

Olje- og energidepartementet
Postboks 8148 Dep
0033 OSLO

Vår dato:
Vår ref.: 201505944-9
Arkiv: 642
Deres dato:
Deres ref.:

Saksbehandler:
Ingrid Endresen Haukeli

NVEs kommentarer til Statnetts konseptvalgutredning Bedre leveringspålidelighet i kraftforsyningen til Nyhamna

NVE støtter Statnetts anbefaling om å gå videre med kun Indre konsept. Dette fordi det sannsynligvis ikke er samfunnsmessig rasjonelt å dublere forbindelsen mellom Fræna og Nyhamna. Selv uten en ny forbindelse mellom Fræna og Nyhamna, vil Indre Konsept forbedre leveringspålideligheten mot Nyhamna betraktelig, ettersom det fortsatt kan gi N-1 til Fræna.

En ny forbindelse mellom Fræna og Nyhamna kan imidlertid anses å være samfunnsmessig rasjonelt dersom ikke-prissatte virkninger av tiltaket vektlegges i stor grad. Indre og Ytre konsept vil da komme relativt likt ut samfunnsøkonomisk. I dette tilfellet vil det etter NVEs mening ikke være grunnlag for å gå videre med kun Indre konsept. Det er derfor viktig at OED i forbindelse med konseptvalget avklarer hvorvidt det er ønskelig å dublere forbindelsen mellom Fræna og Nyhamna.

Lønnsomheten ved å etablere N-1 til Fræna avhenger blant annet av hvilke tiltak som kreves og hvordan forbruksutviklingen vil bli, noe som per i dag er usikkert. Lønnsomheten ved å etablere N-1 til Fræna er imidlertid også avhengig av hvor store de ikke-prissatte virkninger ved tiltakene anses å være. NVE mener derfor at OED bør ta stilling til hvordan ikke-prissatte virkninger skal vektlegges. En slik avklaring er etter NVEs mening viktig for å sikre at samfunnsmessig rasjonelle investeringer konsesjonssøkes og gjennomføres. Det vil også være avgjørende for en effektiv konsesjonsprosess.

NVE mener videre at konseptanbefalingen til Statnett er for spesifikk når det gjelder løsningsvalg. Ut fra informasjon i konseptvalgutredningen kan det ikke utelukkes at andre løsninger innenfor Indre konsept enn Isfjorden stasjon og 420 kV Isfjorden – Fræna er aktuelle. I tillegg bør andre tiltak i sentral- og regionalnettet som kan øke kapasiteten mot Fræna tas med i videre vurderinger av løsningsvalg. Løsningene er mer detaljert beskrevet i dette brevet.

NVE mener også at Statnett bør vurdere å beholde reservekraftverket på Nyhamna lenger enn planlagt. Dette kan være lønnsomt dersom Indre konsept ikke bygges eller dersom trinn 1 gir mindre kapasitet enn forutsatt.

E-post: nve@nve.no, Postboks 5091, Majorstuen, 0301 OSLO, Telefon: 09575, Internett: www.nve.no

Org.nr.: NO 970 205 039 MVA Bankkonto: 7694 05 08971

Hovedkontor
Middelthunsgate 29
Postboks 5091, Majorstuen
0301 OSLO

Region Midt-Norge
Vestre Rosten 81
7075 TILLER

Region Nord
Kongens gate 14-18
8514 NARVIK

Region Sør
Anton Jenssensgate 7
Postboks 2124
3103 TØNSBERG

Region Vest
Naustdalsvn. 1B
Postboks 53
6801 FØRDE

Region Øst
Vangsveien 73
Postboks 4223
2307 HAMAR

NVEs kommentarer

Statnett har utarbeidet konseptvalgutredningen (KVU) «Bedre leveringspålidelighet i kraftforsyningen til Nyhamna». OED ber NVE i e-post av 14.10.2015 om å kommentere konseptvalgutredningen, herunder en overordnet vurdering av om utredningen er velegnet for den etterfølgende konsesjonsbehandlingen. I tillegg bes det om at spørsmål av betydning for behovsvurderingen, usikkerhetsanalysen og konseptvalget kommenteres.

NVEs kommentarer er gitt i dette brevet, fordelt etter temaer i KVUen. Avslutningsvis er NVEs konkluderende merknader til KVUen oppsummert.

1. Avgrensning

I KVUen vurderer Statnett kun tiltak som bidrar til forbedret leveringspålidelighet til Nyhamna. NVE har forståelse for at Statnett har valgt en slik avgrensning. NVE ønsker imidlertid å påpeke at avgrensningen som er valgt medfører at det ikke kan identifiseres andre tiltak som kan begrense inntektstapet ved Nyhamna under avbrudd i strømforsyningen. Det kan for eksempel ikke utelukkes at det finnes tiltak som reduserer nedetiden på Nyhamna ved avbrudd eller tiltak som øker fleksibiliteten i gassinfrastrukturen. NVE har ikke mulighet til å vurdere hvorvidt slike tiltak er aktuelle, men vil påpeke at konseptene som er identifisert i KVUen og lønnsomheten ved disse er avhengig av avgrensningen som er valgt.

Med hensyn til fremtidig konsesjonsbehandling er det en fordel å avklare under behandling av KVUen hvorvidt det er valgt riktig avgrensning. Dersom spørsmålet ikke avklares tidlig, er det fare for at alternative løsninger på Nyhamna eller i gassystemet kommer opp under konsesjonsprosessen. Dette kan forsinke gjennomføringen av tiltak. NVE anbefaler derfor at OED tar stilling til spørsmålet om hvorvidt avgrensningen er riktig i forbindelse med behandling av KVUen.

2. Behov

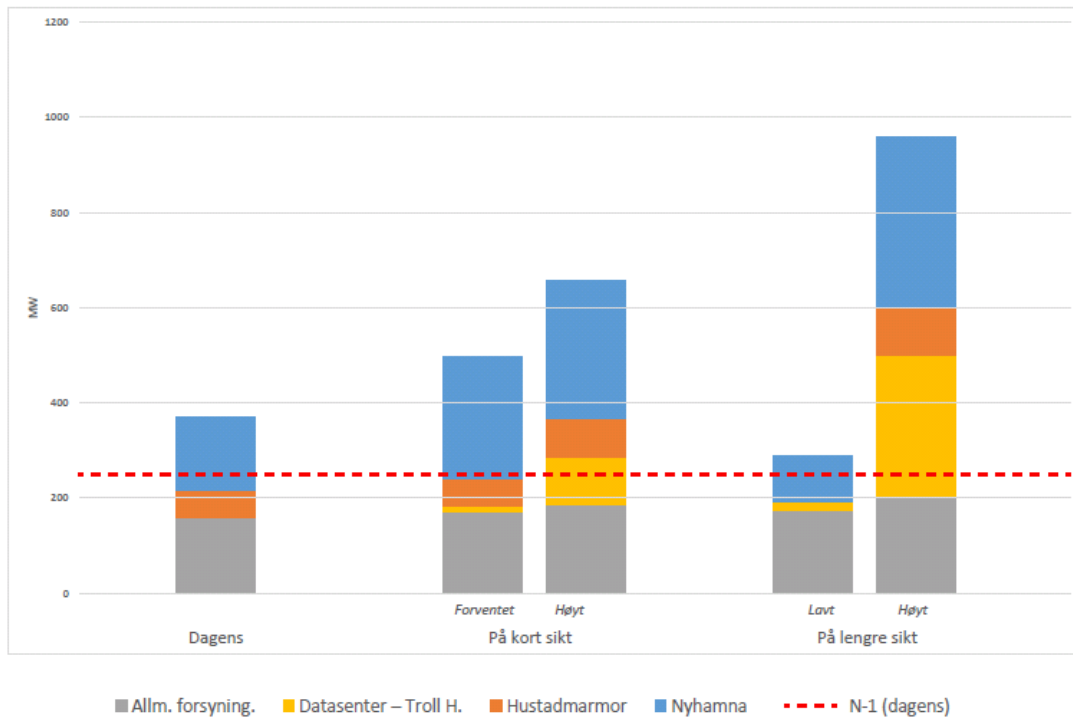
I KVUen identifiseres et behov for å vurdere tiltak som kan forbedre leveringspålideligheten mot Nyhamna. Det er ikke tilstrekkelig nettkapasitet til å forsyne hele dagens forbruk i området med N-1 kapasitet. Nyhamna kobles derfor ut ved feil på 420 kV Viklandet – Fræna. Økt kraftbehov på Nyhamna og innen øvrig forbruk i området vil medføre at overføringen mot området overskrider N-1-kriteriet med stadig større omfang. Dette er vist i Figur 1.

I følge Statnett vil kraftbehovet på Nyhamna med relativt stor sikkerhet øke med om lag 110 MW fram mot 2018/2019 på grunn av behov for trykkstøtte på Ormen Lange-feltet og tilknytning av Polarled. Etter dette er utviklingen i forbruk usikker og avhenger av hvorvidt det blir gjort nye gassfunn og hvilke ressurser som vil tilknyttes Nyhamna. Statnett har lagt til grunn at sannsynligheten for tilknytning av nye funn, tilleggsvolum, funn og uoppdagede ressurser i Norskehavet er 50 prosent, og har videre vurdert hvordan både høyere og lavere forbruksvekst påvirker lønnsomheten. NVE har ikke grunnlag for å vurdere forbruksutviklingen på Nyhamna, men vil påpeke at utviklingen fremstår som svært usikker og at dette må tas høyde for i planleggingen av nettiltak.

Statnett skriver på side 33 at det er lagt til grunn en forbruksvekst i alminnelig forsyning på 1 prosent per år, mens det i sammendraget oppgis 0,8 prosent per år. NVE mener begge anslagene er noe høye, men med en omfattende elektrifisering av transport kan 0,8 prosent per år være fornuftig. Denne merknaden påvirker ikke konseptvalget. Det er planer om et datasenter i området, som kan kreve mellom 15 og 300 MW. Statnett har lagt til grunn en forventning om 15 MW. NVE har ikke grunn til å

vurdere noe annet, men vil påpeke at en høyere vekst kan gi økt lønnsomhet av netttiltak. Usikkerhet i forbruk påvirker også i stor grad valg av konsept. Dette er omtalt nærmere under «Usikre forutsetninger».

