



# Konseptvalgutredning

Indre Sogn



August 2024



## Forord

Statnett beskrev i *Områdeplan for Sogn og Sunnmøre* i 2023 behovet for en utredning i Indre Sogn ved nye forespørsler om tilknytning av enten økt forbruk eller produksjon. Dette grunnet høyt utnyttet nett. I juni 2023 mottok vi en slik forespørsel fra Hydro Aluminium og Norsun. Utgangspunktet for denne konseptvalgutredningen (KVU) er derfor Hydro og Norsuns planer om økt forbruk i Årdal i Indre Sogn.

Utredningen anbefaler et konsept vi mener løser behovet på den mest rasjonelle måten. Anbefalt konsept omfatter kraftledninger med spenningsnivå på minst 300 kV og lengde på minst 20 kilometer. Utredningen skal derfor gjennom ekstern kvalitetssikring. Kvalitetssikringen er utført av Oslo Economics. Dersom de aktuelle kundene ønsker at Statnett skal gå videre med planlegging av nettiltak vil utredningen leveres Energidepartementet (ED) for en uttalelse.

Utredningen er utarbeidet av Vilde Øverby, Christina Kvamme, Ingeborg Flaten Gunstad, Hallvard Breistein, Anne Line Løvholm, Siri Veila, Torkil Jara Bårdsgjerde og Harris Utne med bidrag fra flere andre.

## Sammendrag

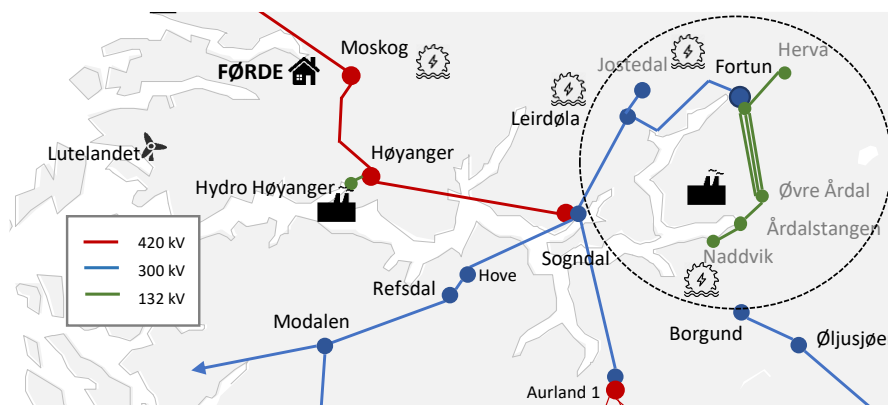
Statnetts mål og samfunnsoppdrag er å sikre strømforsyningen, bidra til verdiskaping, og tilrettelegge for bruk av elektrisitet slik at Norges klimamål kan realiseres. Transport-, energi- og industrisektoren i Norge må de neste 10-20 årene omstilles for å redusere utslippene av klimagasser. For å oppnå dette er elektrifisering det viktigste tiltaket. I tillegg er det et stort potensial og mange planer om utvidelser og nye industriprosjekter som også vil bidra til økt kraftforbruk.

### Hydro har planer om å øke sitt forbruk betydelig i Årdal

Vi har flere aktører som ønsker å øke sitt kraftforbruk i Indre Sogn, der to har bedt Statnett om å utrede hva som skal til for å møte deres behov. Hydro Aluminium i Årdal planlegger å øke sitt kraftforbruk for å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp fra eksisterende aluminiumsproduksjon samt utforske muligheten for å utvide aluminiumsproduksjonen uten nye utslipp. Norsun er en norsk produsent av solceller som ønsker å utvide sin produksjon. Denne utredningen er utløst av disse aktørenes ønske om økt forbruk. Totalt innebærer planene en dobling av kraftforbruket i Indre Sogn fra i overkant av 400 MW til omtrent 800 MW.

### I dag er Indre Sogn forbundet til transmisjonsnett med kun én ledning

Det er i dag én 300 kV-ledning inn til Indre Sogn (stiplet sirkel i kartet under).



Området er preget av produksjonsoverskudd, og i 80 % av tiden produseres det mer kraft enn det forbrukes. Hydros aluminiumsverk i Årdal utgjør store deler av det totale forbruket området. Aluminiumsproduksjon er sårbar for bortfall av krafttilførselen. Med én transmisjonsnettledning inn til Indre Sogn er forbruket helt avhengig av å få dekket sin etterspørsel med lokal vannkraftproduksjon i perioder med feil eller vedlikehold på denne ledningen.

Hvordan dette området relaterer seg til kraftsystemet rundt er beskrevet i Statnetts områdeplaner.

### Statnett skal vurdere hvilket konsept som best møter forbruksplanene

Det er ikke kapasitet verken i regional- eller transmisjonsnett til å gi en driftsmessig forsvarlig tilknytning til mer forbruk eller produksjon i dagens nett. Dagens kraftsystem i Indre Sogn er ikke dimensjonert for en så stor forbruksvekst som legges til grunn for analysen uten at tilknytning av nytt forbruk går på bekostning av forsyningsikkerheten til dagens forbruk. I en situasjon uten feil i nettet er det kapasiteten på ledningene i regionalnettet og utfordringer med lave spenninger som begrenser mulighetene for å tilknytte nytt forbruk. Ved feil i transmisjonsnett er det sikker tilgang på tilstrekkelig lokal kraftproduksjon for å forsyne forbruket som gjør at det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte de forespurte forbruksplanene.

For å identifisere hva som skal til for å kunne møte forbruksveksten gjennomfører Statnett en konseptvalgutredning (KVU). Hoveddelene i denne utredningen er å beskrive behovet, hvilke muligheter som kan dekke behovet og en analyse av alternativene med en samlet vurdering.

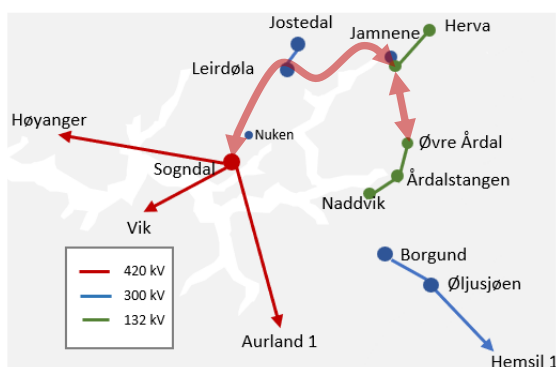
Statnett plikter å kreve anleggsbidrag når en kunde som enten ber om tilknytning, økt kapasitet eller bedre kvalitet utløser behov for tiltak i nettet. Statnett vurderer tiltaket per nå som anleggsbidragspliktig. Dette innebærer at det vil måtte inngås avtaler mellom kundene med behovet og Statnett i forbindelse med prosjektutvikling.

### Vi bruker scenarier for å håndtere usikkerhet i fremtidig forbruksutvikling

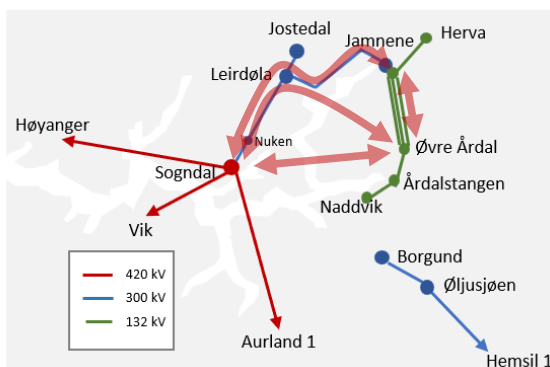
Når vi har vurdert konsepter har vi tatt utgangspunkt i at vi minimum skal kunne tilknytte den forespurte forbruksveksten på 400 MW i Indre Sogn på en driftsmessig forsvarlig måte. Vi har også vurdert andre forbruksutviklinger med både lavere og høyere vekst. I Indre Sogn mener vi at for at tilknytningen skal være driftsmessig forsvarlig, må tilknytningen ha N-1-forsyningssikkerhet. Dette innebærer å ha redundant forsyning slik at utfall av én ledning ikke innebærer at forbruk mister sin forsyning. Dette er også viktig for å kunne ha vedlikehold av dagens anlegg uten at forbruk må kobles ut.

### Tre konsepter kan gi driftsmessig forsvarlig tilknytning til forbruksplanene

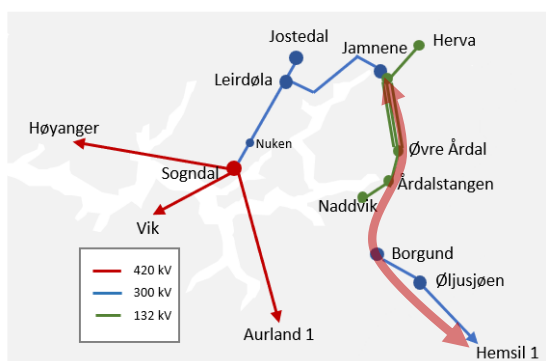
Vi har sett på fire hovedkonsepter i denne utredningen. Disse er vist og forklart i figurene under.



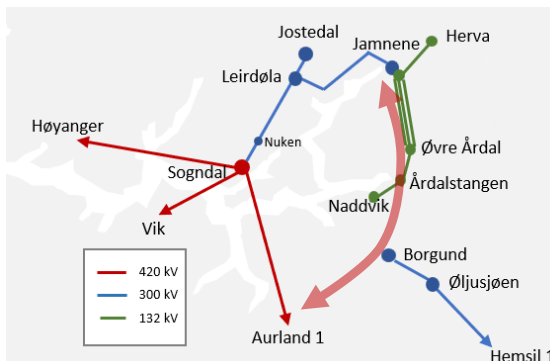
**Konsept 1** – Spenningsoppgradering av dagens 300 kV mellom Sogndal og Jamnene til 420 kV, samt en forsterkning av nettet mellom Jamnene og Øvre Årdal.



**Konsept 2** - Ny 420 kV-ledning fra Sogndal og frem til Øvre Årdal, i tillegg til dagens 300 kV-ledning mellom Sogndal og Jamnene.



**Konsept 3** - Ny 420 kV-ledning fra Øvre Årdal til Borgund og spenningsoppgradering av dagens 300 kV-ledninger gjennom Hemsedal.



**Konsept 4** - Ny 420 kV-ledning fra Øvre Årdal til Borgund og videre mot Aurland.

Konsept 1, som innebærer å bygge en ny 420 kV-ledning nær dagens ledning fra Sogndal via Leirdøla til Jamnene for så å rive dagens 300 kV-ledning gir ikke driftsmessig forsvarlig tilknytning til de omsøkte forbruksplanene.

Konsept 2 gir mest kapasitet til nytt forbruk med bygging av færrest antall kilometer ledning, og kan gi driftsmessig forsvarlig tilknytning til Hydros og Norsuns ønskede forbruksvekst. Blir forbruksveksten høyere enn forventet kan også dagens ledning reinvesteres tidligere enn planlagt til 420 kV og gi enda mer kapasitet.

I konsept 3 og 4 bygger vi først ny ledning mot Borgund. En forsterkning til Borgund gir i seg selv lite ny kapasitet fordi Borgund er et for svakt punkt i transmisjonsnettet. Vi må derfor enten forsterke dagens nett gjennom Hemsedal, helt til Gol (konsept 3) eller bygge ny ledning mot Aurland (konsept 4). Begge konseptene innebærer at vi må bygge betraktelig flere kilometer med ledning for å kunne tilknytte forventet forbruksøkning sammenliknet med konsept 2.

Vi har også vurdert mindre tiltak i regional- og transmisjonsnettet og identifisert en samlet pakke av slike tiltak som vil kunne gi tilknytning til deler av forbruksveksten, men med forbehold om at forbruket vil måtte kobles ut ved feil, og muligens ved vedlikehold. Disse tiltakene kan ikke møte hele behovet, men kan tilrettelegge for deler og er også aktuelle som et første trinn i alle de andre nettkonseptene.

Vi har undersøkt om tiltak på forbruks- og/eller produksjonssiden (alternativer til nett) kan løse behovene. Vi mener at slike tiltak ikke alene kan legge til rette for en så stor forbruksvekst. Vi forkaster derfor dette som et selvstendig konsept.

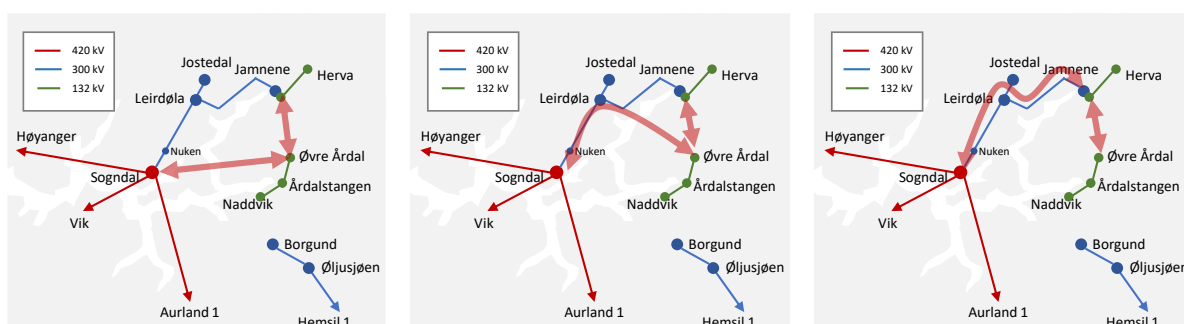
### Vi anbefaler ny forbindelse fra Sogndal til Øvre Årdal

Vi mener det er mest rasjonelt å gå videre med konsept 2 – Ny forbindelse fra Sogndal til Øvre Årdal. Konseptet kan utvikles trinnvis og vi vil allerede i de første byggetrinnene få økt kapasitet til forbruk. Investeringskostnadene for konsept 2 er rundt 2,7-5,1 milliarder 2024-kroner.

I konsept 3 og 4 må vi bygge mange flere kilometer med nye ledninger før vi får et større kapasitetsløft, og kapasiteten som tilgjengeliggjøres er også lavere enn i konsept 2. Investeringskostnadene for konsept 3 er estimert til mellom 4,2-6,9 milliarder 2024-kroner. For konsept 4 ligger investeringskostnadene mellom 4,3-7,0 milliarder 2024-kroner.

### Ny forbindelse fra Sogndal til Øvre Årdal kan løses på flere måter

Konsept 2 har flere varianter. Ny forbindelse fra Sogndal kan enten gå direkte til Øvre Årdal eller via en eller flere stasjoner på strekningen. De ulike variantene, illustrert i figuren under, har fordeler og ulemper på lik linje som de ulike konseptene. Rød tykk pil indikerer nye ledninger.



Konsept 2.1

Konsept 2.2

Konsept 2.3

Konsept 2.1 har lavest kostnader, men innebærer store areal- og miljøvirkninger. Konsept 2.2 går via Leirdøla stasjon og gir høyere kapasitet enn 2.1 og innebærer middels store areal- og miljøvirkninger. Konsept 2.3 går parallelt med dagens ledning hele veien er derfor lengst, og har dermed også høyest investeringskostnader. Samtidig viser areal- og miljøvurderingene at dette er det mest skånsomme konseptet, gitt at vi kan gå i tilnærmet samme trase som dagens ledning fra Sogndal.

Basert på en samlet vurdering anbefaler vi å ikke gå videre med konsept 2.1. Konseptet har de største areal- og miljøvirkningene av alle konseptene og gir mindre N-1 kapasitet enn de andre variantene av konsept 2. Konsept 2.2. og 2.3 vil begge løse behovet på en god måte, og vi har ikke klart å skille vesentlig på disse. I videre prosess vil vi fokusere på å modne frem hvilken av disse to løsningene som samlet sett er best. Det vil blant annet handle om trasévalg, noe som gjøres mer detaljert i forbindelse med utarbeidelse av melding til NVE. Vi vil ta med oss innspill til dette i videre prosess.

Med de forutsetningene vi har lagt til grunn i denne utredningen, der hovedvekten av utvikling skjer på forbrukssiden, mener vi konsept 2 mest rasjonelt. Samtidig vet vi at dersom dette skulle endre seg og området blir preget av et enda større produksjonsoverskudd er det mulig at andre konsepter vil være mer hensiktsmessig, slik som en løsning mot Borgund.

#### **Konseptvalgutredningen sendes til Energidepartementet**

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnett. Det anbefalte konseptet legger til rette for dette. Denne utredningen er basert på veilederen for konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker.

Konseptvalgutredningen skal være gjenstand for ekstern kvalitetssikring. Kvalitetssikringen er gjennomført av Oslo Economics i henhold til Energidepartementets veileder.

# Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning og bakgrunn</b>	<b>1</b>
1.1	Statnett skal legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskapning	1
1.2	Store planer om industrivekst og havvind øker overføringsbehovet	2
1.3	Hydro har store planer om forbruksvekst, men nettet er høyt utnyttet	2
1.4	Ekstern involvering og samarbeid er viktig	3
<b>2</b>	<b>Behovsanalyse</b>	<b>4</b>
2.1	Indre Sogn er et overskuddsområde med én forbindelse til resten av transmisjonsnettet	5
2.2	Dagens nett er eldre 300 kV-ledninger, men tilstanden er god	6
2.3	Dagens nett med planlagte oppgraderinger danner utgangspunktet for utredningen	8
2.4	Økt forbruk i Indre Sogn er prosjektutløsende behov	9
2.5	Planer om ny produksjon har ulik modenhet	11
2.6	Scenarioene vi undersøker fokuserer på forbruksplanene i området	12
2.7	Det er lite kapasitet både til forbruk og produksjon i dagens nett	14
<b>3</b>	<b>Mål og rammer</b>	<b>20</b>
3.1	Samfunnsmålet er å sikre tilgang på strøm til næringsutvikling og tilrettelegge for økt produksjon	20
3.2	Effektmålene beskriver ønsket oppnådd tilstand	21
3.3	Rammer som begrenser mulighetsrommet til konseptene	21
3.4	Rammer som gjelder generelt når vi planlegger nettanlegg	23
<b>4</b>	<b>Mulighetsstudie</b>	<b>25</b>
4.1	Konseptene vi vurderer blir sammenlignet med et nullalternativ	26
4.2	Alternativer til nett kan gi noen muligheter	27
4.3	Mindre tiltak i dagens nett kan gi mulighet for forbruk opp mot Lav-scenariot	29
4.4	Vi må ha N-1 i nettet i Indre Sogn er for at tilknytningene skal være driftsmessig forsvarlig	30
4.5	Konsept 1 – Forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV fra Sogndal	31
4.6	Konsept 2 – Ny forbindelse fra Sogndal til Øvre Årdal i tillegg til dagens 300 kV-ledning	33
4.7	Konsept 3 – Ny ledning fra Gol via Borgund	37
4.8	Konsept 4 – Ny ledning fra Aurland via Borgund	38
4.9	Vi tar med mindre tiltak, konsept 2, 3 og 4 videre til alternativanalysen	40
<b>5</b>	<b>Alternativanalyse og samlet vurdering</b>	<b>44</b>
5.1	Vi anbefaler å bygge ny forbindelse fra Sogndal	44
5.2	De ikke-prissatte virkningene er avgjørende i vår anbefaling	47
5.3	Det er ikke stor forskjell i usikkerhet mellom konseptene	53
5.4	Ringvirkninger og fordelingsvirkninger	55
5.5	Endrede forutsetninger for produksjon kan ha innvirkning på vurderinger i fremtiden	56
<b>6</b>	<b>Forutsetninger for en vellykket gjennomføring</b>	<b>58</b>
6.1	God samhandling med involverte aktører	58
6.2	Konseptet må modnes videre før vi tar løsningsvalg	59



6.3	Det vil blir flere muligheter til å komme med innspill i videre prosess	60
V1	Bibliografi/kildeliste	61
V2	Tilknytningsforespørsler	62
V3	Alternativer til nett	64
V4	Konsepter vi har vurdert, men forkastet	70
V5	Verdsetting av virkninger	72



# 1 Innledning og bakgrunn

Bakgrunnen for denne utredningen er Hydro Aluminiums strategi om å redusere utslippene fra sin produksjon av aluminium. Dette resulterer i et større behov for kraft. Utredningen er startet som et ledd i tilknytningsplikten<sup>1</sup>. Statnett plikter å gi tilknytning til kunder som ønsker å knytte seg til nettet for å forbruke eller produsere kraft, der det ikke er kapasitet i dagens nett plikter vi å utrede hvilke tiltak som er nødvendige for å få dette til. I utredningen ser vi også på andre behov enn Hydro sine. Behovet for utredning av tiltak i dette området er beskrevet i *Områdeplan Sogn til Sunnmøre* (februar 2023).

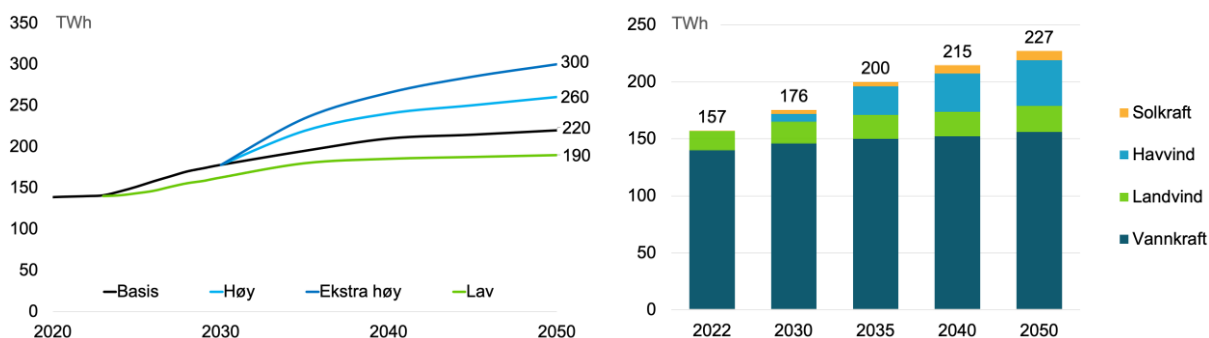
For å gi et tydelig bilde av bakteppet vil vi først omtale noen overordnede utviklingstrekk i kraftsystemet. Deretter beskriver vi utviklingen og behovet i det aktuelle analyseområdet.

## 1.1 Statnett skal legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskaping

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Dette samfunnsoppdraget innebærer å sikre strømforsyningen, bidra til verdiskaping og å legge til rette for elektrifisering slik at Norges klimamål kan realiseres.

Forventningene våre til omstillingen mot nullutslippssamfunnet har økt betydelig de siste årene. EUs "Klar for 55"-pakke, FNs sjette klimarapport fra IPCC og den sterke økningen i CO<sub>2</sub>-prisene bekrefter utviklingen. Det samme gjør Norges egen klimapolitikk. I tillegg til konkretiseringen av klimamål, ser vi at teknologiutvikling vil gjøre at ny grønn industri raskt ønsker å etablere seg fremover.

De neste 10-20 årene må transport-, energi- og industrisektoren i Norge omstille seg for å redusere utslippene av klimagasser. Omstillingen til et nullutslippssamfunn og den økte etterspørselen etter fornybar kraft gjør betydningen av kraftnettet svært stor. Statnett skal være en drivkraft for nullutslipp i 2050 ved å legge til rette for elektrifisering og grønn verdiskaping. Figur 1-1 viser scenarier for forbruksutvikling frem mot 2050.



Figur 1-1 Forbruks- og produksjonsutvikling skissert i Statnetts Systemutviklingsplan 2023. Til Venstre: Ulike scenarier for norsk forbruksutvikling frem mot 2050. Til høyre: Utvikling av kraftproduksjon i basisscenario.

Statnett må være forberedt på at veksten i kraftforbruket vil være stor. Vi mener det er flere grunner til at det er rasjonelt å planlegge for en stor forbruksvekst. Mange forbruksplaner har relativt korte ledetider, mens netttiltak normalt har lange ledetider. Det er viktig at Statnett planlegger for stor vekst i forbruk og produksjon slik at ikke verdiskaping går tapt som følge av at kunder må flytte, utsette eller skrinlegge sine planer. Med klare mål knyttet til utslippskutt og elektrifisering er det rasjonelt å modne tiltak frem mot endelig investeringsbeslutning. Statnett vil da kunne ligge i forkant, med mulighet til å kunne respondere på en stor forbruks- og produksjonsøkning i Norge.

<sup>1</sup> [Dette er tilknytningsplikten - NVE](#)

## 1.2 Store planer om industrivekst og havvind øker overføringsbehovet

Siden 2018 har Statnett behandlet tilknytningssaker på over 30 000 MW, der det aller meste er forbruk. Det store omsøkte volumet indikerer mange planer og høy vekst, men er ikke i seg selv en prognose på hvor mye forbruk som faktisk blir realisert. Selv om størrelsen på forbruksveksten er usikker, ser vi en tydelig økende trend i norsk kraftforbruk. Usikkerheten med tanke på forbruksutviklingen er i mindre grad knyttet til om det kommer mer forbruk, og mer til hvor og hvor raskt det kommer.

Vi ser imidlertid en dreining mot at det kommer flere tilknytningssaker også for produksjon. Statnett har det siste året mottatt saker om til sammen 15 000 MW ny produksjon. En stor andel av disse saken er forespørsler om kapasitet til effektoppgraderinger av eksisterende vannkraftvekt.

Det er også store planer om havvind fra Regjeringens side. Det er ambisjoner om å tildele arealer med potensiale for 30 000 MW havvind innen 2040. Dette tilsvarer om lag 75 % av produksjonskapasiteten i dagens kraftsystem.

## 1.3 Hydro har store planer om forbruksvekst, men nettet er høyt utnyttet

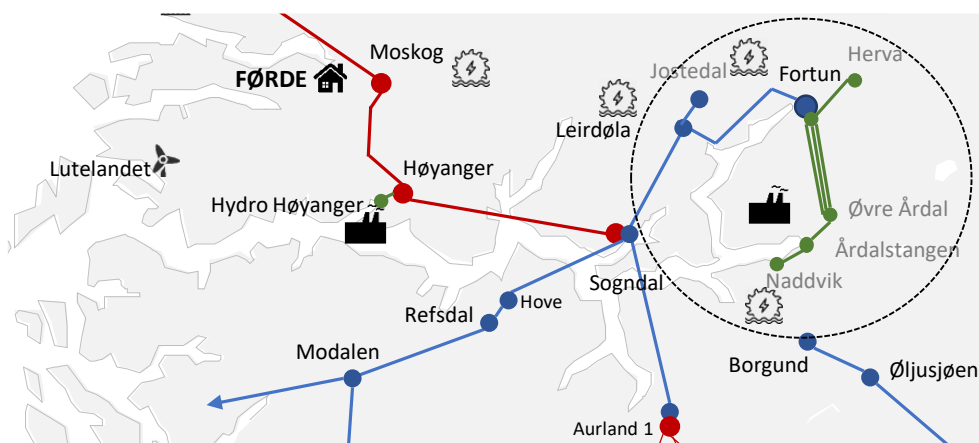
### Hydro Aluminium ønsker å redusere sine CO<sub>2</sub>-utslipp gir økt behov for kraft i Indre Sogn

Hydro Aluminium ønsker å redusere sine CO<sub>2</sub>-utslipp fra metallverkene i Norge. Utslippsreduksjonen vil kreve økt bruk av elektrisitet, både for å kutte CO<sub>2</sub>-utslipp i dagens anlegg og til å utvikle nye måter å produsere aluminium på med lite eller ingen CO<sub>2</sub>-utslipp. Elektrifiseringen av metallverkene vil være et bidrag til at Norge kan bli et nullutslippssamfunn innen 2050. Indre Sogn er allerede et etablert område for industri, og vi ser at også andre industriaktører ønsker å øke sitt uttak. I tillegg finnes det nye aktører som ønsker å etablere seg i området.

### Indre Sogn er et radielt forsynt område med industri som er sårbar for bortfall av strømforsyning

Dagens transmisjonsnett i Indre Sogn består av 300 kV-ledningene Sogndal-Leirdøla-Fortun og Leirdøla-Jostedal. Indre Sogn er det vi kaller et radielt forsynt område, med kun én forbindelse til resten av transmisjonsnettet, se kartutsnitt i Figur 1-2. I tillegg er det tre 132 kV-ledninger fra Fortun til Øvre Årdal og én 132 kV-ledning fra Øvre Årdal til Naddvik (via Årdalstangen).

I denne KVUen betegner vi "Indre Sogn" som alt innenfor den stiplede sirkelen kartet. Området er i all hovedsak et overskuddsområde, med mange kraftverk av varierende størrelse. Totalt installert ytelse er omtrent 1 500 MW. De siste fem årene har det i rundt 80 % av tiden vært eksport ut fra området, og det er planer om å etablere mer produksjon.



Figur 1-2 Indre Sogn (i stiplede sirkel) og transmisjonsnettet i Sogn.

Dagens forbruk i Indre Sogn består i hovedsak av Hydros aluminiumsproduksjon i Øvre Årdal, med høye krav til forsyningsikkerhet. Industriforbruket er jevnt over året. Det finnes også noe annen industri i området, samt alminnelig forbruk.

Dagens nett er høyt utnyttet og det begrenser både hvor mye vi kan tilknytte av ny produksjon, og av nytt forbruk.

Indre Sogn inngår i prisområdet NO5. Gitt en forbruksvekst som beskrives i denne utredningen vil dette kunne påvirke kraftsystemet også utenfor området Indre Sogn. En stor forbruksvekst her vil påvirke kraftbalansen i hele NO5, avhengig av utviklingen både i og utenfor NO5.

#### **1.4 Ekstern involvering og samarbeid er viktig**

##### **Statnett samarbeider med Linja og forbruksaktørene for å finne mest rasjonelle løsning**

Hydro sin planlagte forbruksvekst har utløst behovet for å gjøre en KVU i Indre Sogn. Statnetts oppgave er å planlegge transmisjonsnettet. Vi må derfor se større på problemstillingen enn å kun legge til rette for aktørenes ønske om forbruksvekst. Derfor er perspektivet i KVUen bredere. Vi må se tiltak i Indre Sogn i sammenheng med resten av transmisjons- og regionalnettet. Utredningen vil derfor også inkludere andre problemstillinger i og utenfor dette området.

KVUen er laget i tett samhandling med Linja, som regionalt nettselskap, Hydro og andre aktuelle aktører.

##### **Dialog- og informasjonsmøte ble gjennomført i Årdalstangen i januar**

Det ble i januar 2024 gjennomført et åpent informasjons- og dialogmøte for KVUen i Årdalstangen i Årdal kommune. Møtet ble gjennomført i regi av Statnett og Linja, men med Hydro, Vestland fylkeskommune og Årdal kommune som viktige bidragsytere. Vi inviterte produsenter, forbrukere, og interesseorganisasjoner, øvrige kommuner og netteiere til møte. Det var godt oppmøte med over 70 personer til stede. Vi har i etterkant av møtet fått skriftlig innspill vi tar med oss i arbeidet.

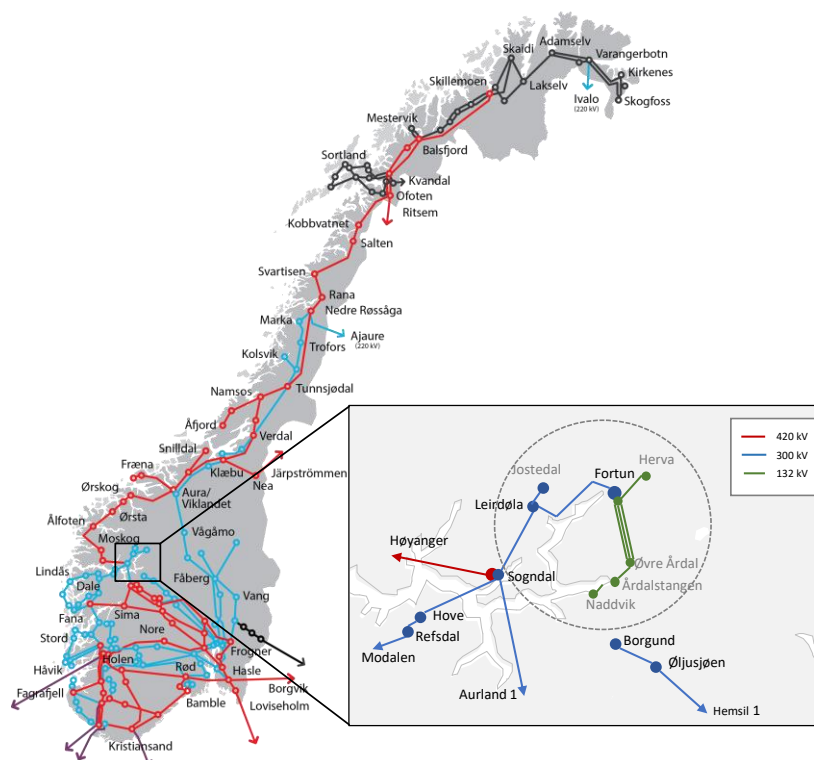
## 2 Behovsanalyse

I behovsanalysen beskriver vi dagens og fremtidige utfordringer i kraftsystemet i Indre Sogn. Først gir vi en beskrivelse av kraftsystemet og dagens situasjon. Deretter redegjør vi for fremtidige planer om forbruksvekst og produksjon, samt hvilke konsekvenser dette vil ha for kraftsystemet i området.

Under følger en kort oppsummering av behovsanalysen.

<b>Forbruk</b>	Det er store planer om nytt industriforbruk i Indre Sogn. Hydro Aluminium ønsker å redusere CO <sub>2</sub> -utslippene fra dagens aluminiumsproduksjon (110 MW), samt utforske muligheten for å øke produksjonen av aluminium uten ytterligere utslipp (250 MW). Det finnes også mindre modne planer om ytterligere økning av aluminiums-produksjonen (180 MW). Norsun i Årdalstangen ønsker å øke forbruket sitt med 40 MW. Det er også flere planer om forbruksvekst i Leirdøla og mindre modne planer med lenger tidshorisonnt i Årdal. Totalt finnes det planer om omtrent 1100 MW forbruksvekst.
<b>Produksjon</b>	Det er gitt konsesjon og reservert kapasitet i nettet til 120 MW ny produksjon, fordelt på fire nye kraftverk. Det foreligger planer om ytterligere 20 MW småkraft, men disse har ikke formelt søkt tilknytning hos Statnett. I tillegg finnes det tidligfaseplaner om både oppgraderinger av eksisterende kraftverk og ny fornybar kraftproduksjon.
<b>Planlagte tiltak i nettet</b>	Transmisjonsnettet fra Sogndal til Fortun temperaturoppgraderes og dette vil gi mulighet for å tilknytte de 120 MW produksjon som har fått reservere kapasitet. Det bygges ny Jamnene stasjon til erstatning for Fortun, dette vil i utgangspunktet ikke gi økt kapasitet til forbruk, men tilrettelegger for økt produksjon.
<b>Tilstand i nettet</b>	Nettet er relativt gammelt, men har god tilstand. Feilhyppighet og vedlikeholdsbehov kan allikevel antas å øke med nettets alder.
<b>Problem</b>	<p>Det er lite kapasitet i dagens nett for å knytte til både nytt forbruk og ny produksjon. Etter ny Jamnene stasjon er på plass vil det være spenningen og kapasiteten i regionalnettet mellom Jamnene og Øvre Årdal som setter begrensningene for hva som kan knyttes til.</p> <p>I perioder med lav magasinfylling vil langvarige feil kunne resultere i at Hydros aluminiumsproduksjon ikke kan forsynes med kraft. Dette kan i verste fall resultere i at anleggene ødelegges. Sannsynligheten for dette er lav, men konsekvensene veldig store. Økt forbruk vil øke risikoen for slike situasjoner.</p>

## 2.1 Indre Sogn er et overskuddsområde med én forbindelse til resten av transmisjonsnett



Figur 2-1 Dagens nett i Indre Sogn og nærliggende områder.

### Indre Sogn preges av produksjonsoverskudd i dag

Indre Sogn er i dag et overskuddsområde bestående av 300 kV-ledningene Sogndal–Leirdøla–Fortun og Leirdøla–Jostedal, tre 132 kV-ledninger fra Fortun til Øvre Årdal og én 132 kV-ledning fra Øvre Årdal til Naddvik via Årdalstangen. Disse 132 kV-ledningene var tidligere eid av Statnett, men er nå eid av Linja.

Det er i dag installert i størrelsesorden 1 500 MW (omtrent 5,3 TWh midlere årsproduksjon) vannkraft i området, mens forbruket er på omtrent 430 MW, der 400 MW av disse er Hydros aluminiumsproduksjon i Øvre Årdal og Årdalstangen. Forbruket setter høye krav til forsyningsikkerhet.

Som resultat av den mulig stort produksjonsoverskudd i Indre Sogn er det perioder hvor produsentene ønsker å produsere så mye kraft at ledningen ut av området nærmer seg overbelastning. For å unngå dette bruker Statnett som systemansvarlig flere virkemidler i dagens drift:

- Spesialregulering – produsenten får betalt for å produsere mindre
- Systemvern – automatisk utkobling av kraftproduksjon

I en situasjon uten feil er det i all hovedsak spesialregulering som benyttes. I perioden 2017-2022 har vi spesialregulert ned produksjonen for i snitt 3,2 MNOK/år for å unngå overlast på dagens 300 kV-ledning fra Leirdøla til Sogndal i intakt nett.

### Vi drifter Indre Sogn i separatdrift ved en feil eller planlagt vedlikehold

Driften i Indre Sogn er krevende som følge av at dette er en høyt utnyttet radiell tilknytning til resten av transmisjonsnett. Med bare én ledning inn til området, vil forbindelsen til resten av nettet bli brutt når vi må koble ut komponenter for vedlikehold eller ved feil. I disse situasjonene kan Indre Sogn driftes i såkalt *separatdrift*. Dette betyr at kraftsystemet i Indre Sogn skilles fra resten av nettet og at i perioden

med separatdrift må kraftprodusentene i området tilpasse sin produksjon til forbruket, og kan ikke produsere basert på priser og tilslag i markedene som i en normaltilstand. Dette medfører en økonomisk ulempe for produsentene.

Muligheten til separatdrift gjør at vi i dag har N-1-forsyningssikkerhet til forbruket i Indre Sogn i de fleste driftssituasjoner. Vi er likevel prisgitt at de store kraftverkene har mulighet til å levere den effekt- og energimengden vi trenger i separatdrift. Om våren kan det være lite vann igjen i magasinene. Hvor lav magasinfyllingen blir vil variere fra år til år og avhenger av en rekke faktorer: Sein snøsmelting, lav magasinfylling inn i vinteren og høye kraftpriser gjennom vinteren er eksempler på faktorer som kan gi veldig lave magasinfyllinger på våren. Dersom vi får behov for en lengre periode med separatdrift er det ikke gitt at kraftverkene kan levere den effekt- og energimengden vi trenger. Produsentene i Indre Sogn er heller ikke pålagt å holde igjen vann eller å planlegge for at de skal ha vann tilgjengelig til en slik situasjon.

Statnett har mye erfaring med separatdrift. Det er en driftssituasjon med høyere risiko for mørklegging, er krevende å drifte og setter store begrensninger på kraftverkene lokalt. At forbruket i Indre Sogn er dominert av aluminiumsproduksjon med høye krav til forsyningssikkerhet gjør at det er enda viktigere at overgangen til og gjennomføringen av separatdrift fungerer.

De siste 20 årene har det vært rundt 100 perioder med separatdrift i Indre Sogn. Disse har en varighet på alt fra få minutter til 10 dager.

#### **Statnett har et krav til minstekjøring for å sikre trygg overgang til separatdrift**

Statnett har, som systemansvarlig, definert noen kriterier som skal sikre tilgjengeligheten til kraftverk som skal gjøre overgangen til separatdrift enklere. I enkelte perioder må vi spesialregulere opp kraftverkene for å oppnå dette. I perioden 2017-2022 har Statnett brukt omtrent 0,3 MNOK/år på å opprettholde disse kriteriene. I tillegg til at det har en kostnad er dette også noe operatørene som overvåker systemet må følge med på manuelt, noe som krever oppmerksomhet i potensielt stressende driftssituasjoner. Denne løsningen er også med på å bruke opp vann i magasinene som kunne vært benyttet i en separatnettsituasjon for å forsyne forbruk.

## **2.2 Dagens nett er eldre 300 kV-ledninger, men tilstanden er god**

### **Transmisjonsnettet i Indre Sogn består av eldre 300 kV-ledninger og nyere stasjoner**

300 kV-ledningene Sogndal-Leirdøla-Fortun ble bygget i 1970. I tillegg eier Statnett ledningen Jostedal-Leirdøla fra 1989. Tilstanden på 300 kV-ledningene, alderen tatt i betraktning, er god. Statnett gjennomførte i 2023 en såkalt 60-årskontroll av ledningen Sogndal-Leirdøla og denne konkluderte med at ledningen kan opprettholde sin funksjon i omtrent 30 år til. Dette tilsvarer en levetid på opp mot 90 år. For ledningen fra Leirdøla til Fortun gjennomføres en lignende kontroll i 2024, men erfaringer med denne ledningen tilsier at den har samme tilstand som den andre, og derfor også kan antas å ha omtrent 30 år levetid igjen.

Nye Leirdøla stasjon ble satt i drift i november 2022. Dette har gitt økt transformator kapasitet, i tillegg til at kontrollanlegget er fornyet. Stasjonen er forberedt for overgang til 420 kV for anleggene tilknyttet transmisjonsnettet og til 132 kV for regionalnettet. Stasjonen gir bedre forsyningssikkerhet og legger til rette for tilknytning av ny kraftproduksjon (småkraft) i underliggende nett. Ny transformatorstasjon er bygd ved siden av tidligere Leirdøla stasjon. Sistnevnte er overtatt og bygd om av Sygnir og fungerer nå som regionalnettstasjon (Fonndøla).



### **Ledningen mellom Leirdøla og Fortun har flere feil enn landsgjennomsnittet**

Det er stor forskjell på hvor ofte det er feil på ledningene inn mot Indre Sogn. Ledningen mellom Sogndal og Leirdøla har omtrent 0,07 feil i året, og en lavere feilrate enn landsgjennomsnittet for ledninger på 300 kV. Ledningen mellom Leirdøla og Fortun er på den andre siden betraktelig mer feilutsatt og faller i snitt ut nesten 0,3 ganger per år. Varigheten på feilene varierer fra sekunder til timer, og enkelte ganger er feilen så alvorlig at noe må repareres og ledningene derfor må ligge utkoblet over en lenger tid. Ledningene begynner å nærme seg reinvesteringstidspunkt, noe som ofte gir økt feilsannsynlighet.

### **Mange netteiere og ulike spenningsnivåer i regionalnettet**

Sygnir eier regionalnettet mellom Sogndal og Leirdøla. Nettet driftes i dag på 66 kV, men Sygnir har planer om å oppgradere dette nettet til 132 kV på sikt.

Linja eier de tre ledningene mellom Fortun og Øvre Årdal. Ledningene ble bygget på 1960- og 1970-tallet, og var tidligere eid av Statnett. Regionalnettet under Fortun driftes i dag på 120 kV, som følge av at ikke alle komponentene kan driftes på 132 kV eller høyere. Ledningen fra Øvre Årdal til Årdalstangen eies også av Linja, og ble bygget på 1970-tallet. Østfold Energi eier ledningen fra Årdalstangen til Naddvik kraftverk. Denne ble oppført på slutten av 1990-tallet.

