

Bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna

Konseptvalgutredning (KVU)



Forord

Gassprosesseringsanlegget på Nyhamna skal i perioden 2016-2018 utvides, noe som medfører at leveringspåliteligheten til anlegget svekkes med dagens nettilkobling.

Statnett anbefaler å styrke leveringspåliteligheten til Nyhamna med et konsept som kan gi tosidig forsyning (N-1) til Nyhamna, der vi beslutter og gjennomfører tiltak trinnvis. Første trinn er å bygge en ny transformatorstasjon i Isfjorden, som deretter kobles til en ny 420 kV kraftledning som bygges mellom Isfjorden og Fræna. Dette konseptet vil hurtigst bedre leveringspåliteligheten til Nyhamna ved å redusere konsekvensene av langvarige feil. En trinnvis utvikling muliggjør tidligere realisering av nytte med lavere kostnad, og legger til rette for å tilpasse tiltak til utviklingen av behovet.

I dag forsynes Nyhamna-anlegget med Statnetts 420 kV kraftledning Viklandet-Fræna. Statnett planla opprinnelig at anlegget skulle forsynes med to 420 kV-forbindelser fra henholdsvis Viklandet og Ørskog. Statnett søkte og fikk av Norges- vassdrags og energidirektorat (NVE) konsesjon for en sjøkabelløsning mellom Ørskog og Nyhamna. Før endelig konsesjon hos Olje- og energidepartementet (OED) ble avklart, ga først tidligere operatør Norsk Hydro og siden nåværende operatør Shell, Statnett beskjed om at en tosidig forbindelse ikke var økonomisk forsvarlig. Statnett ba derfor OED i 2011 om å avslutte klagebehandlingen av konsesjonen.

I forbindelse med Stortingets behandling av St. prp. 97 S (2012-2013) *Utbygging og drift av Aasta Hansteen-feltet og anlegg og drift av Polarled utviklingsprosjekt og Kristin gasseksportprosjekt*, forutsatte Olje- og energidepartementet at operatøren i samråd med Statnett skulle gjennomføre en utredning av den fremtidige kraftforsynings situasjonen på Nyhamna. I utredningen skulle man se på den samfunnsøkonomiske betydningen av å etablere tosidig forsyning til Nyhamna, omtalt som N-1.

En teknisk og samfunnsøkonomisk analyse av mulige N-1 løsninger for Nyhamna ble i 2014 utarbeidet av Statnett i samråd med Shell og Gassco. På bakgrunn av analysen fra 2014 har Statnett nå gjennomført en konseptvalgutredning hvor vi har vurdert ulike konsepter som vil bedre leveringspåliteligheten i kraftforsyningen til Nyhamna.

Konseptvalgutredningen er utarbeidet etter gjeldene forskrift og tilhørende veileder fra Olje- og energidepartementet. DNV GL har gjennomført den eksterne kvalitetssikringen og støtter Statnetts anbefalte konseptvalg. Konseptvalgutredning og rapport fra kvalitetssikrer oversendes Olje- og energidepartementet. De vil gjennomføre en høring før de kommer med en uttalelse.

Oslo, 1. oktober 2015

Håkon Borgen
Konserndirektør for Teknologi og Utvikling

2015

Sammendrag

Nyhamna er et av Norges største gassprosesseringsanlegg. Kraftforsyningen til anlegget er i dag ensidig forsynt gjennom en 420 kV ledning fra Viklandet, men med mulighet for noe reserveforsyning gjennom 132 kV nettet. Ved feil på 420 kV ledningen vil gassprosesseringsanlegget stanse, men etter noe tid kan anlegget delvis starte opp igjen med reserveforsyning fra 132 kV nettet.

I løpet av 2016-2018 vil utvidelsen av gassprosesseringsvolumet på Nyhamna medføre at effektuttaket øker. Konsekvensene av avbrudd i kraftforsyningen vil da øke fordi anlegget etter utvidelsen ikke lenger kan nyttiggjøre seg av dagens reserveforsyning fra 132 kV-nettet, samtidig som avbruddskostnadene øker som følge av høyere gassvolum som rammes. Dette gjelder særlig ved feilhendelser med lang reparasjonstid.

Statnett anbefaler derfor å styrke leveringspåliteligheten i kraftforsyningen med et konsept der vi beslutter og gjennomfører tiltak trinnvis. En trinnvis utvikling muliggjør tidligere realisering av nytte med lavere kostnad, og legger til rette for å tilpasse tiltak til utviklingen av behovet.

- Trinn 1 innebærer en ny 420-132 kV transformatorstasjon i Isfjorden, og sende melding på en ny 420 kV-kraftledning mellom den nye transformatorstasjonen i Isfjorden og eksisterende transformatorstasjon i Fræna.
- Trinn 2 innebærer gjennomføring av 420 kV-ledningen mellom Isfjorden og Fræna. Dette inkluderer både konsesjonsprosess og gjennomføring av byggeprosjektet.
- Gassaktørene kan dublere dagens industriradial mellom Fræna og Nyhamna. Sammen med trinn 1 og trinn 2 vil dette gi fullverdig N-1 forsyning til gassprosesseringsanlegget.

En ny stasjon i Isfjorden (trinn 1) øker reserveforsyningen fra 132 kV-nettet slik at konsekvensene av særlig langvarige feil i 420 kV-nettet reduseres betydelig og er det tiltaket som hurtigst vil gi Nyhamna en mer pålitelig forsyning av strøm.

Trinn 2 er bygging av ny 420 kV ledning Isfjorden-Fræna. Ledningen kan ha positive prissatte nettovirkninger dersom det tilknyttes mer gass til Nyhamna enn forventet i denne analysen, og særlig i kombinasjon med kraftig vekst i øvrig forbruk i regionen. Videre kan virkninger og andre hensyn som ikke er inkludert i denne analysen bidra til å forsvare kostnadene ved å realisere trinn 2.

Et godt omdømme for norsk gass er et viktig mål for norske gassaktører. På nåværende tidspunkt har Statnett ikke tilstrekkelig informasjon til å konkludere med at avbrudd i strømforsyningen gir en endring i omdømme og svekket verdiskaping fra eksport av norsk gass. Vi har derfor ikke tillagt dette noen samfunnsøkonomiske virkninger. I denne konseptvalgutredningen fokuserer vi kun på direkte virkninger for Norge som følge av avbrudd i kraftforsyningen.

Konseptvalgutredningen vil bli behandlet av Olje- og energidepartementet før Statnett gjør et endelig konseptvalg. Som del av behandlingen i departementet vil det også bli gjennomført en offentlig høring. Myndighetens avveininger og vektlegging vil fremkomme i deres uttalelse og være prosessveiledende for Statnetts videre arbeid.

Ensidig kraftforsyning til Nyhamna gir hyppigere avbrudd og store konsekvenser

Nyhamna-anlegget på Aukra nordvest for Molde er et av de viktigste gassprosesseringsanleggene i Norge. Omlag 20 prosent av all norsk gasseksport behandles på Nyhamna. Når Polarled blir satt i drift vil energimengden over Nyhamna utgjøre over 250 TWh per år, som tilsvarer om lag det dobbelte av norsk vannkraftproduksjon i normalår og inntekter på cirka 35 – 50 mrd. kroner per år.

Gassprosesseringsanlegget på Nyhamna er som kunde tilknyttet sentralnettet i Fræna. Fræna kan forsynes både via 420 kV ledningen fra Viklandet og via det parallelle 132 kV-nettet. Mellom Fræna og Nyhamna er det en industriradial på 420 kV som knytter Nyhamna til sentralnettet. Ved utfall av 420 kV- forsyningen fra Viklandet stanser prosessanlegget på Nyhamna, men etter noe tid kan anlegget i dag starte opp igjen med begrenset kapasitet med reserveforsyning fra 132 kV nettet og eventuell oppstart av reservekraftverket. Etter at Polarled er satt i drift, har ikke det underliggende 132 kV-nettet tilstrekkelig kapasitet til å forsyne Nyhamna alene, og oppstart av anlegget er avhengig av at 420 kV forbindelsen er reparert, eller at reservekraftverket kan starte opp.

Fremover forventer vi om lag 0,65 utfall av 420 kV-forsyningen per år. Dette er en langsiktig forventningsverdi og hyppighet og typer feil kan variere, spesielt over perioder på noen år.

- 80 – 85 prosent av utfallene er ventet å vare i under en time, men på grunn av oppstartstiden medfører dette nesten ett døgn utsatt gassproduksjon. Gitt maksimal produksjon og en gasspris på 2 kroner per Sm³ er de direkte kostnadene cirka 60 - 75 millioner kroner per døgn. Kostnadene er knyttet til verditap pga. utsatt produksjon, tilbakekjøpskostnader for å opprettholde leveringsforpliktelser og skade på utstyr på prosessanlegget på Nyhamna.
- 15 – 20 prosent av utfallene er ventet å vare i to døgn eller mer. Med reserveforsyningen i dagens 132 kV-nett kan dette medføre full stans i gasseksporten. De direkte kostnadene ved de vanligste årsakene til slike utfall er cirka tre døgn utsatt gassproduksjon, 180 – 225 millioner kroner. I verste fall kan det ta flere uker å reparere feilene slik at kostnadene er vesentlig høyere. Selv med lav sannsynlighet, utgjør slike hendelser om lag 25 prosent av samlede forventede avbruddskostnader, og de vil være svært alvorlige dersom de først inntreffer.

I tillegg til de direkte kostnadene forbundet med stans på prosessanlegget, fremhever gassaktørene negative konsekvenser for Norges omdømme og renommé som gassleverandør.

Bortfall av reserveforsyning etter utvidelsen gjør at konsekvensene ved avbrudd øker

Det er i dag mulig å starte opp deler av gassprosesseringsanlegget med forsyning via 132 kV nettet til Fræna. Det er tilgjengelig om lag 50 MW reserveforsyning gjennom 132 kV-nettet som gjør det mulig å gjenopprette noe gasseksport ved avbrudd på 420 kV-forbindelsen. Etter utvidelsen blir om lag 100 MW ny minimumslast for å få eksportert gass. Etter utvidelsen har altså 132 kV-nettet ikke lenger tilstrekkelig kapasitet til å fungere som reserveforsyning.

Reservekraftverket på Nyhamna er et tiltak mot svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS), men Statnett har dispensasjon for bruk av reservekraftverket som reserveforsyning til gassprosesseringsanlegget ved feil på 420 kV-forbindelsen. Tillatelsen opphører ved ferdigstillelse av Ørskog-Sogndal. Da har Statnett også besluttet å avvikle reservekraftverk som SAKS-tiltak, og planlegger derfor å selge det. All reserveforsyning som i dag kan anvendes ved feil på 420 kV Viklandet-Fræna, blir derved i utgangspunktet borte eller ikke mulig å nyttiggjøre seg av for Nyhamna etter Ørskog-Sogndal er ferdigstilt.

I tillegg til risiko for hyppigere stanser er det også risiko for svært langvarige stanser på Nyhamna. Dette er tatt hensyn til i forventede avbruddskostnader, men for å vise risikoen nevner vi slike hendelser spesielt. Hendelsene kan oppstå ved alvorlige feil i kraftforsyningen. Med alvorlige feil mener vi hendelser som vil ta flere uker å reparere. En slik hendelse kan også ha store konsekvenser i mottakerlandet, avhengig av marginene i gassystemet.

Gasstilgang har stor betydning for framtidige avbruddskostnader

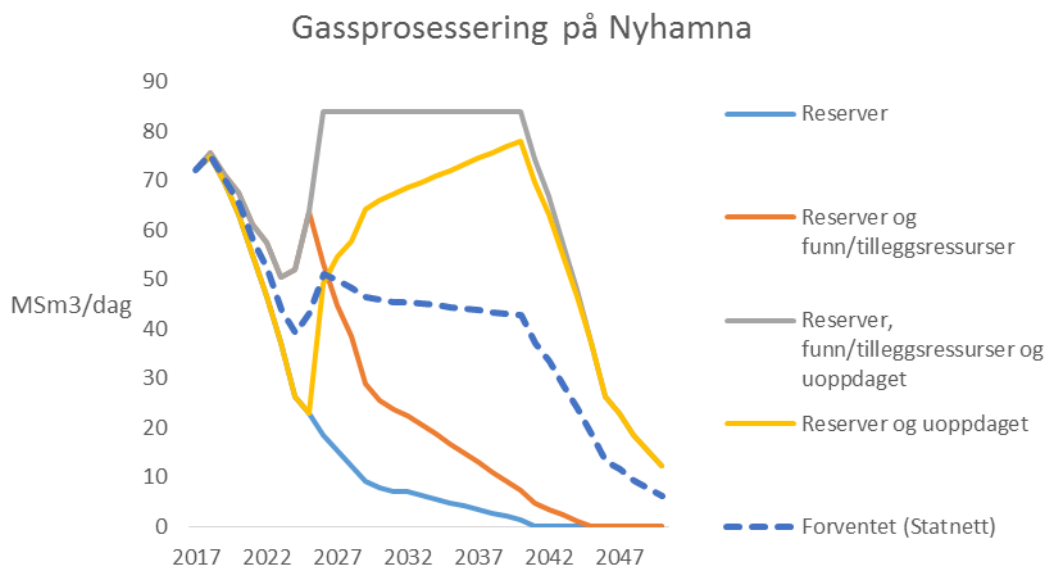
Nyhamna utvides for tiden slik at anlegget kan ta imot gass fra Aasta Hansteen-feltet via Polarled. Dette gjør at anlegget blir et knutepunkt for eksport av store deler av gassen ut av Norskehavet, som også foregår via Åsgard Transport til Kårstø. Polarled er designet for å kunne ta imot gass fra flere ressurser i Norskehavet.

Gassprosesseringsanlegget på Nyhamna vil etter utvidelsen ha en produksjonskapasitet på inntil 84 millioner standard kubikkmeter gass (MSm³) per døgn. Med mindre det blir funnet og tilknyttet mer gass enn det som er planlagt eller funnet per i dag, vil imidlertid ikke Nyhamna produsere like mye som maksimal kapasitet.

Gassco har utarbeidet ressursestimater for gass som skal eller kan bli prosessert på Nyhamna. Estimatenes er basert på innspill fra lisenshavere i Norskehavet og ressursestimater fra Oljedirektoratet. Ressursene er delt i tre deler; basisvolum, funn og tilleggsvolumer i felt, samt forventede uoppdagede ressurser¹.

Basisvolumet blir derfor med nær sikkerhet prosessert på anlegget. For at funn og tilleggsvolumer skal tilknyttes Nyhamna må de a) være bedriftsøkonomisk lønnsomme for selskapene å utvinne, og b) Nyhamna må være foretrukket prosessanlegg. Det samme gjelder uoppdagede ressurser, men disse må i tillegg finnes først. Dette betyr at det er usikkerhet i fremtidig gasseksport fra Nyhamna, som påvirker avbruddskostnadene vesentlig.

Gassco har ikke oppgitt et forventet gassvolum, men arbeider med dette i den pågående Norskehavsstudien. I påvente av mer informasjon har vi derfor antatt at sannsynlighet for tilknytning av funn og tilleggsvolumer og uoppdagede ressurser er cirka 50 prosent². Forventet volum er vist i den stiplede linjen i figuren nedenfor. I tillegg er andre mulige kombinasjoner av gassvolumer vist.



¹ Vi har sett bort fra infrastrukturendringer gjennom et grenrør fra Åsgard transport til Polarled, fordi det har liten betydning for resultatene.

² Forventet volum tilsvarer 70 prosent sannsynlighet for bedriftsøkonomisk lønnsomhet og 70 prosent sannsynlighet for at Nyhamna er foretrukne punkt for prosessering.

Vi forventer feil som samlet gir om lag 12 timer utetid i sentralnettet per år med dagens nett og tapt gasseskport tilsvarende 23 timer nedetid på Nyhamna på grunn av avbrudd i kraftforsyningen per år med dagens nett. I tillegg forventer vi at Nyhamna må kjøre ned produksjonen om lag fire timer per år i forbindelse med kritisk vedlikehold eller reparasjoner i kraftforsyningen. Dette gir forventede avbruddskostnader på Nyhamna på cirka 650 millioner kroner, målt i nåverdi per 2015. Avbruddskostnadene per år, basert på forventet gassvolum, er vist i figuren nedenfor.



Vi forventer en svak vekst i øvrig forbruk i området. Det er potensial for en vekst sammenliknet med marginen i dagens nett på cirka 50 MW. Økt øvrig forbruk kan derfor medføre at også andre enn Nyhamna rammes av feil i nettet mellom Viklandet, Isfjorden og Fræna.

Øvrig forbruksvekst er knyttet til alminnelig forsyning og i øvrig industriforbruk. I alminnelig forsyning forventer vi en vekst på om lag 0,8 prosent per år. Videre har vi lagt til grunn en vekst på 15 MW i industriforbruket.

N-1 løsninger er kostbare og de tar lang tid å realisere

Utredning av N-1 tiltak gjennomført i 2014 viste at leveringspåliteligheten på Nyhamna er svak og at dette medfører risiko for store tap for samfunnet. En løsning som gir fullverdig N-1 innebærer høye investeringskostnader og tar lang tid å realisere og analysen viste at ikke-prissatte virkninger må tillegges betydelig vekt for å forsvare kostnaden ved en fullverdig N-1 løsning. Resultatene tydet videre på at tiltak som bedrer leveringspåliteligheten, men ikke nødvendigvis innebar fullverdig N-1, kunne komme bedre ut i en samfunnsøkonomisk analyse.

Konseptvalgutredningen må oppfylle flere krav, beskrevet i Stortingsmelding 14 (2011-2012). Kravene innebærer blant annet at løsninger som ikke gir full måloppnåelse også skal vurderes i den samfunnsøkonomiske analysen. Fullverdig N-1 har ikke vært et absolutt krav i konseptvalgutredningen. Erfaringer fra andre saker og intensjoner i en del regelverk kan tyde på at samfunnet ønsker å sikre seg mot de mest alvorlige feil og hendelser i kraftforsyningen, selv om det er lav sannsynlighet for at de inntreffer. N-1 kriteriet som et anbefalt planleggingskriterium reflekterer dette, men gir ikke noe definert minstekrav til hva som ansees som tilstrekkelige sikkerhetsmarginer i nettet og en tilfredsstillende leveringspålitelighet.

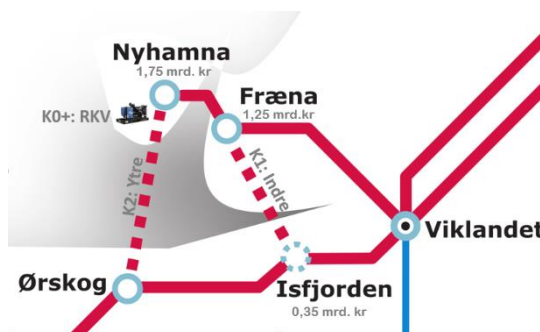
I konseptvalgutredningen har vi identifisert tre konsept som er analysert nærmere i alternativanalysen: Ytre konsept (K2) er ny 420 kV ledning og kabel fra Ørskog til Nyhamna. Indre trinnvis konsept (K1) er en ny transformatorstasjon ved Isfjorden i trinn 1, og i trinn 2 ny 420 kV ledning

fra Isfjorden til Fræna. Eventuelt dublert industriradial mellom Fræna og Nyhamna inngår også i K1. Videre er bruk av reservekraftverket som reserveforsyning analysert (K0+). I nullalternativet avvikles reservekraftverket på Nyhamna når Ørskog-Sogndal er på drift.

Ytre konsept tilsvarer tidligere omsøkt løsning for en tosidig kraftforsyning til Nyhamna. Ytre konsept må gjennomføres fullstendig før vi får nytte av tiltaket. I indre konsept kan deler av konseptet bidra til at leveringspåliteligheten forbedres ved at trinn 1 gir økt reserveforsyning gjennom 132-kV nettet.

Ved å bygge begge trinn og dublere industriradial i indre konsept, så gir begge konseptene N-1 til Nyhamna. Konseptene medfører kostnader på om lag 1,75 mrd. kroner og har om lag like stort omfang av naturinngrep.

Ytre konsept antas å kunne stå ferdig ett år før alle trinn i indre konsept er gjennomført, mens trinn 1 Isfjorden stasjon antar vi kan etableres fire år tidligere enn hele indre konsept og dermed styrke leveringspåliteligheten allerede da. Det gjør at avbruddskostnadene reduseres mer i dette enn i det ytre konseptet. Videre reduseres reinvesteringkostnadene mer i indre konsept, fordi sanering av eksisterende 132 kV-nett er inkludert. Vi har sett på en løsning hvor vi bygger ny 420 kV og deretter river i eksisterende 132 kV trasé for deler av ledningen.



Reservekraftverket kan produsere mer enn ny minimumslast for gasseksport. Oppstartstiden for reservekraftverket er i dag 4-12 timer og avhengig av at gass kan forsynes fra Nyhamna. Reservekraftverket kan ikke operere uten å være koblet til 132-kV nettet i Fræna via industriradialen, og det er behov for om lag 50 MW forsyning fra 132-kV nettet for å kunne starte opp gassleveranse fra gassprosesseringsanlegget til reservekraftverket. Reservekraftverket kan ha nytte umiddelbart etter utvidelsen og tidligere enn øvrige tiltak. Reservekraftverket har kostnader til drift- og vedlikehold og produksjon, samt en alternativ verdi.

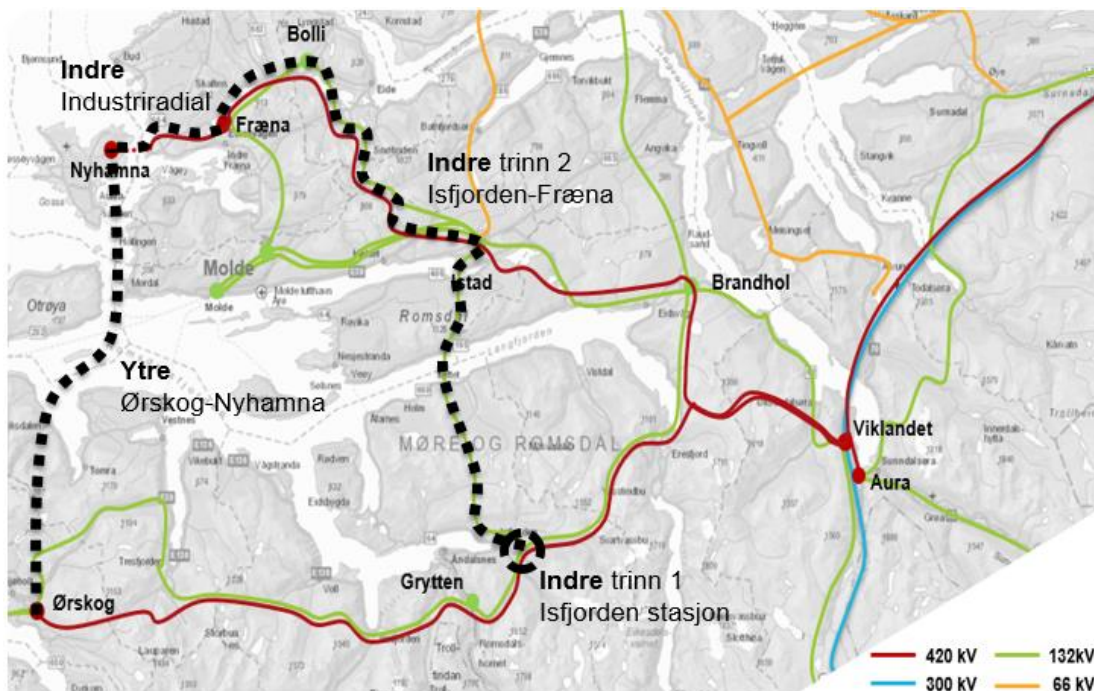
Indre trinnvis konsept muliggjør tidligere realisering av nytte med lavere kostnad

Tiltak som bedrer leveringspåliteligheten, men ikke gir fullverdig momentan N-1 koster mindre og gir mange av de samme nyttevirkningene. Dette gjør at disse tiltakene kommer bedre ut i en vurdering av de prissatte virkningene.

Indre konsept (K1) kan utvikles *trinnvis* ved at vi først etablerer Isfjorden transformatorstasjon og deretter eventuelt beslutter å bygge ledning til Fræna. Stasjonen sikrer reserveforsyning etter omkobling for store deler av forbruket på Nyhamna gjennom økt kapasitet i 132 kV-nettet.

Dersom reserveforsyningen kan leveres hurtig kan stasjonen bidra til å halvere konsekvensene av mer ordinære (forbigående) feil i kraftsystemet og i så fall vil de prissatte virkningene være svakt positive. Hurtig tilgang kan for eksempel oppnås dersom systemvernet kan endres slik at reserveforsyningen kan leveres hurtigere enn i dag. Videreføring til Fræna sikrer en redundant 420 kV-forsyning til Fræna. Da vil ikke lenger utfall i 420 kV-forsyning mellom Viklandet og Fræna gi avbrudd i kraftforsyningen til Nyhamna. Vi har også sett nærmere på en delvis variant av indre konsept, som innebærer nye stasjoner og ny ledning mellom om Isfjorden og Istad.

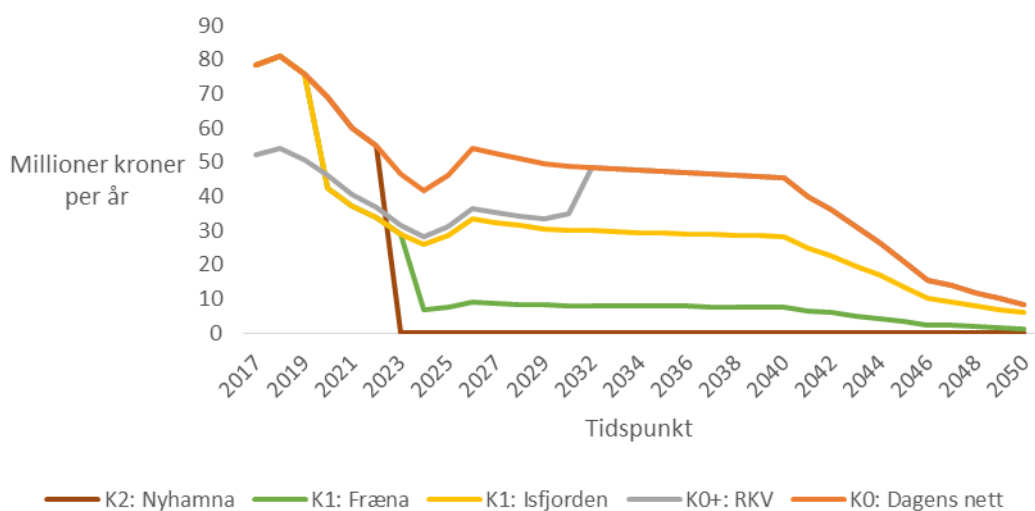
Mellom Fræna og Nyhamna kan industriradialen dubleres. Nyttvirkningene er i hovedsak knyttet til å unngå samtidig feil på to eller flere kabler. Nyttvirkningene er isolert sett den samme i nullalternativet, med Isfjorden stasjon og ved ny ledning til Fræna, eventuelt Istad.



Konseptvalg av Indre trinnvis konsept er samfunnsøkonomisk lønnsomt

Avbruddskostnadene varierer over tid i tråd med tidspunkt for realisering, gassproduksjonen på Nyhamna og tilgjengelig reserveforsyning. I Ytre konsept (K2) er avbruddskostnadene høyere enn i trinn 1 og 2 av Indre konsept (K1) til 2023, men deretter identiske eller lavere avhengig av hvilket trinn som blir realisert. Dette skyldes at konseptene ferdigstilles på ulike tidspunkt. Dette er illustrert i figuren under.

Kostnader pga. avbrudd og kritisk vedlikehold i kraftforsyningen



På tross av store reduksjoner i avbruddskostnader og noen andre nyttevirkninger, er de prissatte virkningene negative i alle utbyggingskonseptene. Dette skyldes at nyttevirkningene ikke er tilstrekkelige til å forsvare kostnadene ved å gjøre tiltak. Løsninger som innebærer fullverdig N-1 til Nyhamna har størst negative prissatte virkninger pga. høye investeringskostnader.

De ikke-prissatte virkningene består av miljøvirkninger. Alle tiltakene medfører miljøinngrep sammenliknet med konsept 0 og er derfor negative. Miljøvirkningene for K1: Isfjorden-Fræna/Nyhamna og K2: Ørskog-Nyhamna er ulike, men ikke vesentlig forskjellige i omfang. I K0+: RKV og K1: Isfjorden stasjon (trinn 1) er imidlertid miljøvirkningene kun svakt negative eller neglisjerbare, i hovedsak fordi omfanget av inngrep er begrenset til et lite areal.

Siden alle utbyggingskonsepter har negative prissatte og ikke-prissatte virkninger kommer konsept 0, vi gjør ingen tiltak, i utgangspunktet best ut. Konklusjonen er imidlertid ikke robust. En videre modning og/eller ny informasjon om viktige drivere kan medføre at K1: Isfjorden-Fræna (trinn 2) blir samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette er ikke tilfellet med K2: Ørskog-Nyhamna. K1: Isfjorden-Fræna/Nyhamna fremstår derfor som mer robust konsept enn K2: Ørskog-Nyhamna.

Det skal lite til før K1: Isfjorden stasjon (trinn 1) har positive prissatte virkninger og det kan også oppstå situasjoner hvor K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) har positive prissatte virkninger. Dette er i mindre grad tilfelle med K0+: RKV og K1: Isfjorden – Istad (delvis).

- K1: Isfjorden (trinn 1) vil ha positive prissatte virkninger dersom reserveforsyningen fra 132 kV kan etableres raskt eller det blir flere feil i 420 kV-forsyningen enn forventet:
 - Dersom reserveforsyningen kan etableres i løpet av under ett minutt, vil avbruddskostnadene ved korte avbrudd halveres. Dette kan sannsynligvis først avklares kort tid etter den pågående utvidelsen av Nyhamna.
 - Det er relativt stor usikkerhet i forventet feilrate i dagens forsyning på Nyhamna. Det er gjort flere utbedringer for å redusere sannsynligheten for avbrudd. Dersom disse viser seg å ha mindre virkning enn forventet kan de prissatte virkningene være positive, og motsatt.
- K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) har størst prissatte virkninger sammenlignet med øvrige alternativ dersom det blir knyttet til vesentlige mengder mer gass til Nyhamna enn i forventet i denne analysen. Gassco arbeider for tiden med en studie som kan bidra til mer informasjon om dette. Denne er ventet ferdigstilt tidligst i fjerde kvartal 2016.

Dersom vi ikke konseptbeslutter K1: Isfjorden stasjon (trinn 1) vil det ta lenger tid å realisere stasjonen dersom den viser seg å være lønnsom. Dette vil vi vite mer om omkring i løpet av cirka to år og dermed sannsynligvis før investeringsbeslutning. I usikkerhetsanalysen viste vi at denne usikkerheten kan forsvare noen titalls millioner kroner i utviklingskostnader. Konseptbeslutning av K1: Isfjorden (trinn 1) kan derfor medføre positive samfunnsøkonomiske virkninger.

Hvorvidt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å konseptbeslutte K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) nå er mer usikkert. Usikkerhetsanalysen viste at høy gasstilgang kan gi positive prissatte virkninger. I kombinasjon med høy vekst i øvrig forbruk kan de prissatte virkningene være særlig positive. Det kan også være relevante samfunnsøkonomiske nyttevirkinger som ikke er inkludert i denne analysen.

Vi anbefaler å videreføre indre konsept

Statnett anbefaler at det gjennomføres en trinnsvis utbygging av en indre nettløsning. Trinn 1 vil være utbygging av en ny 420-132 kV transformatorstasjon i Isfjorden og melding på ny 420 kV ledning Isfjorden-Fræna.

Forventet lønnsomhet for Isfjorden stasjon er i utgangspunktet svakt negativ, men det skal kun små endringer i forutsetninger til før nytten forsvarer kostnadene. Statnett mener videre at risikoen uten tilstrekkelig reserveforsyning er for stor og at trinn 1 derfor uansett bør gjennomføres som et risikoreduserende tiltak.

Trinn 2 vil være bygging av ny 420 kV ledningen Isfjorden-Fræna. Isfjorden-Fræna er ikke lønnsom med de forutsetninger vi har lagt til grunn i forventet utvikling. Med større nye gassfunn som blir tilknyttet Nyhamna eller mer vekst i øvrig forbruk enn forventet i denne analysen, kan dette endres. Større nye gassfunn og konsesjonssøknader for større nye industrietableringer kan derfor utgjøre viktige milepæler før ytterligere tiltak blir gjennomført. Videre kan informasjon om nyttevirkinger som vi

ikke har hatt grunnlag for å vurdere i denne analysen, bidra til at gjennomføring av trinn 2 vurderes som rasjonelt.

Vi anbefaler å starte arbeidet med Trinn 1: Isfjorden stasjon med sikte på at denne realiseres så tidlig som mulig. Videre anbefaler som en del av trinn 1 å sende melding på ny 420 kV ledning Isfjorden-Fræna. Det er to hovedfaser knyttet til myndighetstillatelser, melding og konsesjon. Ved å starte arbeidet med melding kan vi tidligere være i posisjon til å kunne realisere trinn 2. Ved endrede forutsetninger vil vi anbefale å konsesjonsøke og gjennomføre trinn 2.

Viktige milepæler og forhold som har betydning for videre prosjektutvikling er:

- Driftserfaringer etter utvidelse og idriftsettelse av SVC (mht endring av systemvern)
- Oppdatert Norskehavsstudie (gassressurser)
- Feilfrekvens (særlig for varige feil på Viklandet - Fræna)
- Nye gassfunn og investeringsbeslutninger om eksisterende funn, samt endringer i gassinfrastruktur
- Verdsetting av norsk gass gjennom prisutvikling og vurderinger av omdømme
- Forbruksutvikling, særlig planer om større industrietableringer
- Driftstilstand og mer detaljerte analyser av tilstand i 132 kV-nettet, samt reinvesteringsbehov

Det er opp til eier/brukere av Nyhamna å vurdere hvorvidt det grunnlag for tiltak på industriradialen mellom Fræna og Nyhamna. Realisering av tiltak på industriradialen kan skje uavhengig av tiltak for forsterkning av sentral- og regionalnettet.

Reservekraftverk som risikoreducerende tiltak

En konseptvalgutredning skal favne bredden av mulige tiltak for å dekke et behov, også tiltak utover bygging av nett. Reservekraftverk på Nyhamna vil redusere risiko for de mest omfattende konsekvensene av varige feil og alvorlige feilhendelser, som mastehavari, fram til Isfjorden transformatorstasjon er realisert. Dette betinger at reservekraftverket blir værende på Nyhamna, og at det gis nødvendige tillatelser til at dette kan fungere som reserveforsyning til gassprosesseringsanlegget. Konsekvenser for verdien av norsk gass ved mulig langvarig stans i gasseksporter ikke vurdert, men kan styrke lønnsomheten av å ha reservekraftverket på Nyhamna.

Statnett har besluttet å avvikle reservekraftverk som SAKS-tiltak etter idriftsettelse av Ørskog-Sogndal, og planlegger derfor å selge det.

Eventuell videreføring vil kreve ny myndighetsbehandling og avklaring av rammer for framtidig eierskap og drift.

Fordelingsvirkninger og andre hensyn

Forskrift om leveringskvalitet regulerer hvem som er såkalt "ansvarlig konsesjonær" i ulike avbrudd-situasjoner, og som dermed blir det nettselskapet har en bedriftsøkonomisk risiko gjennom NVEs KILE-ordning. Ved feil på 420 kV Viklandet – Fræna er Statnett ansvarlig konsesjonær, mens Istad Nett er ansvarlig konsesjonær ved avbrudd i sitt regionalnett.

Med trinn 1 i Indre konsept vil Istad Nett få en betydelig økt økonomisk eksponering når det er utfall av 420 kV-forsyningen. Da vil Istad Nett forsyne Nyhamna med tilgjengelig reserve fra sitt regionalnett, og et nytt avbrudd innebærer at Istad Nett blir ansvarlig konsesjonær. Den potensielle økonomiske konsekvensen for Istad Nett vil kunne være stor sammenlignet med grunnlaget inntektsrammen deres fastsettes på. Istad Nett bør iverksette en dialog med NVE om hvordan dette kan håndteres i fremtiden.

Forord.....	3
Sammendrag	5
DEL I BEHOVSANALYSE	15
1 Verdiskaping fra gasseksport er betydelig og Nyhamna er et av de viktigste gassprosesseringsanleggene i Norge	16
2 Nyhamna rammes ofte av avbrudd og har fremover ingen reserveforsyning	20
3 Økt arbeidstrykk på Nyhamna bidrar til å svekke leveringspåliteligheten sammenliknet med dagens situasjon	29
4 Øvrige kraftforbrukere har redundant kraftforsyning i dag – men det er lite rom for vekst... ..	32
5 Behov for reservekraftverket i forbindelse med SAKS opphører	41
6 Andre behov.....	43
7 Prosjektutløsende behov er svak leveringspålitelighet på Nyhamna	45
DEL II MÅL OG RAMMER	47
8 Målene angir hva mulige tiltak skal oppnå	48
9 Rammene begrenser mulighetsrommet	50
DEL III AKTUELLE KONSEPTER – MULIGHETSSTUDIE.....	55
10 Leveringspåliteligheten til Nyhamna kan bedres gjennom nettfosterkninger og i noen grad ved økt lokal produksjon	56
11 Tiltak på 132 kV og lokal produksjon er relevant, men kan bare i noen grad løse behovet	60
12 Nettfosterkninger på 420 kV nivå gir god leveringspålitelighet for Nyhamna og legger til rette for utvikling i øvrig forbruk	64
DEL IV ALTERNATIVANALYSE	71
13 Prissatte virkninger.....	72
14 Ikke-prissatte virkninger	79
15 Forventede prissatte og ikke-prissatte virkninger er negative	83
16 Usikkerhetsanalysen viser at konseptvalg av K1: Trinnvis kan være lønnsomt	85
17 Fordelingsvirkninger og andre hensyn	96
DEL V KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID.....	99
18 Vi anbefaler konseptbeslutning av indre trinnvis konsept	100
19 Føringer for neste fase.....	102
DEL VI METODE OG ORDFORKLARING.....	105
20 Kraftsystemanalyse - Metode og verktøy	106
21 Samfunnsøkonomisk analyse – Metode og forutsetninger	107
22 Metode for dialog.....	111
Ordforklaring kraftsystemet	113
Ordforklaring gassystemet.....	117
DEL VII VEDLEGG.....	119
Vedlegg 1: Notat fra Gassco	120
Vedlegg 2: Nærmere om spenningsdipper	126
Vedlegg 3: Feilrater Viklandet - Fræna	128
Vedlegg 4: Oppsummering av konsepter som gir fullverdig N-1 til Nyhamna.....	131

Del I

Behovsanalyse

Nyhamna rammes i dag ved utfall av en enkelt komponent i kraftsystemet. Utfall av kraftledningen Viklandet – Fræna har gitt flere avbrudd for Nyhamna siden oppstarten i 2007, og ved tre anledninger har feilene vart i mer enn to døgn. Fremover venter vi fortsatt relativt ofte avbrudd – om enn i noe mindre grad enn de første årene etter idriftsettelsen.

Fremover vil forbruket på Nyhamna øke som følge av behovet for trykkstøtte på Ormen Lange-feltet og tilknytning av Polarled. Mer gass skal prosesseres på Nyhamna etter at Polarled knyttes til. Den framtidige utnyttelsesgraden av anlegget, og dermed framtidig kraftforbruk, avhenger av hvilke gassfunn som blir gjort og hvilke felt som blir knyttet til Nyhamna.

Minimumsnivået for kraftforbruk før gasseksporten kan starte øker etter utvidelsen. Dagens reserveforsyning gjennom regionalnettet vil ikke lenger være tilstrekkelig til å starte gasseksporten før 420 kV-forsyningen er gjenopprettet. Dette bidrar til å svekke leveringspåliteligheten sammenliknet med i dag. De forventede avbruddskostnadene på Nyhamna er dermed høye også i fremtiden.

Vi venter en svak vekst innen alminnelig forsyning. I tillegg er det et potensial for økt forbruk i industrien, både i form av utvidelser på Hustadmarmor og etablering av et større datasenter i regionen. Videre finnes ambisjoner om mer kraftproduksjon i området, mens regionale netteiere har behov som kan ha betydning for utviklingen av sentralnettet. Regionale netteieres behov er i hovedsak knyttet til reinvesteringer og behov for mer kraft inn i regionalnettet.

1 Verdiskaping fra gass eksport er betydelig og Nyhamna er et av de viktigste gassprosesseringsanleggene i Norge

Nyhamna-anlegget på Aukra nordvest for Molde er ett av de viktigste gassprosesseringsanleggene i Norge. Omlag 20 prosent av all norsk gass eksport behandles på Nyhamna. Når Polarled blir satt i drift vil energimengden over Nyhamna utgjøre over 250 TWh per år, som utgjør som utgjør om lag det dobbelte av norsk vannkraftproduksjon i år med normalt tilsig og tilsvarer inntekter på cirka 35 – 50 mrd. kroner per år.

Norge eksporterer samlet naturgass for om lag 200 mrd kroner per år³. Eksporten foregår i hovedsak via tre prosessanlegg; Kollsnes i Hordaland, Kårstø i Rogaland og Nyhamna i Møre og Romsdal.

Kollsnes er størst med en installert kapasitet på om lag 140 millioner standard kubikkmeter gass per døgn (MSm³/d), mens Nyhamna har en installert kapasitet på 74 MSm³/d per i dag og inntil 84 MSm³/dag etter utvidelsen i 2016/17. Kårstø er om lag like stor som Nyhamna.

Stans i gass eksporten fra prosessanleggene har store økonomiske konsekvenser

Gassprisen har variert mellom en og tre kroner per standard kubikkmeter gass (Sm³) historisk, og ventes å være om lag 2 kr/Sm³ fremover⁴. De berørte aktørene fremhever redusert verdiskaping knyttet til verditap ved utsatt produksjon, tilbakekjøpskostnader og skade på utstyr som de viktigste effektene av stans på prosessanlegget på Nyhamna.

Ved avbrudd i kraftforsyningen blir Nyhamna frakoplet landnettet i Fræna, med den følge at prosessanlegget stenges helt ned. Anlegget er komplekst og det tar mange timer å starte det igjen dersom kraftforsyningen forsvinner helt. Normalt vil anlegget ikke eksportere i noen timer etter et avbrudd, før eksporten gradvis blir trappet opp. Selv et avbrudd på noen få minutter vil derfor medføre at produksjon tilsvarende nesten ett døgn normal produksjon blir utsatt.

Både det norske gasssystemet og det europeiske gasssystemet er komplekst. Det er derfor vanskelig å gjøre en presis samfunnsøkonomisk studie av konsekvensene ved avbrudd uten å ha detaljkunnskap om aktørenes forretningsprosesser. Samtidig er disse detaljkunnskapene ikke lett tilgjengelige av kommersielle årsaker og hensyn til konkurranselovgivning.

I denne studien støtter vi oss derfor i stor grad på analyser Gassco og Shell har gjort for å bistå oss i konseptvalgutredningen⁵. Disse analysene presenteres på et aggregert nivå og kan derfor publiseres offentlig. Vi legger til grunn at de samfunnsøkonomiske konsekvensene i Norge av avbrudd på Nyhamna i praksis er identisk med tapt bedriftsøkonomisk inntjening før skatt. Vi korrigerer ikke for skjevheter i eierskap, eller eventuelle konsekvenser for andre norske gassprodusenter.

³ I perioden 2009-2014 eksporterte Norge naturgass for 209 mrd. kroner i gjennomsnitt per år. Kilde: SSBs statistikk over utenrikshandel med varer (lastet april 2015).

⁴ Kilde: Revidert nasjonalbudsett 2015 (Meld. St. 2 (2014-15)).

⁵ Konkret har vi justert avbruddskostnadene Gassco har estimert for oppetiden vi forventer på Nyhamna. Gassco har lagt til grunn hvor mye oppetiden på prosessanlegget har blitt svekket historisk på grunn av avbrudd i strømforsyningen, nærmere bestemt 2,15 døgn per år. Vi forventer en bedre oppetid og kostnadene vi legger til grunn er derfor lavere. I tillegg har vi justert Gasscos antatte gasspris på 1,93 kr/Sm³ til 2 kr/Sm³ (faste 2015-kroner), i tråd med revidert nasjonalbudsjett 2015 (Meld. St. 2 (2014-2015)). Videre har vi støttet oss på kostnadsberegninger utført av Shell omkring slitasje og kondensatproduksjon.

Ved en stans på et døgn taper lisenseierne som leverer gass til Nyhamna store summer. Gitt maksimal produksjon og en gasspris på 2 kroner per Sm³ er avbruddskostnadene 60 - 75 millioner kroner⁶:

- Inntekt på 168 millioner kroner blir utsatt i cirka 5-7 år⁷, slik den nåverditapet på gassen er cirka 50 – 65 millioner kroner. I tillegg produserer Nyhamna en del kondensat. Historisk har kostnadene knyttet til utsatt kondensatproduksjon 8,24 prosent av kostnadene knyttet til utsatt gassproduksjon⁸. Vi antar at dette er representativt fremover og dette øker det samlede tapet knyttet til utsatt kondensatproduksjon til 54 – 70 millioner kroner.
- Eierne må kjøpe erstatningsgass for å dekke leveringsforpliktelsene for gassen som var solgt. Dette koster normalt cirka 0,1 kr/Sm³ mer enn markedsprisen på gass og ekstrakostnaden utgjør derfor cirka 8 millioner kroner⁹.
- I tillegg oppstår det slitastjekostnader etter et avbrudd. Disse har historisk utgjort cirka 3,5 millioner kroner.

Selv avbrudd som varer i noen minutter kan medføre at et døgn produksjon blir utsatt. Avbrudd som skyldes feil som må repareres vil i seg selv gjerne ta to døgn å utbedre, slik at det samlede produksjonstapet blir cirka tre døgn. De økonomiske konsekvensene kan derfor være i hundremillionersklassen. I tillegg kan det være noen følgekostnader i mottakerlandene og knyttet til tapt omdømme på lang sikt.

Stans på Nyhamna kan gi økte gasspriser i Storbritannia

Landene i Europa er avhengig av pålitelige leveranser av gass. Det meste av gassen fra Nyhamna går til Storbritannia (UK). Norsk gass sin andel av UKs gassforbruk var for eksempel mellom 30 og 45 prosent i 2013, avhengig av måned. Dette sier noe om hvor viktig norsk gass er for energiforsyningen i Storbritannia.

For mottakerlandene er konsekvensene av stans først og fremst høyere gasspriser. Erfaringene ved strømavbrudd på Nyhamna er at man har observert at gassprisene har steget ved utfall om vinteren, når fleksibiliteten i store deler av gassmarkedet er begrenset.

Tilbakekjøpskostnader for gassaktørene skyldes forpliktelse om å levere gassvolumer som er solgt, og denne risikoen bærer gasselger. Det betyr at kostnaden ofte er tatt hensyn til på Norsk side gjennom tilbakekjøpskostnadene.

For driftsstanser som varer mer enn 2-3 døgn vil imidlertid kostnaden normalt være på Britisk side, fordi gassen normalt kun selges 2-3 dager frem ifølge gassaktørene. Ved stanser utover 2-3 døgn kan man derfor se for seg følgekostnader i Storbritannia. Dette kan sammenliknes med virkningen høye strømpriser kan ha i Norge, slik vi så vinteren 2009/2010 i Midt-Norge. De høye strømprisene skapte både samfunnsøkonomiske kostnader og fordelingsvirkninger som mange mente var urimelige.

Godt omdømme - et viktig mål for norske aktører

Et godt omdømme for norsk gass er et viktig mål for norske aktører. Her vil leveransepåliteligheten av norsk gass være sentralt. Det kan være en realøkonomisk sammenheng mellom en reduksjon i av leveransepåliteligheten av norsk gass og verdien av norsk gasseksport. Men leveransepåliteligheten blir påvirket av en rekke faktorer, hvor stabilitet i kraftforsyningen er én av disse.

⁶ Gassprisen på 2 kr/Sm³ er antatt basert på forventet gasspris etter 2017 i Revidert nasjonalbudsjett 2015, Meld. St. 2 (2014-2015).

⁷ 5-7 år er antatt av Statnett basert på en tilbakeregning av avbruddskostnadene Gassco har estimert.

⁸ Gassco har ikke tatt hensyn til dette i sine beregninger av avbruddskostnader. I tillegg har Gassco heller ikke tatt hensyn til slitastjekostnadene Shell har beregnet. Dette forklarer avvikene mellom våre tall og Gassco sine tall for avbruddskostnader. Kilden for 8,24 prosent er beregninger fra Ormen Lange-lisensen for driftsstanser i perioden 2008 til og med 2011.

⁹ Gassco opplyser at gasssystemet er fullt utnyttet på vinteren, når de fleste feil forventes å inntreffe. Gassen må derfor kjøpes fra aktører i utlandet.

Verdiskaping fra gass eksport er betydelig og Nyhamna er et av de viktigste gassprosesseringsanleggene i Norge

2015

På nåværende tidspunkt har Statnett ikke tilstrekkelig informasjon til å konkludere med at avbrudd i kraftforsyningen gir en endring i omdømme og svekket verdiskaping fra eksport av norsk gass. Vi har derfor ikke tillagt dette noen samfunnsøkonomiske virkninger. I denne konseptvalgutredningen fokuserer vi kun på direkte virkninger for Norge som følge av avbrudd i kraftforsyningen.

Konseptvalgutredningen vil bli behandlet av Olje- og energidepartementet før Statnett gjør et endelig konseptvalg. Som del av behandlingen i departementet vil det også bli gjennomført en offentlig høring. Sektormyndighetens avveininger og vektlegging vil fremkomme i deres uttalelse og være prosessveiledende for Statnetts videre arbeid.

Gassaktørenes vurdering

Gassaktørene og Gassco har gjort en vurdering av omdømmerisiko ved stans på Nyhamna, som Gassco referer til. Omdømmerisikoen oppstår ifølge gassaktørene på tre forskjellige områder. Vurderinger av områdene er gjengitt nedenfor.

Tabell 1: Gassaktørenes vurdering av omdømmerisiko ved leveringsutfall på Nyhamna.

Omdømmerisiko for Norge som en sikker energileverandør	Omdømmerisiko for gassleverandørene	Omdømmerisiko for gass som pålitelig fremtidig energibærer
Den norske regjeringen uttaler at nasjonen vil forbli en sikker, forutsigbar og langsiktig energileverandør til Europa. ¹⁰	Gassaktørene har vært og ønsker fremdeles å være pålitelige gassleverandører. Pålitelig drift er blant gassaktørenes høyeste prioriteringer.	Europa er avhengig av å importere størstedelen av sin energi. I 2013 ble så mye som 53% av EUs energibehov importert fra land utenom EU. Det er et klart mål for EUs politikere å sikre pålitelig forsyningen av energi. Den urolige situasjonen rundt Ukraina har ytterligere satt fokus på leveringspålitelighet i EU. Den 15. april i år uttalte talskvinnen til EUs energi minister Gunther Oettinger, Sabine Berger ¹³ , «at Europa er en pålitelig gasskunde - EU forventer at leverandørene også er pålitelige – dvs. å møte sine forpliktelser og sikre en pålitelig og transparent gassforsyning til Europa.»
Olje- og energidepartementet har inngått samarbeidsavtaler ¹¹ med sine britiske kolleger som beskriver Norges status som en pålitelig leverandør å stole på. Tilsvarende uttalelser er referert fra statsråd Tord Liens møte med sin tyske kollega, Sigmar Gabriel tidligere i år.	Alle selskapene på sokkelen følger forordningen REMIT gjennom å publisere driftsforhold som kan ha betydning for markedet via Gasscos hjemmeside ¹² . Det medfører at alle driftsforstyrrelse, både planlagte og uforutsette offentliggjøres til både selgere og kjøpere til samme tid.	Nyhamna er, og vil i overskuelig tid være, en sentral kilde for framtidig energiforsyning til Europa. Det forventes ikke at den største enkeltkilden for gassimport til Storbritannia blir utsatt for nedstenginger på grunn av ensidig strømforsyning.
Det er skadelig for Norges omdømme som en sikker og pålitelig energileverandør dersom ikke forsyningssituasjonen på Nyhamna forbedres.	Alle leveringskontrakter med kjøpere har straffetiltak for selger dersom gassen ikke når fram som avtalt. De direkte økonomiske konsekvensene ved slike utfall er kvantifisert i Gasscos brev til Statnett datert 24.06.2014 «Konsekvenser av strømafbrudd Nyhamna».	
	Tilgjengelighetssituasjonen på Nyhamna er for gassaktørene en omdømmerisiko. Kunder vil prioritere ned de selgerne som har dårlig tilbud og leveringshistorikk.	

