

## Ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Adamselv Samfunnsøkonomisk analyse



# Sammendrag<sup>1</sup>

Statnett offentliggjorde i 2018 et veikart for nettutvikling i Finnmark; Næring og nett i nord (N3). Veikartet har blitt modnet videre og vi har nå utarbeidet denne samfunnsøkonomiske analysen som en del av beslutningsunderlaget for å søke konsesjon på ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv.

Fokuset i denne rapporten er innrettet på området mellom Skaidi og Varangerbotn, omtalt som Øst-Finnmark. På grensen til analyseområdet er det flere behov som ikke er direkte dekket av denne analysen. Dette gjelder særlig handel med Finland og kapasitet generelt inn og ut av Nord-Norge. I videre analyser av back-to-back omformer i Varangerbotn vil disse behovene være særlig relevant å se nærmere på.

## Det er begrenset kapasitet til nytt forbruk og ny produksjon i dagens nett

### *Vi kan ikke imøtekomme forbruksplaner for 2030 i dagens nett*

Det finnes i dag flere planlagte industri- og elektrifiseringsprosjekter i Øst-Finnmark. Gjennom dialog med interessenter har Statnett identifisert disse. Som en følge av dette arbeidet ga Statnett i mars 2019 ut rapporten "Næring i Nord", hvor potensialet for forbruksvekst i ulike næringssektorer gjennomgås.

Våre analyser viser at det er begrenset kapasitet til nytt forbruk i dagens nett innenfor hva som ansees som driftsmessig forsvarlig. Dersom man likevel velger å tilknytte betydelige mengder nytt forbruk ser vi at det ved rundt 80 MW begynner å bli betydelig risiko for at vi ikke vil kunne forsyne all etterspørsel selv ved intakt nett. Dette skyldes blant annet begrensninger i 132 kV-nettet gjennom Finnmark, samt evne til å ha ringdrift når underskuddet i Øst-Finnmark er som størst. I tillegg vil avbruddskostnader øke i takt med forbruksveksten.

Vi har imidlertid ikke mottatt noen konkrete henvendelser om tilknytning av nytt forbruk i Øst-Finnmark. Det er derfor usikkert hva en formell og endelig driftsmessig forsvarlig-vurdering ville konkludert med, da dette vil avhenge av forbrukets størrelse, plassering og andre kriterier. Lange ledetider for ledningsprosjekter i langstrakte områder som Finnmark, kombinert med mange forbruksplaner og begrenset mulighet for forbruksvekst, gjør at Statnett anser det som nødvendig å utrede mulige tiltak for å ligge i forkant. På denne måten vil vi kunne respondere raskere på tilknytningsplikten når konkrete henvendelser kommer.

### *Stort potensial for vindkraft i Øst-Finnmark, men ikke ledig nettkapasitet*

Vindkraftressursene i Øst-Finnmark er ansett som noen av de beste i verden. Høye og jevne vindhastigheter fører til lave kostnader per produsert enhet strøm. Det er derfor mange planer i området. I tillegg til det som allerede er bygd ut eller gitt nettilknytning har Raggovidda og Hamnefjell konsesjon på ytterligere 171 MW. Utover dette er det søkt konsesjon i Øst-Finnmark på ytterligere 320 MW, mens 2750 MW er meldt. Det er imidlertid ikke mulig å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft i dagens nett. Dette skyldes begrensninger i 132 kV-nettet gjennom Øst-Finnmark, samt forhold i Varangerbotn stasjon. Statnett har trukket dispensasjonssøknad for konsesjonsgitt vindkraft som ble sendt inn i mars 2018. Vi har derfor plikt til å utrede mulig tiltak som kan muliggjøre tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft.

---

<sup>1</sup> Denne samfunnsøkonomiske analysen ble ferdigstilt i mai 2020. Ny informasjon som påvirker analyseresultatene kan ha tilkommet siden da. Dette gjelder særlig forbruksutvikling og sannsynlighet for ny vindkraft i området, samt endringer i Statnetts investeringskostnader som kan ha blitt modnet ytterligere.

## **For å imøtekomme behov må vi som minimum ha ny ledning mellom Skaidi og Adamselv**

Det er behov for å øke overføringskapasiteten inn og ut av Øst-Finnmark. Dette er mulig gjennom tre ulike korridorer (fra Norge i vest, fra Finland i syd, fra Russland i øst), samt å installere utstyr (back-to-back omformer) som øker kapasitetsutnyttelsen på dagens ledninger. Vi anser at ny forbindelse mot Finland eller Russland ikke er aktuelt, noe som også ble stått fast i N3-arbeidet.

En back-to-back omformer i Varangerbotn stasjon vil ikke kunne dekke kartlagt behov alene, og tas derfor heller ikke med videre i denne analysen som et selvstendig tiltak. En BtB har imidlertid andre fordeler som ledningstiltakene vi vurderer ikke har. Med en back-to-back omformer kan vi opprette en handelskorridor mellom Norge og Finland slik at markedet kan utnytte prisforskjeller mellom landene. Dette vil gi handelsinntekter på korridoren mellom Øst-Finnmark og Finland. Dette gjør at BtB kan være et aktuelt tiltak uavhengig av hvilken løsning som velges for å imøtekomme behovene som er hovedfokus i denne analysen.

En ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv, enten driftet på 132 kV eller 420 kV, er minimum tiltak som tilrettelegger for forbruksvekst tilsvarende forbruksplanene i Øst-Finnmark (fra 150 MW til nærmere 250 MW). Vi tar med oss disse to alternativene videre til en lønnsomhetsvurdering opp mot nullalternativet. I denne analysen er nullalternativet at anleggene i dagens transmisjonsnett opprettholder samme funksjon som de har i dag. Det vil si at dagens begrensninger i kapasitet blir stående frem til ledninger og stasjoner må reinvesteres på grunn av tilstand.

### *Etter ny ledning mellom Skaidi og Adamselv vil vi ha ulike muligheter for å tilknytte konsesjonsgitt vind*

Ny ledning mellom Skaidi og Adamselv vil ikke tilrettelegge for tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft. Det vil imidlertid være mulig å gjøre oppfølgingsinvesteringer for å oppnå dette. Tre muligheter peker seg ut her. 1) Back-to-back omformer i Varangerbotn. 2) Temperaturoppgradering av dagens to 132 kV-ledninger mellom Adamselv og Varangerbotn. 3) Ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn. Med den informasjonen vi besitter i dag har vi ikke grunnlag for å si hvilken oppfølgingsinvestering som er den beste.

### **420 kV-drift av Skaidi-Adamselv fremstår som bedre enn 132 kV-drift**

Vi anser 420 kV-drift av Skaidi-Adamselv som det beste av de to utbyggingsalternativene. Hovedgrunnen til dette er at oppfølgingsinvesteringer videre mot Varangerbotn vil være om lag 300 MNOK lavere i dette alternativet. Det skyldes at 132 kV-drift vil være et fordyrende første trinn dersom det senere besluttes å videreføre ledningstiltak fra Adamselv til Varangerbotn. I tillegg vil 420 kV-drift av Skaidi-Adamselv tilrettelegge for langt mer ikke-konsesjonsgitt vindkraft under Adamselv, som under visse forutsetninger kan ha stor verdi. 420 kV-drift vil også tilrettelegge for noe høyere forbruksvekst, dog utenfor Statnett sin driftspolicy.

### **Basert på våre forutsetninger ser det ikke ut til at Skaidi-Adamselv er lønnsom i forventning**

Øst-Finnmark er preget av store avstander og tiltak i kraftnettet innebærer betydelige kostnader sett i relasjon til forbruk og produksjon. Basert på våre forutsetninger og antagelser har Skaidi-Adamselv negativ samfunnsøkonomisk lønnsomhet i forventning. Store miljøinngrep, både ved nett- og eventuell vindkraftutbygging, forsterker denne konklusjonen. Nytte av ny ledning, sett i forhold til nullalternativet, vil kun dekke om lag halvparten av investeringskostnadene (som har en nåverdi på 1 145 MNOK).

### *Usikkerhet kan gjøre Skaidi-Adamselv lønnsom, men også enda mer ulønnsom*

En viktig usikkerhetsdriver knyttet til lønnsomhet av Skaidi-Adamselv er *om, når og hvor* store industri- og elektrifiseringsprosjekter i Øst-Finnmark som blir realisert. En ny ledning vil i stor grad redusere avbruddskostnadene i transmisjonsnettet, samt fjerne problematikk knyttet til avvist etterspørsel helt. I mangel av konkrete henvendelser er det vanskelig å beregne den samfunnsøkonomiske gevinsten av

nytt forbruk som ikke ville kunne realiseres i nullalternativet. Vi har brukt en metode der kostnad ved avvist etterspørsel illustrer denne verdien. Blir forbruksveksten høyere enn hva vi har redegjort for i behovsanalysen vil kostnader forbundet med avvist etterspørsel og avbruddskostnader ved feil bli store. Prosjektet vil da kunne bli mer lønnsomt. På den annen side har vi lagt til grunn en betydelig forbruksøkning i forhold til eksisterende forbruk i Øst-Finnmark. Er det færre kunder som ønsker tilknytning, enn det vi har lagt til grunn, vil verditap forbundet med ikke-realiseret forbruk falle bort og avbruddskostnadene forbli lave. Da vil lønnsomheten til Skaidi-Adamselv reduseres ytterligere.

En annen viktig usikkerhet er lønnsomhet av vindkraft. En ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv vil muliggjøre ikke-konsesjonsgitt vindkraft under Adamselv og ha god fleksibilitet til videre oppfølgingsinvesteringer for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft. I forventning er verdi av vindkraft lav. Det kan imidlertid være noe større nytte av vindkraft enn det vi har vist, men denne er neppe varig eller høy. Videre utredninger og avtaler med vindkraftaktører vil bidra til å avklare lønnsomhet av ny vindkraft.

En tredje viktig usikkerhetsfaktor er investeringskostnader og natur- og miljøinngrep. Netttiltakene vi har vurdert, samt vindkraftanleggene disse legger til rette for, vil innebære store natur- og miljøinngrep. Det er stor usikkerhet knyttet til samfunnskostnaden ved disse inngrepene. Videre er det store kapital-kostnader involvert og kostnadsestimatene inneholder betydelig usikkerhet. En økning i investeringskostnader vil gjøre tiltakene enda mindre lønnsomme.

Usikkerhet i virkninger trekker som vi ser i begge retninger. Basert på dette har vi ikke grunnlag for å bruke usikkerhet til å endre vår rangering. Vi vurderer derfor fremdeles en ny ledning mellom Skaidi og Adamselv som ikke samfunnsøkonomisk lønnsom.

#### **Til tross for negativ lønnsomhet i forventning anbefaler vi å videreføre Skaidi-Adamselv**

Vi anbefaler å gå videre for å søke konsesjon på Skaidi-Adamselv, på tross av at tiltaket ikke fremstår som samfunnsøkonomisk lønnsomt i tradisjonell forstand. Dette begrunnes i følgende forhold:

##### *Netttiltak har lang ledetid, forbruk kan ha kort ledetid*

Det er stor usikkerhet knyttet til forbruksplaner, konsesjonsprosesser og lønnsomhet av ny vindkraft, samt investeringskostnader ved nye netttiltak i Øst-Finnmark. Basert på denne usikkerheten fremstår det som fornuftig å modne prosjektet videre frem mot endelig investeringsbeslutning.

Flere av forbruksplanene i Øst-Finnmark har kort ledetid, mens utredning, konsesjonsprosess og utbygging av store netttiltak normalt har lange ledetider. Statnett ønsker å ligge i forkant og ser derfor et klart behov for å vurdere ulike tiltak som kan legge til rette for forbruksvekst og næringsutvikling i Øst-Finnmark, selv om det ikke har kommet noen konkrete forespørsler om tilknytning av nytt forbruk som vi ikke kan imøtekomme.

##### *Ved forbruksvekst som ikke er driftsmessig forsvarlig vil Statnett ha utrednings- og tilknytningsplikt*

Gitt at skisserte forbruksplaner materialiserer seg må Statnett gjøre tiltak i nettet i Øst-Finnmark for å overholde tilknytningsplikten. Tilknytnings- og investeringsplikten for forbruk er sterk. Kun i ekstraordinære tilfeller gir OED dispensasjon (energilooven §3-4). Selv om det er stor usikkerhet i fremtidige forbruksplaner er kapasitet til nytt forbruk i dagens nett, innenfor hva som anses som driftsmessig forsvarlig, så liten at vi mener det er sannsynlig at vi må gjøre tiltak for å oppfylle tilknytningsplikten.

##### *Grunnet store avstander i Finnmark er netttiltak kostbare sett i forhold til forbrukets størrelse*

Det er ikke overraskende at Skaidi-Adamselv fremstår som samfunnsøkonomisk ulønnsom i tradisjonell forstand. Dette skyldes store avstander i Finnmark, samtidig med at produksjon og forbruk er relativt

lite. Skaidi-Adamselv er imidlertid neste naturlige steg innen nettutvikling i Øst-Finnmark. Statnett ønsker å legge til rette for en elektrisk fremtid og næringsutvikling i nord.

### Konsesjonsgitt vindkraft venter på nettilknytning

Statnett har trukket dispensasjonssøknad for konsesjonsgitt vindkraft og har utredningsplikt. Skaidi-Adamselv legger til rette for oppfølgingsinvesteringer for tilknytning av denne vindkraften. I forventning er verdi av vindkraft lav, men vi kan ikke utelukke at lønnsomheten er god. Dette vil videre utredninger og avtaler med vindkraftaktører avdekke.

Figur 1: Oppsummeringstabell

[MNOK 2020-kr]	Nullalternativet	132 kV drift Ska-Lak-Ada	420 kV Ska-Ada
<b>Prissatte virkninger [MNOK]</b>			
Investeringskostnader	0	-950	-1 145
Økte drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-25	-55
Relevante reinvesteringer	-100	0	0
Reduserte overføringstap	0	110	155
Spesialreguleringskostnader	-60	-25	-25
Verdi konsesjonsgitt vindkraft	0	0	0
Verdi ikke-konsesjonsgitt vindkraft	0	0	50
Avist etterspørsel representert ved reduserte avbruddskostnader	-80	0	0
Avbruddskostnader som følge av feil	-70	-5	-5
<b>Sum prissatte virkninger</b>	<b>-310</b>	<b>-895</b>	<b>-1 025</b>
<b>Rangering prissatte virkninger</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>Ikke-prissatte virkninger</b>			
Natur og miljø	0	--	--
Oppfølgingsinvestering - BtB for tilknytning av konsesjonsgitt vind	+	+	+
Oppfølgingsinvestering - ledningstiltak for tilknytning konsesjonsgitt vind	0	0/+	+
<b>Rangering ikke-prissatte virkninger</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
<b>Vurdering av usikkerhet</b>			
Alternativ 2 gir høyere kapasitet enn alternativ 1. Dette kan ha verdi i enkelte utviklingstrekk. Utvikling i forbruk og produksjon er uvanlig usikker. I kombinasjon med lite ledig kapasitet i nettet gjør det at lønnsomhet av utbyggingsalternativene også er usikker. Vi har lagt til grunn en forbruksvekst på 100 MW frem mot 2030, fra dagens forbruksnivå på 150 MW. Fra en forbruksvekst på 80 MW begynner avbruddskostnader å øke eksponentielt og ved forbruksvekst på 150 MW vil avbruddskostnader i nullalternativet kunne overstige investeringskostnader ved tiltak. Lavere forbruksvekst vil derimot i stor grad fjerne avbruddskostnader i nullalternativet. Usikkerhet i investeringskostnader og natur- og miljøinngrep er imidlertid også betydelige. Usikkerhetsreducerende tiltak, i form av å ta prosjektet videre til neste fase, vil derfor kunne ha stor verdi. Usikkerhet trekker imidlertid ikke entydig i en retning og gir ikke grunnlag for å påvirke rangering.			
<b>Rangering usikkerhet</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Samlet rangering samfunnsøkonomisk analyse</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
<b>Øvrige beslutningsrelevante forhold</b>			
Vi ønsker å legge til rette for en elektrisk fremtid og næringsutvikling i nord. Netttiltak har lang ledetid, forbruk kan ha kort. Statnett ønsker å ligge i forkant og gå i gang med nødvendige myndighetsprosesser. Dette vil redusere usikkerhet og ta ned ledetid på nettutvikling. Finnmark er preget av store avstander. Det gjør nettiltak på 420 kV dyre, relativt til størrelsen på produksjon og forbruk. Det er imidlertid begrenset kapasitet til nytt forbruk i dagens 132 kV-nett. Ved forbruksvekst som ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte vil Statnett ha utrednings- og tilknytningsplikt. Statnett har videre trukket dispensasjonssøknad for konsesjonsgitt vindkraft og har også her utredningsplikt. Disse momentene innebærer at det til tross for negativ lønnsomhet i forventning anses som rasjonelt å legge til rette for en videreutvikling av transmisjonsnettet fra Skaidi mot Adamselv og med det legge til rette for en videre forbruksvekst som vi vet kan komme.			
<b>Helhetsvurdering</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

# Innholdsfortegnelse

	Sammendrag	i
	Innholdsfortegnelse	v
<b>1</b>	<b>Innledning</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Behovsanalyse</b>	<b>2</b>
2.1	Dagens kraftsystem og situasjon	2
2.2	Det er ikke ledig kapasitet til mer produksjon i dagens nett	10
2.3	Vi kan ikke imøtekomme forbruksplaner for 2030 i dagens nett	11
2.4	Oppsummering av behovsanalyse, samt rammer som må overholdes	22
<b>3</b>	<b>Mulighetsstudie</b>	<b>24</b>
3.1	Alternativer til nett vil ikke løse behovene i Øst-Finnmark alene	24
3.2	Nullalternativet er å videreføre dagens situasjon og reinvesteringsplan	25
3.3	Kun ledning fra vest aktuelt, nye forbindelser til Finland eller Russland forkastes	25
3.4	For å møte behov må vi minimum ha ny ledning mellom Skaidi og Adamselv	27
3.5	Mer om innhold i alternativene som vi tar med videre	31
3.6	Overføringskapasitetene og de tekniske løsningene må betraktes som veiledende	33
<b>4</b>	<b>Verdsetting av virkninger</b>	<b>35</b>
4.1	Kostnadsvirkninger	35
4.2	Nyttevirksomheter	37
<b>5</b>	<b>Samlet vurdering og konklusjon</b>	<b>47</b>
5.1	Sammenstilling av forventet kostnad og nytte ved de ulike alternativene	47
5.2	Vurdering av utbyggingsalternativene	47
5.3	Vurdering av 420 kV Skaidi-Adamselv opp mot nullalternativet	50
5.4	Til tross for negativ lønnsomhet anbefaler vi å videreføre Skaidi-Adamselv	54

# 1 Innledning

Statnett har over lang tid utredet og gjennomført nye nettiltak i Nord-Norge. Ofoten – Balsfjord, som ble satt i drift i 2017, og Balsfjord – Skaidi, som vi er i gang med, gir et sammenhengende 420 kV-nett helt til Skaidi. Dette gir god overføringskapasitet og bedre forsyningsikkerhet nord for Ofoten. Fra Skaidi og ut til Hammerfest har Statnett søkt konsesjon på en ny 420 kV-forbindelse for å kunne legge til rette for økt forbruk i petroleumsvirksomheten i Hammerfestområdet. Forbindelsen er sterkt knyttet til rettighetshavernes planer om hel- eller delelektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Melkøya.

Når det gjelder Øst-Finnmark er det fortsatt gjenstående utfordringer som ikke blir løst av tiltakene nevnt over. Det gjelder blant annet at det er konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark som ikke kan gis tilknytning i dagens transmisjonsnett. I 2018 etablerte Statnett N3-prosjektet (Næring og nett i nord). Målet var å se på samspillet mellom næringsutvikling og nettbehov på en ny måte. Gjennom prosjektet har Statnett jobbet mye tettere enn vanlig med ulike industrielle aktører for å forstå deres behov. N3-arbeidet viste at nettet til Øst-Finnmark har lite ledig kapasitet, samtidig som anslagene på forbruksvekst er høye. Dette resulterte i et veikart for nettutvikling i Finnmark. Før dette igjen offentliggjorde Statnett i 2016 rapporten "Kraftsystemet i Øst-Finnmark – analyse av behov og tiltak etter 2020". Denne konseptvalgutredningen ble utarbeidet etter gjeldene forskrift og veileder fra OED og kvalitetssikret av Vista Analyse. Konseptvalgutredningen ble imidlertid ikke sendt inn til OED, men offentliggjort som rapport.

Veikartet har nå blitt modnet videre og vi har utarbeidet denne samfunnsøkonomiske analysen<sup>2</sup> som en del av beslutningsunderlaget for å søke konsesjon på ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv.

---

<sup>2</sup> Analysen ble ferdigstilt i mai 2020. Ny informasjon som påvirker analyseresultatene kan ha tilkommet siden da. Dette gjelder særlig forbruksutvikling og sannsynlighet for ny vindkraft i området, samt Statnetts investeringskostnader som kan ha blitt modnet ytterligere.

## 2 Behovsanalyse

I dette kapittelet vil vi redegjøre for behovet for nettiltak i Øst-Finnmark. Først gir vi en gjennomgang av dagens kraftsystem og situasjon. Deretter redegjør vi for fremtidig vindkraftproduksjon og forbruksvekst i Øst-Finnmark. Avslutningsvis vurderer vi hvordan dagens kraftsystem kan imøtekomme de behovene vi har kartlagt.

Fokuset i denne rapporten er innrettet på området mellom Skaidi og Varangerbotn, omtalt som Øst-Finnmark. På grensen til analyseområdet er det flere behov som ikke er direkte dekket av denne analysen. Dette gjelder særlig handel med Finland og kapasitet generelt inn og ut av Nord-Norge. I videre analyser av back-to-back omformer i Varangerbotn vil disse behovene være særlig relevant å se nærmere på. Ut over dette pågår det noen andre viktige prosjekter og nettforsterkningstiltak i regionen:

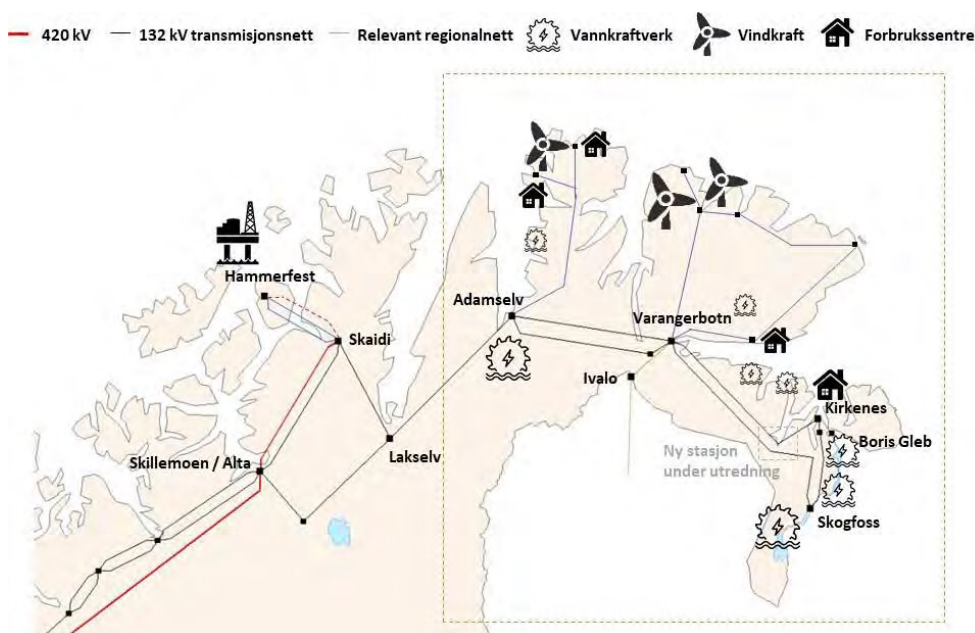
- Statnett har søkt konsesjon på ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Hammerfest. Grunnen til dette er at Equinor og partnerne på Hammerfest LNG planlegger en del- eller fullelektrifisering av anlegget. Som en del av tiltaket vil Skaidi stasjon oppgraderes til 420 kV. Investeringsbeslutning (BP2) er planlagt høsten 2020. Økt forbruk i Hammerfest-området vil redusere kapasitet til forbruk i Øst-Finnmark på grunn av kapasitetsbegrensninger mellom Balsfjord og Skaidi.
- Statnett planlegger å reinvestere Kirkenes stasjon og samtidig legge ledningen Varangerbotn-Skogfoss innom en av stasjonene i Kirkenesområdet. Dette vil øke kapasiteten mellom Varangerbotn og Kirkenes. Konseptvalg (BP0) er planlagt høsten 2020.
- Regionalnettet på Varangerhalvøya oppgraderes fra 66 til 132 kV. Dette arbeidet er i gang og ferdigstilles i 2021.

### 2.1 Dagens kraftsystem og situasjon

#### Oversikt over analyseområdet og viktige karakteristikk ved transmisjonsnettet i Øst-Finnmark

Transmisjonsnettet 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.

Figur 2: Oversiktsbilde Finnmark, Øst-Finnmark er markert med gul stiplede firkant





Transmisjonsnettet i Øst-Finnmark, som omfattes av denne analysen, har gjennomgående lang gjenværende levetid. Unntaket er ledningen Adamselv-Lakselv og Adamselv stasjon. Her kan det være aktuelt med reinvestering eller levetidsforlengende tiltak mot slutten av 2020-tallet.

Øst-Finnmark er normalt et tosidig forsynt område. Det er knyttet til via Adamselv-Lakselv i vest og Varangerbotn-Ivalo (Finland) i sør. Og når transmisjonsnettet er intakt, fra Varangerbotn, gjennom Finland og Sverige, til Ofoten og videre nordover gjennom Norge til Varangerbotn igjen, kalles driftsformen ringdrift. Ringdrift er både positivt for overføringskapasiteter og forsyningssikkerhet i Øst-Finnmark. På tross av dette har det kun vært ringdrift om lag 50 % av tiden de siste fem årene.

Når nettet deles og driftes uten ringdrift er Øst-Finnmark delt i to områder som ikke er direkte sammenkoblet. 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.

#### *Enkelte situasjoner velger Statnett bevisst å dele nettet*

Det er ikke alltid ønskelig å opprettholde ringdrift. Ved stort overskudd i Øst-Finnmark (mer enn 80 MW) velger Statnett normalt å dele nettet for å øke kapasiteten ut av området. Dette gjør at vi unngår nedregulering av vindkraftproduksjon og tilhørende spesialreguleringskostnader. På den annen side vil dette redusere forsyningssikkerheten noe. Det er fordi man ved deling av nettet er mer sårbar for feil på Adamselv-Lakselv og Finlandsledningen. Dersom en av disse forbindelsene feiler, vil det imidlertid normalt sett være mulig å koble inn den andre forbindelsen og gjenopprette forsyning i løpet av 15-60 minutter. Avbruddskostnadene er med andre ord antatt å være lavere enn spesialreguleringskostnadene.

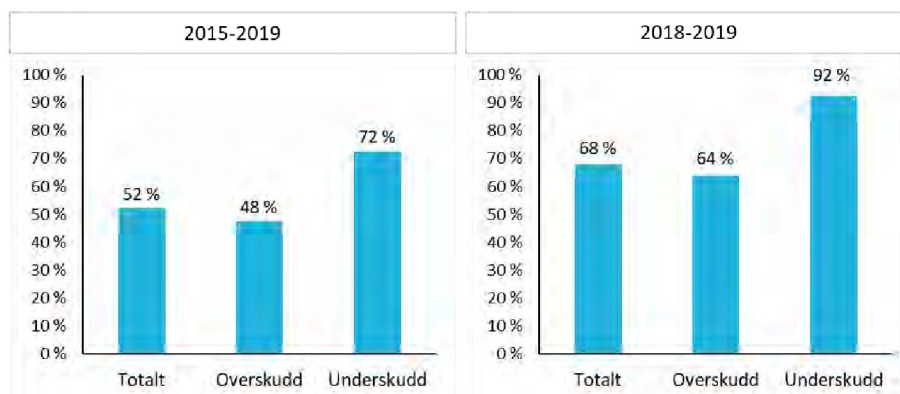
#### *I andre situasjoner er det ikke mulig å opprettholde ringdrift, selv om det ville vært ønskelig*

Det er heller ikke alltid mulig å opprettholde ringdrift selv om det er ønskelig. Eksempler på slike situasjoner er ved feil, revisjoner eller driftskoblinger i transmisjonsnettet i Norge, Sverige eller Finland som gjør at ett enkeltutfall kan føre til brudd i ringen. Dette gjelder både i overskudd- og underskuddssituasjoner.

#### *Andel av tid med ringdrift har økt de siste årene*

Historisk, i perioden 2015-2019, har det vært ringdrift 48 % av tiden i overskuddssituasjoner, mens det har vært ringdrift 72 % av tiden i underskuddssituasjoner. Men, som figurene under viser har andel tid med ringdrift økt de to siste årene og i underskuddssituasjoner har det vært ringdrift over 90 % av tiden.

Figur 3: Andel av tid med ringdrift i Øst-Finnmark, basert på bryterstillinger i Innsikt



Årsaken til økt andel ringdrift (både i overskudd- og underskuddssituasjoner) har sammenheng med idriftsettelse av nye 420 kV-ledninger i Nordland og Troms, endringer i systemvernet i Kobbelv og endret

praksis for bruk av systemvern i Nordland. Idriftsettelse av ny 420 kV Balsfjord-Skillemoen kan redusere delingsbehovet ytterligere, dvs. øke andelen ringdrift.

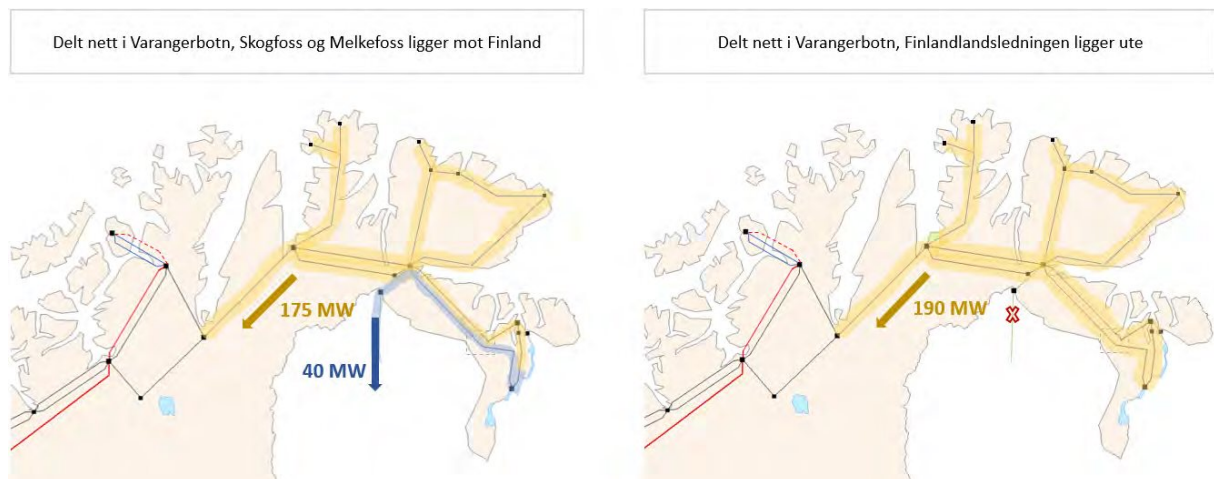
## Overføringskapasiteter ut av og inn til Øst-Finnmark

### *Overskudd av kraft og eksport ut av Øst-Finnmark*

I overskuddssituasjoner deler som nevnt Statnett nettet for å få ut mest mulig produksjon. Mest relevante delinger er vist i figur 4. Delingene innebærer at Finlandsledningen ligger ute eller at Syd-Varanger ligger mot Finland, mens vindkraftproduksjonen på Varangerhalvøya sendes vestover mot Lakselv. Årsaken til at nettet deles er fordi det ikke er installert utstyr som kan styre flyten. Dette gjør at ringdrift kan medføre for mye flyt og overlast mot Finland.

Kapasiteten vestover når Finlandsledningen ligger ute er 190 MW. Denne kapasiteten er gitt av hvor mye det er mulig å overføre på ledningen Adamselv-Lakselv. Lave spenninger og spenningskollaps begrenser overføringskapasiteten, sammen med termisk kapasitet på Lakselv-Skaidi. Dersom nettet deles slik at Sør-Varanger eller kraftverkene i Pasvikvassdraget ligger mot Finland er det mulig å overføre 175 MW vestover. I tillegg til dette tillater Fingrid i denne situasjonen normalt 40 MW eksport til Finland.

Figur 4: Overføringskapasiteter i overskuddssituasjon, i MW



### *Underskudd av kraft i Øst-Finnmark*

Overføringskapasiteten til Øst-Finnmark i underskuddssituasjoner er som høyest når området kan forsynes både fra Lakselv-Adamselv og fra Finland. Det er imidlertid vanskelig å forutsi hvordan flyten vil fordele seg på de to ledningene. Fordelingen avhenger av last- og produksjonsforhold i Nord-Norge, Nord-Finland og Nord-Sverige, og vi kan bare anslå et mulig utfallsrom for hvordan fordelingen blir. Våre anslag viser at kapasiteten med ringdrift ligger mellom 140 og 180 MW i dagens nett. Produksjons- og lastforholdene i Vest-Finnmark og Nord-Finland har særlig stor innvirkning på disse resultatene og eventuell utvikling i disse områdene vil påvirke kapasiteten betydelig.

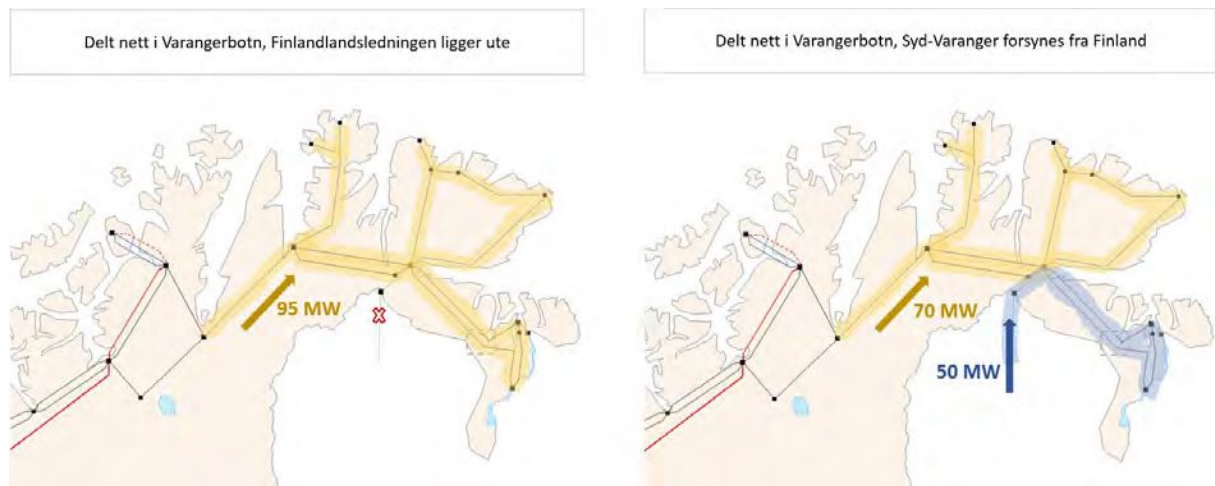
Som vi har omtalt har det de to siste årene vært ringdrift over 90 % av tiden i underskuddssituasjoner. Det er imidlertid usikkert hvordan andelen vil utvikle seg fremover, samtidig som muligheten for ringdrift påvirkes av forhold i Sverige og Finland som er utenfor Statnetts kontroll.