Figur 1 viser dagens forbruk og mulig framtidig forbruk, sett i sammenheng med N-1-kapasiteten i dagens nett. Figuren er basert på tall fra KVUen. Figuren viser at N-1 kriteriet blir brutt allerede i dag og at det i fremtiden på kort sikt (rundt 2020) vil brytes i stadig større grad. På lengre sikt (etter rundt 2030) er det stor usikkerhet rundt forbruksutviklingen og det er dermed også usikkert hvor stor last som vil ligge over N-1 grensen.



Figur 1: NVEs forståelse av dagens og mulig framtidig forbruk sett i sammenheng med dagens N-1-kapasitet. Figuren er basert på tall fra KVU. På kort sikt er rundt 2020, mens på lengre sikt er etter rundt 2030.

3. Konsepter

Statnett vurderer følgende konsepter i KVUen: *tiltak på forbruks- og produksjonssiden, tiltak i driften av kraftsystemet og tiltak som øker kapasiteten i nettet*. Kun netttiltak på 420 kV spenningsnivå er av Statnett vurdert å kunne dekke det identifiserte behovet. I tillegg er det vurdert hvorvidt det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å beholde reservekraftverket som er plassert på Nyhamna lengre enn planlagt.

3.1 Tiltak på produksjonssiden, forbrukssiden og i 132 kV-nett

NVE støtter Statnetts vurdering om at lokal produksjon, lagring i batterier, netttiltak på kun 132 kV og tiltak som energieffektivisering og lastflytting ikke kan dekke behovet og/eller medfører for høye kostnader. NVE er enig i at tiltakene ikke bør vurderes i alternativanalysen.

Statnett har sett på muligheten for å etablere nye systemvern annet industriforbruk i området. Statnett skriver at uten mulighet for momentan overgang for kun deler av lasten på Nyhamna ville det uansett ikke hjulpet. Statnett skriver også at det ikke er tillatt å tilknytte nytt forbruk dersom det svekker

leveringspåliteligheten for eksisterende kunder. NVEs vurdering er at Statnett bør vurdere muligheten for å inngå en avtale om utkobling av annet industriforbruk for å frigjøre kapasitet til Nyhamna. En slik avtale forutsetter at kunden godtar å bli koblet ut. Statnett kan imidlertid ikke stille krav om å inngå en slik avtale, og det må det gjøres vurderinger av hvordan kostnadene ved tiltaket skal fordeles.

En utkobling av Hustadmarmor vil kunne frigjøre 55 MW i reservekapasitet mot Nyhamna. Slik NVE oppfatter det, vil økt reservekapasitet på 55 MW være et viktig bidrag, spesielt fram til netttiltak kan være i drift (i 2020) eller i kombinasjon med netttiltak. Etter NVEs forståelse vil en endring av systemvernet kunne gjøre at Nyhamna får hurtigere tilgang på reserve fra regionalnettet.

I følge Kraftsystemutredning for Møre og Romsdal 2014 kan det være aktuelt å reinvestere 66 kV-ledningen mellom Kristiansundområdet og Istadområdet mellom 2016 og 2021. Et aktuelt tiltak er å bygge en ny 132 kV-ledning fra Rensvik/Kristiansund til Istadområdet. Dette kan ifølge Istad Nett sine analyser¹, øke reservekapasiteten mot Nyhamna noe. Tiltaket kan ikke dekke behovet alene, men det kan etter NVEs mening vurderes i kombinasjon med de foreslåtte tiltakene i 420 kV-nettet.

Istad Nett har oppgitt i e-post til NVE 11.11.2015 at det kan være mulig å øke reserveforsyningen i dagens regionalnett fra 50 MW til 100 MW. Dette kan gjøres ved å installere SVC på Nyhamna med tilstrekkelig kapasitet, og kombinere dette med maksimal produksjon i Grytten kraftverk, deling av samleskinne i Giskemo, og eventuell mating av produksjon fra Tafjord. Tiltakene er ikke beskrevet i KVUen. NVE mener det bør ses nærmere på om det kan være lønnsomt å gjennomføre tiltakene midlertidig, fram til andre tiltak kan være på plass. Dette kan etter NVEs oppfatning være aktuelt spesielt på grunn av at minimumslasten for eksport på Nyhamna er forventet å øke til 100 MW fra rundt 2018, og tiltakene Statnett vurderer kan være på plass tidligst i 2020.

Statnett har et gasskraftverk på Nyhamna som et tiltak for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS). Kraftverket har maksimal ytelse på 150 MW og kan kun brukes i forbindelse med SAKS, vedlikehold og testing, i en vanskelig driftsituasjon, eller ved driftsforstyrrelse. I tillegg er det gitt tillatelse til å bruke kraftverket som reserveforsyning på Nyhamna når Viklandet-Fræna er ute på grunn av feil eller vedlikehold. Statnett har vedtatt å avvikle reservekraftverket på Nyhamna når kraftlinjen mellom Ørskog og Sogndal settes i drift. Reservekraftverket er tatt med i et eget konsept der det antas at kraftverket beholdes ut levetiden til kraftverket, fram til 2030. Reservekraftverket vil kunne redusere avbruddskostnadene ved langvarige feil i sentralnettet. Oppstartstiden er oppgitt til minimum fire timer. Bruk av kraftverket krever ifølge KVUen minimum 50 MW forsyning fra regionalnettet for tilførsel av gass fra prosesseringsanlegget. Det er usikkerhet knyttet til hvordan kraftverket vil fungere i drift, da det er utformet for å levere energi i en knapphetssituasjon. NVE vil påpeke at det er knyttet usikkerhet til hvor mye kraftverket vil kunne bidra med, og at dette må vurderes nærmere dersom tiltaket er aktuelt som alternativ til netttiltak. NVE er enig i Statnetts valg om å ta det videre til alternativanalysen.

3.2 Tiltak i 420 kV-nettet

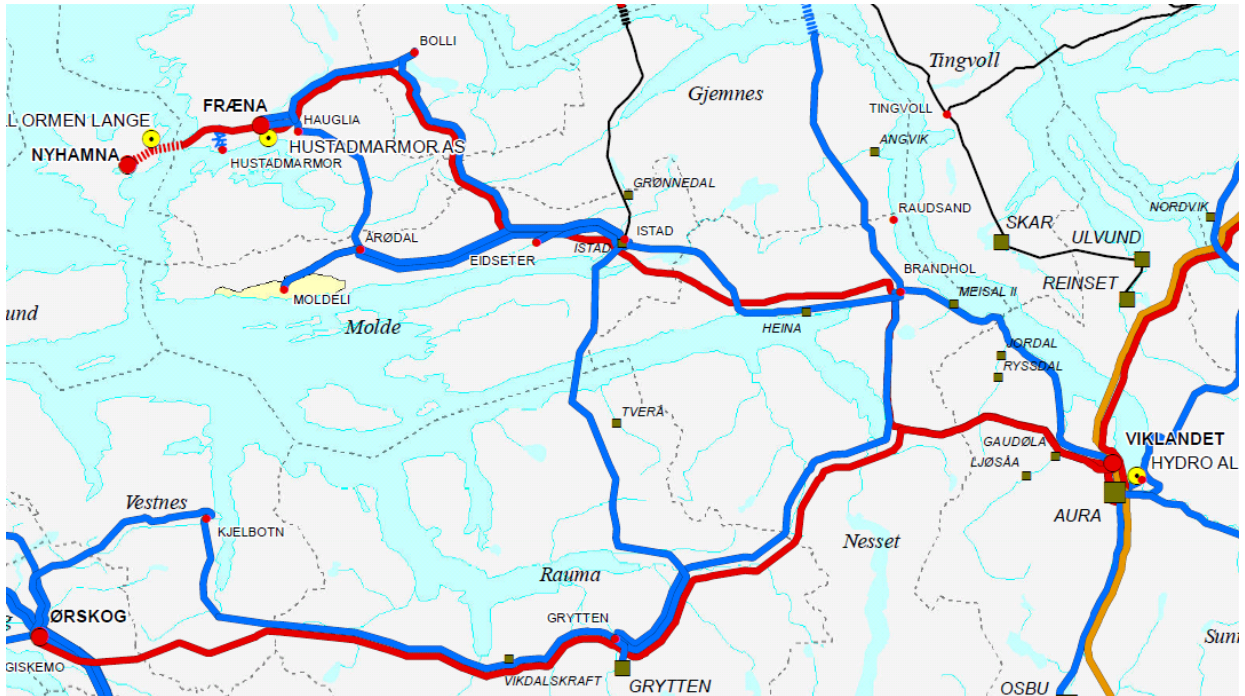
Statnett har sett på to ulike hovedkonsepter i 420 kV-nettet: *Ytre* og *Indre konsept*. Begge konseptene kan gi N-1-kapasitet² til høy forbruksvekst på Nyhamna og til øvrig forbruk i området.

De to konseptene er etter NVEs mening systemteknisk noe ulike. Det er etter NVEs oppfatning to snitt som er kritiske for forsyningen mot Nyhamna: Ett snitt som består av 420 kV ledningen Viklandet –

¹ *Reservekapasitet for Nyhamna*, Istad Nett, 16.02.2015

² N-1-kapasitet er den gjenværende kapasiteten på ledningene som forsyner et område/punkt etter feil på den mest kritiske komponenten.

Fræna og regionalnettet mot Fræna, og ett snitt som omfatter kun ledningen fra Fræna til Nyhamna. Ledningene er vist i kartet under.



