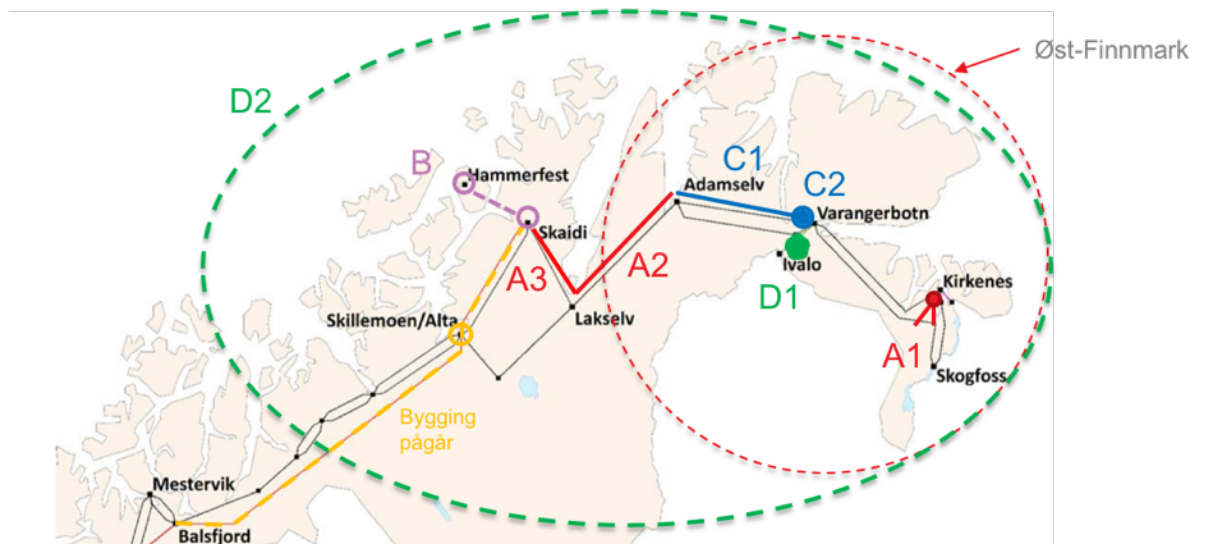


Nett i nord

Plan for nettutvikling i Finnmark



Innholdsfortegnelse

Sammendrag.....	3
1. Bakgrunn om situasjonen i Finnmark	4
1.1 Kraftsituasjonen i Vest-Finnmark.....	5
1.2 Kraftsituasjonen i Øst-Finnmark	5
1.3 Kraftimport fra Russland.....	7
1.4 Forbindelsen til Finland.....	9
1.5 Forsyningssikkerhet	10
1.6 Hvor mye nytt forbruk har nettet kapasitet til?.....	11
2. Forbruksutviklingen i Finnmark	13
2.1 Forbruksutviklingen i Vest-Finnmark	13
2.2 Forbruksutviklingen i Øst-Finnmark.....	13
3. Forutsetninger for nettvurderingene.....	15
3.1 Forholdet til Finland og Russland.....	15
3.2 Krav til forsyningssikkerhet, robusthet og fleksibilitet.....	15
3.3 Samfunnsmessig rasjonelle tiltak.....	17
3.4 Veikartet må sikre nok kapasitet i tide – til akseptabel kostnad	17
3.5 Det finnes få alternativer til netttiltak i Øst-Finnmark	18
3.6 Reinvesteringer	18
3.7 Veikartet må avklare hovedgrepene, mens detaljer kan løses etterhvert.....	18
3.8 Kostnadsfokus.....	19
4. Veikart for nettutviklingen i Finnmark.....	20
4.1 Utgangspunktet før veikartet.....	20
4.2 Veikart for nettutviklingen.....	20
4.3 Veikartets tiltak A.....	21
4.4 Veikartets tiltak B.....	23
4.5 Veikartets tiltak C.....	24
4.6 Veikartets tiltak D	26
4.7 Framdriftsplan.....	27
4.8 Behov for nye eller utvidede transformatorstasjoner	28
4.9 Behov for reaktive komponenter og tiltak i underliggende nett	28
4.10 Forholdet til reinvesteringer	29

Sammendrag

Finnmark har et svakere transmisjonsnett enn resten av landet, med liten kapasitet og høy sårbarhet. Området har relativt liten befolkning og lavt kraftforbruk, men samtidig store naturressurser og blant Europas beste vindressurser. Statnett etablerte N3-prosjektet («Næring og nett i nord») i mars 2018 for å se på samspeillet mellom næringsutvikling og nettbehov på en ny måte.

Gjennom N3-prosjektet har Statnett jobbet mye tettere enn vanlig med ulike industrielle aktører for å forstå deres behov. Vurderingene av næringsutviklingen og det framtidige kraftbehovet i Finnmark, er oppsummert i rapporten «**Næring i nord**».

Nye vurderinger viser at nettet til Øst-Finnmark har mindre ledig kapasitet enn tidligere forutsatt, samtidig som anslagene på forbruksvekst er høyere enn før. Til sammen gir dette grunnlag for å konkludere at det er nødvendig å iverksette tiltak for å sikre akseptabel forsyningssikkerhet i Øst-Finnmark når forbruket vokser. Lange ledetider tilsier at arbeidet må starte nå.

Det forventes kraftig forbruksvekst i Hammerfestområdet, primært knyttet til Melkøya-anlegget. Dette kan innebære opp mot en dobling av det totale kraftforbruket i Finnmark fylke. Gitt denne forventningen er det nødvendig å forsterke nettet fra Skaidi til Hammerfest. Det er samtidig også rasjonelt å planlegge nettforsterkninger som legger til rette for å transportere økt vindkraftproduksjon fra Øst-Finnmark til Vest-Finnmark.

I denne rapporten, «**Nett i nord**», presenteres planen for videre nettutvikling i Finnmark, sammen med de viktigste vurderingene fra N3-prosjektet, med vekt på endringer i forhold til tidligere vurderinger. Planen tilrettelegger for økt forsyningssikkerhet, ny fornybar kraftproduksjon, elektrifisering og reduksjon av klimagassutslipp, og gir kapasitet til videre næringsutvikling. Planen vil gi Finnmark en topp moderne nettinfrastruktur tilpasset framtidens behov.

I en egen sammendragsrapport, «**Næring og nett i nord**», presenteres de samlede budskap fra N3-prosjektet i en kortfattet form.

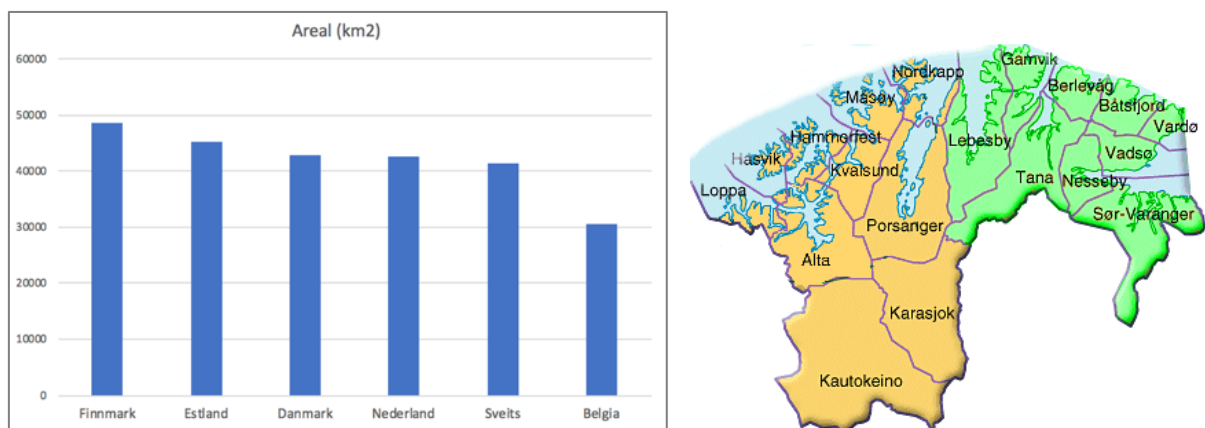
Oslo/Alta, mars 2019

Auke Lont, Statnett

1. Bakgrunn om situasjonen i Finnmark

Finnmark kjennetegnes av store avstander og store arealer, med relativt liten befolkning og relativt lavt kraftforbruk. Finnmarks areal er større enn mange land i Europa. Avstanden Alta-Vardø er tilsvarende avstanden Oslo-Stavanger.

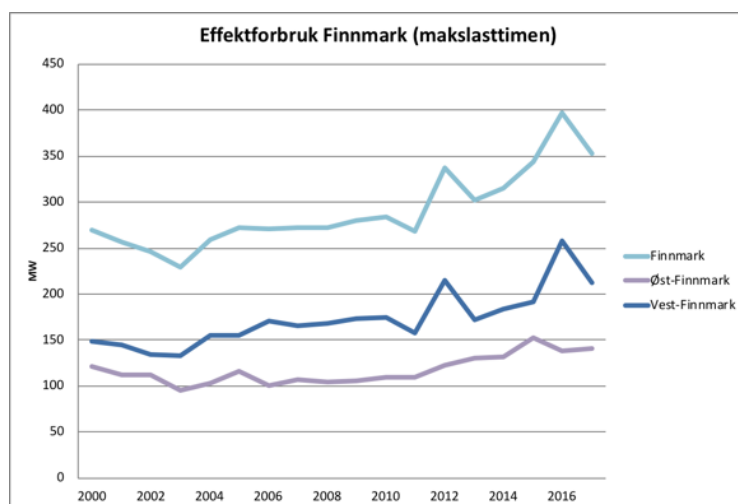
Vest-Finnmark består av de ti kommunene lengst vest i fylket. Øst-Finnmark består av de ni kommunene lengst øst i fylket, som vist på Figur 1. Øst-Finnmark har om lag 0,5 % av Norges befolkning og tilsvarende andel av landets kraftforbruk, mens området har 5 % av Norges areal, og en enda større andel av landets vindressurser.



Figur 1 Finnmark har større areal enn mange land i Europa. Vest-Finnmark er vist i oransje, Øst-Finnmark i grønt i kartet.

Maksimalt kraftforbruk i Finnmark er vist i Figur 2. Det siste tiåret har det vært stor prosentvis vekst i både Vest og Øst. Vi vil behandle Vest og Øst separat av to grunner.

Bygging av 420 kV-nett til Vest-Finnmark pågår allerede, og konkrete og omfattende planer for forbruksvekst konsentreres om petroleumsindustrien i Hammerfestområdet. I Øst er 132 kV-nettets kapasitet nesten brukt opp, det er lite rom for forbruksvekst. Samtidig er også utviklingen mer åpen og uforutsigbar, og det er mer krevende å utvikle en god plan for nettutviklingen. Slik rapporten «Næring i nord» har mest fokus på Øst, vil også denne rapporten («Nett i nord») ha mest oppmerksomhet på behovene i Øst og de løsningene som trengs for å møte dette behovet.



Figur 2 Maksimalt kraftforbruk i Finnmark

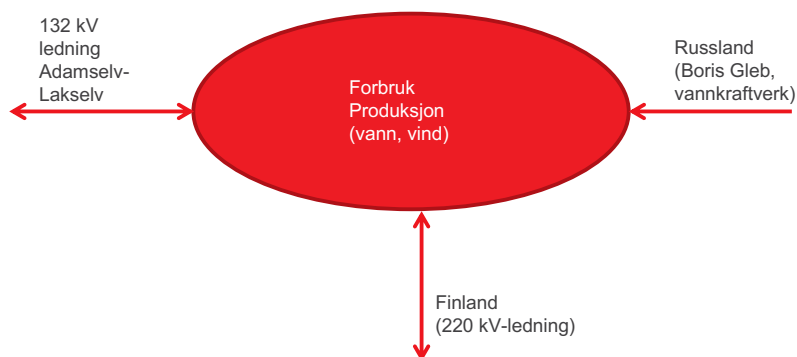
1.1 Kraftsituasjonen i Vest-Finnmark

Statnett har det siste tiåret gjennomført omfattende byggeprosjekter i Troms og Finnmark. Ny 420 kV-ledning Ofoten-Balsfjord ble satt i drift i 2017. Det pågår bygging av ny 420 kV-ledning på strekningen Balsfjord-Skillemoen (Alta) som forventes ferdigstilt i 2021. Statnett har besluttet utbygging av 420 kV-ledning på strekningen Skillemoen-Skaidi, og forberedelser til byggestart pågår, med sikte på idriftsettelse i 2023. I parallell med det nye kraftnettet som bygges finnes det stort sett også to eldre 132 kV-ledninger til alle knutepunktene i transmisjonsnettet.

