

Statnett SF
Postboks 4904 Nydalen
0423 OSLO

Deres ref

Vår ref
24/21594-

Dato
27. august 2025

Uttalelse til Statnetts konseptvalgutredning for Helgeland

Energidepartementet viser til brev fra Statnett av 16. oktober 2024 med foretakets konseptvalgutredning for Helgeland (KVU Helgeland) og rapport om ekstern kvalitetssikring av utredningen gjennomført av Oslo Economics (OE). Departementet sendte konseptvalgutredningen på høring 21. oktober 2024 med frist 20. desember, og mottok 23 høringsinnspill. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) overleverte sin vurdering av utredningen til departementet 17. januar 2025.

1. Bakgrunn

1.1. KVU-ordningen

Overføringsanlegg for elektrisk energi med spenningsnivå på minst 300 kV og lengde på minst 20 km (store kraftledningsanlegg) er underlagt krav om ekstern kvalitetssikring av konseptvalgutredningen (KVU-ordningen) jf. forskrift om ekstern kvalitetssikring¹ §§ 1-2. Departementet har utarbeidet en veileder for KVU-ordningen (KVU-veilederen)². Statnetts anbefalte konsept for Helgeland innebærer utbygging av nye store kraftledningsanlegg, og utredningen er derfor underlagt KVU-ordningen.

Basert på konseptvalgutredningen skal departementet avgi en uttalelse om behov og konseptvalg. Uttalelsen er prosessledende, og kan ikke påklages. Uttalelsen gjelder overordnede, prinsipielle spørsmål om behov og konseptvalg, og innebærer ikke et samtykke til, eller avslag på, konkrete tiltak i nettet. Uttalelsen kommer på et stadium i prosessen hvor konsekvenser for miljø og samfunn ikke er detaljert utredet. Trasévalg, plasseringen av transformatorstasjoner og valg av tekniske løsninger, avgjøres ikke gjennom konseptvalget,

¹ Forskrift 21. juni 2013 nr. 681 om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven

² Olje- og energidepartementet (2013), «Veileder - Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker»

men i Statnetts etterfølgende prosjektutvikling og i energimyndighetenes konsesjonsbehandling.

Statnetts konseptvalgutredning, OEs kvalitetssikring, samtlige høringsinnspill og NVEs kommentarer er tilgjengelig på Regjeringens nettsider.³

1.2. Statnetts konseptvalgutredning

Bakgrunnen for KVV Helgeland er at Statnett har mottatt mange forespørsler om økt eller nytt forbruk på Helgeland. Statnetts utredning omfatter transmisjonsnettet på Helgeland, fra Tunnsjødal stasjon i sør, til og med Rana stasjon i nord. Det går i dag en 420 kV-ledning mellom Tunnsjødal og Rana, via Nedre Røssåga stasjon. Ledningen er en del av en gjennomgående 420 kV-forbindelse gjennom hele Nordland. Det går også en 300 kV-ledning mellom Tunnsjødal og Nedre Røssåga, som sløyfes innom stasjonene Namsskogan, Trofors og Marka. Kolsvik stasjon er radielt tilknyttet 300 kV-nettet fra Namsskogan. Fra Tunnsjødal fortsetter ledningen sørover gjennom Trøndelag. Fra Nedre Røssåga går det en 220 kV-ledning mot Ajaure stasjon i Sverige.

Forbruksplanene er i stor grad konsentrert rundt Marka stasjon i Mosjøen i Vefsn kommune, Nedre Røssåga stasjon i Hemnes kommune og Rana stasjon i Mo i Rana i Rana kommune. Statnett har i tillegg forespørsler under Kolsvik stasjon. Fordi forespørselene i all hovedsak er knyttet til de nordligste stasjonene i området, har ikke Statnett vurdert systemløsninger for de sørligste stasjonene; Namsskogan, Kolsvik og Trofors.

