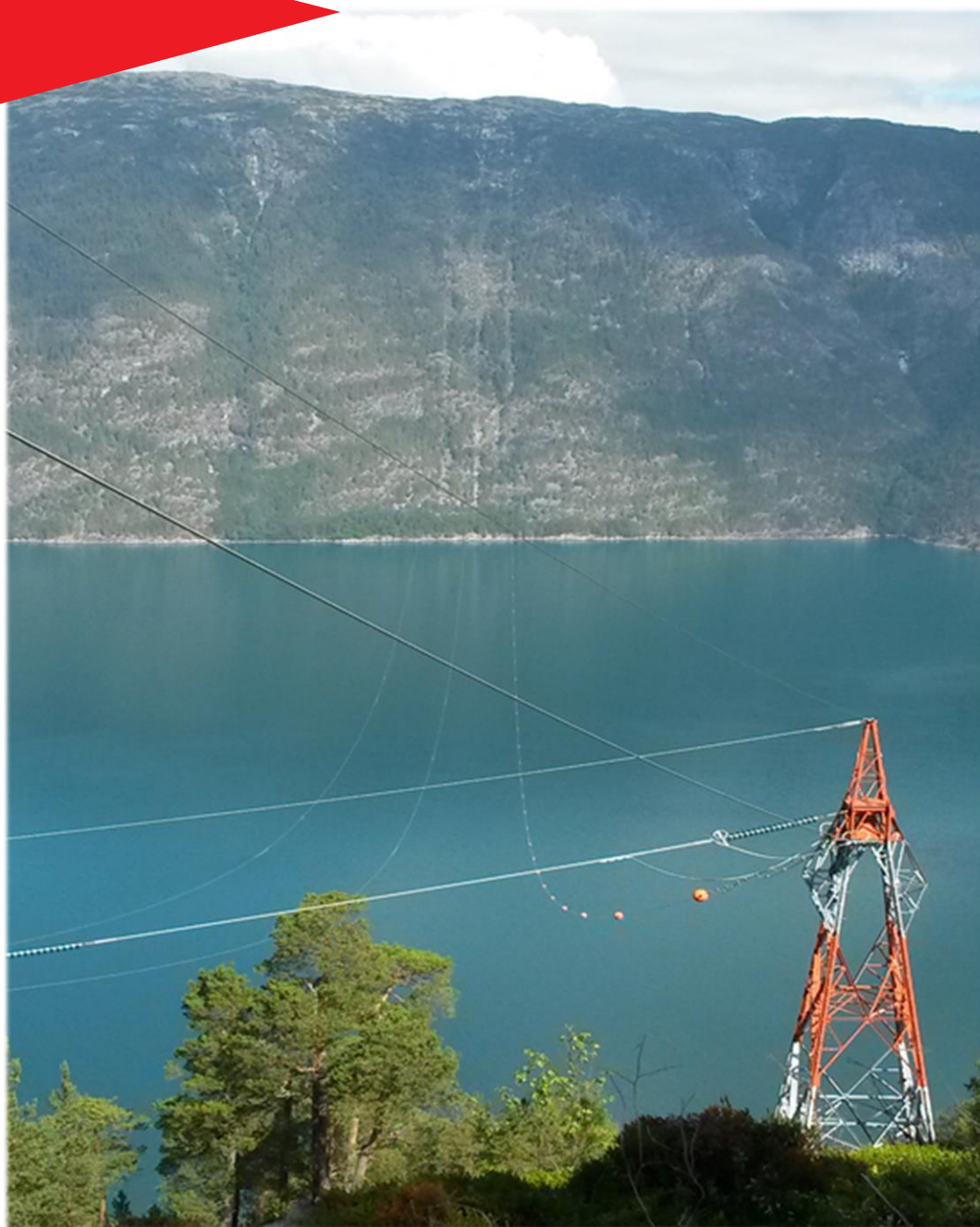


Aurland - Sogndal

Samfunnsøkonomisk analyse



Notat

Dokumentet sendes til:

Offentlig

Saksbehandler/Adm. enhet:

Eivind A. Fossland /UPØ

Karin Løvebrant Væstermark /UPM

Tilhørende prosjektnummer: 10167

Ansvarlig/Adm. enhet:

Tilhørende prosjektnavn: Aurland–Sogndal

Anders Kringstad /UPM

Oppgradering 420 kV

Carl-Petter Haugland /UPØ

Underlag til: Konesjonssøknad

Dokument ID: 2770414

Dato: 02.05.2018

Sammendrag

Vi anbefaler en ny 420 kV forbindelse på Aurland-Sogndal

Denne analysen viser at det er lønnsomt å øke kapasiteten på forbindelsen Aurland-Sogndal i vårt forventningsscenario. Anbefalt løsningsvalg er en ny 420 kV luftledning. Økt utbygging av ny fornybar kraftproduksjon nord for Sognefjorden og de nye mellomlandsforbindelsene til Storbritannia og Tyskland vil øke flaskehalsen på dagens forbindelse. Vi forventer at dette vil gi større prisforskjeller nord og sør for fjorden og økt antall timer med nullpris og vanntap i våte år. Det er også behov for reinvesteringer på forbindelsen de neste tiår. Lønnsomheten av tiltaket er avhengig av fremtidig kraftpris og mengde ny vannkraft nord for Sognefjorden.

Det er en begrenset flaskehals over Sognefjorden i dag

Perioder med mye nedbør gir et stort kraftoverskudd i området nord for Sognefjorden, hovedsakelig mellom Ørskog stasjon i nord og Sogndal stasjon i sør. Kraften flyter oftest sørover fra Sogn og Fjordane, over Sognefjorden og videre henholdsvis vestover mot BKK-området og østover gjennom Hallingdal mot Østlandet. Det er i hovedsak variasjoner i tilsiget som styrer størrelsen på flyten, der våte perioder gir høyere flyt. I slike perioder kan de to 300 kV-ledningene Aurland-Sogndal og Hove-Sogndal som inngår i snittet over Sognefjorden være en flaskehals.

Det er ledningen Aurland-Sogndal som er den begrensede forbindelsen av de to, og dermed denne som har behov for økt kapasitet hvis vi skal redusere flaskehalsen over Sognefjorden. Kapasiteten på Aurland-Sogndal begrenser også hvor mye overføring det kan være på Ørsta-Sykkylven og Modalen-Evanger, siden utfall av disse kan gi overlast på Aurland-Sogndal.

Samlet sett er det en begrenset flaskehals over Sognefjorden dag. Det er i perioder prisforskjeller mellom prisområdene NO3 og NO5, men flaskehalsen er ikke så stor at det genererer nullpris og tap av vann i uregulerbare kraftverk. Absolutt simulert prisforskjell for flaskehalsen i dagens system er 0,5 €/MWh. Både interne og eksterne utviklingstrekk vil imidlertid påvirke flyten over Sognefjorden i de kommende årene.

Vi forventer økt flaskehals som følge av ny fornybar kraftproduksjon og nye mellomlandsforbindelser

Det er et stort potensial for ny fornybar kraftproduksjon nord for Sognefjorden, og det er omfattende planer for videre utbygging. Dette øker flyten og flaskehalsen over Sognefjordsnittet. Flyten vil øke spesielt i sommerhalvåret, siden en stor del av planene i området er uregulert småkraft som varierer med tilsiget. Hvor mye av dette som vil bli realisert og til hvilken tid er usikkert, men vi forventer at volumet blir så stort at flaskehalsen vil øke betydelig de neste årene og utover 2020-tallet. Vi forventer at det blir bygget ut omtrent 1100-1400 GWh utover de 550 GWh som er under bygging i dag. Etter 2030 ser vi også at utviklingstrekk i ny produksjon og kraftpris ellers i landet og i utlandet vil påvirke størrelsen på flaskehalsen.

Mellomlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia vil bidra til å øke flyten og flaskehalsen over Sognefjordsnittet. Flyten vil øke i både sør- og nordgående retning, siden de nye forbindelsene vil føre til større svingninger i produksjonen til regulerbare kraftverk. Flaskehalsen øker også fordi prisforskjellen over Sognefjorden blir større med et generelt høyere kraftprinsnivå i Sør-Norge. I tillegg har NorthConnect konsesjonssøkt en ny mellomlandsforbindelse mellom Sima og Skottland. Hvis denne blir realisert forventer vi videre økning i flyt og flaskehals over Sognefjorden.

Det er behov for fornyelser på forbindelsen i løpet av de neste tiårene

Aurland – Sogndal ble satt i drift i 1975. Som ordinær luftledning har den i forventning mange år igjen av levetiden. Store deler av ledningen går imidlertid gjennom utsatt høyfjellsterreng med stor klimatisk påkjenning. Tilstandsvurdering av ledningen tilsier derfor 70-80 års levetid, som er noe kortere enn normalt 80-90 for denne type ledning. Vi forventer derfor at ledningen må fornyes rundt 2050.

Lengst nord på forbindelsen krysser ledningen Sognefjorden og Sogndalsfjorden. Fjordspenn har normalt en kortere levetid enn ordinær luftledning, omtrent 40-50 år, men dette varierer ut fra spennlengde og klimatiske påkjenninger. Det er høy påkjenning på spennet over Sognefjorden på grunn av lengde og strekk, mens det er noe mer moderat påkjenning for spennet over Sogndalsfjorden. Tilstandsvurdering av ledningsanlegget tilsier at det er behov for fornyelse av fjordspenn over Sognefjorden i 2025 og Sogndalsfjorden i 2035 [2]. Det er mulig å fornye fjordspenn uten å måtte fornye øvrig ledningsanlegg på Aurland-Sogndal samtidig.

Aurland 1 stasjon og fjordspenn over Sognefjorden på forbindelsen Hove-Sogndal er også tilgrensende stasjons- og ledningsanlegg med behov for fornyelser, men som er utenfor omfanget til denne analysen og til prosjektet. Det er på nåværende tidspunkt stor usikkerhet rundt fremtidig stasjonsløsning og tidspunkt for ferdigstilling av Aurland 1 stasjon. Den største kostnadsforskjellen for stasjonen mellom nullalternativet og utbyggingsalternativet for Aurland-Sogndal er hvorvidt det er 300/420 kV transformering i stasjonen. Når det gjelder fjordspenn på Hove-Sogndal **kan** det være rasjonelt å inkludere fornyelse av dette i prosjektet hvis det har samordningsgevinster i form av reduserte kostnader og positive miljøvirkninger.

Relevante alternativer er å videreføre dagens situasjon eller bygge en ny 420 kV forbindelse

I nullalternativet videreføres dagens nettanlegg med nødvendige reinvesteringer i løpet av analyseperioden. Det vil være en rasjonell strategi å reinvestere med 420 kV materiell. Dette medfører en liten kostnadsøkning mot en vesentlig større nyttevirking av å redusere flaskehals når hele forbindelsen er reinvestert. Vi har brukt samme investeringskostnader som utbyggingsalternativet hvor det har vært mulig, men forskjellen er at investeringene påløper stykkevis over tid. Ved fornyelse av Aurland 1 stasjon må transformator og nødvendig infrastruktur videreføres, antatt i 2024. Fornyelse av fjordspenn over Sognefjorden og Sogndalsfjorden er antatt i hhv. 2025 og 2035. Øvrig ledningsanlegg vil bli fornyet rundt 2050. Nåverdi av kostnader er omtrent 340 MNOK, som er litt over halvparten av utbyggingsalternativet som følge av at investeringene skyves ut i tid. Etter 2050 og til analyseperiodens slutt (2063) er nåverdi av nytteeffekter tilsvarende utbyggingsalternativet hvis vi reinvesterer med 420 kV materiell, ca. 200 MNOK.

Utbyggingsalternativet innebærer en ny 420 kV forbindelse mellom stasjonene Aurland 1 og Sogndal. Dette gir en betydelig økt overføringskapasitet på forbindelsen i forhold til i dag. Ny ledning bygges parallelt med dagens 300 kV forbindelse som saneres etterpå. Tiltaket vil samtidig løse fremtidige reinvesteringsbehov på dagens ledning og fjerne behovet for transformering mellom 300 kV og 420 kV i Aurland 1 stasjon. Nåverdi av kostnader er omtrent 600 MNOK og nåverdi av nyttevirkinger i løpet av analyseperioden er omtrent 1100 MNOK. Vi har trukket ut kostnader for den delen av ledningen som tilhører Hove-Sogndal da disse ikke skal måles opp mot nyttevirkinger av å øke kapasiteten på Aurland-Sogndal.

Økt kapasitet i utbyggingsalternativet reduserer fremtidig flaskehals og gir nyttevirkinger

Økt kapasitet på Aurland-Sogndal vil sterkt redusere forventet flaskehals over Sognefjordsnittet. Tiltaket fører til store fordelingsvirkninger mellom forbruk, produksjon og nett. Netto nyttevirkninger av økt overføringskapasitet i kraftmarkedet av utbyggingsalternativet er beregnet til ca. 1100 MNOK i løpet av analyseperioden. Den største effekten kommer av at vi unngår priskollaps og tap av fornybar kraftproduksjon. Samtidig vil norske flaskehalsinntekter gå ned og tapene i nettet øke.

Økt overføringskapasitet vil utjevne prisforskjellene mellom områdene nord og sør for Sognefjorden og medfører økt produksjon i timer med høyere pris. Oppgraderingen løfter særlig sommerprisen i områdene nord for fjorden og reduserer risikoen for priskollaps og spill av vann i våte år. Dette resulterer i økt produsentoverskudd i NO3 og til dels i NO4. Omvendt ser vi noe reduksjon i konsumentoverskuddet i de samme områdene, men samlet sett er endringene positive.

Våre beregninger viser at om lag halvparten av flytendringen skyldes priseffekten og halvparten fysiske flytendringer. En oppgradering av Aurland-Sogndal til 420 kV vil medføre lavere impedans (motstand) på forbindelsen, noe som endrer flyten i hele nettet. Flyten øker betydelig i sørgående retning både på selve ledningen og på snittet over Sognefjorden, spesielt om sommeren og i våte år. Flyten øker også i nettet nord for Sognefjorden, både på Ørskog-Sogndal og ut av Indre Sogn. Vi ser noe økt flyt på ledningene gjennom Hallingdal om sommeren etter oppgradering. Med Aurland-Sogndal oppgradert ser vi i tillegg at en del av kraften som før oppgradering flyter gjennom Sverige nå heller tar veien over Sognefjorden.

Etter Aurland-Sogndal blir oppgradert er det forbindelsen fra Sogndal mot Evanger som blir begrensende for flyten over fjorden. Våre beregninger viser en gjenværende flaskehals over fjorden i noen perioder også etter oppgradering, men flaskehalsen genererer liten prisforskjell.

Vi forventer at en ny 420 kV forbindelse på Aurland-Sogndal er lønnsomt

Samlet sett forventer vi at utbyggingsalternativet gir relativ lønnsomhet i forhold til nullalternativet og i tillegg at nyttevirkningene til tiltaket overgår investeringskostnadene. Behovene for større fornyelser på ledningen i løpet av de neste tiårene gir kostnader i nullalternativet, og som gjør utbyggingsalternativet relativt mer lønnsomt.

Lønnsomheten er avhengig av investeringskostnader, og nåverdien blir i stor grad påvirket av kostnadsendringer fordi disse påløper relativt tidlig i analyseperioden. Samtidig ser vi at lønnsomheten er mest avhengig av mengde ny fornybar som blir bygget ut nord for Sognefjorden. Dette har også en sammenheng med fremtidig kraftpris.

Våre analyser viser at nytten av tiltaket blir redusert hvis det realiseres betydelig mindre ny fornybar enn forventet. Dette gjelder spesielt uregulert småkraft. Det er i dag ca. 550 GWh kraftproduksjon under bygging i området, hvorav ca. 370 GWh er småkraft. Våre analyser viser at prosjektet i verste fall kan bli ulønnsomt hvis det blir realisert mindre enn ca. 800 GWh ny småkraft. Det vil si at det må bli realisert ca. 430 GWh mer småkraft enn det som allerede er under bygging.

Vi tar forbehold om at det er usikkerhet i disse estimatene, og at de kan endre seg over tid. Mengde storkraft og vindkraft vil også påvirke mengden som gir lønnsomhet, men ikke i like stor grad i løpet av 2020-tallet. Etter 2030 vil lønnsomheten av tiltaket i større grad være avhengig av utbygging av vann- og vindkraftproduksjon nordover i Norge og av at vi forventer et generelt høyere prisnivå på kraft. Det er derfor ikke gitt at prosjektet blir ulønnsomt med liten utbygging i området nord for Sognefjorden i løpet av 2020-tallet, men heller at det kunne vært mer lønnsomt å avvente investeringen. Samtidig kan

det være samordningsgevinster med å foreta investeringen samtidig som at vi uansett må reinvestere fjordspenn over Sognefjorden og gjøre tiltak i Aurland 1 stasjon. Dette taler igjen for at det kan være rasjonelt å bygge en ny forbindelse i løpet av 2020-tallet til tross for mindre utbygging av ny fornybar enn forventet.

Vi anbefaler å søke konsesjon på en ny forbindelse, men vi bør samtidig observere planer og investeringer i ny fornybar i området frem mot investeringsbeslutning og byggestart.

| Alternativanalyse [2018-kr] | Nullalternativet | Utbyggingsalternativet Ny 420 kV Aurland-Sogndal |
|--|-------------------------|--|
| Samlet rangering | 2 | 1 |
| Rangering prissatte virkninger | 2 | 1 |
| Rangering ikke-prissatte virkninger | 2 | 1 |
| Usikkerhet | (-350 / 240) | (-560 / 2640) |
| Prissatte virkninger [MNOK] | | |
| Sum prissatte virkninger | -160 | 490 |
| Investering | | -600 |
| Reinvesteringer | -340 | |
| Driftskostnader (merkostnad) | -10 | |
| Flaskehals: Nytte av økt kapasitet | | 1 090 |
| Flaskehals: Nytte av å reinvestere på 420 kV | 190 | |
| Ikke-prissatte virkninger | | |
| Natur- og miljø | 0 | 0 |

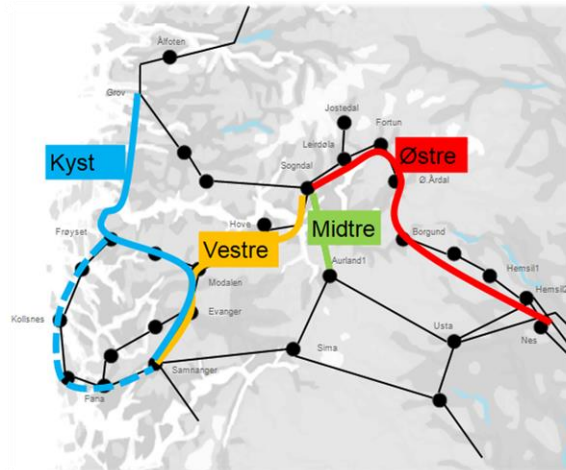
Innholdsfortegnelse

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Innledning | 1 |
| 1.1 | Tidligere analyser | 1 |
| 1.2 | Om denne analysen | 2 |
| 1.3 | Mål og Rammer | 3 |
| 2 | Behovsanalyse: Vi forventer økt flaskehals over Sognefjorden | 5 |
| 2.1 | Beskrivelse av dagens situasjon | 5 |
| 2.2 | Utviklingen de kommende årene endrer flytmønstret over Sognefjorden | 7 |
| 2.3 | Det er behov for fornyelser på Aurland-Sogndal i løpet av de neste tiårene | 12 |
| 2.4 | Det er behov for sammenhengende fiberforbindelse mellom Sunndalsøra og Oslo | 14 |
| 3 | Mulighetsstudie: Vi viderefører nullalternativet og ny 420 kV ledning | 15 |
| 3.1 | Nullalternativ: investeringer drives av behov for fornyelser | 16 |
| 3.2 | Utbyggingsalternativet: Prosjektert alternativ | 19 |
| 3.3 | Andre løsninger som er vurdert og forkastet | 21 |
| 4 | Alternativanalyse – Vi anbefaler ny 420 kV forbindelse | 24 |
| 4.1 | Prissatte virkninger | 24 |
| 4.2 | Ikke-prissatte virkninger | 29 |
| 5 | Usikkerhetsanalyse | 32 |
| 5.1 | De mest usikre virkningene | 32 |
| 5.2 | Scenarioanalyse – prissatte virkninger har er stort utfallsrom | 36 |
| 5.3 | Andre usikkerhetsmoment og virkninger som vi ikke har verdsatt i analysen | 37 |
| 5.4 | Realopsjoner | 38 |
| 6 | Føringer for neste fase | 40 |
| 7 | Kilder | 42 |
| 8 | Vedlegg | 44 |
| 8.1 | Vedlegg 1: Mål og Rammer | 44 |
| 8.2 | Vedlegg 2 – Metode og forutsetninger | 47 |
| 8.3 | Vedlegg 3: Alternativer fra KVU (2011) | 55 |
| 8.4 | Vedlegg 4: Alternative fjordkryssinger over Sogndalsfjorden | 56 |

1 Innledning

1.1 Tidligere analyser

Konseptvalgutredningen *Nettforsterkning sørover fra Sogndal* (2012), heretter kalt *KVUen*, utredet ulike konsepter for økt overføringskapasitet mellom Sogndal og Aurland [1]. Det ble definert fire mulige korridorer for å øke overføringskapasiteten over Sognefjorden, som vist i figur 1.



Figur 1: Konsepter i 2012 for økt overføring over Sognefjorden.

Analysene konkluderte med Midtre korridor som det beste alternativet for å redusere flaskehalsene og legge rette for ny fornybar kraftproduksjon i regionen, samt nye mellomlandsforbindelser. Prosjekt spenningsoppgradering Aurland-Sogndal/Fardal ble konseptbesluttet i april 2012 [1]. Dette innebar ny 420 kV-ledning Aurland-Sogndal, parallelt med eksisterende 300 kV-ledning som rives etterpå. Verdien av tiltaket ble i KVUen anslått til NOK 4,7 milliarder (2015-kr).

To andre løsninger for Midtre korridor ble også analysert. Disse var (1) ny 420 kV ledning, men å la eksisterende 300 kV stå og (2) ny sjøkabel i stedet for ny ledning. Å la den gamle ledningen stå i tillegg til den nye gir nesten ingen ekstra nytteverdi og ble i tillegg vurdert til å medføre høye negative miljøvirkninger. Sjøkabel innebar svært høye investeringskostnader.

I 2016 ble det gjort en ny vurdering av behov og videre prosjektutvikling for Aurland-Sogndal [4]. De nye beregningene viste redusert nytte av å oppgradere ledningen mellom Aurland og Sogndal til 420 kV, sammenlignet med resultatene fra konseptvalgutredningen i 2012. Grunnen til dette var i hovedsak lavere kraftpriser, reduserte forventninger til utbygging av ny produksjon og den planlagte innføringen av flytbasert markedsalgoritme. Det var høy usikkerhet rundt fremtidige reinvesteringer og tidspunkt for disse i nullalternativet, altså hva vi uansett må gjøre på dagens ledning mellom Aurland-Sogndal for å opprettholde dagens tilstand. De nye beregningene viste også høy usikkerhet om prosjektet var samfunnsøkonomisk lønnsomt med utgangspunkt i økte handelsgevinster alene. Samtidig så vi høy lønnsomhet av prosjektet ved høyere kraftpriser, fortsatt utbygging av ny produksjon. Analysen pekte på at det kunne være mer lønnsomt å utsette prosjektet, og at vi ikke hadde tilstrekkelig informasjon for å kunne gå videre med konsesjonssøknad.

På bakgrunn av denne høye usikkerheten i sentrale forutsetninger ble beslutningen om å søke konsesjon utsatt. Dette ble begrunnet med behov for å samle driftsmessige erfaringer med Ørskog-Sogndal gjennom en hel sommersesong, mer tid til driftsorganisasjonen for å utrede tilstand for eksisterende anlegg, og mer tid til å utforske mulighetene for en mer optimal håndtering av de aktuelle flaskehalsene.

1.2 Om denne analysen

Dette notatet er underlag til konsesjonssøknad for prosjektet Aurland-Sogndal.

Rapportstruktur

Den samfunnsøkonomiske analysen består av fire hoveddeler. Først beskriver vi prosjektutløsende og andre **behov**, hvordan det er i dag og vil utvikle seg i fremtiden. I **mulighetsstudien** beskriver vi hvilke alternativer som kan være aktuelle for å løse behovene. Et av alternativene skal beskrive en videreføring av dagens situasjon, med et minimum av tiltak som må gjøres for å videreføre en forsvarlig drift av anlegget, og hvor lover og regler overholdes. Dette kalles nullalternativet og er helt sentralt, da de positive og negative virkningene i en samfunnsøkonomisk analyse vurderes relativt til nullalternativet. I **alternativanalysen** kartlegger, verdsetter og sammenligner vi ulike virkninger for de aktuelle alternativene fra mulighetsstudien. Virkningene i alternativanalysen bygger på et sett av forutsetninger, om bl.a. investeringskostnader, kraftpriser, fremtidig forbruk og produksjon av kraft. I alternativanalysen bruker vi forventningsverdier, men forutsetningene kan likevel endre seg over tid. Vi synliggjør dette i **usikkerhetsanalysen**. Her beskriver vi spesielt de momentene som både har høy grad av usikkerhet og som i stor grad kan påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Vi viser om en endring av en eller flere av forutsetningene kan endre konklusjonen fra alternativanalysen. Så langt det lar seg gjøre, viser vi også til risikoreducerende aktiviteter til slutt i **føringer for neste fase**.

Avgrensninger

Denne analysen omfatter ikke et løsningsvalg av fremtidig Aurland 1 stasjon. Anlegget er gammelt og en overordnet tilstandsvurdering [2] tilsier at det er modent for fornyelse innen få år. Stasjonen er i dag eid av E-CO Energi, men EUs tredje elmarkeds pakke tilsier at Statnett skal ta over den delen av stasjonen som er transmisjonsnett. Tidspunkt for dette er usikkert, og Statnett har ikke startet et prosjekt for å fornye stasjonen. De ulike alternativene som vi vurderer for Aurland-Sogndal kan imidlertid påvirke omfanget av en fremtidig fornyelse av Aurland 1, enten dette blir ombygging eller ny stasjon. De største virkningene for Aurland 1 som fremkommer av løsningsvalg på Aurland-Sogndal må derfor inkluderes i denne rapporten, så langt det lar seg gjøre. Midlertidig løsning for tilknytning av ny ledning i dagens stasjon er forankret i Statnett [14].

