

## **Adamselv (Lebesby) – Varangerbotn (Seidafjellet)**

*Samfunnsøkonomisk analyse av ny 420 kV ledning*



## Innhold

<b>Sammendrag: Ny 420-kV ledning legger til rette for ny vindkraft under Varangerbotn stasjon</b>	<b>3</b>
<b>Samfunnsøkonomisk analyse Adamselv - Varangerbotn</b>	<b>5</b>
<b>1 Behovsanalyse: Ikke plass til konsesjonsgitt vindkraft i dagens nett</b>	<b>6</b>
1.1 Kraftsystemet i Finnmark: ikke nok kapasitet til alle planer om økt forbruk og produksjon	6
1.2 Høy andel delt drift i Øst-Finnmark øker risiko for korte avbrudd	7
1.3 Stort potensial for vindkraft i Øst-Finnmark, men ikke nok nettkapasitet	2
1.4 Ny 420-kV Skaidi-Adamselv legger til rette for mer vindkraft under Adamselv	3
1.5 Skaidi-Adamselv tilrettelegger for forbruksvekst inne i Øst-Finnmark	4
1.6 Reinvesteringsbehov i Varangerbotn stasjon	4
1.7 Lave avbruddskostnader dersom det ikke oppstår intaktnettbegrensning inn til Skaidi	5
1.8 Oppsummering av behovsanalysen	6
<b>2 Mulighetsstudie: vi viderefører ny ledning og nullalternativet</b>	<b>8</b>
2.1 Nullalternativet: Videreføring av dagens situasjon og reinvesteringsplan	8
2.2 Alternativ 1: Ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn	8
2.3 Andre relevante muligheter som ikke videreføres til alternativanalysen	9
<b>3 Samlet vurdering: videreføre til tross for negative lønnsomhet</b>	<b>11</b>
3.1 I forventning er ikke tiltaket lønnsomt	11
3.2 Usikkerhet trekker i favør av nullalternativet	12
3.3 Øvrige beslutningsrelevante forhold tilsier at det er rasjonelt å videreføre	15
<b>4 VEDLEGG</b>	<b>17</b>
4.1 Vedlegg: Kapasitet i Øst-Finnmark	17
4.2 Vedlegg: Relativt lave avbruddskostnader i T-nettet i Øst-Finnmark siste 10 år	19
4.3 Vedlegg: sjeldne feilkombinasjoner har liten forventet verdi (avbruddskostnad)	20
4.4 Vurdering av virkninger i forventning (vedlegg til kapittel 3)	20
<i>    Investeringskostnader</i>	<i>21</i>
<i>    Relevante reinvesteringskostnader</i>	<i>21</i>
<i>    Drifts- og vedlikeholdskostnader</i>	<i>22</i>
<i>    Verdi av ny vindkraft</i>	<i>22</i>
<i>    Overføringstap</i>	<i>23</i>
<i>    Spesialreguleringskostnader</i>	<i>23</i>
<i>    Forsyningssikkerhet (avbruddskostnader):</i>	<i>23</i>
<i>    Ikke prissatte virkninger</i>	<i>25</i>

## Sammendrag: Ny 420-kV ledning legger til rette for ny vindkraft under Varangerbotn stasjon

*Vi planlegger litt annen geografisk plassering av dagens Adamselv og Varangerbotn stasjon i fremtiden og vil da endre navnene til henholdsvis Lebesby og Seidafjellet. Gjennom hele analysen brukes navnene som synonymer.*

### **Behovsvurderingene viser at det ikke er nok kapasitet til konsesjonsgitt produksjon på Varangerhalvøya**

Det viktigste behovet er å tilknytte mer produksjon i Øst-Finnmark. I dag er det gitt konsesjon til totalt 171 MW vindkraft på Varangerhalvøya. Herunder utvidelse av eksisterende Raggovidda og Hamnefjell vindkraftverk før henholdsvis 2027 og 2022. Hamnefjell har nylig søkt om utsatt frist. I tillegg er det søkt konsesjon i Øst-Finnmark på ytterligere 320 MW vindkraft mens 2750 MW er meldt.

Når 420 kV-ledningen Skaidi-Adamselv er på drift kan vi tilknytte inntil 500 MW vindkraft under Adamselv. Det vil imidlertid fortsatt være begrensninger for ny produksjon, både i Varangerbotn stasjon og på dagens 132 kV-ledninger mellom Adamselv og Varangerbotn.

Forenklete vurderinger av tilstand tilsier at det er nokså høy gjenværende levetid på transmisijsnett i Øst-Finnmark, utenom unntak som fornyelsesbehov i Varangerbotn stasjon rundt 2030.

Vi ser at mye delt drift av nettet i Øst-Finnmark i dag reflekterer driftsutfordringer knyttet til for eksempel høyt overskudd. Selv om dette øker risikoen for kortvarige avbrudd, vil det ved 100 MW forbruksvekst i Varangerbotn fortsatt være N-1-forsyning det nesten hele året. I tillegg er det som regel mulighet for omkobling innen 15-60 minutter ved utfall. Dette bidrar til at vi får avbruddskostnader på kun 5-10 MNOK i forventning over analyseperioden. I den daglige driften vil dette være en aveining mellom avbruddsrisiko og sparte kostnader i driften ved nedregulering av produksjon.

Statnett kjenner til om lag 300-400 MW forbruksplaner i Øst-Finnmark. Det er også søkt formelt om ca. 550 MW økt forbruk i Hammerfest, i tillegg til dagens forbruk der. Per nå ser det ut til å være vesentlig sannsynlighet for at forbruksveksten i Hammerfestområdet blir såpass stor at det ikke uten videre også er plass til stor forbruksvekst i Øst-Finnmark uten ytterligere tiltak. I praksis gir dette i så fall konkurranse om markedsadgang mellom forbruksaktører i Øst- og Vest-Finnmark (Hammerfest).

I beregningene legger vi til grunn at 100 MW av forbruksplanene i Øst-Finnmark realiseres. Hvor mye forbruk som vil være forsvarlig å knytte til, vil til slutt være avhengig av blant annet samlet størrelse, plassering og tidspunkt på forbruket.

Under antagelse om nok kapasitet inn til Finnmark kan vi i verste fall kun tilknytte 30 MW nytt forbruk i Øst-Finnmark. I beste fall kan vi tilknytte 115-250 MW dersom vi klarer å øke forbruket helt opp mot N-0 grensen. Dette følger av intaktnett (N-0) begrensninger inn til Øst-Finnmark. Begrensning i Kirkenes, mellom Adamselv og Varangerbotn og/eller annet sted i Øst-Finnmark er potensielt lavere enn 250 MW avhengig av fordelingen internt i Øst-Finnmark. Begrensninger i regionalnettet kan komme i tillegg.

### **Flere muligheter kan løse behovet – ny ledning gir mye kapasitet til vindkraft**

Med utgangspunkt i N3-prosjektet fokuserer vi i mulighetsstudien på ny 420 kV-ledning fra Adamselv (Lebesby) til Varangerbotn (Seidafjellet) inklusiv ny stasjon på Seidafjellet, 7 km vest for Varangerbotn. I nullalternativet kan vi tilknytte inntil 500 MW ny vindkraft under Adamselv, dersom det gis konsesjon der senere, men utvidelse av vindkraften på Varangerhalvøya kan ikke tilknyttes.

Ny 420 kV-ledning gir kapasitet til om lag 500 MW ny vindkraft under Varangerbotn eller Adamselv. I begge alternativene forutsettes her 300 MW elektrifisering i Hammerfest og realisering av ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv. Lav forbruksøkning i Hammerfest, på 300 MW eller mindre, vil

isolert sett redusere mengden vindkraft vi kan tilknytte i begge alternativ. Vi forventer nå høyere forbruksøkning i Hammerfest og dette vil redusere kapasitet til forbruksvekst i Øst-Finnmark, og samtidig øke kapasiteten ut av Øst-Finnmark i overskuddssituasjoner.

Det jobbes parallelt med utredning av mulighet for styrt utveksling med Finland ("back-to-back" løsning). Både dette og temperaturoppgradering kan sammen med stasjonstiltak i Varangerbotn muligens løse behovet, ha kortere ledetid, og være mer lønnsom enn en tredje ledning fra Adamselv til Varangerbotn. Disse mulighetene er imidlertid ikke tilstrekkelig utredet til at vi kan anbefale dette nå.

Ny ledning inne i Øst-Finnmark løser ikke intaknett-begrensningen som kan oppstå vest for Skillemoen. Ledningen vil heller ikke løse begrensninger mot Kirkenes, og eventuelle andre begrensninger i Øst-Finnmark som avhenger av lokasjon, volum og vurdering av om det er forsvarlig å tilknytte mer forbruk. Dette betyr at uten vindkraftaktørene har ny ledning liten verdi for forbruk og kraftsystemet uten at flere andre nettbegrensninger løses først eller samtidig. Ledningen vil allikevel gi økning i N-0-kapasitet.

#### **Tiltaket har høye kostnader og lav prissatt nytte. Statnett har inngått utredningsavtale.**

Øst-Finnmark er preget av lange avstander og tiltak i kraftnettet innebærer betydelige investeringskostnader sett i forhold til størrelsen på forbruk og produksjon i området. Basert på prissatte virkninger er ny 420 kV-ledning fra Adamselv til Varangerbotn drøyt 1,1 milliard dyrere enn nullalternativet samlet sett. Dette følger av at investeringskostnaden på 1310 MNOK er større enn samlet nytte på nesten 300 MNOK fra vindkraft, spart reinvestering og spart overføringstap. Ledningen legger ikke alene til rette for forbruksøkning utover Skaidi-Adamselv. Store negative miljøinngrep forsterker konklusjonen og det samme gjør usikkerhet. Statnett har likevel utredningsplikt for konsesjonsgitt vindkraft.

Alternativ 1 driftet på 132 kV de første årene (trinn 1) vil gjøre det mulig å utsette en andel investeringer som kun kreves ved 420 kV-drift (trinn 2). Trinnvis gjennomføring er samlet sett ikke en lønnsom realopsjon i forventning grunnet høyere investeringskostnad samlet sett og økte nettap ved 132 kV drift.

Tiltaket vil falle innenfor regelverket om anleggsbidrag gitt den informasjonen vi har nå. Gitt at vindkraftaktørene fortsatt ønsker å gå videre har Statnett jamfør gjeldende regelverk om anleggsbidrag informasjonsplikt ovenfor kundene som ønsker tilknytning. Dette innebærer krav til avtaler og oppdaterte estimer på utredningskostnad, tiltakskostnad og kostnadsbrøk som angir hvordan nevnte kostnader skal fordeles. Hvis aktørene dekker utredningskostnaden kan vi antakelig anse videreføring av prosjektet til neste fase som rasjonelt. Anleggsbidrag for selve investeringskostnaden er ikke estimert, og må gjøres før prosjektet videreføres.

Statnett har inngått utredningsavtaler med Varanger Kraft Nett og Finnmark kraft. Videre avtaler om anleggsbidrag vil gi mer informasjon om lønnsomheten av konsesjonsgitt vindkraft som vi har anslått til 170 MNOK uten nettkostnader.

Det er ikke avklart om andre muligheter, herunder stasjonstiltak med temperaturoppgradering og/eller back-to-back, løser behovet og er gjennomførbare i praksis. Samtidig risikerer vindkraften å ikke ha betalingsvilje eller -evne til anleggsbidrag. Uten konsesjonsgitt produksjon ser vi ikke at det er rasjonelt å videreføre tiltaket per nå.

# Samfunnsøkonomisk analyse Adamselv - Varangerbotn

## Innledning og historikk

Statnett har gjennomført flere store studier av transmisjonsnettet, til og gjennom Finnmark de siste ti årene. I analyserapporten fra 2016 "Kraftsystemet i Finnmark: Analyse av behov og tiltak etter 2020" vurderte vi at vindkraftutbygging alene ikke kan forsvare store nettinvesteringer i transmisjonsnettet i Finnmark, og at betydelig forbruksøkning måtte til for å forsvare investeringene. Dette forutsetter som vi utdyper i utover analysen at eventuelle intaktnettbegrensninger mellom Balsfjord og Skaidi løses (først). Nettforsterkning fra Finland ble vurdert som beste løsning for betydelig økt kapasitet til Øst-Finnmark, men mindre tiltak i eksisterende nett kunne være tilstrekkelig ved lavere forbruksøkning.

Siden 2016 har Statnett jobbet videre med å utvikle konsepter for økt kapasitet mot Finland i samarbeid med Fingrid. Vi kom blant annet fram til at hovedalternativet fra 2016, ny 420 kV-ledning mellom Norge og Finland, ikke vil gi de kapasitetsøkningene vi tidligere hadde antatt.

Statnett offentliggjorde i 2018 et veikart for nettutvikling i Finnmark "Næring og nett i nord" (N3). N3 var blant annet et samarbeid med næringslivet for å avklare og tydeliggjøre forbruksplanene i området. Veikartet har blitt modnet videre og Statnett planlegger å søke konsesjon for ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv. I forbindelse med dette ble det utarbeidet en samfunnsøkonomisk analyse for "Skaidi-Adamselv ledningen i mai 2020".<sup>1</sup> Dette notatet bygger videre på analysen av Skaidi-Adamselv, og er en forenklet analyse. Dette notatet er underlag til konsesjonssøknad.

Ny 420 kV-ledning Skaidi-Adamselv vil tilrettelegge for økt forbruk i Øst-Finnmark og inntil 500 MW ny vindkraft under Adamselv, gitt om lag 300 MW nytt forbruk på Hammerfest. Ledningen vil imidlertid ikke muliggjøre tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya.

I nevnte "Skaidi-Adamselv analyse" pekte vi på ulike oppfølgingsinvesteringer som kan muliggjøre tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft. En av disse oppfølgingsinvesteringene er å videreføre ny 420 kV-ledning fra Adamselv til Varangerbotn. Vurderingene forutsetter at Skaidi-Adamselv driftes på 420 kV.

Statnett har som netteier plikt til å tilknytte produksjonsøkninger og nye anlegg for produksjon og skal om nødvendig investere i nettanlegg (jf. energiloven §3-4). Dersom det ikke er forsvarlig å gi tilknytning i eksisterende nett, innebærer tilknytningsplikten at Statnett må utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer for å kunne gi tilknytning, dersom kunden ønsker dette.

Statnett har trukket søknad om fritak fra tilknytningsplikten for vindkraft, og har dermed utredningsplikt for konsesjonsgitt vindkraft (171 MW), så lenge aktørene ønsker dette. Det er inngått utredningsavtale med Varanger Kraft og Finnmark Kraft som betaler en forholdsmessig andel av utredningskostnadene.