Disse tiltakene vil sørge for god kapasitet og robusthet i transmisjonsnettet i Vest-Finnmark, med rom for både forbruksvekst og innmating av produksjon.¹ Utfordringen i Vest-Finnmark er primært knyttet til forsyningen av framtidig økt forbruk i Hammerfestområdet, fordi det eksisterende 132 kV-nettet fra Skaidi til Hammerfest har lite ledig kapasitet. Ved stor økning i forbruket vil det ikke være mulig å opprettholde all forsyningen ved feil på den nye 420 kV-ledningen, med mindre ytterligere netttiltak gjennomføres.

1.2 Kraftsituasjonen i Øst-Finnmark

Kraftnettet i Øst-Finnmark har mye mindre kapasitet og større sårbarhet enn nettet i Vest. Kraftsystemet i Øst-Finnmark kan prinsipielt framstilles som i Figur 3. Området er knyttet til Vest-Finnmark med én ledning og til Finland med én ledning. I tillegg kan det importeres kraft fra det russiske vannkraftverket Boris Gleb.



Figur 3 Prinsippkisse over kraftsystemet i Øst-Finnmark.

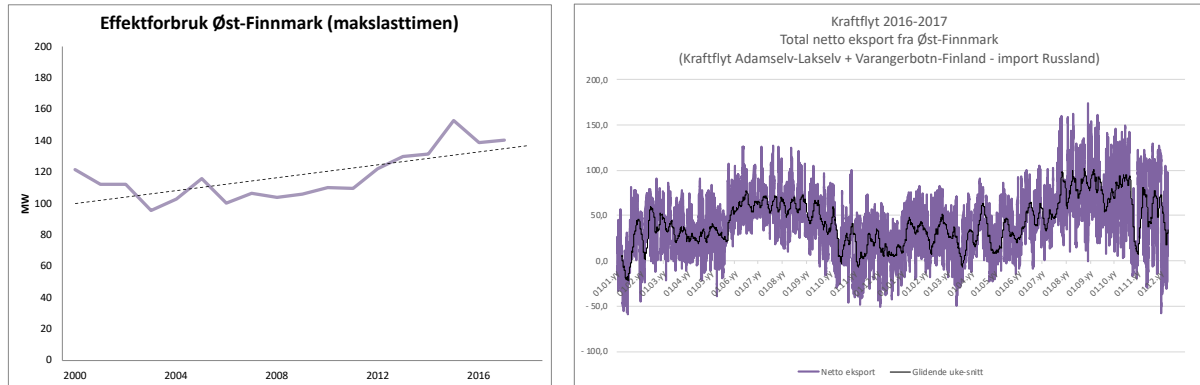
Vannkraftproduksjonen i Øst-Finnmark utgjør samlet 138 MW, med normal energiproduksjon 675 GWh. Størparten er uregulerbar elvekraft i Pasvikelva, kun Adamselv kraftverk har magasin av betydning (50 MW, 163 GWh magasinkapasitet).

Øst-Finnmark har blant verdens beste vindressurser. Tre vindparker er bygget ut: Kjøllefjord 39 MW, Hamnefjell 50 MW og Raggovidda 45 MW. Ytterligere 50 MW er under bygging på Raggovidda. Om et par år vil derfor området ha 184 MW vindkraft, som vil produsere i størrelsesorden 750 GWh. Utover dette har NVE hittil gitt konsesjon til 175 MW vindkraft. Statnett søkte i mars 2018 om dispensasjon fra tilknytningsplikten for denne vindkraften,

¹ Nytt større forbruk eller ny større produksjon vil ofte kreve økt transformeringskapasitet, og behovet for tiltak må vurderes fra sak til sak – også i Vest-Finnmark.

begrunnet i høye kostnader i forhold til nytten. (Resultatet av N3-prosjektet er at Statnett i mars 2019 har trukket denne dispensasjonssøknaden.)

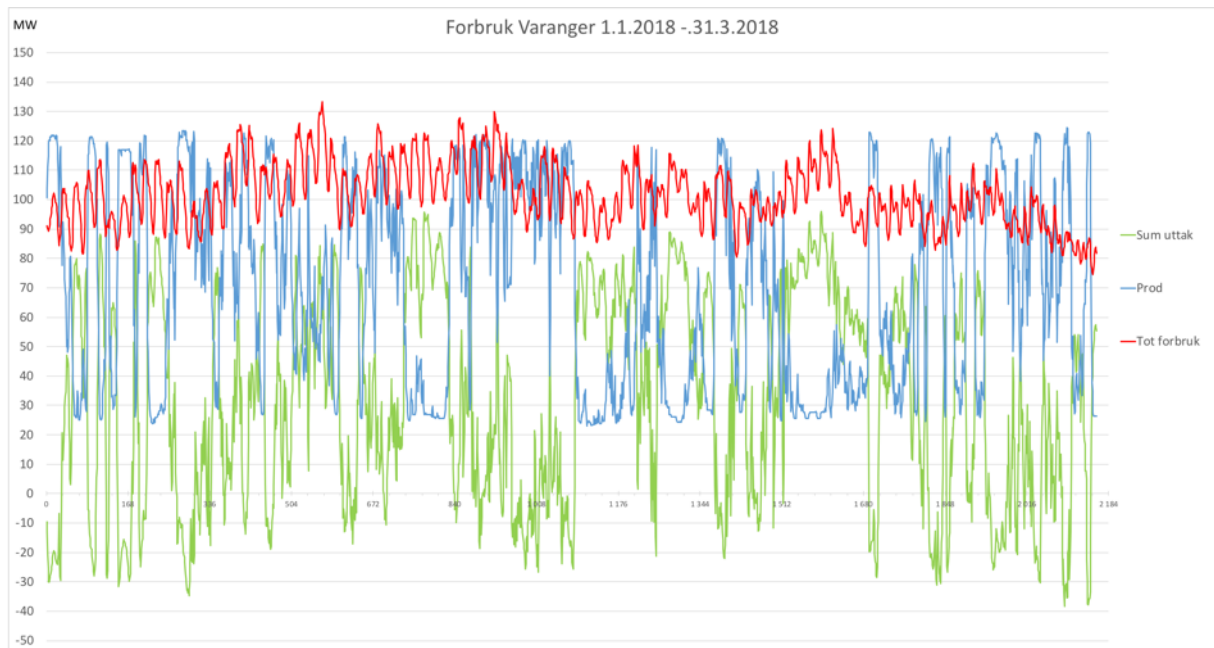
Kraftforbruket består i hovedsak av alminnelig forbruk, dvs. husholdninger, offentlige virksomheter og små og mellomstore næringsvirksomheter. Maksimalt effektforbruk har hatt en vekst siste tiårsperiode, opp mot 150 MW, se Figur 4. Årlig energiforbruk varierer en del, men har de siste årene vært i størrelsesorden 700 GWh.



Figur 4 Forbruk i området (venstre) og kraftflyt ut av området (høyre), oppgitt i MW.

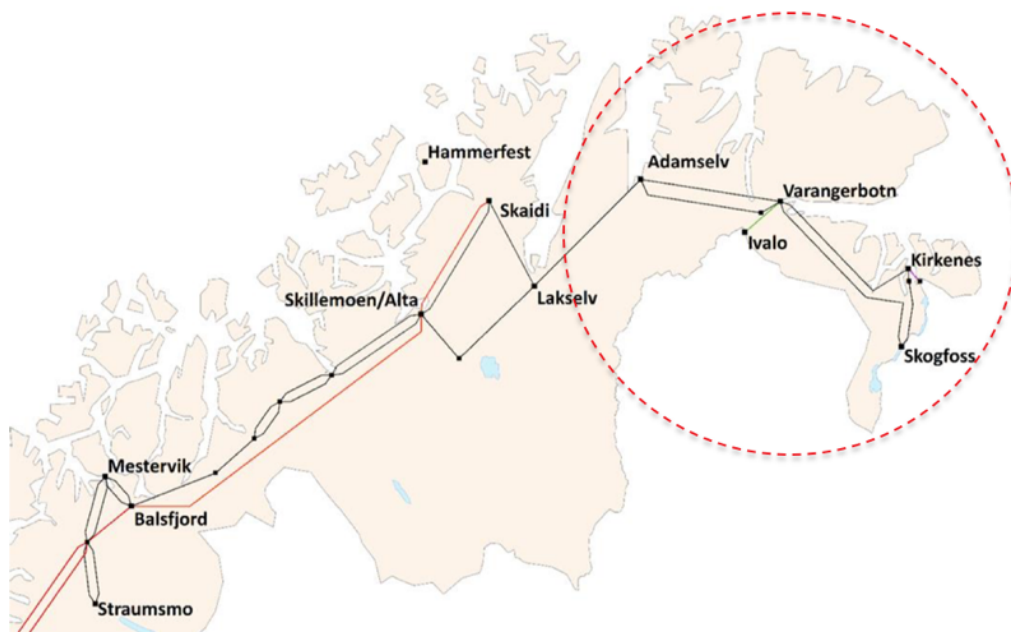
Normalsituasjonen er at det er eksport av overskuddskraft fra Øst-Finnmark, og økende vindkraftproduksjon vil forsterke dette bildet. Kraftflyten varierer imidlertid betydelig fra time til time, som vist til i høyre Figur 4. Vinterstid er det periodevis behov for import, særlig i perioder med lite vind. Et eventuelt økt forbruk vil forsterke denne importavhengigheten i perioder om vinteren.

Figur 5 viser forbruk, produksjon og uttak fra transmisjonsnettet i Varanger Krafts nettområde, for 1. kvartal 2018. Som det fremgår av figuren, ligger forbruket opp mot 120-130 MW en ganske stor del av vinteren. Figuren viser også at det er tre-fire relativt lange perioder med lav kraftproduksjon, den lengste perioden på sju døgn, noe som skyldes lite vind i disse periodene. Øst-Finnmark inkluderer i tillegg uttak hos Nordkyn Kraftlag i Adamselv, ca 10 MW.



Figur 5 Produksjon og forbruk hos Varanger kraft, vinteren 2018. (Kilde: Varanger Kraft Nett)

Kraftnettet er illustrert i Figur 6. Som det fremkommer av kartbildet, er det bare én ledning på strekningen Lakselv-Adamselv, mens det er doble forbindelser på øvrige strekninger. Transmisjonsnettet i regionen er i all hovedsak 132 kV tremastledninger med alder 40-50 år. Den nye 420 kV-forbindelsen som er under bygging fra Balsfjord via Skillemoen til Skaidi, er markert i rødt.



Figur 6 Transmisjonsnettet i Finnmark og Nord-Troms. Svart er 132 kV, rødt er 420 kV. Øst-Finnmark er vist med en sirkel.

1.3 Kraftimport fra Russland

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

Øst-Finnmark har lang historikk for kraftimport fra Russland. NVE omtaler dette slik (nve.no):

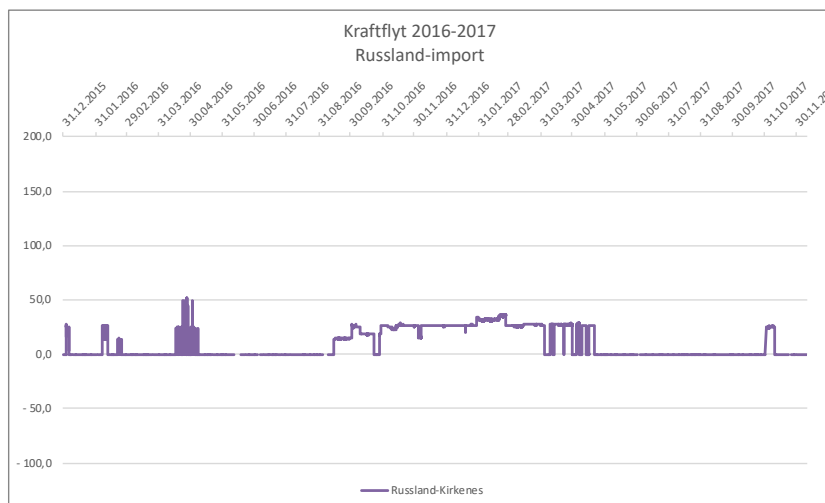
Allerede to år senere, i 1962, da Boris Gleb kraftverk stod klar til drift, kunne Varanger Kraftlag koble strøm derfra over på sitt kraftnett. Kvoten som Varanger Kraftlag fikk kjøpe fra Boris Gleb var imidlertid på bare 1000 kilowatt, og avtalen bestod i 2,5 år.

Fra høsten 1970 ble det igjen overført en mindre kraftmengde fra Boris Gleb til Norge. Selv om Skogfoss kraftverk nå hadde blitt satt i drift, hadde tørrår med lite vann i Pasvikelven ført til kraftmangel. Varanger Kraftlag fikk derfor overføre elektrisitet fra Boris Gleb til Kirkenes over en 22 kV-ledning. Det skulle imidlertid raskt vise seg at heller ikke denne overføringen tilførte nok kraft til Øst-Finnmark, og ledningen skulle derfor raskt komme til å bli skiftet ut til fordel for et større prosjekt.