I etterkant av konseptvalget i 2012 har prosjektet videreutviklet en rasjonell innføringsløsning til Sogndal for både Hove og Aurland ledningen [1]. Dette har ført til at prosjektet omfatter å endre linjeføring forbi Fardal og sanere nettanlegg på stasjonen. Prosjektet foreslår derfor en ledningsløsning for Aurland-Sogndal som også innebærer at den parallelførte Sogndal-Hove flyttes. Statnett kan da sanere alle ledningene ned til Fardal stasjon, og dagens fjordspenn over Sogndalsfjorden. Fardal vil da bli brukt videre som oppmøtested for lednings- og stasjonsgruppe Indre Sogn. Denne rapporten omfatter ikke en lønnsomhetsanalyse av om deler av ledningen Sogndal-Hove også skal bygges nytt samtidig som Aurland-Sogndal. Vi legger til grunn at denne optimaliseringen i prosjektet blir tatt på selvstendig grunnlag, blant annet basert på samordningsgevinster, samordnet utkobling, strategi om å fjerne linjer og anlegg ved gamle Fardal stasjon, samt miljøvirkninger. I denne analysen trekker vi derfor ut investeringskostnader for linjen Sogndal-Hove fordi denne ikke skal vurderes opp mot nytten av å oppgradere Aurland-Sogndal.

Fremgangsmåte for analysen

For å forstå hvordan en oppgradering av Sogndal-Aurland vil påvirke det norske kraftsystemet bruker vi fundamentale kraftsystemmodeller. Gjennom simuleringer kan vi utforske hvordan produksjon, forbruk, kraftflyt og tap i nettet vil endres og hvilken nytte tiltaket gir. Generelt simulerer vi både med og uten tiltaket, og ser på de marginale endringene mellom de to simuleringene.

Med Samnett-modellen simulerer vi både kraftmarked og kraftsystemet med god tidsoppløsning sekvensielt over ett år, gitt våre forutsetninger om produksjon, forbruk og overføringskapasitet ved ulike stadier framover i tid. For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi normalt over 25 historiske værår hver gang. Samnett løser flaskehals mellom prisområder med flytbasert markedskobling. Vi har mulighet for en finere inndeling prisområder i modellen enn i dagens marked, og forutsetter en inndeling som i størst mulig grad løser flaskehalsene i det aktuelle scenarioet.

Resultatene fra modellsimuleringer drøftes alltid opp mot historikk, kunnskap fra tidligere analyser og driftserfaringer. Vi gjør også sensitivitetsanalyser for å belyse hvordan en annen utvikling i sentrale forutsetninger enn det vi legger til grunn i forventningsscenarioet, påvirker analysene.

1.3 Mål og Rammer

Samfunns mål og effektmål

Det overordnede kravet bak utviklingen av kraftsystemet er at den skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven og Statnetts vedtekter. Dette innebærer at tiltak må begrunnes i samfunnsøkonomisk lønnsomhet, noe vi vurderer nærmere i alternativanalysen.

Det er likevel hensiktsmessig å stille opp hvilke mål det er ønskelig at tiltaket oppfyller. Dette vil være retningsgivende for hvilke alternativer som blir vurdert. Ingen mål skal behandles som absolutte krav, og totalt sett er det ikke alltid det beste for samfunnet å oppnå målene – kostnadene og ulempene kan bli for store.

Prosjektets samfunns mål bygger på det prosjektløsende behovet og beskriver hvilken samfunnsutvikling prosjektet i hovedsak skal bygge opp under. Effektmålet bygger opp under samfunns målet og skal gi et presist svar på hva som er ønsket oppnådd tilstand.

Prosjektets samfunns mål: *Tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner*

Prosjektets effektmål: *Økt handelskapasitet¹ mellom prisområdene NO5 og NO3 uten at andre handelsgrenser reduseres.*

For nærmere beskrivelse av mål se vedlegg 1.

Relevante rammer

Avveiningene vi gjør i denne samfunnsøkonomiske analysen må være i tråd med myndighetenes føringer for nettvikling og de må være i overenstemmelse med gjeldene lover og forskrifter.

¹ Hvor mye markedskapasiteten øker som følge av oppgradering er usikkert siden kapasiteten mellom NO3 og NO5 også avhenger flyten gjennom Sverige, samt at flytbasert markedskobling per dags dato ikke er implementert. Kapasitet på forbindelsen vil øke fra 790 MW til ca. 2700 MW, avhengig av teknologivalg på fjordspenn. Etter oppgraderingen vil snittet ha en kapasitet på ca. 1000 MW (med 20% overlast), da neste begrensning er kapasiteten på Sogndal-Hove-Refsdal-Modalen.

Dette delkapittelet har som formål å beskrive Statnetts mulighetsrom og hvilke absolutte og ufravikelige krav (skal-krav) prosjektet må tilfredsstillere. Slik sett legger denne beskrivelsen føringer for hvilke alternativer som blir tatt med i den videre vurderingen og hvilke forhold vi fokuserer på senere i analysen. Det er imidlertid viktig å ha i mente at vi har mulighet til å søke fritak fra noen av kravene vi er underlagt, dersom dette viser seg å være samfunnsmessig rasjonelt.

I dette prosjektet er det særlig følgende lover, forskrifter og krav som er relevante for den videre analysen:

- Konesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegg i tilfredsstillende driftssikker stand (jf. energilovforskriften §3-5a)
- Utbygging bør gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og arealinteresser

Se vedlegg 1 for nærmere beskrivelse av disse rammene.

2 Behovsanalyse: Vi forventer økt flaskehals over Sognefjorden

I dette kapittelet redegjør vi for det utløsende behovet for å vurdere mulige tiltak i kraftnettet. Behovet analyserer vi ved å se på forholdet mellom forbruk, produksjon og overføring av kraft – hvordan det er i dag og hvordan det vil utvikle seg i fremtiden. Vi redegjør også for andre underordnede behov, som i denne analysen hovedsakelig er fremtidige fornyelsesbehov på ledningen.

- **Prosjektutløsende behov:** Mer fornybar kraft nord for Sognefjorden, og tilknytning av de nye mellomlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia vil øke flyten over Sognefjordsnittet og øke flaskehalsen på Aurland-Sogndal.
- **Andre behov:** Det er fornyelsesbehov på forbindelsen de neste tiårene.

Videre utbygging av ny fornybar kraft nord for Sognefjorden vil i stor grad øke flyten og flaskehalsen over Sognefjordsnittet. Fordi mye av planene i området er småkraft øker flyten spesielt om sommeren. Det er et stort potensial for ny fornybar kraftproduksjon i flere områder i region Vest. Hvor mye av dette som vil bli realisert og til hvilken tid er usikkert, men vi forventer at volumet blir så stort at flaskehalsen vil øke betydelig de neste årene og utover på 2020-tallet. Vi forventer at det blir bygget ut omtrent 1100-1400 GWh, utover de 550 GWh som er under bygging i dag. Etter 2030 ser vi også at utviklingstrekk ellers i landet og i utlandet har høy påvirkning på flaskehalsen.

Mellomlandsforbindelsene som Statnett bygger til Tyskland og Storbritannia vil også øke flyten og flaskehalsen over Sognefjordsnittet. Flyten vil øke i både sør- og nordgående retning, siden de nye forbindelsene vil føre til større svingninger i produksjonen til regulerbare kraftverk. Flaskehalsen øker også fordi prisforskjellen over Sognefjorden blir større med høyere kraftprisnivå. NorthConnect har konsesjonssøkt en ny mellomlandsforbindelse mellom Sima og Skottland. Hvis denne blir realisert forventer vi videre økning i flyt og flaskehals over Sognefjorden.

Som ordinær luftledning har Aurland-Sogndal mange år igjen av levetiden, til rundt 2050. Tilstandsvurdering beskriver imidlertid et behov for fornyelse av fjordspenn over Sognefjorden i 2025 og Sogndalsfjorden i 2035 [2]. Alder og funksjonalitet på Aurland 1 stasjon indikerer at det er behov for oppgraderinger tidlig på 2020-tallet, og tilstandsvurdering av anlegget støtter opp om dette [2].

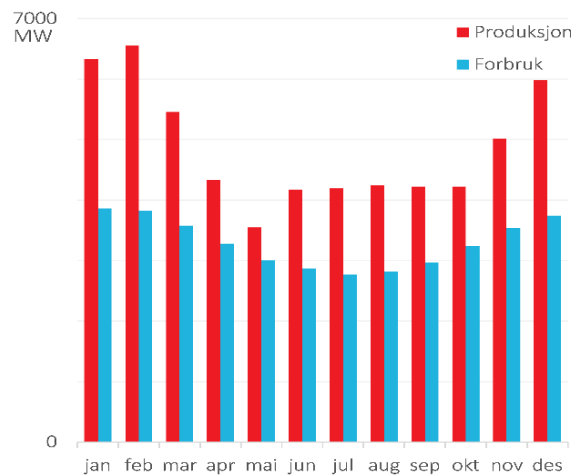
2.1 Beskrivelse av dagens situasjon

Region Vest har stor variasjon i både produksjon og forbruk

I nettutviklingssammenheng omfatter region Vest fylkene Sogn og Fjordane, Hordaland og Rogaland nord for Boknafjorden. På grunn av begrensninger i transmisjonsnettet internt i regionen, deler vi området i tre:

- Nord for Sognefjorden – Sogn og Fjordane (SFE-området)
- Området mellom Sognefjorden og Hardangerfjorden (BKK-området)
- Sunnhordland mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden (Haugalandet)

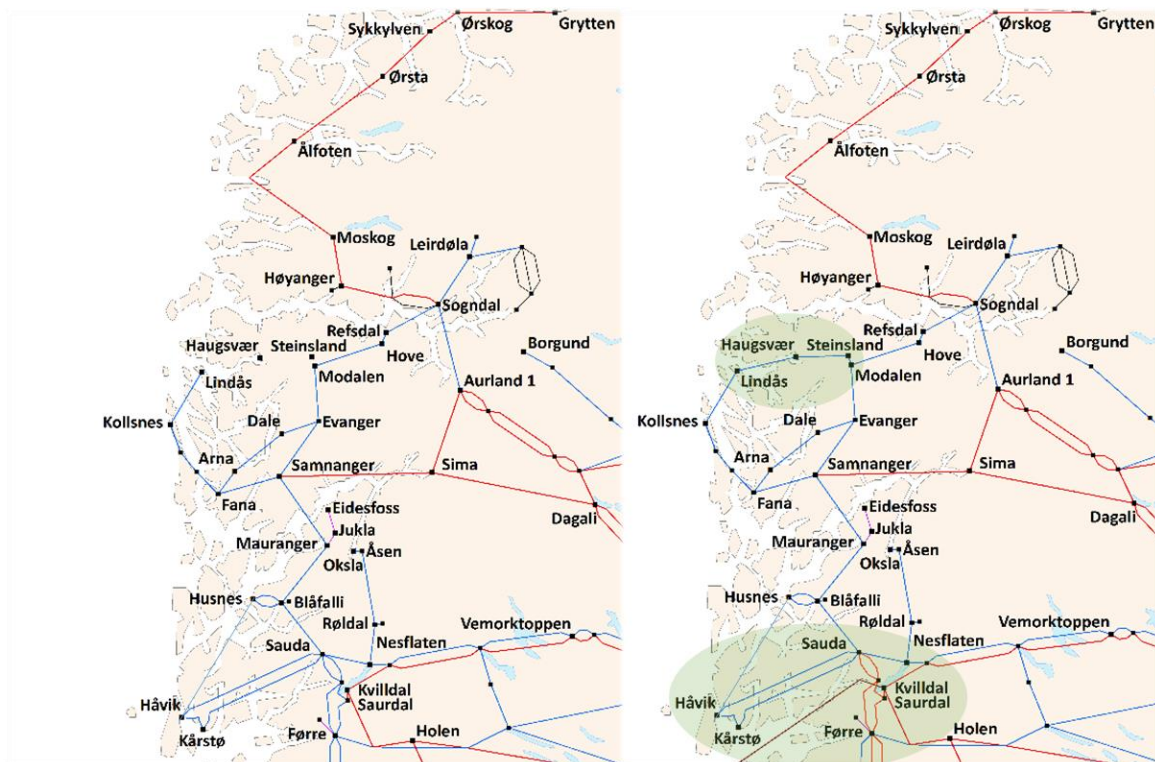
Forbruket i regionen er i hovedsak lokalisert langs kysten og er knyttet til smelteverkene, petroleumsindustrien og Bergen by. Mesteparten av produksjonen kommer fra vannkraftverk i fjellområdene. Figur 2 viser simulert gjennomsnittlig produksjon og forbruk for regionen.



Figur 2 Simulert gjennomsnittlig produksjon og forbruk per måned for dagens kraftsystem i region Vest

Som figuren viser har regionen store variasjoner i både produksjon og forbruk over året. I tillegg svinger produksjon og forbruk mellom år med forskjellig vær-situasjon. Det er kraftoverskudd i et normalår, men moderat magasinkapasitet fører til at det kan være betydelig importbehov i kalde og tørre perioder. Omvendt er det stort eksportbehov i våte perioder om våren, sommeren og høsten.

Kartet i figur 3 viser transmisjonsnett i region Vest i dag og etter at alle prosjekter som er under bygging og investeringsbesluttet er ferdigstilt.



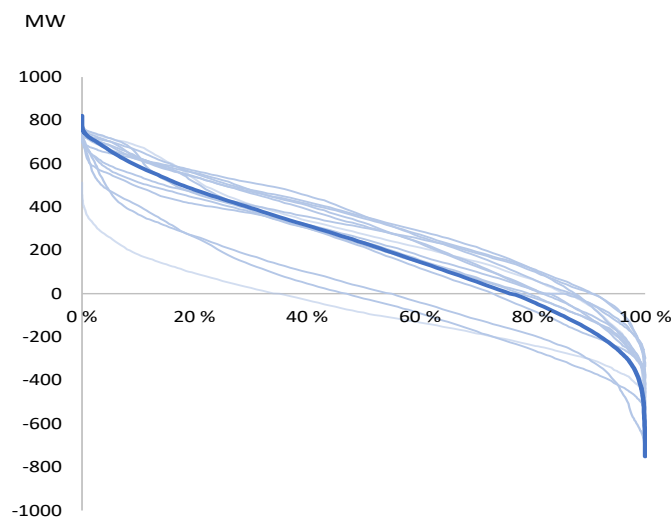
Figur 3: Kart over transmisjonsnett i region Vest. Til venstre dagens nett og til høyre nettet etter prosjekter nå under bygging og investeringsbesluttet er ferdigstilt (markert med grønn farge)

Det er i dag enkelte perioder med flaskehals over Sognefjorden

Kraften flyter i dag oftest sørover fra Sogn og Fjordane, over Sognefjorden og videre henholdsvis vestover mot BKK-området og østover gjennom Hallingdal mot Østlandet. Det er i hovedsak variasjoner i tilsiget som styrer størrelsen på flyten, der våte perioder gir høyere flyt. I slike perioder kan de to 300 kV-ledningene² som inngår i snittet over Sognefjorden være en flaskehals.

Det er ledningen Aurland-Sogndal som er den begrensede forbindelsen av de to, og dermed denne som har behov for økt kapasitet hvis vi skal redusere flaskehalsen over Sognefjorden. Kapasiteten på Aurland-Sogndal begrenser også hvor mye overføring det kan være på Ørsta-Sykkylven og Modalen-Evanger, siden utfall av disse kan gi overlast på Aurland-Sogndal.

Samlet sett er flaskehalsen over Sognefjorden liten i dag. Absolutt simulert prisforskjell for flaskehalsen i dagens system er 0,5 €/MWh. Figur 4 viser at flyten vanligvis går fra nord til sør på Aurland-Sogndal, og at flyten kan variere betydelig mellom år.



Figur 4: Historisk flyt på Aurland-Sogndal, der de lyse linjene viser enkeltår fra 2004 til 2017 og den blå viser varighet for alle årene. Termisk kapasitet på ledningen er 790 MW.

Den nye 420 kV ledningen fra Ørskog til Sogndal har indirekte gitt mer flyt på ledningene over Sognefjorden på to måter. For det første gir den en gjennomgående forbindelse fra Midt-Norge til Vestlandet, i motsetning til tidligere da nettet var delt. Det betyr at noe av det samlede produksjonsoverskuddet nord for Dovre i Norge og Snitt 2 i Sverige vil ta veien sørover via Ørskog-Sogndal og videre over Sognefjorden. For det andre har ledningen, og de tilhørende stasjonene, lagt til rette for utbygging av ny produksjon i området mellom Ørskog og Sogndal. Dette gir økt flyt sørover.

2.2 Utviklingen de kommende årene endrer flytmønstret over Sognefjorden

Både interne og eksterne utviklingstrekk påvirker flyten i region Vest i de kommende årene. I prinsippet vil alle endringer i produksjon og forbruk nord for Sognefjorden i Norge og Sverige ha en viss påvirkning på flyten over Sognefjorden. To ting får spesielt stor betydning for regionen.

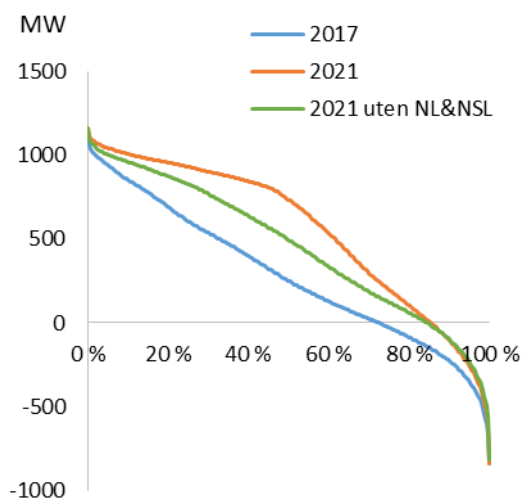
- Statnett bygger to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia

² Aurland-Sogndal og Sogndal-Hove

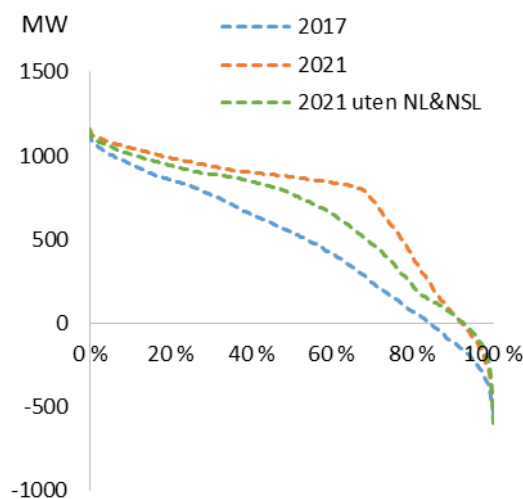
- Det er omfattende planer om utbygging av ny fornybar produksjon i regionen

Det er i tillegg planer om etablering av ny mellomlandsforbindelse fra Sima til Skottland. Det er foreløpig usikkert om og når denne forbindelsen blir realisert. Fremdriftsplan på deres nettsider tilsier idriftsettelse i 2022 [15].

Figur 5 og 6 nedenfor viser hvordan utviklingen til 2021 vil øke flyten på snittet over Sognefjorden. Vi ser at både de nye mellomlandsforbindelsene og fornybarutbyggingen har mye å si, og at stor utbygging av småkraft fører til at flaskehalsen blir størst om sommeren.



Figur 5: Varighet på simulert flyt over hele året på Sognefjordsnittet i 2017, 2021 og i en sensitivitet uten NordLink og NSL (NL&NSL).



Figur 6: Varighet på simulert flyt om sommeren på Sognefjordsnittet i 2017, 2021 og i en sensitivitet uten NordLink og NSL (NL&NSL).

Nye mellomlandsforbindelser trekker mer kraft sørover

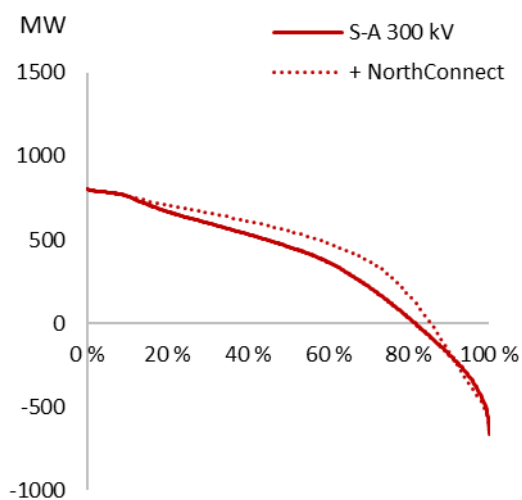
Statnett bygger for tiden to nye 1400 MW-mellomlandsforbindelser. Én til Tyskland og én til Storbritannia kommer på drift i hhv. 2019 og 2021. Mesteparten av kraften som går til eksport på de to nye mellomlandsforbindelsene kommer fra kraftverk nært landingspunktene i Ertsmyra og Kvilldal. Men forbindelsene påvirker flyten i hele Sør-Norge. I region Vest øker flyten i sørgående retning på ledningen fra Samnanger og sør mot Sauda, og våre simuleringer viser flere timer med sørgående enn nordgående flyt. Det vil fortsatt være store svingninger i flyten mellom dag og natt, og svingningene blir større med de nye forbindelsene.

De nye mellomlandsforbindelsene vil øke flyten over Sognefjordsnittet, i både sør- og nordgående retning, på to måter. For det første forventer vi at økt overføringskapasitet ut av Sør-Norge gjør at flere regulerbare kraftverk på Sør- og Vestlandet kjører i timer med eksport. Dette fører til økt nord-sør-flyt på flere snitt, blant annet over Sognefjorden. For det andre forventer vi at en større overføringskapasitet mot kontinentet og Storbritannia gir litt høyere kraftpris i Norge. Med et generelt høyere prisnivå blir prisforskjellene større i de perioder med mye produksjon og lav pris nord for fjorden.

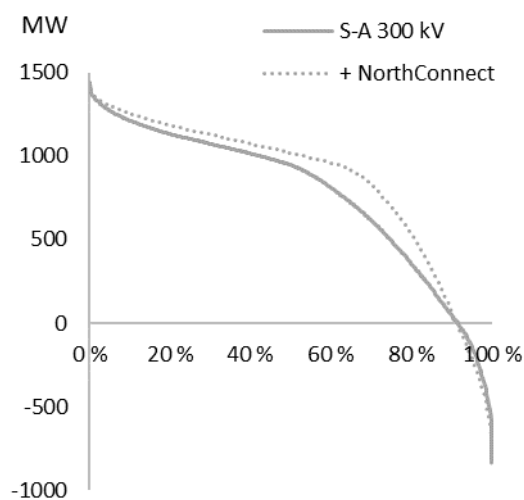
Enda en mellomlandsforbindelse er under planlegging. NorthConnect har konsesjonssøkt en ny 1400 MW forbindelse mellom Sima og Skottland. En slik forbindelse påvirker flyten i region Vest og i hele Sør-Norge. NorthConnect planlegges satt i drift i 2023, men dette er fortsatt usikkert. Hvis kablet blir

realisert forventer vi eksport i mesteparten av tiden, både i perioden rundt ønsket idriftsettelse og fremover mot 2030.³ Dette trekker kraft mot tilknytningspunktet i Sima.

Med NorthConnect og uten oppgradering av Aurland-Sogndal viser vår analyse flere timer med flaskehals over Sognefjorden og økte prisforskjeller mellom NO3 og NO5. Figur 7 og 8 nedenfor viser forventet flyt i 2025 over hhv. Aurland-Sogndal og Sognefjordsnittet med og uten NorthConnect. Det er usikkert hvor mye flaskehalsen vil øke, siden det avhenger av utviklingen i både det norske og det britiske kraftmarkedet. Gitt fortsatt betydelig prisforskjell mellom landene forventer vi både noe prisøkning i det norske markedet og eksport på NorthConnect i mesteparten av tiden.



Figur 7: Varighet for simulert flyt i 2025 på Sogndal-Aurland i forventningsscenarioet og i en sensitivitet med NorthConnect.



Figur 8: Varighet for simulert flyt i 2025 på Sognefjordsnittet i forventningsscenarioet og i en sensitivitet med NorthConnect.

Analysen av nettilknytning av NorthConnect fra desember 2017 konkluderte med at vi ikke har grunnlag for å si at oppgradering av Aurland-Sogndal er en forutsetning for tilknytning av NorthConnect [19]. Vi legger ikke inn NorthConnect i vårt forventningsscenario i alternativanalysen, men behandler dette i usikkerhetsanalysen.

Stor utbygging av ny fornybar produksjon vil øke behovet for kraftoverføring

Det er et stort potensial for ny fornybar kraftproduksjon i flere områder i region Vest. I prinsippet vil alle endringer i produksjon og forbruk nord for Sognefjorden i Norge og Sverige ha en viss påvirkning på flyten over Sognefjorden. Effekten er imidlertid klart størst når vi øker produksjonen i Indre Sogn og i området mellom Sogndal og Ørskog. Her er det både søkt om og gitt konsesjon til mange fornybarprosjekter, i hovedsak uregulert vannkraft. Planene om ny produksjon er langt mer omfattende enn planene for økt forbruk og det er derfor sannsynlig at produksjonsoverskuddet vil øke i området.

Hvor mye av dette som vil bli realisert og til hvilken tid er usikkert. Samtidig ser det ut å være så stort potensial at det ligger an til videre vekst, i hvert fall på lenger sikt. Våre simuleringer viser at videre utbygging av ny fornybar kraft i Sogn og Fjordane og opp til Sunndalsøra i stor grad vil øke flyten over

³ Retningen på kabelflyten er styrt av kraftmarkedet. I dag er det betydelig høyere kraftpriser i Storbritannia enn i Norge. Dette skyldes i hovedsak at det er gasskraft som setter prisen der, men også at britene har en særpris på CO₂. Vi forventer gjenværende prisforskjell inn på 2020-tallet, til tross for at CO₂-prisen mest sannsynlig på sikt blir lik mellom Storbritannia og kontinentet.