Shell og Gassco, som nåværende og fremtidig operatør av Nyhamna, er opptatt av at forsyningssituasjonen på Nyhamna bedres. Videre er de opptatt av at det iverksettes tiltak så raskt som mulig, fordi de mener situasjonen er svært alvorlig i dag, og at de samfunnsøkonomiske konsekvensene ved avbrudd vil forverres ytterligere når Polarled kommer inn i 2017.

Selskapene mener gjentatte utfall av gassleveransene fra Nyhamna svekker Norges omdømme som en pålitelig leverandør av gass til Europa. Gassco har uttalt at anlegg av denne størrelse og betydning bør sikres tosidig kraftforsyning og minst tilfredsstillende krav til N-1. Videre har Gassco uttalt at dersom

¹⁰ Utenriksminister Børge Brende foredrag for Center for Strategic and International Studies, Washington 9. april 2014

¹¹ <https://www.gov.uk/government/news/pm-agrees-major-energy-partnership-with-norway-bringing-secure-energy-and-jobs>

¹² <http://flow.gassco.no>

¹³ <http://www.neurope.eu/article/eu-wants-russia-ukraine-keep-gas-coming>

man på utbyggingstidspunktet hadde kjent til de utfordringene en ensidig forsyning ville gitt og kjent til den utviklingen Nyhamna nå får som et sentralt knutepunkt for ressursene i Norskehavet, ville Nyhamna trolig vært tosidig forsynt fra oppstart av.

Tidligere analyser har ikke vist økonomisk lønnsomhet for store nettførsterkninger

Både utbyggeren, Norsk Hydro, og nåværende operatør av Ormen lange feltet og Nyhamna fasilitetene, AS Norske Shell, har begge tidligere gjort analyser for å finne prosjektøkonomisk lønnsomhet i en tosidig forsyning til Nyhamna. Det vil si, om det finnes tilstrekkelig verdi i utsatt gassalg og øvrige kvantifiserbare tap til å investere i ny linje helt til Nyhamna.¹⁴ De kvantifiserbare effektene blir mindre etter hvert som produksjonen fra feltene tømmes. Det er imidlertid forventet at mer enn 30 prosent av all uoppdaget gass på norsk sokkel ligger i Norskehavet¹⁵. Disse volumene har ikke vært hensyntatt i selskapenes prosjektøkonomiske analyser. Dette kan ha medført at prissatte effekter for Nyhamna har blitt undervurdert, samtidig som Nyhamna som mottakspunkt for Polarled, forventes å bli et sentralt og langsiktig knutepunkt for framtidig gass eksport fra norsk sokkel.

Et vilkår i PUD for Nyhamna-utvidelsen (St.prp 97 2012-2013) var at operatøren i samråd med Statnett gjennomførte *"en utredning av den fremtidige kraftforsynings situasjonen på Nyhamna, herunder den samfunnsøkonomiske betydningen av å etablere N-1 forsyning og hvilke tiltak som må gjennomføres for at N-1 kan etableres"*. Konklusjonen fra utredningen var at kun tiltak på 420 kV kan gi N-1, men at alle konsepter som da ble vurdert hadde høye kostnader og lang gjennomføringstid. Kvantifiserbare nyttegevinster, som i hovedsak er knyttet til reduserte avbruddskostnader for Nyhamna, var ikke tilstrekkelig store til å forsvare kostnaden ved noen av konseptene. Videre tydet mye på at det var rom for å optimalisere mht både kostnad og tid ved å også se på løsninger om gir bedre leveringspålitelighet, uten at det nødvendigvis gir fullverdig N-1.

I denne utredningen har vi inkludert scenarier hvor ikke-oppdagede ressurser blir knyttet til Nyhamna slik at prosessanlegget utnyttes fullt i fra midten av 2020-tallet til langt ut på 2040-tallet.

Vår analyse begrenser seg til tiltak for økt leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna

En overordnet ambisjon og intensjon med tiltak for bedret leveringspålitelighet til gassprosesseringsanlegget på Nyhamna er verdiskaping fra norsk gass nå og i fremtiden. Vi ser ikke bort fra at det kan være andre tiltak, for eksempel i gassinfrastrukturen mellom Norge og mottakerlandene, som også kan bidra til å sikre framtidig verdiskaping av norsk gass. Det kan også være tiltak som gir økt oppetid for gassprosesseringsanlegget på Nyhamna som ikke er knyttet til økt pålitelighet i kraftforsyningen. Når vi videre i analysen skriver Nyhamna mener vi gassprosesseringsanlegget på Nyhamna. Vi har begrenset analysen til tiltak for å redusere antall avbrudd og konsekvenser av avbrudd i kraftforsyningen til Nyhamna.

¹⁴ Ref til brev av 24.06.2014 fra Gassco – Konsekvenser av strømvbrudd Nyhamna

¹⁵ Ressursregnskapet Oljedirektoratet 2014

2 Nyhamna rammes ofte av avbrudd og har fremover ingen reserveforsyning

Nyhamna rammes i dag ved utfall av 420 kV-forsyningen fra Viklandet og har dermed svakere leveringspålidelighet enn øvrig forbruk på Romsdalshalvøya, og hva som er normalt for forbruk av en slik størrelse og kritikalitet.

Utfall av kraftledningen 420 kV Viklandet – Fræna har gitt flere avbrudd for Nyhamna siden oppstarten i 2007, og ved tre anledninger har feilene vart i mer enn to døgn. Ved slike hendelser har reserveforsyning via det underliggende 132 kV-nettet gjort det mulig å delvis starte opp igjen gasseksporten. Etter utvidelsen på Nyhamna i 2016/17 vil ikke dette lenger være mulig.

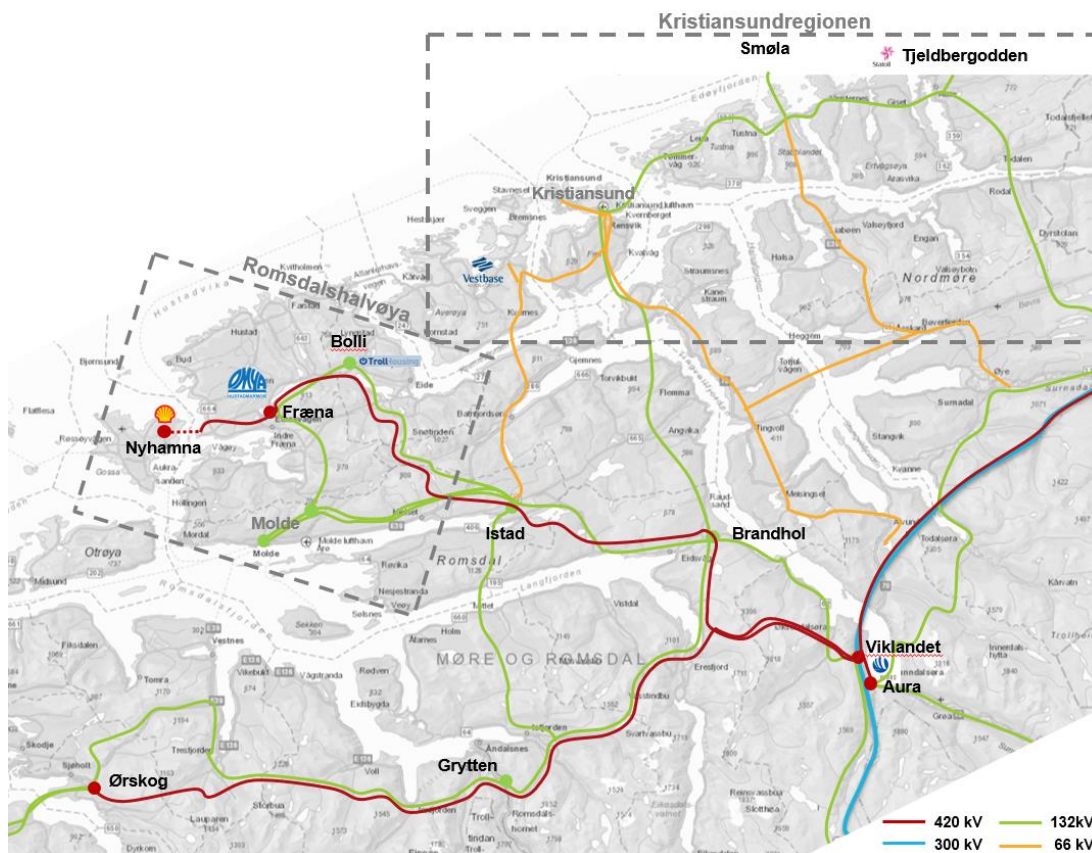
Øvrig forbruk på Romsdalshalvøya har i dag redundant kraftforsyning og vi venter at denne situasjonen fortsetter slik de neste 20 årene. Unntaket er dersom det etableres større mengder nytt industriforbruk. Spesielt er det potensial for etablering av et datasenter som ifølge aktørene kan bli svært stort, selv i internasjonal målestokk.

Kraftsystemet har tilfredsstillende leveringspålidelighet til øvrig forbruk i området

I behovsanalysen ser vi på leveringspålideligheten i kraftsystemet mellom Ørskog, Nyhamna, Tjeldbergodden og Viklandet, vist i figuren nedenfor. Særlig viktig er forsyningen av Romsdalshalvøya, som påvirkes både av forhold internt i området men også av forhold i tilgrensende områder.

Romsdalshalvøya forsynes av flere ledninger på 132 kV og en ledning på 420 kV. Det er i praksis ingen kraftproduksjon i dette området. Det maksimale overføringsbehovet inn til området er i dag større enn overføringskapasiteten etter utfall av 420 kV-ledningen. Det gjør at Nyhamna, som er avhengig av forsyning via 420 kV-ledningen, i slike situasjoner kun kan få dekket deler av forbruket sitt – og kun etter omkoblinger som tar noe tid å gjennomføre.

Gassprosesseringsanlegget på Nyhamna er som kunde tilknyttet sentralnettet i Fræna. Fræna kan forsynes både via 420 kV ledningen fra Viklandet og via det parallelle 132 kV-nettet. Mellom Fræna og Nyhamna er det en industriradial på 420 kV som knytter gassprosesseringsanlegget på Nyhamna til sentralnettet.



Figur 1: Kart over Nyhamna og omliggende område. Kraftledningstraseene er ikke nøyaktig tilpasset faktisk trasé. Transformatorstasjoner i NEAS sitt nett er ikke markert.

Området er en del av Midt-Norge. Midt-Norge har hatt en negativ energibalanse de siste årene. Dette har medført en høyere sannsynlighet for "Særlig anstrengte kraftsituasjoner" (SAKS) og rasjonering enn øvrige deler av landet. I tilfelle SAKS er det derfor installert et reservekraftverk på Nyhamna og et på Tjeldbergodden. Det er gitt dispensasjon fra gjeldene konsesjon slik at reservekraftverket på Nyhamna også kan benyttes som reserveforsyning til gassprosesseringsanlegget ved avbrudd eller kritisk vedlikehold i kraftforsyningen.

Nyhamna er mer utsatt for avbrudd siden anlegget ikke har redundant kraftforsyning

I dag har alle uttakspunkt fra regional- eller sentralnett på Romsdalshalvøya, med unntak av Nyhamna, redundant kraftforsyning (N-1). Dette innebærer at enkeltfeil i kraftsystemet ikke medfører avbrudd. Nyhamna er i dag avhengig av 420 kV-forbindelsen Viklandet-Fræna og mister strømforsyningen ved enkelte driftsforstyrrelser på denne forbindelsen. Dette gjør at anlegget oftere rammes av avbrudd pga. feil i sentralnettet enn andre brukere tilknyttet sentral- og regionalnett.

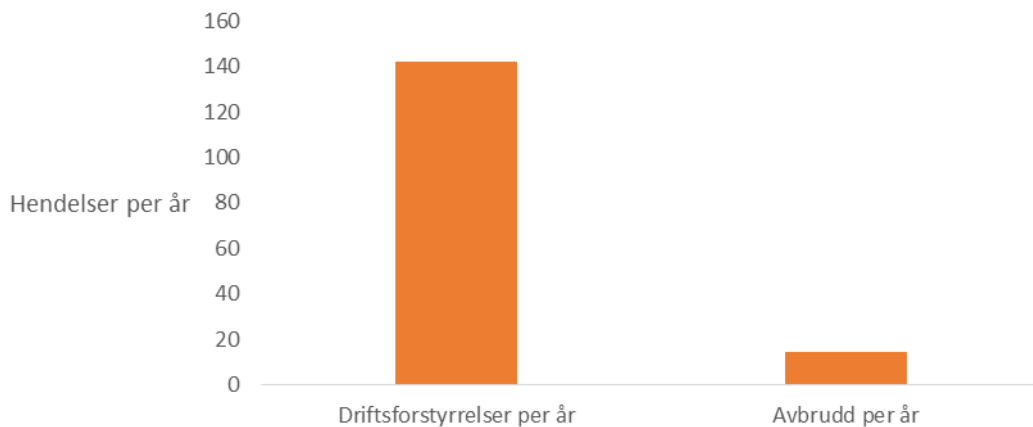
I dette kapittelet forklarer vi bakgrunnen for hvorfor Nyhamna ofte rammes av avbrudd og hvorfor dette har store konsekvenser. Vi starter med en generell introduksjon om sammenhengen mellom utfall, redundans og avbrudd, før vi fortsetter med en spesifikk beskrivelse av situasjonen til gassprosesseringsanlegget.

Ikke alle driftsforstyrrelser på kraftledninger og relaterte komponenter medfører avbrudd

Driftsforstyrrelser¹⁶ inntreffer relativt ofte i det norske kraftsystemet. Figur 2 viser at det i snitt er om lag 140 driftsforstyrrelser pr år i det norske kraftsystemet på spenningsnivåene 300 kV og 420 kV. Figuren viser også at av disse var det kun om lag 10 prosent som medførte avbrudd i strømforsyningen. Dette har to årsaker:

- På disse spenningsnivåene er kraftsystemet vanligvis redundant, med alternative forbindelser til sentralnettet eller underliggende produksjon, som sikrer en videreført forsyning til alle sluttbrukere selv under driftsforstyrrelser. Når dette er mulig sier vi gjerne at N-1-kriteriet er oppfylt.
- Driftsforstyrrelser inkluderer utfall av en eller tre faser. Ved feil på bare en fase er det vanligvis automatisk gjeninnkobling i løpet av svært kort tid, og effektoverføringen blir ikke avbrutt. Da vil det kun oppstå en spenningsdipp, som elektrisk utstyr normalt bør være dimensjonert for å tåle.

Uten redundans vil langt flere av driftsforstyrrelsene føre til avbrudd i kraftforsyningen. For en del forbrukere vil spenningsdipper også medføre konsekvenser som likner på de som inntreffer ved avbrudd. En forbruker som ikke har redundant kraftforsyning eller er sårbar for spenningsdipper vil derfor oppleve mange flere problemer med kraftforsyningen enn andre forbrukere.



Figur 2: Venstre: Gjennomsnittlig antall driftsforstyrrelser per år på 300 og 420 kV i det norske sentralnettet. Høyre: Gjennomsnittlig antall avbrudd per år som følge av driftsforstyrrelsene av disse komponentene. Kilde: Statnetts feilstatistikk 2009-2013.

Redundans omtales ofte som "N-1"-kriteriet. Kriteriet innebærer kort sagt at det skal være mulig å opprettholde leveranser selv om det oppstår feil på en linje eller en komponent i systemet. Dette kriteriet er ikke tilfredsstillt på Nyhamna. Videre har prosessanlegg i Norge generelt vært sårbare for spenningsdipper, grunnet lokalt utfall av kompressordrift slik at gassprosesseringsanleggene stanser. Dette har også vært tilfelle på Nyhamna.

Historisk har spenningsdipper medført om lag like mye utsatt produksjon på Nyhamna som avbrudd i kraftforsyningen, ifølge operatøren Shell. Skillet mellom avbrudd og spenningsdipp er likevel sentralt i denne konseptvalgutredningen. Enhver kortslutning på en kraftledning vil medføre en spenningsdipp. Som beskrevet over kan det oppstå stans på Nyhamna også på grunn av dette. Dersom man for eksempel etablerer N-1 til Nyhamna, vil driftsforstyrrelser som i dag gir avbrudd på Nyhamna fortsatt gi en spenningsdipp med mindre det gjøres tiltak som gjør prosessanlegget bedre rustet til å tåle slike dipper. Driftsforstyrrelser som i dag kun gir spenningsdipp vil fortsatt gjøre det, selv om man har N-1.

Det er tilnærmet umulig å unngå kortslutninger, men forbrukerne har selv mulighet til å redusere virkningen. Den beste måten er å i størst mulig grad designe prosesser og utstyr for å klare en typisk

¹⁶ En automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling. En driftsforstyrrelse kan skyldes feil på enhet, systemfeil, feilbetjening eller nødutkobling. En driftsforstyrrelse kan bestå av en eller flere feil.

spenningsdipp. Operatøren på Nyhamna har nylig implementert slike tiltak. Statnett har videre utarbeidet en rapport som har vurdert historiske årsaker til spenningsdipper i området og foreslått tiltak som kan bidra til færre spenningsdipper i fremtiden.

I arbeidet med N-1 rapporten ble det også sett på sammenhengen mellom netttiltak og forventet omfang av spenningsdipper. Konklusjonen av vurderingen er at det ikke ventes noen større forskjell mellom de ulike 420 kV konseptene med hensyn på spenningsdip. Det er derfor ikke grunnlag for å skille mellom konseptene når det gjelder robusthet mot spenningsdipp. Se vedlegg 2 for en mer detaljert vurdering.

Vi vil derfor ikke behandle spenningsdipper i denne konseptvalgutredningen, men avgrense analysen til tiltak som hindrer eller reduserer konsekvensen av avbrudd i kraftforsyningen til Nyhamna.

HVA HAR FORÅRSAKET PRODUKSJONSSTANSENE PÅ NYHAMNA?

Hovedfokus i denne konseptvalgutredningen er å redusere avbrudd på Nyhamna. Spenningsdipper i kraftsystemet og interne feil på prosesseringsanlegget er også relevant for den samlede oppetiden til anlegget.

Historisk har om lag halvparten av nedetiden til Nyhamna vært knyttet til interne feil i prosesseringsanlegget, mens den øvrige halvparten har vært knyttet til problemer med kraftforsyningen. Problemene med kraftforsyningen har vært knyttet til spenningsdipper og avbrudd i strømforsyningen. Slike hendelser er definert i Forskrift for leveringskvalitet i kraftsystemet:

- Spenningsdipp. Hurtig reduksjon i spenningen til mellom 5 prosent og 90 prosent av avtalt nivå, med varighet fra 10 millisekunder til 60 sekunder.
- Avbrudd. Uteblitt levering av energi hvor forsyningsspenningene er under 5 prosent av avtalt spenningsnivå.

Netteier har ansvaret for avbrudd, mens operatøren av gassprosesseringsanlegget har ansvar for å være robust mot spenningsdipper. Redundant kraftforsyning bidrar i hovedsak til færre avbrudd, mens virkningen på spenningsdipper ventes å være relativt nøytral. Det kan bli noen flere spenningsdipper på grunn av flere ledninger, men dippene som kommer vil være noe mindre omfattende. For Nyhamnas samlede oppetid kan også tiltak som gjør anlegget bedre i stand til å tåle spenningsdipper være viktige.

Erfaringene fra driften av de norske gassprosesseringsanleggene generelt tyder på at kompressordrifter er mer sårbare for spenningdipper enn det som anleggene skal være designet for. Dette gjelder også på Nyhamna. Spenningsdipper eller liknende hendelser har bidratt til en stor andel av den ikke-planlagte nedetiden på Nyhamna.

Operatøren på Nyhamna arbeider kontinuerlig med å gjøre anlegget mer robust mot spenningdipper og liknende hendelser. Denne utredningen fokuserer på tiltak som kan gi lavere nedetid ved å redusere antall og omfang av avbrudd. For omdømmet som en pålitelig leverandør av gass er det trolig av mindre betydning om opphold i gassleveransen skyldes det ene eller det andre. Et avbrudd som skyldes feil som tar lang tid å rette vil imidlertid få langt større konsekvenser enn en spenningsdip.

Dagens kraftforsyning til Nyhamna er avhengig av 420 kV-forsyningen fra Viklandet

Nyhamna forsynes i dag via en 420 kV-ledning fra Viklandet til Fræna, og videre til Nyhamna-anlegget på Aukra via ledning og sjøkabel. Det parallelle 132 kV-nettet mellom Viklandet og Fræna har ikke kapasitet til å overta hele forsyningen av Nyhamna ved trefaseutfall av 420 kV-ledningen Viklandet-Fræna. Trefaseutfall oppstår hyppigst ved feil på ledning (varig feil på én fase og forbigående eller varig feil på tre faser), og sjeldnere som følge av feil i stasjoner.

Ved slike hendelser må derfor prosessanlegget bli koblet ut, og det er etablert et systemvern for dette. Systemvernet kobler ut 420 kV-ledningen mellom Fræna og Nyhamna ved alle 3-fase utfall av 420 kV-ledningen Viklandet-Fræna. Etter nødvendige omkoblinger kan imidlertid om lag 50 MW leveres via 132 kV-nettet.

Uten systemvernet ville alle kunder i regionen mistet strømmen ved avbrudd. I tillegg er teknisk løsning på Nyhamna-anlegget i dag utformet slik at det etter utfall av kompressorlast på Nyhamna kan bli svært høye spenninger der. Uten systemvern med hurtig utkobling vil høye spenninger medføre fare for skade på utstyr og komponenter i tilknyttede deler av nettet.

Vi venter at Nyhamna i gjennomsnitt vil rammes av 0,65 avbrudd per år

Kraftforsyningen til Nyhamna er avhengig av at 420 kV-forbindelsen fra Viklandet er tilgjengelig. 420 kV-forbindelsen vil være utilgjengelig ved utfall av kraftledning, -kabel eller på enkelte komponenter i stasjonene.

Vi har kartlagt hvilke komponenter som Nyhamna er avhengig av for å få kraft. Oppsummert venter vi om lag 0,65 avbrudd på Nyhamna per år¹⁷. 0,54 ventes å vare i kort tid da årsaken enten er forbigående eller fordi det er dublerede komponenter som kan kobles inn. 0,1 ventes å vare i cirka to døgn, mens 0,01 er ventet å vare i flere uker. Dette er forventede langsiktige verdier basert på feilstatistikk. I enkeltår eller kortere perioder øker usikkerheten på dette gjennomsnittsestimatet.

Vi har spesielt fokusert på feilraten på kraftledning, som har vært årsak til de fleste av de historiske avbruddene på Nyhamna. Utfall av kraftledning oppstår ofte når det er mye vind kombinert med ising på fasene¹⁸. Is og snø i kombinasjon med forurensing og salt er også utfordrende, samtidig som dimensjonering, montering og valg av trasé har betydning for hvor ofte det oppstår driftsforstyrrelser.

- Vind er en betydelig, og stedvis nærmest kontinuerlig, mekanisk belastning på ledninger og mastekomponenter, og kan over tid forårsake varige feil ved materialbrudd i ledninger, oppheng, isolatorer, etc. Spesielt er kombinasjonen med påbygning av snø og is utfordrende siden ledningene blir tyngre og vinden får bedre tak, slik at belastningen blir større.
- Is og snø i kombinasjon med forurensing og salt er en annen uheldig kombinasjon. Snøen gir forurenset luft anledning til å avsette partikler på isolatorkjeder, hvor de øker den elektriske ledeevnen. Dette merkes typisk ved smelting, hvor ledeevnen over den fuktige og forurensete snøen er størst. Forurensing av isolatorkjeder skjer også uten is eller snø, eks. nær salt sjø eller ved trafikkerte veier.
- Jevn vind og mye ising oppstår oftere i snaumarkterreng, som er sterkt korrelert med høyfjellsterreng. Vi har derfor kategorisert Statnetts historiske feil på kraftledninger etter hvordan terreng feilene har oppstått i. For varige feil (feil som må repareres) viser analysen at feilraten for snaumark er 4,55 ganger høyere enn for øvrig terreng. For forbigående feil har vi ikke studert hver enkelt feil, men vi har sett at det er en sammenheng mellom andel snaumark en ledning går i og feilraten.

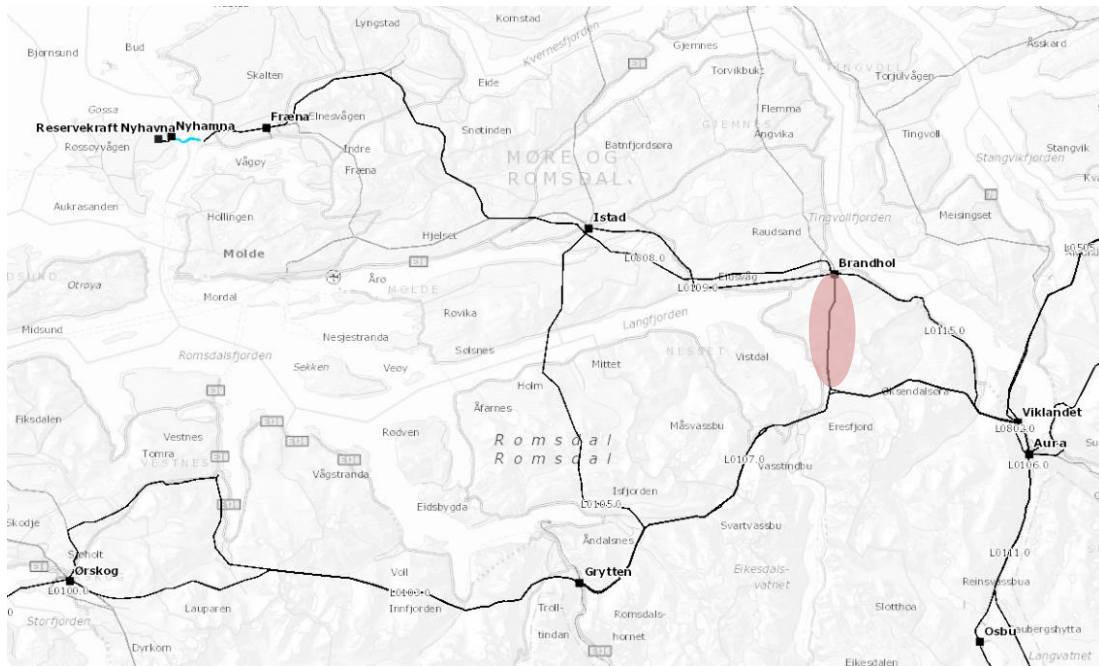
¹⁷ Merk at dette gjelder driftsforstyrrelser som gir avbrudd. Inkluderer vi driftsforstyrrelser som forårsaker spenningsdipper vil tallet være høyere. I Statnetts generelle feilrater inkluderes også feil som kun ville medført spenningsdipp på Nyhamna.

¹⁸ Tordenvær og vegetasjon er andre typiske årsaker til driftsforstyrrelser på kraftledning, men dette har ikke vært utløsende årsak til avbrudd på Nyhamna hittil. Tordenvær har dog bidratt til at Nyhamna har opplevd spenningsdipper.

- Ved bygging av ledninger følges standarder for dimensjonering og montasje. Noen ganger kan dimensjoneringen vise seg å ikke være optimal, og montasjefeil kan oppstå. Statnetts feilstatistikk viser at hyppigheten på feil er større kort tid etter idriftsettelse av ny ledning. Kortslutningene er da gjerne utløst av vind og / eller islast i kombinasjon med svakt dimensjonerte / monterte punkter.

På Viklandet – Fræna har mye vind, is og potensielt forurensning bidratt til en relativt høy feilrate, samtidig som det er sannsynlig at feilmontasje og dimensjonering har bidratt til at den har vært unormalt høy de første årene etter idriftsettelse. Særlig første del av Viklandet – Fræna har hatt mange utfall siden idriftsettelsen i november 2006.

Første del av 420 kV Viklandet – Fræna går over et høvfjellsparti. Hele 44 prosent av ledningen befinner seg i snaumarksterreng. For strekningen fra Istad transformatorstasjon til Fræna transformatorstasjon går kun 11 prosent i snaumarksterreng. Dette gjør at feilraten er ventet å være betydelig høyere på første halvdel av ledningen. Dette er i tråd med de feilene som har inntruffet: Nesten alle feilene har vært på Meisalfjellet (markert rødt i figuren nedenfor). Ved uvær-/ekstremværsperioder i 2008, 2011 og 2013 har sterk vind og ising på ledningen vært utløsende årsak for kortslutningene som har oppstått.



Figur 3: Området hvor flest feil har inntruffet historisk er markert i rødt.

Selv for så høy andel snaumark har det oppstått unormalt mange varige feil på strekningen Viklandet – Istad. I løpet av de åtte årene Viklandet – Fræna har vært i drift har det vært registrert tre varige feil hvor alle har vært på linjesegmentet Viklandet – Istad. Vi forventer imidlertid at feilraten fremover vil være noe lavere enn det den har vært de første årene etter idriftsettelse:

- En av feilene skyldes sannsynligvis monteringsfeil. Ledningen er nå snart ti år gammel og vi forventer at kritiske monteringsfeil på denne ledningen derfor er avdekket.
- De to øvrige er knyttet til festeklemmer og toppline hvor det er gjort mange tiltak for å redusere sannsynligheten for liknende feil. For eksempel er festeklemmene til dempeløpene dublert, samtidig som det er gjort mange tiltak for å redusere sannsynligheten for utfall pga. at topplinen slår inn i de strømførende fasene. Disse tiltakene har hatt god virkning på andre ledninger som også går i værhardt terreng.

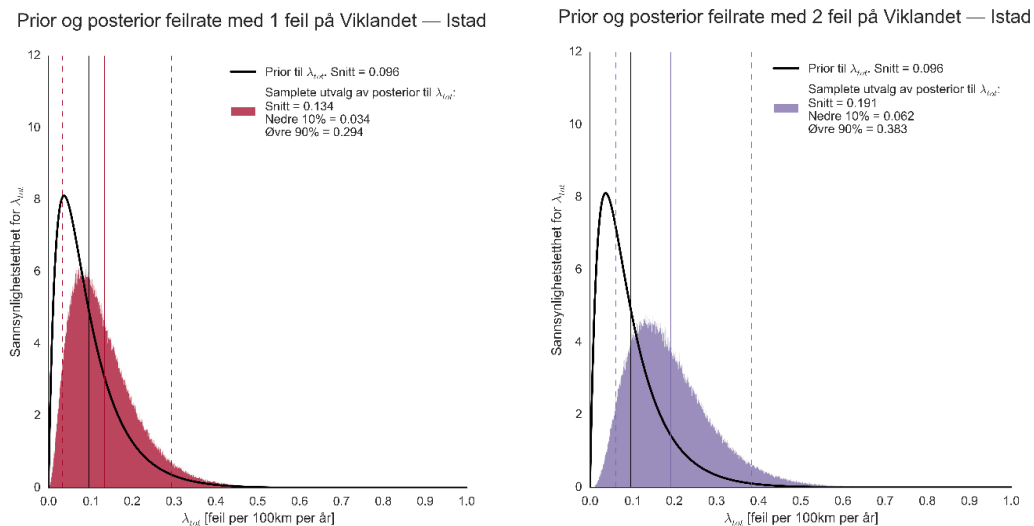
Videre har Statnett et omfattende vedlikeholdsprogram. Alle Statnetts linjer beføres minimum en gang pr. år. I tillegg utføres befaringer etter kraftig uvær. Avstandsmålinger etter kortslutninger brukes som underlag for linjebefaringer. Videre blir alle ledninger termografert hvert tiende år. I tillegg blir ledere

med hydraulisk pressede skjøter og avspenninger termografert årlig for å avdekke eventuell varmgang som symptom på dårlig kontakt og latent feil.

Vi antar derfor at bare halvparten av de historiske feilene er representative for fremtiden. Basert på en bayesiansk analyse har vi beregnet feilraten til 0,16 varige feil per 100 km per år for Viklandet – Istad. Denne feilraten er tre ganger høyere enn landsgjennomsnittet for alle ledninger og 60 prosent høyere enn snittet for liknende ledninger. Strekningen er 52 km lang, så vi forventer én varig feil cirka hvert 12. år på Viklandet – Istad.

Historisk har det vært en varig feil om lag hvert tredje år på strekningen. Årsaken til reduksjonen skyldes først og fremst at den historiske tidsperioden er så kort: Hadde vi erfart 30 varige feil på 80 år i stedet for tre på åtte år, hadde den bayesianske analysen gitt en feilrate som var nær identisk med den historiske feilraten, selv om alt annet var likt.

Når det er sagt er det stor usikkerhet knyttet til den varige feilraten på Viklandet – Istad. Den bayesianske analysen viser et utfallsrom fra 0,034 til 0,383 varige feil per 100 km, basert på P10 og P90-verdier når henholdsvis en eller to av de historiske feilene er representative for fremtiden.

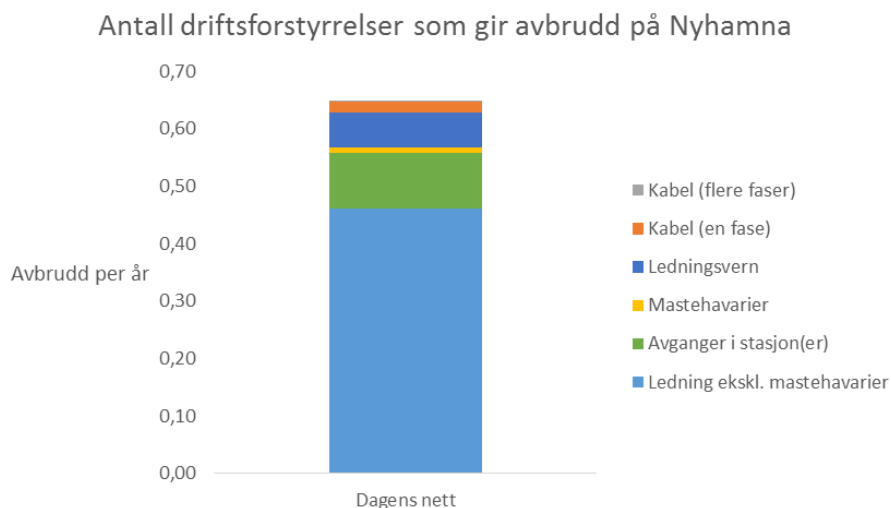


Figur 4: Bayesiansk analyse av feilrater med 1-2 feil på Viklandet – Istad over en periode på åtte år.

For de øvrige delstrekningene og feiltypene er de historiske feilhendelsene i tråd med de gjennomsnittlige feilratene. Vi har derfor ikke justert disse basert på en bayesiansk analyse. Dersom vi hadde gjort det ville uansett resultatene blitt relativt like.

For feil på kabelforbindelsen mellom Fræna og Nyhamna antar vi at feilraten er om lag en feil hvert femtiende år for enfasefeil og en feil hvert tusende år for samtidig feil på flere faser. Sannsynligheten for kabelfeil er lav og avhenger av lokale forhold fordi de fleste feil skyldes ytre påkjenninger. Eksakt verdi for samtidig feil på flere kabler er særlig usikker på grunn av lite representativ statistikk. I verdenssammenheng kjenner vi kun til noen få slike hendelser. Samtidig feil på flere kabler medfører dog flere uker reparasjonstid fordi det kun er en reservekabel i sjøen på strekningen.

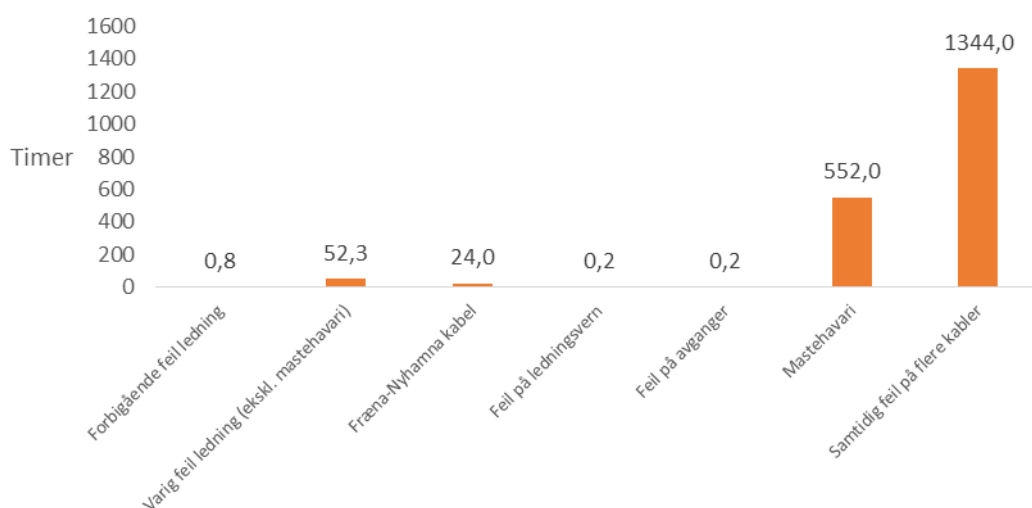
Tre avbrudd i stasjonsanlegg har ført til avbrudd. De har oppstått i en tidlig fase etter bygging av 420 kV Viklandet – Fræna ved testing av systemvern og svikt i SVC. Vi anser dette som vanlige oppstartsvansker ved idriftsettelse. Det er vanlig med noe høyere feilfrekvens kort tid etter idriftsettelse av nye anlegg. Gode rutiner i utbyggingsprosjektene motvirker dette, og her pågår et kontinuerlig forbedringsarbeid. Feilfrekvens pr. anleggsdel varierer mye, men disse feilene på stasjonskomponenter antyder ingen avvik fra norsk eller internasjonal feilstatistikk. Vi antar derfor at generell feilstatistikk for liknende komponenter er representativ for feilratene på kritiske stasjonskomponenter fremover.



Figur 5: Oversikt over antall driftsforstyrrelser som gir avbrudd på Nyhamna.

Varigheten på avbrudd vil variere med årsaken til avbruddet. Det tar i gjennomsnitt under en time å gjeninnkoble en ledning med forbigående feil¹⁹, mens feil på vern og feil på avganger i stasjoner kun må kobles om før strømmen er tilbake. Det må det også på kabelen på Nyhamna. Men her må innkoblingen gjøres manuelt og det tar cirka 24 timer ifølge Norske Shell.

For mastehavarier antar vi 23 dagers reparasjonstid basert på gjennomsnittlig reparasjonstid for mastehavarier i Norge²⁰. For samtidig kabelfeil på flere kabler antar vi åtte ukers reparasjonstid og dette forutsetter tilgang på reservekabel på land.



Figur 6: Forventet varighet på avbrudd sortert etter årsak

¹⁹ Den nasjonale feilstatistikken er noe preget av at det normalt er N-1, slik at det ikke haster like mye å koble inn ledningen som på Nyhamna. For å unngå spenningsdipper utsettes derfor innkobling ofte noe, slik at man er tryggere på å unngå nye utfall av ledningen.

²⁰ Dette estimatet inkluderer tvungen venting på grunn av dårlig vær eller andre årsaker, noe som ofte kan utgjøre en betydelig del av den totale reparasjonstiden.

Nyhamna rammes ofte av avbrudd og har fremover ingen reserveforsyning

2015

Kombinerer vi forventet hyppighet og forventet varighet på utfallene får vi forventet avbruddsvarighet per år. Forventet varighet for utkobling av 420 kV-forsyningen er derfor 12,67 timer per år. I tillegg vil det være noe behov for utkobling av 420 kV-forsyningen pga. kritisk vedlikehold av 420 kV-forsyningen.

Vi forventer at kraftforsyningen vil gi om lag 27 timer økt nedetid på Nyhamna per år

For avbruddskostnadene på Nyhamna er det imidlertid samlet nedetid på gassprosesseringsanlegget som er interessant. På grunn av oppstart- og oppkjøringstiden på prosessanlegget er denne vesentlig lenger enn utkoblingstiden på Nyhamna.

Vi forventer om lag 23 timer nedetid på Nyhamna pga. avbrudd

For avbrudd som varer over ett minutt eller mer tar det cirka tre timer å klargjøre anlegget for oppstart igjen. Dette gjelder fra strømmen er tilbake og skyldes at en rekke oppstartsprosedyrer må følges for å ivareta sikkerheten til anlegget og menneskene som jobber der. Alle avbrudd vil vare over ett minutt med dagens systemvernkonfigurasjon²¹.

Deretter starter gassprosesseringen gradvis opp igjen. 24 timer etter at gasseksporten startet igjen er anlegget tilbake i full drift. I løpet av disse timene har anlegget produsert tilsvarende cirka 12 timer full produksjon. Samlet produksjonstap for et avbrudd er derfor minimum 18 timer produksjon.

Dersom avbruddet varer mer enn cirka en time, må brønner stenges ned og oppstartstiden øker ytterligere to timer. Dette kan unngås dersom anlegget får tilgang til 15 – 20 MW kraft til essensielle prosesser, men det vil det ikke være fra og med tidlig 2020-tall i nullalternativet (dette kommer vi tilbake til senere i behovsanalysen). Samlet venter vi derfor at Nyhamna får 23 timer økt nedetid per år som følge av avbrudd i kraftforsyningen.

Vi forventer at de fleste avbruddene i kraftforsyningen vil inntreffe i vinterhalvåret, fordi årsakene til utfall av kraftledningen oftest er knyttet til vind i kombinasjon med snø/is. Dette er i tråd med historiske utfall av Viklandet-Fræna. For å eksportere gass trenger prosessanlegget minimum 100 MW fremover og dette er ikke tilgjengelig i 132 kV-nettet per i dag. Dette omtales nærmere på side 29 og utover i behovsanalysen.

Vi forventer om lag fire timer nedetid på Nyhamna pga. kritisk vedlikehold av 420 kV-forsyningen

I tillegg til utkobling av 420 kV-forsyningen som følge av driftsforstyrrelser, vil det av og til være nødvendig med utkobling for nødvendig vedlikehold eller reparasjoner. Disse utkoblingene kan i noe grad planlegges. En kontrollert nedkjøring av prosessanlegget og koordinering mot vedlikehold i prosessanlegget, har bidratt til at kostnadene knyttet til planlagte avbrudd vært små historisk. Mindre reserveforsyning og sjeldnere fullstendig nedstengning av prosessanlegget for vedlikehold vil medføre økte kostnader fremover.

Vi har ikke en representativ statistikk for nødvendig vedlikehold av 420 kV-forsyningen til Nyhamna og vi har derfor gjort en vurdering basert på det vi vet om historikken til komponentene per i dag.

²¹ Dersom anlegget kan få hurtig tilgang til 15 – 20 MW kraft kan oppstartstiden reduseres betraktelig. Det skyldes at anlegget da kan holdes varmt og være klar til oppstart av eksportkompressorene. Tiden med full stans reduseres til minutter i stedet for timer – vi har antatt en halvtime – og oppkjøringstiden på gasseksporten går også om lag dobbelt så fort. Samlet produksjonstap blir derfor cirka 12,5 timer. For å få til dette må det være en annen konfigurasjon av systemvernet og tilstrekkelig reserveforsyning i 132 kV-nettet.

3 Økt arbeidstrykk på Nyhamna bidrar til å svekke leveringspåliteligheten sammenliknet med dagens situasjon

I dag er kraftforbruket på Nyhamna cirka 155 MW. Fremover vil forbruket øke som følge av behovet for trykkstøtte på Ormen Lange-feltet og tilknytning av Polarled. Mer gass skal prosesseres på Nyhamna etter at Polarled knyttes til. Den framtidige utnyttelsesgraden av anlegget, og dermed framtidig kraftforbruk, avhenger av hvilke gassfunn som blir gjort og hvilke felt som blir knyttet til Nyhamna. Til sammenlikning kan 132 kV-nettet levere cirka 50 MW reserveforsyning til Nyhamna.

Minimumsnivået av kraft for å eksportere gass fra Nyhamna vil øke siden kraft til trykkstøtte blir nødvendig for å opprettholde produksjon på anlegget. Dagens reserveforsyning gjennom regionalnettet vil ikke lenger være tilstrekkelig til å kunne gjenopprette et minimum av gasseksport ved varige utfall 420 kV-forsyningen. Reserveforsyningen må derfor være større enn hva regionalnettet kan gi i dag for å ha denne virkningen. Dette bidrar til å øke avbruddskostnadene på Nyhamna sammenliknet med dagens situasjon.

Vi venter en svak vekst innen alminnelig forsyning. I tillegg er det et potensial for økt forbruk i industrien, både i form av utvidelser på Hustadmarmor og etablering av et større datasenter i regionen. Videre finnes ambisjoner om mer kraftproduksjon i området, mens regionale netteiere har behov som kan ha betydning for utviklingen av sentralnettet. Regionale netteieres behov er i hovedsak knyttet til reinvesteringer og behov for mer kraft inn i regionalnettet.

Økt arbeidstrykk gir høyere minimumslast

Etter utvidelsen av Nyhamna og oppstart av gassleveransene fra Polarled i 2017, vil arbeidstrykket på Nyhamna øke. Det blir satt inn trykkstøtte i form av to kompressorer for å løfte trykket på Ormen Lange-gassen. Det medfører at dagens grense på 47 MW, som er minimum for å kunne eksportere gass, vil øke til ca. 100 MW i 2017²². Minimumsnivået på krafttilgang for raskere forberedelse av oppstart er videre ventet å øke fra dagens 10-12 MW til 15-20 MW etter utvidelsen.

Fremtidig og eksisterende operatør, Gassco og Shell, har sammen vurdert situasjonen på Nyhamna for perioden 2018/2019 og sett på sammenheng mellom gasseksport og forbruk. Det er en rekke faktorer som vil påvirke kraftbehovet. Trykkoppbygging i Polarled og Ormen Lange feltet ved kortere/lengre nedstengninger, trykket som gasskompressorene må møte i den norske gasseksport infrastrukturen, naturgassens sammensetning (tetthet) med mer.

Shells simuleringer viser at ca. 100 MW vil være tilstrekkelig til å kjøre en eksportkompressor samt en trykkstøttekompressor og øvrige anleggsprosesser. Gassco og Shell antar at 100 MW vil kunne sikre en eksport på ca. 20 MSm³ per døgn. Gjennom operatørens simuleringer er det vurdert et kraftbehov tilsvarende 150-160 MW for å kunne eksportere 35-40 millioner Sm³/døgn med referanse i 2018/2019. Ytterligere 50-60 MW fra minimumsnivå innebærer dermed bortimot en dobling av eksportraten. Senere kan nivåene øke noe pga. lavere trykk på Ormen Lange-gassen. Vi antar derfor et minimumsnivå som er 20 MW høyere enn det simuleringene per 2018/19 tilsier i våre beregninger.

²² Det nøyaktige effektbehovet vil bli bestemt av trykkforskjellen i Polarled og Ormen Lange gass samt beskaffenhet på gassblandingen som skal eksporteres fra Nyhamna.

Økt arbeidstrykk på Nyhamna bidrar til å svekke leveringspåliteligheten sammenliknet med dagens situasjon

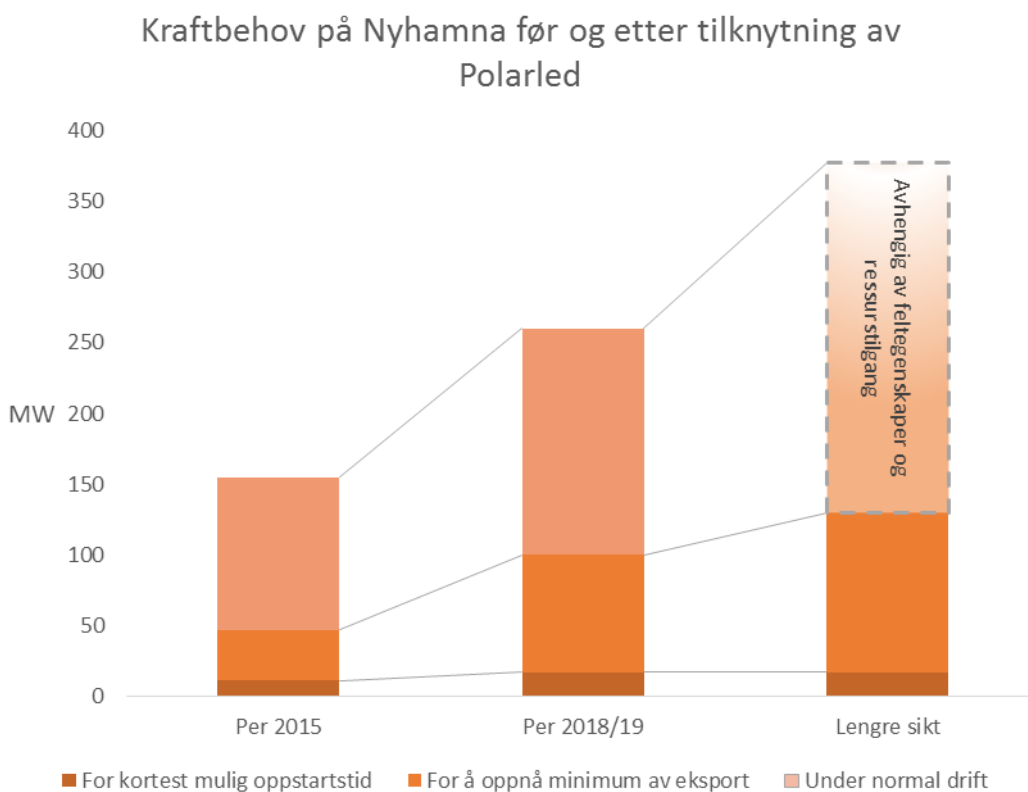
2015

Kraftbehovet på sikt er avhengig av ressurstilgang

Ved forventet gasseksport i 2018/2019 vil kraftbehovet være om lag 260 MW. Som vist i Figur 8 ventes imidlertid eksporten å falle fra dette nivået. Dette bidrar isolert sett til at kraftbehovet reduseres. Virkningen motvirkes imidlertid av tre forhold:

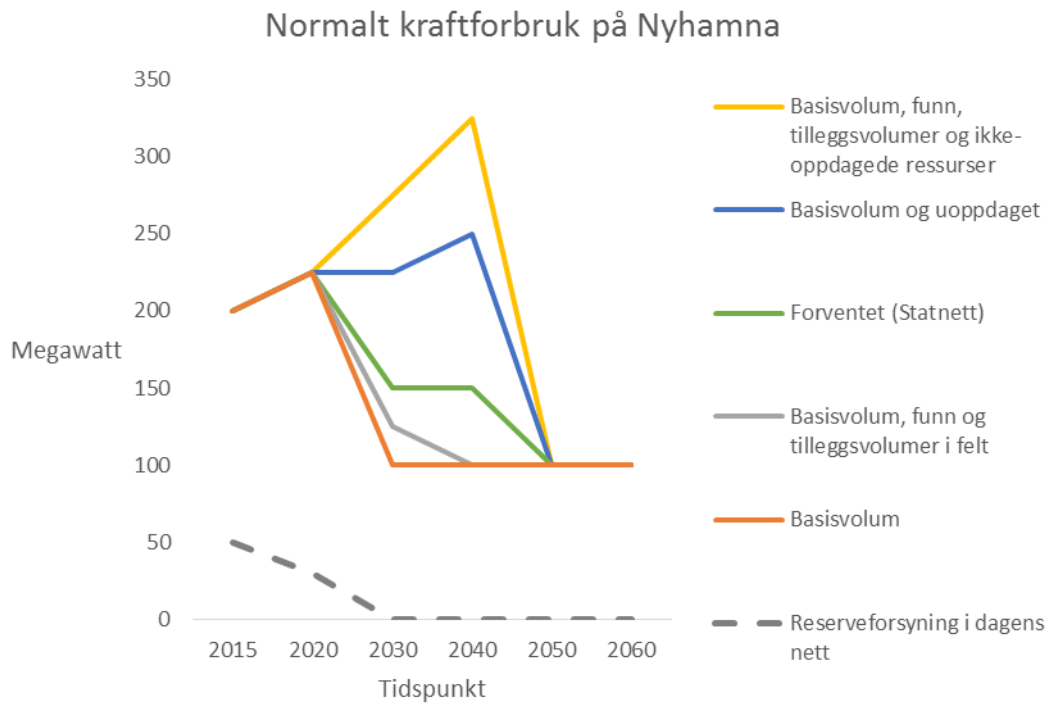
- Det arbeides med alternative løsninger for økt feltutnyttelse på Ormen Lange-feltet og mulig kraftforbruk i denne sammenheng er beregnet til mellom 30 og 40 MW. Dette forbruket vil sannsynligvis komme på midten av 2020-tallet, ifølge Gascos prognoser.
- Nyhamna vil etter utvidelsen være designet for en eksport på 84 millioner Sm³. Et slikt eksportnivå kan oppnås etter 2025 gjennom tilknytning av hittil ikke-oppdagede ressurser, og medføre at kraftforbruket øker med om lag 50 MW fra kraftbehovet i 2018/19.
- Endringer i gassrørinfrastrukturen, som tilknytning av et grenrør fra Åsgard transport, kan gi økte gassvolumer og derigjennom økt kraftbehov.

