

REGIONAL KRAFTSYSTEMUTREDNING

Finnmark 2022-2041, planområde 22

Hovedrapport

Juni 2022



Barentsnett

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	4
2	Sammendrag.....	5
3	Utredningsprosessen.....	6
3.1	Utredningsområdet	6
3.2	Samordning	13
3.3	Deltakere i utredningsarbeidet.....	15
4	Forutsetninger i utredningsarbeidet	16
4.1	Mål for det fremtidige kraftsystemet	16
4.2	Utredningens ambisjonsnivå og tidshorisont.....	21
4.3	Økonomiske forutsetninger.....	22
4.4	Tekniske forutsetninger	24
4.5	Særegne forhold innen utredningsområdet.....	27
5	Dagens kraftsystem.....	30
5.1	Historiske data for forbruk	30
5.2	Historiske data for produksjon	34
5.3	Energi- og effektbalanse.....	35
5.4	Andre energibærere	37
5.5	Beskrivelse av dagens kraftsystem	38
5.6	Driftsforhold av betydning for utnyttelsen av regionalnettet	38
5.7	Systemjording og ladestrøm.....	39
5.8	Ledig nettkapasitet til ny kraftproduksjon i regionalnettet	39
5.9	Grenseflater mellom områdekonsesjonærer	40
5.10	Leveringskvalitet og forsyningssikkerhet.....	40
5.11	Gjennomførte endringer i anlegg.....	44
6	Fremtidige overføringsforhold	45
6.1	Drivere for scenarioutviklingen	45
6.2	Scenarioer	46
6.3	Prognoser for 2022-2041.....	48
6.4	Andre energibærere	55
6.5	Forbrukerfleksibilitet	56
6.6	Nettanalyser over fremtidig utvikling av kraftsystemet	58
6.7	Tilgjengelig nettkapasitet for ny produksjon	58
7	Planlagte tiltak og investeringer de neste 20 årene	59
7.1	Forventede tiltak i transmisjonsnettet (Statnett)	59
7.2	Sanering av bestående anlegg.....	60
8	Referanser.....	61
9	Vedlegg	62

Kraftsystemutredning for Finnmark

Tabell 1 - Konesjonærer i området	6
Tabell 2 - Utsvekslingspunkt mot transmisjonsnett	14
Tabell 3 - Deltakere i kraftsystemutvalget	15
Tabell 4 - Spenningsgrenser i regionalnettet	17
Tabell 5 - Oversikt over beredskapsplaner, kontakter og telefonnummer	19
Tabell 6 - Teknisk-/økonomisk levetid på anlegg	23
Tabell 7 – Forutsetninger for termisk overføringskapasitet på linjer og kabler	24
Tabell 8 - Overføringsevne på vanlige line-tverrsnitt ved ulike temperaturer	25
Tabell 9 - Oversikt over vindkraftprosjekter	28
Tabell 10 – Energi- og effektrend basert på forbruk 2012-2021	32
Tabell 11 Installert ytelse i kraftverk, tilgjengelig vintereffekt, årsmiddelproduksjon og Nett-tilknytning. Det er benyttet 10% tilgjengelig vintereffekt på vindkraftverk	35
Tabell 12 - Oversikt over tilknytninger som er med i scenarioene	47
Tabell 13 - Oversikt over ny vindkraft som er med i scenarioene	48
Tabell 14 – Elektrifisering scenarier	48
Tabell 15 Småkraftpotensial i Finnmark	55
Figur 1 – Kart over utredningsområder	6
Figur 2 - Kart med områdekonesjoner i Finnmark	7
Figur 3 - Befolkningstall 2002-2022	8
Figur 4 - Befolkningstall Alut	9
Figur 5 - Befolkningstall Lucerna	9
Figur 6 - Befolkningstall NettiNord	10
Figur 7 - Befolkningstall Luostejok Nett	10
Figur 8 - Befolkningstall LeGa Nett	11
Figur 9 - Befolkningstall Barents Nett	11
Figur 10 - Dagens transmisjonsnett inkl. tiltak under bygging	12
Figur 11 - Dagens transmisjonsnett og relevant regionalnett inkl. tiltak under bygging	13
Figur 12 -Organisering av utredningsarbeidet	15
Figur 13 - Samfunnsøkonomisk kostnad	18
Figur 14 - Naturvernområder	20
Figur 15 Vindkraft innen utredningsområdet (kart fra atlas.nve.no)	29
Figur 16 - Energiforbruk Finnmark 2012-2021	31
Figur 17 -Temperaturkorrigert energiforbruk områdekonesjonærer 2012-2021	31
Figur 18- Energiforbruk områdekonesjonærer 2012-2021- justert for å vise trenden	32
Figur 19 - Forbruk per kundekategori	33
Figur 20 - Effektforkbruk i Statnetts toppplasttime	33
Figur 21 - Produksjon av energi i området 2012-2022	34
Figur 22 - Energibalanse 2012-2021	36
Figur 23 - Effektbalanse i Statnetts makslasttime 2012-2021	37
Figur 24 Oversikt energibruk fordelt på energibærere	37
Figur 25 - Nettap i regionalnett	38
Figur 26 - Leveringspålitelighet 2020-2021	42
Figur 27 - Avbrudd per sluttbruker	42
Figur 28 - Forbruksutvikling Energi 2022-2041	49
Figur 29 - Forbruksutvikling trendframskriving og elektrifisering	49
Figur 30 - Prognose effektforkbruk 2021-2022	50
Figur 31 - Prognose effektforkbruk trendframskriving og elektrifisering 2021-2022	50
Figur 32 - Prognose for tilgjengelig effektproduksjon på vinter 2022-2041	51
Figur 33 - Prognose for effektproduksjon med mye vind 2022-2041	52
Figur 34 - Prognose for energiproduksjon 2022-2041	52
Figur 35 - Prognose for energibalanse 2022-2041	53
Figur 36 - Prognose for effektbalanse 2022-2041	53
Figur 37 Vannkraftpotensialet i Finnmark	54

1 Innledning

NVE har med bakgrunn i forskrift om energiutredninger utpekt Barents Nett AS som utredningsansvarlig for utredningsområde 22. Denne utredningen erstatter kraftsystemutredningen fra 2020.

BN er da pålagt blant annet følgende:

- Utarbeide og hvert annet år oppdatere kraftsystemutredningen for utredningsområde 22.
- Gi uttalelse ved anleggskonsesjonssøknader fra NVE som berører utredningsområdet.
- Samarbeide med konsesjonærer i utredningsområdet samt med utredningsansvarlige i tilgrensende utredningsområder (Arva AS). Områdekonsesjonærer i området er:
 - Lucerna AS
 - ALUT
 - NettiNord SA
 - Luostejok Nett AS
 - LeGa Nett AS
 - Barents Nett AS
- Holde NVE orientert om utredningsarbeidet.
- Holde sekretariatfunksjon for kraftsystemutvalget. Oversende referat til NVE.

Utredningen viser hvilke forutsetninger og målsetninger som ligger til grunn for utviklingen av regionalnettene i planområde 22, Finnmark.

Det presiseres at utredningen ikke er bindende og innebærer ingen investeringsbeslutninger. Utredningen er å betrakte som et tidsbilde i en kontinuerlig prosess. Endrede forutsetninger vil derfor medføre at utredningen justeres.

Utredningen vil være et dokument som samler relevante opplysninger knyttet til regionalnettene i utredningsområdet. Dokumentet vil være nyttig for aktører som planlegger tiltak innenfor utredningsområdet. Offentlige etater kan benytte utredningen som kilde til informasjon om planlagte tiltak. Dokumentet vil også gi Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE) mulighet til å vurdere tiltak før en eventuell konsesjonsbehandling.

Kraftsystemutredningen blir produsert i to utgaver. En hovedrapport som er tilgjengelig for alle, og en grunnlagsrapport som er ment til NVE og fagmiljøer. Grunnlagsrapporten er unntatt offentlighet.