Når nettet deles i underskuddssituasjoner er mest relevante delinger som vist i figur 5 under. I figuren til høyre forsynes de vestlige delene av Øst-Finnmark fra Lakselv, mens Sør-Varanger ligger mot Finland. Med denne delingen er kapasiteten FI->NO 50 MW, mens kapasiteten vestfra er ca. 70 MW.

I figuren til venstre ligger Finlandsledningen ute og hele Øst-Finnmark forsynes fra vest. Overføringskapasiteten er da 95 MW. Den lave kapasiteten, sammenlignet med overskudd, skyldes begrensninger på grunn av lave spenninger og spenningskollaps. Kapasiteten fra Lakselv mot Adamselv er imidlertid høyere enn om nettet er delt i Varangerbotn. Grunnen til dette er at kraftverkene i Syd-Varanger vil bidra med spenningsstøtte.

En tredje deling, som ikke er vist i figuren, innebærer at ledningen mellom Lakselv-Adamselv er ute og Øst-Finnmark forsynes utelukkende fra Finland. Overføringskapasiteten er da 90 MW.

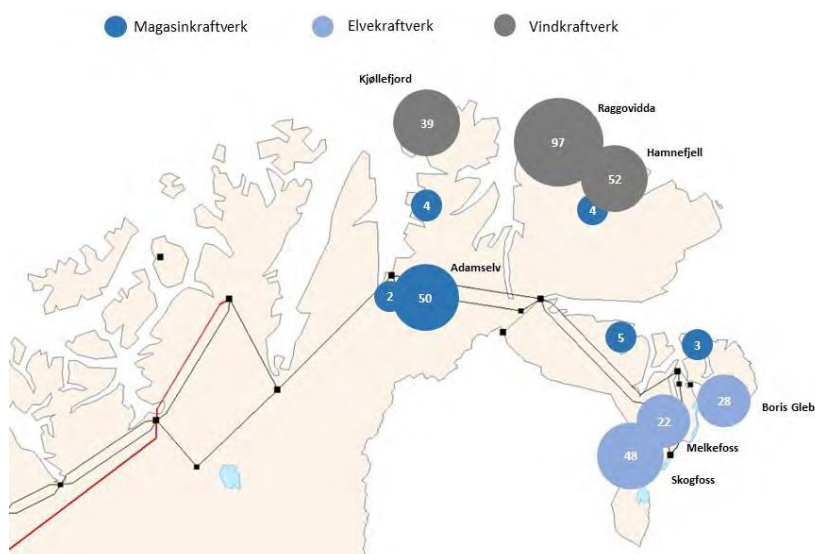
Figur 5: Overføringskapasiteter i underskuddssituasjon, i MW



### Kraftproduksjon i Øst-Finnmark

Vannkraftproduksjonen i Øst-Finnmark utgjør samlet ca. 140 MW installert ytelse. Halvparten av dette er uregulerbar elvekraft i Pasvikelva og kun Adamselv kraftverk (50 MW) har magasin av betydning. Per 2019 er tre vindparker bygget ut, og etter at Raggovidda trinn 2 kommer på drift i 2021 vil det være vindkraft med en installert effekt på 188 MW i Øst-Finnmark. Figuren under viser de ulike kraftverkene og installert ytelse.

Figur 6: Kraftverk i Øst-Finnmark med installert ytelse i MW fra 2021.



Norge og Russland avtalte på 1950-tallet å dele fallrettighetene i Pasvikelva. Norge eier kraftverkene Melkefoss og Skogfoss, Russland eier Hestefoss og Boris Gleb. I tillegg har Russland tre kraftverk lenger

opp i elva. De seneste tiårene har Boris Gleb normalt sett hatt mulighet til å mate halvparten av sin produksjon (dvs. 28 MW) mot det norske nettet. De siste årene har importen fra Russland blitt kraftig redusert. Hovedårsaken er manglende nettkapasitet og at Statnett har prioritert å ta imot norsk vindkraft. I denne analysen legger vi derfor til grunn at kapasiteten i Boris Gleb ikke er tilgjengelig.

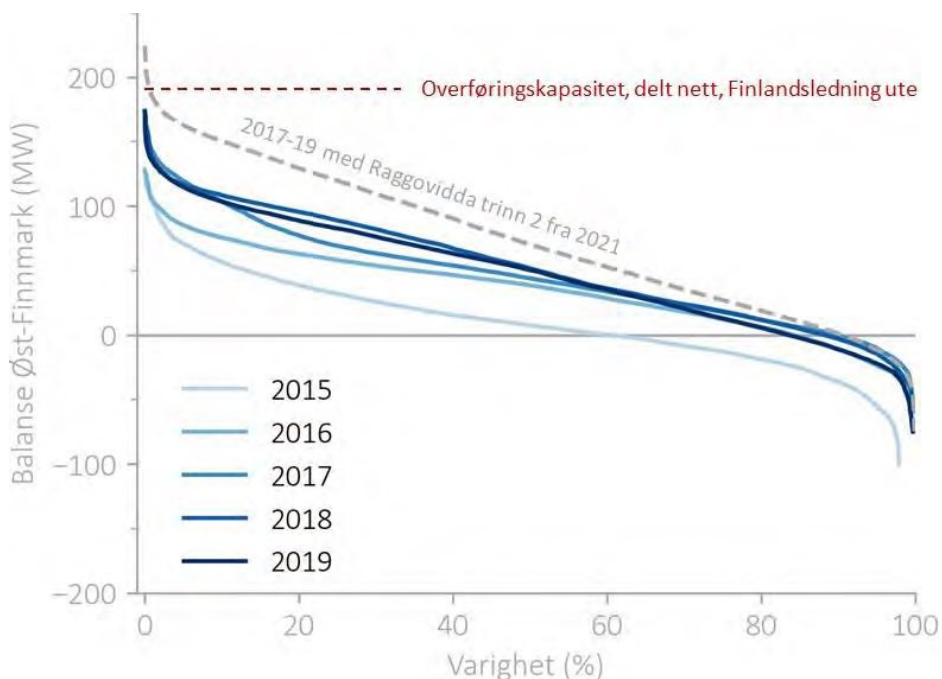
I toppplasttimen kan vi ikke forutsette at det blåser. Basert på historiske observasjoner legger vi til grunn at elvekraftverkene Skogfoss og Melkefoss kan levere i overkant av 30 MW i sum. I tillegg til dette vil det være 50 MW tilgjengelig i det regulerte vannkraftverket i Adamselv. I sum tilsier dette at vi kan forutsette minimum 80 MW tilgjengelig produksjon internt i Øst-Finnmark i toppplasttimene.

#### *Øst-Finnmark er et overskuddsområde store deler av året*

Øst-Finnmark har vært et overskuddsområde over 80 % av året de siste tre årene. I 2015 og 2016 var andel tid med overskudd noe lavere. Det skyldes at Sydvaranger gruve var i drift i 2015, samt at Hamnefjell vindkraftverk først åpnet i 2017. I 2021 vil ytterligere 52 MW vindkraft settes i drift på Raggovidda. Dette vil forsterke dagens flytbilde ytterligere, som illustrert med stiplet linje i Figur 7.

Figur 7 viser videre at flyten ut av Øst-Finnmark, mot Lakselv og Finland, i perioder er opp mot 175 MW og vil øke ytterligere når vi legger inn et anslag på produksjon fra Raggovidda trinn 2. Overføringskapasiteten vestover mot Lakselv når Finlandsledningen ligger ute er 190 MW. Vi ser at denne kapasiteten kan bli overskredet deler av tiden når Raggovidda trinn 2 kommer på drift.

Figur 7: Historisk effektflyt ut av Øst-Finnmark mot Lakselv, Finland og Boris Gleb. Positive verdier betyr overskudd.



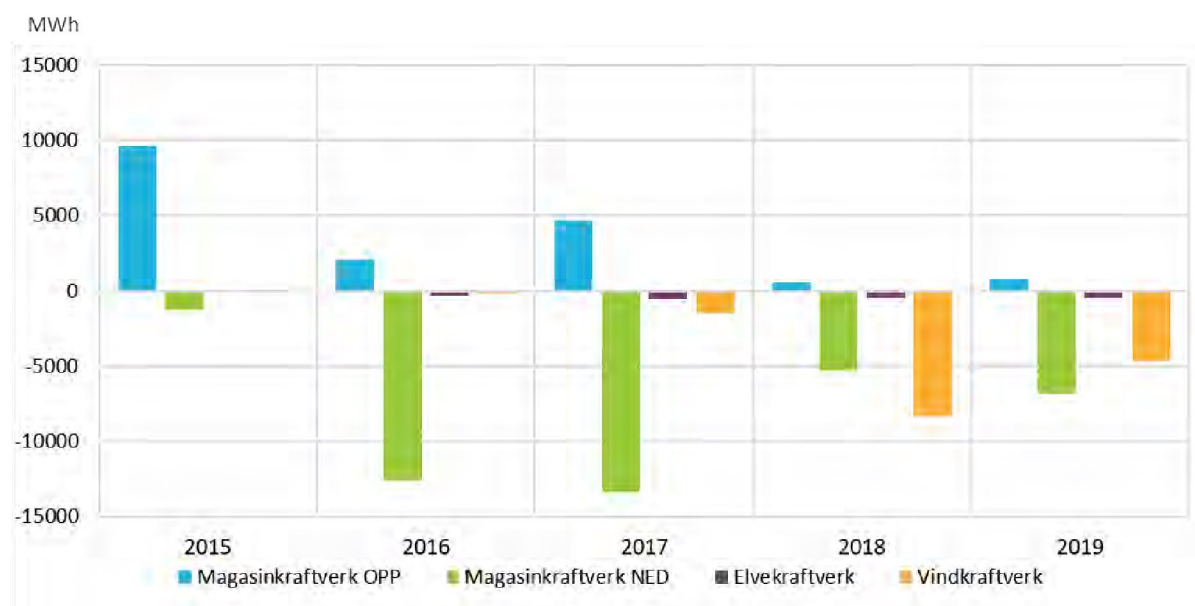
#### *Kostnad knyttet til spesialregulering av vindkraft kan bli opp mot 3 MNOK per år*

Figur 8 viser mengden spesialregulering som er benyttet i Øst-Finnmark de siste fem årene. Siden Adamselv kraftverk er det eneste med magasin av betydning er det dette som har blitt benyttet til oppregulering. Frem til 2018 var det hovedsakelig også Adamselv som ble benyttet til nedregulering. De siste fem årene har kraftverket i snitt blitt opp- eller nedregulert i overkant av 10 GWh per år. Dette utgjør 5 % av gjennomsnittlig årsproduksjon.

I takt med at mer vindkraft har kommet på drift har nedregulering av vind økt, og vi antar at dette vil øke ytterligere når 52 MW vindkraft settes i drift fra 2021. Siden vindenergi ikke kan lagres, utgjør nedregulering av vindkraftverkene et større samfunnsøkonomisk tap enn nedregulering av et magasinkraftverk. Nedregulering av vind gjør at energien går tapt i sin helhet, mens når det gjelder magasinkraft flyttes produksjonen bare til en annen time, dag eller uke.

I 2018 var kostnad ved nedregulering av vindkraft 3,7 MNOK. I 2019 var kostnaden 1,7 MNOK. På grunn av de få historiske observasjonene er det vanskelig å si noe om hvordan denne utviklingen blir fremover, men vi antar som sagt at omfanget øker noe når Raggovidda trinn 2 settes i drift.

Figur 8: Spesialregulering i Øst-Finnmark, i MWh



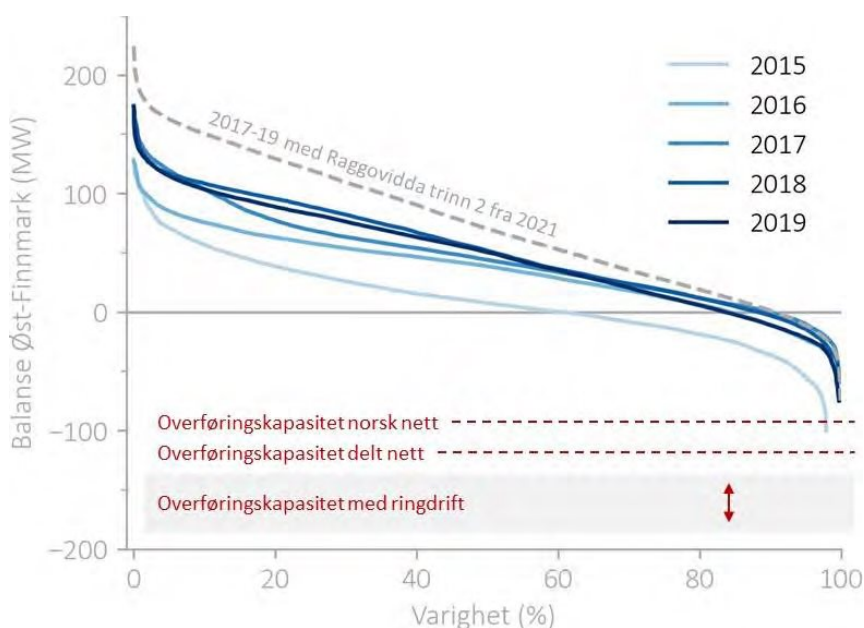
### Leveringspålitelighet

Leveringspåliteligheten i Øst-Finnmark regnes i dag som god. Historisk har det vært en noe lavere leveringspålitelighet enn landsgjennomsnittet for deler av området, i hovedsak grunnet feil i distribusjons- og regionalnett. Det har vært lave avbruddskostnader som følge av feil i transmisjonsnettet i Øst-Finnmark, totalt 14 MNOK de siste ti årene. Vi utdyper vurderingen av dagens leveringspålitelighet videre i denne seksjonen.

### Dagens kraftbalanse

Forbruket i Øst-Finnmark består i hovedsak av alminnelig forbruk, dvs. husholdninger, offentlige virksomheter samt små og mellomstore næringsvirksomheter. Maksimalt effektforbruk har historisk vært opp mot 145 MW. Forbruket i Øst-Finnmark har de siste årene oversteget produksjonen i underkant av 20 % av tiden. Dette vises i Figur 9 under. I disse underskuddssituasjonene må det importeres kraft. Som figuren viser er det med dagens forbruk tilstrekkelig overføringskapasitet inn til Øst-Finnmark.

Figur 9: Historisk effektflyt ut av Øst-Finnmark mot Lakselv, Finland og Boris Gleb. Negative verdier betyr underskudd.



#### Avbruddskostnadene i Øst-Finnmark er lave

Avbruddskostnadene i transmisjonsnettene har historisk vært lave, til tross for at nettet jevnlig deles slik at hele eller deler av Øst-Finnmark er ensidig forsynt. De siste ti årene er det totalt registrert 14 MNOK i KILE-kostnader grunnet avbrudd i transmisjonsnettene 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 10. Unntaket er 2013 da en brann i transformatoren i Adamselv stasjon førte til langvarige avbrudd. Det er nå to transformatorer i Adamselv, og risiko for et tilsvarende feilsenario er kraftig redusert. I 2014 førte også fem lengre avbrudd i transformatorer i Lakselv stasjon til mer ikke-levert energi enn normalt.

Figur 10: Ikke-levert energi i Øst-Finnmark fordelt på spenningsnivå, i MWh

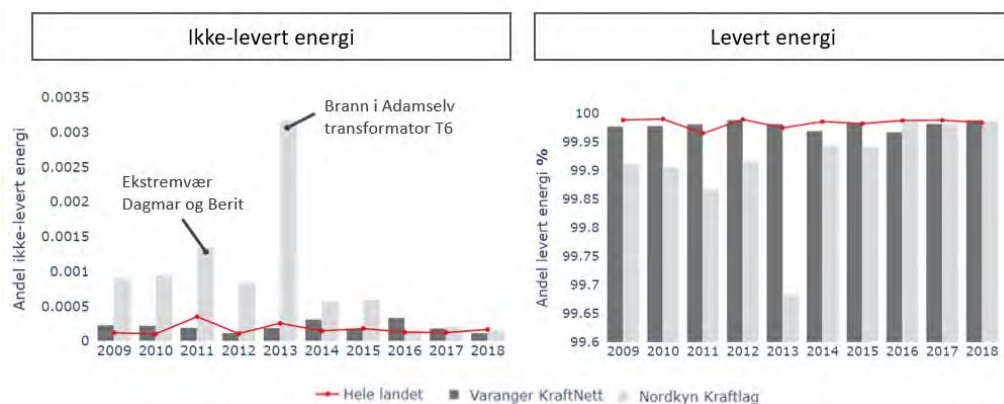


Selv om avbruddskostnadene er lave har mange sluttbrukere i Øst-Finnmark opplevd en høyere andel ikke-levert energi<sup>3</sup> enn landsgjennomsnittet, som vist i Figur 11. Det gjelder særlig sluttbrukere i Nordkyn Kraftlag sitt forsyningsområde. For dette området fremhever regional kraftsystemutredning for Finnmark at det bare går én regionalnettleiing fra Adamselv til Nordkinnhalvøya. Rapporten

<sup>3</sup> Andel ikke-levert energi er gitt av  $ILE/(LE+ILE)$ .

konkluderer også med at det på nåværende tidspunkt ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre tiltak i regionalnettet som kan bedre forsyningsikkerheten til Nordkinnhalvøya.

Figur 11: Leveringspålitelighet for sluttbrukere i Øst-Finnmark relativt gjennomsnittet i hele Norge.<sup>4</sup>



### 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. Vi forventer at disse tiltakene bidrar til å øke leveringspåliteligheten. 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 forventet (antatt 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. De planlagte utbedringene av transmisjonsnettet i Kirkenes-området og oppgradering av regionalnettet på Varangerhalvøya vil også kunne bidra til færre avbrudd fremover.

### Liten sannsynlighet for store, langvarige avbrudd

Store avbrudd kan forekomme i situasjoner der forbindelsen til både Vest-Finnmark, via Lakselv-Adamselv, og Finland blir frakoblet. Vi anser sannsynligheten for at et slikt avbrudd blir langvarig som liten. Det begrunner vi ved å se på to scenarier:

- Både Adamselv-Lakselv og Finlandsledningen får avbrudd samtidig. Forventet feilrate for dette er 0,0077 hendelser/år, altså i underkant av en slik hendelse per 100 år. Dersom feilkombinasjonen likevel skulle inntreffe vil vi i noen tilfeller kunne drifte deler av kraftsystemet i Øst-Finnmark som separatområde. Grunnen til dette er at det ofte er kraftoverskudd i området. Ved mørklegging i disse periodene vil det, dersom interne last- og produksjonsforhold tillater det, være mulig å bygge opp nettet i separatområdet i løpet av noen timer.
- Nettet driftes delt og Adamselv-Lakselv eller Finlandsledningen får et avbrudd. Forventet feilrate for enkeltfeil på Adamselv-Lakselv (0,5 feil/år) og Finlandsledningen (2,5 feil/år) er totalt 3 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 forsyningsikkerhet i Øst-Finnmark. Det er derfor rimelig å anta at antall hendelser per år med avbrudd på Adamselv-Lakselv 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.

<sup>4</sup> Kilde: Avbudsstatistikk - NVE.

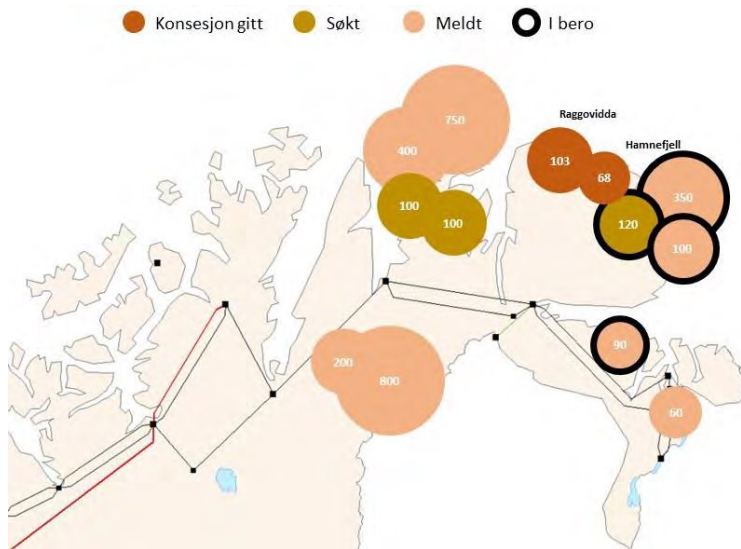
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/leveringskvalitet/leveringspaalitelighet/avbudsstatistikk/>

## 2.2 Det er ikke ledig kapasitet til mer produksjon i dagens nett

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

Vindkraftressursene i Øst-Finnmark er ansett som noen av de beste i verden. Høye og jevne vindhastigheter fører til lave kostnader per produsert enhet strøm. Det er derfor mange planer i området. I tillegg til det som allerede er bygd ut eller gitt nettilknytning har Raggovidda og Hamnefjell konsesjon på ytterligere 171 MW. Utover dette er det søkt konsesjon i Øst-Finnmark på ytterligere 320 MW, mens 2750 MW er meldt.

Figur 12: Oversikt over ikke utbygde vindkraftverk som enten har konsesjon, er søkt eller meldt (i MW)



Vi har vurdert muligheten til økt vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark etter idriftsettelse av ny 420 kV-ledning fra Balsfjord til Skaidi og idriftsettelse av Raggovidda trinn 2. Våre analyser viser at 132 kV-nettet gjennom Finnmark, samt kapasitet i Varangerbotn stasjon, begrenser tilknytning av ytterligere vindkraft.

Transmisjonsnettet gjennom Finnmark er langstrakt, noe som fører til store reaktive tap ved høy overføring. Det samme gjelder regionalnettene i området som dekker geografisk store avstander. Ved høye reaktive tap kan man normalt øke kapasiteten gjennom reaktiv kompensering, men her er nettet allerede høyt kompensert, og det er begrenset hvor mye mer reaktiv kompensering som er forsvarlig å knytte til. Med for mye kompensering vil små variasjoner i overført effekt eller reaktivt uttak hos andre konsesjonærer kunne gi relativt store variasjoner i kompensingsbehovet i transmisjonsnettet, og driften av systemet blir fort utfordrende å håndtere.

Basert på dette har Statnett konkludert med at det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte mer vindkraft i Øst-Finnmark, ut over det som allerede er bygd ut og volumene som er tildelt trinn to på Raggovidda fra 2021. Det innebærer at det i dagens nett er konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark som ikke kan gis nettilgang. I tillegg vil det ikke være mulig å realisere øvrige og mer umodne vindkraftprosjekter i regionen, gitt at det skulle være ønskelig.

### Stor usikkerhet knyttet til hvilke prosjekter som gis konsesjon og realiseres

Det er stor usikkerhet knyttet til hvilke vindkraftprosjekter som vil få konsesjon, og om konsesjonsgitte prosjekter får beholde sine konsesjoner. I det følgende trekker vi frem tre momenter som er av betydning:



### *Eksisterende konsesjoner blir ikke automatisk forlenget utover 2021*

NVE offentliggjorde i november 2019 at eksisterende konsesjoner ikke vil bli gitt forlenget frist for idriftsettelse utover 2021. Dette betyr at konsesjonene på Raggovidda og Hamnefjell kan falle bort, med mindre NVE gir dispensasjon. Dersom dispensasjon ikke gis må vindkraftaktørene søke konsesjon på nytt. Isolert sett vil dette redusere sannsynligheten for at prosjektene blir realisert. Vi anser det imidlertid som sannsynlig at Raggovidda og Hamnefjell enten får forlenget frist for idriftsettelse eller ny konsesjon dersom de ønsker det. Det er allerede infrastruktur på plass og naturinngrepene ved utvidelse av eksisterende vindparker vil normalt være mindre enn ved utbygging i nye områder.

### *Nasjonal ramme for vindkraft utpekte ingen områder i Øst-Finnmark*

I nasjonal ramme for vindkraft ble ingen områder i Øst-Finnmark utpekt som spesielt egnede, til tross for at produksjonsforholdene i landsdelen er svært gode. Grunnen til dette er at NVE la mye vekt på hensynet til samisk reindrift og begrenset nettkapasitet i Nord-Norge. Regjeringen har imidlertid besluttet å ikke gå videre med forslaget om å utpeke særlig egnede områder.

Dersom Statnett øker nettkapasiteten ut av området kan dette påvirke NVE sine vurderinger av egnethet. NVE har imidlertid uttalt at det vil være vanskeligere å få konsesjon i et område som ikke er pekt ut i den nasjonale rammen. Hvorvidt dette gjelder når nasjonal ramme nå ikke er vedtatt er usikkert.

### *Stor forbruksøkning i Hammerfest gjør vindkraft i Finnmark mer gunstig*

Equinor og partnerne på Melkøya planlegger å del- eller fullelektrifisere LNG-anlegget. Dette vil øke forbruket i Hammerfest med opp mot 400 MW. Gitt tilgjengelig nettkapasitet kan det økte forbruket legge til rette for større mengder ny vindkraft i Finnmark, noe som trekker i motsatt retning av de to foregående refleksjonene.

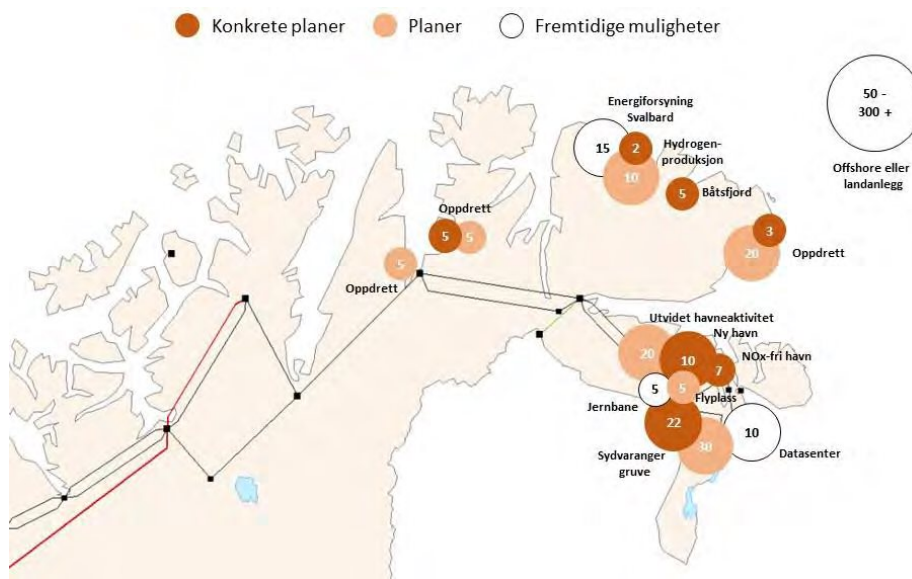
## **2.3 Vi kan ikke imøtekomme forbruksplaner for 2030 i dagens nett**

### **Det er mange, men usikre, forbruksplaner i Øst-Finnmark**

Det finnes i dag flere planlagte industri- og elektrifiseringsprosjekter i Øst-Finnmark. Gjennom dialog med interessenter har Statnett identifisert disse. Som en følge av dette arbeidet ga Statnett i mars 2019 ut rapporten "Næring i Nord", hvor potensialet for forbruksvekst i ulike næringssektorer gjennomgås. I denne rapporten har vi konkretisert de fremtidige forbruksplanene ytterligere.

Figuren under oppsummerer de fleste kjente forbruksplanene i Øst-Finnmark. I tillegg til dette kommer generell elektrifisering av biler og busser. Vi har delt inn forbruket i konkrete planer, planer og fremtidige muligheter. Dette for å illustrere sannsynligheten for, og hvor fort de ulike prosjektene kan realiseres. Samlet utgjør alle planene en formidabel forbruksøkning. Samtidig er usikkerheten i fremtidig forbruk stor og det er lite sannsynlig at alle planer vedtas og realiseres. Senere presenterer vi en samlet forbruksprognose. Under figur 13 omtaler vi de næringssegmentene som har størst betydning for det fremtidige forbruket i regionen.

Figur 13: Oversikt over forbruksplaner i Øst-Finnmark, i MW



### Gruvevirksomhet

Sydvaranger Gruve har vært stengt siden konkurs i 2016, men det arbeides nå aktivt med gjenoppstart av driften. Kraftforbruket forventes å være 20-25 MW de første årene. Deretter forventer Sydvaranger at det blir mer maling, knusing og separasjon og eventuelt ytterligere bearbeiding av råstoffet, slik at kraftforbruket kan øke til 40-50 MW på sikt.

### Logistikk og transport

I Kirkenesområdet er det planer om ny storhavn, tilrettelegging for landstrøm til Hurtigrute og cruiseskip samt en forventning om at elektriske fly på sikt vil realiseres. I tillegg til dette utredes jernbane mot Finland og fremtidig datasenteraktivitet kan heller ikke utelukkes. Vi antar samtidig at andelen el-biler og el-busser vil øke her på lik linje som i resten av landet.

### Fiskeindustrien

Fiskeindustrien er en næring hvor det forventes at kraftforbruket vil stige fremover. Både knyttet til elektrifisering av eksisterende anlegg, etablering av nye anlegg og fabrikker, og landstrøm til kystfiskeflåten. Fiskeindustrien i området er lokalisert både på Nordkinnhalvøya og på Varangerhalvøya.

### Hydrogenproduksjon

I Berlevåg er det etablert et testanlegg for hydrogenelektrolyse. Rasjonale for prosjektet er at innestengt vindkraft kan omgjøres til hydrogen, som igjen kan brukes direkte som energikilde i transportsektoren eller omgjøres tilbake til elektrisitet når det er ledig nettkapasitet. Slik hydrogenproduksjon vil imidlertid bli mindre attraktivt dersom nettkapasiteten ut av Øst-Finnmark økes. I tillegg legger vi til grunn at anlegget kan stå stille i toppplasttimene dersom det ikke blåser.

Videre er det lansert at kraftbehovet på Svalbard i fremtiden kan dekkes av ammoniakk basert på vindkraft og hydrogenproduksjon i Øst-Finnmark. Det finnes imidlertid flere konkurrerende konsepter for fremtidig kraftforsyning til Svalbard. I tillegg vil ammoniakk produsert i Øst-Finnmark konkurrere med andre mulige lokasjoner i Norge, samt global produksjon.

### Petroleumsnæringen

Det er store uoppdagede ressurser igjen på norsk sokkel, til sammen 4 mrd. Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter, og det forventes at 30 % av disse ressursene ligger i de delene av Barentshavet som er åpnet for petroleumsvirksomhet. Utenfor kysten av Vest-Finnmark har lettevirksomheten pågått siden

begynnelsen av 1980-tallet. Det er her gjort flere store funn. Snøhvit og Goliat er i produksjon. Johan Castberg er vedtatt utbygget, mens Alta/Gotha og Wisting er under utvikling.

Utenfor kysten av Øst-Finnmark har det imidlertid vært lite aktivitet. Det endret seg etter at Barentshavet Sør-Øst ble åpnet for petroleumsaktivitet i 2013 og de tre første (og til nå eneste) lisensene ble tildelt i 2016. Forhåpningene var store, men hittil har samtlige leteresultater vært skuffende. Equinor er nå ferdig med sin borekampanje og i desember 2019 kunngjorde de at de ikke ser ytterligere muligheter eller oppfølgingspotensial utenfor kysten av Øst-Finnmark. I årene fremover vil de heller fokusere på andre havområder. Dette betyr at sannsynligheten for petroleumsvirksomhet i Øst-Finnmark har falt betraktelig. Dette vil også kunne påvirke utbygging av havnevirksomhet i regionen.

Et annet element som også kan bidra til å påvirke leteaktiviteten utenfor kysten av Øst-Finnmark i fremtiden er den politiske diskusjonen om hvor iskanten skal gå. Slik iskanten er definert nå er det lite trolig at Barentshavet Nord vil åpnes for petroleumsaktivitet med det første. Mindre areal å lete i vil, med alt annet likt, redusere sannsynligheten for at det blir gjort funn av drivverdige petroleumsforekomster.

Dersom leteaktiviteten på sikt tar seg opp igjen og det blir gjort drivverdige funn i området er rettighetshaverne pålagt å utrede kraftforsyning fra land. Det er ikke et formelt krav per i dag med kraftforsyning fra land, men et sterkt politisk ønske om klimavennlige løsninger. Samtidig er flere oljeselskap mer opptatt av sine CO<sub>2</sub>-utslipp enn tidligere og Equinor har signalisert at de ønsker å ha null utslipp fra sin aktivitet i Norge i 2050. Basert på dette er det nærliggende å legge til grunn at kraft fra land må være på plass før en eventuell fremtidig utbygging blir vedtatt av Stortinget. Petroleumsinstallasjoner har store kraftbehov, typisk 40-80 MW for en offshore installasjon og 100-300 MW for et gassprosesseringsanlegg på land.

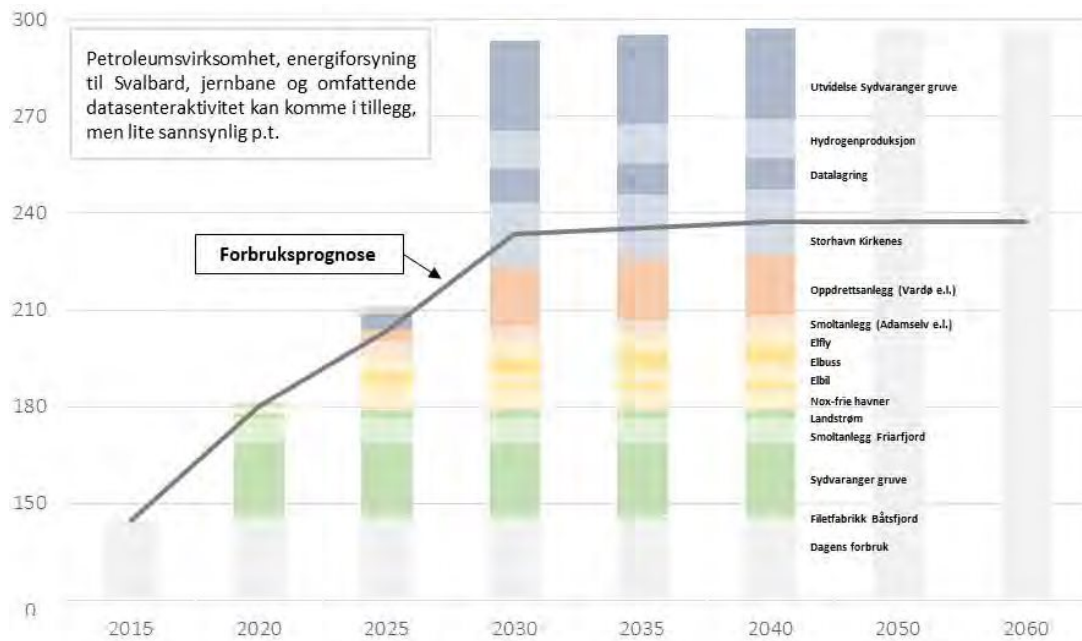
#### **Vi legger til grunn at forbruket øker fra 145 MW i dag til opp mot 250 MW i 2040**

Dagens kraftforbruk i Øst-Finnmark består i hovedsak av alminnelig forbruk, dvs. husholdninger, offentlige virksomheter og små og mellomstore næringsvirksomheter. Maksimalt effektforbruk har historisk vært opp mot 145 MW. Vi legger til grunn at dagens forbruk blir mer energieffektivt, samtidig som elektrisitet får flere anvendelser og at befolkningsveksten i Øst-Finnmark øker noe på sikt. Vi antar derfor at kraftforbruket innen alminnelig forbruk holder seg rundt dagens nivå.