Sognefjordsnittet. Også utbygging lenger nord, som pågående vindkraftutbygging på Fosen og Snillfjord, pålaster snittet. Mot 2021 forventer vi omtrent 2 TWh vannkraft og 4 TWh vindkraft utbygget i Norge nord for Sognefjorden [10]. Våre simuleringer viser at dette fører til flere timer med flaskehals på snittet, og at flyten over snittet blir spesielt høy om sommeren. For å imøtekomme økende flaskehals på snittet arbeider Statnett for tiden med å utvikle mer systemvern på Aurland-Sogndal.

Siden 2012 er det bygget ut vannkraftprosjekter i det aktuelle området med en forventet samlet årsproduksjon på rundt 500 GWh [4]. Tabellen nedenfor gir en grov oversikt over planer for ny vannkraft i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre:

| Status | Mengde |
|--|-------------------|
| Under bygging | 200 MW / 550 GWh |
| Byggeklart (gitt konsesjon) | 430 MW / 1200 GWh |
| Søkt/Under behandling hos NVE ⁴ | 330 MW / 900 GWh |
| Sum | 960 MW / 2650 GWh |

Vi ser det som mindre sannsynlig at det blir bygget ut mer enn 1000-1500 GWh, utover det som allerede er satt i drift, innen fristen for elsertifikater i 2021. Samtidig forventer vi en økning i kraftprisene etter 2020 og at noe av det gjenværende volumet blir bygget uten subsidier mot 2030. Vi forventer derfor at det blir bygget ut omtrent 1600-2000 GWh utover det som allerede er satt i drift mot 2030. Dette tilsvarer omtrent 1100-1400 GWh utover de 550 GWh som er under bygging i dag.

I tillegg til ny vannkraft er det en del vindkraftprosjekter i det aktuelle området på ca. 400 MW / 1000 GWh. Vi forventer at ca. 700 GWh av aktuell vindkraftproduksjon blir realisert innen 2025. Ny vindkraft vil ikke pålaste snittet over Sognefjorden i like stor grad som ny vannkraft, siden vindkraft har en annerledes produksjonsprofil. Vindkraft har mesteparten av sin produksjon på vinteren, mens uregulerbar vannkraft produserer mest i sommerhalvåret.

Vedlegg 2 inneholder en beskrivelse av metode for forventet mengde vann- og vindkraftproduksjon som vi legger inn i våre simuleringer. Vi bruker i utgangspunktet historiske realiseringsgrader for vannkraft fra NVE. Dette er imidlertid en forenklet fremgangsmåte, og vi drøfter derfor realismen til forventet mengde i vedlegget. Et fundamentalt spørsmål er hvorvidt vannkraftaktørene vil fortsette utbygging av ny vannkraft til tross for økende flaskehals. Våre antakelser rundt dette har stor betydning for hvordan vi beregner nytten, og vi henviser til vedlegget for mer informasjon. Generelt har utbyggingsvolumet stor påvirkning på nytten av en eventuell oppgradering, samtidig som det inneholder høy usikkerhet. Vi behandler derfor dette gjennom scenarioer i usikkerhetsanalysen.

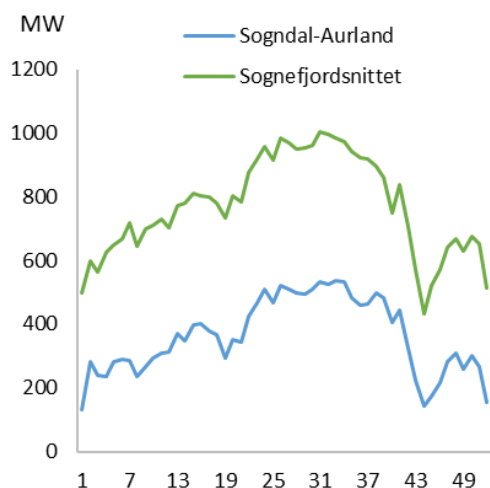
Mot 2025 forventer vi vesentlig flaskehals på Sognefjordsnittet i våte perioder

Fordi vi forventer at en stor del av ny vannkraftproduksjon i området kommer som uregulerbar vannkraft, blir presset på flaskehalsen spesielt stort i perioder med mye tilsig. Et slikt volum vil ifølge vår analyse føre til flere timer med priser ned mot null i våte år, nord for Sognefjorden. Dette resulterer i en betydelig prisforskjell mot områdene sør for fjorden, som ikke får tilsvarende lave sommerpriser. Figur 9 og 10 viser resultater fra våre simuleringer av basisscenarioet for 2025⁵. Figur 9 viser at den gjennomsnittlige flyten per uke over Sognefjordsnittet og Aurland-Sogndal er betydelig høyere i

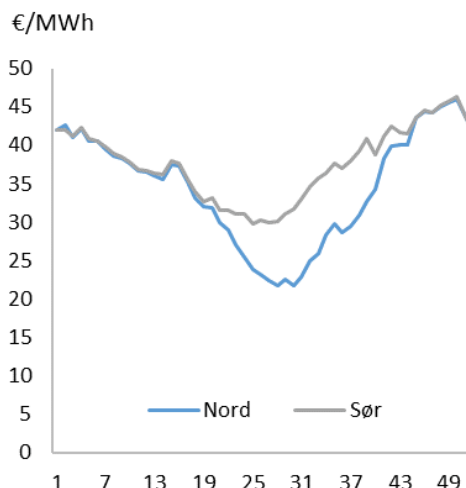
⁴ Eksklusive det som har fått endelig avslag (etter klage) og trukket.

⁵ Ekstremverdier for prisforskjell vises ikke i figuren da dette er gjennomsnitt av 25 forskjellige tilsigsår.

sommerhalvåret. Figur 10 viser at vi i samme periode har et vesentlig avvik mellom priser nord og sør for Sognefjordsnittet.⁶

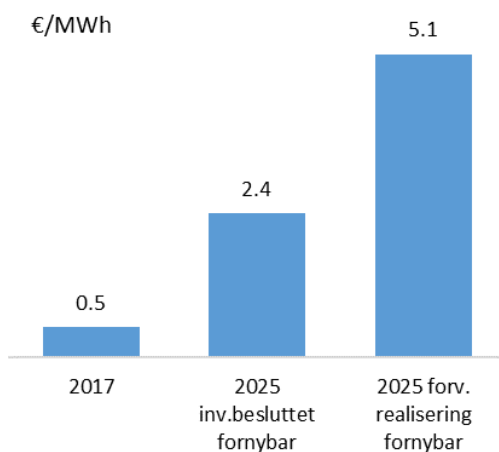


Figur 9: Gjennomsnittlig simulert flyt uke for uke over året 2025 på Aurland-Sogndal og Sognefjordsnittet med Aurland-Sogndal på 300 kV.



Figur 10: Gjennomsnittlig simulert kraftpris nord og sør for Sognefjorden uke for uke i forventnings-scenarioet 2025 med Aurland-Sogndal på 300 kV.

For å si noe om størrelsen på en flaskehals mellom to områder kan vi se på prisforskjellen mellom områdene. Figur 11 viser simulert gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom området nord og sør for Sognefjorden i 2025. I dag er prisforskjellen og flaskehalsen liten, men mot 2025 øker både flaskehals og prisforskjell. De to søylene til høyre viser at prisforskjellen er avhengig av hvor mye ny produksjon som blir realisert.



Figur 11: Simulert gjennomsnittlig prisforskjell mellom området nord og sør for Sognefjorden i 2017 og i to scenarier for 2025.

⁶ Vi har i analysen justert noe på prisområdeinndelingen og flyttet områdegrensen til Sognefjordsnittet. Det er også mulig å se for seg videreføring av dagens prisområder, men da ville kostnaden med flaskehalsen mest sannsynlig øke.

Flytbasert markedskobling og mer systemvern vil redusere flaskehalsen, men vil ikke være tilstrekkelig på lang sikt

Analysen av Aurland-Sogndal i 2017 [4] foreslo å ta i bruk mer systemvern i området rundt Sognefjorden for å håndtere den økende flaskehalsen. Med automatisk frakobling av produksjon nord for fjorden ved feil i nettet, er det mulig å overføre mer kraft over Sognefjordsnittet. Det er i dag 360 MW systemvern på Aurland-Sogndal, og vi forventer litt over 300 MW økning i systemvernet mot 2021. Isolert sett svekker dette behovet av en oppgradering av Aurland-Sogndal til 420 kV.

Flytbasert markedskobling er planlagt innført fra 2019. Flytbasert kan allokere kapasitet og beregne kraftpriser i et masket nett på en mer optimal måte enn dagens markedsløsning. Dette har stor betydning for flaskehalsen over Sognefjorden, siden flyten der er parallell med flyten nord-sør i Sverige. Tidligere analyser viser at flytbasert markedskobling fører til mindre, men hyppigere prisforskjeller. For flaskehalsen over Sognefjorden ser vi betydelig lavere prisforskjeller med flytbasert enn med dagens markedsløsning, og dermed svekker det også nytten av en oppgradering.

Vi har lagt inn nye systemvern og tatt utgangspunkt i flytbasert markedskobling i våre modellsimuleringer. Vi forventer altså at flaskehalsen vil øke på tross av dette.

2.3 Det er behov for fornyelser på Aurland-Sogndal i løpet av de neste tiårene

Statnett har gjort en tilstandsvurdering av dagens ledningsanlegg Aurland-Sogndal og for Aurland 1 stasjon [2]. Denne inneholder også tilstandsvurderinger for ledningens fjordspenn over Sogndalsfjorden og Sognefjorden. Vi tar utgangspunkt i denne når vi beskriver hvilke fremtidige fornyelser som må gjøres på ledningen og på Aurland 1 i fravær av tiltak, og danner derfor grunnlag for nullalternativet som er beskrevet nærmere i Mulighetsstudien i kapittel 3. Tilstandsvurderingen kvantifiserer ikke sannsynlighet og konsekvens for feil og havari.

Ledningsanlegg: Lang levetid på alminnelig luftledning, men kortere for fjordspenn

Aurland – Sogndal ble satt i drift i 1975. Som ordinær luftledning har den i forventning mange år igjen av levetiden. Store deler av ledningen går imidlertid gjennom utsatt høyfjellsterreng med stor klimatisk påkjenning. Tilstandsvurdering av ledningen tilsier derfor 70-80 års levetid, som er noe kortere enn normalt 80-90 for denne type ledning. Vi forventer derfor at ledningen må fornyes rundt 2050.

Lengst nord på forbindelsen krysser ledningen **Sognefjorden** og **Sogndalsfjorden**. Fjordspenn har normalt en kortere levetid enn ordinær luftledning, omtrent 40-50 år, men dette varierer ut fra spennlengde og klimatiske påkjenninger. Det er høy påkjenning på spennet over Sognefjorden på grunn av lengde og strekk, mens det er noe mer moderat påkjenning for spennet over Sogndalsfjorden. Nedenfor er utdrag fra tilstandsvurdering:

Levetiden på fjordspenn varierer mye med de belastninger og forhold de utsettes for. Sognefjordspennet ble først heldempet i 2001 og stod tidligere i 26 år med demping ut fra mastene. Det er svært vanskelig å fastslå dagens eksakte tekniske tilstand, men det er god grunn å anta at fasene bør skiftes ut innen 8 år. Spennet er da 50 år. Spennet har ikke reservefase slik at et havari vil føre til avbrudd over lang tid for ledningen.

Fjordspennet over Sogndalsfjorden er ikke like utsatt og vi kan forvente at spennet har en lengre levetid enn Sognefjorden. Vi har også en reservefase på dette spennet som deles med Hove – Sogndal. Her kan

vi anslå en levetid på ytterligere 5-10 år. Seilingshøyden er i dag ca. 32 meter mot dagens krav på 50 meter.

Tilstandsvurderingen konkluderer med at det er behov for fornyelse av fjordspenn over Sognefjorden i 2025 og Sogndalsfjorden i 2035 [2]. Fjordspenn kan fornyes uten å måtte fornye øvrig ledningsanlegg på forbindelsen Aurland-Sogndal samtidig. Det er imidlertid stor usikkerhet om disse tidspunktene er de mest optimale for å skifte ut fjordspenn, siden vi ikke kan fastslå den reelle tilstanden før Statnett tar ned linjen og måler reststyrke. Statnett har i dag begrensede historiske data som kan inngå i vurderingen om restlevetid, men dette skal bygges opp etter hvert som flere fjordspenn skal fornyes fremover. Det blir ikke gjort havaristyrte vedlikehold⁷ på fjordspenn [5].

Ledningen Sogndal-Hove, som går i parallell med Aurland-Sogndal en del av strekningen, har også to fjordspenn som går over Sogndalsfjorden og Sognefjorden. Denne ledningen ble idriftsatt i 1967 og er ca. 8 år eldre enn Aurland-Sogndal. I likhet med fjordspennene til Aurland-Sogndal er det ikke lagt inn noe tidspunkt for fornyelse i Statnetts Plan for Anleggsforvaltning [3], men dette blir inkludert i neste versjon av planen i 2019 [5]. Det vil også bli gjort tilstandsvurderinger for fjordspenn for denne ledningen, men det er svært usikkert på nåværende tidspunkt om fornyelse av disse spennene tas før, samtidig eller etter fjordspennene til Aurland-Sogndal. Det kan være kostnadseffektivt å fornye disse fjordspennene samtidig med fjordspenn for Aurland-Sogndal, hvis utkoblingsplan gjør det mulig. Dette vil kreve konsesjon og ekspropriasjonstillatelse. Vi har ikke analysert dette videre i denne rapporten.

Fjordspennene til Aurland-Sogndal og Hove-Sogndal går i parallell over Sogndalsfjorden med felles reservefase. Foreløpige vurderinger tilsier at også fjordspennet til Hove-Sogndal kan driftes til 2035, med nødvendig overvåking av tilstand. Hvis fjordspennet må fornyes før dette, betinger ikke dette at fjordspennet til Aurland-Sogndal må tas på samme tid. Dette er en vurdering som kan tas hvis en slik situasjon oppstår, siden det kan være samordningsgevinster og miljøgevinster ved å samordne fornyelsene.

Aurland 1 stasjon har behov for fornyelse, men fremtidig løsning er usikker.

Stasjonsanlegget til Aurland 1 er bygget ut i perioden 1973-1989 i takt med utbyggingen av kraftverket. Anlegget eies i dag av E-CO Energi, men EUs tredje elmarkeds pakke tilsier at Statnett skal ta over den delen av stasjonen som er transmisjonsnett. Alder og funksjonalitet på anlegget indikerer at det er behov for oppgraderinger, og tilstandsvurdering av anlegget støtter opp om dette [2]. Dette er lagt inn i Statnetts prosjektportefølje med ferdigstilling av ny stasjonsløsning i 2024, men prosjektoppstart er ikke besluttet. Det er på nåværende tidspunkt stor usikkerhet rundt fremtidig stasjonsløsning og tidspunkt for ferdigstilling av stasjonen. Det er usikkert om en fremtidig Aurland 1 også kan omfatte en tilkoblingsløsning som fjerner T-avgreiningen for Aurland 2.

Som beskrevet i innledningen er ikke fremtidig stasjonsløsning for Aurland 1 stasjon inkludert i prosjektomfanget til Aurland-Sogndal eller i omfanget til denne analysen. Våre beslutninger om ledningen vil imidlertid påvirke hvilke fremtidige investeringer som må gjøres på stasjonen, uansett om fremtidig fornyelse blir i form av ny stasjon eller ombygging. De største virkningene for Aurland 1 som fremkommer av løsningsvalg på Aurland-Sogndal må derfor inkluderes i denne rapporten, så langt det lar seg gjøre.

⁷ Med havaristyrte vedlikehold mener vi at man avventer fornyelse av anlegget til etter det har havarent.

Vi mener at den største prissatte virkningen som er forskjellig i alternativene er hvorvidt det er 300/420 kV transformering i stasjonen, og om ny stasjonsløsning innebærer investeringskostnader for dette. Dersom det må etableres en ny stasjon et annet sted så vil det i liten grad påvirke traseen for ledningen.

2.4 Det er behov for sammenhengende fiberforbindelse mellom Sunndalsøra og Oslo

Statnett skal legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende forsyningsikkerhet i kraftsystemet. For å kunne håndtere dette er man avhengig av rask overføring av store mengder styringsdata uten at utenforstående skal kunne manipulere, avlytte eller hindre denne trafikken [6].

Ved etablering av nye ledningsanlegg er det en strategi i Statnett å bygge disse med fiber (OPGW) i den ene toppinen [6]. Marginalkostnaden ved å gå fra vanlig toppine til OPGW er relativt lav og gir en sikker føringsvei for kommunikasjon til stasjonene. Å bygge fiber i samme trasé senere er vesentlig dyrere, i tillegg til at det kan medføre lange utkoblinger [7]. Statnett etablerer fiber i utgangspunktet kun for å dekke behovet for redundant kommunikasjon til egne stasjoner og lokasjoner. Overskytende kapasitet der vi er eiere kan leies ut til eksterne operatører. Eget eierskap gir også mulighet for å si opp dyre leieavtaler.

Statnett gjør vurderinger rundt nye fiberforbindelse ut fra behov, sikkerhet, sårbarhet, myndighetskrav og kostnader før det blir iverksatt tiltak om bygging, kjøp eller leie av fiberkapasitet [7]. Det er et behov for å eie egen fiber mellom stasjonene Sogndal og Aurland. Forbindelsen Sogndal-Aurland vil inngå i hovedsambandet Oslo-Sunndalsøra-Alta for å oppnå nok redundante forbindelser. Dette vil også sikre gode forbindelser til Statnetts overvåkingscenter på Sunndalsøra. I dag er det kun leide fibersamband inn til Aurland-området. Det er et myndighetskrav om at en fremføringsvei må være i eget nett.

3 Mulighetsstudie: Vi viderefører nullalternativet og ny 420 kV ledning

Behovsanalysen viser at vi kan forvente økt flaskehals over Sognefjorden som følge av begrenset kapasitet på forbindelsen Aurland-Sogndal. Samtidig er det behov for fornyelser på ledningen de neste tiår. I dette kapittelet beskriver vi hvilke muligheter vi har for å gi økt overføringskapasitet på forbindelsen og ivareta behov for fornyelser, og forklarer hvorfor noen tiltak ikke er relevante for akkurat denne problemstillingen. Vi omtaler også kort tiltak som er vurdert tidligere i KVUen, og hvorvidt disse er aktuelle i dag.

Et av alternativene i mulighetsstudien skal beskrive en videreføring av dagens situasjon, med et minimum av tiltak som må gjøres for å videreføre en forsvarlig drift av anlegget, hvor lover og regler overholdes. Dette kalles nullalternativet og er helt sentralt, da de positive og negative virkningene i en samfunnsøkonomisk analyse vurderes relativt til nullalternativet. Rent metodisk skal ikke nullalternativet innebære kapasitetsøkning på forbindelsen, men kun at forbindelsen holdes i driftsmessig forsvarlig stand. Samtidig skal nullalternativet være realistisk, og vi vil derfor skille ut og vise gevinsten ved å benytte 420 kV- materiell på reinvesteringstidspunktet. Dette innebærer en begrenset merkostnad, gir høy nyttevirking og er etter vår mening i tråd med at Statnett i realiteten ikke vil bygge med 300 kV-materiell på forbindelsen i 2050. Nullalternativet tas med videre til alternativanalysen.

Tabellen og avsnittene nedenfor oppsummerer vurderte muligheter, hvilke som er forkastet og hvilke som tas med videre til alternativanalysen.

| Mulighet | Kort beskrivelse | Status |
|---------------------|---|----------------|
| Nullalternativ | Fornylse når oppnådd levetid. Ingen kapasitetsøkning | Tas med videre |
| Ny 420 kV ledning | Løsningsvalg fra BP1. Ny 420 kV linje Aurland-Sogndal | Tas med videre |
| Løsninger fra KVU | (1) Ny 420 kV ledning og beholde dagens. (2) Sjøkabel | Forkastet |
| Dagens linje 420 kV | Drift med 420 kV spenning på dagens linjer | Forkastet |
| Høytemperaturlinje | Skifter dagens linjer til ny type med økt kapasitet | Forkastet |

Vi tar med ny 420 kV linje Aurland-Sogndal videre til alternativanalysen da dette tiltaket vesentlig reduserer forventet flaskehals på forbindelsen og løser fremtidige behov for reinvestering. Vi vurderer det til å være opplagt bedre enn andre identifiserte muligheter.

Mulige konsepter (øst, vest, kyst) fra KVUen er fremdeles forkastet, siden disse innebærer vesentlig høyere kostnader og vil gi lite nytte siden Aurland-Sogndal fremdeles vil være begrensende, se vedlegg 3. Ny ledning i parallell med dagens Aurland-Sogndal og sjøkabel ble også omtalt i KVUen. Disse er også forkastet siden dagens 300 kV ledning i parallell med ny 420 kV gir marginal nytte⁸ og sjøkabel innebærer svært høye investeringskostnader.

Drift av dagens linjer på 420 kV gir i overkant av 200 MW økt kapasitet, men vil innebære mye konstant støy i driftsfasen og omfattende avklaringer med myndigheter. Det vil også innebære større overføringstap⁹. Virkningen av noe ekstra kapasitet på forbindelsen vil fortrinnsvis begrense seg til fordelingsvirkninger mellom forbruk, produksjon og nett. Vi forventer at det fremdeles vil være en stor flaskehals med priskollaps i meget våte år. Nyttevirking av tiltaket er derfor relativt liten i forhold til en

⁸ Og har negativ miljøvirking.

⁹ Økte koronatap som følge av høy spenning og lite tverrsnitt på ledningen.

ny 420 kV forbindelse. Det vil også fremdeles være behov for å foreta trinnvise reinvesteringer på forbindelsen de neste tiårene.

Høytemperaturlinje er heller ikke et godt tiltak på forbindelsen, siden dagens transformator på Aurland 1 stasjon er begrensende for økt kapasitet. Det er ikke mulig å frakte inn en større transformator uten omfattende tiltak i tunnel inn til området, og det er heller ikke plass i dagens stasjon. Hvis det hadde vært teoretisk mulig ville heller ikke dette gitt vesentlige nyttevirkninger på grunn av fortsatt priskollaps i meget våte år. I tillegg vil skifte til nye liner på dagens master medføre utkobling av forbindelsen hele sommerhalvåret, som kan gi opptil 350 MNOK i utkoblingskostnader.

3.1 Nullalternativ: investeringer drives av behov for fornyelser

Nullalternativet skal være en forsvarlig videreføring av dagens situasjon og anlegg. Rent metodisk skal ikke nullalternativet innebære kapasitetsøkning på forbindelsen. Investeringer i løpet av analyseperioden på 40 år blir utløst av behov for fornyelser, da vi er pålagt av myndigheter å holde våre anlegg i driftsmessig forsvarlig stand. Fornyelsene blir gjort en-til-en, dvs. at vi erstatter gamle komponenter og/eller anlegg med tilsvarende.

Samtidig skal nullalternativet være realistisk. I denne analysen vil vi derfor skille ut og vise gevinsten ved å benytte 420 kV- materiell på reinvesteringstidspunktet. Nyttvirkninger vil da bli de samme for nullalternativet og utbyggingsalternativet etter 2050. Å reinvestere på 420 kV innebærer en begrenset merkostnad, gir høy nyttevirkning og er etter vår mening i tråd med at Statnett i realiteten ikke vil bygge med 300 kV-materiell på forbindelsen i 2050. Gevinsten ved dette er så opplagt at vi behandler den som en vanlig prissatt virkning i alternativanalysen. Dette gjør det også enklere og mer oversiktlig å sammenligne to realistiske alternativ gjennom hele analysen.

Det er fire deler av ledningen på Aurland-Sogndal som har ulik levetid og som er sentrale for utformingen av nullalternativet. Disse blir beskrevet i delkapittel nedenfor i kronologisk rekkefølge, med unntak av tiltak for å opprette fiber på forbindelsen.

| <i>Del av Aurland-Sogndal</i> | <i>Forutsatt årstall for fornyelse</i> |
|-------------------------------|--|
| Aurland 1 stasjon | 2024 |
| Fjordspenn Sognefjorden | 2025 |
| Fjordspenn Sogndalsfjorden | 2035 |
| Øvrig ledningsanlegg | 2050 |

Aurland 1 stasjon har behov for fornyelse, ny løsning i drift 2024

I behovsanalysen beskrev vi at fornyelse av Aurland 1 stasjon er utløst av tilstand. Det er altså ikke en eventuell spenningsoppgradering av Aurland-Sogndal som utløser tiltak. Tidspunkt for fornyelse er i Statnetts prosjektportefølje anslått til 2024, men dette er forutsatt overtagelse fra E-CO Energi.

Usikkerheten knyttet til tidspunkt og løsningsvalg er stor, men dette gjelder i alle vurderte alternativer for Aurland-Sogndal. Den største forskjellen mellom å fornye stasjonen med 420- eller 300 kV drift på Aurland-Sogndal er behovet for 420/300 kV transformering på stasjonen. Øvrig valg av stasjonsløsning vil ikke være kritisk avhengig av spenningsnivået på Aurland-Sogndal, og vi må derfor ikke ha komplett informasjon om dette før vi kan anbefale løsning på Aurland-Sogndal. Dersom det må etableres en ny stasjon et annet sted så vil det i liten grad påvirke traseen for ledningen.

Vi vurderer de viktigste grensesnitt mot Aurland-Sogndal til å være:

- Om dagens transformator i Aurland 1 skal være med i omfang av fornyelse. Med 420 kV Aurland-Sogndal er det ikke behov for transformator, sjakt, tilhørende felt i kontroll- og apparatanlegg og utbedring av vei i tunnel inn til stasjonen når Aurland 1 skal fornyes¹⁰. Vi har estimert kostnader for mertiltak tilknyttet transformering til omtrent 80 MNOK.
- Samordningsgevinster ved å inkludere ny stasjonsløsning inn i prosjektet til Aurland-Sogndal, f.eks. reduserte byggherrekostnader, kostnader for prosjektledelse og utkoblinger. Dette er på nåværende tidspunkt ikke mulig å gi et forventningsrett estimat på, og inngår derfor ikke i forventede prissatte virkninger. Vi omtaler dette i kapittel *Føringer for neste fase*.