Helgeland har mye regulerbar kraftproduksjon, og har i normalår et energioverskudd på rundt 1,5 TWh. Maksimalt effektuttak er om lag 920 MW på Helgeland i dag, der det største forbruket er i nærheten av stasjonene Marka og Rana. Forbruket under begge stasjoner preges av kraftkrevende industri. Hovedfokus i driften av transmisjonsnettet på Helgeland og i Salten, som ligger nord for Helgeland, har vært å håndtere kraftoverskudd ut av området i stort og import når de store magasinkraftverkene i området ikke produserer. Systemvern med produksjonsfrakobling er ofte aktivert for å håndtere stort kraftoverskudd ved utfall.

Kapasiteten i nettet på Helgeland begrenser hvor mye økt uttak det er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning til. Det er begrenset transformeringskapasitet i de enkelte stasjonene, og begrensninger i ledningskapasitet inn til de enkelte stasjonene. Etter hvert som forbruket vokser, vil ikke nettførsterkninger internt på Helgeland være tilstrekkelig for å legge til rette for økt uttak, ettersom utviklingskapasiteten mellom Helgeland og de omliggende områdene også vil sette en begrensning for hvor mye det vil være driftsmessig forsvarlig å tilknytte. Forbruksvekst utover 1 000 MW fordrer økt kapasitet inn og ut av området.

Statnett har allerede etablert prosjekter for å øke transformeringskapasiteten i Rana og Nedre Røssåga stasjoner, og i KVUen legges det til grunn at disse tiltakene er gjennomført. Det fremgår imidlertid av KVUen at Statnett satte ombygging av Rana stasjon på vent i påvente av avklaring av en løsning for flimmerproblemer, forårsaket av 7 Steels (da Celsa)

³ <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-av-statnetts-konseptvalgutredning-for-helgeland/id3062273/>

stålovn i Rana. Reguleringsmyndigheten for energi har i etterkant fattet et vedtak der 7 Steel ble utpekt som utbedringsansvarlig for flimmer. Energiklagenemda har i klagebehandling av vedtaket stadfestet at 7 Steel er utbedringsansvarlig, og vedtatt at selskapet plikter å levere en tiltaks- og fremdriftsplan for å etterkomme dette innen 2. oktober 2025.

I KVUen er det listet opp forespørslers om nytt eller økt uttak på Helgeland, med et samlet volum på 2 992 MW. Av dette var 1 901 MW vurdert som modne da KVUen ble oversendt departementet. Et prosjekt må være vurdert som modent for å kunne reservere kapasitet eller få en plass i kapasitetskø. Forespørslene er oppsummert i Tabell 1.

Tabell 1: Oppsummering av forespørslers om økt forbruk på Helgeland fra Vedlegg 2 i KVU Helgeland

[MW]	Reservert	Kapasitetskø	Sum modne forespørslers	Bestilling under behandling	Ikke moden for kapasitetskø	Sum alle forespørslers
Rana		60	60	385		445
Nedre Røssåga	610	334	944		32	975
Marka	58	805	863		660	1 523
Kolsvik	7	28	35		15	49
Sum	675	1 226	1 901	385	706	2 992

Totalt er 1 890 MW av forespørslene knyttet til produksjon av hydrogen eller ammoniakk og 845 MW til industri. Også noen av forespørslene knyttet til industri gjelder produksjon av hydrogen i industrielle prosesser. Statnett påpeker at det generelt så langt er tatt få investeringsbeslutninger for storskala hydrogen- eller ammoniakkproduksjon i Norge. Foretaket skriver at det sannsynligvis skyldes en kombinasjon av usikkerhet rundt markedsforhold, prisforventninger og støtteordninger som vil ha avgjørende betydning for lønnsomheten i prosjektene, samt tilgang på nettkapasitet.

Statnett legger til grunn tre scenarioer for forbruksutviklingen, et lavscenario med økt uttak på 1 300 MW, middelsscenario på 1 900 MW og høyscenario på 2 400 MW, basert på ulik sannsynlighetsvekting av prosjekter med henholdsvis reservasjoner, prosjekter i kapasitetskø og prosjekter som ikke er vurdert som modne.

