



Kvalitetssikring gjennomført på oppdrag for Statnett

Kvalitetssikring av konseptvalgutredning for Helgeland

oslo**economics**

Tittel: Kvalitetssikring av konseptvalgutredning for Helgeland

Utarbeidet av: Oslo Economics

Oppdragsgiver: Statnett

Publisert: September 2024

Rapportnummer: 2024-78

Kontaktperson: Rolf Sverre Asp / Managing Partner

E-post: rsa@osloeconomics.no

Tel: 996 28 812

Foto/illustrasjon forside: [istock.com/SeanBoatwright](https://www.istock.com/SeanBoatwright)

Innhold

Sammendrag	4
1. Innledning	6
1.1 Om KVVU-en	6
1.2 Om kvalitetssikringen	6
2. Behovsanalysen	7
2.1 Dagens situasjon	8
2.2 Forventet utvikling	9
2.3 Behovet for å gjennomføre tiltak	13
2.4 Om behovsanalysen er tilstrekkelig komplett	14
3. Mål og rammer	16
3.1 Samfunns mål	17
3.2 Effektmål	17
3.3 Rammer	18
4. Mulighetsstudien	20
4.1 Nullalternativet	21
4.2 Samsvar mellom behov, mål og rammer, og bredden av muligheter	21
4.3 Valg av konsepter	26
5. Alternativanalysen	28
5.1 Vurdering av samfunnsøkonomisk analyse	29
5.2 Usikkerhetsanalyse	36
5.3 Vurdering av økt informasjonstilgang (realopsjoner)	37
5.4 Konseptvalg til videre prosess	38
6. Føringer for prosjektfasen	43
7. Referanser	44

Sammendrag

Vi støtter Statnett i å ta utgangspunkt i konsept 1 for en stegvis nettutvikling på Helgeland. Konseptet består av fire steg: 1) Ny 420 kV ledning Nedre Røssåga – Marka, 2) Forskuttet spenningsoppgradering av 220 kV Nedre Røssåga – Sverige til 420 kV, 3) Ny 420 kV ledning Nedre Røssåga – Rana, og 4) Forskuttet reinvestering Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal til 420 kV.

Nettutviklingen må skje i tett sammenheng til forbruksutviklingen på Helgeland. Å starte planlegging og gjennomføring av alle fire stegene på nåværende tidspunkt, synes ikke å være samfunnsøkonomisk lønnsomt, men på grunn av tilknytningsplikten kan det likevel bli nødvendig. Steg 1 og 2 synes etter vår vurdering å være samfunnsøkonomisk lønnsomt, og vi støtter Statnett i videre planlegging av disse stegene.

Den videre myndighetsprosessen bør ta hensyn til en stegvis utvikling og forbruksutviklingen for å unngå overinvesteringer. Vi mener det er en reell fare for at man, ved å gå videre med alle stegene nå, skaper forventninger om å bygge ut nett som senere kan vise seg å ikke være nødvendig. Dersom forbruksplanene blir noe lavere enn det som legges til grunn i middelsscenarioet, synes steg 3 og 4 å være overinvesteringer. Det bør være mekanismer i konsesjonsrunden som sørger for at overinvesteringer unngås.

Bakgrunn og mandat

Statnett har utarbeidet en konseptvalgutredning for nettforsterkninger på Helgeland. Bakgrunnen er at det ikke er kapasitet til ønsket, fremtidig forbruk i dagens nett. I tillegg er det ønskelig å legge til rette for tilknytning av ny kraftproduksjon.

Oslo Economics har gjennomført kvalitetssikringen av konseptvalgutredningen, på oppdrag for Statnett. Kvalitetssikringen er gjennomført i to runder, hvor flere av tilbakemeldingene vi har gitt i den første runden er blitt innarbeidet i den endelige versjonen av Statnetts KVVU. Denne kvalitetssikringsrapporten dokumenterer våre merknader til den endelige KVVU-versjonen. Kvalitetssikringen gjøres i henhold til Energidepartementets «Veileder for konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker».

Behovsanalysen

Vi vurderer behovsanalysen som tilstrekkelig komplett. Behovsanalysen inkluderer utfyllende beskrivelser av dagens situasjon, forventet utvikling og utfordringer ved dagens nett. Det er oversiktlige tabeller og illustrasjoner som oppsummerer hovedtrekkene. Utfordringene er tydelig inndelt i utfordringer internt i området og inn til området, noe som synes å være et viktig skille for den videre analysen og vurderingen av relevante tiltak og stegvis utvikling.

Statnett begrunner behovet for tiltak med at det er planer om en stor økning i forbruket. Med bakgrunn i driftsmessig forsvarlig-analyser (DF-analyser) beskriver Statnett kvalitativt konsekvensene dersom forbruket knyttes til uten at det gjøres tiltak i nettet, utover tiltak som allerede er planlagt. Selv om Statnett får frem behovet for tiltak, ville det etter vår oppfatning styrket behovsanalysen om det gjennom kvantitative analyser eller eksempelberegninger hadde fremgått hva som er avbruddskostnadene eller flaskehalskostnadene ved å ikke gjøre tiltak.

Statnett sannsynliggjør et middelsscenario for forbruk. Statnett trekker samtidig frem at middelsscenarioet ikke er sannsynlig med mindre det kommer ny kraftproduksjon i området. Indirekte legger dermed Statnett til grunn at det er forventet at ny kraftproduksjon etablerer seg i området. Vi savner en tydeligere konklusjon fra Statnett om at ny kraftproduksjon er forventet, da dette får føringer for de videre delene av analysen.

Samfunns mål og effektmål

Statnett beskriver relevante krav og rammer, og deler inn i skal- og bør-krav. Samfunns mål og effektmål er forankret i politisk vedtatte mål. Behovet for å tilrettelegge for økt kraftforbruk og produksjon fremheves i behovsanalysen, og reflekteres i målene.

I målene trekker Statnett frem at det skal tilrettelegges for vindkraft generelt, og havvind spesifikt. Planene om vindkraft, og særlig havvind, er svært usikre, og på bakgrunn av behovsanalysen er det ikke grunnlag for å avgrense målene om produksjon til en spesiell type energikilde. Vi foreslår at det gjøres en omformulering av det ene effektmålet, slik at det retter seg mot kraftproduksjon generelt og ikke en bestemt energikilde (vindkraft).

Mulighetsstudien

Statnett har identifisert flere konsepter, og bredden av muligheter er ivaretatt. Konseptene er vurdert opp mot rammer, behov og måloppnåelse.

Statnett tar med konsept 1 og 2 videre til alternativanalysen. Konseptene består av fire steg, hvor de to første stegene er de samme. Konsept 4, som kun består av disse to første stegene, blir forkastet ettersom det ikke oppfyller effektmålet om å knytte til forventet forbruk.

Vi er enige med Statnett i at det er riktig å ta med konsept 1 og 2 videre til alternativanalysen. Samtidig burde også konsept 4 og 3 vært videreført til alternativanalysen. Å oppfylle effektmålene er ikke et absolutt krav, og konsept 4 og 3 vil delvis oppfylle målene om nytt forbruk. Etter vår vurdering vil konsept 4 og 3 bidra til å tydeliggjøre merverdien av konsept 1 og 2, ved at det illustrerer hva man ikke får realisert ved å kun gjennomføre steg 1 og 2 (som utgjør konsept 4) eller ved å kun spenningsoppgradere eksisterende nett (konsept 3). Ettersom vi har nødvendig informasjon om konsept 4, har vi inkludert konsept 4 i vår oppsummeringstabell av alternativanalysen.

Alternativanalysen

Statnett har gjennomført en samfunnsøkonomisk analyse, med vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger. Analysen er dels gjort i tråd med gjeldende metode og teori, men analysen har også metodiske svakheter. Etter vår vurdering er de største svakhetene knyttet til hvordan Statnett vurderer markedsnytt, samt at ny kraftproduksjon ikke er inkludert som en virkning.

Vi er enige med Statnett i at konseptene har opsjonsverdier. Det er likevel viktig å understreke at opsjonene ikke har noen verdi med mindre det er en reell stegvis utvikling og det er mekanismer som sikrer at omfanget reduseres og at investeringer faktisk unngås, dersom forbruksutviklingen blir lavere enn det som er lagt til grunn i middelsscenarioet. På bakgrunn av dette er det viktig at den videre myndighetsprosessen tar hensyn til en stegvis utvikling, der forventet forbruksutvikling vurderes fortløpende, for å unngå overinvesteringer.

Det er en reell fare for at man ved å gå videre nå skaper forventninger om å bygge ut nett som det senere kan vise seg å ikke være nødvendig. Dersom forbruksplanene blir bare litt lavere enn det som legges til grunn i middelsscenarioet, synes steg 3 og 4 å være overinvesteringer.

Føringer for forprosjektfasen

Statnett redegjør for forutsetninger som er viktig for å sikre en vellykket prosjektgjennomføring og hvordan de vil koordinere arbeidet opp mot berørte parter. Vi savner mer detaljerte planer for hvordan Statnett vil legge opp meldings- og konsesjonsprosessen for de ulike stegene i konseptet. Planene bør for eksempel inkludere hvordan de vil følge opp planene for forbruket i området og hvordan de vil bruke informasjon om forbruksutviklingen i videre planlegging og gjennomføring av tiltak.

Samlede konklusjoner

Vi støtter Statnett i å ta utgangspunkt i konsept 1 for en videre stegvis utvikling av transmisjonsnettet på Helgeland. Nettutviklingen bør skje i tråd med den faktiske forbruksutviklingen. Å starte planlegging og gjennomføring av alle fire stegene, synes ikke på nåværende tidspunkt å være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Steg 1 og 2 synes etter vår vurdering å være samfunnsøkonomisk lønnsomt, og vi støtter Statnett i en videre planlegging av disse stegene.

1. Innledning

1.1 Om KVV-en

Statnett har utarbeidet konseptvalgutredning for nettførsterkninger på Helgeland. Bakgrunnen er at det ikke er kapasitet til å tilknytte forventet forbruksvekst i dagens nett. I tillegg er det ønskelig å tilrettelegge for tilknytning av ny kraftproduksjon.

Formålet med konseptvalgutredningen er å synliggjøre behov, og valg av konsept som best løser behovet.

1.2 Om kvalitetssikringen

Oppdraget gjennomføres som en ekstern kvalitetssikring i henhold til kvalitetssikringsregimet for store kraftledningssaker som er hjemlet i Energiloven §2-1. Dette innebærer at konseptvalgutredningen skal kvalitetssikres eksternt, og deretter behandles av Energidepartementet. Kvalitetssikringen gjennomføres i tråd med Energidepartementets (tidligere Olje- og energidepartementet) veileder for konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker (Olje- og energidepartementet, 2013).

Kvalitetssikringen er gjennomført basert på konkrete krav fra veilederen, og vi har benyttet en tredelt vurderingsskala for å vurdere den faglige

kvaliteten i konseptvalgutredningen (Tabell 1-1). Kvalitetssikringen er gjennomført på oppdrag for Statnett.

Formålet med konseptvalgutredningen og kvalitetssikringen er å styrke energimyndighetenes styring med konseptvalget, synliggjøre behov og valg av hovedalternativ, samt sikre at den faglige kvaliteten på de underliggende dokumenter i beslutningsunderlaget er god (Olje- og energidepartementet, 2013).

Som en del av arbeidet er det gjennomført arbeidsmøter med Statnett, der Statnett har redegjort for sine vurderinger og vi har kommet med foreløpige vurderinger. I tillegg har vi gjennomført møter med Energidepartementet og Linea. Kvalitetssikringen er gjennomført i perioden mai til september 2024.

Rapportstruktur

Denne rapporten følger samme struktur som KVV-en og veilederen for kvalitetssikring:

- Kapittel 2: Behovsanalyse
- Kapittel 3: Mål og rammer
- Kapittel 4: Mulighetsstudie
- Kapittel 5: Alternativanalyse
- Kapittel 6: Føringer for forprosjektfasen

Tabell 1-1: Vurderingsskala

Indikator	Beskrivelse
✓✓	Tilstrekkelig kvalitet. Vi har ingen merknader av betydning.
✓	Tilstrekkelig kvalitet, men med merknader. Dette gjelder dersom vi oppdager mangler eller feil i KVV-en eller underlagsdokumentasjon, men at disse ikke er store nok til å endre anbefaling om løsningskonsept. Symbolet kan også markere at vi har kommentarer til forbedringer, der vi mener viktige budskap kan komme tydeligere frem.
✗	Mangelfull kvalitet, med merknader. Dette gjelder dersom analysen er utilstrekkelig gjennomført. Det vil si at manglene eller eventuelle feil er av en slik karakter at vi ikke kan stille seg bak de anbefalinger og konklusjoner som Statnett har gjort.

2. Behovsanalysen

I henhold til veilederen for kvalitetssikring av kraftledningssaker skal behovsanalysen redegjøre for behovet for nettinvesteringer basert på en vurdering av utvikling i forbruk og produksjon. De konkrete kravene til kvalitetssikrer er som følger:

1. Vurdere om analysen i tilstrekkelig grad dokumenterer eksisterende og forventet utvikling i forbruk, produksjon, nettets fysiske tilstand eller andre prosjektutløsende behov
2. Vurdere forutsetningene som legges til grunn i vurderingen av sannsynlig utvikling
3. Vurdere om behovet for å gjennomføre tiltak er godtgjort
4. Vurdere om behovsanalysen er tilstrekkelig komplett

I dette kapittelet tar vi først for oss Statnetts analyse av dagens situasjon – det vil si eksisterende forbruk, produksjon og tilstand i nettet (krav 1). Deretter vurderer vi Statnetts analyse av forventet utvikling i disse forholdene (krav 1), og herunder også forutsetningene som legges til grunn for dette (krav 2). Til slutt vurderer vi om behovet er godtgjort (krav 3) og om analysen er komplett (krav 4).

Tabell 2-1: Samlet vurdering av behovsanalysen

Krav fra veileder	Vår vurdering
1 Vurdere om analysen i tilstrekkelig grad dokumenterer eksisterende og forventet utvikling i forbruk, produksjon, nettets fysiske tilstand eller andre prosjektutløsende behov	 Behovsanalysen inkluderer utfyllende beskrivelser av dagens situasjon, forventet utvikling og utfordringer ved dagens nett. Det er oversiktlige tabeller som oppsummerer hovedtrekkene. Det er også tydelig inndelt i utfordringer inn i og innad i området.
2 Vurdere forutsetningene som legges til grunn i vurderingen av sannsynlig utvikling	 Statnett vurderer sannsynlig utvikling basert på sin kjennskap til prosjekter i området. Det gjøres videre vurderinger av usikkerheten rundt den sannsynlige utviklingen. Vi mener likevel at valg av prosentsetser som brukes i scenarioene kunne vært bedre begrunnet, særlig ettersom dette har stor betydning for valg av konsept. Det presiseres at det er behov for kraftproduksjon for å realisere forbruksøkningen, men det legges ikke til grunn noen kraftproduksjon i scenarioene. Statnett presiserer imidlertid at det vil være behov for nettforsterkninger uavhengig av kraftproduksjon, og at nettforsterkninger vil muliggjøre kraftproduksjon.
3 Vurdere om behovet for å gjennomføre tiltak er godtgjort	 Statnett begrunner behovet for tiltak med at det er store planer om nytt forbruk. Statnett beskriver hva som er begrensningene inn i og innad i nettet ved hvert av forbruksscenario, og hva som vil være konsekvensene dersom det ikke gjøres tiltak i hvert scenario (blant annet gjennom DF-analyser). Vi mener likevel eksempelberegninger og/eller annen kvantifisering for hvordan markedsnytte og avbruddskostnader påvirkes ved fravær av tiltak, ville styrket analysen.
4 Vurdere om behovsanalysen er tilstrekkelig komplett	 Statnett beskriver relevante forhold som kan påvirke nettutviklingen og behovet for tiltak, blant annet er det inkludert omtaler av hvordan flaskehalser og utvikling i omkringliggende områder påvirker behovsanalysen. Det er tydelige oppsummeringer av utfordringer og behov.

2.1 Dagens situasjon

Området Helgeland strekker seg fra Rana i nord til Tunnsjødal i sør, og inngår i prisområdet NO4. Transmisjonsnettets er en sentral transportkanal med forbindelser nordover og til Sverige. Helgeland har i et normalår energioverskudd på omtrent 1,5 TWh. Det er kraftflyt ut av området i underkant av 75 prosent av tiden.

2.1.1 Dagens nett

Dagens transmisjonsnett består av en 420 kV forbindelse fra Rana til Tunnsjødal, en 300 kV forbindelse fra Nedre Røssåga til Marka, og videre ned til Tunnsjødal, og en 220 kV ledning fra Nedre Røssåga til Sverige (Ajaure). Se Figur 2-1.

Videre består transmisjonsnettets av stasjonene Rana, Nedre Røssåga, Trofors, Kolsvik, Namskogan og Tunnsjødal. Statnett skriver at stasjonene Trofors, Kolsvik og Namsskogan holdes utenfor KVVU-en, da analyser av disse stasjonene vil behandles separat.

Nedre Røssåga stasjon har flere ledninger inn til stasjonen, herunder to 420 kV ledninger, en 300 kV ledning og en 220 kV ledning. Rana stasjon har to 420 kV ledninger og en transformator 420/132 kV. Det er i dag problemer med flimrer i Rana stasjon, som innebærer at kun én aktør er tilknyttet transformatoren. Marka stasjon har to 300 kV ledninger og to transformatorer 300/132 kV.

Regionalnettet består av 132 kV nett mellom Rana og Kolsvik og flere transformatorstasjoner. Det er tilknyttet kraftproduksjon i Sjona (71 MW) og Grytåga (ca. 67 MW), samt enkelte småkraftverk. Kapasiteten i regionalnettet er tilpasset dagens behov.

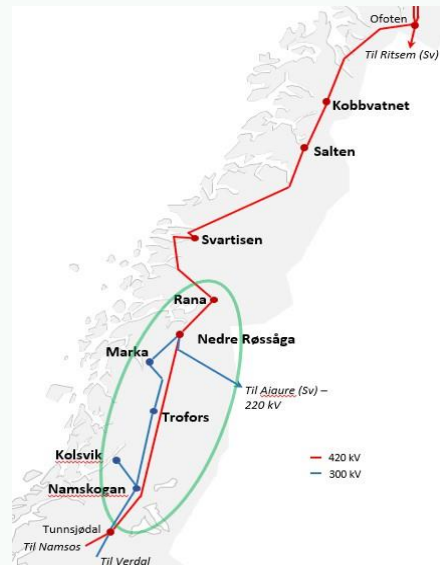
2.1.2 Dagens forbruk

Området har omtrent 6 TWh årlig forbruk og maksimalt effektforbruk på ca. 920 MW. Det er i dag mye kraftkrevende industri, hvorav de to største aktørene utgjør nærmere 80 prosent av energiforbruket og 65 prosent av effektforbruket. Alminnelig forbruk hadde i 2021 et maks-forbruk på 280 MW med et årsforbruk på 1,35 TWh. Alminnelig forbruk er størst i Mo i Rana og Mosjøen Forbruk i Mo i Rana forsynes i dag delvis under Rana stasjon og delvis under Nedre Røssåga stasjon. Forbruk i Mosjøen forsynes under Marka stasjon.

2.1.3 Dagens produksjon

Området har god produksjonskapasitet med effekt på om lag 1 600 MW vannkraft og 400 MW vindkraft. Det er god reguleringsevne på kraftproduksjonen.

Figur 2-1: Dagens transmisjonsnett på Helgeland



Kilde: Statnett, 2024

2.1.4 Planlagte tiltak i dagens nett

Det er planlagt to nettinvesteringstiltak i transmisjonsnettets på Helgeland. I KVVU-en forutsettes det at disse tiltakene blir implementert.

Ombygging av Nedre Røssåga stasjon er investeringsbesluttet og vil ferdigstilles i løpet av 2026. Ombyggingen vil føre til økt transformeringskapasitet fra 300/132 kV til 430/132 kV, slik at transformeringskapasiteten ikke lenger er en begrensning i stasjonen.

Ombygging av Rana stasjon er konsesjonssøkt, og vil øke transformeringskapasiteten. Ombygging forutsetter imidlertid at flimmerproblemerkene løses, og er derfor satt på vent. Det legges likevel til grunn i KVVU-en at Rana stasjon skal oppgraderes.

220 og 300 kV-ledningene i transmisjonsnettets har fornyelsesbehov i 2040-2050. 220 kV-ledningen fra Nedre Røssåga til Ajaure har i dag begrenset kapasitet, som vil bli en større begrensning ved økt forbruk. En eventuell spenningsoppgradering må skje gjennom riving av eksisterende ledning og nybygg. Det samme gjelder for 300 kV-ledningen fra Nedre Røssåga til Tunnsjødal. 420 kV-ledningen Rana-Tunnsjødal via Nedre Røssåga har fornyelsesbehov rundt 2060.

2.1.5 Begrensninger i dagens nett

I dag handler driften av transmisjonsnettets på Helgeland i stor grad om å håndtere kraftoverskudd ut av området. Det er derfor ofte aktivert systemvern for produksjonsfrakobling, for å håndtere stort kraftoverskudd ved utfall av sentrale

nettanlegg. Det er imidlertid også perioder med import, når de store magasinkraftverkene ikke produserer. Statnett skriver at når en stor andel av kraftproduksjonen står, vil nettets evne til å håndtere feilhendelser være svekket.

Rana stasjon har over lang tid hatt utfordringer med flimrer fra én aktør. Flimmerproblemene gjør at denne aktøren er eneste forbrukskunde under transformatorstasjonen, og transformeringskapasiteten utnyttes derfor dårlig (25-30 prosent). Øvrig forbruk i området må forsynes via regionalnettet fra Nedre Røssåga.

I dag vil det ved revisjoner eller utfall av transmisjonsnetts-anlegg i eller inn til Marka bli ensidig forsyning til Marka og forbruket i Mosjøen, og ved en eventuell langvarig feil kan det i enkelte situasjoner være utfordrende å få til gjenoppretting av alt forbruket. Aluminiumsprodusenten Alcoa er tilknyttet under Marka, og er den største kunden med forbruk på 340 MW. Aluminiumsproduksjon tåler ikke langvarige avbrudd, og er derfor svært sårbar for langvarig feil. Utfall kan være svært kostbart, da det kan ødelegge store deler av anlegget. Det kreves derfor kort gjeninnkoblingstid ved utfall.