Gjennom etterkrigstiden hadde Norges kraftforsyning blitt kraftig bygget ut, og situasjonen rundt omkring i landet så relativt lys ut. Et unntak i dette bildet var imidlertid Øst-Finnmark, som på grunn av flere tørrår og utsatte kraftutbyggingsprosjekter var i akutt kraftmangel. Området var på denne tiden heller ikke tilknyttet resten av det norske samkjørende kraftoverføringsnettet. For å løse denne umiddelbare krisen inngikk derfor NVE-Statskraftverkene en kontrakt med det sovjetiske firmaet Energomachexport om kjøp av 10 MW, 60 GWh per år, fra Sovjetunionen. Kontrakten ble undertegnet den 1. oktober 1971, og det ble umiddelbart satt i gang bygging av en ca 10 km lang 154 kV-ledning over grensen og inn til Kirkenes. Der kunne kraften selges videre til Varanger Kraftlag og A/S Sydvaranger.

De seneste tiårene har vannkraftverket Boris Gleb normalt sett hatt mulighet til å mate halvparten av sin produksjon (dvs. 28 MW) mot det norske nettet. Det nordiske kraftsystemet og det russiske kraftsystemet er ikke synkrone, dvs. at det ikke er mulig å koble dem sammen ved hjelp av vanlige vekselstrømforbindelser. Den russiske generatoren må derfor kobles fra det russiske nettet og inn på det norske.

De siste årene har importen fra Russland blitt kraftig redusert. Hovedårsaken er manglende nettkapasitet og at Statnett har prioritert å ta imot norsk vindkraft. Boris Gleb leverer da til det russiske nettet. Figur 7 viser importen til Norge. I perioden sommeren 2017-sommeren 2018 importerte Norge kun 4 % av tiden.



Figur 7 Import fra Russland i toårsperioden 2016-2017

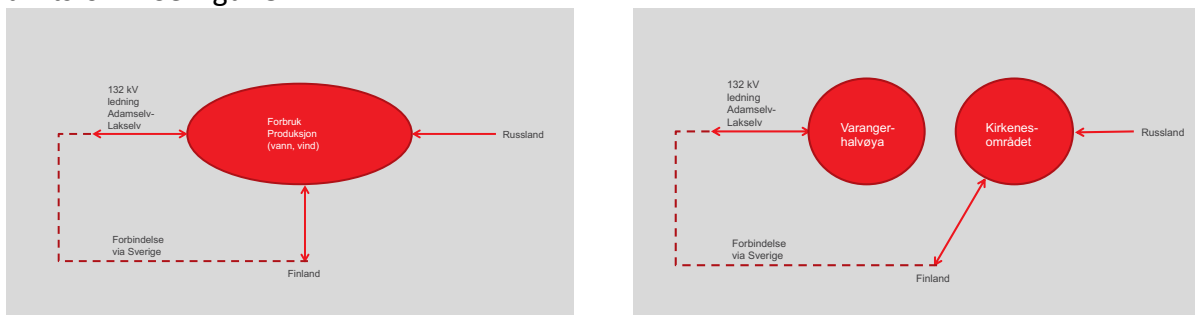
Samarbeidet om import fra Russland har fungert bra. Men Norge har ingen garantier om å få leveranser i framtiden. Kraftsituasjonen på Kola-halvøya påvirkes av kjernekraftverkene i området. Dersom disse fases ut, i tråd med tidligere planer, kan det tenkes at viljen til å eksportere til Norge vil avta, fordi det da kan være behov for kraften i Russland.

Boris Gleb eies av TGC-1, som er notert på Moskva-børsen, med Gazprom som hovedaksjonær (52 %).

1.4 Forbindelsen til Finland

På slutten av 1980-tallet ble det bygget en 220 kV-ledning fra Varangerbotn til Ivalo, som videre er forbundet med Pirttikoski (nær Rovaniemi). Ledningen ble bygget for å sikre forsyningen til Finnmark samtidig som den også ga tosidig forsyning til Ivalo som dermed fikk styrket forsyningssikkerhet.

Nettet mellom Norge og Finland er enten sammenkoblet i «ringdrift» eller i en radiell driftsform. Se Figur 8.



Figur 8 Illustrasjon av ringdrift med Finland (venstre) og uten ringdrift (høyre)

Med ringdrift (venstre i figuren) er nettet sammenkoblet slik at Øst-Finnmark forsynes både fra vest og fra Finland. Systemet håndterer en eventuell feil i «ringen» uten at forbrukerne opplever avbrudd, fordi det alltid finnes en gjenværende forsyningsvei. Med ringdrift har området N-1 forsyningssikkerhet.

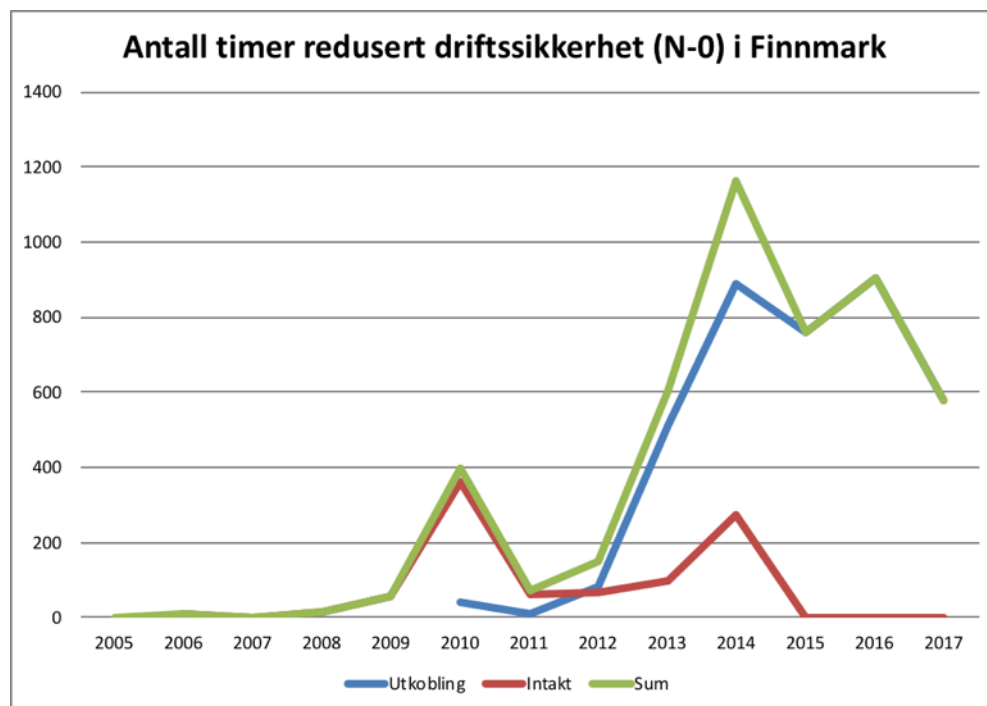
Uten ringdrift (høyre i figuren) betyr det at Øst-Finnmark er delt i to deler som ikke er direkte sammenkoblet. Den ene delen, typisk Kirkenes-området, er koblet direkte mot Finland, mens den andre delen er koblet mot Vest-Finnmark. I en slik situasjon vil feil i en av kraftledningene inn mot Øst-Finnmark mest sannsynlig føre til at det berørte området (en av de to røde sirkelene) opplever avbrudd. Det betyr at uten ringdrift har området N-0 forsyningssikkerhet, men normalt sett med mulighet for innkobling innen 15-60 minutter etter en feil. Andre ganger er forbindelsen til Finland utkoblet, mens hele Øst-Finnmark er sammenkoblet, slik at ringdriften dermed er brutt og Øst-Finnmark er i N-0-drift.

De siste årene har det blitt stadig vanskeligere å opprettholde ringdrift. I 2017 var det ringdrift 40 % av tiden, og i 2018 var det ringdrift 63 % av tiden. Det er krevende å opprettholde ringdrift av flere årsaker. Kjerneårsaken er at avstandene er store og (det nominelle) spenningsnivået lavt, noe som gir utfordringer med stabilitetsmessige forhold i systemdriften. Ulike tiltak er utredet og iverksatt for å kontrollere de stabilitetsmessige forholdene, men problemet har likevel forsterket seg i takt med økt vindkraftproduksjon i Finnmark. Ved å oppheve ringdriften oppnås større kontroll på kraftflyten og dermed økt kapasitet til eksport av vindkraften. Ulempen er at forsyningssikkerheten blir dårligere. Den pågående utbyggingen av ny ledning fra Balsfjord til Skaidi vil bedre situasjonen noe. Økende volum vindkraft (om kort tid) vil derimot trolig vanskeliggjøre ringdriften. Uten ytterligere tiltak kan derfor ringdriften bli vanskeligere og sjeldnere i framtiden.

Økt andel av tiden med ringdrift vil bedre forsyningssikkerheten. Dels kan dette oppnås ved aktivt å prioritere forsyningssikkerhet høyere (på bekostning av vindkraften), og dels kan det oppnås ved fysiske tiltak i nettet som sikrer bedre styring av kraftflyten. Eksempler på tiltak i sistnevnte kategori er pendlingsvern, fasevridertransformator eller HVDC back-to-back kobling på forbindelsen. Det kan potensielt også være mulig å utnytte kapasiteten bedre, på basis av mer nøyaktige analyser og mer presis informasjon om faktisk systemtilstand. Slike analyser gjøres fra tid til annen sammen med Fingrid. Veikartet som presenteres senere i rapporten, gir oppdaterte anbefalinger på basis av nye analyser.

1.5 Forsyningssikkerhet

Statnett rapporterer regelmessig informasjon om forsyningssikkerheten i ulike deler av landet til NVE. Figur 9 viser antall timer forsyningssikkerheten har vært redusert i Finnmark.



Figur 9 Forsyningssikkerheten i Finnmark reduseres i perioder med utkoblinger, ofte knyttet til vedlikehold eller utbyggingsprosjekter

Nettet i Øst-Finnmark har dårligere forsyningssikkerhet enn Finnmark samlet sett. Som det fremgår i foregående delkapittel driftes nettet uten ringdrift med Finland, 40 – 60 % av tiden de to siste årene.

I dag driftes nettet i Øst-Finnmark etter kriteriet «N-0 med mulighet for omkobling». Det innebærer at Statnett aksepterer at en feil vil gi et kortvarig avbrudd inntil regionsentralen har gjort omkoblinger for å gjenopprette forsyningen, noe som kan ta inntil 15-60 minutter. Hyppigheten av slike kortvarige avbrudd er i størrelsesorden 0-2 ganger årlig. Det er viktig å være klar over at muligheten for omkobling primært gjelder for forsyningen av forbrukere; kraftprodusenter kan oppleve restriksjoner i en mye lengre periode, inntil feil er utbedret.

Statnett vurderer at forsyningssikkerheten i det høyspente transmisjonsnettet er akseptabel gitt dagens forbruksnivå. Kapasiteten til nytt forbruk er liten, og marginen til uakseptabel

forsyningssikkerhet er dermed også liten. Med forventet vekst er det behov for tiltak for å ivareta forsyningssikkerheten. Dette omtales nærmere i kapittel 3.2.

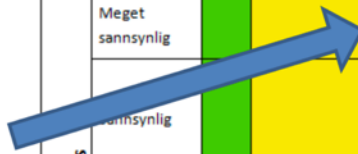
Fylkesmannen (FM) er statens stedlige representant, med et særlig ansvar for beredskap. Fylkesmannens vurderinger av kraftforsyningen presenteres i FMs risikomatrix i Figur 10. FM skriver: «Forsyningssikkerheten til Finnmark og nærliggende områder oppfattes som ustabil og utsatt under ekstreme værforhold. Sårbarheten er økende i og med at infrastrukturen delvis er av eldre årgang, og vi kan forvente et endret klima som vil være en ytterligere belastning på denne strukturen dersom ikke noe blir gjort (...) Sannsynligheten for langvarig svikt i kraftforsyningen i hele eller større deler av Finnmark vurderes å være meget stor (...) På basis av de tiltak/barrierer som i dag er etablert, er vurderingen at svikt i kraftforsyningen kan bli alvorlig på området liv og helse.»