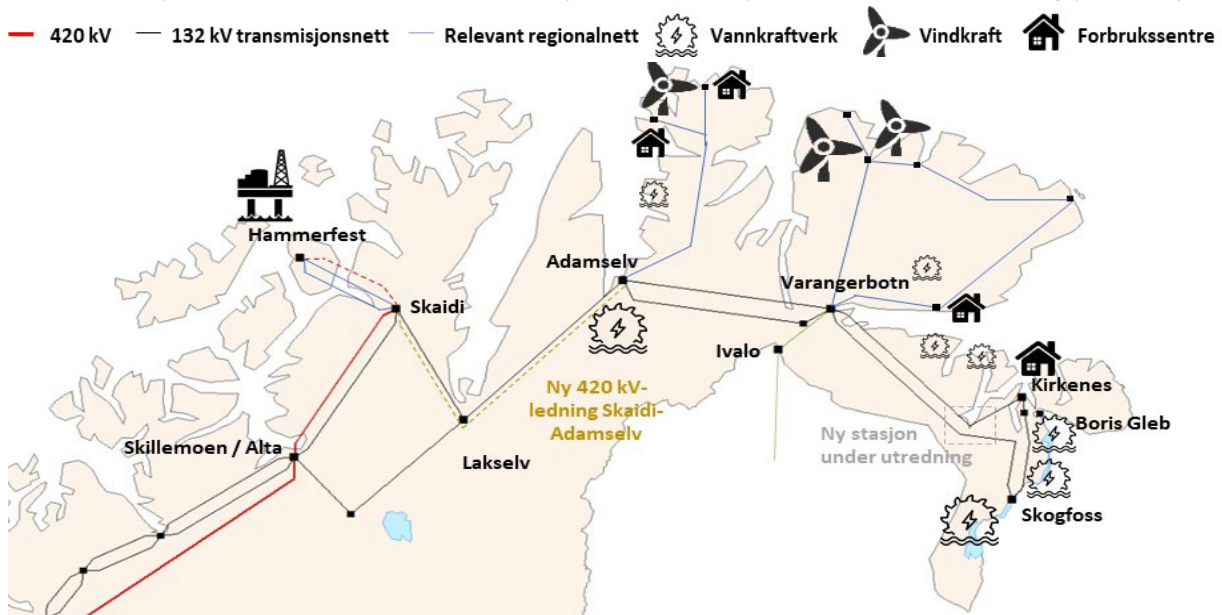
Samtidig med tilknytningsplikten har Statnett ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Dette innebærer at nytten av tiltakene må overstige kostnadene. Vi gjør i dette notatet en forenklet samfunnsøkonomisk vurdering av ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn.

---

<sup>1</sup> Statnetts dokument id er 3267875. <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/1863157e-60f7-4cc9-bdb9-05a6ff3441f2/202016710/3422539>

# 1 Behovsanalyse: Ikke plass til konsesjonsgitt vindkraft i dagens nett

## 1.1 Kraftsystemet i Finnmark: ikke nok kapasitet til alle planer om økt forbruk og produksjon



Figur 1: Forenklet oversiktsbilde over transmisjonsnett og relevant regionalnett i Finnmark

Transmisjonsnett i Øst-Finnmark består av 132 kV-ledninger og strekker seg fra Lakselv i vest til Kirkenes i øst. Området har i tillegg to forbindelser til utlandet. En 220 kV-ledning fra Varangerbotn til Finland og en 154 kV-ledning fra Kirkenes til kraftverket Boris Gleb i Russland. I figur 1 er den konsesjonssøkte 420 kV-ledningen mellom Skaidi og Adamselv tegnet inn. Fokus i dette notatet er området mellom Adamselv og Varangerbotn.

Det er ikke forsvarlig å tilknytte mer vindkraft under Varangerbotn grunnet to intaktnett-begrensninger i dagens transmisjonsnett. Herunder i dagens 132 kV (tråd)samleskinne i Varangerbotn, samt begrensning i 132 kV-nettet mellom Adamselv og Varangerbotn. Når 420 kV Skaidi-Adamselv er i drift, slik vi forutsetter i hele denne analysen, er det kapasitet til om lag 500 MW ny vindkraft under Adamselv. Det er et stort potensial for vindkraft i Finnmark, men per nå finnes ingen konsesjonsgitte vindprosjekter under Adamselv. Vi kommer tilbake til produksjonsplaner i kapittel 1.3.

Tilgjengelig intaktnett-kapasitet (N-0) til forbruksvekst i Øst-Finnmark kan bli begrenset av transmisjonsnett i eller sør/vest for Skaidi stasjon. Gitt at ny 420 kV-ledning Skillemoen-Skaidi-Adamselv er i drift har vi inntil 750 MW N-0 kapasitet til alt nytt forbruk forsynt fra Skillemoen, grovt regnet.<sup>2</sup>

Gitt realisering av ca. 550 MW forbruk<sup>3</sup> som har søkt formelt om tilknytning i Hammerfest, er det om lag 200 MW N-0 kapasitet igjen til nytt forbruk i Øst-Finnmark, uten ledningene til Finland og Russland. Forbruksplaner er dynamiske, og omsøkt volum i Vest Finnmark samlet sett ved ferdigstilling av denne

<sup>2</sup> N-0 Kapasitet til forbruk forsynt fra skillemoen stasjon er om lag 1000 MW, inklusiv noe margin for modellfeil og uten forbindelsene til Finland og Russland. Maksimalt historisk underskudd forsynt fra Skillemoen er 250 MW, inklusiv Goliat (ca. 60 MW) og 15 MW forbruk på Melkøya (Equinor), samt forbruk i Alta-området. Vi har altså 750 MW N-0 kapasitet til å forsyne alt nytt forbruk i Finnmark nord og Øst for skillemoen.

<sup>3</sup> Økning til 410 MW på Melkøya, 100 MW til Wisting, 60 MW til gassutvinning fra Alke-feltet, nært Goliat. Forbruket på Melkøya i dag er omtrent 55 MW, men i timene med maksimalt underskudd for Finnmark samlet sett siste år, var forbruket på Melkøya kun 15 MW (relativt lavt forbruk vinterstid grunnet høyere virkningsgrad på gassturbinene pga. kaldt vær). 360 MW Økningen til 410 MW er altså ca. 395 MW økning målt fra timene med maks underskudd i Finnmark. Totalt 395 MW (Melkøya) + 160 MW (Wisting + Alke) = ca. 550 MW forbruksøkning.

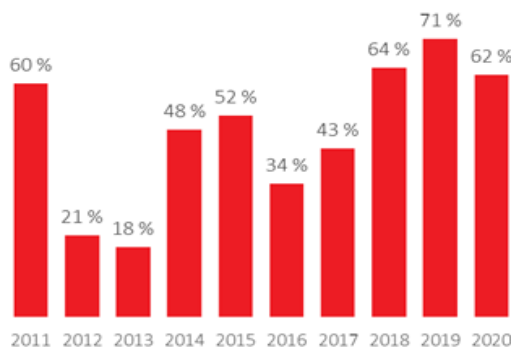
analysen (januar 2022) er 700-750 MW, hvorav 50 MW under skillemoen. Intervallet avhenger av hvilket forbruksnivå man legger til grunn historisk på Melkøya, siden det er store svingninger mellom ca. 15-50 MW over året. Altså er det omtrent 700 MW i Vest-Finnmark (uten Skaidi), der omtrent 650 MW av dette er forbruksplaner i Hammerfest. Bestilt kapasitet per nå er 530 MW, og derfor er 550 MW et tall vi diskuterer mye videre i analysen. Vi har også analysert konsekvenser for Øst-Finnmark dersom forbruket i Vest-Finnmark blir høyere eller lavere enn dette.

Et viktig poeng her er uansett at det er en øvre grense for hvor mye forbruk vi kan forsyne i intakt nett (N-0) i Øst-Finnmark og i Vest-Finnmark (Hammerfest) totalt sett. Grensen er mindre enn sum forbruksplaner. Dette betyr at det er konkurranse om nettkapasitet til forbruk, internt i Finnmark.

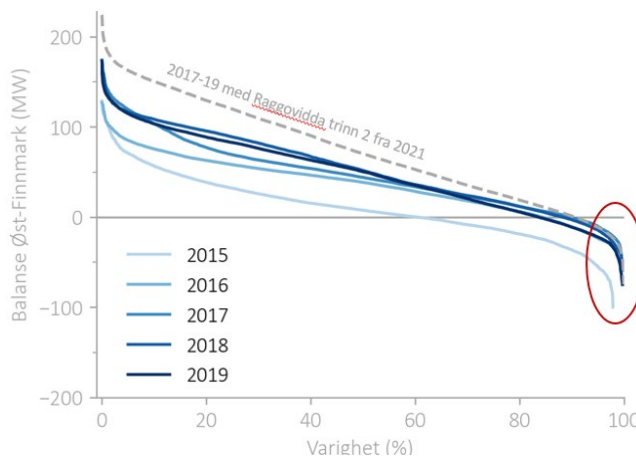
Inne i Øst-Finnmark er det ikke regulerbar produksjon øst for Adamselv. Vi legger til grunn at minst ca. 80 MW produksjon vil være tilgjengelig, herunder Adamselv kraftverk 50 MW og 30 MW fra Skogfoss og Melkefoss elvekraftverk. Dagens forbruk i Øst-Finnmark er om lag 150 MW, hvorav ca. 130 MW ligger øst for Adamselv. Maks underskudd er omtrent 90 MW og N-0 og N-1 kapasiteten er om lag 210 MW og 170 MW for forbruk i Adamselv, henholdsvis. Dagens forbruk i Sør-Varanger (Kirkenes) er ca. 50 MW.

Rød ring i figur 2 indikerer at det er en liten andel av året hvor vi har stort underskudd (både høy last og liten eller ingen produksjon). 2015 skiller seg ut fordi det var høyere forbruk i Kirkenes før Sydvaranger gruver stengte ned. Hamnefjellet vindkraftverk ble satt i drift høsten 2017. Vi kommer tilbake til mer om forbruks- og produksjonsplaner utover i behovsanalysen.

**Prosent av tiden per år med ringdrift**  
I andre timer er nettet delt på grensen eller deler av Finnmark er koblet direkte til Finland



**Figur 2:** Årlig andel tid med ringdrift (ikke delt drift) i Øst-Finnmark. "Ringene" er det sammenhengende transmisjonsnett sørover fra Varangerbotn, gjennom Finland, Vestover gjennom Sverige til Balsfjord, og nord "tilbake" til Øst-Finnmark.



**Figur 3:** varighetskurve for historisk effektflyt ut av Øst-Finnmark mot Lakselv, Finland og Boris Gleb. Negative verdier betyr underskudd. Med en konservativ tilnærming tilsier historisk underskudd på ca. 90 MW at ledig N-1 kapasitet for forbruk i Varangerbotn er om lag 80 MW.

## 1.2 Høy andel delt drift i Øst-Finnmark øker risiko for korte avbrudd

Øst-Finnmark vil normalt være tosidig forsynt via 132 kV Adamselv-Lakselv (og 420 kV Skaidi-Adamselv i vest når den er i drift), samt 220 kV Varangerbotn-Ivalo (Finland) i sør. Når transmisjonsnettets er intakt fra Varangerbotn, gjennom Finland og Sverige, til Ofoten og videre nordover gjennom Nord-Norge til Varangerbotn igjen, kalles driftsformen ringdrift. Ringdrift er ofte positivt for både overføringskapasiteter og forsyningssikkerhet i Øst-Finnmark. Under ringdrift kan vi som regel tåle et utfall uten avbrudd i forsyningen. Det har allikevel kun vært ringdrift i ca. 50 % av tiden siste fem år.

Det er primært to årsaker til at ringdrift ikke er mulig å opprettholde. For det første kan planlagte utkoblinger og utfall langs ringen i Sverige, Finland eller Norge medføre brudd på ringen. Videre, ved

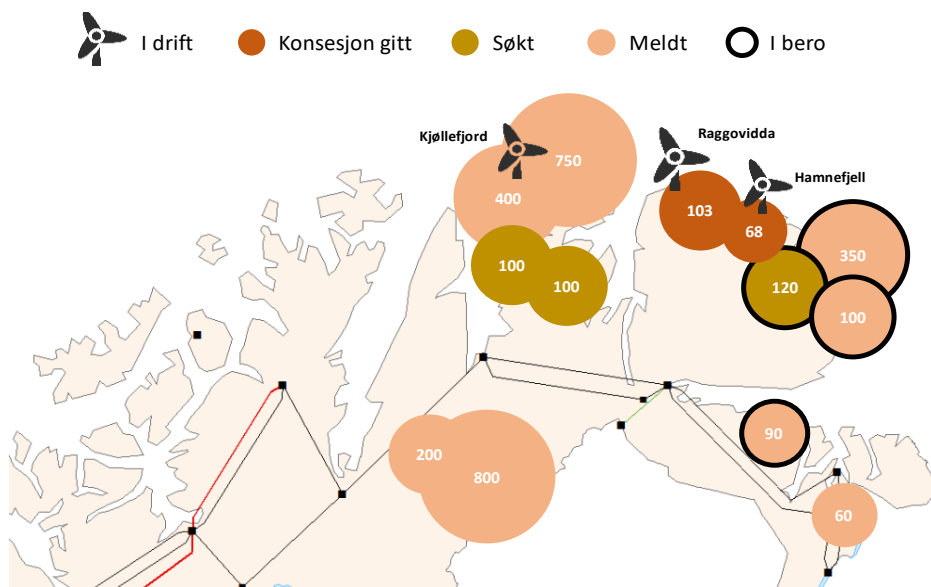
stort overskudd i Øst-Finnmark (mer enn 80 MW), kan Statnett velge å dele nettet for å øke eksportkapasiteten ut av området. Dette gjøres blant annet for å unngå høye og sikre spesialreguleringskostnader, selv om det gir høyere avbruddsrisiko. Sistnevnte skyldes at dersom en feil som gir utfall inntreffer under delt drift, vil sluttbruker få avbrudd i forsyningen. Driften kan imidlertid ofte begrense konsekvensen av utfall ved omkobling som gjenoppretter forsyningen 15-60 min. I den daglige driften kan dette altså være en avveining mellom avbruddsrisiko og driftskostnader ved nedregulering av produksjon i intakt nett.

"Delt drift" er i praksis en rekke ulike koblingsbilder med ulik betydning for både kapasitet og forsyningssikkerhet. En vanlig deling er at Syd-Varanger (Kirkenes-området) er koblet direkte mot Finland, mens resterende deler av Øst-Finnmark er koblet mot Vest-Finnmark. En annen vanlig deling er at Finlandsledningen er utkoblet i Varangerbotn, mens hele Finnmark er sammenkoblet.

Selv om figur 2 indikerer en økende andel samlet drift (ringdrift) de siste årene, forventer vi mer behov for delt drift i fremtiden (mindre ringdrift), etter hvert som produksjonen øker (Raggovidda trinn 2). I de periodene vi har samlet drift kan vi i utgangspunktet koble ut deler av Varangerbotn stasjon for nødvendig arbeid, gitt at vi klarer å holde dagens ustabile driftsspenning innenfor akseptable grenseverdier. Fremtidig driftsform er imidlertid usikker og kan ikke spås langt frem i tid da den avhenger av værforhold (forbruk og produksjon), transitt og flyt fra utlandet, samt omfanget og plassering av både forbruksvekst og ny vindkraft. Behovet for delt drift er dessuten spredt utover året, og ikke forbeholdt for eksempel vinterhalvåret. Dette betyr blant annet at vedlikehold og fornyelser i for eksempel Varangerbotn stasjon må gjennomføres med korte utkoblingsvindu.