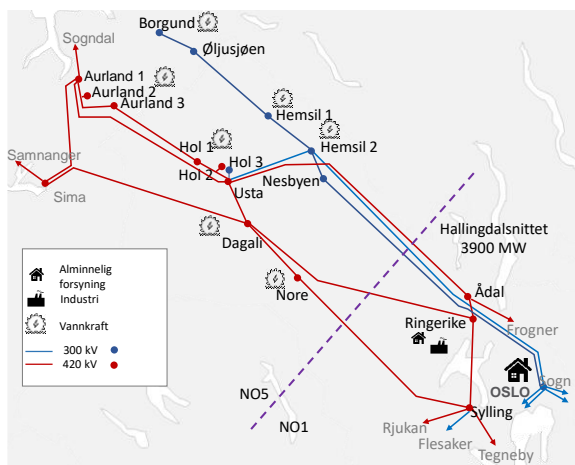
I Fortun stasjon er det delt eierskap mellom Statnett og Linja, hvor Linja eier 132 kV-delen. Hydro Aluminium eier Øvre Årdal og Årdalstangen stasjon.

### **Sør for Årdal er det transmisjonsnett nedover Hemsedal mot Gol**

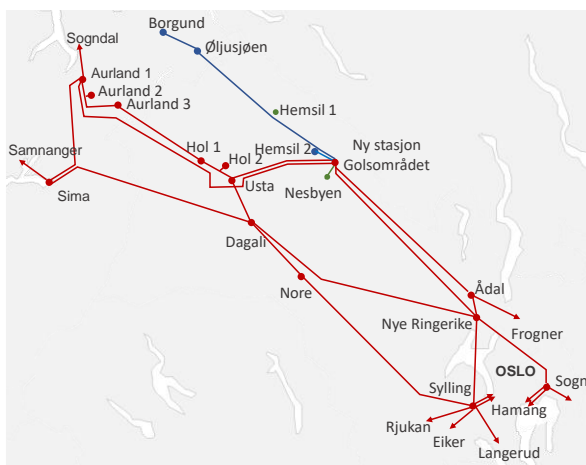
Sør for Årdal, ligger Statnetts stasjon Borgund. Det er ingen kraftledninger mellom Borgund og Årdal i dag. I Borgund er det i overkant av 300 MW kraftproduksjon, samt forsyning av Lærdal via Sygnirs 66 kV-nett.

Figur 2-2 viser dagens transmisjonsnett fra Borgund, nedover Hemsedal og Hallingdal til Oslo. Borgund er tilknyttet transmisjonsnettet med én 300 kV-ledning mot Gol via stasjonene Øljusjøen, Hemsil 1 og Hemsil 2. Totalt er det installert i underkant av 250 MW vannkraft i disse stasjonene. Fra Hemsil 1 går det en 300 kV-ledning videre til Hemsil 2 der 300 kV-ledning fra Usta også kommer inn. Derfra går det to 300 kV-ledninger videre til Sogn transformatorstasjon. Ledningen fra Borgund mot Hemsil 1 er bygget på 1970-tallet og videre nedover Hallingdal er flere av ledningene fra 1950- og 1960-tallet.

Det er få planer om nytt forbruk og produksjon i Hemsedal. Det er derfor behov for reinvesteringer som driver nettutviklingen i dag. Statnett planlegger ny transmisjonsnettstasjon i Golsområdet, mellom Hemsil 2 og Nesbyen. I tillegg planlegger vi å erstatte dagens 300 kV-ledninger mellom Hemsil 2 og Sogn med én ny 420 kV-ledning. Disse tiltakene vil føre til en del omstrukturering av nettet i området, og er illustrert i Figur 2-3.



Figur 2-2 Transmisjonsnettet i Hallingdal slik det ser ut i dag. Stiplet linje indikerer Hallingdalsnippet.



Figur 2-3 Målnett for Hallingdal, hentet fra Områdeplanen for Ringerike og Hallingdal 2022.

Ledningen fra Borgund til Hemsil 1 har fortsatt lang restlevetid. I områdeplanen for Hallingdal og Ringerike har vi derfor lagt til grunn at vi kan drifte Borgundstrengen på 300 kV i lang tid. Om det ikke blir behov for økt kapasitet kan vi trolig drifte ledningene på 300 kV ut restlevetiden på 30 til 40 år.

### 2.3 Dagens nett med planlagte oppgraderinger danner utgangspunktet for utredningen

Vi har startet nettforkerkinger som er relevante for Indre Sogn. Vi legger disse til grunn i analysene.

#### Nye stasjoner i Fortun og Øvre Årdal og temperaturoppgraderinger i transmisjonsnettet ligger til grunn i analysene

Statnett har fått konsesjon på Jamnene transformatorstasjon som erstatning for dagens Fortun transformatorstasjon. Jamnene stasjon vil være klargjort for drift på 420 kV. Stasjonen er planlagt ferdig i 2027. Linja har samtidig søkt om konsesjon for ny regionalnettstasjon rett ved. Stasjonen vil ha to transformatorer med standard ytelse for nedtransformering hos Statnett. Ny stasjon bygges for å kunne tilrettelegge for noe økt produksjon og dagens stasjon i Fortun lot seg ikke utvide slik de var behov for. Stasjonen bygges med noen utvidelsesmuligheter, men ytterligere utvidelser vil kunne måtte gå på bekostning av dyrket mark, eller vil kreve bruk av GIS<sup>2</sup>-anlegg.

Vi har satt i gang temperaturoppgradering av 300 kV-ledningen mellom Sogndal og Fortun (Jamnene) via Leirdøla. Tiltaket er planlagt ferdigstilt i 2024. Tiltaket gir økt termisk kapasitet på ledningen og med dette muligheten for tilknytning av økt produksjon, da denne i dag begrenses av kapasiteten på 300 kV-ledningen Leirdøla-Sogndal.

Hydro eier 132 kV-stasjonen i Øvre Årdal. Grunnet tilstand er det planlagt å erstatte dagens stasjon med ny GIS-stasjon. Hydro har som mål å idriftsette anlegget innen 2029.

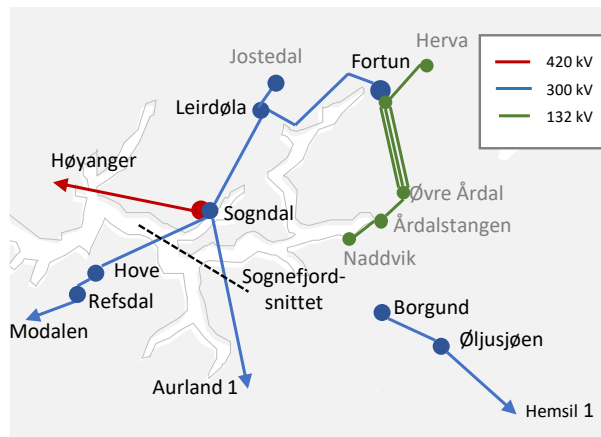
<sup>2</sup> Gas Insulated System – Gassisolert stasjonsanlegg.

### Vi legger til grunn at våre igangsatte prosjekter fra Sogndal og sørover er fullført

Forbindelsene sørover fra Sogndal mot henholdsvis Bergensområdet i vest og Hallingdal i øst er i dag på 300 kV. Sammen utgjør 300 kV Sogndal-Hove og 300 kV Sogndal-Aurland Sognefjordsnittet. Snittet dannes ved at vi ved utfall av den ene ledningen må ta hensyn til at kraftflyten vil legge seg over på den andre svake 300 kV-ledningen, og at denne skal tåle den sammenlagte kraftflyten. Snittet er i dag tidvis begrensende for overføringskapasiteten fra NO3 til NO5.

Statnett er i gang med å bygge ny 420 kV-ledning fra Sogndal og sørover mot Aurland. Denne er planlagt ferdigstilt i 2025 og erstatter dagens 300 kV-ledning. Videre skal vi spenningsoppgradere ledningene fra Sogndal via Modalen til Kollsnes til 420 kV. Strekingen fra Sogndal mot Modalen er planlagt ferdig i 2030.

Med disse tiltakene vil ikke lenger Sognefjordsnittet begrense overføringskapasiteten fra NO3 til NO5 slik som i dag. Vi tar derfor ikke hensyn til disse begrensningene i våre analyser for Indre Sogn fordi vi har planer om å oppgradere begge disse ledningene til 420 kV før det blir aktuelt med forsterkninger til Indre Sogn.



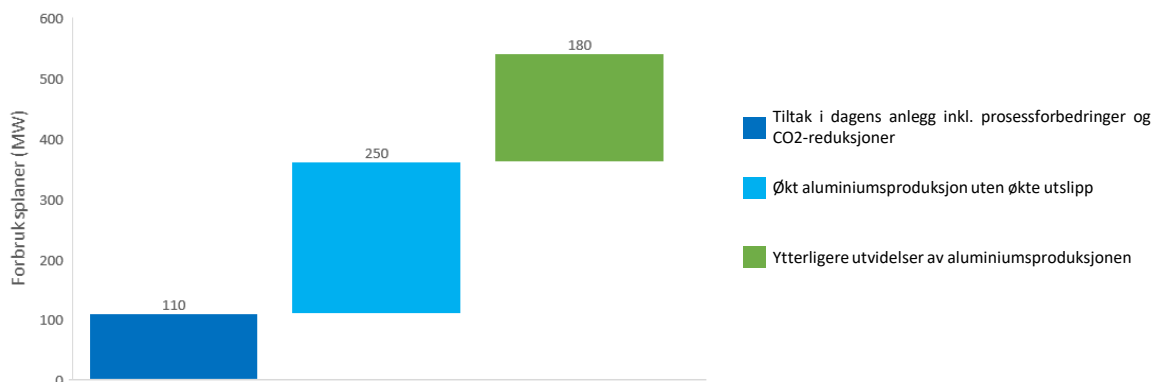
Figur 2-4 Dagens nett i Sogn. Sognefjordsnittet indikert med stiplet linje.

### 2.4 Økt forbruk i Indre Sogn er prosjektutløsende behov

I dette kapitlet vil vi presentere det vi vet om forbruksplaner i Indre Sogn. Både svært modne planer og mindre modne planer som kan komme lengre frem i tid. Status for alle planene per april 2024 finnes i vedlegg V2.

#### Hydros planer er store og strekker seg over tid

Hydro Aluminium har som strategi å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene fra sine anlegg i Norge, og på sikt produsere aluminium uten utslipp av CO<sub>2</sub>. Disse planene har de også for anlegget som ligger i Årdal i Indre Sogn. Figur 2-5 viser Hydro Aluminiums mulige planer om forbruksvekst i Øvre Årdal og Årdalstangen.



Figur 2-5 Hydro Aluminiums mulige forbruksplaner i Årdal.

Planene er delt inn i ulike kategorier der tiltakene i dagens anlegg, som prosessforbedringer og kutt av CO<sub>2</sub>-utslipp fra dagens aluminiumsproduksjon, anses som de mest realistiske/modne planene. De mulige planene om etablering av økt produksjon av aluminium innebærer bruk av både eksisterende og ny teknologi, men uten økte utslipp av klimagasser. Lengst til høyre i figuren ligger ytterligere, mer umodne planer Hydro ikke utelukker at kan realiseres i fremtiden.

Hydro har planer om å øke uttaket gradvis de neste årene. Tiltakene i dagens anlegg kommer først. De mest effektkrevende potensielle prosjektene, som innebærer økt produksjon av aluminiumer ikke planlagt fra Hydro sin side før rundt 2030.

Så lenge vi er såpass tidlig i prosessen som vi er på dette tidspunktet vil det alltid være knyttet usikkerhet til planer om forbruksvekst. Noen av planene til Hydro krever utvikling av ny teknologi dette øker usikkerheten rundt både realisering og tidspunkt for realiseringen. Disse planene er også av en slik art at de kan etableres på andre lokasjoner Hydro eier. Det betyr ikke at de aldri vil etableres i Årdal hvis Hydro først velger å etablere denne teknologien ved en av sine andre aluminiumsverk, men det øker trolig sannsynligheten for at noen av planene forskyves i tid. Det er knyttet mindre usikkerhet til gjennomføringen av planene i eksisterende anlegg, der målet er å kutte CO<sub>2</sub>-utslipp fra dagens aluminiumsproduksjon.

#### **Norsun har planer om forbruksvekst på kortere sikt**

Norsun er etablert med produksjon av mono-krystallinske silisiumstenger og -skiver på Årdalstangen i Sogn. Fabrikken har i en periode stanset sin produksjon, men forventer å starte opp igjen i 2024.

Norsun har skissert et kraftbehov opp mot 40 MW i kortere perioder, men med en normallast på rundt 30 MW når alle de planlagte utvidelsene er ferdig. Norsuns planer er todelt, først en oppgradering av dagens anlegg med et økt effektuttak på omtrent 10 MW og senere en utvidelse av anlegget med et kraftbehov på ytterligere 20 MW, totalt omtrent 40 MW. Planen er å sette første del på drift i 2025 og utvidelsen i 2027. Vi anser planene til Norsun som noe mer usikre enn Hydros, dette fordi vi vet at de periodevis har måttet stenge ned sin produksjon på grunn av markedsforholdene.

I april 2023 søkte Norsun om nettilknytning til en ny fabrikk i Øvre Årdal, og estimerte at de ville trenge 112 MW. Norsun har siden ikke gått videre med disse planene.

#### **Mindre modne planer om forbruksvekst ved Leirdøla**

I området under Leirdøla stasjon er det planer om økt forbruk. Via regionalnettseier Sygnir har Statnett mottatt forespørslers om kapasitet til 100 MW datasenter og 120 MW hydrogen- og ammoniakkproduksjon. Planene var per november 2023 ikke vurdert som modne nok for utredning eller reservasjon, men oppdatert informasjon tilsier at disse planene stadig modnes.

#### **Det finnes planer om næringspark i Årdal kommune**

Utover Hydro og Norsuns planer, foreligger det planer om etablering av en industripark i Øvre Årdal i regi av Årdal Utvikling. I april 2022 ble det forespurt om 180 MW, fordelt på 150 MW i Øvre Årdal og 30 MW på Årdalstangen til Linja. Dette var effekt tenkt benyttet i to industriarker. Det har ikke kommet mer informasjon om disse i etterkant og Statnett har ikke mottatt bestilling av utredning i forbindelse med dette. Planene anses derfor som mindre modne enn Hydro og Norsuns planer, men vi vet og at steder med etablert industri ofte tiltrekker seg ny industri.

#### **Vanlig forbruk utgjør en liten del av forbruket i Indre Sogn**

Alminnelig forbruk i regionen utgjør en veldig liten andel sammenlignet med industriforbruket. Tabell 2-1 viser dagens og fremtidig prognosert utvikling i alminnelig forbruk i Indre Sogn. Tabellen viser en samlet økning på 5 MW i et høyt forbruksscenario frem mot 2042. Dersom det blir aktuelt å reserve

kapasitet til nytt forbruk i Indre Sogn må vi ta høyde for at det også blir holdt av nok kapasitet til vanlig forbruk.

Tabell 2-1 Alminnelig forbruk, dagens og prognosert fremtidig utvikling.

Område forsynt fra	Dagens	Høy 2042 fra KSU <sup>3</sup> 2022
Leirdøla	7 MW	8 MW
Øvre Årdal	12 MW	14,5 MW
Årdalstangen	7 MW	8,5 MW

I tillegg til regionalnettseierens prognose for utvikling i alminnelig forbruk har Statnett en definisjon av det vi kaller vanlig forbruk<sup>4</sup>. Saker i denne kategorien er forbruk under 5 MW med en energigrense på 20 GWh/år. Saker i denne kategorien kan knyttes til i nettet uten avklaring med Statnett.

Det er få slike saker i Indre Sogn i dag, slik at vi legger til grunn at det ikke blir en stor økning i vanlig forbruk fremover.

## 2.5 Planer om ny produksjon har ulik modenhet

Indre Sogn har i dag et stort produksjonsoverskudd og det er mange kraftverk av varierende størrelse i området. Total installert ytelse er omtrent 1 500 MW. Målinger viser at det i omtrent 80 % av tiden de siste fem årene vært eksport fra dette området.

Flyten ut av området varierer svært mye ettersom kraftverkene varierer sin produksjon etter hvor mye vann de har tilgjengelig og etter kraftpris. Det er i hovedsak regulerbar vannkraft med magasin i området, men det finnes og uregulerbar elvekraft og småkraft. Kraftverkene produserer mest i sommermånedene, når det er mye vann i magasinene og elvene, men det er timer med svært høy produksjon stort sett hele året. I omtrent 20 % av tiden er produksjon mindre enn forbruket lokalt, og området blir da et underskuddsområde med behov for å importere kraft.

### Flere vannkraftverk med konsesjon har søkt om tilknytning

Det er fire konsesjonsgitte kraftverk som alle har fått reservere nettkapasitet i Indre Sogn: Øyane (51 MW), Illvatn (48 MW), Fardalen (23 MW) og Offerdal (45 MW). Ingen av kraftverkene kan knyttes til på ordinære vilkår før de planlagte tiltakene, temperaturoppgradering av 300 kV-ledningen og ny Jamnene stasjon, er ferdigstilt.

Offerdal (45 MW) og Fardalen (23 MW) kan tilknyttes uten vilkår når de planlagte netttiltakene er gjennomført. Øyane og Illvatn kan knyttes til med vilkår om at de to kraftverkene maksimalt produserer 51 MW samlet sett.

Det foreligger enkelte planer om småkraft i Indre Sogn. Straumnett og Hydro Aluminium har mottatt forespørsel om tilknytning av et kraftverk på 10 MW i Øvre Årdal og et kraftverk på 10 MW på Årdalstangen. I tillegg har Hydro sendt søknad om tilknytning av Torolmen kraftverk på 9 MW i Øvre Årdal til Linja. Ingen av disse sakene har blitt behandlet av Statnett enda.

I nettet under Borgund har Østfold Energi fått konsesjon til å bygge Gravdalen kraftverk, et 15 MW magasinkraftverk. Kraftverket skal tilknyttes i 66 kV-nettet. Østfold Energi tok investeringsbeslutning første kvartal 2024 og kraftverket planlegges bygget i 2026. Kraftverket fikk reservere kapasitet på vilkår i desember 2023. I tillegg har to andre kraftverk fått reservere kapasitet, Øvre Kvemna og Ofta. Disse

<sup>3</sup> Kraftsystemutredningen for Sogn og Fjordane 2022, høy effektprognose for alminnelig forbruk

<sup>4</sup>[Statnett frigir nettkapasitet til vanlig strømforbruk.](#)

en enten under bygging eller i prosess mot bygging. Totalt har vi reservert og tilknyttet produksjon på omtrent 110 MW under Borgund transformatorstasjon.

Status på planene om produksjon og tenkt tilknytningspunkt finnes i vedlegg V2.

### **Det er tidligfaseplaner om større vann- og vindkraft i Indre Sogn**

Hydro Energi har et pågående prosjekt hvor de vurderer tilstanden til Skagen kraftverk. Dagens kraftverk ble idriftsatt i 1959. Hydro vurderer en fremtidig utvidelse av Skagen kraftverk, enten som en del av Skagen eller som et nytt kraftverk, og dette kan bidra til økt innmating på inntil 500 MW i Jamnene transformatorstasjon. Hydro Energi ser også en utvidelse av Herva kraftverk. Dagens kraftverk er 30 MW, mens Hydro vurderer å utvide dette kraftverket med opp mot 100 MW samlet effekt. Dette er imidlertid prosjekter i tidlig fase, og Hydro har informert om at omfanget av disse mulige utvidelsene ikke besluttes før etter at KVUen er ferdig.

Fred Olsen Renewables har tidligere sett på en mulig etablering av Sletterust vindkraftverk med tilknytning i Øvre Årdal på ca. 230 MW. Dette prosjektet er ikke meldt til NVE og har heller ikke fått avklart om det støttes av lokale myndigheter.

Hydro Rein og Årdal Energi har inngått et samarbeid for å se på mulighetene for ny fornybar kraft i området, men det har ikke kommet noen konkrete forespørsler fra dette samarbeidet enda.

Statkraft vurderer også å utvide Jostedal kraftverk, i forbindelse med at de har anlegg i kraftverket som må fornyes i 2028. Størrelsen er ikke fastlagt, men er av en mindre størrelsesorden.

### **Vi anser det som sannsynlig at det vil komme mer produksjon i Indre Sogn fremover**

Som avsnittene over beskriver er det ikke kommet inn noen konkrete tilknytningssøknader for produksjon til Statnett utenom de som har fått reservere kapasitet. Vi ser allikevel en tydelig trend i Norge generelt. Signalet om et potensielt kraftunderskudd de nærmeste årene og det økende behovet for grønn energi gjør at det på landsbasis stadig kommer nye søknader om tilknytning for produksjon, både små prosjekter og større prosjekter, ofte effektoppgradering av eksisterende kraftverk. Vi mener derfor at det er sannsynlig at det vil komme søknader om tilknytning av mer produksjon eller effektoppgraderinger også i Indre Sogn.

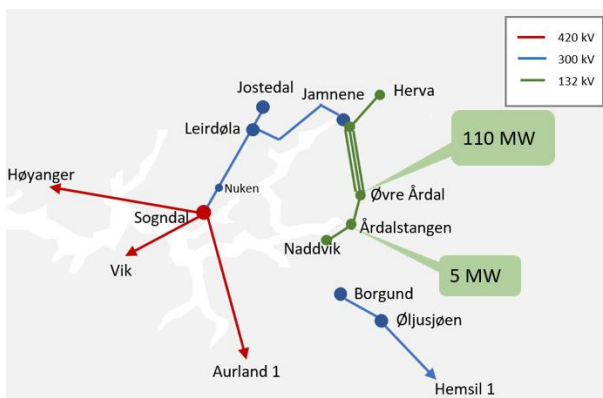
## **2.6 Scenarioene vi undersøker fokuserer på forbruksplanene i området**

For å analysere hvordan nettet vil håndtere ulike forbruks- og produksjonsendringer setter vi opp scenarier. Vi tar utgangspunkt i tre ulike forbruksscenarier for å ta hensyn til usikkerheten i fremtidig forbruksvekst – Lav, Basis og Høy. Scenarioene er utviklet sammen med Hydro.

Produksjonen vi har valgt å legge til grunn er de planene som har reservert nettkapasitet i dag, Offerdal, Fardalen, Øyane og Illvatnet kraftverk, en økning fra dagens nivå på til sammen 120 MW<sup>5</sup>. Disse planene ligger til grunn i alle scenarioene. Som beskrevet i kapittel 2.5 finnes det flere mindre modne planer for økt produksjon av kraft i området, både i form av vind- og vannkraft. Vi ser også på hvordan de ulike konseptene tilrettelegger for denne produksjonen, men ikke med samme fokus og detaljeringsgrad som for forbruksplanene.

---

<sup>5</sup> Forutsatt vilkår på Øyane/Illvatnet, slik beskrevet i kapittel 2.5.

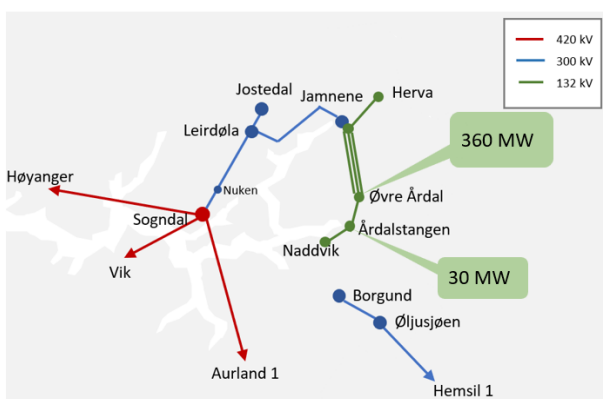


### Lav

I *Lav* legger vi inn en forbruksvekst som tilsvarer planene til Hydro og Norsun i de anleggene de har i dag. Det er disse planene som kutter CO<sub>2</sub>-utslipp i Hydros anlegg slik vi viser i Figur 2-5 i kategorien *Tiltak i dagens anlegg inkl. prosessforbedringer og CO<sub>2</sub>-reduksjoner* (mørk blå). Dette gir en økning på omtrent 110 MW i Øvre Årdal og 5 MW på Årdalstangen, i tillegg til noe vanlig forbruk. Dette tilsvarer en økning på omtrent 120 MW.

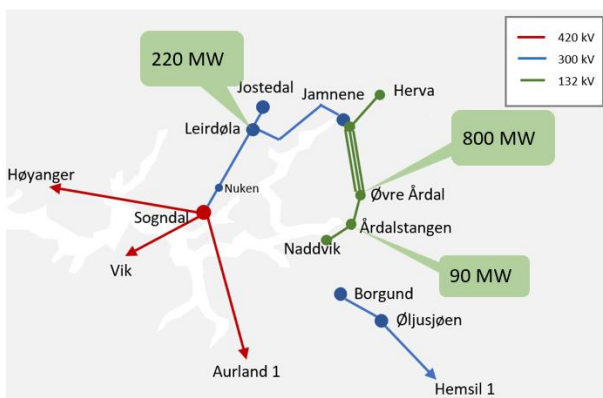
### Basis

I *Basis* legger vi til grunn realisering av alle planene som er bestilt av Hydro og Norsun i denne utredningen. For Hydro betyr dette at vi legger inn planene som ligger i kategoriene *Tiltak i dagens anlegg inkl. prosessforbedringer og CO<sub>2</sub>-reduksjoner* og *Økt aluminiumsproduksjon uten økte utslipp*, markert med henholdsvis mørk blå og mellomblå i Figur 2-5. Dette gir en økning på 360 MW forbruk i Øvre Årdal og omtrent 30 MW på Årdalstangen. Når vi også her legger til litt utvikling i vanlig forbruk gir dette en økning på omtrent 400 MW.



### Høy

I *Høy* legger vi til grunn alle planer om forbruksvekst som vi vet om i området Indre Sogn. Dette gir en økning på 220 MW i Leirdøla, 800 MW i Øvre Årdal og 90 MW i Årdalstangen, totalt omtrent 1 100 MW. Denne forbruksveksten anser vi ikke som realistisk på kort sikt, men det er et mål på hvor robust løsningen er for fremtidig utvikling.



Mer detaljert oversikt over hvilke planer som ligger i hvilke scenario finnes i vedlegg V2.

### Vi planlegger for Basis-scenarioet, men Høy og Lav er innenfor mulighetsrommet som vi vurderer

Formålet med scenarioene er å vise et mulig utfallsrom for fremtidig forbruk som vi bruker i våre analyser og dermed lage en plan for hvordan vi skal utvikle nettet best mulig, også i møte med utfallsrommet. Når Statnett planlegger transmisjonsnettet, vil det ofte være snakke om mange forbruksplaner i et stort område og se de ulike planene i sammenheng for å utvikle scenarier på

overordnet nivå. For Indre Sogn er dette annerledes i og med at utviklingen er mer avhengig av enkeltkunder og basert på tilknytningsplikten.

Vi forventer en forbruksvekst i alle scenarioer. Lav-scenarioet inkluderer forbruket som vi mener er mest modent og gjør at Hydro kan kutte utslipp fra dagens aluminiumsproduksjon.

Det er Basis-scenarioet som kundene anser som den mest sannsynlige utviklingen i forbruk og det er denne forbruksveksten de har bestilt utredning av. Scenarioet inneholder imidlertid tiltak som krever teknologiutvikling og dette gjør at deler av forbruket i dette scenarioet usikkert. Selv om deler av forbruket er usikkert, vil forbruksplanene modnes frem sammen med vår prosjektutvikling og senere investeringsbeslutninger både hos Statnett og kundene. Vi legger derfor forbruket i Basis-scenarioet som forventningsverdi i den videre analysen.

Vi anser Høy som lite realistisk på kort sikt, men i et 40 års perspektiv mener vi det er viktig å belyse hva som kan skje, og her i form av de planene som vi vet finnes i Indre Sogn. Med et scenario som Høy vil forbruksøkningen i Indre Sogn bli såpass stor at vi må ta forbehold om at det kan påvirke resten av kraftsystemet på Vestlandet merkbart. Vi har ikke undersøkt de fulle konsekvensene av dette i denne KVUen.

## **2.7 Det er lite kapasitet både til forbruk og produksjon i dagens nett**

Dagens transmisjonsnett består av én 300 kV-ledning fra Sogndal til Fortun. Det er likevel ikke kapasiteten på denne ledningen alene som bestemmer hva det er plass til av nytt forbruk og produksjon i Indre Sogn.

Vi har et stort produksjonsoverskudd i Indre Sogn, med flere store magasinkraftverk. Produksjonsoverskuddet gjør at det i dag er mulig å drifte Indre Sogn som et separat nettområde, noe vi gjør i kortere eller lengre perioder, ved feil eller vedlikehold på ledningen mellom Sogndal og Fortun. Drift i separat område er beskrevet nærmere under kapittel 2.1. Dagens forbruk i Indre Sogn har dermed N-1-forsyningsikkerhet i systemet. Den lokale produksjonen gjør at forbruket kan forsynes uten at transmisjonsnettet er innkoblet.

Når vi skal beregne kapasitet til ny produksjon og nytt forbruk i dagens nett legger vi til grunn at vi viderefører dagens drift i Indre Sogn der vi i perioder må ha separatudrift. Vi forutsetter videre at Jamnene stasjon er ferdig bygget og at dagens 300 kV-ledning er temperaturoppgradert slik vi har beskrevet nærmere under kapittel 2.3.

### **Tilknytning av nytt forbruk og produksjon skal være driftsmessig forsvarlig**

Når en kunde ønsker tilknytning eller kapasitetsøkning, må Statnett utrede og vurdere om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Vi analyserer om tilknytningen eller kapasitetsøkningen gir akseptable virkninger slik nettet er i dag eller det nettet som er planlagt idriftsatt før kunden ønsker tilknytning.

For at en tilknytning eller kapasitetsøkning skal vurderes som *driftsmessig forsvarlig* er det noen kriterier minimum som skal overholdes:

- En driftsmessig forsvarlig tilknytning forutsetter at vi ikke bryter forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser.
- En driftsmessig forsvarlig tilknytning forutsetter at eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålitelighet.

Strømgrensene omtales videre som termiske begrensninger.



### **Vi legger til grunn at dagens forbruk skal ha samme leveringspålidelighet som i dag**

I de kommende avsnittene beskriver vi hvor mye mer forbruk og produksjon det kan være mulig å tilknytte i dagens nett, med bakgrunn i driftsmessig forsvarlig kriteriene. Vi vurderer om tilknytning av nytt forbruk eller produksjon er mulig ut ifra krav om å ikke bryte strøm- og spenningsgrenser.

Når vi skal vurdere om eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålidelighet legger vi som hovedregel til grunn N-1 i masket (flere forbindelser) transmisjonsnett på 300kV og 420 kV. I Indre Sogn har vi i dag en radial inn til området, men vi har fortsatt N-1 -forsyning i systemet gjennom overgang til separatudrift der vi gjenoppretter forsyningen med lokal produksjon. Vi legger derfor til grunn at dagens forbruk skal ha N-1-forsyning der vi kan gjenopprette alt forbruk etter feil eller ved utkoblinger som følge av vedlikehold.

### **Mer forbruk vil gjøre det vanskeligere å gjennomføre vedlikehold i nettet**

Når vi vurderer om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig må vi også vurdere om vi kan gjennomføre vedlikehold som krever utkoblinger. I Indre Sogn planlegger og koordinerer vi utkoblinger i nettet i dag slik at det skal gi minst mulig konsekvens for både forbruket og produsentene i Indre Sogn. Det er viktig å sikre at det er nok vann i magasinene til å opprettholde forsyning hele utkoblingsperioden samtidig som den økonomiske ulempen for produsentene skal bli minst mulig. Ved å øke forbruket begrenser dette perioden langvarige utkoblinger for vedlikehold kan gjennomføres. I verste fall må vedlikehold utsettes, og dette kan gi høyere feilsannsynlighet. En mulig løsning på dette er at alt eller deler av det nye forbruk må ligge utkoblet i perioder med vedlikehold på ledningene i transmisjonsnettet for å sikre forsyning av dagens forbruk.

### **Det kan være kapasitet til noe mer forbruk under Leirdøla transformatorstasjon i dagens nett**

Det er planer om forbruk under Leirdøla transformatorstasjon, som beskrevet under kapittel 2.4. Det kan isolert sett være kapasitet til noe økt forbruk under Leirdøla i dagens nett. Mer forbruk under Leirdøla vil også kunne avlaste nettet i periodene med stort produksjonsoverskudd i dagens nett

Hvor mye vi kan tilknytte vil også avhenge av hvilken leveringspålidelighet det nye forbruket ønsker. Dersom forbruket kan tilknyttes med vilkår om utkobling kan vi antagelig åpne for å tilknytte mer forbruk under Leirdøla.

### **Det er ikke driftsmessig forsvarlig å tilknytte mer forbruk i Årdal i dagens nett**

Det er i hovedsak tre nettbegrensninger som gjør at det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte ytterligere forbruk i dagens nett:

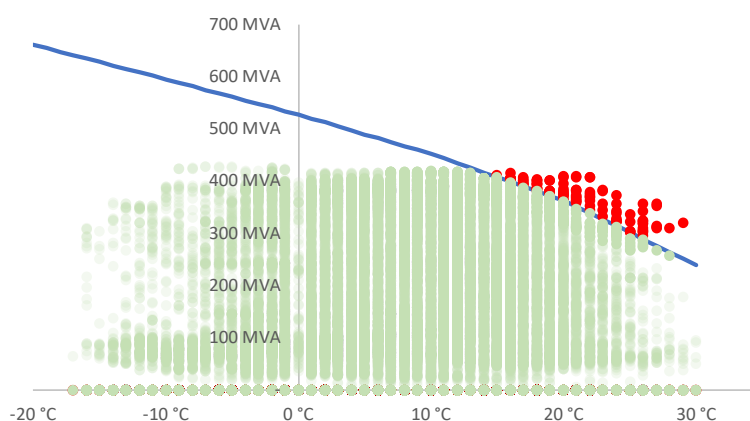
- Termiske begrensninger i regionalnettet
- Begrenset transformeringskapasitet i Jamnene
- Spenningsbegrensning i regionalnettet

I de neste avsnittene beskriver vi disse nettbegrensningene mer detaljert.

### **Regionalnettet driftes periodevis over N-1-grensen allerede i dag**

Mellom Fortun og Øvre Årdal går det i dag tre ledninger som Linja eier. Vi ønsker å overholde N-1 på denne strekningen fordi det minsker risikoen for strømbrudd for forbruket i Øvre Årdal. I tillegg er vi i perioder avhengige av tilgang til produksjonen under Jamnene for å forsyne forbruket i Øvre Årdal i en situasjon med feil på transmisjonsnettet eller separatudrift. Det er derfor kritisk med langvarige feil på disse linjene. Med N-1 her kan en av ledningene falle ut eller kobles ut og vi vil fortsatt kunne forsyne forbruket.

Regionalnettseier, Linja, har installert utstyr for DLR<sup>6</sup> på ledningene mellom dagens Fortun stasjon og Øvre Årdal for å få bedre oversikt over faktisk utnyttelse av nettet. Figur 2-6 viser historiske målinger for flyten på 132 kV-ledningene fra Fortun til Øvre Årdal. Den blå linjen indikerer N-1 kapasiteten på ledningene, som en funksjon av utetemperatur. Ledningene får lavere termisk kapasitet ved høye utetemperaturer. De røde prikkene indikerer antall timer med målinger over N-1 kapasiteten. Figuren viser tydelig at vi alt i dag har timer over N-1 grensa på disse ledningene.



Figur 2-6 Historiske målinger på 132 kV Fortun-Øvre Årdal. Røde prikker indikerer timer med flyt over N-1 grensa.

Industriforbruket i Årdal er sårbart for bortfall av kraftforsyningen. Hvis vi velger å drifte regionalnettsledningene opp over N-1 i en større andel av tiden, vil alle utfall av en av disse ledningene gi overlast på de to gjenværende ledningene. Dette vil kunne føre til forskriftsbrudd, skade på ledningene, og potensielt føre til flere eller mer langvarige feil.

#### I enkelte situasjoner drifter vi regionalnettet opp mot N-0-grensen (strømgrensen)

Målinger viser også at vi i enkelte driftsituasjoner allerede i dag har flyt på ledningene som er opp mot ledningenes maksimale kapasitet, altså opp mot N-0-grensen. Termisk overbelastede ledninger vil sige ned til under minste akseptable bakkeklaring. Avstand til høyeste punkt under ledningen er et forskriftskrav<sup>7</sup> og praktiseres i dette tilfellet av regionalnettseier Linja. Dette betyr at selv om vi hadde tatt økt risiko ved å drifte nettet over N-1-grensen møter vi raskt en absolutt termisk grense (N-0). En økning av forbruket jevnt over året vil gi flere timer der vi går over strømgrensen i regionalnettet.

Begrensningene vi ser i regionalnettet oppstår i perioder med varmt vær og lite produksjon. Det vil altså i store deler av året være noe ledig kapasitet til økt forbruk. Det betyr at det kan være en åpning for å tilknytte noe nytt forbruk i intakt nett. Hvis vi legger på forbruk på toppen av dagens forbruk i Øvre Årdal og Årdalstangen ser vi at vi kan legge på omtrent 70 MW før vi når N-0 grensa på 132 kV-ledningene. Forbruket som gjør at vi går over N-1 må regne med å bli koblet ut ved feil, og uten garanti for innkobling, da dagens forbruk vil bli prioritert.

#### Nye Jamnene stasjon gir i utgangspunktet ikke mer kapasitet til forbruk

Dagens transformatorløsning i Fortun stasjon er forenklet og gjør at feil på en trafo automatisk kobler ut den andre. Ved ferdigstilling av nye Jamnene transformatorstasjon, planlagt i 2027, får vi fullverdig løsning med to transformatorer. Etter fullverdig løsning er på plass vil utfall av én transformator pålaste den gjenværende.

<sup>6</sup> Dynamic Line Rating – kontinuerlig overvåking av temperatur for å kunne sette løpende strømføringssevne iht. faktiske klimatiske forhold og heve utnyttelsen av ledningene.

<sup>7</sup> [FEF:2006](#)

Med to standard transformatorer med normal overlastmuligheter vil vi få N-1 transformatorkapasitet tilnærmet lik dagens forbruk i området.

Dersom vi velger å gå utover N-1 på transformatorene er neste steg N-0-grensa. Dette tillater økning av forbruket på nesten 200 MW, sammenlignet med dagens. Ved feil eller vedlikehold på en av transformatorene vil vi måtte koble ut noe av forbruket eller benytte spesialregulering.

### Spenningsbegrensninger i regionalnettet setter en absolutt grense for tilknytning av nytt forbruk

I Indre Sogn drifter Statnett transmisjonsnett etter grenser for nedre kontinuerlig driftsspenning som følge av flere hensyn. Lav driftsspenning er assosiert med høyere tap og lavere termisk kapasitet i anleggene. Slutt kunder er tilknyttet transmisjonsnettet gjennom flere trinn med nedtransformering. Spenningsprang i transmisjonsnettet forplanter seg nedover spenningsnivåene og for lav driftsspenning vil ha konsekvenser for regionalnettseiers evne til å overholde FoL<sup>8</sup> ved ellers rutinemessige koblingsoperasjoner. I Indre Sogn er spenningsbåndet i regionalnettet satt av krav i Hydros elektrolyseanlegg.

Dersom vi ser bort ifra begrensninger i regionalnettet og transformeringskapasitet i Jamnene stasjon treffer vi en spenningsbegrensning ved om lag 500 MW flyt mellom Jamnene og Øvre Årdal i intakt nett. Vi kan ikke drifte over dette selv med system for automatisk frakobling. Dagens forbruk er på omtrent 430 MW, slik at spenningsbegrensningen også gjør at vi ikke kan tilknytte mer enn omtrent 70 MW i intakt nett.

### Dersom vi spesialregulerer mer i en normalsituasjon kan vi få mindre vann tilgjengelig ved feil

Det er mulig å gjøre tiltak i driften som kan hjelpe oss med å løse de tre nettbegrensningene vi beskriver over. Vi kan spesialregulere opp produksjon under Øvre Årdal stasjon. Dette kan vi gjøre både for å ikke belaste ledningene og transformatorene opp mot N-0, men også for å overholde N-1. Dess mer forbruket øker, dess mer må vi spesialregulere. Det krever også mer regulering å overholde N-1-kriteriet enn N-0. Problemet med for lave spenninger i Øvre Årdal kan også løses ved å regulere opp produksjon innenfor Jamnene stasjon.

I Indre Sogn er vi avhengig av vann i magasinene for å forsyne forbruk ved en feil i nettet. En konsekvens av økt spesialregulering i en normalsituasjon er at dette kan tappe magasinene i en periode der man normalt vil spare vann. Dette gjør at vi vil ha mindre vann tilgjengelig i en feilsituasjon. Dette igjen vil øke sannsynligheten for at forbruket i området vil måtte bli liggende frakoblet etter en feil, og i verste fall også gå på bekostning av forsyningssikkerheten også til dagens forbruk, dersom vi bruker opp for mye av vannet i en normalsituasjon og så opplever en langvarig feil.

Systemansvarligs virkemidler slik som spesialregulering holdes normalt sett utenfor når vi vurderer om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig eller ikke ettersom dette er virkemidler som er viktige å ta tilgjengelige i driften. I noen tilfeller kan det imidlertid være et rimelig tiltak som sikrer driftsmessig forsvarlig tilknytning og da vurderer vi dette. I Indre Sogn er spesialregulering et viktig virkemiddel som vi bruker aktivt både i intakt nett og ved separatdrift. Vi mener at vi ikke kan planlegge for en utstrakt bruk av systemansvarliges virkemidler i form av spesialregulering for å tilknytte så store forbruksøkninger som i Indre Sogn.

Spesialregulering har også en kostnad, denne betales av Statnett som systemansvarlig, og fordeles så på nettleia til alle kunder i kraftnettet.

---

<sup>8</sup> [Forskrift om leveringskvalitet](#)

Tabell 2-2 Sannsynlighet og konsekvens for feil og avbrudd ved tilknytning av økt forbruk i dagens nett i Øvre Årdal.

		Intakt nett	Feil på 300 kV Sogndal-Jamnene og 132 kV Jamnene-Øvre Årdal (ved drift utover N-1)
<b>Normal magasininfylling</b>	Sannsynlighet	Normalsituasjon	300 kV-ledningene faller ut opp mot 0,3 ganger i året og har en forventet utkoblingstid på omtrent 10 timer. Regionalnettsledningene har mellom 0,1 og 0,2 feil i året, til gjengjeld er forventet feilvarighet på disse ledningene nesten dobbelt så lang som for 300 kV-ledningene.
	Konsekvens	Ingen strømvbrudd	<b>Dagens forbruk:</b> ingen eller et kort strømvbrudd knyttet til å etablere separatdrift.  <b>Nytt forbruk:</b> utkobling og muligens gjeninnkobling av alt eller noe basert på vurderinger av magasininfylling og antatt feilvarighet.
<b>Lav magasininfylling</b>	Sannsynlighet	3-10 uker hvert år med under 15 % fyllingsgrad*	Svært lav (kombinasjonen av sannsynlighet for lav magasininfylling og langvarig feil).  Statistikken viser også at feilsannsynligheten er lavere i de periodene av året når det er lav magasininfylling.
	Konsekvens	Ingen strømvbrudd	<b>Dagens forbruk:</b> ingen eller et kort strømvbrudd knyttet til å etablere separatdrift. Ved langvarige feil kan forbruket måtte reduseres. <sup>9</sup>  Langvarige avbrudd (2-3 timer) kan føre til at aluminiumsanlegget får uopprettelige skader og hele eller deler må bygges opp igjen. Kostnaden for dette er i størrelsesorden 2-3 milliarder NOK <sup>10</sup>  <b>Nytt forbruk:</b> forbruket må belage seg på å være utkoblet til feilen er rettet. I likhet med dagens forbruk vil trolig også deler av nytt forbruk være sensitivt for langvarig avbrudd.