Som gjennomgått over finnes det mange planer om forbruksøkninger i Finnmark. Vi har vurdert hvilket effektforbruk disse planene vil etterspørre i makslasttiden og på bakgrunn av dette utarbeidet en forbruksprognose frem mot 2040, se figur under. I forventning legger vi til grunn at forbruket øker opp mot 240 MW i 2040. Dette er en økning på nesten 100 MW fra dagens forbruk. Videre etter 2040 legger vi til grunn en flat profil.

En slik forbruksvekst stemmer godt overens med forbruksscenarioene som ble presentert i forbindelse med rapporten "Næring i Nord" som Statnett publiserte i mars 2019, men vi har nå gjort en ytterligere forbedring av anslagene som ble presentert der. I "Næring i Nord" ble det skissert fire scenarioer hvor de to laveste scenarioene innebar en forbruksvekst på hhv. 0-50 MW og 100-150 MW. Ny informasjon vedrørende Equinor sin leteaktivitet i Barentshavet Sør-Øst og den politiske diskusjonen rundt iskanten gjør at sannsynligheten for at det blir gjort store olje- eller gassfunn er mindre nå enn den var ett par år tilbake. Dette gjør også at sannsynligheten for de to høye scenarioene, på hhv. 200-250 MW og 300+ MW, har blitt redusert.

Figur 14: Maksimalt effektforbruk per forbruker i Øst-Finnmark, i MW. Samvariasjon er ikke hensyntatt.



### Vi kan få problemer med å forsyne forbruk, selv med intakt nett

Det er usikkert om en forbruksvekst som skissert over vil kunne få tilknytning i dagens nett, da det trolig ikke vil bli ansett som driftsmessig forsvarlig. Dette kommer vi tilbake til i 2.4. Dersom vi likevel tilknytter den skisserte forbruksveksten vil det være en betydelig risiko for at vi i perioder ikke kan forsyne alt forbruk, selv med intakt nett. Vi kan altså få avvist etterspørsel.

I dette avsnittet vil vi vise hvordan forbruksvekst og driftsform påvirker omfanget av avvist etterspørsel, samt beregne et estimat for forventet samfunnskostnad som følger av denne. Hensikten er å vise hvordan forbruksvekst tilsvarende forbruksprognosen, uten ytterligere tiltak i nettet, vil svekke leveringspåliteligheten betydelig og trolig føre til store problemer for driften av kraftsystemet. Som nevnt innledningsvis er det dog lite sannsynlig at et forbruk av denne størrelsesorden vil kunne få tilknytning i dagens nett. Beregningene videre i dette avsnittet bør derfor anses som en illustrasjon på hva som kan bli konsekvensen av en sterk forbruksvekst uten nettiltak.

#### Vi behandler avvist etterspørsel som avbrudd

Det er utfordrende å gi et anslag på hva som vil være den reelle samfunnskostnaden som følger av avvist etterspørsel. Det er usikkert hvilken type forbruk som ville blitt avvist og om det er mulig å inngå avtaler med aktører som i perioder tolererer lastbortkobling eller sikrer seg med egen energiforsyning. En tredje mulighet er å unngå avvist etterspørsel ved å etablere et lokalt prisområde som kan motivere "frivillig" reduksjon av forbruk i perioder med stort kraftunderskudd. Vi har valgt en konservativ tilnærming der avvist etterspørsel anses som varslede avbrudd. På denne måten kan vi bruke KILE-ordningen får å estimere kostnad assosiert med avvist etterspørsel. Denne metoden vil dog trolig gi en høyere kostnad enn de øvrige tilnærmingene. Dette kommer vi tilbake til i usikkerhetsanalysen.

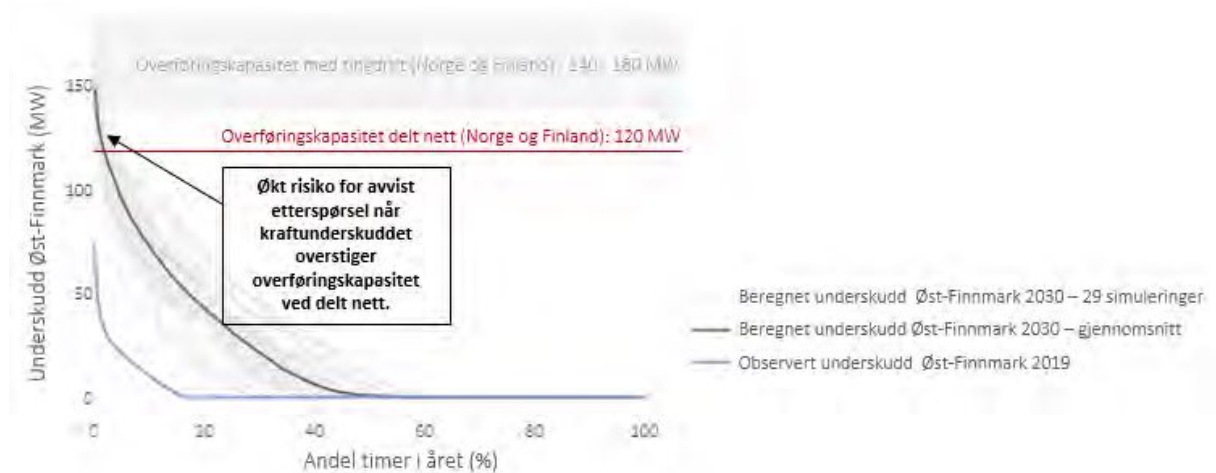
#### Forventet kostnadsoverslag for avvist etterspørsel er 5 MNOK per år

Hvor ofte og hvor lenge vi ikke vil kunne forsyne alt forbruket vil være avhengig av hvilket forbruk som blir realisert, årlige variasjoner i forbruk- og produksjonsforhold internt i Øst-Finnmark, samt hvilken overføringskapasitet som er tilgjengelig i perioder med stort underskudd.

Figur 15 viser overføringsbehovet ved kraftunderskudd i et forbruksscenario for år 2030. Her har vi brukt modellen Samnett simulert med 29 ulike klimatiske år. Simuleringene illustrerer hvordan underskuddet varierer fra år til år som følge av variasjoner i temperatur, vind og tilsig/nedbør. Figuren viser også at hvorvidt ringdrift er mulig i periodene med størst underskudd har stor betydning for andel avvist forbruk.

I denne figuren, og videre i analysen, ser vi på forbruksvekst i dagens nett uten ny kraftproduksjon utover idriftsettelse av Raggovidda trinn 2. Det er i tråd med konklusjonen i avsnitt 2.2 som viser at det ikke er kapasitet til ny produksjon i dagens nett. Dersom det skulle vise seg at det er mulig å knytte til noe mer ny produksjon, i hovedsak vindkraft, som følge av økt forbruk vil omfanget av avvist etterspørsel kunne bli mindre enn illustrert her.

Figur 15: Beregnet underskudd i Øst-Finnmark rundt år 2030, i MW

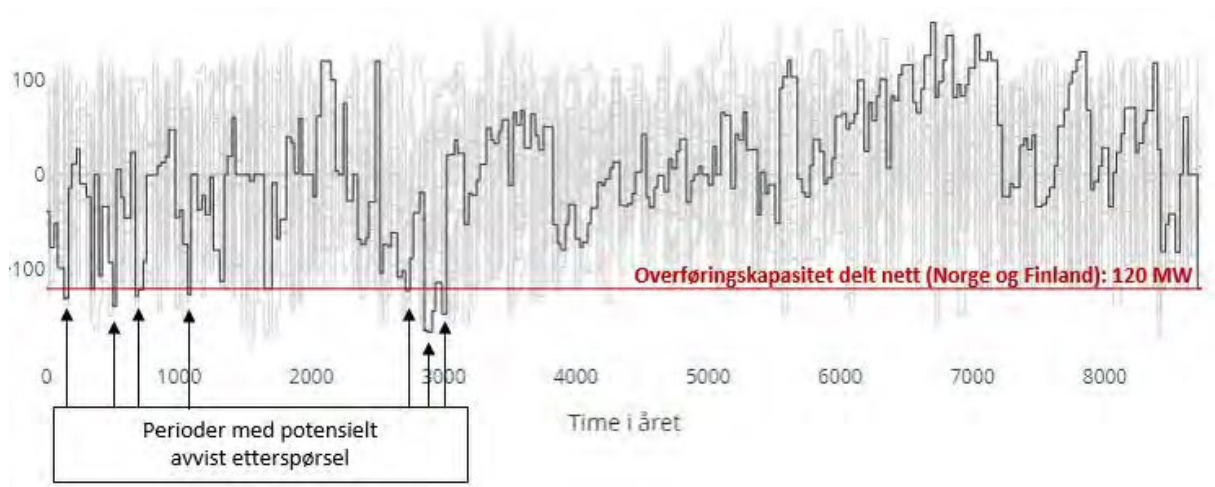


Vi bruker forbruk tilsvarende år 2030 i forbruksprognosen for å illustrere kostnaden av avvist forbruk. All etterspørsel kan ikke forsynes dersom kraftunderskuddet overstiger overføringskapasiteten inn til området. Når nettet opereres uten ringdrift er overføringskapasiteten inn til Øst-Finnmark beregnet å være 120 MW. Figur 16 viser balanse for Øst-Finnmark time for time beregnet med modellen Samnett, igjen simulert med 29 klimatiske år. Her er et tilfeldig valgt år uthevet for å illustrere de periodene vi i simuleringen risikerer å ikke kunne forsyne alt forbruk. Hvorvidt vi får avvist etterspørsel i disse periodene er avhengig av hvilken driftsform som er mulig.

Vi bruker simuleringene fra figur 16 til å anslå gjennomsnittlig frakoblet last, i MW, i perioder med avvist forbruk, samt gjennomsnitt antall timer med forbruk utover overføringskapasiteten ved delt nett (120 MW). Disse verdiene er oppsummert i figur 17. Videre i analysen bruker vi gjennomsnittet for hver av figurene, nemlig 17 MW frakoblet last og 110 timer der kraftunderskuddet overstiger overføringskapasiteten. Vi kommer tilbake til denne forenklingen senere i dette avsnittet.

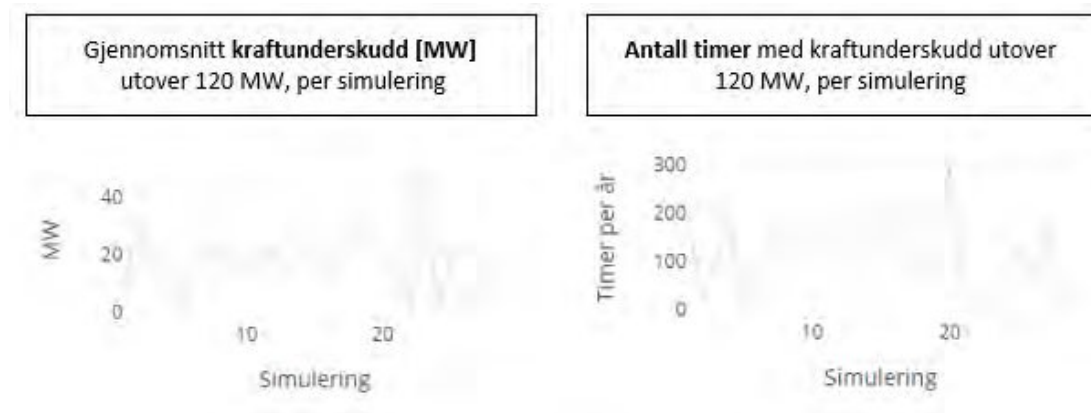
Med forutsetningene over gir det forventet avvist etterspørsel per år på 1870 MWh, dersom ringdrift ikke er tilgjengelig i noen av disse periodene. Dersom vi derimot forutsetter at ringdrift med tilstrekkelig overføringskapasitet er tilgjengelig i alle periodene med størst underskudd vil behovet for å avvise etterspørsel falle bort.

Figur 16: Beregnet balanse, i MW, for Øst-Finnmark rundt 2030, simulert for 29 klimatiske år. Uthevet linje viser en tilfeldig valgt simulering som illustrerer periodene hvor vi risikerer å måtte avvise etterspørsel i perioder med stort kraftunderskudd.



Videre i analysen legger vi til grunn at vi vil ha ringdrift om lag 90 % av tiden, også i perioder hvor underskuddet er som størst. Vi baserer dette på at andel tid med ringdrift de siste årene har vært over 90 % i underskuddsperioder, i tillegg til at det er gjennomført tiltak i nettet som kan bidra til å øke andel tid med ringdrift. Med disse forutsetningene kan vi forvente å få om lag 190 MWh avvist etterspørsel i gjennomsnitt per år.

Figur 17: Oppsummering av periodene med potensielt avvist etterspørsel for hver av de 29 simuleringene.



Videre bruker vi som diskutert innledningsvis KILE-ordningen for å anslå kostnad som følge av avvist etterspørsel. Denne beregningen er avhengig av flere parametere, og vi har lagt til grunn følgende forutsetninger:

- **Tidspunkt (både over døgnet og året) for avbruddet:** Basert på simuleringene i figur 16 forutsetter vi at perioder med avvist etterspørsel vil forekomme på vinteren, og vi korrigerer derfor ikke for tidspunktet.
- **Varighet:** Varighet på perioder med avvist energi har vi per nå ikke mulighet til å bregne matematisk. Simuleringene i figur 16 egner seg ikke til dette formålet, da disse har for lav oppløsning (fem segmenter per uke i året). Vi forventer at lastbortkobling primært vil være nødvendig i toppplasttimene i døgnet, forutsatt en forbruksvekst som skissert i 2030-scenariet. Det baserer vi på at forventet avvist effekt varierer mellom 0-50 MW, som vist i figur 17, samt

at husholdningsforbruk typisk varierer rundt 30 % over døgnet<sup>5</sup>. Vi forventer derfor at perioder med avvist etterspørsel vil inntreffe oftere enn det som er skissert i figur 16, men med kortere varighet. Vi velger å sette gjennomsnittlig varighet til én time, et noe konservativt anslag basert på informasjonen over.

- **Kundegrupper:** Vi forutsetter at det primært er industri som blir frakoblet, og bruker derfor KILE-kundegruppen "Industri" for våre beregninger.
- **Hvorvidt avbruddet er varslet:** Vi anser det som rimelig at avbruddene kan regnes som "varslet" da produksjons- og forbruksprognosene som brukes i driften for de neste dagene som regel vil være gode nok til å kunne varsle sluttbrukere om mulig lastfrakobling.

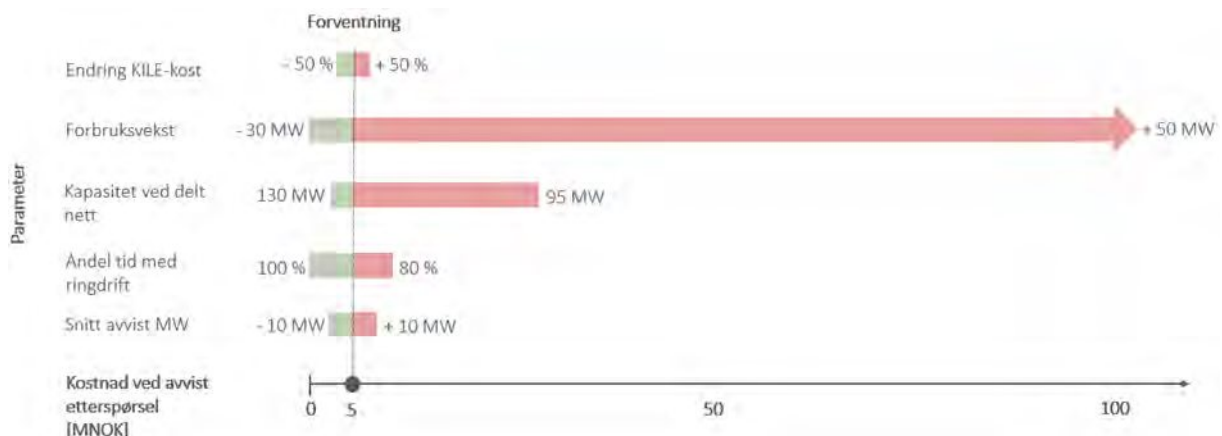
Basert på antakelsene skissert over anslår vi at kostnaden som følge av avvist etterspørsel vil være rundt 5 MNOK per år<sup>6</sup>.

#### *Anslag for kostnad som følge av avvist etterspørsel er usikkert*

Det er flere faktorer som har stor innvirkning på omfanget av avvist etterspørsel. Figur 18 illustrerer hvordan endring i utvalgte parameter påvirker sluttresultatet. Stiplet linje "Forventning" markerer forventningsverdien vi bruker i denne analysen. Vi ser av figuren at avvist etterspørsel faller helt bort ved visse forutsetninger, som ved moderat forbruksvekst og/eller høyere andel tid med ringdrift. Samtidig vil andre forutsetninger kunne føre til langt større omfang av avvist etterspørsel. Kombineres en noe høyere forbruksvekst med redusert overføringskapasitet og lavere andel tid med ringdrift vil avvist etterspørsel kunne føre til svært høye kostnader.

Hensikten med å beregne avvist etterspørsel er å vise problemene som vil oppstå dersom vi tilknytter mye nytt forbruk i dagens nett. I Figur 18 har vi oppsummert hvordan ulike parameter påvirker beregning av avvist etterspørsel. Vi kommenterer konsekvensen av usikkerheten i hver av parameterne under.

Figur 18: Sensitivitetsanalyse for beregning av avvist etterspørsel



- **Forbruksvekst:** Økt forbruk utover det vi har lagt til grunn vil kunne forsterke problemene og øke kostnadene ved avvist energi. Tilsvarende vil en lavere forbruksvekst redusere kostnader, eller fjerne behovet for å avvise etterspørsel helt. Ved 200 MW forbruksøkning vil vi, basert på Figur 15 trolig måtte avvise etterspørsel rundt 10 % av tiden. Dette er et optimistisk anslag som

<sup>5</sup> Publikasjon fra SSB - "Kortsiktige variasjoner i strømforbruket i alminnelig forsyning", 2008.

<sup>6</sup> Dette innebærer KILE på rundt 27 000 NOK per MWh avvist etterspørsel. Det er basert på kostnad for varslede avbrudd, nær referansetidspunktet, med varighet på 1 time for kundegruppen "Industri".

forutsetter at ringdrift med maks overføringskapasitet er tilgjengelig i alle perioder med stort kraftunderskudd. Det gir hele 30 000 MWh avvist etterspørsel og en kostnad på om lag 1 700 MNOK per år. Denne beregningen er også svært usikker, men det illustrerer at forbruksvekst på et sted mellom 100-180 MW trolig vil føre til svært høye kostnader som følge av omfattende avvist etterspørsel.

- **Kostnad:** I denne analysen har vi brukt KILE-sats for varslede avbrudd med én time varighet. Kortere avbrudd vil øke kostnaden. Lengre varighet vil senke den. Som beskrevet innledningsvis er det også mulig at Statnett i fremtiden kan tilby tilknytning på vilkår. Den type industri som er villig til å inngå slike avtaler kan tenkes å ha en lavere kostnad assosiert med å redusere forbruket i korte, varslede perioder. Vi påpeker derfor at det finnes alternative metoder som vil kunne gi et lavere kostnadsestimat enn det vi beregner her med KILE-ordningen.
- **Gjennomsnittlig frakoblet last:** Det er usikkert hvor mye last som faktisk vil bli koblet fra når det er fare for spenningskollaps. I denne analysen bruker vi gjennomsnittet av verdiene i figur 17. Dette er et optimistisk anslag som forutsetter at Statnett vil være i stand til å koble ut nøyaktig den mengden forbruk som er over kapasitetsgrensen. Historisk har Statnett i situasjoner med fare for spenningskollaps koblet ut lastpunkter med stort forbruk for å sikre fortsatt drift. Det er derfor mulig at utkoblet effekt i snitt vil være mer enn de 17 MW vi legger til grunn her. Omfanget av avvist etterspørsel vil da kunne være større enn det vi beregner i forventning her.
- **Antall timer med kraftunderskudd utover overføringskapasiteten:** Det er usikkert hva som vil være den reelle overføringskapasiteten inn til Øst-Finnmark. Dersom man legger til grunn 120 MW overføringskapasitet ved delt nett ser vi av figur 17 at antall slike timer varierer mellom 0-300 timer per år. Dette er et optimistisk anslag som forutsetter optimal fordeling av forbruk mellom de to nettdelene. Avhengig av hvor nytt forbruk blir etablert er det mulig at overføringskapasiteten ved delt nett i realiteten vil være lavere. I verste fall kan kapasiteten på Lakselv-Adamselv bli begrensende allerede ved 95 MW. Det vil i så fall kunne føre til et langt større omfang av avvist etterspørsel enn det vi beregner i forventning her.
- **Andel tid med ringdrift:** Fremtidig driftsform har stor betydning for omfanget av avvist etterspørsel. Det er usikkert hvor stor andel av tiden det vil være mulig å operere nettet med ringdrift i fremtiden. Vi har lagt til grunn 90 % av tiden. Øker andelen til 95 % blir kostnaden halvert. Reduseres andelen til 80 % blir kostnaden doblet. Det er også knyttet usikkerhet til den faktiske overføringskapasiteten ved de ulike driftsformene. Dette beskrives nærmere i 3.6. Dersom overføringskapasiteten er mindre enn det vi har forutsatt i denne analysen vil kostnaden knyttet til avvist etterspørsel bli høyere. Motsatt vil en høyere overføringskapasitet gi lavere kostnader. I tillegg vil kraftoverføring fra Boris Gleb kunne bidra til å redusere omfanget av avvist etterspørsel.

#### **Avbruddskostnader er forventet å øke med forbruksvekst i Øst-Finnmark**

Over så vi på avvist etterspørsel ved intakt nett. I dette avsnittet fokuserer vi på kostnader grunnet feil i kraftnettet. Vi forventer 4,6 MNOK per år i avbruddskostnader, med en nåverdi over analyseperioden på rundt 70 MNOK. Vi ser at faktorer som andel tid med ringdrift, omkoblingstid ved overgang fra delt nett og mulighet for øydrift i feilsituasjoner som fører til separatområder er av noe betydning for resultatet. Videre har forbruksvekst stor innvirkning på avbruddskostnadene. Samtidig er det vanskelig å beregne avbruddskostnader med en forbruksvekst som i lengre perioder fører kraftsystemet til kanten



av spenningskollaps. Ved en svært sterk forbruksvekst vil dog avbruddskostnader som følge av feil i være av liten betydning for analysen. Det skyldes at kostnadene knyttet til avvist etterspørsel da vil være langt større enn avbruddskostnadene.

Før vi går videre til beregning av avbruddskostnader i transmisjonsnettene er det relevant å trekke frem at det tidligere i hovedsak har vært avbrudd på lavere spenningsnivåer som har forårsaket ikke-levert energi hos sluttbrukere i Øst-Finnmark. Hvor nytt forbruk knyttes til vil derfor ha betydning for de totale avbruddskostnadene i området. Stor forbruksvekst med tilknytning i regionalnettet vil trolig utløse langt større årlige avbruddskostnader enn det som blir skissert her. Reduksjon av disse vil kreve tiltak både i regional- og transmisjonsnettene.

### *Beregning av avbruddskostnader*

Når vi beregner avvist etterspørsel baserer vi oss på estimert balanse for området fra modelleringsverktøyet Samnett. For avbruddskostnader har vi mulighet til å være mer nøyaktige. Vi bruker simuleringsverktøyet MONSTER for å estimere hyppighet og konsekvens av feil på utvalgte ledninger i transmisjonsnettene. Resultatet fra MONSTER er et sett med avbrudd der vi kjenner tid på døgnet og når på året avbruddet inntreffer, hvilket forbruk som blir berørt og varigheten på hvert avbrudd. Vi bruker deretter KILE-ordningen til å estimere kostnaden som følge av disse avbruddene.

Se vedlegg E for utledning av metodikk, forutsetninger og videre drøfting av resultater. Vi oppsummerer det viktigste her:

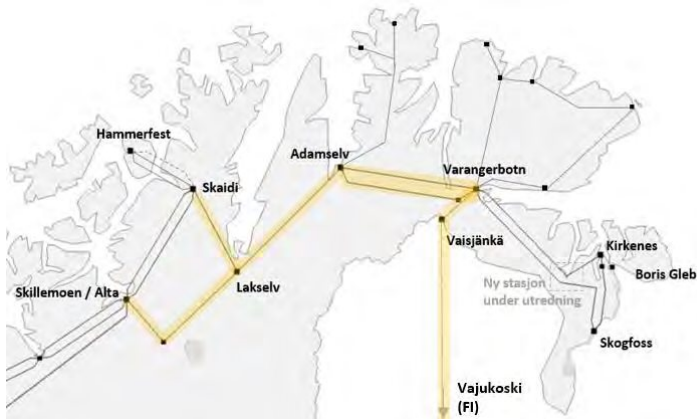
- **Forbruksvekst:** Vi legger til grunn en forbruksvekst tilsvarende år 2030 i forbruksprognosen. Forbruksvekst vil ha betydelig innvirkning på avbruddskostnadene, noe vi viser senere i dette avsnittet.
- **Ny produksjon:** Mengden avbrutt effekt som følge av feil i kraftnettet vil i stor grad være avhengig av forbruk og produksjon i området når feilen inntreffer. Da det ikke er rom for ny kraftproduksjon i dagens nett inkluderer vi bare vindkraft som er bygd eller har fått nettilknytning i analysen.
- **Inkluderte ledninger:** Vi begrenser analysen til å bare evaluere avbrudd som følge av feil i kraftnettet der tiltakene vi vurderer vil ha innvirkning av betydning. Det gjør vi for å begrense antall feilkilder i beregningen. Da det er mye usikkerhet knyttet til å modellere kraftnettet og estimere konsekvensen av fremtidige avbrudd begrenser vi oss til å modellere et minimum av kraftsystemet, og fokusere på å øke kvaliteten her. Vi ser her på avbrudd som følge av feil på transmisjonsnettledningene vist i figur 19. Avbrudd som skyldes feil på andre komponenter i transmisjonsnettene, feil på lavere spenningsnivå eller produksjonssvikt er derfor ikke inkludert. Avbrudd i Kirkenes-området, som omtalt i tidligere rapporter<sup>7</sup>, er derfor ekskludert fra denne analysen da de ikke påvirkes av alternativene vi vurderer, i tillegg til at det er en ny stasjon under utredning blant annet for å øke både kapasiteten og leveringspåliteligheten i området.
- **Andel tid med ringdrift:** Vi forutsetter at det er ringdrift i 90 % av tiden når det er kraftunderskudd i Øst-Finnmark, og 60 % av tiden i overskuddsperioder. Vi baserer oss da på historisk fordeling av driftsform og en forventning om at nylige tiltak i nettet kan bidra til å øke andel tid med ringdrift. Dette er tilsvarende begrunnelse som ble brukt i utledning av avvist energi tidligere i rapporten.
- **Nettkonfigurasjoner:** Vi bruker to ulike koblingsbilder, ringdrift og delt nett der hele Øst-Finnmark forsynes fra Vest-Finnmark, som vist i Figur 5. Vi simulerer altså bare med to

---

<sup>7</sup> Statnett publikasjonene "Kraftsystemet i Finnmark - Analyse av behov og tiltak etter 2020" fra 2016 og "N3 - Nett i nord" fra 2019.

nettkonfigurasjoner, mens det i realiteten er flere ulike nettkonfigurasjoner som brukes når nettet driftes uten ringdrift. De ulike konfigurasjonene vil kunne ha betydning for konsekvensen av et avbrudd, og dermed også total ILE. Konfigurasjonen vi bruker i simuleringene har noe lavere overføringskapasitet enn andre mulige nettkonfigurasjoner, og kan bidra til å trekke avbruddskostnadene noe oppover.

Figur 19: Vi vurderer avbrudd som følge av feil på ledningene i transmisjonsnettet markert med gult.



- **Omkoblingstid ved feil i delt nett:** Dersom avbrudd inntreffer når nettet er delt har vi lagt til grunn at det er mulig å koble om nettet til ringdrift etter i gjennomsnitt 2 timer. Vi har ikke tilgjengelig data for historiske omkoblingstider i Øst-Finnmark. Anslaget på 2 timers omkoblingstid i gjennomsnitt er basert på tilbakemelding fra driftssentraler som antar at nettet typisk kan omkobles innen 15 – 60 min ved behov. Vi bruker en høyere omkoblingstid for å kompensere for de tilfellene der nettet av ulike årsaker ikke kan omkobles, for eksempel grunnet revisjon i området.
- **Feil på stasjonskomponenter:** Vi har ikke inkludert avbrudd som følge av feil på transformatorer og andre stasjonskomponenter. Det er i hovedsak avbrudd grunnet feil i stasjonene Lakselv og Adamselv som vil kunne påvirkes av alternativene vi vurderer senere i analysen. Slike stasjonsfeil er sjelden og utgjør typisk en svært liten andel av ILE. Vi ser derfor bort fra disse. Transformatorene i Lakselv og Adamselv utgjør skillet mellom transmisjonsnett og regionalnett, og vil ikke påvirkes av tiltakene.
- **Planlagte utkoblinger:** Ved planlagte utkoblinger i forbindelse med vedlikehold og revisjoner på forbindelsen Adamselv-Lakselv og på Finlandsledningen vil et enkelt utfall kunne medføre mørklegging av Øst-Finnmark. I disse periodene driftes området med N=0, der mulighet for omkobling avhenger av gjeninnkoblingstiden til den planlagte utkoblingen. Dette påvirker i liten grad avbruddskostnadene da det er relativt få dager med slike planlagte utkoblinger og få timer med feil på forbindelsene inn mot Øst-Finnmark. Nettet driftes dog med høyere risiko i disse periodene, særlig dersom gjeninnkoblingstiden for den planlagte utkoblingen er høy.
- **Øydrift:** Ved noen feilkombinasjoner vil hele eller deler av Øst-Finnmark bli skilt fra det nordiske kraftnettet. Dersom produksjons- og lastforholdene ligger til rette kan systemet takle overgangen til øydrift. I vår modell, per i dag, kan vi ikke drifte et separat område. Det er flere faktorer som spiller inn, men som et minimum må produksjonen være høyere enn forbruket for at øydrift skal være mulig. Vi har derfor sett på avbrudd i overskuddssituasjoner der store deler av forbruket er tatt ut, og disse utgjør en liten andel av total ILE, rundt 2.5 %. Det er i tillegg usikkert hvordan nye vindkraftverk i området vil kunne takle overgangen til separat drift.

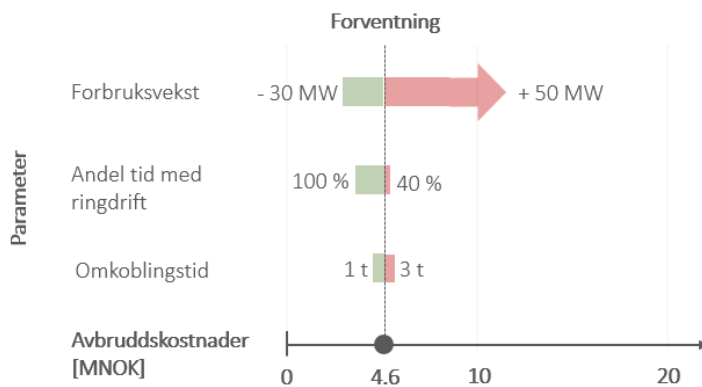
Forutsetter vi at vi klarer overgangen til øydrift 20 % til 60 % av tilfellene ved kraftoverskudd gjør denne forenklingen at vi underestimerer avbruddskostnadene med rundt 1 - 3 MWh. Dette er av liten betydning for sluttresultatet, og vi velger å beholde forenklingen der øydrift ikke er mulig.

- **Begrensninger i modellen:** Modellen er ikke i stand til å vurdere begrensende faktorer som snittgrenser og spenningsforhold. Det er derfor mulig at det er andre årsaker enn høye avbruddskostnader som gjør det umulig å tilknytte nytt forbruk tilsvarende det vi har simulert med her.

Med forutsetninger som beskrevet over beregner vi at avbruddskostnadene i Øst-Finnmark, som følge av feil på ledningene i figur 19, er beregnet å være om lag 4,6 MNOK per år. Den ikke-leverte energien estimeres til 90 MWh per år. Nåverdi av avbruddskostnadene over analyseperioden er 70 MNOK.

Vi undersøker hvordan endringer i noen av parameterne beskrevet over påvirker forventede avbruddskostnader. Resultatet av denne sensitivitetsanalysen er oppsummert i figur 20. Igjen er det forbruksvekst som vil være utslagsgivende. Ved stor forbruksvekst vil kraftsystemet i økende andel tid av året være på grensen til spenningskollaps. Da blir usikkerheter knyttet til modellen av kraftsystemet særlig gjeldende. Vi har per i dag ikke verifisert at resultatene fra simuleringeverktøyet MONSTER er representative ved en slik kraftsituasjon. Det betyr at avbruddskostnadene kan bli høye ved en forbruksvekst på ytterligere 50 MW, totalt 150 MW mer enn dagens forbruk. Vi anser det dog som lite trolig at en forbruksvekst som fører til en kraftsituasjon der enkeltfeil ofte vil medføre avbrudd vil få tilknytning. Det skyldes at dette, med stor margin, bryter med hvordan Statnett i dag praktiserer driftsmessig forsvarlig tilknytning.

Figur 20: Sensitivitetsanalyse for beregning av avbruddskostnader



### Det er stor usikkerhet knyttet til beregning av avvist etterspørsel og avbruddskostnader

Som vi har vist over er avbruddskostnadene forventet å øke dersom ytterligere forbruk (ut over hva vi allerede har lagt til grunn) får tilknytning i dagens nett uten økt kraftproduksjon. Ved tilstrekkelig stort kraftunderskudd i Øst-Finnmark vil vi få spenningskollaps i området. I disse situasjonene vil vi da måtte avvise etterspørsel for å opprettholde deler av kraftforsyningen i området. Vi vil også i økende grad være sårbare for enkeltfeil på Finlandsledningen og forsyningen fra Vest-Finnmark da resterende overføringskapasitet ikke er tilstrekkelig til å dekke opp for kraftbehovet. Vi forventer likevel at økte kostnader som følge av ytterligere forbruksvekst i stor grad vil domineres av kostnader knyttet til avvist etterspørsel.

### **Forbruk og avbruddskostnader er også forventet å øke i Vest-Finnmark**

I tillegg til forbruksvekst i Øst-Finnmark er det ventet en stor forbruksøkning i Hammerfest. Equinor og partnerne på Hammerfest LNG planlegger å del- eller full-elektrifisere anlegget. Statnett har i den forbindelse søkt om konsesjon for 420 kV-ledning fra Skaidi til Hammerfest. Hammerfest LNG og Statnett vil fatte koordinerte investeringsbeslutninger høsten 2020. Grunnen til at vi nevner disse planene her er at forbruket i Hammerfest vil overstige 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 om lag 275 MNOK. Dette er utledet i Vedlegg D. Netttiltak i Øst-Finnmark kan tenkes å påvirke disse avbruddskostnadene. Dette kommer vi tilbake til senere i analysen.