### 1.3 Stort potensial for vindkraft i Øst-Finnmark, men ikke nok nettkapasitet

Vindkraftressursene i Øst-Finnmark er ansett som noen av de beste i verden. Høye og jevne vindhastigheter gir lave kostnader per produsert enhet strøm. Det er derfor mange planer i området.



Figur 2: Oversikt over vindkraftverk som enten er bygd ut, har konsesjon, er søkt eller meldt (i MW)

I tillegg til Raggovidda trinn I (45 MW i drift) og trinn II (52 MW under bygging), og Hamnefjell trinn I (52 MW i drift), har ytterligere 171 MW vindkraft fått konsesjon. Herunder Raggovidda trinn III (103 MW) og Hamnefjell trinn II (68 MW). Begge (171 MW) kan ikke tilknyttes i dagens nett uten tiltak fordi det som nevnt er to begrensninger for mer vindkraft under dagens Varangerbotn stasjon:

- Kapasitet på samleskinne i Varangerbotn stasjon er maksimalt utnyttet etter tilknytning av Raggovidda trinn I og II (97 MW).



- Selv med økt kapasitet i Varangerbotn stasjon vil det være begrensninger i 132 kV-nettet mellom Adamselv og Varangerbotn. Ved stort overskudd i Øst-Finnmark blir Finlandsledningen koblet ut/om for å unngå overlast.

#### *Det er betydelig usikkerhet knyttet til vindkraft på land*

I tillegg til de konsesjonsgitte vindkraftplanene er det søkt konsesjon i Øst-Finnmark på ytterligere 320 MW, mens 2750 MW er meldt. Flere av planene lengst øst er i bero, se figur 3. Konsesjonen for Hamnefjell trinn II utløp januar 2020, men grunnet manglende nettkapasitet har NVE utsatt fristen for idriftsettelse til 31.12.2021.<sup>4</sup> Raggovidda hadde samme frist<sup>5</sup>, men har nå fått utsatt fristen til 2026. Hamnefjellet har også søkt om utsatt frist.

- Regjeringen la i juni 2020 fram en melding for Stortinget om konsesjonssystemet for vindkraft. Stortingsmeldingen er per dags dato ikke ferdigbehandlet.
- Det virker per nå lite sannsynlig med etablering av offshore vind i Finnmark. Feltet Sandskallen-Sørøya nord utenfor Hammerfest, ble foreslått åpnet av OED. Etter høringsrunden landet OED i juni 2020 på å åpne Utsira Nord utenfor Karmøy i Rogaland, og Sørlege Nordsjø II ved danskegrensen, men ikke Sandskallen-Sørøya. Vi kjenner ikke til andre mulige havvind-felt i regionen.

I underlaget til 420 kV-ledningen Skaidi-Adamselv la vi til grunn 300 MW vind under Adamselv. I denne analysen legger vi til grunn realisering av 170 MW vind under Varangerbotn. Statnett har plikt til å utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer for å kunne gi tilknytning.

#### **1.4 Ny 420-kV Skaidi-Adamselv legger til rette for mer vindkraft under Adamselv**

Vi har vurdert muligheten for økt vindkraftproduksjon lengre vest i Øst-Finnmark. Etter idriftsettelse av 420 kV-forbindelsen Balsfjord-Skaidi-Adamselv og Raggovidda trinn II kan vi trolig tilknytte opp mot 500 MW ny vindkraft under Adamselv, gitt minst 300 MW elektrifisering på Melkøya i tillegg til dagens makslast (60 MW) og inklusiv Goliat (60 MW). Det er imidlertid ingen vindkraftanlegg som har konsesjon og som venter på nettilknytning under Adamselv i dag. Dette kan bli en mer aktuell mulighet dersom 420 kV Skaidi-Adamselv blir realisert, som vi antar i denne analysen, og det gis nye konsesjoner til omsøkte vindkraftanlegg nært Adamselv stasjon (se figur 2).

Altså konkurrerer også produsentene om intaktnett-kapasitet i Øst-Finnmark: ny vindkraft på Varangerhalvøya vil isolert sett redusere mengden vindkraft vi kan tilknytte under Adamselv, og motsatt. Det er også en "kannibaliserende" priseffekt for ny produksjon isolert sett, som gjelder økt overskudd i både Øst-Finnmark og andre steder i NO4. Altså at mye ny produksjon, med lignende produksjonsprofil som eksisterende produsenter i NO4, vil redusere kraftprisen som dagens og nye produsenter i NO4 oppnår i markedet. 170 MW økt overskudd i Øst-Finnmark vil gi en ganske beskjeden priseffekt sammenlignet med 500 MW økt overskudd. Prisivirkningen av ny vind vil uansett, i fravær av nok forbruksvekst, redusere verdien av ny og eksisterende produksjon i NO4.

Samtidig er ikke kraftmarkedet statisk, men dynamisk: en vesentlig prisreduksjon som følge av stor økning i overskuddet i Finnmark vil isolert sett gi økt lønnsomhet og dermed økt sannsynlighet for etablering av nytt (kraftintensivt) forbruk i Finnmark og NO4 for øvrig. Nytt stort forbruk vil igjen bidra

---

<sup>4</sup> I vedtaksbrev om utsett frist for idriftsetting av Hamnefjell vindkraftverk (HV) datert 19.03.2020 skriver NVE: "NVE støt seg til HV vurdering at det var mangel på ledig nettkapasitet som gjort det umogleg å realisera byggetrinn to innan den opphavlege fristen. Det er administrativ praksis i NVE å gi utsett frist for idriftsetting av vindkraftverk fram til og med 31.12.2021."

<sup>5</sup> Fra NVEs brev "Avslag på søknad om utsett frist for idriftsetting av Ràccocerra vindkraftverk", datert 06.07.2020: "VHK har hatt endeleg konsesjon til å bygga og driva Ràccocerra vindkraftverk sidan 07.06.2010, og må innan 31.12.2021 ferdigstillà vindkraftverket."

til økte kraftpriser og økt lønnsomhet for produsenter. Et slikt eventuelt hendelsesforløp kan kanskje også starte med økt forbruk og kraftpris, og deretter mer vindkraft osv. Uansett vil dynamikken mellom endret forbruk og produksjon kunne strekke seg over en lengre periode.

### 1.5 Skaidi-Adamselv tilrettelegger for forbruksvekst inne i Øst-Finnmark

Vi viser til vår beskrivelse av forbruksplaner og samlet forbruk i Øst-Finnmark i behovskapitlet i nevnte analyse Skaidi-Adamselv (mai 2020). Denne analysens startpunkt er at 420 kV Skaidi-Adamselv er bygd. Samlet volum med sikre og usikre forbruksplaner i Øst-Finnmark er ca. 300-400 MW hvorav vi legger til grunn realisering av omsøkt volum på i overkant av 100 MW i 2030.

Skaidi-Adamselv legger til rette for mellom 30 MW og 250 MW nytt forbruk, veldig avhengig av krav til forsyningssikkerhet, størrelse på forbruksvekst i Vest Finnmark (hammerfest) og lokasjon på forbruket. Restrukturering av nettet i Kirkenes-området kan også være nødvendig her.<sup>6</sup> Altså at vi kan tilknytte alt forventet forbruk i Øst-Finnmark (100 MW), eller kun 30 MW, avhengig av ovenfor nevnte forhold.

I et høyscenario (300-400 MW), antar vi at *alle* kjente forbruksplaner i Øst-Finnmark realiseres. I praksis er dette sannsynligvis kun mulig dersom forbruket i Hammerfest forsinkes mye og eller blir vesentlig mindre enn omsøkt. Alternativt må nettkapasiteten inn til Finnmark økes betydelig.

Tilknytning av forbruk med N-0 forsyningssikkerhet er sannsynligvis ikke mulig uten betydelige vilkår om for eksempel utkobling under revisjoner. I høyscenarioet vil vi gitt realisering av nevnte forbruksplaner i Hammerfest få minst 50-200 MW forbruk som ikke kan tilknyttes i Øst-Finnmark, selv dersom vi klarer å gi tilknytning helt opp til N-0-grensen. Systemtekniske forhold tilsier normalt at den øvre forbruksgrensen i Øst-Finnmark er vesentlig lavere enn N-0 i praksis. På den andre siden tar vi her utgangspunkt i en konservativ antagelse om ingen samlagring av (nytt) forbruk.

Oppsummert er samlet størrelse, plassering og tidspunkt på forbruket veldig usikkert og viktig for hvor mye forbruk og vindkraft som kan få tilknytning og ikke. I verste fall kan vi kun tilknytte 30 MW Forbruk, og i beste fall 115-210 MW, dersom vi klarer å øke forbruket helt opp mot N-0-grensen. Lokasjon og nivå på forbruk kan utløse ytterligere nettinvesteringer, i tillegg til nevnte 420 kV ledning Skaidi-Adamselv og restrukturering i Kirkenes.

### 1.6 Reinvesteringsbehov i Varangerbotn stasjon

Dagens ledninger mellom Adamselv og Varangerbotn må trolig reinvesteres på 2050- og 2070-tallet, basert på 80 års levetid. Reinvestering av 220-kV ledningen til Finland og Tana Bru stasjon ligger basert på standard levetid langt frem i tid, mellom 2050 og 2070. Adamselv stasjon antar vi er i god tilstand når 420 kV ledningen Skaidi-Adamselv er i drift.

Når det gjelder tilstand i Varangerbotn stasjon er det fornyelsesbehov rundt 2030, herunder 132/66 kV-transformering, samlleskinne og kontrollanlegg. Dagens begrensende trådsamlleskinne bør trolig reinvesteres samtidig med kontrollanlegget i Varangerbotn stasjon. Statnett har tidligere forsøkt å bytte trådsamlleskinnen uten å lykkes. Dette indikerer at det ikke er mulig uten å koble ut hele stasjonen i byggeperioden, eller gjøre andre betydelige midlertidige tiltak (mobilt koblingsanlegg) som opprettholder drift i intakt nett i anleggsperioden. Dette henger sammen med at det er lite ledig areal på dagens stasjonsområde i Varangerbotn.

Utkoblingskostnaden ved fornyelse i Varangerbotn kan i verste fall tilsvare utkobling av hele Varanger forsyningsområde i sommerhalvåret. I verste fall gir dette 50-140 MNOK avbruddskostnad per døgn,

---

<sup>6</sup> Her menes at vi får plass til 30-115 MW nytt forbruk der det store spennet skyldes usikkerhet rundt ringdrift og tilgjengelighet fra Finland. Se også figur 22 i den nevnte Skaidi-Adamselv analysen.

forutsatt at vi ikke klarer å gjenopprette deler av forbruket eller gjøre tiltak som begrenser avbruddet (omkobling/øydriфт/looping). Reguleringskostnader kommer i tillegg på 0-2 MNOK per døgn. I så fall vil utkoblingskostnadene alene tilsi at det er mer rasjonelt å fornye hele Varangerbotn stasjon på ny plassering. Fornyelsen er estimert til 130 MNOK (nåverdi), inklusiv ledningsomlegging, eksklusiv utkoblingskostnad og SVS.

Dersom vi mot formodning kan fornye trådsamleskinnen med utkobling av "kun" halve stasjonen (en samleskinne), får vi trolig ikke avbruddskostnader for forbruk i byggeperioden. Samlet sett virker dette imidlertid lite sannsynlig, basert på at Statnetts prosjekt ikke lyktes med utskifting for ca. 10 år siden. Forventning om mer delt drift kan gjøre utkobling og fornyelse mer krevende i 2030 enn for 10 år siden, men mer nedregulering av produksjon i byggeperioden kan kanskje også være et aktuelt tiltak som letter gjennomføringen i sommerhalvåret i fremtiden.

### 1.7 Lave avbruddskostnader dersom det ikke oppstår intaktnettbegrensning inn til Skaidi

Forbruksnivået i Øst-Finnmark er moderat, og historiske feil og utfall i transmisjonsnettet er ikke verre enn i resten av landet. Dette bidrar til at avbruddskostnadene har vært lave sammenlignet med landet for øvrig. Det er imidlertid relativt mye ILE i underliggende nett. Se vedlegg 4.2 for mer om dette.

Figur 3: Oversikt over ledninger som inngår i beregning av avbruddskostnader.



Vi fokuserer nå på de avbruddskostnadene som påvirkes av ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn. Vi legger til grunn 100 MW forbruksvekst i forventning og 300-400 MW i høyscenarioet og ser på avbruddskostnader som følge av feil på ledningene i figur 3, som er mest relevante i analysen.

Historiske varighetskurver i Øst-Finnmark (se kapittel 1.1) viser at det er en liten andel av året hvor forbruket nærmer seg makslast. Med historisk underskudd på omtrent 90 MW under Varangerbotn gir 100 MW forbruksvekst et maksimalt underskudd på om lag 190 MW. Med forbruksvekst kan flyten komme noe over N-1 grensen i rundt 0-10% av året. I verste fall gir da kortvarig enkeltfeil utfall i 15-60 minutter. Samlet sett koster dette i størrelsesorden 5 MNOK<sup>7</sup>.

Forutsetninger bak nevnte 5 MNOK er imidlertid konservative. I tillegg er forbruksøkning over N-1 grenser trolig ikke mulig uten systemvern, altså kan det være konservativt å alltid anta kortvarig kollaps i hele Sør-Varanger ved enkeltfeil og underskudd når Finland også er utilgjengelig. På den andre siden

<sup>7</sup> Avbruddskostnaden her består av to deler. Først kortvarig utfall av forbruket, og deretter en liten andel av forbruket inntil flere døgn, tilsvarende ca. 0-25 MNOK/døgn frem til feilen er rettet. Et så høyt underskudd inntreffer maks ca. 10% av året. Det er ikke Ringdrift via Finland i ca. 40% av året, og utfall av en av 132 kV ledningene kan ha nesten 10 års returtid. "Sannsynlighetsjustert" KILE blir i så fall  $30 \text{ MNOK} * 0,1 * 0,4 * 0,1 = 0,1 \text{ MNOK/år}$ , tilsvarende ca. 2 MNOK i nåverdi, pluss andre del på ca.  $13 \text{ MNOK} * 7 \text{ døgn} * 0,1 * 0,4 * 0,1 = 0,05 \text{ MNOK/år} * 7$  tilsvarende 5-10 MNOK under noen forutsetninger. Forventningsrett avbruddskostnad under Varangerbotn med 100 MW forbruksvekst er trolig nærmere 5 MNOK.

har vi estimert feilrater med MONSTER og ser at samlet feilrate kan være inntil 8 ganger høyere. Dette gjelder imidlertid kortvarige avbrudd. Langvarige avbrudd har returtid lik eller lavere enn i regneeksempelet. Samlet sett fremstår 5 MNOK som noe konservativt, men skisserer likevel størrelsesorden vi snakker om gitt 100 MW forbruksøkning. Avbrudd i regionalnettet er ikke inkludert. Dersom det er mulig å tilknytte forbruk utover 100 MW vil avbruddskostnadene kunne øke vesentlig.

Vi har også vurdert avbruddskostnadene som følge av feil i Varangerbotn stasjon, siden dette er en viktig stasjon i Finnmark. Ved utkobling eller utfall av en samleskinne (svært sjeldne enkeltfeil) kan vi trolig opprettholde forsyningen ved bruk av gjenværende samleskinne i Varangerbotn.