Fylkesmannen i Finnmark
Finnmárkku fylkkamánni

		KONSEKVENSER					
		Avviksrisikøst	En viss fare	Alvorlig	Kritisk	Katastrofalt	
SANNSYNLIGHET	Svært sannsynlig		* Vegnettet				5
	Meget sannsynlig			* Kraft			4
	Sannsynlig			* EKOM * Ekstremvær * Snø-/sørpeskred * Store ulykker på land	* Pandemi		3
	Noe sannsynlig		* Sjøtransport	* Lufttransport * Atom: store luftbårne utslipp * Atom: lokale hendelser * Kvikkleireskred	* Atom: utslipp som påvirker næringslivet	* Store sjøulykker * Store flyulykker	2
	Lite sannsynlig		* Flom		* Alvorlige tilsiktede hendelser * Akutte utslipp til sjøs	* Terrorhandlinger	1
		A	B	C	D	E	

Kraftnett



Figur 10 Fylkesmannens risikomatrix, der svikt i kraftforsyningen er mest sannsynlig av hendelser med høy risiko (rødt). Kilde: Fylkesmannen i Finnmark, november 2018.

1.6 Hvor mye nytt forbruk har nettet kapasitet til?

Statnetts oppdaterte analyser viser at det er rom for om lag 30 MW forbruksvekst under Varangerbotn, dvs. Varangerhalvøya og Kirkenesområdet (altså storparten av Øst-Finnmark). Tilsvarende viser analysene at det er rom for 0 MW vekst i Kirkenesområdet. Vurderingene av ledig kapasitet utdypes nærmere i kapittel 4, basert på forutsetninger som presenteres i kapittel 3.

Det er viktig å forstå at disse MW-tallene er knyttet til planleggingen av nettet og behovet for å gjennomføre tiltak. Det er ikke det samme som at Statnett vil nekte forbruksøkning utover disse verdiene. I en midlertidig periode kan det trolig aksepteres forbruk utover grensene fra plankriteriene.

Planer om økt forbruk i Finnmark skal uansett meldes til det lokale nettselskap. Deretter er det nettselskapets oppgave å informere Statnett om relevante planer som kan kreve tiltak. Statnett og nettselskapene har tilknytningsplikt for nytt forbruk, som innebærer at man uten ugrunnet opphold skal tilrettelegge for kunder som ønsker økt forbruk eller bedret kvalitet. Kun i ekstraordinære tilfeller kan nettselskapene søke NVE om fritak for denne tilknytningsplikten for forbruk. Når nytt forbruk meldes til Statnett, vil Statnett gjøre en vurdering av om det er driftsmessig forsvarlig å koble til det økte forbruket – eller om tiltak i nettet må gjennomføres først.

En reaktiv tilnærming som innebærer at nettselskapene venter på behovsmeldinger fra kundene, vil kunne medføre at kraftnettet utvikles for sent og med for liten kapasitet. Nettselskapene må derfor i sine planer, både de regionale planene og i Statnetts nasjonale Nettutviklingsplan, basere seg på prognoser for utviklingen og sørge for å planlegge infrastrukturen i tide. I tillegg har nettselskapene en plikt til å samordne og koordinere tiltak best mulig. Ambisjonen må være å ha tilstrekkelig kapasitet i tide, slik at infrastrukturen ikke begrenser samfunnsutviklingen – samtidig som det unngås overinvesteringer.

Dersom det er slik at store enkeltkunder medfører behov for konkrete tiltak i kraftnettet, krever NVEs regelverk («kontrollforskriften» §16 og §17) at kundene deltar i finansieringen av både utredninger og selve utbyggingen. Statnett og andre nettselskaper må derfor finne en balanse mellom behovet for å planlegge tiltak i tide og å planlegge tiltak som respons av enkeltkundernes behov. Veikartet som presenteres i kapittel 4, har i seg en slik balanse, ved at noen av tiltakene krever delfinansiering fra definerte brukere mens andre tiltak gjennomføres proaktivt for å dekke et behov knyttet til generell/alminnelig forbruksvekst.

2. Forbruksutviklingen i Finnmark

Rapporten «Næring i nord» gir en grundig beskrivelse av dagens forbruk i Finnmark og mulige utviklingstrekk framover. Her medtas derfor bare litt bakgrunnsinformasjon og noen hovedfunn.

Maksimalt kraftforbruk i Finnmark er vist i Figur 2. Det siste tiåret har det vært stor prosentvis vekst i både Vest og Øst. Som forklart tidligere i rapporten vil vi behandle Vest og Øst separat, og ha mest oppmerksomhet på behovene og tiltaksbehovene i Øst.

2.1 Forbruksutviklingen i Vest-Finnmark

Det totale maksimalforbruket i Vest-Finnmark er om lag 250 MW.

Tabellen nedenfor viser tre nivåer for framtidig forbruk i Hammerfest-området. Selv i et lavt scenario er det snakk om betydelig vekst. I medium-case handler det om ca. 300 MW vekst.

Effekt(MW)	2019	2030	2040
Lav	120	240	270
Medium		410	440
Høy		550	580

Økt kraftforbruk i Hammerfestregionen har betydning for nettet i Finnmark, og må ses i sammenheng med utviklingen i Øst-Finnmark. Et viktig moment er at slikt økt forbruk vil kreve tiltak i Hammerfestområdet, med bygging av nytt nett fra Skaidi til Hammerfest. Et annet moment er at kraftbalansen i Finnmark endres, slik at det blir økt nytte av økt kraftproduksjon i regionen. Dersom Melkøya-anlegget øker sitt forbruk med 270 MW², og Goliat også trenger økt effekt, vil innebære mer enn en dobling av det totale kraftforbruket i Vest-Finnmark (medium case i tabellen ovenfor). Det øker verdien av «kortreist» vindkraft som kan bidra til økt forsyningssikkerhet for både petroleumsindustrien og øvrige forbrukere i området.

Vekst i andre deler av Vest-Finnmark vil bidra til at det totale forbruket i Vest-Finnmark må påregnes å bli større enn det som framgår av tabellen ovenfor.

2.2 Forbruksutviklingen i Øst-Finnmark

Dagens maksimalforbruk i Øst-Finnmark er om lag 150 MW.

Det framtidige forbruksbehovet er usikkert. Rapporten «Næring i nord» har hovedfokus på mulige utviklingstrekk og framtidig kraftbehov i Øst-Finnmark. Der presenteres fire scenariebilder for det framtidige kraftforbruket i Øst-Finnmark. Bildene viser *forbruksvekst* i perioden fram til 2040.

² For enkelthets skyld omtaler vi det økte uttaket av kraft fra kraftnettet som «økt forbruk». Betydelige deler av dette forbruket knytter seg til forventet reduksjon i egenproduksjon av gasskraft på Melkøya. Strengt tatt er det derfor (elektrisk sett) egentlig mer snakk om reduksjon i produksjon enn økning i forbruk. Uansett hvordan vi betrakter dette, blir imidlertid svaret det samme: Det trengs et sterkere nett, og det nyttig med økt alternativ kraftproduksjon i regionen.



I *lav*-scenariet legger vil til grunn at maksimalforbruket vokser fra dagens nivå på 150 MW opp mot 200 MW. Ingen store nye kraftforbrukere dukker opp, utviklingen drives av ytterligere elektrifisering av varmesektoren, økt elektrifisering av transport og vekst innen fiskeindustrien.

I *mellom*-scenariet antar vi at gruvevirksomheten i Sydvaranger starter opp igjen, og vi legger til grunn gradvis overgang til klimanøytrale drivstoff i store deler av kystflåten, samt at flytrafikken blir elektrifisert. I tillegg skjer alle de samme ting som i *lav*-scenariet, bare i enda større omfang. Veksten i mellom-scenariet er rimelig stor, opp mot dobling av dagens forbruksnivå. Det er lite trolig at veksten blir større enn dette uten at større industriell virksomhet starter opp.

Stor-scenariet henspiller på at det blir startet opp nye typer aktivitet, i stor skala, som krever mye kraft. Et eksempel er strøm fra land til offshore petroleumsinstallasjoner. Et annet eksempel er etablering av havn og jernbane, knyttet til økt trafikk i Nordøstpassasjen, som i sum kan generere mye aktivitet i regionen. Et tredje eksempel er etablering av nye typer industri, eksempelvis datasenter eller produksjon av hydrogen eller ammoniakk. I tillegg til alt dette, inngår også forbruket i medium-scenariet.

Vi har også skissert et *Extra large* scenario, der forbruket overstiger 300 MW. Dette tilsvarer i realiteten at det etableres minst én storskala industriell aktivitet i regionen, eksempelvis et stort landanlegg knyttet til petroleumsindustrien (a la Nyhamna) som driftes med kraft fra nettet.

Disse scenariene er ikke ment som spådommer om fremtiden, men som illustrasjoner på ulike mulige utviklingstrekk. I fortsettelsen vil vi se hvilke tiltak i nettet som er nødvendige for å kunne levere den ønskede effektmengden.

Framtiden er usikker, men kartleggingen sannsynliggjør at fremtiden er elektrisk også i denne delen av landet. Potensialet for elektrifisering av eksisterende virksomhet og vekst innen ulike sektorer, gjør at det er nødvendig å starte arbeidet med å styrke kraftnettet i regionen. Siden fremtiden er usikker, bør planen ha en trinnvis logikk med robusthet i de løsningene som velges. På den måten kan kraftnettet møte behovene, uten at det gjøres for store investeringer for tidlig.

3. Forutsetninger for nettvurderingene

Ved vurderingene av framtidige nettbehov og hvilke løsninger som er rasjonelle, er det noen forutsetninger eller premisser som er særlig viktige. Disse drøftes i følgende delkapitler.

3.1 Forholdet til Finland og Russland

Finnmark skiller seg fra resten av landet når det gjelder viktigheten av nabolandene. Ingen andre steder i det norske nettet er Statnett like avhengig av utenlandske leveranser for å opprettholde akseptabel forsyningssikkerhet til norske kunder i en normal hydrologisk situasjon. Statnett mener som hovedregel at det innenlandske nettet bør muliggjøre leveranser til norske kunder, mens mellomlandsforbindelsene er viktige for samkjøring av produksjonsressurser og kan gi handelsgevinster, og som «forsikring» mot tørrår og en ytterligere forsyningssikkerhetsreserve.

Norge har siden 1960-tallet hatt mulighet til å importere kraft fra det russiske kraftverket Boris Gleb. Importen har i perioder vært svært viktig for det norske kraftsystemet og forsyningsevnen i Kirkenes-området. I lange perioder har Norge importert 28 MW fra kraftverket. De siste årene har bildet endret seg, med lite import fra Russland. Se nærmere omtale i kapittel 1.3.

Ved planleggingen av transmisjonsnettet i Finnmark legger Statnett følgende til grunn:

- Vi baserer oss ikke på import fra Boris Gleb ved planleggingen av nettet.
- Vi vil tilrettelegge for import fra Boris Gleb når det er ledig kapasitet i nettet, for å styrke driftssikkerhet og skape markedsmessige verdier.

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 forsyningssikkerheten i begge land, og er den eneste forbindelsen mellom landene. Ledningen er den sterkeste forbindelsen mellom Øst-Finnmark og omkringliggende områder. Nettet mellom Norge og Finland er enten sammenkoblet i «ringdrift» eller i en radiell driftsform. Med ringdrift har nettet høy teoretisk kapasitet og god forsyningssikkerhet (N-1), mens uten ringdrift er importkapasiteten lavere og forsyningssikkerheten svakere (N-0 med omkoblingsmulighet). Betydelige deler av tiden driftes nettet *uten* ringdrift. Se nærmere omtale i kapittel 1.4.

Ved planleggingen av transmisjonsnettet i Finnmark legger Statnett følgende til grunn:

- Vi vil utnytte og videreutvikle forbindelsen til Finland, for å styrke driftssikkerhet i begge land, skape markedsmessige verdier og utnytte vindkraftressursene best mulig. Vi vil arbeide for å øke andelen av tiden med ringdrift.
- Vi skal ha evne til å gjenopprette forsyning i Norge ved langvarig svikt i leveransen fra Finland.

3.2 Krav til forsyningssikkerhet, robusthet og fleksibilitet

Statnett har nylig vedtatt nye retningslinjer for forsyningssikkerhet til bruk i planleggingen. I alle saker skal robusthet og fleksibilitet vurderes, og tiltak for å oppnå N-1 skal utredes, og dette skal inngå i vurderingen av hva som er en samfunnsmessig rasjonell utvikling.

I Øst-Finnmarks tilfelle er det fire relevante nivåer av krav til forsyningssikkerhet:

- N-1: Nettet håndterer enhver enkeltfeil uten avbrudd for forbrukere.
- N-½: Noen utvalgte forbrukere er tilkoblet systemvern som automatisk kobler ut disse i en feilsituasjon, mens øvrige forbrukere beholder strømleveransen.
- N-0 med mulighet for omkobling: Ved feil i nettet vil forbrukere oppleve et kortvarig avbrudd, inntil regionsentralen foretar en omkobling i nettet eller øker lokal produksjon, slik at kundene får kraften tilbake, typisk i løpet av 15-60 minutter.
(Dagens driftsform)
- N-0: Kundene mister kraftleveransen inntil feil er utbedret, som potensielt kan ta lang tid ved et havari.