\*Basert på data fra 2001-2023

<sup>9</sup> TUF – tvangsmessig utkobling av forbruk Fos § 13. Kompenseres med KILE-satser.<sup>10</sup> Kilde: Hydro Aluminium. Kostnad i 2023-kroner.

### **Det er ikke driftsmessig forsvarlig å tilknytte mer produksjon i dagens nett i Indre Sogn utover kraftverk som har reservert kapasitet**

Vi har i dag et stort overskudd av produksjon i Indre Sogn. Vi har tidligere analysert hvor mye ny produksjon det er plass til i Indre Sogn i forbindelse med driftsmessig forsvarlig-vurdering av de fire større konsesjonsgitte kraftverkene som vi beskriver under 2.5. Vi har reservert kapasitet til 170 MW ny produksjon, der 48 MW av disse er på vilkår om redusert produksjon i sommerhalvåret. Det er termisk kapasitet på 300 kV-ledningen mellom Sogndal og Nuken som er den største begrensningen for å kunne tilknytte mer produksjon i Indre Sogn.

Det er ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til ytterligere produksjon i Indre Sogn i dagens nett utover kraftverkene som vi allerede har reservert kapasitet til.

### **Vi må gjøre tiltak i nettet for å få økt kapasitet både til nytt forbruk og produksjon i Indre Sogn**

Oppsummert vil det ikke være driftsmessig forsvarlig å tilknytte ytterligere produksjon eller forbruk i Indre Sogn i dagens nett med planlagte oppgraderinger. Vi har flere driftstimer over N-1-grensen i regionalnettet allerede i dag. Mer forbruk i dagens nett vil dermed gå på bekostning av leveringspåliteligheten til dagens forbruk.

Dersom vi utnytter dagens nett opp mot sin maksimale kapasitet (N-0) kan vi teoretisk sett knytte til opp mot 70 MW økt forbruk i Øvre Årdal. Samtidig innebærer dette at vi går over N-1 grensene på transformatorer og i regionalnettet og flere feil enn i dagens system vil føre til utfall av forbruk. Bruk av systemer for automatisk utkobling av forbruket vil heller ikke være et aktuelt virkemiddel for å kunne tilknytte forbruk utover 70 MW siden det er strøm- og spenningsbegrensninger i intakt nett som begrenser.

Vi kan i teorien overholde N-1-grensene i nettet ved å spesialregulere og på den måten minimere risikoen for strømbrudd ved feil, men vil da bruke av de samme vannressursene som vi er helt avhengige av for å opprettholde forsyningen av aluminiumsproduksjonen ved feil eller utkoblinger i transmisjonsnettet. Dersom vi øker bruken av spesialregulering i intakt nett vil dette dermed kunne føre til at tilknytning av nytt forbruk går på bekostning av forsyningsikkerheten til dagens forbruk. Vi mener at en utstrakt bruk av spesialregulering også ved intakt nett ikke er et alternativ til nettforsterkninger.

Det er ikke plass til økt produksjon i dagens nett. Vi har allerede reservert kapasitet til mye ny produksjon, der de siste kraftverkene får tilknytning på vilkår.

Basert på dette mener vi tilknytningen av nytt forbruk utover dagens forbruk ikke vil være driftsmessig forsvarlig og at det utløser behov for tiltak i Indre Sogn.

### 3 Mål og rammer

På bakgrunn av behovsanalysen skal vi definere mål som vi ønsker at konseptene vi vurderer skal bidra til å nå. Samfunnsmålet beskriver nytten som ønskes oppnådd for samfunnet og skal angi retning og ambisjon for utvikling av kraftsystemet. Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Myndighetsgitte krav gitt av lover og forskrifter, og Statnetts egne standarder og retningslinjer, beskriver rammene vi må forholde oss til og som har betydning for hvilke konsepter vi har vurdert.

#### 3.1 Samfunnsmålet er å sikre tilgang på strøm til næringsutvikling og tilrettelegge for økt produksjon

I energimeldingen (Meld. St. 36 2020–2021 Energi til arbeid) står det at Regjeringens overordnede mål med energipolitikken er høy verdiskaping gjennom effektiv og miljøvennlig forvaltning av energiresursene. De overordnede målene er:

1. verdiskaping som gir grunnlag for arbeidsplasser i Norge
2. elektrifiseringen skal gjøre Norge grønnere og bedre
3. etablering av nye, lønnsomme næringer
4. videreutvikle en framtidrettet olje- og gassnæring innenfor rammene av klimamålene

I etterkant av energimeldingen la regjeringen fram et veikart for grønt industriløft. Målet med veikartet er å skape verdier, øke de grønne investeringene, øke eksporten fra fastlandet og kutte klimagassutslipp hurtig på veien mot lavutslippssamfunnet. Høsten 2022 forsterket Regjeringen Norges klimamål slik at vi skal redusere utslippene med minst 55 % innen 2030 sammenliknet med 1990.

I februar 2023 la energikommisjonen frem sin NOU: Mer av alt raskere. Kommisjonen peker på at "*vi trenger mer effektiv og fleksibel energibruk, vi må utløse investeringer i mange typer fornybar kraft for å få opp produksjonen, og vi må øke nettkapasiteten for å få kraften frem*". Kommisjonen er tydelig på at selv om vi utnytter potensialet for energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet, er det behov for mer kraft. Videre peker kommisjonen på at regulerbar kraft gir stor fleksibilitet og blir viktigere og mer verdifull fremover med økt elektrifisering og utbygging av mer uregulerbar kraft i Norge og ikke minst i landene rundt oss.

Nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) angir generelle politiske mål for utbyggingen av kraftnettet. Det overordnede målet er "at planlegging og utbygging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven". Videre angir meldingen følgende målsettinger som har konsekvens for modernisering og utbygging av kraftnettet:

- 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 forskjeller i strømpris mellom områder.
- Et klimavennlig energisystem som tar hensyn til naturmangfold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser

Som redegjort for i behovsanalysen vurderer vi at det er forbruksplaner som er det utløsende behovet for å gjøre tiltak. Samtidig er det et produksjonsoverskudd i Indre Sogn i dag og det er planer om ytterligere produksjon. Samfunnsmålet er derfor å gi sikker tilgang på strøm til næringsutvikling og tilrettelegge for produksjonsøkning i Indre Sogn.

### 3.2 Effektmålene beskriver ønsket oppnådd tilstand

Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Dersom alle kunder som ønsker adgang til nettet skal få tilknytning, må vi legge til rette for økt industriforbruk og kraftproduksjon.

Punktene under viser effektmålene som konseptene skal oppfylle:

1. Mulig å gi driftsmessig forsvarlig tilknytning til nytt og økt industriforbruk i Indre Sogn til minimum Basis-scenario og tilrettelegge for forbruk opp mot Høy-scenario.
2. Fjerne behovet for produksjonsbegrensning på produksjon som har fått reservere kapasitet i dagens nett, samt tilrettelegge for ytterligere økt produksjon.

#### **Mulig å gi driftsmessig forsvarlig tilknytning til nytt og økt industriforbruk i Indre Sogn til minimum Basis-scenario og tilrettelegge for forbruk opp mot Høy-scenario**

Forbruket i Indre Sogn har i dag N-1-forsyningssikkerhet gjennom nett og produksjon. Konsekvensene ved et langvarig strømavbrudd er svært store for aluminiumsindustrien og Hydro har bekreftet at de ønsker samme forsyningssikkerhet som i dag eller bedre til dagens og nytt forbruk. Statnett mener det er rasjonelt å ha N-1-forsyningssikkerhet til aluminiumsindustrien i Indre Sogn. Både med tanke på konsekvenser for forbruket ved et langvarig utfall og for systemet som helhet. Vi legger derfor til grunn at en driftsmessig forsvarlig tilknytning av forbruksplanene i Indre Sogn til minimum Basis-scenarioet betyr at dagens forbruk og nytt forbruk skal kunne tilbys N-1-forsyningssikkerhet.

#### **Fjerne behovet for produksjonsbegrensning på produksjon som har fått reservere kapasitet i dagens nett, samt tilrettelegge for ytterligere økt produksjon**

Det er i dag et produksjonsoverskudd i Indre Sogn og vi tilknytter derfor ikke mer produksjon på ordinære vilkår. Som følge av dette har vi gitt tilknytning på vilkår for produksjonen i Øyane og Ilvatn (kapittel 2.5). Det finnes planer om ytterligere produksjonsøkninger på opp mot 1 000 MW, men disse er i tidlig fase av prosjektutviklingen og er svært usikre. Måloppnåelsen kan dermed vurderes ut fra om produksjonen kan knyttes til på ønsket tidspunkt og med eventuelle vilkår som er akseptabelt.

#### **Effektmålene er sammenfallende og behandles ikke som absolutte**

Effektmålene står i prioritert rekkefølge.. Effektmål 1 og 2 vil være sammenfallende ved at økt kapasitet til forbruk i de fleste tilfeller også åpner for at vi kan tilknytte mer produksjon.

Målene skal ikke behandles som absolutte. Det kan være kostbart for samfunnet å gjennomføre konsept som gir full måloppnåelse. Konseptenes grad av måloppnåelse gir likevel verdifull informasjon til relevante beslutningstakere. Forholdsmessigheten mellom måloppnåelse og kostnadene blir vurdert i alternativanalysen som en del av den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderingen

### 3.3 Rammer som begrenser mulighetsrommet til konseptene

Konseptene vi utvikler må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og i overenstemmelse med gjeldene lover og forskrifter. Absolutte og ufravikelige krav, såkalte skal-krav, avgrenser mulighetsrommet vi vil vurdere konsepter innenfor. Statnetts egne standarder og retningslinjer, såkalte bør-krav, legger også føringer for hvilke konsepter som er aktuelle. De viktigste rammene for denne KVUen er gjengitt under.

#### **Statnett har tilknytningsplikt (bør-krav)**

Ifølge tilknytningsplikten (energiloven §§3-4 og 3-4a) plikter Statnett å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt eller økt forbruk og produksjon.

Dersom tilknytning i eksisterende nett ikke er driftsmessig forsvarlig, utløses Statnetts utrednings- og investeringsplikt. Statnett plikter da å planlegge, søke konsesjon for og om nødvendig investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold (forskrift om nettregulering og energimarkedet §§3-2 og 3-3). Kunden må vente med å knytte seg til nettet eller øke uttak/innmating til tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Statnett kan søke om unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon dersom tilknytningen ikke er samfunnsøkonomisk rasjonell. For forbruk kan vi kun søke unntak i ekstraordinære tilfeller. Selv om vi kan søke unntak, legger Statnett stor vekt på å oppfylle tilknytningsplikten.

Tilknytningsplikten er et skal-krav og tilknytningsplikten for forbruk veier tungt slik at mulighetene for å søke unntak fra denne er svært begrenset. Oppgaven med å tilknytte industriforbruket reflekteres i første effektmål. Alternativet ville vært at det inngår som et absolutt krav i utformingen av konsepter. At vi har det med som et effektmål gjør at vi også kan vurdere mindre omfattende konsepter, som kan legge til rette for mye, men ikke alle forbruksplaner. Det er også stor usikkerhet knyttet til fremtidig forbruksvekst og produksjon. Vi mener derfor det er hensiktsmessig å holde dette som et bør-krav i tidlig planlegging av nett.

### **Tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon skal være driftsmessig forsvarlig (skal-krav)**

Tilknytning av nytt eller økt forbruk og produksjon i nettet skal være driftsmessig forsvarlig (DF). Som kort beskrevet i kapittel 2.7 er det fastsatt følgende kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning:

- Strøm- og spenningsgrenser må overholdes (skal-krav)
- Eksisterende kunder i nettet må fortsatt ha akseptabel leveringspålidelighet (skal-krav)

Hovedformålet i en DF-analyse er å sikre at strøm- og spenningsgrenser ikke skal overskrides i drift både ved utfall og i intakt nett. Samtidig må situasjoner som oppstår i drift kunne håndteres operativt og vi vil fremover i større grad vurdere hvordan og om vi kan håndtere driftsstanser.

Krav til strøm, spenning og leveringspålidelighet er skal-krav. Første steg i en driftsmessig forsvarlig-vurdering er å analysere om det er mulig å gi tilknytning uten å bryte forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser samtidig som eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålidelighet.

Disse kriteriene er utledet av regulatoriske føringer, og vi vurderer disse som skal-krav. Det første kriteriet innebærer at de forskriftsmessige kravene til leveringskvalitet og overføringsgrenser, gitt av henholdsvis "Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet og "Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet" må overholdes. Når vi skal vurdere om eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålidelighet legger vi som hovedregel til grunn N-1 i masket (flere ledninger) transmisjonsnett på 300kV og 420 kV. I Indre Sogn har vi i dag en radial inn til området, men vi har fortsatt N-1 -forsyning i systemet gjennom overgang til separatudrift der vi gjenoppretter forsyningen med lokal produksjon. Vi legger derfor til grunn at dagens forbruk skal ha N-1-forsyning der vi kan gjenopprette alt forbruk etter feil eller ved utkoblinger som følge av vedlikehold.

### **N-1 er et planleggingskriterium (bør-krav)**

N-1-kriteriet er utgangspunkt for vår nettplanlegging. Det innebærer at feil på én komponent normalt ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne. Myndighetene slutter opp om N-1-kriteriet som planleggingskriterium for transmisjonsnettet gjennom energimeldingen (2015-2016) og nettmeldingen (2011-2012). I energimeldingen presiserer regjeringen imidlertid at tiltak som er begrunnet i N-1-kriteriet og forsyningsikkerhet også må oppfylle kravene om samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det vil si at det ikke er tilstrekkelig å begrunne et tiltak ut fra deterministiske kriterier slik som N-1 og N-1-1, men at nytten av å øke forsyningsikkerheten må veies opp mot kostnadene dette innebærer.



### **Statnett vurderer at tiltakene er anleggsbidragspliktig (skal-krav)**

Fra 1. januar 2019 plikter Statnett å kreve anleggsbidrag når en kunde som enten ber om tilknytning, økt kapasitet eller bedre kvalitet utløser behov for tiltak i nettet. Hvorvidt Statnett plikter å kreve kundene for anleggsbidrag, avhenger av hvilket behov som utløser det aktuelle netttiltaket. Siden Statnett per nå ikke ville gjennomført samme tiltak uten spesifikke tilknytningsforespørsler, er tiltaket vurdert som anleggsbidragspliktig.

### **Statnett kan ikke eie eller ha kontroll over kraftproduksjon (skal-krav)**

Dagens regelverk gjør at Statnett som transmisjonsnetteier og systemansvarlig kan ikke etablere, eie eller drifte kraftproduksjon. Dette medfører at å etablere mer produksjon i et område som alternativ til nett ikke er aktuelt.

Gjeldende regelverk gjør at vi behandler denne rammen som et skal-krav.

### **Nye anlegg bygges for 420 kV-spenningsnivå (bør-krav)**

Statnett bygger nytt eller reinvestere transmisjonsnett med spenningsnivå på 420 kV. Dette begrenser hvilke spenningsnivåer vi vurderer i denne utredningen. Samtidig er ikke dette en lovpålagt ramme, slik at dette er et bør-krav som kan fravikes.

## **3.4 Rammer som gjelder generelt når vi planlegger nettanlegg**

Det finnes også en del rammer som gjelder generelt i planleggingen av nettanlegg som vi beskriver under. Dette er rammer som i hovedsak settes av energiloven med underliggende forskrifter. Flere av disse rammene begrenser imidlertid ikke mulighetsrommet i denne KVUen, men kan legge føringer i videre prosjektutvikling.

### **Nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonell (skal-krav)**

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke lover og forskrifter, der energiloven er mest sentral. Energilovens formål er å "sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte" (§ 1-2). Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) "Om lov om endringer i energiloven" slår fast at det med uttrykket "samfunnsmessig rasjonelt" menes "samfunnsøkonomisk lønnsomt". Det innebærer at både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner, og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allment akseptert (økonomisk) måte, må vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVEs og EDs vurdering av konsesjonssøknader og vedtak. Dette innebærer at nytten av tiltakene vi kan anbefale som hovedregel må overstige kostnadene.

Denne formålsparagrafen er altså en generell ramme som vi forholder oss som gjelder hele energisektoren og alle forskrifter under energiloven.

### **Anleggene skal holdes i driftssikker stand (skal-krav)**

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). Denne rammen legger føringer for når Statnetts komponenter i nettet må reinvesteres.

### **Plikt til å ta beredskapsmessige hensyn (skal-krav)**

Beredskapsforskriften fastsetter krav og regler for forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen. Forskriften gir blant annet føringer for klassifisering av viktige stasjoner i transmisjonsnettet og krav knyttet til disse. Dette utgjør rammer ved etablering av nye nettanlegg, eller dersom eksisterende nettanlegg får transmisjonsnettfunksjon.

**Transmisjonsnettet skal i hovedsak bygges som luftledning (skal-krav)**

I nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) ble det slått fast at ledninger på 300 kV- og 420 kV-spenningsnivå skal bli bygget som luftledning, bortsett fra i enkelte unntakstilfeller. For denne analysen er dette viktig i mulighetsstudien, hvor vi legger til grunn luftledning som hovedregel i tiltakene som vurderes.

**Utbygging bør gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og areal (skal-krav)**

Nettutviklingen skal ta hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt, i tråd med energiloven § 1-2. Allmenne interesser som søkes hensyntatt er blant annet miljø, klima, landskap, friluftsliv, andre næringer, lokalsamfunnet og storsamfunnet. 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, inneholder krav som kan påvirke vurdering av mulige netttiltak. Rammen tilsier at tiltakenes areal- og miljøkonsekvenser bør begrenses dersom det ikke er tungtveiende årsaker som rettfærdiggjør inngrepene.

## 4 Mulighetsstudie

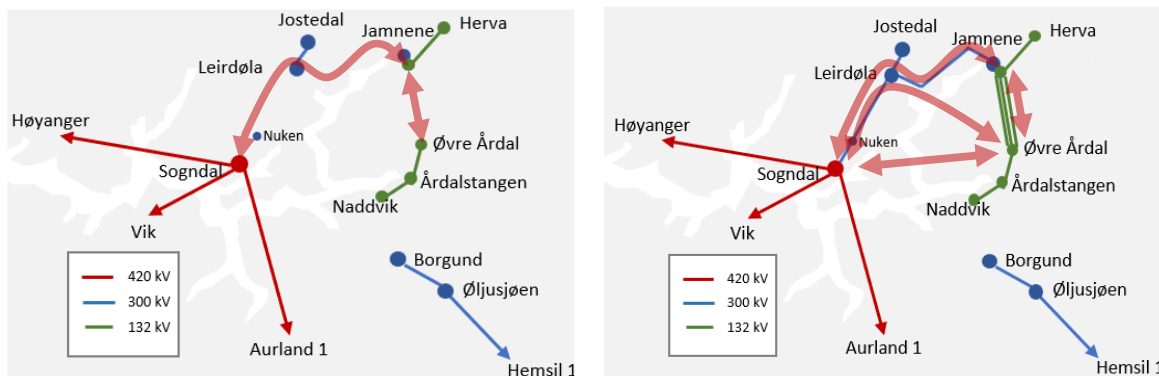
I mulighetsstudien beskriver vi mål og rammer for mulighetsrommet. Vi legger frem nullalternativet og undersøker konsepter som gir mulighet for å tilknytte de mengdene av nytt forbruk og produksjon som er beskrevet i behovsanalysen.

Mulighetsstudien er en overordnet vurdering basert på samfunnsøkonomiske prinsipper. Åpenbart svake konsepter forkastes. De mest lovende konseptene videreføres til en mer detaljert lønnsomhetsvurdering i alternativstudien der konseptene sammenlignes med nullalternativet.

Vi legger til grunn i alle scenarioene at forbruket i analyseområdet vil øke, men som behovsanalysen viser er det usikkert hvor mye og hvor fort forbruket vil vokse.

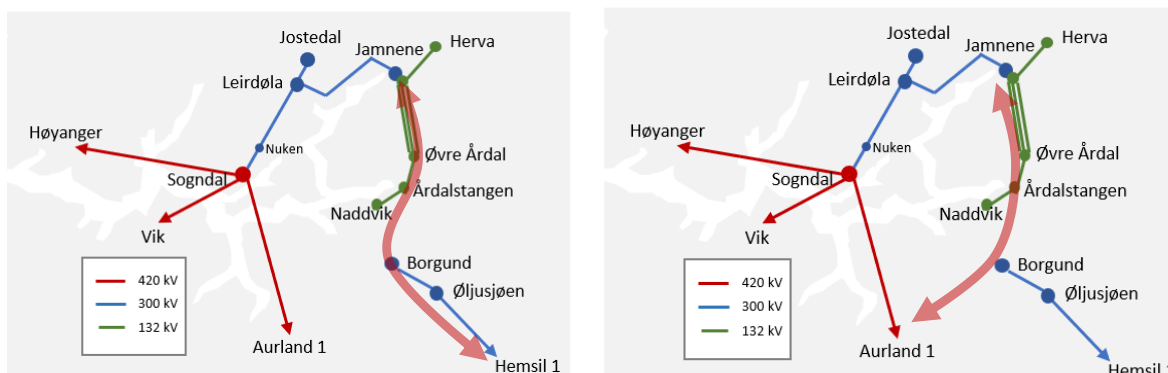
Vi har vurdert fire overordnede nettkonsepter, illustrert i Figur 4-1. Forbruksplanene vil antagelig øke trinnvis i Indre Sogn og nettkonseptene vi har vurdert kan også bygges ut i trinn. I tillegg undersøker vi om alternativer til nettutbygging kan møte hele eller deler av behovet. Vi har også forkastet noen konsepter før mulighetsstudien. Disse er beskrevet i Vedlegg V4.

Følgende fire nettutbyggingskonsepter er vurdert i mulighetsstudien:



**Konsept 1** – Spenningsoppgradering av dagens 300 kV mellom Sogndal og Jamnene til 420 kV, samt en forsterkning av nettet mellom Jamnene og Øvre Årdal.

**Konsept 2** - Bygge ny 420 kV-ledning fra Sogndal og frem til Øvre Årdal, i tillegg til dagens 300 kV-ledning mellom Sogndal og Jamnene.



**Konsept 3** - Ny 420 kV-ledning fra Øvre Årdal til Borgund og spenningsoppgradering av dagens 300 kV-ledninger gjennom Hemsedal.

**Konsept 4** - Bygge ny 420 kV-ledning fra Øvre Årdal til Borgund og videre mot Aurland.

Figur 4-1 Illustrasjon av konsept 1-4, ny ledning er indikert med rød pil.

Med overordnet konsept mener vi at vi ikke tar et endelig valg om trasé eller stasjonsplassering. Konseptene vurderes mot nullalternativet. Nullalternativet inkluderer nødvendige reinvesteringer på det tidspunktet disse inntreffer og igangsatte tiltak i dagens nett.

#### **4.1 Konseptene vi vurderer blir sammenlignet med et nullalternativ**

Når vi vurderer samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nettiltak, må vi sammenligne med et nullalternativ. Nullalternativet i en samfunnsøkonomisk analyse skal representere en forsvarlig videreføring av dagens situasjon, og synliggjøre konsekvensen av at nettiltak ikke blir gjennomført. Det er differansen i nytte og kostnader mellom nullalternativet og utbyggingskonseptene som synliggjør eventuell lønnsomhet av nye nettiltak.

For at nullalternativet skal være reelt, og oppfylle kravet om en forsvarlig videreføring av dagens situasjon, må kostnader knyttet til et minimum av vedlikehold inkluderes. I tillegg skal vedtatt politikk, som regelverk, lover og grenseverdier ligge til grunn for hvordan nullalternativet utformes (Finansdepartementet, 2021).

##### **Nullalternativet innebærer tiltak på reinvesteringstidspunktet**

For å synliggjøre konsekvensene av å gjennomføre tiltak, er det viktig at kun nødvendige investeringer er med i nullalternativet. Med nødvendige investeringer menes tiltak for å opprettholde dagens nettfunksjon. I tillegg er det viktig å belyse om noen av konseptene kan spare oss for planlagte reinvesteringskostnader.

Nullalternativet innebærer dermed at vi reinvesterer dagens anleggskomponenter om lag 1:1 ved utløp av teknisk levetid. Det ligger inne noe kapasitetsøkning i nullalternativet. Statnett har i all hovedsak bygget nye nettanlegg på 420 kV spenningsnivå siden 1990, noe som medfører at vi ikke har relevante erfaringstall å se til for reinvestering på 300 kV. Strategien til Statnett baserer seg på at vi bygger nytt nett på 420 kV spenningsnivå. Årsaken er at 420 kV-ledninger gir mye høyere kapasitet enn 300 kV-ledninger, samtidig som kostnadsdifferansen mellom 300 kV- og 420 kV-ledninger er liten. Vi vurderer derfor at det er naturlig å reinvestere nettanlegg på 420 kV spenningsnivå ved utløpt teknisk levetid i nullalternativet. Vi legger derfor denne rammen til grunn i analysen.

Videre legger vi til grunn 80 års levetid for ledninger. Dagens 300 kV-ledninger fra Sogndal-Leirdøla-Fortun ble bygget i 1970, og forutsettes derfor at reinvesteres i 2050. Den samme levetiden legges til grunn for dagens 300 kV-ledninger fra Borgund mot Hemsil 2, som ble bygget i perioden 1960-1975. To av 132 kV-ledningene mellom Fortun og Øvre Årdal ble bygget i 1960 og den siste i 1971. Reinvesteringstidspunktet har, av Linja, blitt anslått å være i 2045, basert på teknisk tilstand. Anslått tidspunkt for reinvestering er presentert i Tabell 4-1.

Nullalternativet innebærer også reinvestering av dagens Borgund stasjon. Stasjonen ble bygget i 1974, og med forutsetning på 55 års levetid for stasjoner tilsier det reinvesteringstidspunkt rundt 2029.

Kostnader knyttet til vedlikehold og reinvestering av anlegg vil påløpe i nullalternativet. Transformatorstasjonene Sogndal, Leirdøla og Fortun er imidlertid i ferd med å fornyes eller alt klargjort for drift på 420 kV, og disse reinvesteringskostnadene er dermed ikke relevante.

Tabell 4-1 Forventet reinvesteringstidspunkt og kostnad for reinvestering av luftledninger i området.

Luftledningsstrek	Byggeår	Tidspunkt for reinvestering	Lengde (km)	Nåverdi reinvesteringer (2024-MNOK)
Sogndal – Nuken	1970	2050	9	- 45
Nuken – Leirdøla	1970	2050	19	- 90
Leirdøla – Fortun	1970	2050	34	- 165
L1 Fortun – Øvre Årdal	1971	2056	27	- 70
L2 Fortun – Øvre Årdal	1960	2045	27	- 100
L3 Fortun – Øvre Årdal	1960	2045	28	- 100
Borgund – Øljusjøen	1975	2055	17	- 65
Øljusjøen – Hemsil 1	1975	2055	41	- 160
Hemsil 1 – Hemsil 2	1960	2040	23	- 160

Reinvesteringskostnadene for nullalternativet, både for ledninger og stasjoner, vil ligge på omtrent 4,7 milliarder NOK i 2024-kroner eller 2,5 milliarder NOK i nåverdi.

#### I nullalternativet vil ikke forbruket i Basis kunne realiseres på tid eller med ønsket forsyningsikkerhet

Dagens nett er i praksis fullt utnyttet grunnet termiske begrensninger i regionalnettet mellom Jamnene transformatorstasjon og Øvre Årdal, transformorkapasitet i Jamnene transformatorstasjon og spenningsutfordringene som oppstår ved høyt forbruk og lav produksjon. Kapittel 2.7 beskriver mangelen på kapasitet i området nærmere.

Nullalternativet ligner på utbyggingskonsept 1, men gjennomføres lenger ut i tid, på reinvesteringstidspunkt. I kapittel 4.5 beskriver vi konsept 1 grundigere. Gitt at nullalternativet inkluderer spenningsheving til 420 kV på dagens ledning fra Sogndal vil dette tilrettelegge for noe mer forbruk, men med N-0 forsyningsikkerhet og krav om automatisk frakobling ved feil.

Aktørene i Indre Sogn har bedt oss utrede hva som skal til for å øke forbruket med opp mot 400 MW med N-1 forsyningsikkerhet. Gitt Basis-scenarioet for forbruksutviklingen og vurdering av driftsmessig forsvarlig, vil det i nullalternativet altså være opp mot 400 MW forbruk som ikke kan realiseres. Og det som eventuelt kan realiseres vil få lavere forsyningsikkerhet enn ønskelig. Konsekvensen av dette er tapt verdiskaping.

## 4.2 Alternativer til nett kan gi noen muligheter

Som en innledende del av mulighetsstudien har vi undersøkt om det er aktuelt med tiltak som ikke innebærer investeringer i kraftnettet. Slike alternativer til nett kan være at man i stedet for å øke overføringskapasiteten med nettiltak, gjør tiltak for å redusere forbruket, øker kraftproduksjonen eller tilgjengeligheten av andre energikilder. I vedlegg V3 har vi gjort en grundigere vurdering av alternativer til nett.

Forbruket i Indre Sogn er ensidig forsynt, men har fortsatt N-1-forsyningsikkerhet i systemet. I dag løser vi dette ved at forbruket dekkes opp av lokal produksjon når ledningen er koblet ut ved feil eller vedlikehold. Dersom vi skal dekke den planlagte forbruksveksten i Indre Sogn uten å gjøre tiltak i nettet er de mest aktuelle tiltakene å:

- Redusere forbruk
- Øke tilgangen på kraft

Dagens forbruk er dominert av industriforbruket til Hydro som har en jevn forbruksprofil over året, uken og døgnet. Som vi beskriver i kapittel 2.4 er det planer om store forbruksøkninger i Indre Sogn med samme flate forbruksprofil. Vi mener at det er lite å hente på å gjøre tiltak på forbrukssiden i Indre Sogn og vi vurderer ikke dette som et reelt alternativ til nett.

Kraftsystemet i Indre Sogn er i dag bygget opp slik at vi er helt avhengig av lokal produksjon i revisjonsperioder eller ved utfall av dagens 300 kV-ledning. Vi bruker altså produksjon som et alternativ til nett i dag.

I kapittel 4.3 har vi beskrevet at med mindre tiltak i regional- og transmisjonsnettet er det mulig å knytte til noe mer forbruk. Samtidig beskriver vi at det i perioder av året, med lav fyllingsgrad i magasinene, vil være vanskelig å sikre forsyning til økt forbruk ved feil på dagens 300 kV-ledning inn til området. Det er altså å sikre tilgjengelig kraft i perioder uten forbindelse til transmisjonsnettet som er fokus i avsnittene under.

Vi har identifisert flere måter vi mener kan bidra til å øke tilgjengeligheten på kraft i de periodene det er behov for dette:

**Ny produksjon** lokalisert nært forbruket vil generelt gi mindre overføringsbehov og redusere flaskehalsen i nettet. Dersom det etableres ett eller flere nye regulerbare kraftverk nært forbruket som i størrelsesorden er likt med Basis-scenarioet, kan dette i teorien fungerer som et alternativ til nett. Utbygging av nye kraftverk er imidlertid dyrt og innebærer også potensielt store naturinngrep.

**Å sikre tilgjengeligheten av eksisterende lokal produksjon** i de periodene vi har behov for dette vil kunne åpne for å tilknytte mer forbruk. Det er i overkant av 800 MW installert produksjon mellom Jamnene og Naddvik og forbruket er omtrent 430 MW. Vi ser av magasindata at vi kan ikke regne med at det finnes nok vann igjen i magasinene lokalt til å forsyne den planlagte forbruksveksten ved en langvarig feil på ledningen inn til området. Dette betyr at vi må få produsentene til å holde igjen nok vann.

Vi mener det er to teoretiske muligheter for hvordan dette kunne vært organisert:

1. Spesialregulering i regi av systemansvarlig
2. Bilaterale avtaler som sikrer tilgang til energi – tilsvarende oppdeckningsplikten

Spesialregulering er en del av systemansvarliges virkemidler. En mulighet er at systemansvarlig systematisk spesialregulerer ned produksjonen fra de viktigste kraftverkene i Indre Sogn for på den måten å sikre en viss energimengde igjen i magasinene. Dette krever imidlertid at systemansvarlig følger nøye med på magasinkurvene lokalt i dette området for å holde igjen kraftproduksjon. En slik løsning vil gi høyere systemdriftskostnader. Akkurat hva kostnaden for dette ville være er usikkert og vanskelig å beregne, men det vil innebære å stoppe produksjon som helst vil produsere. I perioder vil dette koste lite, mens det i andre perioder med høy kraftpris og stort kjøpeønske vil kunne koste mye. I tillegg til kostnaden, som vil fordeles på alle kundene i nettet via nettleien vil dette kreve store ressurser operativt hos systemansvarlig.

Generelt har også netteiere anledning til å knytte til nytt forbruk med forsyningssikkerhet som tilsvarer N-0. I dette tilfellet kan forbrukeren så inngå en bilateral avtale med en produsent, eller flere, om å holde igjen vann for å sikre N-1 forsyningssikkerhet. Denne løsningen vil i så fall være en slags forsikring som forbrukeren kjøper for å sikre seg at de har forsyning også ved en lengre avbrudd i nettet. En slik

løsning vil det være opp til andre aktører, som Hydro å forfølge. Dette er en løsning som er krevende ettersom det er et stort volum nytt forbruk og stort omfang.

**Batteriløsninger** er en annen måte å sikre tilgjengelig energi ved feil i nettet. I Indre Sogn er behovet energi, vi må kunne sikre forsyning av forbruket over tid, i perioder der det ikke er nok vann i magasinene til å levere denne energien. Når man skal dimensjonere et batteri må man definere hva man skal ha, evnen til å levere effekt (MW) eller energi (MWh), altså effekten over tid. For å kunne bidra til tilknytning av nytt stabilt forbruk vil et batteri måtte ha muligheten til å forsyne energi over tid. Gitt at vi ønsket at et batteri skal kunne støtte med 100 MW i et døgn, gir priser hentet fra åpne kilder<sup>11</sup>, prognosert for 2030, at dette kan få en kostnad på mellom 3 og 5 milliarder NOK, der det er energikomponenten som trekker kostnaden opp. Vi anser det derfor ikke batterier som noen rasjonell løsning for å forsyne nytt forbruk i Indre Sogn. I beste fall kan batterier bidra med bedre utnyttelse av regionalnettet eller som en kortvarig reserve ved utfall av dagens ledninger i Indre Sogn. Men det er ikke disse situasjonene som er avgjørende for å kunne gi tilknytning til nytt forbruk i dette området. Statnett har ikke mulighet til å eie eller drifte batterier slik regelverket er i dag. Batterier krever også stort areal. Vi ser det ikke som hensiktsmessig å foreslå å løse problemet med batterier i dette området.

**Eget prisområde** i Indre Sogn vil ha betydning for prisdannelsen og kan dempe dagens utfordringer med høyt overskudd i perioder. Dersom forbruksøkningen til Hydro realiseres, vil utfordringen snarere bli å sikre god disponering av vann inn mot vårløsningen. Eget prisområde kan gi en bedre disponering, men vil ikke utløse mer kapasitet inn eller ut av Indre Sogn. Vi kan altså ikke tilknytte mer forbruk eller produksjon enn det vi har i dagens nett og prisområder med ny prisområdegrense. Vi forkaster derfor dette som et alternativ vi går videre med.

#### 4.3 Mindre tiltak i dagens nett kan gi mulighet for forbruk opp mot Lav-scenariot

Vi har en rekke begrensninger i dagens transmisjons- og regionalnett. Dette er grundigere beskrevet i kapittel 2.7. Vi kan gjøre flere mindre tiltak i regional- og transmisjonsnettet som samlet sett gir oss noe mer kapasitet uten å bygge nytt nett. Det er Linja, Hydro og Østfold Energi som eier regionalnettet, slik at flere av de tiltakene som vi foreslår i regionalnettet er det andre netteiere som eventuelt må gjennomføre.

Linja gjorde i 2023 en egen utredning på vegne av Hydro der de så på mulige tiltak i regionalnettet. Mange av tiltakene Linja så på har vi tatt med oss inn i denne analysen.

Vi har vurdert fire tiltak som vil heve kapasiteten til forbruk i Indre Sogn før vi eventuelt oppgraderer transmisjonsnettledning til området. Vi lister opp tiltakene i den rekkefølgen de bør gjennomføres for å få økt kapasitet av hvert tiltak.

1. Temperaturoppgradering av dagens regionalnett fra 50 °C til 80 °C
2. Økt transformeringskapasitet i Jamnene stasjon
3. Reaktiv kompensering i Øvre Årdal
4. Spenningsheving av dagens regionalnett fra 120 kV til 132 kV

Tiltakene i seg selv legger ikke til rette for økt produksjon, da dette begrenses av 300 kV-ledningen mellom Leirdøla og Sogndal. Det vil allikevel være slik at ved å tilrettelegge for forbruk, vil forbruket redusere kraftoverskuddet i området og på denne måten gjør at vi kan tilknytte noe mer produksjon.

---

<sup>11</sup> National Renewable Energy Laboratory – US Dept of Energy

### **Mindre tiltak kan gi kapasitet til forbruk i Lav-scenario gitt at forbruket har noe fleksibilitet**

Tiltakene beskrevet over vil som en samlet pakke kunne gi muligheter for å tilknytte en forbruksøkning i Indre Sogn opp mot Lav-scenarioet, men det vil ikke være driftsmessig forsvarlig. For at det nye forbruket ikke skal gi lavere forsynings sikkerhet til dagens forbruk, må det nye forbruket ha system for automatisk frakobling ved feil i transmisjonsnettet. Forbruket kan kobles inn igjen raskt om vi har tilstrekkelig produksjon tilgjengelig, men i verste fall må forbruket ligge ute helt til feilen er rettet. Vi vil da drifte med N-1-forsynings sikkerhet i regionalnettet og N-0-forsynings sikkerhet i transmisjonsnettet, slik som i dag.

Dersom vi legger til grunn N-0-forsynings sikkerhet både i regional- og transmisjonsnettet kan vi i prinsippet tilknytte ytterligere forbruk, litt avhengig av hvordan vi øker transformeringskapasiteten i Jamnene. Når vi nærmer oss 650 MW forbruk, som er en økning på omtrent 220 MW fra dagens forbruk, vil vi igjen møte utfordringer med lave spenninger i Jamnene.

### **Vi legger til grunn at de mindre tiltakene er gjennomført i de videre nettkonseptene**

De mindre tiltakene endrer ikke situasjonen med N-0 i transmisjonsnettet eller mengden lokal produksjon tilgjengelig i perioder med kritiske feil i nettet. Indre tiltak gir derfor ikke driftsmessig forsvarlig tilknytning til mer forbruk. Samtidig ser vi at den samlede pakken med mindre tiltak kan gi økt kapasitet i intakt nett til omtrent Lav-scenario dersom nytt forbruk utrustes med system for automatisk frakobling. De mindre tiltakene kan også kombineres med alternativer til nett. Dersom man sikrer tilgang til produksjon ved en feil vil risikoen for at forbruk blir liggende ute ved en feil minimeres.

Denne tiltakspakken kan realiseres raskere enn nye transmisjonsnettleddninger i Indre Sogn og kan altså åpne for å kunne tilknytte noe mer forbruk raskere. Vi vet at forbruket til Hydro og Norsun er planlagt å øke trinnvis slik at det kan ha en nytte å kunne få noe kapasitet tidligere.

Vi ser også at flere av disse tiltakene gir økt kapasitet i nettkonseptene vi har vurdert, særlig i de første utbyggingstrinnene der vi fortsatt vil ha det samme regionalnettet som i dag. Videre omtaler vi de mindre tiltakene som et eget konsept, men mener det også er rasjonelt å gjennomføre disse tiltakene som et første trinn eller i forkant av de andre nettkonseptene vi drøfter.

Nettkonseptene beskrevet senere, konsept 1-4, kan gjennomføres uten at de mindre tiltakene er gjennomført, men de første trinnene av utbyggingskonseptene vil ikke gi like mye kapasitet som vi har lagt til grunn dersom disse mindre tiltakene ikke er gjennomført.

Det er også noen forskjeller på investeringene i denne tiltakspakken og hvor viktige de er for videre nettutvikling. Reaktiv kompensering ser vi stor nytte av i alle konsepter også når alle trinnene i nettkonseptene er på plass. De øvrige investeringene vil for alle konseptene ha størst nytte i leddene i utbyggingen der vi fortsetter å drifte med regionalnett mellom Jamnene og Øvre Årdal.

Kostnaden for mindre tiltak i dagens nett vil ligge på 560 MNOK i 2024-kroner eller 480 MNOK i nåverdi.

## **4.4 Vi må ha N-1 i nettet i Indre Sogn er for at tilknytningene skal være driftsmessig forsvarlig**

I de neste delkapitlene beskriver vi virkningene av de nettkonseptene som vi har vurdert. Vi vurderer konseptene ut ifra hvordan de oppfyller effektmålene beskrevet i kapittel 3.2. Når vi vurderer konseptene har vi lagt mest vekt på om konseptene oppfyller effektmål 1, men omtaler også i hvilken grad effektmål 2 oppfylles. De utviklet konseptene har vi lagt mest vekt på at de skal oppfylle både effektmål 1 og 2.

Vi oppgir økt kapasitet til nytt forbruk i Øvre Årdal både for hvert utbyggingstrinn og for konseptet i sin helhet.



Når vi oppgir N-1 kapasiteter for nettkonseptene er dette N-1 fra nett og ikke i systemet, med avhengigheter av lokal produksjon, slik som i dag. Vi planlegger ikke for å videreføre driftskriteriene (se kapittel 2.1) som skal sikre overgangen til separatnett i dag. Basert på historiske data for produksjonen i området legger vi også til grunn at det i perioder ikke vil være noe kraftproduksjon i området.

Økningen i N-1-kapasitetene vi får i de første trinnene i noen av konseptene vil være lave nettopp fordi vi går fra en radiell forsyning til en tosidig forsyning. Vi får altså ikke så mye ny N-1-kapasitet, men dagens forbruk får også N-1 kapasitet fra nett og er ikke lenger avhengig av lokal produksjon. I de første trinnene er det altså først og fremst forsyningssikkerheten som forbedres ved at vi får en tosidig forsyning til Indre Sogn.