Fjordspenn over Sognefjorden fornyes i 2025

Tilstandsvurdering av fjordspenn over Sognefjorden beskriver et behov for fornyelse i 2025. Det er primært linene på fjordspennet som driver behovet, og ikke mastene. I nullalternativet har vi likevel antatt at nytt fjordspenn vil bli bygget i ny trasé på vestsiden av eksisterende. Gammelt spenn kan deretter rives. Dette er tilsvarende løsning som for utbyggingsalternativet.

Det er teoretisk mulig å skifte kun linene på eksisterende master, men vi vurderer det som lite rasjonelt på grunn av tilnærmet like investeringskostnader, i tillegg til at det kreve utkoblinger på 6-8 uker i sommerhalvåret. Når levetiden på master utgår, rundt 2050, må også hele spennet fornyes på nytt. Det er også behov for en reservefase på fjordspennet, slik at det blir fire faser slik som løsningen i utbyggingsalternativet [2]. I tillegg er det behov for ny vei ut til det nordlige endepunktet til fjordspennet for å skifte linene. Vi har estimert total kostnaden for linebytte og ny reservefase til ca. 90 MNOK. Kostnader for utkoblinger i 6-8 uker vil komme i tillegg. En overordnet simulering av dette gir et samfunnsøkonomisk tap på omtrent 35 MNOK.

Til sammenligning er kostnad for nytt fjordspenn i ny trasé, som i utbyggingsalternativet, estimert til 105 MNOK¹¹. Vi mener derfor at det er mest rasjonelt at fjordspennet vil reinvesteres i ny trasé også i nullalternativet. Det samme argumentet gjelder for fjordspenn over Sogndalsfjorden.

Fjordspenn over Sogndalsfjorden fornyes i 2035

Fjordspenn over Sogndalsfjorden har behov for fornyelse rundt 2035 [2]. På samme måte som for fjordspenn over Sognefjorden er det teoretisk mulig å kun skifte fasene på eksisterende master, men vi anser en slik utskifting som urealistisk. Mastene på dette fjordspennet er også for lave til å opprettholde et myndighetskrav på 50 meter seilingshøyde. Hvis dette kravet skal opprettholdes må dagens master på nordsiden av fjorden bygges svært høye, fra dagens 15 meter til ca. 50 meter. Dette vil være meget synlig og innebære høye investeringskostnader. Det vil være behov for utkobling på to-tre måneder¹² for å få eksisterende liner trygt inn, bygge nye master og så strekke nye liner på nye master. Det vil også da være større utkoblingsbehov på Sogndal-Hove samtidig, men dette har vi ikke estimert.

Det er kun sørsiden av eksisterende spenn som er aktuelt for ny trasé hvis vi ønsker et spenn i umiddelbar nærhet, på grunn av bebyggelse på nordsiden [8]. Dette forutsetter at vi får konsesjon for å bygge til tross for at nye spenn her vil bryte myndighetskrav til seilingshøyde. All eksisterende

¹⁰ I nullalternativ er det behov for ny transformering, enten som reserve til dagens spesielle transformator hvis denne gjenbrukes i noen år, eller en ny standard transformator [2].

¹¹ Uten ombygging av linjer

¹² Utkoblingen gjelder også hvis vi må bygge tilsvarende master som i dag for å strekke ledning i samme trasé.

bygningssmasse på Fardal stasjon må rives for å få våre spenn over, og det er i umiddelbar nærhet til privat bolig. Denne løsningen blir trolig betraktelig dyrere enn den prosjekterte løsningen, se figur 12.



Figur 12: Alternative traseer for fjordspenn over Sogndalsfjorden.

[8]. Dette til tross for at selve spennet på den prosjekterte løsningen er noe lengre. Men prosjektert løsning vil innebære kortere trasé for øvrig ledningsanlegg¹³ og fjerne eksisterende ledninger fra et tettere bebygde område enn det som er planlagt i utbyggingsalternativet.

Vi mener derfor at det er mest realistisk å anta at fornyelse av fjordspenn i 2035 vil være tilsvarende som utbyggingsalternativet. Hvis dette ikke skulle bli tilfellet, og spennet reinvesteres på et annet sted i nærheten (f.eks. sørsiden av eksisterende) mener vi at de kostnadene som vi bruker i nullalternativet er representative for også dette. Det er altså ikke kritisk at vi i dag ikke har komplett informasjon om hvordan fremtidig fjordkryssing ville vært i nullalternativet. Som nevnt i behovsanalysen er det også mulig at fremtidig fornyelse blir samordnet med fornyelse av ledning og fjordspenn på Sogndal-Hove, men at dette er en optimalisering som må bli begrunnet selvstendig. Fornyelser av fjordspenn er ikke gjensidig avhengige. Det vil si at fornyelse av ett spenn ikke nødvendigvis utløser fornyelse av det andre. Kostnadene for Sogndal-Hove skal heller ikke måles opp mot nytten til Aurland-Sogndal.

I forbindelse med ny trasé er det behov for å forskuttere fornyelse av ca. 3 km ledning og knytte disse sammen med de gamle. Denne delen av ledningen vil benyttes videre ved reinvestering av øvrig ledningsanlegg i 2050, og det er tatt høyde for dette i kostnadsestimatene.

Øvrig ledningsanlegg har lang levetid, til rundt 2050

Som beskrevet i behovsanalysen er det behov for fornyelse av øvrig ledningsanlegg rundt 2050. I nullalternativet antar vi nybygging ved dagens ledningstrasé, tilsvarende utbyggingsalternativet. Dette fordi det ikke er driftsmessig forsvarlig å rive hele ledningen først og bygge i samme trasé, da dette vil kreve flere år med utkobling. Vi har grovt simulert den samfunnsøkonomiske kostnaden for 6 måneder utkobling på sommerhalvåret til å være ca. 350 MNOK¹⁴. Denne kostnaden vil kunne påløpe hvert byggeår.

¹³ Ved alternativ 1 fjordkryssing

¹⁴ Dette tallet er et anslag med stor usikkerhet, og er snitt av 25 ulike værår.

Omfang av nybygging i 2050 er ca. 36 km ledning sør for Sognefjorden og ca. 3 km¹⁵ mellom Sognefjorden og Sogndalsfjorden. Vi estimerer kostnader for dette ved å ta utgangspunkt i kostnadsestimatet for utbyggingsalternativet og trekker ut besparelse pga. simpleksledning, kostnader for fjordspenn over Sognefjorden i 2025 og for Sogndalsfjorden i 2035.

Det er behov for mertiltak for å etablere fiber (OPGW) på forbindelsen i nullalternativet

Som beskrevet i behovsanalysen planlegger Statnett å etablere fiber (OPGW) på Aurland-Sogndal for å få sammenhengende fiber mellom Oslo og Sunndalsøra. Ved nye ledningsanlegg er det en Statnett-policy å bygge disse med fiber på den ene toppinen [6].

I nullalternativet er det behov for å gjøre andre tiltak for å få fiber på denne forbindelsen hvis vi ikke velger å vente til hele ledningen må fornyes rundt 2050. Den største utfordringen for fiber er å føre det over Sognefjorden og Sogndalsfjorden. I nullalternativet må vi vente til det lengste fjordspennet over Sognefjorden er fornyet (med fiber) i 2025, og samtidig benytte utkoblingstiden til å etablere fiber på resterende strekning. Kostnad for dette er ca. 25 MNOK.

Det er noe usikkert om fiber blir realisert i nullalternativet, siden det ikke er tatt en selvstendig beslutning for dette. Et prosjekt som dette måtte blitt begrunnet på selvstendig grunnlag, og kostnaden for fiber vil måtte forsvares av nyttegevinster og/eller myndighetskrav. I denne analysen har vi forutsatt at denne merkostnaden påløper i nullalternativet, og vi ser at denne antakelsen ikke endrer rangeringen av alternativer.

Et tidligere vurdert alternativ er fibersjøkabel over Sognefjorden. Basert på erfaringstall fra Oslofjorden i 2011 tilsvarer dette en investeringskostnad på ca. 90 MNOK. Vi har forutsatt at denne løsningen ikke realiseres på grunn av høye kostnader.

3.2 Utbyggingsalternativet: Prosjektet alternativ

Løsningen innebærer i hovedsak:

- Dupleks 420 kV-ledning ledning 41,5 km
- To fjordspenn på til sammen 7,5 km
- Utbedring, sikring og nybygg av 40 km veier og 20 anleggsplasser
- Riving av 54 km ledning
- Kun mindre tiltak i stasjoner

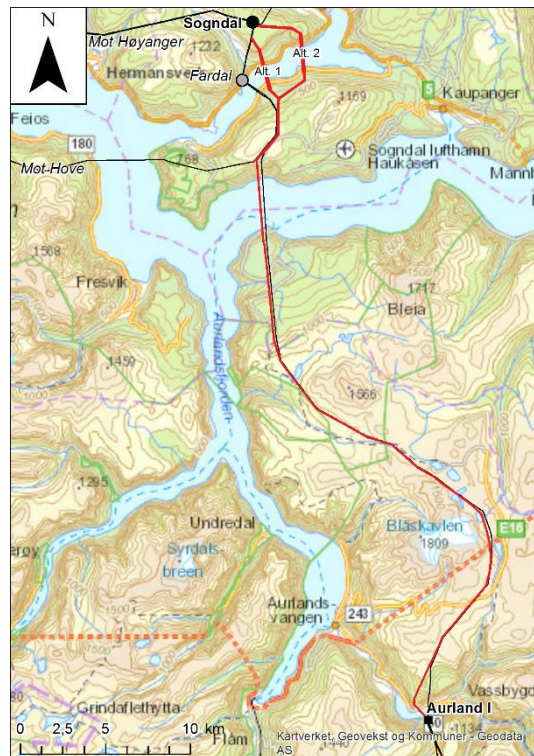
Ved løsningsvalget i 2012 var ny ledning konfigurert for tripleks grackle, da dette var Statnetts standard linetype for denne type forbindelser på 420 kV. Planlagt linetype i utbyggingsalternativet har i ettertid endret seg, og strekningen blir nå planlagt med dupleks athabaska, en nylig teknologikvalifisert linetype i Statnett. Denne gir mindre tap og lavere investeringskostnader enn tripleks grackle [4]. Fjordspenn over Sognefjorden vil være noe begrensende for kapasiteten på forbindelsen, og vi forventer ikke ekstra nytteeffekt ved bruk av tripleks linekonfigurasjon på øvrig ledningsanlegg.

Med dupleks athabaska vil overføringskapasitet på forbindelsen øke fra dagens 790 MW til ca. 2700 MW¹⁶. Det er på nåværende tidspunkt noe usikkerhet rundt endelig overføringskapasitet på grunn av at Statnett må utvikle en ny fjordspennline.

¹⁵ Det er 5 km mellom fjordene, men i forbindelse med nye fjordspenn i 2025 og 2035 må det bygges noe ny ledning. I 2050 vil det derfor kun gjenstå 3 km.

¹⁶ Kapasitet ved 20 graders omgivelsestemperatur.

Figur 13 nedenfor viser planlagt trasé som er lagt i parallell med eksisterende 300 kV-ledning som rives etterpå. I de siste 3,6 km inn mot Aurland 1 planlegges en traséomlegging som medfører ca. 500 meter lenger ledning. Omleggingen gjøres fordi det ikke er mulig å bygge parallelt med dagens ledning på strekningen uten langvarig utkobling.



Figur 13: Ledningstrasé for eksisterende (svart) og ny forbindelse (rød) mellom Aurland og Sogndal. Alternative traseer over sogndalsfjorden vises i figuren.

Prosjektet omfatter foreløpig kun enkle tiltak for tilkobling i stasjonene Sogndal og Aurland 1. Tiltak som må gjøres i Aurland 1 avhenger av overtakelse av stasjonen og fremtidig stasjonsløsning. Statnetts syn er at tilkobling i dagens Aurland 1 er godkjent som midlertidig løsning inntil ny stasjonsløsning er på plass [14]. Uansett hva som blir fremtidig løsning på stasjonen er det ikke behov for 420/300 kV transformering. I påvente av endelig stasjonsløsning i Aurland skal ledningen kobles midlertidig mot eksisterende 420 kV anlegg i Aurland 1 ved å fjerne dagens transformator, SF6- bryter og nødvendig modifikasjon av kontrollanlegget.

Transformatoren i Aurland er fra 1978. Kostnad for transport er høy, spesielt siden den ikke får plass gjennom tunnel som leder ut fra stasjonen. Restverdien av transformatoren rettferdiggjør ikke gjenbruk. Driftsleder Sør har bestemt at den skal skrotes [9].

Etter oppgradering av Aurland-Sogndal til 420 kV vil transformering på Sogndal stasjon innebære et 100 % snitt med 300 kV forbindelsen fra Sogndal til BKK-området. Snittgrensen kan økes med bruk av produksjonsfrakobling (PFK) ved feil eller overlast på autotransformatoren tilsvarende dagens PFK-løsning for Sogndal – Aurland. Oppdatert behov- og lønnsomhetsanalyse fra 2016/2017 konkluderte med at det ikke vil være behov for flere transformatorer i Sogndal [4]. Dersom det skulle vise seg å bli større flyt på snittet enn vi legger til grunn kan vi relativt raskt kan øke transformeringen i Sogndal.

Prosjektet har utredet to alternative løsninger for å krysse Sogndalsfjorden, se figur 12 og vedlegg 4 for kart. Alternativ 1 (vestlig løsning) innebærer mindre naturinngrep, er visuelt mindre synlig fra nordsiden

av fjorden, og er en kortere strekning (3,5 km) med lavere investeringskostnader. Alternativ 2 (østlig løsning) har størst avstand til bebyggelse. Vi har ikke gjort en videre vurdering av hvilken fjordkryssing som bør bli valgt i denne analysen. Usikkerhet i investeringskostnader blir behandlet i kapittel 5.

I forbindelse med analyse av Aurland - Sogndal i 2017 [4], ble det avklart at det ikke ville være kapasitetsbegrensninger i Aurland 1 stasjon hvis vi benytter denne videre med ny 420 kV linje. Etter vår vurdering er samleskinnekapasiteten godt nok avstemt med feltkapasiteten i Aurland 1 til å håndtere den effektflyten vi forventer før 300 kV nettet mot BKK blir oppgradert.

3.3 Andre løsninger som er vurdert og forkastet

Andre konsepter og løsninger fra KVUen er fremdeles forkastet

I forbindelse med KVUen *Nettforsterkning sørover fra Sogndal* fra 2012 ble det analysert fire konsepter. Disse var Midtre-, Østre-, Vestre- og Kyst-alternativ [1]. Konseptvalget ble Midtre alternativ, som innebar å forsterke forbindelsen Aurland-Sogndal. De tre andre konseptene innebærer vesentlig høyere kostnader og/eller miljøvirkninger og ville i tillegg gi lite nytte siden Aurland-Sogndal fremdeles ville vært begrensende for kapasiteten. De tre andre konseptene ble forkastet, og dette gjelder fortsatt i dag. Sammendrag med mer informasjon om de andre konseptene er i vedlegg 3.

To andre løsninger enn løsningsvalget for Aurland-Sogndal ble også vurdert. Disse var (1) ny 420 kV ledning, men å la eksisterende 300 kV stå og (2) ny sjøkabel i stedet for ny ledning. Å la den gamle ledningen stå i tillegg til den nye gir nesten ingen ekstra nytteverdi og ble i tillegg vurdert til å medføre høye negative miljøvirkninger. Sjøkabel innebar svært høye investeringskostnader. Disse vurderingene gjelder fortsatt i dag. Vi gjør ikke en ny analyse av disse løsningene.

420 kV spenning på dagens ledning

Det er teoretisk mulig å drifte dagens ledning på 420 kV. Dette gir økt overføringskapasitet på Aurland-Sogndal med i overkant av 200 MW, fra dagens 800 MW til 1000 MW. Til sammenligning gir dupleks athabaska, som i utbyggingsalternativet, ca. 2700 MW¹⁷.

Fremtidige reinvesteringsbehov og investeringer vil være det samme som i nullalternativet, med unntak av transformering i Aurland¹⁸. Våre simuleringer viser at effektene av økt kapasitet på 200 MW vil begrense seg til fordelingsvirkninger mellom produksjon, forbruk og nett. Dette gir relativt lave nytteeffekter totalt. Kapasiteten på linjen vil fremdeles være for liten ved meget våte år, hvor dette kan føre til priskollaps i området nord for Sognefjorden. Dette er den største kostnaden ved fremtidig flaskehals over Sognefjorden. Vi vil derfor først få større nytteeffekter når vi oppgraderer forbindelsen til å ha en kapasitet som er tilstrekkelig til å unngå priskollaps ved våte år.

En annen grunn til at dette ikke er en god løsning er at små linekonfigurasjoner og høy spenning vil gi stort elektrisk felt og økt støy. Det finnes ikke noe lovpålagt krav til hørbar støy, men Statnett har en enighet med Miljødirektoratet at under 50 dB er normen. Vi har imidlertid permanent dispensasjon fra dette på for eksempel fjordspenn. Dette er omtalt i Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging fra Miljødirektoratet [13]. 50 dB stemmer også overens med internasjonal praksis.

¹⁷ Reell overføringskapasitet på forbindelsen vil bli noe lavere enn dette fordi vi forventer noe begrenset kapasitet i fjordspenn, som per dags dato ikke er utviklet.

¹⁸ Unngår også 420/300 kV transformering i Aurland 1 stasjon.

Overordnede beregninger viser at 300 kV simpleks parrot generelt vil gi en støy på rundt 45 dB ved grensen på byggeforbudsbeltet¹⁹ For 420 kV simpleks parrot vil generelt støyen ligge på rundt 62 dB. Som referanse er 62 dB tilsvarende ca. dobbelt så høyt som en normal samtale på 1 meters avstand.

Statnett bruker simpleks 420 kV i dag på fjordspenn og på fjelloverganger med store mekaniske laster, men da med større liner enn parrot, noe som reduserer støyen. Dette vil ikke være aktuelt på Sogndal-Aurland da mastene ikke er dimensjonert for dette. Vi kjenner ikke til at simpleks 420 kV med parrot linedimensjon er i bruk noen andre steder i verden, bortsett fra eventuelt i kortvarige perioder under ombygginger eller liknende.

Statnett vil også måtte utrede hvilke andre konsekvenser en slik drift vil ha og om disse er akseptable, blant annet (1) Økte koronatap (2) Endret elektrisk felt og andre konsekvenser på omgivelser (3) Endret elektrisk felt og konsekvenser for arbeid på master (Hvor høyt kan montører klatre uten utkobling) (4) Endret elektrisk felt og konsekvenser for inspeksjoner (Hva det eksempelvis har å si for nærflygning med droner) (5) Konsekvenser av økt elektrisk felt på materiell, særlig kompositt og gummimaterialer.

Totalt sett er 420 kV simpleks parrot som en varig løsning på en ledning ikke aktuelt uten at det gjøres omfattende avklaringer både mot regulerende myndigheter og internt, hvor det siste vil bety mye testing av både materiell og arbeidsmetoder. Det er også mulig at en stor del av forbindelsen må bygges som i utbyggingsalternativet for å særlig unngå støy i turområder og ved bebyggelse. Siden utbyggingsalternativet har opplagt bedre prissatte virkninger totalt sett, og at 420 kV på dagens liner vil gi negative konsekvenser for miljø, forkaster vi tiltaket.

Nye liner på dagens master - Høytemperaturline

Nye høytemperaturliner er et kostnadseffektivt tiltak for å øke overføringskapasitet på eksisterende ledninger i transmisjonsnettet. Disse tåler større last ved samme tverrsnitt på ledningen, og åpner muligheten for å gjenbruke dagens master på grunn av at de gir tilnærmet samme vektbelastning som dagens liner. Dette er relativt ny teknologi som i flere tilfeller kan gi store besparelser i nettutbygging. For Aurland-Sogndal vurderer vi imidlertid dette som en lite rasjonell løsning, på grunn av liten (hvis noen) nyttegevinst, høye utkoblingskostnader, samt at vi uansett må fornye fjordspenn i dag og øvrig ledningsanlegg i 2050.

Ved fortsatt drift på 300 kV må vi beholde transformator i Aurland 1 stasjon. Denne vil bli begrensende komponent. Reell økning i overføringskapasitet på forbindelsen med dagens transformator vil derfor være neglisjerbar. Det er ikke plass i stasjonen til en større transformator med sjakt, og heller ikke plass i tunnel og vei inn til stasjonen for å transportere denne inn. Utfordringer med transport av transformator gjelder også hvis det blir opprettet en ny Aurland stasjon i nærhet av eksisterende, som er grovt skissert av prosjektet, på grunn av at de benytter samme vei. Hvis det hadde vært mulig med en større transformator, hadde heller ikke dette vært tilstrekkelig for å gi vesentlige nyttevirksomheter, med samme begrunnelse som for 420 kV spenning på dagens liner. Noe økt kapasitet på forbindelsen vil fortrinnsvis gi fordelingsvirkninger mellom forbruk, produksjon og nett. Vi forventer fremdeles priskollaps i meget våte år, som er den største kostnaden ved framtidig flaskehals over Sognefjorden.

Demontering av eksisterende liner og strekking av nye vil kreve omfattende utkobling på sommerhalvåret. For en såpass sentral forbindelse som Aurland-Sogndal vil dette innebære høye samfunnsøkonomiske tap og ikke være driftsmessig forsvarlig. En overordnet simulering av utkobling av Aurland-Sogndal i ett sommerhalvår (april-september) gir et samfunnsøkonomisk tap på omtrent 350

¹⁹ Støyen er målt én meter over bakken ved byggeforbudsfeltet, altså 10 meter utenfor ytterfase.

MNOK. Hvis vi antar at vi ikke vil gjennomføre linebytte i ekstra våte år, er det mer rasjonelt med et anslag på om lag 150-300 MNOK.

4 Alternativanalyse – Vi anbefaler ny 420 kV forbindelse

I dette kapitlet analyserer og sammenligner vi de identifiserte tiltakene i mulighetsstudien. Vi skiller mellom prissatte og ikke-prissatte virkninger.

En ny 420 kV forbindelse Aurland-Sogndal kommer best ut i alternativanalysen. Tiltaket reduserer i stor grad den flaskehalsen som vi forventer over Sognefjorden, samt at det løser behov for fremtidige reinvesteringer på ledningsanlegget. Nytteeffekten fremkommer først og fremst av at vi unngår perioder med priskollaps i våte år, hvor vi får tap av vann- og/eller vindkraft. Tiltaket vil i tillegg føre til fordelingsvirkninger mellom forbruk, produksjon og nett som følge av at økt kapasitet på forbindelsen gir prisseffekter i hele landet. I sum øker norsk produsentoverskudd, fordi risikoen for priskollaps på Nord-Vestlandet og i Indre Sogn er kraftig redusert etter oppgradering. Samtidig går konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter noe ned.

Konklusjonene i dette kapitlet er basert på forventningsverdier. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er sensitiv for mengden uregulerbar vannkraft som blir bygget ut nord for Sognefjorden. I neste kapittel vil vi gjøre en nærmere gjennomgang av usikkerheten som de ulike virkningene og alternativene representerer.

| Alternativanalyse [2018-kr] | Nullalternativet | Utbyggingsalternativet Ny 420 kV Aurland-Sogndal |
|--|-------------------------|--|
| Prissatte virkninger [MNOK] | | |
| Sum prissatte virkninger | -160 | 490 |
| Investering | | -600 |
| Reinvesteringer | -340 | |
| Driftskostnader (merkostnad) | -10 | |
| Flaskehals: Nytte av økt kapasitet | | 1 090 |
| Flaskehals: Nytte av å reinvestere på 420 kV | 190 | |
| Ikke-prissatte virkninger | | |
| Natur- og miljø | 0 | 0 |

4.1 Prissatte virkninger

I dette delkapitlet gjennomgår vi de prissatte virkningene som inngår i analysen. Noen steder er metodikken beskrevet direkte i teksten, mens vi andre steder henviser til en mer generell metodetilknytning beskrevet i vedlegg 2.

Nåverdi av investeringskostnader til utbyggingsalternativet er høyere enn i nullalternativet fordi investeringene ligger nærmere i tid. Men de største forskjellene mellom alternativene finner vi i verdien av å redusere flaskehalsen over Sognefjorden. Vi forventer at utbyggingsalternativet gir en høy nytteverdi av å redusere flaskehalsen over Sognefjorden, og vår vurdering er at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke overføringskapasiteten etter dagens fremdriftsplan. Nytteverdien av å gjøre tiltaket etter dagens fremdriftsplan er altså større enn kapitalgevinsten av å utsette investeringen som i nullalternativet. Med våre forventninger rundt mengde ny kraftproduksjon er det heller ikke noen gevinst i å utsette investeringen med noen år, slik at det sammenfaller med tidspunkt for reinvestering på fjordspenn over Sognefjorden. Samtidig er det et betydelig utfallsrom i nyttevirkningene, avhengig av hvor mye ny uregulerbar vannkraft som blir realisert. Dette kan gjøre det mer rasjonelt å utsette prosjektet, men vi drøfter dette nærmere i usikkerhetsanalysen.

Investeringskostnader

Nullalternativet:

I nullalternativet påløper investeringskostnader når vi må fornye de ulike delene av Aurland – Sogndal, som beskrevet i mulighetsstudien. Tabellen under oppsummerer hvilke år vi forventer at investeringen vil påløpe, samt tilhørende kostnader og nåverdier²⁰. Tallene er avrundet²¹, noe som forklarer et lite avvik i forhold til tabellen ovenfor og i sammendraget. Kostnadsestimat for utbyggingsalternativet er grunnlag for tallene nedenfor, og vi har generelt brukt samme prosentvis påslag for usikkerhet for å få tilnærmet forventningsverdier. Det kan være samordningsgevinster ved å gjøre disse investeringene samlet som i utbyggingsalternativet, og det kan være dyrere å splitte investeringen som i nullalternativet. Vi har likevel ikke gitt et påslag for dette, men omtaler det i usikkerhetsanalysen.