Når det gjelder kraftproduksjon, skriver Statnett at det er noen få planer om nye mindre vannkraftverk, samt usikre planer om vindkraft i tidligfase, herunder Sjonfjellet vindpark, med planlagt effekt på 500 MW. Videre påpeker Statnett at NVE har identifisert et område utenfor Nordland som aktuelt for havvind. Statnett forventer at 1 400 MW havvind kan være aktuelt på sikt, men at det er lite sannsynlig at det realiseres før 2035.

Statnett oppstiller to effektmål; et mål om at konseptene skal muliggjøre tilknytning av middelsscenarioet, 1 900 MW, og et mål om at de skal legge til rette for tilknytning av ny kraftproduksjon.

I nullalternativet legger Statnett til grunn at eksisterende ledninger reinvesteres ved endt teknisk levetid. 220 kV-ledningen til Sverige reinvesteres i 2043 og 300 kV-ledningene i 2048. Reinvesteringene forutsettes gjort på 420 kV-spenning, noe som gir økt handelskapasitet mellom NO4 og NO3 og mellom NO4 og SE2.

I mulighetsstudien vurderer Statnett fem konsept for nettforsterkninger. I mulighetsstudien har Statnett også vurdert alternativer til nett, og konkludert med at de ikke vil imøtekomme behovene alene.

Konsept 1 innebærer at Statnett i første trinn bygger en ny 420 kV-ledning mellom Nedre Røssåga stasjon og Marka stasjon og etablerer økt transformeringskapasitet. Andre trinn er spenningsoppgradering av ledningen fra Nedre Røssåga til Sverige, som gir økt kapasitet inn til Helgeland. Tredje trinn er en ny 420 kV-ledning mellom Nedre Røssåga og Rana, som gir muligheter til økt uttak i Rana stasjon. Fjerde og siste trinn er reinvestering av 300 kV-ledningen på 420 kV, som gir økt import- og eksportkapasitet til Helgeland, samt ytterligere økt kapasitet til uttak i Marka stasjon. Økt uttak under de ulike stasjonene vil i varierende grad kreve stasjonstiltak og tiltak i regionalnettet i tillegg til ledningstiltakene. Videre kan det være aktuelt å etablere et nytt utvekslingspunkt mellom regional- og transmisjonsnettet i Holandsvika, ca. 15 km fra dagens Marka stasjon.

Konsept 2 har de samme første to trinn som konsept 1. Tredje trinn i konsept 2 er en ny 420 kV-ledning direkte mellom Marka og Rana i en ytre trasé, som ikke går innom Nedre Røssåga. Det vil være mulig å etablere en stasjon for tilknytning av vindkraftverk i den ytre traseen, herunder for Sjonfjellet vindpark. I konsept 1, vil denne vindkraften måtte tilknyttes radielt. Fjerde og siste trinn i konsept 2 er likt som i konsept 1. Også i dette konseptet vil det være mulig å etablere en transmisjonsnettstasjon i Holandsvika.

Konsept 3 er forskuttering av nullalternativet, det vil si forsert reinvestering av 220 kV-ledningen mot Sverige og 300 kV-ledningene mellom Tunnsjødal, Trofors, Marka og Nedre Røssåga på 420 kV. Konseptet tilsvarer trinn 2 og 4 i konsept 1.

Konsept 4 er gjennomføring av de første to trinnene i konsept 1.

Konsept 5 tilsvarer første og fjerde trinn i konsept 1; en ny 420 kV-ledning mellom Nedre Røssåga stasjon og Marka stasjon, fulgt opp av reinvestering av 300 kV-ledningene mellom Tunnsjødal, Trofors, Marka og Nedre Røssåga på 420 kV, med serioreaktor i Nedre Røssåga.