Det er ikke et lovkrav at nettet skal planlegges eller driftes etter N-1, selv om både Statnetts egne retningslinjer og Regjeringens energimelding går langt i å beskrive dette som en naturlig målsetning i planleggingen. Det vil være kostbart å utvikle et nett som tilfredsstillende N-1-kriteriet i Øst-Finnmark. I perioder med betydelig vindkraftoverskudd vurderes det i dag som rasjonelt å dele opp nettet for å øke nettets overføringsevne, selv om dette kortvarig reduserer forsyningssikkerheten. Drift med N-½ kan være aktuelt i en framtidig situasjon ved etablering av en stor industrikunde i området, der denne kunden kobles til systemvern og «ofres» før andre kunder. Men en slik driftsform forutsetter i utgangspunktet at nettet har N-1-standard for øvrige kunder, og slik er situasjonen kun ved ringdrift i dag.

I dag driftes nettet etter *N-0 med mulighet for omkobling*. Det innebærer at Statnett aksepterer at en feil vil gi et kortvarig avbrudd inntil regionsentralen har gjort omkoblinger for å gjenopprette forsyningen, noe som kan ta inntil 15-60 minutter. Hyppigheten av slike kortvarige avbrudd er i størrelsesorden 0-2 ganger årlig. Det er viktig å være klar over at muligheten for omkobling primært gjelder for forsyningen av forbrukere; kraftprodusenter kan oppleve restriksjoner i en mye lengre periode, inntil feil er utbedret.³

Det dårligste nivået på forsyningssikkerhet er N-0 uten omkoblingsmuligheter. Dersom nettet dimensjoneres etter dette nivået, må man akseptere langvarige avbrudd for forbrukere som mulig konsekvens – inntil feil etter havarier er utbedret. Øst-Finnmark er særlig sårbar for langvarige feilsituasjoner. Det er lite regulerbar kraftproduksjon, med små vannmagasiner, og det vil forekomme vindstille perioder om vinteren. Det finnes begrenset tilgang på alternative energikilder, eksempelvis ingen fjernvarmesystemer, og det er en lang vinterperiode. I tillegg er det ingen store industrielle kraftforbrukere som kan redusere forbruket i en krisesituasjon. Sannsynligheten for slike langvarige feil er liten, men de kan oppstå. Området er eneste del av transmisjonsnettet der alle ledninger er 132 kV tremastledninger, de fleste med høy alder⁴. I en eventuell langvarig periode med havari vil det være mulig å gjenopprette deler av forsyningen, eller ha rullerende utkoblinger slik at ulempen fordeles på kundene i regionen.

Ved planleggingen av transmisjonsnettet i Finnmark legger Statnett følgende til grunn:

- Tiltakene i veikartet skal som minimum opprettholde *N-0 med mulighet for omkobling* i Øst-Finnmark etterhvert som forbruket vokser. Dette gjelder alminnelig forbruk⁵.

³ Kraftprodusenter som ikke får levere kraftproduksjonen til nettet, blir normalt kompensert for det økonomiske tapet gjennom såkalt «spesialregulering».

⁴ Mye av nettet ble bygget på 1960-70-tallet. Varangerbotn-Skogfoss er et unntak, ferdigstilt i 2013.

⁵ Alminnelig forbruk er alt unntatt stort forbruk (>15 MW og >5000 brukstimer) og utkoblbart forbruk

- For nytt større industriforbruk kan det aksepteres N-0 uten omkoblingsmulighet dersom kunden er tilfreds med dette (og ikke er villig til å betale anleggsbidrag).

3.3 Samfunnsmessig rasjonelle tiltak

Samfunnsmessig rasjonalitet er det førende prinsippet i energiloven, og Statnett har nedfelt i sine vedtekter at samfunnsøkonomiske vurderinger skal ligge til grunn for beslutninger. Hvordan dette skal løses, må vurderes fra sak til sak. Energimeldingen⁶ referer til Nettmeldingen⁷, som sier bl.a.:

«Det varierer mye fra prosjekt til prosjekt hva som er de viktigste fordelene og ulempene [...] Ikke alle disse virkningene kan prissettes på en allment akseptert og meningsfylt måte [...] Blant faktorene som er vanskelig å verdsette fullt ut er forsyningsikkerhet [...] Ofte vil det være virkningene som ikke prissettes som er avgjørende i vurderingen av prosjektet.»

Tiltak i kraftnettet i Øst-Finnmark vil oftest være kostbare (på grunn av store avstander) sett i relasjon til forbrukets størrelse. Det gjelder selv om forbruket skulle øke. Sammenlignet med andre deler av landet er det derfor vanskeligere å begrunne tiltak gjennom en ordinær lønnsomhetsanalyse. De fleste tiltak vil framstå ulønnsomme i en analyse av prissatte virkninger. Begrunnelsen for tiltak i Øst-Finnmark vil derfor i stor grad måtte baseres på kvalitative vurderinger knyttet til beredskap, robusthet, fleksibilitet og vedlikeholdbarhet – og tilrettelegging for måloppnåelse knyttet til næringsutvikling, fornybarutbygging etc. Av denne grunn er minimumssnivået når det gjelder forsyningsikkerhet (fra foregående avsnitt) en viktig forutsetning for utviklingen av veikartet.

3.4 Veikartet må sikre nok kapasitet i tide – til akseptabel kostnad

Veikartet må ta høyde for at fremtiden er usikker. Det er klokt å velge en trinnvis og robust strategi, som kan skaleres opp eller ned. Hvis vi visste at forbruksutviklingen var LAV, da kunne vi velge kapasitetsvake løsninger. Men det vet vi ikke – tvert imot tror vi mer på de andre scenariene – og da må vi ta høyde for større vekst.

En kraftledning med 420 kV-standard har minst 3 ganger så høy kapasitet som en ledning med 132 kV-standard. Merkostnaden for høyere ledningsstandard er anslagsvis 35 %.⁸ Det er relativt høy sannsynlighet for en forbruksvekst framover i tid som gjør at 420 kV-kapasiteten trengs. Hensynet til mulig økt innmating av kraftproduksjon gir samme konklusjon. Det er derfor høy realopsjonsverdi i å tilrettelegge for kapasitetsvekst, dvs. å bygge nye ledninger med 420 kV-standard selv om 132 kV isolert sett kunne være tilstrekkelig i tidlige trinn.

Ved planleggingen av transmisjonsnettet i Finnmark legger Statnett følgende til grunn:

- Ny ledning på hele eller deler av strekningen Skaidi-Varangerbotn bygges med 420 kV-standard.
- Nye ledning driftes på 132 kV inntil behovet for kapasitet gjør det nødvendig å øke driftsspenningen. Dermed kan investeringene i stasjonsanlegg utsettes lengst mulig, slik at kapitalbruken blir lavest mulig.

⁶ Meld. St. 25 (2015-2016) «Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030», kapittel 14.3

⁷ Meld. St. 14 (2011-12) «Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet», kapittel 6

⁸ Merkostnad refererer til stålmaster for Adamselv-Lakselv. Bygging for 420 kV med drift på 132 kV gir ca 6 % lavere kapasitet enn å bygge for 132 kV (pga. induktansen), men termisk kapasitet mer enn tredobles når spenningen økes til 420 kV. Ofte vil kapasiteten ved en 420 kV-ledning være betydelig mer enn tre ganger større, fordi den typisk også bygges med større linetverrsnitt, slik at både spenningsgrensen og strømgrensen øker.

3.5 Det finnes få alternativer til nettiltak i Øst-Finnmark

Som del av planarbeidet har Statnett vurdert alternative tiltak knyttet til forbrukssiden, produksjon eller markedsmessige forhold.

Statnetts vurdering er at alternative tiltak ikke kan erstatte behovet for nettinvesteringer i Finnmark. Hovedårsaken er at nettet i utgangspunktet har lite ledig kapasitet, og at det er liten fleksibilitet hos både produsenter og forbrukere i området. Når dette kombineres med en forventning om betydelig forbruksvekst, er det behov for å styrke nettet.

Statnetts vurdering av mulige alternative tiltak oppsummeres her:

- Forbruksrettede tiltak: Utnyttelse av fleksibilitet på forbrukssiden kan redusere forbrukstopper. I den operative systemdriften kan dette være nyttig.⁹ I forhold til scenarier med forventet vekst i forbruket i en hel landsdel (MIDDELS, STOR, X-STOR), vil ikke tiltak på forbrukssiden kunne løse utfordringen når nettkapasiteten i praksis er oppbrukt.
- Produksjonsrettede tiltak: Det meste av kraftproduksjonen i området er uregulerbar elvekraft og vindkraft. Adamselv kraftverk er viktigste regulerbare objekt. Sammen med Statkraft har vi vurdert økt effektinstallasjon og/eller pumpekraftinvestering. Dette er relativt kostbare tiltak (461 MNOK for 80 MW økt effekt), som gir begrenset nytte alene, og primært er nyttig i LAV-scenariet. I dagens situasjon er dette neppe kommersielt interessant, men det kan endre seg dersom kraftprisen i området bedre reflekterer variasjonen i vindkraftproduksjonen i regionen.
- Markedsmessige tiltak: Bedre samspill mellom vind- og vannressursene vil redusere nettbehovet. Et mindre, og mer treffsikkert, prisområde ville ha gitt et bidrag til dette. Det ville også bidra til redusert ubalanse mellom produksjon og forbruk, og redusere behovet for tiltak i framtiden. Det kan også motivere aktørene til å øke sin fleksibilitet (ref. foregående kulepunkt).

Det mest lovende av slike alternative tiltak, er endringer i markedet som kan bidra både til bedre utnyttelse av nettet og de samlede produksjonsressursene, og kan gi investerings- og lokaliseringssignaler til både produsenter og forbrukere. Dette kommer vi tilbake til senere i rapporten.

3.6 Reinvesteringer

Over tid blir det behov for reinvesteringer i dagens 132 kV-nett. Statnett vil synliggjøre i veikartet hvordan reinvesteringene påvirkes av nye nettiltak. Et viktig budskap er at nye nettiltak muliggjør utsettelse av noen reinvesteringer, forenkler gjennomføringen av de fleste reinvesteringer (fordi det blir enklere å få aksept for utkoblinger), og potensielt muliggjør sanering heller enn reinvestering (noen få steder, avhengig av utviklingen i produksjon og forbruk).

3.7 Veikartet må avklare hovedgrepene, mens detaljer kan løses etterhvert

Veikartet for nettutvikling i Finnmark vil ha fokus på de større tiltakene i transmisjonsnettet. Det vil være behov for mindre tiltak som ikke fremkommer i veikartet, og det kan være behov for tiltak i underliggende nett (regionalnett, distribusjonsnett) som gjennomføres av lokalt nettselskap. Større nye forbruksenheter eller produksjonsanlegg vil typisk også kreve større eller mindre tiltak for å muliggjøre tilknytning, dette må vurderes fra sak til sak.

⁹ Statnetts FoU-prosjekt «Storskala laststyring» har Nord-Norge som case. Her der det fokus på håndtering av krevende driftssituasjoner.

Spesifikt vil Statnett avklare behovet for stasjonstiltak i Skaidi, Hammerfest, Lakselv, Adamselv, Varangerbotn og Kirkenes underveis i det etterfølgende prosjektutviklingsarbeidet. Dette inkluderer også behovet for reaktive komponenter. Statnett vil søke konsesjoner med tilstrekkelig fleksibilitet, slik at anleggene raskt kan tilpasses kapasitetsbehovet.

3.8 Kostnadsfokus

Statnett har gjennom FoU-arbeid og teknologikvalifisering utviklet løsninger for billigere kraftledninger.

Øst-Finnmark har en topografi som gjør det mulig å bygge kraftledninger noe annerledes enn det som har vært vanlig de senere årene. Det legges til grunn at en ny 420 kV-ledning i Øst-Finnmark bygges med utvendig bardunerte M-master, med prefabrikerte fundamenter, og ved hjelp av mest mulig bakketransport og kran (heller enn helikopter). Dette kan gi store besparelser, anslagsvis 20-40 % lavere kostnader enn tidligere forutsatt. Statnett vil i gjennomføringen av prosjektene legge vekt på å oppnå disse besparelsene og sikre kontroll på risikofaktorene.

Ved planleggingen av transmisjonsnett i Finnmark legger Statnett følgende til grunn:

- Bygging av 420 kV-ledning øst for Skaidi skal ha kostnader prioritert overfor framdrift, og skal ta i bruk nye tekniske løsninger.

4. Veikart for nettutviklingen i Finnmark

I dette kapitlet presenteres planen for utvikling av transmisjonsnettet i Finnmark. Først gis en overordnet beskrivelse, før detaljene i hver «tiltaks pakke» omtales grundigere.