2.1.6 Vår vurdering av beskrivelsene av dagens situasjon

Statnett beskriver dagens situasjon i nettet, herunder tilstanden til ledningene og eksisterende produksjon og forbruk. Vi vurderer beskrivelsene som gode. Statnett beskriver at nettet på Helgeland er tilstrekkelig for dagens forbruk og produksjon. Enkelte begrensninger i dagens nett trekkes imidlertid også frem. Som at det er flere systemvern for produksjonsfrakobling ved utfall av sentrale nettanlegg samtidig med høy produksjon, og at det i vedlikeholdsperioder kan være utfordrende å opprettholde forsynings sikkerheten til forbruket under Marka, der det er tilknyttet industriaktører som er sårbare for utkoblinger. På grunn av sårbart forbruk må vedlikehold i Marka utføres med kort gjeninnkoblingstid ved utfall. Statnett opplyser ikke hvor kort gjeninnkoblingstiden er, og hvilke konsekvenser det får for vedlikeholdsarbeidet. For eksempel om enkelte former for vedlikehold ikke er mulig å gjennomføre med så kort gjeninnkoblingstid, eller om noen former for vedlikehold blir svært kostbare. Dette kunne vært mer utførlig beskrevet. Tabellen som oppsummerer dagens situasjon og utfordringer i dagens nett, gir en god oversikt.

2.2 Forventet utvikling

2.2.1 Beskrivelser av forventet utvikling

Statnett beskriver forventet utvikling i forbruk og produksjon. I tillegg beskriver Statnett forbruksplaner i omkringliggende områder med betydning for Helgeland.

Helgeland inngår i prisområdet NO4, som grenser mot NO3 i sør og SE1 og SE2 i øst. Utvekslingskapasiteten inn til prisområdet (NO4) fra andre prisområder vil begrense samlet forbruksvekst. Nettkapasiteten mot Sverige vil særlig bli begrensende. Det vil være viktig med økt nett kapasitet inn til og gjennom Helgeland for forsyningen videre.

Videre vil utviklingen i omkringliggende områder påvirke kraftflyten inn og ut av Helgeland, samt behovet for nett kapasitet. Det er planer om nytt forbruk både nord og sør for Helgeland, samt planer om industri og forbruksøkninger i Sverige. Endring av kraftbalansen og kraftpriser i Sverige vil påvirke kraftprisene i NO4.

Planer om nytt forbruk

Det er mange planer om nytt forbruk på Helgeland. Til sammen utgjør forespørsler om tilknytning i overkant av 3 000 MW, fordelt på omtrent 40 prosjekter. Rundt 600 MW er forespurt tilknyttet direkte i transmisjonsnettet. Tabell 2-2 oppsummerer forespurt kapasitet fordelt på stasjoner og modenhet.

I underkant av 700 MW av tilknytningsforespørslene er vurdert som modne, og har allerede fått reservert kapasitet i transmisjonsnettet under ordinære vilkår eller særlige vilkår. Dette er

Tabell 2-2: Forespurt kapasitet fordelt på stasjoner og modenhet (MW)

Stasjon	Reservert kapasitet	Modne saker i kø	Ikke modne saker	Sum
Marka	58	1113	660	1831
Nedre Røssåga	610	333,5	31,5	975
Rana	0	60	385	445
Kolsvik	7	27,5	14,9	49,4
Sum	675	1534	1091,4	3300,4

Kilde: Statnett (2024).

primært i Nedre Røssåga, og noe i Marka og Rana. Omtrent 1550 MW er vurdert som modent, men i kapasitetskø, på grunn av mangel på kapasitet. 1200 MW er ikke vurdert som modent.

Over halvparten av nytt forbruk vil oppstå i Marka. Av disse er om lag 3 prosent reservert, mens 61 prosent er modent og lagt i kapasitetskø. 36 prosent er ikke vurdert som modent.

I Nedre Røssåga utgjør forespørslene om lag 30 prosent, og hvor en stor andel (63 prosent) av dette er reservert kapasitet eller modne saker i kø. 3 prosent er ikke vurdert som modent.

I Rana utgjør forespørslene 14 prosent av totalen, hvorav størst andel er ikke modne saker (83 prosent). 4 prosent av forespørslene har fått reservert kapasitet og 13 prosent er i kapasitetskø.

Forespørrelene i Kolsvik utgjør kun 1,5 prosent av totalen. Av dette er 14 prosent reservert i dagens eller planlagt nett, 56 prosent er i kapasitetskø og 30 prosent er ikke modent.

Forespurt forbruk er i all hovedsak industri som ønsker jevnt høyt forbruk. Største delen av forbruksplanene er knyttet til ny grønn industri. En stor andel er hydrogen- og ammoniakkproduksjon, og produksjon av e-fuel. Flere av disse forespørslene er vurdert som modne. Videre er dette forbruket i noen grad fleksibelt og kan tilpasses variasjoner i produksjon eller periodevis begrensninger i nettkapasiteten. Hvordan forespurt kapasitet fordeler seg på type industri og modenhet er oppsummert i Tabell 2-4.

Tabell 2-4: Forespurt kapasitet fordelt på type industri og modenhet (MW)

Næring	Reservert kapasitet	Modne saker i kø	Ikke modne saker	Sum
Hydrogen / ammoniakk	580	1005	500	2085
Industri	61,5	452,5	420,6	934,6
Datasenter	0	43	83,5	126,5
Oppdrett	33,5	25	6	64,5
Petroleum	0	0	75	75
Transport	0	8,5	6,3	14,8
Sum	675	1534	1091,4	3300,4

Kilde: Statnett (2024).

Markedsutsiktene for ulike typer industrier er sentralt for realiseringen av forbruksplanene. Statnett forventer at dersom noen planer faller fra, vil andre planer komme til. Dette er særlig på grunn av behovet for å omlegge eksisterende industri for å tilpasse til klimamålene, som vil utgjøre økt kraftforbruk for industri i Helgeland, som enda ikke er etterspurt.

I tillegg vil det avhenge av kraftpriser, som avhenger av tilfang av kraftproduksjon. Dersom det ikke etableres ny kraftproduksjon samtidig som forbruksøkningen, vil kraftprisene øke, og sette en demper på etterspørselen. Altså kan økte kraftpriser gjøre at ikke alle planene realiseres. Dette er en usikkerhet, og det forutsettes derfor noe økt kraftproduksjon i analysen.

Statnett vurderer at alminnelig forbruk ikke vil pålaste transmisjonsnettet samtidig som industrien.

Planer om produksjon

Det er noen kjente planer om kraftproduksjon. Dette inkluderer et nytt vannkraftverk på 65 MW, og planer om noen mindre kraftverk med liten eller ingen reguleringsevne. Det er også noen planer i tidlig fase om ny vindkraft, herunder på Sjonfjellet med planlagt effekt på rundt 500 MW. Videre kan det i fremtiden være aktuelt med havvind utenfor Helgeland, og regjeringen har store ambisjoner for dette. Samtidig er planene for havvind på et tidlig stadium og på nåværende tidspunkt svært usikre. Produksjonsforespørsler er oppsummert i Tabell 2-3.

Tabell 2-3: Produksjonsforespørsler

Stasjon	MW
Varntresk	65
Rana	30
Marka	9,2
Nedre Røssåga	24*
Trofors	6,5
Kolsvik	5,5
Sum	675

Kilde: Statnett (2024). *hvorav 5 MW ikke er bestilt, med uklar modenhet.

Generelt er planene om ny kraftproduksjon i tidlig fase, og det er stor usikkerhet rundt hvorvidt og eventuelt når disse kan realiseres.

Kapasitet til nytt forbruk i dagens nett

Statnett har gjennomført analyser av hva som er driftsmessig forsvarlig å knytte til (DF-analyser) for å undersøke hvor mye forbruk som kan tilknyttes i dagens og planlagt nett, og hvor mye forbruk det ikke er kapasitet til. I analysene ligger det til grunn at det skal være N-1 forsyningsikkerhet, men det gjøres også en vurdering av muligheter for tilknytning med N-0, gitt at det ikke svekker forsyningsikkerheten til eksisterende kunder.

Statnett skiller på kapasitet inn til området og kapasitet internt i området. DF-analyser viser at det i dagens og planlagt nett er kapasitet til rundt 1000 MW nytt forbruk inn til området, gitt at dette plasseres hensiktsmessig. Grensen på 1000 MW er begrenset av kapasiteten inn til området. 695 MW er reservert til nytt forbruk per august 2024, og det er derfor omtrent 300 MW ledig kapasitet.

Internt i området, vil det i Nedre Røssåga stasjon, etter ombygging, bli kapasitet til om lag 400 MW økt forbruk.¹ Når Rana stasjon ombygges, vil det være mulig å tilknytte omtrent 700 MW forbruk med ordinære vilkår. Det er ikke ledig kapasitet til nytt forbruk på ordinære vilkår i Marka, på grunn at begrenset ledningskapasitet og transformeringsskapasitet. Det er imidlertid kapasitet til 170 MW med særlige vilkår, der 58 MW allerede er reservert. Det er i tillegg satt av 20 MW til økning i vanlig forbruk.

Utvikling i regionalnettet

På grunn av planlagt forbruk, planlegger Linea å forsterke deler av ledningsnettet og etablere nye transformeringsspunkter i regionalnettet. Dette inkluderer en ny stasjon og spenningsoppgradering av en 66 kV forbindelse mellom Mosjøen, Holandsvika, Kaldåga og Meisfjord til 132 kV. Linea vurderer også å temperaturoppgradere 132 kV-ledningen mellom Nedre Røssåga og Rana, for å øke kapasiteten dersom det skal tilknyttes nytt forbruk før flimmerproblemene i Rana er løst.

2.2.2 Forutsetninger som ligger til grunn for å vurdere sannsynlig utvikling

Det er forventet forbruk som er den primære driveren for nettutvikling på Helgeland. Statnett vurderer det som sannsynlig at en større andel av planer som har fått reservert kapasitet blir realisert enn planer i kapasitetskø, og at en lavere andel av planer som per nå ikke er modne blir realisert. Basert på forbruksplanene har Statnett definert tre scenarier for forbruksutviklingen:

- Lav-scenarier: 80 prosent av reservert kapasitet + 50 prosent av saker i kapasitetskø (ca. 1300 MW)
- Middel-scenarier: 80 prosent av reservert kapasitet + 60 prosent av saker i kapasitetskø + 40 prosent av umodne saker (ca. 1900 MW)
- Høy-scenarier: 80 prosent av reservert kapasitet + 80 prosent av saker i kapasitetskø + 60 prosent av umodne saker (ca. 2400 MW)

Statnett har definert scenarioene basert på en samlet vurdering av kunnskapen om prosjektene og prisforventninger i området. Statnett skriver at

Tabell 2-5: Kapasitet for tilknytning av nytt forbruk i dagens og planlagt nett

Kapasitet (MW)	Rana		Nedre Røssåga		Marka	
	Ordinære vilkår	Særlige vilkår	Ordinære vilkår	Særlige vilkår	Ordinære vilkår	Særlige vilkår
Dagens nett	0	0	180	210	0	170 (+20 satt av til vanlig forbruk)
Etter planlagte tiltak i Nedre Røssåga	0	0	210	180	0	170 (+20 satt av til vanlig forbruk)
Etter planlagte tiltak i Rana	230 (400)	400	380 (210)	180	0	170 (+20 satt av til vanlig forbruk)

Kilde: Statnett (2024). Merknad: Etter vår forståelse viser tabellen transformeringsskapasiteten i stasjonene. I Nedre Røssåga er dermed transformeringsskapasiteten i stasjonen 380 MW med ordinære vilkår etter planlagte tiltak i Rana, men det er også mulig å tilknytte (ytterlige) 300 MW rett på transmisjonsnettet, forsynt fra Nedre Røssåga.

¹ På side 16 i KVVU-en står det et sted at det blir kapasitet på rundt 300 MW i Nedre Røssåga etter planlagte tiltak, mens det i et annet avsnitt står at kapasiteten øker til i underkant

av 400 MW. Vi antar at det er sistnevnte som er riktig, ettersom det er dette som fremgår av tabellen i KVVU-en.

det ikke er ansett som mulig eller formålstjenlig å angi sannsynligheter for at hver enkelt tilknytningssak blir realisert. Prosent-tallene som er lagt til grunn i scenarioene er følgelig basert på en skjønsmessig vurdering.

Tabell 2-6: Forbruksplaner fordelt på stasjoner i scenarioene (MW)

Stasjon	Lav	Middel	Høy
Rana	100	200 / 500	500
Nedre Røssåga	700	700	700
Marka	500	1 000 / 700	1 200
Kolsvik	30	50	50

Kilde: Statnett. Merknad: Det er to varianter av lokaliseringen av forbruksøkningen i middelscenarioet, for å ta høyde for at planene er usikre, og at omfanget av planer i Rana og Marka kan variere.

Statnett skriver at scenarioene er basert på et øyeblikksbilde, og at det er usikkerhet rundt planene.

Videre skriver Statnett at selv om planene om kraftproduksjon er så usikre at det ikke kan legges til grunn noe ny kraftproduksjon i scenarioene, er det viktig at tiltakene tilrettelegger for fremtidig kraftproduksjon fordi scenarioene ikke er sannsynlige uten ny kraftproduksjon.

2.2.3 Vår vurdering av forutsetninger som legges til grunn for vurdering av forventet utvikling

Statnett beskriver forventet utvikling, og utdyper hva som kan og ikke kan tilknyttes i dagens og planlagt nett. Det deles inn i begrensninger inn i / ut av området, og internt i området. Vi anser dette som et fornuftig skille. Statnett har gjennomført DF-analyser for å avklare hvor mye forbruk som kan tilknyttes i dagens og planlagt nett. Forutsetningene som ligger til grunn for analysene er at ikke er noe ny kraftproduksjon av særlig omfang, og eventuelle begrensninger i regionalnettet er ikke inkludert. I analysene legges det til grunn at forbruket skal kunne forsynes med N-1-forsyningssikkerhet. Det åpnes for at det kan være akseptabelt å midlertidig tilknytte forbruk på særlige vilkår for transmisjonsnettet gjennom Helgeland. For transformeringskapasiteten i de enkelte stasjonene er det vurdert som driftsmessig forsvarlig å tilknytte nytt forbruk med vilkår (N-0). DF-analysene viser at det er kapasitet til rundt 1000 MW nytt forbruk i dagens og planlagt nett, gitt at

det plasseres hensiktsmessig. Vår vurdering er at det er fornuftige antakelser som er lagt til grunn i analysene.

Videre gir Statnett en god beskrivelse av forventet utvikling i forbruk, basert på kjennskap til prosjektene. Samtidig mener vi at Statnett kunne drøftet i større grad og hatt en tydeligere konklusjon på hva som er forventet utvikling. Slik vi oppfatter det, mener Statnett at middel-scenariotet representerer forventet forbruksvekst. Samtidig vurderer Statnett at middel-scenariotet sannsynligvis vil forutsette noe ny kraftproduksjon. Dette inngår imidlertid ikke i noen av scenarioene, fordi Statnett vurderer at det lave volumet av modne kraftproduksjonsprosjekter innehar så stor usikkerhet, at det ikke kan legges til grunn i analysen. Statnett vurderer at noe ny kraftproduksjon er sannsynlig, basert på forventede høyere kraftpriser. Samnettsanalysene illustrerer hvordan kraftprisene vil øke ved økt forbruk, uten ny kraftproduksjon, og underbygger dermed også at en forbruksøkning sannsynligvis ikke vil realiseres uten ny produksjon. Dersom det hadde blitt lagt til grunn at noe ny kraftproduksjon ville blitt realisert i middel- og høy-scenarioene, kunne scenarioene som blir lagt til grunn, sett annerledes ut. Dette kunne hatt konsekvenser for utfall i mulighetsstudien. Vi er likevel enige i Statnett sin vurdering av at kraftproduksjon bør holdes utenfor, ettersom det er usikkert. Samtidig mener vi at det i større grad bør beskrives, og vurderes virkningene av. Vår vurdering av dette utdypes i alternativanalysen (kapittel 5).

Scenarioene er basert på noen valgte prosentsetser. Vi mener at begrunnelsen for valg av disse kunne vært tydeligere. For eksempel kunne Statnett vist til statistikk fra andre lignende områder på hvor stor andel av forbruksplaner som er vurdert som moderat / i kapasitetskø, som faktisk har blitt realisert.

Valg av prosentsetser som legges til grunn i scenarioene har stor betydning for valg av konsept, ettersom man definerer et effektmål om å tilrettelegge for forbruk i tråd med middelscenariotet. Konseptene vurderes dermed opp mot i hvilken grad de tilrettelegger for forbruksvekst på 1900 MW. Å ha mål om forbruksvekst tilsvarende et satt tall i absolutt verdi, innebærer at måloppnåelsene i konseptene vurderes relativt strengt. Det kan få konsekvenser i mulighetsstudien, der konsepter defineres som lite relevante fordi de ikke muliggjør målet om 1900 MW i middelscenariotet. Konsepter som bidrar til at forbruk helt inntil 1900 MW kan realiseres, vil dermed komme dårligere ut, enn konsepter som bidrar til rett over 1900 MW, til tross for at disse

konseptene bidrar med nesten samme økning i MW. Se utdypende beskrivelser av konsekvensene av valg av scenarioer i mulighetsstudien (kapittel 4.4.2).

Dersom det skal være et absolutt tall som representerer scenarioene, og dermed effektmålet, bør det tydeliggjøres at denne vurderingen har konsekvenser for den videre analysen, og usikkerheten i dette bør gjenspeiles i mulighetsstudien.

2.3 Behovet for å gjennomføre tiltak

Statnett er pliktet til å utrede tiltak når det ikke er kapasitet i eksisterende nett til nytt forbruk og ny kraftproduksjon. Tilknytningsplikten veier tungt, og det er begrensede muligheter for å søke om unntak. Videre har Statnett plikt til å utvikle et samfunnsmessig rasjonelt nett. På Helgeland foreligger det mange forbruksplaner om mye ny industri, som Statnett vurderer som svært sannsynlig at vil realiseres. Det er en forutsetning med nettiltak for å muliggjøre denne forbruksutviklingen.

2.3.1 Behov for å tilrettelegge for nytt forbruk

Driveren av problemet i dagens nett er at det er store forbruksplaner i Helgelandsområdet. Ingen av scenarioene Statnett presenterer kan realiseres i dagens nett. Det er en begrensning både inn til og innad i området.

Statnett har gjort Samnettsanalyser for å illustrere endringer i kraftflyt og kraftpriser dersom man har økt forbruk i henhold til scenarioene uten at det gjøres tiltak i nettet.

I alle scenarioene er ledningen til Sverige den første og største begrensningen. Kraftprisene blir høyere enn i dag, og flaskehalsen på forbindelsen til Sverige gjør at NO4 får høyere kraftpriser enn SE2 og NO3. I middelsscenarioet og høyscenarioet er importbehovet enda høyere, og nettkapasiteten er begrensende, med svært høye priser og store prisforskjeller.

I lavscenarioet er det ikke tilstrekkelig kapasitet i Marka, men i Nedre Røssåga og Rana er kapasiteten vært tilstrekkelig. Kapasiteten inn til området er begrenset til 1000 MW, og i lavscenarioet (hvor forbruket øker med 1300 MW), er det derfor 300 MW som ikke kan tilknyttes.

I middelsscenarioet er det ikke tilstrekkelig kapasitet i Marka. Det vil være kapasitet i Nedre Røssåga, og i Rana til 500 MW nytt forbruk, men

ledningskapasiteten til Rana fra Nedre Røssåga er begrenset til 200 MW. Kapasitetsbegrensningen inn til området gjør at 900 MW ikke kan tilknyttes i middelsscenarioet.

I høyscenarioet er det ikke tilstrekkelig kapasitet i Marka eller Rana, men det vil være tilstrekkelig kapasitet i Nedre Røssåga. Begrensningen inn til området gjør at 1400 MW ikke kan knyttes til i høyscenarioet.

Oppsummert er de største utfordringene inn til området ledningen til Sverige. Internt i området er de største begrensningene Marka, men Rana vil også være en begrensning dersom det blir forbruksvekst over 400 MW i Rana isolert. Tabell 2-7 viser tilknytningsmuligheter i dagens og planlagt nett, i de ulike scenarioene.

Tabell 2-7: Tilknytningsmuligheter i scenarioene

Begrensning	Lav	Middel	Høy
Marka	✗	✗	✗
Nedre Røssåga	✓	✓	✓
Rana	✓	✗ 500 MW ✓ 200 MW	✗
Sum Helgeland	✗	✗	✗

Kilde: Statnett (2024)

2.3.2 Behov for å tilrettelegge for kraftproduksjon

På grunn av endringer i kraftpriser, vil det ikke være realistisk med nytt forbruk i henhold til middel- og høyscenarioet uten noe ny kraftproduksjon. Det forutsettes derfor noe kraftproduksjon i scenarioene. Statnett fremhever at det er viktig å tilrettelegge for kraftproduksjon, nettopp fordi det er viktig å realiseringen av forbruksplanene.

2.3.3 Vår vurdering av beskrivelsene av behovet for å gjennomføre tiltak

Behovet for å gjennomføre tiltak er i all hovedsak godt gjort. Det beskrives et stort omfang av forbruksplaner og høy etterspørsel etter kraft fra industriaktører. Statnett gir en grundig beskrivelse av hvorfor det ikke er kapasitet til forbruket i dagens nett. Dette er basert på DF-analyser supplert med simulering i markedsmodellen, for å se endringer i kraftflyt og kraftpriser. Statnett beskriver også at selv om det skulle komme til økt kraftproduksjon, vil det være behov for nettiltak for å muliggjøre økt forbruk.

Figur 2-2: Vår oppsummering av problemene



PROBLEM 1: IKKE KAPASITET I DAGENS NETT, INTERNT I OMRÅDE

Det er i dag ikke kapasitet i nettet internt i område (herunder i Marka stasjon). Marka stasjon forsyner aluminiumsverket Alcoa, som har et forbruk som er svært sårbart for langvarige feil og utfall. Ved revisjoner eller utfall i eller inn til Marka blir Marka ensidig forsynt, og ved en eventuell langvarig feil kan det i enkelte situasjoner være utfordrende å få til gjenoppretting av alt forbruket.