Kun konsept 1 og 2 tas med videre til alternativanalysen, der Statnett vurderer prissatte og ikke-prissatte virkninger, usikkerhet og andre beslutningsrelevante forhold. Statnett forkaster de øvrige konseptene med bakgrunn i at de ikke oppfyller effektmålet om tilknytning av 1 900 MW nytt uttak. Konsept 4 gir mulighet for å realisere 1 700 MW på Helgeland.

Ved en forbruksvekst på 1 000 MW vil begrensningene inn til Helgeland gjøre seg gjeldene for ytterligere vekst. Både i konsept 1 og 2 er andre trinn spenningsoppgradering av ledningen til Sverige. Dette krever enighet med Sverige. Økt kapasitet forutsetter også spenningsoppgradering på svensk side, til Ajaure stasjon og videre til Grundfors stasjon. Tiltaket innebærer oppgradering av om lag 60 km ledning på norsk side, og om lag 170 km på svensk side. Kostnaden på svensk side inngår ikke i kostnadsgrunnlaget. Statnett skriver at det vil være mulig å gjøre om på rekkefølgen på trinnene i konsept 1 og 2, slik at 300 kV-ledningene (trinn 4) reinvesteres i trinn 2, og ledningen til Sverige i trinn 4.

Statnett anbefaler konsept 1 fremfor konsept 2. Konsept 1 har ifølge foretaket lavere investeringskostnader, større fleksibilitet i utbyggingen og mindre virkninger på areal og miljø.

1.3. Ekstern kvalitetssikring

OE støtter at Statnett tar utgangspunkt i konsept 1 for en stegvis utvikling av nettet på Helgeland. OE skriver at utviklingen må skje i tett sammenheng med forbruksutviklingen på Helgeland og at å starte planlegging og gjennomføring av alle fire stegene på nåværende tidspunkt ikke synes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt. OE støtter at Statnett fortsetter planleggingen av de første to trinnene i anbefalt konsept, men mener at Statnett og myndighetene bør unngå å skape forventninger om nettinvesteringer som kan vise seg å være unødvendige.

OE vurderer behovsanalysen som tilstrekkelig komplett. OE er av den oppfatning at Statnett mener at middelsscenarioet representerer forventet forbruksvekst, samtidig som Statnett mener at det ikke er sannsynlig med mindre det kommer ny kraftproduksjon i området. OE savner en tydeligere konklusjon fra Statnett om at ny kraftproduksjon er forventet. OE påpeker at forbruksscenarioene baseres på noen valgte prosentsatser, uten at de begrunnes tydelig.

OE viser til at Statnett beskriver at begrensninger i dagens nett kan gjøre det utfordrende å opprettholde forsyningssikkerheten til forbruket under Marka stasjon i vedlikeholdsperioder, men mener at dette kunne vært mer utførlig beskrevet.

Statnett setter analyseperioden til 40 år, slik som NVE anbefaler som hovedregel i analyser av nettiltak. Statnett inkluderer imidlertid planleggingen og gjennomføring i sin analyseperiode, noe som ikke er i tråd med NVEs veileder. OEs vurdering er at Statnetts fremgangsmåte medfører at virkningene av konseptene beregnes over for få år og at kostnadene ved konseptene blir underestimert.

OE påpeker at spenningsoppgraderingen av ledningen til Sverige krever koordinering og samarbeid med Svenska kraftnät (SvK), og at fordeling av kostnadene er usikker.

OE er enige med Statnett i å ta konsept 1 og 2 videre til alternativanalysen, men mener at konsept 3 og 4 også burde ha vært videreført, og påpeker i denne sammenhengen at oppfylling av effektmål ikke er et absolutt krav. OEs skriver at alternativanalysen til dels er utført i tråd med gjeldende metode og teori. OE vurderer at de største svakhetene i analysen er knyttet til hvordan Statnett vurderer markedsnytt, samt at ny kraftproduksjon ikke er inkludert som en virkning. OE er enig med Statnett i at konseptene har opsjonsverdier, men understreker at opsjonene kun har verdi ved en reell stegvis utvikling, der det er mekanismer som sikrer at omfanget reduseres og at investeringer faktisk unngås dersom forbruksutviklingen tilsier det.