4.1 Utgangspunktet før veikartet

Statnett har det siste tiåret gjennomført omfattende byggeprosjekter i Troms og Finnmark. Ny 420 kV-ledning Ofoten-Balsfjord ble satt i drift i 2017. Det pågår bygging av ny 420 kV-ledning på strekningen Balsfjord-Skillemoen (Alta) som forventes ferdigstilt i 2021. Statnett har besluttet utbygging av 420 kV-ledning på strekningen Skillemoen-Skaidi, og forberedelser til byggestart pågår, med sikte på idriftsettelse i 2023. Det legges i utgangspunktet (før N3s veikart) opp til drift på 132 kV-nivå på strekningen Skillemoen-Skaidi, dvs. at det ikke bygges 420 kV-stasjon i Skaidi ennå.

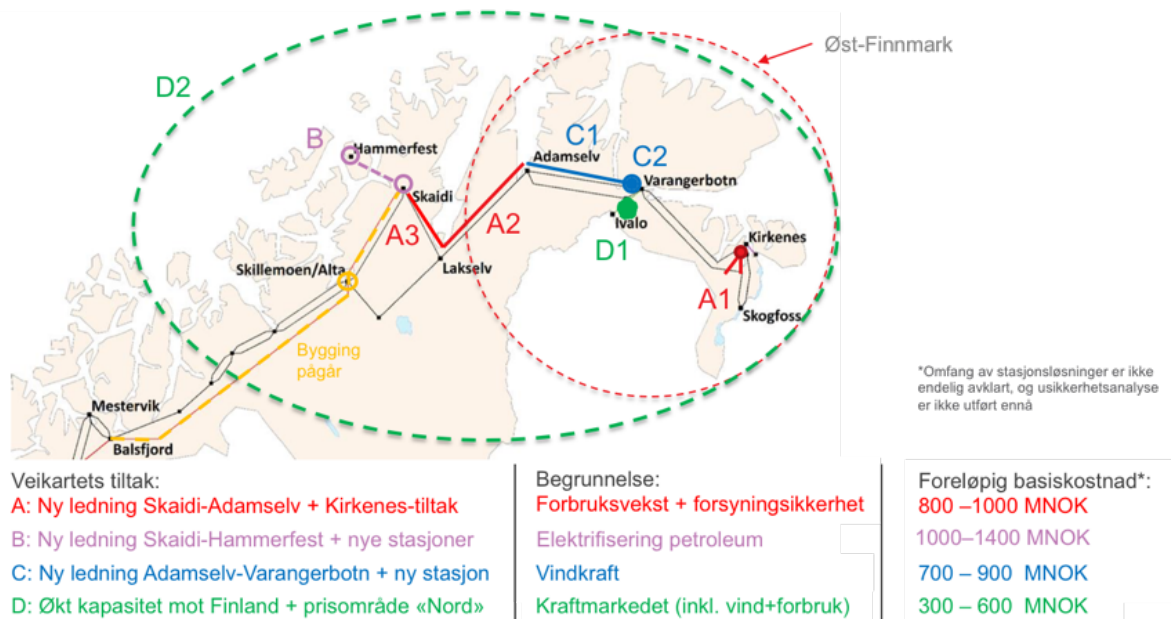
Utgangspunktet for arbeidet med «Næring og nett i nord» har derfor vært spørsmålet: Hvordan bør nettet utvikles videre fra Skaidi for å møte de samlede behov i landsdelen?

4.2 Veikart for nettutviklingen

Dagens nett har lite ledig kapasitet. Potensialet for elektrifisering av eksisterende virksomhet og vekst innen ulike sektorer, gjør at det er nødvendig å starte arbeidet med å styrke kraftnettet i regionen. Siden framtiden er usikker, bør planen ha en trinnvis logikk med robusthet i de løsningene som velges. På den måten kan kraftnettet møte behovene, uten at det gjøres for store investeringer for tidlig.

Statnett har utviklet en fire-trinns strategi for nettutviklingen i Finnmark som presenteres i fortsettelsen. Figur 11 viser de fire tiltakspakkene A-D og deres hovedbegrunnelse. Kostnadstallene som er angitt, er indikative og vil bli ytterligere konkretisert i etterfølgende arbeid med prosjektene.¹⁰

¹⁰ Kostnadstallene er grove tidligfaseestimer. Omfang av stasjonsløsninger er ikke endelig avklart, og usikkerhetsanalyse er ikke utført ennå. De angitte kostnadstallene baseres på utbyggingsrekkefølge A til D. Dersom tiltakene gjennomføres i annen rekkefølge, vil tallene kunne endre seg. (Et eksempel er at tiltak D1 trolig forutsetter at deler av tiltak C2 gjennomføres).



Figur 11 Veikart for utviklingen av transmisjonsnettet i Finnmark i fire tiltakspakker A-D

4.3 Veikartets tiltak A

Beskrivelse av trinn A: Bygge Skaidi-Adamselv for 420 kV, drifte på 132 kV

Første trinn må gjennomføres for å opprettholde akseptabel forsyningsikkerhet når forbruket vokser. Dagens nett har 30 MW ledig kapasitet til Øst-Finnmark og 0 MW ledig i Kirkenesområdet. Med forventning om forbruksvekst er det nødvendig med tiltak, og marginen er så liten at tiltakene må igangsettes nå. Uten slike tiltak forventer vi en situasjon om kort tid der forsyningsikkerheten er for dårlig. Kravet til forsyningsikkerhet er her satt til *N-0 med omkoblingsmulighet*, dvs. at ved én langvarig feilhendelse skal regionsentralen ha mulighet til å gjøre omkoblinger slik at forsyningen reetableres innen 15-60 minutter. Dette er svakere forsyningsikkerhet enn de fleste steder i transmisjonsnettet. Dårligere forsyningsikkerhet enn dette nivået kan ikke anbefales i en landsdel med spesielle beredskapsmessige utfordringer.

Første trinn innebærer tre tiltak:

- **Tiltak A1: Økt robusthet i Kirkenes-området.** Kraftnettet i Sør-Varanger er utsatt for dårlige spenningsforhold når det skjer feil i nettet. Det er behov for tiltak som bedrer spenningen. Det beste tiltaket er trolig å legge ledningen Varangerbotn-Skogfoss innom ny Kirkenes stasjon. Det foreslåtte tiltaket vil redusere sårbarheten i området, og sikre at det er to ledninger inn mot Kirkenes også etter et utfall, og sikre at vannkraften fra Pasvikelva kan gi spenningsstøtte i Kirkenes også i en feilsituasjon. Vi antar at dette vil gi flere titalls MW økt kapasitet i Kirkenes-området. Slik omlegging vil også forenkle/muliggjøre reinvesteringer av de eldre 132 kV-ledningene i området, som er planlagt utført på 2030-tallet. Hensyntatt at Kirkenes stasjon uansett skal reinvesteres midt på 2020-tallet, er merkostnaden relativt begrenset. Alternative tiltak er installering av spenningsregulerende enheter (SVC, kondensatorbatteri) i området. Det trengs grundigere vurderinger for å avklare hva som er beste tiltak i Kirkenes-området, og dette vil utføres i fortsettelsen.

- **Tiltak A2: Bygging av ny 420 kV ledning Lakselv-Adamselv.** Denne strekningen er eneste delstrekning med bare én forbindelse i dagens nett, og eksisterende ledning har dårlig tilstand, med behov for snarlig oppgradering. Dette er svakeste ledd i forsyningen av Øst-Finnmark, og ny ledning på denne strekningen gir anslagsvis 60 MW økt kapasitet til forbruk i Øst-Finnmark. Dette er et kritisk viktig tiltak for å sikre akseptabel forsyningssikkerhet når forbruket vokser. Den eksisterende 132 kV-ledningen vil rehabiliteres snarlig etter at den nye 420 kV-ledningen er bygget.
- **Tiltak A3: Bygging av ny 420 kV ledning Skaidi-Lakselv.** Ny ledning på denne strekningen er viktig både for Vest-Finnmark og Øst-Finnmark. Den viktigste nytteverdien er at den legger til rette for å møte økt vindkraftvolum fra Øst-Finnmark mot det forventede økte forbruket i Hammerfestområdet. Ledningen gir et viktig bidrag til økt forsyningssikkerhet for forbruket under Skaidi (Hammerfestområdet), som er ventet å vokse betydelig i årene framover. I tillegg vil ledningen knytte Øst-Finnmark sammen med det nybygde 420 kV-nettet som er under bygging fra Balsfjord til Skaidi. Det kan oppstå flaskehals mellom Skaidi og Lakselv, en ny ledning her gir derfor økt trygghet for å ha tilgjengelig kapasitet inn til Øst-Finnmark. Ledningen gjør at det blir enklere («mulig») å gjennomføre vedlikehold og rehabilitering på flere av dagens 132 kV-ledninger, for alle 132 kV-ledninger mellom Skillemoen og Adamselv.

Det er rasjonelt å se hele strekningen Skaidi-Lakselv-Adamselv som en helhet. Det er synergier i gjennomføringen. Konesjonsprosessen blir bedre, den helhetlige strekningen Skaidi-Adamselv må uansett vurderes samlet av Statnett, NVE/OED og av alle høringsparter. Strekningen inngår i Statnetts langsiktige utviklingsplan. Siden fibernettet i Finnmark er sårbart, er det også nyttig å få etablert ny OPGW-toppline på hele strekningen fra Skaidi til Adamselv.

Hele ledningsstrekningen vil bygges med 420 kV-standard, men med drift på 132 kV inntil tiltak C er gjennomført.

Statnett legger i utgangspunktet opp til at ledningen *ikke* kobles til eksisterende stasjon i Lakselv i første omgang. Det er imidlertid viktig at ledningen passerer nær Lakselv stasjon, for å ha mulighet til tilkobling i framtiden. I fortsettelsen vil det gjennomføres systemanalyser for å vurdere om ledningen bør kobles innom Lakselv stasjon i perioden med drift på 132 kV-nivå. Dersom denne perioden forventes å være kortvarig, ønsker Statnett å unngå tilkobling, som innebærer å unngå ombyggingsarbeider i Lakselv (der det er krevende å utvide anlegget), og spare kostnader til to nye felt. I basisalternativet bygges de siste ca 7 km inn mot Adamselv stasjon med 132 kV-standard¹¹. Dersom det umiddelbart bygges 420 kV-ledning direkte videre til Varangerbotn i tiltak C, vil Statnett utrede om tilkobling til Adamselv kan unngås. Dersom trinn C *ikke* blir gjennomført (innen rimelig tid), kan det etterhvert bli behov for etablering av en 420 kV-stasjon i Adamselv, for å kunne drifte Skaidi-Adamselv på 420 kV.

¹¹ Den siste strekningen inn mot Adamselv stasjon er lite aktuell for 420 kV-ledning, fordi en gjennomgående 420 kV-ledning mot øst trolig vil passere 6-7 km sør for stasjonen. Dersom det senere skal etableres en 420 kV-stasjon i Adamselv, vil den plasseres sør for eksisterende stasjon, der 420 kV-ledningen passerer.

Statnett har i tilknytning til N3-prosjektet utført diverse nettanalyser. De viktigste funn av relevans for veikartets tiltak A er:

- *Analysene viser at spenningsforholdene i Kirkenesområdet er krevende i en feilsituasjon. Økt forbruk i området vil føre til at spenningsgrensene underskrides etter den mest kritiske feilhendelsen, hensyntatt forutsetningene i kapittel 3.1.*
- *Analysene viser at det er rom for 30 MW vekst i maksimalforbruket i Øst-Finnmark samlet sett (under Varangerbotn stasjon) før forsynings sikkerheten blir dårligere enn det krav som er angitt i kapittel 3.2. Dersom forbruket vokser mer enn dette, vil det i de kaldeste vinterperiodene ikke være mulig å gjenopprette forsyningen til alt forbruket i en periode med langvarig havari på den viktigste ledningen til regionen.*
- *Analysene viser at ny 420 kV-ledning på strekningen Adamselv-Lakselv, driftet på 132 kV-nivå, øker kapasiteten til vekst i maksimalforbruket fra 30 MW til 90 MW.*
- *Analysene viser at en ny ledning på strekningen Skaidi-Adamselv i kombinasjon med en HVDC back-to-back (tiltak D1) er et bra tiltak i et scenario der forbruket øker i Hammerfestregionen samtidig som det etableres ny vindkraft i Øst-Finnmark.*

4.4 Veikartets tiltak B

Beskrivelse av tiltak B: Bygge 420 kV Skaidi-Hammerfest og nye stasjoner

Tiltak B vil tilrettelegge for økt elektrifisering og økt kraftforbruk hos petroleumsindustrien i Hammerfestområdet. Vi forventer et økt forbruk på minst 270 MW på Snøhvit-anlegget, basert på en formell forespørsel fra Equinor og dialog med sentrale aktører. I tillegg er det potensiale for forbruksvekst hos andre aktører i petroleumsindustrien, knyttet til andre felt, til havs og eventuelle tilhørende landanlegg. Mest sannsynlige løsning er å etablere en ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Hammerfest, og nye 420 kV-stasjoner i Skaidi og Hammerfest. Statnett søkte konsesjon for dette tiltaket i 2009, som del av prosjektet Balsfjord-Skaidi-Hammerfest.