#### **Vi mener det er rasjonelt å legge til grunn N-1 forsyningssikkerhet**

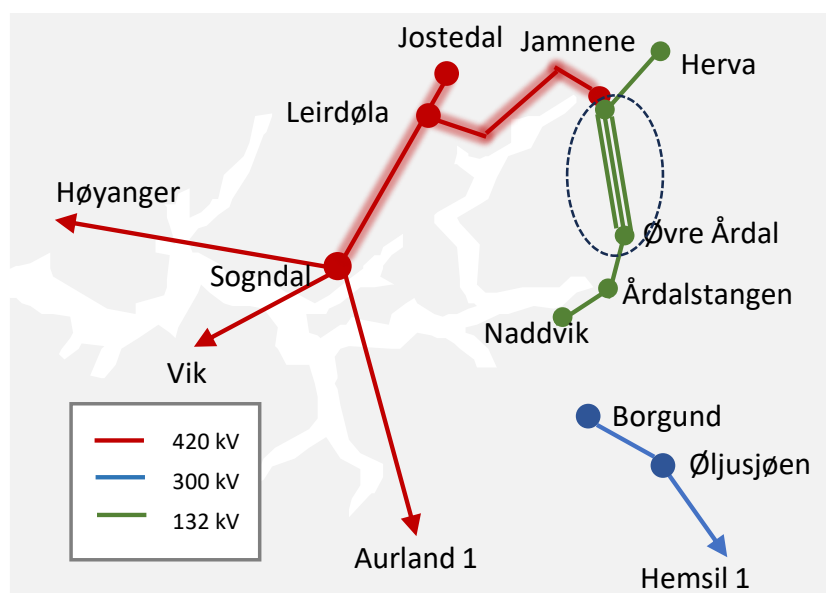
Denne utredningen legger vi til grunn at en større forbruksvekst bør ha N-1 forsyningssikkerhet. Myndighetene mener N-1 skal være et planleggingskriterium. Det skal fortsatt være samfunnsøkonomisk lønnsomt. I Indre Sogn er det flere aspekter som peker mot at vi mener det er rasjonelt å etablere N-1 forsyningssikkerhet:

- Med mer forbruk i Indre Sogn vil sannsynligheten for at vi kan håndtere overgangen til separatdrift reduseres. Dette fordi vi har mindre energi og effekt å spille på i driftssituasjonen.
- Å belage seg på forsyningssikkerhet fra vannkraften lokalt vil være vanskeligere i en situasjon med økt forbruk og vi vil i flere og lenger perioder kunne oppleve at ikke alt forbruket kan dekkes opp av lokalt forbruk. Forbruket i Indre Sogn er sårbart for utfall og kan ved lange utfall få store skader som i verste fall kan føre til at virksomheten må stenge. Dette vil skape ringvirkninger som er vanskelig å ta høyde for i beregninger av avbruddskostnader.
- I en vurdering av driftsmessig forsvarlig skal ikke nye tilknytninger gå på bekostning av eksisterende forbruk. Dersom vi fortsetter å belage oss på lokal kraft i Indre Sogn vil nytt forbruk gjøre at dagens forbruk får lavere forsyningssikkerhet.
- Planene som er skissert for Indre Sogn gjør at vi i perioder med lite produksjon kan oppleve at opp mot 800 MW forbruk faller ut som følge av en ledningsfeil dersom vi kun har en ledning inn mot området. Dette er et stort volum for kraftsystemet og for kundene. Dette påvirker ikke bare forbruket lokalt, men vil gi ringvirkninger utover i kraftsystemet og igjen kunne pålaste andre deler av nettet. Et forbruksutfall på en slik størrelse vil også påvirke frekvensen i hele synkronsystemet.
- Muligheter for å gjennomføre utkoblinger av ledninger for vedlikehold

#### **4.5 Konsept 1 – Forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV fra Sogndal**

I dette konseptet vurderer vi effekten av å spenningsoppgradere dagens 300 kV-ledning fra Sogndal til Jamnene til 420 kV. I praksis betyr det å bygge ny 420 kV-ledning nær dagens, for så å rive dagens ledning. Dette kan anses som en forskuttet reinvestering av dagens ledning.

Figur 4-2 illustrerer ny 420 kV ledning til erstatning for dagens 300 kV-ledning fra Sogndal via Leirdøla til Jamnene. For at dette konseptet skal gi mer kapasitet til forbruk i Øvre Årdal må vi også forsterke nettet mellom Jamnene og Øvre Årdal (stiplet sirkel). Dette kan gjøres ved å forsterke regionalnettet mellom Jamnene og Øvre Årdal, med enten to eller tre nye ledninger eller ved å bygge 420 kV også på denne strekningen.



Figur 4-2 Konsept 1 – Ny 420 kV-ledning til erstatning for dagens 300 kV-ledning fra Sogndal via Leirdøla til Jamnene (rød glødende linje). Med ulike løsninger for strekningen fra Jamnene til Øvre Årdal (stiplet sirkel).

En løsning med forsterket regionalnett vil kunne gi en god økning i kapasitet, men det vil trolig bli kapasiteten på denne strekningen som begrenser hvor mye forbruk som kan knyttes til i Øvre Årdal. Kraftig regionalnett vil ha relativt store kraftmaster og beslaglegge nesten like mye areal som dagens løsning med 3 ledninger.

Løsningen med en transmisjonsnettleddning mellom Jamnene og Øvre Årdal er den løsningen som gir mest kapasitet i intakt nett til nytt forbruk i Øvre Årdal. En slik løsning vil også beslaglegge mindre areal enn dagens løsning. Samtidig vil dette gi N-0 forsyningsikkerhet på hele strekningen. Dette vil altså gi dårligere forsyningsikkerhet til dagens forbruk enn i dag, der vi har N-1-forsyningsikkerhet mellom Jamnene og Øvre Årdal. Utfall av ledningen mellom Jamnene og Øvre Årdal vil gjøre at det kun er produksjonen tilknyttet innenfor Øvre Årdal som er tilgjengelig for å forsyne forbruket. Vi mister altså muligheten til å bruke Skagen kraftverk i separatudrift. I dette området er den installerte kapasitet i vannkraft omtrent 550 MW, som betyr at ved feil på ledningen er dette det høyeste volumet forbruk vi kan forsyne. Dette fordrer også god magasinfylling. Sannsynligheten for at også dagens forbruk vil måtte reduseres ved en langvarig feil på denne ledningen er høyere enn ved feil på andre ledninger. For å unngå dette må minst to av dagens regionalnettsledninger stå igjen parallelt med en ny 420 kV. Disse vil da fungere som reserver for transmisjonsnettleddningen og gir tilgang på produksjonen under Jamnene. Dette vil kreve større arealbeslag enn i dagens løsning. I en løsning som denne, men kun en ledning inn fra Sogndal til Jamnene er det tydelig at forsyningsikkerhet og arealbeslag på den siste strekningen taler i motsatt retning av hverandre.

Dette konseptet vil teoretisk kunne gi i underkant av 900 MW N-0 kapasitet til økt forbruk i Øvre Årdal. Løsningen mellom Jamnene og Øvre Årdal bestemmer volumet mulig å tilknytte i Øvre Årdal. Samtidig vil vi fortsatt ha ensidig forsyning av Indre Sogn slik som i dag. Dette betyr at vi ved feil på ny ledning eller ved behov for utkobling for vedlikehold må forsyne dobbelt så mye forbruk som i dag med like mye produksjonen som er tilgjengelig i Indre Sogn i dag. Dette konseptet gjør oss derfor enda mer avhengig av å ha tilgjengelig produksjon enn vi er i dagens situasjon.

Installert produksjon i nettet under Jamnene er omtrent 800 MW regulerbar produksjon pluss noe uregulert produksjon (elvekraftverk). Det er altså i prinsippet nok produksjon i området til å klare å drifte

nettet i separatdrift, men da er vi avhengige av at alle kraftverk er tilgjengelige og har tilstrekkelig med vann i magasinene eller tilstrekkelig vannføring i elvene. Det er en forutsetning vi ikke kan legge til grunn hele året, og heller ikke i en lenger periode. Gjennom året opplever kraftverkene feil og behov for vedlikehold og vil i perioder være utilgjengelige. Tilsvarende vil det før snøsmeltingen kommer ordentlig i gang om våren være lite vann i magasinene. Det er vanskelig å på forhånd gi et godt estimat på hvor mye produksjon vi i realiteten kan regne med at vil være tilgjengelig gjennom hele året. Hvor lang periode produksjonen må være tilgjengelig avhengig av feilvarigheten som i verste fall kan være på flere uker.

Uten ny produksjon, i form av økt energi, må nytt forbruk frakobles ved feil eller utkoblinger i transmisjonsnettet og vil ikke kunne komme inn igjen før feilen er rettet, dette for å kunne opprettholde forsyningen av dagens forbruk. Avhengig av løsning mellom Jamnene og Øvre Årdal vil løsningen kunne tilrettelegge for tilknytning av Basis-scenario i intakt nett, men uten at tilknytningen kan anses som driftsmessig forsvarlig. Konseptet tilrettelegger heller ikke for tilknytning av Høy-scenario.

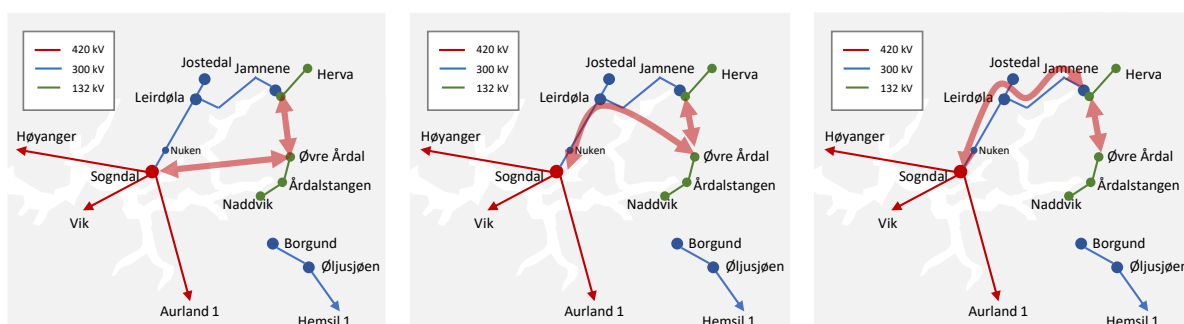
Konsept 1 oppfylder effektmål 2 ved å tilrettelegge for økt produksjon. En oppgradering av 300 kV ledningen fra Sogndal vil hele kapasiteten på det som i dag er den begrensende ledningen for produksjon og tillate store mengder økt produksjon å knytte seg til i nettet.

Dagens forbindelse mellom Sogndal og Øvre Årdal er ca. 90 km lang. Den forskutterte spenningsoppgraderingen vil innebære å bygge ny 420 kV-ledning i samme trasé, for så å sanere eksisterende 300 kV-ledning. Kostnadene for den forskutterte spenningsoppgraderingen, i tillegg til utvidelse av stasjoner og ny 420 kV ledning til ny stasjon i Øvre Årdal, er om lag 3,7 milliarder NOK i 2024 kroner og om lag 3,0 milliarder MNOK i nåverdi.

#### 4.6 Konsept 2 – Ny forbindelse fra Sogndal til Øvre Årdal i tillegg til dagens 300 kV-ledning

I dette konseptet ser vi på effekten av å bygge en ny ledning forberedt for 420 kV fra Sogndal til Øvre Årdal i tillegg til dagens 300 kV-ledning fra Sogndal til Jamnene, samt å erstatte dagens regionalnett mellom Jamnene og Øvre Årdal med ny ledning forberedt for 420 kV. Dette vil gi tosidig transmisjonsnettforsyning fra Sogndal og frem til Øvre Årdal.

De tre variantene vi har sett på er illustrert i Figur 4-3.



**Konsept 2.1** - Ny ledning direkte fra Sogndal til Øvre Årdal og videre til Jamnene.

**Konsept 2.2** - Ny ledning fra Sogndal via Leirdøla, til Øvre Årdal og videre til Jamnene

**Konsept 2.3** - Ny ledning fra Sogndal parallelt med dagens ledning via Leirdøla og Jamnene til Øvre Årdal.

Figur 4-3 Illustrasjon av konsept 2, 2.1 til venstre, 2.2 i midten og 2.3 til høyre. Rød tykk pil indikerer nye ledninger.

Likt for alle varianter av dette konseptet er at det er behov for en ny 420 kV-stasjon i Øvre Årdal. Grunnet begrenset areal vil denne høyst sannsynlig måtte være en GIS-stasjon. Alle variantene av dette konseptet vil trolig kunne åpne for å sanere alt eller deler av regionalnettet mellom Jamnene og Øvre Årdal. Vi kan bygge ut nettet trinnvis for alle variantene, men det er noen forskjeller mellom variantene på hvor mye ny kapasitet som utløses i de ulike byggetrinnene.

### **K2.1 Ny ledning direkte fra Sogndal til Øvre Årdal og videre til Jamnene gir kapasitet til Basis**

I dette konseptet ser vi for oss at utbyggingen av nettet i Indre Sogn kan skje i følgende trinn:

- **Trinn 1:** Ny 300(420) kV-ledning mellom Sogndal og Øvre Årdal inkludert ny 300(420) kV-stasjon i Øvre Årdal.
- **Trinn 2:** Ny 300(420) kV-ledning mellom Øvre Årdal og Jamnene.
- **Trinn 3:** Reinvestering av dagens 300 kV-ledning mellom Sogndal og Jamnene og heving av driftsspenning til 420 kV.

I dette konseptet får vi en moderat kapasitetsøkning på i overkant av 150 MW etter trinn 1. Dette er nok til å dekke forbruk i Lav-scenario med N-1, men vi må forsterke nettet ytterligere for å legge til rette for Basis-scenario.

Ved å gjennomføre trinn 2, videre forsterkning mellom Øvre Årdal og Jamnene, etablerer vi en lukket transmisjonsnetting, som i første omgang må driftes på 300 kV, siden dagens ledning mellom Sogndal og Jamnene er på 300 kV. Trinn 2 gir en betydelig kapasitetsøkning til i overkant av 300 MW nytt forbruk med N-1-forsyningsikkerhet. Gitt at opp mot 100 MW kan tilknyttes system for automatisk frakobling ved feil på Sogndal-Øvre Årdal, kan vi tilknytte hele forbruket i Basis-scenario på omtrent 400 MW. Det er imidlertid gode muligheter til å kunne koble inn igjen forbruket raskt i Øvre Årdal ved å regulere opp lokal produksjon.

Dersom vi skal møte forbruket i Høy-scenario må vi gjennomføre trinn 3 som er en reinvestering av dagens 300 kV-ledning mellom Sogndal og Jamnene, samt spenningsheving til 420 kV. Dette vil gi en ring på 420 kV i Indre Sogn som gir et betydelig løft i kapasiteten. Vi kan dekke om lag 800 MW nytt forbruk i Øvre Årdal med N-1-kapasitet. Dette kapasitetstallet hensyntar forbruksvekst i Leirdøla som omtalt i 2.6. Dersom noe forbruk kan tilknyttes på samme vilkår, som omtalt over, vil Høy-scenario være mulig å oppnå.

I denne løsningen bygges det i første trinn omtrent 55 km ny ledning i en helt ny trasé. Dette anses å ha større negativ effekt på areal og miljø enn å gå nær ved en eksisterende ledning. Samtidig minimeres sjansen for at to ledninger faller ut samtidig på grunn av vær eller ras. Vi får også færre utkoblinger og utfordringer i forbindelse med bygging av nye ledninger enn om vi bygger nær ved eksisterende. På strekningen Jamnene-Øvre Årdal vil vi kunne minimere arealbeslaget med å kun ha behov for en ledning der det i dag er tre.

Konsept 2.1 innebærer å bygge omtrent 80 km ny ledning, inklusive fjordspenn, samt utvidelse av stasjonene på veien. Konseptet innebærer også ny stasjon i Øvre Årdal. Investeringskostnadene for konseptet er om lag 3,7 milliarder i 2024-kroner og om lag 2,9 milliarder i nåverdi. Reinvesteringskostnadene utgjør om lag 3,0 milliarder i 2024-kroner og om lag 1,6 milliarder i nåverdi.

#### **Sjøkabel mellom Sogndal og Øvre Årdal virker ikke rasjonelt**

Som trinn 1 i dette konseptet har vi også vurdert om ledningen mellom Sogndal og Øvre Årdal kunne vært erstattet med sjøkabel i Sognefjorden. Sognefjorden er svært dyp, og det går bratt ned på begge sider av fjorden. Vurderingen vi har gjort tilsier at vi antagelig må legge kabel på bunnen av fjorden der det dypeste partiet er ca. 950 m. Det finnes ingen kabelanlegg som er lagt på tilsvarende dyp i dag.

Sjøkabel lagt på omtrent 550 m (420 kV enleder kabel) er det dypeste vi kjenner til. Vi er derfor usikre på om dette er en teknisk gjennomførbar løsning. Teknologiutviklingen som er nødvendig trekker også i retning av at konseptet da vil ta lenger tid å gjennomføre. Kostnadene vil også bli mye høyere enn i øvrige konsepter. Investeringskostnaden er estimert til 3 milliarder NOK, kun for kabelen. Kostnadsanslaget er svært usikkert. Begge disse momentene peker i retning av at kostnadene kan bli mye høyere. Vi mener at dette ikke er en rasjonell løsning, og anser det ikke som et reelt alternativ.

### **K2.2 Ny ledning fra Sogndal til Øvre Årdal via Leirdøla gir noe mer kapasitet enn direkte fra Sogndal**

En annen variant av dette konseptet er å bygge ny ledning forberedt for 420 kV fra Sogndal via Leirdøla stasjon og deretter til Øvre Årdal. Det er bare det første trinnet som skiller K2.2 fra K2.1:

- **Trinn 1:** Ny 300(420) kV-ledning fra Sogndal via Leirdøla til ny stasjon i Øvre Årdal.
- **Trinn 2 og 3:** Samme som K2.1

Dersom vi bygger ny 300(420) kV-ledning innom Leirdøla får vi i en kapasitetsøkning etter trinn 1 på rundt 200 MW nytt forbruk. Kapasiteten er satt av termisk overlast av transformatorene i Jamnene. Dette betyr at dersom vi har tredje transformator i Jamnene, kan vi tilknytte i overkant av 50 MW mer, altså i overkant av 250 MW. I trinn 2 oppnår vi å kunne tilknytte hele Basis med N-1-forsyningsikkerhet. Vi får altså mer kapasitet etter trinn 2 når vi går innom Leirdøla. Dersom vi skal kunne tilknytte opp mot Høy-scenarioet må vi gjennomføre trinn 3 slik at hele ringen kan driftes på 420 kV.

Løsningen gir muligheten for å samle naturinngrep på deler av strekningen ved å gå parallelt med dagens 300 kV-ledning omtrent 30 km fra Sogndal til Leirdøla. Dette skaper på den andre siden større risiko for at begge ledningene får utfall samtidig grunnet vær eller ras, og det kan gi utfordringer i byggeperioden dersom dagens ledning må kobles ut samtidig som man bygger den nye. Fra Leirdøla til Øvre Årdal vil det måtte bygges i overkant av 35 km ny ledning i ny trase.

Denne varianten av konsept 2 innebærer å bygge ca. 90 km ny 420 kV-ledning, inkl. fjordspenn, samt utvidelse av stasjonene på veien. Konseptet innebærer også ny stasjon i Øvre Årdal. Investeringskostnadene for konseptet er 3,9 milliarder i 2024-kroner og 3,1 milliarder i nåverdi. Reinvesteringskostnadene tilsvarer rundt 3,0 milliarder i 2024-kroner og 1,6 milliarder i nåverdi.

### **K2.3 Ny ledning fra Sogndal parallelt med dagens gir en sterk og fleksibel løsning på lengre sikt**

En tredje variant av dette konseptet er å gå parallelt med dagens ledning hele veien fra Sogndal, via Leirdøla og Jamnene til Øvre Årdal. Denne løsningen kan bygges i følgende trinn:

- **Trinn 1:** Ny 300(420) kV-ledning fra Sogndal til Jamnene via Leirdøla.
- **Trinn 2:** Ny 300(420) kV-ledning mellom Jamnene og Øvre Årdal og ny 300(420) kV-stasjon i Øvre Årdal. Drift i parallell med dagens regionalnett.
- **Trinn 3:** Andre 300(420) kV-ledning fra Jamnene til Øvre Årdal. Sanering av regionalnett.
- **Trinn 4:** Reinvestering av dagens 300 kV-ledning mellom Sogndal og Jamnene og heving av driftsspenning til 420 kV.

Forutsatt at de mindre tiltakene, beskrevet i kapittel 4.3 er gjennomført legger trinn 1 til rette for i underkant av 200 MW forbruksøkning med N-1 forsyningsikkerhet. Dersom disse tiltakene ikke er på plass vil vi ikke kunne tilknytte noe ytterligere forbruk, men vi har fjernet behovet for separatnettsdrift ved at transmisjonsnettets frem til Jamnene nå er dublert.

Trinn 2 er å etablere 300(420) kV fra Jamnene til Øvre Årdal med tilhørende transmisjonsnettstasjon i Øvre Årdal. Dette vil tilrettelegge for forbruk opp mot Basis-scenarioet, gitt at vi ikke har revet regionalnettet.

Ved å rive regionalnettet mellom Jamnene og Øvre Årdal og erstatte det med transmisjonsnettledning nummer to, trinn 3, hever vi N-1 kapasiteten til nytt forbruk i Øvre Årdal til over 500 MW.

Dersom det etter dette er behov for ytterligere kapasitet vil det være mulig å spenningsoppgradere dagens ledning fra 300 kV til 420 kV, slik at hele systemet i Indre Sogn driftes på 420 kV. Dette vil gi en markant kapasitetsøkning og god tilrettelegging for Høy-scenariot.

Konseptet innebærer å bygge opp mot 115 km ny ledning i eksisterende trase. Dersom vi gjennomfører alle trinnene av konsept 2.3 vil vi få mange delingsmuligheter og dermed mye fleksibilitet i fremtidig drift. Samtidig får vi flere felles ledningsstrekninger som vil være utfordrende på flere måter. Det vil være vanskelig å finne gode traséer på deler av strekningen dersom vi ønsker å gå tett på dagens ledning. Dette vil kunne gi en krevende byggeperiode der også dagens ledning må kobles ut flere ganger, med resulterende separatnettdrift. Det samme vil også gjelde når dagens 300 kV-ledning skal oppgraderes og i fremtiden ved utkobling for vedlikehold av begge ledningene. To ledninger som går i parallell, vil også være mer sårbart for utfall av begge ledninger som følge av vær og klimalaster. Alternativet til å gå i parallell er å finne en ny trase som ligger i nærheten, langt nok unna for å unngå problemene beskrevet, men nærme nok til at naturinngrepet minimeres. Konseptet innebærer også trolig at det blir behov for en utvidelse av Jamnene transformatorstasjon.

Investeringskostnadene for dette konseptet vil ligge på om lag 4,2 milliarder i 2024-kroner og om lag 3,2 milliarder i nåverdi. Reinvesteringskostnadene er beregnet på samme måte som i konsept 2.1 og 2.2, og utgjør om lag 3,0 milliarder i 2024-kroner og 1,6 milliarder i nåverdi.

### **Alle varianter av konsept 2 legger til rette for økt produksjon i Indre Sogn**

I dag er overskuddet i Indre Sogn begrenset av 300 kV-ledningen mellom Leirdøla og Sogndal. I alle de tre variantene av konsept 2 får vi økt kapasitet ved at vi får to ledninger inn til området. Samtidig får vi ikke helt bort dagens begrensning før vi har oppgradert 300 kV-ledning til 420 kV. Dagens begrensning endres imidlertid fra en intaktnettgrense til N-1-grense. Grensen som overvåkes vil fortsatt være definert av overføringskapasiteten til 300 kV-ledningen Leirdøla-Sogndal.

Vi er i dag avhengig av å spesialregulere ned produksjon for å overholde termisk grense på 300 kV-ledningen. Med en ny 420 kV-ledning vil vi møte N-1-grensen med dagens produksjon, men vi vil ha større fleksibilitet til å håndtere produksjonsoverskuddet enn i dag. Vi trenger trolig ikke regulere ned produksjon, men kan benytte andre virkemidler for å øke kapasiteten ut av Indre Sogn, herunder deling av nettet og/eller automatisk frakobling av produksjon.

I sluttbildet vil alle variantene av konsept 2 gi mulighet for tilknytning av betydelige mengder økt produksjon, men noen av variantene gir også muligheter tidligere. K2.1 og K2.2 oppnår noe kapasitet til økt produksjon i trinn 1, med drift gjennom oppgradert regionalnett mellom Jamnene og Øvre Årdal. Det store kapasitetsløftet kommer etter trinn 2, med lukket 300 kV ring. En effektoppgradering av Skagen kraftverk på opptil 500 MW kan antagelig tilknyttes når trinn 2 for K2.1 eller K2.2 er gjennomført. I K2.3 doublerer Sogndal-Leirdøla-Jamnene allerede i trinn 1 og vil derfor legge til rette for effektoppgradering av Skagen kraftverk tidligere enn i de andre variantene. Både K2.2 og K2.3 begynner med dublering mellom Sogndal og Jamnene. Selv om det ikke er omtalt som et eget byggetrinn i utredningen vil også dette gi noe kapasitet til ny produksjon under Leirdøla eller Jamnene, da det vil løse opp i dagens flaskehals for overskudd, nemlig termisk kapasitet på 300 kV Leirdøla-Sogndal

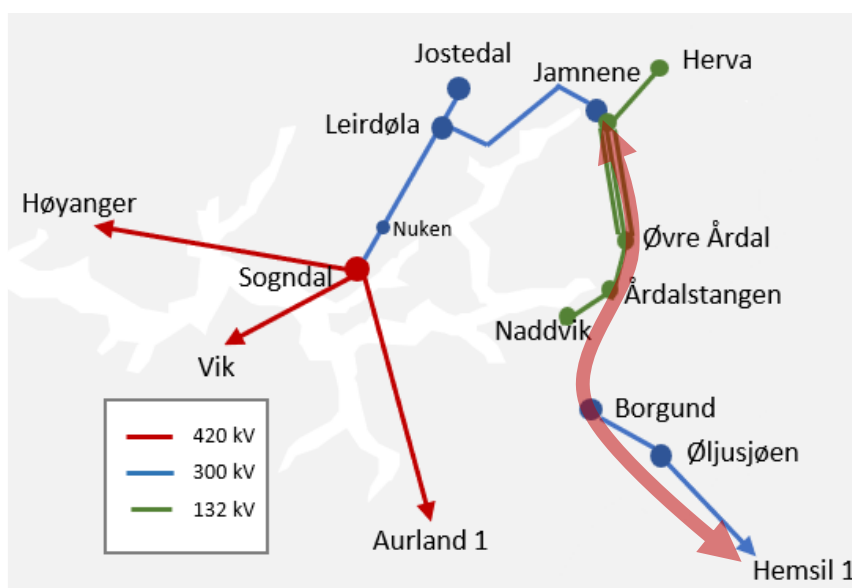
Dersom det er i Øvre Årdal produksjonsveksten kommer, vil 2.1 og 2.2 kunne tilrettelegge for dette i trinn 1. I konsept 2.3 kan det etablere noe produksjon når transmisjonsnettet er dublet til Jamnene,

men dette avhenger av hvor stor produksjonsveksten er og om regionalnettet mellom Jamnene og Øvre Årdal blir begrensende.

Konsept 2 oppfylder derfor effektmål 2, og det er lite som skiller de tre variantene fra hverandre på dette punktet.

#### 4.7 Konsept 3 – Ny ledning fra Gol via Borgund

I dette konseptet ser vi på en ny forbindelse fra Øvre Årdal til Borgund. Løsningen er illustrert i Figur 4-4. I Borgund møter vi dagens 300 kV-ledning som går nedover Hemsedal mot Gol. Ny ledning mellom Øvre Årdal og Borgund har vært vurdert flere ganger av Statnett i forbindelse med ulike analyser og utredninger, senest juni 2011.<sup>12</sup> Dette konseptet vil ha andre virkninger på transmisjonsnettet enn konsept 1 og 2. En forbindelse til Borgund og videre mot Gol vil skape en sterkere knytning mellom Sogn og Østlandet. Dette vil forsterke transportkorridoren mellom vest og øst.



Figur 4-4 Illustrasjon av konsept 3 – ny ledning mot Borgund og videre mot Gol.

I dette konseptet bygger vi en ny ledning forberedt for 420 kV mellom Øvre Årdal og Borgund. Vi må deretter forsterke nettet nedover Hemsedal. Konseptet åpner for en trinnvis utbygging som beskrevet under:

- **Trinn 1:** Ny 300(420) kV-ledning mellom Øvre Årdal og Borgund og nye 300(420) kV-stasjoner i Øvre Årdal og Borgund.
- **Trinn 2:** Forskuttert reinvestering av dagens 300 kV-ledning mellom Borgund og frem til ny stasjon i Golsområdet.
- **Trinn 3:** Ny 300(420) kV-ledning mellom Jamnene og Øvre Årdal.
- **Trinn 4:** Reinvestering av dagens 300 kV ledning mellom Sogndal og Jamnene og heving av driftsspenning til 420 kV.

Trinn 1 innebærer å bygge omtrent 50 km ny 300(420) kV-ledning i ny trase. Etter at vi har gjennomført trinn 1 vil vi nesten oppnå kapasitet nok til å dekke Lav-scenariotet med N-1-forsyningsikkerhet. Vi får altså ikke utløst mye ny kapasitet ved å koble sammen dagens nett i Indre Sogn og Hemsedal. Det er særlig eksisterende 300 kV-nett i Hemsedal som begrenser kapasiteten etter at trinn 1 er gjennomført.

<sup>12</sup> [Systemutredning av sentralnettet i vestlandsregionen, juni 2011.](#)

På bakgrunn av de begrensningene vi ser i trinn 1, innebærer trinn 2 å forsterke dagens ledning mellom Borgund og Golsområdet. Hensikten er å gjøre Borgund til et sterkere punkt i nettet. Denne forskutterte reinvesteringen innebærer å bygge omtrent 85 km ny 300(420) kV-ledning nært dagens ledning på denne strekningen og deretter rive den gamle ledningen. Bygging av ledning tett på eksisterende ledning kan gjøre at det blir nødvendig med utkobling av eksisterende ledning i perioder. Dette fører til redusert forsyningssikkerhet i utkoblingsperioden. Når trinn 2 er gjennomført gir dette i underkant av 150 MW N-1 kapasitet til nytt forbruk i Indre Sogn. Vi er altså fortsatt langt unna å kunne dekke Basis-scenariot for forbruk. Den nye ledningen forsterker nettet til Borgund, men siden den driftes på 300 kV og har betydelig lengde vil den fortsatt være begrensende for kapasiteten til Indre Sogn.

I trinn 3 bygger vi omtrent 30 km ny 300(420) kV-ledning mellom Jamnene og Øvre Årdal. Vi får da tosidig forsyning via transmisjonsnettet til Øvre Årdal. Dette åpner for å sanere alt, eller deler av, regionalnettet på samme strekning. Dette gir oss økt kapasitet til i overkant av 250 MW nytt forbruk med N-1-forsyningssikkerhet. For å dekke forbruket i Basis-scenariot i dette trinnet må i underkant av 150 MW av forbruket være på system for automatisk frakobling. Det vil være mulig å gjenopprette forbruket dersom nødvendig produksjon er tilgjengelig i løpet av kort tid.

På lengre sikt (2050) må vi reinvestere dagens 300 kV-ledninger mellom Sogndal og Jamnene og vi legger derfor dette inn som et 4. trinn. Samtidig med reinvestering av ledning vil vi heve driftsspenningen i Indre Sogn til 420 kV. Dette vil gi omtrent 500 MW N-1 kapasitet til forbruk i Øvre Årdal. Denne investeringen kan også fremskyndes dersom vi trenger mer kapasitet i Indre Sogn utover Basis-scenariot eller om det ikke er aktuelt med forbruk med automatisk frakobling.

Dersom forbruket i Leirdøla, som er inkludert i Høy-scenariot, realiseres vil vi etter at spenningshevingen er gjennomført, fortsatt kunne knytte til i overkant av 500 MW nytt forbruk i Øvre Årdal, totalt i overkant av 700 MW i hele Indre Sogn. Om forbruket i Leirdøla ikke er realisert vil vi kunne øke hvor mye nytt forbruk som kan tilknyttes i Øvre Årdal til i underkant av 600 MW. Med og uten lastøkning i Leirdøla vil vi være langt unna å dekke Høy-scenariot for forbruk med denne nettløsningen.

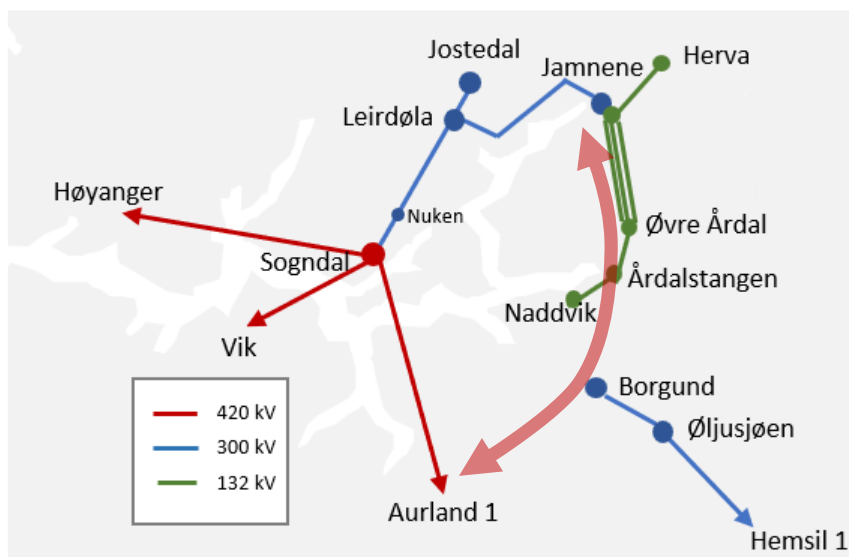
Konseptet er gir muligheter til produksjonsvekst etter at trinn 3 er gjennomført.

Konseptet innebærer å bygge ny 420 kV-ledning på ca. 170 km, i tillegg til nye stasjoner i Borgund og Øvre Årdal. Investeringskostnadene for konseptet ligger på om lag 5,6 milliarder i 2024-kroner og om lag 4,4 milliarder i nåverdi. Reinvesteringskostnadene er om lag 1,1 milliarder i 2024-kroner og 0,4 milliarder i nåverdi.

#### **4.8 Konsept 4 – Ny ledning fra Aurland via Borgund**

Dette konseptet tar utgangspunkt i første trinn som konsept 3, ny ledning fra Øvre Årdal til Borgund. I likhet med konsept 3 er det behov for å gjøre Borgund til et sterkere punkt for at en ny ledning skal gi nok ny kapasitet. Istedenfor å forsterke nettet mellom Borgund og Golsområdet forsterker vi nettet ved å bygge en ny ledning fra Borgund mot Aurland. Løsningen er illustrert i Figur 4-5.





Figur 4-5 Illustrasjon av konsept 4 – ny ledning mot Borgund og videre mot Aurland.

Vi ser for oss følgende trinnvise utvikling.

- **Trinn 1:** Samme som i konsept 3.
- **Trinn 2:** Ny 420 kV-ledning mellom Borgund og Aurland.
- **Trinn 3 og 4:** Samme som i konsept 3.

Trinn 1 er likt som for konsept 3 og gir som beskrevet under 4.7 lite kapasitet til nytt forbruk da den eksisterende svake forbindelsen mot Gol begrenser mulighetene. I trinn 2 bygger vi omtrent 50 km ny ledning mot Aurland i stedet for å reinvestere den eksisterende ledningen gjennom Hemsedal. Det er betydelig kortere å bygge ny ledning mellom Borgund og Aurland enn å oppgradere dagens ledning mellom Borgund og Golsområdet (omtrent 85 km). I Aurland har vi ikke 300 kV spenningsnivå og ny ledning vil måtte driftes på 420 kV fra begynnelsen av. Dette vil kreve autotransformator enten i Borgund eller i Øvre Årdal.

En fordel ved dette alternativet er at det kan åpne for å rive, eller omstrukturere, store deler av dagens ledning over Hemsedalsfjellet da Borgund isteden er knyttet mot Aurland. Etter å ha bygget trinn 2 oppnår vi kapasitet til omtrent 200 MW nytt forbruk. Trinn 3 og 4 er like som i K3, men i konsept 4 gir trinn 3 mulighet for å tilknytte opp mot 300 MW nytt forbruk. Som for de andre konseptene får vi det store kapasitetsløftet når vi spenningsoppgraderer dagens ledning og vi får tosidig 420 kV til Øvre Årdal. Konsept 4 vil på sikt kunne tilrettelegge for omtrent 750 MW forbruk.

I fjellområdet mellom Borgund og Aurland er det partier med betydelig klimalaster. Samtidig har ledningene Aurland 1-Usta og Aurland 2-Aurland 3 partier som går i samme høyde, slik at vi mener dette er teknisk gjennomførbart. Dette vil imidlertid føre til høyere investeringskostnader per kilometer ledning. Alternativt må vi bygge en lengre ledning i lavere terreng. Dette vil gi en lengre trasé slik at en av fordelene av dette konseptet blir mindre og vi får en lenger trasé i et område der det ikke er transmisjonsnett i dag. Det er ikke satt av plass til en ny ledning i stasjonene, Aurland 1, 2 eller 3. Vi må derfor legge til grunn at dette vil gi en større ombygging eller flytting av en av disse stasjonene.

Konseptet legger opp til bygging av ny 420 kV-ledning på ca. 140 km. Investeringskostnadene for konseptet ligger på om lag 5,9 milliarder i 2024-kroner og om lag 4,6 milliarder i nåverdi. Reinvesteringskostnadene er om lag 1,1 milliarder i 2024-kroner og 0,4 milliarder i nåverdi.

#### 4.9 Vi tar med mindre tiltak, konsept 2, 3 og 4 videre til alternativanalysen

Vi tar med alle konsepter som legger til rette for en driftsmessig forsvarlig tilknytning av forbruk opp mot Basis-scenarioriet videre til alternativanalysen, i tillegg til nullalternativet og mindre tiltak.

Vi har lagt til grunn at mindre tiltak er gjennomført når vi oppgir kapasiteter av de øvrige nettkonseptene. Mindre tiltak legger til rette for forbruk i Lav-scenarioriet og er dermed langt unna å oppfylle effektmål 1 om å legge til rette for en driftsmessig forsvarlig tilknytning av forbruk tilsvarende Basis-scenarioriet. Vi velger likevel å ta med dette konseptet til alternativanalysen for å vise nytten av dette konseptet i form av lavere investeringskostnader og liten areal- og miljøvirkning. En viktig fordel med de mindre tiltakene er at noe forbruk kan realiseres raskere og ikke må vente til nye transmisjonsnettledninger er på plass. Det forutsetter imidlertid at det nye forbruket kan ha lavere forsyningssikkerhet enn N-1.

Dette betyr at vi tar følgende konsepter med videre til alternativanalysen, i tillegg til nullalternativet:

- Mindre tiltak i dagens nett
- Konsept 2: Ny forbindelse fra Sogndal
- Konsept 3: Ny forbindelse fra Gol via Borgund
- Konsept 4: Ny forbindelse fra Aurland via Borgund

I Tabell 4-2 oppsummerer vi vurderingene som er gjort. Dette er en forenklet illustrasjon av de viktigste vurderingskriteriene som skiller konseptene og ikke ment som en detaljert fremstilling. Vi bruker effektmålene sammen med investeringskostnader og hvor mange kilometer ny ledning konseptene innebærer til å, overordnet, sile konseptene. Tabellen tar utgangspunkt i analyser gjort for Basis-scenarioriet.

Tabell 4-2 Sammenligning av konsepter for å forsterke nettet inn mot Indre Sogn.

Vurderingskriterier	Scenario	Null-alternativet	Alt. til nett	Mindre tiltak	K1 - forskuttet reinvestering	K2 - Ny forbindelse fra Sogndal	K3 - Ny forbindelse fra Gol via Borgund	K4 - Ny forbindelse fra Aurland via Borgund
Kapasitet til nytt forbruk	Lav	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Basis	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja
	Høy	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Nei	Nei
Driftsmessig forsvarlig tilknytning av Basis		Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja
Tilrettelegger for mer produksjon		Nei	-	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja
Antall km ledning som må bygges		0	0	0	90	80-115	160	130
Investeringskostnad 2024-milliarder		0	Ukjent	0,6	3,7	3,7-4,2	5,6	5,9
Tas med videre?		Ja	Nei	Ja	Nei	Ja	Ja	Ja

Vi forkaster konsept 1 da konseptet ikke gir driftsmessig forsvarlig tilknytning til Basis-scenarioriet. Konsept 1 gir N-0-kapasitet til opp mot 900 MW nytt forbruk. Ved en feil må vi koble ut nytt forbruk for at dette forbruket ikke skal tilknyttes på bekostning av leveringspålideligheten til dagens forbruk. Det er imidlertid usikkert hvor lenge nytt forbruk må ligge ute ved en feil, dette avhenger av tilgjengelig

produksjon. I verste fall må forbruket ligge ute helt til feilen er rettet. I beste fall kan vi gjenopprette forsyningen til deler eller hele forbruket. Konsept 1 vil dermed ikke oppfylle effektmålet om at nytt forbruk skal ha en driftsmessig forsvarlig tilknytning, siden dette innebærer at både dagens og nytt forbruk skal ha N-1-forsyningsikkerhet.

Konsept 1 har også en lignende nettstruktur som konsept 2.3. I konsept 2.3 forskutterer vi reinvesteringen av 300 kV-ledningen mellom Sogndal og Jamnene samtidig som man beholder den eksisterende 300 kV-ledningen. Denne ledningen har en restlevetid på rundt 20 år. Da beholder vi muligheten til å spenningsoppgradere eller fjerne denne ledningen senere på reinvesteringstidspunkt.

Nå vi sammenlikner investeringskostnadene av konsept 1 og konsept 2 i Tabell 4-2 er ikke forskjellene mellom konsept 1 og konsept 2 veldig store.

Areal- og miljøvirkningene av konsept 1 vil avhenge om vi kan følge eksisterende trasé eller om vi må finne en ny trasé. Areal- og miljøvirkningene vurderes som ubetydelige om vi kan følge samme trasé. Dersom vi må bygge ledningen i ny trasé vurderer vi at areal og miljøvirkningene er liten ettersom vi kan rive den gamle ledningen. Samtidig vurderer vi at konsept 2.3 også har liten areal- og miljøvirkning, dersom denne ledningen bygges i nærheten av dagens 300 kV-ledning.

Konsept 1 har få muligheter til å hensynta videre vekst i forbruk- og produksjon. Ved å rive dagens ledning låser vi oss i en situasjon med kun en ledning.

Dersom forbruksplanene på kort sikt blir kraftig redusert i omfang, kan konsept 1 fremstå som mer samfunnsøkonomisk rasjonelt enn i dag. Samtidig har vi i konsept 2.3 valget mellom å rive eller reinvestere dagens 300 kV på et senere tidspunkt og vi mener at dette har en verdi.

Basert på en forenklet vurdering av virkningene til konsept 1 og 2.3, vurderer vi det som at konsept 2.3 vil klart være mer samfunnsøkonomisk rasjonelt enn konsept 1. Konsept 1 er mindre fleksibelt med tanke på fremtidig forbruksutvikling og kan ikke gi driftsmessig forsvarlig tilknytning til de forbruksplanene i Basis-scenariotet slik øvrige ledningskonsepter kan gi. Vi velger på bakgrunn av dette å forkaste konsept 1 i mulighetsstudien.