Basert på sine merknader har OE gjennomført egne tilleggsanalyser, hvor også konsept 4 er inkludert i analysen for å illustrere nytte og kostnader ved å kun gjennomføre trinn 1 og 2 i konsept 1. OE konkluderer med at konsept 4 sannsynligvis er mer lønnsomt enn nullalternativet. Hvorvidt konsept 1 er mer lønnsomt enn konsept 4 er ikke åpenbart. Konsept 1 gir imidlertid fleksibilitet dersom det oppstår forsinkelser med oppgraderingen av ledningen til Sverige, og det er kun konsept 1 og konsept 2 som legger til rette for alt forbruket i middels-scenariot.

Med bakgrunn i dette støtter OE Statnett i å ta utgangspunkt i konsept 1 for en videre stegvis utvikling av transmisjonsnettet på Helgeland, men understreker at nettuviklingen bør skje i tråd med den faktiske forbruksutviklingen. OE påpeker at de savner en mer detaljert beskrivelse av hvordan Statnett vil legge opp meldings- og konsesjonsprosessen for de ulike stegene i konseptet, blant annet for å unngå forventninger om nett som senere kan vise seg å ikke være nødvendig. Det burde fremkommet tydelig hvilket forbruk som vil utløse tiltak i trinn 3 og 4. OE støtter Statnett i videre planlegging av trinn 1 og 2, som fremstår som lønnsomme.

1.4. NVEs vurdering av KVV Helgeland

NVE støtter videre planlegging av konsept 1, basert på forespurt forbruksøkning og tilgjengelig kapasitet i nettet på Helgeland. Direktoratet påpeker imidlertid at mange av tilknytningshenvendelsene gjelder hydrogen-/amoniakkproduksjon, som i stor grad er avhengige av støtteordninger for å kunne realiseres, og presiserer at det er viktig at Statnett oppdaterer vurderinger av forbruksutviklingen i konsesjonsprosessen.

NVE støtter OE i at Statnett i det videre arbeidet bør være tydeligere i sine vurderinger og konklusjon angående ny kraftproduksjon, siden dette også er av betydning for videre analyser i konsesjonsprosessen. NVE savner også en mer omfattende vurdering av blant annet avbruddskostnader, markedsnytte, usikkerheten i forbruksøkningen samt sammenhengen mellom nytt forbruk og ny produksjon.

NVE er i utgangspunktet enig i Statnetts overordnede vurdering av at mest mulig samlokalisering med eksisterende infrastruktur er mer skånsomt enn å bygge ut i nye områder, men påpeker at samlokalisering likevel kan påvirke viktige skogs-, myr- og friluftsområder,

herunder Bjerkadalen naturreservat. Areal- og miljøvirkninger må ifølge NVE utredes nærmere i den videre konsesjonsprosessen.

NVE er enig med Statnett i at konsept 1 fremstår som bedre enn konsept 2. De viktigste årsakene til at NVE kommer fremt til dette, er lavere anslåtte investeringskostnader og hensynet til areal og miljø, samt at konseptet gir større muligheter for realopsjoner i form av utsatte investeringer. NVE er enig med OE i at oppfyllelse av effektmål ikke er absolutte krav, og påpeker at det alene ikke gir grunnlag for å forkaste konsept. NVEs vurdering er at siden begge de to vurderte konseptene er delt inn i flere steg har Statnett belyst et tilstrekkelig utfallsrom i sin alternativanalyse, men at det er viktig hvert steg belyses grundig i den videre konsesjonsprosessen.

1.5. Høringsinnspill til KVV Helgeland

Departementet har hatt Statnetts KVV for Helgeland på offentlig høring og har mottatt 23 innspill. Nedenfor følger en oppsummering av de mest sentrale høringsinnspillene.

Linea, regionalnetteier og områdekonsesjonær på Helgeland, har vært involvert i utredningen, og skriver at Statnetts anbefalte konsept ivaretar selskapets innspill.