NVE og nettselskapene arbeider med overgang til en ny digital plattform for å dele KSU-informasjon. Plattformen har fått navnet [PlanNett](#).

PlanNett muliggjør at nettselskapene kan holde oppdatert en oversikt over egne utredninger og tiltak i regional- og transmisjonsnett, og dele denne oversikten med hverandre, myndigheter og offentligheten. NVE vil dele informasjon fra konsesjonsprosessen og vise i samme løsning. I PlanNett vil man derfor finne en oversikt over pågående utredninger og tiltak, med viktig informasjon som status og milepælsplan, geografisk plassering, behovsbeskrivelse, omfang og annen nøkkelinformasjon.

PlanNett åpnes for offentligheten **15. august 2022**.

2 Sammendrag

Kraftsystemutredningen 2022 bygger delvis videre på tidligere utredningsrapport. Oppsettet er noe endret og det er skrevet i et nytt Word-dokument. Det har gjennom utredningsperioden vært avholdt følgende møter:

- Utvidet regionalt KSU møte – her ble blant annet 2020 rapport presentert
- 3 arbeidsmøter med kraftsystemutvalget
- Flere arbeidsmøter mellom utredningsansvarlig og hver enkelt områdekonsesjonær
- Flere møter med arbeidsgruppen som jobber med områdeplan nord for Statnett.

Hovedpunkter fra statistikken viser følgende situasjonen fra 2012 fram til og med 2022:

- Utredningsområdet har nærmest en energibalanse i dag, men trenden går mot et underskudd i området. Forbruket har økt og produksjonen har ikke økt tilsvarende.
- Det er et effektunderskudd ved høylast. Trenden går mot et økende effektunderskudd.

Det er laget 2 scenarier for framtidsprognosene for perioden 2022-2041. Det er et «Basis» scenario og et «Høy» scenario. Disse er beskrevet nærmere i kapittel 6. Begge scenarioene viser et meget stort framtidig underskudd på energi og effekt i området. Mye av dette er på grunn av elektrifisering av olje- og gassindustrien, men det er også planlagt andre kraftkrevende prosjekter i området, som hydrogen og ammoniakkproduksjon.

Det er begrenset kapasitet i transmisjonsnettene inn til, og internt i området. Områdekonsesjonærene melder om at det er lite kapasitet ledig fra transmisjonsnettene til større tilknytninger. Det som er ledig, er kapasitet som blir tildelt «på vilkår». Dette er kraft som ikke nødvendigvis har samme leveringssikkerhet som en normal tilknytning.

Det vil bli behov for å transportere store mengder effekt inn og ut av området. Effektflyten vil variere mye alt ettersom om det produseres vindkraft eller ikke. I tillegg er det stor sesongvariasjon på forbruket. Energibalansen til området vil i begge scenarier være sterkt negativ. Det vil si at området vil trenge tilført energi gjennom import eller produksjon.

3 Utredningsprosessen

I dette kapittelet beskrives utredningsområdet, samhandling og deltakere i arbeidet.

3.1 Utredningsområdet

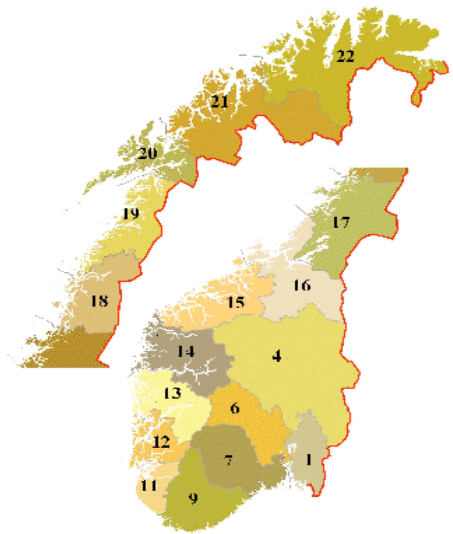
Norge er delt inn i 18 utredningsområder inkludert transmisjonsnettet hvor Statnett SF er utredningsansvarlig. VKN er av NVE tildelt ansvaret som utredningsansvarlig for område 22, Finnmark unntatt Kautokeino, og inkludert deler av Loppa og Kvænangen Kommuner i Troms.

Utredningen omfatter konsesjonspliktige anlegg på 33, 66 og 132 kV-nett med tilhørende produksjons- og transformeringsanlegg.

Kautokeino kommune dekkes av Troms KraftNett AS, som er utredningsansvarlig for utredningsområde 21, midtre og nordre del av Troms fylke.

Elektriske anlegg som faller inn under områdekonsesjon (fordelingsnett med spenning f.o.m. 22 kV og lavere) er ikke omfattet av denne utredningen.

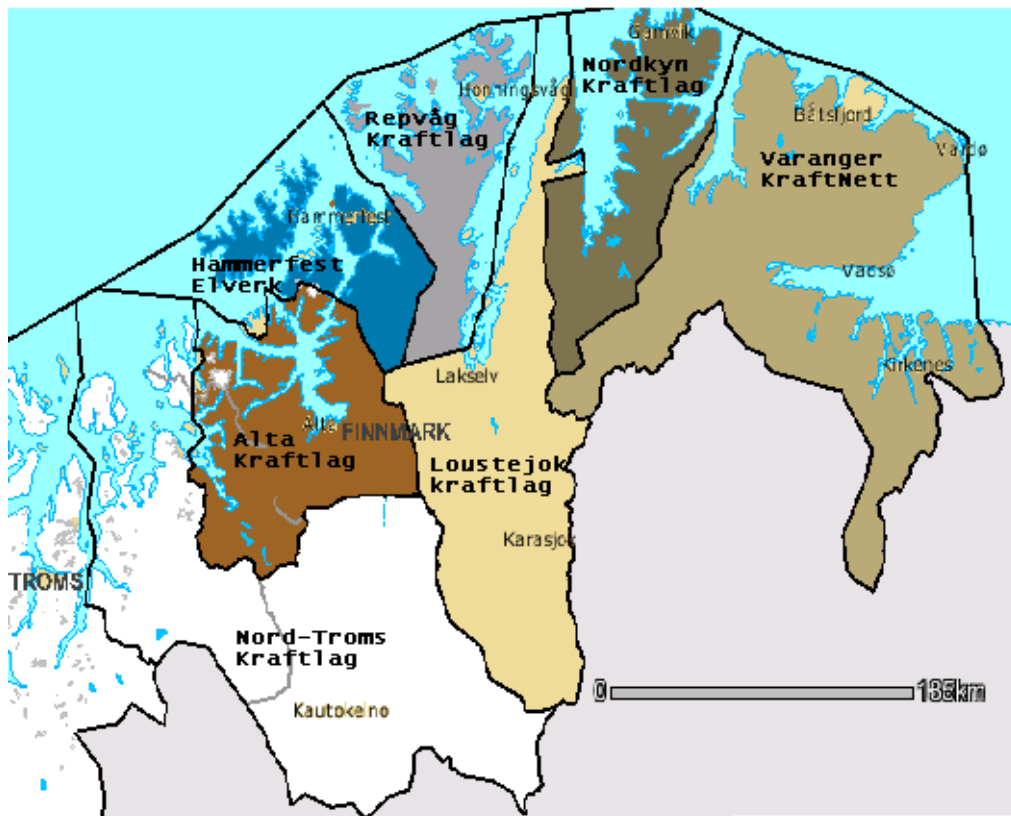
Følgende selskap har anleggskonsesjoner på transmisjon- og regionalnettsnivå i utredningsområdet:



Figur 1 – Kart over utredningsområder

Tabell 1 - Konsesjonærer i området

Konsesjonær	Merknad
Barents Nett AS	Også områdekonsesjonær
Lucerna AS	Også områdekonsesjonær
ALUT AS	Også områdekonsesjonær
NettiNord AS	Også områdekonsesjonær
Luostejok Nett AS	Også områdekonsesjonær
LeGa Nett AS	Også områdekonsesjonær
Statkraft SF	
Arctic Wind AS	
Kvænangen Kraftverk AS	
Porsa Kraftlag AS	
Equinor ASA	
Eni Norge AS	
Finnmark Kraft AS	
Statnett SF	