Forutsatt at det inngås utredningsavtale med Equinor, vil Statnett be energimyndighetene om å gjenoppta konsesjonsbehandlingen for 420 kV-ledning på strekningen Skaidi-Hammerfest. I henhold til regelverket om anleggsbidrag, som trådte i kraft 1.1.2019, må petroleumsaktørene inngå avtale om dekning av anleggsbidrag før Statnett igangsetter utbygging. Tiltak B vil derfor bare gjennomføres dersom petroleumsaktørene ønsker økt krafttilgang og er villige til å dekke sin andel av kostnadene.

Statnett har i tilknytning til N3-prosjektet utført diverse nettanalyser. De viktigste funn av relevans for veikartets tiltak B er:

- *Analysene viser at eksisterende 132 kV-nett ikke har kapasitet til forbruksvekst av en viss størrelse. Det er behov for nytt nett fra Skaidi til Hammerfest dersom petroleumsindustrien skal øke sitt forbruk/uttak fra nettet.*
- *Et konsept med 420 kV fra Skaidi til Hammerfest fremstår som best. Det konseptet innebærer 420 kV i Skaidi stasjon, 420 kV drift mellom Skaidi og Hyggevang og 420 kV i Hyggevang stasjon (ved Hammerfest). Konseptet er bedre enn vurderte alternativer fordi det er det eneste som dekker en fullelektrifisering av Melkøya, gir større reduksjon i kostnader til overføringstap og gir fleksibilitet til å imøtekomme fremtidig forbruksvekst uten ytterligere kostnader. Konseptet gir ikke full N-1. Skulle det bli kun en mindre forbruksøkning, eksempelvis kun delelektrifisering, gir konseptet også*

fleksibilitet til å nedskalere løsningen dersom vi på et senere tidspunkt i prosjektforløpet får ny informasjon.

4.5 Veikartets tiltak C

Beskrivelse av tiltak C: Søke konsesjon på ny ledning 420 kV Adamselv-Varangerbotn

Tiltak C gir både god kapasitet for innmating av vindkraftproduksjon, og det gir rom for betydelig forbruksvekst. Tiltaket vil neppe være nødvendig av hensyn til generell forbruksvekst innen overskuelig framtid, men det vil gi et positivt bidrag til forsyningssikkerheten i regionen. I dagens situasjon er det vindkraftutbygging som er mest sannsynlige utløsende årsak for tiltak C, men dette kan endre seg over tid.

Tiltak C innebærer å forberede to gjensidig avhengige tiltak:

- **Tiltak C1: Søke konsesjon for ny 420 kV ledning Adamselv-Varangerbotn.** Tiltaket innebærer å bygge ny 420 kV-ledning fra Adamselv til Varangerbotn. Den nye ledningen kobles til ny 420 kV stasjon i Varangerbotn, og den «skjøtes sammen med» ledningen som ble bygget i tiltak A (Skaidi-Adamselv). I utgangspunktet legges det derfor ikke opp til å bygge en 420 kV-stasjon i Adamselv¹². Varangerbotn er det viktigste knutepunktet i Øst-Finnmark, herfra forsynes både Varangerhalvøya og Kirkenesområdet. På Varangerhalvøya er det gitt konsesjon til ytterligere 175 MW vindkraftverk, og det er potensiale for ytterligere vindkraftutbygginger i området. En ny ledning gir minst 300 MW kapasitet til ny produksjon i Øst-Finnmark, men opp til anslagsvis 500 MW dersom forbruket i Vest-Finnmark vokser med 200+ MW.
- **Tiltak C2: Søke konsesjon for ny 420/132 kV transformatorstasjon i Varangerbotn.** Dagens Varangerbotn stasjon er nylig rehabilitert, men uten ekspansjonsmuligheter. Helt siden 2010 har det ligget til grunn at det skal etableres en ny transformatorstasjon vest for dagens. Det vil etableres en enklere stasjonsløsning sammenlignet med de opprinnelige planene, og eksisterende 132 kV-stasjon vil fortsette omtrent som i dag. Transformatorer mellom 420 og 132 kV plasseres i den nye stasjonen. Stasjonen vil ha felt for begge spenningsnivåer. Den nye stasjonen knyttes sammen med eksisterende stasjon via to 132 kV-forbindelser (trolig gjenbruk av eksisterende ledninger). Nærmere analyser vil avklare om 220 kV-ledningen til Finland bør tilkobles den nye stasjonen (istedenfor den eksisterende, som i dag). Statnett vil tilrettelegge for sannsynlige/mulige utvidelser både i arealangivelser og konsesjonssøknad.

Det legges i base case opp til at 420 kV-forbindelsen går direkte fra Skaidi til Varangerbotn uten stasjonstilkobling underveis. Det vil kvalitetssikres i framtidige analyser hva dette krever av reaktive komponenter og/eller om det er nødvendig med stasjonstilkobling underveis. For å kunne drifte ledningen på 420 kV-spenningsnivå må den tilknyttes 420 kV-anlegget i Skaidi (dvs. å flyttes fra 132 kV-anlegget), og denne endringen inngår i tiltak C.

¹² Behovet for stasjonstilknytning i Adamselv vil bli vurdert senere, se omtale av tiltak A. Dette behovet kan evt knyttes både til stabilitet og sårbarhet i nettet, og det kan knyttes til eventuelle behov for innmating eller uttak av kraft i Adamselv-området.

Statnett har tidligere konkludert at bygging av hele Skaidi-Varangerbotn ikke var lønnsom for realisering av 175 MW konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Nå er bildet annerledes. Kostnaden er betydelig lavere, fordi det bare er kostnaden i tiltak C som er relevant, og nytten er høyere fordi vi tror på inntil 500 MW vindkraftpotensiale. Også andre faktorer knyttet til prisutviklingen på vindkraft og markedsprisen for kraft har endret seg til gunst for vindkraften. Alt i alt gir det grunnlag for å konkludere at det i dagens situasjon er samfunnsmessig rasjonelt å (søke konsesjon om å) bygge nett for å realisere vindkraften.

For å utarbeide konsesjonssøknad for tiltak C stiller Statnett som vilkår at arbeidet med utredninger og konsesjonssøknad delfinansieres av aktørene som har mottatt vindkraftkonsesjon, i tråd med regelverket i NVEs kontrollforskrift. Slik avtale er inngått mellom Statnett og Finnmark Kraft og Varanger Kraft i mars 2019, og Statnett har trukket søknaden til NVE om dispensasjon fra tilknytningsplikten. Tilsvarende må det før utbygging av tiltak C avklares hvordan regelverket om anleggsbidrag kommer til anvendelse, og inngås avtale med vindkraftaktørene om betaling av anleggsbidrag.

Dersom tiltak C ikke blir gjennomført av hensyn til vindkraften, kan det bli aktuelt å gjennomføre det samme tiltaket av hensyn til eventuelt nytt stort forbruk (fra en stor industriell aktør). På lenger sikt kan tiltak C også være nødvendig av hensyn til generell forbruksvekst, hvis denne veksten blir stor.

Statnett har i tilknytning til N3-prosjektet utført diverse nettanalyser. De viktigste funn av relevans for veikartets tiltak C er:

- *Analysene viser at en ny 420 kV-ledning Skaidi-Varangerbotn, driftet på 132 kV-spenningsnivå, gir relativt liten kapasitetsøkning, på grunn av store avstander og utfordrende spenningsforhold. Samtidig vil også en løsning med drift på 132 kV kreve at det påbegynnes utbygging av ny stasjon i Varangerbotn. Merkostnaden for å løfte spenningen til 420 kV blir derfor liten. Statnett ser det derfor ikke som rasjonelt å legge til rette for langvarig drift på 132 kV-nivå på hele denne lange strekningen.*
- *Analysene viser at en ny 420 kV-ledning Skaidi-Varangerbotn trolig vil øke utfordringene med å opprettholde ringdrift med Finland (se omtale i kap 1.4). Det betyr at det i mange situasjoner ikke blir mulig å oppnå N-1-forsyningsikkerhet, fordi nettet må deles mot Finland for å ha god nok kontroll på kraftflyten. Analysene viser at en back-to-back-installasjon mot Finland langt på vei vil løse denne utfordringen (se tiltak D1), og det tilrådes å bygge en slik back-to-back for å få full nytte av ledningen. Analysene viser at en slik back-to-back i kombinasjon med ny ledning på delstrekningen Skaidi-Adamselv trolig er en god løsning som kan/bør etableres tidlig.*
- *Analysen utført i 2018 viste at en ny 420 kV-ledning på strekningen Skaidi-Varangerbotn gir kapasitet til minst 300 MW ny kraftproduksjon i Øst-Finnmark.¹³ Analysene viste at kapasitetsbegrensningen for ytterligere vindkraftvolumer primært var knyttet til eksport sørover fra Finnmark. Med forventning om betydelig økt forbruk i Vest-Finnmark, blir energi- og effektbalansen i området vesentlig endret. Statnetts vurdering er at en økning på 200 MW forbruk i Hammerfest, gir mulighet for å overføre anslagsvis 300 MW + 200 MW = 500 MW fra Øst-Finnmark til Vest-Finnmark via ny ledning Skaidi-Varangerbotn.*

¹³ <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201832704/2345364>

- *Analyser utført i 2016 viste at ny 420 kV-ledning Skaidi-Varangerbotn inngikk i begge de to alternative konsepter for å forsyne et større økt industrielt forbruk i Finnmark, enten i øst eller vest.¹⁴*

4.6 Veikartets tiltak D

Beskrivelse av tiltak D: Forberede økt kapasitet mot Finland

Tiltak D vil bidra til et mer velfungerende nordisk kraftmarked, og gi økt forsyningssikkerhet til Finnmark og legge til rette for ytterligere vindkraftutbygging i regionen.

Tiltak D innebærer å utrede økt (og bedret utnyttelse av) kapasitet mot Finland:

- **Tiltak D1: Utrede HVDC back-to-back (B2B) på forbindelsen mellom Varangerbotn og Ivalo:** I dagens situasjon er det krevende å utnytte eksisterende ledning mellom Varangerbotn og Finland. Kun en begrenset andel av den termiske kapasiteten lar seg utnytte pga. stabilitets- og spenningsforhold. En B2B gir mulighet til å styre kraftflyten og optimalisere utnyttelsen av eksisterende 220 kV-ledning. Selv om kapasiteten som oppnås er relativt begrenset (i størrelsesorden 150 MW), oppnås det stor nytteverdi fordi det er mulig å ha full kontroll på kraftflyten. Det betyr at det er mulig å utnytte kapasiteten fullt ut, nesten hele tiden, slik at overføringsevnen i form av energi (GWh) blir mye større enn i dagens situasjon.
- **Tiltak D2: Utrede eget prisområde nord i NO4:** Statnett vil utrede om det bør etableres et eget prisområde nord i NO4¹⁵, og hvilke forutsetninger som bør på plass. En B2B-løsning kan være en viktig brikke i dette bildet, fordi den introduserer viktig fleksibilitet i markedet. Et prisområde vil stimulere andre aktører til å øke sin fleksibilitet, både på forbruks- og produsentsiden, og legge til rette for bedre utnyttelse av de samlede kraftressursene i regionen. Et prisområde vil dessuten gi riktigere incentiver til aktører i forbindelse med lokalisering av ny virksomhet. For visse typer industrielt forbruk kan dette være en forutsetning for å velge lokalisering i nord.

Statnett har tidligere pekt på muligheten for å bygge en ny ledningsforbindelse til Finland («Arctic Circle»). Dette framstår nå mindre realistisk og inngår derfor ikke i veikartet. En ny ledning til Finland vil være svært kostbar og vanskelig å utnytte optimalt.¹⁶ I stedet bygger veikartet på å utnytte eksisterende ledning bedre, gjennom tiltak D1. Dette har også den fordel at man kan unngå de naturinngrep som ville følge av en ny ledning til Finland.