Rana og Vefsn kommuner, samt flere industriaktører, mener det er behov for å øke kapasiteten i nettet for å legge til rette for utvikling av eksisterende og ny industri og ny kraftproduksjon på Helgeland. De fleste av høringspartene foretrekker konsept 1, men det er ulike syn på hvordan den økte kapasiteten bør prioriteres. Elkem, Svabo og Mo Industripark mener det bør prioriteres å øke nettkapasiteten inn til Mo industripark i Mo i Rana, mens andre peker på Holandsvika, Marka transformatorstasjon, Nesbruket og Alcoa i Mosjøen.

Enkelte av høringspartene bemerker at mye av forbruksveksten som ligger til grunn for behovsanalysen er knyttet til hydrogen- og ammoniakkprosjekter. Flere av høringspartene peker på at det er stor usikkerhet ved forbruksveksten og at videre planlegging av tiltak i størst mulig grad bør legge til rette for forbruk som faktisk oppstår. Flere av aktørene støtter en trinnvis utbygging som kan tilpasses det faktiske kraftbehovet. Videre peker flere aktører på at middels til høy forbruksvekst forutsetter økt kraftproduksjon, og at Statnett derfor bør legge til rette for kraftproduksjon i den videre planleggingen av tiltak.

Statkraft mener konsept bør velges på bakgrunn av samfunnsøkonomiske prinsipper og ikke forkastes alene på bakgrunn av å ikke oppfylle effektmålene, særlig når utfallsrommet for forbrukslokalisering og -vekst er så stort. En grundigere vurdering av flere konsept i alternativanalysen ville ifølge Statkraft bidratt til å styrke argumentasjonen for konsept 1 og 2 samt redusere risiko for at man ikke velger det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme konseptet. Statkraft mener mulighetsstudien burde belyst konseptenes muligheter for tilknytning av mer kraftproduksjon og synliggjort eventuelle konsekvenser for fremtidig nettutvikling. Statkraft skriver at informasjon om dette ville gjort det enklere for kraftprodusenter å vurdere og planlegge sine prosjekter.

FNF Nordland skriver at forslag om vindkraft på land på Helgeland har vært møtt med betydelig motstand fra naturvern- og friluftslivsorganisasjoner, befolkningen, grunneierne og kommunepolitikere i de aktuelle kommunene, og at KVUen derfor ikke må basere seg på ny produksjon fra tentative vindkraftverk i intakte natur- og friluftslivsområder. FNF Nordland viser samtidig til at det er stor usikkerhet knyttet til forbruksutviklingen i området. I den forbindelse påpeker FNF Nordland at effektmålene ikke bør behandles som absolutte, og at konsept 3 og 4 delvis oppfyller målene om nytt forbruk.

Flere peker på at nettiltakene i størst mulig grad bør lokaliseres i arealer som allerede er i bruk eller regulert, og at konsept 1 med en indre korridor langs eksisterende trasé slik sett er bedre enn konsept 2 med ny ytre korridor.

Statsforvalteren i Nordland støtter konsept 1 under forutsetning om at det unngås ytterligere inngrep i Bjerkadalen naturreservat. Sametinget peker på at ny 420 kV kan få store negative konsekvenser, og at etablering av nye kraftlinjer ikke må fremskyndes på en måte som går på bekostning av samiske interesser. Sametinget mener Statnett må gå i dialog med berørte rettighetshavere og utøvere på et tidlig tidspunkt for å minimere negative konsekvenser.

2. Departementets vurdering

2.1. Behovsanalyse

Helgeland er et område som i dag har kraftoverskudd og lave kraftpriser, samt etablert kraftkrevende industri med tilhørende infrastruktur. Departementet legger til grunn at dette gjør regionen attraktiv for nyetableringer av kraftkrevende virksomheter, samt videreutvikling av eksisterende kraftkrevende industri. Departementet støtter Statnetts vurdering av at det er behov for å utrede økt kapasitet i transmisjonsnettet i lys av at foretaket har mottatt mange forespørsler om uttak som i sum utgjør et stort volum.