### **2.4 Oppsummering av behovsanalyse, samt rammer som må overholdes**

Basert på de forholdene vi fokuserer på i denne analysen viser behovsanalysen at det er to behov i Øst-Finnmark.<sup>8</sup> For det første er det ca. 170 MW konsesjonsgitt vindkraft som ikke kan tilknyttes i dagens nett. Dette skyldes begrensninger i 132 kV-nettet gjennom Øst-Finnmark, samt forhold i Varangerbotn stasjon. For det andre er det begrenset kapasitet til forbruksvekst og avbruddskostnader er forventet å øke i takt med forbruksveksten. Dette skyldes også begrensninger i 132 kV-nettet gjennom Finnmark, samt evne til å ha ringdrift når underskuddet i Øst-Finnmark er som størst.

Vi omtaler her at utvikling av forbruk og produksjon som usikkert, men det er ikke urimelig at det kan komme raskt. Dagens begrensede nettkapasitet vil derfor, på visse vilkår, fort kunne innebære en stor kostnad for samfunnet. I tillegg til dette står Statnett ovenfor lover, regler og rammebetingelser som er relevant i denne sammenheng. Disse omtales i det følgende.

#### **Alle sluttbrukere skal som minimum ha strømforsyning ved intakt nett**

Statnett forstår energiloven med tilhørende forskrifter slik at alle som er tilknyttet nettet som minimum skal ha strømforsyning ved intakt nett. Dette danner derfor en absolutt nedre grense for grad av leveringspålitelighet når vi planlegger kraftsystemet. Som vi har sett kan vi risikere å komme i brudd med dette, gitt at forbruksveksten blir slik vi har skissert. Det er derfor nødvendig å utrede mulige tiltak.

#### **Tilknytning av nytt forbruk skal være driftsmessig forsvarlig**

Statnett vurderer fra sak til sak om det er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning til mer forbruk i eksisterende nett. I Ot.prp. nr. 62 (2008-2009) fremkommer det at vurderingen av om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig skal baseres på en teknisk faglig vurdering av nettet, og at virkningene av tilknytningen må være akseptable. Vi tolker dette som at en driftsmessig forsvarlig tilknytning forutsetter at:

1. vi ikke bryter forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser,
2. eksisterende kunder fortsatt må ha en akseptabel leveringspålitelighet, og at
3. tilknytningen ikke medfører brudd på Statnetts driftspolicy

Statnetts driftspolicy innebærer følgende krav for driftsmessig forsvarlig tilknytning:

- a. Forbruk på N-0 ved intakt nett er ikke driftsmessig forsvarlig dersom forsyning ikke kan gjenopprettes innen 30 minutter.
- b. Volum forbruk på systemvern ved intakt nett må være under 500 MW.

---

<sup>8</sup> På grensen til analyseområdet, er det imidlertid flere behov som ikke er direkte dekket av denne behovsanalysen. Dette gjelder særlig handel med Finland og kapasitet generelt inn og ut av Nord-Norge.

- c. Forbrukspunkt > 500 MW må ha mer enn to forsyningsveier for å ikke overskride driftspolicy ved utfall under vedlikehold. Underliggende nett og lokal produksjon inngår i dette.
- d. Forbrukspunkt > 200 MW må ha mer enn to forsyningsveier inn dersom > 4 timers gjeninnkoblingstid på komponent med driftsstans.

For Øst-Finnmark sin del er det punkt a) som med dagens forbruk er relevant. Når nettet er delt driftes Øst-Finnmark på N-0. Overføringskapasiteten inn til området med omkoblingsmulighet er da begrenset til 90 MW. Med vår antagelse om at 80 MW produksjon til enhver tid vil være tilgjengelig i området gjør dette at forbruksgrensen for å ha N-0 med omkoblingsmulighet er 170 MW. Dagens forbruk er om lag 145 MW, noe som impliserer at det kun er rom for om lag 25 MW nytt forbruk i Øst-Finnmark innenfor Statnetts driftspolicy.

Vi har imidlertid ikke mottatt noen konkrete henvendelser om forbruksøkning i Øst-Finnmark. Det er derfor usikkert hva en formell og endelig driftsmessig forsvarlig vurdering ville konkludert med, da dette vil avhenge av forbrukets størrelse, plassering og andre karakteristikk. Uansett vil det være begrensede muligheter for forbruksvekst og Statnett anser det som nødvendig å utrede mulige tiltak for å ligge i forkant.

#### **Statnett har en plikt til å knytte til ny produksjon og nytt forbruk**

Statnett har som netteier plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon og forbruk av elektrisk energi. Det samme gjelder økning i produksjon og forbruk (jf. energiloven §3-4). Det kan kun gis unntak fra tilknytningsplikten for forbruk i ekstraordinære tilfeller. Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning i eksisterende nett, innebærer tilknytningsplikten at alle berørte konsesjonærer må utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer i sine nett for å kunne gi tilknytning, dersom kunden ønsker dette. Som vi har sett er det konsesjonsgitt vindkraft som ikke kan tilknyttes i dagens nett. Statnett er derfor pliktig til å utrede tiltak og søke konsesjon. Det samme kan i løpet av de neste årene bli tilfelle for forbruk i Øst-Finnmark.

#### **Nettutvikling skal være samfunnsøkonomisk rasjonell**

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke lover og forskrifter, der energiloven er den mest sentrale. Energilovens formål er å "sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte" (§ 1-2).

Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) "Om lov om endringer i energiloven" slår fast at det med uttrykket "samfunnsmessig rasjonelt" menes "samfunnsøkonomisk lønnsomt". Både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allment akseptert (økonomisk) måte, må også vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVE og OEDs vurdering av konsesjonssøknader og vedtak. Dette innebærer at nytten av tiltakene vi kan anbefale som hovedregel må overstige kostnadene. For å redegjøre for dette er denne samfunnsøkonomiske analysen utarbeidet.

## 3 Mulighetsstudie

Basert på de forholdene vi fokuserer på i denne analysen peker behovsanalysen på to prosjektutløsende behov i Øst-Finnmark. For det første er det konsesjonsgitt vindkraft som ikke kan tilknyttes i dagens nett. Videre er det flere industri- og elektrifiseringsplaner for området som ikke vil bli realisert uten tiltak. I dette kapittelet beskriver vi hvilke muligheter som enten alene eller i kombinasjon kan imøtekomme behovene. Vi fokuserer på løsninger som kan tilrettelegge for 170 MW konsesjonsgitt vindkraft og forbruksvekst på opp mot 100 MW.

### 3.1 Alternativer til nett vil ikke løse behovene i Øst-Finnmark alene

Statnetts vurdering er at kun tiltak i nettet er relevant for å møte de identifiserte behovene i Øst-Finnmark. Hovedårsaken til dette er at nettet i dag har lite ledig kapasitet, og at det er liten fleksibilitet hos både produsenter og forbrukere i området. I det følgende gjennomgår vi alternativer til nett som er vurdert, men forkastet.

#### Systemansvarliges og anleggseiers virkemidler

##### *Prisområde og systemvern*

Tiltak i systemdriften, slik som å etablere et eget prisområde i Finnmark eller å sette systemvern på stort nytt forbruk kan være fornuftig. Slike tiltak vil imidlertid ikke påvirke overføringskapasitet inn og ut av Øst-Finnmark. De vil derfor ikke være tilstrekkelig i seg selv, men kan være aktuelt i tillegg til større netttiltak. Prisområde er en metode for å håndtere flaskehals. I et svært lokalt område – som Finnmark – er det et tiltak som ikke nødvendigvis øker det samfunnsøkonomiske overskuddet, men som gjør det enklere å håndtere flaskehals. I dette konkrete tilfellet kan vi benytte prisområder for å gi et langsiktig prissignal om lav pris til ny produksjon. Uten nye ledninger eller back-to-back omformer øker ikke kapasiteten ut av området.

##### *Produksjonsbegrensninger*

Reguleringsmyndigheten for energi har åpnet for at nettselskap og produsent kan inngå avtale om tilknytning med vilkår om produksjonsbegrensning dersom full tilknytning ikke er driftsmessig forsvarlig i eksisterende nett. Dette innebærer at produsenter ikke gis full markedstilgang og at de til visse tider må nedjustere sin produksjon uten å bli kompensert. Vilkårene som går på selve produksjonsbegrensningen er for tiden under utarbeidelse.

I Øst-Finnmark er muligheten for å tilknytte mer vindkraft på produksjonsbegrensning ikke utredet på nåværende tidspunkt. Produksjonsbegrensning kan være aktuelt i kombinasjon med netttiltak, men er trolig ikke tilstrekkelig i seg selv for å tilknytte all konsesjonsgitt vindkraft.

#### Andre alternativer til nett

##### *Utvidelse av regulerbar produksjon*

Det foreligger ingen planer om utbygging eller utvidelse av regulerbar vannkraft i Finnmark. Kraftverket i Adamselv er det største og har best potensial for effektutvidelse. Dette er imidlertid et tiltak utenfor Statnetts kontroll og er ikke vurdert videre.

##### *Samspill mellom produksjon og forbruk*

Vi forventer en forbruksvekst i Øst-Finnmark, men i dagens nett er det begrenset kapasitet. Noe økt forbruk vil i teorien muliggjøre tilknytning av noe mer vindkraft. Hvordan dette samspillet kan fortone seg avhenger imidlertid av det nye forbruket og i hvilken grad dette vil samvariere over døgnet og året med ny vindkraftproduksjon. Uansett vil det være snakk om beskjedne mengder ny vindkraft og vi har derfor valgt å se bort fra dette.

### *Forbruksfleksibilitet*

Utnyttelse av fleksibilitet på forbrukssiden kan redusere forbrukstopper. I den operative systemdriften kan dette være nyttig. Ved en større forbruksøkning vil imidlertid ikke tiltak på forbrukssiden kunne løse utfordringen når nettkapasiteten i praksis er brukt opp.

### *Temperaturoppgradering*

Ettersom de mest begrensende ledningene allerede er temperaturoppgradert er ikke temperaturoppgradering alene et aktuelt tiltak for å imøtekomme kartlagte behov. Det kan likevel være aktuelt med temperaturoppgradering av enkelte ledninger i tillegg til større nettiltak. Dette kommer vi tilbake til senere.

## **3.2 Nullalternativet er å videreføre dagens situasjon og reinvesteringsplan**

Nullalternativet er referansen som andre kartlagte muligheter sammenlignes med og representerer her en videreføring av dagens transmisjonsnett. Det innebærer at kostnader knyttet til vedlikehold og planlagte reinvesteringer er tatt med og at nullalternativet innebærer en omfattende reinvesteringsstrategi.

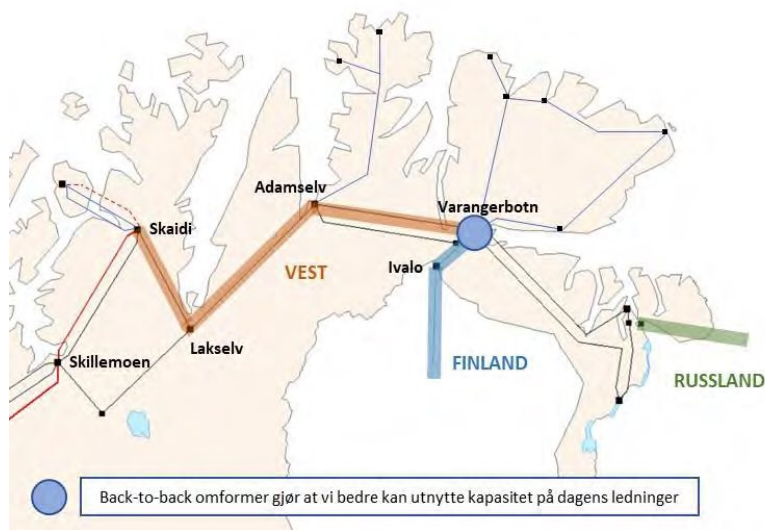
I vår analyse er nullalternativet at anleggene i dagens transmisjonsnett opprettholder samme funksjon som de har i dag. Det vil si at dagens begrensninger i kapasitet blir stående frem til ledninger og stasjoner må reinvesteres på grunn av tilstand. Hva som skjer i fravær av tiltak er vist i behovsanalysen og nullalternativet vil altså innebære at vi kan komme i en situasjon hvor forbruk ikke kan forsynes selv med intakt nett. Dette vil føre til avvist etterspørsel og økte avbruddskostnader. Det er imidlertid usikkert om dette vil skje, da en slik forbruksvekst ikke vil bli ansett som driftsmessig forsvarlig. Nullalternativet er derfor en illustrasjon på hva som kan bli konsekvensen av en sterk forbruksvekst uten nettiltak.

Det er imidlertid viktig å være klar over at man i nullalternativet ikke binder seg til fravær av tiltak for all fremtid. I nullalternativet ligger det per definisjon en vente-og-se opsjon. Dette innebærer at det vil være mulig å imøtekomme fremtidig forbruksvekst i nullalternativet, men vi vil ikke ligge i forkant av utviklingen, og det kan påløpe kostnader ved å komme for sent.

## **3.3 Kun ledning fra vest aktuelt, nye forbindelser til Finland eller Russland forkastes**

Det er behov for å øke overføringskapasiteten inn og ut av Øst-Finnmark. Som figuren under viser er dette mulig gjennom tre ulike korridorer, samt å installere utstyr (back-to-back omformer) i Varangerbotn som øker kapasitetsutnyttelse på dagens ledninger. Vi anser at kun korridoren fra vest og back-to-back omformer i Varangerbotn er aktuell. Under figuren redegjør vi for dette og omtaler hvilke overordnede nedvalg som er gjort for nye ledningstiltak fra vest. Dette nedvalget er ikke bare et resultat av denne analysen, men også basert på kunnskap vi har opparbeidet i forbindelse med N3-prosjektet, Nordisk plan og rapporten "Kraftsystemet i Finnmark – analyse av behov og tiltak etter 2020" fra 2016.

Figur 21: Økt overføringskapasitet inn til og ut av Øst-Finnmark kan oppnås enten fra vest, Finland eller Russland



### Ny ledning fra Finland forkastes

Norge har siden slutten av 1980-tallet vært knyttet til det finske kraftnettet via en 220 kV ledning fra Varangerbotn. Ledningen ble bygget for å styrke forsynings sikkerheten i begge land, og er den eneste forbindelsen mellom landene.

I rapporten Kraftsystemet i Finnmark – analyse av behov og tiltak etter 2020 (2016) omtalte Statnett et konsept som innebærer ny ledning til Varangerbotn fra Finland. Dette konseptet innebærer samtidig stasjonsetablering i Finland samt kapasitetsøkning mellom Sverige og Finland. Slike mellomlandsforbindelser kan være kompliserte og tidkrevende å få på plass.

I Nordisk Plan (2019) analyserte Statnett og Fingrid en 420 kV-forbindelse mellom landene, og fant at en slik forbindelse ikke fungerer bra. Den gir svært lite kapasitet i forhold til kostnaden og er vanskelig i drift. En større DC forbindelse fra Norge til Sør-Finland ble også tatt opp i arbeidsprosessen, men dette ble avvist som lite aktuelt av Fingrid. Kostnader og miljøkonsekvenser av en ny ledning er hovedårsaken til det. Det innebærer at vi nå ikke vurderer en ny ledning fra Finland som aktuelt for å imøtekomme fremtidig utvikling i Øst-Finnmark.

En back-to-back omformer på eksisterende ledning fra Finland kan imidlertid være et aktuelt tiltak. Dette tiltaket vil gjøre at vi kan bedre utnytte dagens forbindelser og er en mulighet som vil bli omtalt lenger ned.

### Økt kraftutveksling med Russland forkastes

Norge har siden 1960-tallet hatt mulighet til å importere kraft fra det russiske kraftverket Boris Gleb. I tillegg har det tidligere blitt vurdert å etablere en ny forbindelse mellom Skogfoss og Nikkel, for å knytte de to landenes kraftsystemer sammen. En slik forbindelse er forbundet med stor politisk og markedsmessig usikkerhet og er ikke vurdert som aktuell. Det er også lite trolig at et slikt tiltak vil løse de identifiserte behovene.

### Overordnede nedvalg for nye ledningstiltak fra vest

#### *Ny ledning bygges for 420 kV-spenningsnivå*

Vi har valgt å ta utgangspunkt i 420 kV som spenningsnivå for nye ledninger inn til og gjennom Finnmark, i tråd med veikart fra N3-prosjektet. I forhold til alternativene på lavere spenningsnivå gir 420 kV mer



kapasitet og mindre overføringstap. Dette er gunstig med tanke på de lange avstandene og den store overføringskapasiteten vi søker å legge til rette for. Samtidig anser vi det som fornuftig å tilrettelegge for at vi har opsjon for 420 kV-drift inn til og ut av Øst-Finnmark, selv om noen alternativer innebærer drift på 132 kV innledningsvis.

#### *Ny ledning skal passere Lakselv*

Det er hovedsakelig to overordnede trasealternativer som har blitt vurdert mellom Skaidi og Adamselv. En direkte ledning med kryssing av Porsangerfjorden (76 km luftledning og 10 km kabel) eller å gå rundt fjorden via Lakselv (139 km luftledning). Trasealternativet som innebærer kryssing av Porsangerfjorden har blitt valgt bort. Hovedgrunnene til dette er:

- Investeringskostnaden er om lag 320 MNOK høyere enn å gå rundt fjorden via Lakselv<sup>9</sup>.
- Inngrepssvære områder vil i større grad bli berørt enn å gå rundt fjorden.
- Det ekskluderer muligheten til å ta ledningen innom Lakselv stasjon nå, eller en gang i fremtiden, og de gevinstene det kan gi.

#### *Ny ledning skal gå innom stasjon i Adamselv*

Vi har vurdert en mulighet som innebærer å bygge ledning direkte fra Skaidi til Varangerbotn, enten med kompensering i Adamselv eller i hver ende av ledningen. Denne muligheten innebærer altså at ledningen ikke vil gå innom en stasjon med transformering i Adamselv. Denne muligheten er forkastet. Grunnene til det er:

- Fravær av transformering i Adamselv vil legge begrensninger på fremtidig forbruk og produksjon i området under Adamselv.
- En ny stasjon i Adamselv vil gi sparte reinvesteringer.
- En ledning direkte fra Skaidi til Varangerbotn vil ikke muliggjøre en trinnvis utvikling av nettet i Øst-Finnmark med de realopsjonsverdiene dette kan innebære.
- Kompenseringsløsningen som kreves for å håndtere spenningsstigning ved spenningssetting av ledningen er krevende å få til.<sup>10</sup>

### **3.4 For å møte behov må vi minimum ha ny ledning mellom Skaidi og Adamselv**

I dette delkapittelet gjennomgår vi ulike muligheter fra vest, samt back-to-back omformer i Varangerbotn. I figur 22 oppsummerer vi alle mulighetene vi har vurdert. Mulighet A; BtB og ny 132 kV-stasjon, er den muligheten med minst omfang og lavest kostnad. Mulighet 1; ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv (driftet på 132 kV) er det ledningstiltaket med minst omfang. Videre viser figuren hvordan mulighet 1 kan utvides til mulighet 2 og videre til B, C og D. Alle disse mulighetene er altså som trinn på en stige. Videre viser figuren hvordan de trinnvise ledningstiltakene kan kombineres med en BtB. Disse mulighetene er betegnet 1a, 2a, Ba, Ca og Da.

Figuren viser også hvor mye vindkraft og forbruk de ulike mulighetene legger til rette for og med røde kryss og grønne haker indikerer vi hvorvidt muligheten imøtekommer kartlagte behov. Når det gjelder produksjon og overføringskapasiteter har vi i overskuddssituasjon lagt til grunn N-0. Når det gjelder kapasitet til forbruksvekst har vi lagt til grunn Statnetts driftspolicy. Denne sier at for forbruk på N-0 ved intakt nett skal forsyninga kunne gjenopprettes innen 30 minutter.

---

<sup>9</sup> Dersom det blir krav om 5 km 420 kV-kabel forbi Stabbursdalen Nasjonalpark vil trasealternativet over Porsangerfjorden ha 100 MNOK lavere investeringskostnad.

<sup>10</sup> Ref. utfordringer i Balsfjord-Skillemoen-prosjektet. Ferranti-effekten er svært utpreget ved spenningssetting av en så lang ledning tilknyttet på enden av en allerede svak 420 kV-radial.

For de aller høyeste kapasitetene (mulighet 2 og videre) kan det i noen situasjoner oppstå begrensninger utenfor studieområdet, fra Ofoten og nordover. I tillegg vil det oppstå kompliserte driftsutfordringer knyttet til reaktiv kompensering som følge av å tilknytte store mengder produksjon eller forbruk i enden av en svært lang 420 kV-radial. I denne analysen har vi begrenset overføringskapasitet ut av Øst-Finnmark slik at de reaktive overføringstapene ikke overstiger ledningens egenproduksjon av reaktiv effekt fra driftskapasitanser. Dette er nødvendig for å gjøre den daglige driften håndterbar. Med økt uttak på Hammerfest LNG tillater vi derfor noe høyere overskudd i Øst-Finnmark enn uten.

Mulighet 1 og 2 blir videreført til alternativanalysen. Begge disse imøtekommer fremtidig forbruksvekst innenfor Statnetts driftspolicy.<sup>11</sup> Mulighet A-D vil deretter være opsjoner til en videre utvikling av nettet i Øst-Finnmark og legge til rette for tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft. I det følgende redegjør vi for tankegangen bak dette.

Figur 22: Ulike muligheter og i hvilken grad disse dekker kartlagte behov

Mulighet	0	A	1	1a	2	2a	B	Ba	C	Ca	D	Da
Behov	Drift	Drift og 132 kV-stasjon i Var	132 kV drift Ska-Ada-Var	132 kV og 132 kV-stasjon i Var	420 kV drift Ska-Ada	132 kV og 132 kV-stasjon i Var	+ temp. oppgr. og 132 kV-stasjon i Var	BtB	+ ny 420 kV Ada-Var (driftet på 132 kV)	BtB	420 kV drift Ska-Ada-Var	BtB
Konsesjonsgitt vindkraft (170 MW) under Varangerbotn	✘	✔ (150 MW)	✘ (0 MW)	✔	✘ (0 MW)	✔	✔	✔	✔	✔	✔	✔
Tilrettelegger for ytterligere volum, gitt Melkaya	0 MW	0 MW	55 MW*	35 MW	490 MW*	470 MW*	320 MW*	470 MW*	Noe høyere enn B	Noe høyere enn Ba	440 MW	590 MW
Forventet forbruksvekst (100 MW) innenfor Driftspolicy	✘ (25 MW)	✘ (55 MW)	✔ (30-115 MW)	✔ (205 MW)	✔ (30-115 MW)	✔ (205 MW)	✔ (30-115 MW)	✔ (205 MW)	✔ (30-115 MW)	✔ (205 MW)	✔ (30-115 MW)	✔ (205 MW)
Forbruksøkning innenfor N 0, uten ringdrift	55 MW	205 MW	145 MW	285 MW	240 MW*	400 MW*	240 MW*	400 MW*	Noe høyere enn B	Noe høyere enn Ba	550 MW	700 MW
Kostnadsestimert (MNOK)	0	1 040	1 140	2 180	1 380	2 420	1 625	2 435	2 015	2 830	2 130	2 935
Oppsummering	Tas videre	Løser ikke behov	Tas videre	Oppfølg. investering	Tas videre	Oppfølg. investering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering

\* Gjelder for produksjon under Adamselv.

\* Gjelder for forbruk under Varangerbotn. Ytterligere oppside under Adamselv.

**BtB er positivt men forkastes som et selvstendig tiltak for å imøtekomme kartlagte behov i Øst-Finnmark**  
 Mulighet A vil ikke innebære noen ny ledning inn til området. Overføringskapasitet vil slik sett være priggitt dagens ledninger. En BtB vil imidlertid gi noe spenningsstøtte til dagens nett. Dette gjør at muligheten legger til rette for om lag 55 MW forbruksvekst innenfor Statnetts driftspolicy. Dette er kun en økning på 30 MW fra dagens situasjon. Basert på dette konkluderer vi med at mulighet A ikke vil være tilstrekkelig alene for å imøtekomme forbruksvekst.

Samtidig med dette er det usikkert om en BtB alene kan tilknytte all konsesjonsgitt vindkraft. I utgangspunktet har en omformer med kapasitet på 150 MW blitt vurdert. Dette er en kapasitet som

<sup>11</sup> Dette er imidlertid avhengig av at det er mulig å ha ringdrift dersom ny ledning faller ut mellom Skaidi og Adamselv. De to siste årene har det vært ringdrift over 90 % av tiden i underskuddssituasjoner.

Fingrid mener at de kan ta imot i sitt nett fra Øst-Finnmark. Det er også en kapasitet vi kan ta imot i Norge.<sup>12</sup>

En BtB endrer flyt på ledninger, drift av systemet og begrensende kapasiteter i Øst-Finnmark. Kort fortalt gir omformeren fordelene av å dele nettet, samtidig som utvekslingen med Finland er intakt. I situasjoner med overskudd i Øst-Finnmark vil det være mulig å eksportere 150 MW til Finland, og samtidig ha full eksport til Vest-Finnmark. Vi trenger altså ikke dele nettet slik vi gjør i dag for å hindre overlast på Finlandsledningen.

Med en BtB vil vi altså kunne eksportere opp mot 340 MW i overskuddssituasjoner, en økning på 150 MW fra i dag. Om denne kapasitetsøkningen er tilstrekkelig for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft vil avhenge av bruk av systemansvarliges og anleggseiers virkemidler, samt hvor mye nytt forbruk som faktisk blir realisert i Øst-Finnmark de kommende årene. Det vil også avhenge av hvordan de endelige avtalene med Fingrid vil se ut og hvilken flyt som tillates i ulike situasjoner.

Med den informasjonen vi besitter i dag er det imidlertid for usikkert å videreføre BtB som et selvstendig tiltak alene for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft. En BtB vil imidlertid likevel kunne være samfunnsøkonomisk rasjonell og vil bli fremmet som eget tiltak gjennom en egen beslutningsprosess i parallell.

#### **For å legge til rette for økt forbruk må vi som minimum ha ledning mellom Skaidi og Adamselv**

Som de grønne hakene i figur 22 viser må vi minimum gå videre med mulighet 1 for å kunne tilrettelegge for forventet forbruksprognose i Øst-Finnmark. Denne muligheten innebærer ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv, i første omgang driftet på 132 kV. I mulighet 2 driftes ledningen på 420 kV fra dag én.

Hva som vil være driftsmessig forsvarlig å tilknytte i henhold til Statnetts driftspolicy vil være det samme i begge disse mulighetene, og for øvrig det samme uavhengig av hvilket ledningstiltak som blir videreført. Dette er fordi kapasitet innenfor N-0 med omkoblingsmulighet vil være gitt av dagens ledninger.

Mulighet 1 og 2 vil imidlertid ikke tilrettelegge for konsesjonsgitt vindkraft. Det er flere grunner til det. For det første skyldes det kapasitetsbegrensninger på samleskinna i Varangerbotn stasjon. For det andre skyldes det begrensninger på dagens to 132 kV-ledninger mellom Varangerbotn og Adamselv. Og for det tredje vil det i mulighet 1 skyldes begrensninger mellom Adamselv og Lakselv. Begge mulighetene vil imidlertid tilrettelegge for ikke-konsesjonsgitt vindkraft under Adamselv. I mulighet 1 vil kapasiteten øke med 55 MW. I mulighet 2 vil det være mulig å tilknytte opp mot 490 MW, gitt at forbruket øker på Hammerfest LNG.

#### **Etter ny ledning mellom Skaidi og Adamselv vil vi ha ulike muligheter for å tilknytte konsesjonsgitt vind**

Selv om mulighet 1 og 2 ikke tilrettelegger for konsesjonsgitt vindkraft inneholder begge oppfølgingsinvesteringer som gjør dette mulig. Som figuren under viser kan begge mulighetene utvides med oppfølgingsinvestering A, B<sup>13</sup>, C og D<sup>14</sup>. I kombinasjon med disse oppfølgingsinvesteringene vil både

---

<sup>12</sup> I "Nordic Grid Development Plan 2019" ble det også undersøkt 250 MW ytelse for en BtB. Den størrelsen anså Fingrid for å være for stor, og det kan også skape flaskehals som er vanskelig å løse i Norge uten at det gjøres andre forsterkninger.

<sup>13</sup> Med temp.oppgr. mener vi at dagens to 132 kV-ledninger mellom Adamselv og Varangerbotn temperatur-oppraderes.

<sup>14</sup> Vi har også vurdert en trinnvis mulighet som innebærer 132 kV-drift av Skaidi-Adamselv-Varangerbotn, for deretter å etablere nye 420 kV-stasjoner i Adamselv og Varangerbotn og heve spenningen til 420 kV avhengig av

mulighet 1 og 2 tilrettelegge for all konsesjonsgitt vindkraft. I tillegg vil forbruksvekst innenfor N-0 øke betraktelig.

Utvidelsen ved å gå videre til oppfølgingsinvestering A vil ha tilnærmet samme kostnad i de to mulighetene. Det vil imidlertid være betydelige lavere kostnader ved å gå videre til B, C og D fra mulighet 2 enn fra mulighet 1.

Figur 23: Hvordan mulighet 1 og 2 kan utvides gjennom oppfølgingsinvesteringer

	1				2			
Mulighet og kostnad	132 kV drift Skaidi Lakseby Adamselv - 1 140 MNOK				420 kV drift Skaidi Adamselv - 1 380 MNOK			
Behov	Konsesjonsgitt vind	Ytterligere vindkraft	Føretet forbruksvekst (100 MW)	Forbruksøkning innenfor N-0	Konsesjonsgitt vind	Ytterligere vindkraft	Føretet forbruksvekst (100 MW)	Forbruksøkning innenfor N-0
	✗ (0 MW)	55 MW*	✓ (30-115 MW)	145 MW	✗ (0 MW)	490 MW*	✓ (30-115 MW)	240 MW
	OPPFØLGINGSINVESTERING				OPPFØLGINGSINVESTERING			
Behov	A	B	C	D	A	B	C	D
	+ 132 kV drift i 132 kV under Varangerbotn	+ 420 kV stasjon Ada, temp. oppgr. og 132 kV stasjon Var	+ ny 420 kV Ada-Var (driftet på 132 kV)	420 kV drift Ska-Ada-Var	+ drift på 132 kV under Varangerbotn	+ temp. oppgr. og 132 kV stasjon i Var	+ ny 420 kV Ada-Var (driftet på 132 kV)	420 kV drift Ska-Ada-Var
Konsesjonsgitt vindkraft (170 MW) under Varangerbotn	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tilrettelegger for ytterligere volum	35 MW	320 MW*	Noe høyere enn B	440 MW	470 MW*	320 MW*	Noe høyere enn B	440 MW
Føretet forbruksvekst (100 MW) innenfor Driftspolicy	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (30-115 MW)
Forbruksøkning innenfor N-0, uten ringdrift	285 MW	240 MW <sup>^</sup>	Noe høyere enn B	550 MW	400 MW <sup>^</sup>	240 MW <sup>^</sup>	Noe høyere enn B	550 MW
Kostnadestimat (MNOK)	1 040	600	980	1 210	1 040	290	675	900

\* Gjelder for produksjon under Adamselv.

<sup>^</sup> Gjelder for forbruk under Varangerbotn. Ytterligere oppside under Adamselv.

### BtB har fordeler i tillegg til å tilknytte mer produksjon og forbruk

Mulighetene vi vurderer i denne analysen er først og fremst innrettet på å imøtekomme kartlagte behov som vil utløse tiltak, som konsesjonsgitt vindkraft og fremtidig forbruksvekst. En BtB har imidlertid andre fordeler som ledningstiltakene vi vurderer ikke har. Dette betyr at BtB kan være et aktuelt tiltak uavhengig av hvilken løsning som velges for å imøtekomme behovene som er hovedfokus i denne analysen. Samtidig viser figur 22 at en BtB vil øke hva som er driftsmessig forsvarlig å tilknytte i samtlige ledningsmuligheter.

behovsutvikling. Vi ser imidlertid at mulighet 2 (Skaidi-Adamselv driftet på 420 kV) er en bedre trinnvis strategi. For det første blir overføringskapasiteter høyere i mulighet 2, både i underskudd- og overskuddssituasjoner. For det andre er kostnaden lavere.

I tillegg til dette vil en BtB gi styrt flyt mellom Norge og Finland. Det betyr at vi kan opprette en handelskorridor mellom Norge og Finland og at markedet kan utnytte prisforskjeller mellom landene. Dette vil gi handelsinntekter på korridoren mellom Øst-Finnmark og Finland. Økte overføringstap og lavere flaskehalsinntekter på andre mellomlandsforbindelser vil imidlertid redusere nytten noe. I tillegg vil en BtB påvirke kraftprisene i Norge, som har innvirkning på produsent- og konsumentoverskudd. Statnett jobber sammen med Fingrid for å se nærmere på muligheten for en back-to-back-stasjon, etter at arbeidet i Nordic Grid Development Plan 2019 viste at nytten av prosjektet så svært positiv ut.

### 3.5 Mer om innhold i alternativene som vi tar med videre

I figur 24 viser vi innholdet i mulighet 1 og 2. Det er disse som blir tatt videre til alternativanalysen. Videre, under figuren, omtaler vi hvilke nedvalg som er gjort. Vi viser også hva de ulike oppfølgingsinvesteringene vil innebære i de to alternativene.

Figur 24: Muligheter som tas videre til alternativanalyse og innhold i disse

Innhold	Nullalternativet	1 132 kV drift Skaidi Lakselv Adamselv	2 420 kV Skaidi Adamselv
420 kv ledning	n/a	Ny 420 kV ledning (driftet på 132 kV), fra Skaidi, via Lakselv, til Adamselv.	Ny 420 kV ledning, fra Skaidi, forbi Lakselv, til Adamselv.
Skaidi stasjon	n/a	132 kV bryterfelt og kontrollanlegg i dagens stasjon.	420 kV bryterfelt og kontrollanlegg i dagens stasjon.
Lakselv stasjon	n/a	Bryterfelt og kontrollanlegg i dagens stasjon.	n/a
Adamselv stasjon	n/a	Ny 132 kV stasjon, tilrettelagt for 420 kV.	Ny 420 kV stasjon, samt SVS-anlegg.
Varangerbotn stasjon	n/a	Reaktor i tilknytning til dagens stasjon.	n/a

#### Mulighet 1: Ny 420 kV-ledning Skaidi Lakselv Adamselv (driftet på 132 kV) og 132 kV stasjon i Adamselv

Ledningen vil bygges med 420 kV-standard, men driftes på 132 kV. Ledningen vil i stor grad følge dagens eksisterende 132 kV-ledning mellom Skaidi og Lakselv og mellom Lakselv og Adamselv. Det legges til grunn at ledningen vil gå innom Lakselv stasjon. Merkostnaden ved dette er om lag 40 MNOK, men forsvarer av følgende grunner:

- Kapasiteten for forbruk i Øst-Finnmark vil øke med om lag 10 MW.
- Utkoblinger og vedlikeholdsarbeid på Lakselv-Skaidi, Lakselv-Sautso, Sautso-Alta og Adamselv-Lakselv vil bli enklere å få gjennomført.
- Konsekvens av feil på den nye forbindelsen vil bli redusert.
- Det vil gi mulighet til å håndtere en potensiell økning av produksjon i eller ved Alta Kraftverk med relativt moderate tiltak i det omliggende ledningsnettet.

Ledningen vil kun gå innom Lakselv så lenge den driftes på 132 kV. Dersom det senere i prosjektløpet viser seg at denne perioden vil bli kortvarig på grunn av overgang til 420 kV-drift vil dette valget og investeringskostnadene i Lakselv være mulig å reversere.

