativet vurdert å gi like god



forsyningssikkerhet som luftledningsalternativet. Vi legger derfor samme vurdering til grunn her. Alternativ 1c har en liten positiv konsekvens for forsyningssikkerheten.

<b>Virkning for forsyningssikkerhet</b>	<b>Alt 1a</b>	<b>Alt 1b</b>	<b>Alt 1c</b>
Forsyningssikkerhet	Liten positiv konsekvens	Liten positiv konsekvens	Liten positiv konsekvens

**Tabell 5-5: Alternativenes virkning på forsyningssikkerheten.**

### 5.3.3 Mer velfungerende kraftmarked

I dagens situasjon opereres det med fem prisområder. Når overføringskapasiteten mellom prisområdene er begrenset, vil det i perioder føre til at områdene opplever forskjellige kraftpriser. Uten begrensninger blir områdeprisene de samme. Vedvarende ulike kraftpriser gir fordelingsmessige konsekvenser og skaper konkurranseulempa for næringsliv i området med den relativt høyere kraftprisen. Flaskehals i nettet kan også begrense kraftproduksjonen bak flaskehalsen og dermed bidra til midlertidige muligheter for utøvelse av markedsmakt.

#### Konsekvens:

Sogndal-Aurland er en viktig flaskehals i dag, og alle alternativene øker kapasiteten over snittet og bidrar til et mer velfungerende marked. En del av denne effekten er tatt hensyn til i beregningen av nytten av ny fornybar kraftproduksjon i Kapittel 5.2.1. Virkningene utover dette er vurdert å være liten og lik for alle alternativene. Alternativ 1a, 1b og 1c har en liten positiv konsekvens for kraftmarkedet.

<b>Virkning for kraftmarkedet</b>	<b>Alt 1a</b>	<b>Alt 1b</b>	<b>Alt 1c</b>
Kraftmarkedet	Liten positiv konsekvens	Liten positiv konsekvens	Liten positiv konsekvens

**Tabell 5-6: Alternativenes virkning på kraftmarkedet.**

## 5.4 Usikkerhetsanalyse

Alle beregninger som er foretatt av de prissatte virkningene er beheftet med usikkerhet. I dette kapittelet synliggjøres det at forventningsverdien har et usikkerhetsspenn siden den er sensitiv ifht input-parameterne. Dersom disse parameterne endres, vil også lønnsomheten endre seg. Vi har her vist sensitiviteten i de prissatte virkningene ved å estimere en pessimistisk og en optimistisk verdi for hver enkelt virkning, som på denne måten danner et utfallsrom.

### 5.4.1 Usikkerhet i investeringskostnaden

Det er gjort en vurdering av usikkerheten i kostnadsestimatene. Prosjektet er i en tidlig fase, og estimatet for investeringskostnader vil derfor være beheftet med stor usikkerhet. Usikkerhetsspennet i investeringskostnaden er presentert i Tabell 5-7.

<b>Alternativ</b>	<b>Investeringskostnader (2011 MNOK)</b>		
	<b>Alt 1a</b>	<b>Alt 1b</b>	<b>Alt 1c</b>
Forventning	550	450	5200
Optimistisk	500	400	4000
Pessimistisk	770	630	7300

**Tabell 5-7: Usikkerhetsspenn investeringskostnader, 2011 MNOK.**

### 5.4.2 Usikkerhet i nytten av ny fornybar produksjon

I forventningsverdien har vi lagt til grunn en utbyggingskostnad på 4,5 kr/kWh, med et påslag på 1 % i drifts- og vedlikeholdskostnader. Denne investeringskostnaden er antatt å inkludere nødvendige tiltak i underliggende nett. Dersom utbyggingskostnadene blir høyere eller lavere, har dette stor innvirkning på lønnsomheten. Dersom gjennomsnittlig utbyggingskostnad øker med 0,5 kr/kWh, vil dette for 2 TWh redusere nåverdien med ca 800 MNOK, alt annet likt.