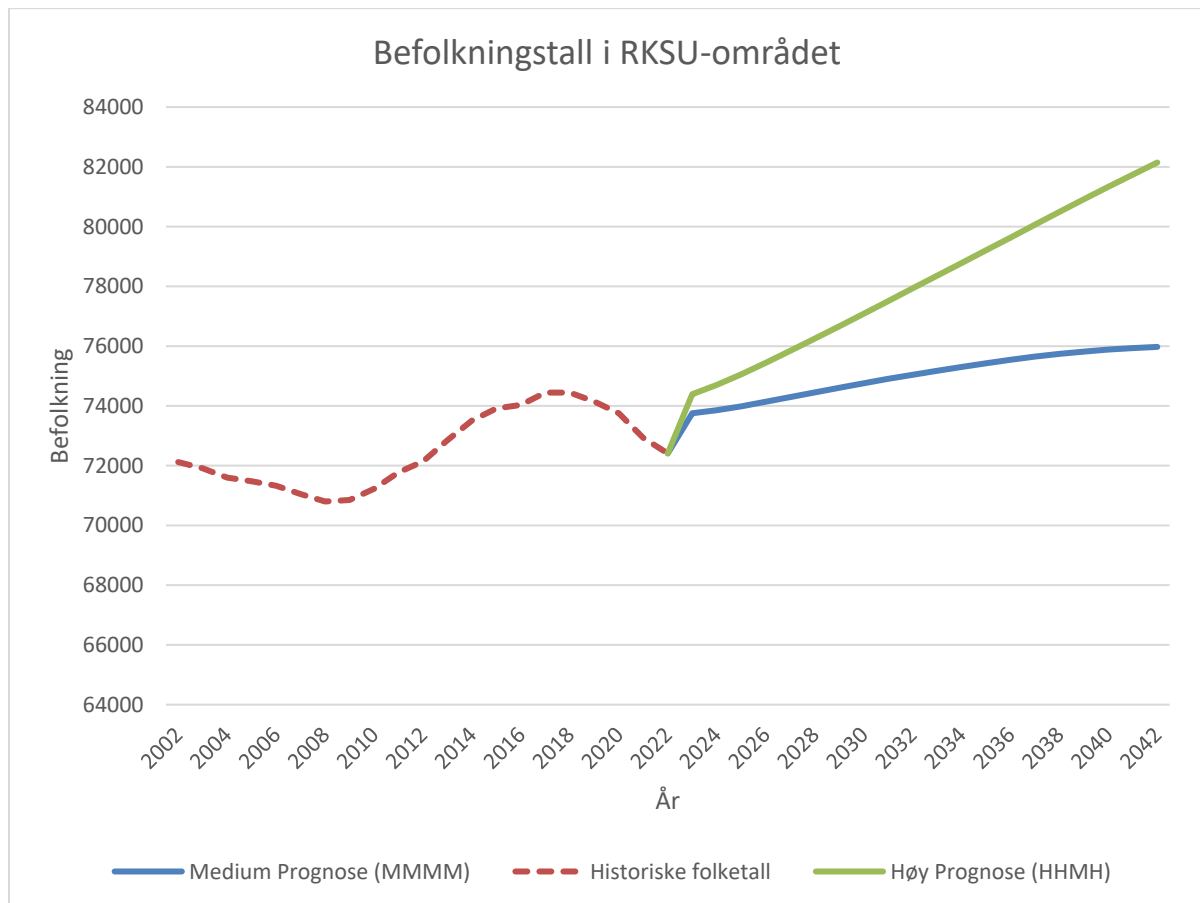


Figur 2 - Kart med områdekonsesjoner i Finnmark

Figur 2 viser grensene for områdekonsesjoner i Finnmark. Det hvite området tilhører utredningsområde 21 Troms. Kautokeino kommune, som er den del av Finnmark fylke er altså ikke en del av KSU-område Finnmark.

Kommuner og befolkning i utredningsområdet

Det er 18 kommuner i området og befolkningen er per 1.januar 2022 registrert til 72'411. Det har vært en befolkningstopp i 2018 på 74'445. Området totalt sett har hatt en nedadgående trend i befolkningstall de siste 5 år. Figur 3 viser utviklingen og SSB sine prognoser (medium og høy) for utviklingen. Prognosene er utarbeidet for perioden 2020-2042. Prognosene til SSB har derfor ikke tatt hensyn til siste års faktiske befolkningsendring. Det gir et avvik som er synlig som et «hakk» i figurene for befolkningstall i år 2020 til 2022. Utredningsansvarlig antar at prognosene ville være noe mindre stigende med «ferskt» tallmateriale.



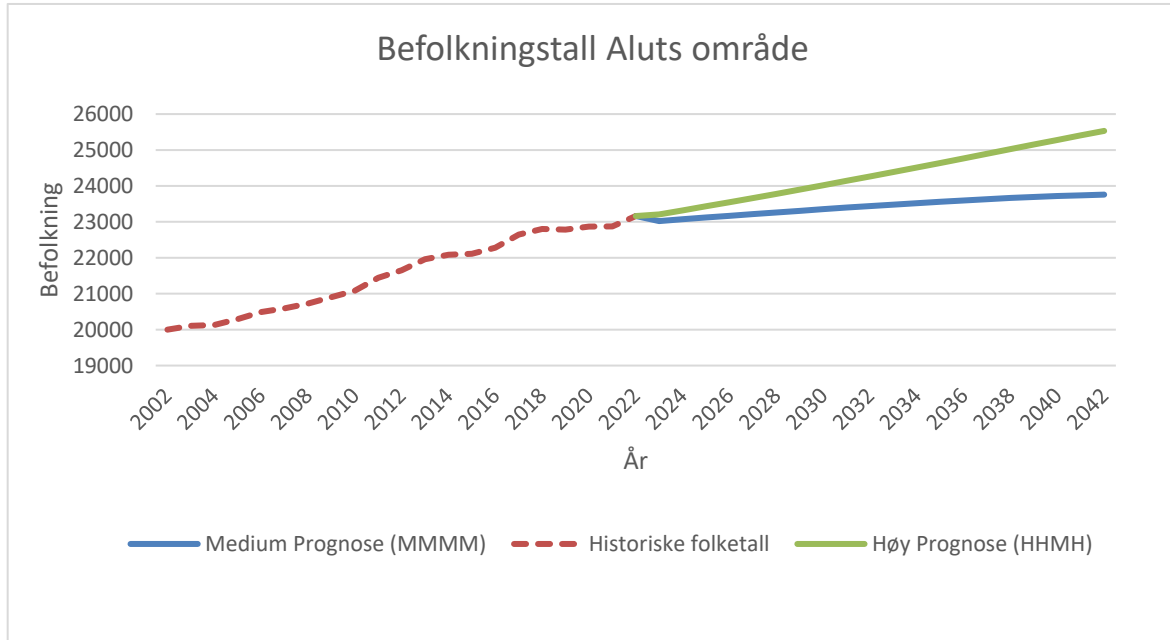
Figur 3 - Befolkningstall 2002-2022

Befolkningstall for områdekonsesjonær Alut



også de siste år.