Samlet sett vil alle uttak medføre en maksimallast på 360 MW, referert Fræna. Oppsummert medfører dette at kraftbehovet frem mot 2020 er nokså sikkert, men utviklingen etter dette avhenger av hvor mye gass som skal prosesseres på anlegget og egenskaper ved tilknyttede felt.



Figur 7: Oppsummering av kraftbehov på Nyhamna. Utviklingen på lengre sikt er usikker, men potensialet er rundt 350 MW.

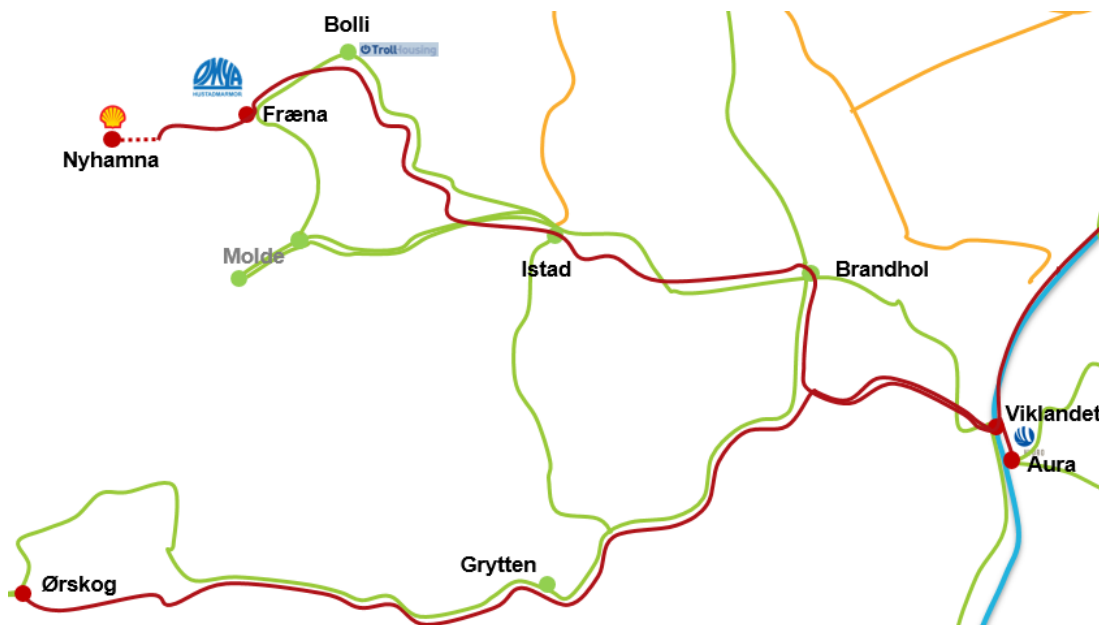
Shell har utarbeidet et notat som viser sammenhengen mellom gasseksport og kraftforbruk på Nyhamna. Som vist ovenfor er ressurstilgangen og dermed gasseksportvolumet usikkert. Overfører vi usikkerheten fra gassvolum til kraftbehov får vi at det kraftbehovet etter 2030 varierer mellom cirka 100 MW og om lag 300 MW. Vi har tatt utgangspunkt i at minimumsforbruket for gasseksport på Nyhamna er 125 MW i denne beregningen.



Figur 8: Normalt kraftforbruk på Nyhamna i ulike ressurstillgangscenarier. Det kan være variasjoner i kraftforbruket mellom femårsintervallene som er vist i figuren. Reserveforsyning i dagens nett beskrives senere i behovsanalysen.

4 Øvrige kraftforbrukere har redundant kraftforsyning i dag – men det er lite rom for vekst

Hustadmarmor er den eneste større forbruker utover Nyhamna per i dag. Alminnelig forbruk og industriforbruket på Hustadmarmor har redundant kraftforsyning i dag. Dette skyldes at overføringsbehovet ekskl. Nyhamna er mindre enn overføringskapasiteten (N-1) hele året. Dermed er det per i dag tilgjengelig noe reserveforsyning til Nyhamna ved utfall av 420 kV-forsyningen. Etter utvidelsen av Nyhamna øker minimumsnivået for starte gasssekspert fra cirka 50 til 100 MW og det kan ikke 132 kV-nettet levere. Videre ventes reserveforsyningen svekket over tid pga. vekst i øvrig forbruk.

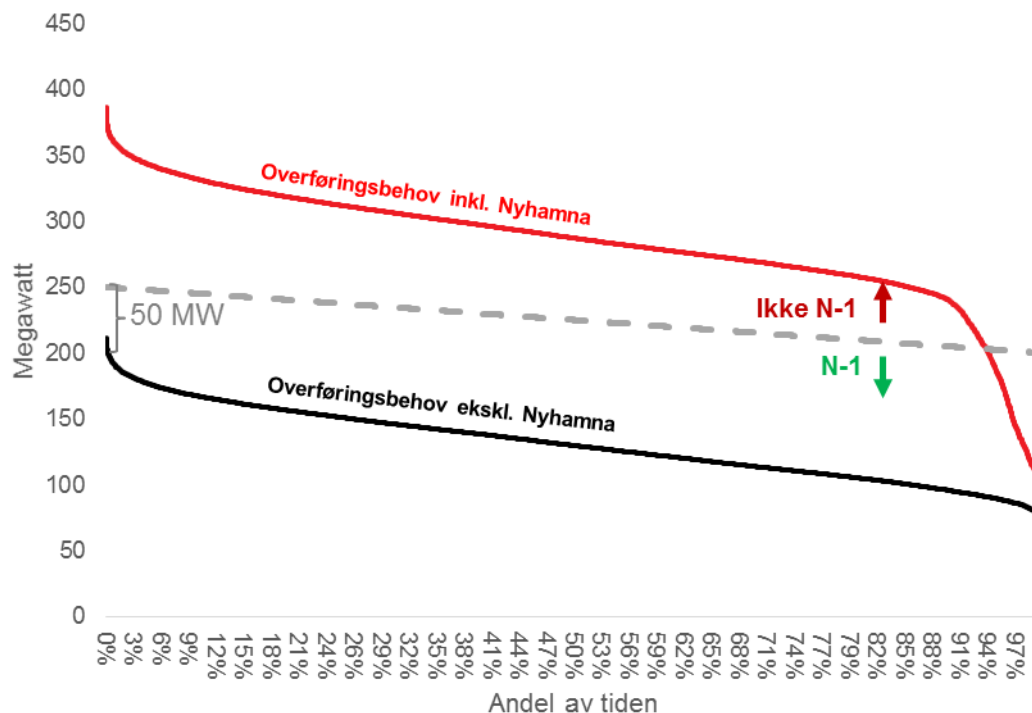


Figur 9: Kraftledninger og industrikunder i området rundt Nyhamna.

I dag er maksimalt overføringsbehov inn til Romsdalshalvøya fra og med Istad transformatorstasjon opp mot 210 MW, ekskl. forbruket på Nyhamna. Forbruket er i hovedsak alminnelig forbruk, som utgjør opptil 160 MW. Det er kun i en liten andel av tiden at alminnelig forbruk er så høyt. Hustadmarmor, som produserer råvarer brukt i papirindustrien, trenger normalt cirka 50 MW.

Det er ikke kraftverk av vesentlig størrelse i området i dag, men overføringskapasiteten (N-1) inn til området er opp mot 250 MW. Øvrige kraftforbrukere i området har dermed redundant kraftforsyning i dag. Utfall av 420 kV Viklandet-Fræna har ikke medført avbrudd for øvrig forbruk på Romsdalshalvøya.

Differansen mellom overføringsbehov ekskl. Nyhamna og overføringskapasitet inn til området kan utnyttes for reserveforsyning til Nyhamna ved avbrudd på 420 kV Viklandet-Fræna. Figuren nedenfor viser at det i de aller fleste tilfeller i dag er tilstrekkelig kapasitet til å levere 50 MW reserveforsyning til Nyhamna fra regionalnettet etter utfall av 420 kV Viklandet-Fræna.



Figur 10: Overføringsbehov- og anslag på kapasitet (N-1) inn til Istad og Fræna transformatorstasjon fra Grytten, Brandhol og Viklandet i perioden 1.1.2011-31.12.2014.

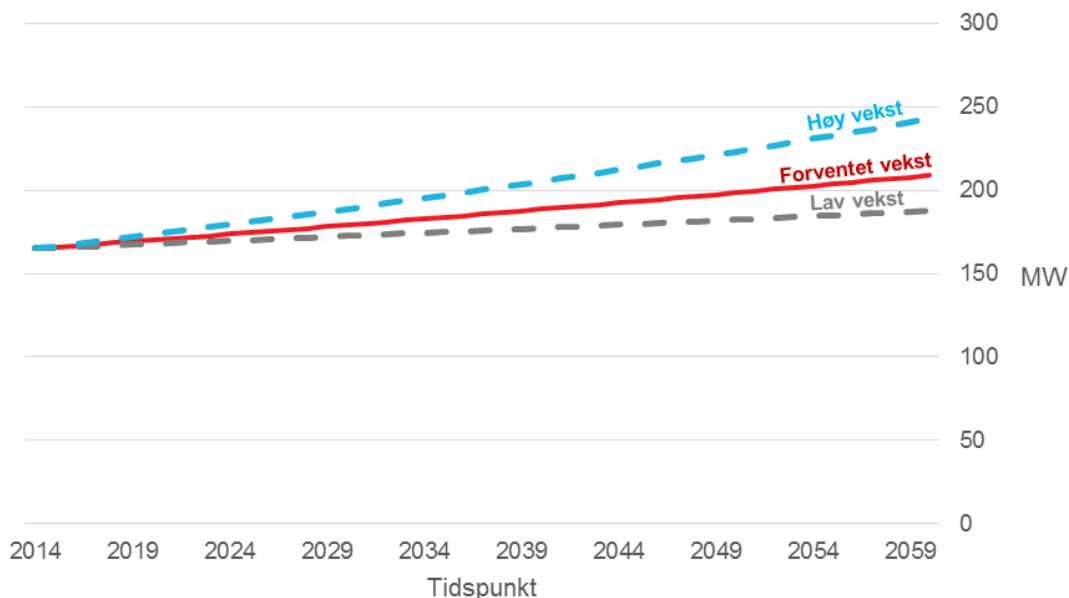
Reserveforsyning kan som tidligere beskrevet bidra til lavere avbruddskostnader på Nyhamna. Årsaken til at reserveforsyning ikke kan være momentan er at utfall av Viklandet-Fræna og påfølgende stopp av kompressorene vil gi stor reaktiv innmating, og risiko for høye og ødeleggende spenninger i regionalnettet. Dette innebærer at forsyningen til Nyhamna vil måtte bli værende med dagens systemvernkonfigurasjon inntil de reaktive forholdene og spenningene er brakt under kontroll. Nyhamna har dermed ikke momentan tilgang på reserveforsyningen per i dag.

Forbruket i alminnelig forsyning er ventet å øke pga. befolkningsvekst og energiomlegging

I dag er alminnelig forbruk på Romsdalshalvøya opp mot 160 MW. Dette er i hovedsak knyttet til privatboliger, offentlig sektor og tjenesteytende næringer. Dette forbruket varierer over året og er høyest på vinteren når mye strøm brukes til oppvarming. Alminnelig forbruk utgjør en stor del av forbruket i området og utviklingen er fremover derfor viktig.

Vi venter en vekst på om lag 1 prosent i året. Dette er på linje med historisk vekst og prognosene i regional kraftsystemutredning. I et lavvekst scenario med mindre vekst i befolkningen, smartere lading av elbiler og tidligere innføring av strengere krav i byggsektoren ventes veksten kun å være 0,23 prosent per år. I et høyvekst scenario ventes en vekst på 1,45 prosent per år. Frem mot 2060 vil dette utgjøre cirka 20 – 150 MW, med en forventet vekst på om lag 90 MW. Resultatene er også vist i figuren nedenfor.

Øvrige kraftforbrukere har redundant kraftforsyning i dag – men det er lite rom for vekst 2015



Figur 11: Prognoser for utvikling i maksimalt alminnelig forbruk på Romsdalshalvøya

Veksten skyldes befolkningsvekst og elbiler, men motvirkes av teknologisk utvikling, energikostnader og fremtidige krav til energieffektivisering. Alle disse faktorene er usikre og vi har derfor utarbeidet tre scenarier. Sammenhengene bak modellen bygger på prognoser utarbeidet i Nettplass Stor-Oslo, men underlagsdata er tilpasset lokale forhold på Romsdalshalvøya.

Isolert sett kan derfor alminnelig forbruk medføre at potensialet for reserveforsyning reduseres. Effekten inntreffer imidlertid langsomt. I følge prognosene har alminnelig forbruk først økt tilsvarende dagens mulige reserveforsyning på 50 MW i 2060. Utviklingen i industriforbruket har derfor større betydning for reserveforsyningen på Romsdalshalvøya på kort sikt.

Forbruksprognoser er utarbeidet for å vise det underliggende behovet. Den faktisk realiserede forbruksveksten kan bli annerledes. For det første vil ikke det underliggende behovet nødvendigvis utvikle seg som forventet. For det andre kan andre forhold, som overføringskapasiteten i nettet, potensielt påvirke hvorvidt det underliggende behovet blir realisert. Hensikten med prognosen er å identifisere det underliggende behovet, ikke spå hva den faktiske utviklingen nøyaktig vil være.

Forbruket på Hustadmarmor er usikkert

Omya Hustadmarmor produserer flytende marmor for bruk i papirindustrien. Produktet fra Omya Hustadmarmor går i hovedsak til papirindustrien som fyllstoff og coating. Marmor brukes i en rekke andre anvendelser i bygningsindustrien, i landbruket, som fyllstoff i maling og plast og i farmasøytiske produkt. Omya Hustadmarmor har om lag 130 ansatte.

Det meste av kraftforbruket går med til å male ned marmor til små partikler. Energiforbruket ved bedriften har de senere år blitt redusert med en tredjedel, der topplasttiden i året er blitt redusert fra om lag 90 MW til 50-60 MW. Dette skyldes endring i volum og foredlingsgrad som etterspørres av papirindustrien samt etablering av mer energieffektive prosesser.

På grunn av nedgangen i papirindustrien jobber bedriften med å selge produktene i andre markeder. I Europa brukes for eksempel mye flytende marmor i plast- og malingsindustrien. Dersom disse initiativene lykkes kan forbruket på bedriften igjen øke. I regional KSU oppgir bedriften at de ønsker å doble forbruket fra dagens nivå frem mot 2030. Om utviklingen de senere år vedvarer vil kraftforbruket også kunne reduseres ytterligere fra dagens nivå.

Prosessene på Hustadmarmor er sårbare ved avbrudd, og det kan oppstå relativt store avbruddskostnader. Basert på en liknende bedrift i rapporten "Samfunnsøkonomiske kostnader ved

avbrudd, spenningsforstyrrelser og rasjonering – bedrifter med eldrevne prosesser" har vi estimert kostnadene ved avbrudd på Hustadmarmor. Kostnadene er i hovedsak knyttet til tap av produksjon. Videre vil bedriften bli påført ekstrakostnader knyttet til råvarer og energi i oppstartsfasen etter avbrudd. Årsaken er at oppstartsprosessen medfører vrakproduksjon.

Et avbrudd med varighet under 15 minutter medfører et produksjonstap på noen timer, mens et avbrudd som varer lenger vil medføre en opptrappingsperiode på to døgn i tillegg til varigheten på strømbrekket. Dette representerer en kostnad i millionklassen for bedriften, avhengig av om avbruddet er kortere eller lenger enn 15 minutter.

Kostnadene er knyttet til at produksjonen stopper opp slik at produksjonssystemene må tømmes. Det oppstår derfor kostnader til opprydding. Varer strømbrekket under 1 døgn vil ikke kundene rammes i særlig grad siden bedriften har noe fleksibilitet gjennom lagertanker og ekstra kapasitet til å håndtere midlertidige stanser i produksjonen. Videre er Hustadmarmor særdeles sårbare ved spenningsdipper i nettet, i følge bedriften selv. Bedriften opplyser at selv spenningsdipper med varighet ned mot 200 millisekund vil koble ut større deler av produksjonen.

Troll Housing planlegger et datasenter

Kraftforbruk til drift og kjøling av servere er en viktig kostnad i driften av datasentre. Bakgrunnen for etableringen av Hustadmarmor på Elnesvågen i 1948 var blant annet de rike forekomstene av kalk i området. Det er derfor mange gruver i området og disse har gode kjøleforhold. Troll Housing leverer i hovedsak infrastruktur for serverparker, lokalisert i de gamle gruvene.

Troll Housing startet nylig opp og forbruket er i dag om lag en megawatt. I løpet av kort tid kan imidlertid forbruket øke til om lag 15 megawatt. I løpet av to år er potensialet om lag 100 MW, ifølge bedriftens innspill til forrige regionale KSU. Bedriften opplyser nå at potensialet kan være opp mot 300 MW. Dette hvis de lykkes med å tiltrekke seg Internasjonale aktører, som de jobber mot.

Norden anses som en attraktiv lokalisering for datasentre. Dette skyldes god tilgang på fornybar kraft, kaldt klima, høy leveringspålidelighet og politisk stabilitet. Samtidig er det stor konkurranse internasjonalt. Tilstrekkelig med fiberkapasitet gjør at et datasenter kan levere tjenester til kunder som er langt unna. Troll Housing konkurrerer derfor med andre datasentre i både Norge, Norden og resten av verden.

Per mars 2015 er det 20 datasenterlokasjoner i drift eller under planlegging i Norge²³. I konkurransen mot nordiske aktører har imidlertid norske datasentre foreløpig ikke lyktes. Facebook valgte å etablere et stort datasenter i Sverige, Google valgte Finland mens Apple har etablert seg i Danmark. Bransjen mener derfor myndighetene må tilrettelegge for bedre rammevilkår gjennom å redusere elavgiften for datalagringscentre i Norge²⁴.

Ambisjonene på Troll Housing er store sammenliknet med andre datasentre per i dag. Høsten 2014 var det tre datasentre i Norge med et kraftforbruk på over 5 MW. Dette inkluderer de to anleggene til Green Mountain og anlegget til Evry/Digiplex, som alle bruker i størrelsesorden 10 MW. Det foreligger imidlertid planer om store utvidelser. Green Mountains anlegg i Stavanger er for eksempel designet for å utvides til 26 MW. Anlegget til Facebook i Luleå er planlagt til å ha et kraftforbruk på 120 MW.

Leveringspålidelighet er viktig for datasentre generelt. Både Google og Facebook valgte for eksempel lokasjoner hvor kraftinfrastrukturen langt på vei var på plass og leveringspålideligheten god²⁵. Dette har medført lavere investeringskostnader. I Luleå reduserte for eksempel Facebook omfanget av

²³ Tre av lokasjonene virker imidlertid å være knyttet sammen. Kilde: <http://www.invinor.no/no/Industries/Green-IT/kart-og-liste/> (lastet 11.03.2015)

²⁴ Brev til Stortingets finanskomité fra Energi Norge, IKT Norge, Norsk Industri og Abelia i oktober 2014. Kilde: <http://www.energinorge.no/energi-og-klima/norge-boer-satse-paa-datalagring-article10553-437.html> (lastet 11.03.2015)

²⁵ Facebooks anlegg er plassert ved et gammelt stålverk, mens Googles anlegg er lokalisert i det som tidligere var en papirfabrikk.

dieselgeneratorer med 70 prosent sammenliknet med et tilsvarende datasenter i USA²⁶. Dette kan tyde på at det er en sammenheng mellom leveringspålitelighet og investeringskostnader i datasenteret.

Samlet oppsummering av potensial for nytt forbruk på Romsdalshalvøya

Figuren nedenfor oppsummerer forventet utvikling og utfallsrommet vi har identifisert for forbruksutviklingen på Romsdalshalvøya. I forventet utvikling legger vi til grunn forventet vekst innen alminnelig forsyning og at Troll Housing etableres som et av de ledende datasentrene i Norge. Det vil si med et forbruk på nivå med de største datasentrene i Norge i dag, cirka 15 MW, før 2020²⁷.

Overføringskapasiteten er for øvrig svakt fallende over tid fordi forbruket i NEAS Netts forsyningsområde er ventet å øke. Dette er nærmere omtalt i neste delkapittel.

HVA ER DATASENTRER OG CLOUD-SYSTEMER?

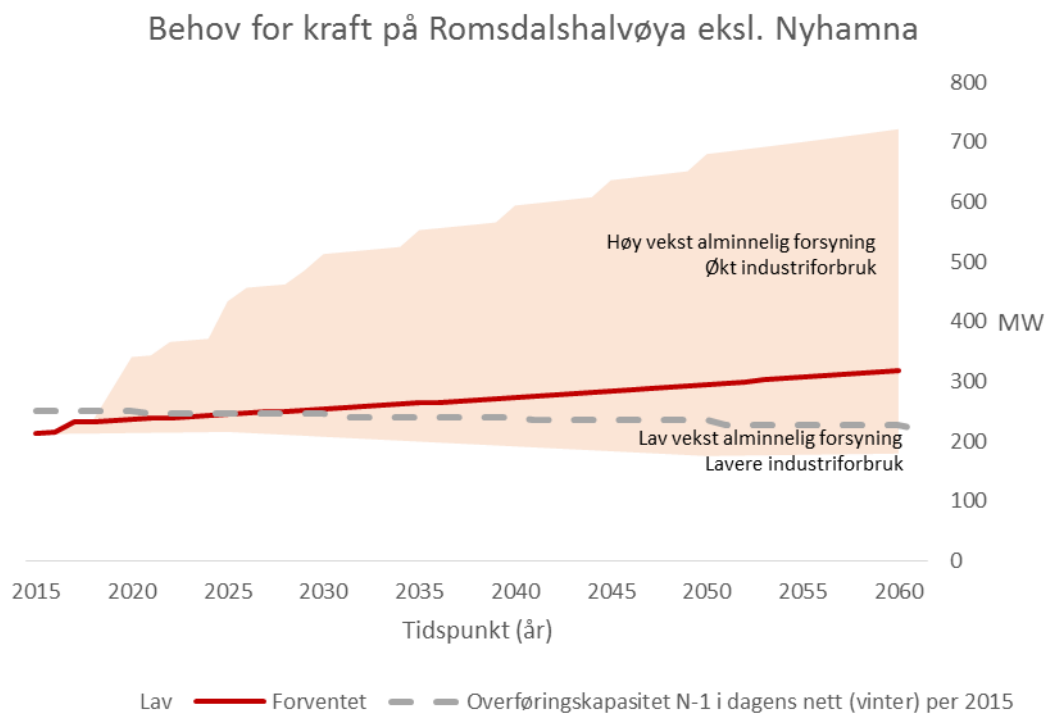
Et datasenter er et anlegg som brukes til å huse datasystemer og tilhørende komponenter. Ved bruk av skybaserte (cloud) datasentre, velger man å lagre dataene, via internett, hos en tredjepart, som stiller sine datasentre til disposisjon, og lagrer dataene i sitt lokale nettverk. Datasentrene har ofte lavere kostnader knyttet til drift, for eksempel pga. stordriftsfordeler og lavere energikostnader.

Trenden de siste årene har vært en ekstrem global datavekst og eksploderende etterspørsel etter datasentre. En rapport utarbeidet av analyseselskapet Gartner anslo at trafikken på nettet i 2020 ville være 67 ganger større enn i 2011. Akkurat nå er den sterkeste drivkraften utviklingen av skytjenester, og oppskaleringen av strømmetjenester som Netflix og Youtube.

Bare i Vest-Europa ventes det over 60 nye sentre innen 2020, ifølge Boston Consulting Group. Google utvidet datakraften fra 8000 servere i 2001, til 450.000 maskiner i 2011. Statnett forventer flere nye datasentre i Norge, Sverige og Finland til 2030, tilsvarende et kraftforbruk på 12 TWh (KSU 2015).

²⁶ "Facebook gillar kylan i Luleå", artikkel i Ny Teknik 28.02.2012. Kilde: http://www.nyteknik.se/nyheter/it_telekom/internet/article3436680.ece (lastet 11.03.2015)

²⁷ Bakgrunnen for dette valget er at konkurransen om internasjonale aktører er stor og en stor utbygging krever sannsynligvis endringer i rammebetingelser som ikke er besluttet p.t. Infrastrukturen på Troll Housing er videre kun dimensjonert for om lag 15 MW per i dag og selskapet har ikke søkt konsesjon for mer kraft.



Figur 12: Forventet forbruksvekst og utfallsrom.

Utfallsrommet indikerer høy og lav vekst. Ved høy vekst legger vi til grunn 60 MW økt forbruk hos Hustadmarmor i tråd med regional KSU, samt inntil 300 MW samlet forbruk på Troll Housing. Veksten antas å komme i bolker på 15 – 50 MW fra og med 2017. I tillegg er det noe høyere vekst innen alminnelig forsyning.

Bakgrunnen for at økt forbruk på Hustadmarmor kun er lagt til som et potensial, er at forbruket på Hustadmarmor har vært avtakende lenge på tross av ambisjoner om økt forbruk i innspill til regionale kraftsystemutredninger. Et forbruk på 200 MW på Troll Housing vil videre gjøre selskapet til en svært stor nordisk aktør innen datalagring.

I lavt scenario energieffektiviserer Hustadmarmor og alminnelig forsyning gjennom hele analyseperioden, mens Hustadmarmor kun har et negligjerbart kraftbehov etter 2050. Videre fortsetter forbruket på Troll Housing ned mot dagens nivå. Bakgrunnen for dette er at det er usikkerhet knyttet til utviklingen i alminnelig forbruk og økt forbruk på Troll Housing, samtidig som Hustadmarmor har redusert forbruket de senere årene. En kan se for seg en utvikling hvor dette fortsetter, for eksempel en videre nedgang i papirindustrien kombinert med at lønnsom utvikling på andre områder ikke lykkes.

Hverken forventet vekst eller utfallsrommet tar høyde for at større etableringer som enda ikke er på planstadiet vil kunne inntreffe i løpet av analyseperioden.

Forbruksvekst medfører redusert reserveforsyning og svakere leveringspålitelighet for øvrig forbruk

Med forventet forbruksvekst vil omfanget av brudd på N-1-kriteriet på Romsdalshalvøya øke over tid. Alt annet likt vil omfanget av brudd på N-1-kriteriet (for andre kunder enn Nyhamna) imidlertid være

på et lavt nivå til frem på midten av 2040-tallet²⁸. Videre er omfanget av brudd på N-1 målt i megawatt lavt, under 25 MW, i hele analyseperioden. Dette er vist i figuren nedenfor.

Forbruksvekst medfører redusert reserveforsyning og brudd på N-1-kriteriet i øvrig forsyning

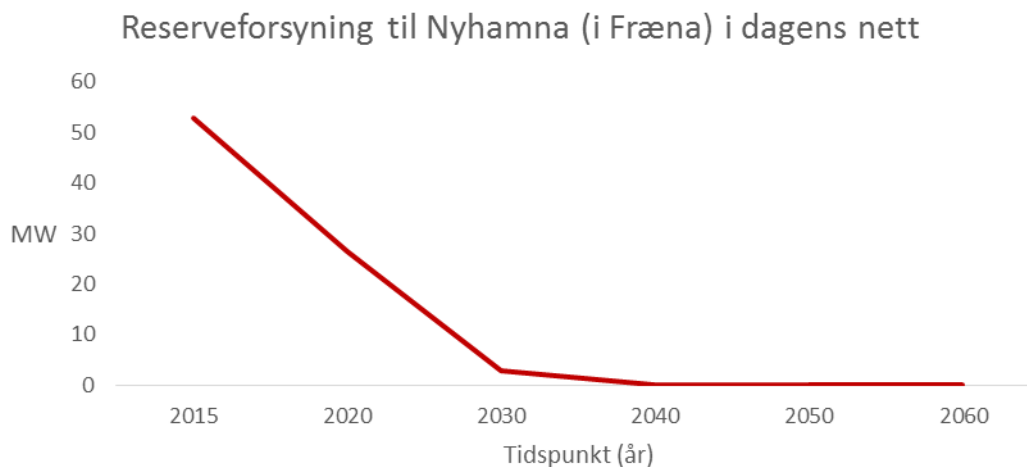
Figuren nedenfor viser omfang av brudd på N-1-kriteriet for øvrig forbruk. Omfanget er basert på forventet utvikling i øvrig forbruk. Med øvrig forbruk mener vi forbruk utover Nyhamna. Med omfang mener vi en kombinasjon av andel av tiden (sannsynlighet) og mengde forbruk (konsekvens).



Figur 13: Brudd på N-1-kriteriet målt i tid og gjennomsnittlig effekt (megawatt) utenfor N-1, dersom forventet forbruksvekst blir realisert.

I forventet vekst vil dermed reserveforsyningen til Nyhamna reduseres over tid. 100 MW som er nødvendig for et minimum av gass eksport er uansett ikke tilgjengelig. De 15-20 MW som etter utvidelsen er vurdert som nødvendig for å kunne redusere oppstartstid etter avbrudd vil kun være tilgjengelig til litt ut på 2020-tallet. Forventet reserveforsyning er vist i figuren nedenfor.

²⁸ Dette er en teoretisk fremstilling som viser en situasjon dersom alt annet er likt. For tidspunkt langt fram i tid bør den brukes med forsiktighet. Poenget er å vise en trend. Analysen gir ikke grunnlag for å si nøyaktig hvor mange MW som er utenfor N-1 kriteriet i 2060.



Figur 14: Kapasitet til reserveforsyning til Nyhamna i forventet utvikling.

Ved lav vekst forventer vi at forbruket reduseres gradvis. Dersom utviklingen går i denne retningen vil reserveforsyningen øke sammenliknet med i dag, og leveringspåliteligheten for dagens industri og alminnelig forsyning vil være om lag på samme nivå som i dag.

Ved en høy vekst øker både alminnelig forbruk og industriforbruket. I lys av at det allerede i dag er små marginer til vekst (Nyhamna har kun en reserveforsyning på 50 MW i dag) og kundenes behov for sikker kraftforsyning, mener vi dagens nett ikke er rigget for en slik vekst.

Økt forbruk i Kristiansundområdet kan redusere overføringskapasiteten til Romsdalshalvøya

Istad Nett er ansvarlig for regional KSU i Møre og Romsdal og har bidratt i denne konseptvalgutredningen. Blant annet har selskapet gjort en analyse av mulig reservekapasitet til Nyhamna med ulike utviklinger i regionen. Analysen viser at overføringskapasiteten på Romsdalshalvøya avhenger av forbruk og produksjon i andre deler av regionen. På grunn av økt forbruk i Kristiansundområdet, forventer vi at overføringskapasiteten til Romsdalshalvøya svekkes noe sammenliknet med i dag. Det er tatt hensyn til dette i beregningene ovenfor. Kraftunderskudd i Kristiansundområdet øker belastningen på 132 kV Viklandet – Brandhol, som også er sentral i forsyningen av Romsdalshalvøya. Utviklingen i produksjon og forbruk i Kristiansundområdet er derfor en del av det vi må vurdere i utviklingen fremover. Nytt forbruk i Kristiansundområdet og nær Tjeldbergodden er derfor også relevant for forsyningen på Romsdalshalvøya.

Vi forventer en svak vekst i alminnelig forsyning i Kristiansundområdet. Vurderingen er basert på samme modell som er benyttet for utviklingen på Romsdalshalvøya, men justert for forbruksnivå i dag og SSBs befolkningsprognoser for Kristiansund, Averøy, Tingvoll, Smøla og Aure. Basert på denne analysen venter vi at forbruket i NEAS sitt område øker fra nærmere 130 MW i dag til om lag 165 MW i 2060. I tillegg er det potensial for en del økt industriforbruk nær Tjeldbergodden. Dette er knyttet til prosjektet Ironman og elektrifisering av Njordplattformen til Statoil.

- Det er det svenske gruveselskapet LKAB og verdens største produsent av metallpulver Höganäs, utreder sammen med SIVA mulighetene for å etablere jernverk på Tjeldbergodden. Prosesessen går ut på å utvinne jern basert på gass, noe som er langt mer miljøvennlig enn tradisjonelle kullbaserte metoden. Målet er å produsere 1,6 millioner tonn direkteredusert jern per år og kan realiseres i løpet av få år, ifølge Tjeldbergodden Utvikling AS²⁹. Jernmarkedet er imidlertid svakt i dag som følge av

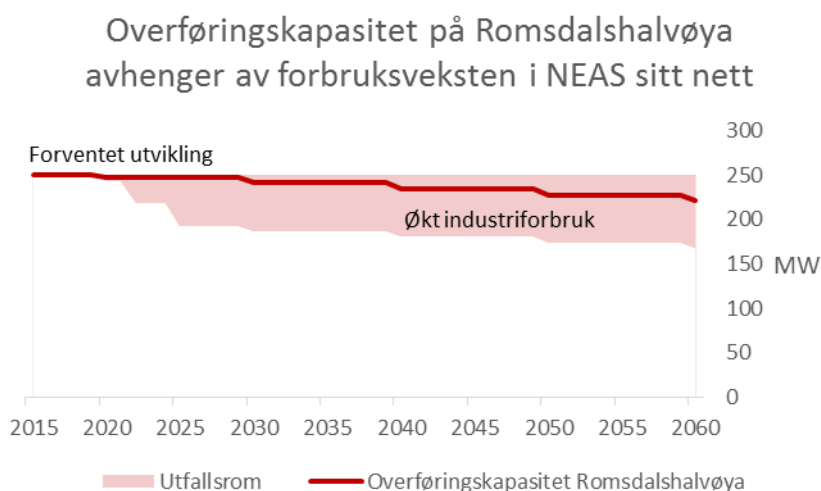
²⁹ Tjeldbergodden Utvikling AS sine nettidre: <http://www.tbu.no/35550/4033/34677-55233.html> (lastet 09.03.2015)

svakere vekst i Kina og Europa. Vi antar derfor at Ironman potensielt blir realisert først om 10 år.

- Statoil har igangsatt prosjektet Njord Future for å sikre en langsiktig løsning for optimal ressursutnyttelse av Njord-området. Det er betydelig gjenværende ressurser i området og det legges nå planer for å utvinne disse enten ved hjelp av en ombygget Njord A-plattform eller ved bygging av en helt ny plattform. I forbindelse med dette prosjektet vurderer Statoil elektrifisering av plattformen med tilknytning til nettet et sted mellom Kristiansund og Tjeldbergodden. Det er ikke fattet noen beslutninger om elektrifisering enda og vi antar derfor at elektrifisering er mer et potensiale enn en sannsynlig utvikling.

Systemanalyser utført av Istad Nett viser at 100 MW økt forbruk på Tjeldbergodden medfører at overføringskapasiteten til Romsdalshalvøya reduseres om lag 50 MW, altså om lag 50 prosent av det nye forbruket. For forbruk nærmere Romsdalshalvøya er sammenhengen sterkere, vi har derfor antatt 75 prosent.

Overføringskapasiteten til Romsdalshalvøya som funksjon av forbruket i Kristiansundområdet er vist i figuren nedenfor. Vi har lagt til grunn at Njord potensielt blir elektrifisert i 2022, mens Ironman trenger kraft fra og med 2025.



Figur 15: Overføringskapasitet på Romsdalshalvøya med vekst i forbruket i Kristiansundområdet.

Figuren viser at forbruksveksten i NEAS sitt område alene kan redusere overføringskapasiteten på Romsdalshalvøya fra om lag 250 MW i dag til 190 MW på midten av 2020-tallet. Reduksjonen tilsvarer om lag reserveforsyningen Nyhamna har i dag og vil altså svekke mulighetene for forbruksvekst på Romsdalshalvøya. Den forventede utviklingen er imidlertid vesentlig lavere og medfører kun en liten reduksjon i overføringskapasiteten. Videre kan tiltak i nettet inn til Kristiansundområdet redusere sammenhengen mellom forbruksvekst i Kristiansundområdet og overføringskapasiteten på Romsdalshalvøya. Det har vi ikke sett nærmere på her, siden den forventede utviklingen medfører små endringer både på Romsdalshalvøya og i Kristiansundområdet.

Den reduserte overføringskapasiteten i forventet utvikling i Kristiansundområdet er tatt hensyn til i beregningene av brudd på N-1-kriteriet på Romsdalshalvøya og forventet reserveforsyning på Nyhamna, som ble vist i forrige delkapittel.

5 Behov for reservekraftverket i forbindelse med SAKS opphører

Statnett har et reservekraftverk på Nyhamna som et tiltak for å håndtere Svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS). Statnett fikk i 2013 dispensasjon fra gjeldene konsesjon til også å kunne benytte reservekraftverket som reserveforsyning for gassprosesseringsanlegget ved planlagt og ikke-planlagt hendelse på 420 kV Viklandet – Fræna. Dispensasjonen er tidsbegrenset til ledningen Ørskog – Sogndal er satt i drift.

Kraftverkene har aldri vært benyttet i en SAKS-situasjon, men både Statnett og andre har sett nytten av å kunne benytte kraftverkene til andre behov enn hva de opprinnelig ble anskaffet for. Etter flere runder med nye vilkår og dispensasjoner fra opprinnelige konsesjonsvilkår og utslippstillatelser kan reservekraftverkene i dag brukes i følgende situasjoner:

1. Inntil fem måneder ved SAKS.
2. Inntil åtte døgn i året for testing og vedlikehold.
3. Ved en vanskelig driftssituasjon eller en driftsforstyrrelse, jfr.- fos § 12, 4 og 5 ledd.

I tillegg kan verket på Nyhamna brukes ved planlagt og ikke-planlagt hendelse på Viklandet – Fræna som fører til utkopling av forbindelsen. Kraftverket på Nyhamna kan altså brukes som reserveforsyning til Nyhamna når Viklandet-Fræna ligger ute på grunn av feil eller vedlikehold.

Med høynet beredskap på anlegget kan oppstartstid være cirka 4 timer. Oppstartstiden er knyttet til tilgang på mannskaper, som ikke er stasjonert permanent på Nyhamna, og tilgang på gass, som må leveres fra Nyhamna.

Statnett er bekymret for ulike feilsituasjoner som vil kunne oppstå når reservekraftverket er i drift uten tilknytning til 420 kV-ledningen Viklandet – Fræna. Konsekvensene av utfall av en eller flere kompressorer og utfall av en eller flere gassturbiner vurderes som det mest uoversiktlige. Statnett er spesielt bekymret for mulige overspenninger som kan oppstå i slike situasjoner. Både reserveforsyning via 132 kV-nettet og bruk av reservekraftverket er for øvrig avhengig av at industriradialen Fræna-Nyhamna og transformering i Fræna er innkoblet. Reservekraftverket hjelper på grunn av dette og pga. oppstartstiden kun ved utfall mellom Viklandet og Fræna som varer mer enn noen timer.

Sannsynligheten for rasjonering og behov for SAKS-tiltak er svært lav framover

Statnett gjennomførte høsten 2014 en større analyse for å anslå sannsynligheten for rasjonering og behov for SAKS-tiltak i løpet av de nærmeste 10 årene. Analysen viser at sannsynligheten for rasjoneringssituasjoner fremover vil være svært lav, at nytten av reservekraftverket som SAKS-tiltak er begrenset.

Fram mot 2020 og videre mot 2030 vil det skje store endringer i det norske og nordiske kraftsystemet. De fleste av disse endringene reduserer sannsynligheten for rasjonering:

- Kraftoverskuddet i både Norge og Norden blir større
- Vi bygger mer overføringskapasitet internt i Norge og nye mellomlandsforbindelser
- Trenden med et stadig våtere og varmere klima fortsetter

Analysen viser at det er svært lav sannsynlighet for rasjonering det neste tiåret, både for regioner og Norge som helhet. For at det skal kunne oppstå rasjonering i form av at industrilast går ut på pris, må vi både ha en tørr og kald vinter med lav fyllingsgrad i utgangspunktet, og samtidig få et større bortfall av produksjons- og overføringskapasitet. Typisk må mye av svensk kjernekraft få en langvarig stans gjennom vinteren, parallelt med at en eller flere mellomlandsforbindelser blir liggende ute i samme periode. I tillegg er det en forutsetning at disse hendelsene skjer brått og uventet slik at vannkraftprodusentene ikke kan tilpasse seg på forhånd ved å spare mer vann enn normalt på høsten.

Det er mulig at vi kan få en situasjon der både kjernekraft og mellomlandsforbindelser får langvarige feil i en allerede anstrengt hydrologisk situasjon. Vi vet også at forenklinger i vår markedsmodellering bidrar til at rasjoneringsrisikoen blir noe undervurdert. Og selv om vi bruker en relativt lang tidsperiode for å få fram et representativt utfallsrom for tilsig, temperatur og vindkraftproduksjon, er den trolig for kort til å fange de verst tenkelige kombinasjonene som kan oppstå. I sum gjør dette at vi ikke kan utelukke muligheten for å få rasjonering. Samtidig mener vi at svakhetene i modell og dataunderlag har en begrenset betydning. Og sannsynligheten er utvilsomt svært lav for at det både skal være tørt, kaldt og langvarige feil i produksjon og overføringskapasitet, siden dette er sjeldne og statistisk uavhengige hendelser.

Vi har hverken et tilstrekkelig dataunderlag eller gode nok modeller for å kunne beregne noen eksakt sannsynlighet for rasjonering. Vi kan likevel slå fast at sannsynligheten for rasjonering i en eller flere regioner er svært lav, anslagsvis et sted mellom 0,1 og 1 %. Dette gjelder også i Midt-Norge etter at 420 kV-forbindelsen Ørskog – Sogndal blir satt i drift. Videre har reservekraftverkene begrenset virkning i rasjoneringssituasjonene vi ser for oss at kan komme. Dette gjør at det ikke er rasjonelt å beholde dagens reservekraftverk som SAKS-tiltak, siden dette er kostbart.

Framtidig nytte av reservekraftverket er kun som reserveforsyning for gassprosesseringsanlegget

Nytte av reservekraftverk på Nyhamna etter at dette avvikles som SAKS-tiltak vil derfor kun være som reserveforsyning til gassprosesseringsanlegget. En eventuell videre drift av reservekraftverket som reserve for Nyhamna vil kreve avklaring av rammer for eierskap og drift, og ny myndighetsbehandling for nødvendige tillatelser. Statnett planlegger å selge reservekraftverket når dette avvikles som SAKS-tiltak. I analysen videre legger vi i nullalternativet til grunn at reservekraftverket blir avviklet ved idriftsettelse av Ørskog-Sogndal, som vi i analysen har forutsatt at skjer før utvidelsen på Nyhamna.

6 Andre behov

Ambisjoner for mer kraftproduksjon på Romsdalshalvøya

Felles for ambisjonene om etablering av kraftproduksjon i stor skala på Romsdalshalvøya er at disse prosjektene har eller har hatt forretningsmodeller som forutsetter en kommersielt sterk interaksjon med Nyhamna og kraftbehovet knyttet til gassprosesseringen. Det er også planer om småkraft- og vindkraft i området, men disse er spredt og uten vesentlig betydning for denne analysen. Lokal produksjon kan med visse forutsetninger være positivt for leveringspåliteligheten til Nyhamna. Dette vil bli nærmere vurdert i mulighetsstudien senere i utredningen.

Havgul ønsker å etablere offshore vindkraftverk.

Havsul I vindkraftverk fikk i 2010 konsesjon på 350 MW effektinstallasjon med tilknytningspunkt Nyhamna. Vindkraftverket vil da bidra med innmating av elektrisk kraft på Nyhamna.

Industrikraft Møre hadde lenge ambisjoner om et gasskraftverk.

Industrikraft Møre AS mottok i 2009 konsesjon på bygging av et gasskraftverk på 450 MW med CO₂-rensing i Elnesvågen i Fræna. I 2012 kjøpte det norske teknologiselskapet Sargas AS, som har patenterte teknologier for kraftproduksjon på naturgass med fangst og lagring av CO₂ og EOR (Enhanced Oil Recovery), 89% av aksjene i Industrikraft Møre AS.

Formålet med kjøpet var å bygge et 450 MW gasskraftverk med karbonfangst i Nyhavna på Elnesvågen i Fræna kommune, i henhold til NVEs konsesjon gitt i 2009. Ambisjonen var at kraftverket skulle fange inn 90 prosent av CO₂-gassen, og anvende som trykkstøtte for méproduksjon av olje – "Enhanced oil recovery". Videre skulle kraftverket levere elektrisk strøm til kraftnettet på land, til olje- og gassinstallasjonene offshore og til gassterminalen på Nyhamna.

13. mars 2015 vedtok imidlertid selskapets generalforsamling å avvike selskapet.

Planer om småkraft og vindkraft, men ikke volumer som får betydning for denne utredningen

Det er per i dag gitt konsesjon til 1138 GWh småkraft (276 MW) i Møre og Romsdal. I tillegg er det søkt om konsesjon på ytterligere 166 MW. Av dette ligger bare en mindre andel på det vi her omtaler som Romsdalshalvøya og som kunne fått betydning for denne analysen. Det er et visst volum av planlagte prosjekter i nærområdene syd og øst for Romsdalshalvøya.

Forhold i andre deler av kraftsystemet kan påvirke nytten av tiltak i sentralnettet

Forhold i andre deler av nettet kan være relevante når man vurderer løsninger i sentralnettet. For eksempel kan etablering av transformering fra sentralnettet gi nye muligheter for utviklingen av regionalnettet. Videre kan utviklingen av kraftsystemet i andre deler av regionen påvirke overføringsbehovet gjennom regionen.

Regionalnettet påvirker og påvirkes av kraftsituasjonen på Romsdalshalvøya

Forhold i Nordmøre Energiverk (NEAS Nett) sitt regionalnett nett er relevant. NEAS Nett har planer om å oppgradere en ledning og kabelforbindelse som går fra Istad transformatorstasjon til Averøya og videre til Kristiansund. Det kan også være aktuelt å legge denne ledningen fra Bolli i stedet for Istad, men NEAS opplyser at tilknytning i Istad er mest aktuelt. Disse tiltakene vil imidlertid ikke påvirke overføringskapasiteten på Romsdalshalvøya i vesentlig grad.

Istad Nett påvirkes direkte av den svake leveringspåliteligheten for Nyhamna. Ved avbrudd på 420 kV Viklandet-Fræna forsynes Nyhamna med tilgjengelig reserve fra Istad Nett sitt regionalnett. Dette innebærer at Istad Nett får økt KILE-eksponering, altså kostnader dersom det oppstår avbrudd i nettet deres. Reserveforsyning til Nyhamna kan medføre at Istad sitt nett ikke lenger har marginer til å håndtere ytterligere driftsforstyrrelser uten at avbrudd oppstår. Samtidig er dette bare en reserveforsyning og Istad Nett får derfor ikke økte inntekter som følge av denne funksjonen.

Tiltak i sentralnettet kan videre påvirke mulighetene for å utvikle regionalnettet fremover. Istad Nett har imidlertid ikke umiddelbare reinvesteringsplaner som påvirkes av tiltak i sentralnettet.

Forhold i andre deler av sentralnettet påvirker overføringsbehovet gjennom området

Sentralnettet er riksveiene i det norske kraftsystemet. Ledningen mellom Ørskog og Viklandet har en funksjon i nord-sør-flyten i sentralnettet. Det er derfor også et transittbehov gjennom området vi ser på i denne konseptvalgutredningen. Transittbehovet påvirkes av kraftpriser og utviklingen i produksjon og forbruk.

Våre kraftmarkedsanalyser tyder for eksempel på at en kraftig utbygging av ny produksjon i Midt-Norge kan øke behovet for overføring av kraft gjennom området. Dette er derfor relevant når vi senere skal vurdere tiltak.

Norsk Hydro er opptatt av leveringspåliteligheten til Sunndal metallverk

Norsk Hydro har et stort metallverk på Sunndalsøra. Metallverket produserer 400 000 tonn primæraluminium pr. år, 500 000 tonn støperiprodukter pr. år og 80 000 tonn anoder. Alle disse funksjonene er avhengige av stabil kraftforsyning, men produksjonen av primæraluminium er særlig sårbar. Dersom anlegget mister strømforsyningen i mer enn 2-4 timer kan det medføre kostnader på over en milliard kroner.

Hydro Sunndal forsynes fra både Aura (300 kV) og Viklandet (420 kV) stasjon. Hydro Sunndal rammes ikke direkte av den svake leveringspåliteligheten på Nyhamna. Men Hydro frykter at metallverket bli mer avhengig av forsyning fra Viklandet stasjon etter at Statnett har gjennomført spenningsoppgraderinger nord for Viklandet. Etter spenningsoppgraderingene kan det være aktuelt at Aura 300 kV forsynes med færre ledninger. I feilsituasjoner kan derfor Viklandet stasjon bli viktigere for å sikre metallverket kraftforsyning.

Hvilken løsning som faktisk blir valgt er p.t. ikke avklart og vurderes i et eget prosjekt i Statnett. Forsyningsløsning på Nyhamna og Hydro Sunndal henger i utgangspunktet lite sammen. Forsyning av Hydro Sunndal og løsning i Aura stasjon vurderes derfor ikke nærmere i denne konseptvalgutredningen.

7 Prosjektutløsende behov er svak leveringspålidelighet på Nyhamna

I behovsanalysen har vi vist at leveringspålideligheten på Nyhamna er svak i dag. Anlegget rammes derfor relativt ofte av avbrudd, som medfører store samfunnsøkonomiske kostnader. Reserveforsyning kan redusere konsekvensene av avbrudd i forsyningen, men denne etableres ikke hurtig nok og potensialet er begrenset med dagens nett. Videre venter vi en vekst i forbruket, som vil svekke reserveforsyningen og på sikt gi svakere leveringspålidelighet også for andre brukere. Vi avslutter med å oppsummere ulike interessenters behov.

Leveringspålideligheten på Nyhamna er svak i dag fordi overføringskapasiteten i kraftsystemet ikke er tilstrekkelig til å forsyne kraftunderskuddet på Romsdalshalvøya etter utfall av 420 kV Viklandet – Fræna. Det er kun potensial for om lag 50 MW reserveforsyning etter omkoblinger, som tar noe tid. Utfall har inntruffet litt over en gang per år og dette har medført store konsekvenser.

Utviklingen i øvrig forbruk fremover er usikker, men forventet forbruksvekst medfører at reserveforsyningen vil svekkes, samtidig som minimumslasten på Nyhamna øker. Dette øker isolert sett konsekvensene av utfall av Viklandet – Fræna. Gasstilgangen til Nyhamna vil øke med en foreløpig topp rundt 2018/2019 før det vil avta utover 2020-tallet inntil eventuelle ikke-oppdagede ressurser knyttes til. Faktisk kraftbehov og avbruddskostnader for Nyhamna vil være avhengig gasstilgangen. Videre legger vi til grunn at reservekraftverket som i dag har en tilleggsfunksjon som reserveforsyning til Nyhamna ved utfall av 420 kV Viklandet-Fræna, avvikles i 2017.

For alminnelig forsyning og øvrig næringsforbruk er forventet vekst på kort sikt mulig å håndtere med dagens kapasitet.