Mengden er usikker som følge av at det kan realiseres mindre enn forutsatt. Dersom realisert mengde halveres fra 2 TWh til 1 TWh, vil dette halvere nåverdien fra 4,2 mrd NOK til 2,1 mrd NOK, alt annet likt.

Beregningen i nytten av ny fornybar produksjon hviler på en rekke forutsetninger som påvirker hverandre. Eksempelvis vil endring i utbygd mengde påvirke kraftpris og sertifikatpris. Ved å vurdere effekten av endringer i de ulike faktorene har vi anslått et usikkerhetsspenn for nytten av ny fornybar produksjon, se Tabell 5-8.

Alternativ	Pessimistisk	Forventet	Optimistisk
Nåverdi nytte ny fornybar produksjon (2011 mrd NOK)	2	4,2	6,5

**Tabell 5-8: Usikkerhet i nåverdien av nytte av ny fornybar produksjon, 2011 mrd NOK.**

### 5.4.3 Reduserte nettap

Usikkerheten i nytten av reduserte nettap er knyttet til både mengden (antall GWh) og nivå på kraftpris og sertifikatpris. Tabell 5-9 viser anslaget på usikkerheten i reduserte nettap.

	Pessimistisk	Forventet	Optimistisk
Årlig nettap (GWh)	0	10	20
Nåverdi (MNOK)	0	70	140

**Tabell 5-9: Usikkerhet i nåverdien av reduserte nettap, 2011 MNOK.**

### 5.4.4 Oppsummering usikkerhetsanalyse

Tabell 5-10 oppsummerer det som antas å være lav, forventet og høy verdi for de prissatte kost/nytte elementene. Den største usikkerheten er knyttet til realiseringen av ny fornybar produksjon. Småkraftpotensialet i analyseområdet er stort. Ifølge undersøkelser gjort av NVE så har mye av potensialet i området en relativt lav utbyggingskostnad, og det som blir realisert vil trolig ha en høy samfunnsøkonomisk nytteverdi. Den største nedsiderisikoen rundt nytten av ny fornybar antas derfor å være hvor stor mengde som blir realisert.

Ved bygging av luftledning er det liten risiko for at prosjektet ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Bruk av sjøkabel gir en svært stor økning i investeringskostnaden, og en tilsvarende reduksjon i den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

Verdiene i Tabell 5-10 kan kun benyttes for å illustrere et spenn for hver effekt isolert. Vi kan ikke summere opp alle de mest optimistiske verdiene for å finne den største potensielle lønnsomheten, fordi den optimistiske verdien aldri vil slå inn for alle faktorene samlet. Eksempelvis vil høy utbygging av ny fornybar kraft gi økte nettap, noe som fører til en høy nytte av ny fornybar men en lav nytte for nettap.

Nåverdi (2011 MNOK)	Alt 1a			Alt 1b			Alt 1c		
	Pes.	Forv.	Opt.	Pes.	Forv.	Opt.	Pes.	Forv.	Opt.
Investeringskostnader	-580	-410	-370	-470	-330	-300	-5500	-3900	-3000
Ny fornybar	2000	4200	6500	2000	4200	6500	2000	4200	6500
Nettap	0	70	140	0	70	140	0	70	140

**Tabell 5-10: Usikkerhetsspenn for prissatte virkninger, nåverdi 2011 MNOK.**

## 5.5 Realopsjoner – muligheter og fleksibilitet

En fleksibel løsning og gjennomføring kan ha en merverdi. Disse mulighetene for fleksibilitet betegnes som realopsjoner.

1. Mulighet for å vente og se om mer informasjon gir bedre beslutning.

Slik situasjonen er i dagens nett er bortfall av behovet ikke sannsynlig. Vi mener derfor at det ikke er noen merverdi i å utsette investeringen i påvente av mer informasjon. På sikt kan det imidlertid vise seg å bli behov for to forbindelser over Sognefjorden. Dette vurderes under punkt 2.