Når det gjelder stasjoner forutsetter vi at Skaidi stasjon utvides til 420 kV som en del av Skaidi–Hammerfest-prosjektet, og at prosjektet installerer en reaktor av hensiktsmessig størrelse i Skaidi. I Adamselv vil det bli etablert en ny stasjon. Grunnen til dette er at det vil være krevende å bygge om stasjonen for å ta inn den nye ledningen og samtidig kunne forsyne Nordkinnhalvøya. I tillegg er stasjonen planlagt for reinvestering i 2048, slik at tiltak i dagens stasjon vil ha en begrenset levetid på om lag 20 år. Stasjonen vil bli bygget for 132 kV, men det settes av plass slik at den kan utvides med et 420 kV-anlegg. I Varangerbotn vil det plasseres en reaktor i tilknytning til dagens 132 kV-stasjon for å kompensere for den økte driftskapasitansen fra den nye 132 kV-ledningen. Selv om den nye ledningen ender i Adamselv så inntreffer de største spenningsstigningene i Varangerbotn, reaktoren plasseres derfor her. I tillegg vil det være behov for en ny slukkespole i en av stasjonene i Øst-Finnmark (plassering foreløpig uavklart) for å kompensere for økt jordslutningsstrøm.

### **Mulighet 2: Ny 420 kV-ledning Skaidi Adamselv og 420 kV stasjon i Adamselv**

Ledningen vil følge samme trase som mulighet 1, men den vil kun passere Lakselv stasjon. Når det gjelder stasjoner forutsetter vi at Skaidi stasjon utvides til 420 kV som en del av Skaidi-Hammerfest-prosjektet. I Adamselv må det etableres en ny 420 kV-stasjon, og i tilknytning til stasjonen vil det være behov for et SVS-anlegg. Dette for å håndtere hurtige endringer i kompenseringsbehov i normal drift og ved driftsforstyrrelser.

Vi forutsetter at Skaidi-Hammerfest-prosjektet installerer en reaktor som er stor nok til å kompensere for både Skaidi-Hammerfest og Skaidi-Adamselv.

### **Innhold i oppfølgingsinvesteringer**

I figur 25 viser vi innholdet i de mulige oppfølgingsinvesteringene etter at mulighet 1 eller 2 er gjennomført. Vi har også oppgitt de samme kostnadsestimatene som vi viste i figur 23. Disse viser at oppfølgingsinvesteringer vil koste mindre i mulighet 2 enn i mulighet 1. De initielle kostnadene er imidlertid høyere i mulighet 2, 1 380 MNOK vs. 1 140 MNOK i mulighet 1.

Figur 25: Innhold i oppfølgingsinvesteringer gitt at hhv. mulighet 1 eller 2 er gjennomført

	A		B		C		D	
Oppfølgingsinvestering	420 kV Ada-Var og ny 420 kV stasjon i Var		Temp. oppgr. Ada-Var opp til 132 kV stasjon i Var		420 kV Ada-Var (driftet 132 kV) og ny 132 kV stasjon i Var		420 kV Ada-Var og ny 420 kV stasjon i Var	
Etter mulighet	1	2	1	2	1	2	1	2
420 kV ledning	n/a	n/a	Temp. oppgr. dagens to 132 kV ledninger mellom Adamselv og Varangerbotn		Ny 420 kV ledning mellom Adamselv og Varangerbotn, driftet på 132 kV		Ny 420 kV ledning mellom Adamselv og Varangerbotn	
Skaidi stasjon	n/a	n/a	420 kV bryterfelt	n/a	420 kV bryterfelt	n/a	420 kV bryterfelt	n/a
Lakseelv stasjon	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Adamselv stasjon	n/a	n/a	Oppgradere til 420 kV drift	n/a	Oppgradere til 420 kV drift	Nytt bryterfelt	Oppgradere til 420 kV drift	Nytt bryterfelt
Varangerbotn stasjon	Ny 132 kV stasjon, tilrettelagt for 420 kV BtB omformer i tilknytning til denne.	Ny 132 kV stasjon, tilrettelagt for 420 kV BtB omformer i tilknytning til denne.	Ny 132 kV stasjon, tilrettelagt for 420 kV		Ny 132 kV stasjon, tilrettelagt for 420 kV		Ny 420 kV stasjon og SVS-anlegg	Ny 420 kV stasjon og reaktor
Kostnadsestimert (MNOK)	1 040	1 040	600	290	980	675	1 210	900

### 3.6 Overføringskapasitetene og de tekniske løsningene må betraktes som veiledende

Alle de tekniske løsningene i de foreslåtte mulighetene er ikke fullstendig avklarte, og dette påvirker både overføringskapasiteter og forsyningssikkerheten som kan forventes.

Spesielt gjelder dette løsningene for reaktiv kompensering, hvor det som er inkludert her er det som minimum kreves for å holde 420 kV-ledningene fra Balsfjord til Adamselv/Varangerbotn i drift under normale forhold. Koordinering av driftstanser og håndtering av driftsforstyrrelser på 420 kV-nivå blir krevende og uoversiktlig når avhengighetene mellom komponenter strekker seg over så store avstander, og det kan være nødvendig å duplisere enkelte reaktive komponenter for å sikre tilstrekkelig redundans. De endelige tekniske løsningene må avklares videre i prosjektløpet etter hvert som behovet for forsyningssikkerhet for ev. ny produksjon og nytt forbruk blir avklart.

Nedenfor oppsummeres forutsetningene som ligger til grunn for kapasitetsberegningene som er gjennomført. Hovedpoenget her er at så lenge plasseringen av nytt forbruk og ny produksjon ikke er veldefinert så blir også overføringskapasitetene deretter. Vi har lagt til grunn følgende:

- Vi har forutsatt delt nett mellom Finnmark og Finland for alle muligheter unntatt BtB. Dette for å ikke overskride overføringskapasiteten mot Finland. Dette er en forenkling, og vi har ikke vurdert konsekvensene på finsk side, eller hvorvidt dette er en mulig og ønskelig situasjon sett fra et systemdriftsperspektiv eller det regulatoriske regelverket rundt en slik driftsform.
- Ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv, samt stor vindkraftutbygging under Adamselv vil i praksis medføre radiell drift hver gang det blåser, det vil si med PFK og delt nett mot Finland.
- Ny produksjon utover det som er konsesjonsgitt tilknyttes i eksisterende transmisjonsnettstasjoner i Adamselv eller Varangerbotn. Tilknytning lengre ut i regional- eller transmisjons-

nettet eller via egne produksjonsradialer vil gi lavere kapasiteter, avhengig av avstand til våre stasjoner og omfang av tiltak i underliggende nett.

- Nytt forbruk tilknyttes i eksisterende transmisjonsnettstasjoner i Adamselv eller Varangerbotn. Tilknytning lengre ut i regional- eller transmisjonsnettet vil gi lavere kapasiteter, avhengig av avstand til våre stasjoner og omfang av tiltak i underliggende nett.
- Innføring av Statnetts nye standard for beregning av strømgrenser vil føre til lavere termiske kapasiteter i 132 kV-transmisjonsnettet i Finnmark og kan påvirke resultatene.

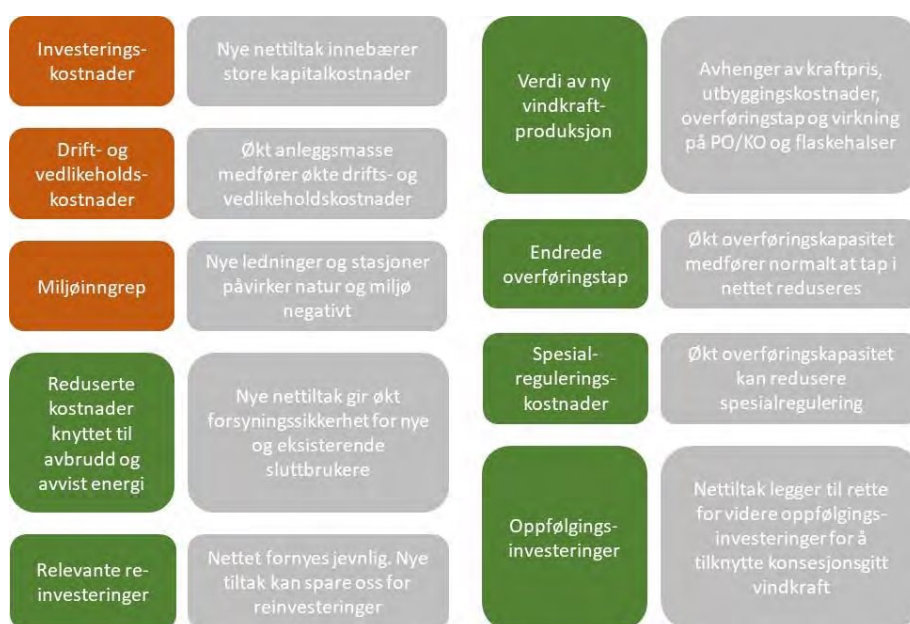


## 4 Veridsetting av virkninger

I denne delen verdsetter vi prissatte og ikke-prissatte virkninger av de to alternativene som ble tatt med videre fra mulighetsstudien. Først går vi gjennom kostnadene (ulempene) og deretter går vi gjennom nytten (fordelene) tiltakene gir. I neste kapittel vil vi sammenstille alle virkningene, vurdere usikkerhet og oppfølgingsinvesteringer, samt gjøre en helhetlig og samlet vurdering av samfunnsøkonomisk rasjonalitet.

Når vi vurderer fordeler og ulemper ved de ulike alternativene har vi tatt utgangspunkt i at tiltakene kan settes i drift fra og med 2027. Vi legger videre til grunn en 40 års analyseperiode fra dette tidspunktet. Alle nåverdier oppgis i 2020-kroner og en diskonteringsrente på 4 % er lagt til grunn. I figuren under viser vi hvilke virkninger vi vurderer i denne analysen.

Figur 26: Virkninger (fordeler og ulemper) som vurderes i denne analysen



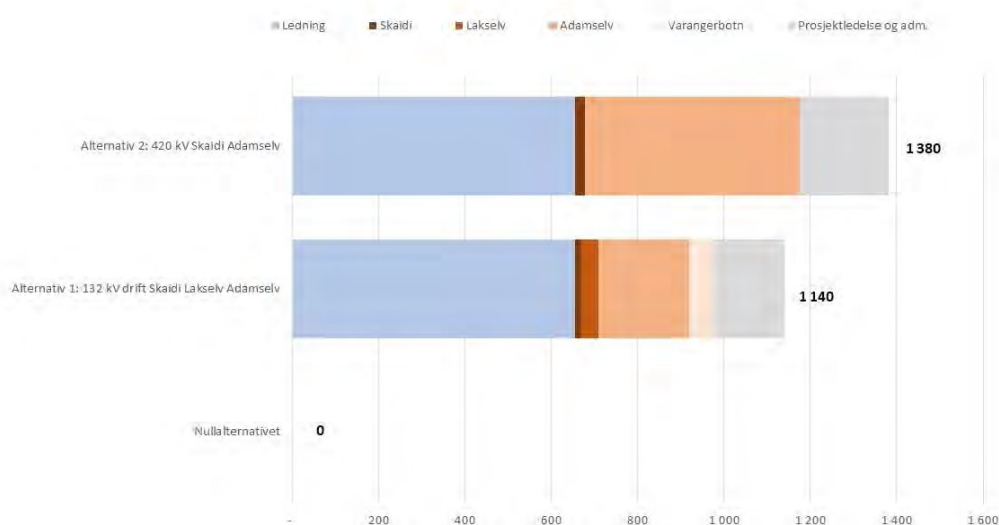
### 4.1 Kostnadsvirkninger

#### Investeringskostnader

Figuren under viser investeringskostnader for de to vurderte alternativene. Kostnadsanslagene er basert Statnett sin estimatklasse 5. Det er basisestimat som er lagt til grunn, og normalt vil forventningsverdier være høyere. Innholdet i de ulike alternativene er redegjort for i mulighetsstudien. Her følger noen observasjoner:

- Alternativ 2 innebærer initiale merkostnader på rundt 240 MNOK i forhold til alternativ 1.
- Ledningskostnad inkl. byggherrekostnader er den samme for de to alternativene.
- I Lakselv er kostnadsforskjellen knyttet til at ledningen kun vil gå innom stasjonen i alternativ 1.
- I Adamselv er kostnadsforskjellene knyttet til at det i alternativ 1 etableres en 132 kV stasjon, mens det i alternativ 2 etableres 420 kV stasjon inkl. SVS-anlegg.
- I Varangerbotn er kostnadsforskjellen knyttet til at det i alternativ 1 må installeres en reaktor.

Figur 27: Investeringskostnader i MNOK ved alternativene som blir vurdert



Figur 28: Investeringskostnader i MNOK

Nåverdi 2020-kr	0-alt	Alternativ 1: 132 kV drift Ska-Lak-Ada	Alternativ 2: 420 kV Ska-Ada
Investeringskostnader	0	1140	1380
<b>Nåverdi</b>	<b>0</b>	<b>950</b>	<b>1145</b>

### Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene øker med begge tiltak fordi størrelsen på transmisjonsnettet øker. Dette gir økte drifts- og vedlikeholdskostnader sammenliknet med nullalternativet, som vist i tabellen under.

Når det gjelder drift- og vedlikehold av ledninger antar vi lite skog og enkel trase. Basert på erfaringstall gir det årlige kostnader på 11 000 NOK per km/år. Når det gjelder drift- og vedlikehold av stasjoner avhenger disse av størrelsen på stasjonen. Vi legger her til grunn:

- I alternativ 1 vil ny 132 kV stasjon i Adamselv erstatte eksisterende. Dette vil ikke gi økte drifts- og vedlikeholdskostnader av betydning. Økning av drifts- og vedlikeholdskostnader grunnet mer anleggsmasse i Skaidi, Lakselv og Varangerbotn vil også være beskjeden.
- I alternativ 2 vil ny 420 kV stasjon i Adamselv øke kostnader med om lag 2 MNOK per år i forhold til nullalternativet. Økning av drifts- og vedlikeholdskostnader grunnet mer anleggsmasse i Skaidi vil være beskjeden.

Figur 29: Drifts- og vedlikeholdskostnader

Nåverdi 2020-kr	0-alt	Alternativ 1: 132 kV drift Ska-Lak-Ada	Alternativ 2: 420 kV Ska-Ada
Økte drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-25	-55

### Natur- og miljø

Vi prissetter ikke miljøinngrepet de ulike alternativene innebærer. I stedet gjør vi en 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 en vurdering av tiltakets "omfang" og "verdien" av området som blir påvirket. Jo flere minuser dess større er samfunnskostnaden ved inngrepet. Denne vurderingen er imidlertid ikke til erstatning for konsekvensutredningsprogrammet, men er innrettet som en grov økosystemtilnærming for å kartlegge de samfunnsøkonomiske velferdsvirkninger av ny ledning mellom Skaidi og Adamselv.

### Omfang

Begge utbyggingsalternativene medfører om lag 140 km ny 420 kV ledning mellom Skaidi og Adamselv. I tillegg vil det bli etablert 132 kV eller 420 kV stasjon i Adamselv. Vi vurderer omfanget av et slikt inngrep til å være stort.

### Verdi

Mellom Skaidi og Lakselv vil ledningen passere tett inntil Stabbursdalen landskapsvernområde, i tillegg til at den vil passere over viktige laksevassdrag i området. Alle laksevassdragene som finnes mellom Skaidi og Adamselv er vernede vassdrag og flere av elvene er nasjonale laksevassdrag. Videre er området mellom Skaidi og Adamselv svært viktig for reindriften. Det er registrerte kalvingsområder mot kysten i nord, og mange flyttleier og samleområder i forbindelse med slaktning og flytting mellom vinterbeitene på Finnmarksvidda og sommerbeitene på kysten. Det er også registrert viktige naturverdier i form av bl.a. naturtyper og rødlistede arter.

Disse momentene taler for at verdiforringelse av en ny ledning vil være stor. Det går imidlertid allerede en 132 kV-ledning mellom Skaidi og Lakselv og mellom Lakselv og Adamselv. Videre planlegges det med stor grad av parallellføring noe som reduserer verdiforringelsen sammenlignet med om ledningen var planlagt i jomfruelig terreng. Vi vurderer derfor verdiforringelsen av ny ledning mellom Skaidi og Adamselv til å være av middels størrelse.

### Anslag for samfunnskostnad

Kombinasjonen av stort omfang og middels verdiforringelse gjør at vi vurderer at en ny ledning mellom Skaidi og Adamselv, samt ny transformatorstasjon i Adamselv, medfører et middels negativt miljøinngrep. Dette er uavhengig av om ledningen driftes på 132 eller 420 kV. Dette synliggjøres ved (-) basert på pluss-minus metoden.

Figur 30: Anslag for verdiforringelse av miljøpåvirkning, basert på pluss-minus metoden

Nåverdi 2020-kr	0-alt	Alternativ 1: 132 kV drift Ska-Lak-Ada	Alternativ 2: 420 kV Ska-Ada
Anslag for verdiforringelse	0	--	--

## 4.2 Nyttvirkninger

Nytten av ledningstiltak i Finnmark er tett knyttet til fremtidig utvikling i regionen og drift av nettet. Ledningstiltakene vi vurderer er interne, i et – elektrisk sett – lite område, og påvirker isolert sett day-ahead-markedet lite. Markedsgevinster er slik sett ikke begrunnelsen for disse mulige tiltakene. Vi bruker marked+nett-modellen til Statnett (Samnett) i analysen, i tillegg til å estimere flere av nyttevirkningene utenfor modellen. Vi anser dette som mest hensiktsmessig på grunn av den kompliserte driften av kraftsystemet i området med/uten ringdrift, samt usikkerheten rundt fremtidig vind og forbruk.

### Reduserte kostnader knyttet til avbrudd og avvist energi

Ny ledning mellom Skaidi og Adamselv bidrar til økt leveringspålidelighet og reduserte kostnader som følge av avvist etterspørsel og avbrudd grunnet feil i kraftnettet. Begge utbyggingsalternativene har

potensiale til å fjerne avvist etterspørsel helt, samt gi betydelig reduserte avbruddskostnader. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til beregningene, der særlig forbruksvekst og tilnærming til kostnadsestimat for avvist etterspørsel kan ha store utslag.

#### *Avvist etterspørsel i Øst-Finnmark*

I behovsanalysen har vi vist at det er stor risiko for at vi i perioder ikke vil kunne forsyne all etterspørsel, selv med intakt nett, dersom forbruksprognosen frem mot 2040 realiseres. Vi har også påpekt at tilknytning av forbruk i denne størrelsesorden trolig ikke vil være driftsmessig forsvarlig. I nullalternativet har vi likevel valgt å tilknytte forbruket for å illustrere hva som kan bli konsekvensen av en sterk forbruksvekst uten nettiltak. Vi gjør oppmerksom på at denne kostnaden ikke nødvendigvis er representativ for et alternativt scenario der noe forbruk ikke får tilknytning og at det kan føre til tapt verdiskapning.

I behovsanalysen estimerte vi omfanget av avvist etterspørsel, gitt en forbruksvekst på rundt 100 MW, til 190 MWh per år. Med en slik forbruksvekst vil en ny ledning mellom Skaidi og Adamselv øke kapasiteten tilstrekkelig til at det trolig ikke vil oppstå situasjoner der forbruk må avvises ved intakt nett med god margin. Denne besparelsen er estimert til rundt 80 MNOK over analyseperioden. Dersom forbruksveksten blir noe lavere enn forventet er det lite trolig at det blir behov for å avvise etterspørsel i nullalternativet, og besparelsen faller bort. Dersom forbruksveksten derimot blir noe høyere kan avvist etterspørsel bli et omfattende problem med svært høye kostnader. Den store usikkerheten knyttet til omfang og kostnad ved avvist etterspørsel vil derfor ha betydning for lønnsomheten vi anslår for utbyggingsalternativene. Det kommer vi tilbake til i usikkerhetsanalysen.

#### *Avbruddskostnader i Øst-Finnmark*

I tillegg til å muliggjøre tilknytning forbruket skissert i forbruksprognosen vil begge utbyggingsalternativene mellom Skaidi - Adamselv bidra til å redusere avbruddskostnader som følge av feil i nettet. Begge alternativene vil i stor grad redusere avbruddskostnadene som er relevante for denne analysen. Da avbruddskostnadene blir tilnærmet lik i de to alternativene skiller vi ikke på 132 kV og 420 kV drift her.

Med de forutsetninger som er beskrevet i behovsanalysen reduseres forventningsverdien for avbruddskostnader fra 4,6 MNOK per år (90 MWh), til under 0,1 MNOK per år (2 MWh). Forutsetter vi at disse avbruddskostnadene er representative for hele analyseperioden gir det en reduksjon i nåverdi fra 70 MNOK til 2 MNOK. De svært lave avbruddskostnadene i ledningsalternativene skyldes at vi bare har simulert avbrudd som følge av feil på utvalgte ledninger i Finnmark. Som beskrevet i behovsanalysen har vi gjort denne begrensningen for å kunne øke nøyaktigheten av analysen inn mot de avbruddene som kan påvirkes av alternativene vi vurderer. Avhengig av hvor nytt forbruk tilknyttes er det mulig at forbruksvekst vil medføre økte avbruddskostnader i regionalnettet, og reduksjon av disse vil kreve tiltak også her.

#### *Avbruddskostnader ved Hammerfest LNG*

Som nevnt i behovsanalysen planlegger Equinor og partnerne på Hammerfest LNG å del- eller fullelektrifisere anlegget. Vi har undersøkt om kraftoverføring fra Øst-Finnmark kan bidra til å redusere disse avbruddskostnadene. Våre beregninger viser tydelig at en ledning fra Skaidi til Adamselv, selv med 420 kV drift, alene ikke vil kunne tilrettelegge for tilstrekkelig ny kraftproduksjon til å dekke kraftbehovet til Hammerfest LNG.

Imidlertid er det teoretisk mulig at oppfølgingsalternativer, som videreføring av 420 kV forbindelsen til Varangerbotn, med eller uten en BtB kan bidra noe. Det krever dog at svært mye vindkraft realiseres, og selv da er det bare når det produseres tilstrekkelig med vindkraft at kraft fra Øst-Finnmark kan

forsyne Hammerfest LNG. Det er i tillegg usikkert om 420 kV-forbindelsen mellom Øst- og Vest-Finnmark kan holdes i drift hvis det er feil på 420 kV-forbindelsen videre sørover mellom Balsfjord og Skaidi. Vi konkluderer derfor med at potensialet for reduserte avbruddskostnader ved Hammerfest LNG i beste fall er begrenset, og at det kreves ytterligere undersøkelser for å avgjøre om det i det hele tatt er mulig å oppnå noe reduksjon dersom oppfølgingsalternativer blir realisert. Fullstendig utledning av beregningene er vist i vedlegg E.

Figur 31: Verdi av reduserte kostnader som følge av avvist energi og avbrudd i Øst-Finnmark

Nåverdi 2020-kr	0-alt	Alternativ 1: 132 kV drift Ska-Lak-Ada	Alternativ 2: 420 kV Ska-Ada
Kostnad ved avvist etterspørsel	-80	0	0
Avbruddskostnader som følge av feil	-70	-5	-5
<b>Totalt</b>	<b>-150</b>	<b>-5</b>	<b>-5</b>

### Verdi av vindkraftproduksjon

I hverken alternativ 1 eller 2 vil det være mulig å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft. Som vi tidligere har påpekt skyldes dette flere forhold. For det første skyldes det kapasitetsbegrensninger på samleskinne i Varangerbotn stasjon. For det andre skyldes det begrensninger på dagens to 132 kV-ledninger mellom Varangerbotn og Adamselv. Og for det tredje skyldes det i alternativ 1 begrensninger mellom Adamselv og Lakselv.

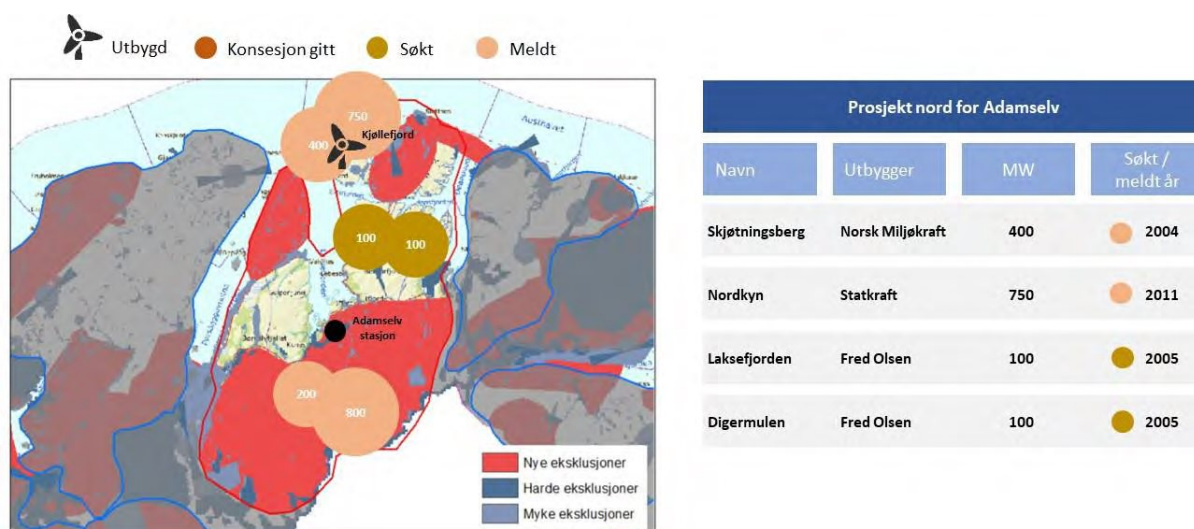
#### Alternativ 2 tilrettelegger for store mengder vindkraft under Adamselv

Det vil imidlertid være mulig å tilknytte rundt 55 MW vindkraft under Adamselv i alternativ 1 og 490 MW i alternativ 2. Hvorvidt økt kapasitet vil bli nyttiggjort vil avhenge av to sentrale faktorer. For det første må myndighetene tildele tilstrekkelig antall konsesjoner. Og for det andre må vindkraftaktørene som eventuelt mottar konsesjon sanksjonere sine prosjekter. Hvorvidt det vil skje vil blant annet avhenge av utbyggingskostnader, kraftprisprognoser og vindkraftaktørenes sine avkastningskrav.

Som figuren under viser er det søkt konsesjon om 200 MW vindkraft under Adamselv, mens 2150 MW har blitt meldt. Samtidig viser kartet eksklusjonsområder basert på NVE sitt arbeid med nasjonal ramme. Basert på dette kartet anser vi kun prosjektene nord for Adamselv som aktuelle for konsesjon. Til høyre i figuren er det mer informasjon om disse vindkraftprosjektene. Det er som tidligere nevnt stor usikkerhet knyttet til om det vil bli gitt konsesjoner og Statnett har ikke grunnlag for å ta noen aktiv posisjon på dette. Vi registrerer imidlertid at det er 1350 MW som er søkt eller meldt nord for Adamselv og at planene ligger utenfor eksklusjonsområder fra nasjonal ramme. Som grunnlag for videre diskusjon legger vi til grunn at tilgjengelig nettkapasitet vil bli nyttiggjort. Det innebærer at om lag 300 MW blir realisert under Adamselv.<sup>15</sup> Sett opp mot planene som er søkt eller meldt innebærer dette en realisasjonsgrad på rundt 22 %.

<sup>15</sup> Selv om alternativ 2 legger til rette for 490 MW ny vindkraft under Adamselv legger vi til grunn at 170 MW av denne kapasiteten blir holdt av til konsesjonsgitt vindkraft under Varangerbotn.

Figur 32: Oversikt over ikke utbygde vindkraftverk som enten har konsesjon, er søkt eller meldt (i MW) i NVE sitt eksklusjonskrat fra Nasjonal ramme for vindkraft



Det er lite ledig kapasitet i regionalnettet under Adamseiv. Som en betingelse for at ny vindkraft kan bli realisert i området legger vi til grunn at det vil påløpe lokale og regionale nettkostnader for å føre kraften frem til transmisjonsnettstasjonen i Adamseiv. Vi anslår nåverdien av disse kostnadene til å være om lag 250 MNOK.<sup>16</sup>

#### Vurdering av lønnsomhet av ny vindkraft

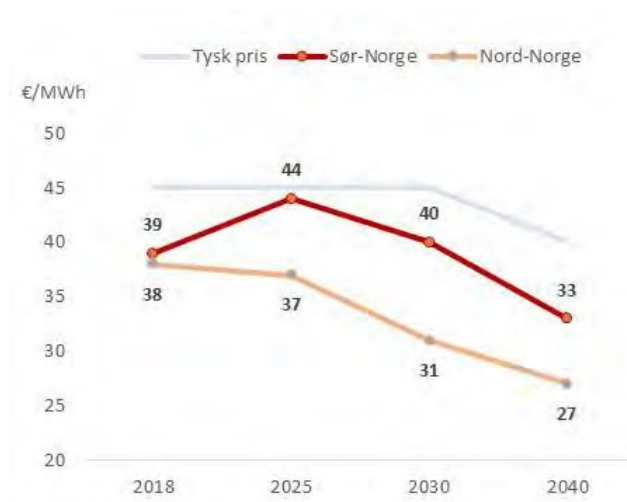
Beregnet lønnsomhet av ny vindkraft avhenger av en rekke faktorer, hvorav noen er markedsspesifikke mens andre varierer fra prosjekt til prosjekt. I vedlegg D gjør vi rede for forutsetningene vi legger til grunn. I det følgende diskuterer vi investerings- og driftskostnader samt fremtidige kraftprisprognoser.

Langsiktig marginalkostnad for vindkraft (LCOE) er en indikator på lønnsomhet og attraktivitet til et vindkraftprosjekt opp mot andre prosjekter. Jo lavere LCOE, jo bedre er prosjektet. LCOE er en funksjon av CAPEX (kapitalkostnader), OPEX (driftskostnader), brukstid, overføringstap, levetid og avkastningskrav. Basert på forutsetningene vi legger til grunn kommer vi frem til en LCOE på rundt 270 NOK/MWh de første 25 år av vindkraftverk i Øst-Finnmark. Legger vi til grunn at vindkraftanleggene reinvesteres og lever i totalt 40 år blir LCOE 265 NOK/MWh. Dette nivået er i tråd med NVE sine beregninger i nasjonal ramme for vindkraft. Her ble LCOE for vindkraft langs kysten av Øst-Finnmark oppgitt å ha en LCOE på 260-280 NOK/MWh.

I desember 2018 ga Statnett ut langsiktig markedsanalyse. En av hensiktene med rapporten er å gi estimater for forventede kraftpriser og et utfallsrom. I vårt forventningsscenario er kraftprisene i Sør-Norge omtrent på dagens nivå frem til 2030, det vil si rundt 40 €/MWh. Dette er noe under gjennomsnittsnivået på kontinentet. Mot 2040 forventer vi at kraftprisene i Europa synker som følge av høy vekst innen sol- og vindkraft. Dette vil smitte over til Sør-Norge og vi anslår en nedgang til under 35 €/MWh.

<sup>16</sup> Vi har her tatt utgangspunkt i at det er behov for om lag 80 km 132 kV-ledning. Vi har ikke justert for eventuelt sparte reinvesteringkostnader i dagens regionalnett eller andre nyttevirkninger en ny regionalnettleiding vil ha.

Figur 33: Gjennomsnittlige kraftpriser i Statnetts basisscenario (Kilde: LMA 2018)



Våre analyser viser at prisene i de nordlige delene av Norden i større grad enn tidligere vil bli liggende under nivået lengre sør. Utfasing av svensk kjernekraft og nye kabler løfter prisene i sør mer enn i nord, mens mer vindkraft senker prisene i nord mer enn i sør. Det siste gjelder spesielt for Nord-Norge. Våre simuleringer viser at vedtatte vindkraftprosjekter vil gi mange flere timer med flaskehals ut av området og dermed lavere områdepris. Økt forbruk i Hammerfest, anslagsvis opp mot 500 MW, vil imidlertid isolert sett dempe prisforskjellene mellom Sør-Norge og Nord-Norge. Dette vil imidlertid også legge til rette for enda mere vindkraft noe som i sin tur vil senke prisene og vi er tilbake der vi startet.

På lengre sikt tror vi at kraftprisene vil nærme seg den langsiktige marginalkostnaden for å bygge ut ny vindkraft. Denne forutsetningen er selvfølgelig usikker. Mer forbruk vil kunne øke prisene, mye ny vindkraft vil senke de, fremtidige netttiltak vil ha påvirkning og det samme vil eventuelt nye prisområder. I tillegg til dette er nivået på vårt basisscenario usikkert i seg selv og det samme gjelder prisutvikling etter 2040.

Et vindkraftverk i Nord-Norge med oppstart mot slutten av 2020-tallet vil med våre prisforventninger, som vist i figur 33, oppnå 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. Dette er før alle nettkostnader er hensyntatt.

#### *Samlet vurdering av verdi av ny vindkraft under Adamselv*

Tabellen under viser verdi av vindkraft som de ulike alternativene legger til rette for. I alternativ 1 vil det kun være mulig å tilknytte 55 MW ikke-konsesjonsgitt vindkraft under Adamselv. Regionalnettkostnader gjør at denne potensielle vindkraften har negativ nåverdi. Verdi av ny vindkraft blir spist opp av regionalnettkostnader og nåverdi settes derfor til 0. I alternativ 2 er nåverdien av ny vindkraft satt til 50 MNOK. Som nevnt har vi her tatt utgangspunkt i at 300 MW ny vindkraft blir realisert<sup>17</sup> og at det vil påløpe 250 MNOK i regionalnettkostnader ved å føre denne kraften frem til Adamselv. Disse estimatene er usikre. For det første må myndighetene tildele tilstrekkelig antall konsesjoner. Og for det andre må vindkraftaktørene som eventuelt mottar konsesjon sanksjonere sine prosjekter. Vi har for øvrig ikke hensyntatt miljøinngrep av nye vindkraftanlegg i vår verdsettelse, dog heller ikke eventuelle klimagevinster.

<sup>17</sup> Selv om alternativ 2 legger til rette for 490 MW ny vindkraft under Adamselv legger vi til grunn at 170 MW av denne kapasiteten blir holdt av til konsesjonsgitt vindkraft under Varangerbotn.

Figur 34: Verdi av ny vindkraft i MNOK.

Nåverdi 2020-kr	0-alt	Alternativ 1: 132 kV drift Ska-Lak-Ada	Alternativ 2: 420 kV Ska-Ada
Nåverdi konsesjonsgitt vindkraft	0	0	0
Nåverdi ikke-konsesjonsgitt vindkraft*	0	0	50
<b>Samlet nåverdi</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>50</b>

\* inkl. lokale og regionale nettkostnader

### Overføringstap

Vi har vurdert hvordan de to utbyggingsalternativene påvirker overføringstap sammenlignet med nullalternativet. Beregning av overføringstap er sensitiv for overskudd i Øst-Finnmark og om drift av nettet (med og uten ringdrift). I overskuddssituasjoner har nettet blitt delt halvparten av tiden de siste fem årene. Da sendes overskuddet normalt vestover. Siden det bare er en ledning mellom Adamselv og Lakselv medfører dette en del tap. Dersom forbruket i Øst-Finnmark øker, mens produksjon holdes stabilt, vil området være mer i balanse og tapene i nullalternativet vil være mindre. Dette betyr at det har betydning om vi sammenligner utbyggingsalternativene med nullalternativet med eller uten forbruksvekst. Vi har valgt å sammenligne med forbruksvekst.