PROBLEM 2: IKKE KAPASITET INN TIL OMRÅDE, TIL NYTT FORBRUK

Det er til sammen planer om i overkant av 3000 MW nytt forbruk på Helgeland. DF-analyser viser at det i dagens og planlagt nett, kun vil være mulig å tilknytte rundt 30 % av dette. Forbruksscenarioene kan ikke realiseres uten økt kapasitet inn til og internt i området, og det er behov for å gjøre tiltak i nettet, som tilrettelegger for tilknytning av nytt forbruk.



PROBLEM 3: NETTUTVIKLING TAR TID OG DET ER ØNSKE OM Å VÆRE I FORKANT

Det er vanskelig å forutse utviklingen i Helgeland for hele perioden som nettet planlegges for. Planlegging og utbygging av transmisjonsnett tar tid, og det er ønske om å ha ledig kapasitet i nettet når behovet for produksjon og forbruk oppstår. Det er derfor behov for å være i forkant med planleggingen.

Vår forståelse av de utløsende problemene i områdene kan oppsummeres i tre problemer (Figur 2-2). Det er i dag begrenset kapasitet internt i område (herunder i Marka stasjon) (problem 1), og vi forstår dette som det første og mest sentrale problemet. Videre er det store planer om økt forbruk på Helgeland, og det vil ikke være mulig å gi forbruket tilknytning i dagens og planlagt nett (problem 2). Det er derfor behov for å gjøre tiltak i nettet, som tilrettelegger for forbruksøkningen. Videre illustrerer problem 3 at det er behov for langsiktig planlegging, for at nettutviklingen ikke skal sette begrensninger for utvikling i forbruk og produksjon. Selv om dette ikke er et utløsende behov for tiltak, forstår vi det som at det er noe som er viktig å ta hensyn til i planleggingen.

Selv om vi vurderer at Statnett har godtgjort behov for å gjennomføre tiltak, mener vi at behovet hadde blitt tydeligere dersom det ble gjort beregninger av avbruddskostnader, for å illustrere konsekvenser av å ikke gjøre tiltak i nettet.

For eksempel kunne Statnett illustrert hva som skjer dersom man gir tilknytning med N-O forsyningssikkerhet. Dersom det ikke gjennomføres tiltak, og man velger å gi tilknytning til aktører med N-O forsyningssikkerhet, kan det innebære omfattende systemvern og avbruddskostnader. Konsekvenser i fravær av tiltak kan dermed illustreres ved å gi en beskrivelse av, og/eller beregne avbruddskostnadene som følge av feil i nettet eller som følge av planlagt driftsstans.

- Et eksempel ved planlagt driftsstans: Det er ikke mulig å gjennomføre planlagt vedlikehold på ledningene Rana – Nedre Røssåga og Nedre Røssåga – Tunnsjødal uten å koble ut forbruk. Hver av disse ledningene har behov for planlagt utkobling hvert 10. år, med en varighet

på i snitt 100 timer (5 arbeidsdager). Dersom forbruk knyttes til opp mot grensene for intakt nett vil 200 MW forbruk måtte kobles ut. KILE for 100 timer varslet avbrudd for 200 MW industri med eldrevne prosesser er 90 MNOK. Hvis dette inntreffer hvert 5. år gir det en gjennomsnittlig årlig kostnad på 18 MNOK.

- Et eksempel ved feil: Dersom vi får feil på ledningene Rana – Nedre Røssåga og Nedre Røssåga – Tunnsjødal vil det også kreve utkobling av forbruk. Vi forventer feil på en av disse to ledningene hvert tredje år. Det gir en årlig sannsynlighet for feil på 33 prosent. Gjennomsnittlig feilvarighet er 3 timer. I makslast må 400 MW forbruk kobles ut. KILE for 3 timer ikke varslet avbrudd for 400 MW industri med eldrevne prosesser er 30 MNOK. Årlig forventet verdi blir dermed 10 MNOK.

2.4 Om behovsanalysen er tilstrekkelig komplett

Statnett beskriver innledningsvis at Statnett sitt samfunnsoppdrag blant annet innebærer å sikre strømforsyningen. De fleste samfunnsfunksjoner er i dag avhengige av strøm, og overføringsnettet spiller en helt sentral rolle for at samfunnets behov for strømtilførsel blir oppfylt (Energimeldingen (2015-2016)).

Det skrives videre at netttiltak på Helgeland vil legge til rette for tilknytning av nytt forbruk og produksjon, samt at nettførsterkninger på Helgeland er en del av en større plan. Særlig pekes det på at tiltak i Helgeland vil være nødvendig for å øke kapasiteten i Nord (nord for Ofoten). Nettutviklingen på Helgeland må derfor ses i sammenheng med utviklingen i omkringliggende områder, dvs. nordover, i Midt-Norge og i Sverige.

Det beskrives hvordan dagens nett innebærer flaskehals og ineffektiv drift, og at dette tilsier behov for tiltak.

Videre beskrives utfordringer i driften av dagens nett. Det fremkommer blant annet at det ved Marka kan være utfordrende å få til gjenoppretting av alt forbruk ved langvarige feil, fordi Marka og Mosjøen blir ensidig forsynt ved revisjoner eller utfall av transmisjonsnettanlegg. Videre fremkommer det fra vedlegget at forbindelsen mot Sverige er en flaskehals i dag.

2.4.1 Vår vurdering av om behovsanalysen er tilstrekkelig komplett

Statnett fremhever at det er forbruksplaner som er utløsende årsak til behov for tiltak. Samtidig beskrives andre forhold som også underbygger behovet, for eksempel utviklingen i omkringliggende områder og løsninger i dagens nett som innebærer ineffektiv drift. Statnett har avgrenset analysen fra å vurdere systemløsning for fremtidig nedtransformering sør for Marka

(inkludert dagens stasjoner Trofors, Kolsvik og Namsskogan), da dette er problemstillinger som det vurderes at er mer hensiktsmessig å vurdere separat. Samtidig omtales disse stasjonene i behovsanalysen og andre steder i KVVU-en. Det kan dermed være litt utydelig hvorvidt utvikling i disse stasjonene bør holdes helt utenfor analysen, eller inkluderes. Vi anser det som en hensiktsmessig løsning at Statnett har inkludert kostnadene til én ny middels stor stasjon i kostnadene, både i nullalternativet og i konseptene. På denne måten kan utviklingen i de nevnte stasjonene holdes utenfor analysen, samtidig som det hensyntas at det trolig vil kreves reinvestering i en eller flere av stasjonene og at dette innebærer noen kostnader.

Vår vurdering er at Statnett har beskrevet alle de forholdene som er viktige for å underbygge behovet for å gjøre tiltak, både beskrivelser av situasjon og begrensninger i dagens nett og ved forbruksøkning. Vi mener at Statnett samlet gir en tilstrekkelig komplett behovsanalyse.

3. Mål og rammer

I henhold til Energidepartementets veileder skal KVVU-en konkretisere hvilken tilstand som søkes oppnådd ved å gjennomføre tiltaket. De konkrete kravene til kvalitetssikrer er som følger:

1. Vurdere om målene er forankret i gjeldende politisk vedtatte mål
2. Vurdere om formulerte effektmål og rammer er i samsvar med konklusjonene fra behovsanalysen
3. Vurdere om mål er formulert slik at de alternative konseptenes måloppnåelse kan vurderes. Hvis det er flere mål må det vurderes om det foreligger motsetninger mellom de ulike målene, eller om mål-strukturen blir for komplisert til å være operasjonell
4. Vurdere om juridiske, tekniske, finansielle, miljømessige og/eller beredskapsmessige krav og andre myndighetsbestemte rammebetingelser er tilstrekkelig beskrevet og tatt hensyn til ved utforming av mål og rammer.

For gjennomgangen av mål og rammer går vi først gjennom samfunns mål, deretter effektmålene og til slutt krav og ramme. For samfunnsmålene vurderer vi om målene er forankret i gjeldende politisk vedtatte mål (1). Effektmålene vurderes både gjennom om de er forankret i politiske vedtatte mål (1), om de samsvarer med konklusjoner fra behovsanalysen (2) og om de er formulert slik at måloppnåelse kan vurderes (3). Under rammer vurderer vi om rammene samsvarer med konklusjonene fra behovsanalysen (2) og om de relevante krav og myndighetsbestemte rammebetingelser er beskrevet og hensyntatt (4).

Tabell 3-1: Samlet vurdering av mål og rammer

Krav fra veileder	Vår vurdering
1 Vurdere om målene er forankret i gjeldende politisk vedtatte mål	 Vi vurderer at samfunns mål og effektmål er forankret i gjeldende politiske vedtatte mål.
2 Vurdere om formulerte effektmål og rammer er i samsvar med konklusjonene fra behovsanalysen	 Behovet for å tilrettelegge for økt kraftforbruk og produksjon fremheves i behovsanalysen, og reflekteres i målene. Behovet for å tilrettelegge for vindkraft, og havvind spesifikt reflekteres også i målene, men er i mindre grad knyttet til behovsanalysen. Vi mener at fordi planene om vindkraft, og særlig havvind, er såpass usikre, bør effektmål 2 omformuleres slik at det ikke spesifiseres hvilken type kraftproduksjon tiltakene skal legge til rette for. Vi mener at dette vil bidra til at effektmålene er mer i tråd med behovsanalysen. Vårt forslag til omformulering: «Legge til rette for tilknytning av ny kraftproduksjon». Vi mener også at havvind bør tas ut av samfunns målet.
3 Vurdere om mål er formulert slik at de alternative konseptenes måloppnåelse kan vurderes. Hvis det er flere mål må det vurderes om det foreligger motsetninger mellom de ulike målene, eller om målstrukturen blir for komplisert til å være operasjonell behovet for å gjennomføre tiltak er godt gjort	 Effektmål 1 er målbart, mens effektmål 2 er vanskeligere å måle. Vi mener at vårt forslag til omformulering vil gjøre det enklere å operasjonalisere. Statnett har inkludert omtale av målkonflikter.
4 Vurdere om juridiske, tekniske, finansielle, miljømessige og/eller beredskapsmessige krav og andre myndighetsbestemte rammebetingelser er tilstrekkelig beskrevet og tatt hensyn til ved utforming av mål og rammer	 Statnett beskriver relevante krav og rammer, og deler inn i skal- og bør-krav.

3.1 Samfunns mål

Hensikten med å definere et samfunns mål er å beskrive nytten som ønskes oppnådd for samfunnet. Statnett viser til politiske mål i energipolitikken i energimeldingen (Meld. St. 36 2020-2021) og mål for utbyggingen av kraftnettet fra nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)). Målene i energimeldingen knytter seg til høy verdiskapning gjennom effektiv og miljøvennlig forvaltning av energiresursene, elektrifisering og etablering av nye lønnsomme næringer. Det overordnede målet i nettmeldingen er "at planlegging og utbygging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell". Videre angir meldingen målsetninger om å sikre tilgang på strøm i alle deler av landet, høy fornybar elektrisetsproduksjon, legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, sikre overføringskapasitet mellom regioner og hensyn til naturmangfold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser. Videre viser Statnett til regjeringens veikart for grønt industriløft, Energikommisjonens NOU «Mer av alt raskere», og i tillegg vises det til regjeringens ambisjoner for havvind.

Statnett vurderer forbruksplaner som det prosjektutløsende behovet, men forpeker også på at det på sikt kan være aktuelt med mer kraftproduksjon på Helgeland. Kombinasjonen av forbruksplaner og mulighet for økt produksjon sett opp mot politiske målsetninger tilrettelegging for næringsutvikling og ny fornybar kraftproduksjon danner grunnlaget for samfunns målet i KVU-en.

Med bakgrunn i disse gjeldende politiske vedtatte målene har Statnett definert samfunns målet for KVU-en som «å sikre tilgang til strøm for næringsutvikling og tilrettelegging for ny kraftproduksjon, herunder havvind, på Helgeland».

3.1.1 Vår vurdering av samfunns målet

Vi vurderer at samfunns målet er forankret i politisk vedtatte mål om å legge til rette for elektrifisering og grønn verdiskapning, og ny kraftproduksjon. Målene bygger på overordnede mål med energipolitikken fra energimeldingen (Meld. St. 36 2020 – 2021), Energikommisjonens NOU og Nettmeldingen (Meld. St. 14 2011-2012).

Vi mener imidlertid av hensynet til havvind bør tas ut av samfunns målet, ettersom dette er så usikkert. Det bør ikke spesifiseres hvilken type kraftproduksjon det skal tilrettelegges for på Helgeland.

3.2 Effektmål

Effektmålene skal beskrive ønskede virkninger av tiltak for brukerne i nettet. Statnett har definert to effektmål:

5. Muliggjøre tilknytning av økt forbruk minimum som angitt i middelsscenario på 1900 MW for Helgeland uten ugrunnet opphold og uten å redusere forsynings sikkerheten for eksisterende kunder
6. Legge til rette for tilknytning av vindkraft på land og forventet fremtidig havvind utenfor Nordland

Det første effektmålet er knyttet til det prosjektutløsende behovet der mange forbruksaktører ønsker tilknytning på Helgeland. Statnett peker også på at de har tilknytningsplikt planene, der mange er modne industriplaner.

Det andre effektmålet er relatert mer usikre planer om ny vindkraft, både på land og til havs. Statnett mener det likevel er viktig å inkludere tilrettelegging for kraftproduksjon i effektmålene, da det er vanskelig å se for seg at det skal kunne etableres mye ny industri uten en del ny kraftproduksjon i området. I tillegg påpeker de at løsningene som utredes for nytt forbruk, også må ha kapasitet til å knytte til mer produksjon.

Fordi planene om vindkraft er på et tidlig stadium og svært usikre, mens det er mer konkrete planer om nytt industriforbruk, er effektmål 1 prioritert over effektmål 2. Statnett vurderer at det ikke at det er målkonflikter mellom de to effektmålene.

3.2.1 Vår vurdering av effektmål

Statnett skriver at effektmålene ikke skal behandles som absolutte. Dette er vi enige i, og er også i tråd med Energidepartementets veileder. Videre skriver Statnett at forholdsmessigheten mellom mål oppnåelse og kostnadene blir vurdert i alternativanalysen. Dette åpner for at man i mulighetsstudien tar med videre tiltak som ikke nødvendigvis oppfyller målene. Samtidig behandles effektmål 1 som et absolutt krav i vurderingen av alternative tiltak i mulighetsstudien, noe som får konsekvenser for den videre analysen. Se kapittel 4 for utdypende beskrivelser.

Forankret i politiske mål

Vi vurderer at effektmålene om å sikre kapasitet til nytt forbruk og produksjon er forankret i politisk mål, på samme måte som samfunns målet.

Samsvar med konklusjoner fra behovsanalysen

Målet om å tilrettelegge for nytt forbruk samsvarer med behovsanalysen, som viser at dagens nett ikke har kapasitet til å håndtere det planlagte forbruket. Det beskrives også hva som vil være konsekvensene dersom det tilknyttes nytt forbruk uten nettførsterkninger. Vi vurderer at effektmål 1 i stor grad samsvarer med konklusjonen om at det er behov for nettførsterkninger på Helgeland.

I behovsanalysen beskrives det tre konkrete planer for ny vindkraftproduksjon på land, men Statnett har ikke mottatt forespørsler om tilknytning av disse. Prosjektene er heller ikke meldt eller konsesjonssøkt til NVE. I tillegg peker de på at NVE har pekt ut et område utenfor kysten av Helgeland, som kan være aktuell for flytende havvind. Det er imidlertid ikke åpnet for havvind utenfor Helgeland. Det er dermed stor usikkerhet rundt vindkraft-planene og Statnett har derfor ikke lagt til grunn noe ny kraftproduksjon i scenarioene. Vi mener at det er mindre tydelig sammenheng mellom dette effektmålet, og konklusjonene fra behovsanalysen. Selv om ny kraftproduksjon ikke er prosjekt-utløsende behov, er vi enige i at det er hensiktsmessig å sørge for at tiltak som gjennomføres for å knytte til nytt forbruk, også er egnet til å knytte til fremtidig kraftproduksjon, jfr. vår beskrivelse av problem 3 om å planlegge i forkant i kapittel 2. Vi ser imidlertid ikke at det er nødvendig å fremme vindkraft spesielt i denne sammenhengen, da denne kraftproduksjonen fremstår like usikker som annen ny kraftproduksjon på lengre sikt.

Slik vi forstår behovsanalysen, er målet å unngå at tiltakene som anbefales skal føre til unødvendige

merkostnader ved tilrettelegging for kraftproduksjon i fremtiden. Vi mener at effektmålet ikke bør spesifisere hvilken type kraftproduksjon tiltakene skal legge til rette for, og at effektmålet heller lyder: «Legge til rette for tilknytning av ny kraftproduksjon».

Mulighet til å vurdere måloppnåelse

Effektmålet som handler om tilknytning av forbruk er delvis målbar, da det viser til konkrete nivåer på forbruk, tilsvarende middelsscenarioet. Delen om at det skal skje uten ugrunnet opphold og uten å redusere forsyningssikkerheten til eksisterende kunder er imidlertid mer krevende å måle. Dersom denne delen av effektmålet i stedet hadde vært formulert til å handle om driftsmessig forsvarlig tilknytning, mener vi effektmålet som helhet ville vært med målbar.

Det andre effektmålet er mindre målbar. Det sier ikke noe om hvor mye vindkraft det skal tilrettelegges for og formuleringer om å tilrettelegge er generelt krevende å måle, med mindre det kommer tydelig frem hva dette innebærer. Det er derfor krevende å vurdere måloppnåelse for dette effektmålet. Vi opplever likevel ikke at dette vil ha en vesentlig betydning for resten av utredningen eller konklusjonen.

3.3 Rammer

Statnett beskriver hvilke rammer som setter mulighetsrommet konseptet blir vurdert innenfor. Skal-krav er absolutte krav, som ikke kan fravikes. Bør-krav er Statnetts egne retningslinjer, og legger føringer for hvilke konseptet som er aktuelle, selv om kravene ikke er absolutte.

Tabell 3-2: Mål og rammer (forslag)

Samfunns mål: Å gi sikker tilgang på strøm til næringsutvikling og tilrettelegge for ny kraftproduksjon på Helgeland	
Effektmål:	
1. Muliggjøre tilknytning av økt forbruk minimum som angitt i middelsscenario på 1900 MW for Helgeland uten ugrunnet opphold og uten å redusere forsyningssikkerheten for eksisterende kunder	
2. Legge til rette for tilknytning av ny kraftproduksjon	
Skal-krav	Bør-krav
<ul style="list-style-type: none">Nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonellStatnett kan ikke eie eller ha kontroll over kraftproduksjonTransmisjonsnettet skal i hovedsak bygges som luftledning	<ul style="list-style-type: none">Statnett har tilknytningspliktStatnett skal vurdere om netttiltakene er anleggsbidragspliktigeN-1 forsyningssikkerhet er et planleggingskriteriumStatnett har driftskriterier ved revisjonerNye anlegg bygges for 420 kV-spenningsnivå

Statnett gir en utfyllende beskrivelse av hvordan tilknytningsplikten plikter Statnett til å sikre driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk og produksjon. Det er mulig å få fritak fra tilknytningsplikten, selv om det er avgrenset til ekstraordinære tilfeller (NVE, 2024). På bakgrunn av alle foreliggende planer om forbruk, vurderes det ikke som at det er ekstraordinære forhold ved Helgeland som tilsier at det er grunnlag for å avvike fra tilknytningsplikten. Av denne grunn behandles tilknytningsplikten som et skal-krav og ikke et bør-krav.

Statnett skriver at et planleggingskriterium basert på N-0-tilnærming for transmisjonsnett for Helgeland er uakseptabelt fordi det innebærer høy risiko for mørklegging med store konsekvenser for industri i området. Dersom det ikke er tilstrekkelig forsyningssikkerhet, vil det kunne ha store samfunnsmessige og økonomiske konsekvenser.

3.3.1 Vår vurdering av rammene

Statnett beskriver relevante rammer, som er forankret i gjeldende regelverk og praksis. Det skilles mellom skal- og bør-krav, som gir en naturlig prioritering av rammene. Det er likevel ikke gjort noen ytterligere vurdering av prioriteringer eller målkonflikter mellom de ulike rammene og opp mot målene som er lagt til grunn i analysen.

Tilknytningsplikt bør omtales som et bør-krav fordi det finnes muligheter til å søke fritak fra tilknytningsplikten i ekstraordinære tilfeller.

Diskusjon rundt målkonflikter er blant annet relevant for rammen om at utbygginger bør gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og arealinteresser. I forbindelse med nettutvikling er det ikke uvanlig at det oppstår konflikter mellom mål om økt overføringskapasitet og hensyn til naturmangfold og lokalsamfunn. Vi mener at disse konfliktene kunne blitt påpekt og drøftet i større grad i KVVU-en da dette har betydning videre vurderinger i alternativanalysen.

Statnett har videre definert at N-1 forsynings-sikkerhet som planleggingskriterium er et bør-krav. Samtidig skriver Statnett at det ikke anses som relevant å regne på N-0 og avbruddskostnader for Helgeland. Vi mener imidlertid at det er relevant å regne på N-0 og avbruddskostnader knyttet til N-0 lokalt inn til stasjonene i behovsanalysen for å understreke behovet for tiltak og dimensjoneringen av tiltakene. Dette er særlig fordi det er et bør-krav med N-1 som planleggingskriterium, og ikke skal-krav.



4. Mulighetsstudien

I henhold til veilederen skal mulighetsstudien beskrive relevante konsept som i større eller mindre grad kan oppfylle behovet. De konkrete kravene til kvalitetssikrer er som følger:

1. Vurdere de identifiserte konsepter opp mot rammer, behov og måloppnåelse, og bedømme hvorvidt den fulle bredden av muligheter er ivaretatt
2. Vurdere om nettselskapets valg av konsepter som skal analyseres videre i alternativanalysen er de relevante og om nettselskapet har begrunnet valgene tilstrekkelig

I tillegg til å vurdere identifiserte konsepter vurderer Statnett også nullalternativet i mulighetsstudien. Under vurderer vi derfor nullalternativet først. Deretter vurderer vi om konsepter er i samsvar med behov, mål og rammer, og om det er de relevante konseptene som tas med videre.