Investeringer i nullalternativet. Alle tall i reelle 2018-kr

| År | Beskrivelse | Kostnad | Nåverdi |
|-----------|--|---------|---------|
| 2024 | Merkostnad transformator ²² Aurland 1 stasjon | 80 | -60 |
| 2025 | Fjordspenn Sognefjorden m. linjeombygging | 120 | -90 |
| 2025 | Merkostnad fiber OPGW | 25 | -20 |
| 2035 | Fjordspenn Sogndalsfjorden m. linjeombygging | 70 | -40 |
| 2050 | Øvrig ledningsanlegg | 480 | -140 |
| 2024-2050 | Sum | 780 | -350 |

Investering med 420 kV materiell i nullalternativet

Som beskrevet i mulighetsstudien mener vi at det er mest realistisk at vi vil reinvestere med 420 kV på forbindelsen, og at gevinsten ved dette åpenbart er større en merkostnaden. Dette sikrer også at vi ikke undervurderer nullalternativet. Vi behandler dette som en egen prissatt virkning for nullalternativet i stedet for å først omtale dette under realopsjoner i usikkerhetsanalysen.

Hvis vi reinvesterer med 420 kV materiell betyr dette at nyttevirkninger for nullalternativet og utbyggingsalternativet i praksis blir de samme etter 2050. Vi må imidlertid legge til noe ekstra kostnader for ledningsanlegg i 2050. Nyten av å bygge med 420 kV materiell fratrukket ekstra kostnader, er omtrent 190 MNOK for perioden 2050-2063, som er analyseperiodens slutt. Merk at relativ forskjell mellom alternativene ville vært det samme hvis vi hadde kuttet alle nyttevirkninger etter 2050 siden de er like for begge alternativene. Vi har likevel valgt å vise dette som en gevinst i nullalternativet heller enn å redusere nytten i utbyggingsalternativet.

Utbyggingsalternativet

Forventet investeringskostnad for ny 420 kV forbindelse Aurland-Sogndal er **700 MNOK**, eks. kostnader for delstrekning Hove-Sogndal, påløpte kostnader, byggelånsrenter og inflasjon.

²⁰ Fornyelsene kan ha en investeringsprofil som strekker seg over noen år, med unntak av transformator i Aurland 1 stasjon. Vi har forutsatt at hovedtyngden av investeringene vil påløpe i året som står i tabellen, og tilnærmet lik spredning i årene før og etter. Nåverdi vil derfor være relativt lik som om vi hadde satt hele investeringen til det angitte året.

²¹ Nærmeste 10 MNOK

²² Med tilhørende sjakt og komponenter

Nye ledningsanlegg utgjør den klart største delen av investeringskostnader. Hoveddelen av investeringer vil påløpe i årene 2021-2023. Idriftsettelse er planlagt i 2023, og prosjektet vil ha riveaktivitet i to år etter dette. Nåverdi av investeringskostnader er ca. **600 MNOK**.

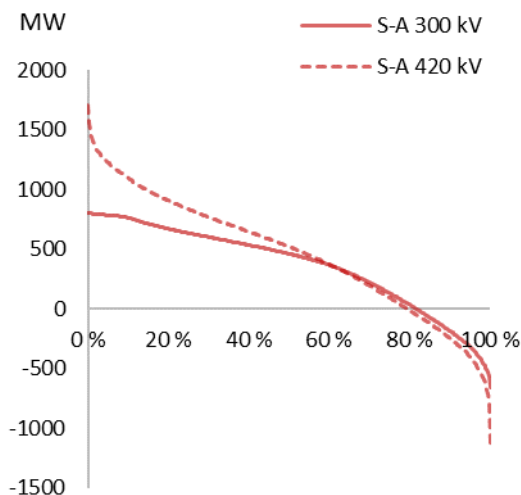
Redusert flaskehals over Sognefjorden gir nyttevirkninger

Økt kapasitet på Aurland-Sogndal vil sterkt redusere flaskehalsen over Sognefjordsnittet. Flaskehalsen over snittet vil imidlertid ikke bli fjernet helt, siden kapasiteten i flere timer over året vil være begrenset til kapasiteten til den andre ledningen over fjorden, Sogndal-Hove-Refsdal-Evanger. Tiltaket fører til store fordelingsvirkninger mellom forbruk, produksjon og nett. Samlet sett gir tiltaket positiv nytte i kraftmarkedet i forventning.

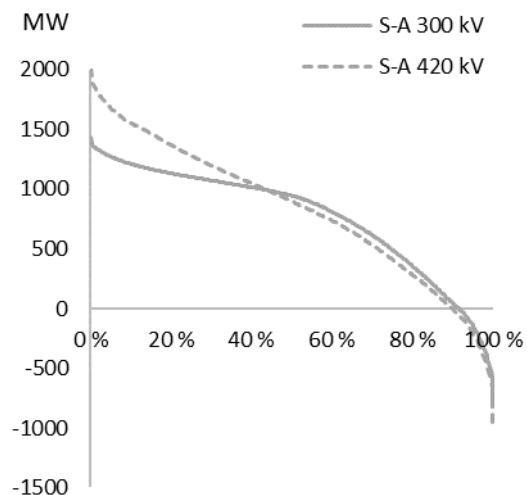
Netto nyttevirkninger av økt overføringskapasitet i utbyggingsalternativet er beregnet til ca. 1100 MNOK i løpet av analyseperioden. Årlige netto nyttevirkninger fra 2025 er omtrent 40 MNOK og nesten 80 MNOK etter 2030. Som avsnittene under forklarer, er den største nyttevirkningen at vi unngår priskollaps og tap av fornybar kraftproduksjon. Samtidig vil norske flaskehalsinntekter gå ned og tapene i nettet øke.

En oppgradert forbindelse vil endre kraftflyten på Vestlandet

Figur 14 og 15 nedenfor viser at en oppgradering av Aurland-Sogndal til 420 kV vil øke flyten betydelig i sørgående retning både på selve ledningen og på snittet over Sognefjorden. Økt overføringskapasitet utligner prisen i området nord for flaskehalsen og medfører økt produksjon i timer med høyere pris. Men en oppgradert ledning fører også til redusert impedans på strekningen, det vil si at kraften flyter med mindre motstand på ledningen enn tidligere. Med Aurland-Sogndal oppgradert ser vi derfor omlagring i flyten, der en del av kraften som før oppgradering flyter gjennom Sverige nå heller tar veien over Sognefjorden. Våre beregninger viser at om lag halvparten av flytendringen skyldes priseffekten og halvparten fysiske flytendringer.



Figur 14: Varighet for simulert flyt i 2025 på Aurland-Sogndal ved hhv 300 og 420 kV



Figur 15: Varighet for simulert flyt i 2025 på Sognefjordsnittet med Aurland-Sogndal på hhv 300 og 420 kV

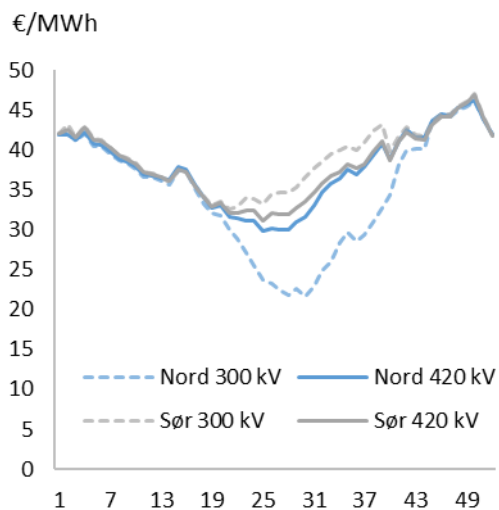
Flyten på ledningen øker spesielt om sommeren og i våte år. Flyten øker også i nettet nord for Sognefjorden, både på Ørskog-Sogndal og ut av Indre Sogn. Vi ser i tillegg noe økt flyt på ledningene

gjennom Hallingdal om sommeren etter oppgradering, men vi kan ikke se at en oppgradering pålaster ledningene i Hallingdal i timer med flaskehals om vinteren.

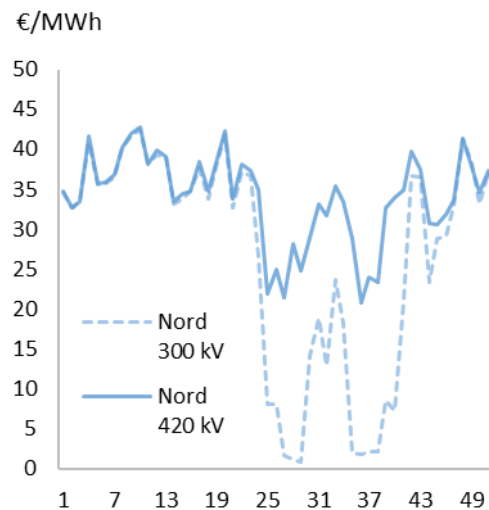
Hvis Aurland-Sogndal blir oppgradert er det forbindelsen fra Sogndal mot Evanger som blir begrensende for flyten over fjorden. Våre beregninger viser en gjenværende flaskehals over fjorden i noen perioder også etter oppgradering, men flaskehalsen genererer liten prisforskjell.

Nyttevirkninger drives av at vi unngår priskollaps i våte år

En oppgradering av Aurland-Sogndal vil redusere flaskehalsen og utjevne prisforskjellene mellom områdene nord og sør for Sognefjorden. Figur 16 og 17 viser at oppgraderingen fremfor alt løfter sommerprisen i områdene nord for fjorden og reduserer risikoen for priskollaps og spill av vann i våte år. Dette resulterer i økt produsentoverskudd i NO3 og til dels i NO4. Omvendt ser vi noe reduksjon i konsumentoverskuddet i de samme områdene, men samlet sett er endringene i PO/KO positive. Gitt vårt forventningsscenario i 2025 er årlig nytte ved norsk produsent- og konsumentoverskudd ca. 27 millioner euro (Ca. 235 MNOK).



Figur 16: Gjennomsnittlig simulert kraftpris nord og sør for Sognefjorden uke for uke i forventningsscenarioet 2025 før og etter oppgradering



Figur 17: Gjennomsnittlig simulert kraftpris nord for Sognefjorden i et eksempelår med mye tilsig i forventningsscenarioet 2025 før og etter oppgradering

Ved å fjerne en intern flaskehals kan norske flaskehalsinntekter gå ned

Før oppgradering er Sogndal-Aurland en flaskehals som genererer prisforskjell mellom områdene nord og sør for Sognefjorden. En oppgradering reduserer dermed flaskehalsinntektene internt i Norge. Samtidig øker flaskehalsinntektene på forbindelsene mot utlandet, fordi det er der neste flaskehals oppstår. Fordi vi normalt eier mellomlandsforbindelsene felles med TSOen på andre siden, må vi dele denne inntekten likt med dem. I praksis flytter vi flaskehalsinntekt fra to interne markedsområder til våre eksterne forbindelser. Dette gjelder i prinsippet for alle interne nettoppgraderinger, og resulterer altså i lavere norsk flaskehalsinntekt. Gitt vårt forventningsscenario for 2025 er årlig kostnad av reduserte flaskehalsinntekter litt under 20 millioner euro (ca. 170 MNOK).

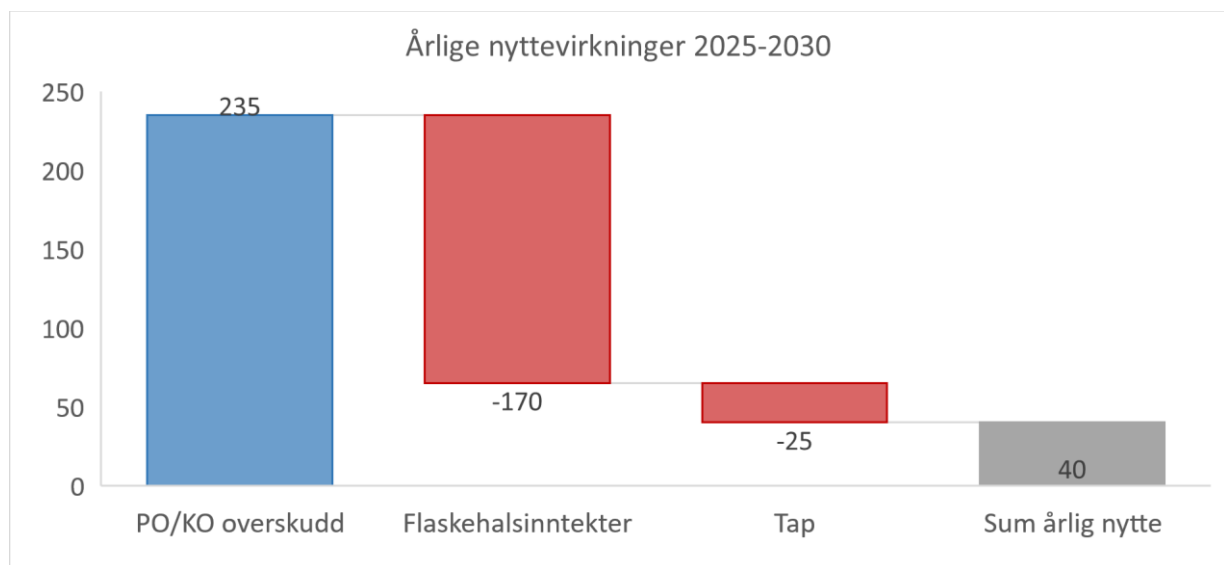
Oppgradering gir lavere tap på forbindelsen, men økte tap i nettet

Spenningsoppgradering av Aurland-Sogndal vil bety lavere impedans og dermed reduserte tap på selve forbindelsen. Våre beregninger indikerer en tapsbesparelse på 10-20 GWh. Men lavere impedans på en

enkeltledning fører til endret flyt i hele nettet. Med lavere impedans over Sognefjorden viser våre beregninger omlagring i flytbildet, slik at noe av den kraften som før oppgradering tok veien gjennom Sverige vil flyte over Sognefjorden etter oppgradering. I tillegg ser vi etter oppgradering økt flyt i timer med allerede høy last. Dette fører til økte tap. Gitt vårt forventningsscenario for 2025 forventer vi at oppgradering av Aurland-Sogndal fører til en økning i norske tap på omtrent 60-70 GWh om året, som tilsvarer økte på tapskostnader 3 millioner euro (ca. 25 MNOK).

Positiv spothandelsnytte i forventning, men store fordelingsvirkninger

Oppsummert ser vi altså at en oppgradering gir store fordelingsvirkninger, og at netto nytte er positiv. I vårt forventningsscenario for 2025 er årlig samlet spothandelsnytte omtrent 4,5 millioner euro (Ca. 40 MNOK). Figur 18 under oppsummerer nyttevirksomheter i vårt datasett for 2025. Merk at størrelsene vil være annerledes for 2030 og utover.



Figur 18: Virkninger av økt kapasitet i utbyggingsalternativet.

Våre beregninger viser at det kan være en betydelig flaskehals og tilhørende prisforskjell uten at den samfunnsøkonomiske kostnaden av den er så stor. Dette gjelder generelt i et system med stor andel regulerbar vannkraft. Vår analyse viser reelle nyttevirksomheter av å redusere flaskehalsen først når denne er så stor at vi forventer et antall timer med tilnærmet nullpris i området bak flaskehalsen. Dette gir reelle tap av vann eller vind i uregulerbare kraftverk, noe som gir samfunnsøkonomiske tap.

Nytten av å oppgradere Sogndal-Aurland avhenger av flere usikre faktorer som kraftprisnivå, utbygging av fornybar kraft, evt. nye mellomlandsforbindelser, med flere. Vi viser utfallsrommet for nytte og diskuterer usikkerhetene i usikkerhetsanalysen.

Driftskostnader

Vi forutsetter tilnærmet like driftskostnader for ledning i nullalternativet og utbyggingsalternativet, siden vi erstatter dagens med en ny. Eldre ledningsanlegg kan ha høyere kostnader knyttet til vedlikehold enn nye, men nye ledningsanlegg kan også ha noe oppstartsproblemer som gir økte driftskostnader de første årene. På nåværende tidspunkt har vi ikke erfaringstall som differensierer på alder, og vi antar at forskjellene mellom nullalternativet og utbyggingsalternativet er neglisjerbare i forhold til andre virkninger.

Som nevnt tidligere vil det fremdeles være behov for 420/300 kV transformering på Aurland stasjon i nullalternativet, uavhengig av fremtidig stasjonsløsning²³. Erfaringstall for driftskostnader av tilsvarende transformatorer i Statnett gir en årlig merkostnad på 0,4 MNOK i nullalternativet [12]. Dette tilsvarer 7 MNOK i nåverdi i løpet av en 40-års analyseperiode²⁴.

4.2 Ikke-prissatte virkninger

Det er ikke alle virkninger som lar seg verdsette i kroner på en allment akseptert og meningsfylt måte. Selv om vi ikke prissetter disse virkningene fullt ut, kan de likevel være avgjørende for rangeringen, og i ytterste konsekvens kan de avgjøre om et tiltak bør gjennomføres eller ikke.

Spesielt natur- og miljøvirkninger er i tillegg gjenstand for en grundig myndighetsbehandling og en sentral del av konsesjonsprosessen. Slik sett er det flere enn Statnett som avgjør om natur- og miljøvirkninger av tiltak er akseptable, sett opp mot nytten som tiltaket gir.

Tiltaket har ingen vesentlig miljøkonsekvens

Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn er undersøkt i en konsekvensutredning (KU) utført i henhold til utredningsprogrammet som ble fastsatt av NVE høsten 2014 [18]. Det er laget fagrapporter innen landskap og visualisering, kulturmiljø, friluftsliv, naturmiljø og nærings- og samfunnsinteresser, elektromagnetiske felt, støy og forurensing.

I nullalternativet viderefører vi dagens ledningsanlegg og fornyer dette over tid når det er modent for reinvestering. Miljøvirkningene vil hovedsakelig være de samme som i dag, noe avhengig av hvor Sogndalsfjorden krysses. Det to utredete mulighetene for kryssing av Sogndalsfjorden i utbyggingsalternativet har ulike konsekvenser for de ulike temaene omtalt i KU. Hvis dagens trasé over Sogndalsfjorden beholdes vil virkningen være lik som i dag. Kryssing i utbyggingsalternativet vil innebære en miljømessig bedring for nærliggende bebyggelse og landskap. I utbyggingsalternativet bygges ny ledningstrasé i stor grad parallelt med eksisterende, før denne rives.

Ut fra en helhetsvurdering basert på diskusjonen under, vurderer vi det slik at Aurland-Sogndal har en **ubetydelig til liten negativ miljøkonsekvens (0)** i både nullalternativet og utbyggingsalternativet. I avsnittene under gjengis hovedkonklusjonene for de forskjellige temaene i KU.

Landskap

Området er verdenskjent for sin dramatiske natur og vakre fjordlandskap, herunder verdensarvområdet rundt Nærøyfjorden og landskapsvernområdet Bleia-Storebotnen. Betydningen av landskapet vurderes derfor som høy.

Den nye linjen fra Aurland til Sogndal er 49-52 kilometer lang, avhengig av løsningsvalg. Hovedsakelig vil den nye ledningen imidlertid bygges parallelt med eksisterende ledning før denne rives. Dette betyr at det blir bygging i et område hvor det allerede er inngrep, og at tiltaket ikke innebærer økte inngrep. Dermed har ledningen mindre innvirkning på det omkringliggende miljøet enn om ledningen gikk gjennom uberørt natur. Ryddebeltet blir ca. 80 meter bredt der Hove-Sogndal og Aurland-Sogndal går parallelt, ellers blir ryddebeltet ca. 40 meter. Videre skal ledninger som i dag går via Fardal fjernes, noe som representerer en positiv landskapseffekt. I tillegg skal eksisterende fjordspenn over Sognefjorden og Sogndalsfjorden fjernes til fordel for ny løsning. Ved Sogndalsfjorden er det vurdert to alternative

²³ Begge alternativer vil kreve et bryterfelt i apparatanlegget.

²⁴ 2023-2062. Tilsvarer 6 MNOK hvis vi reinvesterer på 420 kV i 2055 i nullalternativet.

fjordkryssinger: Alternativ 1a, med høy kryssing, har minst negativ konsekvens. Alternativ 2 vil medføre en lengre trasé i urørt terreng er derfor som minst gunstig for landskapet.

Samlet sett vurderes tiltakets konsekvens som ubetydelig til liten negativ (0) på bakgrunn av at ledningen går parallelt med gammel ledning som skal rives.

Kulturmiljø

Traseen går gjennom en rekke verdifulle kulturmiljøer som Frønningen og Nærøyfjorden landskapsvernområde. Verneområdet inngår i Vestnorske fjordlandskap, som står på UNESCOs verdensarvliste. Betydningen av kulturmiljøet vurderes dersom som høy.

Tiltakets berører først og fremst kulturmiljøet på nord- og sørsiden av Sogndalsfjorden. Omfanget av de ulike alternativene må imidlertid sammenliknes med nullalternativet som består av det eksisterende fjordspennet. På bakgrunn av dette vurderes tiltakets omfang på kulturmiljøet med ubetydelig til liten negativ konsekvens (0).

Friluftsliv

Tiltaksområdet ligger innenfor en region som er verdenskjent for sin dramatiske natur, blant annet for attraksjoner som verdensarvområdet Nærøyfjorden og den flotte fotturruten gjennom Aurlandsdalen. Både tiltaksområdet og dets influensområde er ideelle for praktisering av alle typer friluftslivsaktiviteter, og benyttes også svært mye til dette, både av lokale og tilreisende. På strekningen fra Sogndal til Aurland vil den nye ledningen berøre flere områder av betydning for friluftslivet. I nordre del av området berøres områder som benyttes til turgåing, klatring, sykling, jakt og fiske. På Frønningen i Lærdal kommune vil ledningen berøre jaktområder som leies ut av bedriften Frønningen Skog. Her vil de største negative konsekvensene være knyttet til anleggsfasen, da situasjonen i driftsfasen etter hvert vil bli som i dag. Ved Storabotnvatnet vil ledningen berøre jakt- og fiskeområder som leies ut av Aurland fjellstyre, i tillegg til flere turstier.

Totalt anses konsekvensene for friluftsliv som liten negativ (-).

Naturmiljø

Tiltaket vil komme i berøring med fem lokaliteter med til sammen fire forskjellige naturtyper og kan berøre en rødlistet art. Det er noen hekkelokaliteter for havørn og kongeørn i influensområdet som kan bli påvirket i anleggsperioden. Villrein kan bli negativt påvirket i anleggsperioden, men vil sannsynligvis ikke bli det i driftsfasen. Potensialet for funn av truede arter vurderes som størst i nord. Tiltaket vil gi en liten netto reduksjon av inngrepsfritt areal. Tiltaket gir generelt ubetydelige konsekvenser i driftsfasen, men eventuell ny linjeføring nord for Sogndalsfjorden kan medføre en negativ konsekvens.

Totalt anses konsekvensgrad for tema naturmiljø som ubetydelig til liten negativ (0).

Nærings- og samfunnsinteresser

KU vurderer at det er virkningen for reiseliv, landbruk og skogbruk som potensielt er sterkest berørt av tiltaket.

For reiseliv trekkes verdensarvområdet Nærøyfjorden frem. På hele strekningen benytter turister seg av rike mulighetene for aktiviteter som naturen tilbyr innen turgåing, klatring, sykling, jakt og fiske. De negative konsekvensene er størst i anleggsfasen, og det anbefales at avbøtende tiltak settes i verk. Totalt anses det at det blir en liten negativ (-) konsekvens for reiseliv i regionen.

Det er begrenset med jordbruksareal som vil bli påvirket av det planlagte tiltaket. Konsekvensen for jordbruket er vurdert til ubetydelig (0).

Det er en del skogbruk på den nordlige tredjedelen av planlagt trasé, mens det er snaufjell eller fjordkryssinger på resterende. På Frønningen anses det at det blir liten negativ konsekvens for skogbruk (-), mens i sin helhet anses konsekvensen å bli ubetydelig til liten negativ (0)

Forurensing

Statnett har en selvpålagt øvre grense for hørbar støy på 50 dB. Den beregnede støyverdien ligger maksimalt på 36 dB ved grensen til byggeforbudsbeltet. Ingen bebyggelse blir utsatt for støy over 50 dB.

Anleggsvirksomhet gir risiko for forurensing. Bygging av kraftledninger er generelt forbundet med lokale inngrep ved hvert mastepunkt. Faren for forurensning er begrenset, og knyttet til mindre utslipp av olje og drivstoff fra kjøretøy og anleggsmaskiner, samt utslipp forbundet med boring, sprengning og støypearbeider. Avrenning fra masser som eksponeres ved gravearbeider kan gi tilslamming av åpne vannkilder, men omfanget av dette antas også å være begrenset. Ingen kjente drikkevannskilder vil bli berørt av utbygging. Utbyggingen vurderes å ha ubetydelig til liten negativ konsekvens (0) for drikkevannskilder både i anleggsfasen og driftsfasen.

5 Usikkerhetsanalyse

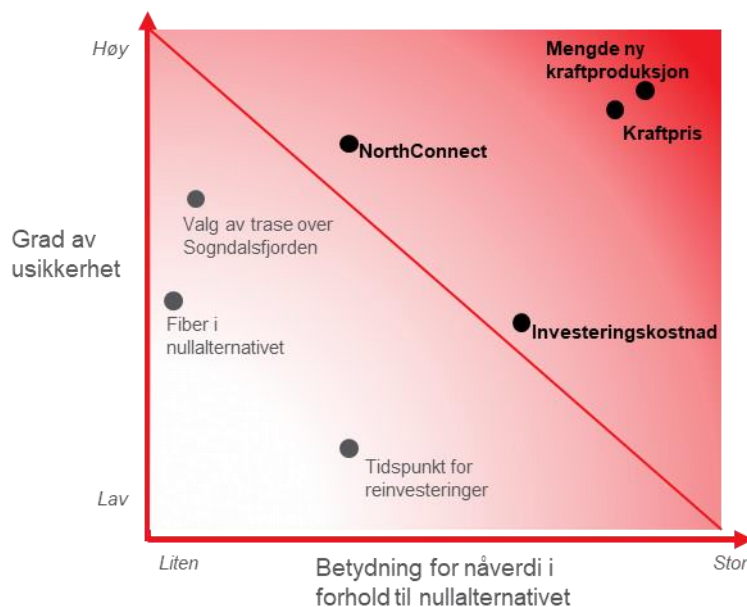
Det er betydelig usikkerhet knyttet til flere sentrale forutsetninger i alternativanalysen. Den største usikkerheten er mengde ny fornybar kraftproduksjon som blir realisert nord for Sognefjorden. Dette gjelder særlig uregulert småkraft. Utvikling i kraftpris er også en sentral usikkerhet, da det henger sammen med hvor mye ny kraftproduksjon som vil bli realisert på kort sikt, samt hvordan nytten av å fjerne flaskehalsen blir på lang sikt.