Svak leveringspålidelighet til Nyhamna er det prosjektutløsende behovet siden det er den eneste driveren som i seg selv kan være stor nok til utløse tiltak på nåværende tidspunkt.

Prosjektutløsende behov

Svak leveringspålidelighet på Nyhamna

En rekke andre drivere kan også bli relevante. Dette gjelder utviklingen i øvrig forbruk, ny produksjon og regionalnett. Behovsanalysen viser at det er planer for mer industriforbruk, men at disse foreløpig er usikre. Dagens nett i området har imidlertid ikke kapasitet til å håndtere en stor vekst i industriforbruket innenfor N-1-kriteriet. Det innebærer at feil i 420 kV-forsyningen i fremtiden vil kunne medføre utkobling også av deler av dette forbruket.

Videre er det potensial for ny produksjon som kan påvirke overføringsbehovet, samtidig som NEAS har reinvesteringsplaner på en ledning tilknyttet Romsdalshalvøya. Vi må ta hensyn til alle disse behovene når vi vurderer løsninger for å bedre leveringspålideligheten på Nyhamna. Alle disse forholdene blir behandlet som virkninger i alternativanalysen.

Andre muligheter som kan oppnås

Tilrettelegge for nytt forbruk uten at det svekker leveringspålideligheten

Tilrettelegge for rasjonell utvikling av regional- og sentralnett

Avslutningsvis oppsummerer vi de ulike interessentgruppene og deres behov.

Tabell 2: Oppsummering av interessentgrupper og deres behov.

Oppsummering av interessentgrupper	Beskrivelse av behov
Normative behov	
Norske myndigheter	Verdiskaping fra gass og Norges omdømme som en sikker og pålitelig leverandør.
Myndigheter i mottakerland	Pålitelig energiforsyning.
Etterspørselbaserte behov	
Gassaktører og operatør Nyhamna	Verdiskaping fra gasseksport
Eksisterende og fremtidige industrikunder Romsdalshalvøya	Mulighet for forbruksvekst og sikker kraftforsyning
Istad Nett	Rasjonell utvikling av regionalnett
Nord Møre Energinett AS (NEAS)	Rasjonell utvikling av regionalnett
Gasskunder	Stabil pris og sikker leveranse av gass.
Kraftprodusenter	Mulighet for å levere kraft til markedet
Øvrige kraftkunder	God leveringspålidelighet
Øvrige interessentgruppers behov³⁰	
Nettkunder	Begrense kostnader for nettleie
Naturvernorganisasjoner	Begrense naturinngrep
Friluftsliv	Begrense forringelse av attraktive friluftsområder
Grunneiere	Begrense inngrep som kan komme i konflikt med annen arealbruk

Tiltak i kraftsystemet vurderes opp mot kostnadene tiltakene har. Kostnadene innebærer ikke bare investeringskostnader, men også kostnader i form av miljølempene som tiltak fører med seg.

Øvrige interessentgrupper sine behov, det vil si interessentgrupper utover brukere av kraftnettet, er hensyntatt under rammer for tiltak.

³⁰ Omtales nærmere under mål og rammer.

Del II Mål og rammer

På bakgrunn av behovsanalysen skal vi definere mål for tiltaket. Det overordnede samfunnsmålet beskriver nytten som tiltaket skal føre til for samfunnet og skal angi retning og ambisjon for utvikling av kraftsystemet. Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne av tiltaket. Viktige rammer vi må forholde oss til i vurdering av tiltak skal beskrives.

Samfunns mål for tiltaket er sikker tilgang på strøm for eksisterende og framtidig virksomhet på Nyhamna og resten av Romsdalshalvøya. Effektmålene er knyttet til både å unngå stans i gasseksporten fra Nyhamna, men også tilrettelegging for vekst i øvrig forbruk.

8 Målene angir hva mulige tiltak skal oppnå

I behovsanalysen så vi at leveringspåliteligheten på Nyhamna er svak i dag og leveringspåliteligheten svekkes ytterligere ved den planlagte forbruksutviklingen. Dette medfører økonomiske konsekvenser for gassaktørene og potensielt konsekvenser for Norges omdømme som sikker gasseksportør. Vi har definert svak leveringspålitelighet til Nyhamna som det prosjektutløsende behovet.

Behovsanalysen viser også at det er en rekke andre behov som er relevante. Målene er knyttet både til prosjektutløsende behov og muligheter som kan oppnås. Felles for samfunns mål og effektmål er at de reflekterer behovet for økt kapasitet og god leveringspålitelighet for eksisterende og nytt forbruk.

Samfunns målet er et uttrykk for den nytte eller verdiskaping som et tiltak skal føre til for samfunnet

Samfunns målet skal vise intensjonen og ambisjonen med tiltaket. Helt overordnet er ambisjonen og intensjonen med tiltaket knyttet til verdiskaping for norsk gass. Behov knytter seg til altså ikke bare til Nyhamna, men til verdiskaping og omdømme for norsk gass generelt.

Leveringspålitelighet for gass fra Nyhamna er igjen en av flere faktorer som påvirker denne overordnede ambisjonen. Oppetiden for anlegget er igjen vesentlig for leveringspåliteligheten av gass. Oppetiden for anlegget påvirkes av tekniske forhold ved anlegget og av kraftforsyningen. Historisk har om lag halvparten av anleggets nedetid vært knyttet til kraftforsyning. Av dette igjen er om lag halvparten av nedetiden som følge av spenningsdipper. I behovsanalysen omtalte vi dette som hendelser som vil inntreffe i kraftforsyningen, og som den enkelte nettkunde må dimensjonere utstyr og anlegg for å tåle.

Historisk har drøyt 2 døgn nedetid per år har skyldtes avbrudd i kraftforsyningen. Denne utredningen er avgrenset til å vurdere tiltak for økt leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna, samtidig som det er viktig å legge til rette for økning i annen næringsutvikling med behov for kraft i regionen.

Samfunns målet skal være knyttet til det prosjektutløsende behovet. Siden det prosjektutløsende behovet er svak leveringspålitelighet i kraftforsyningen til prosessanlegget på Nyhamna har vi valgt å ta utgangspunkt i generelle samfunns mål for utbygging av nett som gis i Nettmeldingen. Vi har vurdert samfunns målene i Nettmeldingen opp mot det prosjektutløsende behovet. På bakgrunn av dette har vi definert følgende samfunns mål.

NETTMELDINGEN GIR GENERELLE SAMFUNNSMÅL:

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

Samfunns mål

Sikker tilgang på strøm for eksisterende og framtidig virksomhet på Nyhamna og resten av Romsdalshalvøya.

Med sikker tilgang på strøm mener vi høy leveringspålidelighet. Strømforsyning til Nyhamna skal være robust nok til å tåle enkeltfeil på komponenter pga. ytre påkjenninger og andre uforutsette hendelser. Det innebærer videre at øvrige forbrukerne skal ha tilstrekkelig effekt til å dekke eksisterende overføringsbehov og muliggjøre videre forbruksvekst. Det skal videre være tilstrekkelig kapasitet i nettet til å vedlikeholde og fornye kraftnettet.

Effektmålene beskriver de ønskede virkningene av tiltaket

Effekt mål skal bygge på samfunns målet og uttrykke den direkte effekten av tiltaket gjennom konsekvensen for brukerne ved at effekten/virkningen oppnås. Som brukerne mener vi brukerne av Nyhamna og øvrige forbrukskunder i regionen.

I dette målet kommer også tidsdimensjonen inn. Leveringspålideligheten på Nyhamna er svak i dag og vil bli ytterligere svekket etter utvidelsen i 2017. Nytt av tiltak for å unngå reduksjon av gass eksport fra Nyhamna blir mindre etter hvert som gassfeltene tømmes, med mindre det blir knyttet mer gass til prosessanlegget. Indikatorene vi har definert for vurdering av mål oppnåelse for effekt målene favner også tidsdimensjonen.

Vi har definert følgende effekt mål med indikatorer for vurdering av mål oppnåelse:

Effekt mål	Indikator	Konsistens med behov
Gasseksporten fra Nyhamna skal ikke reduseres på grunn av avbrudd i kraftforsyningen.	Antall avbrudd som følge av utfall. Tilgjengelig reserveforsyning etter utfall.	Svak leveringspålidelighet på Nyhamna.
Kraftsystemet skal ha tilstrekkelig kapasitet til å håndtere utviklingen i øvrig forbruk.	Alminnelig forbruk utenfor overføringskapasiteten (N-1), målt i megawatt og andel av tiden. Kapasitet til nytt industriforbruk innenfor overføringskapasiteten (N-1), målt i megawatt og andel av tiden.	Tilrettelegge for nytt forbruk uten at det svekker leveringspålideligheten.

Tiltakene må ikke nødvendigvis oppfylle effekt målene, men *graden av mål oppnåelse* vil vurderes ved hjelp av indikatorene. Vurderingen vil virke inn på rangeringen av konseptene i de neste kapitlene.

Vurdering av målene og eventuelle konflikter

Målene henger sammen da de handler om hvordan man skal prioritere en knapp tilgang på kraft ved feil i 420 kV-forsyningen. Behovsanalysen viste for eksempel at det er en sammenheng mellom reserveforsyningen til Nyhamna og forsyning av øvrig forbruk i området ved feilsituasjoner. Det er imidlertid rammer som legger føringer for hvilke kunder som blir prioritert.

9 Rammene begrenser mulighetsrommet

Statnett må forholde seg til en rekke krav og rammebetingelser. Dette gjelder både som anleggseier og som systemansvarlig. Videre har myndighetene en rekke overordnede sektorpolitiske mål som er relevante i utviklingen av kraftsystemet. Rammene skal videre bygge opp under effektmålene.

Vi skiller mellom SKAL-krav og BØR-krav. SKAL-krav må tilfredsstilles, mens BØR-krav kan fravikes dersom det er gode grunner til det.

SKAL-krav

De mest sentrale kravene Statnett må forholde seg til er knyttet til prinsippet om samfunnsøkonomisk rasjonalitet, forskriften om leveringskvalitet og systemansvar samt forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap.

Nettutvikling skal skje på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte (Energiloven)

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke nasjonale lover og forskrifter, der energiloven er mest sentral. Energilovens formål er å «sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte». Herunder «skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt», jf § 1-2. Energilovens overordnede tanke innebærer altså at nytten av tiltakene må forsvare kostnadene. For at et prosjekt skal realiseres skal det være samfunnsmessig rasjonelt.

Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) «Om lov om endringer i energiloven» slås det fast at man med uttrykkene "samfunnsmessig rasjonelt" og "samfunnsøkonomisk lønnsomt" mener det samme. Både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner, og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allmenn akseptert (økonomisk) måte, må vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVE og OEDs vurdering og innvilgelse av konsesjoner. Dette innebærer at nytten av tiltakene vi kan anbefale, må forsvare kostnadene.

Dette betyr at vi vil gjennomføre en full nytte-kostnadsanalyse og rangere tiltakene etter det.

Drift, utvidelser og nybygging av anlegg skal skje i henhold til gjeldende regelverk

En rekke forskrifter regulerer Statnetts virksomhet og gir blant annet rammer for drift og utvikling av kraftsystemet. Under omtales noen av de mest sentrale forskriftene og hvorfor de er relevante rammer i denne KVUen.

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

Forskriften definerer blant annet krav til leveringspålitelighet og spenningskvalitet for netteiere. Relevans for sentralnettet ligger primært i krav til spenningsprang og harmoniske forstyrrelser. Grenseverdiene for spenningsprang gir føringer på hvor ofte og hvor store sprang i spenningen som tillates over 24 timer. For utbygging av anlegg vil dette normalt gi størst føringer for dimensjonering av kompenseringer, siden spenningsprang ved feil og nødvendige koblinger for å opprettholde driftssikkerheten er unntatt fra grenseverdiene. Krav til harmoniske forstyrrelser vil i liten grad påvirkes av nettutbyggingen, men sluttkunde vil få stilt krav til dette i tilknytningsavtalen.

Forskrift om systemansvar

Forskrift om systemansvar legger føringer for driften av kraftsystemet og innebærer blant annet tekniske funksjonskrav til anlegg i kraftsystemet. Forskrift om systemansvar (FoS) gir systemansvarlig blant annet rett til å stille krav til konsesjonærene med hensyn til spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt. Videre skal systemansvarlig etter fos § 14 godkjenne idriftsettelse av alle nye anlegg eller endringer i eksisterende i regional- eller sentralnettet dersom andre konsesjonærer blir berørt av anlegget. Veiledende krav som ligger til grunn for godkjenning er konkretisert i dokumentet Funksjonskrav i Kraftsystemet (FIKS 2012).

Videre regulerer forskrift om systemansvar bruk av systemvern. Systemvern knyttet til forbruk i distribusjonsnett er kun akseptabelt som en midlertidig løsning. Det er derfor ikke aktuelt å koble systemvern mot andre enn større industriforbrukere.

Gjennom denne forskriften har også systemansvarlig ansvaret for kontinuerlig å utrede og utvikle nødvendige virkemidler for å håndtere perioder med en svært anstrengt kraftsituasjon. Det er med bakgrunn i dette at Statnett har konsesjon for å drive reservekraftverk på Tjeldbergodden og på Nyhamna.

Konsesjonen for Nyhamna, med etterfølgende dispensasjoner, gir også Statnett anledning til å bruke reservekraftverket som reserveforsyning til gassprosesseringsanlegget på Nyhamna ved feil på Viklandet – Fræna. Dispensasjonen for bruk ved planlagte og ikke-planlagte hendelser på Viklandet-Fræna utløper ved ferdigstillelse av Ørskog – Sogndal.

Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (beredskapsforskriften)
Beredskapsforskriften gir blant annet føringer for klassifisering av viktige stasjoner i sentralnettet og krav knyttet til disse. Dette utgjør rammer ved etablering av nye nettanlegg, eller dersom eksisterende nettanlegg får sentralnettsfunksjon.

BØR-KRAV

De viktigste bør-kravene knytter seg til N-1 kriteriet og hensyn til naturmangfold, landskap, lokalsamfunn og andre arealinteresser.

Drift og utbygging av nettet bør tilfredsstillende N-1-kriteriet

OED har i Stortingsmelding 14 av 2. mars 2012, "Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet" lagt fram politikken for utbygging og reinvesteringer i det sentrale overføringsnett for strøm. Disse målene er nevnt i kapittelet om mål.

I Nettmeldingen legges det stor vekt på at vi skal ha tilstrekkelige sikkerhetsmarginer i nettet og en tilfredsstillende leveringspålitelighet for strøm i hele landet. Dette skal vektlegges sterkt i vurderingen av nettprosjektene og N-1-kriteriet bør legges til grunn som planleggingskriterium. Kriteriet kan imidlertid ikke ses som en erstatning for en samfunnsøkonomisk vurdering som inkluderer en avveining av alle virkningene av en stor ledningsinvestering. Det er således ikke et absolutt kriterium, men kan i spesielle tilfeller fravikes.

Statnetts interne føringer

Hovedprinsippet i Statnetts driftspolicy er å drifte nettet etter N-1-kriteriet, slik at feil på én komponent ikke skal gi strømvbrudd. Statnett mener at for å oppnå fullverdig N-1 må effekttilgangen være kontinuerlig, ikke avhenge av ytre faktorer som momentan vind- eller vannkraftproduksjon, og tilpasset variasjonene i det alminnelige forbruket.

Statnett besluttet i 2010 at dette prinsippet også skal ligge til grunn for selskapets investeringer, med visse forbehold og presiseringer. Blant annet kan det tillates utfall av inntil 200 MW i én time, og noe mer ved planlagt vedlikehold. Det åpnes også for unntak der enkeltkunder ikke ønsker å betale for den sikkerheten som ligger i N-1-kriteriet.

Utbygging skal skje med minst mulig belastning for tredjeparter, naturmangfold, landskap og arealinteresser

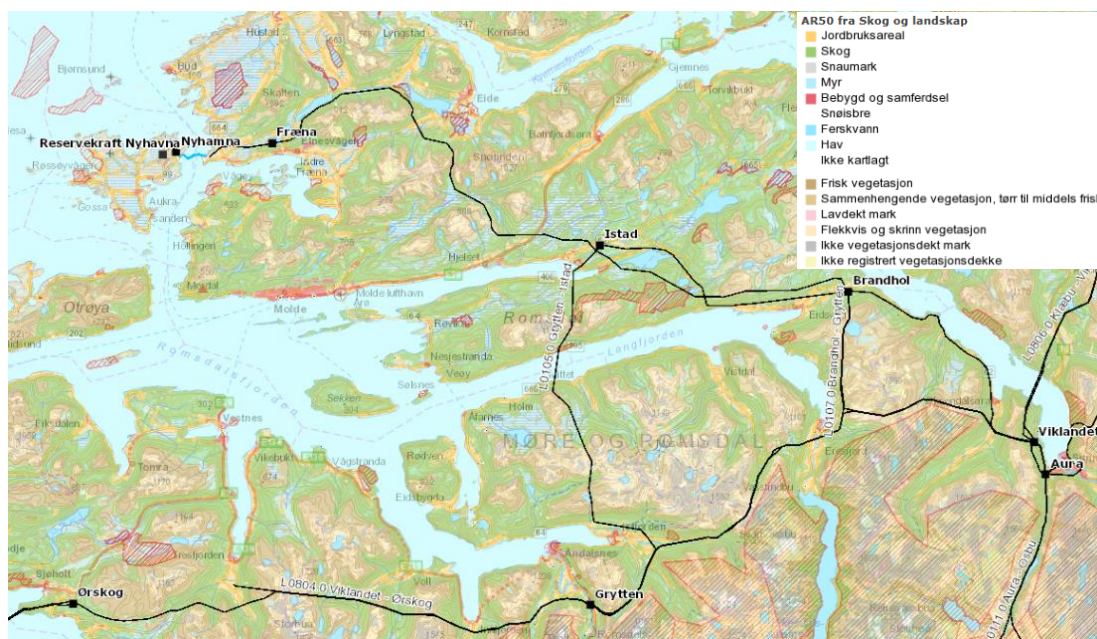
Videre skal nettet bygges ut på en måte som tar hensyn til naturmangfold, landskap, lokalsamfunn og andre arealinteresser. Tiltak i nettet medfører som regel naturinngrep. Når vi planlegger tiltak er det derfor avgjørende å kartlegge hvordan vi kan minimere miljøulemper og annen belastning på tredjeparter.

Eksempel på lovgiving som gir rammer for tiltak er Naturmangfoldloven som omfatter all natur og alle sektorer som forvalter natur eller som fatter beslutninger med konsekvenser for naturen. Lovens formål og grunnbel, som omfatter forvaltningsmål, kunnskapskrav og miljøprinsipper, gjelder ved myndighetsbeslutninger etter alle lover som berører naturen.

Et annet eksempel er Kulturminneloven som har som formål å ivareta kulturminner og kulturmiljøer. Ved planlegging av offentlige og større private tiltak plikter den ansvarlige leder eller det ansvarlige forvaltningsorgan å undersøke om tiltaket vil virke inn på automatisk fredete kulturminner.

Kartet nedenfor viser arealtyper og verneområder mellom Nyhamna, Ørskog og Viklandet. Kartet viser at de største bebygde områdene er i og rundt Molde. Videre er det en del bebyggelse rundt Viklandet (Sundalsøra), Eide, Fræna og litt nord for Grytten (Åndalsnes).

De største verneområdene er sør for ledningen Ørskog-Viklandet, men det er også enkelte verneområder like sør for Istad og mellom Istad og Fræna. Verneområdene er markert som røde stiplede områder i kartet. Det er også vernede vassdrag i området. Videre er det registrert mange lokaliteter av verdifulle naturtyper i området.



Figur 16: Arealbruk på Nyhamna og omliggende område

Det er friluftsområder flere steder i området. Fjellområdet nord for Åndalsnes er kanskje det mest kjente med flere kjente tinder. Ellers er fjellene like nord for Molde populære og statlig sikret. Det er også statlig sikret friluftsliv andre steder i området, men disse områdene er små.

Oppsummering og drøfting av rammer

De rammene vi har valgt å løfte frem her, legger føringer for hvordan vi skal planlegge og gjennomføre de tiltakene Statnett er ansvarlige for, og viser også at noen tiltak er utenfor Statnetts kontroll. Dette er i tråd med føringer fra OEDs veileder for kvalitetssikring av konseptvalgutredninger i kraftsektoren. SKAL-krav er absolutte rammer, mens BØR-krav er rangerende.

Rammene innebærer at nytten av tiltak skal forsvare kostnadene ved tiltak. Både nytte og kostnader skal vurderes fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, og inkludere en vurdering av forhold som ikke lar seg kvantifisere. Videre er det en rekke krav til hvordan tiltak skal utformes. Disse kravene er blant annet knyttet til tekniske forhold, beredskap og miljø. Disse kravene påvirker omfanget av tiltak, og dermed potensielt også kostnader og gjennomføringstid.

Vi har ikke holdepunkt i absolutte rammer (SKAL-krav) til å si at leveringspåliteligheten til Nyhamna i nullalternativet er utenfor rammer. Spesielt gjelder dette etter lastøkning og bortfall av dagens reservemulighet i 132-kV nettet. Erfaringer fra andre saker og intensjoner i del regelverk kan imidlertid

tyde på samfunnet ønsker å sikre seg mot de mest alvorlige feil og hendelser i kraftforsyningen, selv om det er lav sannsynlighet for at de inntreffer. N-1 kriteriet som et BØR-krav reflekterer dette, men det gir ikke noe definert minstekrav til hva som ansees som tilstrekkelige sikkerhetsmarginer i nettet og en tilfredsstillende leveringspålitelighet.

Statnetts interne føringer legger opp til at utfall av inntil 200 MW kan tillates i inntil en time, og noe mer enn dette ved planlagt vedlikehold. Dette innebærer en N-1 forsyning etter omkobling, men forutsetter at tilstrekkelig med reserveforsyning er tilgjengelig innen en time.

I mulighetsstudien vil vi beskrive og vurdere ulike tiltak for å bedre leveringspåliteligheten til Nyhamna og omkringliggende områder. I alternativanalysen vil vi rangere tiltak som kan gi tilstrekkelig grad av måloppnåelse.

Del III

Aktuelle konsepter – mulighetsstudie

I mulighetsstudien vurderer vi konsepter som innebærer tiltak på forbruks- eller produksjonssiden, i driften av kraftsystemet og for å øke kapasiteten i nettet. I dette kapitlet omtaler vi overordnet prinsipielle tiltak som kan gi økt leveringspålidelighet og forklarer hvorfor noen tiltak ikke er relevante for akkurat denne problemstillingen.

Mulighetsstudien viser at relevante tiltak for bedre leveringspålidelighet i kraftforsyningen til gassprosesseringsanlegget på Nyhamna og øvrig forbruk på Romsdalshalvøya er økt overføringskapasitet i nettet, og i noen grad tiltak i form av økt lokal kraftproduksjon. Økt lokal produksjon, enten det er i form av vindkraft fra havvindmøller eller reservekraftverket på Nyhamna, kan ikke møte hele behovet, men kan gi noe økt leveringspålidelighet gjennom reduserte konsekvenser ved avbrudd på 420 kV-forsyningen.

Det er ingen tiltak på forbrukssiden eller i driften av kraftsystemet, herunder systemansvarliges virkemidler, som kan bidra innenfor rammer som gjelder for slike tiltak. Energilagringstiltak vil bli svært dyrt og er, med dagens teknologi, ikke pålitelig nok for å håndtere forbruk i denne størrelsen. Netttiltak på 420 kV nivå gir god leveringspålidelighet for Nyhamna og legger til rette for utvikling i øvrig forbruk.

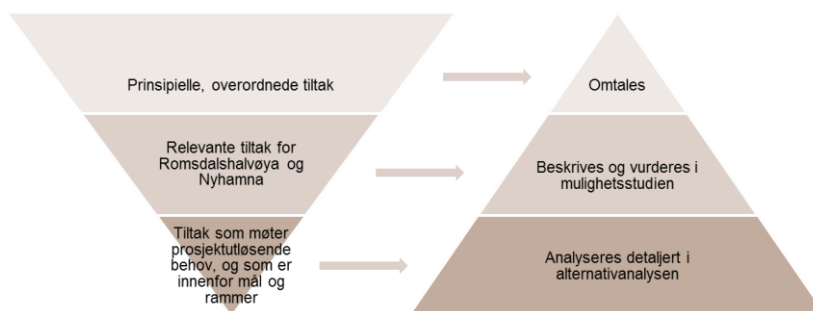
10 Leveringspåliteligheten til Nyhamna kan bedres gjennom nettførsterkninger og i noen grad ved økt lokal produksjon

Netttiltak på 420 kV nivå gir god leveringspålitelighet for Nyhamna og legger til rette for utvikling i øvrig forbruk. Disse tas videre til grundigere analyse og sammenligning i alternativanalysen. Reservekraftverket analyseres i alternativanalysen som et risikoreduserende tiltak fram til andre løsninger kan være på plass.

Vi har avgrenset analysen til tiltak som reduserer nedetid for Nyhamna-anlegget som følge av avbrudd i kraftforsyningen. Derfor ser vi ikke her på tiltak i gassprosesseringsanlegget eller i gasstransportsystemet som kan gi økt oppetid eller på annen måte gi økt verdiskaping fra norske gassleveranser.

Tiltak som reduserer behov for overføringskapasitet i nettet

I vår overordnede beskrivelse av tiltak som kan gi økt leveringspålitelighet sorterer vi først tiltak etter hvorvidt de reduserer behov for overføringskapasitet i nettet, eller om det er et tiltak som gir økt nettkapasitet.



Lokal produksjon kan redusere konsekvenser ved avbrudd

Romsdalshalvøya har i praksis ingen lokal kraftproduksjon og er avhengig av kraftoverføring inn til området. Økt produksjonskapasitet i et område vil i prinsippet redusere behovet for overføringskapasitet, men i hvilken grad avhenger av hvor sikker tilgangen til kraftproduksjonen er. Lokal kraftproduksjon kan bidra til å redusere konsekvenser av et avbrudd i kraftforsyning til et område, også dersom produksjonen først starter opp etter et avbrudd.

Det er et kommersielt anliggende å etablere kraftproduksjon og slike tiltak er utenfor Statnett sitt ansvarsområde. Vi vil i mulighetsstudien likevel beskrive virkningen av lokal produksjon som tiltak for bedret leveringspålitelighet til Nyhamna. Det er et reservekraftverk på Nyhamna i dag (SAKS-tiltak) hvor det foreligger dispensasjon fra gjeldene konsesjon til å benytte dette som reserve for gassprosesseringsanlegget ved feil på Viklandet-Fræna. I analysen vil vi gjøre rede for kostnader og nytte ved reservekraftverk på Nyhamna etter at dette er avviklet som SAKS-tiltak.

Systemansvarliges virkemidler for mer effektiv utnyttelse av eksisterende nett er lite egnet

Tiltak i driften av kraftsystemet kan i noen tilfeller bidra til å redusere kraftunderskudd i et område.

Bruk av prisområder er ikke et relevant tiltak her

Bruk av prisområde er et virkemiddel for å styre kraftflyten og sørge for tilstrekkelig forsyningsikkerhet. I et underskuddsområde vil dette normalt presse prisen opp og dermed slippe produksjon som ellers ikke er lønnsom inn i markedet. Prisområder kan tas i bruk ved langvarige flaskehals og ved forventet energiknapphet i et område. Dette er regulert i Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. Markedet løser da flaskehalsen ved at prisen øker i ett område og reduseres i et annet. Det skjer inntil produksjon og forbruk i de to områdene er endret så mye at flyten på flaskehalsen går under kapasitetsgrensen.

Ettersom det i praksis ikke finnes produksjon på Romsdalshalvøya, er dette ikke et relevant tiltak. Den samlede kraftflyten inn til området betyr ikke noe for Nyhamna siden forsyningen normalt skjer via 420 kV-ledningen og flyten på denne bestemmes av forbruket på Nyhamna og øvrig kraftbehov under Fræna transformatorstasjon. Ved feil på 420 kV ledningen kobles Nyhamna uansett ut pga systemvern.

Systemvern kan ikke øke overføringskapasiteten

Installasjon av systemvern for automatisk belastningsfrakobling (BFK) ved en feil i nettet er et annet tiltak systemansvarlig kan benytte for å øke overføringskapasitet til et område. Systemvern er allerede tatt i bruk for Nyhamna. I dette tilfellet bidrar det ikke til økt overføringskapasitet, men er en forutsetning for forsvarlig drift med dagens forsyning til Nyhamna. En endring av dagens systemverkonfigurasjon kan imidlertid redusere konsekvenser ved avbrudd gjennom redusert oppstartstid for anlegget. Dette forutsetter blant annet bedre kontroll med spenning på Nyhamna, noe en SVC vil bidra til.

Ved å knytte annet industriforbruk i området til systemvern kunne en større del av kapasiteten i 132 kV-nettet vært forbeholdt Nyhamna etter feil på 420 kV. Volumet av øvrig industriforbruk er imidlertid ikke stort nok til å unngå systemvern også på Nyhamna. Uten mulighet for momentan overgang for kun deler av lasten på Nyhamna ville det uansett ikke hjulpet. Videre er det ikke tillatt å tilknytte nytt forbruk dersom det svekker leveringspåliteligheten for eksisterende kunder. Alminnelig forsyning kan ikke knyttes til systemvern iht. forskrift om systemansvar og er dermed er systemvern både på alminnelig forbruk og eksisterende industrikunder utenfor rammer for tiltak.

Svært begrenset potensiale for kortvarig flytting eller reduksjon av last

Behovet for N-1 overføringskapasitet kan i noen tilfeller også reduseres gjennom tiltak i driften av kraftsystemet som kortvarig flytter eller reduserer forbruk. Aktuelle tiltak i systemdriften er lastflytting og utkobling av forbruk basert på frivillige avtaler/deltagelse i regulerkraftmarkedet. I området som her blir vurdert er det lite last sammenlignet med behovet for N-1 kapasitet og den er heller ikke egnet til dette formål. Lastflytting og forbruksutkobling vurderes derfor ikke nærmere i denne analysen.

Batterier og ulike former for energilagring har for umoden teknologi for å alene være et relevant alternativ for bedre leveringspålitelighet til Nyhamna

For at batterier eller annen form for energilagring skal være nyttig for å sikre reserveforsyning til Nyhamna, må lagringssystemet oppfylle to primære kriterier:

- Det må ha tilstrekkelig effektkapasitet til å sikre gassproduksjon på Nyhamna
- Det må ha nok energi til å levere effekt til normal forsyning er gjenopprettet

I tillegg må lagringsanlegget rent praktisk kunne kobles til Nyhamna med omformere og tilhørende anlegg, noe som er utfordrende i seg selv.

Nyhamna vil trenge minst 100 MW kontinuerlig for å overhodet kunne eksportere gass, for normal drift etter utvidelsen trengs over 250 MW. For å gi tilstrekkelig reserve til at Nyhamna kan driftes gjennom et 24 timers avbrudd trengs altså minst 2400 MWh energilager kun for å sikre minimumsdrift. Kostnadene for batterilagring som dekker en tiendedel av dette behovet er anslått til minimum to

Leveringspåliteligheten til Nyhamna kan bedres gjennom nettførsterkninger og i noen grad ved økt lokal produksjon

2015

milliarder kroner kun for batteriet³¹. Det er altså en ekstremt dyr løsning som heller ikke gir sikkerhet ved lange avbrudd.

Andre tiltak som reduserer sannsynligheten for avbrudd, eller reduserer konsekvensen dersom avbrudd først inntreffer

Generelt vil lavere sannsynlighet for avbrudd i kraftforsyningen redusere behovet for N-1 overføringskapasitet. Dette gjelder spesielt dersom konsekvensene av avbrudd er akseptable sammenlignet med kostnaden ved å etablere redundant kraftforsyning.

Redusere sannsynlighet for feil gjennom tiltak på eksisterende forbindelser

Etter hvert som man får driftserfaringer med nye forbindelser ser man om det er spesielle tiltak som bør iverksettes for å redusere feilsannsynligheten. Vi legger i analysen til grunn at slike tiltak er gjennomført og vil bli gjennomført der slike tiltak er rasjonelle.

Tiltak i prosessanlegget som kan forkorte oppstartstid etter avbrudd

Det er en del forhold rundt selve prosessen og anlegget på Nyhamna som gir lang oppstartstid etter feil. Prinsipielt kan man tenke seg at tiltak i anlegget kunne redusert oppstartstiden. Det er mange ulike hensyn som spiller inn i designet og driften av slike komplekse anlegg. Forhold ved design og drift av anlegget utover det som mer direkte samspiller med kraftforsyning er utenfor scope for denne analysen.

Oppstartstiden for anlegget etter avbrudd i kraftforsyningen er imidlertid avhengig av hvor lang tid det tar før deler av, eller hele kraftforsyningen er tilbake. En SVC på Nyhamna gir som nevnt større muligheter for hurtig reserve for deler av lasten gjennom for eksempel endret konfigurering av systemvern. Det usikkert hva som kan oppnås og vi vil derfor se på ulike utfall av dette i analysen.

Reparasjonsberedskap når feil oppstår

Økt beredskap for å raskt rette feil på kraftforsyningen kan redusere konsekvenser. Vi forutsetter at det er god beredskap og oppfølging av anleggsdeler der hvor feil medfører store konsekvenser.

Tiltak som øker overføringskapasiteten i nettet

Full redundans (N-1), men også større grad av redundans, i strømforsyningen vil kunne redusere antall avbrudd eller begrense konsekvensen av avbrudd. Dette kan man oppnå gjennom tiltak i nettet. Prinsipielt kan det være gjennom nettførsterkninger på alle spenningsnivå og ved å etablere komponenter i kraftsystemet som kan bidra til økt overføringskapasitet i nettet. Tiltak både i sentral- og regionalnettet er relevant for leveringspåliteligheten til Nyhamna. Vurderinger av nettførsterkninger er derfor gjort i nært samarbeid med Istad Nett som er regionalt utredningsansvarlig i Møre og Romsdal og eier av 132-kV nett fra Istad og ut til Fræna.

Overføringskapasitet kan økes ved hjelp av reaktive komponenter eller transformatorer

Reaktive komponenter bidrar til å holde riktig spenning i nettet, slik at overføringskapasiteten kan holdes nær eller tilsvarende den termiske kapasiteten på ledningene. Overføringskapasiteten til Romsdalshalvøya begrenses i perioder av spenningsstabilitet, og reaktive komponenter kan derfor ha betydning.

SVC på Nyhamna er blant annet viktig for kontroll av spenningsregulering på prosessanlegget og en SVC er allerede besluttet i forbindelse med utvidelsen av anlegget. En SVC vil imidlertid også gi bedre mulighet til å forsyne Nyhamna via 132 kV nettet. De termiske begrensningene er imidlertid større enn

³¹ Minimumsnivået på over to milliarder forutsetter en batterikostnad på cirka 110 USD/kWh og en valutakurs på 7,5 kroner per dollar. Kostnaden er altså basert på en nedre del av forventet kostnadsintervall for et LA batteri (Energy Technology Perspectives, IEA 2014) og tar ikke hensyn til at et batteri som kan gi høy effekt gjerne er mer kostbart enn et batteri som ikke trenger levere like høy ytelse. Videre inkluderer minimumsnivået ikke kostnader knyttet til drift- og vedlikehold, styringssystemer, energitap ved lading og utlading, installasjon etc.

spenningsbegrensningene i dagens nett, og en SVC gir derfor først økt reserveforsyning dersom man også gjennomfører tiltak som gir økt termisk kapasitet.

Økt transformeringskapasitet mellom spenningsnivåer kan løse opp i begrensninger på lavere spenningsnivå. Mer transformering fra 420 kV til 132 kV kan derfor øke kapasiteten for reserveforsyning via 132 kV nettet.

En SVC på Nyhamna i kombinasjon med økt transformeringskapasitet mellom 420 kV og 132 kV-nettet kan derfor ha betydning for reservekapasiteten gjennom 132 kV-nettet til Nyhamna.

Nye overføringsforbindelser i form av ledning eller kabel

Nye overføringsforbindelser i nettet til Nyhamna, eller til andre punkt i nettet som er av betydning for leveringspåliteligheten til Nyhamna, vil gi bedre leveringspålitelighet. Det er naturlig å se etter nærmeste sterke punkt i sentralnettet. Sett fra Nyhamna er det nærliggende å se mot Ørskog og mot Viklandet, og 420 kV forbindelsene som knytter disse to punktene sammen i dag.

Da nettilknytning av vindkraft i Trøndelag ble utredet, ble det også vurdert en ytre forbindelse sørover fra Trollheim over Kristiansundsområdet og videre til Fræna. Det ble valgt en annen løsning for dette og det er i denne analysen derfor ikke sett på tilknytning til sentralnettspunkter utover strekningen Ørskog-Viklandet. Alle andre punkt er langt unna og dette ville medført store kostnader og miljøinngrep.

Store veg- og tunnelprosjekter er for tiden under planlegging i regionen (Møreaksen – ferjefri E39). Samlokaliseringsevinst av kraft- og transportinfrastruktur sjelden er større enn ekstra kostnader dette generer i form av krav til teknisk løsning. Videre har tunnel- og broprosjekter også svært lange ledetider. Dette er derfor ikke vurdert nærmere.

11 Tiltak på 132 kV og lokal produksjon er relevant, men kan bare i noen grad løse behovet

Tiltak på 132 kV har store kostnader sammenlignet med nytte. Dette skyldes blant annet at det er flere lag med begrensninger i 132 kV nettet og at tiltak i 132 kV nettet også blir kostbare og omfattende.

Mer kraftproduksjon lokalt vil normalt gi bedre leveringspålitelighet for Nyhamna, særlig gjennom redusert konsekvenser ved avbrudd. Aktører på produksjonssiden har lansert seg selv som en del av løsningen for kraftforsyning til Nyhamna. Det må imidlertid store volumer til og det er ingen konkrete planer i dag som vi tror at vil realiseres.

Det står allerede et reservekraftverk på Nyhamna og derfor er det relevant å vurdere hvilken nytte dette kan ha. Vi har derfor vurdert om lokal produksjon kan bedre leveringspåliteligheten.

Tiltak i 132 kV-nettet blir fort omfattende og kostbare sammenlignet med nytten som kan oppnås

Felles for alle tiltak på 132 kV er at de ikke bidrar til å redusere antall avbrudd for Nyhamna. Ingen av tiltakene vi har sett på kan gi momentan reserve for 420 kV-forsyningen. Tiltakene kan i noen grad bidra til å redusere konsekvensene ved avbrudd. Tiltakene har høye kostnader, og noen av de innebærer også omfattende miljøinngrep. Sett opp mot dette vurderes nyttevirkningene å være for små.

Senere i mulighetsstudien vil vi vise at man gjennom et relativt begrenset første trinn av en 420 kV løsning kan oppnå mer enn noen av 132-kV konseptene. Dette trolig til en lavere kostnad, og som del av en løsning som kan gi N-1 kapasitet også til større forbruksøkning i området. Tiltakene på 132 kV forkastes derfor med bakgrunn i at andre tiltak som kan gi økt reserve vil være bedre eller like gode løsninger, men med lavere kostnad.

Oppgradering av eksisterende ledninger på 132 kV

En oppgradering av 132 kV til svært kraftig tverrsnitt, f.eks. linetype 481 Parrot, kan gi inntil 150 MW reservekapasitet (termisk) under optimale forhold³². Men dette er fremdeles under halvparten av framtidig lastuttak på Nyhamna. Denne kapasiteten oppnås først etter omkoblinger i regionalnettet, dvs. at det ikke er en momentan N-1-kapasitet.

Å etablere dette tverrsnittet og tilhørende overføringsevne er et omfattende tiltak med tilhørende konsesjonsprosess. Dette er nesten et like stort tiltak som en 420 kV forbindelse. Det er helt unntaksvis at tilsvarende behov løses med permanent 132 kV-drift.

Med en slik løsning kan vi oppnå en reservekapasitet som i hvert fall under optimale forhold er større enn minimumslasten til Nyhamna. Den er likevel lavere enn som kan oppnås med et første trinn av en 420 kV-løsning – som også koster mindre og trolig lar seg realisere raskere.

Ny 132 kV-ledning fra Ørskogområdet

Det har vært foreslått å etablere en 132 kV forbindelse fra Ørskog/Kjelbotn til Fræna/Nyhamna. Denne vil på samme måte som et 420 kV konsept fra Ørskog bestå av mye sjøkabel, dvs. rundt 25-30 km med sjøkabel. For å gi reservekapasitet for maksimalt kraftforbruk på Nyhamna må denne bygges med stort tverrsnitt, og mulig også med to kabelsett.

³² Kapasiteten er ikke vurdert i detalj og det kan derfor være begrensninger som ikke er avdekket. I praksis kan kapasiteten derfor være lavere enn 150 MW.

Simuleringer viser at en slik 132 kV kabel fra Ørskog vil bli kraftig pålastet, og i praksis omtrent forsyne Nyhamna alene. Det er flere årsaker til at en slik løsning er ugunstig:

- 25-30 km sjøkabel gir cirka 600 A lade strøm i det spolejordede Mørenettet, 1200 A ved kabelsett. Dette betyr i praksis at ladeytelsen i nettet blir for stor, og annet jordingsystem må etableres.
- Så lang kabel utfordrer driftssikkerheten. Det vil bli utfordrende å holde kontroll på spenningene både i normaldrift og ved feil, noe som introduserer økt risiko for at andre komponenter havarerer eller at vern uønsket kobler ut andre forbindelser.
- Å overføre 250-300 MW på 132 kV forsyning gir også betydelig økte tap i nettet, sammenlignet med 420 kV.

I praksis må derfor en slik løsning være kald reserve (dvs normalt utkoblet), og kun kobles inn i tilfelle feil på 420 kV forsyningen til Nyhamna. Det introduserer usikkerhet om tilstand på reserven, i tillegg til at kostnaden blir høy for noe som ikke kan utnyttes i normalsituasjoner.

Konseptet forkastes ut fra kostnads- og kapasitetsmessige hensyn, at det ikke er gjennomførbart uten endret systemjording i 132kV nettet og samtidig har kostnader som sannsynligvis nærmer seg 420 kV løsninger.

Ny ledning fra Kristiansundområdet

Det har vært vurdert en forbindelse fra Rensvik/Kristiansund. Denne tar imidlertid i praksis ikke last selv etter 420 kV utfall. Det meste flyter istedenfor gjennom eksisterende 132 kV fra Viklandet/Grytten. En ledning fra Rensvik/Kristiansund gir derfor maksimalt 100 MW til Nyhamna (forutsatt SVC og systemvern i Istad-nettet).

NEAS vurderer oppgradering/nybygging av 66 kV mellom Rensvik og Istadområdet, enten tilknyttet i Bolli eller Brandhol. For reserveforsyning til Nyhamna har imidlertid tiltaket svært liten effekt. Ved utfall av 420 kV er det de eksisterende ledningene som vil bli belastet uansett (pga. lavere impedans). Tiltaket er dermed ikke relevant for bedret leveringspålidelighet til Nyhamna.

Lokal produksjon kan gi bedre leveringspålidelighet, og reservekraftverk kan ha nytte før andre tiltak er realisert

Lokal kraftproduksjon vil normalt bidra til å redusere konsekvensen av langvarig avbrudd i kraftforsyningen til Nyhamna. Hvorvidt det er vindkraft eller småkraft, gasskraft og reservekraftverk har mindre betydning. Det er naturligvis en forutsetning at det er kraftproduksjon som faktisk kan produsere og kraften må leveres til Nyhamna direkte (men med frekvens og tilkobling til øvrig nett), eller til Fræna og da med industriradial mellom Fræna og Nyhamna intakt. Det er mer tvilsomt om lokal produksjon kan hindre avbrudd. Dette betinger at kraft produseres og momentant kan ta over for forsyning fra nettet idet en feil oppstår. Flere aktører har lansert lokal produksjon, både vindkraft og kommersiell gasskraft, som mulige løsninger for å håndtere kraftforsyning til Nyhamna både med hensyn til effekt- og energiproblematikk. Vi vil derfor beskrive mulig nytte av lokal produksjon med utgangspunkt i disse konkrete prosjektene, i tillegg til at vi vurderer potensiell nytte av reservekraftverket som står på Nyhamna.

Havvind tilknyttet Nyhamna har et potensiale, men er svært usikkert og kostbart

Vurderingen av potensiell nytte fra havvindparken Havsul baserer seg dels på egne analyser og dels på en analyse³³ Unitech har utført på oppdrag fra vindkraftaktøren.

Havsul I vindkraftverk har konsesjon på 350 MW effektinstallasjon med tilknytningspunkt Nyhamna. Vindkraftverket vil kunne bidra med innmating av elektrisk kraft på Nyhamna, og dette forventes å ha nytteeffekter i perioder hvor hovedkraftforsyningen til Nyhamna er utkoblet. Havsul vindkraftverk vil kunne bidra med elektrisk kraftproduksjon, slik at forbruket på Nyhamna i en avbruddssituasjon kan økes ut over de 50 MW som i dag kan leveres via 132 kV nettet.

³³ Havsul I vindkraftverk – potensielle nyttevirksomheter for Ormen Lange terminalen notat 2015-02-05

Analysen utført av StormGeo viser at ved et av de historiske avbruddene, var vinden på sitt sterkeste så kraftig til at vindmøllene måtte ha stoppet. Dette var under orkanen Dagmar. Det var flere slike intervaller hvor vindturbinene måtte ha stoppet og i denne situasjonen ville vindkraftverket i liten grad kunne bidratt med ekstra kraftproduksjon. Ved de øvrige historiske avbruddene ville vindparken kunne bidratt med ekstra kraftproduksjon.

Det er først og fremst avbrudd med lang varighet hvor vindkraftverket vil kunne redusere nedetiden til gassterminalen. Analysene til StormGeo viser at vindforholdene har vært gode for vindkraftproduksjon ved de historiske feiltidspunktene, men når reparasjonstiden går over flere døgn, vil det også være perioder med redusert vindkraftproduksjon grunnet lite vind.

Det er potensiale for at en havvindpark med tilknytting til Nyhamna også kan bidra til å unngå nedkjøring av gassterminalen ved kortvarig utkobling av 420 kV ledningen Viklandet – Fræna. Sannsynligheten for å realisere dette potensialet øker dersom det pågående robustgjøringsprosjektet for motordriftene lykkes, slik at man unngår rask ut- og innkobling (pulse block) av de store motordriftene. Dette nyttepotensialet kan også bli utløst med SVC anlegget som etableres som en del av utvidelsen på Nyhamna.

Oppsummert er det potensiale for at vindkraft med tilknytting til Nyhamna kan bidra til færre avbrudd, men det er utfordringer rundt overgangsforløp som må løses. Det er derfor ikke sikkert at lokal produksjon i form av vindkraft kan bidra til å redusere antall avbrudd.

Vindkraft kan gi reservekapasitet til Nyhamna ved langvarige avbrudd på 420 kV-forsyning. Hvor stabil denne reserven er avhenger av vindforhold. Både for lite og for mye vind kan medføre stans i vindkraftproduksjon.

Flere hundre MW vindkraft tilknyttet Nyhamna ville gitt bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna. Det er imidlertid lite i dag som tilsier at dette vil realiseres. Tiltaket har svært høye investeringskostnader, og mangler per i dag rammebetingelser og en markedsituasjon som tilsier at dette er rasjonelt³⁴. Et slikt tiltak er videre utenfor Statnetts kontroll. Vi forkaster derfor dette konseptet i mulighetsstudien.

Kommersiell gasskraft som reserveforsyning til Nyhamna er ikke lenger aktuelt

Industrikraft Møre (IKM) fikk i 2009 konsesjon for bygging av et gasskraftverk på 450 MW med CO₂-rensing i Elnesvågen i Fræna. 13.3.2015 ble selskapet avviklet og det foreligger dermed ikke lenger planer for dette. Vi omtaler likevel kort det tekniske potensialet dette ville hatt som en løsning for bedret leveringspålitelighet til Nyhamna.

I vurderingen videre legger vi til grunn at et slikt kraftverk ville blitt knyttet til samme nettløsning som vi har i dag. Utfordringen med en slik løsning ville vært mye av det samme som ved kjøring av eksisterende reservekraftverk på Nyhamna eller med havvind. Gasskraft er ikke væravhengig som vind, men i tillegg til å løse utfordringer knyttet til overgangsløp er man avhengig av at kraftverket faktisk produserer når en feil inntreffer.

Med dagens nett ville gasskraftverket vært avhengig av 420 kV Viklandet-Fræna for å operere på normal måte. Ved forbigående feil på 420 kV Viklandet-Fræna vil som regel kompressorene på Nyhamna falle ut på grunn av spenningsdip. Hvis gasskraftverket blir kjørt på maksimal ytelse, som er 450 MW, ville denne effekten da momentant blitt matet inn i 132 kV nettet og trolig medført kollaps av dette nettet i samme hendelse. Å sikre stabil drift av nettet ved utfall av 420 kV ledning Viklandet-Fræna vil derfor være svært vanskelig i praksis.

Ved en varig feil på 420 kV Viklandet-Fræna kunne gasskraftverket tilpasset produksjonen til forbruket på Nyhamna og eventuell ledig kapasitet fra 132 kV-nettet. Igjen ville det kunne medført utfordringer knyttet til innmating i eller uttak fra 132 kV regionalnett avhengig av om gasskraftverket eller forbruket

³⁴ Vi forventer ikke kraftpriser som forsvarer kostnadene ved offshore vind i våre markedsanalyser, som strekker seg frem til 2030. Elsertifikatordningen forsvinner etter 2020 og er videre heller ikke tilstrekkelig til å sikre lønnsomhet for offshore vindprosjekter.

på Nyhamna faller ut på grunn av ytterligere spenningsdip eller andre feil. Dette måtte i så fall ha blitt håndtert gjennom vernløsninger.

Dersom kraftverket skulle gitt momentan N-1, måtte gasskraftverket videre vært i kontinuerlig drift med høy nok produksjon for at løsningen til enhver tid kunne gitt momentan reserve for Nyhamna. I tillegg til de tekniske utfordringene ved å klare feilforløp, ville det sannsynligvis vært i konflikt med markedsmessige vurderinger, og dermed medført store kostnader.

Reservekraftverket har nytte som risikoreduserende tiltak i konsepter med svak leveringspålitelighet

Som for de ovennevnte konsepter er utfordringer med overgangsforløp de samme for reservekraftverket. Anlegget er på Nyhamna og er tilknyttet Nyhamna stasjon, men er avhengig av kraftforsyning fra Fræna (via 420 kV industriradialen Fræna-Nyhamna) for å produsere. Videre er anlegget avhengig av å få levert gass fra gassprosesseringsanlegget på Nyhamna.

Dette anlegget er bygget som energiverk – ikke effektkraftverk og har derfor begrensninger når det gjelder dynamiske egenskaper. Reservekraftverket kan ikke operere i øydrift med Nyhamna, det vil si helt isolert fra nettet. Dette kan kanskje være mulig å endre dersom man gjør tilpasninger i anlegget. Det betinger imidlertid også at anlegget på Nyhamna er utrustet for å tåle en slik produksjonsenhet som eneste strømkilde.

Reservekraftverket kan ikke bidra til å redusere antall avbrudd. Dette vil for det første kreve at problematikken rundt overgangsforløp løses, både for Nyhamna og 132 kV-nettet, men også for reservekraftverket. Kraftverket kan produsere 150 MW, dette er mer enn minimumslast for Nyhamna etter utvidelsen, men mindre enn kraftbehovet etter utvidelsen. Dermed må også overgang til momentan delforsyning håndteres. Videre måtte reservekraftverket produsere i det avbrudd inntreffer, noe som i seg selv ikke er lett å se for seg hverken ut fra miljøhensyn eller kostnader. Man kan se for seg at man startet det i situasjoner hvor man vurderte sannsynligheten for avbrudd til å være høyere enn ellers, men selv dette ville trolig medført kostnader som ikke forsvarte nytten av å unngå kortvarige avbrudd.

Reservekraftverket kan imidlertid bidra til å redusere konsekvenser av et langvarig avbrudd. Dette forutsetter at det kan fungere som i dag opp mot gassprosesseringsanlegget også etter tilknytting av Polarled. Reservekraftverket kan produsere mer enn minimumslasten (100 MW) som kreves for gasseksport fra anlegget. Dette kan dermed bidra til å redusere avbruddskostnader ved et langvarig avbrudd.