Det framkommer av KVUen at forbruksutviklingen er svært usikker. En stor andel av forespørslene om uttak er knyttet til produksjon av hydrogen/ammoniakk. Statnett peker på at det er tatt få investeringsbeslutninger for storskala produksjon av hydrogen og ammoniakk i Norge. Departementet merker seg også at Statnett i *Langsiktig markedsanalyse: Norge, Norden og Europa 2024-2050* legger til grunn lavere forbruksvekst enn i tidligere prognose, og at den er skjøvet ut i tid, delvis som følge av høye kostnader knyttet til etablering av hydrogenproduksjon. NVE har i sin rapport *Tilstanden i kraftsystemet 2025* publisert oppdaterte prognoser om kraftbalansen, og anslår at kraftbalansen i NO4 forblir uendret de neste fem årene. I fjorårets prognose la direktoratet til grunn en nedadgående trend for kraftbalansen. Endringen skyldes i all hovedsak forventninger om lavere forbruksvekst. Dette illustrerer at det er stor usikkerhet knyttet til den framtidige forbruksveksten, noe også NVE, OE og flere høringsinstanser påpeker. Etter departementets syn gjelder usikkerheten både hvor stor forbruksveksten vil bli, når den kommer og hvordan den vil fordeles mellom ulike lokasjoner. Håndtering av usikkerhet er viktig i den videre prosessen.

Departementet forstår KVUen slik at en økning i uttaket som tilsvarer effektmålet på 1 900 MW vil være usannsynlig, om ikke umulig, uten ny kraftproduksjon. I likhet med OE, NVE og enkelte høringsinstanser mener departementet at det hadde vært nyttig med mer omfattende vurderinger knyttet til ny kraftproduksjon.

2.2. Mulighetsstudie

I mulighetsstudien oppstiller Statnett mål og rammer som er relevante for analysen og gjør en overordnet vurdering av konsept som kan møte behovet.

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet, samt tilknytningsplikt for forbruk og produksjon. I samfunnsøkonomiske analyser skal det benyttes forventningsverdier, så langt det lar seg gjøre. Det er ingen omforent og treffsikker måte å estimere forventningsrett forbruksutviklingen på. Scenarioanalyser kan være et bra verktøy i nettplanleggingen i møte med usikker fremtid, både når det gjelder produksjon og forbruk.

I KVUen har Statnett utarbeidet tre scenarioer for framtidig forbruksvekst, og etablert et effektmål om å kunne tilknytte middelsscenarioet på 1900 MW. I mulighetsstudien forkaster Statnett konsept 3 og konsept 4 med bakgrunn i at de ikke oppfyller dette effektmålet. Departementet viser at Statnett har vurdert at konsept 4, som består av de første to trinnene i konsept 1, ville kunne legge til rette for økt uttak på 1 700 MW. Departementet understreker at nedvalg i mulighetsstudien bør baseres på en helhetlig vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger, og ikke effektmål. Dette er også forhold som departementet har påpekt tidligere, herunder i departementets uttalelser til Statnetts konseptvalgutredninger om nettforsterkning i Indre Sogn og mellom Sørlandet og Østlandet.

2.3. Alternativanalyse og samlet vurdering

I alternativanalysen vurderer Statnett konsept 1 og konsept 2 opp mot hverandre, og opp mot nullalternativet. Investerings- og reinvesteringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader og restverdi er prissatte. Virkninger på natur og miljø, verdi av nytt forbruk, markedsnytte og realopsjoner er vurdert som ikke-prissatte virkninger.

I likhet med NVE og OE, mener departementet at det ville styrket analysen dersom flere virkninger var prissatt, samt om areal- og miljøvirkningene ved de ulike konseptene var beskrevet noe mer utfyllende. I utredningen legges det stor vekt på tilknytningsplikt, men departementet savner at det analyseres hvilken markedsnytte det ville gitt å øke handelskapasiteten mot Sverige og/eller Midt-Norge, selv med en lavere forbruksvekst.