Alut sitt forsyningsområde består av kommunene Kvænangen, Loppa og Alta. Prognosene viser en befolkningsvekst i området, hovedsakelig i Alta kommune. Vi ser at det historisk har vært en betydelig befolkningsvekst i Alta,

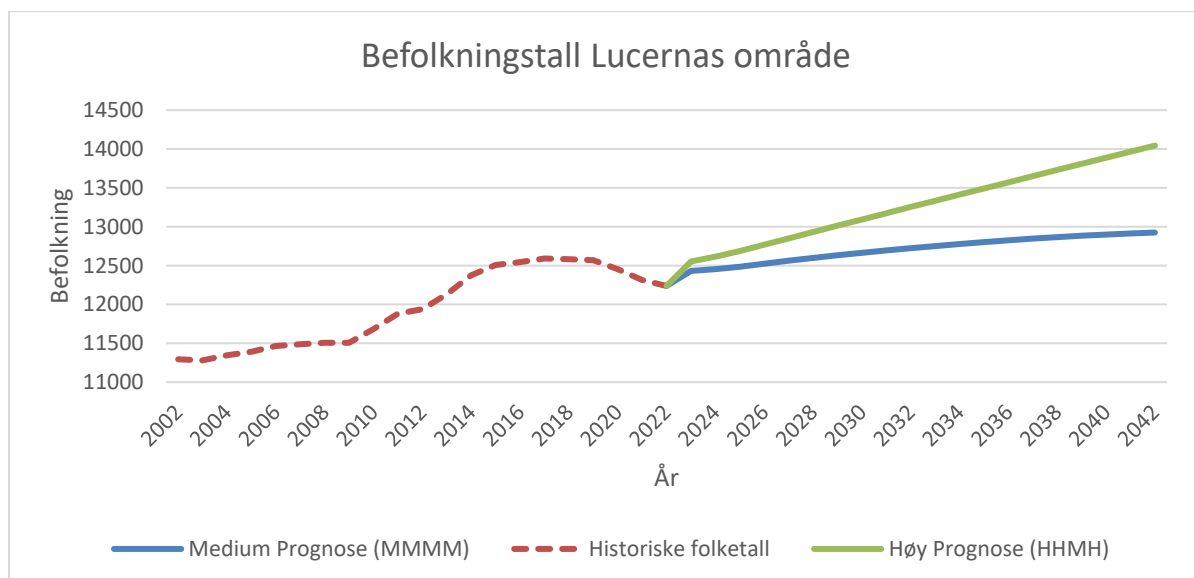


Figur 4 - Befolkningstall Alut

Befolkningstall for områdekonsesjonær Lucerna



Lucerna sitt forsyningsområde består av kommunene Hammerfest og Hasvik. Prognosen viser en befolkningsvekst for begge kommunene. Det har de siste årene vært en liten nedgang i befolkningen i begge kommuner. Begge prognosene viser en befolkningsvekst.

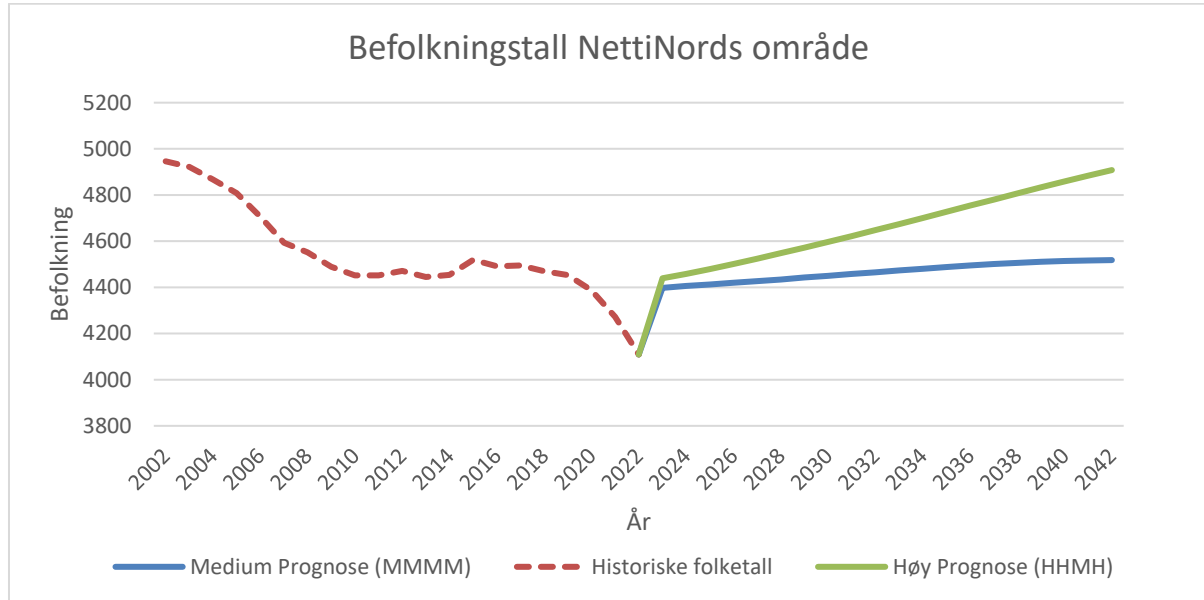


Figur 5 - Befolkningstall Lucerna

Befolkningstall for områdekonsesjonær NettiNord



NettiNord sitt område består av kommunene Måsøy og Nordkapp. Det har vært en befolkningsnedgang i begge kommuner de siste år. Prognosene viser en befolkningsvekst.



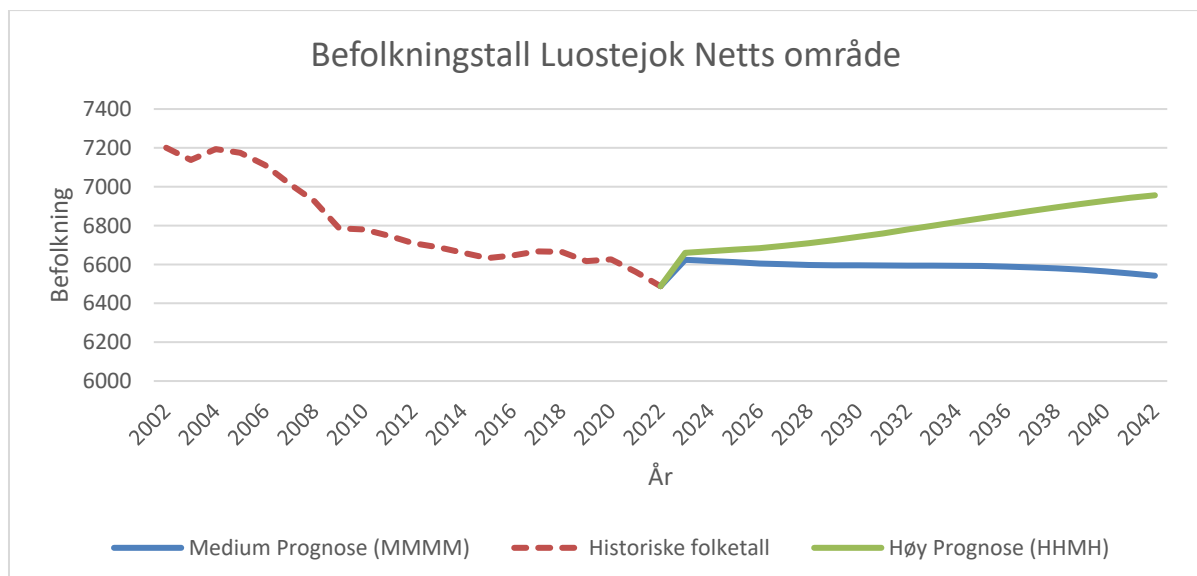
Figur 6 - Befolkningstall NettiNord

Befolkningstall for områdekonsesjonær Luostejok Nett



LUOSTEJOK
NETT AS

Luostejok Nett sitt område består av kommunene Porsanger og Karasjok. Det har vært en markant befolkningsnedgang de siste år. Prognosen viser en befolkningsstabilisering eller svak vekst i befolkningen framover.