2. Mulighet for oppfølgingsinvesteringer – trinnvis utbygging

Alternativ 1a, 1b og 1c gjør det mulig med en trinnvis utbygging av nettet på Vestlandet. Oppgradering av Sogndal-Aurland vil gjøre det mulig å vente med en 420 kV forbindelse nr. 2 over Sognefjorden til vi ser hvordan overføringsbehovet utvikler seg. Dette reduserer risikoen for overinvestering, og frigjør ressurser som kan benyttes til å realisere andre samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter. De alternativene som ble parkert innledningsvis i alternativanalysen har ikke denne opsjonsverdien.

Dersom det på sikt viser seg at det er behov for to 420 kV forbindelser over Sognefjorden, vil det trolig uansett ikke være aktuelt å bygge også den andre ledningen fra Sogndal til Aurland. Dette skyldes blant annet både forhold knyttet til forsyningssikkerhet, og begrensninger som vil oppstå andre steder i nettet. Det er derfor ingen ekstra opsjonsverdi knyttet til å beholde dagens 300 kV ledning over Sognefjorden for å beholde muligheten for spenningsoppgradering på et senere tidspunkt, da en annen trase vil være å foretrekke fremfor denne.

1a, 1b og 1c har derfor samme verdi knyttet til trinnvis utbygging.

3. Mulighet for å avslutte tiltak

Bortfall av behov for tiltak er ikke sannsynlig. Oppgradering av Sogndal-Aurland er minimumsløsningen som kreves i dette området. Mulighet for å avslutte tiltak er derfor ikke aktuelt.

## 5.6 Oppsummering av alternativer

Oppgradering av Sogndal-Aurland er et viktig neste trinn i utbyggingen av sentralnettet på Vestlandet. Det er den siste strekningen som mangler for å knytte sammen 420 kV nettet i Midt-Norge og Sør-Norge. I tillegg til å gi et sammenhengende 420 kV nett, vil oppgraderingen legge til rette for utbygging av ny fornybar produksjon i området.

Tabell 5-11 gir en oppsummering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til de ulike alternativene. Alternativene er vurdert opp imot nullalternativet, og tabellen viser netto kostnader sammenlignet med nullalternativet.

Alle alternativene har en positiv nåverdi sammenlignet med nullalternativet. Det som skiller alternativene er hovedsakelig investeringskostnader og miljøvirkninger.

Alternativ 1b har lavest investeringskostnad, hovedsakelig fordi man slipper kostnadene med å rive eksisterende 300 kV linje, samt ny trafo i Sogndal. Nåverdien av disse sparte kostnadene er anslått til ca. 80 MNOK. 1b har imidlertid høye miljøkostnader siden alternativet innebærer to ledninger i parallell. De siste årene har det vært langvarige og kraftige protester knyttet til nye kraftledningsutbygginger. Dette tyder på at samfunnet har en høy betalingsvillighet for å slippe nye naturinngrep. Det er derfor rimelig å anta at samfunnets betalingsvillighet for å slippe enda en ledning over Sognefjorden overstiger ekstrakostnaden på 80 MNOK.

Alternativ 1c har en mye lavere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn de to andre alternativene. Ekstrakostnaden ved å legge sjøkabel i stedet for luftledning har en nåverdi på ca. 3,5 mrd NOK. I tillegg har løsningen store miljøkonsekvenser sammenlignet med nullalternativet og alternativ 1a. De høye investeringskostnadene i kombinasjon med store miljøinngrep gjør at dette alternativet ikke anbefales.