I dette kapitlet ser vi nærmere på de sentrale usikkerhetsdriverne, samt vurderer hvordan et pessimistisk og et optimistisk scenario vil påvirke anbefalt løsning.

5.1 De mest usikre virkningene er fremtidig kraftpris og mengde ny fornybar kraft

Siden det er høy usikkerhet knyttet til flere forutsetninger i analysen, er det nærliggende å først kartlegge hvilke momenter som påvirker resultatene mest. Vi vil belyse og drøfte disse i den videre analysen.

Figur 19 under oppsummerer grad av usikkerhet knyttet til de ulike forutsetningene og hvilken betydning de har for resultatene. Sterkere rødfarge symboliserer mer usikkerhet og/eller påvirkning for nåverdi i forhold til nullalternativet. Usikkerhet knyttet til beregningstekniske forutsetninger som diskonteringsrente er inkludert i vurderingen av virkningene. Merk at dette kun fungerer som et illustrasjonsverktøy, og at det ikke er satt kvantitative verdier på aksene.



Figur 19: Usikkerhetskart. Sterkere rødfarge indikerer større usikkerhet.

Øvrige virkninger i den lysere halvdel i figuren er identifiserte virkninger som vi ikke diskuterer i detalj. Selv om en virkning kan ha høy grad av usikkerhet, kan den ha lite å si for den relative lønnsomheten til alternativene. Dette er enten fordi usikkerheten vil gjelde i begge alternativer eller at virkningens absolutte størrelse og utfallsrom er lavt.

I de neste avsnittene diskuterer vi usikkerheten knyttet til mengde ny kraftproduksjon, kraftpris, NorthConnect og investeringskostnad. Vi endrer også disse forutsetningene i en scenarioanalyse for å vise utfallsrommet i prissatte virkninger.

Mengde småkraft og kraftpris har størst påvirkning på resultatene

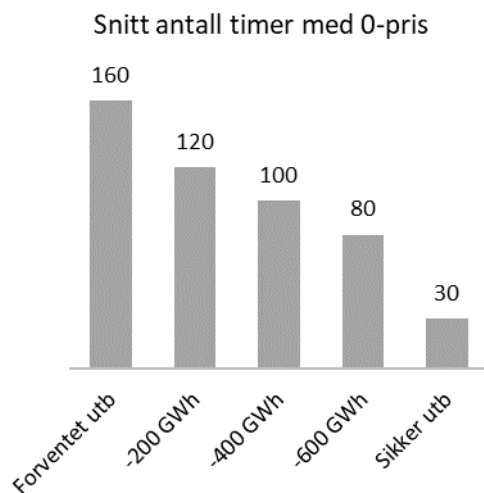
Som vist i alternativanalysen er nytten av tiltaket sterkt avhengig av hvor stor flaskehalsen på Aurland-Sogndal faktisk blir i nullalternativet, og om flaskehalsen fører til tap av vann. Den største driveren for økt flaskehals er hvor mye ny fornybar kraftproduksjon som blir realisert nord for Sognefjorden, særlig uregulert småkraft. Dette henger i stor grad sammen med fremtidig kraftpris, selv om vi har satt dette som et eget punkt i figuren.

Våre analyser viser at en oppgradering er samfunnsøkonomisk lønnsom hvis det blir bygget ut så mye fornybar kraft at vi får et høyt antall timer med priskollaps i våte år i nullalternativet²⁵. Hvor mye som blir bygget ut, og til hvilken tid, er usikkert og avhenger både kraftprisutviklingen og konkurransen med andre prosjekter i Norge og Sverige.

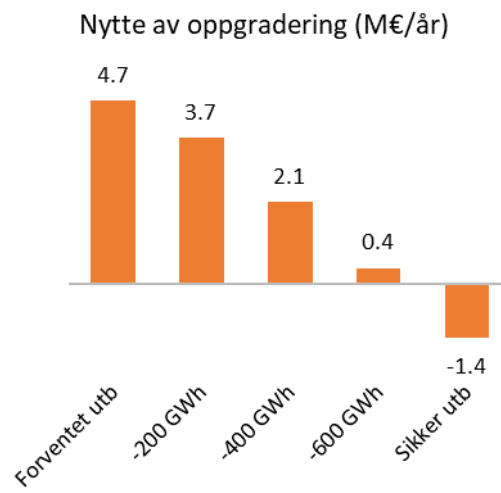
Nytten av å oppgradere forbindelsen er sensitiv for mengde ny småkraft

For å illustrere at utbyggingen av småkraft har stor betydning for nytten av en oppgradering har vi simulert med gradvis mindre mengde ny småkraft i området mellom Sogndal og Sunndalsøra, ut fra vårt forventningsscenario for 2025 og ned til nivået for de prosjekter som investeringsbesluttet og under bygging i dag (sikker utbygging). Figur 20 og 21 nedenfor viser hvordan antall timer med tilnærmet nullpris (pris lavere enn 0,1 €/MWh) og nyttevirksomheter av oppgradering blir påvirket av endring i mengde uregulert småkraft som blir realisert i området.

Forventet og sikker utbygging er henholdsvis ca. 1800 GWh og ca. 550 GWh vannkraft totalt. I figurene trekker vi fra mengder av uregulert småkraft, da dette har størst betydning for lønnsomheten.



Figur 20: Simulert gjennomsnittlig antall timer per år med nullpris i områdene nord for Sognefjorden i forventningsscenarioet 2025 og i sensitiviteter med mindre fornybarutbygging. Priser fra nullalternativet.



Figur 21: Nytevirksomheter av oppgradert Sogndal-Aurland i millioner euro per år, i forventningsscenarioet 2025 og i sensitiviteter med mindre fornybarutbygging.

Både antall timer med nullpris i området og nytte av oppgradering øker relativt lineært med mengde småkraft som blir bygget ut. Som forventet er det også en sammenheng mellom antall timer med

²⁵ Fra figur 20 og 21 ser vi at et høyt antall timer i denne sammenheng er rundt 100 timer årlig.

nullpris og nytten. Prisforskjell mellom områdene nord og sør for Sognefjorden øker også relativt lineært med mengde ny småkraft.

Det er i dag ca. 550 GWh kraftproduksjon under bygging i området, hvorav 370 GWh er småkraft. I våre beregninger ser vi at break-even volum for lønnsomhet, altså det volumet som skal til for at investeringen blir mer lønnsomt enn nullalternativet, er ved om lag 1250 GWh²⁶ totalt. Dette er ca. 700 GWh utover det som er under bygging. Av disse totale volumene av vannkraft ser vi at småkraft må utgjøre i underkant av 800 GWh, noe som er ca. 430 GWh mer enn det som er under bygging. Når vi sammenligner med nullalternativet antar vi at reinvesteringer i nullalternativet blir gjort med 420 kV materiell slik at nyttevirksomheter i praksis er like etter 2050. Uten denne forutsetningen kunne volumene som vi måtte ha for å nå break-even for lønnsomhet vært vesentlig mindre.

Vi tar forbehold om at disse estimatene er omtrentlige, og kan endre seg over tid. Mengde storkraft og vindkraft vil også ha en viss påvirkning på punktet for break-even, men som nevnt tidligere har dette mindre påvirkning siden produksjonsprofilen er noe annerledes og ikke like avhengig av tilsiget. Vi forventer at vindkraft vil ha høyest produksjon i vinterhalvåret og dermed mindre påvirkning på flaskehalsen som primært oppstår om sommeren. Etter 2030 vil lønnsomheten av tiltaket i større grad være avhengig av utbygging av vann- og vindkraftproduksjon nordover i Norge og av at vi forventer et generelt høyere prisnivå på kraft. Det er derfor ikke gitt at prosjektet blir ulønnsomt med liten utbygging i området nord for Sognefjorden i løpet av 2020-tallet

Kraftprisen vil påvirke mengde ny fornybar og nytten av tiltaket, og har stort utfallsrom på lang sikt

Kraftprisnivå og øvrig utvikling i produksjon og forbruk i Norge og Norden på lang sikt vil også ha mye å si for lønnsomheten av å oppgradere Aurland-Sogndal. Kraftprisen er sentral på to måter. For det første øker prisforskjellene og nyttevirksomheten generelt med økende kraftprisnivå. For det andre påvirker kraftprisnivået lønnsomheten av å bygge ut fornybar kraft, der høyere kraftpris sannsynligvis betyr større utbygging. Samtidig vil ikke aktørene ha komplett informasjon om fremtidig kraftpris når de tar investeringsbeslutning.

Vi har tatt utgangspunkt i de forutsetningene som ligger til grunn i Statnetts rapport Langsiktig Markedsanalyse [10]. Vi forventer økte kraftpriser mot 2030, med gjennomsnittspriser over året på 40-50 €/MWh i hele Nordvest-Europa. Økningen drives i hovedsak av høyere priser på gass og CO₂, samt at gasskraft i større grad blir prissettende på kontinentet. Det er samtidig mye usikkerhet knyttet til den framtidige markedsutviklingen. Vi har derfor et utfallsrom for gjennomsnittlige kraftpriser over året på 30 til 60 €/MWh fra 2030 [10]. Dette ligger til grunn for lav og høy kraftpris som vi bruker i pessimistisk og optimistisk scenario senere i dette kapittelet.

Valg av analysehorisont påvirker størrelsen på tallfestet nytte – men uansett økende nytte på sikt

Analysehorisonten i Langsiktig Markedsanalyse strekker seg til 2040, men for denne analysen har vi funnet det mest hensiktsmessig å bruke nytteestimer fra fremtidsstadiene 2025 og 2030 (der 2030 er lagt til grunn analyseperioden ut). Utviklingen i vårt forventningsscenario mot 2040 inkluderer videre fornybarutbygging i nord og forutsetter økt overføringskapasitet nord-sør i hele Norden. Dette hadde gitt ekstremt stor nyttevirksomhet av tiltaket. Samtidig mener vi at nytten av å oppgradere Sogndal-Aurland øker på sikt, og ser liten risiko for endringer i utviklingen som gjør tiltaket ulønnsomt.

²⁶ Her har vi også tatt høyde for endring i nyttevirksomheter etter 2030, noe som ikke vises i figur 20 og 21.

Som en sensitivitet i analysen har vi også lagt til grunn datasett fra 2025 og holdt nyttevirkninger konstant ut analyseperioden. Prosjektets lønnsomhet blir redusert, men i forventning er det fremdeles mer lønnsomt enn nullalternativet med omtrent 300 MNOK.

NorthConnect øker flaskehalsen over Sognefjorden, men har begrenset betydning for nytten

Det er usikkert om NorthConnect blir realisert eller ikke. Hvis den nye mellomlandsforbindelsen blir bygget forventer vi økt flaskehals, flere timer med høy flyt i sørgående retning på Aurland-Sogndal og økt prisforskjell mellom områdene nord og sør for Sognefjorden. Våre analyser viser at NorthConnect likevel har begrenset påvirkning på samlet nytte av en oppgradering. Den vil ha liten påvirkning på antall timer med svært lave priser nord for fjorden, som er den største driveren for nytten av en oppgradering. Derimot blir fordelingsvirkningene ved tiltaket betydelig større, siden NorthConnect fører til høyere kraftprisnivå.

Våre beregninger viser at dersom Aurland-Sogndal ikke er oppgradert til 420 kV før tilknytning av NorthConnect, vil det imidlertid gi utfordringer i systemdriften. Det vil bli en betydelig flaskehals på snittet over Sognefjorden, og vi ser blant annet at det til tider kan være komplekst med spesialregulering på snittet siden flyten der blir påvirket av flyten i Sverige. Samtidig har vi ikke grunnlag for å si at oppgradering av Aurland-Sogndal er en forutsetning for tilknytning av NorthConnect.²⁷

Usikkerhet i investeringskostnader påvirker i liten grad forholdet mellom alternativene

Det er gjennomført en selvstendig usikkerhetsanalyse for investeringskostnaden i utbyggingsalternativet. Usikkerhetsanalysen viser at investeringen i utbyggingsalternativet mest sannsynlig vil ligge et sted mellom 640 og 760 MNOK²⁸. Forventet investeringskostnad er om lag 700 MNOK²⁹. Investeringskostnadene vil i stor grad påvirke tiltakets lønnsomhet siden de påløper tidlig i analyseperioden. Samtidig vil ikke den relative lønnsomheten til nullalternativet bli like sterkt påvirket, fordi denne usikkerheten i stor grad vil være overførbart til reinvesteringene i nullalternativet. En økning eller reduksjon i investeringskostnader i utbyggingsalternativet vil metodisk medføre en virkning i samme retning for nullalternativet, selv om denne vil bli mindre siden investeringene påløper senere.³⁰

Trasevalg for fjordspenn over Sogndalsfjorden er på nåværende tidspunkt ikke avklart. Dersom østlig trasé (alternativ 2) blir valgt medfører dette en økning av investeringskostnader på ca. 35 MNOK for Aurland-Sogndal³¹. Dette vil også påvirke begge alternativer.

Selv om mye av usikkerheten knyttet til investeringene er overførbart til nullalternativet, vil utfallsrommet knyttet til markedsusikkerhet og teknologi øke jo lengre det er til en fremtidig investering. På denne måten er usikkerheten i nullalternativet større enn for utbyggingsalternativet. Denne usikkerheten representerer både muligheter (i form av et mer gunstig leverandørmarked og bedre teknologi) og ulemper (i form av et mindre gunstig leverandørmarked). I tillegg innebærer nullalternativet en trinnvis utbygging av Sogndal-Aurland. En kan argumentere for at en slik trinnvis utbygging i sum kan koste mer enn om vi gjør alt samlet, f.eks. gjennom økte byggherrekostnader og/eller prosjektledelse og administrasjon. Vi har ikke tallfestet eventuelle synergieffekter av å samkjøre investeringene, men vi mener at usikkerheten i kostnader for nullalternativet generelt vil øke ved å

²⁷ Vi beskriver dette nærmere i analyserapporten North Connect – Analyse av innenlandsk nettbehov [19].

²⁸ P30- og P70-verdier fra usikkerhetsanalysen. Eks. investeringskostnader for ledning Sogndal-Hove.

²⁹ Eks. investeringskostnad for Hove-Sogndal.

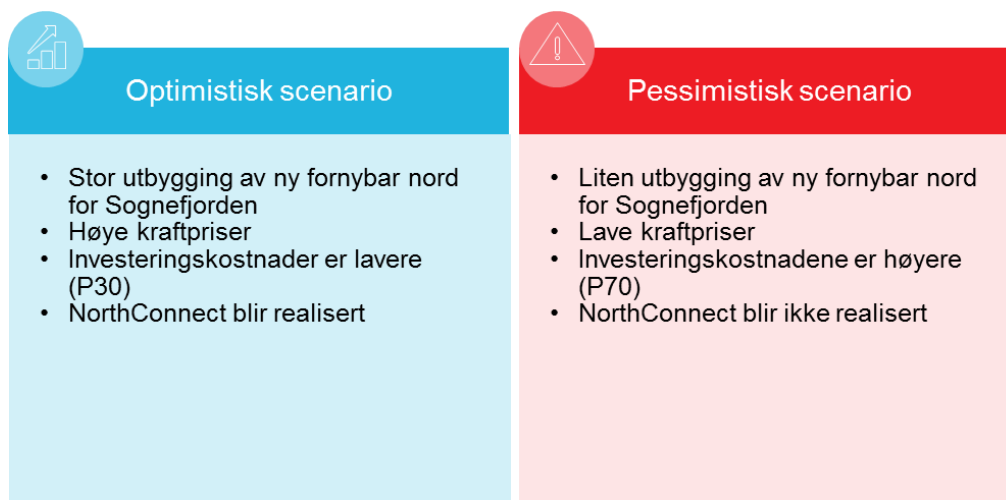
³⁰ Virkningen ville imidlertid blitt mindre, siden kostnader ligger langt fram i tid.

³¹ Totalt 70 MNOK for Aurland-Sogndal og Hove-Sogndal.

splitte investeringen. Totalt påvirker dette i liten grad forholdet mellom alternativene, men usikkerheten i nullalternativet er noe større enn i utbyggingsalternativet.

5.2 Scenarioanalyse – prissatte virkninger har et stort utfallsrom

Hittil i usikkerhetsanalysen har vi omtalt hvert enkelt av de største usikkerhetsmomentene. Det er også viktig å belyse at flere usikkerhetsmomenter kan slå inn på samme tid, noe som kan ha en større nettoeffekt enn å justere usikkerhetsmomentene enkeltvis. I den forbindelse simulerer vi et optimistisk og pessimistisk scenario som til sammen gir et usikkerhetsspenn for alle alternativene. Hovedregelen er at vi i optimistisk scenario har redusert de største kostnadene og økt de største nyttevirkingene. Utbyggingsalternativet blir relativt mer lønnsomt enn nullalternativet i optimistisk scenario enn i pessimistisk scenario. I pessimistisk scenario er det motsatt. Figuren nedenfor viser hvordan vi har endret forutsetningene.



Figur 22: De viktigste forutsetninger i optimistisk og pessimistisk scenario, i forhold til forventningsscenario

I optimistisk scenario har vi lagt til grunn at all konsesjonsgitt og søkt vannkraft blir bygget ut i området fra Sogndal og til Sunndalsøra. Dette er om lag 2500 GWh. I tillegg blir det bygget ut ca. 1000 GWh vindkraft, som er sum av de relevante vindkraftprosjektene som vi kjenner til. Mengde utbygd kraft har en sammenheng med kraftprisene, som her følger høyt scenario som angitt i Langsiktig Markedsanalyse 2017 [10]. Investeringskostnader i optimistisk scenario er også lavere enn forventet, og følger P30-verdi fra usikkerhetsanalysen på omtrent 640 MNOK i faste 2018-NOK. I tillegg blir NorthConnect realisert, noe som øker på flaskehalsen, men som har mindre påvirkning på lønnsomheten.

I pessimistisk scenario blir det ikke bygget ut mer vann- og vindkraft enn det som er under bygging i dag, henholdsvis 550³² og 150 GWh. Kraftpris følger lavt scenario som angitt i Langsiktig Markedsanalyse [10]. Investeringskostnader i pessimistisk scenario er også høyere enn forventet, og følger P70-verdi fra usikkerhetsanalysen på omtrent 760 MNOK i faste 2018-NOK. NorthConnect blir ikke realisert.

Ved å legge inn ulike forutsetninger får vi resultater for de ulike scenarioene. Nytttevirkinger vil variere i vesentlig større grad enn investeringskostnader.

Nåverdi av nyttevirkinger i nullalternativet er omtrent 560 MNOK i optimistisk scenario og 24 MNOK i pessimistisk scenario. Nåverdi av nyttevirkinger i utbyggingsalternativet er omtrent 3200 MNOK i optimistisk scenario og 80 MNOK i pessimistisk scenario.

³² 370 GWh småkraft og 200 GWh storkraft. Sum er 570 GWh, men avrundet til 550 GWh i analysen.

Investeringskostnader varierer fra -540 til -640 i utbyggingsalternativet og fra -310 til -370 MNOK i nullalternativet i hhv. optimistisk og pessimistisk scenario.

Tabellen nedenfor viser hva det totale usikkerhetsspennet for alternativene består av. Alle tall er i nåverdier.

| | Nullalternativet | | Utbyggingsalternativet | |
|--|---------------------|-------------|------------------------|-------------|
| | Pessimistisk | Optimistisk | Pessimistisk | Optimistisk |
| Investering (Statnett) | | | -640 | -540 |
| Reinvesteringer | -370 | -310 | | |
| Driftskostnader | -7 | -7 | | |
| Flaskehals: Nytte av økt kapasitet | | | 80 | 3180 |
| Flaskehals: Nytte av å reinvestere på 420 kV | 24 | 560 | | |
| Prissatte virkninger | -350 | 240 | -560 | 2640 |
| Usikkerhetsspenn | (-350 / 240) | | (-560 / 2640) | |

Usikkerhetsspennet for resultater er stort i begge alternativer, men spesielt i utbyggingsalternativet. Vi ser også at utbyggingsalternativet er mindre lønnsomt enn nullalternativet i lavt scenario. Dette skyldes primært at bare investeringsbesluttet kraftproduksjon blir bygget. Resultatene viser at det er risiko for feilinvestering hvis det blir bygget ut vesentlig mindre fornybar kraftproduksjon enn forventet. Som nevnt tidligere er det behov for i underkant av 1250 GWh total mengde vannkraft (storkraft og småkraft) for at utbyggingsalternativet skal bli mer lønnsomt en nullalternativet. Dette er omtrent 700 GWh mer enn det som er under bygging i dag.

Usikkerhetsanalysen viser at det kan være behov for å optimalisere utbyggingsalternativet dersom lavt scenario inntreffer. En mulighet er da å utsette investeringen inntil det blir bygget ut mer vannkraft og/eller gjennomføre utbyggingen nærmere tidspunkt for reinvestering. Vi omtaler dette nærmere i delkapittel om realopsjoner.

5.3 Andre usikkerhetsmoment og virkninger som vi ikke har verdsatt i analysen

Aurland - Sogndal på 420 kV gir sikrere strømforsyning og fleksibilitet i driften

Oppgraderingen av Aurland-Sogndal vil gi større fleksibilitet i driften av kraftsystemet på Vestlandet. Dette er gunstig for muligheten til å opprettholde en sikker og effektiv drift både ved intakt nett, revisjoner og utkoblinger for ombygging.

Driften av transmisjonsnettet baserer seg som hovedregel på N-1. Det vil si at enhver enkeltfeil håndteres uten avbrudd. Det er i perioder utfordrende å opprettholde denne driftssikkerheten med dagens kapasitet på Aurland-Sogndal. Dette gjelder særlig sommerstid med høy kraftproduksjon. For å få ut mest mulig av kraftoverskuddet må nettet deles opp. Vi får da områder med såkalt N-0 drift, selv når alt nett er intakt. Dette kan gi redusert driftssikkerhet da man ikke lenger har momentan reserve i nettet og det vil bli avbrudd ved enkeltfeil. Deling av nettet for å få ut kraftproduksjon kommer i tillegg til behovet for av oppdelinger ved utkoblinger for nødvendig vedlikehold og ved feil. Deling av 420 kV-

nettets innebærer også at 132 kV-nettet i Sogn og Fjordane må driftes radielt. I planleggingen av dette nettet er det lagt til grunn at det overordnede transmisjonsnettets står for N-1 forsyning [20].

For å øke tiden med samlet drift brukes systemvern for å unngå nettkollaps og avbrudd for sluttbrukere. I et overskuddsområde brukes automatisk frakobling av produksjon (PFK). Sammen med flytbasert markedskobling vil dette redusere tiden med N-0 drift og svekket driftssikkerhet, som forklart i behovsanalysen. Vi forventer likevel at det vil oppstå behov for å dele nettet i spesielt våte perioder etter hvert som det blir etablert flere kraftverk nord for Sognefjorden og de nye mellomlandsforbindelsene blir satt i drift.

Driften av kraftsystemet baserer seg sjelden på et intakt nett. Revisjoner fra tidlig vår til sent på høsten og feil innebærer at vi i liten grad drifter et nett uten reduksjoner. For normalt å kunne opprettholde høy kapasitet til markedet samtidig som vi ivaretar sikker strømforsyning er det derfor viktig å ha fleksibilitet og en viss ekstra kapasitet i transmisjonsnettets.

Utkobling i byggefasen

Vi har ikke verdsatt kostnader for utkobling siden vi vurderer dette til å være neglisjerbart i forhold til andre virkninger. Ny trasé bygges ved siden av eksisterende før denne rives, og alle utkoblinger skal planlegges og meldes inn i god tid. Vi antar også at de samme utkoblingene vil gjelde i nullalternativet når vi gjennomfører de ulike fornyelsene. Det er mulig at total utkoblingstid blir noe høyere i nullalternativet siden vi i mindre grad får samkjørt tiltak flere steder samtidig som forbindelsen er koblet ut. Samtidig vil disse utkoblingene og eventuelle kostnader være lenger ut i tid og bli diskontert ned.

Prosjektet har skissert en utkoblingsplan i utbyggingsalternativet. Det er planlagt med to dager utkobling av Aurland – Sogndal per måned i sommersesongen for utflyging av pilotline, ca. 6 utkoblinger. Deretter ca. 3 uker helt på slutten av prosjektet for kryssinger og sammenkoblinger. Ved strekking over koblingsanlegget i Aurland vil det kreves utkobling av samleskinne i 3 til 5 dager. Dette vil finne sted helt på slutten av prosjektet. Dette må samordnes med E-CO som er underlagt et strengt manøvreringsreglement for Vassbygdvatnet. Denne utkoblingen blir samordnet med arbeid på kontrollanleggene.

Restverdi

Levetiden til ledninger er lenger enn analyseperioden på 40 år fra idriftsettelse. Vi kan anta at ledningene også etter 2063 vil gi nyttevirksomheter. Dette gir en restverdi som i prinsippet også skal verdsettes på lik linje med andre virkninger. Samtidig er verdien av dette meget usikker, og størrelsen av diskonterte nyttevirksomheter i perioden 2063-2100 kan bli relativt små. Vi mener også at restverdien etter 2063 ikke er beslutningsrelevant for om vi skal bygge i dag eller ikke. I tillegg vil nyttevirksomheter etter 2050 bli helt like for nullalternativet og utbyggingsalternativet hvis nullalternativet reinvesterer med 420 kV materiell, som er den mest rasjonelle og realistiske strategien.

5.4 Realopsjoner

Som beskrevet over knytter det seg usikkerhet til alternativene, og ved beslutning under usikkerhet er det verdifulle med fleksibilitet. Flexibilitet til å respondere på eventuell ny informasjon som reduserer denne usikkerheten kan ha en betydelig verdi. Under vurderer vi hvilken flexibilitet de ulike alternativene representerer og i hvilken grad denne kan bidra til å påvirke hvilken løsning som anbefales.