#### *Liten sannsynlighet for store, langvarige avbrudd gir lave avbruddskostnader i forventning*

*Doble langvarige og samtidige feil kan gi alvorlige avbrudd. Avsnitt for øvrig er sladdet grunnet det er unntatt offentlighet.*

Vi har aldri opplevd et slikt feilscenario, men det vil tilsvare ca. 6 MNOK over analyseperioden i forventning. Det er ikke opplagt at for eksempel en ny stasjon som erstatter dagens stasjon vil redusere mye av dette, dersom den også har to samleskinner. Se vedlegg 4.2 og 4.3 for flere sjeldne feilkombinasjoner med liten forventet verdi, som doble, samtidige og langvarige ledningsfeil i topplast.

Det er uansett veldig viktig å presisere at det sannsynligvis påløper betydelige kostnader dersom det ikke er nok kapasitet til å tilknytte og forsyne forbruket i intakt nett. Siden forbruket på Hammerfest nå fremstår mer modent, vil denne eventuelle kostnaden trolig ramme forbruksaktører i Øst-Finnmark, i et høyscenario for forbruksvekst (500 MW økt forbruk i Hammerfest + 300 MW i Øst-Finnmark).

### **1.8 Oppsummering av behovsanalysen**

Når 420 kV Skaidi-Adamselv er på drift kan vi tilknytte inntil 500 MW vindkraft under Adamselv. Det er imidlertid ikke forsvarlig å tilknytte mer vindkraft i Varangerbotn grunnet begrensning i stasjonen og på dagens 132 kV-ledninger mellom Adamselv og Varangerbotn.

Viktigste behov er konsesjonsgitt utvidelse (171 MW) av eksisterende Raggovidda og Hamnefjell vindkraftverk. Det er et omfattende potensial for ytterligere vindkraft og forbruk som kan få konsesjon eller søke tilknytning på sikt. Dette gjelder både under Adamselv og under Varangerbotn. Statnett har plikt til å utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer for å kunne gi tilknytning.

Forenklete vurderinger av tilstand tilsier at det er nokså høy gjenværende levetid på transmisijsnettet i Øst-Finnmark, utenom ca. 130 MNOK fornyelsesbehov av kontrollanlegg, samleskinne og transformering i Varangerbotn stasjon på 2030-tallet. Krevende driftsforhold gir sammen med lite areal sannsynligvis høye utkoblingskostnader.

Dagens nivå på produksjon og forbruk inklusiv 100 MW forbruksøkning tilsier en forsyningssikkerhet med begrensede avbruddskostnader. Vi forventer totalt 5-10 MNOK avbruddskostnader over analyseperioden på 40 år, etter 420-kV Skaidi-Adamselv.

Statnett kjenner til 300-400 MW forbruksplaner i Øst-Finnmark og legger til grunn at ca. 100 MW av dette realiseres samtidig som vi analyserer høyscenarioet med alle forbruksplaner. Samlet størrelse, plassering og tidspunkt på forbruket er usikkert og samtidig veldig viktig for hvor mye forbruk som kan få tilknytning og ikke. Per nå virker det realistisk at intaktnett-begrensning (N-0) inn til Finnmark mot Skaidi, fører til at vi ikke kan tilknytte eller forsyne hele forbruksveksten i Øst-Finnmark i et høyscenario. Dette henger også sammen med at planene i Hammerfest nylig har økt i omfang og modenhet.

Under antagelse om nok kapasitet inn til Finnmark, kan vi i verste fall kun tilknytte ca. 30 MW nytt forbruk. I beste fall kan vi tilknytte 115-210 MW hvis vi klarer å øke forbruket opp mot N-0 grensen uten

tiltak utover Skaidi-Adamselv og kanskje også omstrukturering i Kirkenes-området, avhengig av hvordan forbruksveksten i Øst-Finnmark fordeles.

Dersom vi ikke kan tilknytte all forbruksveksten i Øst-Finnmark vil dette kunne utgjøre betydelige kostnader for samfunnet, gitt at forbruket utgjør samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter inkludert virkninger i strømnettet. Det eksakte volumet forbruk vi ikke kan tilknytte eller forsyne i intakt nett er svært usikkert, og avhengig av om og hvor forbruket kommer. Vi har ikke grunnlag for å si at forbruket ikke har en stor verdi for samfunnet. Statnett har uansett tilknytningsplikt for både forbruk og produksjon.

## 2 Mulighetsstudie: vi viderefører ny ledning og nullalternativet

Veikartet for nettutvikling i Finnmark (N3) har blitt modnet videre og Statnett har søkt konsesjon for ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv. I forbindelse med dette ble det utarbeidet en samfunnsøkonomisk analyse i mai 2020. I denne modningsprosessen har Statnett fått mer kunnskap til å detaljere løsningene. I mulighetsstudien bygger vi nå videre på N3 og analysen av Skaidi-Adamselv.

Statnett søkte i 2018 om fritak fra tilknytningsplikten for konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Søknaden ble senere trukket i 2019. Dette betyr at Statnett per dags dato har plikt til å utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer for å kunne gi tilknytning.

I dette kapitlet vil vi etablere et nullalternativ og omtale ulike muligheter som kan muliggjøre tilknytning og løse identifiserte behov i Øst-Finnmark.

### 2.1 Nullalternativet: Videreføring av dagens situasjon og reinvesteringsplan

Nullalternativet er referansen som andre kartlagte muligheter sammenlignes med og representerer her en videreføring av dagens transmisijsnett, i tillegg til ny 420-kV ledning mellom Skaidi og Adamselv inklusiv ny stasjon i Adamselv (Lebesby). I nullalternativet vil ledninger og stasjoner reinvesteres i henhold til gjeldende reinvesteringsstrategi. I dette alternativet vil det være mulig å tilknytte inntil 500 MW ny vindkraft under Adamselv stasjon, dersom myndighetene gir nye konsesjoner her, og minst 300 MW nytt forbruk realiseres i Hammerfest. Men, det vil ikke være mulig å tilknytte for eksempel 171 MW konsesjonsgitt vindkraft i, eller øst for Varangerbotn stasjon. Dette innebærer at Statnett i så fall på nytt må søke om fritak fra tilknytningsplikten. Utfordringene i nullalternativet er nærmere beskrevet i behovsanalysen.

### 2.2 Alternativ 1: Ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn

Dette tiltaket innebærer omtrent 80 km ny ledning og 420 kV-drift fra Adamselv til Varangerbotn, samt ny 420 kV-stasjon i Varangerbotn. Tiltaket fordrer at det er bygget ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv, samt ny 420 kV-stasjon i Adamselv.

#### *Stort løft i overføringskapasiteter muliggjør 500 MW vindkraft under nye Varangerbotn stasjon*

Ny ledning mellom Adamselv og ny Varangerbotn stasjon gir stort løft i kapasiteten på denne strekningen, og legger til rette for tilknytning av mer enn konsesjonsgitt vindkraft under nye Varangerbotn. Opp mot 800 MW kan flyte på ledningene vestover fra Øst-Finnmark, avhengig av forbruksøkning under Skaidi. Dette gir økning fra dagens situasjon (uten 420 kV Skaidi-Adamselv) på om lag 600 MW, begrenset til 500 MW for å ha noe mer plass til økt overskudd lenger sør/vest. Dette reduseres med ca. 300 MW om forbruksøkning på Hammerfest uteblir. Altså kan både konsesjonsgitt vind (170 MW) og inntil 330 MW ytterligere vindkraft tilknyttes under Varangerbotn med PFK.

I underskuddssituasjoner vil N-0-kapasiteten (uten omkoblingsmuligheter) øke med over 500 MW fra dagens situasjon<sup>8</sup>. Mest kritiske utfall (N-1) når alt.1 er realisert er 420 kV-ledningen mellom Skaidi og Adamselv. En forsterkning av Adamselv – Varangerbotn gir lite støtte i en slik situasjon.

#### *Økt forbruk kan utløse ytterligere nettinvesteringer lengre nord/øst for Varangerbotn stasjon*

Dersom høyscenariet for forbruk realiseres så vil det imidlertid kunne utløse ytterligere nettinvesteringer, videre øst og/eller nord for dagens Varangerbotn stasjon. Vi kan under noen forutsetninger støtte på begrensning i Skaidi, jamfør kapittel 1.6. Vi har ikke utredet kapasitetsgrensen i

---

<sup>8</sup> "Dagens situasjon" er i denne sammenhengen uten 420 kV Skaidi-Adamselv.

nettet øst og nord for Varangerbotn stasjon, men kapasiteten vil blant annet være avhengig av driftsformen i regionalnettet og hvor på Varangerhalvøya forbruket kommer.

N-1-kapasiteten inn til Øst-Finnmark (forbruk i Varangerbotn) med 420 Skaidi-Adamselv er totalt 170 MW. Med dagens makslast og underskudd i Øst-Finnmark på henholdsvis ca. 145 MW og 90 MW så har vi om lag 25 MW eller 80 MW igjen av nevnte 170 MW inn til området. Det er med flere ulike tiltak/omstrukturering i tillegg til 420 kV-ledning Skaidi-Adamselv trolig mulig å komme opp til ca. 150 MW N-1-kapasitet i Sør-Varanger (Kirkenes). Dagens forbruk i Kirkenes er omtrent 50 MW, og N-0 kapasiteten er ca. 230 MW.

Per nå ser det altså ikke ut til at ny 420 kV-ledning fra Adamselv til Varangerbotn alene gjør det forsvarlig å tilknytte mer forbruk sammenlignet med om 420 kV ledningen stopper i Adamselv. Vi presiserer at dette er grove vurderinger basert på at 550 MW forbruk formelt omsøkt i Hammerfest realiseres først. Dersom vi skal finne nøyaktige kapasitetsgrenser i nettet på Varangerhalvøya og i Sør-Varanger må vi gjennomføre ytterligere analyser i samarbeid med VKN.

Statnetts prosjekt har også vurdert en to-trinns gjennomføringsstrategi, med drift av ledningen på 132 kV de første årene, og deretter ta resterende (stasjons)investeringer for å muliggjøre 420 kV-drift. Vi kommer tilbake til dette i kapittel **Error! Reference source not found.** og **Error! Reference source not found.** (realopsjon).

### 2.3 Andre relevante muligheter som ikke videreføres til alternativanalysen

#### *Back-to-back-omformer i Varangerbotn*

En back-to-back-omformer (B2B) gir styrt kraftflyt mellom Norge og Finland. Det betyr at vi kan respondere bedre på prisforskjeller mellom landene, og oppnå økte handelsinntekter på korridoren mellom Øst-Finnmark og Finland. Analyse av B2B tilsier per nå at de samfunnsøkonomiske inntektene vil dekke mye av investeringskostnaden. Altså er B2B trolig et lønnsomt tiltak.

Med en back-to-back-omformer vil det i overskuddssituasjoner i Øst-Finnmark være mulig å eksportere 150 MW til Finland, og samtidig ha full eksport til Vest-Finnmark. Sammen med ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv og stasjonstiltak i Varangerbotn vil dette muliggjøre tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft. På forbrukssiden vil en back-to-back trolig øke hvor mye vi kan tilknytte fra omtrent 30-115 MW til 200 MW nytt forbruk, gitt at ledningen til Finland er tilgjengelig. Det er imidlertid usikkerhet rundt både kostnad og avtalene som trolig kreves med Fingrid for at dette skal være et valgbart alternativ i praksis nå. B2B fremstår som et raskere tiltak enn ny ledning.

BTB er viktig både med og uten ny ledning. Uten styring av flyten er det vanskelig å utnytte kapasiteten som finnes, enten den er stor eller liten. Som et første tiltak kan det være et alternativ til ny ledning, men for større utvikling i regionen kan ledning og B2B være et tiltak som øker nytten av hverandre. Statnett jobber nå parallelt med videre utredning av b2b-alternativet sammen med Fingrid. Eget konseptvalgunderlag for dette er under arbeid. Før mer informasjon foreligger er det imidlertid ikke hensiktsmessig å videreføre dette tiltaket til alternativanalysen.

#### *Temperaturoppgradering (TO) av 132 kV ledninger og økt kapasitet i Varangerbotn stasjon*

Økt kapasitet i Varangerbotn stasjon vil muliggjøre tilknytning av noe og kanskje all konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Begrensning etter dette vil være gitt av kapasitet på dagens to 132 kV-ledninger mellom Adamselv og Varangerbotn. Våre analyser indikerer at all konsesjonsgitt vindkraft kan tilknyttes med både temperaturoppgradering av dagens 132 kV ledninger (TO) og økt kapasitet i Varangerbotn stasjon. Dette er sannsynligvis muligheten som har kortest gjennomføringstid, noe som i

så fall gir den raskeste tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft. Under drøfter vi annen viktig usikkerhet i denne muligheten.

Når det gjelder økt kapasitet i Varangerbotn stasjon er Statnett sin vurdering at begrensningene i dagens samleskinne trolig ikke kan utbedres uten omfattende ombygging av dagens stasjon, eller bygging av ny stasjon. Per nå er ikke dette endelig avklart. Temperaturoppgradering av begge 132 kV ledningene mellom Adamselv og Varangerbotn (162 Km) koster grovt estimert ca. 30 MNOK (ikke nåverdi). Kostnaden ved TO er svært usikker, og kan både bli lavere og mye høyere.

Når det gjelder temperaturoppgradering av ledninger i praksis er det foreløpig ikke undersøkt hvor omfattende dette tiltaket blir. Vi kan derfor ikke vite sikkert nå om dette tiltaket er gjennomførbart i praksis, og nøyaktig hva det koster og hvor lang tid det tar å gjennomføre. Usikkerheten rundt gjennomførbarhet innebærer at vi ikke kan vite sikkert om muligheten løser hele behovet.

Vi viderefører ikke temperaturoppgradering til alternativanalysen nå. Temperaturoppgradering og stasjonstiltak og B2B bør imidlertid undersøkes videre i neste prosjektfase.



### 3 Samlet vurdering: videreføre til tross for negative lønnsomhet

I dette kapittelet sammenstiller vi først forventet lønnsomhet ved nullalternativet og ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn. Denne sammenstillingen bygger på verdsettelse av hver enkelt virkning som vi har redegjort for i vedlegg 4.4. Når vi har vurdert fordeler og ulemper har vi tatt utgangspunkt i at Adamselv-Varangerbotn er i drift fra 2027<sup>9</sup> og en analyseperiode på 40 år. Alle nåverdier oppgis i 2020-kroner. Vår verdsettelse er usikker og vi vil også diskutere i hvilken grad denne usikkerhet og andre beslutningsrelevante forhold påvirker rangering av de to analyserte alternativene.