Vi har altså tatt utgangspunkt i dagens produksjon (inkludert trinn 2 på Raggovidda) og vi har lagt til grunn forbruksprognosen for 2030 fra figur 14. Dette har vi også lagt til grunn i nullalternativet, slik at det er mulig å sammenligne alternativene med hverandre. Hvordan tapene vil bli påvirket av eventuell økt fremtidig produksjon blir håndtert under verdi av ny produksjon. Dette fordi det ikke er mulig å tilknytte mer produksjon i nullalternativet.

Tapsberegningene er oppsummert i tabellen under. I alternativ 1 vil tapene bli redusert med om lag 13 GWh per år. I alternativ 2 vil besparelsen være enda høyere, om lag 15 GWh per år. I nåverdi utgjør tapsbesparelsene i forhold til nullalternativet hhv. 110 og 155 MNOK. Den største tapsbesparelsen vil komme på grunn av at vi går fra en til to ledninger på strekningen fra Lakselv til Adamselv, mens valg av spenningsnivå er av mindre relevans.

Figur 35: Tapsbesparelse i MNOK, basert på besluttet utbygd produksjon og forbruksprognose for 2030

Nåverdi 2020-kr	0-alt	Alternativ 1: 132 kV drift Ska-Lak-Ada	Alternativ 2: 420 kV Ska-Ada
Reduserte overføringstap, per år i Gwh	0	13	15
Reduserte overføringstap, per år i MNOK	0	7	10
<b>Nåverdi</b>	<b>0</b>	<b>110</b>	<b>155</b>

### Spesialreguleringskostnader

I behovsanalysen omtalte vi mengden spesialregulering som er benyttet i Øst-Finnmark de siste årene. Siden vindenergi ikke kan lagres, utgjør nedregulering av vindkraftverkene et større samfunnsøkonomisk tap enn nedregulering av et magasinkraftverk. Nedregulering av vind gjør at energien går tapt i sin helhet, mens når det gjelder magasinkraft flyttes produksjonen bare til en annen time, dag eller uke. Siden regulering av vannkraft ikke nødvendigvis innebærer samfunnsøkonomiske kostnader av betydning fokuserer vi her på kostnader knyttet til nedregulering av vindkraft.

I Øst-Finnmark ble det spesialregulert vind for 3,7 MNOK i 2018 og 1,7 MNOK i 2019. Vi antar at spesialreguleringskostnader av vind vil øke ytterligere når trinn 2 på Raggovidda idriftsettes i 2021, da installert vindkraftkapasitet vil øke med om lag 40 %. Basert på dette legger vi til grunn at spesialregulerings-



kostnader i nullalternativet vil være i underkant av 4 MNOK per år.<sup>18</sup> Økt forbruk i Øst-Finnmark kan bidra til at spesialreguleringskostnadene blir lavere.

Ny ledning mellom Skaidi og Adamselv kan redusere behovet for spesialregulering av eksisterende produksjon i Øst-Finnmark. Av spesialreguleringskostnadene i 2019 skyldes om lag 60 % forhold knyttet til ledningen mellom Lakselv og Adamselv. Av disse igjen var 80 % relatert til overlast, mens det resterende var grunnet revisjoner. I våre beregninger legger vi basert på dette til grunn at ny ledning vil redusere spesialreguleringskostnader med om lag 60 % til 1,5 MNOK per år.

På grunn av begrenset historikk med drift av vindkraftanlegg i Øst-Finnmark er våre anslag på spesialreguleringskostnader usikre. I tillegg til dette er det vanskelig på nåværende tidspunkt å angi eksakt hvilken påvirkning oppstart av trinn 2 på Raggovidda fra 2021 vil ha. Et ytterligere kompliserende element er at økt nettkapasitet kan medføre mer vindkraftutbygging og spesialreguleringskostnader tilknyttet dette. Slik sett kan resultatet være at ny ledning mellom Skaidi og Adamselv gjør at spesialreguleringskostnader øker snarere enn at de blir redusert. Dette momentet og denne usikkerheten har vi imidlertid valgt å bake inn i verdi av ny vindkraft.

Figur 36: Spesialreguleringskostnader, i MNOK

Nåverdi 2020-kr	0-alt	Alternativ 1: 132 kV drift Ska-Lak-Ada	Alternativ 2: 420 kV Ska-Ada
Spesialreguleringskostnader	-60	-25	-25

### Relevante reinvesteringer

I alle alternativene, inkludert nullalternativet, ligger det til grunn en omfattende reinvesteringstrategi for ledninger og stasjoner i Øst-Finnmark. I denne analysen fokuserer vi imidlertid på de reinvesteringene som må gjennomføres i nullalternativet, men som vi sparer ved ny ledning mellom Skaidi og Adamselv.

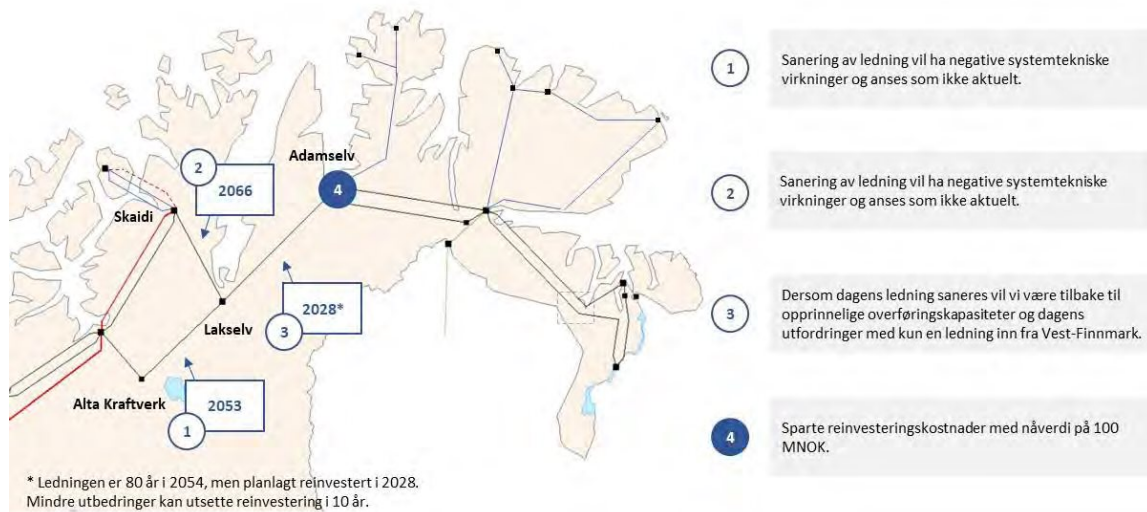
Det er lite trolig at en ny ledning mellom Skaidi og Adamselv vil påvirke reinvesteringstrategi for eksisterende ledninger, uavhengig av om ledningen driftes på 132 eller 420 kV. Tiltakene vil imidlertid innebære ny 132- eller 420 kV stasjon i Adamselv.

I Adamselv er fornyelse av kontrollanlegg planlagt i 2028. Denne reinvesteringen kan man spare med en ny stasjon. I tillegg er reinvestering av Adamselv stasjon aktuelt mot slutten av 2040-tallet. Gitt at det etableres en ny 132- eller 420 kV stasjon i Adamselv på 2020-tallet vil det gi sparte reinvesteringer.

Samlet sett vil både alternativ 1 og 2 gi sparte reinvesteringer i forhold til nullalternativet med en nåverdi på 100 MNOK. Under figuren redegjøres det nærmere for ulike ledningsstrek og stasjoner.

<sup>18</sup> Vi har her lagt til grunn gjennomsnittet av 2018 og 2019 og justert dette opp med 40 % grunnet Raggovidda trinn 2.

Figur 37: Reinvesteringsplaner og nettanlegg som kan påvirkes av tiltak mellom Skaidi og Adamselv. Årstall angir når det er 80-år siden idriftsettelse av ledning.



### Alta Kraftverk – Lakselv (1)

Ledningen forbinder Alta Kraftverk med Lakselv og videre østover. Vi ser ikke grunnlag for at en ny ledning mellom Skaidi, (Lakselv) og Adamselv skal påvirke reinvesteringsstrategi for denne ledningen. En eventuell sanering på reinvesteringstidspunktet vil ha negative systemtekniske virkninger og anses som ikke aktuelt.

### Skaidi – Lakselv (2)

Med en ny ledning mellom Skaidi, (Lakselv) og Adamselv vil det gå to ledninger i parallell på dette strekket. Isolert sett kunne dette talt for at den eksisterende ledningen kan saneres på reinvesteringstidspunktet. Det er imidlertid noen grunner til at vi ikke legger dette til grunn:

- Reinvesteringstidspunktet ligger langt frem i tid. Ledningen er 80 år i 2066. Fremtidig reinvesteringsstrategi vil avhenge av produksjon og forbruk i området samt hvordan forsyningsikkerhet og driftssikkerhet er. Det er vanskelig å si noe om dette så langt frem i tid, samtidig som de økonomiske størrelsene vil være små.
- Ny ledning vil kun gå innom Lakselv stasjon så lenge den driftes på 132 kV. Dersom ledningen driftes på 420 kV, og Lakselv stasjon ikke oppgraderes til 420 kV, må dagens ledning reinvesteres dersom vi skal ha masket nett mellom stasjonene i Skaidi og Lakselv.

### Lakselv - Adamselv (3)

Med en ny ledning mellom Skaidi, (Lakselv) og Adamselv vil det også gå to ledninger i parallell på dette strekket. I plan for anleggsforvaltning 2019 er dagens ledning planlagt reinvestert i 2028. Oppdaterte tilstandsvurderinger viser imidlertid at mindre utbedringer kan gjennomføres og forlenge ledningen sin levetid med minst 10 år. Vi legger imidlertid ikke til grunn at dagens ledning saneres selv om det kommer en ny ledning på strekket. Det er basert på følgende:

- Ny ledning vil kun gå innom Lakselv stasjon så lenge den driftes på 132 kV. Dersom ledningen driftes på 420 kV, må dagens ledning reinvesteres dersom vi skal ha masket nett mellom stasjonene i Lakselv og Adamselv.

- Så lenge ny ledning driftes på 132 kV vil det være nødvendig med to ledninger på strekningen for å oppnå økt kapasitet da det er spenningsforhold og ikke termisk kapasitet som begrenser overføringen.

#### Adamselv stasjon (4)

Adamselv stasjon er fra 1972. Neste fornyelse av kontrollanlegget er planlagt i 2028, med en kostnad på 90 MNOK. Denne reinvesteringen vil vi spare med en ny 132/420 kV stasjon i Adamselv. I tillegg er reinvestering av Adamselv stasjon aktuelt på slutten av 2040-tallet. Gitt at det etableres en ny stasjon i Adamselv på 2020-tallet vil denne reinvesteringen unngås. Samlet sett vil det altså ligge reinvesteringskostnader med nåverdi på 100 MNOK i nullalternativet som vil unngås i alternativ 1 og 2.

Figur 38: Relevante reinvesteringskostnader i MNOK.

Nåverdi 2020-kr	0-alt	Alternativ 1: 132 kV drift Ska-Lak-Ada	Alternativ 2: 420 kV Ska-Ada
Relevante reinvesteringskostnader	-100	0	0

#### Oppfølgingsinvestering for tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft

Som påpekt i mulighetsstudien, samt tidligere i alternativanalysen (under verdi av ny vindkraft) tilrettelegger ikke alternativ 1 og 2 for konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Begge alternativene kan imidlertid utvides med oppfølgingsinvesteringer som gjør dette mulig. Som Figur 39 viser kan begge mulighetene utvides med oppfølgingsinvestering A, B, C og D. I kombinasjon med disse oppfølgingsinvesteringene vil både mulighet 1 og 2 tilrettelegge for all konsesjonsgitt vindkraft.

Figur 39: Oppfølgingsinvesteringer og kostnad i hhv. alternativ 1 og 2.



#### Verdi av konsesjonsgitt vindkraft antas å være lav

I forventning er verdi av konsesjonsgitt vindkraft lav. Som redegjort for tidligere (under verdi av vindkraft) har vi verdsatt vindkraft i Øst-Finnmark med idriftsettelse mot slutten av 2020-tallet til 1 MNOK per MW. Dette er før eventuelle nettkostnader. Verdsettelsen avhenger av mange faktorer, blant annet utbyggingskostnader hvor vi har lagt til grunn 9,5 MNOK/MW. Konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya vil imidlertid være utvidelse av eksisterende vindkraftanlegg. Vi har ikke inngående kjennskap til aktørene sine planer og kostnader, men en reduksjon av kostnader på 15 % vil øke verdsettelse av konsesjonsgitt vindkraft fra om lag 170 MNOK til 400 MNOK.

På tross av dette er det tvilsomt om den konsesjonsgitte vindkraften er nok til å bære oppfølgingsinvesteringene alene. Statnett har imidlertid tilknytningsplikt og har inngått utredningsavtaler med berørte vindkraftaktører. Videre avtaler om anleggsbidrag vil avdekke om den konsesjonsgitte vindkraften fremstår som lønnsom eller ikke, men vil ikke nødvendigvis gi nok info til å vurdere om lønnsomheten er stor nok til å dekke nettkostnaden. Dette skyldes at anleggsbidraget kun reflekterer en andel som er mindre enn 50% av investeringskostnaden av nettanlegget.

#### *Vi verdsetter oppfølgingsinvesteringene basert på pluss-minus metoden*

I alle alternativene, inkludert nullalternativet, vil det være mulig å etablere en back-to-back omformer i Varangerbotn. Et slikt tiltak kan som nevnt tilknytte store deler av konsesjonsgitt vindkraft, samt at omformeren vil gi styrt flyt mellom Norge og Finland. Det betyr at vi kan opprette en handelskorridor mellom Norge og Finland og at markedet kan utnytte prisforskjeller mellom landene. Dette vil gi handelsinntekter på korridoren mellom Øst-Finnmark og Finland. Foreløpige analyser viser at nytten av en back-to-back omformer ser lovende ut. Muligheten og verdien av å bygge en back-to-back omformer verdsettes i alle alternativer, inkludert nullalternativet, til en +.

Det er imidlertid ikke fattet konseptvalg for back-to-back omformeren på nåværende tidspunkt og det er heller ikke sikkert at prosjektet lar seg realisere. På nåværende tidspunkt vil det derfor ha en merverdi å stå i alternativ 1 eller 2, da vi her også vil ha mulighet til å gjennomføre oppfølgingsinvestering B, C og D. Denne potensielle merverdien, knyttet til videre ledningstiltak, verdsetter vi til 0/+ i alternativ 1 og en + i alternativ 2. Grunnen til at dette verdsettes høyere i alternativ 2 er at det vil være om lag 300 MNOK lavere kostnad ved å gå videre til B, C og D fra alternativ 2 enn fra alternativ 1. Dette betyr at det vil være en klar fordel å stå i alternativ 2 hvis videre ledningstiltak mot Varangerbotn skal gjennomføres.

*Figur 40: Oppfølgingsinvesteringer, verdsettelse basert på pluss-minus metoden*

<b>Nåverdi 2020-kr</b>	<b>0-alt</b>	<b>Alternativ 1: 132 kV drift Ska-Lak-Ada</b>	<b>Alternativ 2: 420 kV Ska-Ada</b>
Oppfølgingsinvestering - BtB for tilknytning av konsesjonsgitt vind	+	+	+
Oppfølgingsinvestering - ledningstiltak for tilknytning konsesjonsgitt vin	0	0/+	+

## 5 Samlet vurdering og konklusjon

### 5.1 Sammenstilling av forventet kostnad og nytte ved de ulike alternativene

I tabellen under har vi sammenstilt kostnad- og nyttevirksomheter ved nullalternativet og de to vurderte utbyggingsalternativene. Oppstillingen viser forventningsverdier basert på de forutsetninger og antagelser vi har redegjort for i kapittel 4. I de neste delkapitlene vil vi først vurdere de to utbyggingsalternativene opp mot hverandre, og deretter hvorvidt det fremstår som samfunnsøkonomisk rasjonelt å videreføre det beste utbyggingsalternativet til neste fase.

Figur 41: Sammenstilling av forventet kostnad og nytte av de ulike alternativene

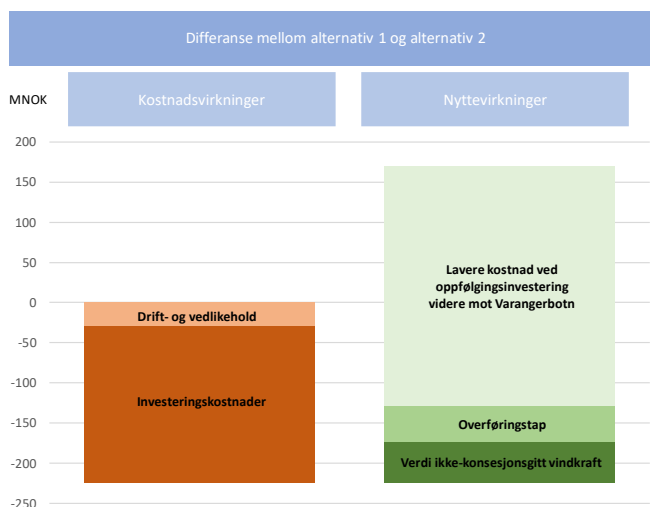
[MNOK 2020-kr]	Nullalternativet	132 kV drift Ska-Lak-Ada	420 kV Ska-Ada
<b>Prissatte virkninger [MNOK]</b>			
Investeringskostnader	0	-950	-1 145
Økte drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-25	-55
Relevante reinvesteringer	-100	0	0
Reduserte overføringstap	0	110	155
Spesialreguleringskostnader	-60	-25	-25
Verdi konsesjonsgitt vindkraft	0	0	0
Verdi ikke-konsesjonsgitt vindkraft	0	0	50
Avist etterspørsel representert ved reduserte avbruddskostnader	-80	0	0
Avbruddskostnader som følge av feil	-70	-5	-5
<b>Sum prissatte virkninger</b>	<b>-310</b>	<b>-895</b>	<b>-1 025</b>
<b>Ikke-prissatte virkninger</b>			
Natur og miljø	0	--	--
Oppfølgingsinvestering - BtB for tilknytning av konsesjonsgitt vind	+	+	+
Oppfølgingsinvestering - ledningstiltak for tilknytning konsesjonsgitt vind	0	0/+	+

### 5.2 Vurdering av utbyggingsalternativene

Alternativ 2 fremstår som det beste utbyggingsalternativet

Figur 42 viser netto forskjell i kostnad og nytte av de to utbyggingsalternativene. Alternativ 2 innebærer større kostnader enn alternativ 1 og de røde søylene viser disse merkostnadene. De grønne søylene viser hvilken økt nytte vi får i alternativ 2 kontra alternativ 1. Alle virkninger som er tilnærmet like for de to utbyggingsalternativene er holdt utenfor denne oppstillingen.

Figur 42: Sammenligning av netto forskjeller mellom alternativ 1 og alternativ 2



Alternativ 2 innebærer merkostnader med en nåverdi på 225 MNOK. 50 MNOK av disse dekkes inn av verdi ikke-konsesjonsgitt vindkraft. 45 MNOK dekkes inn av lavere overføringstap. Hovedgrunnen til at alternativ 2 rangeres fremfor alternativ 1 er imidlertid at oppfølgingsinvesteringer videre mot Varangerbotn vil være om lag 300 MNOK lavere i dette alternativet. Sagt på en annen måte er alternativ 1 et fordyrende første trinn dersom det skal gjøres ledningstiltak videre mot Varangerbotn.

### Usikkerhet endrer ikke rangering av utbyggingsalternativene

I det følgende undersøker vi i hvilken grad usikkerhet i vår verdsettelse påvirker innbyrdes rangering av utbyggingsalternativene.

Alternativ 2 fremstår best i forventning og dette styrkes etter at usikkerhet er hensyntatt. For det første skyldes dette at verdi av ikke-konsesjonsgitt vindkraft potensielt kan ha stor positiv verdi i alternativ 2. For det andre legger alternativ 2 til rette for noe høyere forbruksvekst enn alternativ 1. Dette gjør at alternativ 2 foretrekkes, selv om oppfølgingsinvesteringer videre mot Varangerbotn ikke blir aktuelt. Ut over dette slår usikkerhet i de øvrige virkningene relativt likt ut for de to utbyggingsalternativene. Figuren under oppsummerer usikkerhetsanalysen og utdypende forklaring følger etter figuren.

Figur 43: Oppsummering av viktigste usikkerhetsfaktorer mellom utbyggingsalternativene

Viktighet* (1-liten, 3-stor)	Usikkerhetsfaktor	Beskrivelse	Betydning for rangering	I favør	
				Alt. 1	Alt. 2
3	Verdi av ikke-konsesjonsgitt vindkraft	I verste fall tideles eller sanksjoneres ikke nye vindkraftprosjekter. I beste fall blir lønnsomhet høyere enn vi har lagt til grunn.	Usikkerhet går begge veier, men tilrettelegging for å realisere ikke-konsesjonsgitt vindkraft kan potensielt ha stor verdi.		↗
1	Avbruddskostnader og fremtidig forbruksvekst	Reduserte avbruddskostnader er lik for de to alternativene. Alternativ 2 legger imidlertid til rette for en større forbruksøkning, dog utenfor Statnett sin driftspolicy.	Usikkerhet i fremtidig forbruksvekst trekker i favør av alternativ 2 og 420 kV drift.		↗
2	Oppfølgingsinvestering	Ved oppfølgingsinvesteringer videre mot Varangerbotn vil fordelene av å stå i alternativ 2 være 300 MNOK.	Denne fordelene i alternativ 2 vil falle bort om oppfølgingsinvesteringer ikke gjennomføres.		↗
2	Investeringskostnader	De samme ledningskostnadene går igjen i begge alternativene. Når det gjelder stasjoner er omfanget noe ulikt.	Usikkerhet stasjonskostnader går begge veier og påvirker ikke rangering.		→
1	Overføringstap, spesialreguleringskostnader og reserveleveringer	De samme forutsetninger inngår i begge alternativ.	Usikkerhet i verdsettelse har liten betydning for rangering.		→

\* Viktighet er angitt som utfallsrom i verdsettelse av virkning og betydning for rangering.

### Verdi av ikke-konsesjonsgitt vindkraft i alternativ 2 kan ha stor verdi

Alternativ 2 tilrettelegger for store mengder ikke-konsesjonssøkt vindkraft under Adamselv. Vi har verdsatt denne muligheten for å bygge ut mer vindkraft til 50 MNOK. Denne verdsettelsen avhenger av følgende forhold:

- At myndighetene tildeler tilstrekkelig antall konsesjoner.
- At vindkraftaktører beslutter prosjekter.
- Hvor lønnsomme de besluttede prosjektene viser seg å være.

I vår verdsettelse av verdi av ny vindkraft har vi tatt utgangspunkt i at 300 MW vindkraft realiseres under Adamselv i alternativ 2.<sup>19</sup> I verste fall blir det ikke tildelt konsesjoner eller tatt investeringsbeslutninger. Da er verdi av ny vindkraft 0. I beste fall blir kraftprisene høyere enn de vi har lagt til grunn.

I Langsiktig markedsanalyse fra 2018 har vi vist at det skal veldig mye til for at det blir høy og varig lønnsomhet av vindkraft. Dette betyr at det er lite sannsynlig at vindkraft i Nord-Norge vil skape store samfunnsøkonomiske verdier over tid. Nord-Norge har begrenset kapasitet til å eksportere overskuddskraft, og mer vindkraft vil redusere prisen i regionen og kan gi tapte inntekter til andre produsenter og fra handel. Altså kan bedriftsøkonomisk lønnsomme vindkraftprosjekter være dårlige samfunnsøkonomiske prosjekter.

Likevel har det en viss verdi at vi tilrettelegger for ikke-konsesjonsgitt vindkraft og vi kan ikke utelukke at denne verdien er noe høyere enn 50 MNOK. Basert på dette trekker usikkerhet i ikke-konsesjonsgitt vindkraft noe i favør av alternativ 2.

#### *Alternativ 2 tilrettelegger for noe mer forbruk, men ikke innenfor Statnetts driftspolicy*

Både alternativ 1 og 2 tilrettelegger for økt forbruksvekst i Øst-Finnmark. Effekten på avvist etterspørsel og reduserte avbruddskostnader som følge av feil vil være lik for de to alternativene. Dette gjør at usikkerhet i disse beregningene ikke påvirker innbyrdes rangering.

Som vist i mulighetsstudien vil begge alternativene tilrettelegge for den samme forbruksveksten innenfor Statnett sin driftspolicy, da denne vil være gitt av kapasitet på dagens ledninger. Ut over Statnetts driftspolicy, men innenfor N-0, vil imidlertid alternativ 2 tilrettelegge for ytterligere 140 MW nytt forbruk, mens alternativ 1 vil tilrettelegge for 50 MW økt forbruk.

Dersom forbruksveksten blir høyere enn hva vi har lagt til grunn vil vi ha mer fleksibilitet til å møte dette forbruket i alternativ 2, før vi eventuelt må iverksette ytterligere tiltak. Denne usikkerheten, og den potensielle oppsiden i alternativ 2, trekker i favør av 420 kV-drift på Skaidi-Adamselv.

#### *Oppfølgingsinvesteringer*

I forventning, når vi sammenligner de to utbyggingsalternativene, har vi lagt til grunn at det gjennomføres oppfølgingsinvesteringer videre mot Varangerbotn. Disse oppfølgingsinvesteringene vil ha 300 MNOK lavere kostnad i alternativ 2. Dersom oppfølgingsinvesteringer videre mot Varangerbotn ikke blir gjennomført vil denne fordelingen av å stå i alternativ 2 falle bort.

#### *Usikkerhet i investeringskostnader slår relativt likt ut for begge alternativ*

De samme ledningskostnadene går igjen i begge utbyggingsalternativ. Usikkerhet i estimatene vil derfor slå likt ut for begge alternativ. Når det gjelder stasjoner er usikkerheten i kostnader noe ulik. Det skyldes følgende:

- Vi forutsetter at Skaidi stasjon oppgraderes til 420 kV-drift som en del av Skaidi-Hammerfest-prosjektet. Dersom dette prosjektet ikke gjennomføres vil investeringskostnader øke, spesielt i alternativ 2.
- Kun alternativ 1 vil gå innom Lakselv.

---

<sup>19</sup> Selv om alternativ 2 legger til rette for 490 MW ny vindkraft under Adamselv legger vi til grunn at 170 MW av denne kapasiteten blir holdt av til konsesjonsgitt vindkraft under Varangerbotn. Tildeles all kapasitet i Adamselv må vi ha back-to-back omformer i Varangerbotn for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft. Ny ledning mellom Adamselv og Varangerbotn vil ikke være tilstrekkelig da ledningen allerede vil være fylt opp videre fra Adamselv og vestover.

- I Adamselv inngår samme stasjon i begge alternativ. Selv om omfanget er større i alternativ 2 vil mange av usikkerhetselementene være de samme.
- I alternativ 1 må det installeres en reaktor i Varangerbotn stasjon. Utvidelse av dagens stasjon kan bli krevende og kostnadene i alternativ 1 kan bli høyere enn hva vi har lagt til grunn.

Overordnet, og basert på punktene over, vurderer vi at usikkerhet i stasjonskostnader slår relativt likt ut for de to utbyggingsalternativene og at det ikke gir grunnlag for å endre rangering. Opp mot nullalternativet vil usikkerhet i investeringskostnader imidlertid ha mer å si. Dette kommer vi tilbake til.

#### *Øvrige virkninger er i all hovedsak like*

De samme forutsetninger inngår i både alternativ 1 og 2 når det gjelder overføringstap, spesialreguleringskostnader og reinvesteringer. Usikkerhet i verdsettelse av disse virkningene har slik sett liten betydning for rangering av de to utbyggingsalternativene.

### **5.3 Vurdering av 420 kV Skaidi-Adamselv opp mot nullalternativet**

Basert på prissatte og ikke-prissatte virkninger, samt en vurdering av usikkerhet mellom utbyggingsalternativene rangerer vi alternativ 2, 420 kV-drift av Skaidi-Adamselv, som det beste utbyggingsalternativet. I dette delkapittelet vil vi vurdere om utbyggingsalternativene fremstår som samfunnsøkonomisk rasjonelt. Siden vi rangerer alternativ 2 foran alternativ 1 vil vi i det følgende fokusere på 420 kV-drift av Skaidi-Adamselv opp mot nullalternativet.

#### **Tiltaket fremstår ikke som samfunnsøkonomisk lønnsomt i forventning**

Øst-Finnmark er preget av store avstander og tiltak i kraftnettet innebærer betydelige kostnader sett i relasjon til forbruk og produksjon. Basert på våre forutsetninger og antagelser virker ingen av utbyggingsalternativene å ha positiv samfunnsøkonomisk lønnsomhet i forventning. Store miljøinngrep ved begge tiltak forsterker denne konklusjonen. Som man kan lese ut av Figur 41, vil nytten av tiltakene, sett i forhold til nullalternativet, kun dekke om lag halvparten av investeringskostnadene.

#### **Usikkerhet kan gjøre Skaidi-Adamselv lønnsom, men også enda mer ulønnsom**

I det følgende undersøker vi i hvilken grad usikkerhet i vår verdsettelse påvirker samfunnsøkonomisk lønnsomhet av utbyggingsalternativene.

En viktig usikkerhetsdriver knyttet til lønnsomhet av Skaidi-Adamselv er *om, når og hvor* store industri- og elektrifiseringsprosjekter i Øst-Finnmark som blir realisert. En ny ledning vil i stor grad redusere avbruddskostnadene i transmisjonsnettet, samt fjerne problematikk knyttet til avvist etterspørsel helt. I mangel av konkrete henvendelser er det vanskelig å beregne den samfunnsøkonomiske gevinsten av nytt forbruk som ikke ville kunne realiseres i nullalternativet. Vi har brukt en metode der kostnad ved avvist etterspørsel illustrer denne verdien. Blir forbruksveksten høyere enn hva vi har redegjort for i behovsanalysen vil kostnader forbundet med avvist etterspørsel og avbruddskostnader ved feil bli store. Prosjektet vil da kunne bli mindre ulønnsomt. På den annen side har vi lagt til grunn en betydelig forbruksøkning i forhold til eksisterende forbruk i Øst-Finnmark. Er det færre prosjekter som ønsker tilknytning enn det vi har lagt til grunn vil verditap forbundet med ikke-realisert forbruk falle bort og avbruddskostnadene forbli lave. Da vil lønnsomheten til Skaidi-Adamselv reduseres ytterligere.

En annen viktig usikkerhet er lønnsomhet av vindkraft. En ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv vil muliggjøre ikke-konsesjonsgitt vindkraft under Adamselv og ha god fleksibilitet til videre oppfølgingsinvesteringer for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft. I forventning er verdi av vindkraft lav. Det kan imidlertid være noe større nytte av vindkraft enn det vi har vist, men denne er neppe varig eller høy. Videre utredninger og avtaler med vindkraftaktører vil bidra til å avklare lønnsomhet av ny vindkraft.



En tredje viktig usikkerhetsfaktor er investeringskostnader og natur- og miljøinngrep. Netttiltakene vi har vurdert og vindkraftanleggene disse legger til rette for vil innebære store natur- og miljøinngrep. Det er stor usikkerhet knyttet til samfunnskostnaden ved disse inngrepene. Videre er det store kapitalkostnader involvert og kostnadsestimatene inneholder betydelig usikkerhet. En økning i investeringskostnader vil gjøre tiltakene enda mindre lønnsomme.

Usikkerhet i virkninger trekker som vi ser i begge retninger og de trekker ikke entydig i retning av nullalternativet eller utbyggingsalternativene. Basert på dette har vi ikke grunnlag for å bruke usikkerhet til å endre vår rangering. Etter at usikkerhet er hensyntatt fremstår fortsatt ikke utbyggingstiltakene som samfunnsøkonomisk lønnsomme. Figuren under oppsummerer usikkerhetsanalysen og utdypende forklaring følger etter figuren.

Figur 44: Oppsummering av viktigste usikkerhetsfaktorer mellom nullalternativet og 420 kV Skaidi-Adamselv

Viktighet* (1=liten, 3=stor)	Viktige momenter og usikkerhetsfaktorer	Beskrivelse	Betydning for rangering	I favør 0-alt.   Alt. 2
3	Forbruksvekst og avbruddskostnader	Ved lav forbruksvekst vil ny ledning ha liten påvirkning på avbruddskostnader. Ved høy forbruksvekst vil tiltak være samfunnsøkonomisk lønnsomt.	I forventning har vi lagt til grunn en formidabel forbruksøkning i Øst-Finnmark. Usikkerhet i avbruddskostnader går begge veier og påvirker ikke rangering.	→
2	Verdi av ikke-konsesjonsgitt vindkraft	I verste fall tideles eller sanksjoneres ikke nye vindkraftprosjekter. I beste fall blir lønnsomhet høyere enn vi har lagt til grunn.	Usikkerhet går begge veier, men tilrettelegging for å realisere ikke-konsesjonsgitt vindkraft kan potensielt ha stor verdi.	↗
2	Oppfølgingsinvesteringer og tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft	Ny ledning vil tilrettelegge for ytterligere ledningstiltak som muliggjør tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya.	Dersom back-to-back omformerer av ulike grunner ikke lar seg realisere vil det være en stor fordel å ha gått videre med planlegging av Skaidi-Adamselv.	↗
3	Investeringskostnader og natur- og miljøinngrep	Ny ledning innebærer store kapitalkostnader og natur- og miljøinngrep.	Samfunnskostnad av natur- og miljøinngrep er usikker. Ledning vil gå gjennom viktige reindriftsområder. I tillegg er det betydelig usikkerhet i investeringskostnader.	↗
3	Hammerfest LNG	Vi har lagt til grunn fullelektrifisering av Hammerfest LNG og ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Hammerfest.	Skrinlegges disse planene vil investeringskostnader øke og verdi av ny vindkraft falle markant.	↗

\* Viktighet er angitt som utfallsrom i verdsettelse av virkning og betydning for rangering.

### Stor forbruksøkning vil forsterke utfordringene i nullalternativet

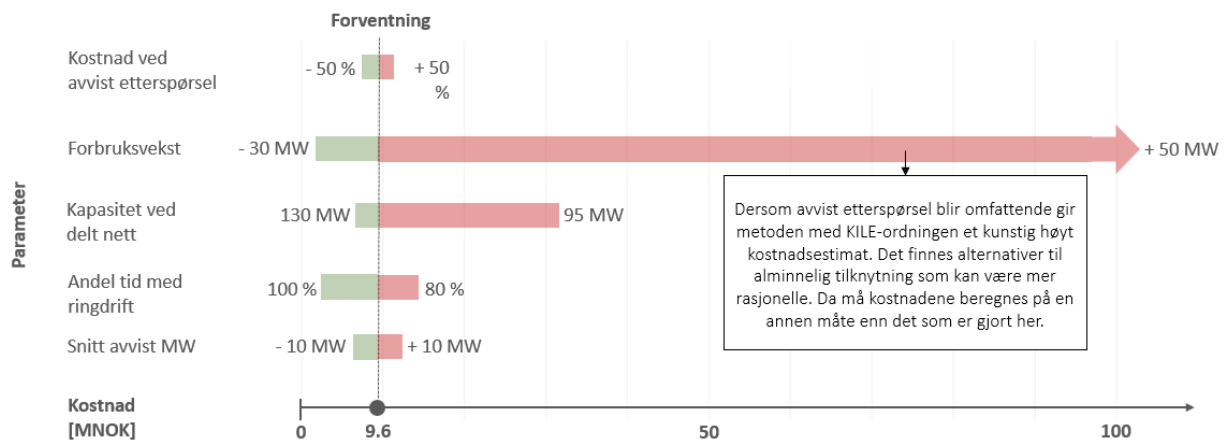
I behovsanalysen har vi redegjort for kostnader forbundet med avvist etterspørsel og avbrudd dersom dagens nett videreføres (nullalternativet). Videre har vi i alternativanalysen sett at ny ledning mellom Skaidi og Adamselv i stor grad vil fjerne disse kostnadene. Den prissatte nyttevirkningen av redusert avvist etterspørsel og avbruddskostnader er derfor i stor grad gitt ved forventningsverdien for disse kostnadene i nullalternativet.