Vi forventer at feil med varighet utover oppstartstiden til reservekraftverket inntreffer sjelden. I dag har kraftverket en oppstartstid på opp mot 4 timer dersom det på forhånd er forberedt for raskere oppstart som et beredskapstiltak ved for eksempel dårlig vær. Uten høynet beredskap tar det 10-12 timer å starte reservekraftverket. Både Nyhamna-anlegget og reservekraftverket er sårbare for spenningsdip. Driftsmessig er man i en slik situasjon dermed utsatt for nye feil. Det er behov for vern som håndterer dette slik at ikke øvrig forbruk blir ytterligere eksponert for avbrudd.

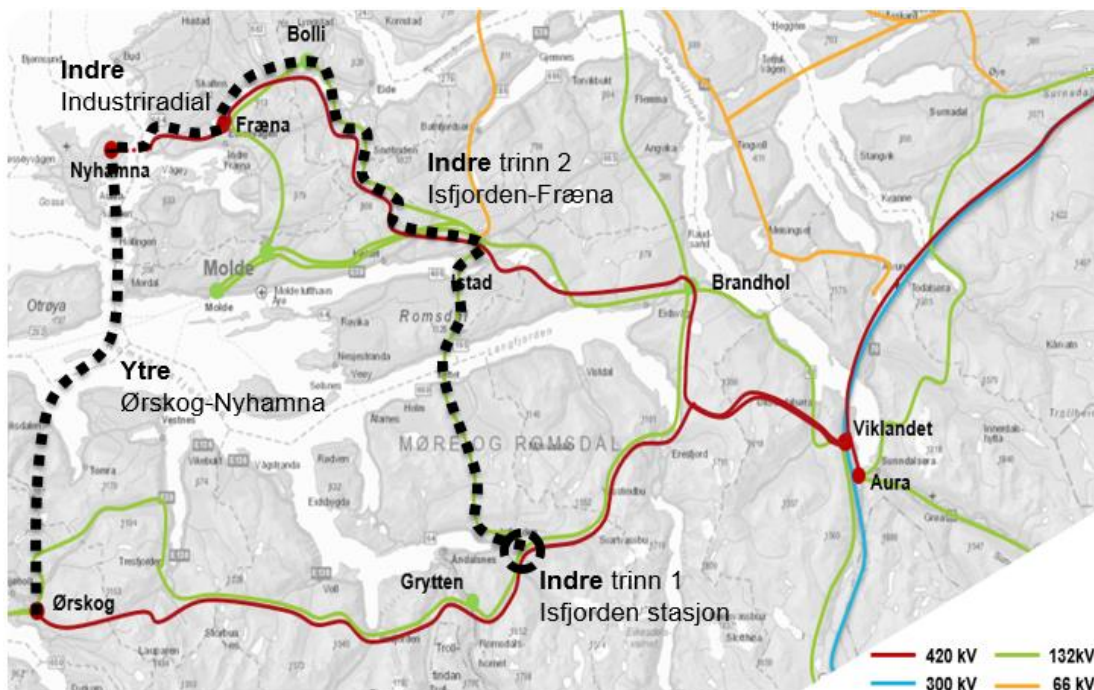
Reservekraftverket avvikles som SAKS-tiltak ved idriftsettelse av Ørskog-Sogndal. Etter dette er nyttevirkinger ved å eventuelt ha reservekraftverket på Nyhamna kun som reserveforsyning til gassprosesseringsanlegget. Reservekraftverket har kostnader til drift- og vedlikehold. Videre har anlegget en alternativ verdi dersom det fjernes fra Nyhamna.

Reservekraftverket kan være et forsikringstiltak fram til andre løsninger er på plass. Reservekraftverket er der i dag og har derfor nyttevirkinger før andre tiltak som vurderes kan være realisert. I alternativanalysen vil vi derfor se nærmere på virkning av reservekraftverket på Nyhamna i et såkalt 0+ alternativ.

12 Nettforsterkninger på 420 kV nivå gir god leveringspålidelighet for Nyhamna og legger til rette for utvikling i øvrig forbruk

Vi har vurdert to hovedkonsept for nettforsterkninger på 420 kV som både møter prosjektutløsende behov og legger til rette for utvikling i øvrig forbruk. Ytre konsept tilsvarer tidligere konsesjonssøkt forbindelse mellom Ørskog og Nyhamna, mens Indre konsept går fra Isfjorden, nær Åndalsnes, til Fræna.

Tilsvarende konsepter på 420 kV ble også analysert i N-1 utredningen som Statnett gjennomførte i 2014 i samråd med Shell og Gassco. Utredningen konkluderte blant annet med at det var rom for å optimalisere konseptene ved å også se på løsninger som gir bedre leveringspålidelighet uten at det nødvendigvis gir N-1. I arbeidet med KVU har vi sett nærmere på aktuelle trinn i konseptet som i N-1 utredningen går fra Isfjorden til Nyhamna.



Sjøkabel og luftledning fra Ørskog til Nyhamna – Ytre konsept

Konseptet tilsvarer det som lå til grunn i N-1 utredningen og innebærer ca 19 km luftledning mellom Ørskog og Fiksdalen (Dragneset), og nær 29 km sjøkabel fra Fiksdalen til landtak Nyhamna. I tillegg må stasjonene i Nyhamna og Ørskog utvides med felt og nødvendig reaktiv kompensering av kabelens ladeytelse. Forbindelsen var konsesjonssøkt som alternativ for tosidig forsyning til Nyhamna i forbindelse mer etableringen av gassprosesseringsanlegget på Nyhamna. Konseptet er i all hovedsak tilsvarende forbindelsen som Statnett søkte og fikk konsesjon på fra NVE, men som ble trukket i 2011

før ankebehandling hos OED var fullført³⁵. Statnett har dermed ingen gyldig konsesjon for dette alternativet, og eventuell konsesjonsprosess må startes på nytt.

Systemteknisk sett vil konseptet gi en direkte dublering til Nyhamna. Det er imidlertid en del problemstillinger som har endret seg siden denne løsningen ble konsesjonssøkt, og som kan påvirke både løsning, kostnader og nytte.

Ved etablering av forbindelse fra Ørskog til Nyhamna blir Nyhamna stasjon samt dagens industriradial mellom Fræna og Nyhamna funksjonelt en del av sentralnettet. Dette vil trolig innebære klasse 3 klassifisering iht Beredskapsforskriften. Forskriften setter krav til at anlegg i klasse 3 som hovedregel skal tilfredsstillende høyeste krav til funksjonalitet. Nyhamna stasjon tilfredsstiller ikke disse kravene i dag. Dette vil kunne ha betydning for løsningsvalg, og mulige implikasjoner av dette drøftes nærmere i usikkerhetsanalysen av investeringskostnader på side 91.

Konseptet gir fullverdig N-1 helt fram til Nyhamna og vi forventer tilnærmet ingen avbrudd i 420 kV kraftforsyningen til Nyhamna. Dublert 420 kV forsyning helt ut til forbruksstedet gir reserveforsyning for alt forbruk ved feil på dagens 420 kV-forbindelse og gir også kapasitet for stor økning i øvrig forbruk i omliggende område.

Luftledning fra Isfjorden til Fræna/Nyhamna – Indre konsept

I N-1 utredningen så vi nærmere på to varianter av det vi nå omtaler som Indre konsept. Felles for begge løsningene var at de fra Istad og ut til Fræna innebar etablering av ny 420 kV ledning i parallell med eksisterende 420 kV forbindelse fra Viklandet-Fræna. Begge løsningene innebar også dublering av dagens industriradial mellom Fræna og Nyhamna for å gi N-1 helt fram til Nyhamna stasjon. Det ene konseptet innebar etablering av en ny stasjon i Isfjorden, med mulig stopp i Istad dersom det også ble etablert stasjon her. Det andre konseptet gikk fra eksisterende Viklandet stasjon til Brandhol, og videre til Fræna.

Ved avslutning av arbeidet med N-1 utredningen hadde vi noen foreløpige indikasjoner på at trinnvise eller delvise varianter av disse konseptene kunne gi økt reserveforsyning gjennom regionalnettet. Å bygge seg til Istad eller Brandhol ville også gi redusert sannsynlighet for avbrudd som følge av dublering forbi den mest feilutsatte delen av eksisterende 420 kV forbindelse (over Meisalfjellet).

I det videre arbeidet med KVU har vi med bidrag fra Istad Nett fått mer informasjon om dette. På bakgrunn av ny informasjon har vi valgt å fokusere KVUen rundt ulike strategier for den løsningen som synes mest aktuell som et Indre konsept. I KVUen tar vi derfor utgangspunkt i et indre konsept fra Isfjorden til Fræna. Dublering av industriradialen mellom Fræna og Nyhamna er mulig i alle trinn og varianter av indre konsept. Sammen med Isfjorden-Fræna gir dette N-1 til Nyhamna.

Indre konsept kan utvikles i trinn. Isfjorden stasjon, videreføring til Istad eller videreføring til Fræna. Delvise varianter gir oss anledning til å belyse verdien av reserveforsyning og nytten av å forsterke forbi området som forventes å være mest utsatt for feil. Med første trinn og med stopp i Istad er det forutsatt at det installeres SVC på Nyhamna. I analysene er det lagt til grunn at det er balanse i reaktiv utveksling mellom Fræna og 132 kV- nettet.

Første trinn er Isfjorden stasjon

Første trinn av denne løsningen innebærer etablering av ny transformatorstasjon i området rundt Isfjorden/Grytten. Ny koblingsstasjon er nødvendig for ledningskonseptet mellom Isfjorden og Fræna. Ved å også etablere transformering til 132 kV nettet i dette punktet økes N-1 kapasiteten i 132 kV-nettet.

Det betyr mulighet for økt reserveforsyning til Nyhamna i avbruddssituasjon på 420 kV- forbindelsen mellom Viklandet og Fræna, og/eller økt N-1 kapasitet til øvrig forbruksutvikling på Romsdalshalvøya.

Analysen utført av Istad Nett viser at dette kan gi en reservekapasitet ca 200 MW ved intakt 132 kV-nett. Dette dekker ikke hele det forventede kraftforbruket til Nyhamna, men det er god margin til

³⁵ Se forord.

Nettforsterkninger på 420 kV nivå gir god leveringspålidelighet for Nyhamna og legger til rette for utvikling i øvrig forbruk

2015

minimumsnivået for å kunne gjenopprette gasseksport. Med 170-180 MW kapasitet til Nyhamna vil en stor andel av gasseksporten kunne gjenopprettes i en avbruddssituasjon. Vi legger til grunn en sikkerhetsmargin på 20-30 MW i siden man fort når grensen for spenningskollaps i 132 kV nettet dersom man ligger på den øvre grensen for hvor mye kraft som kan leveres gjennom 132 kV-nettet.

Den mest begrensende ledningen i dagens nett er 132 kV Viklandet – Brandhol. Dette er en av to 132 kV-ledninger inn til Istad transformatorstasjon, og den som normalt blir hardest belastet ved feil på 420 kV Viklandet-Fræna. Dette er fordi ledningen også er en del av forsyningen til Kristiansundsområdet, og derfor har mindre ledig kapasitet. For å avlaste Viklandet-Brandhol må mer av effektflyten flyttes til Grytten-Istad. Nedtransformering fra 420 kV til 132 kV i nærheten av Grytten kan få til dette. Da vil vi kunne få en bedre fordeling mellom ledningene inn til Istad transformatorstasjon, samt at knytningen til 420 kV vil gi bedre spenningsstøtte til 132 kV-nettet i området.

Dette første trinnet gir ingen reduksjon i forventet antall avbrudd som vil ramme Nyhamna siden dette ikke gir noen dublering for ledninger eller andre komponenter som er nødvendig for forsyningen.

Reservekapasiteten i 132 kV nettet vil derimot økes fra dagens 50 MW til opp mot 200 MW. Dette vil redusere avbruddskostnader som følge av langvarige feil. Videre vil sikkerhet for hurtig tilgang til reserveforsyning til essensielle hjelpesystemer kunne bidra til en noe raskere oppstart av anlegget etter et avbrudd. Det vil være spesielt viktig med sikker tilgang til minst 20 MW dersom dagens systemvern kan endres slik at essensielle hjelpesystemer får momentan eller tilnærmet momentan reserve ved et avbrudd. Det kan også være andre tiltak som gir hurtig tilgang, men vi har ikke vurdert det detaljert p.t.

Andre trinn er ledning til Fræna

Et neste trinn kan være ny ledning på 420 kV fra Isfjorden til Fræna. I Fræna er det da behov for utvidelse av eksisterende stasjon, blant annet med ny transformator. Første del av ledningen fra Isfjorden til området rundt Istad forutsettes å følge ca samme trase som eksisterende 132 kV ledning mellom Grytten og Istad. For enkelte partier er dette ikke mulig og vi må bygge i eksisterende trasé. 132 kV Isfjorden-Istad må derfor rives. Andre del av ledningen vil gå i parallell med eksisterende 420 kV forbindelse i området mellom Istad og Fræna. Med økt transformeringskapasitet i Fræna kan man med denne løsningen også sanere en av dagens to 132 kV ledninger mellom Årødal og Istad, ca 22 km.

³⁶

Isfjorden-Fræna vil gi dublering av dagens 420-kV forsyning fram til Fræna som er sentralnettpunkt i dag. Dette gir en svært lav sannsynlighet for avbrudd på 420 kV forsyning. N-1 kapasitet til Fræna blir godt over 1000 MW og det gir god kapasitet til å forsyne både Nyhamna og øvrig forbruk innenfor N-1.

Indre delvis løsning med stopp i Istad

En indre delvis løsning kan stoppe i Istad. Da må det etableres en ny transformatorstasjon i Istad. Med en slik løsning får vi dublering av 420 kV forsyningen forbi det mest feilutsatte området på dagens 420 kV Viklandet-Fræna, som er fjellområdet mellom Viklandet og Brandhol. Dette gir færre forventede avbrudd som følge av feil på ledning. Med transformering mellom 420 kV og 132 kV i Istad oppnår man en reservekapasitet gjennom 132 kV nettet på opp mot 250 MW. Det vil si at ved avbrudd som oppstår den delen av 420 kV-forbindelsen som ikke er dublet, mellom Istad og Fræna, kan opp mot 250 MW forsynes gjennom 132-kV nettet. På samme måte som reserven som etableres med Isfjorden stasjon vil denne kunne "spises" opp av økning i øvrig forbruk på Romsdalshalvøya.

Ledningen følger ca samme trase som eksisterende 132 kV ledning mellom Grytten og Istad. Også her må ny ledning bygges før den eksisterende 132 kV-ledningen kan saneres.

Med delvis løsning til Istad er det ikke behov for transformering både i Istad og i Isfjorden. Om man ikke først etablerer Isfjorden stasjon med transformering, men skal realisere alt dette samtidig, er det

³⁶ Rivekostnadene for disse strekningene er inkludert i basisestimatet.

tilstrekkelig med en koblingsstasjon i Isfjorden. Dette vil koste mindre. Videre i analysen legger vi til grunn at delvis løsning realiseres i ett, og derfor ikke inkluderer transformering i Isfjorden. Ved etablering av Isfjorden stasjon som første trinn i en trinnvis løsning (dvs inkludert transformering) er det imidlertid en opsjon at et trinn 2 går kun til Istad og ikke til Fræna. En mulighet er også å flytte transformatorer fra Isfjorden til Istad, eller til andre steder.

Dublering eller forsterkning av industriradialen Fræna-Nyhamna

Dersom det er etablert N-1 forsyning til Fræna, gjenstår spørsmålet om hvordan vi kan sikre N-1 helt til Nyhamna. Her er det ikke mange reelle alternativer, dublert 420 kV eller alternativ 132 kV forsyning er det eneste mulige ut fra stasjonsløsningene i Fræna og Nyhamna. Det er uansett viktig å tenke nøye gjennom nytten av dublering på denne strekningen. Alle kortslutninger på denne strekningen vil medføre så store spenningsdipper at kompressorene på Nyhamna faller ut. Videre vil en enfase-feil på luftledning på grunn av kabelstrekningen alltid medføre 3-fase permanent utkobling av feilbefengt ledning, selv om feilen er forbigående.

Verdien ligger dermed i å unngå langvarig avbrudd for Nyhamna ved feil med lang reparasjonstid på luftledning eller kabel på denne strekningen. Ledningsdelen av forbindelsen utgjør 6 km i et ikke spesielt utsatt terreng, og det forventes derfor få feil på ledningen. Kabelbrudd på mer enn to faser kan imidlertid være svært alvorlig.

Det er lagt en reservekabel i sjø som kan kobles inn dersom det oppstår feil på en kabel (en fase). Dette tar om lag 24 timer. Samtidig feil på mer enn en fase vil innebære behov for omfattende reparasjon som vil ta lang tid og da snakker vi om flere uker. Vi kjenner kun til et fåtall eksempler på slike hendelser på verdensbasis. Sannsynligheten er altså svært lav, men konsekvensen er høy.

For løsninger på 420 kV finnes det flere mulige løsningsvalg. Et alternativ er å etablere en forbindelse til Nyhamna med sjøkabel og luftledning tilsvarende den som finnes i dag. Et løsningsvalg med kabel hele veien kan ha fordeler med hensyn til gjennomførbarhet og miljøvirkninger. Videre øker dette muligheten for å legge nye sjøkabler et stykke unna de som er der i dag.

En 132 kV løsning har noen problemstillinger sammenlignet med 420 kV løsning. Det vil blant annet medføre krav om galvanisk skille og trolig krav om to kabelsett ved en løsning på 132 kV.

Videre i analysen har vi lagt til grunn en løsning som er nær identisk med dagens industriradial på 420 kV. Det er mulig å forsterke industriradialen i alle varianter av indre konsept, også i nullalternativet. I dag er Nyhamna avhengig av denne forbindelsen for å kunne nyttiggjøre seg av reserve fra 132 kV-nettet og forbindelsen må være intakt for at reservekraftverket skal kunne produsere. Nyhamna er med andre ord like sårbar for feil på denne forbindelsen i dag som hva vil være tilfellet etter utvidelsen.

Andre varianter av en indre løsning

I N-1 utredningen ble også en løsning fra Viklandet stasjon, via Brandhol, nærmere utredet. Foreløpige vurderinger tilsier at dette er en mindre egnet trase ut fra hensyn både til miljø- og arealinngrep og leveringspålidelighet, enn om man går fra Isfjorden. Utredningen viste også at det ikke var veldig store forskjeller i investeringskostnader på disse løsningene.

I KVVU har vi kun sett på et indre konsept fra Isfjorden. Detaljert trase- og løsningsvalg er riktignok gjenstand for behandling i senere konsesjonsprosess, men det er vesentlig å påpeke at nytten av å etablere transformering nettopp ved Isfjorden er en helt vesentlig egenskap ved indre konsept. Muligheten for trinnvis realisering er helt sentral for konseptet, og det innebærer i dette tilfellet at man er nokså låst til et bestemt løsningsvalg allerede ved konseptvalg.

Nettforsterkninger på 420 kV nivå gir god leveringspålidelighet for Nyhamna og legger til rette for utvikling i øvrig forbruk

2015

Vi tar nettkonsepter på 420 kV og reservekraftverk som risikoreducerende tiltak videre til alternativanalysen

Vi oppsummerer mulighetsstudien ved å sammenholde tiltakene vi har vurdert opp mot indikatorene som vi definerte sammen med mål for tiltaket.

	Færre avbrudd	Mer reserveforsyning	Tidspunkt for idriftsettelse	Konklusjon
Tiltak i driften av kraftsystemet	Nei	Nei	Kan være klart relativt raskt.	Forkastes fordi tiltaket har liten virkning.
Tiltak på forbrukssiden og innen energilagring	Nei	I liten grad fordi potensialet er for lite.	Usikkert.	Forkastes fordi tiltaket har liten virkning.
Lokal produksjon	Potensielt, men svært kostbart med kontinuerlig drift av reservekraftverk eller annen ny produksjon	Reservekraftverk kan gi 150 MW etter en oppstartsperiode på cirka 4-12 timer, avhengig av beredskap.	Er allerede installert og kan dermed gi nyttevirksomheter fra 2017.	Reservekraftverk som risikoreducerende tiltak tas videre til alternativanalysen. Løsninger for momentan reserve for usikre og kostbare.
Nettforsterkninger på 132 kV	Nei	Kan gi 100-200 MW reserveforsyning	Konsesjonsprosess og byggetid tar flere år, men forventet å være noe kortere enn 420 kV-løsninger.	Forkastes fordi det i liten grad bidrar til å løse prosjektutløsende behov og fordi løsningene uansett vil være kostbare sammenliknet trinn av 420 kV-konsept.
Ytre konsept på 420 kV	Gir fullverdig N-1 til Nyhamna	Vil gi flere hundre megawatt reserveforsyning.	Konsesjonsprosess og byggetid tar flere år.	Tas videre til alternativanalyse
Indre trinnvis konsept på 420 kV	Kan gi fullverdig N-1 til Nyhamna (Trinn 1, trinn 2 og dubler industriradial)	Vil gi mer reserveforsyning. Hvor mye avhenger av hvilket trinn som realiseres.	Konsesjonsprosess og byggetid tar flere år. Mindre tiltak kan være på plass før større.	Tas videre til alternativanalyse

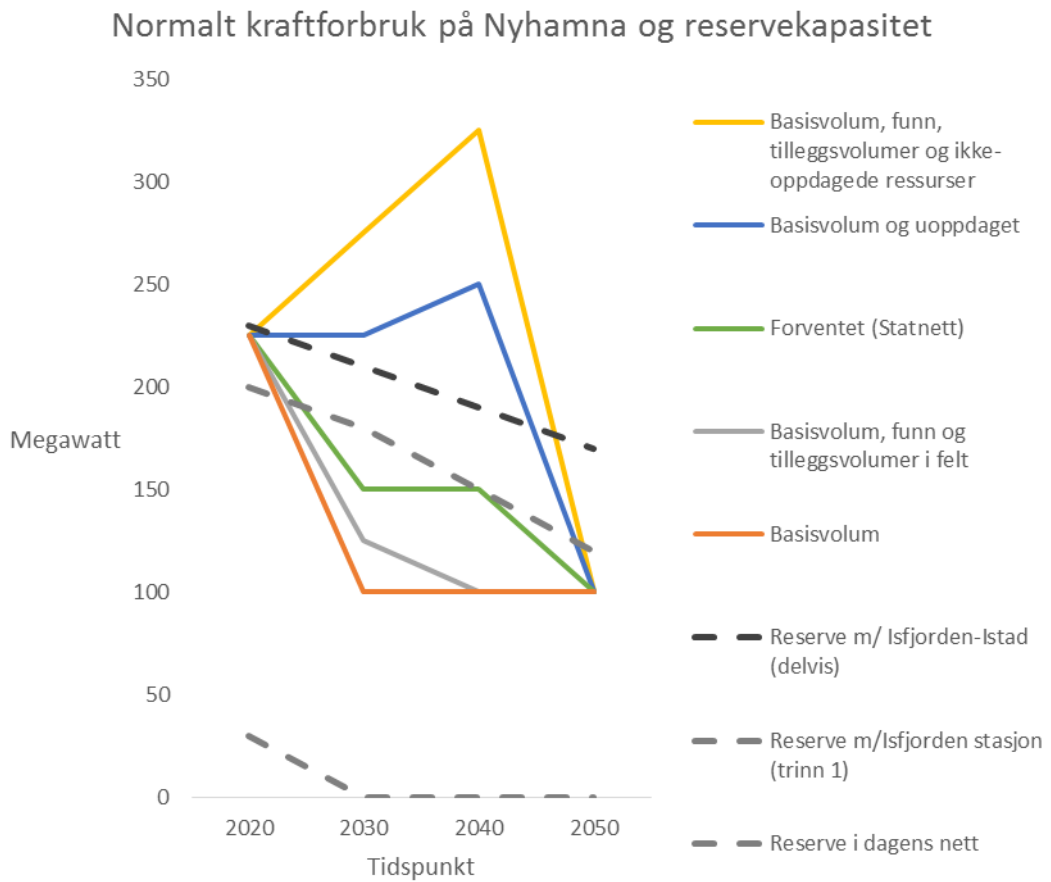
I tabellen under ser vi nærmere på de ulike trinn eller deler av et Indre konsept og vurderer disse tiltakene isolert mot indikatorene vi har definert sammen med mål for tiltaket:

K1: Indre konsept på 420 kV – trinn/deler	Færre avbrudd	Mer reserveforsyning	Idriftsettelse
Trinn 1: Isfjorden stasjon	Gir ikke færre avbrudd	Gir opp mot 200 MW reservekapasitet gjennom 132-kV nettet	Kan sannsynligvis være på plass 3-4 år tidligere enn trinn 2 og Delvis N-1.
Trinn 2: Isfjorden-Fræna	Gir N-1 til Fræna, og dermed stor reduksjon i forventede avbrudd	Vil gi flere hundre megawatt reserveforsyning.	
Dublert industriradial	Unngår avbrudd som følge av feil på industriradialen	Gir ikke i seg selv noe økt reservekapasitet fra nettet	
Delvis: Isfjorden-Istad	Gir N-1 til Istad og færre avbrudd pga dublering (N-1) forbi mest feilutsatt område	Gir opp mot 250 MW reservekapasitet gjennom 132-kV nettet	

Sammen med nullalternativet tar vi Ytre konsept og Indre trinnvis konsept på 420 kV videre til en detaljert analyse i neste kapittel. Videreføring av reservekraftverk på Nyhamna tar vi med som et 0+ konsept. Videre i alternativanalysen benevner vi konseptene og variantene av Indre konsept som vist i tabellen under:

K0	K0+: RKV	K1: Indre			K2: Ytre
Videreføre dagens nett	RKV Nyhamna	Delvis Isf-Istad	Trinnvis Isfjorden	Fræna	Opsjon + Fræ-Nyh Ørskog til ... Nyhamna

Sammenhengen mellom reserveforsyning i Fræna og kraftforbruk på Nyhamna i konsept 0, K1: Trinnvis del 1 (Isfjorden), K1: Delvis (Isfjorden-Istad) og i konsept 0 er vist i figuren nedenfor. I K1: Trinnvis del 2 og i K2: Ytre er reservekapasiteten langt høyere slik at det er flere hundre megawatt ledig kapasitet på Romsdalshalvøya forutsatt tilstrekkelig transformator kapasitet.



Figur 17: Sammenheng mellom normalt kraftforbruk og reservekapasitet på Nyhamna.

Sammenhengen mellom kraftbehov og gass eksport er ikke en-til-en. Jo mer gass som skal eksporteres, jo tyngre vil eksportkompressorene kjøre. Å øke eksporten fra 20 til 30 MSm³/døgn krever derfor langt mindre kraft enn å øke eksporten fra 70 til 80 MSm³/døgn. Dette gjør at reserveforsyning for deler av det normale kraftforbruket kan ha relativt god virkning.

Del IV

Alternativanalyse

Formålet med alternativanalysen er å rangere alternative konsepter gjennom en samfunnsøkonomisk analyse. Samfunnets kostnader og nytte ved de mest aktuelle alternativene fra mulighetsstudien, skal synliggjøres. Både prissatte og ikke-prissatte virkninger blir vurdert. I tillegg er usikkerhetsanalysen viktig. Tiltak som har en større samfunnsmessig nytte enn samfunnsmessig kostnad er aktuelle å gjennomføre.

Fordeler av nettinvesteringer er ofte økt leveringspålidelighet, økt verdiskapning i form av mulighet for lønnsom kraftforbruk og -produksjon og reduserte flaskehalskostnader. I denne analysen er økt leveringspålidelighet viktigste virkning. Ulempene er særlig investeringskostnader og negative virkninger for naturmangfold, landskap, andre arealinteresser og lokalsamfunn.

13 Prissatte virkninger

De viktigste prissatte nyttevirkningene er knyttet til bedre leveringspålitelighet for Nyhamna. Færre avbrudd i strømforsyningen, kortere oppstartstid og muligheten for gasseksport med reserveforsyning bidrar til å redusere avbruddskostnadene. Det er også andre nyttevirkinger som sparte avbruddskostnader for øvrige forbrukere på Romsdalshalvøya, men disse er forventet å være relativt små. På kostnadssiden er investeringskostnader dominerende.

I det følgende oppgis alle nåverdier per i 2015. Alle kronebeløp er oppgitt i millioner 2015-kroner og rundet av til nærmeste 10-millioner kroner. Analysen tar utgangspunkt i forventningsverdier, for eksempel for gasstilgang på Nyhamna og forventet scenario for øvrig forbruksvekst. Forventningsverdiene er usikre og i en samlet vurdering er derfor usikkerhetsanalysen viktig.

Virkninger på kostnader i kraftsystemet

Med virkninger på kostnader i nettet mener vi investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, reinvesteringskostnader og kostnader knyttet til overføringstap.

Investeringskostnader og tidspunkt for idriftsettelse

De neddiskonterte investeringskostnadene avhenger av hvor store investeringskostnadene er og når de påløper. Forventede investeringskostnader og antatt tidspunkt for idriftsettelse er vist i tabellen nedenfor. Under tabellen følger en nærmere forklaring av kostnadsanslagene og tidspunktene. Nåverdien av investeringskostnadene er justert for at kostnadene påløper før idriftsettelse.

Tabell 3: Investeringskostnader og antatt idriftsettelse

Investeringskostnader (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre				K2: Ytre
	Beholde	Delvis	Trinnvis		Opsjon	Ørskog til ...
	RKV	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh	Nyhamna
Forventede investeringer (ikke diskontert)	0	-920	-330	-1 240	-500	-1 760
Antatt idriftsettelse	2017	2023	2020	2024	2024	2023
Antatt byggetid (år)	0	3	2	4	4	3
Forventede investeringskostnader (nåverdi)	0	-570	-250	-790	-290	-1 100

*) Vi har lagt inn dublering av Fræna-Nyhamna som et selvstendig alternativ. Kostnaden ved fullverdig N-1 i K1: Indre er summen av trinnvis: Fræna og Opsjon Fræna-Nyhamna.

Innenfor hvert konsept er det flere mulige løsningsvalg. I estimatene som inngår i analysen har vi lagt til grunn de løsningsvalgene som vi mener er tilstrekkelige for å løse behovet, og som vi vurderer som mest sannsynlige ut fra det vi vet i dag. Kostnadsestimatet er beregnet med verktøy for estimatklasse 5. Estimateret er basert på en top-down stokastisk metode som bygger på skjønn og brukes i tidligfase hvor konseptene er overordnet beskrevet. Inkludert i estimatet er det et påslag fra en kvantitativ usikkerhetsanalyse på dette løsningsvalget.

Tidspunkt for idriftsettelse påvirker både nytte- og kostnadsvirkninger og har derfor betydning for analysen. Vi har forsøkt å estimere et ambisiøst, men mulig idriftsettelsestidspunkt. Det vil si at tiltaket får prioritet i Statnett og hos myndigheter, samtidig som det gjennomføres med relativt normal fremdrift.

Vi forventer at Isfjorden stasjon kan være idriftsatt 3-4 år tidligere enn tiltak som også innebærer ledning og kabel. For de fulle konseptene er det mindre forskjell, men vi antar at K2: Ørskog-Nyhamna vil kunne ferdigstilles om lag et år tidligere enn K1: Isfjorden-Fræna. I analysen forventer vi idriftsettelse av Isfjorden stasjon i 2020.

Det er utfordrende å gi et forventningsrett anslag på når de ulike konseptene kan være i drift. Usikkerhetsdrivere og risikofaktorer er knyttet til både myndighetsprosesser, omfang og teknisk

kompleksitet av tiltaket, i tillegg til kapasitet i markedet. Gjennomføring må også sees i lys av den samlede prosjektporteføljen til Statnett. Hovedfokus har derfor vært å anslå relative forventede forskjeller i gjennomføringstid for de ulike konsepter og trinn. Årstallene som er lagt til grunn i alternativanalysen er basert på anslag gjort i en svært tidlig fase, og videre prosjektutvikling vil gi grunnlag for større sikkerhet om tidspunkt for idriftsettelse.

Økte drifts- og vedlikeholdskostnader (nettanlegg)

I alle alternativene øker drifts- og vedlikeholdskostnadene sammenliknet med nullalternativet. Dette skyldes at omfanget av nettanlegg øker. På sikt kan dette imidlertid reduseres gjennom mindre behov for reinvesteringer i eksisterende nett. Drifts- og vedlikeholdskostnadene er basert på historiske drifts- og vedlikeholdskostnader på liknende nettanlegg i Statnett.

Den største forskjellen mellom konsept 1 og konsept 2 er kostnader knyttet til drift- og vedlikehold av kabelen i konsept 2. For denne har vi gjort en egen vurdering basert på traselengde, dybde, teknologi, beskyttelse og reservemateriell. I tillegg til reparasjons- og vedlikeholdskostnader må det blant annet gjennomføres regelmessige undersøkelser av hele traséen, samt årlige landtaksundersøkelser.

Tabell 4: Nåverdi av drifts- og vedlikeholdskostnader.

Drifts og vedlikeholdskostnader (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre				K2: Ytre
	RKV	Delvis	Trinnvis		Opsjon	Ørskog til ...
	Nyhamna	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh	Nyhamna
Økte drifts og vedlikeholdskostnader (nettanlegg)	0	-50	-30	-40	-50	-60

Kostnader reservekraftverk

I konsept 0+ blir reservekraftverket værende på Nyhamna fra SAKS-funksjonen opphører i 2017 til reservekraftverket antas faset ut i 2030. Da legger vi til grunn at det enten fases ut eller at det gjennomføres større reinvesteringer fordi kraftverket er mer enn 20 år gammelt, og vi antar at førstnevnte blir gjennomført fordi kostnadene sannsynligvis vil være høye sammenliknet med nytten.

Det er høye kostnader knyttet til å videreføre reservekraftverket. Reservekraftverket er i god stand i dag og har en alternativ verdi. Denne faller over tid, men er relativt høy i 2017. Det er videre løpende drifts- og vedlikeholdskostnader. I tillegg medfører testing og bruk av reservekraftverket gass- og CO₂-kostnader, men disse er relativt små siden det er i lite bruk.

Tabell 5: Nåverdi av kostnader knyttet til videreføring av reservekraftverk (RKV) i konsept 0+.

Kostnader reservekraftverk (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV
	RKV
	Nyhamna
Kostnader reservekraftverk	-310

Vi har estimert produksjonskostnadene for kraft basert på samme gasspriser som i avbrudds-kostnadene. CO₂-kostnadene er antatt til 615 kr/tonn, fordi vi har inkludert CO₂-avgiften i petroleumssektoren (415 kr/tonn). Drifts- og vedlikeholdskostnader er basert på dagens nivå, mens alternativverdien av kraftverket er basert på bokførte verdier justert for transaksjonskostnader.

Sparte reinvesteringer kostnader

K1: Isfjorden-Istad og K1: Isfjorden-Fræna gir sparte reinvesteringer sammenliknet med nullalternativet. Det skyldes at vi med å bygge nye ledninger slipper å reinvestere de som planlegges revet i disse alternativene. Med kun K1: Isfjorden stasjon påvirkes ikke reinvesteringer behovet, mens bildet er mer komplisert for K2: Ørskog-Nyhamna.

Prissatte virkninger

2015

I K2: Ørskog-Nyhamna kan vi også unngå de samme reinvesteringene som i K1: Isfjorden-Fræna, men det vil kreve mer transformator kapasitet i Fræna. Kostnadene ved mer transformator kapasitet er kun marginalt mindre enn de reduserte reinvesteringskostnadene og konseptet medfører derfor nærmest neglisjerbare virkninger på reinvesteringskostnadene.

Videre kan K2: Ørskog-Nyhamna medføre et større reinvesteringsbehov i sentralnettet på lang sikt. For eksempel på forbindelsen fra Ørskog til Fræna via Nyhamna hvor kablene etter hvert må reinvesteres. Dagens industriradial 420 kV Fræna – Nyhamna når forventet teknisk levetid i løpet av 2050-tallet. Vi har ikke tatt hensyn til dette her siden kostnaden er høy og behovet er usikkert. Vi har derfor justert dette gjennom kortere levetid, som gir avbruddskostnader tilsvarende konsept 0 i perioden 2056 til 2060 (ved analyseperiodens slutt).

Tabell 6: Nåverdi av sparte reinvesteringskostnader

Reinvesteringer (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre			K2: Ytre
	RKV	Delvis	Trinnvis		Ørskog til ...
	Nyhamna	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh Nyhamna
Sparte reinvesteringer	0	50	0	60	0

Virkning på overføringstap

Overføringstap er elektrisk energi som går over til varme når vi overfører kraft i nettet. Med større tverrsnitt og/eller høyere spenningsnivå reduseres overføringstapene. Våre beregninger viser at tapene reduseres om lag 17,5 GWh per år dersom vi etablerer en ny 420 kV til Nyhamna eller Fræna³⁷. Vi antar at virkningen er om lag halvparten i K1: Isfjorden – Istad (delvis), mens vi har beregnet at virkningene på overføringstap er neglisjerbare med K1: Isfjorden (trinn 1).

Vi benytter kraftprisen som en indikasjon på samfunnets betalingsvilje for å redusere overføringstapene. Kraftprisen representerer sannsynligvis et minimumsnivå for den samfunnsøkonomiske kostnaden. For eksempel indikerer elsertifikatprisene at betalingsviljen for ny fornybar kraft kan være større enn markedsprisen. Myndighetene har videre flere virkemidler for energieffektivisering. Reduserte tap kan være et effektivt virkemiddel i denne sammenheng, men det har vi ikke vurdert her siden tap utgjør en liten del av nyttevirkningene og derfor har liten betydning.

Kraftprisen vi legger til grunn er basert på Statnetts langsiktige markedsanalyse per april 2015. Det vil si kraftpriser på 335 kr/MWh i 2020 og 525 kr/MWh fra og med 2030³⁸. I perioden mellom 2020 og 2030 har vi antatt en lineær økning.

³⁷ Tapsreduksjonene er estimert til 1,6 MW i tunglast og 2,9 MW i lettlast for K1: Fræna (trinn 2). I N-1-rapporten fra 2014 viste vi at tapene var om lag identiske i dette konseptet i K2: Ørskog – Nyhamna. Tapene på en kabel fra Ørskog er i utgangspunktet lavere enn med en ledning til Fræna, men siden kablene medfører behov for flere reaktorer (som også har tap) kommer begge disse løsningene om lag likt ut. I snitt antar vi at tapene reduseres 2 MW per time, fordi tapene i lettlastcasen sannsynligvis er noe overvurdert pga. transittforhold i 132 kV-nettet. Tapene er estimert basert på Statnetts sist oppdaterte basisdatasett i PSSE, oppdatert med planlagt utvidelse på Nyhamna samt ny 420 kV ledning Ørskog-Sogndal.

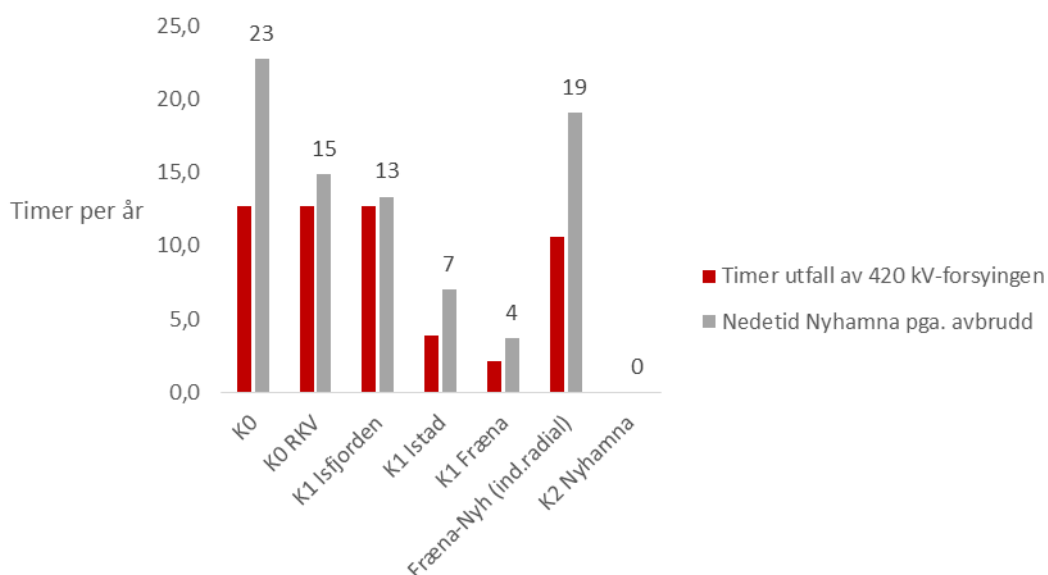
³⁸ Statnetts markedsanalyser oppgir priser i euro. Vi har brukt en valutakurs på 8,5 kr per euro i omregningen.

Tabell 7: Nåverdi av virkning på overføringstap

Overføringstap (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre			K2: Ytre	
	RKV	Delvis	Trinnvis		Ørskog til ...	
	Nyhamna	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh Nyhamna	
Reduserte overføringstap (GWh/år)	0	9	0	18	0	18
Reduserte overføringstap (nåverdi)	0	70	0	140	0	140

Kostnader på Nyhamna som følge av avbrudd i kraftforsyningen

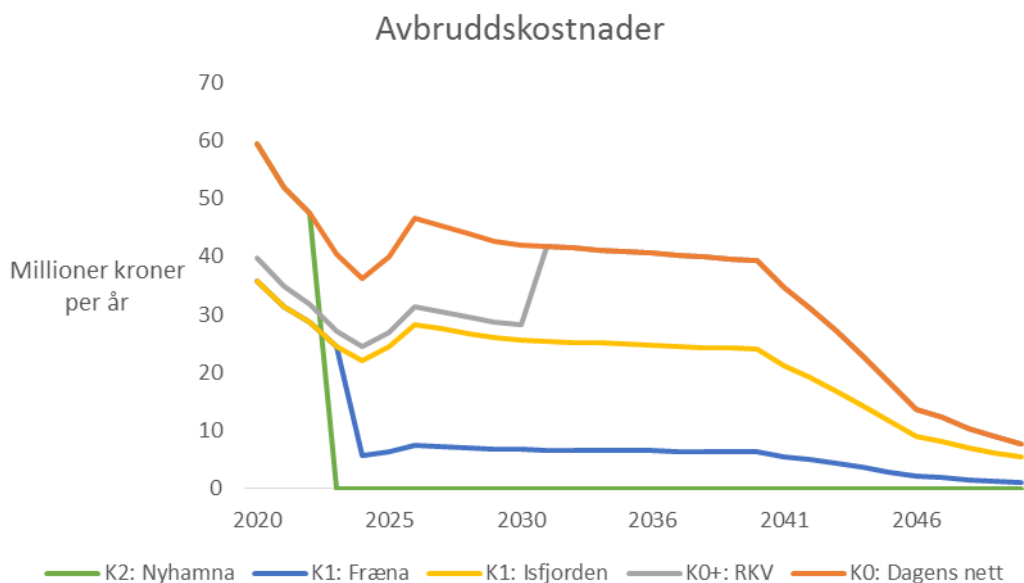
Konseptene styrker leveringspåliteligheten på Nyhamna slik at nedetiden på Nyhamna blir sammenliknet med nullalternativet. I nullalternativet forventer vi at nedetiden på Nyhamna pga. avbrudd er om lag 23 timer per år (cirka 0,3 prosent). I K0+ og K1: Isfjorden (trinn 1) bedres leveringspåliteligheten pga. økt reservekapasitet som reduserer konsekvensene av avbrudd som varer i mange timer, dager eller uker. I de andre konseptene blir det både færre avbrudd og økt reserveforsyning. Forventet timer nedetid på Nyhamna er vist i figuren nedenfor³⁹.



Figur 18: Forventet timer utfall av 420 kV-forsyning og nedetid Nyhamna pga. avbrudd per .

Avbruddskostnadene per år er høyest de første årene i analyseperioden. Tidspunkt for idriftsettelse er derfor viktig for de samlede nyttevirkningene. Avbruddskostnadene per år på Nyhamna er vist i figuren nedenfor. Reservekraftverket medfører at kostnadene reduseres med om lag en tredjedel, mens ytterligere tiltak for økt oppetid reduserer kostnadene ytterligere. Etter 2030 øker kostnadene i konsept 0+ igjen som følge av at reservekraftverket fases ut.

³⁹ Konsekvensene varierer over tid, spesielt i konseptene med mange timer utfall i 420 kV-forsyningen. Vi har brukt snittet av produksjon under reserveforsyning i 2020 og 2030 i hvert konsept i beregningen av nedetid Nyhamna per år. Senere er produksjonsnivået lavere slik at reserveforsyning har større virkning. Men høyere avbruddskostnader jo mer som blir produsert og diskonterings-effekten gjør at vi mener dette er en rimelig antakelse.



Figur 19: Avbruddskostnader på Nyhamna som følge av avbrudd i kraftforsyningen i forventet scenario for gasstilgang.

Samlet bidrar dette til at konseptene reduserer avbruddskostnadene på Nyhamna vesentlig sammenliknet med konsept 0. Beregningene er basert på et avkastningskrav på syv prosent, som er Olje- og energidepartementets anbefalte avkastningskrav for denne sektoren.

Tabell 8: Nåverdi av reduserte kostnader på Nyhamna som følge av avbrudd i kraftforsyningen

Avbruddskostnader Nyhamna (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre			K2: Ytre	
	RKV	Delvis	Trinnvis		Ørskog til ...	
	Nyhamna	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh Nyhamna	
Reduserte avbruddskostnader Nyhamna	140	190	150	270	40	290

Kostnader på Nyhamna som følge av kritisk vedlikehold i kraftforsyningen

I behovsanalysen viste vi at det fremover vil oppstå situasjoner hvor Nyhamna må redusere gasseksporten som følge av kritisk vedlikehold i kraftforsyningen. Med konseptene øker reserveforsyningen slik at konsekvensene av utkoblinger reduseres helt eller delvis.

I behovsanalysen viste vi at tapt produksjon per år pga. kritisk vedlikehold i 420 kV-forsyningen medfører et forventet produksjonstap på cirka fire timer per år. Dette var basert på 10 timer produksjonstap per hendelse og at kritisk vedlikehold var nødvendig litt over annethvert år. Hvor ofte kritisk vedlikehold er nødvendig avhenger av delstrekning og vi har antatt at det inntreffer noe oftere på Viklandet – Istad enn for de øvrige delstrekningene⁴⁰.

⁴⁰ Sannsynligheten er relativt konservativt estimert sammenliknet med antall utkoblinger pga. vedlikehold siden idriftsettelse. Viklandet – Fræna har vært koblet ut 1,5 ganger per år og industri-radialen har blitt koblet ut 0,5 ganger per år. Mye av dette arbeidet har vært koordinert slik at samlet utkobling ikke har vært to ganger per år, som betyr at den faktiske hyppigheten av utkoblinger har vært lavere enn summen av delstrekningene skulle tilsi. Videre har en del av de historiske utkoblingene vært knyttet til tiltak på ledningen, som nå er gjennomført.

Tabell 9: Forventet sannsynlighet for reparasjoner som ikke kan koordineres med Nyhamna per år.

Utkobling som følge av nødvendig vedlikehold kraftledning	Viklandet-Istad	Istad-Fræna	Fræna-Nyhamna	Totalt
Sannsynlighet vedlikehold (med utkobling) per delstrekning per år	25 %	15 %	10 %	50 %
Sannsynlighet full nedstengning av Nyhamna per år	86 %			
Sannsynlighet reparasjoner som ikke kan koordineres med Nyhamna	21 %	13 %	9 %	43 %

I løsningsene med noe reserveforsyning antar vi at anlegget må kjøre ned gasseksporten til null før 420 kV-forsyningen kobles ut. Deretter trappes gasseksporten opp igjen basert på reserveforsyningen fra 132 kV-nettet. Dette gjør at samlet produksjonstap om lag tilsvarer tapt produksjon under oppkjøring i et varmt anlegg. Tapt produksjon reduseres derfor fra ti timer til seks timer per utkobling.

Merk at reserveforsyningen ikke tilgjengelig ved utkobling av industriradialen mellom Fræna og Nyhamna. Vi antar at industriradialen må kobles ut for kritisk vedlikehold hvert tiende år. Ved slike utkoblinger er produksjonstapet forenklet antatt til 10 timer. Dette gjelder ikke dersom industriradialen dubleres eller K2: Ørskog-Nyhamna blir gjennomført.

Oppsummert medfører dette at i konsept 2 reduseres nedetiden per år pga. kritisk vedlikehold til null. I K1: Isfjorden stasjon gjør den ikke det, men oppkjøringen av gassproduksjonen kan starte umiddelbart pga. økt reserveforsyning. Det samme er tilfelle i K0+: RKV. K0+: RKV er klart tidlig i analyseperioden, men fases ut i 2030 og dette begrenser nytten på lang sikt.

Tabell 10: Nåverdi av reduserte kostnader pga. kritisk vedlikehold i 420 kV-forsyningen til Nyhamna.

Avbruddskostnader Nyhamna (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre			K2: Ytre	
	RKV	Delvis	Trinnvis		Ørskog til ...	
	Nyhamna	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh Nyhamna	
Redusert nedetid pga. kritisk vedlikehold (timer per år)	1,4	2,1	1,4	3,4	0,9	4,3
Reduserte planlagte avbruddskostnader Nyhamna	30	20	20	40	10	50

Avbruddskostnader for øvrige kunder

I nullalternativet svekkes gradvis leveringspåliteligheten for øvrige kunder på grunn av forbruksveksten. Veksten er innen alminnelig forsyning på Romsdalshalvøya og i Kristiansandsområdet, samt Troll Housing (15 MW) på Romsdalshalvøya. Omfanget av brudd på N-1-kriteriet er imidlertid lite frem til omkring 2040, både målt i antall megawatt og andel av tiden.

Vi antar at Hustadmarmor vil knyttes til systemvern for å håndtere risikoen. Dette skyldes at Hustadmarmor har lavere avbruddskostnader en Troll Housing⁴¹, samtidig som rammene for analysen ikke tillater at forbruk i distribusjonsnettet knyttes til systemvern. Videre kreves det ikke systemvern på Troll Housing i utgangspunktet, dersom de kun trenger 15 MW som vi forutsetter.

Siden omfanget av brudd på N-1 er relativt små – spesielt før 2040 – er de forventede avbruddskostnadene små i nullalternativet. Alle skiftalternativene har tilstrekkelig kapasitet til å håndtere den forventede veksten. Siden kostnadene i utgangspunktet var små, er denne gevinsten imidlertid reglisjerbar.

⁴¹ Avbruddskostnadene på Troll Housing er ukjente, men bedriften vil inngå i gruppen Handel og private tjenester. Vi har derfor benyttet avbruddssatsene fra denne forbruksgruppen i beregningen av avbruddssatser. Satsene i denne gruppen er høyere enn i eldrevne prosesser kjemisk, hvor Hustadmarmor inngår. Avbruddskostnadene vi har lagt til grunn er 151 kr/kWh for avbrudd på 1 time og 9,5 kr/kWh per time for avbrudd på 50 timer.

Prissatte virkninger

2015

Oppsummering av prissatte virkninger

På bakgrunn av virkningene ovenfor kan vi sammenstille de prissatte virkningene. Med forventet forbruksutvikling, forventet gassressursscenario (Statnett) og dagens systemvernløsning får vi at alle konseptene har negative prissatte virkninger sammenliknet med nullalternativet. Det indre konseptet med trinnvis gjennomføring (Isfjorden stasjon) fremstår som det beste rangert etter prissatte virkninger. Det ytre konseptet rangeres sist.

Tabell 11: Oppsummering av prissatte virkninger i forventet scenario og dagens systemvernløsning. Alle kronebeløp avrundet til nærmeste ti millioner kroner.