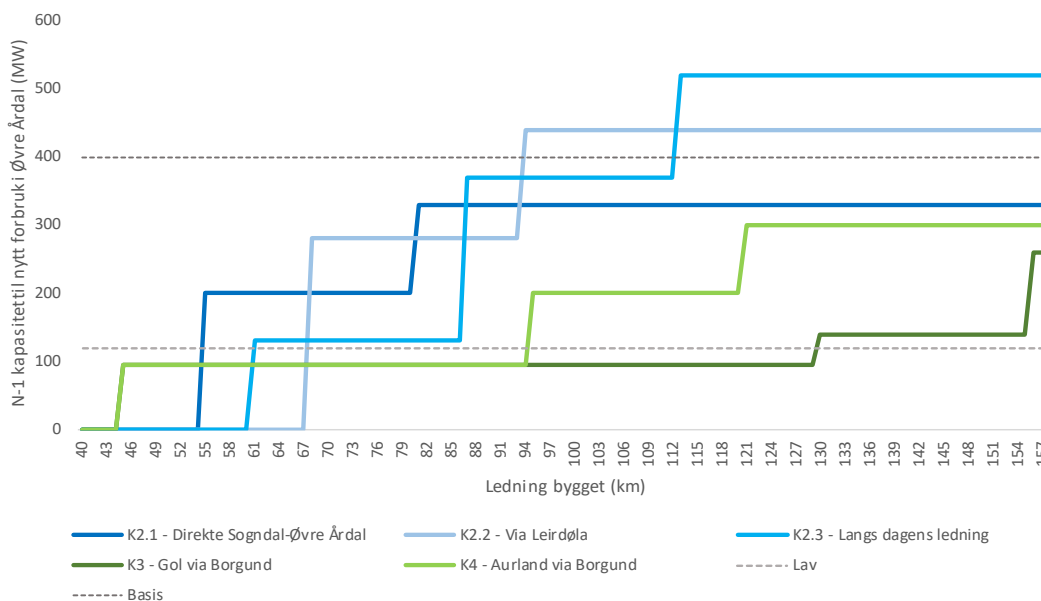
### **Alternativer til nett forkastes som eget konsept**

Vi forkaster også alternativer til nett som et selvstendig konsept i mulighetsstudien. Av de alternativene vi har vurdert er det vanskelig å se at noen av disse vil fungere som gode nok alternativer til de nettkonseptene som vi vurderer. Det er likevel slik at flere av de konseptene vi tar med videre til alternativanalysen inneholder elementer av alternativer til nett. De mindre tiltakene i dagens nett gir bedre utnyttelse av dagens nett og også det nye nettet som vi planlegger. Vi legger også til grunn at vi kan bruke system for automatisk frakobling i konseptene som vi tar med videre.

### **Konsept 3 og 4 innebærer å bygge mer nett før vi får økt kapasitet opp mot Basis**

Alle nettkonseptene åpner for økt kapasitet til nytt forbruk opp mot Basis-scenariotet og konseptene legger til rette for at vi kan tilknytte mer produksjon i Indre Sogn.

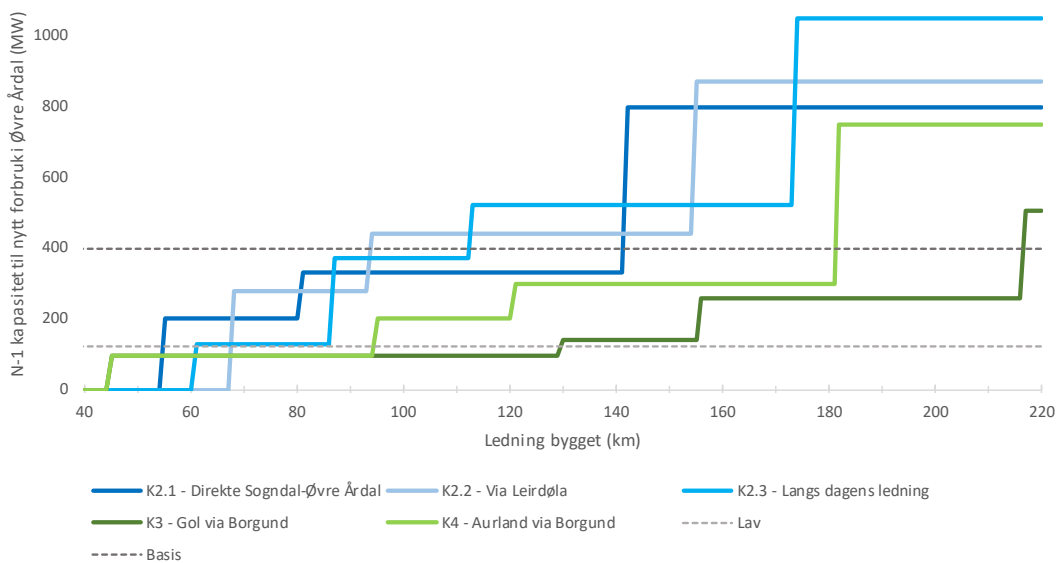
Figur 4-6 viser hvordan N-1 kapasiteten i de ulike konseptene utvikler seg for hvert byggetrinn som en funksjon av antall kilometer ledning bygget. Kapasitetene i grafen forutsetter at mindre tiltak er gjennomført. Dette sier noe om omfanget, både i form av investeringer og areal og miljø, for de ulike trinnene. Reinvestering av dagens 300 kV-ledning Sogndal-Leirdøla-Jamnene er ikke inkludert i figuren og kommer som en økning i kapasitet etter de aktuelle nettforkeningene.



Figur 4-6 Kapasitetstrapp som viser hvordan N-1 kapasiteten til nytt forbruk i Øvre Årdal utvikler seg i hvert byggetrinn i de ulike konseptene, forutsatt at vi har gjennomført mindre tiltak. Stiplede linjer indikerer forbruksscenarioene vi har undersøkt. Figuren inkluderer ikke reinvestering av dagens 300 kV-ledning Sogndal-Leirdøla-Jamnene.

Vi ser at alle varianter av konsept 2 når opp mot Basis-scenariotet med færre antall kilometer ledning bygget. Vi oppnår også jevnt over høyere kapasiteter i variantene av konsept 2 enn i konsept 3 og 4.

I Figur 4-7 viser vi hva som skjer med N-1 kapasiteten i Øvre Årdal når vi også reinvesterer dagens 300 kV-ledning Sogndal-Leirdøla-Jamnene. Figuren viser hvordan denne investeringen løfter kapasiteten kraftig, siden vi nå kan drifte hele Indre Sogn med 420 kV mot dagens 300 kV.



Figur 4-7 Kapasitetstrapp som viser hvordan N-1 kapasiteten til nytt forbruk i Øvre Årdal utvikler seg i hvert byggetrinn i de ulike konseptene, forutsatt at vi har gjennomført mindre tiltak. Stiplede linjer indikerer forbruksscenarioene vi har undersøkt. Figuren inkluderer reinvestering av dagens 300 kV-ledning Sogndal-Leirdøla-Jamnene og tilhørende spenningsheving til 420 kV.

Figuren viser at det særlig i konsept 3 må bygge mye nett for å få nok kapasitet til å kunne tilknytte alt forbruket i Basis-scenario. Selv når vi har spenningsoppgradert til 420 kV fra Sogndal til Gol vil ikke konsept 3 gi i nærheten like mye N-1-kapasitet som de øvrige konseptene.

Når vi sammenlikner kostnadene av konseptene fremstår disse som likere. Dette skyldes at konsept 3 og 4 inneholder flere forskutterte reinvesteringer enn konsept 2. Dette er nærmere forklart i kapittel 5 Alternativanalysen.

Vi velger å ikke forkaste flere av ledningskonseptene i mulighetsstudien selv om konsept 2 fremstår som bedre når vi ser på figuren over. Alle konseptene oppfyller effektmålene, og vi tar derfor med oss alle konseptene videre inn i alternativanalysen.

## 5 Alternativanalyse og samlet vurdering

I mulighetsstudien identifiserte vi fire konsepter som vi tar med videre i analysen, mindre tiltak, konsept 2, 3 og 4 i tillegg til nullalternativet. Konsept 2 har flere varianter av samme konsept. I alternativanalysen kartlegger og verdsetter vi nytte- og kostnadsvirkningene i de ulike konseptene, og sammenligner hvert konsept opp mot nullalternativet. Etter å ha redegjort for vår anbefaling av hvilke konsept som fremstår som mest samfunnsøkonomisk lønnsomme, beskriver vi fordelingsvirkninger og ringvirkninger.

### 5.1 Vi anbefaler å bygge ny forbindelse fra Sogndal

I Tabell 5-1 oppsummerer og sammenstiller vi virkningene for nullalternativet og de ulike konseptene. Sammenstillingen bygger på vår vurdering av hver enkelt virkning som vi redegjør i detalj for i vedlegg V5. Nullalternativet er sammenligningsgrunnlaget vårt.

#### Det er de ikke-prissatte virkningene som skiller konseptene fra hverandre

For å kunne anbefale et tiltak, har vi stilt de ulike konseptene opp mot hverandre og vurdert deres nytte, kostnader og usikkerhet. Det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltaket er tiltaket hvor den samlede nytten fratrukket kostnadene er høyest. Ved å velge nullalternativet eller mindre tiltak oppfyller vi ikke tilknytningsplikten.

Tabell 5-1 viser oppsummeringen av de prissatte og ikke-prissatte virkningene, samt det vi omtaler som andre beslutningsrelevante forhold og en vurdering av usikkerheten. Investeringskostnadene for konsept 2-4 inkluderer investeringskostnadene for mindre tiltak da de forutsettes gjennomført. Alle priser i MNOK og nåverdi.

Utarbeidet: august, 2024	Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
<b>[Nåverdi 2024-MNOK]</b>	Reinvestering 1:1 ved utløp av teknisk levetid	Temp.oppgradering, reaktiv kompensering, spenningsheving og økt transformering-kapasitet	Ny ledning fra Sogndal direkte til Øvre Årdal	Ny ledning fra Sogndal til Øvre Årdal via Leirdøla	Ny ledning fra Sogndal parallelt med dagens ledning	Ny forbindelse fra Gol via Borgund	Ny forbindelse fra Aurland via Borgund
<b>Prissatte virkninger</b>							
Investeringskostnader Statnett	0	-480	-2 910	-3 055	-3 185	-4 385	-4 605
Reinvesteringskostnader Statnett	-2 540	-2 540	-1 590	-1 590	-1 590	-440	-440
Økte drifts- og vedlikeholdskostnader	0	0	-85	-85	-85	-85	-110
Økt restverdi	0	0	310	320	365	280	270
<b>Sum prissatte virkninger</b>	<b>-2 540</b>	<b>-3 020</b>	<b>-4 280</b>	<b>-4 410</b>	<b>-4 500</b>	<b>-4 630</b>	<b>-4 890</b>
<i>Differanse til nullalternativet</i>		<i>-480</i>	<i>-1 740</i>	<i>-1 870</i>	<i>-1 960</i>	<i>-2 090</i>	<i>-2 350</i>
<b>Ikke-prissatte virkninger *</b>							
Verdi av nytt forbruk	0	0	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)	Middels (+)	Middels (+)
Reduserte CO <sub>2</sub> -utslipp	0	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)
Realopsjoner	0	Liten (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Liten (+)	Middels (+)
Forsyningssikkerhet	0	0	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)
Areal og miljø	0	0	Stor (-)	Middels (-)	Liten (-)	Middels (-)	Middels (-)
<b>Andre beslutningsrelevante forhold</b>							
KVUen er utløst av tilknytningsplikten. Nullalternativet vil ikke oppfylle tilknytningsplikten og anses kun som aktuelt dersom Hydro og Norsun trekker sine tilknytningsforespørsler. Alle utbygningkonsepter, med unntak av mindre tiltak, vil i tillegg muliggjøre økt kraftproduksjon i Indre Sogn. Valgt konsept er vurdert til anleggsbidragspliktig iht. regelverket. Produksjon av aluminium med lave utslipp kan anses som en forutsetning for å kunne nå to-gradersmålet.							
<b>Vurdering av usikkerhet</b>							
Forbruksvekst er den største driveren for usikkerhet. En lavere forbruksvekst enn forventet vil redusere lønnsomheten i alle konsepter. Konsept 2 og 4 har større fleksibilitet både ved en høyere og lavere forbruksutvikling enn forventet. Den største usikkerheten som må håndteres i det videre arbeidet er trasevalg. Trasevalget vil påvirke investeringskostnader og areal- og miljøvirkninger. Investeringskostnadene er i tidligfase og innehar usikkerhet, men ikke mer enn vanlig i denne fasen av prosjekteringen.							
<b>Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

\* Skala er 0-liten-middels-stor, med (+) eller (-) retning. Ikke-verdsatt indikerer kun retning, størrelse er ikke vurdert.

Oppsummeringen viser at det er liten forskjell mellom de ulike konseptene (med unntak av mindre tiltak) når man ser på summen av prissatte virkninger. Alle ledningskonseptene har en forventet sum på prissatte virkninger mellom 4,3 og 4,9 milliarder NOK i nåverdi, med unntak av mindre tiltak som har prissatte virkninger på i omtrent 3 milliarder NOK.

Det er derimot større forskjeller mellom konseptene når vi vurderer de ikke-prissatte virkningene, og da særlig for verdien av nytt forbruk, realopsjoner og areal og miljø.

#### Vi vurderer at konsept 2 med ny ledning fra Sogndal har høyest samlet lønnsomhet

Når vi sammenlikner de ikke-prissatte virkningene, vurderer vi at konsept 2 har høyere nytte enn de øvrige ledningskonseptene. Mindre tiltak og nullalternativet drøftes separat i egne avsnitt under.

Vi vurderer at verdien av nytt forbruk er høyest i konsept 2. Vurderingen er begrunnet i at konsept 2 både kan gi tidligere tilknytning av nytt forbruk og med en høyere N-1-kapasitet sammenliknet med konsept 3 og 4. Forbruk som realiseres tidligere i analyseperioden medfører høyere nytte enn lik mengde forbruk som realiseres senere, og den økte N-1-kapasiteten medfører at forbruk som ligger lengre frem i tid og har større usikkerhet kan realiseres uten ytterligere kostnad for samfunnet.

Vi vurderer at konsept 2 kan realiseres opp mot 3 år tidligere enn konsept 3 og 4. Dette skyldes at vi må bygge mange flere kilometer med ledning i konsept 3 og 4 for å oppnå i størrelsesorden samme kapasitetsøkning. Ulikheten i realiseringstidspunktet er basert på antagelser vi har gjort om hvor mye ny ledning det er mulig og realistisk å anta at Statnett kan bygge årlig. Dersom vi øker gjennomføringstakten i konsept 3 eller 4 for å realisere nytten tidligere, vil investeringskostnadene stige noe for disse konseptene. Vi vil da få likere nytte, men større ulikhet i kostnader.

Konseptene gir også noe ulik mengde N-1-kapasitet både underveis i den trinnvise gjennomføringen og ved ferdig konsept. Flexibiliteten til å skalere ned konseptet underveis dersom forbruket reduseres vesentlig, håndteres som en realopsjon.

Særlig konsept 2.2 og 2.3 gir mer N-1-kapasitet enn de andre konseptene, noe som gir dem en noe høyere verdi av nytt forbruk. Konsept 2.1 gir om lag like mye som konsept 3 og 4, men realiserer forbruket raskere, som omtalt over. Ettersom N-1-kapasiteten i konsept 2.2 og 2.3 medfører økt realisert forbruk utover det vi har lagt inn i Basis-scenarioet, antar vi at det resterende forbruket realiseres etter forbruket i Basis-scenarioet. Vi vet eksempelvis at det finnes planer om stort nytt forbruk under Leirdøla. Øvrige forbruksplaner kan ha en stor verdi, selv om mengden og verdien av nytt forbruk på lengre sikt er meget usikker.

Vi vurderer på bakgrunn av både realiseringstidspunkt og N-1-kapasitet at verdien av nytt forbruk er stor i konsept 2 og middels for konsept 3 og 4. Verdien av nytt forbruk er identifisert som den største nyttevirkingen, og ulikheten i denne virkingen vurderer vi til å ha vesentlig verdi.

Vi ser også at areal- og miljøvirkningene skiller konseptene fra hverandre, men ikke helt entydig i favør av et av hovedkonseptene. Konsept 2.1 har de høyeste areal- og miljøvirkningene av alle konseptene og det er vanskelig å begrense inngrepene. I øvrige konsepter kan også areal- og miljøkonsekvensene være høye, men vi vurderer at det finnes mer fleksibilitet i løsningsvalget, slik at vi antagelig i større grad kan unngå områder med de høyeste negative verdiene for areal og miljø.

Felles for alle konseptene er at en økning i behovet for mer kapasitet utover Basis-scenarioet vil føre til at neste naturlige investering blir å forskuttere spenningsoppgraderingen av dagens 300 kV-forbindelse mellom Sogndal-Leirdøla-Jamnene. Dette har vi behandlet som en realopsjon i alle konsepter. Vi vurderer at denne verdien er størst i konsept 2 og 4, fordi disse konseptene gir de størst økning i kapasitet når vi kan drifte på 420 kV.

Basert på samlet nytte og kostnader mener vi at konsept 2 fremstår som det mest lønnsomme konseptet og vi anbefaler å gå videre med konsept 2 med ny forbindelse fra Sogndal til Øvre Årdal.

### **Ny ledning fra Sogndal anbefales å gå nært dagens ledning for å skåne areal og miljø**

For konsept 2 har vi sett på tre ulike varianter. I hovedsak er forskjellen om forbindelsen skal gå nært dagens 300 kV Sogndal-Leirdøla-Jamnene (2.3), eller en kortere vei i helt eller delvis ny trase (2.1 og 2.2). Konsept 2.1 og 2.2 innebærer også at det må bygges fjordspenn over Lustrafjorden.

Konsept 2.1 er konseptet med lavest prissatte virkninger, men har størst natur- og miljøinngrep. Konseptet gir noe lavere N-1-kapasitet enn 2.2 og 2.3, men kapasiteten er tilstrekkelig for å kunne

tilknytte Basis-scenario. Dette kombinert med at kapasiteten kan realiseres tidlig i analyseperioden, gjør at verdien av nytt forbruk er vurdert til stor.

En sammenligning av underkonseptene 2.1 og 2.2 kan brytes ned til å handle om hvorvidt kostnaden for natur- og miljø, samt ulikheten i total N-1-kapasitet, overstiger den forventede differansen på omtrent 150 MNOK i prissatte virkninger. Vi vurderer at den reduserte ulempen i areal- og miljøinngrep, sammen med økningen i N-1 kapasitet som konsept 2.2 gir, har en verdi som overstiger den forventede nedsiden i prissatte virkninger. Vi mener derfor at 2.2 er mer samfunnsmessig rasjonelt enn 2.1.

Vi har ikke klart å skille vesentlig mellom konsept 2.2 og 2.3. Det skiller om lag 100 MNOK i forventningsverdi mellom konseptene i prissatte virkninger i favør av 2.2. Areal- og miljøpåvirkningen, som er noe lavere for konsept 2.2 enn 2.1, men høyere enn for 2.3, teller i motsatt retning. Konsept 2.3 har økt usikkerhet i trasévalg ettersom det vil være vanskelig å føre ledningen i parallell med dagens ledning for hele distansen som er skissert. Konsept 2.2 har økt usikkerhet knyttet til å finne egnet plassering for fjordspenn over Lustrafjorden. Begge konseptene leverer mye N-1 kapasitet ved realisert konsept og vurderes til å realisere stor verdi av nytt forbruk. Det teller likevel i favør av konsept 2.3 at det kan knyttes til opp mot ytterligere 80 MW forbruk i det konseptet. Vår tilråkning er at begge konseptene tas med videre for å gjøre mer detaljerte vurderinger av trasevalg og tilhørende nytte og kostnader.

#### **Mindre tiltak kan være rasjonelt i et scenario med Lav forbruksutvikling**

De mindre tiltakene innebærer temperaturoppgradering av regionalnettet mellom Jamnene og Øvre Årdal, økt transformeringskapasitet i Jamnene, reaktiv kompensering i Øvre Årdal og spenningsheving av dagens regionalnett fra 120 til 132 kV. Til sammen har disse tiltakene en investeringskostnad på om lag 480 MNOK i nåverdi.

De mindre tiltakene vil som en samlet pakke kunne tilrettelegge for forbruksøkning i Indre Sogn opp mot Lav-scenarioet, med forbehold om automatisk utkobling av det nye forbruket ved feil i transmisjonsnettet. De mindre tiltakene kan altså dekke forbruksveksten som tilsvarer planene til Hydro og Norsun i *dagens* anlegg (elektrifisering). Vi får dermed den samme CO<sub>2</sub>-besparelsen som ved de øvrige konseptene. Å gjennomføre mindre tiltak vil ikke i seg selv muliggjøre tilknytning av forbruksmengden relatert til *utvidelsen av dagens produksjon* i Øvre Årdal, altså basis-scenarioet eller for andre nye forbrukstilknytninger.

I sum vurderer vi at mindre tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men i mindre grad enn de øvrige konseptene, med unntak av nullalternativet. Hovedårsaken er at mindre tiltak ikke realiserer verdien av nytt forbruk. Ved en forbruksutvikling som ligner på Lav-scenarioet, vil tiltaket fremstå som mer samfunnsøkonomisk lønnsomt sammenlignet med de øvrige konseptene.

#### **Nullalternativet fremstår som sannsynligvis samfunnsøkonomisk lønnsomt, men oppfyller ikke tilknytningsplikten**

Nullalternativet representerer en forsvarlig videreføring av dagens situasjon, men medfører også at Statnett ikke kan tilby tilknytning til Hydro og Norsuns omsøkte forbruksmengde uten ugrunnet opphold. Ettersom dette alternativet ikke oppfyller tilknytningsplikten, er dette konseptet vurdert som ikke valgbart. Det er mulig å søke unntak fra tilknytningsplikten i ekstraordinære tilfeller. Beslutningen om hvorvidt Statnett skal søke unntak fra tilknytningsplikten tas enten ved investeringsbeslutning (BP2) eller ved beslutning om byggestart (BP3). Statnett mener det er rasjonelt å foreslå konsepter som gjør at Statnett kan oppfylle tilknytningsplikten



Nullalternativet inkluderer i seg selv 2,5 milliarder kroner i nåverdi for reinvesteringer av eksisterende nettstruktur i Indre Sogn og nedover Hemsedal. Reinvesteringene er nødvendige for å ivareta dagens nettfunksjon. Generelt sett antar Statnett at transmisjonsnettlinjer som er godt utnyttet har en nytteside som forsvaret kostnadene for å videreføre dagens situasjon. Nullalternativet vurderes dermed som samfunnsøkonomisk lønnsomt. De prissatte virkningene i ledningskonseptene sammenlignet med nullalternativene er om lag 1,7-2,3 milliarder NOK høyere enn for nullalternativet.

Dersom et konsept skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt, må de positive ikke-prissatte virkningene overstige differansen i prissatte virkninger og areal- og miljøpåvirkningen. Vi mener at den største nytten i alle konseptene, er verdien av nytt forbruk. Verdien av nytt forbruk vil etter vår vurdering sannsynligvis overstige differansen i prissatte virkninger mellom nullalternativet og ledningskonseptene. Dette medfører ikke dermed at konseptene er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Hvis vi vurderer verdien av nytt forbruk opp mot differansen i prissatte virkningen og den negative areal- og naturpåvirkningen, er det ikke lenger mulig å konkludere med like stor grad av sikkerhet. Dette gjelder særlig for konseptene med høy areal- og naturpåvirkning. Denne virkningen har vesentlig variasjon mellom konseptene sammenlignet med nullalternativet. Kapittel 5.2 drøfter verdsettingen av de ikke-prissatte virkningene for hvert konsept mer i detalj.

Nullalternativet vil ikke muliggjøre reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. Den potensielle nyttesiden av reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp er anslått til å være meget høy. Samtidig er kostnadene knyttet til utslippsreduksjonene usikre og ufullstendige. Verdien av reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp er dermed vanskelig å angi presist, og kvalitativt vurdert til Middels (+) for alle konsepter sammenlignet med nullalternativet.

Samtlige konsepter utover nullalternativet vil medføre realopsjoner gjennom den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av neste nettiltak i området og fleksibiliteten til å nedskalere konseptet underveis. Statnett vurderer at det er overveiende sannsynlig at også i perioden 2043 – 2063 vil komme tilknytningsforespørsler i området. Om disse forbruksplanene skal tilknyttes ved å realisere nettiltak, vil eksempelvis konsept 2 og 4 kunne realisere mer forbruk til samme kostnad enn konsept 3. De samme konseptene har større fleksibilitet i gjennomføringen. Hvilket forbruk, når det kommer og hvilken verdi det har, er svært vanskelig å si noe med sikkerhet om per d.d.

I tillegg til ovennevnte virkninger vil alternativene utover nullalternativet medføre at vi eliminerer risikoen for at det ikke er tilstrekkelig vann i magasinene for å drifte med spesialregulering når vi får nettmessig N-1, ikke N-1 på systemnivå. Dette er vurdert som en liten, positiv virkning. Sannsynligheten for at det ikke er tilstrekkelig med vann i magasinene i dag er vurdert som veldig usannsynlig. Ser man fremover i tid, er det rimelig å anta at sannsynligheten vil øke noe som følge av mer effektkjøring og endringer i klimaet. Hvor mye sannsynligheten øker fra dagens meget lave nivå, er usikkert.

I sum vurderer vi at nullalternativet sannsynligvis er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vi vurderer at konseptene vi har tatt med til alternativanalysen er mer samfunnsøkonomisk lønnsomt en nullalternativet. Vurderingen er i stor grad avhengig av at det omsøkte forbruket fra Hydro realiseres i det omfang og tempo som fremdriftsplanen indikerer. Statnett mener det er rasjonelt å foreslå konsepter som gjør at Statnett kan oppfylle tilknytningsplikten.

## **5.2 De ikke-prissatte virkningene er avgjørende i vår anbefaling**

I dette kapitlet redegjør vi for verdsettingen til de ikke-prissatte virkningene og hvilke vurderinger vi har gjort for å komme frem til vår anbefaling. V5 redegjør for metoden vi har brukt i verdsettingen av virkningene, i tillegg til usikkerheten rundt våre estimater.

### **Vi vurderer at verdien av nytt forbruk er høy**

Vi antar generelt sett at *verdien av nytt forbruk*, målt som differansen mellom betalingsviljen og prisen for å være tilknyttet transmisjonsnett, er generelt høy i Norge. Dette vil særlig være tilfellet for alminnelig forsyning, petroleumsindustrien og andre ekstraordinært lønnsomme virksomhetstyper. Jo lavere lønnsomhet en næringstype har, jo mindre kan vi anta at betalingsviljen deres for strøm er.

### *Vi kvantifiserer omfanget av nytt forbruk gjennom kapasiteten som konseptene legger til rette for*

Når vi vurderer den ikke-prissatte virkningen *Verdien av nytt forbruk* i denne analysen, vurderer vi i hovedsak antatt verdiskapning utover normalavkastning som det nye forbruket vil gi. Vår beste kvantifisering av omfanget av nytt forbruk er antall MW nytt forbruk som realiseres.

Den etablerte metoden i KVUer av større nettiltak, er at man etablerer et statisk behovsbilde i behovsvurderingen som anvendes for alle konsepter. Dette er også vårt utgangspunkt på kort- og mellomlang sikt. Vi vurderer at denne metoden har en svakhet gjennom at den ikke fanger opp samspillet mellom produksjon, ledig kapasitet og forbruk. Vi har derfor valgt å avvike fra etablert metodikk for å gi et mer realistisk anslag på omfanget av nytt forbruk.

Vi vurderer at økt produksjon i området, med tilhørende reduserte kraftpriser, vil være positivt for omfanget av nytt forbruk. Dette er ikke hensyntatt i vår vurdering. Utover dette mener vi også at mengden kapasitet tiltaket som blir realisert tilrettelegges for, vil påvirke omfanget av nytt forbruk som realiseres. Både når forbruket kommer og i hvilket omfang, vil etter vårt syn bli påvirket av hvilket konsept som velges. Dette er hensyntatt.

For å hensynta ovenstående sammenhenger, er etter vårt syn den beste indikatoren for omfanget av nytt forbruk som realiseres gitt ved å bruke N-1 kapasiteten som realiseres av de ulike konseptene. Kapasitetene er gjengitt i Tabell 5-2 under sammen med den samlede vurderingen av virkningen størrelse. Dette gir oss ulike mengder forventningsrett nytt forbruk i de ulike alternativene. Den bakenforliggende logikken, er at dersom Hydro og Norsun må utsette sine forbruksplaner, reduserer dette verdien av nytt forbruk gjennom at nytten realiseres senere. For den ledige kapasiteten utover Hydro og Norsuns forbruksplaner, er logikken at dersom noen andre aktører ønsker å etablere seg i Indre Sogn i 2030 og utover, vil dette komme raskere og i større mengde dersom det er ledig nettkapasitet for tilknytning i området. Vi vurderer det som sannsynlig at det vil komme tilknytningsforespørsler om nytt forbruk i Indre Sogn fra 2030, forutsatt at det er ledig nettkapasitet. Med utgangspunkt i når og hvor mye N-1 kapasitet de ulike tiltakene gir, har vi vurdert omfanget av nytt forbruk som høyt for konsept 2.1, 2.2 og 2.3. Konsept 3 og 4 har vi vurdert at har middels omfang. Mindre tiltak er vurdert til 0 da det ikke gir noe mer N-1 kapasitet enn nullalternativet.

### *Vurdering av enhetsverdien til det nye forbruket*

Verdien av verdien av nytt forbruk er vurdert på bakgrunn av forbrukstype. Hydro aluminium sine mulige planer som gjelder utvidelse av eksisterende anlegg, er vurdert til å ha høy lønnsomhet. Forbruket utover dette i området kan antas å ha noe lavere lønnsomhet enn Hydro, men fortsatt ha rimelig høy avkastning. Hvorvidt avkastningen er høyere eller lavere enn alternativ anvendelse av ressursene, er generelt sett vanskelig å si. Det finnes ikke en etablert, felles metode for hvilket forbruk som er rimelig å påstå at vil være alternativ anvendelse av ressursene. Ettersom det er felles for alle konseptene at forbruket til Hydro med høy verdi vil realiseres, er virkningen vurdert som høy verdi av nytt forbruk for alle konseptene.

Tabell 5-2 N-1 kapasitet til nytt forbruk i Øvre Årdal etter ferdig utbygget konsept, og vurderingen av virkningen.

	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
N-1 kapasitet (MW)	0	330	440	520	260	300
Verdi av nytt forbruk	0	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)	Middels (+)	Middels (+)

### Samlet vurdering

Vi vurderer at omfanget av nytt forbruk er høyt i alle konseptene med unntak av konsept 3 og 4. Vurderingen av virkningens størrelse er gjengitt i rad to i Tabell 5-2 over. Dette konseptet gir mindre kapasitet og vesentlig senere enn de andre konseptene og vurderes til å ha middels omfang. Verdien er i alle konsepter vurdert som høy. I sum blir dermed verdsettingen av verdien av nytt forbruk satt som høy for konsept 2.1, 2.2. og 2.3 vurdert til Stor (+), mens konsept 3 og 4 gis Middels (+).

### Nyttesiden av reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp er potensielt meget høy

Utslipp av CO<sub>2</sub> er en kostnad for samfunnet. Om man skal verdsette nyttesiden av reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp, vil den kunne beregnes ved å multiplisere kvantumet av mengden redusert CO<sub>2</sub> med karbonprisbanen fra Finansdepartementets rundskriv r-109/21. For å angi den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, må man også trekke fra kostnadene for å gjennomføre klimatiltakene. Flere av klimatiltakene til Hydro har i dag veldig usikre eller ukjente kostnader, så det lar seg dermed ikke gjøre å prissette verdien av nytt forbruk. Grunnet manglende informasjon om kostnadene har vi vurdert verdien av reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp som en ikke-prissatt virkning.

### Omfang og verdi av reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp i denne analysen

Verdien av reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp er gitt av Finansdepartementets rundskriv r-109/21. Vi anser det ikke som relevant å vurdere bruk av andre karbonprisbaner i dette tilfellet. En kvalitativ vurdering av karbonprisbanen tilsier høy verdi per enhet.

Omfanget har et øvre tak på om lag 400 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per år. Dette tilsvarer summen av de årlige utslippene fra Hydro Øvre Årdal. En viktig nyanse er når i analyseperioden utslippene reduseres. Ikke-prissatte virkninger skal også diskonteres. En forskyvning av når reduksjonen i CO<sub>2</sub>-ekvivalenter vil inntreffe, medfører både redusere mengden CO<sub>2</sub>-ekvivalenter som reduseres i analyseperioden, samt at utslippene med lavest diskontering faller ut av virkningen. Hydros fremdriftsplan tilsier at det vil være en gradvis dekarbonisering fra nettiltaket er realisert.

Når vi vurderer om hvilket omfang 400 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter skal vurderes som, sammenligner vi med eget analysearbeid gjort ifb. Ny 420kV-ledning Skaidi – Hammerfest. Gitt at en CO<sub>2</sub>-reduksjon på om lag 800 000 tonn umiddelbart etter realisering av nettiltaket er vurdert til stort omfang, anser vi at en reduksjon på 400 000 tonn gradvis etter realisering av nettiltaket er å regne som et middels omfang.

Den samlede virkningen av reduserte klimagassutslipp er potensielt veldig stor. En regneøvelse hvor vi antar at utslippene reduseres med 400 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter fra 2032, forutsatt prisbanen for kvotepliktig sektor fra r-109/21, gir en nyttevirkning på om lag 11 milliarder NOK. Dette er såkalt brutto nytteanslag, hvor vi ikke har trukket fra kostnadene for investeringene som er nødvendige for å realisere nytten.

Forbruksplanene som resulterer i CO<sub>2</sub>-reduksjonene ligger i Lav-scenariot. Vi vurderer at samtlige konsepter vil kunne tilby tilknytning til dette forbruket, i noen tilfeller med system for automatisk frakobling. Virkningen er derfor vurdert som lik for alle alternativene. Dette er presentert i Tabell 5-2.

Tabell 5-3 Samlet vurdering av reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp i de ulike konseptene.

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)

### Trinnvis gjennomføring og større kapasitetsøkning øker lønnsomheten

En realopsjon er muligheten til å realisere nye, lønnsomme tiltak som oppstår som følge av konseptvalget. Vi kan bruke realopsjoner for å ta hensyn til verdien av å avvente ny informasjon som reduserer usikkerheten, eller å bygge inn fleksibilitet i et tiltak. Realopsjoner innebærer å legge til rette for økt fleksibilitet og valgfrihet, slik at vi kan gjøre endringer underveis når prosjektet modnes videre og informasjonen vi har blir sikrere. I dette tilfellet er det spesielt aktuelt for utvikling innen forbruk og produksjon.

Vi har identifisert to realopsjoner i alle konseptene, muligheten til å nedskalere konseptet underveis og muligheten til å realisere mer forbruk senere i analyseperioden gjennom å reinvestere ledningen fra Sogndal-Jamnene. Uavhengig av konsept, er Sogndal-Jamnene vurdert til å være neste, realistiske tiltak dersom det skulle være behov for vesentlig økt overføringskapasitet inn eller ut av Indre Sogn. Omfanget av realopsjoner har vi avgrenset til neste potensielt lønnsomme tiltak i alle konsepter, samt den innebygde fleksibiliteten i konseptene.

#### *Alle konseptene kan reduseres i omfang*

Som beskrevet i mulighetsstudien er konseptene satt sammen av flere trinn. Alle konseptene har derfor realopsjoner ved at vi kan bygge ut konseptene trinnvis. Dette er vist i Figur 4-6 som en kapasitetstrapp. Ved endringer i forventet mengde forbruk og/eller produksjon, vil vi kunne bruke denne informasjonen til å redusere eller øke tempoet i gjennomføringen. Det er ett konsept som skiller seg ut, og det er konsept 3. I konsept 3 må det bygges vesentlig flere kilometer ledning før det gir økning i N-1 kapasiteten. Hvis man skulle tenke seg en situasjon hvor forbruksplanene reduseres til eksempelvis 175 MW, ville vi ved valg av konsept 3 fortsatt måtte innebære realisering av hele konseptet, mens for eksempelvis konsept 2.3 ville det vært tilstrekkelig å bygge ny ledning fra Sogndal til Jamnene.

At konseptene kan reduseres i størrelse, øker realopsjonsverdien av alle konseptene. Det gjør at vi i større grad kan tilpasse hvor omfattende konseptene skal være når vi får mer informasjon om forbruksveksten. Dette reduserer risikoen for overinvesteringer.

#### *Alle konseptene kan skaleres opp, men konsept 2.3 har den høyeste verdien*

En vesentlig realopsjon i alle konseptene er muligheten til å kunne forskuttere spenningsoppgraderingen av dagens ledning mellom Sogndal og Jamnene fra 300 kV til 420 kV. Dersom vi realiserer ett av de relevante konseptene, vil spenningsoppgraderingen medføre ulike økninger i overføringskapasitet i de ulike konseptene.

Dette blir antagelig bare nødvendig dersom forbruksveksten blir høyere enn Basis-scenariot. Kapasiteten vi får av å spenningsoppgradere ledningen er imidlertid ikke lik for de ulike konseptene.

Som Tabell 5-4 viser får vi betydelig mer kapasitet i konsept 2 og 4 når vi reinvesterer dagens ledning mellom Sogndal og Jamnene og hever spenningen til 420 kV, enn i konsept 3.

Tabell 5-4 Økning i N-1 kapasitet (MW\*) ved spenningsoppgradering av Sogndal-Leirdøla-Jamnene.

Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	470	430	530	160	450

\*Økningen i N-1 forutsetter forbruksøkning på 220 MW i Leirdøla.

#### *Samlet verdi og omfang av realopsjonene*

Det er utfordrende å vurdere hvilken størrelse (lav, middels, stor) omfanget av realopsjonene i et område som Indre Sogn skal verdsettes til. Områdene vi analyserer er ulike både i geografi og størrelse. Noen steder vil det være mange potensielle realopsjoner som er konkurrerende, mens andre områder kun har ett aktuelt tiltak. Noen konsepter har liten fleksibilitet og gir kun økt overføringskapasitet når hele konseptet er realisert, mens andre større konsepter kan ha flere trinn og muligheter for å nedskalere underveis. Vi vurderer at den innebygde fleksibiliteten i konseptene er rimelig høy sammenlignet med andre konsepter i sammenlignbare KVUer. En kraftsystemmessig gunstig spenningsoppgradering som neste trinn er etter vårt syn en god realopsjon som vil være tilgjengelig i mange områder, men langt fra alle. Etter en helhetlig vurdering lander vi på at omfanget vurderes til middels for alle konsepter.

For å kategorisere verdien av realopsjonene, ser vi hen til investeringskostnader, natur- og miljøinngrepene og verdien av nytt forbruk. Det fremstår for oss som at verdien av å kunne nedskalere eller oppskalere konseptene i tråd med forbruksøkningen generelt er høy. Dersom forbruksøkningen blir mindre enn Basis-scenarioet, kan konseptene skaleres ned ved å stoppe ledningsutbyggingen tidlig, med ett unntak. Dette vil medføre redusert verdi av nytt forbruk, samt reduserte investeringskostnader og areal- og naturpåvirkning.

Konsept 3 har lite fleksibilitet i gjennomføringen sammenlignet med de andre konseptene. I tillegg vil kapasitetsøkningen ved spenningsoppgradering av Sogndal-Jamnene gi vesentlig mindre N-1 kapasitet for konsept 3 enn for de øvrige konseptene. Konsept 3 er dermed gitt liten verdi.

Mindre tiltak gir ingen økning i N-1 kapasitet selv om vi spenningsoppgraderer Sogndal-Jamnene. Mindre tiltak hever allikevel kapasiteten på regionalnettet mellom Jamnene og Øvre Årdal slik at vi ved å spenningsoppgradere transmisjonsnettet fra Sogndal vil få mer kapasitet til forbruk i Øvre Årdal enn dersom vi ikke har gjennomført mindre tiltak (nullalternativet). Vi har derfor vurdert mindre tiltak til Liten (+). Samtidig skal det sies at virkningen nok er i det nedre sjiktet av "Liten" sammenlignet med konsept 3, som kan anses å være i det øvre sjiktet.

Den samlede vurderingen av realopsjonene er vist i Tabell 5-5. Vi vurderer den samlede verdien av realopsjonene i samtlige konsept til middels (+), med unntak av konsept 3.

Tabell 5-5 Ikke-prissatte virkninger for realopsjoner i de ulike konseptene.

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	Liten (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Liten (+)	Middels (+)

#### **Forsyningssikkerheten er god i dag, og konseptene legger til rette for at den skal forbli god**

Forsyningssikkerhet er kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft til sluttbrukerne. I en situasjon hvor ulike konsepter gir ulik grad av forsyningssikkerhet, ønsker vi å beskrive dette for de ulike konseptene.

Dagens forbruk i Indre Sogn har i dag N-1 forsyningssikkerhet i systemet. Ved feil på komponenter som ellers ville medført avbrudd, legges området i separatudrift hvor Statnett bruker systemansvarliges virkemidler for å opprettholde forsyningen.

Konseptene som er videreført fra mulighetsstudien leverer betydelige kapasitetsøkninger med i hovedsak N-1-forsyningssikkerhet, samt at eksisterende forbruk blir liggende med N-1-forsyningssikkerhet. Forsyningssikkerheten vil derfor bli marginalt bedre enn i dag i samtlige konsepter, også for eksisterende forbruk. Unntaket er mindre tiltak som gir oss mer kapasitet til forbruk i Årdal, men ikke med N-1. Forsyningssikkerheten for det nye forbruket i en situasjon der vi kun viderefører mindre tiltak vil være dårligere enn dagens forbruk har, men dagens forbruk vil kunne ha tilnærmet lik forsyningssikkerhet.

Verdien av forsyningssikkerheten vurderes ut fra forbrukstype og risikoen for feil. I Indre Sogn er store deler av forbruket enten industri eller alminnelig forsyning. Som drøftet under verdien av nytt forbruk, er dette forbrukstyper vi vurderer at har høy betalingsvillighet. Å vurdere avbruddskostnadene ved avbrudd vil gi det samme resultatet. Det er en meget liten risiko for langvarige avbrudd i dag. Selv om vi forventer at den kan øke noe som følge av økt effektkjøring av vannkraftverk og endret klima, vil risikoen for å gå tom for vann i magasinene vært lav også i fremtiden med dagens produksjons- og forbruksnivåer. Verdien på denne bakgrunn vurdert til Liten (+).

Omfanget for forsyningssikkerheten er eksisterende forbrukskunder i Indre Sogn. Som omtalt i behovsanalysen er forbruket på om lag 430 MW. I nasjonal sammenheng vurderes dette omfanget som Liten (+).

Tabell 5-6 viser hvilken verdi vi har gitt den ikke-prissatte virkningen forsyningssikkerhet for de ulike konseptene.

*Tabell 5-6 Ikke-prissatte virkninger av økt forsyningssikkerhet i de ulike konseptene.*

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	0	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)

### **Det er stor variasjon i areal- og miljøpåvirkning mellom konseptene**

Vi verdsetter areal- og miljøvirkninger basert på en økosystemtilnærming. Som bakgrunn for samlet virkning ligger en vurdering av konseptenes omfang og verdien av området som blir berørt. I kombinasjon utgjør omfang og verdi en konsekvens. Miljøvurderingene i konseptvalgutredningen er overordnede og ikke til erstatning for konsekvensutredningsprogrammet, men er innrettet som en grov økosystemtilnærming for å kartlegge disse virkningene til den samlede samfunnsøkonomiske vurderingen.