Figur 2: Nyhamnas plassering i kraftsystemet. Blå ledninger er 132 kV regionalnett, svarte er 66 kV regionalnett, røde er 420 kV sentralnett, orange er 300 kV sentralnett

På snittet mot Fræna stasjon har den største delen av de historiske avbruddskostnadene på Nyhamna oppstått, og det er her det også forventes høyest avbruddskostnader i fremtiden. Dette kommer av at 420 kV-ledning mellom Viklandet og Fræna er lang og går i utsatt terreng. Statnett forventer få feil på ledningen mellom Fræna og Nyhamna, da den utgjør kun 6 km og ligger i et lite utsatt terreng. For kabeldelen er det lav sannsynlighet for feil, da det allerede er lagt en reservefase. Ved feil er allikevel konsekvensen høy, da det tar lang tid å reparere feil på sjøkabler.

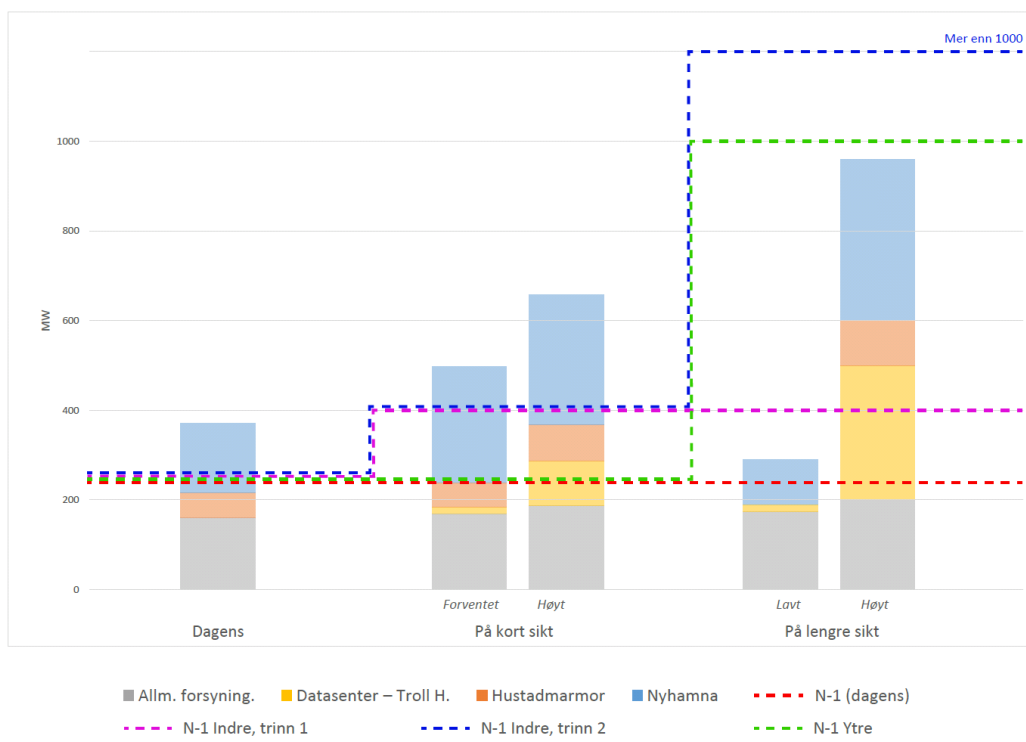
Med *Indre konsept* kan man velge å gjøre tiltak som gir N-1 på begge snittene, men man kan også velge å kun gjøre tiltak som gir N-1 på kun ett av snittene. Kapasiteten mot Fræna kan økes i to trinn. *Trinn 1*, Isfjorden stasjon, er beregnet å gi 400 MW i N-1-kapasitet³ mot Fræna ved å gjøre tiltak som øker kapasiteten i regionalnettet. *Trinn 2*, Isfjorden – Fræna, gir godt over 1000 MW i N-1-kapasitet mot Fræna. For å oppnå N-1 mellom Fræna og Nyhamna, må forbindelsen mellom disse stasjonene dubleres.

Ytre konsept gir N-1-kapasitet på ca. 1000 MW på begge snittene. Det er ikke mulig å gjennomføre kun deler av konseptet eller å gjennomføre det trinnvis.

³ Med dagens systemvern har ikke Nyhamna momentan tilgang på reserve fra regionalnettet. Statnett oppgir at en SVC på Nyhamna gir større muligheter for hurtig (momentan eller tilnærmet momentan) reserve for deler av lasten ved å endre konfigurering av systemvern, men at det er usikkert hva som kan oppnås. Dette vil avklares relativt raskt etter installasjon av SVC.

Figuren under viser når og hvor mye de to konseptene øker N-1-kapasiteten mot Fræna⁴, sett i sammenheng med den mulige forbruksutviklingen. Man ser her at på kort sikt (fra 2020) øker *Indre konsept trinn 1* kapasiteten slik at noe av forbruksveksten kan forsynes ved feil på Viklandet – Fræna. Etter dette kan det vurderes hvorvidt det er behov for å øke N-1-kapasiteten ytterligere. I så fall kan *trinn 2* gjennomføres, slik at N-1 kapasiteten økes til mer enn 1000 MW. Dersom forbruket blir lavt på lengre sikt (etter rundt 2030), og spesielt hvis det går ned etter 2020, vil det ikke være behov for å gjennomføre *trinn 2*.

Figuren viser også at *Ytre konsept* ikke gir økt reserveforsyning til den forventede forbruksøkningen på kort sikt. På lengre sikt vil konseptet gi N-1-kapasitet til høy forbruksøkning, men dersom forbruksøkningen blir lav medfører konseptet en stor overkapasitet i nettet.



Figur 3: NVEs forståelse av forventet kapasitetsøkning mot Fræna med de to konseptene, sett i sammenheng med mulig forbruksutvikling. Figuren er basert på tall fra KVUen. Med kort sikt menes rundt 2020, mens på lengre sikt er etter rundt 2030.

Begge 420 kV-konseptene er av Statnett vurdert å kunne dekke behovet og er derfor tatt med i alternativanalysen. I KVUen nevnes også en mulig variant av *Indre konsept* som omfatter en ny 420 kV-ledning fra Viklandet til Brandhol og videre mot Fræna. Hvilke tiltak konseptene omfatter, er beskrevet kort i vedlegg 1.

Istad Nett har ved flere anledninger påpekt at det er utfordringer ved løsningene i *Indre konsept* som øker reservekapasiteten mot Nyhamna ved økt utnyttelse av regionalnettet. Utfordringene er i liten grad vektlagt i KVUen.

⁴ Det er her valgt å vise kapasiteten på snittet mot Fræna, da det er feil på Viklandet - Fræna som forventes å gi de høyeste avbruddskostnadene. N-1 mellom Fræna og Nyhamna kan oppnås ved i tillegg å dublere forbindelsen mellom Fræna og Nyhamna.

Istad Nett har oppgitt i e-post til NVE 6.11.2015 samt i høringsmøte, at det er usikkert hvor mye Isfjorden og Istad stasjon i *Indre konsept* vil øke kapasiteten i regionalnettet, og at kapasitetene som er oppgitt forutsetter en ekstrem utnyttelse av regionalnettet. Det er usikkerhet i analysene knyttet til stabilitet, spenningsforhold, maksimal tillatt linetemperatur og behov for kortslutningsytelse ved Nyhamna. Hvilken kapasitet som reelt vil være tilgjengelig, må verifiseres i mer detaljerte analyser og kontrollmålinger. NVE er enig i dette.

Statnett oppgir i brev til OED av 10.12.2015 at ny informasjon tyder på at muligheten Nyhamna-anleggene har til å utnytte kraftforsyningen fra 132 kV-nettet kan være begrenset. Statnett oppgir at det på dette tidspunktet ikke foreligger tilstrekkelig informasjon til å trekke noen endelige konklusjoner rundt dette. Statnett påpeker at hvis det viser seg å være behov for kostbare ekstra tiltak for å oppnå reservekapasiteten som er forutsatt i KVUen, vil lønnsomheten ved *Indre konsept* svekkes. Statnett ønsker allikevel å opprettholde konseptanbefalingen.

Videre oppgir Istad Nett at det kan bli behov for å reinvestere eksisterende regionalnettsledninger mellom Istad og Fræna om 10 til 15 år. Dette er, etter hva NVE kan se, ikke tatt hensyn til i KVUen. Dersom ledningene ikke reinvesteres, vil kapasiteten mot Nyhamna bli lavere enn det som er forutsatt.

Istad Nett påpeker også at Nyhamna vil være avhengig av at regionalnettet er intakt under bygging av 420 kV Isfjorden – Istad. En feil i regionalnettet under utkoblinger i sentralnettet vil medføre høye avbruddskostnader.

Istad Nett påpeker i brev til NVE 6.10.2015 at det kan oppstå store avbruddskostnader dersom det inntreffer samtidige langvarige feil i regional- og sentralnettet. Sannsynligheten for at to feil inntreffer samtidig er lav, men under ekstremvær er en slik situasjon ikke utenkelig, ettersom at ledningene går i samme område. Istad Nett oppgir at 132 kV nettet er et aldrende tremastnett, og at dette kan også få betydning for nettets robusthet overfor uværssituasjoner.

Alle forholdene Istad Nett påpeker, samt Statnetts brev av 10.12.2015, indikerer etter NVEs mening at indre konsept kan medføre økte kostnader, enten i form av økte avbruddskostnader, nyinvesteringer eller fremskyndede reinvesteringer. Usikkerhet rundt hvor mye kapasitet *Indre konsept trinn 1* vil gi, skaper også usikkerhet rundt hvorvidt det er mulig å gjennomføre *Indre konsept* trinnvis. Dersom Nyhamna ikke kan nyttiggjøre seg av reserve fra regionalnettet, vil det heller ikke oppnås nyttevirksomheter av trinn 1. Dette vil i så fall ha konsekvenser for samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved *Indre konsept*. Konsekvensene for samfunnsøkonomisk lønnsomhet av konseptene omtales nærmere ikapittel 4.