Oppsummering av samfunnsøkonomisk analyse (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre				K2: Ytre
	RKV	Delvis	Trinnvis		Opsjon*	Ørskog til ...
	Nyhamna	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh	Nyhamna
Generell informasjon						
Forventede investeringskostnader	0	-920	-330	-1240	-500	-1760
Antatt idriftsettelse	2017	2023	2020	2024	2024	2023
Forventede prissatte virkninger (NPV per 2015)						
Investeringskostnader	0	-570	-250	-790	-290	-1100
Økte drifts- og vedlikeholdskost. nett	0	-50	-30	-40	-50	-60
Sparte reinvesteringer	0	50	0	60	0	0
Sparte overføringstap	0	70	0	140	0	140
Lavere avbruddskostnader (øvrige forbruk)	0	0	0	0	0	0
Lavere avb.kostnader driftsfortyrrelser (Nyhamna)	140	190	150	270	40	290
Lavere avb.kostnader vedlikehold (Nyhamna)	30	20	20	40	10	50
Kostnader reservekraftverk	-310	0	0	0	0	0
Sum prissatte virkninger	-140	-280	-100	-320	-290	-680
Rangering prissatte virkninger	3	4	2	5	i.a.	6

*) Vi har lagt inn dublering av Fræna-Nyhamna som et selvstendig alternativ siden løsningen er aktuelt i flere konsepter. Ved å summere de prissatte virkningene i trinnvis til Fræna og Opsjon Fræna – Nyhamna får man virkningene av fullverdig N-1 til Nyhamna i K1: Indre.

14 Ikke-prissatte virkninger

Ikke-prissatte virkninger er virkninger som vanskelig lar seg verdsette i kroner og øre. Like fullt må slike virkninger drøftes og vektlegges. Vi vurderer derfor disse etter en konsekvensskala basert på betydning og omfang. De mest sentrale ikke-prissatte virkningene som vurderes i dette delkapittelet er miljøvirkninger. Andre virkninger og konsekvenser av utfallsrommet i forutsetningene for prissatte virkninger drøftes i usikkerhetsanalysen.

Miljøvirkningene ved de to hovedkonseptene er ulike, men ikke vesentlig ulike i omfang. Delkonseptene som er minst i omfang, K1: Isfjorden og K1: Isfjorden-Istad, har også minst negative miljøkonsekvenser.

Et godt omdømme for norsk gass er et viktig mål for norske aktører. I behovsanalysen beskrev vi risiko for økonomiske konsekvenser pga. svekket omdømme. Vi konkluderte med at vi ikke har tilstrekkelig grunnlag til å vurdere endring i omdømme og eventuelle samfunnsøkonomiske virkninger tilknyttet dette. Vi drøfter derfor mulig betydning av omdømmevirkninger for konseptene i kapittel om Fordelingsvirkninger og andre hensyn.

Miljøvirkninger er negative i nettkonseptene og øker med omfanget av tiltak

Helt overordnet kan vi si at naturen har en egenverdi og betydning for menneskelig velferd. Naturen har en verdi for de som bor i området (bruksverdien), for de som ikke bor der, men som kunne tenke seg å benytte naturen i området (opsjonsverdien), og verdien av naturen for fremtidige generasjoner (eksistensverdien).

Konsekvensen for naturen som følge av konseptvalg må derfor bli synliggjort. Vi kaller dette miljøvirkningen av tiltaket. Miljøvirkninger er både vanskelige og kontroversielle å verdsette. Vi tilnærmer oss derfor dette som en ikke-prissatt virkning. Metodisk gjøres dette ved å sammenholde områdets betydning med tiltakets omfang for å finne tiltakets konsekvens for miljøet. Metoden som benyttes er nærmere forklart i metodevedlegget.

Tabellen under sammenstiller den samlede konsekvensen av de ulike konseptene. Betydningen av det aktuelle naturmiljøet vurderes som middels stort i samtlige konsepter. Det er dermed konseptenes omfang som avgjør forskjellen i konsekvens. Oppsummert ser vi at K1: Isfjorden har minst innvirkning på miljøet etterfulgt av K1: Isfjorden-Istad og K2: Ørskog-Nyhamna.

Selv om de to sistnevnte konseptene er vektet likt mener vi K1: Isfjorden-Istad har en mindre miljøkonsekvens, ettersom konseptet innebærer bygging i eksisterende trase, mens K2: Ørskog-Nyhamna omfatter ny ledning i uberørt natur.

Videre vurderer vi det slik at alle konseptene innehar et akseptabelt konsekvensnivå, der K1: Isfjorden-Fræna har størst negativ konsekvens med en liten til middels negativ miljøvirkning. I det følgende går vi nærmere inn på vurderingen av betydning og omfang i de ulike konseptene.

Tabell 12: Forventede virkninger på miljø

Miljøkonsekvenser	K0+: RKV	K1: Indre				K2: Ytre
	RKV	Delvis	Trinnvis		Opsjon*	Ørskog til ...
	Nyhamna	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+Fræ-Nyh	Nyhamna
Samlet konsekvens	0	-	0/-	-/--	0/-	-
Synliggjøring av omfang	Utslipp fra eksisterende kraftverk er tatt hensyn til i prissatte virkninger.	To nye stasjoner 34 km oppgradering av eksisterende trase	Én ny stasjon	Én ny stasjon (trinn 1) 34 km oppgradering i eksisterende korridor 40 km ny ledning i parallell med eksisterende ledning Rivning av 22 km ledning	2,1 km sjøkabel 7 km luftledning i parallell med eksisterende ledning	20 km ny ledningstrase i uberørt terreng 30 km sjøkabel
Rangering	1	3	2	5	I.a.	4

K0+: RKV innebærer fortsatt produksjon i eksisterende reservekraftverk på Nyhamna i forbindelse med testkjøring. I tillegg vil det være utslipp dersom det oppstår behov for å levere reserveforsyning til Nyhamna. Miljøkonsekvensen vil dermed hovedsakelig knytte seg til fortsatt CO₂-utslipp til sammenlikning med nullalternativet som forutsetter at reservekraftverket fases ut. Fordi miljøkostnaden knyttet til fortsatt CO₂-utslipp er inkludert i de prissatte virkningene gjennom kjøp av utslippskvoter anser vi dette konseptets ikke-prissatte miljøkonsekvens som **ubetydelig (0)**.

K1: Isfjorden innebærer en ny transformatorstasjon og ingen nye kraftledninger. Konseptet berører dermed naturen i mindre grad enn de øvrige konseptene som krever bygging av nye linjer. Da vi ikke har spesifikk informasjon om betydningen av det omkringliggende miljøet tillegges vi det en middels høy betydning. Med den planlagte plasseringen ved Langmyra vil ikke stasjonen være særlig synlig i nærområdet. Konseptets omfang vurderes som ubetydelig til lite (0/-) i henhold til vektingen som redegjøres for i metodevedlegget.

Samlet vurderer vi det slik at **K1: Isfjorden** har en **ubetydelig til liten negativ miljøkonsekvens (0/-)**.

I K1: Isfjorden-Istad skal en ny 420 kV-ledning bygges i samme korridor som eksisterende 132 kV-ledning fra Isfjorden til Istad med påfølgende riving av eksisterende ledning. I området er det en rekke verdifulle naturtyper. Eksisterende ledning går rett vest for Sotnakkvatnet naturvernområde og rett øst for Oltervågen naturreservat. Ved Istad trafostasjon ligger en verdifull naturtype av gråor-heggeskog. Det er ingen spesielt viktige friluftslivsområder i direkte nærhet, selv om Isfjorden i seg selv og fjellene rundt er et attraktivt friluftslivsområde. På bakgrunn av dette vurderer vi betydningen av miljøet i området som middels stort.

Strekningen Isfjorden-Istad er 34 kilometer lang. Fordi den nye ledningen legges i eksisterende korridor vil den ha mindre innvirkning på det omkringliggende miljøet enn om ledningen gikk i ny korridor. Likevel må det påregnes noe uthogging av skog i forbindelse med utbygging av ny trase. I tillegg skal det bygges to nye stasjoner. På bakgrunn av dette vurderes omfanget av konseptet som lite negativt (-).

Samlet vurderer vi det slik at **K1: Isfjorden-Istad** har en **liten negativ miljøkonsekvens (-)**.

K1: Isfjorden-Fræna innebærer en ny 40 kilometer lang 420 kV-ledning fra Istad til Fræna, i tillegg til den 34 kilometer lange ledningen fra Isfjorden til Istad. Betydningen av det aktuelle miljøet vurderes likt som i K1: Isfjorden-Istad og tildeles dermed en middels høy verdi. Linjen Istad-Fræna vil gå parallelt med eksisterende 420 kV-ledning og få et bredt ryddebelte på minst 70 meter frem til eksisterende 132 kV rives og vegetasjonen reetableres. Dette vil bli godt synlig i landskapet. På sikt vil ryddebeltet

få en bredde på 40 meter. Samtidig vil bruk av eksisterende korridor gi samling av de fysiske inngrepene, noe som har en mindre miljøinnvirkning enn bruk av helt nye områder. Videre vil konseptet gjøre det mulig å rive 22 kilometer ledning mellom Istad og Årødal. Dette representerer en positiv miljøeffekt og vil bedre synsopplevelsen i lia nord for Fannefjorden. Samtidig går det to ledninger på strekningen i dag slik at det fortsatt vil stå igjen en ledning etter riving. Når linjen som saneres trekkes fra, omfatter konseptet 52 kilometer ny ledning i eksisterende korridor, i tillegg til bygging av en ny stasjon. På bakgrunn av dette vurderer vi konseptets omfang som lite til middels stort (-/--).

Samlet vurderer vi det slik at **K1: Isfjorden-Fræna** har en **liten til middels negativ miljøkonsekvens (-/--)**. Dette skyldes hovedsakelig at denne løsningen har et større omfang enn de øvrige konseptene da det bygges ut flere kilometer linjer som vil beslaglegge et større areal.

I sistnevnte konsept må industriradialen til Nyhamna dubleres for en fullverdig N-1 løsning. Dagens forbindelse består av 7 kilometer luftledning og drøyt 2 kilometer sjøkabel, i tillegg til jordkabel frem til Nyhamna stasjon. Miljøvirkningene av tiltaket avhenger av hvilken løsning som legges til grunn. I kostnadsestimatet har vi lagt til grunn en ny forbindelse som tilsvarer eksisterende, inkludert luftledning. Dublering av luftledningen vil skje parallelt med eksisterende, men ledningen vil gå gjennom et forholdsvis åpent kulturlandskap. Det er ingen kjente naturvernområder langs ledningstraseen, og heller ingen kjente friluftsinnteresser i området. Verdien av det omkringliggende miljøet vurderes derfor som lite og omfanget som ubetydelig til lite (0/-). Miljøkonsekvensen av denne opsjonen vurderes som ubetydelig til liten (0/-). Løsningsvalg med kabel hele veien vil ha noe mindre miljøvirkning. Det samme gjelder dersom man kun velger å forsterke sjøkabelstrekningen.

Samlet sett vurderes miljøvirkningen av indre konsept med dublering av industriradialen som liten til middels negativ (-/--).

K2: Ørskog-Nyhamna vil i motsetning til de ovennevnte konseptene berøre områder der det ikke går kraftledning i dag. Den nye linjen, som skal gå mellom Ørskog og Fiksdal, strekker seg over 20 kilometer. Videre innebærer konseptet bygging av 30 kilometer sjøkabel fra Fiksdal til Nyhamna. Det ligger flere naturreservater i nærheten av den potensielle ledningstraseen. I tillegg vil luftledningen berøre landbruksområder i Ørskog og være synlig fra Ørskogfjellet som er et statlig sikret friluftslivsområde. Sjøkabelen passerer fiske- og gyteområder og det er fiskeanlegg i området. Som i de øvrige konseptene vurderer vi betydningen av det aktuelle miljøet som middels stort. Å bygge linjer i uberørt natur er et større naturinngrep enn å bygge i eksisterende korridorer og omfanget av konseptet vil derfor være større enn om linjen gikk i eller ved eksisterende trase. Sjøkabelen vil ikke påvirke det estetiske landskapet eller i særlig grad komme i konflikt med befolkning eller primærinteresser. Til sammen vurderer vi derfor omfanget av tiltaket som lite (-).

Samlet vurderer vi det slik at **K2: Ørskog-Nyhamna** medfører en **liten negativ miljøvirkning (-)**.

Økonomiske konsekvenser som følge av alvorlige feil i prosessanlegget

Shell (som driftsoperatør) har fremhevet at alle hurtige nedstenginger på Nyhamna bidrar til slitasje på roterende utstyr og brønner. Avbrudd i kraftforsyning vil også kunne føre til følgeskader og slitasje på annet utstyr, som igjen kan redusere levetid og/eller medføre økt behov for vedlikehold.

I de prissatte slitasjekostnadene var det kun tatt hensyn til de kostnadene som faktisk har oppstått historisk. Dersom det må gjøres større utbedringer som er kostbare og/eller medfører vesentlig redusert oppetid på prosessanlegget vil kostnadene være vesentlig høyere enn vi tok hensyn til i de prissatte virkningene. Det er imidlertid lite sannsynlig at slike hendelser faktisk vil inntreffe, da utstyret er designet for å tåle belastningen hurtig nedstengning medfører.

Vi har ikke hatt tilstrekkelig informasjon til å vurdere dette, men utelukker ikke at det kan være en relevant samfunnsøkonomisk virkning. Dersom virkningen er relevant forventer vi at virkningen er positiv for K1: Delvis, K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) og K2: Ørskog – Nyhamna. Dersom systemvernet på Nyhamna blir endret (se usikkerhetsanalysen) er virkningen sannsynligvis også positiv i K1: Isfjorden stasjon (trinn 1).

Andre virkninger er sannsynligvis neglisjerbare

Andre virkninger er virkninger som ofte er relevante i nettforsterkningstiltak, men som i dette tilfellet ikke ventes å ha stor betydning.

I Statnetts analyser er gjerne leveringspålitelighet sentralt. Dette er realøkonomiske virkninger som ikke alltid blir tilstrekkelig tatt hensyn til gjennom de prissatte avbruddskostnadene. Eksempler er feilhendelser som ikke var inkludert i forventet sannsynlighet eller kostnader som ikke var prissatt.

I denne analysen har vi prissatt alle feilhendelser som kan gi avbrudd på Nyhamna og som er relevante for å skille konseptene. Vi ser derfor ikke at det er noen grunn til å ha en ikke-prissatt virkning i tillegg. Vi er riktignok usikre på sannsynligheten for en del av feilene, men det er mest naturlig å drøfte dette i usikkerhetsanalysen. Fornybar kraftproduksjon er lite relevant da det er plass til mye i konsept 0.

En ny transformatorstasjon i Isfjorden kan gi kapasitet til mer vannkraft nær Isfjorden. Vi har imidlertid ikke identifisert tilstrekkelig med kommersiell lønnsom kraft til at kapasiteten i konsept 0 ikke er tilstrekkelig. Utover dette er det liten forskjell i konseptene når det gjelder mulighet for tilknytning av fornybar kraftproduksjon. Romsdalshalvøya er et underskuddsområde, og dermed er det generelt gode muligheter for å tilknytte ny produksjon. Virkningene knyttet til realisering av fornybar kraftproduksjon er derfor små i alle konseptene.

15 Forventede prissatte og ikke-prissatte virkninger er negative

Konsept 0+, 1 og 2 har negative prissatte virkninger, samt neglisjerbare til middels negative ikke-prissatte virkninger. Det betyr at nullalternativet kommer best ut når vi kun ser på de forventede samfunnsøkonomiske virkningene. Av de vurderte konseptene kommer det indre best ut. En trinnvis gjennomføring og Isfjorden stasjon har de beste prissatte og ikke-prissatte virkningene.

Tabell 13: Oppsummering av forventede prissatte og ikke-prissatte virkninger. Dagens systemvernløsning. Alle kronebeløp avrundet til nærmeste ti millioner kroner.

Oppsummering av samfunnsøkonomisk analyse (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre				K2: Ytre
	RKV	Delvis	Trinnvis		Opsjon*	Ørskog til ...
	Nyhamna	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh	Nyhamna
Generell informasjon						
Forventede investeringskostnader	0	-920	-330	-1240	-500	-1760
Antatt idriftsettelse	2017	2023	2020	2024	2024	2023
Forventede prissatte virkninger (NPV per 2015)						
Investeringskostnader	0	-570	-250	-790	-290	-1100
Økte drifts- og vedlikeholdskost. nett	0	-50	-30	-40	-50	-60
Sparte reinvesteringer	0	50	0	60	0	0
Sparte overføringstap	0	70	0	140	0	140
Lavere avbruddskostnader (øvrige forbruk)	0	0	0	0	0	0
Lavere avb.kostnader driftsfortyrrelser (Nyhamna)	140	190	150	270	40	290
Lavere avb.kostnader vedlikehold (Nyhamna)	30	20	20	40	10	50
Kostnader reservekraftverk	-310	0	0	0	0	0
Sum prissatte virkninger	-140	-280	-100	-320	-290	-680
Rangering prissatte virkninger	3	4	2	5	i.a.	6
Forventede ikke-prissatte virkninger						
Miljøvirkninger	0	-	0/-	-/--	0/-	-
Alvorlige skader prosessanlegg eller felt	Ikke vurdert					

*) Vi har lagt inn dublering av Fræna-Nyhamna som et selvstendig alternativ siden løsningen er aktuelt i flere konsepter. Ved å summere de prissatte virkningene i trinnvis til Fræna og Opsjon Fræna – Nyhamna får man virkningene av fullverdig N-1 til Nyhamna i K1: Indre.

Forventede prissatte og ikke-prissatte virkninger med reservekraftverk i en mellomfase

Før vi ser nærmere på usikkerheten i de prissatte- og ikke-prissatte virkningene vil vi vise konsekvensene av å ha reservekraftverk på Nyhamna frem til de øvrige konseptene er klare. Vi antar da at reservekraftverket kan fases ut etter Isfjorden stasjon (trinn 1) i K1: Indre trinnvis konsept fordi mer reserveforsyning enn det Isfjorden kan gi har liten forventet nytte.

Kostnadene til reservekraftverk på Nyhamna er knyttet til drift- og vedlikehold og produksjon av kraft, samt redusert alternativverdi. Vi har antatt at alternativverdien er fallende i tråd med avskrivninger på bokførte verdier og at det er noen kostnader for å flytte kraftverket til et område som er egnet for overlevering til kjøper. Kostnadene per konsept er vist nedenfor.

Forventede prissatte og ikke-prissatte virkninger er negative
2015

Tabell 14: Kostnader ved å beholde reservekraftverket til andre konsepter er idriftsatt.

Kostnader reservekraftverk (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre				K2: Ytre
	Beholde	Delvis	Trinnvis		Opsjon	Ørskog til ...
	RKV	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh	Nyhamna
Kostnader reservekraftverk	-310	-240	-130	-130	0	-240

Reservekraftverket reduserer nedetiden på Nyhamna pga. utkobling av 420 kV-forsyningen mellom Viklandet og Fræna. Reservekraftverk etter 2017 bidrar derfor til lavere kostnader pga. avbrudd og kritisk vedlikehold fra 2017 til idriftsettelse av konseptene. Vi antar at nedetiden reduseres tilsvarende det den gjør i K0+ i denne perioden.

Resultatene viser at reservekraftverket ikke har positive prissatte virkninger. De ikke-prissatte virkningene vi har vurdert påvirkes ikke av at reservekraftverket står på Nyhamna noen flere år og vi har derfor ikke vist det i tabellen. Reservekraftverk må derfor begrunnes med forventede økonomiske konsekvenser av svekket omdømme for Norges fremtidige gassalg, usikkerhet/realopsjoner eller vurderinger som ligger utenfor en forventningsrett samfunnsøkonomisk analyse.

Tabell 15: Oppsummering av virkninger dersom reservekraftverket beholdes til idriftsettelse av K1 eller K2. Dagens systemvern. Alle kronebeløp avrundet til nærmeste ti millioner kroner.

Oppsummering av samfunnsøkonomisk analyse (MNOK 2015-kr)	K0+: RKV	K1: Indre				K2: Ytre
	RKV	Delvis	Trinnvis		Opsjon*	Ørskog til ...
	Nyhamna	Isf-Istad	Isfjorden	Fræna	+ Fræ-Nyh	Nyhamna
Generell informasjon						
<i>Forventede investeringskostnader</i>	0	-920	-330	-1240	-500	-1760
<i>Antatt idriftsettelse</i>	2017	2023	2020	2024	2024	2023
Forventede prissatte virkninger (NPV per 2015)						
Investeringskostnader	0	-570	-250	-790	-290	-1100
Økte drifts- og vedlikeholdskost. nett	0	-50	-30	-40	-50	-60
Sparte reinvesteringer	0	50	0	60	0	0
Sparte overføringstap	0	70	0	140	0	140
Lavere avbruddskostnader (øvrige forbruk)	0	0	0	0	0	0
Lavere avb.kostnader driftsfortyrrelser (Nyhamna)	140	190	150	270	40	290
Lavere avb.kostnader vedlikehold (Nyhamna)	30	20	20	40	10	50
Kostnader reservekraftverk	-310	0	0	0	0	0
Sum prissatte virkninger	-140	-280	-100	-320	-290	-680
<i>Rangering prissatte virkninger</i>	3	4	2	5	<i>i.a.</i>	6
Nytte reservekraftverk	0	100	60	60		100
Kostnader reservekraftverk	0	-240	-130	-130		-240
Sum prissatte virkninger inkl. RKV i beredskap	-140	-410	-160	-380	-290	-810
<i>Rangering prissatte virkninger inkl. RKV i beredskap</i>	2	5	3	4	<i>i.a.</i>	6
Forventede ikke-prissatte virkninger						
Miljøvirkninger	0	-	0/-	-/--	0/-	-
Alvorlige skader prosessanlegg eller felt	Ikke vurdert					

*) Vi har lagt inn dublering av Fræna-Nyhamna som et selvstendig alternativ siden løsningen er aktuelt i flere konsepter. Ved å summere de prissatte virkningene i trinnvis til Fræna og Opsjon Fræna – Nyhamna får man virkningene av fullverdig N-1 til Nyhamna i K1: Indre.

Med reservekraftverk vil de prissatte virkningene i K1 og K2 svekkes. Virkningen er minst i K1: Trinnvis fordi Isfjorden stasjon kan være på plass tidligere. Videreføringen påvirker ikke kostnadene ved K0+, slik at K0+ kommer svakt bedre ut i en vurdering av prissatte virkninger enn K1: Isfjorden (trinn 1).

16 Usikkerhetsanalysen viser at konseptvalg av K1: Trinnvis kan være lønnsomt

Det er mange drivere bak resultatene i alternativanalysen. I usikkerhetsanalysen vurderer vi de som har størst betydning for resultatene og som er mest usikre nærmere. Vi fokuserer på robusthet i konseptvalg og robusthet i lønnsomhet. Med det mener vi hva som skal til for å endre rangeringen mellom konsepter og hva som skal til for at et eller flere konsepter får positive virkninger. I tillegg har vi fokusert på utvikling i øvrig forbruksvekst, siden vi er usikre på konsekvensene ved en høy utvikling.

Oppsummert viser usikkerhetsanalysen at konseptvalg av K1: Indre konsept er robust sammenliknet med K2: Ytre konsept. K1: Indre konsept har imidlertid ikke robust lønnsomhet. Usikkerheten er av en slik karakter at selv om forventede virkninger er negative, kan det være aktuelt å anbefale tiltak som et risikoreducerende tiltak. Dette skyldes at konsekvensene ved alvorlige feil kan være svært store, samtidig som det er usikkerhet knyttet til sannsynligheten for slike hendelser.

Det skal spesielt lite til før K1: Isfjorden stasjon (Trinn 1) har positive prissatte virkninger. Både konfigurering av systemvern eller andre tiltak som gir hurtigere tilgang på reserveforsyning gjør at tiltaket har forventede positive prissatte virkninger. Mer gass og/eller flere feil enn forventet kan bidra på samme måte.

Det skal mer til før det er rasjonelt å gjennomføre tiltak utover K1: Isfjorden stasjon (trinn 1), men en svært høy gasstilgang kan gi positive prissatte virkninger for K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2). Dersom risikoaversjon med tanke på antall feil vektlegges, kan dette påvirke både om det bør gjøres noe og hvor mye som eventuelt bør gjøres. Det samme gjelder ny informasjon om nyttevirkninger som hittil ikke er inkludert i analysen.

Vi fokuserer på viktige forutsetninger som er usikre. Basert på resultatene er følgende informasjon viktig:

- Avklaring på konfigurering av systemvern er viktig, særlig for K1: Isfjorden stasjon (trinn 1)
- Faktisk antall avbrudd påvirker – og antall varige feil er særlig usikker
- Utvikling i gasstilgang på Nyhamna
- Utvikling i øvrig forbruksvekst
- Overføringskapasiteter i 132 kV-nettet er viktig for K1: Isfjorden stasjon (trinn 1)
- Tidspunkt for realisering, spesielt i vurdering av K1: Isfjorden stasjon (trinn 1) vs. K0+: RKV

Når det gjelder konfigurering av systemvern vil det relativt raskt etter installasjon av SVC bli avklart hvorvidt en endret konfigurering av systemvernet er mulig. Dette kan gi K1: Isfjorden positive prissatte virkninger, som sannsynligvis kan avklares før en investeringsbeslutning. For utvikling i gasstilgang kan Norskehavstudien til Gassco gi mer informasjon.

For utviklingen i øvrig forbruksvekst kan eventuelle endringer i økonomiske rammebetingelser påvirke sannsynligheten for at Troll Housing realiserer et høyt kraftforbruk. Over tid kan vi også få bedre informasjon om feilraten for varige feil. Detaljerte kraftsystemanalyser vil gi mer sikker informasjon om reservekapasitet i 132-kV nettet.

Usikkerhet knyttet til oppstartstid på Nyhamna og antall utfall av 420 kV-forsyningen

Et endret systemvern medfører at K1: Isfjorden (trinn 1) har positive prissatte virkninger og dette medfører at konseptvalg av K1: Indre konsept har realopsjonsverdier

Med hurtig tilgang til 20 MW reserveforsyning vil oppstartstiden på Nyhamna ved avbrudd være om lag halvparten av det som ble forutsatt i alternativanalysen, forutsatt tilstrekkelig reserveforsyning. Hurtig tilgang til reserveforsyning kan for eksempel oppnås gjennom en endret systemvernløsning.

Usikkerhetsanalysen viser at konseptvalg av K1: Trinnvis kan være lønnsomt
2015

Dette er særlig viktig i K1: Delvis og K1: Isfjorden stasjon (trinn 1), fordi disse konseptene da også vil vil gi reduserte avbruddskostnadene ved forbigående feil i 420 kV-nettet mellom Viklandet og Fræna. I konsept 0 og 0+ vil det ikke være tilstrekkelig reserveforsyning ved forbigående feil.

Videre vil nedetiden som følge av kritisk vedlikehold av 420 kV-forsyningen reduseres dersom anlegget kan ha kontinuerlig produksjon mens vedlikeholdsarbeidet pågår. Hvorvidt dette er mulig avhenger i stor grad av de samme forholdene som avgjør hvorvidt et endret systemvern er mulig. Vi antar derfor at med et endret systemvern vil tapt produksjon under kritisk vedlikehold begrenses til produksjonstapet som følge av at reserveforsyningen ikke nødvendigvis er tilstrekkelig til å opprettholde full produksjon.

Tabell 16: Nåverdi av prissatte virkninger med og uten hurtig tilgang til reserveforsyning

Systemvernkonfigurasjon	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Ikke hurtig tilgang (dagens systemvern)	-140	-280	-100	-320	-290	-680
Hurtig tilgang (f.eks. momentant systemvern)	-110	-230	30	-270	-290	-680

Virkingen er størst i K1: Isfjorden fordi det er flere forbigående feil i dette alternativet i utgangspunktet. I K1: Delvis er det relativt sjeldent forbigående feil er relevant siden konseptet innebærer dublering forbi det mest feilutsatte området på Meisalfjellet.

Fremtidig konfigurasjon av systemvernet kan trolig avklares etter idriftsettelse av SVC på Nyhamna. Det vil si omkring 2017, altså før en eventuell investeringsbeslutning av tiltaket. Blir det ikke tatt konseptvalg nå kan ikke stasjonen være klar til 2020, som forutsatt i denne analysen. Antar vi at den alternativt kan være klar i 2023, vil de prissatte virkningene av K1: Isfjorden være null. Realopsjonsverdien av konseptvalg er derfor inntil 30 millioner kroner.

Flere varige feil kan medføre at K0+ og K1: Isfjorden (trinn 1) har positive prissatte virkninger

Med flere feil enn forventet kan K0+ og K1: Isfjorden ha positive prissatte virkninger, målt per P95-nivå for feilfrekvens. Med den historiske feilraten for perioden 2007 til og med 2014, hadde også K1: Delvis og K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) hatt positive prissatte virkninger. K1: Isfjorden har best prissatte virkninger både for P95-feilraten og historisk feilrate.

Tabell 17: Prissatte virkninger med ulike feilrater for varig feil på strekningen Viklandet – Istad. Uten hurtig tilgang til reserveforsyning (dagens systemvern).

Hyppighet varige feil Viklandet-Istad	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
P5 (hvert 57. år)	-230	-370	-200	-430	-290	-770
Forventet (hvert 12. år)	-140	-280	-100	-320	-290	-680
P95 (hvert 5. år)	0	-110	70	-110	-290	-510
Historisk (hvert. 3 år)	180	80	280	140	-290	-310

Med hurtig tilgang til minimum 20 MW vil virkningene K1: Isfjorden (trinn 1) være sterkere. De andre konseptene påvirkes i mindre grad, men styrkes i både K0+, K1: Delvis og K1: Fræna (trinn 2). K0+: får positive prissatte virkninger pga. mindre nedetid pga. kritisk vedlikehold i 420 kV-forsyningen.

Tabell 18: Nåverdi av prissatte virkninger med ulike feilrater for varig feil på strekningen Viklandet – Istad med hurtig tilgang til reserveforsyning.

Hyppighet varige feil Viklandet-Istad	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
P5 (hvert 57. år)	-190	-330	-80	-400	-290	-770
<i>Forventet (hvert 12. år)</i>	-110	-230	30	-270	-290	-680
P95 (hvert 5. år)	40	-70	220	-60	-290	-510
Historisk (hvert. 3 år)	210	130	450	200	-290	-310

Hyppighet varige feil Viklandet-Istad	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
P5 (hvert 57. år)	-190	-380	-80	-490	-290	-870
<i>Forventet (hvert 12. år)</i>	-110	-280	30	-370	-290	-770
P95 (hvert 5. år)	40	-120	220	-150	-290	-610
Historisk (hvert. 3 år)	210	80	450	100	-290	-410

Vi har fokusert på hyppighet for varige feil mellom Viklandet og Istad fordi det først og fremst er hyppigheten av varige feil på Meisalfjellet vi er usikre på. Historisk har de øvrige feilratene vært relativt normale. Videre er usikkerheten i hyppigheten av forbigående feil lavere, fordi disse inntreffer mye oftere og vi har derfor et mindre usikkert datagrunnlag.

Usikkerhet i behovsutviklingen

Mye gass medfører at K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) har positive prissatte virkninger

Med høyere gasstilgang enn forventet reduseres avbruddskostnadene mer i alle alternativer, slik at de prissatte virkningene styrkes. Effekten er særlig stor i alternativene hvor leveringspåliteligheten er best (K1: Fræna og K2: Nyhamna) og gjelder særlig i scenariet med at alle funn/tilleggsvolumer og uoppdagede ressurser tilknyttes Nyhamna. I dette scenariet har K1: Isfjorden-Fræna (trinn 2) positive prissatte virkninger. K0+: RKV kommer svakt ut siden levetid er antatt til 2030.

Dersom det blir knyttet til mindre gass enn forventet reduseres de prissatte virkningene ytterligere og alle konsepter har store negative prissatte virkninger.

Tabell 19: Prissatte virkninger i ulike scenarier for gasstilgang. Uten hurtig tilgang til reserveforsyning (dagens systemvern).

Sensitivitet gasstilgang	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Alle eksisterende reserver	-180	-430	-190	-500	-330	-900
Alle reserver og funn/tilleggsvol.	-150	-350	-150	-410	-310	-790
<i>Forventet volum</i>	-140	-280	-100	-320	-290	-680
Alle reserver og uoppdagede ressurser	-160	-210	-80	-240	-280	-580
Alle reserver, funn/tilleggsvol. og oppd. ressurser	-150	-10	-30	30	-220	-240

Med hurtig tilgang til minimum 20 MW kan K1: Isfjorden (trinn 1) ha positive prissatte virkninger i alle scenarier med forventet eller høyere gasstilgang. I alle scenarier for gasstilgang kommer K1: Isfjorden

Usikkerhetsanalysen viser at konseptvalg av K1: Trinnvis kan være lønnsomt 2015

(trinn 1) best ut. I kombinasjon med mer gass kan dette medføre at også K1: Delvis har positive prissatte virkninger, om enn kun i scenariet med mest gass.

Tabell 20: Prissatte virkninger i ulike scenarier for gass tilgang med hurtig tilgang reserveforsyning.

Sensitivitet gasstilgang	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Alle eksisterende reserver	-160	-410	-120	-460	-330	-900
Alle reserver og funn/tilleggsvol.	-120	-320	-50	-370	-310	-790
<i>Forventet volum</i>	-110	-230	30	-270	-290	-680
Alle reserver og uoppdagede ressurser	-120	-160	70	-200	-280	-580
Alle reserver, funn/tilleggsvol. og oppd. ressurser	-100	80	200	70	-220	-240

Et utfall som likner scenariet med alle reserver, funn/tilleggsvolumer og uoppdagede ressurser, kan for eksempel oppstå dersom det blir gjort et stort nytt funn som er på størrelse eller større enn Ormen Lange-feltet (cirka 300 mrd. Sm³). Det er usikkert når uoppdagede ressurser blir funnet og usikkerhet knyttet til når både uoppdagede ressurser og eksisterende funn og tilleggsressurser blir investeringsbesluttet tilknyttet Nyhamna.

Tilknyttede ressursene senere enn Gassco har lagt til grunn, vil de prissatte virkningene være lavere. Gitt at N-1 til Fræna eller Nyhamna vurderes som lønnsomt i scenariene med mye gass, kan muligheten for å tilpasse gjennomføring av nettinvesteringer med tidspunkt for tilknytning av mer gass ha en realopsjonsverdi. Denne muligheten har vi i størst grad i K1: Trinnvis. På grunn av den lange ledetiden for å tilknytte hittil uoppdagede ressurser vil sannsynligvis realopsjonsverdien av å fatte konseptvalg for å ta høyde for et slikt funn være relativt liten i dag, gitt at nettførsterkninger også kan gjennomføres i løpet av om lag ti år etter at gassen blir funnet.

I scenariet med alle reserver, funn/tilleggsvolumer og uoppdagede ressurser og hurtig tilgang til minimum 20 MW har for øvrig K1: Delvis nest best prissatte virkninger. Forskjellen mellom K1: Delvis og K1: Fræna (trinn 2) er dog liten (10 millioner kroner og en minus på miljø). Videre kommer K1: Isfjorden (trinn 1) bedre ut i dette scenariet. Vi ser derfor ikke grunn til å vektlegge dette vesentlig.

Øvrig forbruksvekst påvirker ikke rangeringen, men vi er usikre på virkningene ved høy vekst

Øvrig forbruksvekst påvirker avbruddskostnadene, både for Nyhamna og øvrig forsyning. Resultatene viser imidlertid at de prissatte virkningene i liten grad påvirkes av øvrig forbruksvekst. Med høy forbruksvekst styrkes K1: Istad, K1: Fræna og K2: Ørskog – Nyhamna, men ikke i tilstrekkelig grad til at disse har positive prissatte virkninger⁴². Med lav forbruksvekst påvirkes virkningene lite, fordi reserveforsyningen uansett ikke er tilstrekkelig til gasseksport i konsept 0.

⁴² Vi har for øvrig antatt at vi i K2 mister overføringskapasiteten i 2056. Dette skyldes at kabelen mellom Fræna og Nyhamna da når forventet teknisk levetid. Antakelsen innebærer at konsept 2 ikke reduserer avbruddskostnadene for øvrig forbruk i denne perioden. Med høy øvrig forbruksvekst medfører dette at konsept 1 reduserer avbruddskostnader for øvrig forbruk om lag 20 millioner kroner mer (nåverdi per 2015) enn konsept 2. I øvrige scenarier for forbruksvekst er virkningen neglisjerbar eller ikke-eksisterende.

Tabell 21: Prissatte virkninger med annen utvikling i øvrig forbruk. Uten hurtig tilgang til reserveforsyning (dagens systemvern).

Øvrig forbruksutvikling	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Lav	-120	-280	-100	-320	-290	-680
Forventet	-140	-280	-100	-320	-290	-680
Høy	-160	-120	-110	-170	-290	-500

Dersom hurtig tilgang til kraft og øvrig forbruksvekst blir lav vil også nullalternativet ha tilstrekkelig overføringskapasitet til å sikre 20 MW og dermed kortere oppstartstid. Dermed reduseres nytten av Isfjorden stasjon sammenliknet med nullalternativet. Med lav forbruksvekst påvirkes virkningene mer enn med dagens systemvern, fordi reserveforsyningen blir tilstrekkelig til å sikre hurtigere oppstart av prosessanlegget. Gasseksport under reserveforsyning er fortsatt ikke tilstrekkelig.

Tabell 22: Prissatte virkninger med annen utvikling i øvrig forbruk med hurtig tilgang reserveforsyning.

Øvrig forbruksutvikling	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Lav	-80	-310	-70	-370	-300	-750
Forventet	-110	-230	30	-270	-290	-680
Høy	-130	-90	-40	-140	-290	-500

Høy øvrig forbruksvekst drives i stor grad av etablering av industriforbruk, og spesielt datasenteret Troll Housing. Utviklingen til dette datasenteret er usikkert i dag, men dersom senteret vinner en stor anbudskonkurranse kan forbruket komme relativt raskt (noen år). Det gjør at ledig overføringskapasitet i sentralnettet kan ha en opsjonsverdi. Verdien av denne opsjonen er liten basert på avbruddskostnadene vi har beregnet, men den kan være større dersom for eksempel datasenteret alternativt blir etablert i utlandet.

Ny industri kan bli etablert raskere enn det tar å øke kapasiteten i nettet. Dette medfører at ledig kapasitet i nettet kan ha en realopsjonsverdi. For at verdien skal være der må det imidlertid være lønnsomt å øke kapasiteten i nettet. Basert på resultatene ovenfor er ikke dette klart. Vi er derfor per i dag usikre på hvorvidt usikkerheten i øvrig forbruksutvikling medfører realopsjonsverdier.

Med mye øvrig forbruksvekst og gass har K1: Istad (delvis) og K1: Fræna (trinn 2) best prissatte virkninger

Med høy øvrig forbruksvekst er overføringskapasiteten med Isfjorden stasjon ikke tilstrekkelig for reserveforsyning til Nyhamna og forsyning av alt øvrig forbruk i feilsituasjoner. Færre avbrudd og mer reservekapasitet har derfor større verdi. Dersom all gass tilknyttes og høyt scenario for øvrig forbruksvekst realiseres, vil både K1: Istad (delvis) og K1: Fræna (trinn 2) ha positive prissatte virkninger.

Tabell 23: Prissatte virkninger med høy øvrig forbruksvekst og ulike scenarier for gasstilgang. Uten hurtig tilgang til reserveforsyning (dagens systemvern).

Sensitivitet gasstilgang	KO+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		KO/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Alle eksisterende reserver	-200	-260	-130	-350	-330	-720
Alle reserver og funn/tilleggsvol.	-170	-190	-120	-260	-310	-620
<i>Forventet volum</i>	-160	-120	-110	-170	-290	-500
Alle reserver og uoppdagede ressurser	-170	-60	-110	-80	-280	-400
Alle reserver, funn/tilleggsvol. og oppd. ressurser	-150	130	-90	200	-220	-60

Med hurtig tilgang til minimum 20 MW styrkes K1: Istad og K1: Fræna ytterligere, men rangeringen er identisk. I tillegg kan Isfjorden levere minimum 20 MW til Nyhamna over store deler av analyseperioden, slik at avbruddskostnadene med K1: Isfjorden er lavere og de prissatte virkningene er sterke. Dette skyldes at vi i Istad får kortere oppstartstid ved forbigående feil, mens dette kun påvirker K1: Fræna indirekte (i de årene hvor kun trinn 1: Isfjorden er etablert).

Tabell 24: Prissatte virkninger med høy øvrig forbruksvekst og ulike scenarier for gasstilgang med hurtig tilgang reserveforsyning.

Sensitivitet gasstilgang	KO+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		KO/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Alle eksisterende reserver	-180	-240	-80	-330	-330	-720
Alle reserver og funn/tilleggsvol.	-150	-170	-60	-240	-310	-620
<i>Forventet volum</i>	-130	-90	-40	-140	-290	-500
Alle reserver og uoppdagede ressurser	-140	-20	-20	-60	-280	-400
Alle reserver, funn/tilleggsvol. og oppd. ressurser	-100	200	40	220	-220	-60

Som nevnt i behovsanalysen er det imidlertid flere forhold som gjør at de prissatte virkningene med høy øvrig forbruksvekst må tolkes med varsomhet. Det er ikke åpenbart at forventede avbruddskostnader representerer det reelle samfunnsøkonomiske tapet ved at et datasenter forventer å oppleve avbrudd⁴³. Dersom avbruddskostnader er riktig tilnærming er det altså ikke sikkert de vi har brukt er representative. Videre er tidspunktene for når økt øvrig industriforbruk realiseres svært usikkert og dette påvirker de prissatte virkningene. Dette gjør at forskjellene mellom K1: Istad og K1: Fræna er usikre og at senere analyser kan gi andre resultater⁴⁴.

Med høy vekst i øvrig forbruk og mer gass enn forventet øker risikoen i kraftforsyningen til Romsdalshalvøya. Alvorlige feil i 420 kV-forsyningen vil innebære at store deler av industrien i området stopper opp på grunn av manglende kraftforsyning. Selv om risikoen er tatt hensyn til i forventningsverdiene, kan det være at slike situasjoner har konsekvenser utover det avbruddsatsene vi har lagt til grunn skulle tilsi. For eksempel blir nettselskaper vurdert i et større perspektiv enn KILE-satsene. Dersom beslutningstaker legger vekt på slike forhold vil konseptene komme bedre ut enn det vurderingen ovenfor viser. Dette gjelder spesielt K1: Fræna (trinn 2) og K2: Ørskog – Nyhamna, og til en viss grad K1: Istad (delvis).

⁴³ Tapt verdiskaping er en annen tilnærming.

⁴⁴ Dersom gassen blir funnet før datasenteret etableres er det mer sannsynlig at reserveforsyning til Nyhamna prioriteres før datasenteret, og motsatt.

Med lav vekst i øvrig forbruk er rangeringen relativt lik. K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) positive prissatte virkninger i det høyeste gassressursscenariet. K1: Isfjorden – Istad har nøytrale prissatte virkninger. De andre konseptene har negative prissatte virkninger i alle gassressursscenarier.

Tabell 25: Prissatte virkninger med lav øvrig forbruksvekst og ulike scenarier for gasstilgang. Uten hurtig tilgang til reserveforsyning (dagens systemvern).

Sensitivitet gasstilgang	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Alle eksisterende reserver	-170	-430	-190	-500	-330	-900
Alle reserver og funn/tilleggsvol.	-140	-360	-150	-420	-310	-790
<i>Forventet volum</i>	-120	-280	-100	-320	-290	-680
Alle reserver og uoppdagede ressurser	-130	-220	-80	-240	-280	-580
Alle reserver, funn/tilleggsvol. og oppd. ressurser	-100	0	-10	30	-220	-250

Med lav vekst i øvrig forbruk og hurtig tilgang til reserveforsyning på Nyhamna endres rangeringen mellom utbyggingsalternativene. K1: Isfjorden stasjon (trinn 1) er eneste konsept med positive prissatte virkninger i det høyeste gassressursscenariet. I de øvrige gassressursscenariene har alle utbyggingskonseptene negative prissatte virkninger.

Tabell 26: Prissatte virkninger med lav øvrig forbruksvekst og ulike scenarier for gasstilgang med hurtig tilgang reserveforsyning.

Sensitivitet gasstilgang	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Alle eksisterende reserver	-140	-440	-180	-520	-330	-930
Alle reserver og funn/tilleggsvol.	-110	-380	-130	-450	-320	-840
<i>Forventet volum</i>	-80	-310	-70	-370	-300	-750
Alle reserver og uoppdagede ressurser	-80	-250	-40	-310	-280	-670
Alle reserver, funn/tilleggsvol. og oppd. ressurser	-40	-50	40	-100	-220	-390

Usikkerhet i kostnader

Usikkerheten i investeringskostnader påvirker lønnsomheten, men ikke rangeringen

Vi forventer at investeringskostnadene kan være mellom 10-15 prosent lavere og 15 – 45 prosent høyere enn forventede investeringskostnader, avhengig av konsept. Usikkerheten skyldes både generell usikkerhet i priser og liknende, men også i løsningsvalg.

Usikkerhetsanalysen viser at alle konseptene har de samme usikkerhetsdriverne, men at disse påvirker konseptene i noe ulik grad. Det er størst usikkerhet knyttet til K2: Ørskog-Nyhamna. Konseptet inneholder den lengste- og dypeste kabel i verden på dette spenningsnivået. Leverandørmarkedet er presset og begrenset til få aktører. Usikkerheten er i hovedsak knyttet til produksjons- og installasjonskostnadene for kabelen. Det er knyttet minst usikkerhet til K1: Isfjorden stasjon.

Videre er det en usikkerhet i alternativverdien til reservekraftverket. Vi har antatt at denne er +/- 20 prosent og inkludert denne usikkerheten i beregningene nedenfor.

Resultatene viser at rangeringen av konsepter ikke påvirkes av usikkerheten. De mest kostbare konseptene har en stor nedside. Dette gjelder særlig konsept 2, hvor det i tillegg til generell kostnadsusikkerhet er noen viktige forutsetninger til løsningsvalg som kan gi økte kostnader.

Tabell 27: Prissatte virkninger ved ulike investeringskostnader. Uten hurtig tilgang til reserveforsyning (dagens systemvern).

Investeringskostnader	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Lav	-110	-200	-50	-200	-250	-480
Forventet	-140	-280	-100	-320	-290	-680
Høy	-170	-360	-150	-440	-340	-1 160

Usikkerheten er definert som differansen mellom basisestimat og kostnadsramme (P70) fra usikkerhetsanalysen av investeringskostnader. I konsept er det en ekstra usikkerhet knyttet til løsningsvalg som ikke var inkludert i usikkerhetsanalysen, som medfører at investeringskostnadene kan bli en del høyere enn resultatene fra usikkerhetsanalysen skulle tilsi.

Tabell 28: Usikkerhet i investeringskostnader.

	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.
		Isfj.	Fræna	
Høy (P70/Forventning) *	116 %	115 %	117 %	144 %
Forventet	100 %	100 %	100 %	100 %
Lavt (Basis/forventning)	86 %	87 %	84 %	82 %

*) I K2 er usikkerhet i løsningsvalg lagt til i høyt scenario. Vi har antatt at dette utgjør 500 millioner kroner.

Det er spesielt to forhold ved løsningsvalget som er lagt til grunn i K2: Nyhamna som kan gi vesentlig økte investeringskostnader. Med K2: Ørskog-Nyhamna blir Nyhamna funksjonelt en del av sentralnettet. Dette innebærer at stasjonen trolig blir et såkalt klasse 3 anlegg iht beredskapsforskriften. Dagens stasjon har ikke nok plass til at stasjonen kan utføres med doble effektbrytere. Klasse 3 stasjoner skal normalt ha dette. Skal stasjonen tilfredsstille dette kravet må det derfor etableres en helt ny stasjon på Nyhamna. Ved krav om dette vil det være svært fordyrende for løsningen. I tillegg vil det gi andre utfordringer knyttet til gjennomføring av tiltaket enn det vi har vurdert under gjennomføring.

Et annet forhold som kan fordyre løsningen er valg om å etablere en fjerde kabel som kald reserve i sjø. Dette gir store ekstrakostnader til selve kabelen fordi det er så store kabellengder. Statnett ønsker normalt å ha reservekabel i sjø for viktige forbindelser i sentralnettet. Dagens industriradial mellom Fræna og Nyhamna har som nevnt en reservekabel i sjø. Hvorvidt en forsyning nummer to til Nyhamna også skal ha tilsvarende reserve eller ei er ikke opplagt.

Dersom løsningsvalg for K2: Ørskog-Nyhamna inkluderer både ny stasjon og en reservekabel i sjø så vil dette utgjøre godt over 0,5 mrd NOK i tillegg til estimert investeringskostnad. I beregningene i høyt scenario har vi tatt høyde for 0,5 mrd kroner ekstra og vi har derfor ikke tatt høyde for både høyere generelle kostnader og maksimale ekstra kostnader for dyrere løsningsvalg. Beslutninger om løsningsvalg tas normalt i forbindelse med konsesjonsbehandling.

Det kan også være andre løsningsvalg som er aktuelle i de andre konseptene. På kabelforbindelsen mellom Fræna og Nyhamna har det for eksempel vært nevnt at 132 kV-kabler kan være aktuelt. Vi har ikke tatt hensyn til dette i vår usikkerhetsanalyse fordi dette har liten betydning for dagens beslutningssituasjon. Dersom fullverdig N-1 skulle være aktuelt å beslutte umiddelbart kan det være grunnlag for å se på dette på nytt før indre eller ytre løsning blir valgt.

Med hurtig tilgang til minimum 20 MW påvirkes ikke resultatene vesentlig, men de prissatte virkningene styrkes noe og K1: Trinnvis kan få sterkere positive prissatte virkninger.

Tabell 29: Prissatte virkninger ved ulike investeringskostnader med hurtig tilgang til reserveforsyning.

Investeringskostnader	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
Lav	-80	-160	80	-160	-250	-480
Forventet	-110	-230	30	-270	-290	-680
Høy	-140	-320	-20	-400	-340	-1 160

Andre usikkerhetsfaktorer og/eller realopsjoner

Reservekraftverket må fungere som forutsatt

I vurderingene av prissatte virkninger har vi forutsatt at reservekraftverket vil fungere. Det er for eksempel helt sentralt at reservekraftverket har tilgang på gass, både for oppstart av kraftverket og kontinuerlig drift over lengre perioder. Dette har vært en problemstilling tidligere og den kan kompliseres som følge av endringene som gjennomføres på Nyhamna i forbindelse med utvidelsen.

K1: Fræna (trinn 2) og K2: Ørskog – Nyhamna kan åpne muligheter for saneringer i 132 kV-nettet

Ved å etablere mer transformeringskapasitet mot 132 kV-nettet kan K1: Fræna (trinn 2) og K2: Ørskog – Nyhamna åpne muligheter for å sanere ledninger i 132 kV-nettet. Dette vil gi positive miljøvirkninger, men må vurderes opp mot kostnadene knyttet til sanering.

Virkningen er ikke vurdert i detalj, men er i utgangspunktet størst i konsept 2 da to ledninger i 132 kV-nettet allerede er sanert i K1: Fræna (trinn 2). Ved å etablere mer transformator kapasitet i Fræna kan disse ledningene også saneres i K2: Ørskog – Nyhamna.

På den annen side har kablene som går til Nyhamna i K2: Ørskog – Nyhamna en forventet levetid på cirka 50 år. Etter at driften på prosessanlegget er over er det sannsynligvis ikke lønnsomt å reinvestere kablene, siden dette er kostbart sammenliknet med økt kapasitet. I et slikt perspektiv er det ikke åpenbart fornuftig å sanere ledningstraseer.

I K1: Fræna (trinn 2) kan etablering av flere transformatorstasjoner også bidra til at 132 kV-ledninger er overflødige, men i lys av kostnaden for nye transformatorstasjoner bør dette vurderes helhetlig i lys av etablering av nytt forbruk, reinvesteringsbehov og miljøvirkninger.

Dersom kapasiteten i 132 kV-nettet er lavere enn forventet svekkes K1: Isfjorden (trinn 1) vesentlig

I K1: Trinnvis del 1 og K1: Delvis benyttes 132 kV-nettet som reserveforsyning ved utfall av 420 kV-forsyningen. Overføringskapasiteten kan både være høyere og lavere enn forutsatt. Sammen med Istad Nett arbeider vi med å verifisere kapasitetene nærmere. I hvilken grad vil overføringskapasiteten i 132 kV-nettet påvirke nytten av K1: Trinnvis del 1 og K1: Delvis?