#### 3.1 I forventning er ikke tiltaket lønnsomt

I figuren under har vi sammenstilt kostnad- og nyttevirksomheter for nullalternativet og ny 420 kV-ledning fra Adamselv til Varangerbotn. Figuren viser forventningsverdier basert på forutsetninger og antagelser vi har redegjort for i vedlegg 4.4. Når vi hensyntar både prissatte og ikke-prissatte virkninger vurderer vi at ny 420 kV-ledning fra Adamselv til Varangerbotn ikke fremstår som lønnsom i forventning. Dette fordi samlet nytte i forventning på 300 MNOK fra vindkraft, spart reinvestering og reduserte nettap er liten sammenlignet med investeringskostnad på 1,3 milliarder i alternativ 1. Alternativ 1 er altså drøyt 1 milliard dyrere enn nullalternativet basert på prissatte virkninger.

Tabell 1: Forventningsverdier av vurderte virkninger i alternativene

[MNOK 2020-kr]	Nullalternativet <i>Reinvestere dagens nett</i>	Alternativ 1: <i>420 kV Ada-Var</i>
<b>Prissatte virkninger [MNOK]</b>		
Investeringskostnader	0	-1310
Reinvesteringskostnader	-130	-70
Økte drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-50
Reduserte overføringstap	0	50
Verdi konsesjonsgitt vindkraft	0	170
Realopsjon: trinnsvis utbygging (132 kV drift til 2035)	0	0
Forsyningssikkerhet	5	3
<b>Sum prissatte virkninger</b>	<b>-130</b>	<b>-1210</b>
<b>Ikke-prissatte virkninger</b>		
Natur og miljø	0	--

Alternativ 1 vil sannsynligvis ikke alene løse forbruksbegrensning i Kirkenes og eventuelle andre begrensninger inne i Øst-Finnmark som avhenger av lokasjon på forbruk. Dette betyr at uten vindkraftaktørene, så har ny ledning alene begrenset verdi for forbruk og kraftsystemet uten at flere andre nettbegrensninger fra Balsfjord til Kirkenes, løses først eller samtidig.

Når det gjelder ikke prissatte virkninger gjør vi en forenklet verdsettelse basert på pluss-minusmetoden. Adamselv-Varangerbotn medfører om lag 80 km ny kraftledning, avhengig av hvor ny transformatorstasjon i Varangerbotn blir etablert. Vi vurderer omfanget av ny 420 kV-ledning inklusive ny transformatorstasjon til å være stort.

Kraftledningen vil gå gjennom viktige rekreasjons- og friluftslivsområder på Laksefjordvidda, og ved Sommervann i Tana kommune. Ledningen krysser også Tanavassdraget m/sideelver som er en svært viktig lakseelv, og som har store verdier knyttet til reiseliv og friluftsliv. Ledningstraseen vil også gå

---

Dette er et noe optimistisk anslag. Noe senere idriftsettelsespunkt vil imidlertid ha neglisjerbar påvirkning på resultatene.

gjennom svært viktige reindriftsområder, med både kalvingsland, flyttveger og samleområder for merking og slakt. Det er ikke registrert noen verneområder langs traseen, men flere sjeldne arter. Det er i stor grad planlagt parallelføring langs eksisterende ledninger mellom Adamselv-Varangerbotn/Tana Bru. Dette vil redusere negative virkninger av ny ledning sammenlignet med om den ble oppført i landskap uten menneskelige inngrep. Verdiforringelsen vil likevel være av middels størrelse.

Kombinasjon av stort omfang og middels verdiforringelse gjør at vi vurderer at ny ledning medfører en middels negativ konsekvens (-) for natur og miljø. Se vedlegg 4.4 og underlaget for konsesjonssøknaden for mer om vår vurdering av ikke prissatt virkning på natur og miljø.

### **3.2 Usikkerhet trekker i favør av nullalternativet**

I det følgende undersøker vi i hvilken grad usikkerhet i vår verdsettelse påvirker samfunnsøkonomisk lønnsomhet av ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn.

Det kan foreligge andre muligheter som løser behovet bedre enn Adamselv-Varangerbotn. På den annen side kan verdi av konsesjonsgitt vindkraft bli høyere enn vi har lagt til grunn, og vi kan få noe avvist etterspørsel (forbruk) i et høyscenario, der mye nytt forbruk kommer raskt øst før eller istedenfor forbruk i Vest (hammerfest). Dette er imidlertid ikke nok til å gjøre tiltaket lønnsomt i forventning. Det er usikkert hvor mye forbruksvekst som kan tilknyttes, og dette gjelder både nullalternativet og ny ledning. Altså styrker usikkerhetsanalysen nullalternativet samlet sett. Det blir viktig å følge opp usikkerhet frem til endelig beslutning om oppstart av bygging.

#### *Høy investeringskostnad i alternativ 1 trekker i favør av nullalternativet*

Ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn og ny 420-kV stasjon i Varangerbotn innebærer forventet investeringskostnad på 1590 MNOK med en nåverdi på 1310 MNOK gitt kostnadsfordeling på årene 2025-2027. Siden vi ikke har investeringskostnader i nullalternativet vil størrelsen på investeringskostnaden i alternativ 1 trekke i favør av nullalternativet.

Usikkerhet i vedlikeholdskostnader har liten betydning siden kostnaden i forventning er relativt lav. Estimert på 45 MNOK økt vedlikeholdskostnad i alternativ 1 kan være lavere dersom mye sanering av dagens stasjoner er mulig på sikt.

#### *Verdi av vindkraft vil trolig ikke overstige nettkostnader og natur- og miljøinngrep*

Konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya er verdsatt til 170 MNOK. Denne verdsettelsen er særlig sensitiv for inntekter fra kraftsalg og utbyggingskostnader.

Nord-Norge har begrenset kapasitet til å eksportere overskuddskraft, og mer vindkraft vil redusere prisen i regionen og kan gi tapte inntekter til eksisterende og nye produsenter og fra handel. Når det gjelder utbyggingskostnader er bildet noe annet. I forventning har vi antatt investeringskostnad på 9,4 MNOK/MW. Konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya vil være utvidelse av eksisterende vindkraftanlegg og vi har derfor lagt til grunn noe besparelse (ca. 10%) og EUR/NOK på 10 kr. Vi har ikke inngående kjennskap til aktørene sine planer og kostnader, men en ytterligere reduksjon av kostnader på 15 % i forhold til et mer generelt nivå vil øke verdsettelse av konsesjonsgitt vindkraft fra om lag 170 MNOK til 400 MNOK. Et eventuelt anleggsbidrag vil trekkes fra her.

Selv med en lav utbyggingskostnad er det altså tvilsomt om den konsesjonsgitte vindkraften er nok til å bære nettkostnaden av Adamselv-Varangerbotn alene, i hvert fall når vi i tillegg inkluderer natur- og miljøinngrep av både netttiltak og vindkraftanlegg. Dersom kraftprisen i NO4 er underestimert eller det kommer mer vindkraft, eller kostnadene er lavere enn antatt, vil det imidlertid være en oppside her.

Ny produksjon og nytt forbruk kan dessuten ha kort ledetid sammenlignet med netttiltak. Dette tilsier at det kan være rasjonelt å redusere noe av ledetiden på netttiltak ved å planlegge mer i tidlig fase, og utsette tiltaket frem til behovet eventuelt blir tilstrekkelig stort til at tiltaket bør realiseres.

#### *Fravær av elektrifisering av Hammerfest LNG vil redusere lønnsomhet*

En slik stor økning i forbruket i Hammerfest/Vest Finnmark/Toms øker isolert sett kraftprisene i NO4 og gir økt lønnsomhet av tiltaket. Det er imidlertid, som beskrevet i behovsanalysen **Error! Reference source not found.**, potensielt begrensninger utenfor analyseområdet som kan innebære at det ikke er mulig å knytte til hele forbruksveksten i et høyscenario, i *begge* alternativ. Altså kan det oppstå en konkurransesituasjon, særlig dersom forbruket i Hammerfest øker utover 500 MW og realiseres før forbruk i Øst.

Dersom forbruksøkningen i Hammerfest blir mindre enn 300 MW, eller ikke kommer i det hele tatt, vil dette medføre at verdi av ny vindkraft blir lavere. Dette gjør at lønnsomhet av ledningstiltak vil falle. I tillegg vil lavere forbruksvekst i Hammerfest redusere kapasitet til tilknytning av ikke-konsesjonsgitt vindkraft. På den andre siden vil det øke N-0-kapasiteten på forbrukssiden i Øst-Finnmark (se 4.1).

#### *Forbruksutvikling i Øst-Finnmark er usikker og vi kan ikke utelukke avvist etterspørsel*

Vi har lagt til grunn 100 MW forbruksøkning i forventning. Vi kjenner til om lag 300 MW planer, og i et høyscenario risikerer vi jamfør behovsanalysen 1.6-1.7 at det blir omtrent 90 MW avvist etterspørsel eller at minst 90 MW ikke kan få tilknytning i nullalternativet. Dette er som følge av interne begrensninger i Øst-Finnmark etter 420 kV ledning fra Skaidi til Adamselv. Begrensninger inn til Finnmark og eller i Kirkenes og eller i regionalnettet kan komme i tillegg.

Tiltaket øker derfor sannsynligvis ikke alene grensen for hvor mye forbruk det er forsvarlig å tilknytte uten ytterlige nettinvesteringer. Men Alternativ 1 vil under noen forutsetninger være et "steg på veien" mot å kunne tilknytte mer forbruk. Altså at Alternativ 1 legger til rette for oppfølgingsinvesteringer som kan gi økt kapasitet til forbruk, gitt at forbruket ikke overstiger N-0-kapasitet i Skaidi (se kap. 1). Hvilke typer oppfølgingsinvesteringer som kreves i et høyscenario for å tilknytte forbruk er svært usikkert, og avhenger av samlet forbruk i Hammerfest og Øst-Finnmark, samt hvor i Øst-Finnmark forbruket kommer. Adamselv-Varangerbotn vil utgjøre siste del av en lang radial, og tilknytning med N-0 forsyningssikkerhet vil derfor innebære betydelige vilkår til ulempe for nye kunder.

Som vi har redegjort for i analysen for Skaidi-Adamselv og 0 så deles nettet ved stort overskudd i Øst-Finnmark. Ny ledning mellom Adamselv og Varangerbotn, i kombinasjon med økt vindkraftproduksjon, vil øke andel av tid med overskudd i Øst-Finnmark. Dette vil trolig også medføre at andel tid med delt nett i overskuddssituasjoner vil øke.

Med delt nett mot Finland vil vindkraften ligge i enden av en 500 km lang 420 kV-radial fra Balsfjord. I praksis vil det være en radial helt fra Ofoten, selv om det mellom Ofoten og Balsfjord er det to parallelle 420 kV-ledninger. Det parallelle 132 kV-nettet er såpass svakt at 420 kV-ledningene kan betraktes som en lang radiell AC-forbindelse. Dette vil ha følgende implikasjoner:

- Utfall av 420 kV-ledninger mellom Balsfjord og Varangerbotn vil føre til overlast i 132 kV-nettet. Vi må derfor tilknytte ny vindkraft med produksjonsfrakopling (PFK). Utstrakt bruk av systemvern/PFK gjør driften av kraftsystemet mindre oversiktlig.
- Ved utkobling mellom Skaidi og Varangerbotn, for eksempel på grunn av tilstandsvurderinger, vedlikehold og revisjoner, vil kapasiteten reduseres betydelig. I disse periodene vil mulig vindkraftproduksjon kunne gå til spille på grunn av for lite kapasitet ut av Øst-Finnmark. Det samme kan være tilfelle ved utkoblinger av 420 kV-forbindelsen fra Balsfjord og nordover mot Skaidi.

I et samfunnsøkonomisk perspektiv vil dette medføre at en andel av vindkraftproduksjonen vil gå til spille i både nullalternativet og ny ledning. Dette vil i enkelte tilfeller gi utslag i økte spesialreguleringskostnader for Statnett, med mindre andre avtaler er inngått med relevante produsenter.

#### *Realopsjon knyttet til trinnvis gjennomføring (132 kV drift) er ikke lønnsomt i forventning*

Realopsjoner kjennetegnes av mulighet til å utsette eller skalere et prosjekt opp eller ned. Investeringskostnaden er som nevnt estimert til 1590 MNOK (ikke nåverdi) for 420 kV drift fra dag en. Trinnvis utbygging med drift på 132 kV vil gjøre det mulig å utsette noen investeringer, men samtidig gi økte kostnader samlet sett, sammenlignet med å bygge på 420 kV. Dette skyldes "start-stopp" merkostnader, samt noe dobbeltarbeid.

Prosjektet har utredet trinnvis utbygging, der trinn 1 er ny 132(420) kV ledning og ny stasjon i Varangerbotn driftet på 132 kV koster 1300 MNOK (ikke nåverdi). Trinn 2, estimert til 360 MNOK (ikke nåverdi), utgjør øvrige nødvendige investeringer for 420 kV drift. Det er altså omtrent 70 MNOK dyrere med trinnvis gjennomføring samlet sett, sammenlignet med å ta begge trinn samtidig.

Ny 420 kV ledning gir sparte tap på ca. 50 MNOK sett over analyseperioden sammenlignet med nullalternativet (se vedlegg 4.4). Drift på 132 kV vil generelt sett gi mindre tapsreduksjon enn 420 kV drift, sammenlignet med uten ny ledning, men ny 132(420) kV ledning vil også gi et bidrag til sparte tap gjennom redusert impedans/økt kapasitet i transmisjonsnettet. Trinnvis utbygging innebærer likevel trolig økte tap i nettet sammenlignet med 420 kV drift fra dag, anslagsvis 25 MNOK over analyseperioden. Tar vi høyde for både nåverdien av utsatt investeringskostnad og endring i tap må trinn 2 utsettes 8 år til 2035 for at trinnvis utbygging skal ha samme kostnad (nåverdi) som begge trinn samtidig. Dersom trinn 2 utsettes til 2045 eller senere vil vi i forventning oppnå en liten gevinst på 50-100 MNOK. Usikkerheten knyttet til tallene her er samtidig vesentlig.

Nyttesiden til de to ulike gjennomføringsstrategiene er ellers omtrent lik, siden ny ledning Adamselv-Varangerbotn både kan tilknytte konsesjonsgitt vindkraft og sannsynligvis også samme mengde nytt forbruk (30-115 MW), uavhengig av 132 kV eller 420 kV drift. Selv om vi i teorien kan tilknytte om lag 300 MW mer forbruk innenfor N-0 forsyningssikkerhet med 420 kV drift av ny ledning, gir 132 kV-drift en økning i N-0 kapasitet på ca. 320 MW, altså ca. tilsvarende høyscenarioet i Øst-Finnmark. Ytterligere økt N-0 kapasitet på Skaidi-Adamselv-Varangerbotn ved 420 kV drift har ingen eller liten verdi dersom den ikke kan benyttes av nytt forbruk for eksempel dersom tilknytning helt opp til N-0 grensen på en lang radial inn til Øst-Finnmark ikke er driftsmessig forsvarlig. På den andre siden kan økt N-0 fra 420 kV drift tilrettelegge for mer vindkraft i Varangerbotn, forutsatt også større forbruksøkning i Hammerfest.

Oppsummert tilsier estimert økning i investeringskostnad og overføringstap at trinnvis gjennomføring har negativ forventet verdi hvis trinn 2 realiseres før ca. 2035, og positiv verdi dersom trinn to utsettes til ca. 2040 eller senere. Samlet sett legger vi derfor til grunn at trinnvis gjennomføring ikke har en forventet verdi i alternativ 1.