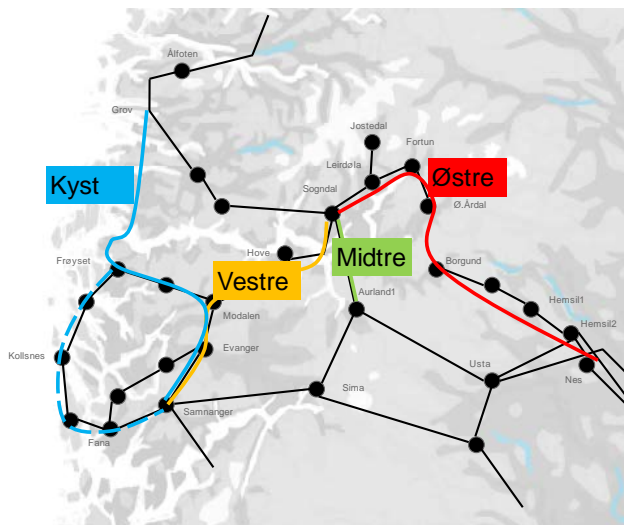
Vi anbefaler alternativ 1a som den beste samfunnsøkonomiske løsningen.

Alternativ	Alt 0	Alt 1a	Alt 1b	Alt 1c
Antatt realiseringstidspunkt		2018	2018	2018
Prissatte virkninger (nåverdi 2011 MNOK)				
Investering	0	-410	-330	-3900
Tapskostnader	0	70	70	70
Ny produksjon	0	4300	4300	4300
Netto nåverdi	0	3960	4040	470
Usikkerhetsspenn investeringskostnader	0	(-370) – (-580)	(-300) – (-470)	(-3000) – (-5500)
Ikke prissatte virkninger				
Miljø – landskap og verneområder		Ingen/ubetydelig konsekvens	Middels/stor negativ konsekvens	Middels/stor negativ konsekvens
Miljø – naturmangfold og reindrift		Liten negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens
Forsyningssikkerhet		Liten positiv konsekvens	Liten positiv konsekvens	Liten positiv konsekvens
Mer velfungerende kraftmarked		Liten positiv konsekvens	Liten positiv konsekvens	Liten positiv konsekvens
<b>Rangering</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>

**Tabell 5-11: Oppsummering av alternativanalyse. Nåverdier 2011 MNOK. Alle vurderinger er gjort opp imot nullalternativet.**

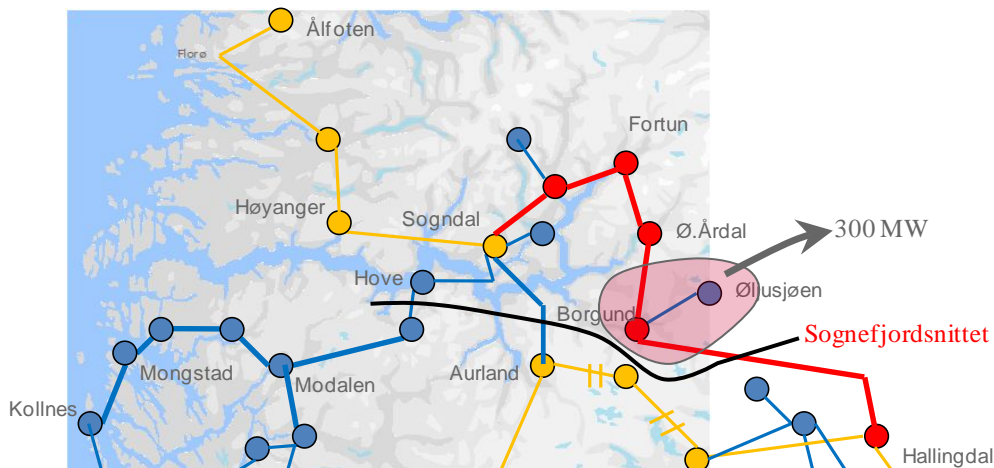
## Vedlegg 1 Forkasting av alternativer

Vurderte alternativer:



### Alternativ 2 (Østre)

I det østlige alternativet er det etablert en tredje forbindelse sørover fra Sogndal. Det østlige alternativet er utvidet fra den tidligere meldte ledningen mellom Borgund og Årdal. Utvidelsen går på å bygge en 420 kV ring fra Sogndal, gjennom Indre Sogn, til en ny stasjon i Hallingdal. I Indre Sogn og fra Borgund til den nye Hallingdal stasjon erstattes dagens 300 kV ledning med en ny 420 kV ledning. Mellom Øvre Årdal og Borgund må det imidlertid bygges en ny 420 kV linje i urørt natur, noe som vil gi negative miljøvirkninger.