I forventet scenario la vi til grunn at K1: Isfjorden økte overføringskapasiteten i 132 kV-nettet fra 250 MW til 425 MW. For K1: Delvis N-1 til Istad antok vi økningen til 450 MW. Det er usikkerhet knyttet til disse kapasitetene og dersom vi antar at nivået kan være 20 prosent lavere eller 10 prosent høyere – hvordan slår det ut? 20 prosent utgjør i K1: Trinnvis del 1 om lag 90 MW, altså en relativt kraftig reduksjon i overføringskapasiteten.

Dersom overføringskapasiteten er 80 prosent av forventet nivå vil de prissatte virkningene i K1: Trinnvis del 1 svekkes vesentlig. Det gjør at K0+ kommer best ut blant skiftalternativene, mens nullalternativet har best prissatte virkninger. Dersom overføringskapasiteten er høyere enn forventet påvirker dette resultatene lite, fordi nytten for Nyhamna av marginalt økt reservekapasitet forventes å være lave. Det er mest vesentlig at reservekapasiteten overstiger minimumsnivå for at gasseksport kan gjenopprettes.

Usikkerhetsanalysen viser at konseptvalg av K1: Trinnvis kan være lønnsomt
2015

Tabell 30: Prissatte virkninger med ulike overføringskapasiteter i 132 kV-nettet. Uten hurtig tilgang til reserveforsyning (dagens systemvern).

Overføringskapasitet i 132 kV-nettet	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
80 %	-140	-300	-250	-370	-290	-680
<i>Forventet</i>	-140	-280	-100	-320	-290	-680
110 %	-140	-280	-90	-310	-290	-680

Med hurtig tilgang til minimum 20 MW endres ikke situasjonen vesentlig, men de negative prissatte virkningene i K1: Trinnvis del 1 er ikke lenger like negative. K0+ kommer likevel fortsatt best ut.

Tabell 31: Prissatte virkninger med ulike overføringskapasiteter i 132 kV-nettet. Med hurtig tilgang til reserveforsyning.

Overføringskapasitet i 132 kV-nettet	K0+ RKV	K1: Delvis Isf-Istad	K1: Trinnvis		K0/K1 Fræ.-Nyh.	K2 Ørsk-Nyh.
			Isfj.	Fræna		
80 %	-110	-260	-140	-330	-290	-680
<i>Forventet</i>	-110	-230	30	-270	-290	-680
110 %	-110	-230	40	-270	-290	-680

Resultatene indikerer at det er viktig å få sikkerhet for at tilgjengelig reservekapasitet ikke er vesentlig lavere enn antatt. For å avgjøre overføringskapasiteten nærmere bør linetemperaturer i 132 kV-nettet verifiseres, de krafttekniske analysene bør gjøres mer detaljert (for eksempel studere spenningsforhold, stabilitet og hvordan nye utfall håndteres) og videre må SVCen som nå skal installeres på Nyhamna optimeres også med hensyn på reserveforsyning gjennom 132 kV-nettet.

Usikkerhet knyttet til utkoblingsbehov i byggeperioden kan være viktig i både K1 og K2

Når vi gjennomfører nettførsterkningstiltak vil det også være behov for utkoblinger av komponenter i kraftsystemet. Vi har gjort noen foreløpige vurderinger om utkoblingsbehov for de ulike konseptene og sammenholdt dette med innspill fra nåværende og framtidig operatør om forventet revisjonsbehov for Nyhamna-anlegget i den aktuelle perioden for å gjennomføre nettførsterkninger.

Siden Nyhamna er helt avhengig av forbindelsen Viklandet –Fræna og Nyhamna stasjon i dag, vil alle utkoblinger av disse komponentene forutsette full eller delvis stans på anlegget. Dersom utkoblingsbehovet ved å gjennomføre konsept 1 og 2 blir for omfattende, kan det medføre at hensikten med konseptene blir svekket.

Vår vurdering er at det knytter seg minst risiko til K0+ og K1: Isfjorden. Dette fordi konseptene ikke innebærer bygging av linjer eller arbeid i eksisterende stasjoner med de risikoene det medfører. Den største risikoen knytter seg til K1: Isfjorden-Fræna, noe som i hovedsak skyldes bygging langs eksisterende linjer.

Vi forutsetter for alle konseptene at behov for utkobling blir koordinert med vedlikeholdsarbeid på Nyhamna. Med en god koordinering er virkningen ikke nødvendigvis negativ i noen av konseptene, da prosessanlegget uansett må stoppes i forbindelse med interne revisjoner med jevne mellomrom. Omfanget av utkoblingsbehov vil likevel være et risikomoment og kan derfor ha negative virkninger.

For å etablere K1: Isfjorden stasjon er det ikke noe utkoblingsbehov som påvirker Nyhamna direkte. Det krever imidlertid utkoblinger som må koordineres med øvrige revisjoner i sentral- og regionalnettet. Det er normalt og håndteres gjennom revisjonskoordineringen til systemansvarlig.

Med K1: Isfjorden-Istad er det behov for utkobling av Viklandet-Fræna, anslagsvis 14 dager. Vi forutsetter derfor en gjennomføringsstrategi som innebærer at Istad stasjon er etablert før utkobling, slik at reserveforsyning gjennom 132-kV nettet er mulig i denne perioden. Dette vil gjøre det enklere å koordinere utkoblingen med revisjoner på Nyhamna som ikke omfatter hele anlegget. Operatøren har oppgitt at det trolig vil være hyppigere revisjoner på deler av anlegget enn revisjoner med full stans.

For å få på plass ledningen helt fram til Fræna, det vil si K1: Isfjorden-Fræna, forventer vi at det er behov for 3-4 uker utkobling av Viklandet-Fræna. Vi forutsetter at reserveforsyning via 132-kV nettet vil være mulig i denne perioden fordi Isfjorden stasjon da vil være etablert først. Det vil altså være et større utkoblingsbehov enn for K1: Isfjorden-Istad, men revisjonsbehov på Nyhamna og reserveforsyningen gjør at dette ikke nødvendigvis medfører store ekstrakostnader.

I K2: Ørskog - Nyhamna er det behov for utkobling av Nyhamna stasjon. Med denne stasjonen utkoblet vil det ikke være mulig med reserveforsyning, så dette vil kreve fullstendig stans av anlegget på Nyhamna. Arbeid i eksisterende anlegg med høye krav til oppetid er en risikofaktor. I en tidlig fase og før et endelig løsningsvalg foreligger er det vanskelig å anslå presist omfanget av nødvendige utkoblinger. Det er alltid en risiko for at det kan bli mer, samtidig som man også kan finne tiltak som begrenser behovet. Ørskog-Nyhamna vil trolig kreve om lag en uke utkobling av Nyhamna stasjon.

Dersom petroleumprisene varierer over tid vil avbruddskostnadene være annerledes

Avbruddskostnadene er estimert basert på konstante priser på gass og kondensat. Profilen på prisene er likevel av betydning. Dersom prisene reduseres over tid vil kostnadene til utsatt produksjon være høyere fordi man får mindre igjen for gassen som blir utsatt. Dersom prisene øker over tid vil virkningen være motsatt. Prisvariasjonene kan skyldes både sesongvariasjoner og mer langsiktige trender.

På sommeren er gassprisene for eksempel normalt lavere enn på vinteren siden etterspørselen er høyere på vinteren. Et avbrudd på sommeren er derfor normalt mindre kostbart enn et som inntreffer på vinteren. Vi har tatt utgangspunkt i langsiktige priser og våre avbruddskostnader reflekterer derfor ikke disse forholdene. Dette gjør at vi kan ha undervurdert avbruddskostnadene noe, da de fleste feil på kraftledning inntreffer på vinteren.

Videre kan de (reelle) prisene variere over tid. Dersom gassprisen er høyere noen år frem i tid kan dette motvirke nåverditapet på den utsatte inntekten. Er den reelle økningen større enn syv prosent per år, kan det potensielt være samfunnsøkonomisk lønnsomt å ha utsatt produksjon, gitt vårt avkastningskrav på 7 prosent reelt før skatt.

Kalkulasjonsrenten i petroleumssektoren har liten betydning for rangering av konseptene

Analysen tar utgangspunkt i en kalkulasjonsrente på syv prosent reelt før skatt. Vi bruker dette til å diskontere nytte- og kostnadsvirkninger som er direkte knyttet til prosessanlegget på Nyhamna. Det vil i stor grad si avbruddskostnadene på Nyhamna og investeringskostnadene i nettet.

Bruker vi en lavere kalkulasjonsrente reduseres verdien av utsatt produksjon, slik at avbruddskostnadene per år reduseres. Med en lavere kalkulasjonsrente får imidlertid kontantstrømmen større nåverdi. Dette gjør at virkningen av å endre kalkulasjonsrenten er liten målt i nåverdi per 2015, fordi nåverdiene av kostnader knyttet til utsatt produksjon i liten grad påvirkes av kalkulasjonsrenten.

Den største virkningen av andre diskonteringsfaktorer er derfor ikke på nyttesiden – men på kostnadssiden. Dette skyldes at vi neddiskonterer alle kostnader til referanseåret. Lang avstand mellom henføringsår og når kostnadene påløper gjør at endring i diskonteringsrenter får ekstra stor betydning på beregnet nåverdi.

17 Fordelingsvirkninger og andre hensyn

I infrastrukturprosjekter kan det være interessekonflikter mellom ulike berørte parter. I en samfunnsøkonomisk analyse skal en derfor spesifisere virkninger for alle berørte grupper. I praksis må vi avgrense antall berørte grupper, men en bør generelt søke å inkludere virkninger på berørte grupper der de er av et visst omfang og betydning.

Fordelingsvirkninger tillegges vi ikke vekt i form av en netto nyttevirkning eller kostnad i beregningen av samfunnsøkonomisk overskudd. En nyttevirkning eller en kostnad tillegges like stor vekt uavhengig av hvilken gruppe eller aktør som oppnår nytten eller belastes for kostnaden. Fordelingsvirkningene kan likevel ha betydning for beslutningstakernes vurdering av tiltak og alternativer. Beslutningsunderlaget må derfor inneholde en beskrivelse av fordelingsvirkninger blant norske aktører eller grupper.

Endring i leveransepåliteligheten av norsk gass - omdømme og mulige konsekvenser

I behovsanalysen beskrev vi risiko for økonomiske konsekvenser pga. svekket omdømme. Vi konkluderte med at vi ikke har tilstrekkelig grunnlag til å vurdere endring i omdømme og eventuelle samfunnsøkonomiske virkninger tilknyttet dette.

Konseptvalgutredningen vil gjennom en behandling i Olje- og energidepartementet før Statnett gjør et endelig konseptvalg. Sektormyndigheten kan ha grunnlag til å vurdere eventuelle indirekte virkninger, og departementets uttalelse vil være prosessveiledende for Statnetts videre arbeid.

I en risikovurdering kan omdømme for eksempel vurderes langs to dimensjoner. Den ene er knyttet til hvor ofte det oppstår stanser i gassleveransene til kundene. Den andre er knyttet til omfanget av stansene, for eksempel i volum gass.

For stanser i gasseksporten fra Nyhamna, knyttet til kraftforsyning, vil alle konseptene redusere risikoen for at omfattende mengder gass ikke blir prosessert som planlagt, sammenliknet med konsept 0.

Tiltak i sentralnettet påvirker sentralnettтарiffen

Investeringer medfører isolert sett økt sentralnettтарiff, mens reduserte overføringstap og andre nyttevirkninger virker i motsatt retning. Investeringer i sentralnettet inngår i Statnetts inntektsramme og kostnadene fordeles normalt på alle sentralnettкunder i Norge i henhold til NVEs kontrollforskrift og vår tariffpraksis. Dette innebærer at den økte inntektsrammen som følge nettforsterkninger i sentralnettet, fordeles på selskapets kunder. Kostnadene rammer dermed ikke nødvendigvis de som har nytte av investeringene.

Analysen viste at det i hovedsak er eierne av lisensene som benytter Nyhamna til gassprosessering som forventes å ha nytte av at netttiltak, i hvert fall på kort sikt. For dette tiltaket kan det dermed oppstå en skjevfordeling mellom hvem som realiserer nyttegevinsten og hvem som belastes kostnadene. I så fall er det i hovedsak andre nettкunder som får kostnadene, uten at de opplever store økninger i nytten. Eierne av Nyhamna vil derimot få store deler av nytten og en liten del av kostnadene. Det kan derfor være fordelingsvirkninger knyttet til alle alternativene som er vurdert.

Fordelingsvirkninger kan reduseres gjennom bestemmelser om tariffing. Tariffing avgjøres etter de til enhver tids gjeldende bestemmelser i kontrollforskriften.

Omregulering av nettanlegg til sentralnett

Dersom tiltak medfører at kundespesifikke anlegg endrer hovedfunksjon og blir definert som sentralnett, vil anlegget innlemmes i den ordinære tariffing av sentralnettet. Dette kan påvirke både fremtidig eierskap og tariff.

Dersom K2: Ørskog-Nyhamna realiseres kan Nyhamna stasjon og forbindelsene hit bli vurdert som funksjonelt å være en del av sentralnettet. Dette vil innebære en fordelingsvirkning fra øvrige sentralnettkunder og til eierne av industriradialen.

KILE-ansvar ved utfall av 420 kV Viklandet-Fræna og ved reserveforsyning gjennom regionalnettet

Alle alternativene gir redusert KILE-eksponering for Statnett i tråd med tiltakets formål. Tiltakene som har lavest forventede avbruddskostnader har også lavest forventet konsekvens for Statnetts bedriftsøkonomi gjennom den såkalte KILE-ordningen. Med Fræna som sentralnettpunkt i K1: Isfjorden-Fræna (N-1 til Fræna) er eksponeringen for Statnett tilnærmet den samme som hva den vil være i K2: Ørskog-Nyhamna med Nyhamna som sentralnettpunkt.

Forskrift om leveringskvalitet regulerer hvem som er såkalt "ansvarlig konsesjonær" i ulike avbrudd-situasjoner, og som dermed blir det nettselskapet har en bedriftsøkonomisk risiko gjennom NVEs KILE-ordning. Ved feil på 420 kV Viklandet – Fræna er Statnett ansvarlig konsesjonær, mens Istad Nett er ansvarlig konsesjonær ved avbrudd i sitt regionalnett.

Med Trinn 1 i Indre konsept vil Istad Nett få en betydelig økt økonomisk eksponering når det er utfall av 420 kV-forsyningen. Da vil Istad Nett forsyne Nyhamna med tilgjengelig reserve fra sitt regionalnett, og et nytt avbrudd innebærer at Istad Nett blir ansvarlig konsesjonær. Den potensielle økonomiske konsekvensen for Istad Nett vil kunne være stor sammenlignet med det historiske grunnlaget inntektsrammen deres fastsettes på. Istad Nett bør iverksette en dialog med NVE om hvordan dette kan håndteres på en rasjonell måte i fremtiden.

Porteføljevirkninger

Forutsatt at konseptene realiseres så tidlig som mulig vil de medføre at andre prosjekter i Statnetts portefølje må utsettes. Prioritering av Nyhamna kan derfor medføre fordelingsvirkninger mellom kunder med behov i andre deler av landet. Samtidig varierer ressursbehovet sterkt mellom konseptene. K1: Isfjorden stasjon er for eksempel et relativt lite prosjekt sammenlignet med de fulle konseptene som er analysert.

Eventuelle fortrenningskostnader av forsert prioritering må vurderes i neste fase.

SHA-risiko i de ulike konseptene

I K1: Isfjorden og K1: Isfjorden-Fræna knytter den største risikoen seg til bygging langs eksisterende linje. Dette er mer krevende og risikabelt enn å bygge i jomfruelig terreng og stiller spesielle krav til årvåkenhet både når ny linje bygges og når gammel linje skal rives. De viktigste risikofaktorene er forbundet med helikoptertransport og risiko for overslag samt kryssing av eksisterende nett ved Istad på linjen Istad-Fræna. Samtidig er det få feil på linjen og dersom dagens prosedyrer og begrensninger følges, vurderes denne risikoen som håndterbar.

Strekningen mellom Isfjorden og Istad går gjennom vanskelig terreng der traseen stedvis er opptil 1100 moh. Dette øker risikoen for krevende værhold både i byggefasen og driftsfasen. Det er også en risiko knyttet til fjordkryssingen over Langfjorden som innehar en middels vanskelighetsgrad.

I K2: Ørskog-Nyhamna er den sentrale risikoen knyttet til legging av sjøkabel. Båttrafikk utgjør den største risikofaktoren, men dette er håndterbart gjennom bruk av vaktbåter, informasjon, maritime signaler og dirigering av trafikk. Området har blitt brukt av forsvaret til å dumpe ammunisjon og materiell, men det er mulig å legge traseen godt utenfor disse områdene. Vi vurderer derfor ikke leggeoperasjonen som spesielt krevende. Det er ingen særskilt risiko knyttet til luftspennet fra Ørskog til Drageneset da løypetraseen er lite utfordrende sett i forhold til terreng og høyde. Vi vurderer risikoen knyttet til dette konseptet som middels stort.

Del V

Konklusjon og videre arbeid

Nyhamna er et av Norges største gassprosesseringsanlegg. Kraftforsyningen til anlegget er av en slik karakter at avbrudd vil inntreffe og det foreligger risiko for langvarig stans på anlegget.

I løpet av 2016-2018 vil effektuttaket fra Nyhamna øke som følge av en utvidelse. Konsekvensene av avbrudd vil øke fordi gassvolumet øker samtidig som anlegget etter utvidelsen ikke lenger kan nyttiggjøre seg av dagens reserveforsyning 132 kV-nettet. Dette gjelder særlig ved feilhendelser med svært lang reparasjonstid.

Statnett anbefaler derfor å styrke leveringspåliteligheten i kraftforsyningen med et konsept der vi beslutter og gjennomfører tiltak trinnvis. En trinnvis utvikling muliggjør tidligere realisering av nytte med lavere kostnad, og legger til rette for å tilpasse tiltak i takt med utviklingen av behovet.

18 Vi anbefaler konseptbeslutning av indre trinnvis konsept

Nyhamna er et av Norges største gassprosesseringsanlegg. Dersom anlegget rammes av et avbrudd i kraftforsyningen medfører det minimum 15 timer stans i gassprosesseringen. De fleste avbruddene forventes å vare i relativt kort tid, men de kan i verste fall vare i flere uker. Kostnadene ved stans på Nyhamna er estimert til opp mot 60 – 75 millioner kroner per døgn. Med dagens kraftforsyning venter vi at prosessanlegget får cirka 0,3 prosent nedetid som følge av avbrudd i kraftforsyningen.

De prissatte virkninger ved å gjøre tiltak er negative. Dette skyldes at avbruddskostnadene faller over tid, som følge av forventninger om avtakende gassvolum. Selv om det er øvrige nyttevirkninger som lavere reinvesteringer og overføringstap, medfører høye kostnader at forventede prissatte virkningene er negative i alle konsepter. Løsninger som innebærer fullverdig N-1 til Nyhamna har størst negative prissatte virkninger pga. høye investeringskostnader.

Miljøvirkninger er vurdert som en ikke-prissatt virkning. Miljøvirkningene er negative i alle nettkonsepter pga. naturinngrepet og derfor økende med omfang. Basert på en overordnet vurdering mener vi at K1: Isfjorden stasjon (trinn 1) og K1: Isfjorden-Istad (delvis N-1) har en liten negativ eller neglisjerbar virkning, siden vi langt på vei oppgraderer eksisterende nett. I K1: Isfjorden-Fræna (trinn 2) og K2: Ørskog – Nyhamna mener vi miljøvirkningene er noe mer negative. Dette skyldes at omfanget av nytt nett øker. K0+: Reservekraftverk har neglisjerbare miljøvirkninger i analysen siden dette står på en industritomt nær Nyhamna og CO₂-kostnadene er tatt hensyn til i prissatte virkninger.

Siden alle konsepter har negative prissatte og ikke-prissatte virkninger kommer konsept 0 i utgangspunktet best ut. Konklusjonen er imidlertid ikke robust. En videre modning og/eller ny informasjon om viktige drivere kan medføre at K1: Indre blir samfunnsøkonomisk lønnsomt. K1: Indre konsept har gjennomgående bedre prissatte virkninger enn K2: Ytre, og fremstår derfor som et robust bedre konsept enn K2: Ytre.

Det skal lite til før K1: Isfjorden stasjon (trinn 1) har positive prissatte virkninger og det kan også oppstå situasjoner hvor K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) har positive prissatte virkninger. Dette er ikke tilfellet med K2: Ørskog – Nyhamna og i mindre grad tilfelle med K0+: RKV og K1: Isfjorden – Istad (delvis).

- K1: Isfjorden (trinn 1) vil ha positive prissatte virkninger dersom reserveforsyningen kan etableres raskt eller det blir flere feil i 420 kV-forsyningen enn forventet:
 - Dersom reserveforsyningen kan etableres i løpet av under ett minutt, vil avbruddskostnadene ved korte avbrudd halveres. Dette kan sannsynligvis først avklares kort tid etter den pågående utvidelsen av Nyhamna.
 - Det er relativt stor usikkerhet i feilraten i dagens forsyning på Nyhamna. Det er eksempel gjort flere utbedringer for å redusere sannsynligheten for avbrudd. Dersom disse viser seg å ha mindre virkning enn forventet kan de prissatte virkningene være positive, og motsatt.
- K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) har størst prissatte virkninger sammenlignet med øvrige alternativ dersom det blir knyttet til vesentlige mengder mer gass til Nyhamna enn forventet. Gassco arbeider for tiden med en studie som kan bidra til mer informasjon om dette. Denne er ventet ferdigstilt tidligst i fjerde kvartal 2016.

Det kan være samfunnsøkonomiske virkninger knyttet til avbrudd i kraftforsyningen som vi p.t. ikke har grunnlag for å tillegge vekt. Dette gjelder spesielt to forhold, som vi antar aktørene eventuelt kan gi oss mer informasjon om før Statnetts investeringsbeslutning:

- Forventede kostnader knyttet til slitasje eller redusert integritet til prosessanlegget og tilhørende utstyr. Norske Shell har fremhevet at alle unødvendige stanser på Nyhamna bidrar til slitasje på roterende utstyr og brønner. Utfall vil også kunne føre til følgeskader og slitasje på annet utstyr, som igjen kan redusere levetid og/eller medføre økt behov for vedlikehold.

Hva de langsiktige konsekvensene av avbrudd vil bety for integriteten til anlegget, er vanskelig å fastsette i kroner og øre og var ikke inkludert i de prissatte slitastjekostnadene Shell utarbeidet i forbindelse med denne konseptvalgutredningen.

- Eventuelle realøkonomiske kostnader pga. svekket omdømme for Norge ved svak leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna.

Dersom vi ikke konseptbeslutter K1: Isfjorden stasjon (trinn 1) vil det ta lenger tid å realisere stasjonen dersom den viser seg å være lønnsom. Dette vil vi vite mer om omkring i løpet av cirka to år og dermed sannsynligvis før investeringsbeslutning. I usikkerhetsanalysen viste vi at denne usikkerheten kan forsvare noen titalls millioner kroner i utviklingskostnader. Konseptbeslutning av K1: Isfjorden (trinn 1) kan derfor medføre positive samfunnsøkonomiske virkninger. Hvorvidt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å konseptbeslutte K1: Isfjorden – Fræna (trinn 2) nå er mer usikkert. Usikkerhetsanalysen viste at med vesentlig høyere gasstilgang enn forventet, kan de prissatte virkningene være positive.

Vurderingen av fordelingsvirkninger og andre hensyn pekte videre på noen andre forhold som kan være viktige i en samlet vurdering. Hendelser med stor konsekvens og lav sannsynlighet får for eksempel generelt liten verdi og betydning i en samfunnsøkonomisk analyse. Dette kan være relevant å legge vekt på, jfr. forsikringsprinsippet.

Inntil Isfjorden stasjon er etablert kan reservekraftverk på Nyhamna redusere konsekvensene av særlig alvorlige feilhendelser i kraftforsyningen. Dersom reservekraftverk på Nyhamna er et aktuelt tiltak i påvente av nettførsterkninger er vår vurdering at dette får begrenset nytte etter idriftsettelse av Isfjorden stasjon.

19 Føringer for neste fase

En særlig utfordring ved optimal utvikling av kraftnettet er at store ledningsprosjekter har lange ledetider og vil vare svært lenge. Det å bygge en ny ledning tar mange år å gjennomføre, og med stor usikkerhet i framtidig forbruk er det også usikkert om nytten av tiltaket kan forsvare kostnaden. Nytt forbruk eller ny produksjon har normalt kortere ledetider enn økt nettkapasitet, slik er det også på Romsdalshalvøya. Gass kan bli tilknyttet om lag 2-5 år etter investeringsbeslutning, mens nytt industriforbruk typisk kan etableres i løpet av 1-2 år, litt avhengig av omfang. Viktig for utviklingen av sentralnettet er derfor å tilpasse ledetider i nett, forbruk og produksjon. Dette gjør at en trinnvis gjennomføringsstrategi ofte er rasjonelt i utviklingen av sentralnettet.

Mulighet til å tilpasse nettutvikling til faktisk behov har i dette prosjektet stor verdi siden investeringskostnadene i nett er store, mens utviklingen i gasstilgang og øvrig forbruk er usikker. Ved å starte utviklingen av konsept 1 tidlig, kan vi tilpasse nettutvikling til beslutninger som gir større sikkerhet for at tiltaket er rasjonelt. Risikoen er ikke bare knyttet til feilinvesteringer, men potensielt også at andre nettutviklingsprosjekter blir realisert senere som følge av at det er begrenset hvor mange prosjekter Statnett kan gjennomføre samtidig.

Vi vil starte konsesjonsprosess for Isfjorden stasjon, og sende melding på ledning ny ledning mellom Isfjorden-Fræna

Statnett anbefaler at det gjennomføres en trinnvis utbygging av en indre nettløsning. Trinn 1 vil være utbygging av en ny 420-132 kV stasjon i Isfjorden og melding på ny 420 kV ledning Isfjorden-Fræna.

Vi anbefaler å starte arbeidet med Trinn 1: Isfjorden stasjon med sikte på at denne realiseres så tidlig som mulig. En stasjon er som regel ikke meldingspliktig. Byggetid etter at myndighetstillatelse foreligger er beregnet til 2-3 år for stasjon og det er mindre gjennomføringsrisiko i byggefasen for en stasjon, enn for et større ledningsprosjekt. Det er alltid usikkerhet knyttet til hvor lang tid det tar å realisere nettførsterkningstiltak, men vi forventer at Isfjorden stasjon kan realiseres i 2020.

Videre anbefaler vi som en del av trinn 1 å sende melding på ny 420 kV ledning Isfjorden-Fræna. Det er to hovedfaser knyttet til myndighetstillatelse, melding og konsesjon. Ved å starte arbeidet med melding kan vi tidligere være i posisjon til å kunne realisere Trinn 2.

Ved endrede forutsetninger anbefaler vi å gjennomføre Trinn 2

Trinn 2 vil være bygging av ny 420 kV ledningen Isfjorden-Fræna. Isfjorden-Fræna er ikke lønnsom med de forutsetninger vi har lagt til grunn i forventet utvikling. Med større nye gassfunn som blir tilknyttet Nyhamna eller mer vekst i øvrig forbruk enn forventet, kan dette endres. Større nye gassfunn og konsesjonssøknader for større nye industrietableringer kan derfor utgjøre viktige milepæler før ytterligere tiltak blir gjennomført. Videre kan informasjon om nyttevirkninger som vi ikke har hatt grunnlag for å vurdere i denne analysen, bidra til at gjennomføring av trinn 2 vurderes som rasjonelt.

Viktige milepæler og forhold som har betydning for videre prosjektutvikling er:

- Driftserfaringer etter utvidelse og idriftsettelse av SVC (mht endring av systemvern)
- Oppdatert Norskehavsstudie (gassressurser)
- Feilfrekvens (særlig for varige feil på Viklandet - Fræna)
- Nye gassfunn og investeringsbeslutninger om eksisterende funn, samt endringer i gassinfrastruktur
- Verdsetting av norsk gass gjennom prisutvikling og vurderinger av omdømme
- Forbruksutvikling, særlig planer om større industrietableringer
- Driftstilstand og mer detaljerte analyser av tilstand i 132 kV-nettet, samt reinvesteringsbehov

I det videre arbeidet med det valgte konseptet, er det særlig viktig å fortsette dialogen med operatøren på Nyhamna og regional netteier Istad Nett, slik at vi følger behovsutviklingen tett.

Sikker informasjon om framtidig gasstilgang og forbruk vil da kunne inngå i konsesjonssøknad og etter hvert som grunnlag for investeringsbeslutning om videreføring. Mer informasjon kan også gi bedre grunnlag for å vurdere om en videreføring bør gå til Istad eller Fræna. Ved bygging av Isfjorden-Fræna (Istad) vil det for eksempel være særlig viktig med god koordinering med revisjoner på Nyhamna.

Dublering eller forsterkning av industriradialen

Det er opp til eier/brukere av Nyhamna å vurdere hvorvidt det grunnlag for tiltak på industriradialen mellom Fræna og Nyhamna. Realisering av tiltak på industriradialen kan skje uavhengig av tiltak for forsterkning av sentral- og regionalnettet. Dersom eier/brukere av Nyhamna mener det er grunnlag for å styrke denne forbindelsen må de initiere myndighetsprosess.

Reservekraftverk som reserveforsyning for Nyhamna fram til tiltak er etablert

Reservekraftverk på Nyhamna vil redusere risiko for de mest omfattende konsekvensene av varige feil og alvorlige feilhendelser som mastehavari. Dette betinger at reservekraftverket blir værende på Nyhamna, og at det gis nødvendige tillatelser til at dette kan fungere som reserveforsyning til gassprosesseringsanlegget. Konsekvenser for verdien av norsk gass ved mulig langvarig stans i gasseksporter ikke vurdert, men kan styrke lønnsomheten av å ha reservekraftverket på Nyhamna.

Statnett har besluttet å avvike reservekraftverk som SAKS-tiltak etter idriftsettelse av Ørskog-Sogndal, og planlegger derfor å selge det.

Eventuell videreføring vil kreve ny myndighetsbehandling og avklaring av rammer for framtidig eierskap og drift.

Føringer for neste fase
2015

Del VI

Metode og ordforklaring

Denne delen beskriver metoden som er benyttet i de ulike delene av analysen. Det er også lagt ved ordforklaring av sentrale begreper for kraftsystemet og gasssystemet.

20 Kraftsystemanalyse - Metode og verktøy

- Analyser av kraftsystemet er normalt basert på modellsimuleringer. Modeller av kraftsystemet vil alltid beskrive en forenkling av virkeligheten. Styrken til modellene er at de beskriver hvordan mange faktorer i systemet fungerer i et komplisert samspill på tross av forenklingene. Statnett benytter hovedsakelig tre modeller/verktøy til dette arbeidet. PSS/E er et verktøy med en nettmodell som etterligner en definert driftssituasjon. Der kan vi blant annet studere termisk belastning og spenningsforhold ved utfall i nettet.
- Samlast er et verktøy som etterligner samspillet i det nordiske kraftmarkedet, hensyntatt begrensninger i nettet.

Denne KVUen skiller seg litt ut fra vanlige kraftsystemanalyser ved at det i liten grad har vært behov for detaljerte kapasitetsanalyser og markedssimuleringer. Det har vært gjort en del kapasitetsberegninger for reservekapasitet gjennom regionalnettet, men for sentralnettet har ikke dette vært viktig. Grunnen til det er at en dublering av sentralnettet på 420 kV nivå vil gi nettkapasitet langt utover det som er nødvendig for å forsyne forbruket på Romsdalshalvøya, og detaljanalyser av hva N-1 – kapasiteten i sentralnettet vil bli i MW dermed ikke er av betydning. Kapasitetsberegningene i regionalnettet er utført med analyser av termisk kapasitet og spenningsstabilitetsgrenser etter utfall. Analyser er i hovedsak utført av Istad Nett.

Markedssimuleringer for kraftsystemet har heller ikke vært viktig da forbruket i området er dominert av Nyhamna/Ormen Lange, og det ikke er kraftproduksjon av betydning innenfor analyseområdet. Kraftmarkedet kan dermed ikke påvirke konseptvalgene i denne KVUen, og kraftmarkedssimuleringer blir derfor unødvendige her. Noen simuleringer har imidlertid vært gjort for å vurdere behovet for ett eller to kabelsett på sjøkabelkonseptet fra Ørskog som følge av transitt.

Derimot har feilsannsynligheter og reparasjonstider vært viktig for å vurdere konsekvensen av feil på den radielle 420 kV forsyningen vi i dag har til området.

Våre modeller og forutsetninger vil alltid gi et forenklet bilde av det virkelige systemet. Når vi bruker modellene i analyser legger vi derfor stor vekt på å vurdere simuleringsresultatene opp mot historiske observasjoner fra markedet og driften, samt fundamentale fysiske og markedsmessige sammenhenger. Oppsummert kan vi si at våre analyser ikke kommer som et resultat fra modellsimuleringene direkte, men fra en totalvurdering gjort av prosjektgruppen.

Grenser for termisk overføringskapasitet

Den termiske overføringskapasiteten til ledningene synker med stigende utetemperatur. I områder der forbruket varierer mye over året vil en vintersituasjon ofte være mest anstrengt, da lastøkningen overgår økningen i termisk kapasitet ved lavere utetemperatur.

For Romsdalshalvøya har det vært mest fokus på reservekapasiteten til Nyhamna. Ettersom forbruket der i praksis er konstant over året blir sommersituasjon mest begrensende med tanke på termisk overføringskapasitet. I analysene som Istad Nett har utført for å finne er det likevel beregnet grenser både for sommer og vinter, for å få fram reservekapasitet for begge tilfeller. Lavere last i Istad Nett sitt forsyningsområde om sommeren oppveier i noen tilfeller for den reduserte overføringskapasiteten på ledningene i området.

Kapasitetsberegning er ingen eksakt vitenskap

Ettersom resultatene er fra simuleringer som tar utgangspunkt i ett bestemt utgangscase, bør kapasitetene leses som omtrentlige. Spesielt for spenningsstabilitet er det usikkerhet knyttet til driftssituasjon og tilgjengelige kraftverk for spenningsstøtte, noe som gjør at vi må ha god margin til grenseverdiene som vi finner i analysene.

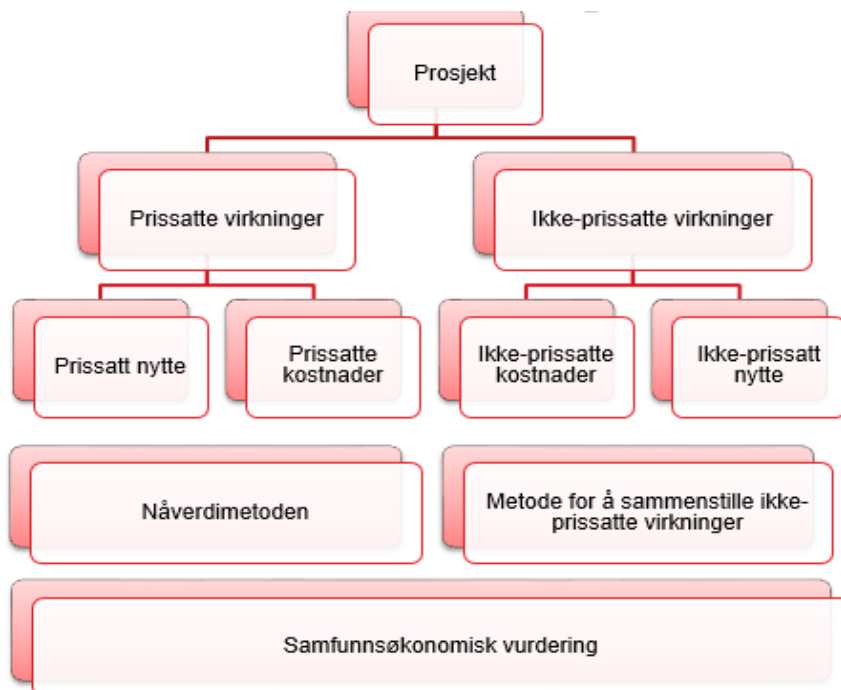
21 Samfunnsøkonomisk analyse – Metode og forutsetninger

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

Den samfunnsøkonomiske analysen i denne KVUen benytter metodikk anbefalt av OEDs veileder for konseptvalgutredninger (2013) og Finansdepartementets veileder i samfunnsøkonomisk analyse (2014), og rundskriv (R-109/2014).

Den samfunnsøkonomiske analysen gjøres med utgangspunkt i reelle størrelser. Valg av basisår for neddiskonteringen er satt til 2015, som er året beslutningen for konseptvalget blir tatt. Analyseperioden er satt til 40 år. Dette er standard analyseperiode i Statnett.

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



Tabell 32 Skematisk oversikt samfunnsøkonomisk analyse.

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten er i utgangspunktet satt til syv prosent for virkninger som henger direkte sammen med prosessanlegget på Nyhamna. For øvrige virkninger har vi benyttet en kalkulasjonsrente på fire prosent. Dette er i tråd med gjeldende praksis i NVEs veileder og OEDs anbefalte kalkulasjonsrenter,

mens Finansdepartementet i siste rundskriv anbefaler samme kalkulasjonsrente for alle nyttevirksomheter⁴⁵.

Siden konseptene gjennomføres for å realisere nyttevirksomheter på Nyhamna og øvrige nyttevirksomheter er små, har vi benyttet kalkulasjonsrenten i petroleumssektoren i kostnadene ved konseptene. Det vil si investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader. For øvrige virksomheter har vi benyttet standard kalkulasjonsrente på fire prosent.

Restverdier

Restverdiene ved analyseslutt er av forenklingsårsaker satt til 0. Det er i hovedsak ledninger som har en restverdi da disse er antatt å leve 90 år. Imidlertid har ledningen ingen verdi med mindre stasjonene blir reinvestert.

Ikke prissatte virkninger

Det er ikke alle relevante virkninger som lar seg verdsette på en tilfredsstillende måte. Disse komponentene kan likevel være av stor betydning i den samfunnsøkonomiske vurderingen. Konsekvensskalaen som er brukt for de ikke prissatte effektene er vist i tabellen under.

Meget negativ konsekvens	Stor negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Ingen/ubetydelig konsekvens	Liten positiv konsekvens	Middels positiv konsekvens	Stor positiv konsekvens	Meget positiv konsekvens
----	---	--	-	0	+	++	+++	++++

Det er konsekvens som er av betydning i samfunnsøkonomisk analyse. For å finne konsekvensen må vi vurdere både omfang og betydning/verdi. Med verdi menes hvor viktig området/fagtemaet er. Med omfang menes en vurdering av hvilke endringer tiltaket antas å medføre

Miljøvirkninger

Metoden vi benytter for å vurdere de ikke-prissatte miljøvirkningene bygger på Statens veivesens Håndbok 140 og Finansdepartementets veileder for samfunnsøkonomiske analyser. De ikke-prissatte konsekvensene av et tiltak bestemmes ut fra sammenstilling av verdi- og omfangsvurdering i henhold til en konsekvensvifte som vist i figuren under.

Først anslås verdien av området ut fra en tredelt skala (liten, middels og høy verdi), og deretter hvilket omfang tiltaket vil ha i området. Konsekvensen av en inngripen i et miljø/område framkommer deretter ved å sammenholde miljøets/områdets verdi og omfanget. Som det fremgår av figuren angis konsekvensen på en ni-delt skala fra meget stor positiv konsekvens (+ + +) til meget stor negativ konsekvens (- - -). Midt på figuren er en strek som angir intet omfang og ubetydelig/ingen konsekvens. Over streken vises de positive konsekvenser, og under streken de negative konsekvenser. I hovedsak er det sistnevnte som er mest relevant for Statnett, med mindre det skal legges ned en linje, stasjon eller lignende.

⁴⁵ Se brev fra OED til Finansdepartementet 12.02.2015 ("Bruk av kalkulasjonsrente i samfunnsøkonomiske analyser av petroleumsprosjekter"). Se videre NVEs "Håndbok for samfunnsøkonomiske analyse av energiprosjekter" og NVEs "Håndbok for kostnader ved produksjon av kraft og varme" (nr 1-11).

Verdi Innen verdi	Omfang		
	Liten	Middels	Stor
Stort positivt	Meget stor positiv konsekvens (++++)	Stor positiv konsekvens (+++)	Middels positiv konsekvens (++)
Middels positivt			
Lite positivt	Liten positiv konsekvens (+)	Ubetýdelig (0)	Liten negativ konsekvens (-)
Intet omfang Lite negativt			
Middels negativt	Middels negativ konsekvens (- -)	Stor negativ konsekvens (- - -)	Meget stor negativ konsekvens (- - -)
Stort negativt			

Figur 20: Konsekvensmatrise basert på omfang og verdi/betydning

Vi gjør en forenklet miljøvurdering i KVVU-prosessen

I en så tidlig fase som en KVVU må en vurdering av miljøvirkningene til de respektive konseptene gjøres på et svært overordnet nivå. I den senere konsesjonsprosessen gjøres en mer utdypende miljøvurdering. Det er likevel viktig å fange opp forskjeller i miljøvirkning mellom konsepter, slik at disse kan vurderes når man samlet skal velge det beste konseptet for gjennomføring.

Miljøkategorier og definisjoner

Normalt inkluderer vi kategoriene i tabellen under i vurderingen av de ikke-prissatte miljøvirkningene. I grunnlagsrapporten som miljøvurderingen i KVVUen bygger på, ble samtlige kategorier omtalt. I KVVUen foretar vi imidlertid en samlet vurdering der de mest sentrale temaene i hvert konsept fremheves.

Tema	Innhold
Landskapsbilde	Visuelle endringer i ubebygde strøk, spredtbygde strøk, by og tettbygde strøk
Nærmiljø, støy og friluftsliv	Endrede kvaliteter i boligområder, identitetsskapende elementer, uteområder, friluftsområder, service, veg- og stinett for gående og syklende
Naturverdier	Inngrep i større områder og systemer, regional grønnstruktur, viktige enkeltområder, naturtypeområder, naturhistoriske områder
Kulturmiljø	Berøring med kulturmiljøer.
Naturressurser	Inngrep i områder for jordbruk, skogbruk, reindrift, fiske og havbruk, bergarter og malmer, vannressurser

Vurdering av tiltakets betydning

Vurdering av miljøets betydning angis på en glidende skala fra liten, middels til stor verdi. De viktigste faktorene som påvirker vurdering av miljøets betydning er hvorvidt miljøfaktorene er av nasjonal, regional eller lokal betydning. I KVUen er det kun gjort en overfladisk vurdering av betydningen av det berørte miljøet.

Vurdering av tiltakets omfang

Ved vurdering av konseptenes omfang tillegges nybygging av ledning eller transformatorstasjoner en negativ miljøvirkning, mens sanering av eksisterende nett tillegges en positiv miljøvirkning. Omfang vurderes ut fra antall kilometer ny ledning (når antall kilometer sanert er trukket fra) og antall nye transformatorstasjoner. Vektene som benyttes er angitt i tabellene under.

Ledning som legges i eksisterende korridor eller trase vurderes å ha et mindre omfang enn ledning i ny korridor/trase. Vektene vil typisk justeres ned ut fra en egen vurdering av hvert enkelttilfelle. Ved bygging av sjøkabel kan vektene også vurderes nedjustert da sjøkabel ofte er mindre konfliktfylt enn linjer fordi den estetiske landskapsvirkningen er mindre.

Hvordan omfanget av nye stasjoner skal vektet må vurderes fra sak til sak, men et utgangspunkt kan være at den første stasjonen blir vektet til 0/-, og så legges det på en minus for hver andre stasjon.

Vurdering av omfang av ny ledning		
Kilometer ledning	Vekt	Betegnelse
0-20	0/-	Ubetydelig til lite negativt omfang
21-100	-	Lite negativt omfang
101-150	--	Middels negativt omfang
151-200	---	Stort negativt omfang
> 200	----	Meget stort negativt omfang

Vurdering av omfang av ny stasjon		
Antall stasjoner	Vekt	Betegnelse
1	0/-	Ubetydelig til lite negativt omfang
2	-	Lite negativt omfang
3	-/--	Lite til middels negativt omfang
4	--	Middels negativt omfang
5	--/---	Middels til stort negativt omfang

22 Metode for dialog

Statnett har samarbeidet med Istad Nett i dialogen med de lokale interessentene, i hovedsak lokale/regionale nettselskap og industriaktører på Romsdalshalvøya. Videre har vi gjennomført et møte med potensielt berørte kommuner, fylkeskommunen og Fylkesmann. Statnett har hatt omfattende dialog med nåværende og framtidig operatør for gassprosesseringsanlegget på Nyhamna, Norske Shell og Gassco. Disse har langt på vei representert alle gassaktørene på Nyhamna, men det har også vært noe direkte dialog mellom Statnett og enkelte gassaktører.

Med unntak av to større møter har dialogen i all hovedsak foregått i mindre fora. Vi har altså hatt møter med operatøren(e), Istad Nett og andre interessenter for seg. Dette skyldes flere ting:

1. Noen aktører er mer sentrale enn andre, og derfor viktigere å ha tett kontakt med.
2. Form og innhold i dialogen er avhengig av hvem vi snakker sammen med.
3. Det er vanskelig å finne sted og tidspunkt som passer for alle.

Vi har hatt jevn kontakt med Gassco, Shell og Istad Nett gjennom hele prosessen. Et stykke ut i arbeidet med KVV, januar 2015, holdt vi større møter i Molde, først for nettselskap, industriaktører og gassaktører. Påfølgende holdt vi et større møte hvor potensielt berørte kommuner, fylkesordførere og Fylkesmann ble orientert om arbeidet. I tillegg har vi møtt OED ved to anledninger og informert om analysen.

KVV for Nyhamna videreførte arbeidet med N-1 utredningen som ble oversendt til OED august 2015. Konklusjoner fra N-1 utredningen ble omtalt i både regionale medier og i nasjonal fagpresse. Aktuelle konsepter har således vært offentlig kjent gjennom hele arbeidet med KVV, og videre også omtalt i høringsversjon av Nettutviklingsplan. Videre var dialogen med Istad Nett, Shell og Gassco allerede godt etablert ved oppstart av arbeid med KVV.

Vårt inntrykk fra møtene er at interessentene ser behovet for økt leveringspålitelighet til Nyhamna. Kommunene og fylkeskommune viser stor interesse for konsekvenser for lokal verdiskaping i form av kapasitet til øvrig industriutvikling og at Statnett velger løsninger som er skånsomme i forhold til bebyggelse og natur/kulturmiljø.

Tabellen under angir de viktigste interessentene i området.

Interessenter med betydning for forbruk	<ul style="list-style-type: none"> • Gassaktører Nyhamna • Gassco • HustadMarmor • Trollhousing • Istad Nett • NEAS • Hydro (Sunndalsøra)
Interessenter med betydning for produksjon	<ul style="list-style-type: none"> • Statkraft • Industrikraft Møre • Havsul • Øvrige eksisterende kraftprodusenter i regionen • Nye kraftprodusenter i regionen
Bransjeorganisasjoner	<ul style="list-style-type: none"> • Norsk Olje og Gass • Småkraftforeningen • Vindkraftforeningen • Energi Norge • DEFO (Distriktenes Energiforening) • KS Bedrift

Interessenter med betydning for tilstanden i nettet	<ul style="list-style-type: none">• Istad Nett• Nordmøre energiverk AS (NEAS)• Nettet kraft• Sunndal• Mørenett
Øvrige interessenter i området	<ul style="list-style-type: none">• Møre og Romsdal fylkeskommune• Berørte kommuner• Lokalbefolkning• Lokalt nærings- og arbeidsliv• Næringslivsorganisasjoner• Miljøorganisasjoner• Friluftorganisasjoner

Tabell 33: Interessenter i arbeidet med å kartlegge behov og mulige tiltak for økt leveringspålitelighet til Nyhamna

Ordforklaring kraftsystemet

Avbrudd

Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningene er under 5 % av avtalt spenningsnivå.

Avbruddskostnad

Samfunnsøkonomisk kostnad ved avbrudd hos sluttbrukere.

Avbruddsvarighet

Tid fra avbrudd inntreffer til sluttbruker igjen har spenning over 90 % av avtalt spenningsnivå.

Avbrutt effekt

Beregnet effekt som ville ha blitt levert på avbruddstidpunktet hvis avbruddet ikke hadde inntruffet.

Driftsforstyrrelse

En automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling.

En driftsforstyrrelse kan skyldes feil på enhet, systemfeil, feilbetjening eller nødutkobling. En driftsforstyrrelse kan bestå av en eller flere feil.

Driftssikkerhet

Kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides.

Driftssikkerheten karakteriserer kraftsystemets evne til å utføre en tiltenkt funksjon under gitte miljø- og driftsforhold. Driftssikkerheten gis i et øyeblikksbilde og tilordnes et gitt nivå utfra gitte deterministiske kriterier som N-0, N-1, etc.

Effektsikkerhet

Kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning.

Effektsikkerhet er knyttet til kraftsystemets kortsiktige evne til å levere elektrisk kraft til sluttbruker.

Energisikkerhet

Kraftsystemets evne til å dekke energiforbruket. Energisikkerhet er knyttet til kraftsystemets langsiktige evne til å levere elektrisk kraft til sluttbruker.

Feil

Tilstand for en enhet karakterisert ved en manglende evne til å utføre en krevd funksjon. Manglende evne til å utføre en krevd funksjon på grunn av forebyggende vedlikehold eller andre planlagte handlinger, eller på grunn av manglende eksterne ressurser, regnes ikke som feil. Se også definisjon av forbigående og varig feil.

Feilfrekvens

Antall feil på en enhet i en gitt tidsperiode. Forstås ofte som antall feil per år for enheten.

Feilsannsynlighet

Sannsynlighet for at en enhet svikter i en gitt tidsperiode.

Forbigående feil

Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig. Gjelder feil som ikke medfører andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av korrekt utløste sikringer, kvittering av signal eller resetting av datamaskin. Kan også gjelde feil som har medført lang utetid, f.eks. der det har vært foretatt inspeksjon eller befarings uten at feil ble funnet.

Forebyggende vedlikehold

Vedlikehold som utføres etter forutbestemte tidsintervall eller i henhold til fastsatte kriterier, og som har til hensikt å redusere sannsynligheten for svikt eller nedsettelse av funksjonsevnen til en enhet

Forsyningsikkerhet

Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker.

Forsyningsikkerhet er et kvalitativt begrep og er en samlebetegnelse for energisikkerhet, effektsikkerhet og leveringskvalitet.

Ikke levert energi (ILE)

Beregnet mengde elektrisk energi som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet

Beregnet størrelse basert på forventet lastkurve i det tidsrommet svikt i leveringen varer. Med svikt i levering menes her avbrudd eller redusert levering av energi. Last som blir liggende ute etter at forsyningen er tilgjengelig igjen, skal ikke tas med i ikke levert energi. Ved beregning av avbruddskostnader er dette tatt høyde for i den spesifikke avbruddskostnaden.

Ikke levert energi er med andre ord ikke nødvendigvis knyttet til et avbrudd. Dette kan for eksempel være tilfelle dersom sluttbrukeren har kontraktmessig avtalt spenning, men ikke tilstrekkelig energileveranse pga. begrensninger i kraftsystemet.

KILE

Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi.

Konsekvens

Størrelse på avbrudd som følge av et utfall.

Korrektive tiltak

Ethvert manuelt tiltak iverksatt av systemoperatøren for å ivareta driftssikkerheten. Automatiske systemvern hører ikke inn under denne definisjonen. I en driftsituasjon brukes korrektive tiltak hovedsakelig for å sikre at kraftsystemet er innenfor predefinerte deterministiske kriterier. I utfallsanalyser brukes begrepet om hvordan vi etterligner systemoperatørens tiltak for å holde driftssikkerheten på et gitt nivå.

Korrigerende vedlikehold

Vedlikehold som utføres etter feiloppdagelse, og som har til hensikt å bringe en enhet i en tilstand der den kan utføre en krevd funksjon.

Krevd funksjon

Funksjon eller en kombinasjon av funksjoner til en enhet som vurderes som nødvendig for å yte en gitt tjeneste

Leveringskvalitet

Samlebegrep for leveringspålitelighet, spenningskvalitet og kunderelasjoner.

Leveringspålitelighet

Sannsynligheten for at kraftsystemet evner å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet er en kvantitativ størrelse som beskriver tilgjengeligheten av elektrisk energi og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd (varslet og ikke varslet).