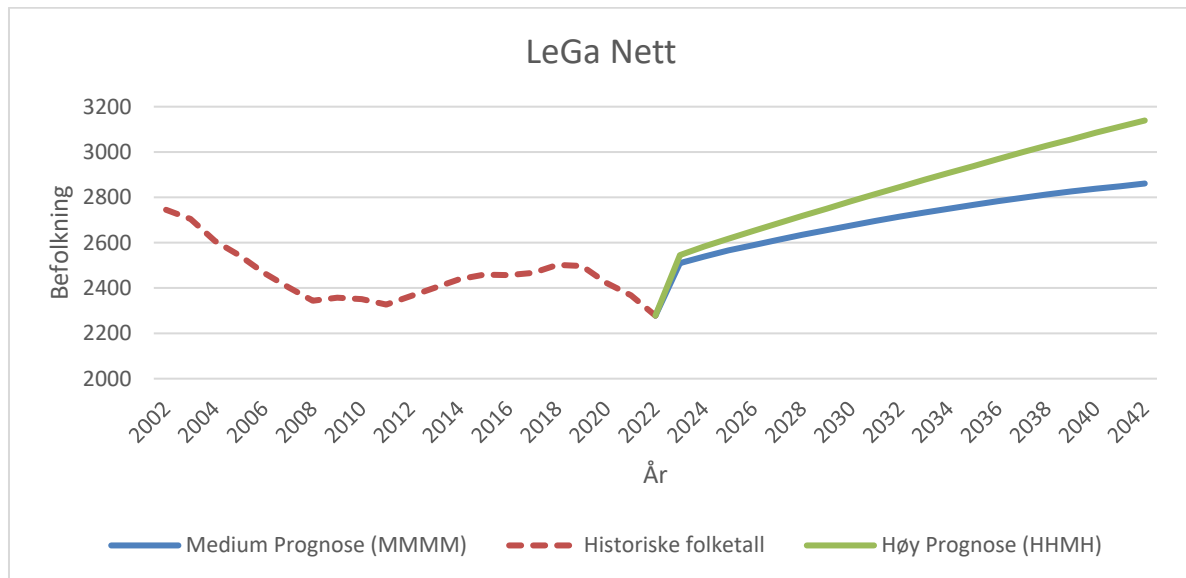


Figur 7 - Befolkningstall Luostejok Nett

Befolkningstall for områdekonsesjonær LeGa Nett



LeGa Nett sitt område består av kommunene Lebesby og Gamvik. Det har vært en befolkningsnedgang i begge kommuner de siste år. Prognosene viser en befolkningsvekst.

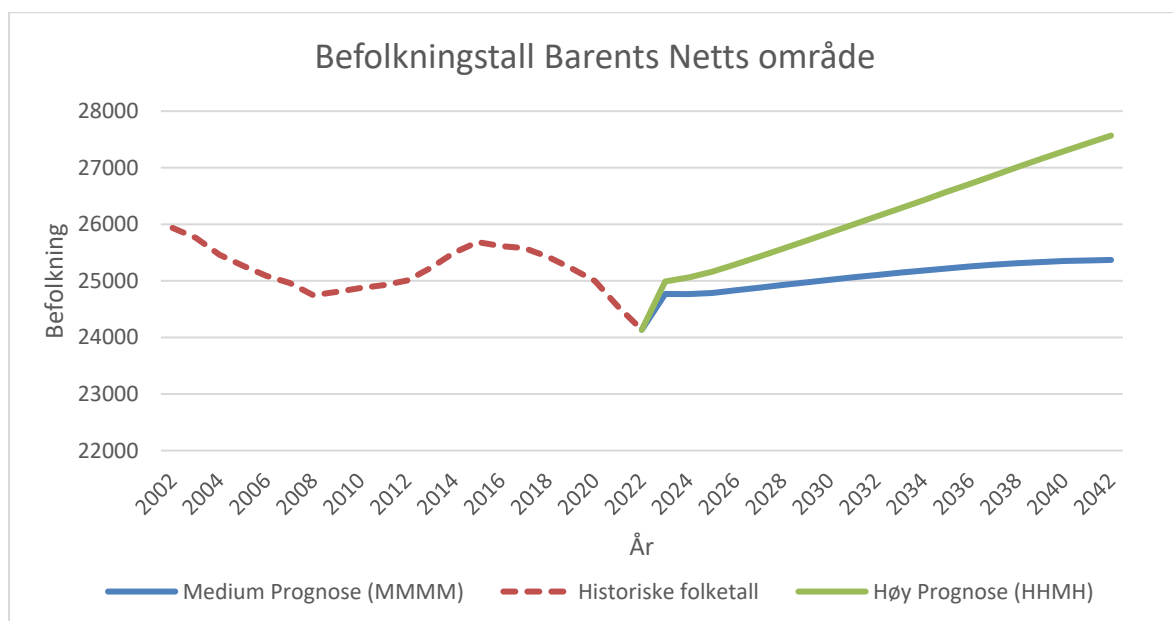


Figur 8 - Befolkningstall LeGa Nett

Befolkningstall for områdekonsesjonær Barents Nett

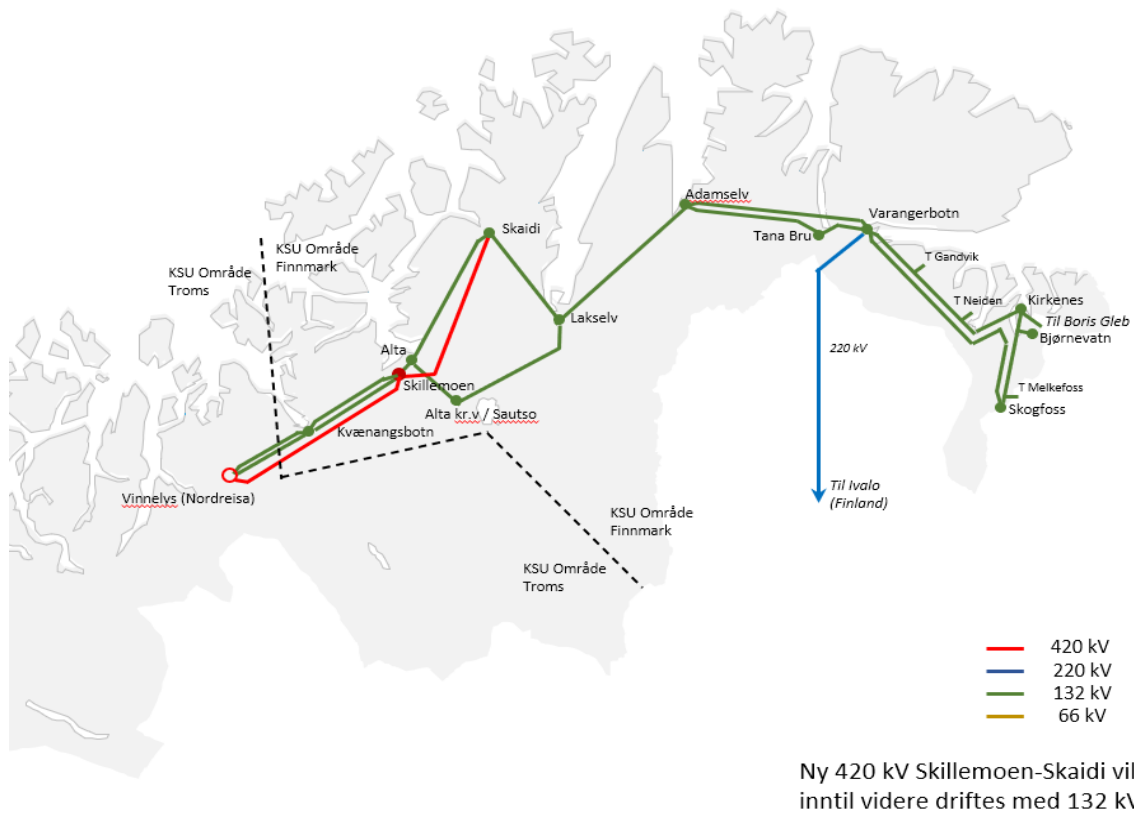


Barents Nett sitt område består av kommunene Vadsø, Vardø, Båtsfjord, Berlevåg, Nesseby, Tana og Sør-Varanger. Det har vært en befolkningsnedgang i alle kommuner de siste år. Prognosene viser en befolkningsvekst.