Tabell 4-1: Samlet vurdering av mulighetsstudien

1	Krav fra veileder	Vår vurdering
1	Vurdere de identifiserte konsepter opp mot rammer, behov og måloppnåelse, og bedømme hvorvidt den fulle bredden av muligheter er ivaretatt	 Vi vurderer at Statnett har inkludert flere relevante konsepter og vurderer disse opp mot mål og rammer. Vi savner en mer utfyllende beskrivelse av hva konsept 3 legger til rette for av forbruksvekst.
2	Vurdere om nettselskapets valg av konsepter som skal analyseres videre i alternativanalysen er de relevante og om nettselskapet har begrunnet valgene tilstrekkelig	 Vi er enige med Statnett i at det er riktig å ta med konsept 1 og 2 videre til alternativanalysen. Samtidig mener vi at effektmål 1 i stor grad behandles som et absolutt krav, og at konsepter forkastes på grunnlag av dette. Etter vår vurdering får dette uheldige konsekvenser ved at det er relevante konsepter som ikke tas med til alternativanalysen. Vi mener konsept 4 og 3 også burde blitt videreført til alternativanalysen for å sammenligne lavere måloppnåelse med lavere kostnader. Dette kan bidra til å tydeliggjøre merverdien av konsept 1 og 2, ved at det illustrerer hva man ikke får realisert ved å kun gjennomføre steg 1 og 2 (som utgjør konsept 4) eller ved å kun spenningsoppgradere eksisterende nett (konsept 3).

4.1 Nullalternativet

I Energidepartementets veileder står det at «Nullalternativet er referansen de øvrige alternativene vurderes i forhold til. Nullalternativet er dagens situasjon, innbefattet det minimum av vedlikeholdsinvesteringer som er nødvendig for at alternativet skal være reelt over tid.»

Statnett har i nullalternativet kun lagt til grunn nødvendige investeringer for å opprettholde dagens nettfunksjon, herunder reinvesteringer ved utløp av teknisk levetid. Reinvestering inkluderer også noe kapasitetsøkning som følge av at Statnett bygger nye nettanlegg på 420 kV-spenningsnivå (jf. ramme omtalt i forrige kapittel).

Nullalternativet innebærer derfor at dagens 220 kV-ledning fra Nedre Røssåga til Ajaure oppgraderes til 420 kV-spenningsnivå i 2043. Dagens 300 kV-ledninger fra Nedre Røssåga til Tunnsjødal reinvesteres og oppdrageres til 420 kV i 2048. Videre vil nullalternativet også innebære en oppgradering av Marka stasjon til 420 kV, samtidig som ledningene spenningsoppgraderes i 2048.

Det er usikkerhet rundt hva som er hensiktsmessig systemløsning for stasjonene Trofors, Namsskogan og Kolsvik ved en fremtidig spenningsoppgradering. For å ta høyde for at det vil påløpe noen kostnader i disse stasjonene ved reinvestering i ledningen, er det inkludert kostnader til en ny middels transmisjonsnettstasjon.

Statnett beskriver at nullalternativet ikke vil bidra til å nå målene for KVVU-en. I nullalternativet vil det bli en vesentlig kapasitetsøkning, sammenlignet med i dag. Den vil imidlertid komme på et mye senere tidspunkt enn når planlagt forbruk ønsker tilknytning. I behovsanalysen beskriver likevel Statnett at det er noe kapasitet i dagens nett, slik at rundt 1 000 MW forbruk kan knyttes til i nullalternativet. Fordi en betydelig andel av det planlagte forbruket ikke kunne tilknyttes før etter 2043-48, konkluderer Statnett med at de ikke vil oppfylle tilknytningsplikten i nullalternativet. I tillegg vil det fortsatt være begrensninger for tilknytning i Marka og i Rana.

4.1.1 Vår vurdering av nullalternativet

Statnett inkluderer de relevante kostnadene på tidspunkt for reinvestering i nullalternativet, jf. Energidepartementets veileder. Gitt rammen om at nytt transmisjonsnett som hovedregel bygges som 420 kV, og at kostnadsforskjellen mellom å bygge for 300 kV eller 420 kV er lav, anser vi det som rimelig å inkludere reinvesteringer på 420 kV i nullalternativet.

Vi er enige i at nullalternativet ikke legger til rette for forbruk i middelscenariet. Vi savner imidlertid en tydeligere beskrivelse av hvor mye forbruk som kan kobles til i nullalternativet. I behovsanalysen kommer det frem at det er kapasitet i dagens nett inn til Helgeland, til rundt 1 000 MW nytt forbruk. Dette innebærer at nullalternativet legger til rette for den stor andel av forbruket i middelscenariet. Slik vi forstår tabell 4 på side 33 i KVVU-en, vil det også være kapasitet til å knytte til deler av dette forbruket internt i området, dersom en andel er på særlige vilkår. Figur 4-1 oppsummerer antall MW som kan få tilknytning i middelscenariet i nullalternativet fordelt på stasjon, og antall MW som blir avvist.

Nullalternativet vil ikke oppfylle tilknytningsplikten. Ettersom tilknytningsplikten ikke er et absolutt krav, anser vi det definerte nullalternativet som relevant for analysen.

Figur 4-1: Forbruk som kan knyttes til eller ikke i nullalternativet, gitt middelscenarioet

Stasjon	Tilknyttes med ordinære vilkår	Tilknyttes med særlige vilkår	Avvises
Inn til området	1 000	-	900
Marka	-	200	800/500
Rana	230	170	0/100
Nedre Røssåga	700	-	-

Kilde: Statnett (2024). Hvor mye som avvises i Marka eller Rana avhenger av hvor forbruket lokaliseres. Forbruk som ønsker tilknytning i Nedre Røssåga, kan også bli avvist fordi det ikke er nok kapasitet inn til området.

4.2 Samsvar mellom behov, mål og rammer, og bredden av muligheter

I henhold til Energidepartementets veileder skal mulighetsstudien kartlegge, beskrive og vurdere alternative konsepter. Veilederen fremhever at de identifiserte konseptene ikke kun skal begrenses til nettbaserte løsninger, men også omfatte tiltak på eksempelvis forbruk- og produksjonssiden. De identifiserte konseptene skal deretter vurderes opp mot rammer, behov og måloppnåelse. Til slutt skal mulighetsstudien omtale åpenbart svake

Figur 4-2: Oversikt over konsepter og steg

	Konsept 1: Indre korridor og forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV.	Konsept 2: Ytre korridor og forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV	Konsept 3: Forskuttet nullalternativ, spenningsoppdragering til 420 kV	Konsept 4: Steg 1 og 2 i konsept 1	Konsept 5: Steg 1 og 4 i konsept 1 og seriereaktor i Nedre Røssåga
Steg 1	Ny 420 kV ledning Nedre Røssåga (Holandsvika) - Marka, og oppgradering av Marka stasjon		Forskuttet oppgradering av 220 kV Nedre Røssåga-Sverige til 420 kV	Ny 420 kV ledning Nedre Røssåga (Holandsvika) - Marka, og oppgradering av Marka stasjon	
Steg 2	Forskuttet oppgradering av 220 kV Nedre Røssåga-Sverige til 420 kV		Forskuttet oppgradering av 300 kV Nedre Røssåga-Marka - Tunnsjødal til 420 kV	Forskuttet oppgradering av 220 kV Nedre Røssåga-Sverige til 420 kV	Forskuttet oppgradering av 300 kV Nedre Røssåga-Marka - Tunnsjødal til 420 kV Seriereaktor i Nedre Røssåga
Steg 3	Ny ledning 420 kV ledning Nedre Røssåga - Rana	Ny 420 kV ledning Rana-Marka via Holandsvika og Sjonfjellet	Forskuttet oppgradering av 300 kV Marka-Tunnsjødal til 420 kV		
Steg 4	Forskuttet oppgradering av 300 kV Nedre Røssåga-Marka - Tunnsjødal til 420 kV				

Merknad: Bokser med lik farge illustrerer at det er samme tiltak. Steg 1 er altså det samme i konsept 1, 2, 4 og 5. Steg 2 i konsept 1, 2 og 4, tilsvarer steg 1 i konsept 3. Steg 4 i konsept 1, tilsvarer steg 3 i konsept 2 og steg 2 i konsept 3 og 4.

konsepter, og det skal begrunnes hvorfor disse ikke tas med videre til alternativanalysen.

I mulighetsstudien har Statnett sett på en rekke ulike tiltak, både ulike nettutbyggingskonsepter og samt alternativer til nett.

4.2.1 Mulige nettutbyggingskonsepter

Statnett har definert fem mulige nettutbyggingskonsepter i mulighetsstudien som er illustrert i Figur 4-2. Bokser med lik farge illustrerer at det er samme tiltak. Steg 1 er altså det samme i konsept 1, 2, 4 og 5. Steg 2 i konsept 1, 2 og 4, tilsvarer steg 1 i konsept 3. Steg 4 i konsept 1, tilsvarer steg 3 i konsept 2 og steg 2 i konsept 3 og 4. Tabell 4-2 illustrerer tiltakene i konseptene på kart.

Konsept 1

Konsept 1 innebærer en ny 420kV forbindelse mellom Rana, Nedre Røssåga og Marka, mer eller mindre i parallell med dagens transmisjonsnettledninger. I tillegg vil dagens 300kV nett bli spenningsoppgradering til 420 kV før endt levetid. Etter alle tiltakene er gjennomført vil overføringskapasiteten inn til området øke med om lag 1 100 MW, utover dagens kapasitet og de 1000 MW som er ledig i dagens og planlagt nett. Det vil også bli tilstrekkelig kapasitet internt i området, slik at konseptet legger til rette for forbruk i middelscenariet.

Uten ny kraftproduksjon vil imidlertid tilknytning av middelscenariet gi økte kraftpriser, som i

gjennomsnitt ligger over tilgrensende prisområder. Konseptet er ikke tilstrekkelig for høyscenario, uten at det også kommer en god del kraftproduksjon. Det vil imidlertid legge til rette for mer kraftproduksjon, både fordi kapasiteten til å få kraft ut av området øker, og fordi det er kapasitet i transmisjonsnettstasjonene til å håndtere mer innmating. Ny produksjon vil igjen gjøre at det er mulig å knytte til ytterligere forbruk.

Statnett vurderer også at dette konseptet vil kunne gi en nyttevirking i regionalnettet i indre strøk på Helgeland, ved at enkelte regionalnettledninger kan saneres. Størrelsen på denne nytten vurderes imidlertid ikke til å ha betydning for valg av konsept. Konsept 1 vil også legge til rette for å styrke nettkapasiteten videre nordover mot Ofoten.

Konseptet består av fire steg, som samlet vil øke kapasiteten både inn til Helgeland, og internt i området. Steg 1 innebærer å bygge ny 420 kV-ledning mellom Marka og Nedre Røssåga. I tillegg vil Marka stasjon oppgraderes. Dette vil øke overføringskapasiteten inn til Marka stasjon med ca. 600 MW. Det er der det per i dag er flest MW med tilknytningsforespørsler, hvorav Statnett regner flere som modne. Tiltaket øker imidlertid ikke kapasiteten inn til området, og tilknytning av nytt forbruk for området totalt sett vil derfor fortsatt være begrenset til 1 000 MW.

Steg 2 innebærer å spenningsoppgradere ledningen fra Nedre Røssåga til Ajaure. Dette vil øke kapasiteten inn til området med om lag 700 MW.

Tabell 4-2: Nettutbyggingkonsepter

Etter tiltak kan det derfor være mulig å knytte til totalt 1 700 MW nytt forbruk på Helgeland. Tiltaket er også sentralt for å legge til rette for ny produksjon.

Steg 3 innebærer å bygge ny 420 kV-ledning mellom Rana og Nedre Røssåga. Dette vil øke kapasiteten inn mot Rana stasjon med ca. 1300 MW, forutsatt at flimmerutfordringene i stasjonen ikke er løst.

Steg 4 innebærer forskuttering av spenningsoppgradering av ledningen mellom Nedre Røssåga til Tunnsjødal, gjennom Marka og Trofors. Tiltaket vil øke overføringskapasiteten inn til området ca. 400 MW.

Statnett fremhever at den stegvise utformingen av konseptet gjør at det kan justeres etter utviklingen i behovet. Dette vil redusere risikoen som er knyttet til usikkerheten ved realisering av nytt forbruk og ny kraftproduksjon. Steg 3 og 4 kan settes på vent, og tilpasses planene underveis.

Konsept 2

Konsept 2 innebærer en ny 420 kV forbindelse mellom Rana, Nedre Røssåga og Marka i ytre strøk og spenningsoppgradering av eksisterende 300kV-nett til 420 kV. Konseptet gir omtrent tilsvarende overføringskapasitet i transmisjonsnettet på Helgeland som konsept 1, og legger til rette for forbruk i middelsscenarioet.

En forskjell fra konsept 1, er at konsept 2 i større grad tilrettelegger for tilknytning av ny kraftproduksjon, ved at det etableres en stasjon der vindkraften kan knytte seg til på den ytre forbindelsen. I tillegg kan en ytre forbindelse også legge til rette for regionalnettstilknytning, som potensielt kan gi nytte ved at regionalnettledninger kan saneres.

Konsept 2 kan også utvikles stegvis. De to første stegene i konsept 2 er de samme som i konsept 1. I konsept 2 vil det altså også realiseres økt overføringskapasitet inn til Marka Stasjon (med ca. 600 MW), som følger av steg 1, og økt overføringskapasitet inn til området med ca. 700 MW som følger av steg 2.

Steg 3 er en ytre korridor fra Rana til Marka, via Sjonfjellet og Holandsvika. Dette steget vil gi økt kapasitet inn til Rana stasjon på ca. 1000 MW, som er noe lavere enn i konsept 1. Det vil også gi ytterligere økt kapasitet inn til Marka stasjon på ca. 400 MW.

Steg 4 innebærer å spenningsoppgradere ledningen mellom Marka og Tunnsjødal. Dette er delvis samme tiltak som steg 4 i konsept 1, men i

Konsept 1: Indre korridor og forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV



Konsept 2: Ytre korridor og forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV



Konsept 3: Forskuttet nullalternativ, spenningsoppdragering til 420 kV



Konsept 4: Steg 1 og 2 i konsept 1



Konsept 5: Steg 1 og 4 i konsept 1 og seriereaktor i Nedre Røssåga



Kilde: Statnett

konsept 2 oppgraderes ledningen fra Marka, og ikke fra Nedre Røssåga. Dette tiltaket vil gi økt overføringskapasitet inn til Marka på ca. 800 MW utover steg 3. Det vil også gi ytterligere økning i kapasitet inn til Rana med 100 MW.

Konsept 2 kan også realiseres gjennom en stegvis utvikling, som gjør det mulig å utsette steg 3 og 4 etter behov.

Konsept 3

Konsept 3 er en forskuttering av nullalternativet. Det innebærer å spenningsoppgradere forbindelsen mellom Nedre Røssåga til Ajaure og dagens ledning mellom Nedre Røssåga til Tunnsjødal via Marka. Dette tilsvarer steg 2 og 4 i konsept 1 og 2, men steg 4 kommer tidligere enn i konsept 1.

Dette konseptet vil gi økt nettkapasitet inn til Helgeland på omtrent samme nivå som konsept 1 og 2. Det vil dermed ikke være kapasiteten inn til Helgeland som begrenser muligheten for tilknytning av nytt forbruk, men kapasiteten internt i området. Statnett skriver at konseptet ikke vil gi økt nettkapasitet inn til Rana stasjon og at det ikke vil ikke gi samme økning i overføringskapasitet i Marka stasjon som konsept 1 og 2.

Konsept 4

Konsept 4 innebærer en ny 420 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Marka, og forskuttet spenningsoppgradering av ledningen mellom Nedre Røssåga og Ajaure. Dette tilsvarer steg 1 og 2 i konsept 1 og 2. Totalt gir konseptet økt kapasitet inn til område på ca. 700 MW. Konseptet vil også gi økt overføringskapasitet inn til Marka stasjon på om lag 600 MW. Det vil ikke gi økt overføringskapasitet inn til Rana stasjon. Totalt gir konseptet mulighet til å knytte til forbruk på rundt 1 700 MW på Helgeland totalt sett. Det innebærer at Statnett må avvise rundt 200 MW nytt forbruk.

Konsept 5

Konsept 5 innebærer ny ledning fra Nedre Røssåga til Marka og forskuttet spenningsoppgradering fra Nedre Røssåga til Tunnsjødal, pluss seriereaktor i Nedre Røssåga. Dette tilsvarer steg 1 og 4 i konsept 1, men med tidligere gjennomføring av steg 4.

Konseptet vil gi økt nettkapasitet inn til Helgeland på ca. 150 MW. Ved å installere seriereaktor på ledningen til Sverige, vil det gi ytterligere kapasitetsøkning på ca. 200 MW. Totalt øker dermed overføringskapasiteten inn til området med ca. 350 MW. Konseptet vil gi tilstrekkelig kapasitet i Marka stasjon til middels scenariet for forbruksvekst. Det øker imidlertid ikke kapasitet inn til Rana stasjon. Fordi begrensningen inn til

området vil være på rundt 1 350 MW, vil konseptet ikke tilrettelegge for forbruk i middels scenariet.

Andre tiltak i nettet som er vurdert

Statnett har også gjort en overordnet vurdering av andre tiltak. Det er vurdert en ny 420 kV kystforbindelse mellom Rana og Tunnsjødal. Dette vil gi muligheter for nye tilknytningspunkter langs kysten, men tiltaket vil ikke gi tilstrekkelig kapasitet inn til og internt i Helgeland.

Statnett har også vurdert ny 420 kV ledning fra Ofoten – Rana – Nedre Røssåga. Statnett vurderer at dette tiltaket ikke vil kunne øke kapasiteten inn til Helgeland og internt i område, ettersom en slik ledning vil koble sammen to underskuddsområder.

Videre er det vurdert en 800 kV-ledning eller HVDC-forbindelse nord-sør. Dette vil kreve et naturlig sted å hente overskuddskraft fra, noe som ikke finnes i dag. Tiltaket vil derfor ikke tilrettelegge for økt forbruk.

Det er også gjort en vurdering av hvorvidt tiltak i regionalnettet vil kunne dekke noe av behovene på Helgeland. Tiltak i regionalnettet vil ikke bidra til økt kapasitet inn til eller ut av området, og vil derfor ikke tilrettelegge for en stor forbruksøkning. Statnett vurderer imidlertid at enkle tiltak i regionalnettet, som temperaturoppgraderinger, vil kunne være nyttig som supplement til de nødvendige nettforsterkningstiltakene i transmisjonsnett.

4.2.2 Andre vurderte alternativer til nett

Statnett har vurdert flere alternativer til nett, som vurderes til å ikke imøtekomme behovene alene.

Statnett har vurdert mulighetene for tilknytning med særlige vilkår. Generelt vil dette kreve gode løsninger for operasjonalisering som er skalerbare, og dette er ikke på plass i dag. Det er imidlertid enkelte aktører som har meldt interesse for tilknytning med særlige vilkår, men som en midlertidig løsning til økt nettkapasitet er på plass. Dette er allerede lagt til grunn i nullalternativet.

Videre har Statnett vurdert mulighetene for ny kraftproduksjon, men på grunn av ulik brukstid, profil og reguleringsevne vil ikke ny kraftproduksjon alene bidra til å muliggjøre nytt forbruk i tilstrekkelig grad. Det vil altså være behov for nettforsterkninger til tross for ny kraftproduksjon, og nettforsterkninger vil tilrettelegge for ny kraftproduksjon. Bruk av andre energikilder og energieffektivisering vurderes heller ikke til å kunne bidra til å nå effektmålene.

4.2.3 Vår vurdering av beskrivelsen av mulighetsrommet

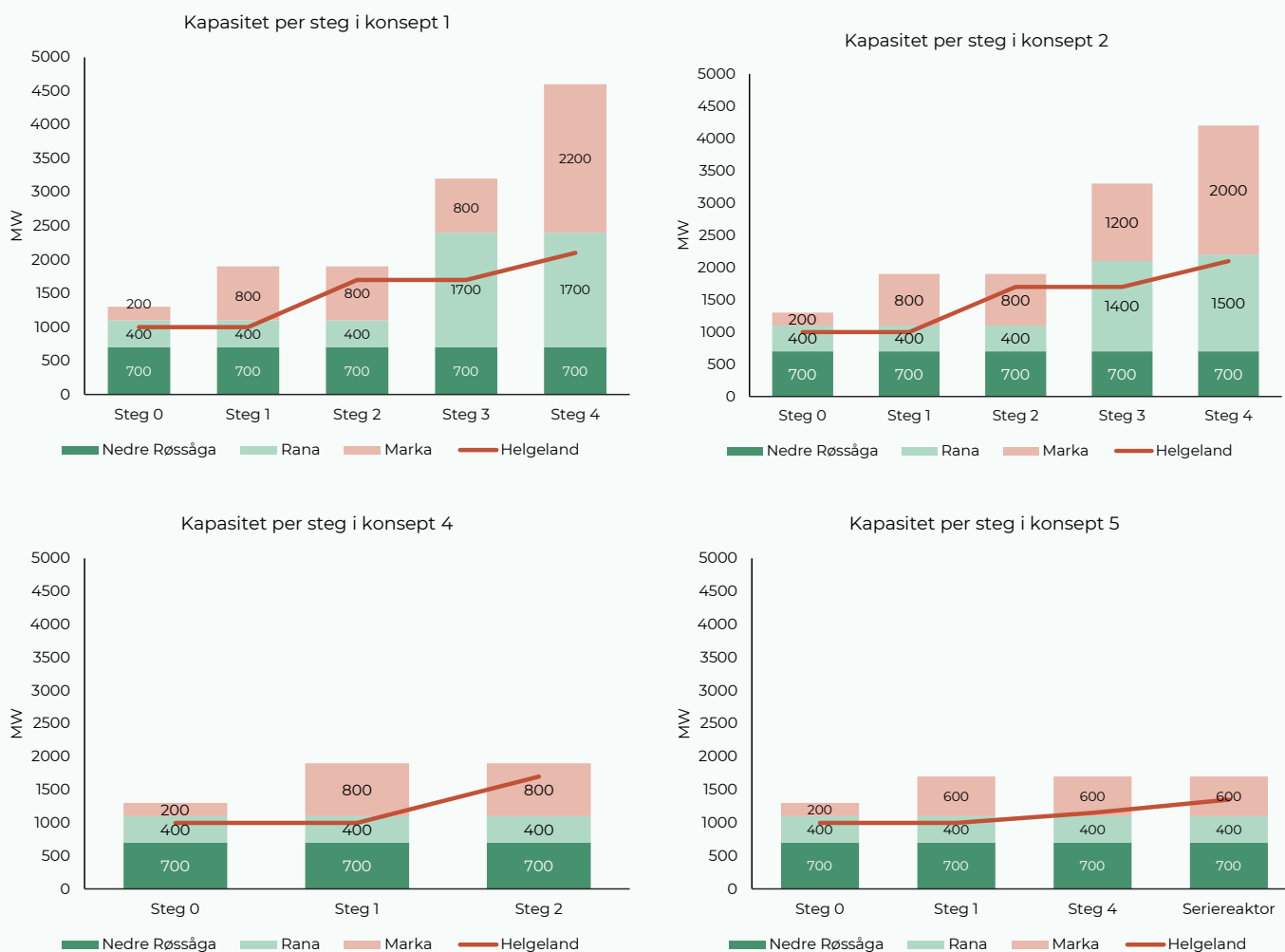
Statnett beskriver en rekke konsepter, alternative tiltak og alternativer til nett. Vi vurderer at den fulle bredden av muligheter er ivarettatt. Konseptene som er vurdert er av ulik størrelse, og bidrar i ulik grad til å nå effektmålene. Det er inkludert konsepter som består av ulike kombinasjoner av tiltak, slik at det illustreres hva mindre tiltak kan bidra til. Konseptene er også godt forankret i behovsanalysen. Vi anser det særlig som positivt at Statnett har inkludert konsepter som er alternative tiltak til Sverige-ledningen, ettersom det er usikkerhet knyttet til realisering av denne.