Figur V1: Kart over nettet på Vestlandet i alternativ 2 (østre)

Det østre alternativet gir to ledninger ut av/inn til Indre Sogn. Dette er gunstig da området både har stort industriforbruk i Årdal (ca 350 MW) og mye installert vannkraft (ca. 1350 MW). Tosidig forsyning er også en fordel i forhold til revisjoner, da det fortsatt vil være en ledning inn til området. Hvis man ser på hele Sogn er det også en fordel at det er tre ledninger ut av området ved revisjoner istedenfor bare to som i alternativ 1 med spenningsoppgradering av Sogndal-Aurland.

Den nye ledningen gjør slik at kraftproduksjonen i Borgund og Øljusjøen på ca 300 MW blir liggende innenfor det nye Sognefjordsnittet (se illustrasjon i figur V1). Det foreligger også planer om ytterligere

småkraft under Borgund. Det at denne produksjonen kommer innenfor snittet betyr også at behovet for kapasitet over snittet øker. Utfall av Borgund – Hallingdal blir det kritiske utfallet i det østre alternativet, da alt overskuddet ut av Indre Sogn og Hallingdal må ta veien over de to 300 kV ledningene over Sognefjorden eller nordover på Ørskog – Sogndal. Den begrensende komponenten vil fortsatt være ledningen 300 kV Sogndal – Aurland.

Figurene under sammenlikner størrelsen på prisforskjellene mellom prisområdene Nordvest og Hallingdal i alternativ 1 midtre alternativ og alternativ 2 østre alternativ. Da det er usikkert om det alltid er tilgjengelig 500 MW PFK i Indre Sogn, er det gjort simuleringer både med og uten PFK. Prisforskjellene i begge alternativene øker naturlig nok uten PFK sammenlignet med bruk av PFK. Imidlertid øker prisforskjellene vesentlig mer i det østre alternativet. Siden det som sagt er usikkert om det alltid er tilgjengelig PFK i Indre Sogn, viser disse simuleringene at spenningsoppgradering av Sogndal-Aurland er en mer robust løsning ved normale driftsituasjoner. Ved revisjoner gir imidlertid østre alternativ en fordel i og med at det fortsatt er to ledninger sørover.

Det er vanskelig å si hva overføringskapasiteten over Sognefjordsnittet blir i det østre alternativet, fordi det varierer med produksjonsfordelingen. Avhengig av produksjonsfordelingen ser kapasiteten ut til å ligge mellom 1300-1800 MW i det østre alternativet. Med spenningsoppgradering av Sogndal-Aurland ble denne kapasiteten opp mot 1900 MW.

Grunnen til at kapasiteten blir lavere, selv med 3 ledninger ut av Sogn sørover, er at mye flyt legger seg på Sogndal-Aurland ved utfall av Borgund-Hallingdal. Sogndal-Aurland er allerede høyt belastet før utfall selv om den nye ledningen ut av Indre Sogn avlaster ledningen en god del. Da behovet over Sognefjordssnittet også øker sammenlignet med alternativ 0 og alternativ 1, i og med at 300 MW produksjon flyttes innenfor snittet, blir flaskehalsene større. På denne måten vil bygging av det østre alternativet forsterke behovet for å oppgradere Sogndal-Aurland for å kunne opprettholde N-1<sup>6</sup>. Det østre alternativet er derfor ikke et alternativ til spenningsoppgradering av Sogndal – Aurland til 420 kV, og er derfor heller ikke egnet som et trinn 1 på Vestlandet.