Det kan være mulig å utsette prosjektet ved lite utbygging av ny fornybar

Denne analysen viser at lønnsomheten til tiltaket er mest avhengig av fremtidig kraftpris og hvor mye ny fornybar kraftproduksjon som blir bygget ut nord for Sognefjorden. Dette gjelder særlig uregulert vannkraft, siden det i våte år vil bli økt risiko for tap av vann ved fortsatt stor flaskehals på Aurland-Sogndal. Hvor mye ny vannkraft som blir realisert de neste årene er usikkert. Samtidig tilsier fristen for elsertifikater, som er satt til 2021, at vi de neste par årene vil få mer informasjon om hvor mye som blir bygget ut på kort sikt.

Hvis vi i løpet av årene frem mot byggestart ser at det blir realisert langt mindre ny fornybar kraftproduksjon i området enn forventet, vil lønnsomheten av tiltaket bli redusert. Usikkerhetsanalysen viser at det er behov for omtrent 800 GWh uregulert småkraft fra dagens nivå for at prosjektet skal bli mer lønnsomt enn nullalternativet. Dette tilsvarer ca. 400 GWh mer enn det som er under bygging. I ytterste konsekvens **kan** det derfor være rasjonelt å utsette prosjektet. Frem til byggestart (ca. 2020) har vi derfor en opsjonsverdi i å skjerme prosjektet for pessimistisk scenario, fordi vi har mulighet til å utsette prosjektet før investeringskostnader påløper. Selve verdien av opsjonen er krevende å fastslå, da det avhenger av hvordan volum og kraftpris vil utvikle seg i fremtiden.

Det er imidlertid usikkerhet i estimatet for mengde ny fornybar for å nå break-even mot nullalternativet, og det kan endre seg over tid. Mengde storkraft og vindkraft vil også påvirke mengden som gir lønnsomhet, men ikke i like stor grad i løpet av 2020-tallet. Etter 2030 vil lønnsomheten av tiltaket i større grad være avhengig av utbygging av vann- og vindkraftproduksjon nordover i Norge og av at vi forventer et generelt høyere kraftpris. Det er derfor ikke gitt at prosjektet blir ulønnsomt med liten utbygging i området nord for Sognefjorden i løpet av 2020-tallet, men heller at det kunne vært mer lønnsomt å avvente investeringen.

Samtidig kan det være samordningsgevinster med å foreta investeringen samtidig som vi uansett må reinvestere fjordspenn over Sognefjorden og gjøre tiltak i Aurland 1 stasjon. Gitt tilstandsvurdering vil disse investeringene uansett påløpe rundt 2025 og reduserer gevinsten ved å utsette. Ved en eventuell utsettelse av utbyggingsalternativet kan det i tillegg bli behov for å starte planleggingen på nytt, slik at kostnader som til nå regnes som påløpte vil gjøre seg gjeldende igjen. Dette taler igjen for at det kan være rasjonelt å bygge en ny forbindelse i løpet av 2020-tallet til tross for mindre utbygging av ny fornybar enn forventet. Vi vurderer en potensiell gevinst ved å utsette som så liten at vi i utgangspunktet ikke anbefaler dette. Samtidig vil vi kunne avdekke en eventuell opsjonsverdi i en oppdatert analyse før byggestart. Etter gjeldende fremdriftsplan er dette mot slutten av 2020.

6 Føringer for neste fase

Gjennomføring av prosjektet er betinget av tilstrekkelig utbygging av ny fornybar kraftproduksjon

Vi anbefaler å søke konsesjon på en ny forbindelse, men vi bør samtidig observere planer og investeringer i ny fornybar i området frem mot investeringsbeslutning og byggestart. Lave kraftpriser og mindre utbygging av fornybar kraftproduksjon har høy innvirkning på nyttevirksomheter. Selv om tiltaket uansett vil bli lønnsomt på lang sikt, **kan** det i en slik situasjon være mer rasjonelt utsette prosjektet. Dette må sees i sammenheng med øvrige fornyelser på forbindelsen, da det uansett kan være rasjonelt å øke kapasiteten når vi først utfører en større reinvestering på forbindelsen. Vi vil kunne avdekke dette i en oppdatert samfunnsøkonomisk analyse før byggestart. Konsesjonssøknaden bør være tydelig på hvilke betingelser som ligger til grunn for at vi bygger en ny forbindelse.

Prioriter kostnadseffektive løsninger

Prosjektet forøvrig bør være et kostnadsstyrt og ikke tidsstyrt prosjekt. Selv om man ved eventuelle forsinkelser utsettes for en risiko, er det lav sannsynlighet for at oppståtte hendelser vil medføre store avbruddskostnader. Prosjektet bør heller prioritere å sikre kostnadseffektive løsninger og gode avtaler med leverandørene. Herunder må prosjektet koordinere sine tiltak med øvrige tiltak i området. Det vil være fornuftig å gjennomføre prosjektet på et tidspunkt som utnytter tilgjengelige ressurser i Statnetts organisasjon og i leverandørmarkedet.

Det kan være samordningsgevinster med andre prosjekter

Aurland stasjon er foreløpig ikke inkludert i ledningsprosjektet. Vi påpeker at det kan være samordningsgevinster ved å inkludere ny stasjonsløsning i prosjektet til Aurland-Sogndal, f.eks. reduserte byggherrekostnader, kostnader for prosjektledelse og utkoblinger. Samtidig kan det være negative konsekvenser dersom dette forsinkes ledningsprosjektet eller på en annen måte fører til økte kostnader for prosjektet. Vi anbefaler at prosjektet avklarer muligheter og trusler av en slik samordning.

Forbindelsen Hove-Sogndal har fjordspenn over Sogndalsfjorden og Sognefjorden. Over Sogndalsfjorden går dette spennet i parallell med Aurland-Sogndal, og prosjektet omfatter derfor nytt fjordspenn for Hove-Sogndal her. Fjordspenn over Sognefjorden nærmer seg også tidspunkt for reinvestering. Det kan være kostnadsbesparende å reinvestere dette fjordspennet samtidig eller i kombinasjon med at Aurland-Sogndal gjennomføres. Vi anbefaler at også dette blir vurdert av prosjektet.

En oppgradert forbindelse kan redusere behovet for installerte systemvern

Som nevnt i behovsanalysen er det installert flere systemvern som har muligheten til å koble ut produksjon i større regulerbare kraftverk ved behov. Dette kan f.eks. benyttes når vi risikerer tap av vann i uregulerte kraftverk, som har en større kostnad enn utsatt produksjon. De er også installert for å øke fleksibiliteten i nettet, særlig ved planlagte utkoblinger og feil. Med en oppgradert forbindelse med høyere kapasitet vil behovet for systemvern reduseres. Vi anbefaler at systemansvarlig i Statnett vurderer behovet for å fortsatt ha disse systemvernene etter Aurland-Sogndal er oppgradert.

Det er usikkert om det blir etablert fiber på Aurland-Sogndal i nullalternativet.

Som beskrevet tidligere planlegger Statnett å etablere fiber (OPGW) på Aurland-Sogndal for å få sammenhengende fiber mellom Oslo og Sunndalsøra. Det er noe usikkert om fiber blir realisert i nullalternativet, siden Statnett ikke har tatt en selvstendig beslutning om dette. Et IKT-prosjekt som

dette måtte blitt begrunnet på selvstendig grunnlag, og kostnaden for fiber vil måtte forsvares av nyttegevinster og/eller myndighetskrav. Den samfunnsøkonomiske verdien av dette tiltaket er ikke inkludert i denne analysen.

Kostnad for tiltaket i nullalternativet er om lag 25 MNOK, med nåverdi på 20 MNOK. Dette er en merkostnad i forhold til utbyggingsalternativet. Tiltakets størrelse er ikke stort nok til å endre rangering av alternativer, uansett om det kommer eller ikke i nullalternativet.

7 Kilder

[1] Offentlig: KVU, Nettforsterkning sørover fra Sogndal, Statnett, 2012.

Nettside:

<http://www.statnett.no/PageFiles/3789/Dokumenter/~3-%20Forsterkning%20av%20nettet%20p%C3%A5%20Vestlandet/KVU%20fra%20Sogndal%20og%20s%C3%B8rover.pdf>

Ikke offentlig: Økt kapasitet over Sognefjorden – Konseptvalg / BP1, KL-sak 2012-14-140. Dok ID: 1601856, 23.04.2012

[2] Ikke offentlig: Tilstand og reinvesteringsbehov for 300 kV Aurland-Sogndal og Aurland stasjon, Dok. ID: 2615511, 01.11.17

[3] Offentlig: Plan for Anleggsforvaltning 2017 (PFA 2017) Dok. ID: 2498096

[4] Offentlig: En vurdering av behov og videre prosjektutvikling av Aurland - Sogndal, Dok. ID: 2439225, 08.02.2017

[5] Ikke offentlig: Møtereferat, oppfølgingsspørsmål til D&M vedr. tilstandsvurdering, 06.12.2017. Dok. ID: 2747721

[6] Ikke offentlig: Reinvesteringspolicy IKT infrastruktur, KL-Sak 2011-20-179, 30.05.2011.

[7] Ikke offentlig: Behov for fiber på Aurland-Sogndal, Petter Kummeneje (epost 15.01.2018. Dok. ID: 2749844) og Henrik Wingaard (e-post, 01.02.2017. Dok. ID: 2749845)

[8] Ikke offentlig: Aurland – Sogndal spørsmålsliste nullalternativ. Steinar Beurling (epost 10.11.2017). Dok. ID: 2749848

[9] Ikke offentlig: Hva skal skje med autotrafoen på Aurland 1? Epost (prosjektleder, Statnett transport, Direktør driftsområde sør) Dok. ID: 2266350.

[10] Offentlig: Langsiktig markedsanalyse, Norden og Europa 2016-2040, Statnett. Nettside: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Nyheter%20-%20vedlegg/Nyheter%202016/Langsiktig%20markedsanalyse%20Norden%20og%20Europa%202016%E2%80%932040.pdf>

[11] Offentlig: NVE oversikt av konsesjonssaker med kostnad

[12] Ikke offentlig: Driftskostnader for ledning, kabel og stasjoner i samfunnsøkonomiske analyser, 22.09.2015, Internt notat i Plan og Analyse

[13] Offentlig: Veileder til retningslinje for behandling av støy I arealplanlegging (T-1442/2016), Miljødirektoratet. Link: <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M128/M128.pdf>

[14] Ikke offentlig: Intern epost fra prosjektleder Tor Morten Sneve som oppsummerer beslutningsløpet i Statnett rundt tilkobling i Aurland 1 stasjon. Inneholder lenker til interne beslutningsmøter. Dok. ID: 2714567

[15] Offentlig: Fremdriftsplan Northconnect, hentet 12.03.2018. Nettside: <http://www.northconnect.no/project>

[16] Offentlig: Veileder i samfunnsøkonomiske analyser, Direktoratet for Økonomistyring (DFØ), 2014, Nettside: <https://dfo.no/filer/Fagomr%C3%A5der/Utreddinger/Veileder-i-samfunns%C3%B8konomiske-analyser.pdf>

[17] Offentlig: Statnetts håndbok for samfunnsøkonomiske analyser, ikke publisert p.d.d.

[18] Offentlig: Utreddningsprogram 420 kV Aurland-Sogndal, 3.11.2014, Nettside: <http://www.statnett.no/PageFiles/3789/Dokumenter/Utreddningsprogram%20fra%20NVE/Utreddningsprogram%20420%20kV%20Aurland-Sogndal%20med%20vedlegg.pdf>

[19] Offentlig: Northconnect – Analyse av innenlandsk nettbehov. Statnett, desember 2017

Nettside: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201101044/2267684>

[20] Ikke offentlig: Systemnytte av oppgradert Aurland-Sogndal til 420 kV, Statnett, 10.04.17, Dok. ID: 2749809

8 Vedlegg

8.1 Vedlegg 1: Mål og Rammer

Det overordnede kravet bak utviklingen av kraftsystemet er at den skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven og Statnetts vedtekter. Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) slår fast at man med samfunnsmessig rasjonelt og samfunnsøkonomisk lønnsomt mener det samme. Kravet om samfunnsøkonomisk lønnsomhet innebærer at den samlede nytten ved et tiltak må overstige kostnadene. Både prissatte og ikke-prissatte virkninger skal inngå i vurderingen. Vurderinger av samfunnsmessig rasjonalitet legges til grunn for konsesjonsbehandlingen. Det følger videre av Meld. St. 65 (2015-2016) (energimeldingen) at en konsesjon ikke innebærer en plikt til å bygge. Forhold som påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i et prosjekt kan endre seg etter at konsesjonen er gitt.

Selv om det overordnede kravet bak utviklingen av kraftsystemet er samfunnsmessig rasjonalitet er det likevel hensiktsmessig å stille opp hvilke mål det er ønskelig at et tiltak oppfyller. Det er også nyttig å kartlegge hvilke lover, forskrifter og føringer som også bør oppfylles. Dette vil være retningsgivende for hvilke muligheter som blir vurdert og hvilke alternativer som er særlig relevante. I det følgende blir derfor mål og de viktigste rammene som vi må forholde oss til gjennomgått.

Samfunns mål og effektmål

Samfunns mål og effektmål skal bygge på det prosjektutløsende behovet. Målene angir tiltakets påtenkte virkning og gir et uttrykk for prosjektets ambisjonsnivå.

Samfunns målet skal beskrive hvilken samfunnsutvikling prosjektet skal bygge opp under og er knyttet til tiltakets virkninger for samfunnet. Effektmålet beskriver hvilke virkninger som søkes oppnådd for brukerne av tiltaket.

Figur 22 viser sammenhengen mellom ulike prosjektutløsende behov, samfunns mål og effektmål. Det overordnede kravet om en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet er også synliggjort.



Figur 2214: Sammenhengen mellom ulike behov, samfunns mål og effektmål.

Samfunns mål

I nettmeldingen presenterte regjeringen følgende mål for samfunnsutviklingen, som har konsekvenser for modernisering og utbygging av strømmettet:

- Sikker tilgang på strøm i alle deler av landet.
- Høy fornybar elektrisitetsproduksjon.
- Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet.
- Tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store prisforskjeller i strømpris mellom områder.
- Et klimavennlig energisystem som tar hensyn til naturmangfold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser.

Det identifiserte prosjektutløsende behovet vil gjerne ha en klar sammenheng mot et av disse samfunnsmålene (se figur). Samtidig vil tiltak også kunne påvirke måloppnåelsen innenfor flere områder, og kanskje også i ulike retninger. Et tiltak kan for eksempel øke forsyningssikkerheten og samtidig legge til rette for mer fornybar elektrisitetsproduksjon og næringsutvikling. På den annen side kan samme tiltak medføre store inngrep i naturen som er til ulempe for lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser. Måloppnåelsen må også vurderes opp mot investeringskostnadene.

Ingen mål skal altså behandles som absolutte og totalt sett er det ikke alltid det beste for samfunnet å nå nettmeldingens samfunns mål – kostnadene og ulempene kan bli for store. Statnett tillegger derfor ikke måloppnåelsen noen egenverdi i våre samfunnsøkonomiske analyser og tiltak må begrunnes i samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Oppnåelse av samfunns mål kan imidlertid bli vektlagt særskilt av myndighetene i deres behandling.

Nettmeldingen viser videre til generelle overordnede mål for nettselskapene:

- En best mulig tilpasning av nettkapasiteten til endringer i forbruk og produksjon, ved å være tidlig ute med planlegging og investeringer. Planleggingen må ta hensyn til at det er stor usikkerhet om den fremtidige utviklingen i etterspørsel etter overføringskapasitet.
- Legge til rette for en god og tidlig dialog med interessenter og sørge for at utbyggingene skjer med minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og andre arealinteresser.
- Ha kompetanse og kapasitet til å gjennomføre kostnadseffektive utbygginger med så korte utbyggingstider som mulig.

Effektmål

Effektmålet bygger opp under samfunnsmålet og skal også være utledet av behovet som er identifisert. Målene skal gi et presist svar på hva som er ønsket oppnådd tilstand og skal være retningsgivende for eventuelle tiltak. OEDs veileder³³ lister opp noen eksempler på hvordan effektmål kan formuleres i store kraftlinjeprojekt:

- N-0 drift i et område fjernes.
- Muliggjøre tilknytning av nytt forbruk på et gitt antall MW til et spesifikt område.
- Muliggjøre tilknytning av et gitt antall MW ny fornybar produksjon i et spesifikt område.
- En økning på et gitt antall MW handelskapasitet mellom angitte og eksisterende prisområder uten at andre handelsgrenser reduseres.

Normalt er det ett prosjektløsende behov i prosjektet. Normalt vil det da også være ett effektmål. I noen tilfeller kan det imidlertid være grunnlag for å ha flere effektmål. Dette kan for eksempel gjelde for store områdeutredninger hvor det er identifisert flere problemer og man vurderer overordnede konsepter som kan bidra til å løse flere problemer samtidig.

Rammer (lover, forskrifter, retningslinjer)

Avveiningene vi gjør i våre samfunnsøkonomiske analyser må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og de må være i overenstemmelse med gjeldene lover og forskrifter.

I våre analyser beskriver vi derfor Statnetts mulighetsrom og hvilke absolutte og ufravikelige krav (skal-krav) det relevante prosjektet må tilfredsstillende. Denne beskrivelsen legger føringer for hvilke alternativer som blir vurdert og hvilke forhold vi fokuserer på i analysen. Det er imidlertid viktig å ha i mente at vi har mulighet til å søke fritak fra noen av kravene vi er underlagt, dersom dette er samfunnsmessig rasjonelt.

For denne analysen er det særlig følgende lover, forskrifter og krav som er relevante å ta hensyn til i den samfunnsøkonomiske analysen:

Anleggene skal holdes i driftssikker stand

Konsesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget, slik at konsesjonsgitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden (Energilovforskriften §3-5a).

³³ OED 2013. Veileder – Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker.

Utbygging bør gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og arealinteresser

Nettutviklingen skal ta hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt, jf. energiloven § 1-2. Allmenne interesser som søkes hensyntatt er blant annet miljø, klima, landskap, friluftsliv, andre næringer, lokalsamfunnet og storsamfunnet. I planleggingen av tiltakene er det derfor viktig å kartlegge hvordan for eksempel miljøulemper og belastning på tredjepart kan minimeres. Vurderinger av virkninger på naturmangfold, landskap og arealinteresser skal også være en integrert del av de samfunnsøkonomiske vurderingene til nettselskapene og myndighetene. Også naturmangfoldloven, som har til formål å ta vare på naturen ved bærekraftig vern og bruk, og kulturminneloven, som har til formål å verne om kulturminner, oppstiller krav som gir føringer for nettutviklingen.

8.2 Vedlegg 2 – Metode og forutsetninger

En samfunnsøkonomisk analyse skal i størst mulig grad fange opp alle typer virkninger for alle grupper i samfunnet som blir berørt av et tiltak. Samfunnsøkonomiske analyser viser om tiltak totalt sett er lønnsomme for samfunnet eller ikke, og gir grunnlag for å rangere og prioritere mellom ulike tiltak. I tillegg til å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av tiltakene i kroner vurderer man i hvilken grad virkninger som ikke lar seg verdsette i kroner bidrar til å gjøre tiltaket mer eller mindre lønnsomt for samfunnet.

Den samfunnsøkonomiske analysen i denne rapporten benytter metodikk anbefalt av OEDs veileder for konseptvalgutredninger (2013) og Finansdepartementets veileder i samfunnsøkonomisk analyse (2014), og rundskriv (R-109/2014). Vi henviser også til DFØ sin veileder [16] og til Statnetts håndbok [17]. Sistnevnte skal offentliggjøres innen andre kvartal 2018.

Den samfunnsøkonomiske analysen gjøres med utgangspunkt i reelle størrelser. Kalkulasjonsrenten er satt til 4% for investeringer i nettanlegg. I metodekapittel for ny fornybar kraftproduksjon bruker vi en kalkulasjonsrente på 6% som utgangspunkt. Valg av basisår for neddiskonteringen er satt til 2018. Analyseperioden er satt til 40 år fra idriftsatt anlegg (2023-2063).

Det finnes ulike typer samfunnsøkonomiske analyser. I vurdering av nye nettiltak benytter vi normalt en nytte-kostnadsanalyse. I en nytte-kostnadsanalyse verdsettes alle positive og negative virkninger av et tiltak i kroner så langt det lar seg gjøre, ut fra et hovedprinsipp om at en konsekvens er verdt det befolkningen til sammen er villig til å betale for å oppnå den eller for å unngå den. Dersom betalingsvilligheten for alle tiltakets nyttevirksomheter er større enn summen av kostnadene, defineres tiltaket som samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er en nytte-kostnadsanalyse som ligger til grunn for analysen i denne rapporten.

Nærmere om modellsimuleringer:

Vi har forutsatt at Norden innfører flytbasert markedskobling før 2023. Flytbasert markedskobling gir bedre utnyttelse av den fysiske nettkapasiteten. Det gjør den ved å ta hensyn til fysikken i nettet i markedskoblingen, sammen med fordelingen av produksjon og forbruk. Isolert sett forventer vi at flytbasert markedsklarering gir mindre men mer hyppige prisforskjeller. I sum reduserer dette det samfunnsøkonomiske tapet knyttet til flaskehals, sammenlignet med dagens markedsløsning.

Til 2023 har Statnett gjennomført flere innenlandske nettinvesteringer og satt i drift NordLink og NSL. Utviklingen i det europeiske og det nordiske kraftmarkedet har stor betydning for hvordan norsk kraftflyt vil endre seg, og her legger vi Statnetts Langsiktige Markedsanalyse til grunn. NorthConnect

planlegger å sette mellomlandsforbindelse i drift 1. kvartal 2023. Vi har lagt dette tidspunktet til grunn i vår analyse av innenlandsk nettbehov i tilfelle NorthConnect gjennomføres, men har ikke lagt denne investeringen inn i vårt forventningsscenario.

Med Samnett-modellen simulerer vi både kraftmarked og kraftsystemet med god tidsoppløsning sekvensielt over ett år, gitt våre forutsetninger om produksjon, forbruk og overføringskapasitet ved ulike stadier framover i tid. For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi normalt over 25 historiske værår hver gang. Samnett løser flaskehalsen mellom prisområder med flytbasert markedskobling. Vi har mulighet for en finere inndeling i prisområder i modellen enn i dagens marked, og forutsetter en inndeling som i størst mulig grad løser flaskehalsene i det aktuelle scenarioet. Med PSS/E-modellen vurderer vi kapasitetsgrenser og spenningsforhold, og studerer feilsituasjoner og utfall mer i detalj. Resultatene fra modellsimuleringer drøftes alltid opp mot historikk, kunnskap fra tidligere analyser og driftserfaringer. Vi gjør også sensitivitetsanalyser for å belyse hvordan en annen utvikling i sentrale forutsetninger, enn det vi legger til grunn i forventningsscenarioet, påvirker analysene.

Metode for ny fornybar kraftproduksjon

For vannkraft kategoriserer vi relevante prosjekter i tre stater: *Under bygging*, *konsesjonsgitt* og *søkt konsesjon*. Sannsynligheten for realisering av vannkraft er forskjellig mellom statusene. Som utgangspunkt i analysen har vi benyttet realiseringsgrader på henholdsvis 100%, 80% og 36 %. Dette er basert på erfaringstall fra NVE. For vindkraft har vi ikke tilsvarende erfaringstall, og har brukt en skjønsmessig vurdering basert på det vi vet i dag om status for de relevante vindkraftprosjektene. Samtidig er ikke våre resultater like sensitive for mengde vindkraft som for småkraft.

Vi har tatt utgangspunkt i NVE sin database med fornybarprosjekter og status for disse når vi har kartlagt potensialet i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal [11]. Databasen er ikke til enhver tid oppdatert og har erfaringsmessig en del feil og utdatert informasjon, men gir oss likevel en oversikt. Det er derfor en viss usikkerhet som allerede ligger i kildegrunnet. Vi får jevnlig oppdatert informasjon fra NVE, men har også gjort egne oppdateringer etter hvert som vi har fått ny informasjon om status til de ulike prosjektene/kraftverkene. Verktøyet er derfor bygget på med egne kolonner som er noe mer oppdatert enn det som er oppgitt av NVE.

Metode for å finne mengde ny Vannkraft:

Det første vi har gjort er å filtrere bort de kraftverkene i oversikten som ikke ligger i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal. Vi har også trukket ut de kommunene i Sogn og Fjordane som ligger sør for Sognefjorden. Høyanger kommune ligger både nord og sør for Sognefjorden, så her har vi gjort et manuelt uttrekk av kraftverkene sør for fjorden ved hjelp av NVE Atlas som ligger på NVE sine nettsider.

Under bygging:

Vi har et eget ark for dette, som jevnlig oppdateres etter ny informasjon fra NVE. Arket er sist oppdatert 30.11.2017. Vi antar at de kraftverkene som er investeringsbesluttet og som har startet byggearbeid vil realiseres med 100% sannsynlighet. Dette er ca. 200 MW / 560 GWh.

Konsesjonsgitt:

Vi har brukt arket *NVE Konsesjonssaker med kostnad*, som er oppdatert 23.11.2017. I tillegg til filtrene som er beskrevet ovenfor bruker vi kolonnen *forenklet status*, som er vår egen kolonne som er mer oppdatert enn det som står under *Hovedstatus* og *Stadium*. Det er for eksempel en stor andel kraftverk

som har status *søknad* i disse kolonnene, men som vi har oppdatert til *byggeklar* i kolonnen *forenklet status* etter at de har fått konsesjon.

Mengde konsesjonsgitt kraftproduksjon i det relevante området er ca. 1200 GWh / 435 MW. Med realiseringsgrad på 80% utgjør dette 970 GWh / 340 MW.

Søkt konsesjon:

Vi har brukt siste oppdatering fra NVE i fjerde kvartal 2017 men som pr. 20.02.2018 ikke er lagt inn i arket *NVE Konsesjonssaker med kostnad*. Filtrering på status er noe mer komplisert, da det er tre kolonner å velge mellom: *Hovedstatus*, *Siste status* og *Rapport*. Vi anser kolonnen *Rapport* som den mest oppdaterte. Denne inneholder noe mer informasjon og er mest konsistent i forhold til hva som står under de andre kolonnene. Vi inkluderer konsesjonssøkt vannkraft, også klagesaker som ikke er avgjort enda. Sum utgjør 892 GWh / 330 MW.