Usikkerheten rundt hvilke reinvesteringer som i fremtiden vil gjøres i regionalnettet mellom Istad og Fræna, påvirker etter NVEs vurdering reserveforsyningen mot Nyhamna i stor grad. NVE mener dette kan tyde på at KVUen ikke i tilstrekkelig grad har vurdert utviklingen av regionalnettet i sammenheng med utvikling av sentralnettet. NVE mener Statnett i samarbeid med Istad Nett må avdekke hvor stor reservekapasitet mot Nyhamna regionalnettet kan gi med ulike reinvesteringalternativ. Videre må dette ses i sammenheng med investeringsbehov i sentralnettet.

Med tanke på at det er usikkerhet rundt hvilken kapasitet som vil oppnås i regionalnettet, er det etter NVEs mening hensiktsmessig å gjøre nærmere analyser av de ulike løsningene før Statnett låser seg til én teknisk løsning innenfor *Indre konsept*. NVE mener dette punktet også taler for at det kan være aktuelt å vurdere tiltak som øker kapasiteten i regionalnettet mellom Istad og Fræna i kombinasjon med Isfjorden eller Istad. Slike tiltak vil kunne øke reservekapasiteten ytterligere og redusere sannsynligheten for samtidige feil. Statnett har heller ikke vurdert virkningene ved å beholde reservekraftverket etter en eventuell idriftsettelse av Isfjorden. NVE er usikker på lønnsomheten av dette, men det bør vurderes

som et alternativ til å bygge Isfjorden – Fræna. Dette spesielt med tanke på at det er usikkerhet knyttet til kapasitet i regionalnettet med Isfjorden stasjon.

KVUen er etter NVEs mening noe uklare når det gjelder omtale av løsningen 420 kV Viklandet – Brandhol – Fræna (- Nyhamna). Det er ikke tydelig om den er en del av *Indre konsept* og i hvilken grad den vil utredes videre. Statnett redegjorde for denne løsningen i et møte med NVE under høringsperioden. Etter NVEs oppfatning har Statnett ikke forkastet denne løsningen, slik at den fremdeles er en aktuell variant i *Indre konsept*. Allikevel fremkommer det at transformering i Isfjorden er ansett som en viktig egenskap ved *Indre konsept* og at Statnett anser Isfjorden som et bedre tiltak enn å forsterke Viklandet-Brandhol. Siden det i KVUen er beskrevet at konseptvalget innebærer å konsesjonssøke Isfjorden stasjon og melde Isfjorden – Fræna, framstår det heller ikke her som at Statnett vil ta med løsningen Viklandet-Brandhol i videre utredninger.

Istad Nett sine analyser⁵ viser at første trinn av Viklandet – Brandhol gir mindre kapasitetsøkning enn Isfjorden stasjon eller Isfjorden-Istad. Løsningen framstår for NVE som en systemteknisk dårligere løsning enn Isfjorden stasjon. NVE mener imidlertid at det i KVUen ikke er vist tilstrekkelig grunnlag for å forkaste løsningen Viklandet – Brandhol. Dersom det ikke gjøres grundige nok vurderinger i en tidlig fase, er det fare for at alternativet kommer opp sent i konsesjonsprosessen og forsinkes en eventuell utbygging. NVE mener derfor at Statnett bør ta med 420 kV Viklandet – Brandhol, med eventuell videre utbygging mot Fræna, i videre vurderinger av løsninger. NVE forventer at løsningen beskrives i melding og konsesjonssøknad.

4. Samfunnsøkonomisk analyse

Statnetts vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet viser at det kun er Indre konsept trinn 1 som er samfunnsøkonomisk lønnsomt, med forventningsscenariet for forbruk, forventningsverdier for feilstatistikk og kun prissatte virkninger lagt til grunn i beregningene. Dette forutsetter at det er mulig å endre systemvernkonfigurasjonen på Nyhamna slik at Nyhamna får rask tilgang på reserve fra regionalnettet.

Indre konsept trinn 2 er samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom det forutsettes en høy gasstilgang på Nyhamna. Lønnsomheten ved trinn 2 er også avhengig av hvorvidt trinn 1 gir like høy kapasitet som det er forutsatt i KVUen, hvorvidt det er mulig å endre systemvernkonfigurasjonen og hvorvidt forbruket på Nyhamna blir høyere enn det som kan forsynes gjennom regionalnettet.

En dublering av forbindelsen mellom Fræna og Nyhamna er ikke lønnsomt dersom kun prissatte virkninger tas i betraktning. Dette gjelder også dersom en høy gasstilgang forutsettes. Ytre konsept er ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt, selv om det forutsettes høy gasstilgang eller historisk feilfrekvens.

En full utbygging av Indre konsept, kommer relativt likt ut samfunnsøkonomisk som Ytre konsept.

Statnett påpeker at det kan være ikke-prissatte virkninger som ikke er tatt med i den samfunnsøkonomiske analysen. En vektlegging av disse kan endre lønnsomheten ved de ulike tiltakene.

Sannsynligheten for feil er høyere på 420 kV ledningen Viklandet – Fræna enn på Fræna – Nyhamna. Ikke-prissatte virkninger må derfor vektlegges i større grad for at N-1 mellom Fræna og Nyhamna kan anses som lønnsomt, enn for at N-1 fram til Fræna skal bli lønnsomt. Etter NVEs forståelse er det mulig

⁵ *Reservekapasitet for Nyhamna*, Istad Nett, 16.02.2015

at Indre konsept trinn 1 og/eller trinn 2 kan anses som samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom ikke prissatte-virkninger vektlegges. Dublering av industriradialen Fræna - Nyhamna er derimot lønnsom kun dersom man i større grad ønsker å forsikre seg mot avbrudd som følge av feil på denne strekningen. NVE anser det derfor som mindre sannsynlig at det er lønnsomt å etablere N-1 mellom Fræna og Nyhamna enn at N-1 fram til Fræna er lønnsomt.

I NVEs vurdering av den samfunnsøkonomiske analysen er det lagt vekt på å identifisere hvilke usikkerheter og ikke-prissatte virkninger som kan påvirke konseptvalget og lønnsomhet ved de aktuelle konseptene.

NVE har hverken etterprøvd de samfunnsøkonomiske beregningene til Statnett utover det som oppgis i KVUen, eller vurdert investeringskostnader på komponentnivå, da vi ikke har tilgang på dette underlaget. NVE har ikke grunn til å betvile beregningene eller kostnadsestimeringen.

4.1 Avbruddskostnader

Statnetts beregninger av avbruddskostnader ved Nyhamna reflekterer inntektstapet på Nyhamna som følge av avbrudd i kraftforsyningen. Inntektstapet er avhengig av nedetid på Nyhamna, som igjen er avhengig av utetid i nettet.

- Verdi av tapt produksjon

Statnett har benyttet Gasscos beregninger av kostnader som følge av avbrudd i strømforsyningen. NVE har ikke vurdert selve tapet som oppstår på Nyhamna, men har ikke grunn til å tro at dette er underestimert av Gassco. NVE påpeker at det er flere usikre faktorer i denne beregningen som har stor betydning for de beregnede avbruddskostnadene og dermed lønnsomheten av tiltakene.

I vedlegg 1 til KVUen er Gasscos beregninger av reduserte avbruddskostnader ved å gjøre tiltak som gir N-1 til Nyhamna presentert. Gassco kommer her fram til noe andre resultater enn det Statnetts beregninger viser. Etter NVEs forståelse er grunnen til dette blant annet at Gassco legger til grunn andre tidspunkt for idriftsettelse av netttiltak og lengre utetid i nettet (det er ikke tatt hensyn til at det er gjort tiltak for å redusere feilsannsynligheten). Gassco bruker også noe lavere gasspris i sine beregninger. Gasscos beregninger viser at utbygging av hele *Indre* eller *Ytre konsept* er lønnsomt, forutsatt at tiltakene er idriftsatt i 2017 og at gassvolumene blir høye (inkludert ikke-oppdagede felt). Etter Statnetts vurdering kan imidlertid slike tiltak kan settes i drift først i 2023.

NVE forstår det som at Gassco og Statnett er enig i beregningene av inntektstap som følge av avbrudd, men at det i hovedsak er ulike oppfatninger om forventet feilrate (utetid i nettet) og idriftsettelsestidspunkt gir ulike resultater ved beregning av lønnsomhet. NVE mener Statnetts antakelser om forventet feilrate er fornuftig og at idriftsettelse av tiltak innen 2017 er urealistisk. NVE ønsker imidlertid å påpeke at idriftsettelsestidspunkt kan ha stor betydning for lønnsomheten av tiltak. Statnett bør derfor vurdere hvilket idriftsettelsestidspunkt som er mulig og samfunnsøkonomisk lønnsomt, sett i sammenheng med sin samlede prosjektportefølje.

- Nedetid på Nyhamna som følge av avbrudd

Shell har bidratt med informasjon om hvor lang nedetiden på Nyhamna er som følge av avbrudd i kraftforsyningen. Nedetiden er avhengig av oppstartstider for anlegget og hvorvidt det er tilgang på reserveforsyningen som minimum er nødvendig for gassseksport. Det er en ikke-lineær sammenheng mellom antall MW reserveforsyning som er tilgjengelig og gassvolumet som kan behandles. Nedetid på gassprosesseringsanlegget som følge av avbrudd i strømforsyningen er beregnet til totalt 27 timer per år.

NVE har ikke vurdert dette anslaget, men har ikke grunn til å tro at nedetiden er underestimert. Også disse forutsetningene har stor betydning for de beregnede avbruddskostnadene.