Tiltakene i veikartet muliggjør mer vindkraft enn i dagens situasjon. Tiltak C muliggjør inntil om lag 500 MW ny vindkraft. Kombinasjonen av tiltak A og tiltak D kan også gi rom for en del økt vindkraftutbygging. Utover et slikt volum må eventuelt ytterligere utbygging av vindkraft i Finnmark knyttes opp mot en balansert utvikling av forbruk og produksjon. Her kan hydrogen/ammoniakk spille en nøkkelrolle, men det forutsetter at kraftprisen i området er

¹⁴ <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kraftsystemet-i-finnmark.pdf>

¹⁵ Dagens prisområde NO4 inkluderer Nordland, Troms og Finnmark. Området domineres volummessig av vannkraft og kraftintensiv industri i Nordland, og prisene reflekterer dårlig situasjonen i Finnmark. En kandidat for et nordlig prisområde er Nord-Troms og Finnmark.

¹⁶ En eventuell ny ledning kunne bygges som en HVDC-forbindelse, og det ville da være lettere å styre kraftflyten og dermed lettere utnytte overføringskapasiteten isolert sett. Utfordringen da ville være at det omkringliggende nettet i både Norge og Finland ikke ville være tilrettelagt for denne overføringskapasiteten. Dermed blir svaret det samme, det er vanskelig å utnytte kapasiteten i en ny ledning, enten den bygges som vekselstrøm (AC) eller likestrøm (DC).

lavere enn andre steder. Etablering av prisområde er derfor en nøkkel til å kunne realisere ytterligere vindkraft på sikt. Likeledes vil et velfungerende marked synliggjøre verdien av kraften for vindkraftaktørene, slik at det ikke blir kommersielt attraktivt å bygge ut for mye kraft. Dersom man ikke lykkes med en slik balansert og markedsbasert løsning, må vindkraft utover de nevnte volumer begrenses av administrative virkemidler (nei til konsesjon, nei til tilknytning, e.l.)

En stor del av lønnsomheten av en B2B-enhet knytter seg til økte handelsinntekter på forbindelsen til Finland. Kombinasjonen av tiltak D1 og D2 vil trolig gjøre det mulig å integrere Finlandsforbindelsen i kraftmarkedet på normal måte, tilsvarende øvrige forbindelser mellom landene i Norden. Styrbarheten vil sikre at kraftflyten går «riktig vei», fra område med lav pris til høy pris, slik at det oppstår en handelsgevinst. Den norske delen av handelsgevinsten vil tilfalle brukerne av transmisjonsnettet gjennom redusert nettleie.

Statnett har i tilknytning til N3-prosjektet utført diverse nettanalyser. De viktigste funn av relevans for veikartets tiltak D er:

- *Analysene viser at det er vanskelig å utnytte en eventuell ny 420 kV-forbindelse til Finland, slik Statnett tidligere har skissert som en mulig god løsning («Arctic Circle»). For å ha tilstrekkelig kontroll på kraftflyten, både i normalsituasjonen og etter en eventuell feilhendelse, vil det ikke være mulig å overføre store energimengder sørover ved en slik løsning. Statnett har derfor lagt bort idéen om en slik løsning.*
- *Analysene viser at en HVDC back-to-back (B2B) enhet tilknyttet eksisterende 220 kV-ledning mellom Varangerbotn og Ivalo, har mange gode egenskaper som systemet vil ha nytte av. En kapasitet i størrelsesorden 120-150 MW kan trolig utnyttes uten at det er behov for store tiltak i det omkringliggende nettet. Dersom kapasiteten av en B2B er større enn dette, vil det bli behov for omfattende tiltak i det omkringliggende nettet for å utnytte den ekstra kapasiteten. Analysene viser at nytteverdien av en B2B både knytter seg til bedre utnyttelse av eksisterende ledninger og dessuten gir økt kapasitet til nytt forbruk og ny produksjon i Øst-Finnmark. En annen viktig nytteverdi er at en B2B gjør det mulig å opprettholde ringdrift med Finland det meste av tiden, slik at det blir mulig å opprettholde N-1-forsyningsikkerhet mye mer enn i dag. En B2B vil også fungere godt sammen med tiltak A, slik at kombinasjonen av tiltakene A2+A3+D1 er en gunstig løsning for systemet.*

4.7 Framdriftsplan

Tiltak A gjennomføres først. Øvrige tiltak vil utvikles i parallell og gjennomføres i hensiktsmessig rekkefølge.

Framdriften for tiltak B må avtales nærmere med petroleumsaktørene, primært Equinor, og avhenger av at det inngås avtale om anleggsbidrag, og av varigheten av konsesjonsbehandlingen.

Framdrift for tiltak C må avtales nærmere med vindkraftaktørene, og er avhengig av at vindkraften er lønnsom. Vindkraftaktørene må betale sin andel av utredningskostnader og regelverket for anleggsbidrag vil komme til anvendelse. For Statnetts del er det rasjonelt å bygge stegvis, slik at bygging av trinn C starter når byggingen av trinn A er ferdig.

Framdrift av tiltak D avhenger dels av samarbeidet med Fingrid og dels av resultatene av framtidige vurderinger. I første omgang er det fokus på å ferdigstille analyser og vurderinger for å avklare forutsetningene for at tiltakene skal være rasjonelle og fungere etter hensikten.

Statnett vil orientere om status i arbeidet med de ulike tiltakene gjennom kommende versjoner av *Nettutviklingsplanen*.

4.8 Behov for nye eller utvidede transformatorstasjoner

Tiltak B forutsetter nye løsninger i stasjonsanleggene i Skaidi og Hammerfest. Det er behov for utvidelser i Skaidi for å knytte til en ny ledning. Mest sannsynlig må det bygges en 420 kV-stasjon i Skaidi av hensyn til forbruksvekst i Hammerfestområdet, før det er aktuelt å øke driftsspenningen til 420 kV østover fra Skaidi.

Som det fremgår av veikartet, trengs det en ny transformatorstasjon i Varangerbotn dersom tiltak C blir bygget. Det skyldes både behovet for å introdusere 420 kV som spenningsnivå, og det skyldes at det ikke er plass til utvidelse av det eksisterende 132 kV-anlegget. Etablering av en slik ny stasjon har ligget i Statnetts planer helt siden Skaidi-Varangerbotn ble meldt NVE i 2010. Daværende plan innebar etablering av en stor ny stasjon, og at eksisterende stasjon skulle nedlegges. Nå legges det til grunn en betydelig mindre ny stasjon, og at eksisterende stasjon (som nylig er rehabilitert) videreføres.

Når det gjelder de mellomliggende stasjonene i Lakselv og Adamselv, er behovet for endringer i disse stasjonene avhengig av flere forhold. Dels avhenger det av om tiltak A og tiltak C bygges ut (nesten) samtidig, eller om tiltak A skal være i drift i en lang periode uten videre utbygging. Dels avhenger det også av endringer i forbruk og produksjon. Det er derfor rasjonelt for Statnett å sikre arealer og konsesjon til mulige transformatorstasjoner (nye eller utvidelser) i både Lakselv og Adamselv gjennom arbeidet med konsesjonssøknadene. Dersom det ligger langt fram å gjennomføre tiltak C, vil det på sikt vurderes om det er behov for en 420 kV-stasjon i Adamselv, slik at strekningen Skaidi-Adamselv kan driftes på 420 kV-nivå.

I tiden fram mot oppstart av utbyggingene vil Statnett foreta oppdaterte beregninger og analyser for å avklare behovet for tiknytning/transformering i Lakselv og Adamselv.

4.9 Behov for reaktive komponenter og tiltak i underliggende nett

Nettet i Finnmark kjennetegnes av lange avstander og lavt nominelt spenningsnivå. Det innebærer at det ofte er spenningsmessige forhold som avgjør hvor mye kraft som kan overføres i nettet. Andre steder i landet er det oftere termiske forhold som avgjør overføringsevnen.

En typisk situasjon i Øst-Finnmark er at spenningen er høy nær kraftproduksjonen og synker etterhvert som avstanden fra produksjon øker, og er lavest ved forbrukstygndepunktene. Ved feilhendelser i nettet endrer spenningsforholdene seg momentant, og dette må hensyntas ved fastsettelse av overføringsgrensene i nettet. Eksempelvis vil spenningen i Kirkenes typisk være (for) høy i normaldrift, mens den blir (for) lav etter en feil.

Spenningen kan kontrolleres ved ulike typer installasjoner:

- Kondensatorbatterier øker spenningen
- Reaktorer senker spenningen
- SVC/SVS-anlegg styrer spenningen dynamisk

Behovet for slike spenningsrelaterte tiltak vil påvirkes av utviklingen i forbruk og produksjon. Det inngår derfor som en naturlig del av Statnetts videre arbeid å klarlegge slike behov og integrere nødvendige tiltak i tiltakspakkene A-D ved behov. Konesjonssøknadene vil beskrive behovene mer overordnet og sikre arealer og fleksibilitet ift. å kunne utstyre transformatorstasjoner med de reaktive komponentene som trengs. Som utgangshypotese er det lagt til grunn at det plasseres reaktive komponenter i ny stasjon i Varangerbotn og at det utredes behov for kondensatorbatteri eller SVS-anlegg i ny stasjon i Kirkenes.

Veikartet presenterer tiltak i transmisjonsnettet, som er Statnetts ansvar. Det vil i tillegg kunne være behov for tiltak i regional- eller distribusjonsnettet dersom forbruk eller produksjon øker. Dette håndteres av de lokale nettselskapene.

Dersom det kommer et stort nytt industrielt punktforbruk langt fra Varangerbotn, vil det også kunne bli behov for ny kapasitet fra Varangerbotn og fram til forbruket. Dersom forbruket vokser mye på Varangerhalvøya vil dette normalt måtte løses med tiltak i Varanger KraftNett sitt regionalnett. Dersom forbruket vokser mye i Kirkenes-området, kan det bli behov for tiltak i Statnetts transmisjonsnett mellom Varangerbotn og Kirkenes.

4.10 Forholdet til reinvesteringer

Over tid blir det behov for reinvesteringer i dagens 132 kV-nett. Store deler av nettet ble bygget på 1970-tallet. Betydelige reinvesteringer er planlagt i perioden 2025-2040.

Nye netttiltak (tiltak A og C) muliggjør utsettelse av noen reinvesteringer, forenkler gjennomføringen av de fleste reinvesteringer (fordi det blir enklere å få aksept for utkoblinger), og kan kanskje legge til rette for sanering (noen få steder) heller enn reinvestering. Denne type nytteverdi vil komme til syne i Statnetts reinvesteringsplan («Plan for anleggsforvaltning») etterhvert. I de tilfeller hvor en gammel 132 kV-ledning må rives og nybygges, vil Statnett revurdere kapasitetsbehovet på forbindelsen. Som minimum bør ledningene bygges med et framtidrettet linetverrsnitt, noe som i en del tilfeller innebærer en oppgradering sammenlignet med dagens situasjon. Alle disse spørsmål må vurderes over tid, og anbefalte løsninger vil avhenge av den framtidige forbruks- og produksjonsutvikling.

De mest nærliggende reinvesteringsbehov på 2020-tallet, er følgende:

- Rehabilitering av *Kirkenes stasjon* (planlagt 2024), mest sannsynlig ved nybygging på ny tomt. Denne reinvesteringen samordnes med tiltak A1, trolig som ett samlet prosjekt.
- Rehabilitering av *132 kV Adamselv-Lakselv* (planlagt 2025). Ledningen er i dårlig stand, og det er behov for betydelige arbeider for å sikre akseptabel kvalitet framover. Kanskje må deler av anlegget rives og nybygges, mest sannsynlig må line skiftes på deler av strekningen. Dette arbeidet kan ikke gjennomføres før tiltak A2 er utført, men bør deretter gjennomføres raskt, før tiltak C ferdigstilles. Planleggingen av denne rehabiliteringsoppgaven bør pågå i parallell med byggingen av 420 kV

Lakselv-Adamselv, både for å sikre eventuelle synergier og for å være klar til å starte rehabiliteringsjobben så raskt ny ledning er driftsklar. En mulighet er at den nye ledningen loopes inn i eksisterende stasjoner via eksisterende ledning (siste strekning inn mot hver stasjon), mens resten av eksisterende ledning tas ut av drift og blir rehabilitert. Uavhengig av dette er det planlagt reparasjonsarbeider på strekningen i 2020-2022.

- Nytt kontrollanlegg i *Adamselv stasjon* (planlagt gjennomført ca 2025-26). Dette må ses i sammenheng med veikartet. Hvis trinn C blir realisert raskt, kan tilkobling i Adamselv kanskje unngås. I motsatt fall må det legges til rette for tilkobling.

På slutten av 2030-tallet er det planlagt reinvesteringer i Øst-Finnmark. Tiltak A1 gir et viktig bidrag til å forenkle og/eller muliggjøre nødvendige utkoblinger for å kunne gjennomføre disse arbeidene:

- Reinvestering 132 kV ledning Kirkenes-Varangerbotn
- Reinvestering 132 kV ledning Skogfoss-Bjørnevatn
- Reinvestering 132 kV ledning Bjørnevatn-Kirkenes