Vi savner imidlertid en beskrivelse av hvor mye forbruk tiltakene i konsept 3 legger til rette for internt i området. Konseptet øker kapasiteten inn til området, men gir ikke økt nettkapasitet inn til Rana

stasjon og vil gi mindre økning i overføringskapasitet i Marka stasjon sammenlignet med konsept 1 og 2. Det hadde imidlertid vært nyttig å vite hvor mye kapasitet det legger til rette for i Marka, der behovet for kapasitet fremstår som først. Konsept 3 er trolig konseptet som innebærer minst konsekvenser for areal og miljø og har lavest investeringskostnader, og det hadde derfor vært interessant å forstå hvor mye forbruk dette tilrettelegger for i Marka, sammenlignet med både konsept 1 og 2 og 4.

Videre er det ikke beskrevet hvor mye forbruk konseptene legger til rette for i Nedre Røssåga. Alle konseptene innebærer imidlertid betydelige forsterkninger inn til denne stasjonen, i form av både nye ledninger (steg 1 og 3) og spenningsoppgraderinger (steg 2 og 4).

Figur 4-3: Økt kapasitet per steg i konsept 1, 2, 4 og 5



Merknad: Det er usikkert hvor mye økt kapasitet som realiseres i Nedre Røssåga per steg, ettersom det kun fremkommer av KVV-en at det ikke vil være en begrensning inn til stasjonen i noen av scenarioene (side 33). Vi legger til grunn at transformeringskapasiteten i Nedre Røssåga er på 400 MW, og at 300 MW kan forsynes fra Nedre Røssåga og knyttes til direkte på transmisijsnettet.

Basert på tabell 4 på s. 33 i KVV-en ser det ut til at det er kapasitet i Nedre Røssåga til høyscenarioet. I vår vurdering legger vi derfor til grunn at det i praksis heller ikke er begrensninger for tilknytning av nytt forbruk i Nedre Røssåga i noen av konseptene, utover kapasiteten inn til området.

Generelt ville det gitt en god oppsummering av mulighetsstudien med en figur eller tabell som illustrerer hvor mye forbruk konseptene legger til rette for, både inn til området og inn til hver stasjon. Vår forståelse av en slik figur er Figur 4-3.

4.3 Valg av konsepter

4.3.1 To konsepter tas med videre til alternativanalysen

Statnett har gjort en vurdering av nullalternativet og de fem konseptene opp mot effektmålene. Det er vurdert hvorvidt konseptene oppfyller målene, men ikke i hvilken grad. Basert på dette vurderer Statnett at det kun er konsept 1 og 2 som oppfyller effektmålene, og som derfor tas med videre til alternativanalysen. I tillegg vurderer de at det forhold ved konsept 1 og 2 som gjør at de fremstår som åpenbart mer samfunnsøkonomisk rasjonelle enn konsept 3, 4 og 5.

Statnett forkaster at de ikke vil oppfylle tilknytningsplikten med dette konseptet. Videre skriver Statnett at konseptet vil gi lavere nytte, være mindre rasjonelt og mindre fremtidsrettet enn konsept 1 og 2. Eksempelvis påpeker de at verdien av nytt forbruk vil være vesentlig lavere på grunn av lavere kapasitet til å tilknytte forbruk.

Statnett forkaster konsept 4 fordi det ikke er tilstrekkelig for å muliggjøre effektmålet om tilknytning av 1 900 MW nytt forbruk. Statnett vil dermed ikke oppfylle tilknytningsplikten. I tillegg vurderer Statnett at konseptet fremstår mindre rasjonelt enn konsept 1 og 2. Det er noe uklart hva som er begrunnelsen for dette, men Statnett skriver at konsept 4 ikke vil gi kapasitetsøkning inn til Rana og at konseptet gir lavere kapasitet inn til området enn i konsept 1 og 2. I tillegg vil konseptet innebære større usikkerhet i gjennomføringen da det er forhold rundt ledningen til Sverige som er usikre og som Statnett ikke rår over.

Statnett forkaster konsept 5 da det ikke muliggjør forbruksøkning i henhold til middelsscenarioet. Statnett mener det dermed ikke vil oppfylle tilknytningsplikten. Konseptet fremstår som mindre rasjonelt enn konsept 1 og 2, da det innebærer vesentlig tapt markedsnytte og trolig tapt verdi av nytt forbruk, på grunn av lavere nettkapasitet og høye strømpriser i NO4.

4.3.2 Vår vurdering av valg av konsepter

Vi har merknader knyttet Statnetts valg av konseptet som skal analyseres i mulighetsstudien. Det ene er knyttet til bruk av effektmål som absolutt krav, mens det andre er knyttet til hvordan middelsscenarioet og tilknytningsplikten for dette forbruket behandles. Videre er ikke øvrig grunnlag for å forkaste konsepter godt nok begrunnet.

Effektmål skal ikke behandles om et absolutt krav

Statnett forkaster alle nettkonsept utover konsept 1 og 2, fordi konseptene ikke muliggjør tilknytning av 1900 MW nytt forbruk. Vi mener dette innebærer å behandle effektmål 1 som et absolutt krav når det vurderes hvilke konsepter som skal tas med videre til alternativanalysen. Slik Statnett presiserer under mål og rammer, skal ikke målene være absolutte, og dermed ikke brukes som en begrunnelse for å forkaste konsepter.

Eksempelvis vil konsept 4 bidra til at det kan realiseres nytt forbruk på inntil 1 700 MW. Dette er ikke langt fra effektmålet om 1 900 MW og scorer derfor høyt på delvis måloppnåelse. Det er dermed kun 200 MW som ikke kan knyttes til. Vi mener det ikke er grunnlag for å forkaste dette konseptet, når det er såpass nært å nå effektmålet, som uansett er basert på usikre forutsetninger.

Om tiltakene tilrettelegger for middelsscenarioet avhenger av lokalisering

Videre fremstår det som uklart hvor mye forbruk det er lagt til grunn i middelsscenarioet i de ulike stasjonene, og hvilken forbruksvekst Statnett legger til grunn for å forkaste alternativer. Som illustrert i Figur 4-3 og basert på tilknytningsforespørsleene til Statnett, er vår forståelse at det i middelsscenarioet er forventet lag 1 000 MW nytt forbruk i Marka, og 200 MW nytt forbruk i Rana. I behovsanalysen skriver Statnett at de på grunn av usikkerhet i lokalisering av forbruket har to varianter av middelsscenarioet, der det andre er innebærer imidlertid enten 700 MW i Marka og 500 MW i Rana. På s. 62 i mulighetsstudien fremgår det imidlertid at middelsscenarioet inkluderer tilknytning av 1900 MW i sum for Helgeland, samt 1000 MW nytt forbruk i Marka og 500 MW nytt forbruk i Rana. Det fremstår derfor uklart hvilken forbruksvekst Statnett har lagt til grunn for disse to stasjonene når de har vurdert konseptene.

Basert på middelsscenarioet, slik tilknytningsforespørsleene ser ut i dag, vil det være tilstrekkelig kapasitet til å knytte til middelsscenarioet i Rana både i nullalternativet, konsept 3, 4 og 5. Dette stemmer ikke med Statnetts oppsummering i tabell 10 på s. 61 i mulighetsstudien. Det er kun i scenarioet hvor

300 MW av tilknytningsforespørlene i Marka flyttes til Rana at det ikke er kapasitet i disse konseptene. Vi er enige i at det kan være en fordel med økt kapasitet i Rana for å ha fleksibilitet dersom lokaliseringen av forbruket endret seg, men dette er trukket frem som en fordel med konsept 1 og 2, og kan da ikke brukes som en ytterligere ulempe i de andre konseptene.

Nytte må sammenlignes med kostnader for å vurdere om konseptene er rasjonelle

Utover at konseptene ikke tilrettelegger for middels scenariet for forbruk, beskriver Statnett at konsept 3, 4 og 5 er åpenbart mindre rasjonelle enn konsept 1 og 2. Vi er enige i at konsept 1 og 2 gir best måloppnåelse og legger til rette for mest forbruk. Spesielt vil konsept 3, 4 og 5 tilrettelegge for mindre forbruk enn de andre konseptene. I tillegg vil konsept 1 og 2 innebære nyttevirkning gjennom stegvis utvikling og fleksibiliteten til å tilpasse dersom det kommer ytterligere økt forbruk og produksjon. Uten en konkret sammenligning med hva investeringskostnadene og andre fordeler og ulemper for konseptene er, er det imidlertid vanskelig å fastslå om de er mer eller mindre rasjonelle.

For å kunne vurdere om det er riktig at Statnett å forkaste konsept 3, 4 og 5 i mulighetsstudien har vi gjennomført en overordnet samfunnsøkonomisk sammenligning av disse konseptene mot konsept 1 og 2.

Investeringskostnadene for konsept 3 er vesentlig mindre enn konsept 1 og 2, da det kun innebærer spenningsoppgradering, og ikke nye ledninger. Differansen ser ut til å være på 2,5 – 4 milliarder kroner. I tillegg vil reinvesteringskostnadene i praksis bli null. Videre vil det bli mindre ulemper for areal og miljø når det ikke bygges ny ledning. Statnett mener det vil være irrasjonelt å sanere en 300 kV ledning før endt levetid, som kan bedre forsynings sikkerheten i Marka. Ulempen for areal og miljø er lavere når man bygger en ny ledning i parallell med eksisterende, men den er trolig ikke ubetydelig. Sanering av eksisterende ledning har derfor også en nyttevirkning for areal og miljø som må sammenlignes med den økte forsynings sikkerheten og andre fordeler ved en ny ledning, for å kunne vurdere om det er samfunnsmessig rasjonelt. Statnett har imidlertid ikke konkretisert hva den økte forsynings sikkerheten innebærer, eller hvor mye forbruk tiltaket legger til rette for i Marka. Basert på tabell 10 på s. 61 i KVVU-en ser det ut til at konseptet gir mindre enn 800 MW økt kapasitet, da det ikke tilrettelegger for middels scenariet i Marka. Da vi ikke vet hvor langt unna konseptet er å nå middels scenariet, er vi likevel usikre på om

konseptet er forkastet på riktig grunnlag. Vi er enige i at konsept 1 og 2 vil ha mer fleksibilitet til å håndtere en høyere forbruksvekst samt tar høyde for usikkerhet i hvor det nye forbruket vil etableres. Fordelene ved dette burde imidlertid blitt sammenlignet med differansen i kostnader og ulemper for areal og miljø i alternativanalysen.

Konsept 4 har også vesentlig lavere investeringskostnader enn konsept 1 og 2. Her er differansen på 4 - 5 milliarder kroner, men konsept 4 innebærer også en del investeringskostnader. Konseptet legger til rette for 1 700 MW nytt forbruk, noe som er svært nær middels scenariet. Det er derfor ikke åpenbart for oss at dette konseptet er mindre samfunnsøkonomisk rasjonelt sammenlignet med konsept 1 og 2. Vi mener fordelene og ulempene ved å ikke knytte til dette forbruket burde vært inkludert i alternativanalysen. Der kan man også vurdere konsekvensene av å tilknytte dette forbruket på vilkår, samt vurdere verdien av økt fleksibilitet i konsept 1 og 2.

Konsept 5 har investeringskostnader opp mot 6 milliarder kroner, og er dermed det dyreste av konseptene som er forkastet. Det legger også til rette for en god del mindre forbruk, 1 350 MW som tilsvarer lav scenariet. Når konsept 4 legger til rette for mer forbruk til en lavere investering, fremstår det som riktig av konsept 5 ikke tas videre til alternativanalysen.





Basert på informasjonen i KVVU-en er vår vurdering at Statnett burde tatt med konsept 3 og 4 videre til alternativanalysen. Ved å ta med disse konseptene vil man i alternativanalysen i større grad kunne få frem den økte nytten av full måloppnåelse og fleksibiliteten konsept 1 og 2 innebærer. I tillegg kan dette vurderes mot potensielt lavere kostnader. Det ville også gitt flere konseptuelt ulike konsepter å sammenligne. I utgangspunktet er forkasting av konsepter på feil grunnlag noe som kan påvirke i hvilken grad vi stiller oss bak Statnetts anbefaling. I dette tilfellet ser vi imidlertid at tilknytningsplikten veier tungt i valget av hvilke konsept man går videre med. Vi mener derfor det ikke påvirker konklusjonen. Vi tar likevel med konsept 4 med i vår alternativanalyse, da vi har tilstrekkelig informasjon til å vurdere dette konseptet mot nullalternativet, konsept 1 og 2.

5. Alternativanalysen

I henhold til veilederen skal alternativanalysen analysere og rangere nullalternativet og minimum to andre konsepter, i en samfunnsøkonomisk analyse og usikkerhetsvurdering. Både prissatte og ikke-prissatte virkninger skal inngå i analysen. Kravene til ekstern kvalitetssikrer er som følger:

1. Vurdere hvorvidt de oppgitte alternativene vil bidra til å realisere målene og oppfylle kravene. Vurdere om det er gjennomført en god samfunnsøkonomisk analyse, med vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger, i tråd med gjeldende metode og teori
2. Vurdere om usikkerhetsanalysen på en tilstrekkelig måte belyser usikkerheten i det prosjektutløsende behovet og andre faktorer som har betydning for alternativvurderingen. Forutsetningene som ligger til grunn for kraftsystemmodellkjøringer skal vurderes.
3. Vurdere hvorvidt økt informasjonstilgang på senere tidspunkt kan påvirke rangeringen mellom alternativene
4. Veie de ulike konseptene mot hverandre og gjøre eventuelle tilleggsanalyser av alternativene. På bakgrunn av dette skal kvalitetssikrer fremme en anbefaling om hvilke konsept nettselskapet bør gå videre med.

Tabell 5-1: Samlet vurdering av alternativanalysen

Krav fra veileder	Vår vurdering
Vurdere hvorvidt de oppgitte alternativene vil bidra til å realisere målene og oppfylle kravene. Vurdere om det er gjennomført en god samfunnsøkonomisk analyse, med vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger, i tråd med gjeldende metode og teori	 <p>Alternativene som er vurdert vil bidra til å realisere målene og oppfyller kravene som er satt. Ref. vår vurdering i mulighetsstudien, mener vi imidlertid at flere konsept kunne vært inkludert i alternativanalysen. Analysen er dels gjort i tråd med gjeldende metode og teori, men analysen har også metodiske svakheter. Etter vår vurdering er de største svakhetene knyttet til hvordan Statnett vurderer markedsnytt, samt at ny kraftproduksjon ikke er inkludert som en virkning. Videre ville det styrket analysen dersom flere virkninger ble prissatt.</p>
Vurdere om usikkerhetsanalysen på en tilstrekkelig måte belyser usikkerheten i det prosjektutløsende behovet og andre faktorer som har betydning for alternativvurderingen. Forutsetningene som ligger til grunn for kraftsystemmodellkjøringer skal vurderes.	 <p>Den største usikkerheten i prosjektet er det prosjektutløsende behovet, verdien av nytt forbruk. Det er i liten grad belyst hvordan usikkerheten i det prosjektutløsende behovet og de prissatte og ikke-prissatte virkningene kan påvirke lønnsomheten til hvert konsept sammenlignet med nullalternativet. Usikkerhetsanalysen ville gitt mer informasjon dersom konsept 4 var inkludert i analysen.</p>
Vurdere hvorvidt økt informasjonstilgang på senere tidspunkt kan påvirke rangeringen mellom alternativene	 <p>Statnett har en god beskrivelse av hvordan konseptene kan tilpasses dersom det fremkommer mer informasjon om forventet forbruk. Vi vil påpeke at verdien av realopsjonen knyttet til stegvis utbygging, som foreligger i begge prosjekter, forutsetter at det faktisk er en reell mulighet til å redusere omfanget av prosjektet. Dette innebærer at det i forprosjektfasen må være tydelige kontrollmekanismer som muliggjør at man stopper utbyggingen av enkelte steg, når mer informasjon om forbruksplanene foreligger.</p>
Veie de ulike konseptene mot hverandre og gjøre eventuelle tilleggsanalyser av alternativene. På bakgrunn av dette skal kvalitetssikrer fremme en anbefaling om hvilke konsept nettselskapet bør gå videre med.	 <p>Vi støtter Statnett i å ta utgangspunkt i konsept 1 for en stegvis nettutvikling på Helgeland. Nettutviklingen må skje i tett sammenheng til forbruksutviklingen på Helgeland. Å starte planlegging og gjennomføring av alle fire stegene på nåværende tidspunkt, synes ikke å være samfunnsøkonomisk lønnsomt, men på grunn av tilknytningsplikten kan det likevel være nødvendig. Steg 1 og 2 (konsept 4) synes etter vår vurdering å være samfunnsøkonomisk lønnsomt, og vi støtter Statnett i videre planlegging av disse stegene.</p>

5.1 Vurdering av samfunnsøkonomisk analyse

Hensikten med alternativanalysen er å synliggjøre samfunnets nytte og kostnader ved hvert enkelt konsept. I henhold til Energidepartementet sin veileder for konseptvalgutredninger og eksternt kvalitetssikring av store kraftledningsaker, skal alternativanalysen være basert på Finansdepartementets gjeldende veileder i samfunnsøkonomiske analyser. Videre skal analysen basere seg på omtale av metodikk, gjeldende teori om samfunnsøkonomisk analyse, anbefalinger og veiledere fra energimyndighetene som er relevante for samfunnsøkonomiske analyser av nettinvesteringer og kriterier angitt i kapittel 6 i Nettmeldingen. Eventuelle avvik fra anbefalinger og veiledere skal begrunnes (Olje- og energidepartementet, 2013).

I alternativanalysen har Statnett, i tillegg til nullalternativet, utredet to konsepter som ble tatt med videre fra mulighetsstudien: Konsept 1 (indre korridor) og konsept 2 (ytre korridor).

Statnett har utredet følgende prissatte virkninger:

- Investeringskostnader
- Reinvesteringskostnader
- Økte drifts- og vedlikeholdskostnader
- Restverdi

Og følgende ikke-prissatte virkninger:

- Natur og miljø (oftest omtalt som Areal og miljø i KVVU-en)
- Verdi av nytt forbruk
- Markedsnytte
- Realopsjoner

Figur 5-1 presenterer Statnetts oppsummering av den samfunnsøkonomiske analysen.

Hvorvidt det er riktige konsepter som tas med til alternativanalysen, har vi drøftet i kapittel 4.4, og i kapittel 4.2 har vi vurdert nullalternativet. I dette kapittelet retter vi derfor fokus mot metode og forutsetninger som ligger til grunn for den samfunnsøkonomiske analysen, samt hvordan Statnett har vurdert prissatte og ikke-prissatte virkninger i analysen.

Figur 5-1: Oppsummering av prissatte og ikke-prissatte virkninger.

Utarbeidet: aug, 2024	Nullalternativet	Konsept 1	Konsept 2
[Nåverdi 2024-MNOK]		Indre korridor	Ytre korridor
Prissatte virkninger			
Investeringskostnader		-2 820	-4 010
Re-investeringskostnader Statnett	-2 200	-2 690	-2 400
Økte drifts- og vedlikeholdskostnader		-120	-120
Økt restverdi	840	930	1 100
Sum prissatte virkninger	-1 360	-4 700	-5 430
<i>Differanse til nullalternativet</i>	0	-3 340	-4 070
Ikke-prissatte virkninger *			
Natur- og miljø	0	Liten (-)	Middels (-)
Verdi av nytt forbruk	0	Middels (+)	Middels (+)
Markedsnytte	0	Stor (+)	Stor (+)
Realopsjoner	0	Middels (+)	Liten (+)
Andre beslutningsrelevante forhold			
KVVUen er utløst av tilknytningsplikten som nullalternativet ikke vil oppfylle. Etter gjennomførte tiltak vil vi være nærmere målsettet som ble skissert i <i>Områdeplanen Helgeland og Salten (2023)</i> . Utbyggingsalternativene følger Statnett sin strategi om å oppgradere transmisijsnett til 420 kV. Begge konseptene vil tilrettelegge ny produksjon samt videre nettutvikling i området og tilgrensende områder.			
Vurdering av usikkerhet			
Konsept 2 har høyere usikkerhet i investeringskostnader enn konsept 1 grunnet traselengde og antall forventede fjordspenn. Usikkerheten i natur- og miljøkonsekvenser er også noe større for konsept 2 ettersom det i større grad bygges i nytt terreng. Markedsnytt og verdien av nytt forbruk forutsetter at store mengder nytt forbruk etableres som angitt i middelsscenarioet.			
Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet	3	1	2
* Skala er 0-liten-middels-stor, med (+) eller (-) retning. Ikke-verdsatt indikerer kun retning, størrelse er ikke vurdert.			

Kilde: KVVU Helgeland (Statnett, 2024)

5.1.1 Metode og sentrale forutsetninger

Tabell 5-2 oppsummerer de mest sentrale forutsetningene som ligger til grunn i Statnetts samfunnsøkonomiske analyse.