Med realiseringsgrad på 36% utgjør dette 320 GWh / 120 MW

Tabellen nedenfor oppsummerer resultatene og hva vi legger inn i modellen av vannkraft.

| Status | Under bygging | Konsesjonsgitt | Søkt konsesjon | Sum |
|----------------------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Funnet i NVE sin oversikt | 574 GWh / 200 MW | 1212 GWh / 430 MW | 892 GWh / 330 MW | 2678 GWh / 960 MW |
| Andel storkraft | 200 GWh / 80 MW | 480 GWh / 200 MW | 520 GWh / 220 MW | 1200 GWh / 500 MW |
| Forventet realisert | 570 GWh / 200 MW | 970 GWh / 340 MW | 320 GWh / 120 MW | 1860 GWh / 660 MW |
| Forventet utover bygging | | 550 GWh / 300 MW | 320 GWh / 120 MW | 1290 GWh / 420 MW |

I tabellen har vi vist hvor mye storkraft utgjør av total kraft (øverste rad) fordi dette kan ha andre produksjonsprofiler enn småkraft, avhengig av om det er regulerbart eller ikke. Vi har også undersøkt om storkraften egentlig bare er en økning av eksisterende produksjon eller erstatning av et gammelt kraftverk, som ofte er tilfellet. Vi har foretatt justeringer der det har vært nødvendig. I tillegg er det en del kraftverk som har vintertilsig og avviker noe i forhold til annen småkraft da det ikke vil pålaste snittet over Sognefjorden like mye på sommeren. Dette er lagt inn i modellverktøyet vårt.

Drøfting av om forventet mengde ny vannkraft er realistisk:

Sagt på en forenklet måte; Når vi beregner nytten av ny Aurland-Sogndal legger vi først inn forventet mengde vannkraft³⁴. Deretter bruker vi vårt modellverktøy til å simulere med og uten oppgradert ledning. Dette betyr i prinsippet at vi legger inn like mye vannkraft i det relevante området uansett om Aurland-Sogndal blir oppgradert eller ikke.

Samtidig vet vi at prisnivået nord for Sognefjorden i snitt blir lavere desto mer kraft som blir bygget ut, så lenge det er en vesentlig flaskehals over Sognefjorden. En kan derfor argumentere for at en økende

³⁴ Og andre virkninger

flaskehals i takt med utbygging av vannkraft vil føre til stopp for videre utbygging. Dette vil i teorien gjelde når det ikke lenger er flere prosjekter i området som er bedriftsøkonomisk lønnsomme ved forventet langsiktig prisnivå. Nyttverdien av å oppgradere forbindelsen vil da bli mer todelt; Den første nyttevirkingen vil gjelde for eksisterende kraftverk gjennom at de får høyere pris, og en stor del av dette vil heller være fordelingsvirkninger mellom produksjon, forbruk og nett. Den andre nyttevirkingen ville vært verdien av økt kraftproduksjon, siden høyere priser ville gjort flere prosjekter lønnsomme. Det fremkommer av avsnittene nedenfor at vi likevel mener at den første fremgangsmåten er rasjonell i denne saken. Vi bør ikke blande de to metodene siden det kan medføre høy risiko for dobbelttelling av nytte. Dette begrenser muligheten for å inkludere *verdien av økt produksjon* som en separat nytteeffekt ved å oppgradere Aurland- Sogndal.

For at vannkraftprosjektene i området skal være lønnsomme må langsiktig kraftpris være høyere enn langsiktig marginalkostnad (LRMC). I NVE sin database for vannkraftprosjekter ligger det estimat for utbyggingskostnader og forventet årsproduksjon for de fleste prosjekter i området. Sammen med vår og NVE sin standard forutsetning om 0,04 MNOK/GWh driftskostnad har vi mulighet til å anslå langsiktig marginalkostnad (LRMC) for hvert enkelt prosjekt. Merk at denne tilnærmingen innebærer høy usikkerhet siden kostnadstall for disse prosjektene ikke er oppdatert på flere år. Vi bruker 6% diskonteringsrente som utgangspunkt. Vi har ikke inkludert investeringer i transmisjonsnett. Formelen for langsiktig marginalkostnad er:

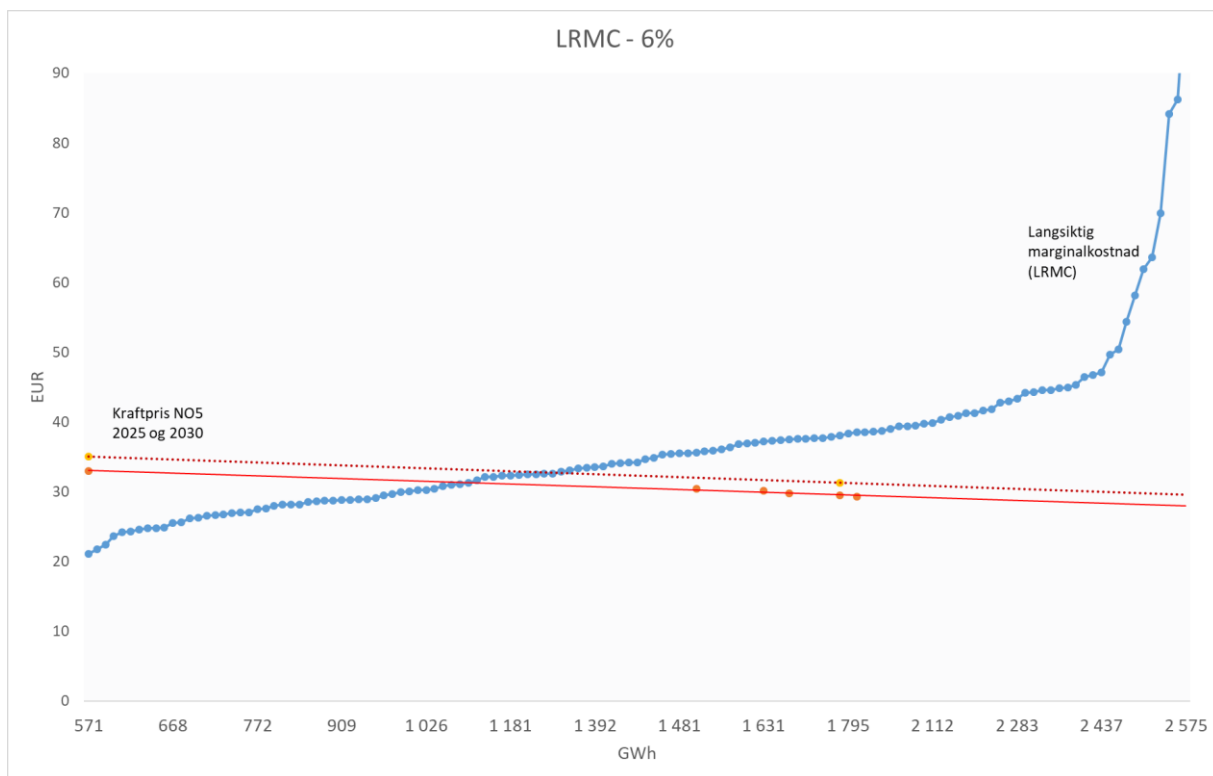
$$\text{LRMC} = \text{Nåverdi av kostnader} / \text{Nåverdi av produksjon}$$

Når vi setter sammen LRMC for alle relevante prosjekter med akkumulert produksjon får vi en kostnadskurve som vi kan bruke til å finne det marginale prosjekt (hvor inntekter akkurat dekker kostnader) ved ulike prisnivå.

Vi har simulert kraftpris i relevant område ved ulike utbyggingsvolum, for årene 2025 og 2030. Dette gir oss en priskurve som vi kan sammenligne med langsiktig marginalkostnad (LRMC).

Figuren nedenfor sammenstiller data som vi har for LRMC og priskurven. Kurven for LRMC (blå) viser alle prosjektene i det relevante området, sortert fra de med laveste LRMC til venstre til de prosjektene med høyeste LRMC til høyre. Priskurven (rød) viser sammenheng mellom utbyggingsvolum og kraftpris nord for Sognefjorden. Den prikkede linjen er 2030-priser, som er noe høyere. X-aksen viser akkumulert utbyggingsvolum. Denne starter på 550 GWh fordi dette enten er investeringsbesluttet vannkraft eller vannkraft under bygging som vi antar kommer uansett. X-aksen kunne startet på 0, men på denne måten er det enklere å relatere dette til størrelsene som vi skriver ellers i notatet (hvor vi ofte snakker om totale størrelser).

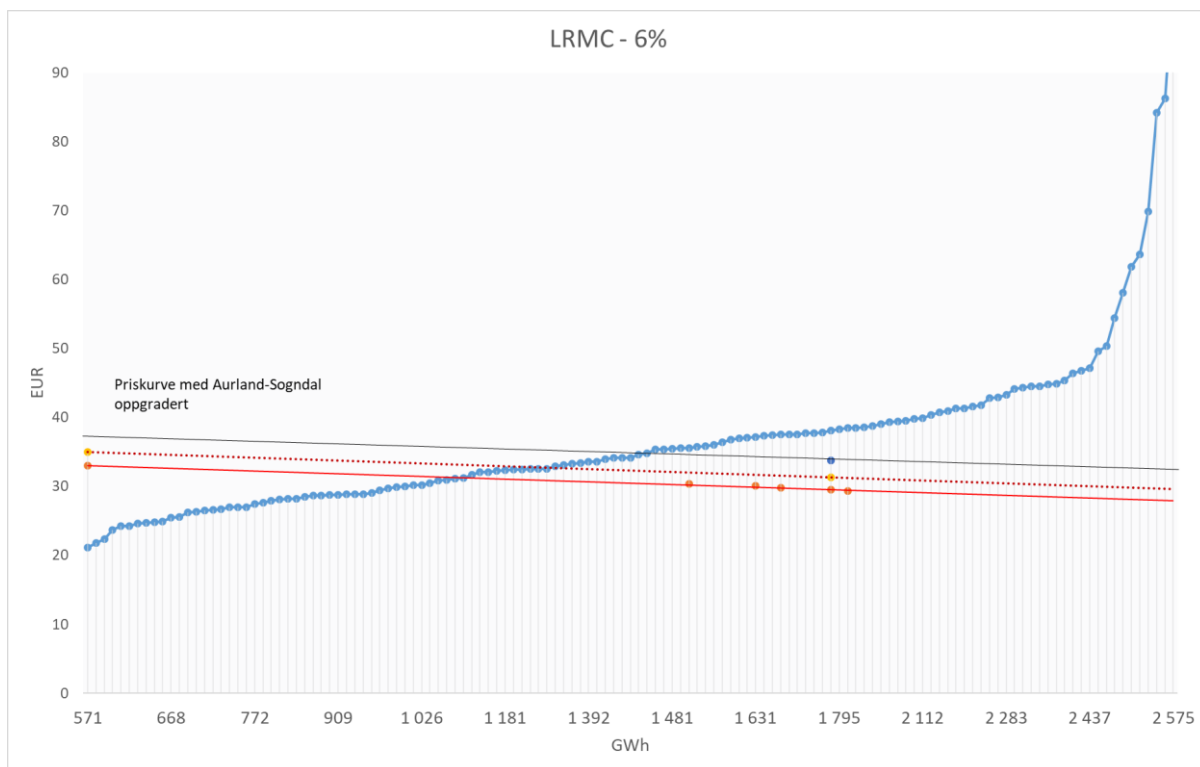
Den teoretiske tilnærmingen er nyttig for å illustrere poenger og grovt anslå størrelser, men vi er forsiktige med å trekke for sterke konklusjoner. Det er flere store usikkerheter i underlaget, og vi mener i tillegg at utbygging i stor grad avhenger av de ulike aktørenes forventninger om fremtiden.



Teorien tilsier at det blir bygd ut ny vannkraft til skjæringspunktet mellom LRMC og priskurven. Ved en prisøkning vil de marginale prosjektene også bygges ut. Med en slik tilnærming ser vi at omtrent 1150-1350 GWh vil bli bygd ut, avhengig av om vi legger til grunn 2025- eller 2030-prisnivå. Merk at avstandene på X-aksen ikke er lineære, så det er noe vanskelig å lese direkte ut fra figuren.

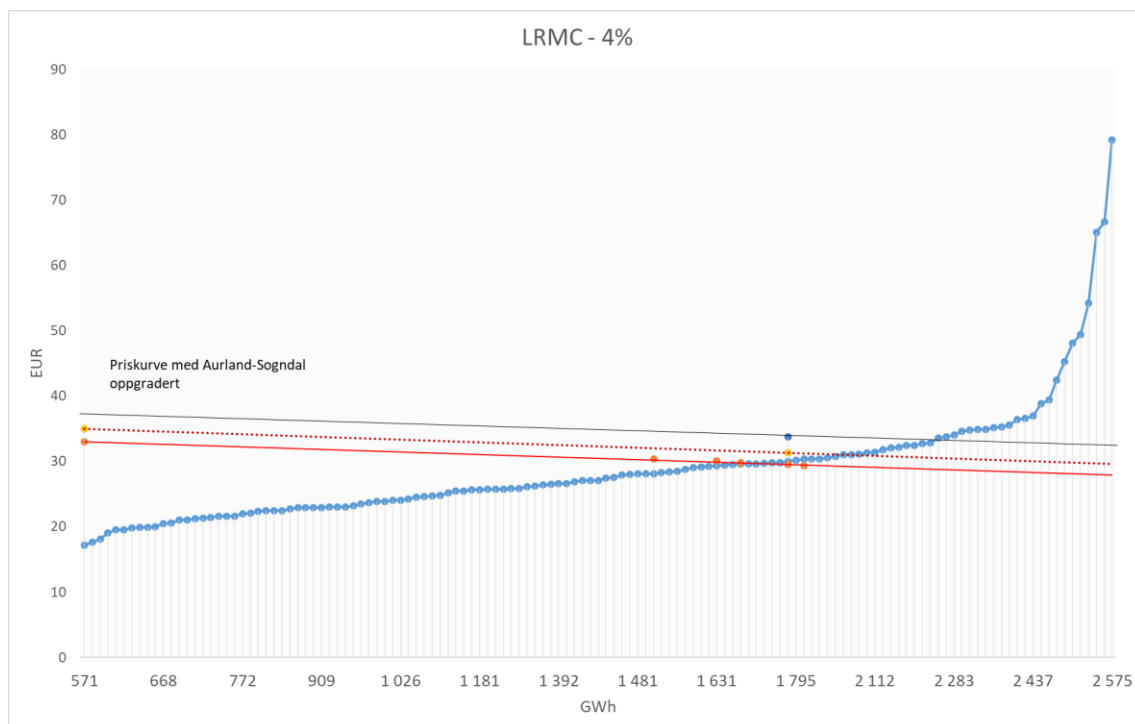
Denne teoretiske tilnærmingen gir et skjæringspunkt ved et utbyggingsvolum som er lavere enn det vi har forutsatt i analysen, men heller ved omtrent break-even mengde for lønnsomhet. Det er samtidig flere momenter som vi tror vil påvirke dette i form av at priskurven skifter opp eller at kostnadskurven skifter ned. Vi forklarer dette nærmere i avsnittene under.

Vi mener at det er nærliggende å anta at vannkraftaktørene er framoverskuende for prisnivå når de står overfor en investeringsbeslutning, og at det derfor er mest aktuelt å bruke priskurven for 2030. Vi mener også at det foreligger en forventning i markedet om at Aurland-Sogndal vil bli forsterket eller at flaskehalsen over Sognefjorden ikke vil vedvare over tid, selv om det er vanskelig å anslå hvor stor denne forventningen er. Aktører som forventer redusert flaskehals over Sognefjorden forventer også i prinsippet en høyere priskurve enn figuren overfor viser. Den sorte priskurven i figuren under illustrerer dette, da dette er simulert situasjon hvis Aurland-Sogndal er bygd ut:



Ut fra denne figuren ser vi at skjæringspunktet øker til omtrent 1500 GWh.

Langsiktig marginalkostnad (LRMC) for prosjektene er særlig sensitiv for hvilken diskonteringsrente vi benytter. I figurene over har vi brukt 6%, men det er sannsynlig at flere prosjekter har lavere avkastningskrav enn dette, da vannkraftproduksjon gir en langsiktig og trygg avkastning. Her har vi ikke endret priskurven, da vi ikke har tilstrekkelig informasjon til å si at denne også vil skifte nedover hvis et lavere avkastningskrav er drevet av et generelt lavere rentenivå i Norge og på kontinentet. Vi antar at denne virkningen er marginal i forhold til virkning på LRMC. Med antakelse om 4% rente ser vi at teorien tilsier et utbyggingsvolum på ca. 2200 GWh.

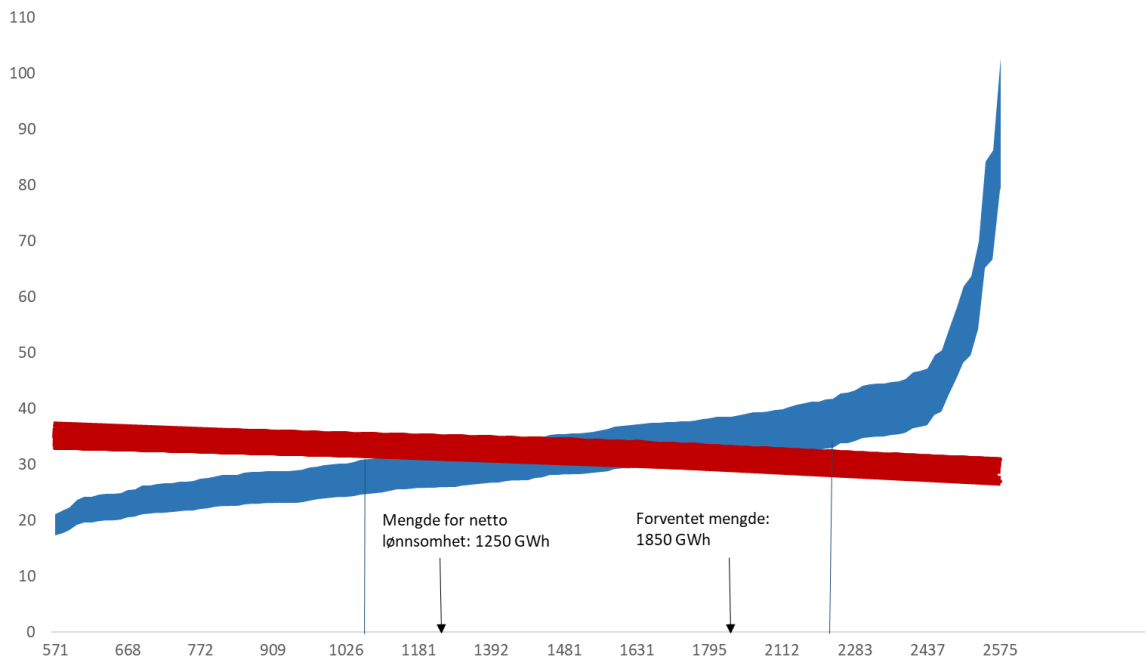


Andre årsaker til at det kan bli mer utbygging enn den teoretiske tilnærmingen:

- Vi antar at aktørene ikke har full og koordinert informasjon om sammenheng mellom gjennomsnittspris og utbyggingsvolum i området, slik at utbygging kan skje videre selv om prosjekter har høyere marginalkostnad enn langsiktig kraftpris i nullalternativet.
- Vi har ikke tatt hensyn til sertifikatpris i denne figuren, og det kan være at flere prosjekter rekker fristen for elsertifikater som er satt til 2021. Dette kan gjøre at priskurven skifter ytterligere oppover, slik at flere prosjekter ser lønnsomhet.
- Analyseperioden er 40 år, og i området nord for Sognefjorden er det et stort potensiale for mer vannkraft enn det som reflekteres av prosjekter i oversikten til NVE.

Oppsummert er det stor usikkerhet rundt hvor mye vannkraft som faktisk vil bli bygget ut i området. Dette avhenger i stor grad av aktørenes kostnader, deres forventinger om framtidig kraftpris og hvilket avkastningskrav de legger til grunn.

I figuren nedenfor har vi brukt tykkere linjer for langsiktig marginalkostnad og prisnivå for å illustrere usikkerheten. Vi ser at utfallsrommet for ny kraftproduksjon er mellom 1100 og 2200 GWh, der linjene bryter. Dette er avhengig av hvilke forutsetninger vi legger til grunn. Vår forventning om ca. 1860 GWh ny vannkraftproduksjon er innenfor dette intervallet, men noe høyere enn middelvei på ca. 1600 GWh. Mengde ny produksjon for netto lønnsomhet, ca. 1250 GWh, ligger relativt lavt i intervallet.



Ut ifra drøftingen ovenfor mener vi at vår forventning om ca. 1860 GWh er realistisk. Sagt på en annen måte så har vi ikke tilstrekkelig informasjon til å avkrefte at et slikt volum vil bli realisert. En lang analyseperiode og stort potensial for ny produksjon nord for Sognefjorden forsterker dette.

Vindkraft:

Som nevnt innledningsvis har vi ikke erfaringstall for realiseringsgrad av vindkraft. Vi har derfor brukt en skjønsmessig vurdering basert på den informasjonen vi har i dag om de aktuelle vindkraftprosjektene.

De aktuelle prosjektene fra databasen til NVE er av type landbaserte prosjekter nord for Sognefjorden i fylkene Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal. Dette er følgende prosjekt:

| | |
|-----------------|--------------------|
| Okla | (20 MW / 65 GWh) |
| Hennøy | (50 MW / 150 GWh) |
| Bremangerlandet | (80 MW / 250 GWh) |
| Lutelandet | (45 MW / 120 GWh) |
| Guleslettene | (195 MW / 450 GWh) |

Prosjektet Ulvegveina har trukket sin søknad.

Tall i MW og GWh er omtrentlige, og vi tar forbehold om at disse endrer seg etter hvert som prosjektene er under utvikling. Vi har kun informasjon om at Hennøy har tatt investeringsbeslutning.

Totalt er dette 390 MW / 1035 GWh. Av dette forventer vi at ca. 270 MW / 700 GWh blir realisert innen 2025.

Det har vært en stor teknologisk utvikling for vindkraft de seneste årene med økende investeringer. Vi forventer at denne utviklingen fortsetter. Med videre utbygging av vindkraft vil dette ha større betydning for flaskehalsen over Sognefjorden enn i dag.

Spesifikke kostnadsestimat (unntatt offentlighet)

Ikke vedlagt i denne rapporten.

8.3 Vedlegg 3: Alternativer fra KVU (2011)

Sammendrag av konsepter fra konseptvalgutredningen i 2011. [1]

Det er definert 4 mulige alternativer for nettførsterkning over Sognefjorden. Midtre alternativ innebærer en spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV ledning Sogndal/Fardal-Aurland til 420 kV. Denne oppgraderingen vil fjerne flere av begrensningene som i nullalternativet er betydelige flaskehals. Sogndal/Fardal-Aurland går fra å være den begrensende komponenten til å bli det mest kritiske utfallet. Oppgraderingen øker kapasiteten over Sognefjorden med ca. 700 MW i forhold til nullalternativet.

Østre alternativ innebærer en oppgradering av eksisterende ledninger mellom Fardal/Sogndal-Leirdøla-Fortun-Øvre Årdal og fra Borgund til Nes, i tillegg til at det må bygges en ny ledning i uberørt natur mellom Øvre Årdal og Borgund. Alternativet gir en tosidig forsyning til Indre Sogn, men den nye ledningen mellom Øvre Årdal og Borgund gjør at kraftproduksjonen i Borgund og Øljusjøen på 300 MW blir liggende innenfor det nye Sognefjordssnittet. Dette betyr at behovet for kapasitet over snittet øker ved bygging av dette alternativet. Kapasiteten ser ut til å øke mellom 200-600 MW i forhold til nullalternativet, avhengig av produksjonsfordelingen. Alternativet gir altså mindre kapasitetsøkning enn det midtre alternativet, i tillegg til at byggeprosessen vil ta svært mye lengre tid, da dette er en vesentlig lengre trasé. 300 kV ledningen Aurland-Sogndal vil fortsatt være den begrensende komponenten, og bygging av det østre alternativet vil forsterke behovet for å oppgradere Aurland-Sogndal for å opprettholde N-1. Østre er med dette ikke en alternativ løsning til det midtre alternativet. Østre er derfor parkert og ikke tatt med videre inn kost/nytte-analysen.

Vestre alternativ innebærer spenningsoppgradering av eksisterende ledninger Sogndal/Fardal-Hove-Modalen-Evanger-Samnanger. På samme måte som i nullalternativet vil kritisk utfall være Refsdal-Modalen, og Sogndal/Fardal-Aurland vil begrense overføringen i snittet. Alternativet øker ikke overføringskapasiteten sammenlignet med nullalternativet, og oppfyller dermed ikke effektmålene. Alternativet er derfor parkert, og er ikke tatt med videre inn i kost/nytte analysen. Det vil derimot være et naturlig senere trinn i oppgraderingen av nettet i området. Sør-Norgestudien viser at nettet mellom Sogndal og Samnanger må oppgraderes før det eventuelt tilknyttes en ny mellomlandsforbindelse i Samnanger.

Kyst-alternativet innebærer bygging av ny linje i uberørt natur fra Grov til Frøyset, og videre i en av to mulige veier til Samnanger. Kystalternativet vil gi omtrent samme overføringskapasitet som det midtre alternativet, men Sogndal/Fardal-Aurland vil fortsatt være den begrensende komponenten. Oppgradering av Sogndal/Fardal-Aurland vil øke nytten av kystalternativet betraktelig. Statnett forventer at det vil bli svært krevende å få godkjent nye ledningstraséer uten at eksisterende traséer er best mulig utnyttet, jfr. Statnetts strategi for spenningsoppgradering. Kystalternativet er også vesentlig dyrere, det vil ta mye lengre tid å realisere, og lange strekninger med nye linjer i uberørt natur vil gi store miljøkostnader. Alternativet er på bakgrunn av dette vurdert til ikke å være en aktuell løsning, og er derfor ikke tatt med videre i kost/nytte-analysen.

8.4 Vedlegg 4: Alternative fjordkryssinger over Sogndalsfjorden