Miljøvurderingene er gjennomført med bruk av eksisterende kunnskap hentet fra nasjonale og lokale datasett og grunnkart. Eksisterende underlag og kartanalyser avdekker hvilke økosystemtjenester som kan bli påvirket av tiltaket. Med økosystemtjenester menes naturens direkte og indirekte bidrag til menneskelig velferd, også kalt naturgoder. Økosystemtjenester omfatter både fysiske goder (som mat, vann, tømmer og fisk) og tjenester (som rekreasjon, estetiske opplevelser og karbonlagring).

Vi gjengir her kort konklusjonene som ligger til grunn for areal- og miljøvirkningene. En mer utfyllende beskrivelse finnes i V5.

Konsept 2.1 har størst negativ konsekvens for areal- og miljø. Konsept 2.2 har noe lavere konsekvens for ikke-prissatte økosystemer enn konsept 2.1. Konsept 2.3 har lavest konsekvenser for ikke-prissatte økosystemer. Dersom man legger ny ledning i nærheten av eksisterende trase, vil dette gi liten negativ konsekvens.

I areal- og miljøvurderingene har vi vurdert to ulike varianter av konsept 3. Det er forskjellige løsninger mellom Øvre Årdal og Borgund som skiller disse variantene. De ulike løsningene er vurdert til middels negativ konsekvens og liten til middels negativ konsekvens.

Konsekvensene av konsept 4 varierer ut ifra hvilket delområde vi velger å legge ny ledning gjennom. Konsept 4 kan få store negative konsekvenser for areal og miljø dersom ledningen går korteste vei. Dersom vi heller legger ledningen i en lengre trase, vurderer vi konsekvensgraden til å være middels til tross for at vi da får en betydelig lenger ledning. Vi har lagt til grunn lengste trase i våre vurderinger.

Tabell 5-7 viser den ikke-prissatte virkningen for areal- og miljø for de ulike konseptene.

*Tabell 5-7 Ikke-prissatte virkninger for areal- og miljø i de ulike konseptene.*

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	0	Stor (-)	Middels* (-)	Liten (-)	Middels (-)	Middels (-)

*\*Forutsetter trasevalg nær eksisterende trase*







### 5.3 Det er ikke stor forskjell i usikkerhet mellom konseptene

I dette kapittelet ser vi på om usikkerheten kan påvirke rangeringen av de ulike konseptene.

Usikkerheten i verdsettelse er omtalt under hver enkelt virkning i V5. Tabell 5-8 viser vi hvordan usikkerheten i virkningene påvirker hvilket konsept som kommer best ut. Vi viser hvordan usikkerheten påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i konseptene og eventuelt i hvilken retning usikkerheten peker. For utslag på lønnsomheten har vi brukt følgende fargekode:

- ● Stort utslag på lønnsomheten
- ● Middels utslag på lønnsomheten
- ● Lite utslag på lønnsomheten

Tabell 5-8 Vurdering av usikkerhet i virkningene og hvilke utslag den har på lønnsomheten.

Virkning	Utslag på lønnsomheten	Beskrivelse
Investeringskostnader		For alle konseptene er det usikkerhet i investeringskostnadene, men vi vurderer at usikkerheten er større i trasévalget til konsept 3 og 4. Dette trekker i retning av at konsept 2 har minst usikkerhet.
Drifts- og vedlikeholdskostnader		En endring i drifts- og vedlikeholdskostnader vil ikke ha et stort utslag på lønnsomheten. Usikkerheten i disse kostnadene er om lag lik for alle konseptene.
Restverdi		Det er noen ulikheter mellom konseptene. Virkningens størrelse er så liten at usikkerheten ikke vil ha stort utslag på lønnsomheten.
Reduserte CO <sub>2</sub> -utslipp fra elektrifisering		Vi vurderer at vi alle konseptene gir samme mengde reduserte CO <sub>2</sub> -utslipp. Samtidig kan vi få tidligere tilknytning av nytt forbruk i konsept, slik at vi vurderer at det er mindre usikkerhet i når utslippskuttene kan komme i konsept 2.
Verdien av nytt forbruk		Verdien av nytt forbruk er usikkert i alle konseptene. Samtidig kan vi få tidligere tilknytning av nytt forbruk i konsept 2, slik at vi vurderer at det er mindre usikkerhet i når nytt forbruk kan tilknyttes nett.
Natur- og miljøvirkninger		Alle konseptene, med unntak av mindre tiltak, berører områder med store areal og miljøvirkninger.

Videre i kapittelet drøfter vi de virkningene vi mener har stor (rød) eller middels (gul) påvirkning på lønnsomheten.

### Lønnsomheten i konseptene vil være følsom for endringer i forbruksvekst

Vi har tatt utgangspunkt i Basis-scenariotet for forbruksvekst når vi har utviklet konseptene i denne KVUen. Vi har også analysert hva som skjer dersom forbruksveksten blir høyere eller lavere enn Basis-scenariotet. Dersom forbruksveksten blir liten og tilsvarende Lav-scenariotet vil dette redusere lønnsomheten i alle konseptene, sammenliknet med nullalternativet. Unntaket er for mindre tiltak. Dersom forbruksutviklingen ender opp på et nivå tilsvarende Lav-scenariotet, vil mindre tiltak være mer samfunnsøkonomisk lønnsomt. Figur 4-6 viser hvordan ny kapasitet blir utløst for hvert trinn i de ulike konseptene. Konsept 2 gir mer kapasitet enn konsept 3 og 4 i første utbyggingstrinn.

Ingen av konseptene våre legger til rette for en forbruksutvikling tilsvarende Høy-scenariotet, men vi kan utvikle konseptene videre for å tilrettelegge for en slik utvikling. Dersom vi forskutterer reinvesteringen av dagens 300 kV-ledning mellom Sogndal og Jamnene vil vi få økt kapasitet i alle konsepter. Samtidig viser Figur 4-7 at konsept 2 gir mer kapasitet enn konsept 3 og 4 etter at vi har gjennomført denne reinvesteringen. Alle varianter av konsept 2 vil derfor bedre legge til rette for en høy forbruksutvikling enn konsept 3 og 4.

Usikkerhet i forbruksvekst peker i retning av at konsept 2 har en større fleksibilitet både ved en høyere og lavere forbruksutvikling enn Basis-scenariotet.



### **Usikkerheten i investeringskostnader påvirkes av hvordan vi vektlegger areal- og miljøvirkninger**

Konseptene har relativt like kostnader når vi tar hensyn til både investerings- og reinvesteringskostnader i forventning, med unntak av mindre tiltak. Når vi vurderer usikkerhet ser vi at det er noen forskjeller mellom konseptene. Denne usikkerheten er knyttet opp mot i hvor stor grad vi tar hensyn til areal- og miljøvirkninger.

Areal- og miljøvurderingene peker på at det er mange områder der konsekvensene av en ny forbindelse vil være store. Det kan medføre at vi må legge nye ledninger utenom disse områdene, hvilket innebærer lengre traséer og dermed økte investeringskostnader. Vi ser denne usikkerheten i alle konseptene, men vurderer at den er høyest for konsept 3 og 4. For å unngå områder med store areal- og miljøkostnader, peker vurderingene i retning av at vi bør bygge en ledning som kan bli opp mot 20 km lengre enn den korteste traseen.

### **Det er usikkerheter som drar i ulike retninger i videre løsningsvalg av konsept 2**

I konsept 2 viser areal- og miljøvurderingene at det er en fordel om vi samler inngrepene ved å bygge ny ledning nær dagens ledning. Tidligfase trasévurderinger av konsept 2.3 viser at det er et krevende terreng å bygge ny ledning i parallell med dagens 300 kV-ledning. Dette betyr i tilfelle at vi må krysse dagens ledning flere ganger. Krysninger innebærer at vi må koble ut dagens ledning i lengre perioder under byggingen av ny ledning. I driftsfasen vil dette også være krevende da vedlikehold eller feil som krever utkoblinger kan føre til at begge transmisjonsnettledningene må kobles ut. Dagens 300 kV-ledning mellom Leirdøla og Fortun er også utsatt for feil som følge av klimalaster. Vi må derfor også vurdere konsekvensene av å legge to ledninger nær eller i parallell opp mot nyttevirkninger i form av lavere areal- og miljøvirkninger i videre løsningsvalg.

### **Mer produksjon i Indre Sogn vil øke lønnsomheten konseptene sammenliknet med nullalternativet**

Det er i dag et kraftoverskudd i Indre Sogn og vi tilknytter ikke mer produksjon utover de prosjektene som allerede har fått reservere kapasitet. Alle konseptene vi har vurdert tilrettelegger for at vi kan tilknytte store mengder ny produksjon sammenliknet med nullalternativet. Vi har ikke vurdert lønnsomheten av ny produksjon, da det er forbruksutvikling som utløser behovet for nettiltak i denne utredningen. De produksjonsplanene vi er kjent med er foreløpig usikre prosjekter som ligger lenger frem i tid.

Hvis det imidlertid kommer mye ny produksjon, vil dette påvirke lønnsomheten til alle konseptene i positiv retning, sammenliknet med nullalternativet. Konsept 2 tilrettelegger for at vi kan tilknytte produksjon noe tidligere enn i øvrige konsepter. Samtidig tar det tid å utvikle produksjonsprosjekter, og vi venter derfor ikke dette i favør av konsept 2.

Alle konseptene åpner for at vi kan tilknytte mye ny produksjon. Usikkerheten i produksjonsutviklingen kan øke lønnsomheten i alle konseptene.

## **5.4 Ringvirkninger og fordelingsvirkninger**

Dette delkapittelet inneholder ringvirkninger og fordelingsvirkninger som ikke tas med i vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Vi beskriver det likevel her for å synliggjøre en mulig virkning på konkurransesituasjonen [FIN 109/21].

### **Nye, grønne verdikjeder for produksjon av aluminium er nødvendig for å nå togradersmålet**

Dersom Hydro skal produsere og selge aluminium i en verden som når togradersmålet, er det en forutsetning at produksjonen skjer med så lave utslipp som mulig og så raskt som mulig. Slik Statnett forstår Hydro, er det ikke aktuelt å utvide produksjonen i Norge med tilhørende utslippsøkning. Å binde opp kapital i produksjonsutstyr som medfører utslipp når verden i praksis er forventet å være

utslippsnøytral i 2050, anses derfor ikke som en tilstrekkelig fremtidsrettet løsning. Å realisere et ledningskonsept for å kunne tilby Hydro tilknytning av sine forbruksplaner, vil igjen medføre at Hydro kan produsere aluminium med svært lave utslipp i produksjon forutsatt at nødvendige tiltak for dekarbonisering realiseres.

### **Fordelingsvirkningene påvirker ikke samfunnsøkonomisk lønnsomhet, men kan være politisk viktig**

I en samfunnsøkonomisk analyse tillegges nytte- og kostnadsvirkninger like stor vekt uavhengig av hvilken gruppe eller aktør som oppnår nytten eller belastes for kostnaden. Det er likevel nyttig å beskrive fordelingsvirkningene av tiltaket fordi det gir en bedre beskrivelse av beslutningssituasjonen og kan tillegges vekt i myndighetsbehandlingen. Fordelingsvirkninger oppstår når ulike grupper i samfunnet berøres ulikt av et tiltak. Tiltakene vi har utredet i denne utredningen vil innebære flere fordelingsvirkninger.

Nytten av tiltaket er i hovedsak forbundet med muligheten til å tilknytte nye og utvide eksisterende forbrukstilknytninger. Verdien av nytt forbruk vil tilfalle eierne av virksomhetene som søker tilknytning. En vesentlig del av forbruksplanene medfører reduserte utslipp av klimagasser. Dette har en global effekt.

Som beskrevet mer i detalj i V5, kan høyere forbruk i NO5 generelt gjøre at NO5 får lavere kraftoverskudd og at kraftprisene dermed går opp. Dermed vil produsentene i området kunne få høyere kraftpriser og tjene mer. Forbrukerne i det samme området må betale mer enn de gjorde i utgangspunktet og få lavere konsumentoverskudd. Vi kan derfor få fordelingsvirkninger i form av endringer i konsument- og produsentoverskuddet, og påvirkningen vil være lik i alle konseptene unntatt mindre tiltak. En høyere kraftpris vil også kunne gjøre det mer gunstig å bygge ut produksjon, hvilket igjen kan føre til at kraftoverskuddet øker noe.

Det er likevel egenskaper ved organiseringen av kraftutbygging i Norge som bidrar til å endre den reelle fordelingen. Eksempelvis eies mange av de store kraftprodusentene i Norge av det offentlige, hvilket også gjelder for enkelte av kraftverkene i Indre Sogn. Utbytte og skatteinngang fra disse produsentene kan fordeles tilbake til samfunnet på ulike måter. Eksempler på dette er lavere skatter og/eller bedre tilgang til offentlige goder for konsumentene. Kommunal og statlig skattlegging vil også virke omfordelende.

Tiltaket som er anbefalt i denne utredningen har en negativ påvirkning på areal og miljø. Videre vil areal- og miljøkostnaden ved tiltakene falle på de som bor, bruker eller har et ønske om å bevare mest mulig urørt natur. Det vil sannsynligvis i større grad være enkeltpersoner (lokale, turister, etc.) og interesseorganisasjoner. Miljøvirkninger vil være gjenstand for grundig myndighetsbehandling og en sentral del av konsesjonsprosessen for tiltakene som blir vurdert omsøkt.

Som hovedregel blir kostnader i transmisjonsnettene fordelt på kundene via nettleien, hvorav forbrukerne betaler størst del. Fra 1. januar 2019 skal nettkunder som utløser investeringer betale anleggsbidrag, også i regional- og transmisjonsnettene. Dette tiltaket er vurdert å være anleggsbidragspliktig, slik at en del av kostnaden betales av kundene (i dette tilfellet Hydro og Norsun) som utløser behovet for tiltaket.

### **5.5 Endrede forutsetninger for produksjon kan ha innvirkning på vurderinger i fremtiden**

I denne konseptvalgutredningen svarer vi på hvilket konsept som best løser behovet knyttet til økt forbruk i Indre Sogn. [Områdeplan Sogn til Sunnmøre](#) og [Analyse av Transportkanaler 2023](#) peker på at det i fremtiden kan bli aktuelt å dublere hele eller deler av dagens transmisjonsnettledning på Nord-Vestlandet. Kombinert med en større utbygging av havvind langs kysten av Nord-Vestlandet, uten

tilsvarende forbruksøkning, kan dette gjøre at vi trenger økt kapasitet over Sognefjordsnittet. Likeledes kan ytterligere planer om storskala effektoppgraderinger i Indre Sogn, utover forespeilede forbruksøkninger og mulig effektoppgradering av Skagen, tenkes å gi innestengt effekt nord for Sognefjordsnittet. I et slikt tilfelle kan konsept 3 og 4 fortsatt bli aktuelle for å gi økt kapasitet i dette snittet. Til tross for at det ikke er et behov vi ser i dag, er det viktig å være klar over at konsept som vi ikke går videre med i denne omgang kan være aktuelle senere for å løse andre behov i kraftsystemet.

## 6 Forutsetninger for en vellykket gjennomføring

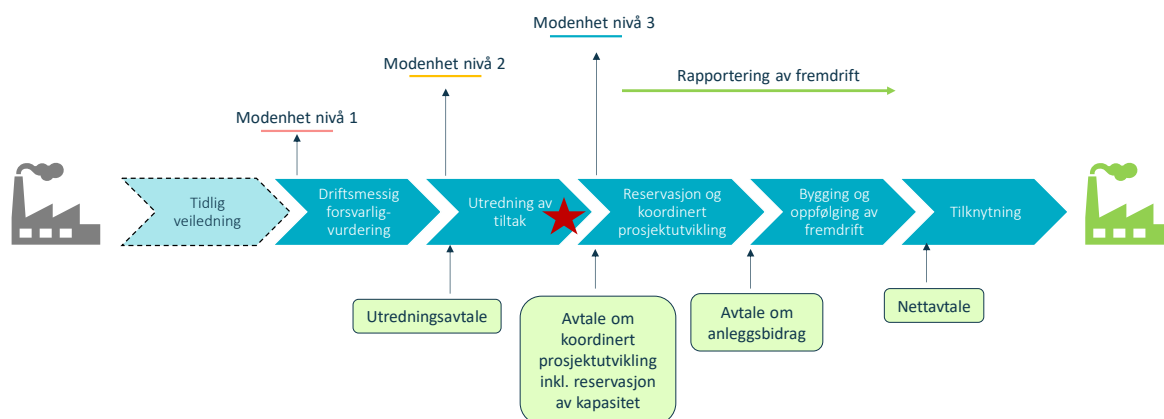
I denne utredningen har vi konkludert med at den mest rasjonelle løsningen for å tilknytte Hydro og Norsuns forbruksplaner er en ny forbindelse fra Sogndal til Øvre Årdal, samt etablering av en ny 420 kV-stasjon i Øvre Årdal. I dette kapittelet tar vi for oss noen av elementene vi mener er viktige for en vellykket gjennomføring av dette.

### 6.1 God samhandling med involverte aktører

#### God koordinering med aktørene som utløser behovet for ledning

En ny ledning fra Sogndal til Øvre Årdal blir utløst av forbruksplanene i Indre Sogn. Hydro og Norsun betaler utredningskostnader for deler av KVUen. Tiltakene er også vurdert å være anleggsbidragspliktig. Anleggsbidrag benyttes når det er en eller et fåtall konkrete kunder som utløser en nettinvestering. Kundene skal da betale sin forholdsmessige andel av kostnaden for tiltaket. Om forbruksplanene endrer seg kan dette påvirke behovet for å gjøre nettiltak og hvilke nettiltak vi bør gjennomføre. Løpende dialog og informasjonsutveksling om milepæler og beslutninger vil være svært viktig i eventuell videre prosjektutvikling og konsesjonsbehandling.

Figur 6-1 viser tilknytningsprosessen fra kundene tar kontakt med nettselskapet til kunden er tilknyttet nettet. Den viser hvilke nivåer for modenhet som skal være oppnådd for å komme videre i prosessen og hvilke avtaler som må signeres i forbindelse med å få bygget nettanlegg som er anleggsbidragspliktige.



Figur 6-1 Tilknytningsprosessen med økende grad av modenhet og hvilke avtaler som inngås på hvilke steg på veien mot nettilknytning.

Som figuren over viser vil det måtte inngås avtaler om koordinert prosjektutvikling og senere anleggsbidrag for at Statnett skal sette i gang, og senere fortsette arbeidet med prosjektet. Kundene vil forplikte seg til å betale sin del av kostnaden for den påbegynte fasen, men vil ved milepæler i utbyggingsprosjektet kunne avstå fra å bli med videre. Ved å ha god dialog rundt milepæler og tidsplaner for begge prosjekter, både nett og forbrukstiltak, vil vi kunne koordinere utviklingen på en god måte. Statnett vil ikke gå videre med utbyggingsprosjektet uten avklaring med Hydro eller andre med forbruks- eller produksjonsplaner.

Samtidig er det slik at Statnett har en stor portefølje med prosjekter og vil vi ikke ha muligheten til å starte prosjekt når som helst, vi vil derfor fokusere på å ha en god langsiktig plan for behovene sammen med de som har utløst behovet, her Hydro.

### **Tett samarbeid mellom regionalnetteiere og Statnett**

Vi har vurdert en rekke tiltak i regionalnettet som vi beskriver i kapittel 4.3. Disse tiltakene kan planlegges og gjennomføres uavhengig av KVVU-prosessen. Tiltakene åpner for å kunne tilknytte noe mer forbruk raskere og flere av disse tiltakene gir nyttevirkninger i videre nettutvikling. Det er Linja, Hydro og Østfold Energi som eier regionalnettet, slik at de tiltakene som vi foreslår må planlegges og gjennomføres i samarbeid med disse netteierne. Noen av tiltakene vil også kunne kreve avtaler om anleggsbidrag.

Som en del av det vi kaller mindre tiltak (kapittel 4.3) beskriver vi økt transformeringskapasitet i ny Jamnene stasjon. I videre arbeid må vi vurdere om det vil være behov for en tredje transformator eller om det er andre løsninger.

Det kan også bli aktuelt å sanere deler eller hele regionalnettet mellom Jamnene og Øvre Årdal. Det er Linja som eier disse ledningene og en slik prosess krever tett samarbeid mellom Linja og Statnett både i planleggings- og gjennomføringsfasen.

### **God involvering av berørte parter**

Netttiltakene vi har vurdert i denne KVVUen kan ha stor innvirkning på areal og miljø. Det er derfor viktig med god samhandling med kommuner, interesseorganisasjoner, nettselskaper og andre som blir berørt. Det er viktig å skape god forståelse for behovet for tiltakene så tidlig som mulig, slik at de riktige avveiningene kan gjøres.

Denne involveringen er allerede begynt. Vi avholdt i januar 2024 et dialog- og informasjonsmøte, som omtalt i kapittel 1.4. Vi mottok 6. mars 2024 et skriftlig innspill fra flere interesseorganisasjoner med fokus på areal og miljøvern i Årdal og omegn i en eventuell videre prosjektutvikling vil god dialog med interessenter og brukere av områdene bli viktig for å gjøre gode avveininger av hvilken trasé nye ledninger skal gå i. Se også lengre ned generelt om høringsprosesser.

Ved eventuell bygging av nye nettanlegg vil også dagens kunder, både forbrukere og produsenter, kunne bli påvirket i byggefasen.

## **6.2 Konseptet må modnes videre før vi tar løsningsvalg**

### **I videre prosess vil det bli viktig å modne om det er 2.2 eller 2.3 som er mest rasjonelt**

Denne utredningen anbefaler konsept 2, der vi også har vurdert tre alternativer av konseptet. Vi peker på at 2.2 og 2.3 begge er gode løsninger, men basert på det vi vet nå og med noen trasetilpasninger peker 2.2 seg ut som noe bedre. Vi ønsker å videreutvikle konsept 2.2 og 2.3. I fasen frem mot eventuell konsesjonsbehandling må vi gjøre viktige avveininger der både systemløsning og trasévalg blir viktig. Videre utvikling av produksjonsplaner kan også påvirke valg av systemløsning. Innspill gjennom KVVU-prosessen, dialog mot regionale nettselskaper og eventuelle føringer i den prosessledende uttalelsen til ED kan påvirke endelig valg av systemløsning.

### **Areal- og kostnadsbesparende tiltak som bør undersøkes videre**

I Norge har regionalnettene ulike jordingsystem. Tradisjonelt sett har det mest vanlige jordings-systemet vært spolejordet nett. Dette jordingsystemet har noen utfordringer med tanke på drift og sikkerhet, samtidig som det tillater drift med stående jordfeil slik at feilsøking kan pågå uten avbrudd i forsyningen. Omlegging av jordingsystem kan være omfattende og kostbart, avhengig av hvor omfattende det berørte systemet er og dets beskaffenhet. I de tilfellene det er gjort er det lavohmig jordingsystem som normalt har blitt valgt. Regionalnettet i Indre Sogn er i dag spolejordet. Regionalnettet er relativt lite og nødvendig ombygging med tilhørende kostnader til lavohmig nett er etter vår kunnskap relativt små.

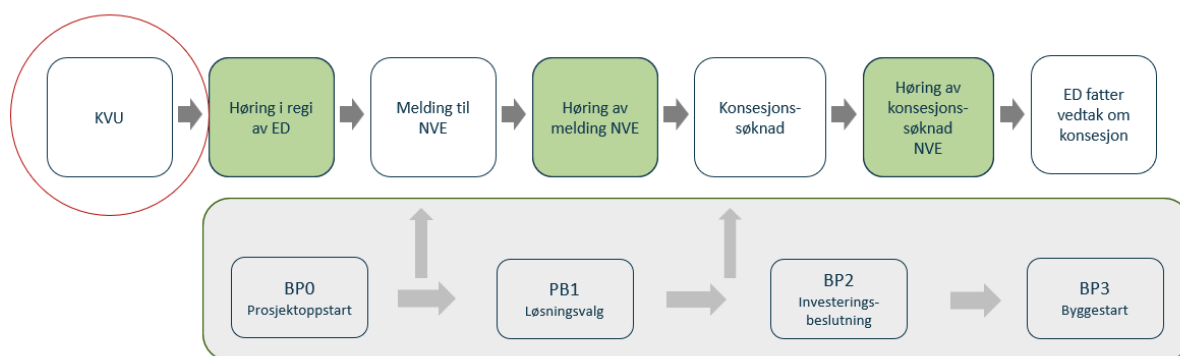
En overgang til direktejordet nett vil ikke gi høyere kapasitet, men en overgang åpner for å kunne bruke autotransformatorer i et fremtidig nett mellom 420 kV og 132 kV. Fordelen ved å kunne bruke autotransformatorer er at vi har mulighet for å sette inn større transformatorer i ytelse (MVA) uten at den fysiske størrelsen og tyngden på transformatoren øker. Dette kan åpne for at vi kan redusere antall transformatorer totalt sett og dermed også spare arealbeslag til transformatorer i Øvre Årdal. Dette vil også kunne gi en stor kostnadsbesparelse.

Linja skal bygge ny regionalnettstasjon i Jamnene og Hydro skal bygge om sin stasjon i Øvre Årdal. Det kan derfor være et godt tidspunkt å tilrettelegge for en fremtidig overgang til lavohmig jording i regionalnettet, ved at det ikke bygges nye barrierer.

### 6.3 Det vil bli flere muligheter til å komme med innspill i videre prosess

Første steg er at Statnett oversender utredningen, inkludert kvalitetssikrers rapport, til Energidepartementet. Energidepartementet vil så gjennomføre en høring før de kommer med en prosessløndens uttalelse. Denne uttalelsen må foreligge før Statnett kan gå videre til meldingsprosess for ny ledning. Prosessen fra KVV til konsesjon er illustrert i Figur 6-2.

Det vil i forbindelse med konsesjonsbehandlingen bli flere muligheter for å uttale seg om Statnett sine planer. Statnett vil først utarbeide en melding som sendes til NVE. NVE avholder en offentlig høring av meldingen slik at berørte interesser på et tidlig stadium kan påvirke hvilke utredninger som må gjennomføres i konsesjonsbehandlingen. I etterkant av dette lager NVE et konsekvensutredningsprogram som Statnett må følge når konsesjonssøknaden utarbeides. NVE avholder en ny høring av selve konsesjonssøknaden. I forbindelse med offentlige høringer avholder NVE møter med berørte kommuner, fylkeskommuner, statsforvaltere og eventuelt Sametinget i områder med samiske interesser. Disse møtene er åpne for alle. Se også [NVE sine hjemmesider for mer informasjon om konsesjonsprosessen](#).



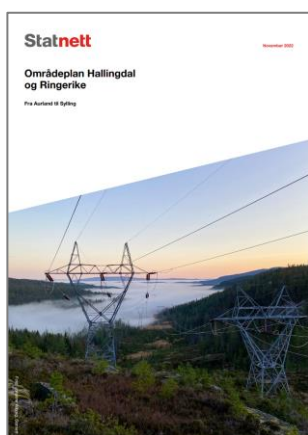
Figur 6-2 Illustrasjon av konsesjonsprosessen, samt deler av prosjektmodellen til Statnett.

## V1 Bibliografi/kildeliste



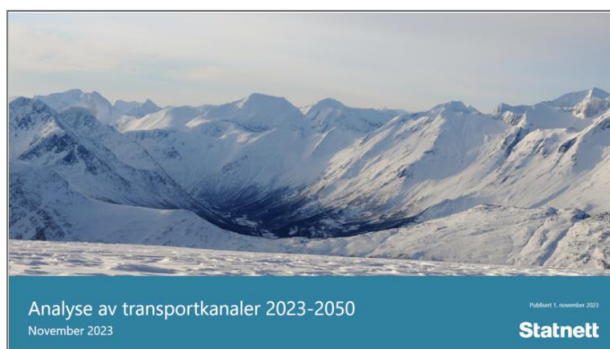
*Områdeplan Sogn til Sunnmøre, 2023.*

[omradeplan-sogn-til-sunnmore.pdf](#)  
([statnett.no](#))



*Områdeplan Hallingdal og Ringerike, 2022.*

[omradeplan-for-hallingdal-og-ringerike-statnett.pdf](#)



*Analyse av transportkanaler (ATK), 2023.*

[ATK 2023-2050 \(statnett.no\)](#)



*Energimeldingen (2025-2016)*

[Meld. St. 25 \(2015-2016\) \(regjeringen.no\)](#)

## V2 Tilknytningsforespørsler

## Forbruksforespørsler

Statnett stasjon	Forespurt volum (MW)	Aktør	Status	Scenario
Jamnene	30	Norsun	DF nei – bestilt utredning	Basis
Jamnene	40	Hydro Aluminium	DF nei – bestilt utredning	Lav
Jamnene	183	Hydro Aluminium	DF nei – bestilt utredning	Basis
Jamnene	40	Hydro Aluminium	DF nei – bestilt utredning	Lav
Jamnene	16	Hydro Aluminium	DF nei – bestilt utredning	Lav
Jamnene	70	Hydro Aluminium	Søknad sendt til Linja	Basis
Jamnene	13	Hydro Aluminium	Søknad ikke mottatt	Lav
Jamnene	28	Hydro Aluminium	DF nei – bestilt utredning	Høy
Jamnene	112		Tidligere søkt, lagt på is	
Leirdøla	220		DF-nei	Høy

## Andre forbruksplaner

Statnett stasjon	Effektbehov (MW)	Aktør	Status	Scenario
Jamnene	180	Hydro Aluminium	Ikke søkt om tilknytning	Høy
Jamnene	150	Årdal Utvikling	Ikke søkt om tilknytning	Høy
Jamnene	40	Årdal Utvikling	Ikke søkt om tilknytning	Høy

## Produksjonsforespørsler

Statnett stasjon	Regionalnett stasjon	Forespurt volum (MW)	Navn på prosjekt	Type produksjon	Status
Jamnene	Jamnene	99	Øyane og Illvatn kraftverk	Vann	Reservert i planlagt nett
Jamnene	Øvre Årdal	24	Fardalen Kraftverk	Vann	Reservert i planlagt nett
Jamnene	Naddvik	45	Offerdal Kraftverk	Vann	Reservert i planlagt nett
Borgund	Stuvane	16	Gravdalen Kraftverk	Vann	Reservert
Borgund	Borgund	8	Øvre Kvemma Kraftverk	Vann	Reservert
Borgund	Borgund	8	Ofta	Vann	Reservert



### Andre produksjonsplaner

Statnett stasjon	Installert effekt (MW)	Type produksjon	Status
Jamnene	9	Vann	Søkt til Straumnett
Jamnene	6	Vann	Ukjent
Jamnene	6	Vann	Ukjent
Jamnene	0-500	Vann	Planer i tidlig fase, ikke søkt om tilknytning
Jamnene	200-250	Ny fornybar kraftproduksjon	Planer i tidlig fase, ikke søkt om tilknytning

## V3 Alternativer til nett

Som en innledende del av mulighetsstudien har vi undersøkt om det er aktuelt med tiltak som ikke innebærer investeringer i kraftnettet. Slike alternativer til nett kan være at man i stedet for å øke overføringskapasiteten med nettiltak, gjør tiltak for å redusere forbruket, øker kraftproduksjonen eller tilgjengeligheten av andre energikilder.

I dette kapitlet omtaler vi ikke tiltak som reaktiv kompensering, automatisk frakobling av forbruk eller produksjon eller tilknytning med vilkår. Vi har lagt til grunn at vi kan bruke disse virkemidlene i alle de øvrige konseptene som vi har vurdert og omtaler derfor ikke disse tiltakene spesifikt her.

Forbruket i Indre Sogn er ensidig forsynt, men har fortsatt N-1-forsyningsikkerhet. I dag løser vi dette ved at forbruket dekkes opp av lokal produksjon når ledningen er koblet ut ved feil eller vedlikehold. Dersom vi skal dekke den planlagte forbruksveksten i Indre Sogn uten å gjøre tiltak i nettet er de mest aktuelle tiltakene å:

- Redusere forbruk
- Øke tilgangen på kraft

### **Tiltak for å redusere eller endre forbruket er ikke et reelt alternativ til nett i Indre Sogn**

I dette delkapittelet omtaler vi ulike måter å endre forbruksprofilen eller redusere forbruket på.

#### **Redusere effekttopper**

Forbruket i Indre Sogn er stedbunden og har en jevn lastprofil over året, uka og døgnet. Hydro har opplyst at forbruksplanene deres også vil ha samme jevne forbruksprofil og trenger samme forsyningsikkerhet som dagens forbruk. Det finnes noe alminnelig forbruk i Indre Sogn, dette utgjør omtrent 10 % av det totale forbruket. Dette forbruket vil ha en annen forbruksprofil med effekttopper som kan reduseres eller flyttes. Samtidig vil dette utgjøre så lite av den totale mengden forbruk i Indre Sogn at vi ser ikke videre på dette potensiale.

#### **Bruke andre energikilder**

En del av forbruksøkningen skyldes at Hydro bytter ut fossile energikilder med elektrisitet for å kutte CO<sub>2</sub>-utslipp. Vi antar derfor at det ikke finnes gode fornybare alternativer til elektrifisering av dagens industriprosesser.

#### **Energieffektivisering**

Vi legger til grunn at Hydro henter ut gevinster i energieffektivitet gjennom sine interne energieffektiviseringsprogrammer og at dette er tatt hensyn til i de oppgitte forbruksscenarioene som vi har fått fra Hydro.

Vi mener på bakgrunn av disse vurderingene, og at alminnelig forbruk kun utgjør en liten andel, at det er lite å hente på å gjøre tiltak på forbrukssiden i Indre Sogn. Vi vurderer derfor ikke tiltak på forbrukssiden som et reelt alternativ til nett i dette området.

### **Økt tilgjengelighet på kraftproduksjon kan være et alternativ til nett**

Kraftsystemet i Indre Sogn er i dag bygget opp slik at vi er helt avhengig av lokal produksjon i perioder med utkoblinger for vedlikehold eller ved utfall av dagens 300 kV-ledning. Vi bruker altså produksjon som et alternativ til nett i dag.

Hydro Aluminium Årdal ble etablert i 1948, i en tid der kraftprosjekter og industrietablering ble planlagt under ett i områder med gode vannressurser. Hydro etablerte derfor både aluminiumsproduksjon og vannkraftproduksjon for å dekke opp forbruket de trengte. Dagens 300 kV-ledning ble etablert i 1970. I

1990 kom energiloven og sammen med den markedsreformen som har ført til det kraftmarkedet vi har i dag.

Før 1990 hadde energiverkene som områdekonsesjonærer monopol i sluttbrukermarkedet. Til gjengjeld hadde de en plikt til å dekke sluttbrukernes etterspørsel etter kraft til enhver tid (oppdekningsplikt). Da energiloven ble innført ble oppdekningsplikten også avskaffet.

Når vi nå ønsker å utforske muligheten for å bruke økt tilgang på kraftproduksjon som et alternativ til nett her, snakker vi om å se på hvilke muligheter som ligger i dette for et høyere forbruk enn det vi har i dagens system.

I kapittel 4.3 har vi beskrevet at med mindre tiltak i regional- og transmisjonsnettet er det mulig å knytte til noe mer forbruk. Samtidig beskriver vi at det i perioder av året, med lav fyllingsgrad i magasinene, vil være vanskelig å sikre forsyning til økt forbruk ved feil på dagens 300 kV-ledning inn til området. Det er altså å sikre tilgjengelig kraft i perioder uten forbindelse til transmisjonsnettet som er fokus i avsnittene under.

Vi har identifisert flere måter vi mener kan bidra til å øke tilgjengeligheten på kraft i de periodene det er behov for dette:

- Ny produksjon
- Sikre tilgjengelighet av eksisterende produksjon
- Batteriløsninger
- Eget prisområde

#### Ny produksjon kan teoretisk sett løse behovet

Det er i dag planer om å etablere mer produksjon i Indre Sogn. Noen kraftverk har fått konsesjon i tillegg til at vi har noen mer umodne planer om ny produksjon. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 2.5. Mer produksjon lokalisert nært forbruket vil generelt gi mindre overføringsbehov og redusere flaskehalser i nettet. Etablering av mer produksjon i Indre Sogn vil åpne opp for å kunne tilknytte mer forbruk lokalt. For at dette skal være en mulig løsning må også forbruket og produksjon økes i takt med hverandre. En slik løsning vil på mange måter være en videreføring av dagens kraftsystem i Indre Sogn.

I Tabell V 1 under, legger vi til grunn at vi får ett eller flere nye kraftverk i Indre Sogn som i størrelsesorden er likt med Basis-scenarioet, altså omtrent 400 MW. Vi legger også til grunn at ny produksjon må få tilknytning på vilkår for å håndtere perioder med kraftoverskudd. Ideelt sett må ny produksjon mates inn i Øvre Årdal for å unngå mulige nye nettbegrensninger.

*Tabell V 1 Hvordan påvirker ulike typer ny produksjon tilgangen på kraft ved en feil i transmisjonsnettet.*

#### **Hvordan påvirker dette mengden kraft tilgjengelig i nettet ved feil på 300 kV-ledningene**

##### **Vindkraft**

Vindkraft gir mer energi tilgjengelig og antagelig en om-disponering av vann i magasinene. Dersom vi har vindkraftproduksjon ved en feil, vil dette bidra til å kunne dekke forbruket i separatudrift. Dette kan ha en verdi særlig i tappesesongen når magasinutfyllingen er lav. Men vi er ikke garantert at vi har vindkraftproduksjon i en feilsituasjon.

**Effektoppgradering av eksisterende vannkraft**

Effektoppgradering vil føre til en annen magasindisponering. Det vil redusere kraftverkenes brukstid og kan gi mindre kraft tilgjengelig ved feil.

**Nytt magasinkraftverk**

Nytt magasinkraftverk vil gi tilgang på mer vann som er positivt, men gitt ingen nettbegrensninger for produksjonen vil også nye magasiner kunne kjøres tomme. Et nytt magasinverk i Øvre Årdal med vilkår om begrensning grunnet nettbegrensninger vil kunne bidra positivt. Men dette anses ikke som realistisk at skal realiseres innenfor dette tidsperspektivet.

**Kjernekraft**

Norge har i dag ikke kjernekraft. Indre Sogn har utfordringer med kraftoverskudd i perioder av året. Et kjernekraftverk vil normalt produsere stabilt gjennom året, og vil kunne bidra til å forsterke problemene med overskudd i perioder av året. Vi anser ikke at kjernekraft i Indre Sogn kan møte forbruksplanene som har utløst denne KVUen innenfor dette tidsperspektivet.

**Annen termisk kraftproduksjon (gass, olje, diesel)**

Det kan etableres et gasskraftverk eller annen fleksibel termisk produksjon i Øvre Årdal for å dekke opp kraftunderskuddet når eksisterende produksjon ikke er tilstrekkelig i intaktnett eller i øydrift. Gitt at Indre Sogn er en del av NO5 er det vanskelig å se for seg at et slikt kraftverk skal kunne få særlig brukstimer på kommersiell basis. Gitt at en presset kraftsituasjon i Øvre Årdal er noe annet enn presset kraftsituasjon, og tilhørende høye priser, i NO5 må man anta spesialregulering med tilhørende kostnader for samfunnet for å få virkning av det. En annen åpenbar og stor ulempe med termisk kraftproduksjon er CO<sub>2</sub>-utslipp.

Det er vanskelig å se for seg at utbygging av ny produksjon er et reelt alternativ til nett i Indre Sogn. Selv om vi hadde fått etablert et eller flere vannkraftverk som hadde dekket opp for nytt forbruk er vi heller ikke garantert å ha energi tilgjengelig ved langvarig feil på dagens ledning.

**Sikre tilgjengeligheten av eksisterende produksjon**

Det er over 800 MW regulerbar produksjon mellom Fortun og Naddvik i dag og forbruket er omtrent 430 MW. Dersom vi kunne sikret at lokal eksisterende produksjon er tilgjengelig i de periodene vi har behov for dette vil det åpne for å tilknytte mer forbruk. I et markedsbasert kraftsystem planlegger produsentene sin produksjon ut ifra hvilken kraftpris de kan oppnå. På våren frem mot snøsmeltingen er prisen på kraft normalt høy, samtidig ønsker produsentene å tømme magasinene sine for å kunne fylle de opp igjen når snøsmeltingen er i gang. De har ingen plikt til å spare vann for å kunne bidra til økt forsyningssikkerhet lokalt i Indre Sogn. Vi kan derfor ikke regne med at det finnes nok vann igjen i magasinene lokalt til å håndtere en langvarig feil på ledningen inn mot området gjennom hele året. Dette betyr at vi i så fall må få produsentene til å holde igjen tilstrekkelig vann til å kunne opprettholde forsyningen.

Vi mener det er to teoretiske muligheter for hvordan dette kunne vært organisert.

- Spesialregulering i regi av systemansvarlig
- Bilaterale avtaler som sikrer tilgang til energi – tilsvarende oppdeckningsplikten

### **Spesialregulering**

Spesialregulering er en del av systemansvarliges virkemidler. En mulighet er at systemansvarlig systematisk spesialregulerer ned produksjonen fra de viktigste kraftverkene i Indre Sogn for å sikre en viss energimengde igjen i magasinene. Slike vurderinger gjøres i perioder i dag dersom man oppdager at noen områder har en dårlig kraftbalanse. Dette krever imidlertid at systemansvarlig følger nøye med på magasinkurvene lokalt i dette området for å holde igjen kraftproduksjon. Spesialregulering har også en kostnad. Dette er en kostnad som betales av Statnett som en del av det vi kaller systemdriftskostnader. Disse kostnadene dekkes opp via tariffen for alle i Norge.

### **Forbrukeren kan inngå en bilateral avtale med en produsent**

I teorien kan en forbruker inngå en bilateral avtale med en produsent, eller flere, om å holde igjen vann for å sikre N-1 forsyningssikkerhet. På denne måten vil forbrukeren selv bekoste den økte forsyningssikkerheten. I så fall må markedet bli informert om tilbakeholdt produksjon i henhold til NEM-forskriften § 5-3. Det vil være en fordel at formålet med avtalen er klart formulert og at mengden vann som skal holdes igjen kommer frem. Dette for at aktørene i kraftmarkedet skal ha forutsigbarhet knyttet til produsentens agering. Det er også en problemstilling rundt om slike avtaler kan sies opp og dermed forutsigbarheten rundt disse.

### **Bilateral avtale mellom Statnett og produsent**

På samme måte som avtale mellom forbruker og produsenter kan også avtale mellom Statnett og produsenter i teorien være mulig. Også her må markedet bli informert om tilbakeholdt produksjon i henhold til NEM-forskriften § 5-3. En slik avtale vil være for å sikre nok kraftproduksjon til de kritiske periodene.

### **Batteriløsninger kan bidra med kortvarig fleksibilitet i Indre Sogn**

Batterier kan levere kortvarig fleksibilitet ved å lade i timer med høy produksjon og overskudd for så å kunne levere strøm tilbake til markedet når etterspørselen er høy, eller brukes til å levere systemtjenester. Batterier vil i hovedsak være egnet for kortvarig fleksibilitet, hvor batteriene kan gi oss lenger tid til å gjenopprette forsyning, eller bidra til å dekke topplast.

Det finnes ikke stasjonære batterier i transmisijsnettene i Norge i dag. Vi ser imidlertid at det skjer en utvikling på lavere spenningsnivå. Arva har eksempelvis installert batterier på Senja med kapasitet på 2 MWh. Batteriene brukes både til å dekke makslast og ved utfall. Dette er Norges største batteri av sitt slag. På verdensbasis skjer det en utvikling for store batteriparker, vi ser eksempler på batterier med kapasitet på over 3 000 MWh.