Det østre alternativet avlaster 300 kV nettet på Vestlandet lite. Ved utbygging av fornybar på Vestlandet og flere mellomlandsforbindelser vil overføringsbehovet her øke betydelig. For at det skal legges til rette for mer fornybar på Vestlandet nord for Hardangerfjorden og flere mellomlandsforbindelser er det viktigere å forsterke nettet på Vestlandet enn i Hallingdal. Dette betyr ikke at kapasiteten i Hallingdal ikke i noen tilfeller kan bli begrensende, men at den lave kapasiteten i nettet på Vestlandet blir en mye større begrensning. I tillegg til dette viste Vestlandsstudien at Østre alternativ også medførte betydelig høyere investeringskostnader og miljøkostnader enn spenningsoppgradering av Sogndal-Aurland, samt at byggetiden vil være vesentlig lengre sammenlignet med Midtre

På bakgrunn av dette er Østre alternativ ikke tatt med i den videre analysen, da denne løsningen ikke er et reelt alternativ som trinn 1 på Vestlandet. Det østre alternativet kan imidlertid være et mulig trinn 2 dersom utviklingen i forbruk og produksjon gir et behov for to 420 kV forbindelser over Sognefjorden.

### **Alternativ 3 (Vestre)**

I det vestre alternativet er forbindelsene fra Sogndal ned til Samnanger oppgradert til 420 kV. Kritisk utfall vil fortsatt være utfall av Refsdal – Modalen, og Sogndal – Aurland vil begrense overføringen i

---

<sup>6</sup> N-1 er et kriterium for å oppnå avbruddsfri strømforsyning. Det går ut på at dersom en komponent svikter så skal det ikke føre til strømbrytning. Eksempelvis innebærer det at alle linjer skal ha nok ledig kapasitet til at de ikke blir overbelastet dersom nabolinjen faller ut. Dersom ikke N-1 kriteriet er oppfylt så driftes nettet med N-0. Det innebærer at feil på en komponent vil gi avbrudd i strømforsyningen.

snittet. Overføringskapasiteten over Sognefjorden blir tilsvarende som i alternativ 0 lik ca 1200 MW. Alternativet oppfyller dermed ikke effektmålene, og tas derfor ikke med i den videre analysen.

## **Alternativ 4 (Kyst)**

Dette alternativet innebærer også en tredje forbindelse over Sognefjorden, og gir omtrent samme overføringskapasitet som det Midtre alternativet. Men på samme måte som for det Østre alternativet vil Sogndal-Aurland fortsatt være den begrensende komponenten, og en oppgradering av denne forbindelsen vil øke nytten av alternativet vesentlig. I tillegg går traseen gjennom et stort område uberørt natur, noe som vil medføre betydelige naturinngrep og miljøkostnader. Statnett forventer at det vil bli svært krevende å få godkjent nye ledningstraseer uten at eksisterende traseer er best mulig utnyttet, jfr. Statnetts program for spenningsoppgradering. Alternativet er svært omfattende, og byggetiden vil være vesentlig mye lengre enn for Midtre. Kystalternativet er derfor ikke et reelt alternativ til oppgradering av Sogndal-Aurland.

Vestlandsstudien viste også at Kystalternativet medførte betydelig høyere investeringskostnader og miljøkostnader enn oppgradering av Sogndal-Aurland, uten at det ga noen kapasitetsgevinster. Kystalternativet er derfor ikke tatt med i den videre analysen.

## **Oppsummering**

Vestre alternativ oppfyller ikke effektmålene. Østre- og Kyst alternativene er ikke noe reelt alternativ til Midtre alternativ, da Sogndal-Aurland fortsatt vil være den begrensende komponenten og en oppgradering av denne forbindelsen vil fortsatt være nødvendig. I tillegg medfører Østre- og Kyst alternativene svært høye investeringskostnader, samt at de vil innebære nye forbindelser i uberørt natur. Dette er ikke i tråd med Statnetts strategi for spenningsoppgradering, som innebærer å i størst mulig grad benytte eksisterende traseer.