- Forventet utetid i kraftforsyningen til Nyhamna

Statnett har gjort vurderinger av hvor høy feilrate man kan forvente framover. Feil på kraftledningen 420 kV Viklandet-Fråna har vært årsaken til de fleste av de historiske avbruddene på Nyhamna. Historisk har det oppstått flere feil enn man statistisk kan forvente på denne typen ledninger. I følge Statnett skyldes mange av feilene at store deler av ledningen går i utsatt terreng over Meisalfjellet, men enkelte av feilene skyldes også monteringsfeil og feil knyttet til festeklemmer og toppline. Statnett har nå gjort tiltak for å redusere sannsynligheten for slike utfall og forventer derfor at kun halvparten av de historiske feilene er representative for fremtiden. Dette gir en feilrate på strekningen Viklandet-Istad som er tre ganger høyere enn landsgjennomsnittet for alle ledninger og 60 prosent høyere enn snittet for liknende ledninger. For øvrige delstrekninger er det lagt til grunn at de historiske feilhendelsene er i tråd med gjennomsnittlige feilrater.

NVE har ikke tilstrekkelig statistikk over feil og reparasjonstid i 420 kV-nettet til å kunne vurdere om verdiene Statnett har lagt til grunn er riktige sammenliknet med landsgjennomsnittet. NVE har imidlertid gjennom beskrivelser i KVUen og i møte med Statnett fått inntrykk av at det er gjort et grundig arbeid for å komme fram til verdiene og støtter ut fra dette Statnetts vurderinger. NVE mener det er fornuftig å anta at feilraten på strekningen Viklandet – Istad vil bli lavere enn den har vært historisk, som følge av tiltakene Statnett har gjort på ledningen. NVE støtter derfor Statnetts antakelser om forventet feilrate på denne strekningen.

NVE vil likevel påpeke at forutsetninger om feilsannsynlighet har stor betydning for samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Statnett har vist dette i usikkerhetsanalysen. Det er vist at med en forventning om historisk feilrate er følgende tiltak lønnsomme: å bygge Isfjorden stasjon, å bygge Isfjorden – Istad og å beholde reservekraftverket. Isfjorden stasjon kommer best ut i rangeringen. Isfjorden – Fråna blir ikke lønnsom, selv med historisk feilrate lagt til grunn.

Gassco har beregnet at ett mastehavari som medfører avbrudd i strømforsyningen med 30 dagers varighet vil ha et verditap på 740 MNOK. Dette synliggjør at de samfunnsmessige kostnadene er betydelige dersom et avbrudd med høy konsekvens først inntreffer. Tar man høyde for sannsynligheten for at dette inntreffer, blir den forventede samfunnsøkonomiske kostnaden imidlertid ikke vesentlig. Statnett har lagt til grunn at et mastehavari oppstår 0,01 ganger per år.

NVE mener at vurderingen av hvilken feilrate som skal legges til grunn i denne typen analyser må gjøres ut fra en avveining mellom hvorvidt man ønsker å gjøre investeringer i nett som forsikrer en mot denne typen hendelser, eller om man ønsker å risikere at langvarige feil med høye kostnader inntreffer. OED bør derfor ta stilling til dette i forbindelse med behandling av KVUen.

- Avbruddskostnader basert på KILE

NVE har gjort en forenklet beregning av hvor store avbruddskostnadene blir dersom KILE-satser (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi) legges til grunn i stedet for det faktiske inntektstapet på Nyhamna. NVE mener det er viktig å synliggjøre denne forskjellen, da Statnetts økonomiske insentiver til å investere i forbedret leveringspålitelighet til Nyhamna er å redusere sin forventning om avbruddskostnader basert på KILE, og ikke basert på det reelle inntektstapet på Nyhamna. Statnett har ikke plikt til å erstatte tapte inntekter på Nyhamna som følge av utløsning av systemvern.

NVE har beregnet at forventede avbruddskostnader på Nyhamna basert på KILE blir ca 290 MNOK, kapitalisert over analyseperioden på 40 år med kalkulasjonsrente 4 prosent. Det er her lagt til grunn samme reparasjonstider og feilsannsynlighet som Statnett har brukt i sine beregninger. Det er forutsatt avbrudd av 200 MW på Nyhamna. Dette er en forenklet antakelse, ettersom forbruket vil variere over tid. Nyhamna er plassert i kundegruppen Industri med eldrevne prosesser. Til sammenlikning oppgir Statnett at med forventet gassvolum⁶, som innebærer at forbruket øker opp mot 260 MW rundt 2020 og deretter synker, er de forventede avbruddskostnadene (basert på inntektstapet på Nyhamna) 650 MNOK.

Beregningen illustrerer at det økonomiske incentivet Statnett har til å forbedre leveringspåliteligheten mot Nyhamna ikke er ekvivalent med samfunnsøkonomisk nytte. NVE vil påpeke at det i nettplanleggingen ikke alltid er riktig å legge KILE-satsene til grunn ved beregning av forventede avbruddskostnader. KILE-ordningen omfatter ikke alle samfunnets kostnader. Dette henger sammen med at det i noen tilfeller er mer hensiktsmessig å benytte ulike former for direkte regulering, samt gjøre vurderinger av om det er mer hensiktsmessig at kunden selv iverksetter tiltak, enn å forsøke å gi økonomiske incentiver til at nettselskapene finner riktig løsning i alle tilfeller. I vurderinger av om det er samfunnsmessig rasjonelt å investere i nettanlegg kan det i enkelte situasjoner, som et supplement til KILE-ordningen, være relevant å ta kostnader som ikke er inkludert i ordningen med i betraktning.

NVE mener at man så langt det er mulig bør legge de reelle kostnadene ved avbrudd til grunn ved planlegging av netttiltak, da disse synliggjør den faktiske nyttevirkingen ved å gjøre tiltak. KILE-satsene dekker ikke alle de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd i strømforsyningen til Nyhamna. KILE er å betrakte som gjennomsnittlige avbruddskostnader for flere bedrifter, og skal gi incentiver til å reparere feil så raskt som mulig. I tillegg beregnes KILE for den tiden avbruddet varer, og ikke for hele nedetiden på Nyhamna. Det er heller ikke en lineær sammenheng mellom kraftforbruk og gasseksport, og derfor ikke en lineær sammenheng mellom kraftforbruk og inntektstap, slik det er ved beregning av KILE.

NVE vil også påpeke at operatøren ved Nyhamna etter dagens regelverk ikke blir påført kostnadene ved utbyggingen. Det er derfor viktig at myndighetene følger opp denne typen nettutbyggingsaker og sikrer at samfunnsmessig rasjonelle investeringer foretas til rett tid.

Et annet moment å vurdere i denne sammenhengen er at når behovet for en nettinvestering hovedsakelig er knyttet til forsyning av et fåtall kunder eller enkeltkunder som har høy avbruddskostnad (slik som det er ved forsyningen til Nyhamna), bør man i tillegg også ta stilling til hvorvidt det er hensiktsmessig at

- Nettselskapet bekoster tiltaket, og at alle selskapets kunder dermed er med på å dekke kostnaden ved den enkelte kundens behov for økt forsyningssikkerhet til gjennom tariffen, eller
- Kunden(e) som har behov for økt forsyningssikkerhet enten bekoster tiltaket, eller bør ivareta behovet for forsyningssikkerhet gjennom alternative løsninger (nødstrøm gjennom aggregat e.l.)

4.2 Tapskostnader

Statnetts beregninger av tap viser at *Indre konsept* til Fræna gir om lag like høye tap som *Ytre konsept*. *Delvis Istad* reduserer tapene med om lag halvparten av det *Indre* og *Ytre konsept* gjør. Tapsendringene med de øvrige tiltakene er neglisjerbare. Kraftprisene som er lagt til grunn er 335 kr/MWh i 2020 og 525 kr/MWh fra 2030 og en lineær økning mellom 2020 og 2030.

⁶ Statnett har lagt til grunn at sannsynligheten for tilknytning av nye funn, tilleggsvolum, funn og uoppdagede ressurser i Norskehavet er 50 prosent

NVE vil påpeke at dersom lavere kraftpriser legges til grunn, vil denne nyttevirkingen reduseres, men sannsynligvis vil ikke rangeringen endres. Dersom høyere forbruk legges til grunn, antar NVE at tapsreduksjonene vil bli høyere enn det som er beregnet med forventet forbruk. NVE har ikke sett nærmere på dette.

4.3 Tilrettelegging for ny produksjon

Statnett oppgir at en ny transformatorstasjon i Isfjorden kan gi kapasitet til mer vannkraft nær Isfjorden, men at mengden lønnsom kraft ikke anses som stor nok til at det ikke er kapasitet til den i dagens nett.

NVE ønsker å bemerke at det i området rundt Isfjorden er planlagt flere nye småkraftverk. I en samlet behandling av en småkraftpakke på 12 småkraftverk er 27,5 MW planlagt nær Isfjorden, i tillegg er 5,9 MW planlagt ved Bø og 10,3 MW planlagt ved Syltebø. Det er tidligere gitt konsesjon til kraftverk på 21,4 MW ved Grytten transformatorstasjon. NVE ser for seg å komme med et endelig vedtak for denne småkraftpakken innen utgangen av 2015.

Istad Nett har gjort beregninger som viser at dersom mer enn 15 MW småkraft blir utbygd i Isfjorden-området, så er det mest hensiktsmessig å etablere 132/22 kV-transformering i Isfjorden. Statnett eier og drifter 132 kV-nettet i dette området. Dersom det gis konsesjon til mer enn 15 MW ny kraftproduksjon og Statnett bestemmer seg for å gjennomføre Isfjorden trinn 1, vil det være naturlig å vurdere samlokalisering av 420/132 kV- og 132/22 kV-transformering i Isfjorden. En samlokalisering vil etter NVEs vurdering sannsynligvis gi positive virkninger. Samtidig vil NVE påpeke at det vil være av vesentlig betydning for småkraftaktørene å få nettilknytning i løpet av 2020, når fristen for deltakelse i el-sertifikatmarkedet utløper. En forsinkelse i gjennomføringen av Isfjorden stasjon, som er planlagt i 2020, kan derfor gi negative virkninger for småkraftutbyggingen.