#### *Det finnes andre muligheter enn Adamselv-Varangerbotn for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft*

Som påpekt i mulighetsstudien er det andre nettiltak enn Adamselv-Varangerbotn som på visse vilkår kan tilknytte konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya, men ikke vindkraft utover dette. Dette dreier seg hovedsakelig om følgende muligheter:

1. Temperaturoppgradering (TO) av dagens to 132 kV-ledninger mellom Adamselv og Varangerbotn samt økt kapasitet i Varangerbotn stasjon.
2. Back-to-back-omformer i Varangerbotn samt økt kapasitet i Varangerbotn stasjon.

Vi vet ikke om temperaturoppgradering er gjennomførbart i praksis per nå. Dersom vi antar at det er gjennomførbart, vil temperaturoppgradering av 5% av ledningsspennene på begge 132 kV-ledningene mellom Adamselv og Varangerbotn (162 km) trolig koste omtrent 30 MNOK. Det er imidlertid en høy usikkerhet rundt kostnaden. Dersom andelen øker fra 5% til 20-40%, blir kostnadsestimatet henholdsvis 100-200 MNOK. Variasjon i konkret tiltak og tilhørende tiltakskostnad er også stor, fra ingen tiltak ("kun" befaring/måling), til stramming av liner og forsterking av master og eller graving/sprenging under ledningsspennene. På den andre siden kan kostnaden være mindre enn 10 MNOK<sup>10</sup> dersom det kun krever tiltak på én av de to 132 kV ledningene, og på 1% av ledningsspennene. Andelen (1%) er trolig mer relevant for temperaturoppgradering av ledninger med standard nyere enn 1984.

Dersom temperaturoppgradering eller back-to-back lar seg realisere, og lønnsomheten fremstår som attraktiv, vil dette redusere rasjonale for å videreføre ny ledning mellom Adamselv og Varangerbotn. For usikkerhet i gjennomførbarhet viser vi til mulighetsstudien 2.3.

### 3.3 Øvrige beslutningsrelevante forhold tilsier videreføring

Vi skal ikke fatte investeringsbeslutning nå, men videreføre prosjektet til neste fase som innebærer å søke konsesjon.

#### *Statnett har utrednings- og tilknytningsplikt og det er store avstander i Finnmark*

Statnett søkte i 2018 om fritak fra tilknytningsplikten for konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Søknaden ble senere trukket i 2019. Dette betyr at Statnett per dags dato har utredningsplikt så lenge vindkraftaktørene ønsker videreføring.

#### *Betaling for utredninger og anleggsbidrag*

Tiltaket (alternativ 1) vil falle innenfor regelverket om anleggsbidrag gitt den informasjonen vi har nå. Det vil si at Statnett er forpliktet til å ta betalt for nettutredninger og kreve anleggsbidrag som utløses av tilknytningsplikten. Statnett vil som del av dette ha informasjonsplikt og krav til avtaler med kundene, og gi oppdaterte estimater på utredningskostnad, tiltakskostnad og kostnadsbrøk som angir hvordan disse kostnadene skal fordeles ovenfor kundene som ønsker tilknytning. Etter det vi kjenner til er ikke dette på plass for neste fase på nåværende tidspunkt.

Det er inngått utredningsavtale med Varanger Kraft og Finnmark Kraft og disse selskapene betaler en forholdsmessig andel av utredningskostnadene. Videre avtaler om anleggsbidrag vil gi mer informasjon om lønnsomheten av konsesjonsgitt vindkraft, som vi har anslått til 170 MNOK uten nettkostnader.

#### *Dersom andre muligheter ikke lar seg realisere*

Det er per nå ikke avklart om andre muligheter, herunder stasjonstiltak med temperaturoppgradering og/eller back-to-back, løser behovet og er gjennomførbare i praksis. Mulighetene kan potensielt løse behovet, tilknytte vindkraftaktører raskere og ha bedre lønnsomhet enn en tredje ledning mellom Adamselv og Varangerbotn. Temperaturoppgradering kan være et bra første trinn for nettutviklingen.

I påvente av at andre muligheter avklares kan det samtidig være fornuftig å videreføre Adamselv-Varangerbotn for å sikre at Statnett kan imøtekomme tilknytningsplikten. Vi risikerer imidlertid at vindkraften ikke har betalingsvillighet for anleggsbidrag. Uten konsesjonsgitt produksjon ser vi ikke at det er rasjonelt å videreføre tiltaket per nå. Samtidig er Finnmark preget av store avstander. Det gjør nettiltak på 420 kV i Finnmark kostbare relativt til størrelsen på produksjon og forbruk.

---

<sup>10</sup> DAX estimerer basisestimat til 5 MNOK for TO av begge 132 kV ledningene mellom Adamselv og Varangerbotn.

Figur 4: Sammenstilling av forventet kostnad og nytte av nullalternativ og utbyggingsalternativ

[MNOK 2020-kr]	Nullalternativet <i>Reinvestere dagens nett</i>	Alternativ 1: <i>420 kV Ada-Var</i>
<b>Prissatte virkninger [MNOK]</b>		
Investeringskostnader	0	-1310
Reinvesteringskostnader	-130	-70
Økte drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-50
Reduserte overføringstap	0	50
Verdi konsesjonsgitt vindkraft	0	170
Realopsjon: trinnsvis utbygging (132 kV drift til 2035)	0	0
Forsyningssikkerhet	5	3
<b>Sum prissatte virkninger</b>	<b>-130</b>	<b>-1210</b>
<b>Rangering prissatte virkninger</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>Ikke-prissatte virkninger</b>		
Natur og miljø	0	--
<b>Rangering ikke-prissatte virkninger</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>Vurdering av usikkerhet</b>		
<p>I underlaget til 420-kV Skaidi-Adamselv la vi til grunn realisering av 300 MW vindkraft under Adamselv. Vi har i denne analysen lagt til grunn 170 MW ny vindkraft under Varangerbotn og 100 MW nytt forbruk i forventning i Øst-Finnmark. Stortinget har bedt regjeringen om å ikke forlenge nåværende vindkraftkonsesjoner utover 2021. I et høyscenario for produksjon og forbruk i Øst-Finnmark vil lønnsomheten av tiltak øke, gitt at det er nok kapasitet fra Balsfjord til Skaidi. I et lavscenarior vil lønnsomheten svekkes. Videre kan investeringskostnaden og verdien av natur og miljø være større enn anslått, samt at andre tiltak også kan løse mye av behovet, herunder ny stasjon med temperaturoppgradering (raskere) og back-to-back.</p> <p>Vi kan likevel ikke utelukke et scenario der både vindkraften og alt (300 MW) forbruk kommer, samtidig som det (akkurat) ikke blir konkurranse med forbruk på Hammerfest. I dette scenariet vil produksjonen ha høy verdi og øke lønnsomheten av tiltaket. Usikkerhet kan reduseres betydelig i neste fase.</p>		
<b>Rangering usikkerhet</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>Samlet rangering samfunnsøkonomisk analyse</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>Øvrige beslutningsrelevante forhold</b>		
<p>Finnmark er preget av store avstander. Det gjør nettiltak på 420 kV kostbare relativt til størrelsen på produksjon og forbruk. Statnett har videre trukket dispensasjonssøknad for konsesjonsgitt vindkraft og har dermed utredningsplikt. Det er inngått utredningsavtale med vindkraftaktørene og tiltaket faller innenfor regelverket for anleggsbidrag. Vindkraftaktørene bør bekrefte videreføring med nødvendige avtaleinngåelser.</p>		
<b>Helhetsvurdering</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

## 4 VEDLEGG

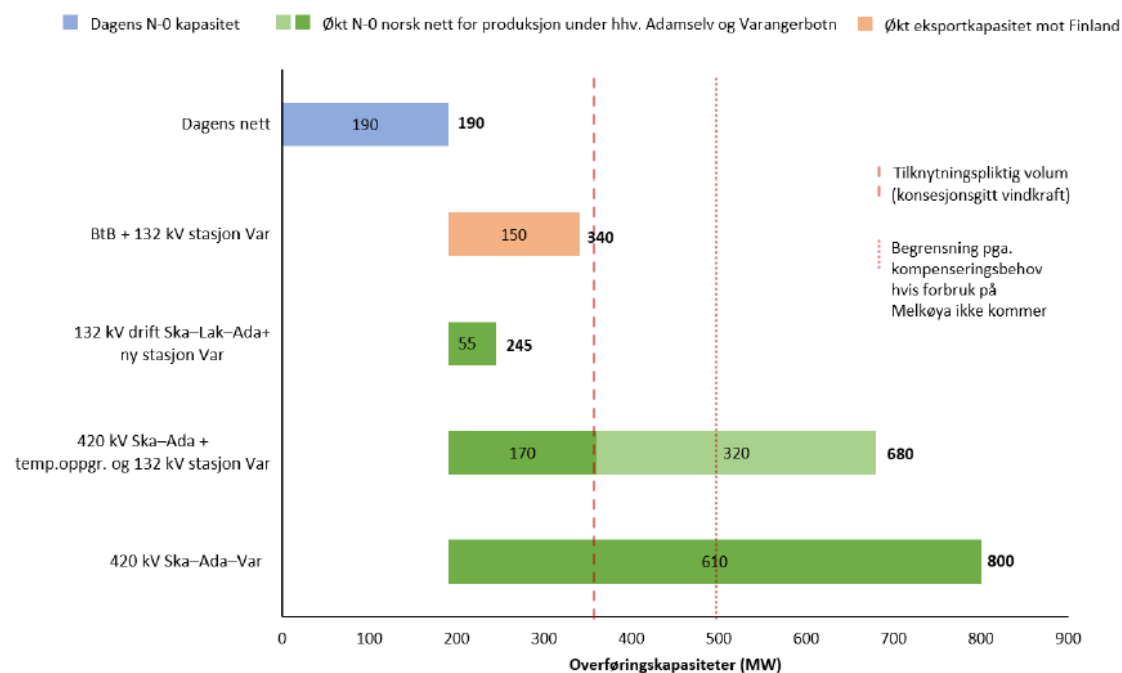
### 4.1 Vedlegg: Kapasitet i Øst-Finnmark

#### Kapasiteter i overskuddssituasjon (høy produksjon og flyt ut av Øst-Finnmark)

Figur 47 fra Skaidi-Adamselv analysen nedenfor oppsummerer kapasitetene ut av Øst-Finnmark i en overskuddssituasjon med de mulighetene som er beskrevet i rapporten. Med dagens nett (uten 420 kV Skaidi-Adamselv) og deling mot Finland slik at hele Øst-Finnmark ligger mot norsk nett er kapasiteten vestover ca. 190 MW.

Med delt nett mot Finland og høy produksjon i enden av en lang 420 kV-radial ser vi at vi vil møte på spenningsbegrensninger før vi møter på den termiske begrensningen på 420 kV-ledningen. Hvor stor produksjon vi kan tilknytte er dermed avhengig av både antall stasjoner, reaktiv kompensering og øvrig utvikling i Finnmark. For å unngå at driften av systemet blir uhåndterbar har vi valgt å begrense kapasiteten slik at 420 kV-nettet mellom Ofoten og Varangerbotn ikke overskrider sin naturlige belastning. Det vil si at reaktive overføringstap ikke er større enn nettets produksjon av reaktiv effekt fra driftskapanser. Dette inntreffer ved ca. 600 MW flyt på en typisk 420 kV-ledning og innebærer at kapasiteten ut av Øst-Finnmark begrenses til 500 MW for å også ha plass til noe mer overskudd lengre vest/sør. Økt forbruk på Melkøya gir muligheter for å øke denne kapasiteten til opptil 800 MW.

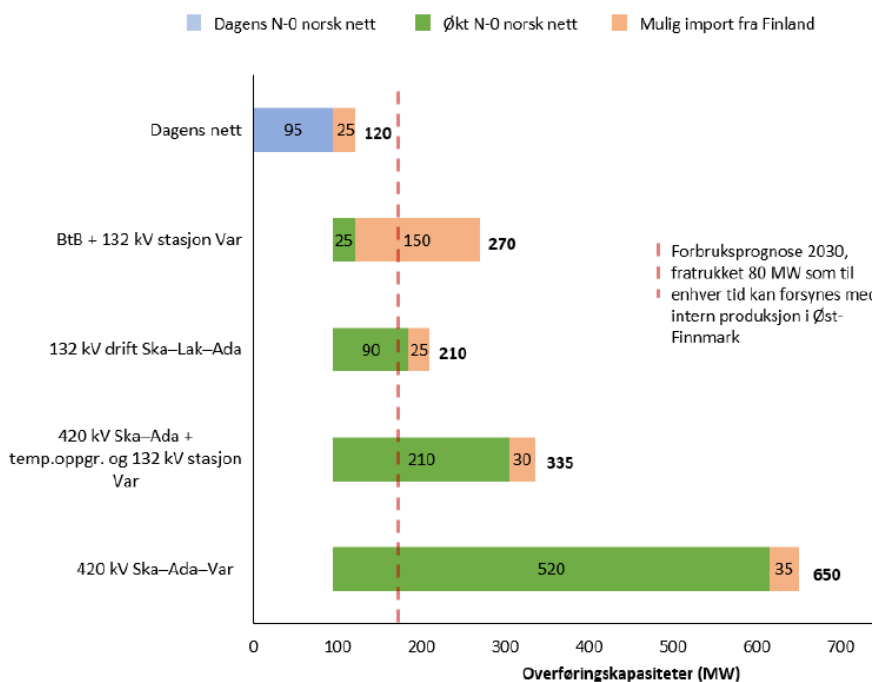
Figur 47: Overskuddssituasjon, overføringskapasiteter ut av Øst-Finnmark i MW, ikke ringdrift



#### Underskuddssituasjon (høyt forbruk og flyt inn til Øst-Finnmark)

Figur 48 oppsummerer overføringskapasitetene inn til Øst-Finnmark ved en underskuddssituasjon. I en slik situasjon kan dagens nett overføre inntil 95 MW til Øst-Finnmark. Dette er N-0-kapasiteten dersom Finlandsledningen ligger ute. Dersom vi imidlertid legger Sør-Varanger mot Finland avlastes det norske nettet noe og vi kan utnytte en importkapasitet fra Finland på ca. 50 MW. På grunn av delingen mister imidlertid det norske nettet en del spenningsstøtte fra kraftverkene i Pasvikelva, slik at kapasiteten fra vest reduseres noe. I sum utgjør den økte importen fra Finland og den reduserte kapasiteten i norsk nett en netto økning på ca. 25 MW. Denne økningen vil kun være relevant å utnytte hvis a) det er underskudd i Sør-Varanger og b) underskuddet er lavere enn importkapasiteten fra Finland.

Figur 48: Underskuddssituasjon, overføringskapasiteter inn til Øst-Finnmark i MW, ikke ringdrift



#### Back-to-back omformer mot Finland (BtB) og 132 kV stasjon i Varangerbotn

Denne muligheten innebærer å bygge en back-to-back-omformer (BtB) i Varangerbotn stasjon. I tillegg må det gjøres tiltak i Varangerbotn stasjon for å øke kapasiteten på dagens samleskinne. Dette for å kunne ta imot konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Bytte av samleskinne i dagens Varangerbotn stasjon virker krevende å gjennomføre, det er derfor lagt til grunn at det er nødvendig å etablere en ny 132 kV-stasjon. BtB-omformeren er tenkt å plasseres i tilknytning til stasjonen.