I Indre Sogn kan batterier fungere som en kortvarig reserve ved utfall av dagens ledninger. Batteriene kan i utgangspunktet levere strøm momentant for eksempel for å opprettholde N-1-drift av nettet. Lasten i Indre Sogn er jevnt over året og døgnet, så her er ikke batteri til dekning av topplast et godt alternativ. Som et alternativ til nett, trenger vi et batteri som kunne dekket hele det nye forbruket i tilfelle utfall. Nødvendig størrelse på batteriene blir selv med små volum nytt forbruk like store som de største vi ser i dag om de skal dekke forbruket over flere dager. Dermed blir løsningen med batteri en plasskrevende og dyr løsning som vi anser som lite rasjonell.

Batterikostnader av denne typen er svært usikre. Vi kan likevel gjøre noen svært overordnede betraktninger. Statnett har ingen egne estimater for batterikostnader. Ut fra det vi har funnet av batterikostnader fra åpne kilder<sup>13</sup> gjør vi likevel noen grove betraktninger. Dersom vi tar utgangspunkt i at tilgjengelig vannkraft må suppleres med 100 MW fra batteri i ett døgn, vil det kreve 2,4 GWh fra batteri som energilager for ett døgn. Dersom vi legger til grunn disse kostnadsestimatene vil dette tilsvare investeringskostnader som er i størrelsesorden 3-5 milliarder kroner. Det er ikke sikkert at et energilager på 2,4 GWh ville vært tilstrekkelig, men dette illustrerer at det vil være svært kostbart å bruke batteri som et mer langvarig energilager. Et batteri i denne størrelsesordenen vil også være plasskrevende.

Kapasitetsmessig kan et moderat batterianlegg derimot øke utnyttelsen av dagens regionalnettsledninger ved at de gir svært hurtig regulering tilbake til kontinuerlig strømføringssevne etter en feil. For eksempel vil et 100 MW batterianlegg tillate drift 100 MW over snittkapasitet Jamnene-Årdal før utfall. Med et moderat energilager kan batterianlegget avlaste gjenværende regionalnettsledninger i for eksempel 0,5 timer mens lokal regulerbar produksjon startes opp. Dette krever at det er tilgjengelig lokal produksjon å starte og tilstrekkelig magasinfylling til å levere energi over tid. Batterianlegg anses derfor ikke som et fullstendig alternativ til nett, men det vil kunne bidra til å utnytte deler av nettet bedre.

Investeringskostnaden av slike anlegg er fortsatt høy, som vi viser i det grove overslaget over. Dagens batterier kan i hovedsak brukes til å flytte energi innenfor kortere perioder og dette vil ikke å løse utfordringene ved langvarig feil i nettet. En annen mulig fordel med batterilagersystemer er at de ved relativ enkel ombygging også kan bidra med spenningsstøtte tilsvarende en SVS i tillegg til mulighet for lagring og aktiv effekt. Statnett har ingen driftserfaring med dette, og om det skal benyttes som en del av Statnetts anlegg må det teknologikvalifiseres i forkant.

Med dagens regelverk har nettselskapene kun anledning til å eie batterier som benyttes til nettførmål, slik som spenningsregulering. Nettselskapene har ikke anledning til å bruke batteri for å kjøpe eller selge strøm til og fra batteriet. RME anbefaler derfor at nettselskapet kjøper inn batteri-/fleksibilitets-tjenesten fremfor å eie batteriene selv. RME har signalisert at det på sikt vil være aktuelt å forskriftsfeste et forbud mot at nettselskap selv eier batterier.

Vi ser ikke at batterier alene kan være et alternativ til nett. Dette på grunn av nødvendig størrelse og tilhørende høye kostnader.

### Eget prisområde

Vi har i dag fem prisområder i Norge. Prisområder skal tas i bruk ved store og langvarige flaskehals og ved forventet energiknapphet i et område (fos § 5). Markedet løser da flaskehalsen ved at prisen øker i ett område og reduseres i et annet. Det skjer inntil produksjon og forbruk i de to områdene er endret så mye at flyten på flaskehalsen går under kapasitetsgrensen. Vi kan spesialregulere mindre flaskehals

---

<sup>13</sup> [Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update \(nrel.gov\)](#)

innenfor et prisområde, men er i utgangspunktet avhengig av å ha fungerende prisområder og en avtalt flyt som er innenfor sikre grenser gjennom markedet.

Strømnettutvalget anbefalte at Statnett utreder flere prisområder, innenfor rammene av dagens regelverk. Utvalget viser til at det også i kortere perioder kan gi en bedre utnyttelse av nettet at flaskehalsen reflekteres i prisene. Det kan for eksempel ha stor merverdi i kalde, men korte, vinterperioder når nettkapasiteten er fullt ut utnyttet. Utvalget anbefaler at energimyndighetene undersøker handlingsrommet for, og virkningen av, at prisområder også kan brukes for situasjoner med kortvarige flaskehalsen.

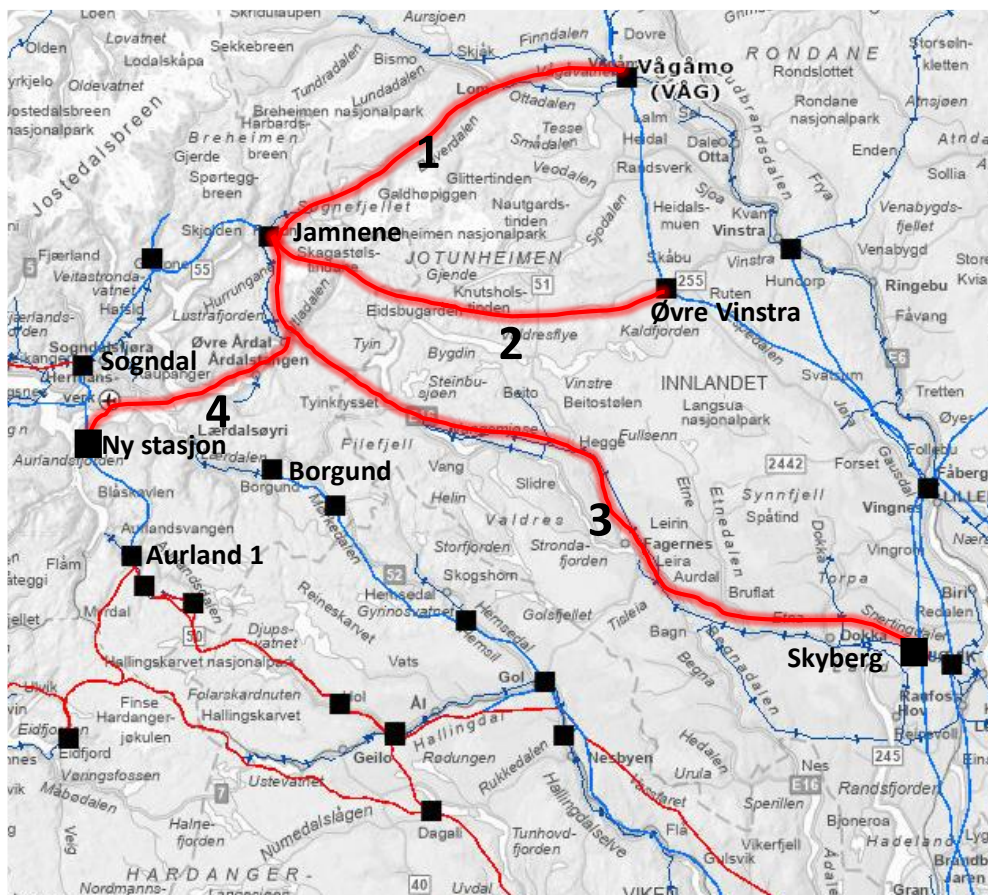
Vi har i dag en flaskehals ut av Indre Sogn i perioder med kraftoverskudd. Dette betyr at Statnett må spesialregulere ned produksjonen i perioder med høyt overskudd. Dersom Indre Sogn hadde vært et eget prisområde ville produsentene fått et riktigere prissignal i slike perioder, der prisen ville blitt veldig lav i perioder med stort overskudd. Dette ville ha dempet kjøreviljen til de regulerbare kraftverkene og vi ville antagelig fått en mer effektiv håndtering av dagens flaskehals.

Når forbruket stiger i Indre Sogn vil produksjonsoverskuddet minke, slik at dagens overskuddsproblematikk etter hvert dempes. Dette vil imidlertid avhenge av om det samtidig bygges ut mye ny kraft. Videre finnes det også viktige nettbegrensinger internt i Indre Sogn som vil bli forverret ved økt effektuttak i Øvre Årdal og som et slikt prisområde ikke vil løse.

Et nytt prisområde i Indre Sogn vil ha betydning for prisdannelsen og kan dempe dagens overskuddsproblematikk. Samtidig vil det ikke utløse mer kapasitet inn eller ut av Indre Sogn. Vi kan altså ikke tilknytte mer forbruk eller produksjon enn det vi har i dagens nett og prisområder med ny prisområdegrense. Vi forkaster derfor dette som et alternativ vi går videre med.

## V4 Konsepter vi har vurdert, men forkastet

Vi har vurdert og forkastet flere konsepter som en del av mulighetsstudien, disse er illustrert i Figur V 1. I tidligfase av mulighetsstudien gjorde vi en overordnet vurdering av mulige konsepter for å forsterke nettet til Indre Sogn. I dette vedlegget oppsummerer vi disse mulighetene som vi valgte å forkaste på et tidlig stadium.



Figur V 1 Illustrasjon av tidlig forkastede konsepter.

### Ny forbindelse fra Indre Sogn til Gudbrandsdalen

Et konsept som vi har vurdert, er å bygge en ny forbindelse mellom Indre Sogn og Gudbrandsdalen. Mulige varianter av et slikt konsept vil være en ny ledning mellom Jamnene til Vågåmo eller Øvre Vinstra. Begge variantene innebærer ny ledning med rundt 90 km med ny trasé.

### Ny forbindelse fra Indre Sogn til Vågåmo

En ny forbindelse mellom Jamnene eller Øvre Årdal og Vågåmo, 1 i kartet, forutsetter at det er mulig å finne en trasé gjennom eller rundt Jotunheimen. Dette vil være krevende og ha stor negativ påvirkning på areal og miljø. Vi vurderer også at et slikt konsept ikke vil gi ønsket virkning med økt kapasitet til Indre Sogn. Bakgrunnen for dette er at en ny forbindelse mellom Indre Sogn og Gudbrandsdalen vil belaste "Sør-Norge-snittet" ytterligere. Sør-Norge-snittet er den samlede grensen mellom NO3 og NO1/NO5. Kapasiteten er satt av flere kombinasjonssnitt. Det er i dag begrenset kapasitet over dette snittet og en ny ledning mellom Indre Sogn og Gudbrandsdalen vil belaste dette snittet ytterligere. En ny forbindelse vil altså ikke gi mer kapasitet til Indre Sogn fordi det er andre begrensninger lenger ut i nettet. Vi har derfor valgt å forkaste denne løsningen.



### **Ny forbindelse fra Jamnene stasjon mot Øvre Vinstra stasjon**

En ny forbindelse fra Jamnene eller Øvre Årdal, 2 i kartet, til Øvre Vinstra vil bli omtrent like lang som ny ledning til Vågåmo. Systemmessig blir dette likt. Denne ledningen vil også belaste Sør-Norge-snittet og er derfor systemteknisk ikke en god løsning. Vi har derfor valgt å forkaste denne løsningen.

### **Ny forbindelse mot regionalnettet i Østnettet og Skyberg stasjon**

En annen løsning kunne vært å bygge nett mot Valdres, 3 i kartet. Lengst nord-vest i Valdres finnes det 132 kV nett og en del kraftproduksjon. Hit er det i overkant av 30 km fra Øvre Årdal. Dette er også et punkt med stort overskudd av kraft og vi tenkte derfor at overskuddet her kunne kommet godt med til forbruket i Øvre Årdal. Samtidig er dette kun 132 kV nett og for å kunne tilrettelegge for alt forbruket er hypotesen at det kreves sterkere nett enn det som finnes i Valdres i dag. Tilknytning til 132 kV kunne da vært en start, men med en fremtidig løsning med tilknytning til transmisjonsnettet lenger sør. Tilknytningen til transmisjonsnettet må da bli sør for Sør-Norge-snittet slik at det ikke er en ulempe slik som de to foregående forslagene. Dersom vi skal følge dagens 132 kV nedover Valdres og til best egnede tilknytningspunkt i transmisjonsnettet blir det til planlagte stasjon Skyberg ved Raufoss og da blir traseen omtrent 170 km lang. Dette nettet vil det ta veldig lang tid å bygge og det vil ikke nødvendigvis være noen fordel for systemet. Vi har derfor valgt å forkaste dette alternativet før vi har gjort systemtekniske analyser av det.

### **Forbindelse fra ny stasjon på 420 kV Sogndal-Aurland til Øvre Årdal**

For å gjøre Sogndal til et mindre sårbart punkt har vi også sett på å lage en ny stasjon på ledningen fra Sogndal til Aurland og trekke en sjøkabel derfra til Øvre Årdal. Denne løsningen er markert med 4 i kartet. Dette ville blitt en omtrent 50 km lang trase. Denne løsningen blir trolig både dyr, grunnet sjøkabel i en dyp fjord og vanskelig å gjennomføre grunnet svært vanskelig terreng for å plassere en stasjon på sørsiden av Sognefjorden. Vi har derfor forkastet denne løsningen.

## V5 Verdsetting av virkninger

En samfunnsøkonomisk analyse er et verktøy for å synliggjøre og verdsette ulike konsekvenser av våre nettiltak. I en slik analyse skal ulike nytte- og kostnadsvirkninger tallfestes så langt det lar seg gjøre. Prinsippet som ligger til grunn, er at konsekvensen av tiltaket skal være verdt det befolkningen til sammen er villig til å betale for å oppnå den eller unngå den. Tiltaket defineres som samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom betalingsvilligheten for alle tiltakets nyttevirksomheter er større enn kostnadene.<sup>14</sup>

I dette vedlegget redegjør vi for hvordan vi har verdsatt virkningene (fordeler og ulemper) i nullalternativet og i konseptene som er videreført fra mulighetsstudien. Vi drøfter også usikkerheten forbundet med hver virkning. Vi omtaler først de prissatte virkningene, så de ikke-prissatte virkningene. Alle virkningene etterfølges av en partiell usikkerhetsvurdering av virkningens verdi/pris og omfang/kvantum.

I alternativanalysen sammenligner vi følgende konsepter mot nullalternativet:

- Mindre tiltak
- Konsept 2 – Ny forbindelse fra Sogndal
- Konsept 3 – Ny forbindelse fra Gol via Borgund
- Konsept 4 – Ny forbindelse fra Aurland via Borgund

### Verdsetting av virkninger

Når vi vurderer virkningene av de ulike konseptene, deler vi dem inn i prissatte og ikke-prissatte virkninger. Virkningene som kan verdsettes i kroner omtaler vi som prissatte virkninger. Noen virkninger er imidlertid vanskelige å prissette på en allment akseptert måte. Disse virkningene verdsettes derfor ikke i kroner, men basert på følgende skala: 0 – liten – middels – stor, i tillegg viser vi retningen på virkningen med (+) for nytte og (-) for kostnad.

Prissetting av virkninger er gjennomført på bakgrunn av forventningsverdier. Forutsetningene for hvordan disse verdiene er beregnet er angitt under hver virkning.

Når vi har verdsatt de ulike virkningene har vi utarbeidet forventningsverdier i nåverdi. Mange av de viktigste forutsetningene som ligger til grunn for analysen er usikre. Vi er derfor opptatt av å omtale usikkerhet i våre anslag.

Alle nåverdier er oppgitt i 2024-kroner, med en diskonteringsrente på 4 % lagt til grunn. Alle tall er rundet av til nærmeste 5 MNOK. Vi legger videre til grunn en analyseperiode på 40 år, hvilket i dette tilfelle er fra 2024-2063.

Vi legger til grunn en antagelse om fem års planleggingsfase (inkludert konsesjonsprosess) fra prosjektoppstart (BPO) i Statnett, og en byggetid basert på at vi kan bygge omtrent 25 km ledning per år.

### Viktige tidspunkt

Ledetider og faktisk idriftsettelsespunkt er imidlertid beheftet med usikkerhet, og vil avhenge av flere forhold, som myndighetsprosesser, Statnett sine generelle byggetider og hvilken prioritet eventuelle tiltak blir gitt i Statnett sin prosjektportefølje. Utvikling av tilstand på dagens anlegg kan også endre tidspunkt for reinvesteringsbehov i nullalternativet.

---

<sup>14</sup> Krav fra Finansdepartementets rundskriv [R-109/2021](#) (Punkt 3 Ulike typer samfunnsøkonomiske analyser)

Investeringstidspunkt påvirker beregningen av konseptenes nåverdi.

Tabell V 2 viser årstall for utbygging og ferdigstilling for hvert trinn i de ulike konseptene.

Tabell V 2 Oversikt over tidspunkt brukt for beregning av nåverdi i alle konsept.

Konsept 1 – Forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV fra Sogndal		
Trinn 1	Anleggsperiode	2030-2034
	Ferdigstilling	2034
Konsept 2 – Ny ledning fra Sogndal direkte til Øvre Årdal		
Trinn 1	Anleggsperiode	2030-2031
	Ferdigstilling	2031
Trinn 2	Anleggsperiode	2032
	Ferdigstilling	2032
Konsept 2.2 – Ny ledning fra Sogndal til Øvre Årdal via Leirdøla		
Trinn 1	Anleggsperiode	2030-2031
	Ferdigstilling	2031
Trinn 2	Anleggsperiode	2032
	Ferdigstilling	2032
Konsept 2.3 – Ny ledning fra Sogndal parallelt med dagens ledning		
Trinn 1	Anleggsperiode	2030-2031
	Ferdigstilling	2031
Trinn 2	Anleggsperiode	2032-2033
	Ferdigstilling	2033
Konsept 3 – Ny ledning fra Gol via Borgund		
Trinn 1	Anleggsperiode	2030-2031
	Ferdigstilling	2031
Trinn 2	Anleggsperiode	2032-2035
	Ferdigstilling	2035
Trinn 3	Anleggsperiode	2036
	Ferdigstilling	2036
Konsept 4 – Ny ledning fra Aurland via Borgund		
Trinn 1	Anleggsperiode	2030-2031
	Ferdigstilling	2031
Trinn 2	Anleggsperiode	2032-2033
	Ferdigstilling	2033
Trinn 3	Anleggsperiode	2034
	Ferdigstilling	2034

Generelt forutsetter vi at levetiden for kraftledninger er 80 år, mens for stasjonene forutsettes en levetid på 55 år. Vi forutsetter at nettkomponenter reinvesteres på 420 kV, med mindre noe annet er spesifisert. Vi har ikke lenger erfaringstall for 300 kV-komponenter som er relevante. Byggeår og antatt reinvesteringstidspunkt er oppgitt i Tabell V 3.

Tabell V 3 Reinvesteringstidspunkt for dagens anlegg brukt for beregning av nåverdi i alle konsept

	Forbindelse	Byggeår	Reinvesteringstidspunkt
Nettanlegg	Sogndal – Nuken	1970	2050
	Nuken – Leirdøla	1970	2050
	Leirdøla – Fortun	1970	2050
	L1 Fortun – Øvre Årdal	1958/1960	2045
	L2 Fortun – Øvre Årdal	1958/1960	2045
	L3 Fortun – Øvre Årdal	1958/1960	2045
	Borgund – Øljusjøen	1975	2055
	Øljusjøen – Hemsil 1	1975	2055
	Hemsil 1 – Hemsil 2	1975	2040
Stasjoner	Borgund	1974	2029

Nullalternativet inneholder kun reinvesteringskostnader. Reinvesteringer som uansett vil skje i alle konsepter er ikke tatt med, da det er sammenligningsgrunnlaget som er relevant i analysen.

### Investeringskostnader og reinvesteringskostnader

Felles for tiltakene er at de innebærer investerings- og reinvesteringskostnader. Investeringskostnader inkluderer alle kostnader knyttet til planlegging og bygging av nye nettanlegg. Forskutterte reinvesteringer omtales og beregnes også som investeringskostnader.

Reinvesteringskostnader viser til kostnader knyttet til planlegging og utskifting av eksisterende nettanlegg på reinvesteringstidspunkt, altså når anlegget har nådd forventet levealder og må byttes ut for å opprettholde sin funksjon. Vi legger til grunn at ledninger og stasjoner har levetid på hhv. 80 og 55 år.

For estimering av investeringskostnader i tidlige prosjektfaser, slik denne utredningen er, hvor konseptene kun er overordnet beskrevet, benytter vi Statnetts modell *Basisestimat estimatklasse 5*.<sup>15</sup> Estimatenes bygger på erfaringspriser fra andre nylig gjennomførte prosjekter og mottatte tilbud i Statnett. Byggelånsrenter, merverdiavgift og påløpte kostnader inkluderes ikke i kostnadsestimatet i den samfunnsøkonomiske analysen. For estimering av reinvesteringskostnader benytter vi samme metode, altså *Basisestimat estimatklasse 5*.

Basisestimatet skal reflektere en normal og realistisk prosjektgjennomføring, og består av en grunnkalkyle og en post for uspesifiserte kostnader. Grunnkalkylen er dagens prosjektomfang i dagens markedspris og valutakurs, og er uten påslag for usikkerhet. Uspesifiserte kostnader er kostnader vi med høy grad av sikkerhet tror vil komme, men som ikke er kartlagt på grunn av manglende detaljeringsgrad.

Estimatklasse 5 inkluderer et spenn bestående av høyeste og laveste basisestimat. Vi har forholdt oss til forventningsverdien, altså gjennomsnittet av disse spennende, da vi ikke har nok informasjon per tidspunkt til å mene at kostnadene heller i en av retningene.

Samtlige konsept har investerings- og reinvesteringskostnader som er minst én milliard kroner mer enn nullalternativet. Nivået på investeringskostnadene ligger på rundt 3 milliarder kroner for konseptene

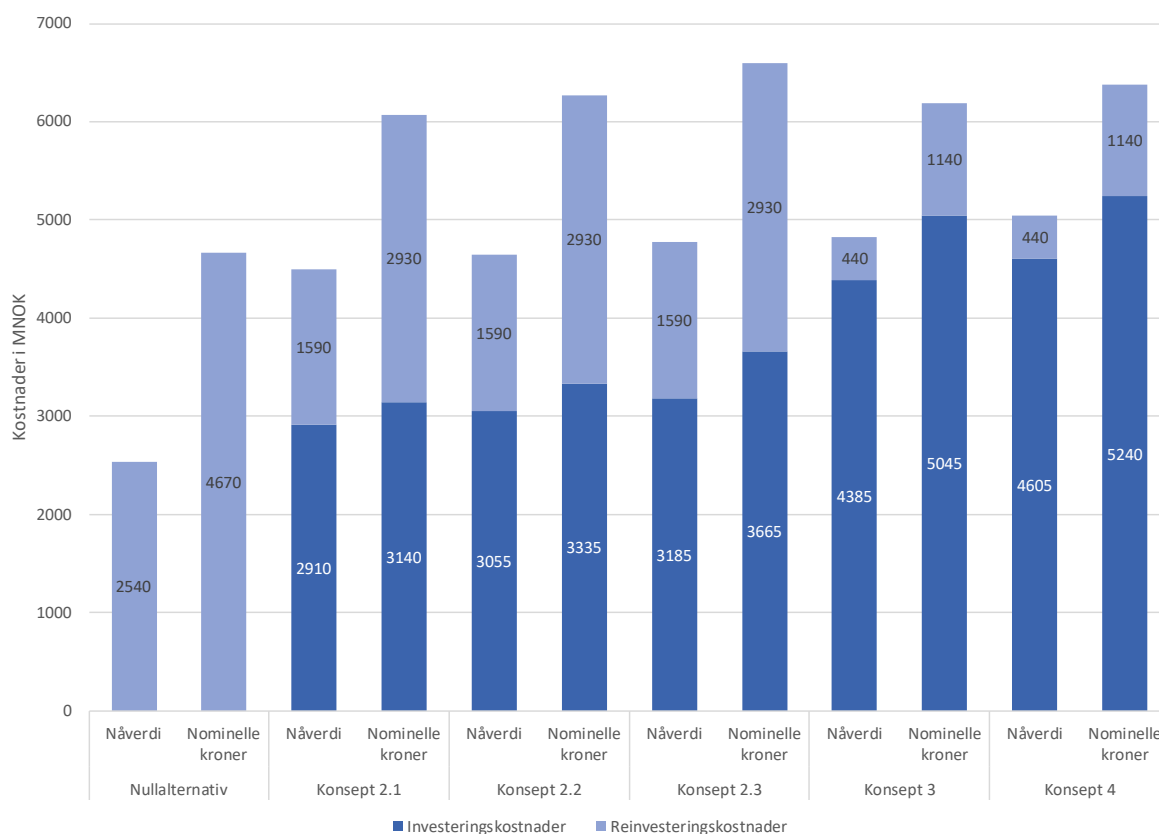
<sup>15</sup> Ved senere beslutningspunkter benytter vi estimatklasse 4 og 3, som er basert på mer detaljerte antagelser om mengde og priser. Dette gjør at usikkerheten i investerings- og reinvesteringskostnader reduseres jo nærmere oppstart prosjektene kommer.

med ny forbindelse fra Sogndal. Konseptene med ny forbindelse til Borgund og Gol eller Aurland har investeringskostnader nærmere 4,5 milliarder kroner. Investerings- og reinvesteringskostnadene for nullalternativet og konseptene er vist i Figur V 2.

Når vi sammenlikner variantene av konsept 2 er det ny forbindelse direkte fra Sogndal til Øvre Årdal (2.1) som har de laveste investeringskostnadene. Ny forbindelse via Leirdøla (2.2) og ny forbindelse parallelt med dagens ledning (2.3) har investeringskostnader på om lag 150 og 300 MNOK mer enn ny forbindelse direkte fra Sogndal.

Alle varianter av konsept 2 har høyere reinvesteringskostnader enn konsept 3 og konsept 4, fordi flere av disse reinvesteringene forskutteres i de to sistnevnte konseptene. Kostnaden ligger derfor under posten investeringskostnader.

Reinvesteringskostnadene er betydelig lavere for konseptene med ny forbindelse til Borgund og Gol eller Aurland enn for alle variantene av konseptet med ny forbindelse fra Sogndal. Årsaken til dette er at ny forbindelse til Borgund og Gol eller Aurland innebærer at Statnett investerer i ny 420 kV-ledning som delvis kan erstatte dagens 300 kV-ledning gjennom Hemsedal. Deler av dagens 300 kV-ledning mellom Borgund og Hemsil 2 kan dermed saneres og deler kan reinvesteres som 132 kV-ledning ved utløp av teknisk levetid. I konseptene med ny forbindelse fra Borgund antar vi at eksisterende 300 kV-ledning reinvesteres som 420 kV. Alt annet likt, vil ny 420 kV-ledning fra Borgund til Gol eller Aurland medføre økte investeringskostnader og lavere reinvesteringskostnader.



Figur V 2 Investerings- og reinvesteringskostnader (MNOK) i de ulike konseptene, både i nominelle kroner og som nåverdi.

## Usikkerhet

### Enhetspris

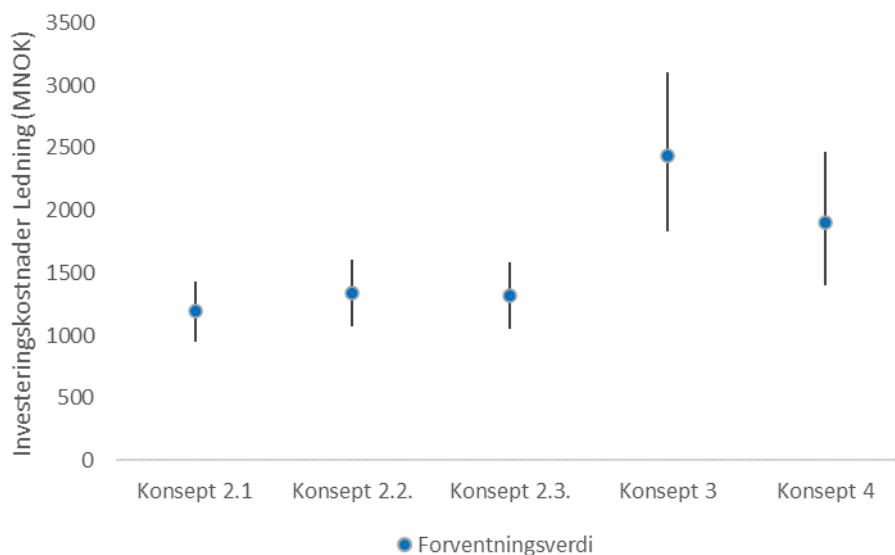
Kostnadsestimatene presentert over er overordnede og forutsetter blant annet en investeringskostnad på 13 MNOK per km ledning. For transmisjonsnettstasjonene bruker vi standard utformede stasjonskonsepter med en tilhørende estimert kostnad fra Statnetts estimatklasse 5. Konseptene vi analyserer inneholder mange av de samme komponentene, hvilket gjør at en kostnadsøkning for eksempelvis enten ledning eller stasjon vil innebære en nesten tilsvarende kostnadsøkning for de øvrige konseptene.

En økning i kostnaden for nettkomponenter vil, alt annet likt, føre til at konseptene med de største investeringene blir mindre lønnsomme. Usikkerheten vil med andre ord være systematisk i favør av konseptene hvor vi investerer minst, slik Figur V 3 viser.

### Kvantum

Generelt er det knyttet usikkerhet til trasélengde i alle konsept. For traséer som går i parallell med eksisterende ledning, har vi forutsatt samme antall km som sistnevnte. For traséer som går i ny trasé, har vi enten benyttet anslag fra trasévurdering eller fra målt avstand i kart. Det er beheftet størst usikkerhet rundt sistnevnte.

Konsept 3 og 4 har en usikkerhet i trasevalg for ledningen Øvre Årdal – Borgund. Vi har identifisert to overordnede, alternative traseer med ulik lengde (45 km og 65 km) og miljøpåvirkning. I investeringskostnadssammenheng har vi benyttet den lengste traseen, da den har minst negativ innvirkning på areal- og miljø og derfor er den traséen vi verdsetter areal- og miljøvirkning ut fra. For usikkerheten medfører dette en usikkerhet avhengig av trasevalg. Dette er den største usikkerheten i antall kilometer ledning.



Figur V 3 Utfallsrommet i investeringskostnadene for ledning i de ulike konseptene (2024-MNOK).

Konsept 3 og 4 har grunnet usikkerheten i trasevalg større usikkerhet i ledningskostnader enn de andre konseptene. For stasjonskostnader er usikkerheten mindre. Konsept 2 og 3 har om lag lik mengde investeringer i stasjon, mens konsept 4 har noe mer stasjonsinvesteringer og noe mindre ledningsinvesteringer. Dette medfører at økninger i stasjonskostnader vil medføre at konsept 4 blir mindre lønnsomt og vice versa.

### Kostnader ved mindre tiltak

De mindre tiltakene som er angitt i den samfunnsøkonomiske vurderingen består av:

1. Temperaturoppgradering av dagens regionalnett fra 50 til 80 grader og

Dagens regionalnett driftes på 50 °C, det vil si at maksimal temperatur for ledningen. Linja har utredet nytten av å temperaturoppgradere til 80 °C, men det er per i dag ikke gjort fysiske undersøkelser av hva som skal til for å kunne heve temperaturen på linene til 80 °C. Temperaturoppgradering av linjene vil øke overføringskapasiteten.

Vi anslår kostnaden til 15 MNOK i 2024-kroner.

2. Økt transformeringskapasitet i Jamnene blir trolig nødvendig

Gitt at Linja gjennomfører temperaturoppgradering av dagens regionalnett, blir neste begrensning N-1-transformeringskapasitet i Jamnene transformatorstasjon. Et kostnadsoverslag for å sette inn en ny 300 MVA transformator i eksisterende stasjon er anslått til 145 MNOK i 2024-kroner.

3. Dynamisk reaktiv kompensering i Øvre Årdal er nødvendig

For å bøte på spenningsutfordringene i området er det nødvendig å sette inn ny reaktiv kompensering. Vi legger i denne utredningen til grunn at SVS er beste løsning og tar derfor inn kostnaden for dette, anslått til 400 MNOK i 2024-kroner.

4. Spenningsoppgradering fra 120kV til 132kV

Spenningsheving av dagens regionalnett fra 120 kV til 132 kV gir høyere overføringsevne. Dette har ikke ytterligere kostnad.

### Usikkerhet

#### Enhetspris

Det er om lag lik usikkerhet i verdien av kostnader ved mindre tiltak som investeringskostnader og reinvesteringskostnader ettersom kostnaden for SVS og transformator er modellert ved bruk av estimatklasse 5. Dette er samme tallgrunnlag som investerings- og reinvesteringskostnadene er beregnet fra.

#### Kvantum

Det er noe usikkerhet knyttet til behovet for en tredje transformator i Jamnene. Behovet for en tredje trafo kan muligens løses ved innføring av et systemvern i Jamnene. Behovet for en tredje trafo er ytterligere beskrevet i 6.1.

### Økte drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene vil øke i alle ledningskonseptene, sammenlignet med nullalternativet, fordi vi bygger ut transmisisjonsnettet og får en større anleggsmasse å vedlikeholde. Kostnadene for dette vises i Tabell V 4. Vi har anvendt standardtall for vedlikeholdskostnader for stasjon- og ledningskostnader. Generelt har stasjoner høyere drifts- og vedlikeholdskostnader enn ledning.

Konsept 2 og konsept 3 har samme økning i drifts- og vedlikeholdskostnader. Drift- og vedlikehold av ny stasjon i Øvre Årdal utgjør største delen av kostnadene. Fordi det finnes en stasjon i Øvre Årdal allerede, har vi beregnet kostnadsøkningen av å gå fra en liten til stor stasjon. Dette er gjort i samtlige konsept.

Konsept 4 har den største økningen i drifts- og vedlikeholdskostnader. Økningen skyldes hovedsakelig høye stasjonskostnader. Konseptet innebærer, i tillegg til ny stasjon i Øvre Årdal, ny stasjon i Aurland.

Mindre tiltak vil ikke medføre økte drifts- og vedlikeholdskostnader som er av betydning i denne sammenligningen.

Tabell V 4 Økte drifts- og vedlikeholdskostnader ved de ulike konseptene, i nåverdi.

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	0	- 85	- 85	- 85	- 85	- 110

## Usikkerhet

### Enhetspris

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er basert på erfaringstall. Det er liten usikkerhet i disse tallene sammenlignet med investeringskostnader. Eventuelle systematiske over- eller underestimeringer vil på samme måte som usikkerhet i investerings- og reinvesteringskostnader medføre at konseptene hvor man investerer i mest nytt nett blir mindre lønnsomme enn de andre konseptene.

### Kvantum

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er avhengig av antall km ledning og antall stasjoner av ulike størrelse som inngår i konseptene. Konsept 3 og 4 har noe mer usikkerhet knyttet til trasevalg enn konsept 2, så det har også noe mer usikkerhet knyttet til omfanget av økte drifts- og vedlikeholdskostnader knyttet til disse kostnadene. Økte drifts- og vedlikeholdskostnader utgjør en svært liten del av konseptenes virkninger.

### Økt restverdi

I denne analysen omtaler vi restverdi som verdien av å drifte anleggsdelene utover analyseperioden. Vi har satt en analyseperiode på 40 år. Ledninger har ofte en teknisk levetid på mellom 80 og 100 år, mens stasjoner kan ha en levetid opp mot 55 år.

For å beregne restverdi har vi anvendt metoden omtalt som lineær avskrivning i NVEs veileder for samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak. Ettersom vi ikke har tallfestet nyttevirkningene, er det etter vårt syn den beste tilgjengelig metoden for å angi restverdien av tiltakene. Vi beregner kun restverdi for ledninger og stasjoner, altså ikke for mindre komponenter slik som felt eller autotransformator.

I kort går metoden ut på at man tar utgangspunkt i nettiltakets investeringskostnad og nedskriver verdien lineært per år over levetiden til tiltaket. Nytteanslaget legges inn ved analyseperiodens slutt og blir diskontert i henhold til diskonteringsrente og analyseperiode. Metoden beskriver ikke nettonytten fra nettanleggene, men synliggjør en hypotetisk og forenklet markedsverdi av anleggene.

Analyseperioden går fra 2024-2063. Vi setter av minst fem år til planlegging og konsesjonsprosess, hvilket medfører at konseptene har en restverdi etter endt analyseperiode.

Den økte restverdien vises i Tabell V 5. Ledningskonseptene skaper altså nytte utover de 40 årene vi ser på. Det er imidlertid beheftet stor usikkerhet med å verdsette denne nytten så langt frem i tid, og det kan kreve reinvestering i andre komponenter for å oppnå denne restverdien.



Tabell V 5 Økt restverdi ved de ulike konseptene.

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	0	310	265	365	280	270

### Det er stor usikkerhet i restverdi, men dette påvirker konseptvalget i liten grad

#### Verdi

Metoden for restverdi underestimerer etter all sannsynlighet den økte verdien av transmisjonsnett som bygges. Det medfører at tiltak med forholdsvis mye investeringer fremstår som noe mindre attraktive enn de ville vært med en mer nøyaktig verdsetting. Metoden er den best anvendbare Statnett kjenner til. Ettersom den anvendes likt for alle konsepter, vurderer vi at usikkerheten i restverdi ikke påvirker konseptvalget.

I virkeligheten vil størrelsen på restverdien av de ulike konseptene avhenge av om det må reinvesteres i andre komponenter for å kunne realisere restverdien. Fremtidig utvikling av forbruk, både forbruksvekst og geografisk plassering, vil også påvirke restverdiene.

#### Omfang

Det er liten usikkerhet i omfanget av økt restverdi. Økt restverdi følger investerings- og reinvesteringsprofilen til de ulike konseptene.

#### Verdi av nytt forbruk

Det finnes flere metoder for å verdsette nytt forbruk, og valg av metode kan gi svært ulike svar. For å kunne prissette verdien av nytt forbruk er Statnett avhengig av enten en generell, utledet verdi for nytt forbruk, eller at vi konkret vurderer lønnsomheten av det aktuelle forbruket. Det er generelt sett meget utfordrende å vurdere hvor lønnsomt forbruket som er forespurgt er, sammenlignet med gjennomsnittlig forbruk i Norge for øvrig. Regneøvelsen vil kreve mye ressurser og trolig gi et meget usikkert resultat. Av den grunn behandler vi verdien av nytt forbruk som en ikke-prissatt virkning.

Vi antar at verdien av nytt forbruk, målt som differansen mellom betalingsviljen og prisen for å være tilknyttet transmisjonsnett, er generelt høy i Norge. Dette vil særlig være tilfellet for alminnelig forsyning, petroleumsindustrien og andre ekstraordinært lønnsomme virksomhetstyper. Jo lavere lønnsomhet en næringstype har, jo mindre kan vi anta at betalingsviljen deres for strøm er.

Verdien av nytt forbruk vil være avhengig av:

- om forbruket vil etablere seg på alternative lokasjoner hvis de får forsinket nettilknytning. Den samfunnsøkonomiske kostnaden av at forbruket etablerer seg andre steder i Norge kan antas å være lav/neglisjerbar, mens kostnaden av at forbruket etablerer seg i utlandet kan antas å være høy.
- hvilken type forbruk som faktisk ender opp med å etablere seg eller øke uttaket sitt. Deler av det forespurte effektuttaket er for å dekarbonisere eksisterende utslipp. Dette forbruket verdsettes som en ikke-prissatt virkning i denne KVUen. Generelt sett vil effektuttak som medfører nyetablering av industri verdsettes som verdi av nytt forbruk. Dersom vi tilrettelegger for større kapasitetsøkning enn tilknytningsforespørselen som utløste KVUen, vil verdien av nytt forbruk øke jo mer forbruk som realiseres.

I denne utredningen er den forventede, økte kapasiteten beregnet til å være betydelig for alle konseptene ved ferdigstillelse, se Tabell V 6 under. Konsept 2.2 og 2.3, som begge gir mer enn 400 MW

N-1 ved ferdigstilt konsept, skiller seg positivt ut. Felles for alle konseptene, er at dersom det er behov for mer kapasitet enn konseptet gir er neste naturlige investering å forskuttere spenningsoppgraderingen av dagens 300 kV Sogndal-Leirdøla-Jamnene. At konseptene leverer mye kapasitet er delvis en konsekvens av effektmålet om at alle konseptene kan knytte til minst Basis-scenariot med N-1 forsyningssikkerhet.

Mindre tiltak vil ikke muliggjøre tilknytning av forbruk relatert til utvidelsen av dagens aluminiumsproduksjon i Øvre Årdal, eller for nye forbrukstilknytninger. Vi har derfor verdsett verdien av nytt forbruk til 0, altså likt som i nullalternativet.

Mellom konseptene er det forskjeller i tidspunkt for når tilknytningen av forbruk er mulig og hvor mye av tilknytningen som eventuelt må skje med system for automatisk frakobling.

Tabell V 6 N-1 kapasitet til nytt forbruk i Øvre Årdal etter ferdig utbygget konsept.

	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
N-1 kapasitet (MW)	0	330	440	520	260	300

Det er generelt sett vanskelig å sette et nøyaktig tidspunkt for når den ledige kapasiteten blir realisert og hvor mye forbruk som er mulig å tilknytte når ett nytt tiltak er realisert. Vi har likevel forsøkt oss på en forenklet fremstilling av når de ulike konseptene kan gi tilknytning til Hydros forbruksplaner, se Tabell V 7. Gitt stramme tidsplaner, effektiv prosjektering og konsesjonsbehandling, kan vi anta at alle varianter av ny forbindelse fra Sogndal tillater tilknytning av Basis-scenariot i perioden 2032-2034. For konseptet med ny forbindelse til Borgund og videre mot Gol kan omtrent samme mengde forbruk tilknyttes nærmere 2037. Ny forbindelse til Borgund og videre mot Aurland tillater tilknytning rundt 2035. Ulikheten i når konseptene kan håndtere kapasitetsforespørselen skyldes at konsept 2 har kortere forbindelse som skal realiseres, og er dermed ferdig forttere enn de andre konseptene.

Tabell V 7 Tidspunkt for mulig realisering av Hydros forbruksplaner, gitt tilgjengelig N-1 kapasitet i de ulike konseptene. Vi antar noe bruk av automatisk frakobling.

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Mindre tiltak	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei
Konsept 2.1	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Konsept 2.2	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Konsept 2.3	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja
Konsept 3	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei
Konsept 4	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja

De ulike konseptene gir ulik kapasitet for lik mengde kilometer ledning. Konseptet fra Sogndal skiller seg ut positivt. Med færre kilometer ledning, og dermed kortere realiseringstid, kan konseptet tilknytte Basis-scenariot. For å tilknytte hele Basis-scenariot i konseptene med ny forbindelse fra Borgund til Gol eller Aurland uten bruk av system for automatisk frakobling, må vi i tillegg forskuttere reinvesteringen av dagens ledning fra Sogndal. Sistnevnte konsepter forutsetter altså at Statnett må investere i et langt høyere antall kilometer ledning for samme kapasitet som vi får raskere med konseptet fra Sogndal stasjon, og vil medføre at vi blir senere ute med å kunne tilby tilknytning.