4.4 Miljøvirkninger

NVE mener at vurderingen av miljøvirkningene i KVUen er på et hensiktsmessig detaljnivå samlet sett. NVE har noen mindre merknader til vurderingen som utdypes i det følgende.

I *Indre konsept trinn 2* skisserer Statnett en ny 420 kV-ledning som kan bygges i samme korridor som eksisterende 132 kV-ledning mellom Isfjorden og Istad. Når 420 kV-ledningen er idriftsatt, kan den eksisterende 132 kV-ledningen rives. Dette vil resultere i et bredere ryddebelte. Statnett skriver i KVUen på side 81 at «*bruk av eksisterende korridor [vil] gi samling av de fysiske inngrepene, noe som har en mindre miljøvirkning enn bruk av helt nye områder*».

NVE presiserer at eksisterende traseer kan ha en rekke virkninger for allmenne interesser, og generelt kan man ikke si at eksisterende trasé alltid er bedre enn en ny trasé.

Ytre konsept er i all hovedsak tilsvarende forbindelsen som Statnett søkte og fikk konsesjon på fra NVE i 2004. Med tanke på en eventuell ny konsesjonsbehandling av ny 420 kV-forbindelse Ørskog-Nyhamna, er det trolig en større grad av forutsigbarhet knyttet til miljøvirkninger og allmenne interessekonflikter som vil belyses under konsesjonsbehandlingen. *Indre konsept trinn 2* Isfjorden-Fræna har ikke vært gjenstand for en tilsvarende konsesjonsbehandling og konsekvensutredning. Det er dermed en større usikkerhet knyttet til eventuelle miljøvirkninger og allmenne interessekonflikter i dette konseptet. Det er imidlertid viktig å bemerke at det kan avdekkes nye problemstillinger knyttet til *Ytre konsept* siden det nå er over ti år siden forrige konsesjonsprosess.

NVE ønsker å presisere at miljøvirkninger og virkninger for allmenne interesser er forhold som skal utredes og avdekkes i forbindelse med konsesjonsbehandling og konsekvensutredning. NVE mener derfor at man generelt skal være forsiktig med å tillegge disse virkningene vekt ved valg av konsept.

4.5 Usikre forutsetninger i alternativanalysen

- Gasstilgang, overføringskapasitet i 132 kV-nettet og tilgang på hurtig reserve fra 132 kV-nettet

Statnett har vist at mengden gassvolumer som tilknyttes Nyhamna i stor grad påvirker lønnsomheten av tiltak. Dersom man legger det høyeste forbruksscenarioet til grunn og alt annet er likt, blir Isfjorden-Fræna samfunnsøkonomisk lønnsom. Hvis systemvernkonfigurasjonen endres slik at Nyhamna får hurtig tilgang på reserve fra regionalnettet blir nytten av tiltakene noe endret. Nyttens av ny kapasitet med Isfjorden - Fræna reduseres. Isfjorden stasjon blir da lønnsom, mens Isfjorden – Fræna ikke blir lønnsom når kun prissatte virkninger er tatt med i betraktningen. Det er ikke sett på om høy feilrate i kombinasjon med høye gassvolumer gjør Isfjorden – Fræna lønnsom, selv med hurtig tilgang på reserve. NVE antar at slike forutsetninger vil kunne gjøre bygging av 420 kV Isfjorden – Fræna lønnsom.

Med tanke på at det er stor usikkerhet rundt forbruksutviklingen på Nyhamna, vil en mulig trinnvis utbygging etter NVEs mening ha store realopsjonsverdier. Det er imidlertid usikkert hvor mye kapasitet trinn 1 i *Indre konsept* kan gi, og realopsjonsverdien er etter NVEs mening derfor også usikker. Den mulige realopsjonsverdien ved en trinnvis utbygging er illustrert i figur 2, som viser at dersom forbruket i området blir lavt på lengre sikt, gir *Ytre konsept* en stor overkapasitet i nettet. Dersom forbruket i området ikke blir høyere enn om lag 400 MW på lengre sikt og det er mulig å endre systemvernkonfigurasjonen slik at Nyhamna får hurtig tilgang på reserve fra regionalnettet, kan utbyggingen stoppe etter trinn 1, og man kan da unngå å bygge trinn 2.

I et slikt tilfelle kan verdien av å ha valgt *Indre* framfor *Ytre konsept* forenklet anslås ved å beregne differansen mellom investeringskostnadene ved *Ytre konsept* og investeringskostnadene ved trinn 1 Isfjorden + dublering av Fræna-Nyhamna. Differansen utgjør 560 MNOK i nåverdi. Dersom Fræna-Nyhamna ikke anses som lønnsom og dermed ikke gjennomføres, blir kostnadsdifferansen mellom *Ytre* og *Indre konsept* med kun Isfjorden stasjon 850 MNOK.

NVE mener det også kan være realopsjonsverdier ved *Indre konsept* på grunn av at det er usikkert hvilket tidspunkt fremtidige gassressurser vil tilknyttes Nyhamna. NVE vil påpeke at realopsjonsverdien ved *Indre konsept* er sterkt avhengig av usikkerhet i forbruksutvikling, både når det gjelder hvor høyt forbruket blir og tidspunkt for forbruksøkningene. Realopsjonsverdien blir lavere dersom man får mer informasjon om når forbruksøkninger inntreffer og at forbruksutvikling blir høy. I et slikt tilfelle kommer *Indre* og *Ytre konsept* mer likt ut samfunnsøkonomisk.

NVE mener at det er usikkert hvor stor realopsjonsverdien ved *Indre konsept* er. Dette fordi det ifølge e-post fra Istad Nett av 6.11.2015 og brev fra Statnett av 10.12.2015 er usikkert hvor mye reserveforsyning regionalnettet kan levere med *Indre konsept* trinn 1. Det er oppgitt i KVUen at Nyhamna etter tilknytning av Polarled, har behov for tilgang på minimum 100 MW for å kunne eksportere gass. For at trinn 1 skal gi nyttevirkinger må regionalnettet etter feil på 420 kV Viklandet – Fræna kunne levere minimum 100 MW, og Nyhamna må kunne utnytte denne forsyningen til å opprettholde gasseksport.

NVE mener, basert på den informasjonen man har tilgjengelig på nåværende tidspunkt om hvor mye reserveforsyning regionalnettet kan levere, at realopsjonsverdien ikke kan tillegges stor betydning i konseptvalget. Dersom man får mer sikker informasjon om at en trinnvis utbygging lar seg gjennomføre, og at utbyggingen ikke medfører betydelige merkostnader sammenliknet med det som er oppgitt i KVUen, mener NVE imidlertid at realopsjonsverdien vil være en vesentlig nyttevirking ved *Indre konsept*. Dette kan i så fall i seg selv gi grunnlag for å velge å gå videre med kun *Indre konsept*.

- Idriftsettelsestidspunkt for tiltak

Det er ikke vist beregninger i KVU av hvordan endrede idriftsettelsestidspunkt kan endre lønnsomheten av tiltak. Ut fra Statnetts forventningsscenario for kraftbehov på Nyhamna vil kraftbehovet og dermed også de forventede avbruddskostnadene være høye rundt 2018/2019. Etter dette vil avbruddskostnadene per år falle, fram til ca 2024, når de igjen øker.

NVE antar derfor at tidligere idriftsettelsestidspunkt enn forutsatt, kan ha positiv innvirkning på lønnsomheten ved tiltakene. Ut fra dette mener NVE at Statnett bør vurdere om det er mulig å gjennomføre tiltakene raskere enn det som er forutsatt og hvorvidt dette er lønnsomt, sett i sammenheng med Statnetts samlede prosjektportefølje.

- Kalkulasjonsrente

Statnett har valgt å benytte en kalkulasjonsrente på syv prosent ved å diskontere nytte- og kostnadsvirkninger som er direkte knyttet til prosessanlegget på Nyhamna, det vil si avbruddskostnader på Nyhamna og investeringskostnadene i nettet.

NVE mener at kalkulasjonsrenten i samfunnsøkonomiske analyser av nettanlegg i utgangspunktet bør være 4 prosent, som oppgitt for statlige tiltak i Finansdepartementets rundskriv «*Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.*». NVE ser at det i enkelte tilfeller kan det være fornuftig til å fravike denne på grunn av høy systematisk risiko. Det vil imidlertid være svært krevende å vurdere den systematiske risikoen i hvert enkelt nettutbyggingsprosjekt. Det vil også være utfordrende å sikre likebehandling av ulike KVUer og konsesjonssøknader. Som en forenkling mener NVE derfor at kalkulasjonsrente på 4 prosent som hovedregel bør benyttes for alle nettiltak. NVE legger til grunn at det gjennom myndighetsbehandling av KVUer og konsesjonssøknader tas høyde for risikoen for at et tiltak ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Ved usikkerhet rundt hvilken kalkulasjonsrente som bør benyttes, bør det gjøres sensitivitetsanalyser med en annen kalkulasjonsrente enn 4 prosent.

Statnett har i KVUen ikke vist hvordan en endret kalkulasjonsrente påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, men skriver at kalkulasjonsrenten i petroleumssektoren har liten betydning for rangering av konseptene. Etter forespørsel har NVE fått oversendt Statnetts beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet dersom kalkulasjonsrente fire prosent legges til grunn. Beregningen viser at lønnsomheten ved de ulike tiltakene reduseres, først og fremst på grunn av at nåverdien av investeringskostnadene blir høyere. Lønnsomheten reduseres mest for tiltakene som idriftsettes langt fram i tid. Den beregnede lønnsomheten av de fullverdige N-1-løsningene helt ut til Nyhamna blir dermed betydelig lavere med kalkulasjonsrente på fire prosent enn med syv prosent.