En BtB-omformer vil gjøre det mulig å styre flyten på ledningen mellom Øst-Finnmark og Finland og den vil også gi indirekte kontroll på forbindelsen vestover ut av Øst-Finnmark. Dette vil gjøre det lettere å utnytte hele kapasiteten på dagens ledninger, men flyten mellom Norge og Finland vil fortsatt være bestemt av markedsforholdene som ikke nødvendigvis stemmer overens med lokale behov internt Finnmark til enhver tid.

I underskuddssituasjoner vil BtB-omformeren gi spenningsstøtte. Dette vil øke N-0 kapasitet med omkoblingsmulighet med 25 MW. Når det gjelder N-0 uten omkoblingsmulighet vil overføringskapasiteten inn til området øke markant. Med ringdrift har vi i dag en kapasitet på 140-180 MW. Med BtB vil denne kapasiteten øke til opp mot 270 MW. Samtidig vil BtB-omformeren gjøre det mulig å opprettholde ringdrift tilnærmet hele tiden.

#### 420 kV Skaidi-Adamselv

En ny ledning på 420 kV-drift mellom Skaidi og Adamselv vil ikke legge til rette for noe av den konsesjonsgitte vindkraften under Varangerbotn alene. Som beskrevet over så må kapasiteten på samleskinna i Varangerbotn heves også i dette alternativet. Kombinert med temperaturoppgradering av de to 132 kV-ledningene mellom Adamselv og Varangerbotn vil tiltaket legge til rette for all konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya (170 MW), i tillegg til 320 MW vindkraft tilknyttet under Adamselv.

Uten tilleggstiltakene i Varangerbotn og mellom Adamselv og Varangerbotn legger tiltaket til rette for opp mot 490 MW vindkraftproduksjon tilknyttet i Adamselv.



I underskuddssituasjoner vil kapasiteten øke med rundt 100 MW når vi legger til grunn N-0 med omkoblingsmulighet, og rundt 200 MW uten omkoblingsmulighet.

*420 kV Skaidi-Adamselv-Varangerbotn (se kap. 2.2)*

## 4.2 Vedlegg: Relativt lave avbruddskostnader i T-nettet i Øst-Finnmark siste 10 år

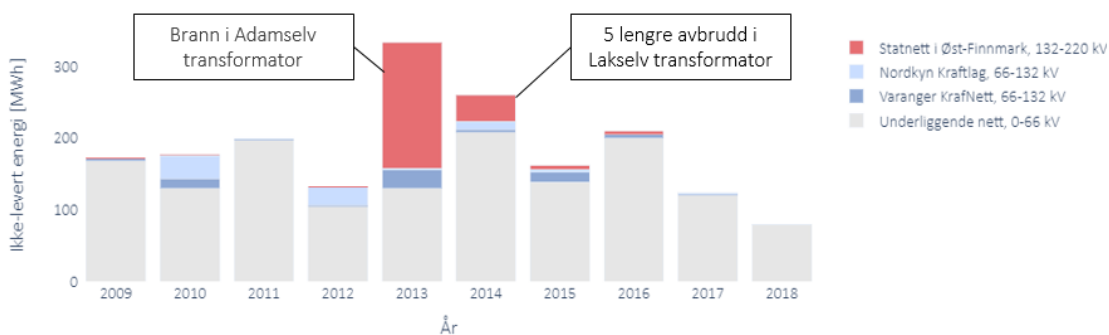
Her gjentar vi relevant beskrivelse av historiske avbruddskostnader fra Skaidi-Adamselv analysen.

Avbruddskostnadene i transmisjonsnettet i Øst-Finnmark har historisk sett vært lave, til tross for at nettet jevnlig deles slik at enkeltfeil kan gi utfall av hele eller deler av forbruket i Øst-Finnmark. De siste ti årene er det totalt registrert 14 MNOK i avbruddskostnader i transmisjonsnettet i Øst-Finnmark.

Det er i hovedsak avbrudd på spenningsnivå under 66 kV som har medført ikke-levert energi for sluttbrukere i Øst-Finnmark, som vist i Figur 5 under. Unntaket er 2013 da en brann i transformatoren i Adamselv stasjon førte til langvarige avbrudd. Det er nå to transformatorer i Adamselv, og dermed vesentlig lavere risiko for at tilsvarende feilscenario skal inntreffe igjen.

Selv om avbruddskostnaddene er lave i transmisjonsnettet sammenlignet med resten av landet har mange sluttbrukere i Øst-Finnmark opplevd en høyere andel ikke-levert energi<sup>11</sup> enn landsgjennomsnittet, som vist i Figur 6. Det gjelder særlig sluttbrukere i forsyningsområdet til Nordkyn Kraftlag. For dette området fremhever regional kraftsystemutredning for Finnmark at det bare går én regionalnettleddning fra Adamselv til Nordkinnhalvøya. Rapporten konkluderer også med at det på nåværende tidspunkt ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre tiltak i regionalnettet som kan bedre forsynings sikkerheten til Nordkinnhalvøya.

Figur 5: Ikke-levert energi i Øst-Finnmark fordelt på spenningsnivå, i MWh. I figuren inngår også avbrudd under Lakselv, herunder fem lengre avbrudd i transformeringen i 2014.

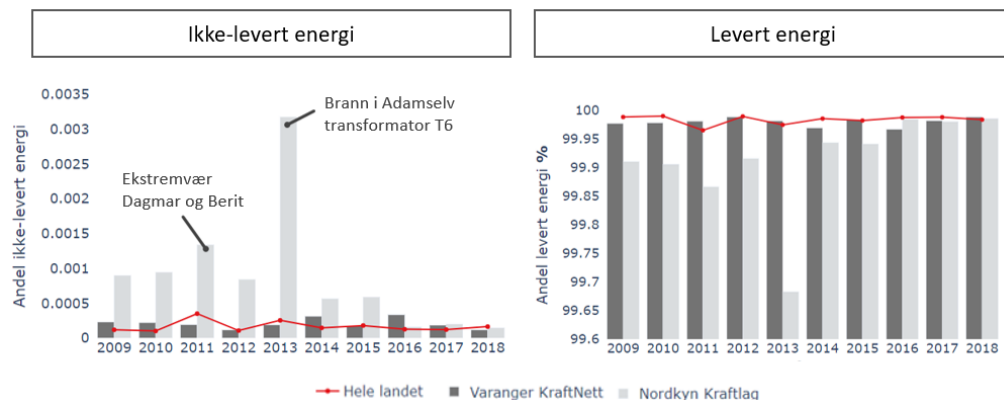


### Tiltak de senere årene har bedret leveringspåliteligheten

De siste årene er det gjennomført flere tiltak i regional- og transmisjonsnett både inn mot og internt i Øst-Finnmark. Tiltakene inkluderer 132 kV-ledning Skogfoss-Varangerbotn (ferdig i 2013), ny 420 kV-ledning mellom Ofoten og Balsfjord (ferdig i 2017), samt videreføring av 420 kV-forbindelsen til Skaidi som skal være ferdig i 2023. I tillegg har Statnett endret praksis for deling av nettet ved høy lyn-aktivitet nord i Finland for å redusere konsekvensen ved utfall av Finlandsledningen. Vi forventer at disse tiltakene bidrar til å øke leveringspåliteligheten.

Eventuelle utbedringer av transmisjonsnettet i Kirkenes-området vil sammen med oppgradering av regionalnett på Varangerhalvøya og 420 kV ledning fra Skaidi til Adamselv øke forsynings sikkerheten i Øst-Finnmark fremover.

<sup>11</sup> Andel ikke-levert energi er gitt av  $ILE/(LE+ILE)$ .



Figur 6: Leveringspålitelighet for sluttbrukere i Øst-Finnmark relativt til landsgjennomsnitt.<sup>12</sup>

### 4.3 Vedlegg: sjeldne feilkombinasjoner har liten forventet verdi (avbruddskostnad)

I kapittel 1.8 vurderte vi sjeldne feil som utfall av hele Varangerbotn stasjon. Store og alvorlige avbrudd kan ellers forekomme i situasjoner der for eksempel forbindelsen til både Vest-Finnmark og Finland er utilgjengelig. Vi anslår at feilraten for at både ny 420 kV forbindelse Skaidi - Adamselv og Finlandsledningen faller ut samtidig er 0.04 hendelser/år, tilsvarende en hendelse hvert 25. år. Merk at dette inkluderer alle feilvarigheter, både kort og lang. Vi har tatt hensyn til samvariasjon i feilrater for doble feil, for eksempel at feilraten for doble samtidige feil øker betydelig under ekstremvær.

- *Langvarige feil* på begge nevnte forbindelser samtidig er imidlertid langt sjeldnere enn hvert 25. år. Sannsynligheten for at en langvarig dobbeltfeil inntreffer samtidig med en høylastperiode er imidlertid svært liten, slik at også dette worst-case-scenariot får veldig lite sannsynlighetsjustert omfang, trolig sammenlignbart med stasjonsutfall.
- En annen krevende situasjon er dersom Øst-Finnmark driftes delt og Skaidi-Adamselv eller Finlandsledningen faller ut. Forventet feilrate for enkeltfeil på Skaidi-Adamselv (1 feil/år) og Finlandsledningen (2,5 feil/år) er totalt 3,5 feil per år. I perioder med stor fare for avbrudd vil Statnett ha mulighet til å velge å ikke dele nettet, men heller spesialregulere andre aktører for å opprettholde høy forsyningssikkerhet i Øst-Finnmark. Det er derfor rimelig å anta at antall hendelser per år med avbrudd på Skaidi-Adamselv eller Finlandsledningen samtidig som nettet driftes delt er lavere enn 3 hendelser per år. Dersom situasjonen likevel inntreffer vil vi normalt kunne reversere delingen av nettet og gjenopprette kraftforsyningen i løpet av 15 – 60 minutter. Dette tilsier også veldig lave avbruddskostnader i forventning.

### 4.4 Vurdering av virkninger i forventning (vedlegg til kapittel 3)

Vi verdsetter nytte og kostnader forbundet med nullalternativet og ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn som ble gjennomgått i mulighetsstudien. Når vi vurderer fordeler og ulemper har vi tatt utgangspunkt i at Adamselv-Varangerbotn er i drift fra 2027<sup>13</sup> og en analyseperiode på 40 år. Alle nåverdier oppgis i 2020-kroner.

<sup>12</sup> Kilde: Avbudsstatistikk - NVE.

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/leveringskvalitet/leveringspaalitelighet/avbruddstatis-tikk/>

Dette er et noe optimistisk anslag. Noe senere idriftsettelsespunkt vil imidlertid ha neglisjerbar påvirkning på resultatene.

### **Investeringskostnader**

Forventet investeringskostnad for ny 420-kV ledning Adamselv-Varangerbotn og ny 420 kV-stasjon på Seidafjellet (7 km vest for dagens Varangerbotn stasjon) er om lag 1590 MNOK. Dette tilsvarer nåverdi på 1 310 MNOK gitt fordeling av investeringskostnaden på årene 2025-2027. Estimater er inklusiv forventet tillegg, og eksklusiv valutapåslag, pris- og lønnsstigning. I nullalternativet vil det kun påløpe reinvesteringskostnader.

Utbyggingen kan gjøres trinnvis, ved å først bygge ny 420 kV ledning og drifte den på 132 kV, slik at investeringer som kun er nødvendig ved 420 kV drift kan utsettes. Ved å ta trinn 1 og 2 samlet, som lagt til grunn i avsnittet over, får vi om lag 70 MNOK lavere investeringskostnad sammenlignet med trinnvis gjennomføring. Dette blant annet fordi prosjektorganisasjonen og ekstern mobilisering startes og stoppes kun én gang. I tillegg slipper vi en ledningsomlegging og noe bestykning av felt. Trinnvis gjennomføring gir også noe areal som må bearbeides to ganger. Vi legger til grunn 420 kV drift fra dag en og kommer tilbake til lønnsomhet ved trinnvis gjennomføring (realopsjon) i kapittel 3.

### **Relevante reinvesteringskostnader**

I begge alternativene ligger det til grunn en reinvesteringsstrategi for ledningene og stasjonene i Øst-Finnmark. Her fokuserer vi på de reinvesteringene som må gjennomføres i nullalternativet, men som vi (potensielt) kan spare i alternativ 1.

#### *Adamselv - Varangerbotn, Adamselv – Tana Bru og Tana Bru – Varangerbotn*

Med en ny ledning mellom Adamselv og Varangerbotn vil det gå tre ledninger i parallell fra Adamselv til Varangerbotn. Det kan derfor være grunnlag for å vurdere å sanere en av dagens to forbindelser på lang sikt, på 2050- og 2070-tallet når ledningene trolig må reinvesteres. Sanering av en ledning på 2050-tallet kan spare om lag 75 MNOK.

På den andre siden kan realisering av behov (kap.1) medføre at sanering ikke er forsvarlig og eller ikke rasjonelt på reinvesteringstidspunktet. Vi setter verdien av denne muligheten (realopsjonen) til null, siden verdien trolig er null eller liten og delvis faller utenfor analyseperioden.

#### *Varangerbotn og Tana Bru stasjon*

Varangerbotn er jf. kapittel 1.3 aktuell for fornyelse på 2030-tallet, og det kan grunnet blant annet høye utkoblingskostnader/drifutsforordringer (se 0) og lite areal være mer rasjonelt å bygge ny stasjon enn å reinvestere dagens samleskinne, kontrollanlegg og transformering en-til-en.

En ny 420 kV-stasjon i Varangerbotn i alternativ 1 mot slutten av 2020-tallet kan i beste fall muliggjøre sanering av dagens stasjoner når denne når sin tekniske levetid. Dette vil i så fall spare reinvesteringskostnadene i nullalternativet på om lag 130 MNOK. Samtidig kan reinvesteringskostnadene i alternativ 1 øke dersom ny stasjon ikke har nok funksjonalitet til at de to gamle stasjonene kan saneres av Statnett eller nye eiere uten ytterligere tiltak (kostnader) senere. I tillegg kommer rivekostnader og utkobling i forbindelse med sanering og omstrukturering. Vi legger til grunn at omtrent halve potensialet for sparte reinvesteringskostnader hentes ut på sikt ved å sette reinvesteringskostnadene til 70 MNOK i forventning i alternativ 1.

Tana Bru kan være aktuell for reinvestering først på 2060-tallet. Sistnevnte er imidlertid så langt frem at det er vanskelig å angi eksakte årstall.

#### *Finlandsledningen*

Selv om det vil være teoretisk mulig å sanere ledningen legger vi til grunn at det vil være ønskelig og verdifullt å ha en mellomlandsforbindelse til Finland også i fremtiden. Vi vurderer derfor ikke sanering og eventuelt potensial for sparte reinvesteringer her.

### Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene øker med Adamselv-Varangerbotn fordi anleggsmassen i transmisjonsnettet økes. Dette gir økte drifts- og vedlikeholdskostnader med en nåverdi på 45 MNOK sammenlignet med nullalternativet. Vi har her lagt til grunn 0,011 MNOK per km/år for drift- og vedlikehold av ledning, samt at Varangerbotn 420-kV stasjon øker kostnaden med om lag 2 MNOK per år sammenlignet med dagens 132 kV-stasjon.

### Verdi av ny vindkraft

#### *Konsesjonsgitt vindkraft*

Beregnet lønnsomhet av 171 MW konsesjonsgitt vindkraft avhenger av en rekke faktorer, hvorav noen er markedsspesifikke mens andre er mer prosjektspesifikke. Statnett har ikke detaljert informasjon om vindkraftprosjektene og har derfor lagt til grunn en generell tilnærming.

Som omtalt i analysen Skaidi-Adamselv analysen legger vi til grunn at vindkraftverk i Nord-Norge med oppstart mot slutten av 2020-tallet med våre prisforventninger oppnår kraftpriser over LCOE frem til cirka 2040. Etter 2040 tror vi kraftprisene vil ligge nært opptil LCOE. Basert på dette finner vi at nåverdi av ny vindkraft vil være anslagsvis 1 MNOK/MW. Nåverdi av konsesjonsgitt vindkraft er altså 170 MNOK med disse forutsetningene. Dette er utvidelse av eksisterende vindparker med noen av de beste observerte kapasitetsfaktorene og langsiktige marginalkostnadene i Norge og Sverige kombinert. Vi legger til grunn noe (ca. 10%) besparelse i CAPEX knyttet til samordning og bruk av infrastruktur som allerede er etablert, for eksempel veier og bygg. Dette kommer vi tilbake til i usikkerhetsanalysen. Det er også noen andre viktige forhold knyttet til vårt estimat:

- Nettkostnader utenom marginaltap og tariff er ikke inkludert. Vi antar at det ikke må gjøres investeringer i regionalnett på Varangerhalvøya for å tilknytte vindkraften.
- Ny vindkraft i Øst-Finnmark vil presse kraftpriser ned og påvirke eksisterende produsent- og konsumentoverskudd, samt flaskehals ut av NO4. Disse effektene er ikke hensyntatt.
- Kraftpriser faller når overskuddet øker i NO4. Tilsvarende vil økt forbruk i Hammerfest og Øst-Finnmark bidra til høyere priser. Disse effektene er ikke hensyntatt.
- En back-to-back omformer i Varangerbotn vil medføre økt handel med Finland og trolig høyere kraftpriser i Nord-Norge. Denne eventuelle effekten er ikke hensyntatt. Vi vurderer virkninger på natur og miljø i kapittel **Error! Reference source not found.**

#### *Ikke-konsesjonsgitt vindkraft*

Ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn vil også tilrettelegge for store mengder ikke-konsesjonsgitt vindkraft under Varangerbotn, anslagsvis 440 MW. Som omtalt i mulighetsstudien vil det imidlertid være mulig å tilknytte store deler av denne ikke-konsesjonsgitte vindkraften under Adamselv. I analysen til Skaidi-Adamselv la vi til grunn at 420 kV ledning til Adamselv gir 300 MW mer vindkraft og at verdien av dette er om lag 50 MNOK, inkludert ca. 250 MNOK regionalnettkostnader. Vi inkluderer derfor ikke verdien av denne ikke-konsesjonsgitte vindkraften på Adamselv-Varangerbotn da dette kan innebære dobbelttelling.

Adamselv-Varangerbotn vil imidlertid gi økt fleksibilitet når det gjelder lokasjon av ikke-konsesjonsgitt vindkraft. Med kun ny ledning mellom Skaidi og Adamselv må ny vindkraften bli bygget under Adamselv i fravær av ytterligere tiltak. Med Adamselv-Varangerbotn kan vindkraften bli realisert under Varangerbotn. Flexibiliteten som ligger i å kunne velge de beste prosjektene (lavest utbyggingskostnad, OPEX og natur- og miljøinngrep og best vindforhold), kan ha en verdi i teorien. Vi har samtidig ikke grunnlag for å si at denne verdien er av en betydelig størrelse i forventning.

### **Overføringstap**

Vi har vurdert hvordan Adamselv-Varangerbotn påvirker overføringstap sammenlignet med nullalternativet. Vi har her tatt utgangspunkt i dagens produksjon (inkludert trinn 2 på Raggovidda) og vi har lagt til grunn forbruksprognosen for 2030 fra analysen for Skaidi-Adamselv. Dette har vi også lagt til grunn i nullalternativet, slik at det er mulig å sammenligne alternativene med hverandre. Hvordan tapene påvirkes av eventuell økt fremtidig produksjon blir håndtert under verdi av ny produksjon. Dette fordi det ikke er mulig å tilknytte mer produksjon i nullalternativet.

I analysen for Skaidi-Adamselv estimerte vi reduserte overføringstap av 420 kV-drift Skaidi-Adamselv til å være 15 GWh per år med en nåverdi på 155 MNOK. Samme beregning viste at 420 kV-drift av Skaidi-Adamselv-Varangerbotn vil gi tapsreduksjon på 24 GWh med nåverdi på 200 MNOK. Basert på dette legger vi til grunn at videreføring av 420 kV fra Adamselv til Varangerbotn vil gi tapsbesparelse på 45 MNOK i forhold til nullalternativet.

### **Spesialreguleringskostnader**

I analysen for Skaidi-Adamselv la vi til grunn at spesialreguleringskostnader i Øst-Finnmark, etter idriftsettelse av trinn 2 på Raggovidda, vil være i underkant av 4 MNOK per år. Videre la vi til grunn at ny ledning mellom Skaidi og Adamselv vil redusere disse kostnadene med 60 %. Når det gjelder videre fra Adamselv til Varangerbotn legger vi til grunn at ny ledning på dette strekket ikke vil redusere spesialreguleringskostnader ytterligere og vi velger derfor å se bort fra denne virkningen. Dette er basert på at ny ledning mellom Adamselv og Varangerbotn vil legge til rette for mer vindkraft. Ny vindkraft må sannsynligvis knyttes til med mulighet for produksjonsfrakopling ved behov. I tillegg vil kapasitet ut av Øst-Finnmark reduseres betydelig i perioder med utkobling eller feil på 420 kV-forbindelsen mellom Balsfjord og Varangerbotn. Dette vil sannsynligvis føre til høyere spesialreguleringskostnader enn historisk. Dette momentet har vi bakt inn i verdi av ny vindkraft.

### **Forsyningssikkerhet (avbruddskostnader):**

Vi vurderer hvordan tiltaket påvirker forsyningssikkerheten i Øst-Finnmark og ved en del- eller full-elektrifisert LNG-anlegg på Melkøya hver for seg.

#### *Ny tredje ledning gir beskjeden forbedring i forsyningssikkerheten i Øst-Finnmark*

Som beskrevet i behovsanalysen er det lave avbruddskostnader i forventning i dagens nett etter 420 kV Skaidi-Adamselv blant annet fordi det vil være N-1 forsyning, eller mulighet for rask omkobling store deler av året, selv med en stor forbruksvekst (100 MW). De avbruddskostnadene i nullalternativet som kan påvirkes av tiltaket utgjør i størrelsesorden 0-10 MNOK i forventning over analyseperioden. Potensialet for reduserte avbruddskostnader i alternativ 1 er altså mindre enn dette. For eksempel er inntil 6 MNOK av dette avbruddskostnader som følge av doble og langvarige stasjonsfeil, som trolig også kan inntreffe med samme feilrate og konsekvens i alternativ 1.

Som nevnt tidligere i analysen er en eventuell stor vindkraftutbygging forventet å øke andelen av året hvor kraftnettet driftes uten ringdrift. Likefult vil det ved som oftest, med mindre det er andre utkoblinger langs "ringen", være mulig å nedregulere vindkraften og dermed gjenopprette ringdrift og forsyningen til området. Eventuelle avbrudd i et slikt scenario vil være kortvarig og dermed ikke bidra vesentlig til høye avbruddskostnader i forventning over analyseperioden. Tiltaket vil imidlertid kunne bidra til å oppnå høyere forsyningssikkerhet under enkelte revisjoner, sammenlignet med nullalternativet.

Vi anslår oppsummert avbruddskostnader til 2-8 MNOK over analyseperioden i nullalternativet, etter Skaidi-Adamselv. I alternativ 1 er avbruddskostnadene 0-6 MNOK, altså ca. 2 MNOK lavere i forventning.

### *Tiltaket gir neglisjerbar forbedring i forsyningsikkerhet til nytt forbruk på Hammerfest*

Equinor og partnerne på Hammerfest LNG planlegger å del- eller fullelektrifisere anlegget. Dette økte forbruket i Hammerfest vil medføre at vi overstiger N-1-kapasiteten i nettet mellom Balsfjord og Hammerfest en stor andel av tiden. Vi har beregnet at avbruddskostnader som følge av feil på denne forbindelsen i forventning vil ha en nåverdi på ca. 300 MNOK.

Våre beregninger viser videre at ny 420 kV-ledning videre fra Adamselv til Varangerbotn under noen forutsetninger kan bidra til å redusere disse avbruddskostnadene noe i fremtiden. Dette gjelder kun dersom betydelige mengder vindkraft realiseres, utover hva som er konsesjonsgitt, enten under Adamselv eller Varangerbotn. I timer når det produseres tilstrekkelig med vindkraft i Øst-Finnmark kan Hammerfest LNG i teorien forsynes. Det er imidlertid usikkert om 420 kV-forbindelsen mellom Øst- og Vest-Finnmark kan holdes i drift når det er feil på 420 kV-forbindelsen mellom Balsfjord og Skaidi. Flere usikre faktorer med lav sannsynlighet må altså gjelde samtidig. Vi konkluderer med at potensialet for reduserte avbruddskostnader i Hammerfest i beste fall er begrenset.

Når det gjelder avbruddskostnader i Øst-Finnmark vet vi fra behovsanalysen og mulighetsstudien at 420 kV-ledning fra Adamselv til Varangerbotn ikke uten videre øker grensen for hvor mye forbruk vi kan tilknytte sammenlignet med nullalternativet. Dette tilsier at forventede avbruddskostnader (utfall av forbruk) som følge av enkeltfeil heller ikke påvirkes vesentlig av alternativ 1. Vindkraften må også tilknyttes med PFK grunnet begrensninger inn til Finnmark, noe som også tilsier at eksisterende og nye produsentene heller ikke får en sikrere nettilknytning.

Vi har ikke inkludert potensielle kostnader ved avvist etterspørsel i analysen siden det kan bli like mye avvist etterspørsel i alternativ 1 som i nullalternativet. Dette ser vi fra at N-0 kapasitet inn til Finnmark (se kapittel 1.1) kan bli noe lavere enn totalt forbruk i hele Finnmark (i topplast), gitt både 500 MW økt forbruk på Hammerfest og realisering av høyscenario for forbruk i Øst-Finnmark (300 MW økning). Dette vil i teorien kunne gi maksimalt<sup>14</sup> 40 MW avvist etterspørsel i (korte) deler av året, grunnet begrensninger i transmisjonsnett utenfor analyseområdet, sør for, eller i Skaidi stasjon. Denne eventuelle avviste etterspørselen vil trolig være forbeholdt tidspunkt en liten andel av året (i 2030) der vi både har delt drift og underskudd i Øst-Finnmark, når underskuddet også er på de høyeste nivåene.

Samtidig er det viktig å minne om at anslaget på hvor mye forbruk det vil være forsvarlig å tilknytte, er vesentlig lavere enn 300 MW i praksis, og gitt av intervallet 30-115 MW i både nullalternativet og alternativ 1. Altså vil vi i praksis trolig ikke tillate tilknytning utover 115 MW, i noen av alternativene, og i så fall ikke få samfunnsøkonomiske kostnader i form av avvist etterspørsel (ikke minst N-0 nettilknytning i deler av året) men i form av tapt verdiskapning (forbruket realiseres ikke).

Dersom samfunnsøkonomisk lønnsomhet av prosjektene (forbruks- og produksjonsplanene), inklusive nettkostnader, er positiv sett over levetiden, vil manglende tilknytning innebære samfunnsøkonomiske kostnader. Et potensielt unna er dersom prosjektene/kundene har tilgang på alternative lokasjoner i Norge som gir like god eller bedre samfunnsøkonomisk lønnsomhet, inklusiv eventuelle nettinvesteringer og eksternaliteter. Tidspunkt for tilknytning er også relevant i denne sammenhengen, for eksempel dersom alternativ lokasjon alt annet likt av kan gi raskere tilknytning av samme prosjekt.

---

<sup>14</sup> Merk at 40 MW avvist etterspørsel er basert på ingen samlagring av 750 MW nytt forbruk (altså 100% brukstid). I virkeligheten vil det være samlagring i det aller meste av året, slik at 40 MW er et øvre anslag. Samtidig vil det kunne oppstå andre begrensninger for forbruk i Øst-Finnmark, avhengig av hvor det nye forbruket etableres. Begrensninger i regionalnettet kan komme i tillegg.

## Ikke prissatte virkninger

### Natur- og miljø

Vi viser til konsekvensutredning i konsesjonssøknaden. Vi prissetter ikke miljøinngrepet av ny ledning fra Adamselv til Varangerbotn. I stedet gjør vi en forenklet verdsettelse basert på pluss-minusmetoden. Det vil si at miljøinngrepene blir illustrert på en skala fra 0 til fire minuser. Som bakgrunn for antall minuser ligger både en vurdering av tiltakets "omfang" og det påvirkede området/naturens "verdi". Jo flere minuser desto større er samfunnskostnaden ved inngrepet. Denne vurderingen er imidlertid ikke til erstatning for konsekvensutredningsprogrammet, men er innrettet som en grov kartlegging av de samfunnsøkonomiske velferdsvirkninger fra tiltaket.

Adamselv-Varangerbotn medfører om lag 80 km ny kraftledning, avhengig av hvor ny transformatorstasjon i Varangerbotn blir etablert. Vi vurderer omfanget av ny 420 kV-ledning inklusive ny transformatorstasjon til å være stort.

Kraftledningen vil gå gjennom viktige rekreasjons- og friluftslivsområder på Laksefjordvidda, og ved Sommervann i Tana kommune. Ledningen krysser også Tanavassdraget m/sideelver som er en svært viktig lakseelv, og som har store verdier knyttet til reiseliv og friluftsliv. Ledningstraseen vil også gå gjennom svært viktige reindriftsområder, med både kalvingsland, flyttveger og samleområder for merking og slakt. Det er ikke registrert noen verneområder langs traseen, men flere sjeldne arter. Det er i stor grad planlagt parallelføring langs eksisterende ledninger mellom Adamselv-Varangerbotn/Tana Bru. Dette vil redusere negative virkninger av ny ledning sammenlignet med om den ble oppført i landskap uten menneskelige inngrep. Verdiforringelsen vil likevel være av middels størrelse.

Kombinasjon av stort omfang og middels verdiforringelse gjør at vi vurderer at en ny ledning mellom Adamselv og Varangerbotn medfører en middels negativ konsekvens (-) for natur og miljø.