N-0

Et deterministisk driftskriterium som innebærer at utfall av én komponent i kraftsystemet kan gi avbrudd for sluttbruker. Avbruddet varer til feilen er rettet.

N-1/2

Et deterministisk driftskriterium som innebærer at utfall av én komponent i kraftsystemet kan gi avbrudd for en definert sluttbrukergruppe ved at et systemvern blir automatisk aktivert (f.eks. BFK) for å opprettholde forsyning til resten av sluttbrukerne. Avbruddet varer til feilen er rettet.

N-1

Et deterministisk driftskriterium som innebærer at utfall av én komponent i kraftsystemet ikke skal medføre avbrudd for sluttbruker.

Overføringsbehov

Den samlede mengde effekt som må overføres til et område over en ledning eller over et eller flere snitt for å dekke forbruket.

Overføringskapasitet

Den samlede mengde strøm som kan overføres over en enkelt ledning eller et snitt slik at et gitt nivå på driftssikkerheten ivaretas. Overføringskapasiteten tar hensyn til både termiske grenser og stabilitets- og spenningsmessige grenser.

Overføringsnitt

En samling av to eller flere overføringsforbindelser som i fellesskap danner en grense for overføringskapasitet.

Reparasjonstid

Del av aktiv korrigerende vedlikeholdstid der reparasjon utføres på en enhet. Reparasjonstiden er tiden fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til enhetens funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar. Nødvendige forberedelser for å kunne foreta reparasjon, f.eks. henting eller bestilling av utstyr, venting på utstyr, og transport inkluderes også i reparasjonstiden. Reparasjonstiden inkluderer ikke administrativ utsettelse (frivillig venting). Reparasjonstid brukes kun ved varige feil.

Samtidige feil

To eller flere feil som opptrer tilnærmet samtidig eller så tett i tid at ingen korrektive tiltak kan bli iverksatt i tiden mellom feilene. Feilene kan ha én og samme årsak, flere påfølgende årsaker eller flere uavhengige årsaker.

Spenningsbegrensning

En spenningsbegrensning er en begrensning knyttet til den overføringen man kan ha på et snitt før vi får spenningskollaps i det området vi betrakter. Det er vanlig å operere med en viss driftsmessig sikkerhetsmargin til denne spenningskollapsen.

Spenningsdipp

Hurtig reduksjon i spennings effektivverdi til under 90 %, men større enn 5 % av avtalt spenningsnivå, med varighet fra 10 millisekunder til 60 sekunder. I et system der et elektrisk anlegg eller elektrisk utstyr forsynes med mer enn én forsyningsspenning vil en kortvarig underspenning inntreffe når minst én av forsyningsspenningene faller under 90 % av avtalt spenning og opphøre når alle forsyningsspenningene stiger til 90 % eller mer av avtalt spenning.

Spenningskvalitet

Kvalitet på spenning i henhold til gitte kriterier. Spenningskvaliteten beskriver anvendeligheten av elektrisk energi når det ikke er avbrudd og består av følgende hovedparametre (og underparametere):

Hovedparamtre	Frekvens	Effektivverdi	Kurveform	Symmetri
Underparametre		Langsomme variasjoner Hurtige variasjoner - Kortvarige underspenninger (dipp) - Kortvarige overspenninger (swell) - Flimmer (spenningsfluktasjoner)	Formvaktor	

Stabilitet (vinkelstabilitet)

Kraftsystemets evne til å vende tilbake til en akseptabel stasjonær tilstand etter en forstyrrelse. Det er vanlige å skille mellom stasjonær stabilitet og transient stabilitet. Stasjonær stabilitet dreier seg om systemets evne til å dempe pendlinger. Transient stabilitet dreier seg om feilklareringstiden. Den skal ikke være slik at vi føre til kollaps av delområder, og summen av ytelsen på maskiner som mister synkronisme skal ikke overstige 100 MVA. Minste feilklareringstid: 150 ms på 220 kV og oppover, 400 ms på lavere spenningsnivå.

Svikt

Opphør av en enhets evne til å utføre en krevd funksjon. Etter svikt har enheten en feil. Svikt er en hendelse, i motsetning til feil, som er en tilstand.

Systemfeil

Tilstand karakterisert ved at en eller flere kraftsystemparametre har overskredet gitte grenseverdier uten at det har oppstått feil på bestemte enheter. Eksempelvis vil 1) høy frekvens i et separatnett, 2) effektpendlinger, 3) høy eller lav spenning i nettdeler omtales som systemfeil.

Termisk begrensning

Den termiske grensen er knyttet til hvilken strøm ledningene er dimensjonert for å tåle. Dette inkluderer også endepunktkomponenter. Strømgrensene varierer med temperatur og det er også forskjell hva ledningene tåler kontinuerlig og hva de tåler ved kortvarig belastning.

Uavhengige feil

Uavhengige feil er to eller flere feil som ikke har noen felles underliggende årsak og som dermed er statistisk sett uavhengige. Eksempelvis vil en feil i Feda og en feil i Kobbelv som regel være uavhengige på grunn av stor geografisk avstand mellom feilene.

Utetid

Tid fra utfall til kraftsystemenheten igjen er tilgjengelig. Brukes i forbindelse med utfall. Termen nedetid benyttes også.

Utfall

Driftsforstyrrelse som medfører at en kraftsystemenhet blir utilgjengelig. Et utfall kan være planlagt, påtvungent eller utilsiktet. Utfall av én enhet kan skyldes feil på en komponent i enheten eller utfall av en annen enhet. Eksempel: Utfall av en ledning kan medføre at en samleskinne blir spenningsløs. Ettersom samleskinnen ikke lenger kan transportere/levere energi, er samleskinnen utilgjengelig.

Utkobling

Åpning av bryter, eventuelt sikringsbrudd. En utkobling kan være manuell eller automatisk, og den kan være planlagt, påtvungen eller utilsiktet.

Varige feil

Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig. Merknad: En varig feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Kvittering av signal eller resetting av datamaskin regnes ikke som korrigerende vedlikehold.

Vedlikehold

Kombinasjon av alle tekniske, administrative og ledelseshandlinger gjennom enhetens levetid som har til hensikt å opprettholde en enhet i, eller gjenopprette den til, en tilstand der den kan utføre en krevd funksjon

Ordforklaring gassystemet⁴⁶

Avgrensingsbrønn

Letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumsforekomst som allerede er påvist av en undersøkelsesbrønn.

Betingede ressurser

Utvinnbare petroleumsmengder som er påvist, men som det ennå ikke er tatt beslutning om og gitt tillatelse til å utvinne.

Brønn

Hull som bores for å finne eller avgrense en petroleumsforekomst og/eller for å produsere petroleum eller vann til injeksjonsformål, injisere gass, vann eller annet medium, eller kartlegge eller overvåke brønnparametere. En brønn kan bestå av en eller flere brønnbaner og ha ett eller flere endepunkt.

CO2-avgift

Avgift som betales for utslipp av CO2 ved brenning av petroleum og utslipp av naturgass på innretninger som nyttes i forbindelse med utvinning eller transport av petroleum, jf. CO2-avgiftsloven.

Fakling

Kontrollert brenning av gass.

Felt

En eller flere petroleumsforekomster samlet som omfattes av en godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller er innvilget fritak fra PUD.

Funn

En eller flere petroleumsforekomster som samlet er oppdaget i samme brønn og som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum. Definisjonen omfatter både kommersielt og teknisk funn. Funnet får status som felt, eller inngår i et eksisterende felt, når plan for utbygging drift (PUD) er godkjent av myndighetene. (Se også Felt)

Funnrate

Teknisk funnrate: Forholdet mellom antall tekniske funn og antall undersøkelsesbrønner. Økonomisk/kommersiell funnrate: Forholdet mellom antall funn som blir bygd ut, eller er klart lønnsomme i dag, og antall undersøkelsesbrønner.

Kondensat

En blanding av de tyngste delene av naturgassen. Kondensat er flytende ved normalt trykk og temperatur.

Letebrønn

Brønn som bores for å påvise mulig forekomst av petroleum eller skaffe informasjon for å avgrense en påvist forekomst. Letebrønn er en fellesbetegnelse for undersøkelses- og avgrensingsbrønner.

Naturgass

Hydrokarboner i gassform. Gass som selges under betegnelsen naturgass består i hovedsak av metan (CH₄), noe etan og propan, mindre mengder av andre tyngre hydrokarboner og spor av forurensninger som CO₂, H₂S og så videre.

⁴⁶ Utvalgte ord fra Oljedirektoratets ordliste. Komplette ordliste: <http://www.npd.no/om-od/informasjonstjenester/oljeordliste/>

Operatør

Den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten.

Prospekt

En mulig petroleumsfelle med et kartleggbart, avgrenset bergartsvolum.

PUD

Plan for utbygging og drift av petroleumsforkomster.

Reserver

Omfatter gjenværende, utvinnbare, salgbare petroleumsmengder i petroleumsforkomster som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut og som myndighetene har godkjent PUD eller innvilget PUD-fritak for. Reserver omfatter også petroleumsmengder i forekomster som rettighetshaverne har besluttet å utvinne, men der planene ikke er myndighetsbehandlet i form av en PUD-godkjennelse eller et PUD-fritak.

Rikgass

Blanding av våt og tørr gass (metan, etan, propan, butan og så videre.)

Sm³

Måleenhet for gass. Standard kubikkmeter gass. MSm³ betyr millioner standard kubikkmeter gass.

Stigerør

Rør som transporterer væske opp fra brønnen til produksjons- eller boreinnretningen.

Tørrgass

Nesten ren metangass, uten vann og med få tunge komponenter.

Uoppdagede ressurser

De mengder petroleum som på et gitt tidspunkt er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring.

Våtgass

Fellesbetegnelse for flytende petroleumprodukter. Inkluderer også NGL.

Del VII

Vedlegg

Vedlegg 1: Notat fra Gassco

Innspill til behovsanalysen i Statnetts pågående KVV for Romsdalshalvøya inkl. sensitiviteter med Statnetts antagelser om nedetid

I dette notatet presenteres beregninger av konsekvenser av fremtidige strømutfall på Nyhamna som innspill til Statnetts konsekvensutredning av en fremtidig forsterkning av strømmettet på Romsdalshalvøya. Det er også lagt ved et vedlegg med sensitivitetsberegninger basert på Statnetts oppdaterte forutsetninger om nedetid for bruk i KVV for strømmettet til Nyhamna oversendt i juni 2015.

Gassco har kvantifisert følgende konsekvenser ved strømvbrudd til gassprosesseringsanleggene på Nyhamna:

1. Verditap for utsatt gassproduksjon
2. Tilbakekjøpskostnader for brukerne

Gasscos analyser er basert på innspill fra rettighetshaverne på;

- forventede følger for produksjonstap og utsatt produksjon
- Shells erfaringer for antall og varighet på utfallene på anlegget
- endringer i gassprisene ved utfall av gassleveranser

Det er lagt til grunn oppstart av forsterket strømmett i hhv. 2017, 2020 og 2022 og at tilgjengeligheten på anlegget forbedres med drøyt 2 døgn økt driftstid per år i forhold til erfaringene så langt.

Feltene som så langt er identifisert som brukere av gassprosesseringsanlegget på Nyhamna er foruten Ormen Lange, Aasta Hansteen og Zidane.⁴⁷ Gassco har i Transportplanen⁴⁸ 2015 videre antatt at funnene Asterix, Victoria og Linnorm vil bli knyttet opp mot Nyhamna. I beregningene er det lagt til grunn en gasspris på 1,93 kroner/Sm³.

Polarled/Nyhamna er designet for å kunne ta i mot gass fra flere ressurser i Norskehavet. Det er vurdert å knytte Åsgard Transport røret sammen med Polarled for å utnytte tilgjengelig kapasitet i Polarled. Samtidig gjøres utredninger om utvikling av gassinfrastruktur i Barentshavet. Både Polarled og Åsgard Transport er aktuelle for tilknytting av et fremtidig gasstransportsystem fra Barentshavet. Det er derfor ventet at gassvolumene over Nyhamna vil øke i framtiden. Basert på dette er det gjort en beregning som illustrerer konsekvensen om også tilleggs volum inkluderes.

I det følgende presenteres Gasscos overordnede vurderinger av nåverditap som følge av utsatt gassproduksjon basert på forutsetningene over, og en overordnet vurdering av tilbakekjøpskostnader som brukerne (gass-selgerne) av anlegget på Nyhamna kan forvente.

Verditap for utsatt gassproduksjon

Beregningen av nåverditapet for utsatt gassproduksjon er basert på følgende forutsetninger:

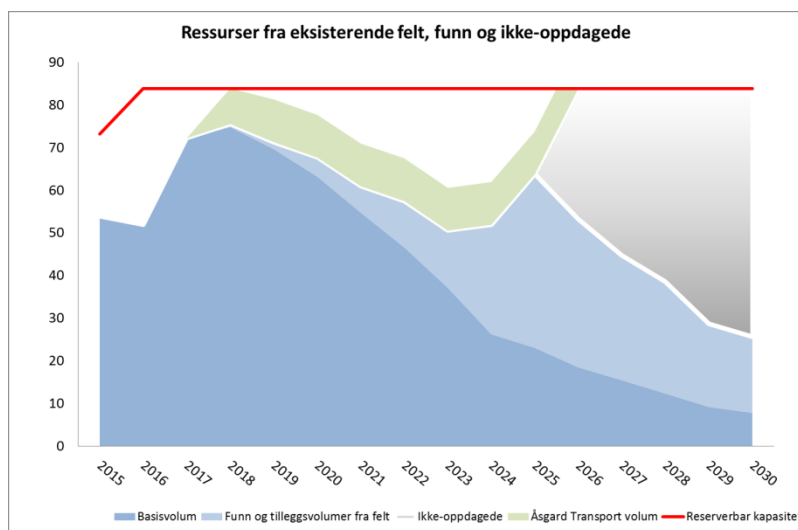
⁴⁷ Rettighetshaverne i disse feltene er opptatt av at markedssensitiv informasjon som forventet produksjonsprognoser ikke blir gjort offentlig tilgjengelig. Adgang til bakgrunnsinformasjonen som Gassco har benyttet for å utføre analysene vil derfor være begrenset. Statnett kan få adgang til aggregerte volumprofiler etc. forutsatt at informasjonsutveksling reguleres under en konfidensialitetsavtale.

⁴⁸ Gassco gjennomfører årlig en Transportplan der vi identifiserer behov for transport fra alle gassfelt knyttet opp mot gassinfrastrukturen.

Konsekvenser av utsatt produksjon basert på feltoperatørens innspill for de respektive felt, beregnet som tiden som går før gassen blir produsert. Reproduksjonstiden varierer mellom feltene. Felt som enda ikke har startet opp vil ha en platåproduksjon over noen år som gjør at det først blir mulig å starte produksjon av gass etter at feltet er av platå. Tiden det går å produsere gassen etter platånivå vil også variere mellom feltene bl.a. avhengig av reservoartrykk og tilgang til kompresjonsfasiliteter offshore. Mot slutten av feltets levetid kan konsekvensen bli at gassen blir endelig tapt hvis den ikke blir produsert før feltet stenges ned.

I beregningen er det tatt utgangspunkt i hhv. basisvolum og tilleggs volum fra Transportplanen for 2015. Basisvolum er volum fra felt i produksjon inkl. felt som er i prosjekteringsfasen med konseptvalg mot Nyhamna, mens tilleggs volum fra Transportplanen er volum fra funn og tilleggsreserver på felt i produksjon. Volumbildene fra Transportplanen er et uttrykk for den beste tilgjengelige kunnskap om volum fra felt og funn. Transportplanen mangler imidlertid data på ikke-oppdagede ressurser og det er derfor nødvendig å supplere med data for ikke-oppdagede ressurser. Gassco har i samarbeid med Oljedirektoratet og rettighetshaverne i Norskehavet startet et arbeid med en områdestudie for Norskehavet. Hovedformålet med studien er å etablere forventede volumprofiler fra Norskehavet. I påvente av resultatene fra denne studien, som tidligst vil foreligge mot slutten av 2016, har Gassco valgt å illustrere effekten av full kapasitetsutnyttelse fra 2026 for å reflektere at det vil ta noen år før tilleggs volum fra nye felt vil komme i drift.

Figur 1 viser volumforutsetningene. I beregningen av nåverditap knyttet til utsatt produksjon av volum fra funn og ikke-oppdagede ressurser er det lagt til grunn en gjennomsnittlig reproduksjonstid basert på mottatte innspill fra feltoperatørene. I beregningen med full kapasitetsutnyttelse er det lagt til grunn et høyt tap knyttet til utsatt produksjon⁴⁹ for å reflektere at volum ikke kan bli produsert før det blir ledig kapasitet på Nyhamna.



Figur 1. Illustrasjon av alternativ utnyttelsesgrad for gassprosesseringsanlegget⁵⁰

Basert på overnevnte antagelser om utfallsfrekvens og reproduksjonsfaktorer og oppstart av forsterket strømmnett i 2017 er reduksjonen i nåverditap for utsatt produksjon knyttet til strømutfall på Nyhamna beregnet til rundt 660 millioner 2015-verdi basert på basisvolum, ved 7% reel

⁴⁹ I beregningene er det lagt inn en faktor på 80% for de ikke oppdagede ressursene for å reflektere at det tar lang tid før volumene kan reproduseres ved full kapasitetsutnyttelse på Nyhamna. Den relativt høye faktoren reflekterer at det tar lengre tid å få produsert basisvolum og volum fra funn ved full kapasitetsutnyttelse på Nyhamna.

⁵⁰ Figuren er basert på Transportplan 2015 med unntak av de gråskyggede området som illustrerer full kapasitetsutnyttelse på Nyhamna (i sensitivitet med full kapasitetsutnyttelse er det antatt full kapasitetsutnyttelse tom. 2040).

Vedlegg 1: Notat fra Gassco 2015

diskonteringsrate før skatt. Tilsvarende nåverditall for funn og ikke-oppdagede ressurser er hhv. 180 millioner og 890 millioner 2015-verdi.

Gassco har i tillegg igangsatt et arbeid med å vurdere en mulig grenrør mellom Åsgard Transport og Polarled for å muliggjøre overføring av innestengt volum i Åsgard Transport til Polarled som har ledig kapasitet (se figur 2 i Vedlegg 2). Et slikt grenrør kan være klar for bruk i 2018 med en kapasitet på 10 MSm³/d. I påvente av nærmere utredninger av mulig utnyttelse av et grenrør fra Åsgard Transport til Nyhamna har Gassco beregnet effekten av en potensiell full utnyttelse av grenrøret i perioden 2018-2025.⁵¹ Effekten av grenrøret kan dermed beregnes til et nåverditap på opp mot 60 millioner 2015-verdi.

Hvis en alternativt legger til grunn oppstart av forsterket strømnnett i 2020 vil redusert nåverditap for basisvolumene bli redusert til 380 millioner 2015-verdi med 7% reell diskonteringsrente. Nåverditapet knyttet til volum fra funn og ikke-oppdagede vil være det samme som før siden disse har oppstart etter 2020. Hvis forsterkingen av strømnettet ikke er klar før i 2022 vil reduksjonen i nåverditapet bli redusert til 165 millioner i 2015-verdi for basisvolum og knappe 170 og millioner kroner for funn. Konsekvensen for ikke-oppdagede er fortsatt ikke påvirket, mens effekten av tilknytningen mellom Åsgard Transport og Polarled blir redusert til drøyt 25 millioner i 2015-verdi.

Beregnet reduksjon i nåverditap som følge av utsatt produksjon er oppsummert i tabellen under:

Oppstartsår forsterket strømnnett	Basisvolum	Funn og tilleggsvolum fra felt	Åsgard Transport	Ikke-oppdagede	Sum
2017	660	180	60	890	1 790
2020	380	180	60	890	1 510
2022	165	170	25	890	1 250

Tabell 1. Beregnet reduksjon i nåverditap knyttet til utsatt produksjon ved strømutfall Nyhamna. Mill. kroner 2015-verdi ved 7% reell diskonteringsrente

Gassco er blitt utfordret til å presentere en forventningsrett volumprofil for bruk i Statnetts KVU. Som nevnt er det igangsatt en områdestudie for å kartlegge volumforventninger fra Norskehavet som også inkluderer forventninger til ikke-oppdagede ressurser. Resultatene fra områdestudiet vil imidlertid tidligst foreligge mot slutten av 2016. Gassco vil påpeke at oljeselskapene har investert i betydelig overkapasitet i Polarled-rørledningen og Nyhamna-terminalen basert på forventninger om at kapasiteten vil bli utnyttet. Erfaringer fra tidligere investeringer i gassinfrastruktur viser at etablert overkapasitet etter hvert blir tilnærmet fullt utnyttet. Dette gjelder de fleste rørledninger, jf. vedlegg 2. Det kan her påpekes at leteaktiviteten i Norskehavet over lengre tid har vært påvirket av at det har vært en flaskehals i Åsgard Transport og at den nye kapasiteten som etableres med Polarled ventes å bidra til økt leteaktivitet i området. Ressursregnskapet til Oljedirektoratet viser videre at forventede gjenværende ressurser i Norskehavet er om lag like store som kjente ressurser fra felt og funn. Det understrekes også at det kan fases inn betydelige volum fra Barentshavet til eksisterende infrastruktur i Norskehavet. Basert på erfaringer fra utnyttelse av andre transportsystem som er blitt etablert er det etter vår vurdering nødvendig å ta høyde for det høyeste volumscenariet som planforutsetning for et forsterket strømnnett til Nyhamna.

Tilbakekjøpskostnader for brukerne (gass-selgerne)

Med all gass som selges i markedet følger en leveranseforpliktelse. Ikke-forutsatte leveranseutfall i markedet som følge av oppstrøms driftsforhold medfører derfor i praksis at gass-selger må skaffe erstatningsgass i markedet for å oppfylle sine leveranseforpliktelser. I vintersesongen er kapasiteten i gassinfrastrukturen fullt utnyttet. I de aller fleste tilfeller hvor gassproduksjonen fra feltene uteblir i mer enn 1 time vil brukeren pådra seg kostnader ved kjøp av erstatningsgass. Netto kostnad for kjøp

⁵¹ Effekten etter denne perioden er allerede inkludert i sensitiviteten med full kapasitetsutnyttelse fra 2026.

av erstatningsgass vil variere avhengig av gassmarkedet ved utfall. De fleste strømvbrudd har skjedd om vinteren hvor prisene er på sitt høyeste og kapasitetsutnyttelsen er størst. Da kan priseffektene være betydelige.

Erfaringstall fra norske gass-selgere de siste tre årene har vist prisøkning i enkelte tilfeller på opptil 63% i utfallsitasjoner, eller en netto tilleggs kostnad for kjøp av erstatningsgass opptil 1,7 kroner per Sm³ (som tilsvarer rundt 15 øre per kWh).

Kostnader i den størrelsesorden er imidlertid uttrykk for relativt store utslag som har oppstått i kombinasjon av andre hendelser. Ser en bort fra de mer ekstreme tilfellene, vil en antagelse om netto tilleggs kostnad for kjøp av erstatningsgass i størrelsesorden 10 øre per Sm³ i gjennomsnitt anses som realistisk. Nåverdien av netto tilbakekjøpskostnader knyttet til strømutfall på Nyhamna vil med denne antagelsen utgjøre knappe 90 millioner 2015-verdi for basisvolumene over de identifiserte feltenes levetid ved 7% reel diskonteringsrate og oppstart av forsterket strømnnett i 2017. Tilsvarende nåverditall for funn, Åsgard Transport volum og ikke-oppdagede ressurser er hhv. drøye 30, 10 og knappe 60 millioner i 2015-verdi. Med oppstart av nettforsterking i 2020 eller 2022 vil reduksjonen i nåverditapet knyttet til erstatningsgass for basisvolumene bli redusert til hhv. drøyt 50 millioner og om lag 30 millioner i 2015-verdi.

Samlet nåverditap for de to kvantifiserte effektene er altså beregnet til knappe 750 millioner 2015-verdi for basisvolum ved oppstart i 2017. Tilsvarende nåverditap for basisvolum ved oppstart av forsterket strømnnett i 2020 eller 2022 er hhv. 430 eller 195 millioner i 2015-verdi.

Hvis en legger til grunn volum fra funn, tilleggs volum fra Åsgard Transport og ikke-oppdagede ressurser basert på full utnyttelse av Nyhamna vil summen av de to effektene totalt utgjøre i størrelsesorden 1,98 mrd. 2015-verdi ved oppstart i 2017.

I tabellen under oppsummeres de kvantifiserte effektene av strømvbrudd, dvs. utsatt produksjon og tilbakekjøpskostnader.

Oppstartsår forsterket strømnnett	Basisvolum	Funn og tilleggs volum fra felt	Åsgard Transport	Ikke-oppdagede	Sum
2017	750	210	70	950	1 980
2020	430	210	70	950	1 660
2022	195	200	30	950	1 375

Tabell 2. Beregnet reduksjon i nåverditap knyttet til utsatt produksjon og tilbakekjøpskostnader ved strømutfall Nyhamna. Mill. kroner 2015-verdi ved 7% reell diskonteringsrente

Vi har i tillegg beregnet effekten av et potensielt mastehavari og påfølgende strømutfall med varighet på 30 dager. Verditapet av utsatt produksjon ved en slik enkelthendelse vil overstige 1 milliard dersom det inntreffer i 2020 (om lag 740 millioner kroner neddiskontert til 2015-verdi med 7% diskonteringsrate). Tilleggs kostnader for tilbakekjøp av gass vil i en slik hendelse antas å være begrenset til de første dagene da en andel av gassen for tiden selges på spotmarkedet som i praksis ikke medfører særlige langsiktige leveringsforpliktelser for gass-selgerne.

Avslutningsvis understrekes det at konsekvensene for omdømme som sikker energileverandør til kontinentet ikke er kvantifisert. Det samme gjelder kostnader i form av økt slitasje på utstyr ved uplanlagte stanser. Basert på innspill fra oljeindustrien og erfaringer fra den politiske oppmerksomheten utfall av Nyhamna og øvrige prosessanlegg har fått i mottakslandene for norsk gass må det framheves at de ikke-kvantifiserte kostnadene må tillegges betydelig vekt. Sikker energiforsyning til norske anlegg er viktig både for å sikre troverdighet rundt Norges evne som sikker gasseksportør, og for innsalget av norsk gass sin rolle i den europeiske energimiksen samt for de prismarginer som oppnås for norsk gass. N-1 kraftforsyning til olje- og gassanlegg er et viktig bidrag for å underbygge den politiske målsetningen om elektrifisering av norsk sokkel og ikke minst også for innsalget av norsk gass som en viktig del av den fremtidige europeiske energimiksen.

Vedlegg 1 – sensitivitet basert på Statnett forutsetninger om nedetid

Statnett har i KVV oppdatert sine forventninger om nedetid på Nyhamna når en tar hensyn til feilfrekvens og forutsetninger om oppkjøringstid for Nyhamna anlegget etter feil. Statnett forventer en nedgang i samlet nedetid for Nyhamna prosessanlegget fra det erfarne nivå på 51,6 timer til 23,1 timer per år. Statnett har lagt til grunn en gasspris på 2 kroner/Sm³. Videre antar Statnett at fullverdig N-1 løsning først vil være ferdigstilt i 2023 eller 2024 avhengig av hvilken løsning som velges.

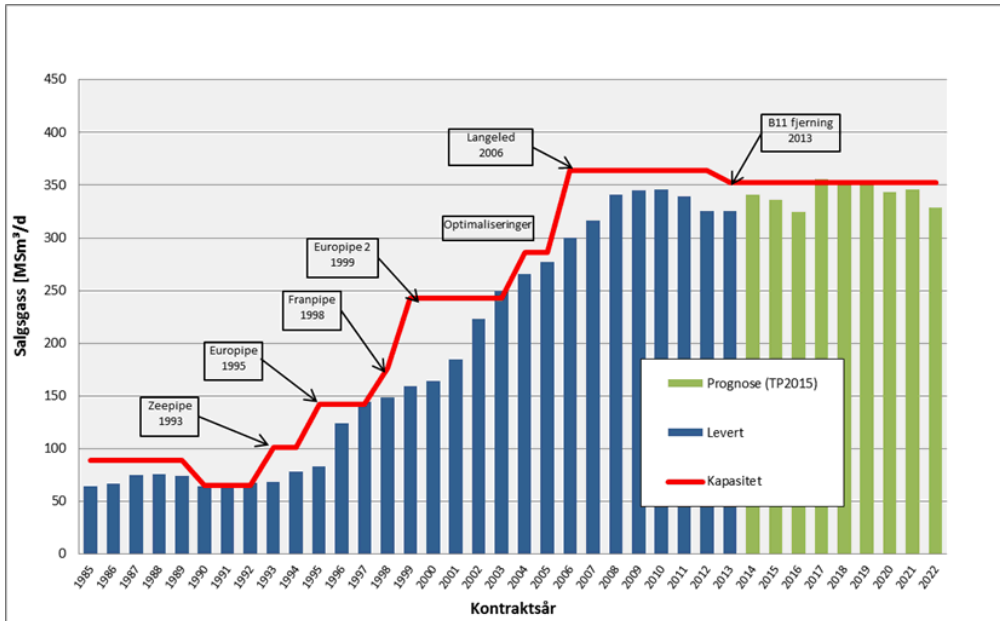
I tabellen under vises en sensitivitet av de kvantifiserte avbruddskostnadene basert på Statnetts oppdaterte forutsetninger om nedetid dersom fullverdig N-1 løsning er på plass i 2023. Det er her sett bort fra en gradvis forbedring som følge av en trinnvis løsning med oppstart av deler av forbedringene på et tidligere tidspunkt som er antydning for det indre konseptet.

Ikke overraskende medfører Statnetts forventede forbedring av nedetid i dagens strømmnett (nullalternativet) at de kvantifiserte nåverdien av de kvantifiserte avbruddskostnadene reduseres signifikant sammenlignet med resultatene fra våre beregninger over.

Oppstartsår forsterket strømmnett	Basisvolum	Funn og tilleggsvolum fra felt	Åsgard Transport	Ikke-oppdagede	Sum
2023	90	93	14	435	632

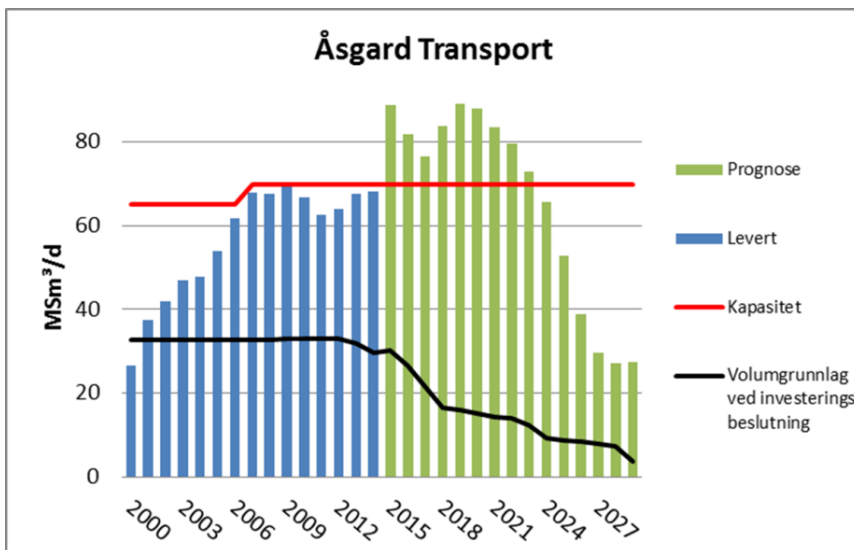
Tabell 3. Sensitivitet med Statnett forutsetninger – redusert nåverditap knyttet til utsatt produksjon og tilbakekjøpskostnader ved strømmutfall Nyhamna. Mill. kroner 2015-verdi ved 7% reell diskonteringsrente

Vedlegg 2 – historisk utvikling av kapasitet og kapasitetsutnyttelse



Figur 1. Utvikling av kapasitet og volumgrunnlag oppstrøms gasstransportnett

Figur 1 over viser at det er bygd inn overkapasitet på de fleste transportsystem og at denne kapasiteten etter hvert har blitt utnyttet.



Figur 2. Volumgrunnlag og kapasitet Åsgard Transport

Figur 2 over viser at det er bygd inn betydelig overkapasitet i Åsgard Transport som i ettertid har blitt utnyttet fullt ut. Figuren viser også at det er innestengte volum i Åsgard Transport som kan gi grunnlag for et grenrør mellom Åsgard Transport og Polarled.

Vedlegg 2: Nærmere om spenningsdipper

Spenningsdipper er et problem for Nyhamna

Industriutstyr kan være utformet slik at det kobler ut ved kortvarige spenningsfall, såkalte spenningsdipper. Historisk har spenningsdipper medført om lag like mye utsatt produksjon på Nyhamna som avbrudd i kraftforsyningen, i følge operatøren Shell.

Spenningsdipper inntreffer ved kortslutninger i nettet, som for eksempel ved lynnedslag som gir overslag fase-fase eller fase-jord og fasesammenslag på grunn av vind.

Ingen større forskjell mellom 420 kV konseptene med hensyn på spenningsdip

Ormen Lange-anlegget har vist seg å være lite tolerant for spenningsdip. En spenningsdip oppstår ved koblinger og kortslutninger i nettet:

- Ved koblinger er normalt spenningsdip så liten at det ikke gir problemer for Ormen Lange.
- Ved kortslutninger i overføringsnettet har det vært mange tilfeller der en eller flere kompressorer på Ormen Lange har falt ut, fordi de ikke har tålt spenningsdippen som kortslutningen medførte på Nyhamna.

Det er viktig å være klar over at spenningsdip alltid vil kunne oppstå i nettet, selv om sannsynligheten for spenningsdipper forårsaket av vind i noen grad kan reduseres ved tiltak på linene. Det er imidlertid ikke mulig å designe seg vekk alle fra spenningsdipper. Vernsystem sikrer imidlertid at de blir så kortvarige som mulig.

I vurderingene av N-1-forsyning (N-1 rapporten) er det kun gjort en sammenligning av de ulike konseptene med hensyn på hvor langt unna Nyhamna kortslutninger vil gi kritisk størrelse på spenningsdip. Å angi eksakte forventningsverdier på antall spenningsdip er praktisk umulig, da størrelsen er avhengig av topologi og innfasede kraftverk til enhver tid. Dette varierer over året, uker og døgn. Det er derfor mer relevant å sammenligne konseptene i ellers like simuleringscase.

Simuleringene er gjort i PSS/E, både for 3-fase og 1-fase kortslutninger i nettet. Beregninger for 1-fase kortslutninger er gjort med all last modellert som spenningsavhengig last. Grunnen til dette er begrensinger i simuleringsprogrammet. For anlegg som Ormen Lange med en stor andel spenningsuavhengig (konstant effekt) last, gir dette for optimistiske resultat. Dette er forsøkt korrigert for ved å sette en 5-10 % høyere grense for restspenning som ikke gir pulsblokkering og dermed midlertidig null effektuttak til kompressorene, ved denne lastmodelleringa.

Resultatene viser at det kun er små forskjeller mellom de ulike N-1 420 kV konseptene. Ingen av konseptene vil gi vesentlig endring i antallet spenningsdip sammenlignet med dagens situasjon. Det er etablering av 420 kV ledning Ørskog-Sogndal som endrer situasjonen klart mest. 420 kV Ørskog-Sogndal vil medføre at:

- Nyhamna blir eksponert for spenningsdip for feil langs Ørskog-Sogndal, og til dels enda lenger unna ved 3-fase feil
- Nyhamna blir mindre eksponert for spenningsdip ved feil mot/i Sverige og feil nord for Trøndelag

Hva nettoresultatet blir for Nyhamna er ikke gitt. Det blir trolig flere km ledning som ved feil vil gi kritisk spenningsdip for Nyhamna, men netto endring avhenger også av reell feilfrekvens på ulike ledninger.

Gitt at Ørskog-Sogndal er på plass, er det ikke store forskjeller mellom konseptene Ørskog-Nyhamna, Isfjorden-Fræna-Nyhamna og Viklandet-Brandhol-Fræna-Nyhamna:

- Ørskog-Nyhamna vil gi tettere kobling mot nettet sør for Ørskog-Sogndal, og utvider det kritiske området litt lenger sørover.

- De indre konseptene (2 og 3) gir litt sterkere kobling mot Nordland, Sverige og Gudbrandsdalen, og vil eksponere Nyhamna for noen flere feil i den retning. Siden vi snakker om små forskjeller i utstrekning (1-2 ledninger i hver retning), er det ikke et analytisk grunnlag for å si at et konsept er bedre enn et annet med hensyn til eksponering for spenningsdip.

Enfase-feil må ligge mye nærmere Nyhamna enn tre-fase feil for at det skal gi spenningsdip som utløser pulsblokkering og forskjellen mellom konseptene blir mindre sammenlignet med forskjellene med tre-fase feil.

Konsept med lokal kraftproduksjon ville kunne redusert størrelse på spenningsdip som Nyhamnaanlegget opplever, gitt at de hadde kjørt kontinuerlig. Imidlertid krever det betydelig større generatorytelse enn kapasitetsbehovet på Nyhamna for at det skal heve restspenningen tilstrekkelig til at spenningsdippen blir liten nok. Dette forutsetter også at kraftverk er lokalisert sammen med prosessanlegget, noe som ikke har vært tema for aktuelle konsept. Dette ville gitt betydelig økte kortslutningsstrømmer ved feil på Nyhamna og påvirket dimensjonering av anlegget.

Vedlegg 3: Feilrater Viklandet - Fræna

Feil i kartlag 'snaumark' skjer nesten fem ganger så ofte som øvrige feil.

Vi har sett på alle varige feil i det norske sentralnettet siden år 2000 og klassifisert disse etter hvilken terrenngtype de skjedde innenfor. Det har ikke vært mulig å kartlegge samtlige 64 varige feil, men av de 54 vi har lokalisert er 28 av dem i det som heter 'snaumark'. Snaumark består hovedsakelig av områder uten vegetasjon og inkluderer fjellterreng. Vårt sentralnett fra 300 kV og oppover har 19.1% av ledningene i dette segmentet. Dersom $\lambda_{\text{snaumark}}$ er den underliggende feilraten for ledningsnett i denne terrenngtypen og λ_{rest} er den tilsvarende for resten av terrenget, har vi at

$$\frac{\lambda_{\text{snaumark}}}{\lambda_{\text{rest}}} = \frac{28/0.1914}{(54 - 28)/(1 - 0.1914)} = 4.55$$

Altså har vi at feilraten for snaumark er 4.55 ganger høyere enn resten av terrenget.

Vi vekter feilraten med andel snaumark

Når vi skal finne feilraten for en ledning ønsker vi å gjøre dette ved å vekte feilratene for de ulike terrenngtypene med de respektive andelene av ledningslengder. Vi vet at den gjennomsnittlige feilraten for hele sentralnettet, λ_{tot} , er 0.063 feil per år per 100 km ledning. Vi bruker dette til å regne ut feilratene $\lambda_{\text{snaumark}}$ og λ_{rest} . Siden andelen snaumark i det samlede ledningsnettet er 0.1914 får vi at

$$\lambda_{\text{tot}} = \lambda_{\text{snaumark}} * 0.1914 + \lambda_{\text{rest}} * (1.0 - 0.1914) = 0.063$$

Ved å bruke $\lambda_{\text{snaumark}}/\lambda_{\text{rest}} = 4.55$ får vi at

$$\lambda_{\text{snaumark}} = 0.171 \text{ feil per 100km per år,}$$

$$\lambda_{\text{rest}} = 0.0375 \text{ feil per 100km per år.}$$

Nå kan vi bruke dette til å regne ut feilrater for de tre linjene Viklandet – Istad, Istad – Fræna og Fræna – Nyhamna ved å bruke andelen i snaumark som vekter. Dette er vist i Tabell 34.

Tabell 34 Feilrater for linjesegmenter mellom Viklandet og Nyhamna basert på andel snaumark.

Linje	Andel snaumark	Feilrate per 100 km per år
Viklandet -- Istad	0.44	0.096
Istad -- Fræna	0.11	0.052
Fræna -- Nyhamna	0.13	0.055

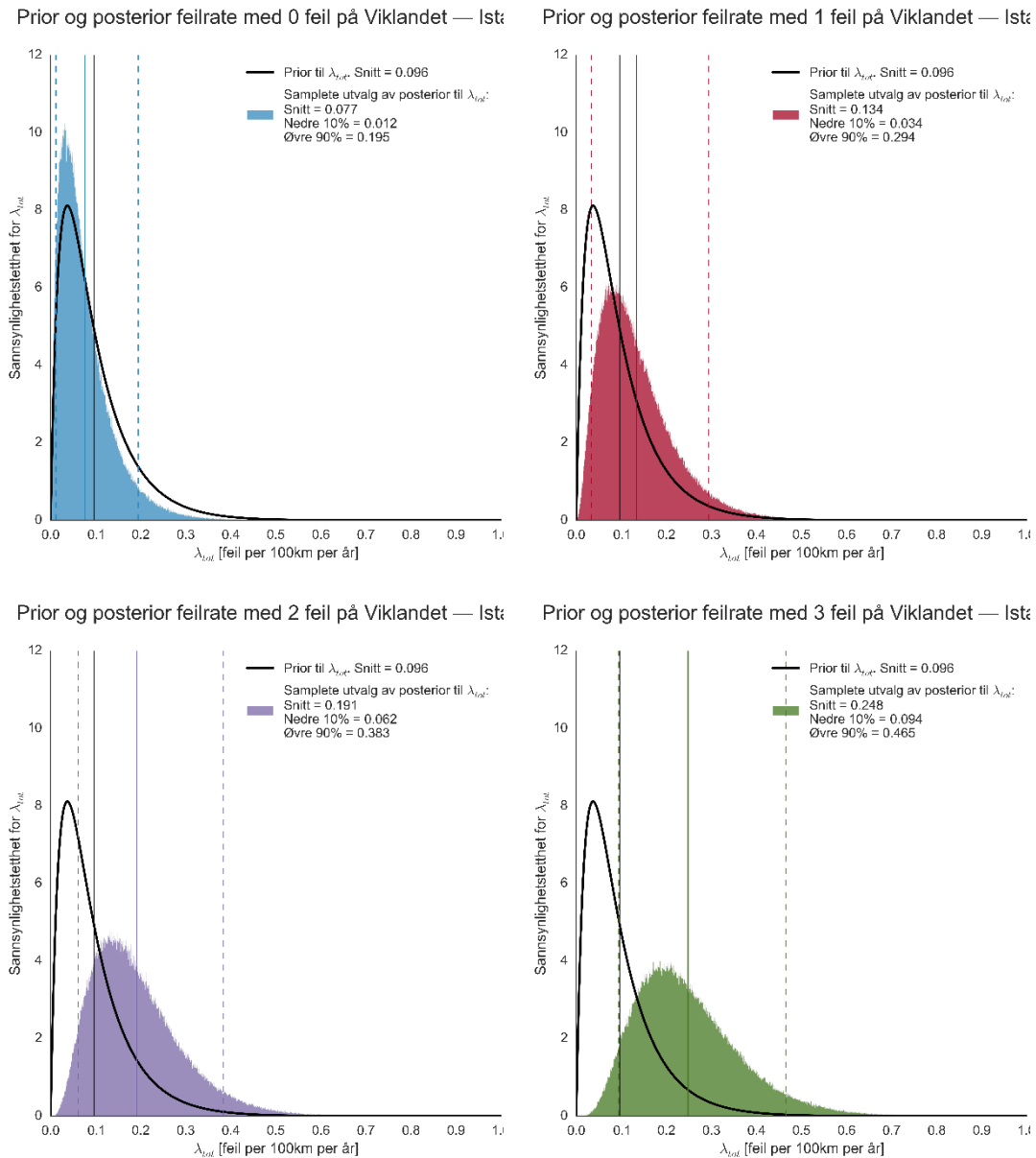
Med bayesiansk analyse bruker vi observasjoner til å oppdatere estimatene våre.

Utgangspunktet for en bayesiansk analyse er en på forhånd antatt sannsynlighet eller fordeling for en ukjent parameter. Denne såkalte 'prioren' er et best guess, en ekspertoppfatning av hva parameteren kan være, før vi gjør noen observasjoner. I vårt tilfelle er det feilraten som er den usikre parameteren. I en bayesiansk analyse vil vi deretter oppdatere vårt syn på parameteren med de observasjonene som er gjort på den spesifikke linjen vi studerer. Resultatet er en betinget forventning gitt de observerte dataene. Denne forventningen gitt dataene kaller vi 'posteriorien'.

Noen observasjoner anser vi som ikke representative for fremtiden

I løpet av de åtte årene Viklandet – Fræna har vært i drift har det vært registrert tre varige feil hvor alle har vært på linjesegmentet Viklandet – Istad. Noen av disse feilene antar vi ikke er representative og skyldes monteringsfeil ved en ny ledning. Det vil derfor være hensiktsmessig å se bort fra disse når

man skal vurdere den fremtidige feilraten. I de bayesianske analysene vi har gjort har vi antatt at prioren tar form av en sum av to eksponensialfordelte parametere, der den ene representerer snaumark og den andre det resterende terrenget. Resultatene av de bayesianske analysene for Viklandet — Istad ser vi i Figur 35. Her har vi tatt med resultatene dersom vi tar hensyn til 0-3 feil hver for seg.



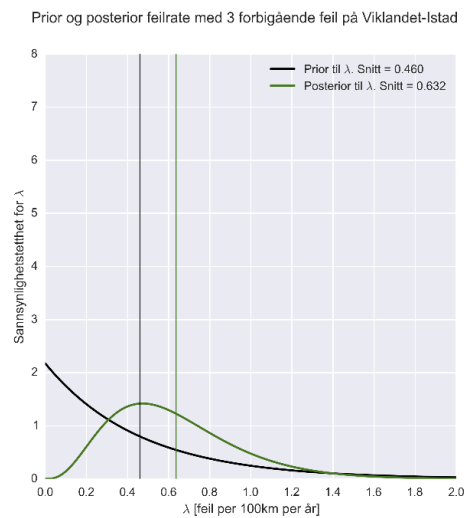
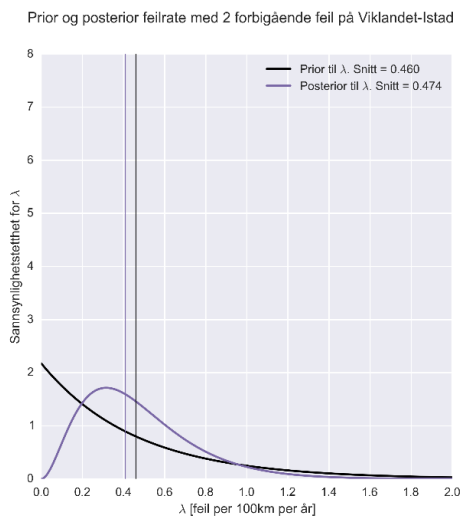
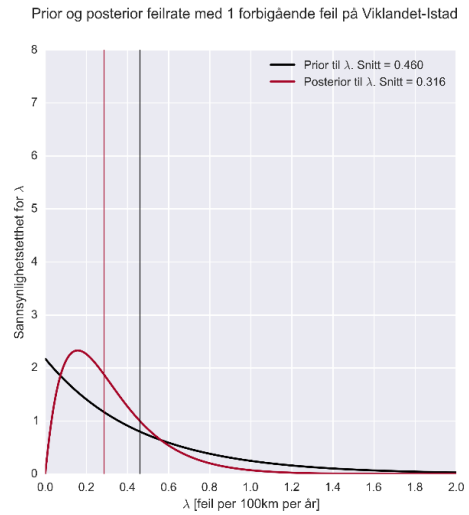
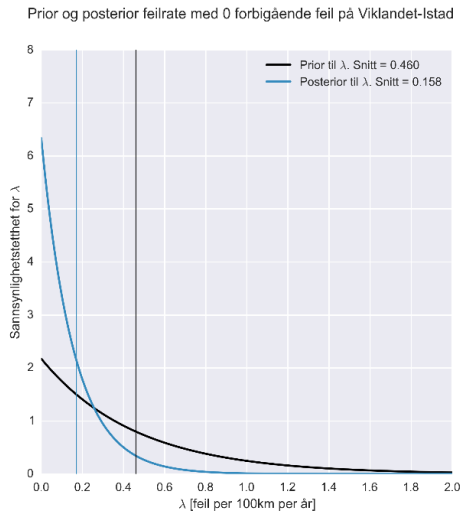
Figur 35 Bayesiansk analyse av feilrater med 0-3 feil på Viklandet – Istad i perioden 2006-2013.

Vi ser av den første figuren at dersom vi antar at det ikke har skjedd noen feil i perioden 2006-2013 som er representative for fremtiden så vil den estimerte feilraten være noe lavere enn prior-estimatet. Etter hvert som vi tar hensyn til flere feil ser vi at forventet feilrate øker samtidig som utfallsrommet også vil øke.

Antall forbigående feil er omtrent som forventet for Viklandet – Istad

Vi har ikke hatt mulighet til å klassifisere de forbigående feilene med hensyn på terrengetype. Vi kan derfor ikke bruke samme fremgangsmåte med vektning av terrengetype for forbigående feil. Det vi imidlertid kan vurdere er hvordan antall forbigående feil har vært i forhold til et landsgjennomsnitt. Igjen blir det en bayesiansk analyse hvor vi bruker landsgjennomsnittet som en prior med forventning

lik 0.46. I perioden 2007-2014 har det vært 3 forbigående feil, men som tidligere ønsker vi å vurdere hvorvidt disse feilene er å regne som barnesykdommer eller om de er representative for fremtiden. Når vi ikke bruker en vektig av to eksponensialfordelte priorer får vi et enkelt analytisk uttrykk for posteriori-funksjonen, slik at vi ikke behøver å gjøre simuleringer. Resultater er som følger:



Vedlegg 4: Oppsummering av konsepter som gir fullverdig N-1 til Nyhamna

Konsept 2: Ytre gir fullverdig N-1 til Nyhamna. Ved å kombinere K1: Fræna (trinn 2) og dubler industriradial vil indre konsept også gi dette. Med virkningene som er vurdert i analysen forsvarer ingen av de fullverdige løsningene kostnadene.

Tabell 36: Oppsummering av prissatte og ikke-prissatte virkninger. Forutsetter dagens systemvernløsning.

Oppsummering av samfunnsøkonomisk analyse (MNOK 2015-kr)	Konsept 1: Indre	Konsept 2: Ytre
	Full N-1	Full N-1
	Isf-Nyh	Ørs-Nyh
Generell informasjon		
Forventede investeringskostnader	-1740	-1760
Antatt ferdigstillelse	2024	2023
Forventede prissatte virkninger (NPV per 2015)		
Investeringskostnader	-1080	-1100
Økte drifts- og vedlikeholdskost. nett	-90	-60
Sparte reinvesteringer	60	0
Sparte overføringstap	140	140
Lavere avbruddskostnader (øvrige forbruk)	0	0
Lavere avb.kostnader driftsfortyrrelser (Nyhamna)	310	290
Lavere avb.kostnader vedlikehold (Nyhamna)	0	0
Kostnader reservekraftverk	0	0
Sum prissatte virkninger	-610	-680
Nytte reservekraftverk	60	100
Kostnader reservekraftverk	-130	-240
Sum prissatte virkninger inkl. RKV i beredskap	-680	-820
Forventede ikke-prissatte virkninger		
Miljøvirkninger	-/--	-
Omdømmevirkninger gass	Ikke vurdert	Ikke vurdert
Risiko for alvorlige skader prosessanlegg	Ikke vurdert	Ikke vurdert
Realopsjonsverdier	Positiv	i.a.
Samlet rangering (mellom skiftalternativene)	1	2

Sammenstillingen viser at Konsept 1: Indre kommer bedre ut i en vurdering av prissatte virkninger og i tillegg har positive realopsjonsverdier knyttet til trinnvis gjennomføring. Miljøvirkningene vurderes som svakt eller middels negative, som er noe svakere enn konsept 2. Ikke vurderte virkninger er identiske i begge konsepter da begge konseptene gir like god leveringspålitelighet til Nyhamna. Konsept 1 har positive realopsjonsverdier knyttet til trinnvis gjennomføring. Vi mener bedre prissatte virkninger og mulighetene for en trinnvis gjennomføring gjør at K1: Indre bør rangeres før K2: Ytre.