I behovsanalysen har vi vist at det er flere faktorer som bidrar til stor usikkerhet rundt omfanget og kostnad knyttet til avvist etterspørsel og avbrudd. Særlig vil forbruksvekst være av betydning. I forventning bruker vi et 2030-forbruksscenario med i underkant av 100 MW nytt forbruk. Det er en økning på hele 70 % fra dagens forbruk, og en langt sterkere vekst enn det som tidligere har vært i området. Med en mer moderat forbruksvekst forventer vi at avbruddskostnadene forblir lave og at det

er liten risiko for å måtte avvise etterspørsel ved intakt nett. Motsatt vil en liten økning i forbruksvekst utover 100 MW øke risikoen knyttet til avvist etterspørsel betydelig og potensielt gi svært høye kostnader.

I behovsanalysen har vi vist at det er flere andre faktorer som også har betydelig innvirkning på beregning av avbruddskostnader og avvist etterspørsel. Disse er oppsummert i Figur 45. Til tross for at det er flere parametere som kan påvirke kostnadsestimatet anser vi det som lite trolig at denne usikkerheten vil kunne endre rangeringen av tiltakene alene. For at alternativ 2 med ny 420 kV forbindelse fra Skaidi til Adamselv skal være mer lønnsom enn nullalternativet, alt annet likt, må kostnad knyttet til avbrudd og avvist etterspørsel reduseres med 715 MNOK i nåverdi. Det tilsvarer en årlig kostnad på rundt 45 MNOK. Dette kan inntreffe dersom stor forbruksvekst og/eller lavere overføringskapasitet inn til Øst-Finnmark fører til betydelig mengde avvist etterspørsel.

Figur 45: Sensitivitet i kostnad knyttet til avvist energi og avbrudd for utvalgte parametere.



Det er også usikkerhet knyttet til å estimere samfunnskostnader av avvist etterspørsel i et fremtidig nett der det ikke er kjent hvor mye og hvilken type forbruk som vil bli realisert. Vi har valgt en tilnærming der avvist etterspørsel blir ansett som varslede avbrudd og assosiert kostnad blir beregnet med KILE-ordningen. Vi anser det som en rimelig antakelse så lenge omfanget er lite. Ved omfattende avvist etterspørsel vil denne metoden kunne gi et kunstig høyt kostnadsestimat da det finnes andre alternativer for å håndtere slike situasjoner. Vi mener dette styrker troverdigheten av å legge til grunn et moderat anslag for kostnad knyttet til avvist etterspørsel i forventing i denne analysen.

#### Verdi av ikke-konsesjonsgitt vindkraft kan ha stor verdi

420 kV-drift av Skaidi-Adamselv tilrettelegger for store mengder ikke-konsesjonssøkt vindkraft under Adamselv. Vi har verdsatt denne muligheten for å bygge ut mer vindkraft til 50 MNOK.

I vår verdsettelse av verdi av ny vindkraft har vi tatt utgangspunkt i at 300 MW vindkraft realiseres under Adamselv i alternativ 2.<sup>20</sup> I verste fall blir det ikke tildelt konsesjoner eller tatt investeringsbeslutninger. Da er verdi av ny vindkraft 0. I beste fall blir kraftprisene høyere enn de vi har lagt til grunn.

<sup>20</sup> Selv om alternativ 2 legger til rette for 490 MW ny vindkraft under Adamselv legger vi til grunn at 170 MW av denne kapasiteten blir holdt av til konsesjonsgitt vindkraft under Varangerbotn. Tildeles all kapasitet i Adamselv må vi ha back-to-back omformer i Varangerbotn for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft. Ny ledning mellom

I Langsiktig markedsanalyse fra 2018 har vi vist at det skal veldig mye til for at det blir høy og varig lønnsomhet av vindkraft. Dette betyr at det er lite sannsynlig at vindkraft i Nord-Norge vil skape store samfunnsøkonomiske verdier over tid. Nord-Norge har begrenset kapasitet til å eksportere overskuddskraft, og mer vindkraft vil redusere prisen i regionen og kan gi tapte inntekter til andre produsenter og fra handel. Altså kan bedriftsøkonomisk lønnsomme vindkraftprosjekter være dårlige samfunnsøkonomiske prosjekter.

Likevel har det en viss verdi at vi tilrettelegger for ikke-konsesjonsgitt vindkraft og vi kan ikke utelukke at denne verdien er noe høyere enn 50 MNOK. Samtidig kan myndighetene selv styre deler av usikkerheten gjennom konsesjonstildeling for vindkraft. Basert på dette trekker usikkerhet i ikke-konsesjonsgitt vindkraft noe i favør av alternativ 2.

#### *Oppfølgingsinvesteringer mer fleksible om vi har Skaidi - Adamselv*

En ny ledning mellom Skaidi og Adamselv vil tilrettelegge for ytterligere oppfølgingsinvesteringer som muliggjør tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Det vil imidlertid også være mulig å tilrettelegge for denne vindkraften i nullalternativet, gitt at det etableres en back-to-back omformer i Varangerbotn. Dersom back-to-back omformeren av ulike grunner ikke lar seg realisere vil det være en stor fordel å ha gått videre med planlegging av Skaidi-Adamselv.

#### *Investeringskostnader og natur- og miljøinngrep trekker i favør av nullalternativet*

Ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv, inkl. 420 kV stasjon og SVS-anlegg i Adamselv innebærer investeringskostnader med en nåverdi på 1 145 MNOK. Kostnadene er basert på erfaringstall og Statnett sin estimatklasse 5. Dette innebærer et usikkerhetsspenn på om lag +/- 30 %.

Som vi har påpekt fremstår ikke ny ledning mellom Skaidi og Adamselv som samfunnsøkonomisk lønnsom i forventning. Selv et lavt anslag på investeringskostnader, forutsatt alle andre virkninger likt, vil ikke endre på dette. Denne usikkerheten trekker i favør av nullalternativet. I tillegg til dette vil nettiltakene vi har vurdert og vindkraftanleggene disse legger til rette for innebærer store natur- og miljøinngrep. Det er stor usikkerhet knyttet til samfunnskostnaden ved disse inngrepene.

#### *Usikkerhet rundt utvikling på Hammerfest LNG trekker i favør av nullalternativet*

I denne analysen har vi lagt til grunn at Hammerfest LNG fullelektrifiseres og at Skaidi stasjon oppgraderes til 420 kV-drift. Dersom disse prosjektene skrinlegges vil dette ha følgende påvirkning på lønnsomhet av Skaidi-Adamselv:

- Oppgradering av Skaidi stasjon til 420 kV vil måtte inkluderes i dette prosjektet. Resultatet vil være at investeringskostnader øker og lønnsomhet faller.
- Fullelektrifisering av Hammerfest LNG vil påvirke kraftpriser i Nord-Norge. Dersom forbruksøkningen blir lavere, eller ikke kommer i det hele tatt, vil dette medføre at verdi av ny vindkraft blir lavere enn hva vi har lagt til grunn. Dette gjør at lønnsomhet av ledningstiltak vil falle.
- Lavere forbruksvekst på Hammerfest LNG vil redusere kapasitet til tilknytning av ny vindkraft. Resultatet vil være at lønnsomhet faller.
- Ved del-elektrifisering av Hammerfest LNG vil kraftoverføring fra Øst-Finnmark i større grad kunne bidra til å redusere avbruddskostnader. Det forutsetter dog utstrakt vindkraftutbygging, noe som alternativ 2 i større grad legger til rette for. Potensialet for økt lønnsomhet knyttet reduserte avbruddskostnader er likevel begrenset.

---

Adamselv og Varangerbotn vil ikke være tilstrekkelig da ledningen allerede vil være fylt opp videre fra Adamselv og vestover.

Usikkerhet knyttet til om, når, og i hvilken grad Hammerfest LNG elektrifiseres trekker entydig i favør av nullalternativet.

#### **5.4 Til tross for negativ lønnsomhet anbefaler vi å videreføre Skaidi-Adamselv**

Vi anbefaler å gå videre for å søke konsesjon på Skaidi-Adamselv. Vi anser at alternativet som innebærer 420 kV-drift og ny 420 kV-stasjon i Adamselv er det beste tiltaket. Lavere kostnad ved oppfølgingsinvesteringer, mulighet til å tilknytte mer vindkraft raskere og noe større oppside med tanke på forbruksvekst forsvaret de noe høyere investeringskostnadene.

I tradisjonell forstand fremstår imidlertid ikke tiltaket som samfunnsøkonomisk lønnsomt. På tross av dette anbefaler vi å ta prosjektet videre til neste fase. Dette begrunnes i følgende forhold:

##### **Netttiltak har lang ledetid, forbruk kan ha kort ledetid**

Det stor usikkerhet knyttet til forbruksplaner, konsesjonsprosesser og lønnsomhet av ny vindkraft, samt investeringskostnader ved nye netttiltak i Øst-Finnmark. Basert på denne usikkerheten fremstår det som fornuftig å modne prosjektet videre frem mot endelig investeringsbeslutning.

Flere av forbruksplanene i Øst-Finnmark har kort ledetid, mens utredning, konsesjonsprosess og utbygging av store netttiltak normalt har lange ledetider. Statnett ønsker å ligge i forkant og ser derfor et klart behov for å vurdere ulike tiltak som kan legge til rette for forbruksvekst og næringsutvikling i Øst-Finnmark, selv om det ikke har kommet noen konkrete forespørsler om tilknytning av nytt forbruk som vi ikke kan imøtekomme.

##### **Ved forbruksvekst som ikke er driftsmessig forsvarlig vil Statnett ha utrednings- og tilknytningsplikt**

På slutten av behovsanalysen konkluderte vi med at det i dagens nett er begrenset kapasitet til forbruksvekst innenfor hva som anses som driftsmessig forsvarlig å tilknytte. Samtidig omtalte vi i behovsanalysen at det eksisterer flere industri- og elektrifiseringsplaner i Øst-Finnmark og at forbruket kan øke med 100 MW frem mot 2030. Gitt at disse forbruksplanene materialiserer seg må Statnett gjøre tiltak i nettet i Øst-Finnmark for å overholde tilknytningsplikten. Vi anser det å bygge en ny 420 kV ledning mellom Skaidi og Adamselv som det beste første trinnet. Tilknytnings- og investeringsplikten for forbruk er for øvrig sterk. Kun i *ekstraordinære tilfeller* gir OED dispensasjon (energiloven §3-4). Selv om det er stor usikkerhet i fremtidige forbruksplaner er kapasitet til nytt forbruk i dagens nett, innenfor hva som anses som driftsmessig forsvarlig, så liten at vi mener det er sannsynlig at vi må gjøre tiltak for å oppfylle tilknytningsplikten.

##### **Grunnet store avstander i Finnmark er netttiltak kostbare sett i forhold til forbrukets størrelse**

Dette er ikke overraskende at Skaidi-Adamselv fremstår som samfunnsøkonomisk ulønnsom i tradisjonell forstand. Dette skyldes store avstander i Finnmark, samtidig med at produksjon og forbruk er relativt lite. Skaidi-Adamselv er imidlertid neste naturlige steg innen nettutvikling i Øst-Finnmark. Statnett ønsker å legge til rette for en elektrisk fremtid og næringsutvikling i nord. Dette er vel så mye et verdispørsmål, som noe som kan avgjøres basert på samfunnsøkonomisk lønnsomhet isolert sett.

##### **Konsesjonsgitt vindkraft venter på nettilknytning**

Statnett har trukket dispensasjonssøknad for konsesjonsgitt vindkraft og har utredningsplikt. Skaidi-Adamselv legger til rette for oppfølgingsinvesteringer for tilknytning av denne vindkraften. I forventning er verdi av vindkraft lav, men vi kan ikke utelukke at lønnsomheten er god. Dette vil videre utredninger og avtaler med vindkraftaktører avdekke.

Figur 46: Oppsummeringstabell

[MNOK 2020-kr]	Nullalternativet	132 kV drift Ska-Lak-Ada	420 kV Ska-Ada
<b>Prissatte virkninger [MNOK]</b>			
Investeringskostnader	0	-950	-1 145
Økte drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-25	-55
Relevante reinvesteringer	-100	0	0
Reduserte overføringstap	0	110	155
Spesialreguleringskostnader	-60	-25	-25
Verdi konsesjonsgitt vindkraft	0	0	0
Verdi ikke-konsesjonsgitt vindkraft	0	0	50
Avist etterspørsel representert ved reduserte avbruddskostnader	-80	0	0
Avbruddskostnader som følge av feil	-70	-5	-5
<b>Sum prissatte virkninger</b>	<b>-310</b>	<b>-895</b>	<b>-1 025</b>
<b>Rangering prissatte virkninger</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>Ikke-prissatte virkninger</b>			
Natur og miljø	0	--	--
Oppfølgingsinvestering - BTB for tilknytning av konsesjonsgitt vind	+	+	+
Oppfølgingsinvestering - ledningstiltak for tilknytning konsesjonsgitt vind	0	0/+	+
<b>Rangering ikke-prissatte virkninger</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
<b>Vurdering av usikkerhet</b>			
<p>Alternativ 2 gir høyere kapasitet enn alternativ 1. Dette kan ha verdi i enkelte utviklingstrekk. Utvikling i forbruk og produksjon er uvanlig usikker. I kombinasjon med lite ledig kapasitet i nettet gjør det at lønnsomhet av utbyggingsalternativene også er usikker. Vi har lagt til grunn en forbruksvekst på 100 MW frem mot 2030, fra dagens forbruksnivå på 150 MW. Fra en forbruksvekst på 80 MW begynner avbruddskostnader å øke eksponentielt og ved forbruksvekst på 150 MW vil avbruddskostnader i nullalternativet kunne overstige investeringskostnader ved tiltak. Lavere forbruksvekst vil derimot i stor grad fjerne avbruddskostnader i nullalternativet. Usikkerhet i investeringskostnader og natur- og miljøinngrep er imidlertid også betydelige. Usikkerhetsreducerende tiltak, i form av å ta prosjektet videre til neste fase, vil derfor kunne ha stor verdi. Usikkerhet trekker imidlertid ikke entydig i en retning og gir ikke grunnlag for å påvirke rangering.</p>			
<b>Rangering usikkerhet</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Samlet rangering samfunnsøkonomisk analyse</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
<b>Øvrige beslutningsrelevante forhold</b>			
<p>Vi ønsker å legge til rette for en elektrisk fremtid og næringsutvikling i nord. Netttiltak har lang ledetid, forbruk kan ha kort. Statnett ønsker å ligge i forkant og gå i gang med nødvendige myndighetsprosesser. Dette vil redusere usikkerhet og ta ned ledetid på nettvikling. Finnmark er preget av store avstander. Det gjør nettiltak på 420 kV dyre, relativt til størrelsen på produksjon og forbruk. Det er imidlertid begrenset kapasitet til nytt forbruk i dagens 132 kV-nett. Ved forbruksvekst som ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte vil Statnett ha utrednings- og tilknytningsplikt. Statnett har videre trukket dispensasjonssøknad for konsesjonsgitt vindkraft og har også her utredningsplikt. Disse momentene innebærer at det til tross for negativ lønnsomhet i forventning anses som rasjonelt å legge til rette for en videreutvikling av transmisjonsnettet fra Skaidi mot Adamselv og med det legge til rette for en videre forbruksvekst som vi vet kan komme.</p>			
<b>Helhetsvurdering</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

## Vedlegg A: Hva er ringdrift?

### Kraftsystemet i Øst-Finnmark driftes med eller uten ringdrift

Når transmisjonsnettets er intakt, fra Varangerbotn, gjennom Finland og Sverige, til Ofoten og videre nordover gjennom Norge til Varangerbotn igjen, kalles driftsformen ringdrift. Ringdrift er positivt for forsyningssikkerheten i Øst-Finnmark. Dette fordi området da er tosidig forsynt (via Adamselv-Lakselv og Varangerbotn-Ivalo). Systemet vil da håndtere en eventuell feil i «ringen» uten at forbrukerne opplever avbrudd, fordi det alltid finnes en gjenværende forsyningsvei. Med ringdrift har området N-1-forsyningssikkerhet.

Uten ringdrift betyr det at Øst-Finnmark er delt i to områder som ikke er direkte sammenkoblet. Den ene delen er koblet direkte mot Finland, mens resterende deler av Øst-Finnmark er koblet mot Vest-Finnmark. I en slik situasjon vil feil på en av kraftledningene inn mot Øst-Finnmark føre til at området som forsynes opplever avbrudd. Det betyr at uten ringdrift har området N-0 forsyningssikkerhet, men normalt sett med mulighet for omkobling innen 15-60 minutter etter en feil. Andre ganger er forbindelsen til Finland utkoblet, mens hele Finnmark er sammenkoblet, slik at ringdriften er brutt og Øst-Finnmark er i N-0-drift. Hvis det da inntreffer en feil som medfører avbrudd vil det normalt være mulig å legge om driften slik at området forsynes fra Finland.

For å opprettholde ringdrift må flere forutsetninger være oppfylt. Det dreier seg i hovedsak om å ha kontroll på effektflyten for å unngå overlast eller ustabilitet i den svakeste delen av ringen dersom en feil fører til at ringen blir brutt. Typiske situasjoner som fører til at nettet må deles er:

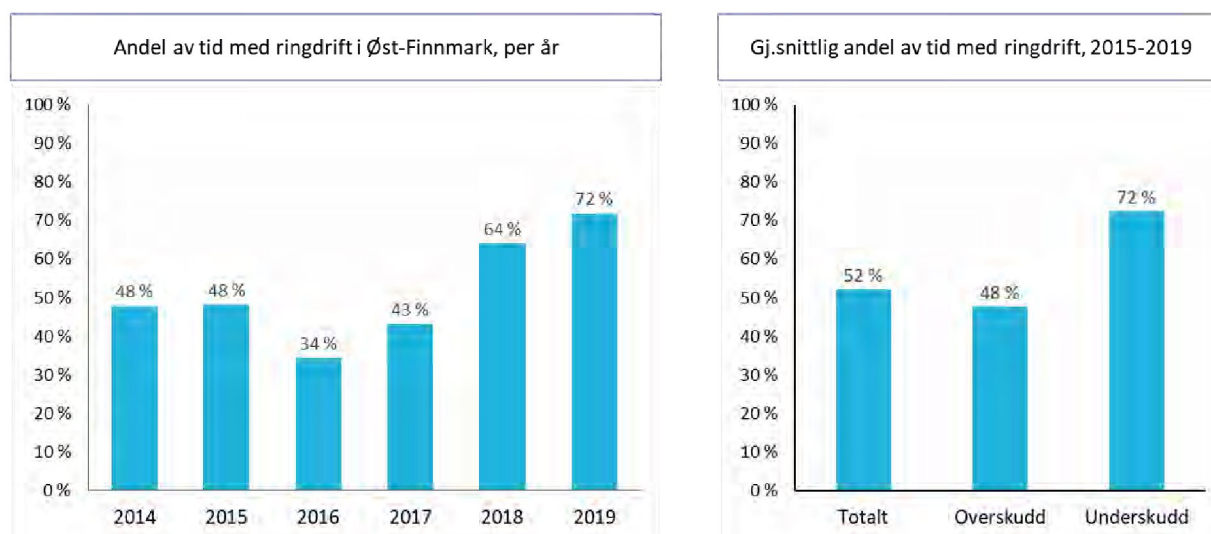
- ved feil, revisjoner eller driftskoblinger i transmisjonsnettets som gjør at ett enkeltutfall kan føre til brudd i ringen
- ved stort overskudd i Øst-Finnmark (mer enn 80 MW) kan Statnett velge å dele nettet for å få ut mer produksjon
- ved flyt over N-1-kapasiteten sørover fra Nord-Troms, slik at det er fare for at de to parallelle 132 kV-ledningene fra Alta og sørover gjennom Troms kan falle ut samtidig

Hovedregelen er at ringdrift oppheves ved å dele nettet i Varangerbotn. Selv om ringdrift ikke er tillatt, kan nettet deles slik at hele eller deler av Øst-Finnmark forsynes fra Finland, men da med redusert overføringskapasitet sammenlignet med intakt nett.

Figuren under viser andel av tiden med ringdrift per år fra 2014 t.o.m 2019. Gjennomsnittet er 52 %, og trenden er økende på grunn av idriftsettelse av nye 420 kV-ledninger i Nordland og Troms og endret praksis for bruk av systemvern i Nordland. Samtidig har økt vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark fra 2017 (Hamnefjellet) økt behovet for å dele nettet, og vi forventer at den økte produksjonen fra Raggovidda trinn 2 kan øke behovet ytterligere.

Idriftsettelse av ny 420 kV Balsfjord-Skillemoen kan redusere delingsbehovet noe, men dette er vanskelig å forutsi.

Figur 4: Ringdrift i Øst-Finnmark, basert på bryterstillinger i Innsikt



### Ringdrift gjør analysene kompliserte

Analysen av transmisjonsnettene i Øst-Finnmark er kompliserte. Grunnen er at Øst-Finnmark er et lite område ytterst i kraftsystemet som forbinder to deler av det nordiske transmisjonsnettene som normalt ellers ligger langt unna hverandre impedansmessig. Flytfordeling ved ringdrift, tilgjengeligheten til ringdrift og ulike delingspunkter er alle faktorer som kompliserer bildet.

Med ringdrift vil flyten inn til- eller ut av Øst-Finnmark fordele seg på de to hovedveiene inn, fra Vest-Finnmark og fra Finland. Fordelingen av flyt avhenger av last- og produksjonsforholdene i Nord-Norge, Nord-Finland og Nord-Sverige, og vi kan bare anslå et mulig utfallsrom for hvordan fordelingen blir. Dette gjør det utfordrende å kun angi én kapasitet for over- eller underskudd i Øst-Finnmark uten å gjøre noen antakelser som blir altfor konservative store deler av tiden.

Mulighetene for å ha ringdrift avgjøres av driftsforhold i transmisjonsnettene langt utenfor Øst-Finnmark; revisjoner eller feil helt ned til Kobbelv i Norge, mellom Ofoten og Porjus i Sverige og i 220 kV-nettet i Nord-Finland avgjør om nettet kan driftes samlet. Vi kan derfor ikke forutsette at ringdrift er mulig til enhver tid.

Når nettet først må deles er det flere aktuelle konfigurasjoner som kan benyttes, og de ulike konfigurasjonene har ulike kapasitetsmessige fordeler og ulemper. Det er derfor vanskelig å forutsette en annen deling enn den som vil være minst gunstig for overføringskapasiteten eller forsyningsikkerheten i analysene hvis vi skal unngå å være for optimistiske.

## Vedlegg B: Metode for kapasitetsfastsettelse

Lastgrenser for underskudd er funnet ved å laste opp systemet gradvis med en enkeltlast med effektfaktor 1,00 tilknyttet i Varangerbotn. For overskudd er systemet først lastet opp med vindkraftverk tilknyttet ved de eksisterende vindkraftverkene på Varangerhalvøya opp til konsesjonsgitt ytelse. Deretter er videre produksjonsøkninger gjort i enten Varangerbotn eller Adamselv med mindre annet er spesifisert. Overføringsnivå noteres ned ved termiske overlaster, nedre spenningsgrenser og spenningskollaps og en margin mot utfall av produksjon eller forbruk trekkes fra.

### **Valg av marginer til spenningsgrenser og spenningskollaps**

For intakt-nett-kapasiteter ved underskudd settes marginen til størrelsen på største produksjonsenhet, som i dette tilfellet er Hamnefjell på ca. 50 MW. Marginen trekkes fra nedre spenningsgrense.

For N-1-kapasiteter brukes samme margin, 50 MW, men marginen trekkes fra nivået for spenningskollaps. For utfall mellom Kirkenes og Varangerbotn er det tilstrekkelig å ta hensyn til største enhet innenfor Sør-Varangerområdet, som er ca. 25 MW (Skogfoss eller Boris Gleb).

Utfall av produksjon kan i mange tilfeller føre til at overføringskapasiteten reduseres mer enn effektbortfallet pga. bortfallet av spenningsstøtte. Dette vurderes og analyseres i hvert enkelt tilfelle.

For intakt-nett-kapasiteter ved overskudd settes marginen til størrelsen på største forbruksenhet. Ifølge systemdriftshåndboka er dette en av transformatorene i Kirkenes, som har et forventet uttak på ca. 20 MW i de periodene der overskuddet er problematisk.

10% sikkerhetsmargin, eller minst 15 MW, trekkes i tillegg fra nivået for spenningskollaps for å ta hensyn til modellusikkerheter.

### **Spenningsgrenser**

Nedre spenningsgrense er 126 kV. Samme grense brukes både med intakt nett og etter utfall (kortvarig) pga. begrensede reaktive ressurser i området.

### **Bakgrunn for bruken av marginer**

Alle modellberegninger må ta hensyn til usikkerheter i modellene som benyttes. I områder som begrenses av spenningsstabilitet kan dette typisk være bl.a. usikkerhet i reaktivt bidrag fra kraftverk (spesielt vindkraftverk), usikkerhet i modelleringen av lastens reaktive oppførsel, usikkerhet i driftssituasjonen som er analysert og generelle feil/mangler i modellen. Generelt tar vi hensyn til dette ved å bruke en margin på 10 % til spenningskollaps. I dette tilfellet er noen av kapasitetene så små at 10 % tilsvarer beregningsmessig ubetydelig verdier, og vi har derfor valgt 15 MW som en minimumsmargin.

Når det oppstår feil i overføringsnettet hender det ofte at produksjons- eller forbruksenheter faller ut samtidig. I underskuddssituasjoner må vi derfor sette kapasiteten slik at den største produksjonsenheten kan falle ut som følge av en ledningsfeil uten at spenningen kollapser. I overskuddssituasjoner må vi på motsatt vis ta hensyn til utfall av største forbruksenhet.

Valg av største enhet gjøres innenfor området som avgrenses av snittet der det begrensende ledningsutfallet oppstår.



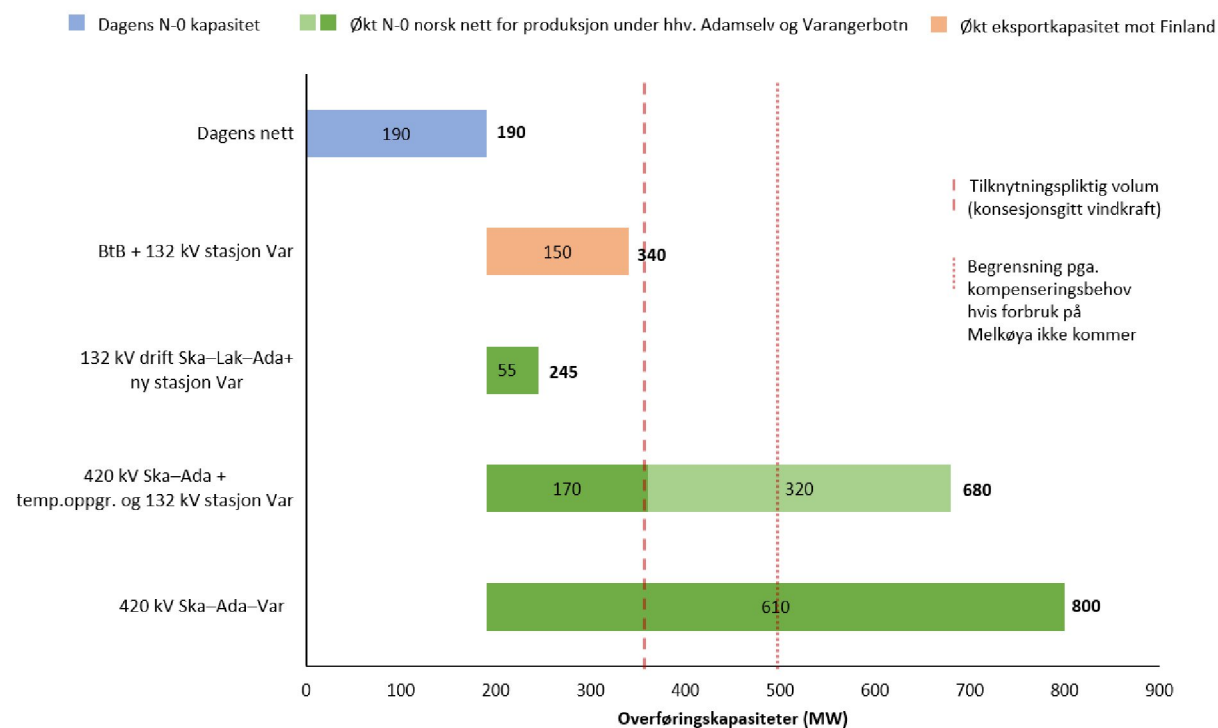
## Vedlegg C: Resultater fra kapasitetsberegninger

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

Figur 47 nedenfor oppsummerer kapasitetene ut av Øst-Finnmark i en overskuddssituasjon med de mulighetene som er beskrevet i rapporten. Med dagens nett 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 u håndterbar 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 driftskapasitanser. 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.

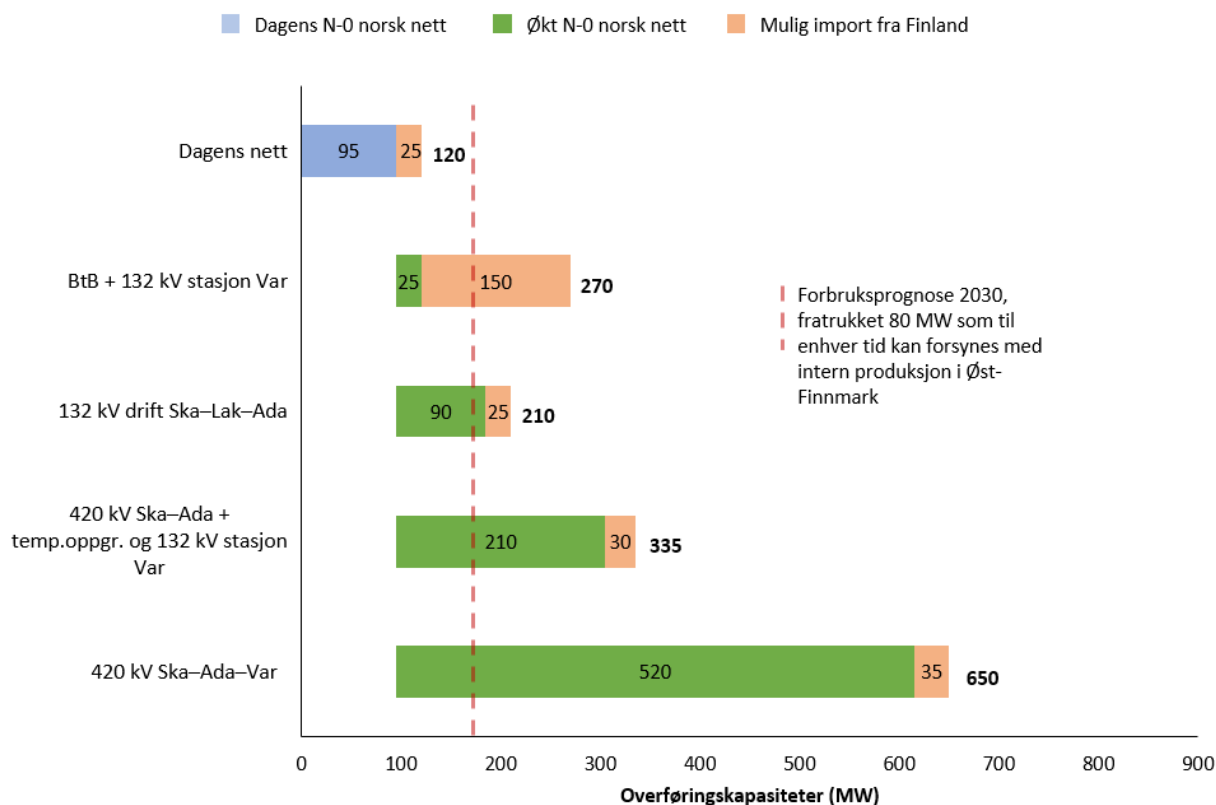
Figur 47: Overskuddssituasjon, overføringskapasiteter ut av Øst-Finnmark i MW, ikke ringdrift



### 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.

### 132 kV Skaidi-Lakselv-Adamselv

En ny ledning (driftet på 132 kV) mellom Skaidi, Lakselv og Adamselv vil ikke legge til rette for noe av den konsesjonsgitte vindkraften under Varangerbotn uten å samtidig øke kapasiteten på samleskinna i Varangerbotn. Dersom begrensningen på samleskinna fjernes eller produksjonen tilknyttes andre steder, for eksempel under Adamselv, vil dette tiltaket øke kapasiteten med ca. 55 MW.

I underskuddssituasjoner vil kapasiteten øke med rundt 90 MW når vi legger til grunn N-0 med omkoblingsmulighet.

#### **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**

Dette tiltaket innebærer ny ledning og 420 kV-drift fra Skaidi, via Adamselv og til Varangerbotn. Dette innebærer etablering av nye 420 kV-stasjoner i Adamselv og Varangerbotn. I tilknytning til stasjonen i Varangerbotn vil det også bygges et SVS-anlegg, mens det vil bli plassert en reaktor i Adamselv. Dersom dette tiltaket gjennomføres trinnvis, ved at det allerede er et SVS-anlegg i Adamselv vil reaktoren plasseres i Varangerbotn.

#### *Overføringskapasiteter*

Tiltaket gir et stort løft i kapasiteten. Opp mot 800 MW kan flyte på ledningene vestover fra Øst-Finnmark, avhengig av forbruksøkning under Skaidi. Dette er en økning på om lag 600 MW fra dagens situasjon.

I underskuddssituasjoner vil kapasiteten øke med over 500 MW (N-0 uten omkoblingsmuligheter).

## Vedlegg D: Verdi av ny vindkraftproduksjon

Beregnet lønnsomhet av ny vindkraft avhenger av en rekke faktorer, hvorav noen er markedsspesifikke mens andre varierer fra prosjekt til prosjekt. I det følgende gjennomgås de viktigste forutsetningene vi legger til grunn når vi beregner verdi av å tilrettelegg for økt vindkraftutbygging.

### *CAPEX og OPEX*

Turbinen er den klart største og viktigste investeringskostnaden i et vindkraftprosjekt og utgjør om lag 70 % av kostnadene. I tillegg til dette kommer kostnader knyttet til fundamenter, veier og lokalt nett. Vi legger til grunn at vindkraftverk i Øst-Finnmark med oppstart i 2027 vil ha investeringskostnader på 9,5 MNOK/MW.

Drifts- og vedlikeholdskostnader for vindkraftverk relaterer seg til serviceavtaler, nettariffler, forsikring og administrasjon. Vi antar her en kostnad på 110 NOK/MWh.

### *Levetid*

Vi legger til grunn at levetiden på et vindkraftverk er 25 år fra idriftsettelse. Ved utløpet av denne levetiden antar vi at anlegget kan reinvesteres og vare i ytterligere 15 år. Kostnad ved reinvestering er 70 % av initial investeringskostnad.<sup>21</sup>

### *Brukstid*

I Øst-Finnmark legger vi til grunn en brukstid på 4300 timer.