Tidspunktene over tar utgangspunkt i at vi kan bygge like mye ledning i alle konseptene, 25 km/år. Dersom tid er en avgjørende faktor, vil vi trolig kunne øke gjennomføringstempoet. Det vil vil igjen øke investeringskostnadene. Vi vil altså her, i det minste teoretisk, kunne ferdigstille konsept 3 og 4 like raskt som konsept 2, men dette vil øke investeringskostnadene for konsept 3 og 4 slik at de prissatte virkningene igjen peker i favør av konsept 2. Å øke takten i et prosjekt vil også kunne få porteføljevirkninger i Statnett, altså at et prosjekt som må oppbemannes for å ferdigstilles raskere vil ta ressurser fra andre prosjekter som da igjen må vente. Usikkerheten vil også trolig øke for det konseptet sammenlignet med de andre ettersom kravene til fremdrift blir ulik de andre. Når Statnett faktisk beslutter investering i et nettiltak vil faktisk fremdriftsplan kunne endres fra de generelle forutsetningene vi har lagt til grunn i denne KVUen. Det er også mulig at prosjektet vil omfatte nettiltak som ikke redegjøres for i KVUen dersom de vurderes som samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre samtidig som konseptet bygges ut. Dette vil typisk være aktuelt for mindre reinvesteringer som er aktuelle på kort- og mellomlang sikt.

### Oppsummering

Verdien av nytt forbruk for de ulike konseptene er vist i Tabell V 8. Vi vurderer at ny forbindelse fra Sogndal med underliggende varianter av tiltaket gir størst verdi av nytt forbruk ettersom konseptet medfører raskere realisering av forbruksveksten tidligere enn for konseptene med ny forbindelse til Borgund og Gol eller Aurland. Det er bare ny forbindelse fra Sogndal parallelt med dagens ledning eller til Leirdøla som tilrettelegger for økt forbruk i et Høy-scenario. Ny forbindelse til Borgund og Gol og ny forbindelse fra Sogndal direkte til Øvre Årdal gir mindre kapasitet når konseptet er ferdigstilt.

Tabell V 8 Verdien av nytt forbruk sortert etter konsept.

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	0	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)	Middels (+)	Middels (+)

### Usikkerhet

#### Verdi

Det er generelt sett stor usikkerhet beheftet ved å angi en verdi for nytt forbruk over en 40 års periode.

En forholdsvis stor andel av forbruket på kort sikt er tilknyttet Hydro og Norsuns virksomhet. Vi antar at disse aktørene samlet har en lønnsomhet som overstiger den gjennomsnittlige lønnsomheten for aktører som trenger forbrukstilknytning. Denne antagelsen er usikker, men vil delvis kunne antas å bli bekreftet av hvorvidt Hydro og/eller Norsun er villige til å betale anleggsbidrag for å realisere valgt konsept. Statnett har ikke kvantifisert lønnsomheten verken til en gjennomsnittlig forbrukstilknytning eller til denne forbrukstilknytningen spesifikt. Vurderingen er kvalitativ og basert på en overordnet betraktning av lønnsomheten til ulike næringstyper. På lang og mellomlang sikt er det ikke mulig å med sikkerhet si hvem som evt. søker om tilknytning og etablerer forbruk og deres tilhørende lønnsomhet.

### Omfang

Det er en betydelig usikkerhet i hvor mye nytt forbruk som vil realiseres. Denne KVUen tar utgangspunkt i konkrete tilknytningsforespørsler, men det kan påregnes at det vil komme nye tilknytningsforespørsler i analyseperioden. Hvor mye og når, er derimot meget usikkert.

Dersom Statnett tilbyr tilknytning til kundenes forespurte kapasitetsøkning for sent, vil den umiddelbare konsekvensen være at forbruket må knytte seg til senere. Dette vil ha en negativ verdi. Dersom Statnett ikke klarer å tilby tilknytning innenfor en tidshorisont som kunden vurderer som akseptabel, risikerer samfunnet å gå glipp av hele verdien av det nye forbruket som skulle realiseres. Dette kan ha en stor verdi. Dersom vi ønsker å redusere usikkerheten i verdien av nytt forbruk, bør vi anbefale et konsept hvor risikoen for store forsinkelser er lav.

Det kan hende at forbruksplanene på kort og lang sikt ikke realiseres i det omfanget som vi legger til grunn av andre årsaker enn vi klarer å forutse i dag. Generelt sett vil det medføre økt sannsynlighet for at andre kunder søker tilknytning i området. Det vil trolig skje senere, og dermed medføre redusert verdi fordi nytten realiseres senere i analyseperioden. På samme måte vil det være positivt dersom Hydro og/eller Norsun søker om ytterligere økt forbruk, slik at det blir realisert mer nytte tidlig i analyseperioden.

### Reduserte klimagassutslipp

Det største utslippspunktet i området er Hydro Aluminium Årdals årlige utslipp på om lag 400 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per år. Utslippspunktet er i underkant av 1 % av Norges samlede klimagassutslipp. Hydro har presentert for Statnett en opptrappingsplan for tilnærmet full dekarbonisering av anlegget på Øvre Årdal. Planen inneholder flere tiltak med tilhørende effektbehov, herunder direkte elektrifisering av støperiovn, bruk av biogass, karbonfangst og potensielt ny teknologi for å kutte utslippene. Planen må anses som en plan med betydelig usikkerhet i fremdrift.

Felles for alle konseptene er at de gir en økning i nettkapasitet som muliggjør at Hydro kan dekarbonisere deler, eller alt, av sitt eksisterende utslipp i Øvre Årdal. Dette vil være mulig i både Lav-, Basis- og Høy-scenarioet.

### Reduserte klimagassutslipp har en potensielt meget høy nytteside

Det øvre taket for verdien av reduserte klimagassutslipp er høyt. En regneøvelse hvor vi antar at utslippene reduseres med 400 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter fra 2032, gir en nyttevirkning på om lag 11 milliarder NOK. Dette er såkalt brutto nytteanslag, hvor vi ikke har trukket fra kostnadene for investeringene som er nødvendige for å realisere nytten.

Hydro har presentert Statnett for en trinnvis plan for dekarbonisering av Hydro Øvre Årdal. Planen forutsetter teknologiutvikling og innehar betydelig usikkerhet. Utslppsreduksjonene (med unntak av bruk av biogass) vil ha behov for økt effektuttak, men også kreve andre, store investeringer for å utløse dekarboniseringen. Disse kostnadene bør tas med i en eventuell prissetting for å angi netto nytte og ikke brutto nytte. Statnett vurderer at Hydros tiltak som reduserer utslippene i Øvre Årdal medfører så betydelige investeringskostnader at vi ikke kan vurdere nytten av netttiltaket uten å trekke fra Hydros investeringskostnader i nytteanslaget. Utslppsreduksjonene er derfor håndtert som ikke-prissatte virkninger.

Virkingen er vurdert som lik for alle alternativene. Vi vurderer at samtlige konsepter vil kunne tilby tilknytning, i noen tilfeller med system for automatisk frakobling i en begrenset periode, til tiltakene som reduserer klimagassutslipp.

## Usikkerhet

Det faglige grunnlaget for vurderingene er utelukkende basert på søk i nasjonale databaser og datasett. Dette gir en god oversikt, men det kan finnes verdier i analyseområdet som ville ha endret konklusjonene. Det varierer fra område til område hvor mye kunnskap som er registrert, og det vil derfor bli en viss usikkerhet i vurderingene. Det er mest kunnskap om områdene rundt tettsteder slik som Sogndal, Årdal og Lærdal. I tillegg har vi ofte mer kunnskap i områder der vi allerede har gjort naturinngrep i dag fordi det da er gjort konsekvensutredninger. Vi har ofte minst kunnskapsgrunnlag om de inngrepsfrie områdene.

Vurderingene av verdi er også usikker, hovedsakelig på grunn av det overordnede nivået på miljøvurderingen og at det ikke er besluttet hvilken trasé forbindelsene skal gå i. Eksempelvis er det forskjell på hvilken type områder konseptet med ny forbindelse berører. Usikkerheten kan trekke i positiv eller negativ retning, uten at vi kan si hvilken retning som er sterkest.

Med den informasjonen vi har nå, mener vi derfor det ikke endrer rangeringen av konseptene. Miljøvirkninger vil være gjenstand for en grundig myndighetsbehandling og er en sentral del av konsesjonsprosessen for tiltakene som blir vurdert omsøkt. Som en del av prosessen med eventuelle melding(er) og søknad(er) etter energiloven vil konsekvensene av de ulike tiltakene bli utredet og vurdert. Myndighetene vil så avgjøre om areal- og miljøvirkningene av tiltakene er akseptable, sett opp mot øvrige kostnader og nytte tiltakene gir.

### Vi behandler utslippsreduksjonen som en ikke-prissatt virkning og sammenligner den med Melkøya

Elektrifiseringen av Hammerfest LNG (Melkøya), grovt anslått til om lag 800 000 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter årlig, er Norges største enkelttiltak for klimagassreduksjoner. 800 000 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter årlig er dermed å anse som et tak i nasjonal sammenheng for hvor store utslipp man kan redusere for et enkelt punktutslipp. En KVV kan dekke områder med mange punktutslipp av ulik størrelse.

Vår vurdering er at også om lag halvparten av 800 000 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter årlig må anses som et betydelig bidrag til nasjonale mål for utslippsreduksjoner. Alt annet likt, vurderer vi at dersom om lag 800 000 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter årlig angis som Stor (+), er det rimelig å argumentere for at opp mot 400 000 CO<sub>2</sub>-ekvivalenter kan angis som Middels (+). Hydros plan for dekarbonisering har vesentlig usikkerhet i når CO<sub>2</sub>-besparelsene realiseres i analyseperioden. Dette påvirker nytten og er hensyntatt i vurderingen.

Vi vurderer på dette grunnlaget at de mulige utslippsreduksjonene angis som en ikke-prissatt virkning med størrelse Middels (+) for alle alternativer.

### Samlet vurdering av prissatt og ikke-prissatt nytte av klimagassutslipp

Tabell V 9 viser en oppsummering av den ikke-prissatte nytten av reduserte klimagassutslipp.

Tabell V 9 Ikke-prissatte virkninger av reduserte klimagassutslipp ved de ulike konseptene.

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)

## Usikkerhet

### Verdi

Vi vurderer at usikkerheten i verdien av prissatte klimagassutslipp er lav. Prisen av utslipp angis ved bruk av Finansdepartementets karbonprisbane som kan antas å være en rimelig korrekt verdsetting.

### Omfang

Vi vurderer usikkerheten i omfanget av reduserte klimagassutslipp som høy. Det øvre taket for hvor store utslippsreduksjoner som kan oppnås har lav usikkerhet, men det er betydelig usikkerhet rundt hvilke tekniske løsninger som skal anvendes og i hvilket tempo de skal fases inn.

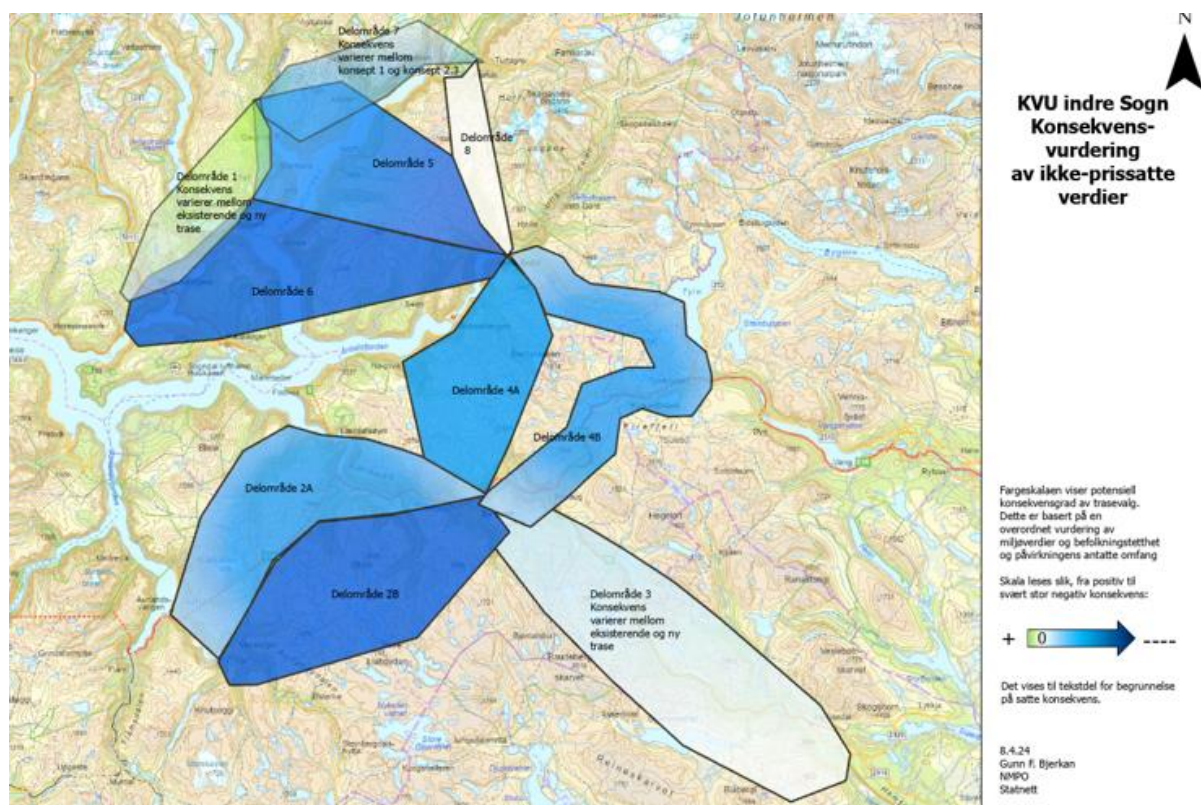
Den bedriftsøkonomiske lønnsomheten, og dermed tidspunktet for når et klimatiltak i privat regi realiseres, er avhengig av endringer i markedsforhold og rammebetingelser, herunder CO<sub>2</sub>-priser og markedets betalingsvilje for grønne produkter. Generelt sett innehar forventede klimainvesteringer på lang- og mellomlang sikt naturlig noe usikkerhet fordi de ofte er basert på fremtidig, forventet lønnsomhet forutsatt utvikling i ovennevnte faktorer. Eventuelle endringer i når kundene tilbys tilknytning vil kunne påvirke realiseringstakten av klimagassreduserende tiltak. Dersom betalingsvilligheten for grønne produkter øker, vil det følgende kunne medføre en raskere realiseringstakt.

### Areal- og miljøvirkninger

Vi verdsetter areal- og miljøvirkninger basert på en økosystemtilnærming. Som bakgrunn for samlet virkning ligger en vurdering av konseptenes omfang og verdien av området som blir berørt. I kombinasjon utgjør omfang og verdi en konsekvens. Miljøvurderingene i konseptvalgutredningen er overordnede og ikke til erstatning for konsekvensutredningsprogrammet, men er innrettet som en grov økosystemtilnærming for å kartlegge disse virkningene til den samlede samfunnsøkonomiske vurderingen.

Statnett har en ambisiøs bærekraftstrategi. Konsernet legger tiltakshierarkiet til grunn ved planlegging av nye kraftoverføringsanlegg. Det vil si at negativ påvirkning på viktige miljøverdier skal søkes unngått om mulig.

Miljøvurderingene er gjennomført med bruk av eksisterende kunnskap hentet fra nasjonale og lokale datasett og grunnkart. Eksisterende underlag og kartanalyser avdekker hvilke økosystemtjenester som kan bli påvirket av tiltaket. Med økosystemtjenester menes naturens direkte og indirekte bidrag til menneskelig velferd, også kalt naturgoder. Økosystemtjenester omfatter både fysiske goder (som mat, vann, tømmer og fisk) og tjenester (som rekreasjon, estetiske opplevelser og karbonlagring).



Figur V 4 Samlet vurdering av viktigste ikke-prissatte økosystemtjenester for delområdene.

### Mindre tiltak har minst negativ konsekvens for areal- og miljøvirkningene

Mindre tiltak vil ha minst negativ konsekvens for areal- og miljøvirkninger og verdsettes derfor likt som nullalternativet. Temperaturoppgraderingen som inngår i mindre tiltak, vil imidlertid innebære noe naturinngrep. Omfanget av naturinngrepet er usikkert, og vil bl.a. avhenge av om det er tilstrekkelig å stramme opp ledningene eller om det må sprenges fjell under ledningene<sup>16</sup>. Sistnevnte vil naturligvis medføre et større naturinngrep. Vi mener likevel at naturinngrepene fra temperaturoppgraderingen vil være av en mindre størrelse sammenlignet med å bygge nye ledninger.

### For konsept 2 varierer areal- og miljøvirkningene mye og de omtales derfor hver for seg

Delkonseptene vi vurderer vil ha ulike konsekvenser for de økosystemtjenestene som vi har vurdert.

**Konsept 2.1** har størst negativ konsekvens for areal- og miljø. Utredningene viser at konseptet har stor negativ konsekvens. Det er delområde 6 i Figur V 4 (Sogndal-Øvre Årdal) som er utslagsgivende. Området har store kulturminneinteresser. Selv om vi unngår kulturminner, er det fare for at en moderne struktur som en kraftledning, vil påvirke et historisk kulturlandskap betydelig negativt. Det er i dag seks naturreservater i delområde 6. Tettheten av naturreservater, med overvekt av edelløvsskog, gjør det også sannsynlig at ett eller flere av disse berøres. Inngrepsfrie områder, inkludert områder med villmarkspreget som i dag går helt ned til fjorden, vil kunne bli splittet opp. I tillegg vil det være vanskelig å unngå å berøre kalvingsområder til villrein, samt viktige friluftsområder, som i dag fremstår som inngrepsfrie. Statnett vurderer at det er vanskelig å bygge ledning i dette området, uten å være i strid med Statnetts bærekraftsmål.

<sup>16</sup> Regionalnettselskapet Linja er i ferd med å utrede omfanget av en slik temperaturoppgradering.

**Konsept 2.2** har noe lavere konsekvens for ikke-prissatte økosystemer enn konsept 2.1. Vi vurderer at konsept 2.2 har **middels til stor negativ konsekvens**. Det er særlig delområde 5 (Leirdøla-Øvre Årdal) som er utslagsgivende, og her er det betydelig konflikt.

I vest er det vanskelig å unngå konflikter med friluftslivsinteresser, med mindre man legger ledningen ved eksisterende infrastruktur. De aller største konfliktene forventes imidlertid å komme i fjellområdene i øst. Her vil man uansett hvor man legger ledningen, splitte opp et stort inngrepsfritt område, som også har betydelig andel villmarkspreg. Det er også midt i kalvingsområdet for villrein (regional stamme). Arbeid senvinters – sen vår, vil kunne gi betydelig negativ påvirkning på kalvingen. Det vurderes at det er vanskelig å bygge ledning i dette området, uten å være i strid med Statnetts bærekraftsmål.

En trase langs dagens ledning Leirdøla-Jamnene, og deretter så langt nord som mulig i delområdet, og videre ned langs 132 kV ledningene til Øvre Årdal, vil redusere konflikten, men gi lenger ledning. Vi vil uansett få bortfall av inngrepsfri natur.

**Konsept 2.3** har lavest konsekvenser for ikke-prissatte økosystemer. Dersom man legger ny ledning i nærheten av eksisterende trase, vil dette gi **liten negativ konsekvens**. Ledningen vil da berøre delområde 1,7 og 8 i Figur V 4. I delområde 8 gir det ikke stor økning i konflikt, men i delområde 7 gi denne løsningen utslag i økt konsekvensgrad.

Største konsekvens vil trolig være gjennom et naturreservat med kalkskog nordøst i delområde 7. Reservatet er allerede negativt påvirket med dagens ledning, og ytterligere inngrep vil forringe verneverdiene ytterligere. Her må det påregnes særlige avbøtende tiltak for bygging i verneområdet.

Dersom man velger å etablere ledningen andre steder i delområde 7, vil det kunne medføre bortfall av inngrepsfri natur. Villreinstammen forventes å bli påvirket først og fremst med anleggsperiode, da situasjonen i driftsfasen endres lite fra i dag, spesielt dersom gammel ledning blir revet. Samme vurdering gjelder for friluftslivsinteressene.

### **Konsept 3 vil ha liten til middels negative konsekvenser for areal- og miljøvirkninger**

I areal- og miljøvurderingene har vi vurdert to ulike varianter av konsept 3. Det er forskjellige løsninger mellom Øvre Årdal og Borgund som skiller disse variantene. Vi kan legge ny ledning i delområde 4A, som gir en ledning på omtrent 45 km mellom Øvre Årdal og Borgund. En annen løsning er å legge ledning i delområde 4B som går via Tyn, men dette gir en ledning på omtrent 65 km.

En ledning gjennom delområde 4A vil har større konsekvensgrad for areal- og miljøvirkninger enn en ledning gjennom 4B, selv om dette gir en omtrent 20 km lenger ledning. Ved å strekke ledningen tvers gjennom delområde 4A, vil vi forringe leveområder og kalvingsområder for en villreinstamme av regional betydning, nærmest uansett hvordan traseen legges. I tillegg vil det uansett medføre betydelig tap av inngrepsfri natur. Det kan være mulig å redusere påvirkningen for disse verdiene, ved å legge traséen langs dagens 66 kV-ledning i nord, ned mot Lærdalsøyri, og deretter østover i Lærdalen langs eksisterende inngrep, men dette kan påvirke kulturlandskap og andre verdier i betydelig negativ grad. Vi vurderer at en ledning gjennom delområde 4A har **middels negativ konsekvens**.

I delområdet 4B er det mulig å unngå naturverdier og inngrepsfrie naturområder, ved å strekke ledningen langs eksisterende infrastruktur/veier. Da vil man imidlertid komme i konflikt med friluftsverdier og opplevelsesverdien av områdene som nærturterreng. Det er også stor mulighet for å komme i konflikt med noen av de mange kulturminnene i området. Dersom vi velger å holde traseen utenfor dagens infrastruktur, vil det tilsvarende bli konflikt med inngrepsfrie områder og villreinrområder. Vi vurderer at en ledning gjennom delområde 4B har **liten til middels negativ konsekvens**.



I delområde 3 mellom Borgund og Hemsil er det mulig å erstatte dagens ledning ved på bygge i tilnærmet samme trase. Dette vil i så fall ha ubetydelig til liten negativ påvirkning, og da hovedsakelig i anleggsfasen og noen år etterpå.

#### Konsept 4 kan ha store negative konsekvenser for areal- og miljøvirkninger

Konsekvensene av konsept 4 varierer ut ifra hvilket delområde vi velger å legge ny ledning gjennom. Mellom Øvre Årdal og Borgund er konsekvensene beskrevet under konsept 3 siden vi også her må bygge ledning enten i delområde 4A eller 4B. Mellom Borgund og Aurland kan ledning gå gjennom delområde 2A eller 2B.

Dersom vi legger ny ledning i delområde 2A er det mulig å bygge i tilknytning til eksisterende fylkesveg som deler allerede dette området i to. Ved valg av trase i urørte områder, vil man tape vesentlige deler av inngrepsfri natur og berøre sårbare villreinområder i betydelig grad. En trasé i sørøst av delområdet, er dårligste løsning. Denne vil potensielt også gi tap av noe villmarkspreget natur, en ringvirkning som kan skje langt unna selve inngrepet.

En ledning i dette delområde vil påvirke inngrepsfri natur i alle kategorier i vesentlig negativ grad. Det vil også påvirke sårbare kalvingsområder for en villreinstamme av nasjonal betydning. Det er store fangstanlegg som er automatisk fredet i området.

Bygging i delområdet vil medføre at deler av 300 kV-ledning ned mot Hemsedal kan rives. Dette vil i hovedsak være positivt for friluftsliv og landskapsopplevelsen i Hemsedal. De temaene som forringes av ny ledning gjennom delområdene 2A og 2B, vil imidlertid ikke få vesentlig positive konsekvenser av dette.

Konsept 4 kan få **store negative konsekvenser** for areal og miljø dersom ledningen går igjennom delområde 4A og 2B. Dersom vi heller legger ledningen i delområde 4B og 2A vurderer vi **konsekvensgraden til å være middels** til tross for at vi da får en betydelig lenger ledning.

Tabell V 10 viser den ikke-prissatte virkningen for areal- og miljø for de ulike konseptene.

Tabell V 10 Ikke-prissatte virkninger for areal- og miljø i de ulike konseptene.

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	0	Stor (-)	Middels (-) *	Liten (-)	Middels (-)	Middels (-)

\*Forutsetter trasevalg nær eksisterende trase

#### Trinnvis gjennomføring og større kapasitetsøkning øker lønnsomheten

En realopsjon er muligheten til å realisere nye, lønnsomme tiltak som oppstår som følge av konseptvalget. Vi kan bruke realopsjoner for å ta hensyn til verdien av å avvente ny informasjon som reduserer usikkerheten, eller å bygge inn fleksibilitet i et tiltak. Realopsjoner innebærer å legge til rette for økt fleksibilitet og valgfrihet, slik at vi kan gjøre endringer underveis når prosjektet modnes videre og informasjonen vi har blir sikrere. I dette tilfellet er det spesielt aktuelt for utvikling innen forbruk og produksjon.

#### Alle konseptene kan reduseres i omfang

Som beskrevet i mulighetsstudien er ledningskonseptene satt sammen av flere trinn. Alle ledningskonseptene har derfor realopsjoner ved at vi kan bygge ut konseptene trinnvis. Dette er vist i Figur 4-6 som en kapasitetstrapp. Ved endringer i forventet mengde forbruk og/eller produksjon, vil vi kunne bruke denne informasjonen til å redusere eller øke tempoet i gjennomføringen.

Vi har eksempelvis først lagt til grunn en rekke mindre tiltak i dagens nett i alle ledningskonsepter. Dette er omtalt mer utfyllende i 4.3. Det er en mulighet til å stoppe opp etter at de mindre tiltakene er gjennomført, dersom planene om forbruksvekst blir utsatt eller nedskalert. Videre er det mulig å stoppe opp i alle videre trinn av konseptgjennomføringen for alle konseptene.

At konseptene kan reduseres i størrelse, øker verdien av alle konseptene. Det gjør at vi i større grad kan tilpasse hvor omfattende konseptene skal være når vi får mer informasjon om forbruksveksten. Dette reduserer risikoen for overinvesteringer.

### Alle konseptene kan skaleres opp, men konsept 2.3 har den høyeste verdien

En vesentlig realopsjon i alle konseptene er muligheten til å kunne forskuttere spenningsoppgraderingen av dagens ledning mellom Sogndal og Jamnene fra 300 kV til 420 kV. Dersom vi realiserer ett av de relevante ledningskonseptene, vil spenningsoppgraderingen medføre ulike økninger i overføringskapasitet i de ulike konseptene.

Dette blir antagelig bare nødvendig dersom forbruksveksten blir høyere enn basis-scenariotet. Kapasiteten vi får av å spenningsoppgradere ledningen er imidlertid ikke lik for de ulike ledningskonseptene.

Som Tabell V 11 viser får vi betydelig mer kapasitet i konsept 2 og 4 når vi oppgraderer dagens ledning mellom Sogndal og Jamnene til 420 kV, enn i konsept 3.

Tabell V 11 Økning i N-1 kapasitet (MW) ved spenningsoppgradering av Sogndal-Leirdøla-Jamnene.

Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
470	430	530	245	450

Verdien av realopsjonene er vist i Tabell V 12. Vi vurderer verdien av realopsjonene i samtlige konsept til Middels (+), med unntak av konsept 3 og mindre tiltak. I konsept 3 får vi langt mindre ny N-1 kapasitet ved spenningsoppgradering av Sogndal-Leirdøla-Jamnene.

For mindre tiltak vil en reinvestering av dagens ledning mellom Sogndal og Jamnene gi høyere kapasitet etter gjennomførte tiltak, sammenlignet med nullalternativet hvor disse tiltakene ikke er på plass. Kapasitetsøkningen som følger av en slik reinvestering (spenningsoppgradering) medfører økt N-0-kapasitet sammenlignet med nullalternativet. Vi verdsetter dette til Liten (+), men det må understrekes at verdien er et lavere sjikt enn for konsept 3.

Tabell V 12 Ikke-prissatte virkninger for realopsjoner i de ulike konseptene.

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	Liten (+)	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Liten (+)	Middels (+)

### Usikkerhet

#### Verdi

Det er generelt sett veldig usikkert hvilken verdi realopsjoner har. Realopsjoner er betinget av utviklingstrekk som er vanskelig å slå fast med stor grad av sikkerhet. Dersom vi får en utvikling i forbruk som er lavere enn forventet, vil vi kunne få en rimelig stor verdi av å utsette deler av konseptet. Vi vurderer at dette er lite sannsynlig. Eksempelvis vil en utsettelse av ny ledning Jamnene -Øvre Årdal x2 til en verdi på 800MNOK 2024-kroner, ha en netto nåverdi på om lag 20MNOK per år den utsettes i perioden 2032-2037.

## Omfang

Vi har identifisert to realopsjoner – spenningsoppgraderingen av Sogndal-Jamnene dersom forbruket kommer raskere eller blir større i volum enn forventet, og muligheten til å skalere ned konseptet dersom forbruksplanene kommer senere eller i mindre volum enn forventet. Dette medfører at sjansen for at konseptene inneholder begge realopsjonene er små, men sannsynligheten for at minst en av realopsjonene blir relevant i analyseperioden anses som høy.

Både konsept 3 og konsept 4 vil på sikt få sparte drifts- og vedlikeholdskostnader, gitt at vi sanerer dagens 300 kV-ledning mellom Øljusjøen og Hemsil 1. Sparte drifts- og vedlikeholdskostnader ved sanering av disse ledningene er imidlertid ikke trukket fra her.

## Forsyningssikkerhet

### Alle analyserte konsepter gir høyere forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet er kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft til sluttbrukerne. I en situasjon hvor ulike konsepter gir ulik grad av forsyningssikkerhet, ønsker vi å beskrive dette for de ulike konseptene.

I denne KVUen har vi valgt å behandle forsyningssikkerhet som en ikke-prissatt virkning, og ikke i form av forventede avbruddskostnader som kan gjøres i enkelte sammenhenger. Årsaken til dette er i hovedsak at KVUen er utløst av konkrete kunders ønske om tilknytning i Indre Sogn. Tiltakene som gjennomføres vil dermed være anleggsbidragspliktige. Anleggsbidragsplikten medfører at kundene selv har egeninteresse av å vurdere lavere forsyningssikkerhet til en lavere kostnad dersom de anser det som aktuelt. Kundene har likevel spesifikt bedt Statnett utrede hva som skal til for at de kan øke sitt uttak, med forutsetning om N-1 forsyningssikkerhet. Statnett vurderer at kunden selv er best i stand til å vurdere sitt eget behov for forsyningssikkerhet. Hydros vurdering baserer seg på kjent informasjon om at selv ganske korte avbrudd for aluminiumsproduksjon er svært kostbart. Statnett vurderer dermed at det ikke kommer til å etablere seg nytt forbruk, forutsatt at vi ikke kan levere tilknytning med tilnærmet N-1 forsyningssikkerhet. Å beregne avbruddskostnader av forbruk som verken Statnett eller Hydro antar at vil etablere seg i en situasjon uten nettiltak, anses ikke som relevant.

Om kundens bestilling behandles absolutt vil det i praksis si at vi skal sørge for at de kan falle ut, men at de må kunne få kraftforsyningen tilbake i løpet av svært kort tid. I dag skjer dette ved bruk av lokal produksjon. Dersom vi skulle videreført denne ordningen også for nytt forbruk, uten nye nettiltak, vil det si at vi måtte økt tilgjengeligheten på kraftproduksjon, i form av energiproduksjon som tilsvarer økningen i forbruket. Dette har ikke Statnett myndighet til og vi ser det heller ikke som aktuelt i dette området. Dette er nærmere beskrevet i vedlegg V3.

Statnett planlegger, som hovedregel, transmisjonsnettet ut fra at feil på én komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne (N-1). Dette planleggingskriteriet benyttes med hensyn til forsyningssikkerhet og for å sikre rasjonell drift av transmisjonsnettet, og er i tråd med anbefalinger gitt i Meld. St. 14 (2011-2012) *Vi bygger Norge – utbyggingen av strømmettet* (Nettmeldingen).<sup>17</sup>

I denne utredningen har vi lagt til grunn som effektmål at alle konseptene skal muliggjøre tilknytning til nytt og økt industriforbruk minimum Basis-scenario med N-1 forsyningssikkerhet. Effektmålet som omhandler forsyningssikkerhet, gjenspeiler vår vurdering om at dette er rasjonelt for transmisjonsnettet. Alle konseptene som er videreført fra mulighetsstudien leverer derfor betydelige

---

<sup>17</sup> I Nettmeldingen påpekes det at "Regjeringen mener det er rasjonelt at investeringer i sentralnettet planlegges ut fra at feil på én komponent normalt sett, dog med gitte forbehold og presiseringer, ikke skal gi avbrudd for forbrukerne."

kapasitetsøkninger med i hovedsak N-1 forsyningssikkerhet, samt at eksisterende forbruk blir liggende med N-1 forsyningssikkerhet. Forsyningssikkerheten vil derfor bli bedre enn i dag i samtlige konsepter, også for eksisterende forbruk.

Det er noen forskjeller i konseptene på hvor mye forbruk som eventuelt kan tilknyttes på vilkår. Vi mener likevel det ikke er grunnlag til å si at forsyningssikkerheten vil skille nevneverdig mellom de ulike konseptene.

Forsyningssikkerheten som følger av mindre tiltak verdsettes til 0, da vi vurderer at endringen er meget begrenset fra et allerede lavt risikonivå. Dersom vi kun gjennomfører mindre tiltak og tilknytter forbruksveksten i Lav-scenariet vil imidlertid forsyningssikkerheten bli marginalt forverret. Risikoen for at det ikke er tilstrekkelig vann i magasinene til å drifte med separatdrift må anses som marginalt høyere.

### **Forsyningssikkerheten blir noe bedre for eksisterende og fremtidig forbruk**

Dagens forbruk i Indre Sogn har i dag tilnærmet N-1 forsyningssikkerhet som tidligere drøftet. Felles for alle konseptene er at de tilrettelegger for at hele dagens forbruk pluss noe nytt forbruk kan få faktisk N-1 forsyningssikkerhet i form av redundant nett og ikke kun ved produksjon. Dette vurderes som en liten kvalitetsforbedring i forsyningssikkerheten sammenlignet med dagens situasjon for eksisterende forbruk.

For å vurdere forsyningssikkerheten i nullalternativet, har vi først undersøkt hva som vil skje i et "verst tenkelig" scenario for dagens forbruk på ca. 430 MW. Dersom dagens 300 kV-ledning mellom Leirdøla og Fortun faller ut, ser vi at vi vil ha tilstrekkelige energi- og effektreserver under og innenfor Fortun til å dekke en forventet feilvarighet på rundt 0,5 døgn. Denne vurderingen baseres på observasjoner av den minste historiske fyllingsgraden i de tre største kraftverkene under Fortun (Skagen, Tyin og Naddvik), i perioden 2001-2023. Sannsynligheten for et slikt utfall er svært lav.

Videre har vi vurdert avbruddskostnadene i nullalternativet ved feil. Ved å legge til grunn en gjennomsnittlig feilrate på 1/100 km ledning per år blir returtiden ca. tre år for ledningen mellom Leirdøla og Fortun.<sup>18</sup> En slik standard forutsetning indikerer at vi kan forvente et utfall av ledningen hvert tredje år. Landsgjennomsnittet for feilvarighet på ledning er i underkant av ti timer. Fordi vi ser at vannkraften i området kan avverge avbruddet, både med energi og effekt, blir imidlertid konsekvensen av et avbrudd begrenset til tiden det tar å starte opp kraftverkene. Vi legger til grunn at dette tar ca. et kvarter. Basert på varighetskurver for Leirdøla-Fortun, legger vi til grunn at et avvik fra frekvensbalansen på +/- 50 MW er håndterbart for systemdriften. Dette innebærer at vi i 20 prosent av tiden vil håndtere overgangen til separatdrift uten avbrudd, og dermed i 80 prosent av tiden vil være eksponert for et kort avbrudd.

Våre beregninger indikerer dermed at ved å slippe til forbruk opp mot grensene for intakt nett (+70 MW) i dagens nett, vil vi få avbruddskostnader som summerer seg til 200-300 MNOK over analyseperioden. Dette er basert på utfall av Leirdøla-Fortun. Vi presiserer at dette ikke er en realistisk situasjon, men en øvelse for å se konsekvensen av utfall i et tilfelle hvor vi øker forbruket i eksisterende nett opp mot intaktnettsgrensen. Ved N-1 forsyningssikkerhet, som vi oppnår i alle konsepter, vil ikke enkeltfeil medføre avbrudd. Det vil fortsatt være muligheter for spesialregulering og andre virkemidler for å håndtere situasjoner med dobbeltfeil eller feil under vedlikehold. Avbruddskostnadene i alle konseptene antas dermed å være lave.

---

<sup>18</sup> Med returtid menes hvor lang tid det tar før feilen returnerer

Tabell V 13 viser hvilken verdi vi har gitt den ikke prissatte virkningen forsyningssikkerhet for de ulike konseptene.

Tabell V 13 Ikke-prissatte virkninger av økt forsyningssikkerhet i de ulike konseptene

Nullalternativet	Mindre tiltak	Konsept 2.1	Konsept 2.2	Konsept 2.3	Konsept 3	Konsept 4
0	0	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)

### Usikkerhet

Det er rimelig avklart hvilken forsyningssikkerhet dagens kunder har i dag, og hvilken forsyningssikkerhet eksisterende og fremtidige kunder vil få ved realisering av de ulike konseptene.

Det fremstår som lite sannsynlig at forbruksveksten er av et slikt omfang at tilknyttet forbruksmengde vil utfordre de strøm- og spenningsgrenser de ulike konseptene gir på kort og mellomlang sikt. Et unntak er konsept 3, hvor det kan fremstå som noe mer sannsynlig. I et slikt tilfelle, vurderer vi at dersom forbruket når et nivå som medfører at Statnett ikke kan tilby ordinær tilknytning, er det rimelig å anta at vi kan tilby noe tilknytning på vilkår frem til evt. nye tiltak er realisert. Dersom forbruket ikke realiseres, er forsyningssikkerheten ivaretatt, og konsekvensen synliggjøres gjennom redusert verdi av nytt forbruk.

I sum vurderer vi at usikkerheten i forsyningssikkerhet er lav.

### Virkninger som ikke er verdsatt som prissatt eller ikke-prissatt virkning

#### Markedsnytte

I denne KVUen vil vi i alle konseptene forsterke nettet internt i det som er dagens prisområde NO5. Det vil dermed være begrenset forskjell i markedsnytte mellom konseptene. Vi sier likevel noe om markedsnytte og flaskehals mer generelt i dette avsnittet.

Strukturelle flaskehals i transmisjonsnettet håndteres blant annet ved å bruke prisområder. Flaskehals mellom to områder betyr at det ikke er nok kapasitet i nettet til å overføre ønsket mengde kraft fra et område med overskudd av kraft, til et område med underskudd av kraft. Området med overskudd av kraft, altså mer produksjon enn forbruk, vil da få lavere kraftpris enn området med underskudd av kraft.

Dersom vi fjerner en flaskehals mellom to prisområder, får vi økt kapasitet i kraftmarkedet. Når vi ikke lenger har en flaskehals vil dette gi en del endringer som påvirker kraftmarkedet både i Norge, Norden og mot kontinentet. Disse endringer gir utslag i det vi kaller markedsnytte. Med markedsnytte mener vi summen av endringer i:

- Konsument- og produsentoverskudd i Norge og Norden
- Flaskehalsinntekter på forbindelser innad i Norden og mot kontinentet eller Storbritannia
- Overføringstap i transmisjonsnettet

Mer forbruk i NO5 vil i snitt gjøre at NO5 får lavere overskudd og at kraftprisene dermed går opp. Denne påvirkningen er lik i alle konseptene. At prisen går opp i NO5 vil kunne påvirke flaskehalsinntektene mot de omkringliggende prisområdene noe, men denne påvirkningen er også lik for alle konseptene.

I dag er ledningene over Sognefjorden begrensende for hvor mye kraft vi får inn i NO5 fra NO3 i nord. Samtidig har vi pågående oppgraderinger av begge ledningene over Sognefjorden, spenningsoppgradering til 420 kV av Sogndal-Aurland og Sogndal-Vik. Disse nettførsterkningene gir en stor økning i kapasiteten fra Sogndal mot Bergen og Hallingdal. Sognefjordsnittet blir da ikke lenger begrensende

og begrensningen mellom NO3 og NO5 flyttes lenger nord, til Sør-Norge-snittet. I sum øker kapasiteten mellom NO3 og NO5. Økt forbruk i Indre Sogn, som er hovedfokus i denne analysen, vil også dempe overskuddet som kommer fra nord for Sogndal. Dersom vi bygger ny ledning mot Borgund (konsept 3 og 4) innebærer dette ytterligere økt kapasitet over Sognefjorden. I de analysene vi har gjort ser vi ikke noen nytte denne økte kapasiteten. Det er altså ingen store markedsmessige nyttevirksomheter som går i favør av noen av konseptene. Vi har lagt til grunn forutsetninger og scenarier fra våre datasett i Langsiktig markedsanalyse 2022. Noe som kan endre dette bildet er om produksjonsoverskuddet i Indre Sogn eller nord for Sogndal skulle øke dramatisk. På lang sikt vil også kapasiteten på Sør-Norge-snittet forbedres. Og selv om flaskehalsen her ikke vil forsvinne helt, vil det forsterke konsekvensen av en utvikling med mer overskudd nord for Sogndal ytterligere. Vi utelukker derfor ikke at konsept 3 og 4 kunne hatt større nyttevirksomheter ved endrete forutsetninger.

### **Verdi av ny produksjon**

Det er et vesentlig potensial for ny kraftproduksjon i Indre Sogn. Det er dermed sannsynlig at alle ledningskonseptene medfører at det etableres ny produksjon i etterkant. Hvis man forestiller seg en situasjon hvor forbruket øker, med tilhørende prisøkning i prisområdet, kan man regne med at markedet vil reagere på dette ved at produksjonsplaner i området realiseres. Utbygging av nye kraftverk er imidlertid kostbart og innebærer potensielt store naturinngrep. Det er derfor, helt generelt, mer sannsynlig med effektutvidelser og småkraftverk enn store, nye regulerbare magasin kraftverk.

Ny produksjon lokalisert nært forbruket vil generelt gi mindre overføringsbehov og redusere flaskehalsen i nettet. Dersom det etableres ett eller flere nye regulerbare kraftverk nært forbruket som i størrelsesorden er likt med Basis-scenariet, kan dette i teorien fungerer som et alternativ til nett. Dette er, i motsetning til alternativer til nett og utbygging av nettkonsepter, ikke noe Statnett kan beslutte.

Det er svært usikkert hvor mye ny produksjon som vil realiseres i analyseperioden. Vi har ikke grunnlag for å si at utbygging av et konsept endrer sannsynligheten for mer eller mindre ny produksjon. Vi vurderer at å utrede denne virkningen videre, mest sannsynligvis vil medføre at alle ledningskonseptene blir mer samfunnsøkonomisk lønnsomme sammenlignet med nullalternativet.