De ikke-prissatte nytte- og kostnadsvirkningene er vurdert basert på skalaen 0-liten-middels-stor. Positive virkninger benevnes med (+), mens negative virkninger benevnes med (-). For å komme frem til de ikke-prissatte virkningene, har Statnett benyttet seg av DFØ sin verdimatrisemetode. Verdimatrisemetoden innebærer å vurdere *omfang* og *verdi* av hver virkning (DFØ, 2023).

Vår vurdering av metode og forutsetninger

Statnett bruker en diskonteringsrente på 4 prosent i hele analyseperioden. Dette er i tråd med Finansdepartementets rundskriv R-109/21 og DFØs veileder i samfunnsøkonomiske analyser (DFØ, 2023; Finansdepartementet, 2021).

I henhold til NVE sin veileder i samfunnsøkonomiske analyser, anbefales det at analyseperioden settes til 40 år *utover* tiden som går med til planlegging og gjennomføring (NVE, 2024). Statnett har inkludert planlegging og gjennomføring i sin analyseperiode, og analyseperioden er derfor kortere enn det som er anbefalt fra NVE. Statnett begrunner valget med at dette er tidligere praksis hos dem og at de ønsker konsistens mellom sine analyser. I tillegg vurderer Statnett at det ikke er hensiktsmessig å forlenge analyseperioden ettersom det ikke påløper store virkninger i årene etter analyseperiodens slutt.

Vår vurdering er at Statnetts fremgangsmåte medfører at virkningene av konseptene beregnes over for få år. I tillegg vil Statnett sin fremgangsmåte medføre at restverdiene av investeringene er større enn det ville vært dersom NVE sin fremgangsmåte ble benyttet. Samlet sett medfører dette at kostnadene ved konseptene blir underestimert. Ettersom det er virkninger som kommer langt frem i tid, har endring i analyseperioden imidlertid begrenset betydning for resultatet. Vi legger likevel til grunn en oppdatert analyseperiode når vi gjennomfører våre egne analyser i kapittel 5.4.1. Vi anbefaler også at Statnett endrer egen praksis i henhold til førende veiledere fra NVE og finansdepartementet.

Statnett har benyttet verdimatrisemetoden som anbefales i veiledere til DFØ og NVE. Derimot fremstår metoden Statnett har brukt for å vurdere *omfang* og *verdi* av enkelte ikke-prissatte virkninger som lite transparent. Statnett spesifiserer for hver ikke-prissatt virkning hvilket omfang og hvilken verdi de vurderer virkningen til å ha for

Tabell 5-2: Sentrale metodeforutsetninger i den samfunnsøkonomiske analysen

Forutsetning	Verdi
Diskonteringsrente	4 prosent
Analyseperiode	40 år
Nåverditidspunkt	2024
Startår analyseperiode	2024
Planleggingsfase	5 år
Byggetid, stasjon	3 år
Byggetid, ledninger	25 km/år

Kilde: KVU Helgeland (Statnett, 2024)

hvert konsept sammenlignet med nullalternativet. Derimot er det noe utydelig hvordan Statnett kommer frem til *omfang* og *verdi* av hver virkning. Våre vurderinger rundt metoden for å verdsette omfang og verdi drøftes mer detaljert under vår vurdering av de prissatte virkningene i kapittel 5.1.4.5.1.5

5.1.2 Prissatte virkninger

I henhold til Energidepartementets veileder skal prissatte virkninger være basert på forventningsverdier. Prissatte kostnader og nytte ved hvert konsept skal diskonteres ned til et felles referansetidspunkt. Dette for å kunne systematisk vurdere de ulike konseptene opp mot hverandre.

Statnett har verdsatt fire virkninger, herunder investeringskostnader, reinvesteringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader og restverdi.

Investerings- og reinvesteringskostnader

Statnett har beregnet investerings- og reinvesteringskostnader for alle konseptene, inkludert nullalternativet. Investeringskostnader innebærer kostnader knyttet til *ny* infrastruktur i transmisjonsnett, mens reinvesteringskostnadene innebærer planlegging- og gjennomføringskostnader ved utskiftning eller oppgradering av *eksisterende* infrastruktur.

Investerings- og reinvesteringskostnadene deles inn i to kostnadsposter; (i) stasjoner og (ii) ledninger. Kostnader knyttet til stasjoner varierer avhengig av størrelsen på stasjonen (liten, medium, stor), mens

kostnader for ledninger varierer avhengig av lengden på ledningen (antall kilometer).

For kostnadsestimeringen har Statnett brukt sin egen estimeringsmodell, *Basisestimert estimatklasse 5*. Statnett har i møter forklart at modellen er basert på erfaringstall fra gjennomførte prosjekter og priser fra nylig inngåtte kontrakter. Modellen er oppdatert vår/sommer 2024. For ledningsstrekninger har Statnett lagt til grunn en gjennomsnittlig kilometerkostnad på 13 millioner kroner, som inkluderer alle kostnader ved ledningsbygging (materieell, montasje, planlegging og prosjektering). For stasjonene har Statnett lagt til grunn ulike kostnader avhengig av størrelsen på stasjonen (liten, medium, stor), og om det investeres i en ny stasjon eller om stasjonen oppgraderes.

For stasjonene Kolsvik, Tunnsjødal og Trofors er det foreløpig uavklart hva som vil være hensiktsmessig løsning når dagens 300kV-ledning fra Marka til Tunnsjødal skal reinvesteres. Statnett vil gjøre nærmere analyser av dette i etterkant av KVVU-arbeidet. For å belyse at det vil påløpe noen kostnader knyttet til disse stasjonene har Statnett lagt til grunn en stasjon (medium) i alle konsepter, inkludert i nullalternativet.

Samlet sett er investeringskostnadene lavest i nullalternativet i Statnett sin analyse, etterfulgt av konsept 1. Konsept 2 har de største investeringskostnadene. Dette følger av at konsept 2 inkluderer investeringskostnader for én ekstra transformatorstasjon på Sjonfjellet. I tillegg vil ledningen som bygges i en ytre korridor fra Rana til Marka være lengre sammenlignet med ledningen som går i en indre korridor fra Rana til Marka i konsept 1.

Økte drifts- og vedlikeholdskostnader

Statnett beskriver drift- og vedlikeholdskostnadene vil øke ved utbygging av transmisjonsnett, som følge av at man får en større anleggsmasse å håndtere. Det er derfor ingen driftskostnader som påløper i nullalternativet, som følge av at konseptet ikke innebærer at anleggsmassen øker. Omfanget av økte drifts- og vedlikeholdskostnadene varierer på tvers av type stasjon som inngår i hvert konsept og antall kilometer ledning.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene utgjør en liten andel av konseptenes totale kostnader, og det er

² I nullalternativet er restverdien beregnet feil for Marka stasjon og Namsskogan/Kolsvik/Trofors stasjon. I konsept 1 og 2 mangler kostnader knyttet til reinvestering i radial ut til Kolsvik. Videre har det for drifts- og vedlikeholdskostnader i på ledningsstrekken fra Nedre Røssåga til Marka, blitt lagt til grunn en for lang kilometerstrekning. I konsept 2 mangler kostnader knyttet til fjordspenn ved Sjonfjellet. I

også en liten forskjell mellom konseptene. Konsept 2 har større drift- og vedlikeholdskostnader enn konsept 1, ettersom konseptet innebærer økte driftskostnader knyttet til én ekstra stasjon på Sjonfjellet og en lengre ledning i ytre korridor fra Rana til Marka.

Økt restverdi

Ifølge NVE sin veileder for samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak, skal det beregnes en restverdi for investerings- og reinvesteringer dersom analyseperioden er kortere en tiltakets levetid (NVE, 2024). Statnett har forutsatt at ledninger har en levetid på 80 år, mens stasjoner har en levetid på 55 år. Siden Statnett har satt analyseperioden til 40 år fra i år, vil tiltakenes levetid medføre en restverdi ved investeringer eller reinvesteringer i anleggsmassen.

Statnett har beregnet restverdier av hver investering/reinvestering ved endt analyseperiode ved å bruke lineær avskrivning. Statnett har kun beregnet restverdier for større kostnads-komponenter som stasjoner og ledninger, men ikke for andre komponenter som bryterfelt.

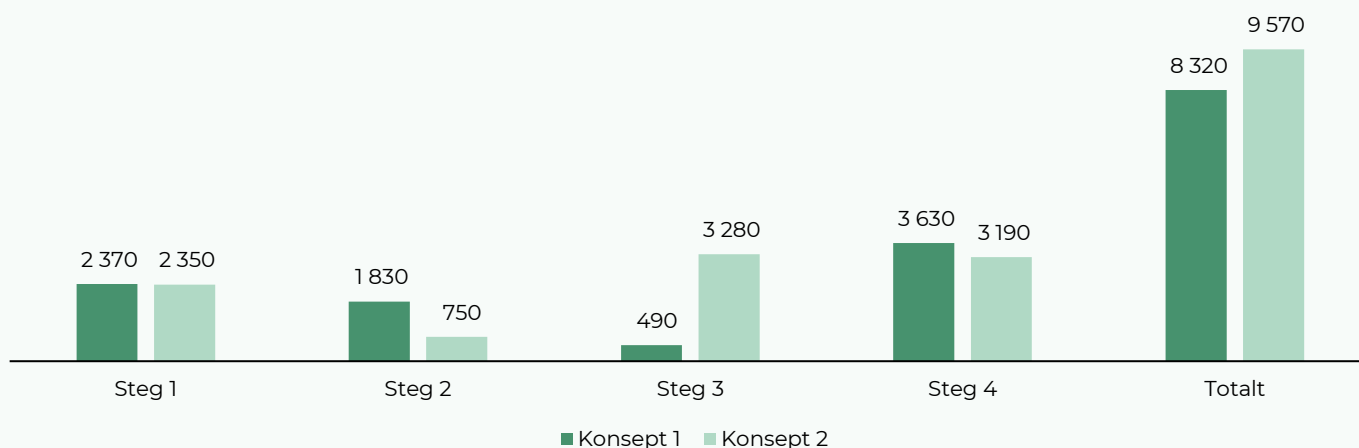
5.1.3 Vår vurdering av prissatte virkninger

De prissatte virkningene i Statnetts analyse er både relevante og fremstår som de viktigste for å skille konseptene fra hverandre.

Vi har fått oversendt underlagsmaterialet med forutsetninger og beregninger for hvert konsept som inkluderes i alternativanalysen til Statnett. Med utgangspunkt i forutsetningene for hver kostnads-post, har vi gjenskapet beregningene av de prissatte virkningene i egne regneark. Vi har identifisert noen mindre feilberegninger i regnearket, blant annet feil i beregning av restverdi og av enkelte kostnadsposter.² Dette medfører isolert sett at kostnadene i nullalternativet reduseres med 40 millioner kroner i netto nåverdi, øker med 30 millioner kroner i netto nåverdi i konsept 1 og med 140 millioner kroner i netto nåverdi i konsept 2. Dette har ikke vesentlig utslag for rangering av konseptene. Oppdaterte prissatte virkninger etter justeringer i kostnadsposter, restverdi og analyseperiode er presentert i vår analyse av konseptene i Tabell 5-4.

tillegg er det lagt til grunn feil enhetsverdi for Tunnsjødal felt, og der er en formelfeil i beregning av driftskostnader for ny ledning mellom Marka og Rana. For restverdi så har vi også justert det slik at restverdien løper fra første året som investeringen er i drift, mens Statnett har beregnet restverdi fra siste investeringsår.

Investeringskostnad per steg i konsepter



Kilde: KVV Helgeland og Oslo Economics. Alle verdier er oppgitt i millioner 2024-kroner. Alle tall er rundet av til nærmeste tiende million. Investeringskostnader innebærer kostnader knyttet til ny infrastruktur i transmisjonsnettet, mens reinvesteringskostnadene innebærer planlegging- og gjennomføringskostnader ved utskiftning eller oppgradering av eksisterende infrastruktur. Obs! Vi har justert enkelte kostnadsposter i Statnetts analyse. Se fotnote på side 31 i vår rapport for mer informasjon om hvilke kostnadsposter vi har justert på.

I tillegg til justeringer i enkelte av de prissatte virkningene, har vi noen bemerkninger til Statnett sine vurderinger rundt de prissatte virkningene.

Blant annet ville det vært enklere for beslutningstaker å vurdere lønnsomheten av konseptene dersom Statnett hadde prissatt virkninger som synliggjør nytten av å gjennomføre tiltak i nettet. For eksempel kunne prissetting av *markedsnytte* ha medført at de negative nåverdiene i konseptene ville ha blitt lavere sammenlignet med nullalternativet, og det ville vært lettere å sammenligne færre ikke-prissatte virkninger mot nåverdien. Eventuell prissetting av markedsnytte drøftes i kapittel 5.1.3.

I tillegg kunne det vært relevant å inkludere *avbruddskostnader* og *overføringstap* i analysen. I nullalternativet er det lagt til grunn tilknytning på særlige vilkår i Marka og Rana, noe som kan tilsa at nullalternativet innebærer noen avbruddskostnader. Statnett skriver imidlertid at estimerte avbruddskostnader ved nullalternativet og øvrige konsepter vil gi svært lave forventningsverdier, og derfor ikke vil påvirke lønnsomheten til konseptene. Dersom konsept 4 hadde blitt inkludert i alternativanalysen, kunne avbruddskostnader ved å knytte til 200 MW på særlige vilkår vært interessant beslutningsinformasjon, for å belyse ulemper ved konsept 4 sammenlignet med konsept 1 og 2.

Videre har Statnett ikke inkludert overføringstap som en prissatt virkning fordi netto-effektene for overføringstapet er usikre. Statnett forklarer at

overføringstapet i konseptene kan reduseres ved at kapasiteten i ledningsnettet økes, men samtidig vil overføringstapet kunne øke som følge av økt forbruk som medfører økt belastning på ledningene. Statnett vurderer at overføringstapet trolig vil redusere den negative differansen mellom nullalternativet og konseptene, men at dette ikke vil påvirke rangering av konseptene, ettersom det vil slå likt ut i konseptene. Vi mener likevel det ville vært relevant å inkludere virkninger som påvirker lønnsomheten til konseptene.

Vi savner også en tydeligere fremstilling av hva de nominelle investeringskostnadene til konseptene er, f.eks. med en tabell eller figur. Videre opplever vi også at å dele investeringskostnader og fremskyndede reinvesteringskostnader underkommunerer hva konseptene vil koste. Figur 5-2 viser de nominelle investeringskostnadene, inkludert forskutterte reinvesteringskostnader, fordelt på hvert steg i konsept 1 og 2. Vi bemerker at vi i figuren har justert på enkelte kostnadsposter og på analyseperioden i Statnetts analyse jfr. Endringer vi har gjort i vår samfunnsøkonomiske analyse, omtalt i kapittel 5.4.1.

5.1.4 Ikke-prissatte virkninger

I henhold til Energidepartementets veileder skal virkninger som er utfordrende å tallfeste, inkluderes i den samfunnsøkonomiske analysen (Olje- og energidepartementet, 2013). Videre skal det benyttes samme kriterier for alle konsepter, slik at konseptene kan sammenlignes.

Statnett har vurdert totalt fire ikke-prissatte virkninger, herunder areal og miljø, verdi av nytt forbruk, markedsnytte og realopsjoner.

Markedsnytte (reduerte flaskehals)

Statnett forklarer virkningen markedsnytte som at mer kapasitet i nettet vil redusere omfanget av flaskehals. Flaskehals medfører et samfunnsøkonomisk tap som følge av at kraftsystemet i mindre grad blir effektivt utnyttet. Verdien av markedsnytt vil avgjøres av endringene i prisforskjellene mellom to områder, samt endring i volumet (MWh) som overføres mellom områdene (NVE, 2024).

Det er ledningen fra Nedre Røssåga til Ajaure som bidrar til de største flaskehalskostnadene i dagens nett. Statnett konkluderer med at en spenningsoppgradering av denne ledningen vil realisere den største markedsnytt, og vil bidra til reduserte prisforskjeller mellom prisområdene NO4 og SE1, og NO3 og SE2.

I tillegg påpeker Statnett at man vil få noe økt markedsnytte ved å oppgradere forbindelsen fra Rana og videre sørover mot Midt-Norge, men at denne effekten vil være liten.

Statnett vurderer markedsnytt til å være *stor positiv*, hvor både omfanget og verdien er vurdert som stor. Vurderingene er like for begge konseptene, ettersom begge innebærer spenningsoppgradering av Nedre Røssåga – Ajaure.

Verdi av nytt forbruk

Statnett skriver at de per i dag har lite konkret informasjon om den samfunnsøkonomiske verdien av forventet forbruk, og virkningen er derfor vurdert som ikke-prissatt.

Statnett legger til grunn at bedriftene som etablerer seg forventer positiv avkastning på sine investeringer. Det trekkes frem at det er utfordrende å anslå lønnsomheten av alternativ ressursbruk, og dermed også utfordrende å konkludere på det samfunnsøkonomiske bidraget. Statnett legger til grunn at verdiskapingen i samfunnet vil øke relativt til alternativ ressursanvendelse, og viser til tilknytningsforespørsler fra ny industri og oppdrett, som antas å ha høy avkastning. Derfor er verdi vurdert til middels.

For omfang har Statnett lagt til grunn økningen i forbruk i middels scenariet som kan knyttes til i konseptene, sammenlignet med nullalternativet. Dette innebærer at 900 MW nytt forbruk kan knyttes til nettet i både konsept 1 og 2. Statnett anslår at dette tilsvarer et middels omfang.

Totalt vurderer derfor Statnett at nytt forbruk i konsept 1 og 2 vil ha en middels positiv virkning, sammenlignet med i nullalternativet.

Areal og miljø

Til å vurdere hvilke areal- og miljøvirkninger som følger av hvert konsept, har Statnett vurdert hvordan ulike økosystemtjenester blir påvirket som følge av nettiltakene. Økosystemtjenestene som blir vurdert er: estetiske verdier, rekreasjon og friluftsliv, natur og biodiversitet og kulturminner og kulturlandskap.

I all hovedsak er det antall kilometer og mengde uberørt natur som berøres av nettiltakene som påvirker *omfanget* på denne ikke-prissatte virkningen. Statnett vurderer at *omfanget* av berørte i konsept 1 er liten/middels negativ og at *verdien* av inngrepene er liten. Dette som følge av at det er færre antall kilometer ledning som skal bygges i konsept 1 sammenlignet med i konsept 2, og at det i all hovedsak bygges ledninger som går i parallell med allerede eksisterende ledninger.

Til sammenligning vurderer Statnett at konsept 2 vil ha flere kilometer ledning sammenlignet med konsept 1, og at den ytre korridoren vil ha stor landskapspåvirkning, ettersom det innebærer traséer ut mot kysten, samt nytt fjordspenn. Konseptet berører dermed i større grad uberørt natur enn både nullalternativet og konsept 1, og basert på dette vurderer Statnett at *omfanget* av berørte i konseptet er middels negativt og at *verdien* er middels.

Samlet sett vurderer Statnett at konsept 1 vil ha en liten negativ virkning på areal og miljø sammenlignet med nullalternativet, mens konsept 2 vil ha en middels negativ. Det er konsekvensene for de estetiske verdiene som er utslagsgivende for at konsept 2 har størst konsekvens for areal og miljø.

Reindrift er trukket frem som en økosystemtjeneste som blir påvirket, men det er foreløpig ikke gjort noen kvalitativ vurdering av konsekvensene for reindrift. Statnett presiserer at dette blir viktige vurderinger i den videre planleggingen.

Realopsjoner

Statnett har inkludert verdien av realopsjoner som en ikke-prissatt virkning. Mer informasjon om Statnetts analyse og våre vurderinger av dette er gitt i kapittel 5.3.

Andre virkninger

Statnett drøfter også andre virkninger i KVV-en, som forsyningssikkerhet, sparte regional kostnader og nyttevirkinger for regionalnettet, og kostnader

ved tapt produksjon knyttet til radial fra Rana til Sjonfjellet i konsept 1. Disse er derimot ikke inkludert i den samfunnsøkonomiske analysen.

5.1.5 Vår vurdering av ikke-prissatte virkninger

De ikke-prissatte virkningene som Statnett har inkludert fremstår som relevante for å vurdere lønnsomheten av konseptene opp mot nullalternativet.

Markedsnytte

Statnett har tillagt markedsnytte stor positiv virkning i konsept 1 og 2, sammenlignet med nullalternativet. Forskjellene i prisforskjellene i ulike scenarier er avgjørende for hvordan Statnett vurderer markedsnyten.

I vurderingen av markedsnytte fremstår det ikke som at Statnett vurderer virkningen opp mot nullalternativet. For å illustrere verdien av markedsnytte, sammenligner Statnett én situasjon hvor det *ikke gjøres* spenningsoppgradering av Nedre Røssåga – Ajaure, med én situasjon hvor det *gjøres* spenningsoppgradering. I begge situasjonene legger Statnett til grunn at middels-scenariet er tilknyttet. Slik vi forstår det representerer ikke dette nullalternativet. I nullalternativet blir ikke middelsscenarioet tilknyttet (1900 MW nytt forbruk) – det er kun 1000 MW som blir tilknyttet i nullalternativet. Sammenligningene Statnett gjør synes derfor ikke å være riktige.