NVE ser at det i denne saken kan være fornuftig å bruke kalkulasjonsrente syv prosent, da det er forbruket på Nyhamna som utløser investeringen. Samtidig er det vanskelig å utelukke at tiltakene i fremtiden får andre nyttevirksomheter enn økt leveringspålidelighet til Nyhamna. På grunn av at valg av kalkulasjonsrente har betydning for lønnsomheten av tiltak, mener NVE at OED bør ta stilling til hvilken rente som bør benyttes i beregningene.

- Usikkerhet knyttet til tilgjengelighet for reservekraftverket

I de samfunnsøkonomiske beregningene i KVUen er det forutsatt full tilgjengelighet på reservekraftverket i tilfeller hvor det er behov for det. Dersom det skulle vise seg å være problemer knyttet til bruken av reservekraftverket, vil lønnsomheten ved en videreføring av reservekraftverket reduseres. NVE mener at dersom det er aktuelt å vurdere å bruke reservekraftverket videre som alternativ til andre tiltak, bør det gjøres nærmere undersøkelser av hvordan kraftverket vil fungere i feilsituasjoner.

4.6 Virkninger som ikke er hensyntatt i den samfunnsøkonomiske analysen

Statnett oppgir at det er flere virkninger som ikke er vurdert i den samfunnsøkonomiske analysen: omdømmevirkninger, slitasjekostnader på prosessanlegget, samt feilhendelser med høy sannsynlighet og lav konsekvens. NVE mener i tillegg at følgende virkninger bør synliggjøres: samtidige feilhendelser (N-2) samt avbruddskostnader i forbindelse med utkoblinger i byggeperioden (N-1-1).

NVE mener det er viktig at OED vurderer hvordan disse virkningene vektlegges, for å avklare hvorvidt det er ønskelig å etablere N-1 mellom Fræna og Nyhamna. Dersom N-1 mellom Fræna og Nyhamna er lønnsomt, vil Indre og Ytre konsept, med den informasjonen man har i dag, komme relativt likt ut samfunnsøkonomisk. Det vil i så fall ikke være grunnlag for å anbefale å gå videre med kun *Indre konsept*.

En vurdering av disse virkningene er også viktig for å avklare hvorvidt det er ønskelig å etablere N-1 fram til Fræna. En slik avklaring vil redusere usikkerheten knyttet til hvorvidt det er lønnsomt å gjøre tiltak som gir N-1 til Fræna, for eksempel bygge 420 kV Isfjorden – Fræna, selv uten en høy forbruksutvikling.

- Omdømme for norsk gass og slitasjekostnader ved prosessanlegget

Det beskrives i KVUen at et godt omdømme for norsk gass er et viktig mål for norske gassaktører. Statnett har ikke hatt tilstrekkelig informasjon til å konkludere med at avbrudd i strømforsyningen gir en endring i omdømme og svekket verdiskaping fra eksport av norsk gass. Dette er derfor ikke tillagt noen samfunnsøkonomiske virkninger. NVE har forståelse for at Statnett har valgt å ikke vurdere denne virkningen. Dette har også sammenheng med den avgrensningen som er valgt for KVUen. Det er mulig at andre tiltak enn forbedret leveringspålidelighet kan ha virkninger på omdømme, for eksempel økt fleksibilitet i gassystemet. Det er derfor nødvendig å se på denne virkningen i en større sammenheng enn kun i forbindelse med tiltak som kan forbedre leveringspålideligheten.

I de prissatte avbruddskostnadene er kun slitasjekostnader som har oppstått historisk på gassanlegget hensyntatt. Statnett oppgir at de ikke har hatt tilstrekkelig informasjon til å vurdere hvorvidt det kan oppstå økte kostnader som følge av at større utbedringer må gjøres på prosesseringsanlegget.

- Feilhendelser med høy konsekvens og lav sannsynlighet med ellers intakt nett

Som vist under avsnittet «Avbruddskostnader» kan det oppstå feilhendelser som har høy konsekvens, men som det er lite sannsynlig at inntreffer. Dette gjelder for eksempel et mastehavari eller feil på flere faser på kablen mellom Fræna og Nyhamna. Dersom man vektlegger virkningen av å forsikre Nyhamna mot konsekvensene av denne typen feil, kan nyttevirkningene av å forbedre leveringspålideligheten anses å være høyere.

- Feilhendelser under bygging og samtidige feil (N-1-1- og N-2-situasjoner)

Statnett har vurdert nødvendige utkoblingsbehov under bygging av de ulike konseptene. Forventede kostnader på grunn av disse utkoblingene er ikke inkludert i den samfunnsøkonomiske analysen. NVE vil påpeke at det kan oppstå avbruddskostnader under bygging, enten som følge av at Nyhamna ikke kan forsynes i en periode under byggingen, eller som følge av en feil oppstår samtidig som en annen ledning er koblet ut. Det er usikkert hvilket av konseptene som medfører høyest avbruddskostnader i byggeperioden.

Med *Ytre konsept* har Statnett estimert at det er nødvendig å koble ut Nyhamna i en uke, uten at det er tilgang på reserveforsyning. Dette kan medføre høye kostnader.

Med *Indre konsept* forventes 3-4 ukers utkoblingsbehov, men noe av forbruket på Nyhamna kan i denne perioden forsynes med regionalnettet. Dersom det samtidig oppstår en feil i regionalnettet, kan i verste

fall hele forsyningsområdet til Istad Nett og Nyhamna miste strømforsyningen. Sannsynligheten for at dette skjer er lav, men konsekvensen er høy. Forventningsverdien for avbruddskostnader under bygging er derfor ikke betydelig, men det er viktig å være klar over at dersom en samtidig feil skjer, vil det kunne oppstå høye avbruddskostnader.

Etter at nye tiltak er idriftsatt, vil det etter NVEs vurdering være større sannsynlighet for samtidige feil i *Indre* enn i *Ytre konsept*, siden mange ledninger på store deler av strekningene er samlet i samme område. Samtidige feil er mest sannsynlig under ekstremvær. I *Ytre konsept* er samtidige feil mindre sannsynlig enn i *Indre konsept*, da ledningene ikke er samlet, og deler av ledningen bygges som kabel. Det vil dermed være høyere avbruddskostnader knyttet til N-2 situasjoner i *Indre konsept* enn i *Ytre konsept*. N-2-situasjoner er aller mest sannsynlig for konseptene som øker reserveforsyningen gjennom regionalnettet, siden dette nettet er bygget på tremaster.

NVE vil ut fra dette påpeke at det kan oppstå avbruddskostnader på grunn av N-2 situasjoner. Konsekvensen ved slike hendelser er høy, men sannsynligheten er lav. Forventningsverdien av virkningen er derfor ikke betydelig. De forventede avbruddskostnadene vil være høyest i *Indre konsept*, og aller høyest i konseptene som innebærer økt reserve gjennom regionalnettet. Dersom de forventede avbruddskostnadene i regionalnettet er høye nok, kan det oppstå behov for nyinvesteringer eller fremskyndede reinvesteringer i regionalnettet.

NVE mener at de forventede kostnadene knyttet til N-2-situasjoner i *Indre konsept* i et teknisk-økonomisk perspektiv ikke er store nok til å endre rangeringen mellom *Indre* og *Ytre konsept*, forutsatt at OED kan fastslå at det ikke er samfunnsmessig rasjonelt å etablere N-1 mellom Fræna og Nyhamna. NVE vil samtidig påpeke at dersom det legges stor vekt på å forsikre seg mot samtidige feil, vil *Indre* og *Ytre konsept* komme mer likt ut samfunnsøkonomisk.

5. Konklusjon

NVE støtter Statnetts anbefaling om å gå videre med *Indre konsept*, på grunn av at det sannsynligvis ikke er samfunnsøkonomisk rasjonelt å etablere N-1 mellom Fræna og Nyhamna. De samfunnsøkonomiske vurderingene i KVUen viser at det ikke er lønnsomt å etablere N-1 mellom Fræna og Nyhamna, dersom en kun legger prissatte virkninger til grunn. Med *Indre konsept* er det mulig å etablere N-1 kun fram til Fræna, mens det med *Ytre konsept* må etableres N-1 helt fram til Nyhamna. Dette gir en betydelig høyere kostnad for *Ytre konsept* enn et *Indre konsept* som kun går fram til Fræna.

Dersom ikke-prissatte virkninger av forsyningsikkerheten til Nyhamna vektlegges i stor grad, kan det imidlertid være ønskelig å etablere N-1 mellom Fræna og Nyhamna. Med den informasjonen man har tilgjengelig per i dag, kommer *Indre* og *Ytre konsept* i et slikt tilfelle relativt likt ut samfunnsøkonomisk. NVE mener at dersom det er rasjonelt å etablere N-1 mellom Fræna og Nyhamna, er det ikke grunnlag for å gå videre med kun *Indre konsept*. Statnett bør i så fall ta med begge konseptene i videre vurderinger. NVE mener derfor at OED i forbindelse med behandling av KVUen må ta stilling til hvorvidt det er ønskelig å etablere N-1 mellom Fræna og Nyhamna, også dersom ikke-prissatte virkninger tas med i betraktningen.

NVE mener i tillegg at *Indre konsept* vil ha store realopsjonsverdier dersom utbyggingen kan gjennomføres trinnvis, og slik tilpasses forbruksutviklingen. Dette har en stor nyttevirkning fordi forbruksutviklingen på Nyhamna på lengre sikt er usikker. Dersom en bygger *Ytre konsept*, og forbruksutviklingen blir lav, vil det oppstå overkapasitet i nettet.