Figur 9 - Befolkningstall Barents Nett

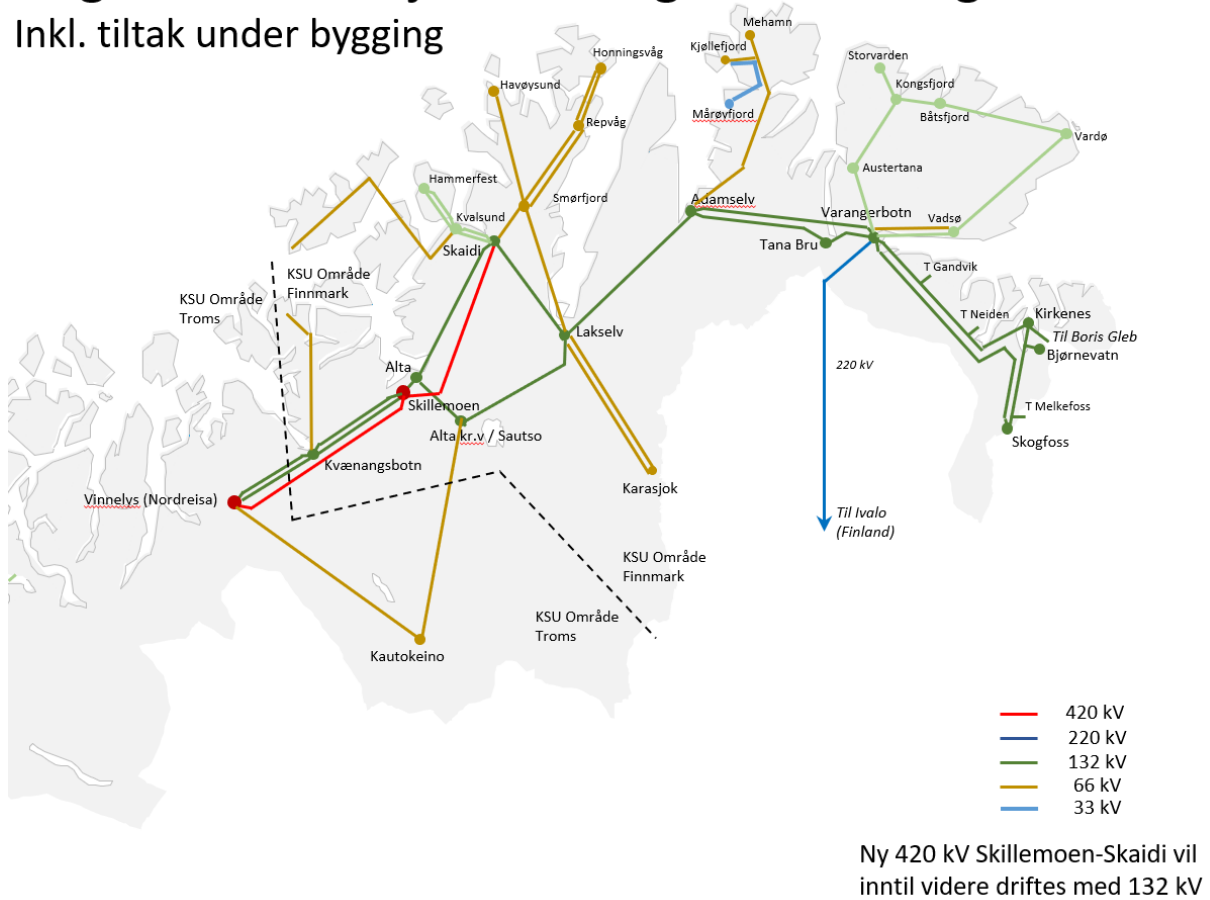
Dagens transmisjonsnett inkl. tiltak under bygging



Figur 10 - Dagens transmisjonsnett inkl. tiltak under bygging

Figuren over viser dagens transmisjonsnett. Transmisjonsnettets er eid av Statnett. 420 kV er bygget fram til Skaidi. Vi ser at det kun er en linje mellom Lakselv og Adamselv.

Dagens transmisjonsnett og relevant regionalnett Inkl. tiltak under bygging



Figur 11 - Dagens transmisjonsnett og relevant regionalnett inkl. tiltak under bygging

Figuren over viser dagens transmisjonsnett og relevant regionalnett. Figuren er forenklet og ikke komplett. Som man kan se er regionalnettene i all hovedsak ikke tilknyttet hverandre, men tilknyttet sentralnettet.

3.2 Samordning

Kapittelet beskriver hvordan arbeidet samordnes internt og mot eksterne.

3.2.1 Internt i utredningsområdet

Planarbeidet er normalt organisert som et prosjekt der de enkelte representanter fra konsesjonærene samtidig utgjør kraftsystemutvalget. De enkelte konsesjonærer bidrar med data om sine respektive anlegg til utredningen. Det avholdes møter i kraftsystemutvalget etter behov, med minimum 2 møter i løpet av utredningsperioden.

3.2.2 Tilgrensende utredningsområder

Utredningsområder som grenser til område 22 er område 21 Troms og transmisjonsnettet. Koordineringen her er søkt ivarettatt gjennom kontakt med utredningsansvarlige i Arva (tidligere Troms kraft Nett) og Statnett. Samordningen mot transmisjonsnettet ivaretas også gjennom at Statnett er representert i kraftsystemutvalget.

I tillegg er det for enkelte av selskapene nettmessig tilknytning på distribusjonsnettnivå mot Distribusjonsnett i Finland. Arva AS, som er regional planansvarlig i Troms, er forespurt om behovet for

en samordnet utbygging av regionalnettet i grenseområdet mellom planregionene. Det er et visst samarbeid mellom Alut og Vissi AS på regional- og distribusjons-nettsnivå. Nettet til Vissi AS er ytterligere integrert mot transmisjonsnettet i Finnmark, gjennom den nye 66 kV ledningen fra Alta Kraftverk til Kautokeino.

3.2.3 Distribusjonsnettet

Samordningen mot distribusjonsnettet er håndtert innenfor hvert enkelt selskap. Da distribusjonsnetteier samtidig er dominerende eier av regionalnett ansees koordineringen innenfor hvert enkelt delområde å være god. Representantene fra de enkelte selskap sitter inne med det vesentligste av informasjon knyttet til prognoser, lastdata, lasttetthet mv. i distribusjonsnettene. I tillegg er det disse som har det vesentligste av kontakt mot kommuner og fylkeskommunen i forbindelse med offentlige planer, reguleringsplaner osv.

3.2.4 Transmisjonsnettet

Pga. de store avstandene og lav befolkningstetthet er det ikke noe sammenhengende regionalnett i Finnmark. Flere av forsyningsområdene har ikke nettmessig tilknytning til regionalnettet i naboombådene. Regionalnett knyttes dermed i stor grad sammen av transmisjonsnettet, som er eid av Statnett. Statnett er representert i kraftsystemutvalget. Innenfor utredningsområdet utveksles det kraft mellom transmisjonsnett og regionalnett i følgende punkt:

Tabell 2 - Utvekslingspunkt mot transmisjonsnettet

Nettselskap	Utvekslingspunkt
Barents Nett AS	Tanabru Varangerbotn Neiden Gandvik Kirkenes Bjørnevatn Melkefoss
ALUT AS	Raipas Skillemoen Kvænangsbotn
LeGa Nett AS	Adamselv
NettiNord AS	Lakselv Skaidi
Luostejok Nett AS	Lakselv
Kvænangsbotn Kraftverk	Kvænangsbotn
Lucerna AS	Skaidi

3.2.5 Kommunale og fylkeskommunale planer

Det foretas ikke noen særskilt samordning mot kommunale og fylkeskommunale planer, utover at den enkelte regionalnetteier i området har selvstendig kontakt med kommuner og fylkeskommuner i sitt planarbeid. Kommunale og fylkeskommunale planer blir normalt sendt på høring til de respektive netteiere. Kommunene forholder seg som regel til områdekonsesjonæren. Når områdekonsesjonærer samtidig er regionalnettsseier anses samordningen mot regionalnettet som god.