Ettersom prisforskjellene mellom områdene er relevante for å drøfte verdien av markedsnyten, har vi samlet ulike scenarier av prisforskjeller som vises i

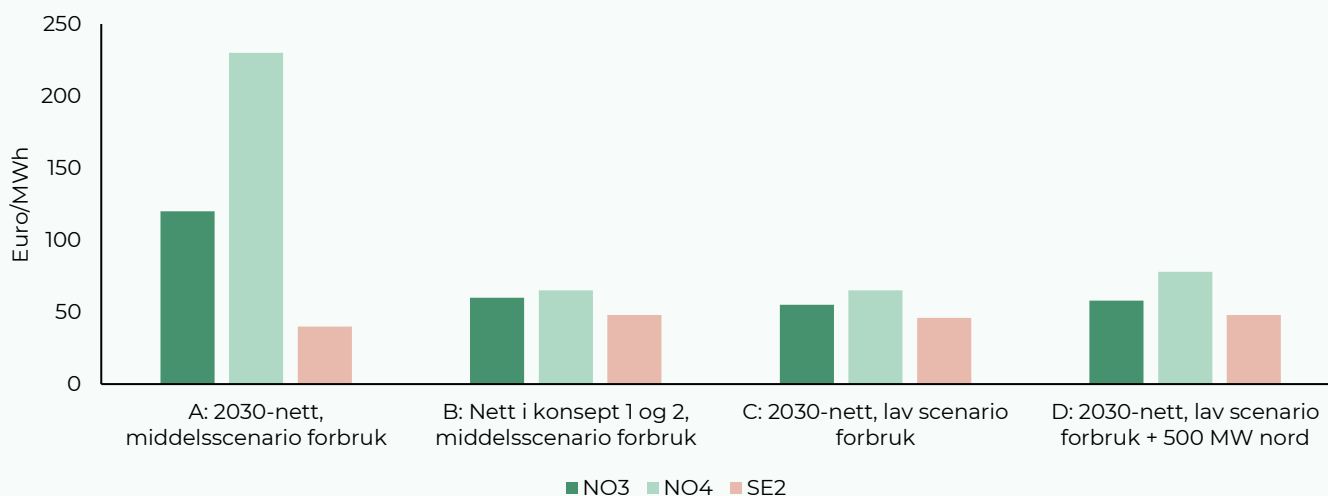
KVU-en i Figur 5-3. Figuren viser prisforskjeller gitt ulike scenarier av forbruk og nettutvikling.

KVU-en gir inntrykk av at scenario A i figuren utgjør sammenligningsgrunnlaget (nullalternativet) for vurdering av markedsnytte. I et slikt scenario er prisforskjellene veldig høye, og sammenlignet med scenario B synes markedsnyten åpenbart å være stor. Problemstillingene er drøftet med Statnett, hvor Statnett presiserer at det ikke er disse to scenariene som er grunnlaget for vurderingen av markedsnyten. For å unngå misforståelser vil vi oppfordre Statnett til å presisere dette tydeligere.

Statnett har presisert at deres hovedbudskap når det gjelder markedsnytte, er at nytten av å oppgradere ledningen til Sverige vil være betydelig hvis forbruksveksten kommer. Utfordringen i denne beslutningssituasjonen er at spenningsoppgraderingen er en forutsetning for at forbruket kan knyttes til. Etter vår forståelse synes derfor scenario C eller D å være mer representativt for nullalternativet. I nullalternativet vil riktignok forbruket være noe lavere (1000 MW i stedet for 1300 MW), og dermed også prisforskjellene enda noe lavere. Samtidig forstår vi at scenario C og D kun viser et øyeblikksbilde av situasjonen i 2030, og at det vil endre seg i løpet av analyseperioden etter hvert som det foregår nettutvikling nord og sør for Helgeland, samt at det kommer til ny produksjon og forbruk i andre områder. I hvilken retning dette vil gå er utfordrende å vurdere.

I tillegg kan utviklingen i områdene rundt også være avhengig av investeringer i nettet lokalt, som ikke er tatt høyde for. Vi har likevel forståelse for at forbindelsen til Sverige i mange scenarier vil være

Figur 5-3: Prisforskjeller i ulike forbruk- og nett-scenarier



en begrensning, og at det er sannsynlig at det vil gi en bedre utnyttelse av kraftsystemet dersom den blir oppgradert. Vi deler derfor Statnett sin vurdering av at nytten av å oppgradere denne i alle tilfeller vil være av betydning. Vi savner likevel nærmere avveininger rundt dette i KVVU-en.

Statnett informerer om at det vil være svært ressurskrevende å estimere prisene i et nullalternativ, hvor det må gjøres en rekke forutsetninger for utviklingen i omkringliggende områder. I stedet for å prissette markedsnytt for denne KVVU-en viser de derfor til tidligere analyser, som ATK, og gjør forenklete tilnærminger. Vi støtter at det kan være hensiktsmessig å ta utgangspunkt i allerede gjennomførte analyser. Samtidig viser diskusjonen om hva som er riktig nullalternativ for en markedsanalyse, at scenarioene og modelleringen som er laget for de langsiktige analysene ikke nødvendigvis gir riktig bilde av beslutningssituasjonen for en KVVU. Det er også KVVU-en som er beslutningsgrunnlaget om det skal gjøres tiltak for å redusere markedsnytt eller ikke. Vi mener derfor det kan være hensiktsmessig å bruke tid og ressurser på å prissette denne virkningen i KVVU-er, da det kan være et viktig argument for hvorfor tiltak bør gjennomføres. Det virker imidlertid ikke ha betydning for anbefalingen i denne KVVU-en.

Verdien av nytt forbruk

Når Statnett vurderer omfanget av virkningen, tar de utgangspunkt i middelsscenarioet. Dermed legger Statnett til grunn middelsscenarioet som et forventningsrett estimat på forbruksveksten. Hva som er forventningsrett forbruksutvikling, er utfordrende å estimere. Det er ikke åpenbart at sannsynlighetene Statnett legger til grunn for at forbruksplanene av ulik modenhetsgrad realiseres, er forventningsrette. Vi mener likevel det synes å være en fornuftig tilnærming, og vi har ikke grunnlag for å hevde at andre grader av sannsynlighet er mer riktige. Det er derimot viktig at usikkerhetsanalysen drøfter resultatene i lys av annen sannsynlig forbruksutvikling.

I vurderingen av omfanget legger Statnett videre til grunn at om lag halvparten av middelsscenarioet kan tilknyttes i nullalternativet. Dermed er det den siste halvparten Statnett vurderer omfanget av i konseptene (900 MW). Videre legger Statnett til grunn at ytterligere forbruk kan knyttes til også i nullalternativet, når reinvesteringene i 2043-2048 er på plass. Denne tilnærmingen støtter vi.

I vurderingen av verdi beskriver Statnett at de har lite konkret informasjon om den samfunnsøkonomiske verdien av forbruket, men legger til grunn at den samfunnsøkonomiske verdien vil øke

sammenlignet med alternativ ressursanvendelse. Vi har forståelse for at verdien av nytt forbruk er utfordrende å estimere. Vi savner likevel mer utførlige vurderinger av hvordan verdien av nytt forbruk er vurdert. Dette begrunner vi særlig i at det er nytt forbruk som er det prosjektutløsende behovet og som i utgangspunktet skal forsvare investeringene. Eksempelvis ville en nullpunktsanalyse kunne bidra med verdifull informasjon til beslutningstaker. I tillegg kunne Statnett diskutert lønnsomheten i de næringene som utgjør den største delen av etterspurt kraftforbruk. På bakgrunn av dette har vi gjennomført en forenklet nullpunktsanalyse i kapittel 0.

Areal og miljø

Statnetts vurderinger av *omfanget* av virkningen i konsept 1 og 2 fremstår som relevant, og vi er enige i at antall kilometer og mengde uberørt natur i hvert konsept sammenlignet med nullalternativet er et fint mål for å illustrere omfanget til de ulike tiltakene. Derimot er det ikke tydelig for oss hvorfor Statnett vurderer *verdien* av areal og miljø i de berørte områdene som *liten*.

Statnett påpeker blant annet at i Konsept 1 vil ledningsstrekningen fra Nedre Røssåga til Rana krysse Bjerkadalen skogvernomsråde, og at en parallell trasé vil kunne gå igjennom dette verneområdet. I tillegg går indre konsept igjennom flere viktige skogområder og et større myrområde øst for Marka, og som Statnett påpeker *berører svært viktige friluftsområder*. Derimot er det områder som allerede er berørt av kraftledninger. For konsept 2 vil det i større omfang bygges ledningsstrekker i uberørt natur, og nytt fjordspenn vil ha negative estetiske verdier. Disse momentene vil kunne tale for at areal- og miljøvirkningene som berøres i konsept 1 og 2 vil ha en større verdi enn Statnett har lagt til grunn. Det kan også intuitivt oppfattes som en undervurdering av virkningen at den er liten når det skal bygges rundt 80 km ny ledning, selv om den går i parallell med eksisterende ledning. Det hadde derfor styrket beslutningsunderlaget om Statnett ga nærmere beskrivelser av hvorfor de vurderer verdien av areal og miljø slik de gjør.

Videre skriver Statnett har konsekvenser for reindrift ikke er vurdert i denne omgangen, men presiserer at dette blir viktige vurderinger i den videre planleggingen. Dette er potensielt en viktig del av konsekvensen for areal og miljø, som burde vært belyst for beslutningstaker når konseptet skal besluttes.

Andre bemerkninger

Et effektmål i analysen er at konseptene skal tilrettelegge for ny kraftproduksjon på Helgeland, herunder vindkraft og havvind. Statnett påpeker i tillegg i behovsanalysen at realisering av middels-scenariet i hvert konsept vil forutsette noe ny kraftproduksjon. Slik vi forstår det er det derfor en forutsetning for verdien av nytt forbruk, at det også tilrettelegges og realiseres ny kraftproduksjon.

På bakgrunn av dette mener vi at verdi av ny kraftproduksjon burde vært inkludert som en prissatt eller ikke-prissatt virkning i Statnetts analyse. Dette ved at Statnett eksempelvis forsøkte å verdsette mengden kraftproduksjon som er nødvendig for at det skal være mulig å tilknytte middelsscenarioet.

5.2 Usikkerhetsanalyse

Statnett har gjennomført en usikkerhetsanalyse for å belyse hvordan usikkerhet i både de prissatte og ikke-prissatte virkningene kan påvirke lønnsomheten til konsept 1 sammenlignet med nullalternativet.

I tillegg har Statnett oppsummert hvordan usikkerheten i virkningene påvirker lønnsomheten i konsept 1 og 2. Tabell 5-3 oppsummerer Statnett

Tabell 5-3: Statnetts vurdering av usikkerhet i virkningene og hvilke utslag den har på lønnsomheten

Forutsetning	Verdi
Investeringskostnader	Stort utslag
Verdi av nytt kraftforbruk	Stort utslag
Markedsnytte	Stort utslag
Natur- og miljøvirkninger	Middels utslag
Drift- og vedlikeholdskostnader	Lite utslag
Restverdi	Lite utslag
Kostnader ved tapt produksjon	Lite utslag
Nyttevirkninger for regionalnettet	Lite utslag

Kilde: KVV Helgeland (Statnett, 2024). Radene markert i grått betyr at det ikke er inkludert som en egen virkning i den samfunnsøkonomiske analysen.

sine vurderinger. Investeringskostnadene (inkludert reinvesteringskostnadene), verdien av nytt kraftforbruk og markedsnyttene er de virkningene som er vurdert til å ha størst utslag på lønnsomheten til konseptene. Videre er det usikkerheten i investeringskostnadene og virkningen areal- og miljøvirkninger, som taler i favør for konsept 1. Ellers slår usikkerheten likt ut i begge konsepter.

Den mest kritiske usikkerheten er knyttet til verdien av nytt kraftforbruk. Som Statnett påpeker i usikkerhetsanalysen, så er det usikkert hvor, når og hvor mye forbruk som vil oppstå i Helgeland. Derimot antar Statnett at virksomhetene som ønsker tilknytning i Helgeland, vil gjøre investeringer som de anser som samfunnsøkonomisk lønnsomt. Statnett påpeker at dersom forbruksveksten ikke kommer eller etablerer seg andre steder, så vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til hvert av konseptene bli lavere. Statnett mener derimot at forbruksveksten vil komme, men at det er usikkert hvem som etablerer seg og hvor.

Statnett trekker videre frem at det er stor usikkerhet knyttet til investeringskostnadene, og at disse kostnadene vil påvirkes av flere faktorer som blant annet prisøkning på kostnadskomponenter, og trasévalg. Usikkerheten rundt trasévalget vil særlig påvirke lønnsomheten til konsept 2 negativt, siden konseptet innebærer helt ny trasé og potensielt flere fjordspenn avhengig av trasévalg. I tillegg påpeker Statnett at det er usikkerhet knyttet til stasjonskostnadene, og at usikkerhet knyttet til reindrift også kan øke investeringskostnadene. Samlet sett vurderer Statnett at usikkerheten rundt investeringskostnadene er større i konsept 2 sammenlignet med konsept 1.

Statnett vurderer også usikkerheten rundt markedsnyttene som stor. Slik vi har oppfattet Statnett, og som beskrevet i kapittel 5.1.5, er det stor usikkerhet rundt hva som er riktig sammenligningsgrunnlag for vurdering av prisforskjellene, da det avhenger av en rekke forutsetninger for produksjon og forbruk i hele kraftsystemet. I tillegg er det generelt betydelig usikkerhet i markedsmodellene som består av komplekse sammenhenger hvor utfallet vil avhenge av fremtidig nett-, forbruk- og produksjonsutvikling også i andre nettområder.

Statnett fremhever også at det er usikkerhet rundt verdien av areal- og miljøvirkningene i hvert av konseptene. Dette følger av at nøyaktig trasévalg ikke er bestemt, og at det er mangelfull kartlegging av dagens miljøverdier i området. Statnett påpeker at det er mulig å avdekke større verdier knyttet til

naturmangfold og kulturminner, noe som vil kunne påvirke lønnsomheten til hvert av konseptene.

Usikkerheten for restverdi og drift- og vedlikeholdskostnader anses som liten i Statnetts analyse. Vi tolker Statnett som at det er stor usikkerhet ved metoden for å beregne restverdi, men at det har liten betydning fordi restverdiene er nokså like. Drift- og vedlikeholdskostnadene er basert på erfaringstall.

Statnett vurderer også usikkerhet rundt *kostnader ved tapt produksjon og nyttevirksomheter for regionalnettet*. Dette er virkninger som ikke er inkludert i alternativanalysen, men som omtales i KVVU-en.

5.2.1 Vår vurdering av usikkerhetsanalysen

Vi er enige i Statnett sin vurdering at det er størst usikkerhet rundt verdien av nytt forbruk, investeringskostnadene og markedsnytte.

Usikkerheten rundt verdien av nytt forbruk fremstår som den mest kritiske usikkerhetsfaktoren, ettersom dette er det prosjektutløsende behovet, og virkningen er sentral for at konsept 1 og 2 skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Slik vi forstår Statnett sin argumentasjon, er det størst usikkerhet knyttet til hvem som etablerer seg og hvor. Det er mindre usikkerhet om omfanget totalt i området. Dette innebærer at akkurat hvem som står fremst i tilknytningskø per i dag har mindre betydning, fordi køen er så lang at andre vil ta plassen hvis noen faller fra. Med den mengden tilknytningsforespørsler som foreligger på Helgeland kan vi være enige i at usikkerheten i forbruksveksten er mindre, enn dersom tiltak hadde vært utløst av enkeltaktører. Samtidig er det noen enkeltaktører innenfor samme industri som drar opp volumet, og som vil redusere prognosene vesentlig hvis de faller fra.

Vi er videre enige i at usikkerheten i forbruksutviklingen er både i konsept 1 og i konsept 2 sin favør, ettersom konseptene kan reduseres i omfang dersom en del av forventet forbruk faller fra. Dersom forbruket blir høyere, eller lokalisering endrer seg sammenlignet med dagens tilknytningsforespørsler har konseptene også fleksibilitet til å ta høyde for dette.

Statnett har benyttet seg av Estimatklasse 5 for investeringskostnadene, hvor estimatklassen inkluderer et usikkerhetsspenn bestående av høyeste og laveste basisestimat. Statnett bruker gjennomsnittsverdien som forventningsverdi. Det antas dermed en symmetrisk kostnadsfordeling for hvert av konseptene. Vi har ikke fått informasjon

om hvilket usikkerhetsspenn som er benyttet for investeringskostnadene, og det er dermed utfordrende å vurdere hvorvidt usikkerhetsspennet er for lavt for enkelte kostnadskomponenter som inngår i investeringskostnadene. Vi bemerker at dersom usikkerhetsspennet er for lite kan investeringskostnadene i konseptene være underestimerte, eller motsatt om usikkerhetsspennet er for høyt.

Usikkerheten rundt kostnadsfordelingen av spenningsoppgraderingen på Sverige-forbindelsen, er ikke vurdert. Dette er en spenningsoppgradering som krever koordinering og samarbeid med Svenska kraftnät, og det er usikkert hvordan kostnadene vil fordele seg per i dag. Dette bidrar til ytterligere usikkerhet i investeringskostnadene i konseptene.

Videre er det nyttig om Statnett i større grad belyser usikkerheten rundt verdien av areal- og miljøvirkninger. Etter vår vurdering fremstår usikkerheten rundt areal- og miljøvirkninger som stor, blant annet på grunn av usikkerhet i trasévalg, naturmangfold og kulturminner, samt virkninger for reindriften. En større verdi på areal- og miljøvirkningene vil redusere lønnsomheten til både konsept 1 og 2 sammenlignet med nullalternativet. Dette medfører at verdien av nytt forbruk eller markedsnytte potensielt må være enda større for å veie opp for denne negative virkningen.

Som vi beskriver i kapittel 5.2.1, vil virkningen realopsjoner og fleksibiliteten i konseptene gjøre at konseptene kan tilpasses med ny informasjon. Det er i midlertidig viktig at man tar hensyn til nevnte usikkerhetsfaktorer i den videre prosjekteringsfasen, som vi beskriver i kapittel 6.

5.3 Vurdering av økt informasjonstilgang (realopsjoner)

I henhold til Energidepartementet sin veileder skal fleksibilitet med hensyn til gjennomføring av tiltaket (realopsjoner) også omtales i usikkerhetsanalysen.

Statnett redegjør i KVVU-en for flere realopsjoner, hvor ny informasjon kan påvirke lønnsomheten til konseptene. Statnett identifiserer to ulike realopsjoner i konseptene; **(1) Verdien av stegvis utbygging** og **(2) verdien av utsatt beslutning**.

Realopsjonen stegvis utbygging innebærer at konsept 1 og konsept 2 består av flere steg, hvor det er mulig å stanse videre utbygging av steg 3 og 4

dersom forventet forbruk blir redusert eller ikke forekommer. Begge konsepter har dermed en realopsjon knyttet til stegvis utbygging. Derimot påpeker Statnett at konsept 1 har noe mer fleksibilitet ettersom det i konsept 2 legges opp til å bygge ut den ytre ringen fra Rana til Marka i ett steg. I tillegg gir stegvis oppbygging av konseptene, mulighet til å justere på rekkefølgen av stegene dersom enkelte hendelser inntreffer. Statnett trekker frem at det er mulig å gjennomføre steg 3 og 4 før steg 2, dersom det blir forsinkelser i oppgradering av Sverige-forbindelsen.

Realopsjonen utsatt beslutning innebærer at konsept 1 legger opp til at forbindelsen ut til Sjonfjellet skal bygges ut dersom havvind blir realisert, mens i konsept 2 legges det til rette for havvind før havvind har blitt realisert. I konsept 1 utsetter man derfor beslutningen om å legge til rette for havvind til man eventuelt har mer informasjon om realiserte planer ved Nordvest A.

Statnett vurderer at samlet sett vil konsept 1 ha en realopsjonsverdi lik middels (+) og konsept 2 ha en realopsjonsverdi lik liten (+), sammenlignet med nullalternativet. Dette som følge av at Statnett har vurdert at konsept 1 har middels positivt *omfang*, mens konsept 2 har lite positivt *omfang*, og at *verdien* av realopsjoner i begge konsepter er vurdert til middels.

5.3.1 Vår vurdering av hvordan ny informasjon kan påvirke lønnsomheten

Statnett forklarer tydelig hvordan ny informasjon om forbruket vil kunne påvirke realiseringen av prosjektet.

Vi er enige i deres vurdering om at konsept 1 har flere realopsjoner knyttet til stegvis utbygging og mulighetene til å utsette beslutningen om å tilrettelegge for havvind. Vi vil derimot påpeke at verdien av realopsjonen knyttet til stegvis utbygging, som foreligger i begge prosjekter, forutsetter at det faktisk er en reell mulighet til å redusere omfanget av prosjektet. Dette innebærer at det i forprosjektfasen må være tydelige kontrollmekanismer som muliggjør at man stopper utbyggingen av enkelte steg, når mer informasjon om forbruksplanene foreligger.

Videre så vi i mulighetsstudien at konsept 3, som kun innebærer spenningsoppgradering, øker kapasiteten inn til området nok til at muliggjøre tilknytning av middelsscenario. Vi har imidlertid ikke informasjon om hvor mye forbruk det legger til rette for i Marka, hvor behovet fremstår som størst, utover at det er mindre enn middelsscenarioet. Dersom forbruket viser seg å bli noe lavere, eller kan knyttes til i Nedre Røssåga eller innenfor den

kapasiteten konsept 3 legger til rette for i Marka, kan det imidlertid være at steg 2 i konsept 1 og 2 burde prioriteres foran steg 1. Samtidig vil man ved spenningsoppgradering mellom Nedre Røssåga og Marka i konsept 3, måtte bygge en ny ledning før den gamle rives. I steg 1 vil det dermed alltid være en mulighet å rive eksisterende ledning, dersom ulempene for areal og miljø sammenlignet med fordelene av to ledninger i parallell tilsier at dette er rasjonelt. Dermed har man mulighet til å gå fra konsept 1 til konsept 3, noe vi mener bidrar til å øke verdien av realopsjonen i konsept 1.

5.4 Konseptvalg til videre prosess

Basert på de prissatte virkningene er det nullalternativet som rangeres best i Statnetts analyse, etterfulgt av konsept 1 og 2. Til tross for at konsept 1 og 2 innebærer vesentlig større kostnader enn nullalternativet, så vurderer Statnett at begge konsepter er samfunnsøkonomisk lønnsomme sammenlignet med nullalternativet. Dette ettersom begge konsepter gir mulighet for nytt forbruk tilsvarende forventet middelsscenario på 1900 MW. Statnett konkluderer med at nullalternativet ikke er valgbart, siden konseptet ikke opprettholder Statnetts tilknytningsplikt gitt forventet forbruk.

Videre påpeker Statnett at de ikke-prissatte nyttevirkningene må overstige de prissatte og ikke-prissatte kostnadene som oppstår ved hvert konsept, for å være lønnsomme. Dette innebærer at verdien av nytt forbruk, markedsnytte og realopsjoner må være større enn kostnadene knyttet til investeringer og reinvesteringer, drift og vedlikehold og areal- og naturinngrep.

Statnett konkluderer med at de positive ikke-prissatte virkningene i konsept 1 og 2 vil overstige de negative prissatte og ikke-prissatte virkningene, gitt forutsetningen om at fremtidig forbruk på 1900 MW. Derimot påpeker Statnett at det er en usikkerhet knyttet til disse vurderingene, og at verdien av realopsjonene i hvert konsept derfor er viktige for å sikre samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Til slutt konkluderer Statnett med at konsept 1 fremstår mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn konsept 2. Dette følger av at alternativet har lavere investeringskostnader og rangerer bedre enn konsept 2 på de ikke-prissatte virkningene, i form av større verdi på realopsjoner og mindre negativ påvirkning på areal og miljø.