Det er bare alternativ 1a, 1b og 1c Midtre alternativ som er tatt med i den videre kost/nytte analysen, da bygging av en av de andre traseene uansett vil innebære å måtte oppgradere Midtre. På denne måten er det bare det Midtre alternativet som gir muligheten til å vente med 420 kV forbindelse nr. 2 over Sognefjorden til man ser utviklingen i overføringsbehovet (jfr. 7.5 Realopsjoner). Vestlandsstudien anbefalte en trinnvis utbygging av nettet på Vestlandet for å unngå overinvestering dersom det fremtidige overføringsbehovet ikke skulle kreve to parallelle 420 KV forbindelser. Midtre alternativ passer derfor godt inn som et slikt første trinn, og legger samtidig ingen begrensninger på hvilken av de andre løsningene som eventuelt kan velges i trinn 2. Oppgradering av Midtre alternativ legger heller ingen begrensninger på hvilke løsninger som kan velges som trinn 1 i de andre områdene (Indre Sogn og sør for Samnanger).



## Vedlegg 2 Samfunnsøkonomi

### Sentrale forutsetninger for beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Statnetts standard metodikk for samfunnsøkonomiske analyser legges til grunn. Nåverdimetoden brukes for å beregne lønnsomheten av prosjektet. Alle alternativene vurderes i forhold til nullalternativet.

De generelle forutsetninger for beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet er vist i tabellen nedenfor.

Vi understreker at endringer i forutsetningene som er benyttet i beregningene vil påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av alternativene (jfr. 5.4).

Parameter	Størrelse
Diskonteringsrente samfunnsøkonomi (reelt)	5 %
Nåverditidspunkt	1.1.2012
Analyseperiode	40 år
Levetid stasjoner	40 år
Levetid luftledning	70 år
Levetid kabler	55 år
Valutakurs Euro	8
Prisnivå inntekter og kostnader	2011

**Tabell V1: Forutsetninger i samfunnsøkonomisk analyse**

### Om nytten av ny fornybar produksjon

Den samlede verdien av ny småkraft avhenger blant annet av hvor mye småkraft som blir bygd ut, utbyggingskostnaden for anleggene, nødvendige tilpasninger i underliggende nett, utvikling i fremtidig kraftpris og pris på grønne sertifikater. Om vi antar at relativt billig vannkraft erstatter vindkraft andre steder i Norge innenfor et norsk-svensk sertifikatmarked, vil den samfunnsøkonomiske gevinsten være lik kostnadsforskjellen mellom vannkraft- og vindkraftprosjektene.

Nytten av ny fornybar blir først realisert når produksjonen er bygget ut. Dersom det blir bygget ut mindre produksjon enn det som er lagt til grunn i beregningene for de ulike alternativene, så blir også nytten av alternativene vesentlig redusert. På samme måte så vil nytten reduseres dersom de nødvendige nettførsterkningene blir forsinket, noe som vil skyve utbyggingen av ny produksjon ut i tid. En utsettelse av et lønnsomt kraftprosjekt vil gi et samfunnsøkonomisk tap som er lik den reduserte nåverdien som følger av utsettelsen. Dette tapet vil øke med de antall år som prosjektene blir utsatt. I den grad Norge er forpliktet til å investere i fornybar energi gjennom EUs fornybardirektiv, vil en tilleggseffekt kunne være at andre marginalt ulønnsomme prosjekter vil bli fremskyndet.

Dersom sertifikatordningen fører til at dyrere prosjekter som tidligere ikke ville blitt realisert nå bygges ut, vil dette øke de gjennomsnittlige utbyggingskostnadene for den nye produksjonen. Vi må

også anta at det vil være nødvendig med investeringer i underliggende nett for å transportere den nye kraften. Disse momentene er det tatt høyde for i beregningene.

**Forutsetninger for verdsetting av ny fornybar kraft:**

- Mengde ny produksjon: 2 TWh
- Tidspunkt for utbygging: Alt er bygd ut i 2018 når 420 kV ledningen er i drift
- Andel sertifikatberettiget er 100
- Diskonteringsrente (reell): 6,5 %
- Sertifikatpris: 25 øre/kWh
- Utbyggingskostnad: 4,5 kr/kWh
- Driftskostnad: 1 % av utbyggingskostnad
- Kraftpris: gjennomsnitt på ca 40 øre/kWh