3.3 Deltakere i utredningsarbeidet

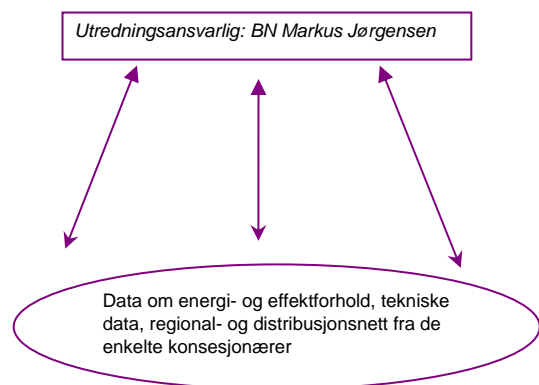
Markus Jørgensen (BN) er utredningsansvarlig for utredningsområde 22.

Kraftsystemutvalget består av:

Tabell 3 - Deltakere i kraftsystemutvalget

Navn	Selskap
Markus Jørgensen	Barents Nett AS
Tor Arne Boland	Luostejok Nett AS
Ole Mathias Rasmussen	ALUT AS
Øivind Hansen	Lucerna AS
Robin Persen	LeGa Nett AS
Stein B. Isaksen	NettiNord AS
Bjørn Hugo Jenssen	Statnett SF

Deltakere i kraftsystemutvalget ble bestemt på regionalt kraftsystemmøte i 2020.



Figur 12 -Organisering av utredningsarbeidet

4 Forutsetninger i utredningsarbeidet

Kapitlet beskriver forutsetningene som er benyttet i kraftsystemutredningen.

4.1 Mål for det fremtidige kraftsystemet

Hovedmålsettingen for regionalnettene i Finnmark er å sørge for en kostnadseffektiv utbygging og drift av overføringsanlegg innenfor utredningsområdet, slik at formålet (§1-2) i energilovforskriften er oppfylt. Optimalisering av nettdriften innebærer at summen av følgende kostnader minimeres:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- KILE – kostnader
- Flaskehalskostnader
- Tapte samfunnsmessige inntekter/økte kostnader ved ikke realisert produksjon/forbruk

I tillegg vil målsetninger innenfor temaer nevnt nedenfor være viktige:

- Spenningskvalitet
- Leveringspålitelighet
- Beredskap
- Miljøkrav
- Kostnader

4.1.1 Spenningskvalitet

NVE har med virkning fra 1.1.2005 innført "*Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*". Forskriften skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt. Forskriften stiller krav til de som eier og driver/bruker elektriske anlegg eller utstyr som er tilknyttet kraftsystemet. Forskriften beskriver krav til registrering av en rekke parametere samt setter grenseverdier som er viktige for spenningskvaliteten. Videre er det fastsatt regler for informasjon og klagebehandling.

Frekvensen i utredningsområdet er som regel bestemt av frekvensen i kraftsystemet for øvrig. Dette er regulert gjennom "*Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet*".

For netteiere i fylket har i hovedsak tilgjengelighet vært hovedmålsettingen for de ulike nettdelene. Endrede lastsituasjoner og større variasjoner over året har imidlertid medført større fokus også på spenningsproblematikken. Med vekslende import til og eksport fra fylket, med stor energitransport på tvers av fylket, er det allerede foretatt en del reguleringstiltak i transmisjonsnettet, i tillegg til innførte begrensninger i nettdelinger.

Spenningsgrenser som forutsettes for ulike driftssituasjoner i regionalnettet, er vist i *tabell 4*. På grunn av lange overføringsavstander vil ofte begrensninger i overførings-kapasiteten skyldes problemer med for lave spenninger.

Vindkraftverkene i Havøysund og Kjøllefjord har motsatt effekt, og medfører høye spenninger lokalt i regionalnettet. Krafttransformatorenes reguleringsområde er begrensende for produksjonen.

Tabell 4 - Spenningsgrenser i regionalnettet

Spenningsnivå	Område	Anbefalt Normalt/Høylast	Maks	Min	Min i 15. minutter etter utfall
33 kV	LeGa Nett	34	36,5	30	-
66 kV	Alut	58-61	66	57	57
66 kV	Lucerna	66	68	60	-
66 kV	NettiNord	66	70	60	55
66 kV	Luostejok Nett	66	70	60	55
66 kV	LeGa Nett	67	72	60	-
66 kV	Barents Nett	68	70	61	-
132 kV	Lucerna	138	140	128	-
132 kV	Alut	132-137	145	125	125
132 kV	Barents Nett	138	145	128	-

Tabellen skal forstås slik at spenningen i en normalsituasjon helst ikke skal være høyere/lavere enn de angitte maks/minimumsgrenser noe sted i nettet.

Problemene ved for høye eller lave spenninger kan etter nærmere vurderinger utløse investeringer i reaktorer og/eller kondensatorbatterier, evt. annet kompenseringsutstyr. For høy spenning i nettet kan måtte medføre utkopling av linjer/kabler med stor ladeytelse. Maksimal spenningsgrense vil som regel avgjøres av isolasjonsnivået til komponenter i nettet, mens minimumsnivået som regel bestemmes av leveringsbetingelser mot sluttbrukere.

Vindkraftverkene i Berlevåg og Båtsfjord har kapasitet til å regulere spenningen i nettet, og erfaringene derfra er gode med tanke på å holde spenningen på ønsket nivå.

Konkret vurderes det løpende spolejording av distribusjonsnettet for å begrense antallet kortvarige avbrudd som skyldes forbigående jordfeil.

Jevnt over er spenningskvaliteten i området tilfredsstillende.

4.1.2 Leveringspålitelighet

Leveringspålitelighet

Leveringspålitelighet er definert som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker

Leveringspålitelighet er definert som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen. NVE innførte fra 01.01.01 regler som gjør at nettselskapenes inntekter er avhengig av leveringspåliteligheten i nettet. Regelverket inngår som en del av *forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk*

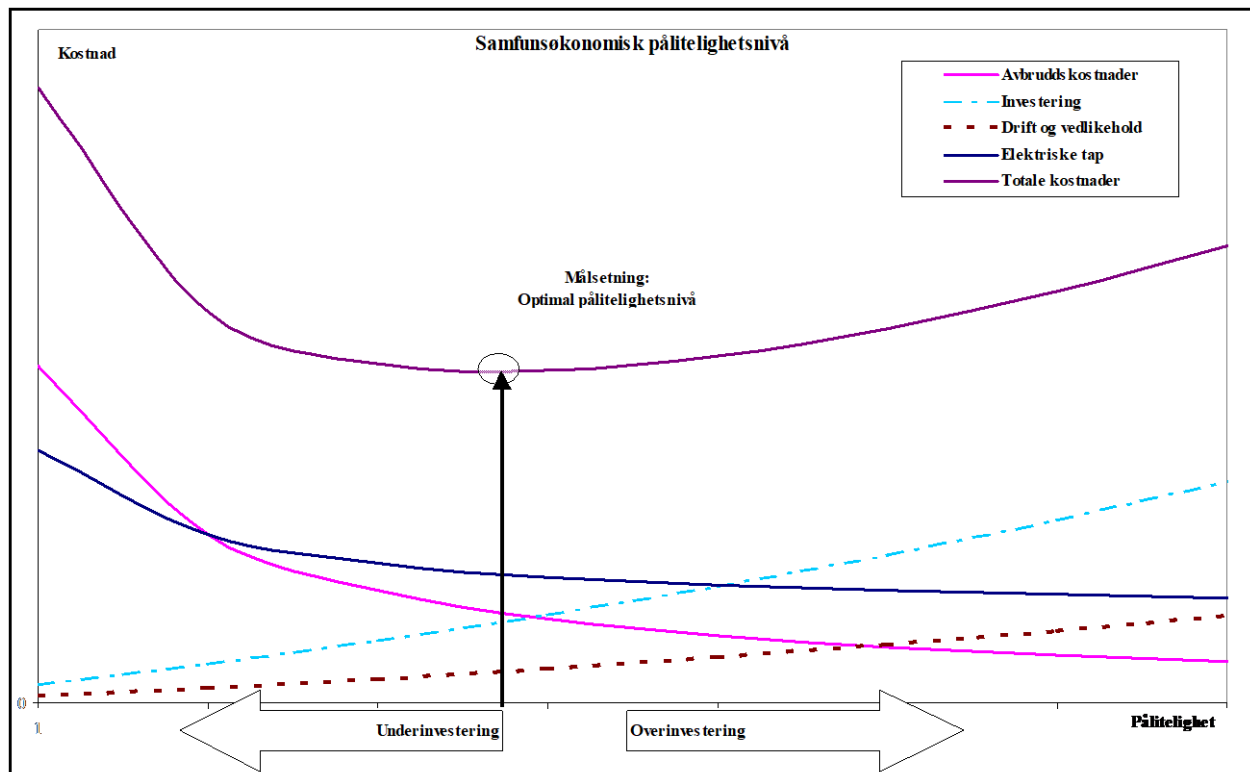
og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen. Alle nettselskap som har sluttbrukere, er pålagt å innrapportere avbruddsdata for alle avbrudd over 3 minutter. Herunder skal det for hvert enkelt nettnivå fastsettes mengde ikke levert energi fordelt på varslede og ikke varslede avbrudd. Fra 1.1.2005 skal også antall kortvarige avbrudd (avbrudd kortere enn 3 minutter) registreres.