Etter NVEs oppfatning er det imidlertid usikkerhet rundt i hvor stor grad Indre konsept kan gi en trinnvis kapasitetsøkning til den kostnaden som er forutsatt i KVUen. NVE mener derfor at konseptvalget på nåværende tidspunkt ikke kan gjøres kun basert på vektlegging av denne realopsjonsverdien. Med mer sikker informasjon om at kapasitetsøkningen kan gjennomføres trinnvis, uten at det medfører vesentlig økte kostnader sammenliknet med estimater i KVUen, vil imidlertid realopsjonsverdien gjøre *Indre konsept* til et vesentlig bedre konsept enn *Ytre*. Statnett vil sannsynligvis få mer informasjon om hvorvidt dette er mulig i den videre planleggingen. NVE vil påpeke at det i denne prosessen er viktig at aktørene ved Nyhamna bidrar med informasjon om utforming av sine anlegg og sine behov knyttet til kraftforsyning, slik at det sikres at en rasjonell løsning kan gjennomføres.

NVE vil også påpeke at det er usikkerhet rundt hvorvidt det er lønnsomt å etablere N-1 i sentralnettet fram til Fræna. Lønnsomheten ved dette er først og fremst avhengig av forbruksutviklingen på lang sikt, men den er også i stor grad avhengig av hvordan ikke-prissatte virkninger vektlegges og hvordan usikkerhet knyttet til forutsetninger i lønnsomhetsberegningene håndteres. For å avklare hvorvidt det kan være lønnsomt å etablere N-1 i sentralnettet fram til Fræna, må det også avklares hvilken reserveforsyning regionalnettet kan gi Nyhamna.

NVE mener det er viktig at OED tar stilling til hvordan ikke-prissatte virkninger skal vektlegges. Dette for å sikre at samfunnsmessig rasjonelle investeringer gjennomføres. Det vil også være avgjørende for en effektiv konsesjonsprosess.

NVE mener at OED bør ta stilling til følgende:

- I hvilken grad det er ønskelig å gjøre nettinvesteringer som forsikrer Nyhamna mot langvarige avbrudd. Det er lav sannsynlighet for denne typen hendelser, men dersom slike oppstår, vil det gi høye samfunnsøkonomiske kostnader på Nyhamna.
- Hvilken feilsannsynlighet en bør legge til grunn i lønnsomhetsvurderingene. En forventning om historisk feilfrekvens på ledningen Viklandet – Fræna vil gi høyere lønnsomhet enn dersom man justerer feilfrekvensen for tiltak som er gjort i nettet. NVE mener ut fra et teknisk-økonomisk perspektiv at Statnetts antakelser om forventet feilfrekvens er fornuftige.
- I hvor stor grad omdømmevirkninger for norske gassleveranser og slitasjekostnader ved gassprosesseringsanlegget som følge av avbrudd skal vektlegges
- Hvilken kalkulasjonsrente som skal benyttes. Ved å benytte 4 prosent istedenfor 7 prosent reduseres lønnsomheten av tiltakene.
- Hvorvidt det er valgt riktig avgrensning i vurderingen av tiltak som kan redusere inntektstapet på Nyhamna ved avbrudd i strømforsyningen. I KVUen vurderes kun tiltak som forbedrer leveringspåliteligheten i strømforsyningen.

NVE mener også at Statnett bør vurdere å beholde reservekraftverket på Nyhamna lenger enn planlagt. Dette kan være lønnsomt dersom Indre konsept ikke bygges eller dersom trinn 1 gir mindre kapasitet enn forutsatt.

NVE mener at konseptvalget til Statnett er for spesifikt og at det ut fra informasjon i KVUen ikke kan utelukkes at andre løsninger enn Isfjorden stasjon og 420 kV Isfjorden – Istad er mer aktuelle. Løsningene Isfjorden – Istad (-Fræna) (Indre Delvis) og 420 kV Viklandet – Brandhol (-Fræna) bør anses som en del av Indre konsept og bør tas med i videre vurderinger av løsningsvalg. Videre er det etter NVEs mening ikke i tilstrekkelig grad sett på hvilke tiltak som bør gjøres i regionalnettet mellom Istad og Fræna i fremtiden og hvordan dette påvirker forsyningen av Nyhamna. I den videre prosessen

bør Statnett i samarbeid med Istad Nett derfor se nærmere på hvilke tiltak som bør gjøres i regional- og sentralnettet for å sikre en helhetlig nettutvikling i området. Statnett bør også se nærmere på muligheten for utkobling av øvrig industriforbruk i for å frigjøre reservekapasitet mot Nyhamna.

Dersom alternative løsninger ikke utredes i tilstrekkelig grad, kan nye alternativ som ikke er utredet i tilstrekkelig grad, komme opp sent i prosessen. Dette kan forlenge konsesjonsbehandlingen og dermed forsinke utbyggingen.

Med hilsen

Vegard Willumsen
seksjonssjef

Ingrid Endresen Haukeli
overingeniør

Godkjenningstekst settes automatisk inn ved ekspedering

Vedlegg: 1. Beskrivelse av Indre og Ytre konsept

Vedlegg 1: Beskrivelse av Indre og Ytre konsept

K1: Indre konsept

Dette konseptet inneholder tre ulike løsningsvarianter:

- *Trinnvis*: En trinnvis utbygging med ny stasjon i Isfjorden og videre utbygging av 420 kV Isfjorden-Fræna
- *Delvis*: En delvis utbygging av ny 420 kV mellom Isfjorden og ny Istad stasjon. Det er mulig å fortsette utbyggingen med en 420 kV Istad – Fræna.
- *Viklandet – Brandhol – Fræna*: En trinnvis utbygging av en ny 420 kV Viklandet – Brandhol. Utbygging kan fortsette med en 420 kV Brandhol - Viklandet

I tillegg kan forbindelsen mellom Fræna og Nyhamna dubleres uavhengig av tiltakene over, og vil gi N-1 mellom Fræna og Nyhamna.

Trinnvis trinn 1 (Isfjorden stasjon)

Løsningen omfatter bygging av Isfjorden stasjon med 420/132 kV transformering. Denne er beregnet å øke reserveforsyningen i regionalnettet mot Nyhamna til 200 MW. Løsningen kan ifølge Statnett stå klar i 2020.

Trinnvis trinn 2 (Isfjorden stasjon + 420 kV Isfjorden – Fræna)

Løsningen omfatter Isfjorden stasjon med 420/132 kV transformering og en ny 420 kV-ledning fra Isfjorden til Fræna. Tiltakene kan ifølge Statnett stå klare i 2024.

Første del av ledningen vil følge omtrent samme trase som dagens 132 kV-ledning. 132 kV-ledningen Isfjorden-Istad må derfor rives. Andre del av ledningen vil gå i parallell med dagens 420 kV-ledning mellom Istad og Fræna. Statnett oppgir også at med økt transformeringskapasitet i Fræna kan man sanere en av dagens to 132 kV ledninger mellom Årødal og Istad, ca. 22 km.

Siden 420 kV ledningen vil gå i samme trase som dagens 132 kV ledning mellom Isfjorden og Istad og parallelt med 420 kV ledningen mellom Istad og Fræna medfører byggingen utkoblinger av dagens ledninger. Statnett oppgir at på strekningen Isfjorden-Istad må 132 kV ledningen på en strekning rives før 420 kV ledningen er i drift. Det vil dermed ikke være tilgjengelig reserveforsyning fra riving påbegynnes til Isfjorden – Fræna er i drift.

Statnett oppgir at byggingen av Viklandet –Fræna vil kreve 3-4 ukers utkobling av eksisterende 420 kV-ledning. I denne perioden vil hele området være forsynt av kun 132 kV-nettet.

Delvis (420 kV Isfjorden – Istad)

Løsningen innebærer et 420 kV koblingsanlegg i Isfjorden, ny 420 kV-ledning til Istad og ny 420/132 kV-transformering i Istad.

Løsningen forventes å øke reserveforsyningen i regionalnettet mot Nyhamna fra dagens 50 MW til 250 MW. Løsningen kan ifølge Statnett stå klar i 2023.

Med dette tiltaket er det mulig å fortsette utbyggingen med en 420 kV forbindelse mellom Istad og Fræna.

Dublering eller forsterkning av industriradialen Fræna-Nyhamna

Omfatter en ny forbindelse i parallell med eksisterende Fræna-Nyhamna. Forbindelsen kan bygges tilsvarende den som er der i dag, eller man kan velge å legge sjøkabel hele veien. Det er lagt til grunn i analysen en løsning som er identisk med dagens industriradial.

Tiltaket kan gjøres uavhengig av andre tiltak i *Indre konsept* og forbedrer leveringspåliteligheten kun på strekningen Fræna-Nyhamna.

Viklandet – Brandhol - Fræna (-Nyhamna)

Løsningen innebærer en ny 420 kV-ledning fra Viklandet til Brandhol og videre mot Fræna og Nyhamna. Som første trinn er det mulig å bygge kun Viklandet – Brandhol. Dette vil øke kapasiteten i regionalnettet. Dersom man ønsker å øke kapasiteten mot Fræna ytterligere, kan det bygges en ledning videre mot Fræna. På samme måte som med Isfjorden – Fræna vil det være mulig å dublere industriradialen Fræna – Nyhamna.

Istad Nett har analysert hvilken kapasitet 420 kV-ledningen Viklandet – Brandhol vil gi. Da begrensningen i dagens nett er 132 kV ledningen Viklandet – Brandhol, vil dette tiltaket øke kapasiteten i regionalnettet. Istad Netts analyser viser imidlertid at det med denne løsningen oppstår nye begrensninger på Istad-Brandhol, og reservekapasiteten til Nyhamna økes til kun 160-170 MW, forutsatt ingen økning i øvrig industriforbruk. Altså gir løsningen noe mindre økning i kapasitet enn Isfjorden stasjon og Isfjorden – Istad.

K2: Ytre konsept

Konseptet innebærer en ny sjøkabel og luftledning fra Ørskog til Nyhamna. Forbindelsen gir fullverdig N-1 mot Nyhamna og kapasitet for økning av øvrig forbruk i området.

Konseptet kan etter Statnetts vurdering stå i drift i 2023. Statnett skriver at konseptet medfører behov for utkobling av Nyhamna stasjon ved gjennomføringen, noe som krever fullstendig stans av anlegget. Utkoblingen er beregnet å kreve om lag en uke.