### *Avkastningskrav*

Vi legger til grunn en diskonteringsrente på 4% i våre samfunnsøkonomiske beregninger. Enkeltaktørers avkastningskrav kan avvike fra dette og være avgjørende for om utbyggingsprosjekter igangsettes eller ikke.

### *Marginaltapssats / overføringstap*

Marginaltapssatsene skal gi uttrykk for belastningen den enkelte produsent/forbruker medfører for hele systemet på alle nivåer. Prosentverdien er derfor satt sammen av bidrag fra både sentral-, regional- og distribusjonsnettet. Basert på våre modellsimuleringer setter vi marginaltapssatsen i Øst-Finnmark til 8 %. Dette er nødvendigvis ikke den marginaltapssatsen hver enkelt aktør vil møte, men derimot det overføringstapet vi estimerer at de vil påføre totalsystemet.

### *LCOE*

Langsiktig marginalkostnad for vindkraft (LCOE) er et vanlig mål på lønnsomheten av vindkraftprosjekter opp mot andre prosjekter. Jo lavere LCOE, jo bedre er prosjektet. LCOE er en funksjon av CAPEX, OPEX, brukstid, overføringstap, levetid og avkastningskrav. Basert på forutsetningene vi har lagt til grunn over kommer vi frem til en LCOE på 270 NOK/MWh de første 25 år. Legger vi til grunn at vindkraftanlegget reinvesteres og lever i totalt 40 år blir LCOE 265 NOK/MWh. Dette nivået er i tråd med NVE sine beregninger i nasjonal ramme for vindkraft.<sup>22</sup>

For at en utbygging skal være lønnsom fra vindkraftaktørenes perspektiv, må inntektene fra produksjon overstige den langsiktige marginalkostnaden eller LCOE.

---

<sup>21</sup> <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/OEkonomi>

<sup>22</sup> <https://www.nve.no/Media/6950/nasjonal-ramme-for-vindkraft-lcoe-kart.pdf>

### *Kraftpris*

Vi legger til grunn kraftpris på rundt 35 €/MWh i 2027, avtagende til rundt 27 €/MWh i 2040. Deretter holder vi kraftprisen flat. Statnetts kraftprisprognoser er omtalt i vår langsiktige markedsanalyse (LMA) som offentliggjøres med jevne mellomrom. Når vi omgjør kraftpriser til norske kroner legger vi til grunn 10 NOK per Euro.

## Vedlegg E: Avbruddskostnader for et elektrifisert Hammerfest LNG

Equinor og partnerne på Hammerfest LNG planlegger å del- eller full-elektrifisere anlegget. Statnett har i den forbindelse søkt om konsesjon for 420 kV ledning fra Skaidi til Hammerfest. Hammerfest LNG og Statnett vil fatte koordinerte investeringsbeslutninger høsten 2020. Videre vil forbruket ved Hammerfest LNG overstige N-1 kapasiteten i nettet mellom Balsfjord og Hammerfest en stor andel av tiden. I dette vedlegget vil vi beregne avbruddskostnadene ved et fullelektrifisert Hammerfest LNG, samt undersøke hvorvidt ny ledning fra Skaidi til Adamselv og oppfølgingsinvesteringene vil kunne redusere disse.

### Avbruddskostnader ved fullelektrifisert Hammerfest LNG

#### *Forventet hyppighet på lastbortkobling per år*

Statnett har utført en regularitetsstudie<sup>23</sup> for å finne leveringspåliteligheten til et elektrifisert Hammerfest LNG, forutsatt at 420 kV Skillemoen-Skaidi-Hyggevann er bygd.

Ved fullelektrifisering vil en driftsforstyrrelse på 420 kV ledning mellom Balsfjord, via Skillemoen og Skaidi, til Hyggevatn føre til lastbortkobling (systemvern) av Hammerfest LNG. Vi har estimert forventet hyppighet på lastbortkobling til 2,1 hendelser per år. Dette er basert på avbrudd for 420 kV ledninger i Norge mellom 2009 – 2018. Ved delelektrifisering vil det i deler av året være mulig å unngå lastbortkobling ved driftsforstyrrelser på 420 kV forbindelsen mellom Balsfjord og Skaidi. Driftsforstyrrelser mellom Skaidi og Hyggevatn vil føre til lastbortkobling, selv ved delelektrifisering, da eventuell forsyning fra Øst-Finnmark går via Skaidi. Forventet hyppighet av lastbortkobling ved delelektrifisering er 1,7 hendelser per år. Det er store usikkerheter knyttet til dette estimatet da forbruksutvikling i Øst-Finnmark vil påvirke andel av året med tilstrekkelig kraftoverskudd til å forsyne Hammerfest ved eventuelle driftsforstyrrelser på 420 kV forsyningen fra Balsfjord. Vi har derfor valgt å bruke 2,1 lastbortkoblinger per år i videre beregninger.

#### *Forventet antall timer med produksjonsstans per år*

Equinor opplyser at alle strømavbrudd vil føre til produksjonsstopp i LNG anlegget. Vi skiller mellom to opptrappingsprosesser avhengig av avbruddets varighet:

- "Kald opptrapping": Et avbrudd med varighet under 12 timer medfører produksjonsstopp i 5-6 timer etterfulgt av en lineær opptrapping av produksjonen i 6 timer. Vi antar at produksjonen vil stanse i 5,5 timer før opptrappingsprosessen kan begynne. Dette betyr at avbrudd under 12 timer medfører tapt produksjon i  $(5,5 + 6/2) = 8,5$  timer.
- "Varm opptrapping": Når produksjonen har stått i ca. en dag må utstyret kjøles ned før produksjon kan starte opp igjen. Et avbrudd med varighet over 12 timer medfører stans i produksjonen i 48 timer, etterfulgt av en lineær opptrapping av produksjonen i 6 timer. Dette betyr at avbrudd med varighet over 12 timer medfører tapt produksjon i  $(48 + 6/2) = 51$  timer.

I Statnetts feilstatistikk for 420 kV ledninger i Norge er det i perioden 2009 – 2018 registrert 223 avbrudd<sup>24</sup>. Av disse varer 81 % av avbruddene under 12 timer og 19 % over 12 timer. Gjennomsnittlig varighet for avbrudd under 12 timer er 1.8 timer. Gjennomsnittlig varighet for avbrudd over 12 timer er

---

<sup>23</sup> Notat utarbeidet av Statnett i 2020 - "Regularitet Hammerfest 2028".

<sup>24</sup> Avbrudd med vellykket hurtig gjeninnkobling ikke inkludert da disse ikke vil medføre produksjonsstans.

52 timer<sup>25</sup>. For 420 kV forbindelsen Balsfjord – Skillemoen – Skaidi – Hammerfest forventer vi 2.1 avbrudd per år.

Det gir 58.6 timer forventet tapt produksjon per år:

$$2.1 \cdot [0.81 \cdot (8.5 \text{ t} + 1.8 \text{ t}) + 0.19 \cdot (51 \text{ t} + 52 \text{ t})] = 58.6 \text{ t}$$

#### *Kostnad ved produksjonsstans*

Hammerfest LNG er forventet å gå av produksjonsplata i 2039. Det betyr at kapasiteten i anlegget ikke vil være fullt utnyttet, slik at tapt produksjon som følge av avbrudd i kraftforsyningen vil kunne hentes inn igjen i løpet av kort tid. Nåverdien av inntektstap hos produsenten ( $K_0$ ) er derfor gitt ved inntektstapet i dag fratrukket nåverdien av de fremtidige salgsinntektene, gitt ved formelen:

$$K_0 = I_0 - \frac{1}{(1+r)^n} I_n \quad (1)$$

Her er  $K_0$  er inntektstapet ved at produsenten ikke får solgt gassen i dag, men først på et fremtidig tidspunkt.  $I_0$  er salgsinntekten i dag,  $I_n$  er salgsinntekten i det fremtidige året da produksjonen kan tas igjen,  $n$  er antall år frem i tid til tapt produksjon kan tas igjen og  $r$  er diskonteringsrenten.

Equinor oppgir at årlig verdi fra produksjon ved Hammerfest LNG er ~15 MRD NOK. Det gir rundt 1.67 MNOK tapt inntekt per time ved produksjonsstopp. Langtidsforventingene til Equinor tilsier at denne inntekten holder seg stabil slik at  $I_0 \approx I_n$ . Vi beregner salgsinntekten for utsatt produksjon,  $I$ , til å være 100 MNOK per år. Dette er basert på forventet antall timer tapt produksjon per år (58.6 timer) og tapt inntekt som følge av produksjonsstopp per time (1.67 MNOK per time).

Dersom Hammerfest LNG blir elektrifisert er det planlagt idriftsettelse i 2025-26. For hvert år i perioden 2026 til 2039 (plataavgang) beregner vi nåverdi av inntektstapet gitt ved Formel 1. Vi bruker en årlig diskonteringsrente på 4 %. Totalt blir nåverdien av kostnad knyttet til produksjonsstans på Hammerfest LNG for årene 2026 til 2039 rundt 275 MNOK. Vi tar ikke med inntektstap som følge av avbrudd i kraftforsyningen etter 2039 da vi antar at produksjonen raskt kan tas igjen.

I denne beregningen har vi ikke inkludert inntektstap som følge av revisjoner. Ifølge regularitetsstudien skal det være mulig å kunne koordinere ledningsvedlikehold med revisjon av LNG anlegget. I praksis kan det vise seg at dette ikke alltid er mulig. Vi har likevel valgt å ikke ta høyde for dette i våre beregninger da vi antar at en koordinert gjennomføring vil være høyt prioritert. Verdien av at anlegg med jevn produksjon og få produksjonsstanser er heller ikke inkludert i denne analysen da det er vanskelig å tallfeste.

---

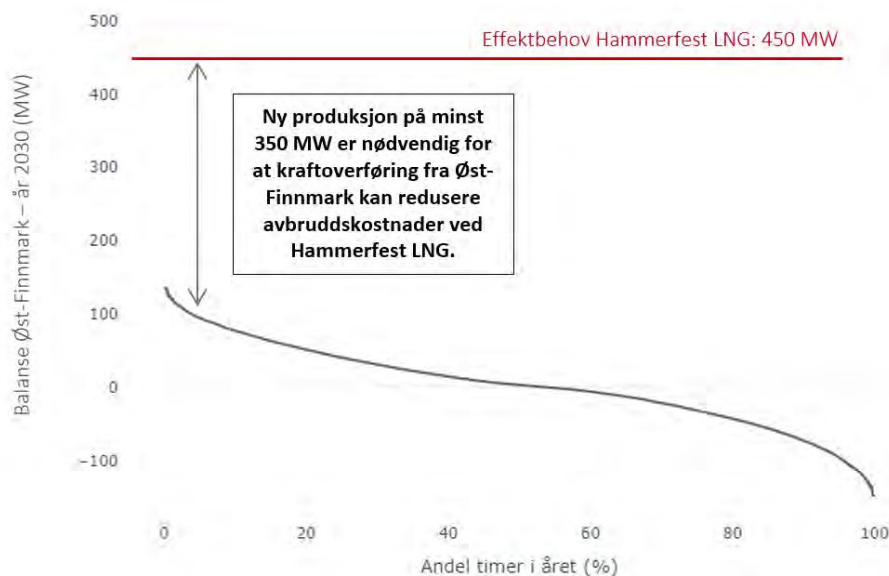
<sup>25</sup> I feilstatistikken er det to mastehavari med svært lang reparasjonstid. I utregning av gjennomsnittlig avbruddsvarighet er disse erstattet med 2 uker for å kompensere for at noen feilrettinger kan bli utsatt dersom feilen ikke er kritisk for sluttbrukere. Statnett beregner 1 – 4 ukers reparasjonstid ved mastehavari.

## Ny ledning Skaidi – Adamselv vil ikke alene kunne redusere avbruddskostnadene

Som vi har vist over er effektbehovet for et fullelektrifisert LNG-anlegg er 450 MW. Uten ytterligere nettførsterkninger forventer vi at kostnader som følge av produksjonsstans har en nåverdi på rundt 275 MNOK i perioden 2025 til 2040. Etter 2040 vil kostnadene være betydelig lavere da anlegget er av platåproduksjon. Vi anslår derfor nåverdien av avbruddskostnadene over hele analyseperioden til å være 275 MNOK.

Det er feil på 420 kV-forbindelsen fra Balsfjord til Hyggevan (Hammerfest) som vil medføre avbrudd på Hammerfest LNG. Netttiltak i Øst-Finnmark kan bidra til å redusere kostnader grunnet feil mellom Balsfjord og Skaidi, forutsatt at det er mulig å drifte nettet uten kobling sørover. Mellom Skaidi og Hammerfest vil det ikke ha påvirkning. Videre må det være tilstrekkelig kraftoverskudd og overføringskapasitet fra Øst-Finnmark til å dekke hele effektbehovet til Hammerfest LNG, gjennom hele gjenoppbyggingstiden. Simuleringer for 2030-forbruksscenarioet viser at kraftoverskuddet i Øst-Finnmark er rundt 150 MW på det høyeste, og det bare en liten andel av tiden. Vi er altså avhengig av en utstrakt vindkraftutbygging i Øst-Finnmark for å ha tilstrekkelig kraftoverskudd.

Figur 49: Effektbehov ved Hammerfest LNG og estimert balanse i Øst-Finnmark for 2030-forbruksscenarioet



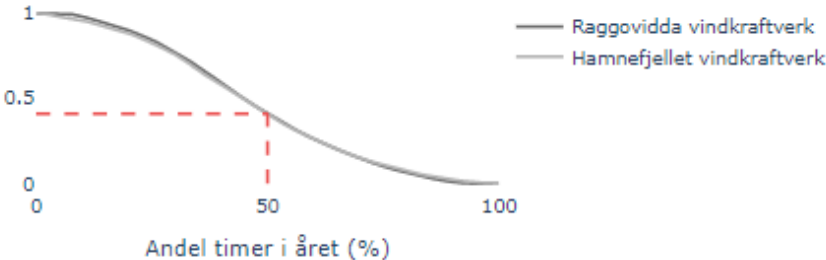
Som figuren over viser må overskuddet i Øst-Finnmark øke med minst 350 MW for å potensielt kunne redusere avbruddskostnader på Hammerfest LNG. Det vil trolig kreve en betydelig større mengde installert vindkraft enn dette, tatt i betraktning den variable produksjonsprofilen til vindkraft. Det er bare oppfølgingsinvesteringer videre fra Adamselv mot Varangerbotn, og helst i kombinasjon med en back-to-back omformer, som gir tilstrekkelig kapasitet til vindkraftutbygging. Alternativ 1 og 2 vil isolert sett ikke bidra til å redusere avbruddskostnader på Hammerfest LNG.

Selv om det gjennomføres oppfølgingsinvesteringer og vindkraft bygges ut, vil bidraget til reduserte avbruddskostnader være begrenset. Det skyldes at det må produseres tilstrekkelig med vindkraft når en feil inntreffer og gjennom hele gjenoppbyggingstiden. Selv med maksimal utbygging av den vindkraften oppfølgingsinvesteringene legger til rette for, 600 MW installert kapasitet, anslår vi at avbruddskostnadene kan reduseres med kun rundt 70 MNOK i nåverdi. Da tar vi utgangspunkt i historiske produksjonsprofiler for to eksisterende vindkraftverk i Øst-Finnmark, vist i figur 50, og balansen i Øst-Finnmark vist i figur 49. Da vil det være nok vindkraft om lag 20-30 % tiden. Vi presiserer at dette er dersom alle forhold ligger til rette, og at anslaget bør regnes som et øvre tak. Det vil også ta tid å etablere



600 MW ny vindkraft, noe som reduserer antall år med besparelse av avbruddskostnader før er av platåproduksjon rundt år 2040.

Figur 50: Historisk vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark relativ installert kapasitet



## Vedlegg F: Avbruddskostnader i Øst-Finnmark

Vi bruker avbruddskostnader for å tallfeste verdien av leveringspålitelighet. For å beregne avbruddskostnadene i denne analysen bruker vi simuleringsverktøyet MONSTER. I dette vedlegget vil vi først redegjøre for de feilscenarioene som er mest relevant for avbruddskostnadene i Øst-Finnmark, samt hvordan tiltakene er forventet å påvirke disse. Videre vil vi introdusere simuleringsverktøyet MONSTER, før vi til slutt viser hvilke forutsetninger vi har lagt til grunn spesifikt for beregning av avbruddskostnader i denne analysen.

### Forståelse av de viktigste feilhendelsene i Øst-Finnmark

Det er i hovedsak enkelt-feil på Adamselv-Lakselv og Finlandsledningen ved delt nett som er driverne for avbruddskostnadene. Samtidige feil på både Lakselv-Adamselv og Finlandsledningen vil potensielt ha stor konsekvens, men inntreffer svært sjeldent (i underkant av en gang per 100 år). Denne feilhendelsen er derfor av mindre betydning for forventede avbruddskostnader da disse representerer et gjennomsnitt over mange år. Enkelt-feil inntreffer derimot i forventning rundt 3 ganger per år. Konsekvensen av disse feilene vil i stor grad være avhengig nettkonfigurasjonen (delt nett, ringdrift).

Figur 51: Feilkombinasjonene med størst betydning for avbruddskostnader i Øst-Finnmark



Videre vurderer vi hvordan ny ledning fra Skaidi til Adamselv vil påvirke disse feilscenarioene. Hvorvidt denne er driftet på 132 kV eller 420 kV er av liten betydning for avbruddskostnadene. Vi vurderer derfor her nullalternativet opp mot ny ledning uavhengig av driftsspenning. Vi forutsetter her forbruksvekst tilsvarende år 2030 i forbruksprognosen.

1. Samtidig feil på Lakselv-Adamselv og Finlandsledningen vil med dagens nett kunne føre til mørklegging av Øst-Finnmark. Unntaket er de periodene i året der kraftoverskudd og andre forhold ligger til rette for at systemet kan klare overgangen til øydrift. Med ny ledning fra Skaidi til Adamselv vil vi ved denne feilkombinasjonen kunne opprettholde forsyningen til området, og unngå mørklegging. Samtidig feil på disse ledningene er forventet å inntreffe svært sjelden, i underkant av en gang hvert 100. år, og bidrar derfor i liten grad til de totale avbruddskostnadene.
2. Feil på Lakselv-Adamselv vil med dagens nett som regel føre til mørklegging av hele eller deler av Øst-Finnmark dersom nettet driftes delt når feilen inntreffer. Med ny ledning vil denne feilen ikke føre til avbrudd da overføringskapasiteten på den nye ledningen er tilstrekkelig til å dekke kraftbehovet. Ved ringdrift vil feil på Lakselv-Adamselv ikke føre til avbrudd i noen av alternativene. Det skyldes at et av kriteriene for ringdrift er at enkeltfeil ikke medfører ukontrollert mørklegging i Øst-Finnmark.

3. Feil på Finlands-ledningen vil med dagens nett kunne føre til avbrudd for deler av Øst-Finnmark, avhengig av nettkonfigurasjon når feilen inntreffer. Dersom det er ringdrift vil denne feilen som regel ikke føre til avbrudd, med unntak av timene med størst kraftunderskudd. Med ny ledning vil overføringskapasiteten alltid være tilstrekkelig for å dekke kraftbehovet fra Vest-Finnmark.

Vi ser altså at begge utbyggingsalternativene i stor grad vil redusere konsekvensen av feil på disse ledningene. Avbruddskostnader som følge av feil på ledninger i Kirkenes-området er ikke inkludert her, som forklart i behovsanalysen.

### Introduksjon til simuleringsverktøyet MONSTER

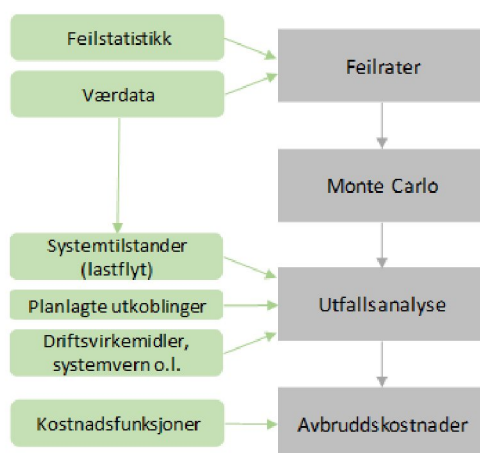
Det er en krevende øvelse å sammenstille de ulike elementene som inngår i en matematisk beregning av avbruddskostnader. Det ofte svært mange ulike feil og feilkombinasjoner som kan gi avbrudd i et område, og for hvert feilscenario ønsker vi å beskrive sannsynlighet og konsekvens. Håndtering av sannsynligheter kompliseres av at mange av feilratene er funksjoner av været, og at konsekvens varierer med forbruk, produksjon og øvrig tilstand i nettet, samt hvilke driftsvirkemidler som er tilgjengelig når feilen inntreffer. I liket med sannsynlighet for feil er også feilenes varighet stokastiske variable med varierende sannsynlighetsfordelinger.

Statnett har over flere år utviklet MONSTER<sup>1</sup> med mål om å kunne kvantifisere verdien av forsyningssikkerhet mer presist i våre analyser. MONSTER består av flere ulike moduler som i en trinnvis prosess kalkulerer:

- Feilrater for luftlinjer i analyseområdet over tid basert på vær- og feilhistorikk
- Forventet omfang av feil som gir utkoblinger i analyseområdet
- Konsekvens av forventede feil i form av ikke levert energi (MWh)
- Konsekvens av forventede feil i form av avbruddskostnader (NOK)

Figuren under viser en forenklet skisse av prosessen, samt hvilke inndata som inngår i hvert trinn.

Figur 52: Forenklet skjematisk oversikt over prosessen for beregning av avbruddskostnader i MONSTER.



#### *MONSTER håndterer at feilrater varierer over tid i samsvar med værpåkjeningen*

Feil som gir utkobling av luftlinjer i transmisjonsnettet domineres av vær: lyn, is/snø og vind. Størsteparten av året er værpåkjeningen lav, og sannsynligheten for vær-relaterte feil er dermed svært liten. Når værpåkjeningen blir stor i et område, vil sannsynligheten for feil øke samtidig for samtlige linjer i det berørte området. Det gjør at sannsynligheten for samtidige feil øker.

MONSTER bruker værhistorikk til å konstruere historiske tidsserier med feilrater for hver ledning i hver time gjennom en simuleringsperiode som strekker seg over flere tiår. Per i dag bruker MONSTER værdata for 35 år i perioden fra 1979 til 2015. For hver luftlinje og hver time beregner MONSTER individuelle væravhengige feilrater for lyn, vind og snø/is. Varige feil og forbigående feil blir håndtert separat, slik at disse tre værpåkjenningsene gir i alt 6 væravhengige feilrater.

#### *Væruavhengige feilrater for stasjonskomponenter og andre typer feil kommer i tillegg*

I MONSTER spesifiserer vi bryterfeltenes utforming i hver ende av ledningene, og basert på graden av redundans legger MONSTER til feilrater for endepunktskomponentene. Den samlede feilraten for endepunktskomponenter representerer effektbrytere, skillebrytere, samt strøm- og spenningstransformatorer. Også her skiller vi mellom feilrater for forbigående feil og varige feil. Vi regner disse feilratene som uavhengige av vær og feilhistorikk.

Vi legger også til en konstant feilrate for andre typer feil som ikke er værrelatert for både varige og forbigående feil. For hver luftlinje har vi altså 6 væravhengige feilrater og 4 konstante feilrater.

	Varige feil	Forbigående feil
<b>Væravhengige feilrater (kun for luftlinjer)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lyn</li> <li>• Vind</li> <li>• Is/snø</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lyn</li> <li>• Vind</li> <li>• Is/snø</li> </ul>
<b>Andre feilrater</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Endepunktskomponenter</li> <li>• Andre typer feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Endepunktskomponenter</li> <li>• Andre typer feil</li> </ul>

#### *Feilratene for luftlinjer korrigeres basert på Bayesiansk teori*

MONSTER tar utgangspunkt i landsgjennomsnittlige feilrater på det aktuelle spenningsnivået for alle luftlinjer. Feilratene blir korrigert etter Bayesiansk teori basert på 21 år med feilstatistikk. Per i dag bruker vi landsdekkende feilstatistikk for perioden fra 1998 til 2018.

Monster justerer feilratene på følgende måte:

1. Utgangspunktet er en a priori feilrate for hver ledning basert på den gjennomsnittlige feilraten for samtlige linjer i Norge på det aktuelle spenningsnivået.
2. Feilraten a priori ( $\lambda_{\text{prior}}$ ) justeres basert på faktisk feilhistorikk for hver luftlinje. Denne kalles a posteriori ( $\lambda_{\text{post}}$ ) feilrate og blir beregnet basert på Bayesiansk teori:

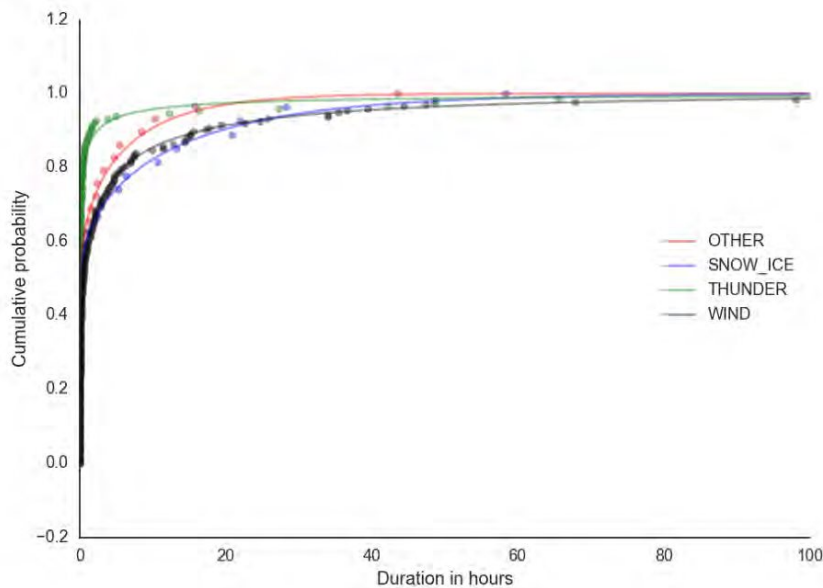
$$\lambda_{\text{post}} = \frac{1 + \sum y_i}{\frac{1}{\lambda_{\text{prior}}} + n}$$

Her er  $y_i$  og  $n$  henholdsvis summen av antall registrerte feil og antall år med feilhistorikk for luftlinjen.

#### *Varigheten av feil trekkes fra sannsynlighetsfordelinger basert på feilstatistikk*

Feilvarighetene trekkes fra sannsynlighetsfordelinger for hver av de ulike feiltypene (lyn, vind, snø/is, andre feil). Vi har ulike sannsynlighetsfordelinger for forbigående- og varige feil. Vi bruker de samme sannsynlighetsfordelingene for alle luftlinjer, og disse er basert på feilstatistikk for luftlinjer i Norge med spenningsnivå over 132 kV.

Figur 53: Kumulative sannsynlighetsfordelinger for feilvarighet basert på feilstatistikk



#### Monte Carlo-simuleringer beskriver utfallsrommet med tilhørende sannsynlighetsfordeling

MONSTER bruker tidsseriene for historiske feilrater per ledning som inndata til en mengde Monte Carlo-simuleringer. I hver Monte Carlo-simulering utføres tilfeldig utvalg basert på feilratene for hver ledning i hver time av simuleringsperioden. Gjennom flere tusen Monte Carlo simuleringer gir MONSTER en beskrivelse av utfallsrommet for ledningsfeil i analyseområdet. Med et tilstrekkelig antall simuleringer får vi konvergerende feilrater for enkeltfeil og for kombinasjoner av feil.

#### Lastflyt utføres for å tallfeste forbruk som må kobles ut for alle hendelser i Monte Carlo-simuleringene

Neste steg i prosessen innebærer at MONSTER beregner hvilke konsekvenser de ledningsfeilene som ble trukket i Monte-Carlo simuleringene har for sluttbrukerne i kraftsystemet. For at MONSTER skal kunne gjøre dette, må vi angi representative systemtilstander for hver time gjennom simuleringsperioden i fravær av feil. Systemtilstandene mates inn i MONSTER i form av lastflyt-case. For hver time må vi også angi hvilken omgivelsestemperatur som skal legges til grunn i lastflyt-caset, siden dette påvirker luftlinjenes overføringsgrenser.

For å kunne beregne konsekvensen for sluttbrukere ved ulike feil, må vi også angi hvilke virkemidler som er tilgjengelig for å gjenopprette en akseptabel driftstilstand når ledningsfeil medfører overlast i nettet. Eksempler på slike tiltak er:

- Ulike former for omkobling, e.g. flytting av delingspunkter eller innføring av nye delingspunkter
- Endring av produksjon (PFK og/eller spesialregulering)
- Tvungen utkobling av forbruk

Tiltakene som spesifiseres inn i MONSTER-simuleringen bør i størst mulig grad representere de virkemidlene som operatørene har tilgjengelig i driftstimen.

#### MONSTER beregner forventede avbruddskostnader basert på spesifiserte kostnadsfunksjoner

Siste steg i MONSTER innebærer å regne ut avbruddskostnad (NOK) for alle hendelser i simuleringene basert på avbrutt effekt (MW) og varighet (tid) for hvert enkelt avbrudd. Beregningene forutsetter at vi tilordner kostnadsfunksjoner til alt forbruk som blir berørt i en

eller flere av simuleringene. Kostnadene formuleres som funksjoner av avbrutt effekt og/eller varighet av avbrudd. Vi tilordner kostnadsfunksjoner til hver sluttbruker slik disse er definert i lastflytcasene.

Når MONSTER utfører tilstrekkelig mange Monte-Carlo-Simuleringer, får vi konvergerende resultater for indikatorer som gjennomsnittlige avbruddskostnader per år og gjennomsnittlig antall avbrudd per sluttbruker per år. I tillegg får vi generert sannsynlighetsfordelinger indikatorene. Dermed kan vi for eksempel beskrive sannsynligheten for et avbrudd med konsekvens over en gitt terskel, eller sannsynligheten for at de samlede avbruddskostnadene i løpet av et år overstiger et bestemt nivå.

### Oppsummering av de viktigste faktorene for beregning av avbruddskostnader i Øst-Finnmark

- Feilratene for ledningene er basert på et landsgjennomsnitt for ledninger på samme spenningsnivå som er bayesiansk justert for observerte feilhendelser i perioden 1998 – 2018. Vi har ikke tilgang til feilstatistikk for Finlandsledningen. Her bruker vi landsgjennomsnittet for ledninger på 300 kV.
- Varighet for hvert av avbruddene trekkes fra ulike sannsynlighetskurver for varighet basert på årsaken til feilen. (Forbigående feil forårsaket av lyn ofte ha kort varighet, osv.) Sannsynlighetskurvene for varighet er basert på observerte feil for hele Norge. Vi bruker ikke individuelt tilpassede varighetskurver per ledning. Per i dag tar vi altså ikke hensyn til faktorer som ledningens alder, tilgjengelighet for reparasjon eller beredskap.
- Historisk vær i Øst-Finnmark (1980 – 2015) brukes til å estimere fordeling av hvilke typer avbrudd som typisk inntreffer i dette området, og når på året de inntreffer. Dette vil kunne ha innvirkning på hyppighet og varighet på avbruddene, samt konsekvensen. Det er dog ikke gitt at historisk vær korrekt representerer fremtidig vær i området.
- Alle feilkombinasjoner er inkludert i beregningene (altså enkeltfeil, dobbeltfeil osv.).
- Vi bruker et sett med ulike "øyeblikksbilder" av kraftsystemet per time for å ta hensyn til sesongvariasjoner i forbruk og produksjon. Vi tar per i dag ikke hensyn til variasjoner over uken eller døgnet. Kritiske perioder med makslast og lite intern produksjon er fremdeles ivaretatt.
- Vi bruker to ulike koblingsbilder, ringdrift og delt nett der hele Øst-Finnmark forsynes fra Vest-Finnmark, som vist i Figur 5. Vi simulerer altså bare med to nettkonfigurasjoner, mens det i realiteten er flere ulike nettkonfigurasjoner som brukes når nettet driftes uten ringdrift. De ulike konfigurasjonene vil kunne ha betydning for konsekvensen av et avbrudd, og dermed også total ILE. Konfigurasjonen vi bruker i simuleringene har noe lavere overføringskapasitet enn andre mulige nettkonfigurasjoner, og kan bidra til å trekke avbruddskostnadene noe oppover.
- Vi simulerer med ringdrift i 90 % av tiden når det er kraftunderskudd i Øst-Finnmark, og 60 % av tiden i overskuddsperioder. Vi baserer oss da på historisk fordeling av driftsform og en forventning om at nylige tiltak i nettet kan bidra til å øke andel tid med ringdrift. Dette er tilsvarende begrunnelse som ble brukt i utledning av avvist energi tidligere i rapporten.
- Dersom avbrudd inntreffer når nettet er delt har vi lagt til grunn at det er mulig å koble om nettet til ringdrift etter i gjennomsnitt 2 timer. Vi har ikke tilgjengelig data for historiske omkoblingstider i Øst-Finnmark. Anslaget på 2 timers omkoblingstid i gjennomsnitt er basert på tilbakemelding fra driftssentraler som antar at nettet typisk kan omkobles innen 15 – 60 min ved behov. Vi bruker en høyere omkoblingstid for å kompensere for de tilfellene der nettet av ulike årsaker ikke kan omkobles, for eksempel grunnet revisjon i området.
- Vi har ikke inkludert avbrudd som følge av feil på transformatorer og andre stasjonskomponenter. Det er i hovedsak avbrudd grunnet feil i stasjonene Lakselv og Adamselv som vil kunne påvirkes av alternativene vi vurderer senere i analysen. Slike stasjonsfeil er sjelden og utgjør typisk en svært liten andel av ILE. Vi ser derfor bort fra disse. Transformatorene i

Lakselv og Adamselv utgjør skillet mellom transmisjonsnett og regionalnett, og vil ikke påvirkes av tiltakene.

- Termiske overføringskapasiteter varierer over året per måned. Per nå er disse like for alle ledninger i en simulering.
- Modellen er ikke i stand til å vurdere begrensende faktorer som snittgrenser, spenningskvalitet og transittflyt. Det er derfor mulig at det er andre årsaker enn høye avbruddskostnader som gjør det umulig å tilknytte nytt forbruk tilsvarende det vi har simulert med her.
- Ved noen feilkombinasjoner vil hele eller deler av Øst-Finnmark bli skilt fra det nordiske kraftnettet. Dersom produksjons- og lastforholdene ligger til rette kan systemet takle overgangen til øydrift. I vår modell, per i dag, kan vi ikke drifte et separatområde. Det er flere faktorer som spiller inn, men som et minimum må produksjonen være høyere enn forbruket for at øydrift skal være mulig. Vi har derfor sett på avbrudd i overskuddssituasjoner der store deler av forbruket er tatt ut, og disse utgjør en liten andel av total ILE, rundt 2.5 %. Det er i tillegg usikkert hvordan nye vindkraftverk i området vil kunne takle overgangen til separat drift. Forutsetter vi at vi klarer overgangen til øydrift 20 % til 60 % av tilfellene ved kraftoverskudd gjør denne forenklingen at vi underestimerer avbruddskostnadene med rundt 1-3 MWh. Dette er av liten betydning for sluttresultatet, og vi velger å beholde forenklingen der øydrift ikke er mulig.