5.4.1 Vår oppsummeringstabell og vurdering av lønnsomhet

På bakgrunn av våre merknader til Statnetts analyse, har vi gjennomført egne tilleggsanalyser. Oppsummering av prissatte og ikke-prissatte virkninger er fremstilt i Tabell 5-4.

De viktigste endringene vi har gjort, sammenlignet med Statnetts sine beregninger og vurderinger, er:

- Vi inkluderer konsept 4 i den samfunnsøkonomiske analysen, for å illustrere nytte og kostnader ved å kun gjennomføre steg 1 og steg 2 i konsept 1.
- Analyseperioden er justert slik at den er i tråd med NVEs veileder.

- Vi har gjort enkelte beregningstekniske justeringer, blant annet i metode for å beregne restverdi for stasjoner og ledninger.
- Vi har vurdert verdien av markedsnyttens som lavere enn det som er lagt til grunn i Statnetts analyse.
- Vi har lagt til verdi av ny kraftproduksjon som en virkning
- Forskutterte reinvesteringer kategoriseres som investeringskostnad

Vi legger opp til en stegvis drøfting av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, hvor vi først presenterer vurderer om konseptene er mer lønnsomt enn nullalternativet. Deretter vurderer vi konseptene opp mot hverandre.

Tabell 5-4: Vurderinger av prissatte og ikke-prissatte virkninger

	Nullalternativet	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 4
Investeringskostnader	0	- 5 620	- 6 540	- 3 060
Reinvesteringskostnader	- 2 200	0	0	- 1 410
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	- 100	- 150	- 100
Restverdi	520	520	580	570
Sum nåverdi	- 1 680	- 5 200	- 6 110	- 4 000
Differanse til nullalternativet	0	- 3 520	- 4 430	- 2 320
Rangering prissatte virkninger	1	3	4	2
Natur og miljø	0	Liten (-)	Middels (-)	Ubetydelig/liten (-)
Verdi av nytt forbruk	0	Middels (+)	Middels (+)	Liten (+)
Markedsnytte	0	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)
Verdi av ny produksjon	0	(+)*	(+)*	(+)*
Realopsjoner	0	Middels (+)	Liten (+)	Liten (+)
Rangering ikke-prissatte virkninger	4	1	2	3
Rangering	2	3	4	1

Kilde: KVV Helgeland (Statnett, 2024) og Oslo Economics. Prissatte virkninger er oppgitt i millioner 2024-kroner. Alle tall er avrundet til nærmeste tiende million.

*Vi har ikke vurdert *omfang* eller *verdi* for ny kraftproduksjon, men ny kraftproduksjon er nødvendig for å realisere forventet forbruk, og Statnett konkluderer at det ikke er mulig uten ny produksjon. Derfor vil dette være en positiv virkning i øvrige konsepter som bør synliggjøres.

Konseptene er sannsynligvis mer lønnsomme enn nullalternativet

For vurderingen av hvorvidt konseptene er mer lønnsomme enn nullalternativet, tar vi utgangspunkt i konsept 4. Nullalternativet har lavere kostnader enn konsept 4, tilsvarende 2,3 mrd. kroner i nåverdi. I tillegg innebærer konsept 4 noe høyere natur- og miljøinngrep. Spørsmålet er om verdien av nytt forbruk, ny produksjon, markedsnytte og realopsjoner veier opp for disse kostnadene.

Om vi forenklet ser bort fra virkningene for areal og miljø, kan vi gjennom en nullpunktsanalyse vurdere hvor store de årlige nyttevirkningene må være for å dekke merkostnadene. Forutsatt at forbruket kan realiseres fra 2035 finner vi at nyttevirkningene tilsvare et sted mellom 180 og 620 mill. kroner i året, avhengig av hvilken diskonteringsrente som legges til grunn (se Figur 5-4). Til sammenligning har de årlige flaskehalskostnadene i gjennomsnitt vært rundt 50 og 120 mill. kroner for hhv. NO4-SE2 og NO3-SE2 i perioden 2015-2023 (Statnett, 2023). For NO1-SE3 har flaskehalskostnadene vært 590 mill. kroner. For industribedrifter er det store variasjoner i lønnsomhet og det er usikkert hvilke verdier ny industri vil bringe med seg. Potensialet er imidlertid betydelig, og det finnes eksempler på industri i området (f.eks. Alcoa) som gir betydelig høyere verdiskaping enn dette per år.

Vi støtter Statnett sine vurderinger i å legge til grunn at forbruket som etablerer seg gjør det med bakgrunn i en forventet positiv avkastning. Det er likevel ikke opplagt at avkastningen er høyere enn den alternative anvendelsen eller at forbruket ikke har mulighet til å etablere seg andre steder i landet. Det er betydelige verdier som skal til for å veie opp for merkostnadene, og det fremstår ikke som åpenbart at konsept 4 eller konsept 1 er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Vår vurdering er derimot at realopsjonene i konseptene er av stor betydning. Flexibiliteten i konsept 4 vil være noe mindre enn i konsept 1 ettersom man sannsynligvis må igjennom en ny konseptvalgutredning og kvalitetssikring dersom middelsscenarioet faktisk inntreffer. Konsept 1 vil i praksis kunne tilsvare konsept 4 dersom man avslutter etter at steg 1 og 2 er gjennomført. Fordelen med konsept 1 er at man har fleksibilitet til å raskere kunne gå i gang med konsesjonssøking, prosjektering og bygging dersom man får ny informasjon om forbruk i Rana og Marka, eller at ny produksjon som havvind blir reelt i fremtiden. Det kan likevel risikeres at man i konsept 1 må betale en betydelig kostnad for prosjektering og planlegging av steg 3 og 4, uten at stegene blir realisert.

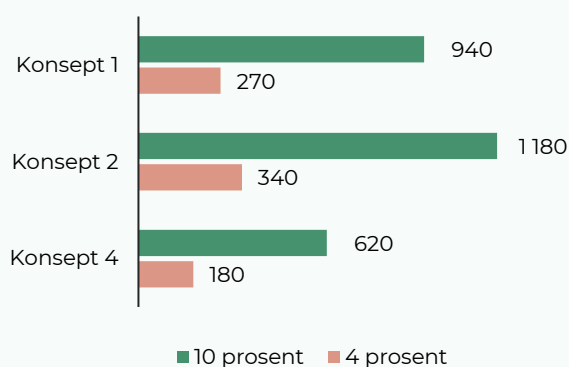
Nullpunktsanalyse

Med utgangspunkt i differansen i netto nåverdi mellom nullalternativet og øvrige alternativer, har vi beregnet hva summen av årlige nyttevirkinger minimum må være for at øvrige konsepter skal være mer samfunnsøkonomisk lønnsomme enn nullalternativet. Analysen er forenklet og ser bort i fra virkningene for natur og miljø.

I nullpunktsanalysen legger vi til grunn følgende forutsetninger:

- Kalkulasjonsrente: 4 prosent og 10 prosent
- Forbruksrealisering: 2035
- Konseptenes neddiskonterte nåverdi tilsvare våre egne justerte beregninger

Figur 5-4: Årlig nødvendig verdi av nytte, oppgitt i millioner 2024-kroner



Kilde: Oslo Economics

Hvorvidt verdien av denne opsjonen er lønnsom, avhenger av kostnaden av planleggingen og sannsynligheten for at forbruket i middelsscenarioet realiseres. Med tanke på det store volumet av tilknytningsforespørsler i området anser vi det som sannsynlig for at forbruket i middelsscenarioet blir realisert.

Basert på våre vurderinger så er det usikkert, men ikke usannsynlig at konsept 1 eller konsept 4 er samfunnsøkonomisk lønnsomt sammenlignet med nullalternativet.

Konsept 1 er ikke åpenbart mer lønnsomt enn konsept 4

Hva som er mest lønnsomt av konsept 1 og konsept 4, er heller ikke opplagt. Ved konsept 4 kan man oppnå mye av nytten som i konsept 1, men til en lavere kostnad på om lag 1,2 milliarder kroner i netto nåverdi.

Konsept 1 legger til rette for 200 MW mer forbruk i middelsscenarioet, sammenlignet med konsept 4. I tillegg er verdiene av realopsjonene høyere i konsept 1 enn i konsept 4. Nullpunktsanalysen illustrerer hva de årlige nyttevirkingene minst må være i konsept 1 relativt til konsept 4 for å dekke merkostnadene av konseptet, om vi forenklet ser bort i fra areal og miljø-virkningene. Analysen viser at økningen i verdi av forbruket og realopsjonen må tilsvare et sted mellom 90 og 320 mill. kroner årlig, avhengig av hvilken diskonteringsrente som legges til grunn (se Figur 5-4). Gitt at det antakelig er forbruket lenger ute i analyseperioden som ikke får tilknytning i konsept 4, vil de årlige beløpene i realiteten være enda høyere. Vi har ikke gjort nærmere analyser som sannsynliggjør hvorvidt 200 MW nytt forbruk, samt opsjonsverdien, tilsier verdier i denne størrelsesorden.

På den annen side er det enkelte faktorer som taler i konsept 1 sin favør. Blant annet at konseptet bidrar mer fleksibilitet dersom det oppstår forsinkelser ved oppgradering av Sverige-forbindelsen. Konsept 1 kan redusere noe av denne usikkerheten ved å gå i gang med steg 4 tidligere, slik at man får økt kapasiteten inn til området noe.

Selv om det er noe høyere nytte ved konsept 1, fremstår det ikke som åpenbart at nytten overstiger merkostnadene. Basert på disse vurderingene synes det ikke åpenbart å være rasjonelt å starte planleggingen av steg 3 og 4 nå. Steg 1 og 2 legger til rette for mye nytt forbruk – mer enn det dobbelte av forbruket som er i området i dag.

Samlet rangerer vi konsept 4 foran konsept 1 i den samfunnsøkonomiske analysen, og vi rangerer nullalternativet foran konsept 1.

Konsept 1 rangerer bedre enn konsept 2

Konsept 2 rangeres lavere enn konsept 1, fordi det har mer negativ nåverdi, innebærer større inngrep i uberørt natur og mindre fleksibilitet til stegvis utbygging. Konsept 2 er dermed mindre lønnsomt enn konsept 1, ettersom det både har høyere kostnader og lavere nyttevirkinger.

5.4.2 Vår vurdering av endelig konseptvalg

Vi støtter Statnett i å ta utgangspunkt i konsept 1 for en stegvis nettutvikling på Helgeland. Nettutviklingen må skje i tett sammenheng til forbruksutviklingen på Helgeland. Å starte planlegging og gjennomføring av alle fire stegene på nåværende tidspunkt, synes ikke å være samfunnsøkonomisk lønnsomt, men på grunn av tilknytningsplikten kan det likevel være nødvendig. Steg 1 og 2 (konsept 4) synes etter vår vurdering å

være samfunnsøkonomisk lønnsomt, og vi støtter Statnett i videre planlegging av disse stegene.

Den videre myndighetsprosessen bør ta hensyn til en stegvis utvikling og tett oppfølging av forbruksutviklingen for å unngå overinvesteringer. Vi mener det er en reell fare for at man, ved å gå videre med alle stegene nå, skaper forventninger om å bygge ut nett som senere kan vise seg å ikke være nødvendig. Dersom forbruksplanene blir noe lavere enn det som legges til grunn i middelsscenarioet, synes steg 3 og 4 å være overinvesteringer. Stegene innebærer investeringer på 1,2 milliarder kroner nåverdi (4,1 milliarder kroner i nominelle kroner) for å legge til rette for 200 MW forbruk. Det bør være mekanismer i konsesjonsrunden som sørger for at overinvesteringer unngås.

Oppsummert bygger vi vår anbefaling på følgende punkter:

- Det er kun konsept 1 og 2 som i sin helhet innfrir tilknytningsplikten i middelsscenarioet.
- Det er nødvendig å sikre langsiktig planlegging av transmisjonsnettet på Helgeland.
- Konseptet muliggjør en stegvis utvikling tilpasset forbruksutviklingen

Det er kun konsept 1 og 2 som innfrir tilknytningsplikten i middelsscenarioet

Vi deler Statnett sin analyse om at det ikke vil være andre måter å imøtekomme økt forbruk, enn å gjennomføre tiltak i dagens transmisjonsnett. Andre tiltak, som økt kraftproduksjon eller tilknytning med særlige vilkår, vil ikke tilfredsstille fremtidig kraftbehov. Forbruk som antatt i middelsscenarioet vil innebære flere tilknytninger på vilkår, noe som innebærer for stor risiko for eksisterende forbruk i et område som er en viktig transportkanal. Videre er det per i dag lite konkrete planer om ny kraftproduksjon i nærheten av forbruksområdene som har stabil produksjon og høy brukstid.

Det er dermed nødvendig med nettiltak. Videre er det behov for spesifikke tiltak i transmisjonsnettet for å imøtekomme middelsscenarioet.

Spesifikt er det nødvendig å både øke kapasiteten **inn** til Helgeland, og **internt** i Helgeland.

Vår forståelse er derfor at tiltakene i konsept 1 er nødvendige for å imøtekomme fremtidig forventet forbruk på 1 900 MW i Helgeland, og for å tilrettelegge for forventet forbruk internt i Marka og Rana. Færre tiltak kunne vært kostnadsbesparende, og realisert mye av nytten, men dette vil medføre at Statnett ikke innfrir sin tilknytningsplikt for forbruket som er forventet.

Tilknytningsplikten for nytt forbruk er tungtveiende, og det søkes sjeldent unntak fra denne. Det er kun i ekstraordinære tilfeller at nettselskap kan få fritak fra tilknytningsplikten (NVE, 2024). Slik vi tolker det så *kan* for eksempel en tilknytning som åpenbart er samfunnsøkonomisk ulønnsom, være et slikt ekstraordinært tilfelle. I en planleggingsfase, hvor usikkerheten er betydelig skal det svært mye til før man kan konkludere med at tilknytning er åpenbart ulønnsomt. Vi har ikke grunnlag til å hevde at tilknytningen er åpenbart ulønnsom, ref. drøftingen av konseptenes samfunnsøkonomiske lønnsomhet i kapittel 5.4.1.

Det er viktig med langsiktig planlegging av transmisjonsnettet på Helgeland

Utbygging av nye ledninger i transmisjonsnettet kan ha ledetider opp mot 10 til 15 år. Å investere for sent i transmisjonsnettet vil potensielt forsinke eller begrense muligheten for lønnsom næringsutvikling og kraftproduksjon i Helgeland. Å planlegge tidlig og langsiktig, kan bidra til å redusere sannsynligheten for at investeringer i transmisjonsnettet kommer for sent.

Vi forstår det også slik at Statnett har opplevd sterk interesse og pågang fra aktører som har søkt om tilknytning og som ønsker å etablere virksomhet internt på Helgeland. Det store volumet av tilknytningsforespørsler illustrerer dette.

På bakgrunn av dette har vi forståelse for at Statnett starter planleggingen av å tilrettelegge for en eventuell større forbruksutvikling, selv om den er usikker. På denne måten er det naturlig at det tas et konseptvalg for området nå, som kan være et relevant underlag både på kort og mellomlang sikt. Fordi tilknytningskøen består av så mange aktører, mener vi også at usikkerheten i om det kommer forbruk fremstår som mindre, enn dersom tiltaket hadde blitt utløst av enkeltaktører.

På bakgrunn av dette har vi forståelse for at Statnett tidlig starter planleggingen av større konsepter som bidrar til økt forbruk og økt kraftproduksjon. Dette til tross for at både fremtidig forbruk og kraftproduksjon er svært usikkert.

Samtidig bør ikke planleggingen starte ved for umodne planer. Det er begrenset med planleggingsressurser både hos Statnett, leverandører og myndigheter, og det bør derfor ikke legges beslag på planleggingsressurser som har en bedre anvendelse på andre og mer modne og/eller lønnsomme prosjekter. Slik vi forstår det er det foreløpig ikke behov for å starte ressurskrevende meldings- og konsesjonsarbeid i Statnett for steg 3 og 4, før man får mer informasjon om forbruksplanene på Helgeland.

Konseptet muliggjør en stegvis utvikling tilpasset forbruksutviklingen

Forbruksutviklingen er det prosjektutløsende behovet, og samtidig er det stor usikkerhet knyttet til fremtidig forbruk. Det synes derfor fornuftig å legge opp til en stegvis utvikling av konsept 1.

Konseptet er fleksibelt til å kunne tilpasse seg hvor mye forbruk som etablerer seg i området, hvor på Helgeland forbruket etablerer seg og når forbruket etableres. Dersom tilknytningsforespørsler for eksempel endrer seg fra Marka til Rana, kan Statnett gjennomføre steg 4 før de gjennomfører steg 3. Dersom forbruksplanene blir utsatt, kan også utbyggingen utsettes.

Statnett legger opp til en stegvis utvikling av konsept 1. Vi er dermed enige i at tiltakene Statnett foreslår er de beste tiltakene som vil realisere forbruket, og at det er riktig å planlegge langsiktig selv om fremtidige planer er usikre.

6. Føringer for prosjektfasen

Energidepartementets veileder stiller ingen krav til ekstern kvalitetssikring i forbindelse med vurderinger av føringer for forprosjektfasen. Denne delen er likevel en sentral del av KVVU-en. Det vil være særlig viktig for denne KVVU-en hvor det legges opp til stegvis utvikling av konseptet som følge av stor usikkerhet rundt fremtidig forbruksutvikling.

Statnett anbefaler at konsept 1 indre korridor mellom Marka, Nedre Røssåga og Rana, videreføres til forprosjektfasen.

Statnett påpeker at detaljering av trasévalg for ledninger og utvikling av transformeringsstasjoner vil gjøres grundigere i neste fase. Videre påpeker Statnett hvordan de vil involvere berørte aktører i detaljeringsarbeidet. Blant annet trekker Statnett frem at de vil involvere kommuner, reindriftsnæringen, interesseorganisasjoner, nettselskap og andre berørte. Dialog med reindrift vil være særlig relevant når det er gjort grundigere vurderinger av trasévalg i hvert konsept, for å få informasjon om hvorvidt de aktuelle områdene berører reindrift.

Videre trekker Statnett frem i føringer for forprosjektfasen at rekkefølgen på stegene er valgt utfra det som er mest rasjonelt i forhold til forventet fremtidig behov. Derimot påpeker Statnett at det vil kunne forekomme endringer i rekkefølgen dersom enkelte hendelser inntreffer.


For eksempel trekker Statnett frem at det kan være aktuelt å gjennomføre steg 4 fremfor steg 2 i konsept 1 hvis det skulle vise seg at det blir utfordringer knyttet til å spenningsoppgradere Sverige-forbindelsen.

6.1.1 Våre innspill til forprosjektfasen

Vi støtter vurderingene til Statnett om at valg av trasé må detaljeres i større grad, ettersom dette vil ha betydning for både de prissatte virkningene i form av økte kostnader, og ved at areal- og miljøvirkningene potensielt blir større. Vi er også enige i at involvering av berørte parter, herunder reinvirksomhet, vil være viktig for å sikre en vellykket prosjektgjennomføring. Videre dialog med både store og mindre forbrukskunder vil også være avgjørende for å ha oppdatert informasjon og kunne gjøre gode vurderinger av den videre nettviklingen.

Vi savner mer detaljerte planer for hvordan Statnett vil legge opp meldings- og konsesjonsprosessen for de ulike stegene i konseptet. Planene bør for eksempel inkludere hvordan de vil følge opp planene for forbruket i området og hvordan de vil bruke informasjon om forbruksutviklingen i videre planlegging og gjennomføring av tiltak. Det bør fremgå tydelig hvilket forbruk som skal til for å utløse tiltak i steg 3 og 4, for å unngå overinvesteringer. Det bør også fremgå hvordan nye planer om kraftproduksjon kan påvirke fremdriften.

Tabell 6-1: Samlet vurdering av føringer for prosjektfasen

Krav fra veileder	Vår vurdering
Verifisere at konseptvalgutredningen inneholder tidsplan og beskrivelse av avhengigheter mot andre prosjekter og tiltak i regi av andre aktører	 Statnett redegjør for forutsetninger som er viktig for å sikre en vellykket prosjektgjennomføring og hvordan de vil koordinere arbeidet opp mot berørte parter. Vi savner noe mer informasjon om hvordan de konkret planlegger å legge opp konsesjonssøknader og prosjekteringsløpet for å sikre at man unngår å iverksette steg i konseptet som fremstår ulønnsomme.

7. Referanser

Alcoa, 2023. *Annual report 2023*, s.l.: s.n.

DFØ, 2023. *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. [Internett]

Available at: <https://dfo.no/fagomrader/utredning-og-analyse-av-statlige-tiltak/samfunnsokonomiske-analyser/veileder-i-samfunnsokonomiske-analyser> [Funnet 20. august 2024].

Finansdepartementet, 2021. *Rundskriv R-109/21: Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser*, s.l.: s.n.

NVE, 2024. *Dette er tilknytningsplikten*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/dette-er-tilknytningsplikten/> [Funnet 09. september 2024].

NVE, 2024. *Samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak*. [Internett]

Available at: <https://veiledere.nve.no/samfunnsokonomiske-analyser-av-nettiltak/> [Funnet 19. september 2024].

Olje- og energidepartementet, 2013. *Veileder. Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker*, s.l.: s.n.

Proff forvalt, 2024. *forvalt.no*. [Internett]

Available at: <https://forvalt.no/> [Funnet 18. september 2024].

SSB, 2024. *Produsentprisindeksen tabell 07201: Spotpris metaller, etter statistikkvariabel og år*. [Internett]

Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/07201/tableViewLayout/> [Funnet 19. september 2024].

Statnett, 2023. *Rapport fra systemansvarlig om drift av kraftsystemet i Norge 2023*, s.l.: Statnett.

Statnett, 2024. *Konseptvalgutredning Helgeland*, s.l.: Statnett.

oslo**economics**

www.osloeconomics.no

E-post og telefon:
post@osloeconomics.no
+47 21 99 28 00

Besøksadresse:
Klingenberggata 7A
0161 Oslo

Postadresse:
Postboks 1562 Vika
0118 Oslo