Departementet leser KVUen slik at håndtering av produksjonsoverskudd er en hovedutfordring ved driften av nettet i dag, og departementet mener i så fall det ville vært naturlig å redegjøre ytterligere for hvordan nettiltakene påvirker dette.

Departementet er enig med OE i at Statnetts praksis med å inkludere planleggingsfasen i analyseperioden resulterer i en for kort analyseperiode. Statnett estimerer restverdiene av tiltakene basert på lineære avskrivninger, som er en forenklet metode. Dette resulterer blant annet i at konsept 2 har høyere restverdi enn konsept 1, uten at departementet kan se at konseptet er vurdert til å ha større nyttevirksomheter enn konsept 1. En lengre analyseperiode ville ha redusert omfanget av denne svakheten i analysen.

Departementet er samlet sett enig med Statnett, OE, NVE og flere høringsinstanser om at konsept 1 fremstår mer rasjonelt enn konsept 2, grunnet lavere kostnader, mer fleksibel gjennomføringsstrategi som kan tilpasses behovet, og antageligvis mindre virkninger på areal og miljø. Departementet støtter at Statnett kan gå videre med å planlegge konsept 1, og forutsetter som normalt at det i den videre konsesjonsprosessen må gjennomføres mer detaljerte utredninger av nytte- og kostnadsvirkninger av de konkrete tiltakene.

2.4 Forutsetninger for en vellykket gjennomføring

Departementet understreker viktigheten av at Statnett i den videre prosessen tilpasser nettutviklingen på Helgeland til behovsutviklingen, både når det gjelder omfang, rekkefølge og tidspunkt. En styrke ved konsept 1 er at det er trinnvis og at det gir mulighet for fleksibilitet i gjennomføringen. Dette gjelder ikke bare tiltak som gir økt kapasitet inn til området (trinn 2 og 4), men også tiltak som gir økt kapasitet inn til de enkelte stasjonene (trinn 1 og 3). I KVUen har Statnett lagt til grunn at forbruksveksten kommer først i Mosjøen (Marka stasjon). Dersom dette endrer seg, og forbruksveksten i Rana overstiger det som det planlagte stasjonstiltaket i Rana stasjon legger til rette for, må gjennomføringen av konseptet tilpasses deretter. Det er viktig at foretaket også belyser forhold rundt ny kraftproduksjon i den videre prosessen.

Statnett skriver at foretakets foreløpige vurdering er at ledningsdelen av tiltakene på Helgeland ikke kan anses som anleggsbidragspliktige slik behovet er i dag. Departementet merker seg at Statnetts vurdering er en foreløpig vurdering, og legger til grunn at foretaket vil få et mer presist bilde av hva som konkret utløser enkelttiltak i den videre planleggingen. Dersom tiltak utløses av enkeltaktører, legger departementet til grunn at anleggsbidragsregelverket kommer til anvendelse. Dette er med på å bidra til rasjonell nettutvikling.

3. Konklusjon

Departementet er enig i at det er behov for å vurdere tiltak som legger til rette for økt uttak på Helgeland, og økt flyt inn og ut av området ved forbruksvekst. Departementet slutter seg til Statnetts anbefalte konseptvalg.

Statnett kan etter energiloven melde og konsesjonssøke konkrete nettiltak som inngår i foretakets anbefalte konsept for Helgeland. Det er stor fleksibilitet i hvordan det anbefalte konseptet kan gjennomføres. I den videre prosessen med melding og konsesjonssøknad må Statnett tydeligere redegjøre for kostnader og nyttevirksomheter av enkelttrinnene i konseptet, inkludert virkninger på areal og miljø.

Departementets uttalelse er prosessledende og kan ikke påklages.

Med hilsen

Laila Berge (e.f.)
avdelingsdirektør

Mar Kristjonsson
seniorrådgiver

Dokumentet er elektronisk signert og har derfor ikke håndskrevne signaturer

Kopi
Norges vassdrags- og energidirektorat