Det vil være viktig for regionalnettet i Finnmark å sikre en tilfredsstillende leveringspålitelighet, slik at produsenter og forbrukere får samme grad av sikkerhet og dermed rammebetingelser, som resten av landet. Dårlig pålitelighet skal ikke være en grunn for at etablering ikke skal skje i fylket.

Tradisjonelt har planlegging av regionalnettene tatt utgangspunkt i deterministiske metoder, som for eksempel N-1 kriteriet. I Finnmark har det imidlertid på grunn av lange avstander og høye kostnader,

ikke alltid vært mulig å benytte kriteriet. Etablering av vindkraft medfører forsterkninger, som kan bidra til å bedre leveringspålitelighet. Dette kan også bedre den generelle påliteligheten for nettområdene.

Effektivisering innad i verkene setter også søkelys på investeringene, slik at disse nå må rangeres og prioriteres. Med fastsatt KILE ramme og avbruddsdata, har man nå fått bedre mulighet til å ta i bruk stokastiske (probabilistiske) metoder for å kategorisere disse investeringene. Optimal leveringspålitelighet i regionalnettet bestemmes dermed ved å minimalisere de totale overføringskostnadene, inklusive kundens avbruddskostnader, sett over anleggenes levetid.



Figur 13 - Samfunnsøkonomisk kostnad

4.1.3 Nettap

Generelt vil investeringer i nettet for å redusere nettapene gjennomføres der dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Driften av regionalnettene påvirker nettapene. Det er derfor viktig å ha best mulige delingspunkter i nettet samt unngå transport av for mye reaktiv effekt.

4.1.4 Beredskap

Finnmark er et fylke med spredt bosetning og med til dels store klimatiske utfordringer. Med mye regionalnett av radiell karakter og små muligheter for omkoblinger på dette nivået, vil et strøbrudd vinterstid kunne sette liv og helse på spill. Sett i lys av dette, vil beredskapsarbeidet i fylket være særdeles viktig. Erfaringer fra strøbrudd i ekstrem kulde, har også vist at behovet for forsterkninger kan tvinges fram ut ifra en risiko- og sårbarhetsvurdering. Netteierne i fylket har hele tiden dette i minne og de forskjellige e-verkene har derfor som målsetting å opprettholde en nødvendig beredskap, slik at ikke

Beredskap

Nettselskapene i området har en bistandsavtale som sier at de skal bistå hverandre ved langvarige og alvorlige feil.

liv, helse og store økonomiske verdier går tapt, om uhellet først skulle være ute. Beredskapen gjelder så vel materiellmessige som mannskapsmessige tiltak, i tillegg til at anlegg designes og utføres slik at sikkerheten ivaretas.

På materiellsiden benyttes REN sin beredskapsdatabase.

Flere av selskapene er med i beredskapsordninger via REN. Det gjelder både materiell og kompetanseberedskap på blant annet GIS-anlegg og kabler på 145 kV.

Selskapene i KSU-området har en bistandsavtale som sier at selskapene skal bistå hverandre ved alvorlige og langvarige feil.

Tradisjonelt er e-verkenes montørstasjoner plassert ut ifra en vurdering av framkommelighet ved storm og uvær. Resultatet er at e-verkene i fylket har relativt mange montørstasjoner, som er et viktig bidrag for å få ned utrykningstiden, når veier og havner er stengt.

Ved større feil eller naturkatastrofer er det også utarbeidet egne beredskapsplaner for strømforsyningen i fylket. I og med at det ikke alltid finnes omkoblingsmuligheter via distribusjonsnett, har det vært viktig, og er fortsatt viktig, med en nær kobling mellom beredskapsplanleggingen og denne kraftsystemutredningen.

Bruk av risiko- og sårbarhetsanalyser i nettplanlegging forutsetter en tettere integrering med beredskapsarbeidet. En optimalisering og forenkling må vurderes ut fra sannsynlighet og konsekvens ved feil. Feilhyppighet i regionalnettet er relativt lav, og for å kunne skaffe seg et tilstrekkelig beslutningsunderlag, er det viktig å utveksle erfaringer innad i fylket.

Tabell 5 -Oversikt over beredskapsplaner, kontakter og telefonnummer.

Enhet	Beredskapsplan utarbeidet	Beredskapsleder	Telefonnummer
ALUT	X	Per Erik Ramstad	78 45 09 00
Lucerna	X	Gudrun B. Rollesen	97 50 17 33
NettiNord	X	Oddbjørn Samuelsen	78 47 68 00
Luostejok Nett	X	Lars Storelv	78 46 06 00
LeGa Nett AS	X	Håvard Pedersen	78 49 97 00
Barents Nett	X	Trond Tolk	78 96 26 00
Pasvik Kraft	X	Gjermund Wøhni	78 99 49 70
AS Kvænangen Kraftverk	X	-	-
Statnett	X	Leif Mannsverk	78 44 46 00
KDS	X	Trond Tolk	78 96 26 10

4.1.5 Generelle miljøkrav

Hensynet til miljø i form av krav til arealutnyttelse, estetisk utforming, krav om tiltak grunnet frykt for helse- og miljørisiko hos mennesker og negativ innvirkning på f.eks. reindrift og fuglebestand, blir stadig mer fokusert på ved planer om tiltak i overføringsnettet. Folk som bor i nærheten av strømførende anlegg er opptatt av mulige helseskader.

Eventuelle merkostnader ved avbøtende miljøtiltak må veies opp mot aktuelle fordeler før endelige avgjørelser om trasévalg/plassering av anlegg tas.

Netteierne i Finnmark vil til enhver tid følge de krav som myndighetene setter. Myndighetene i Norge har ikke fastsatt grenseverdier for magnetfelder. Imidlertid vil netteierne følge opp Helsedirektoratets

varsomhetsstrategi ved at det søkes å unngå å legge nye ledninger nær boligområder i tillegg til at det vil bli vurdert bruk av mastetyper som gir lavere magnetfelder.

I forskriftene (FEF 2006 §2-9) anbefales det at det «ved etablering av nye anlegg bør det søkes å unngå at det etableres høye magnetfeltnivåer i boliger, barnehager og skoler. Ved nye anlegg nær bygg bør det gjennomføres et utredningsprogram som også omfatter eksponering for elektriske og magnetiske felt og ivaretar at eksponering blir så lav som mulig.»

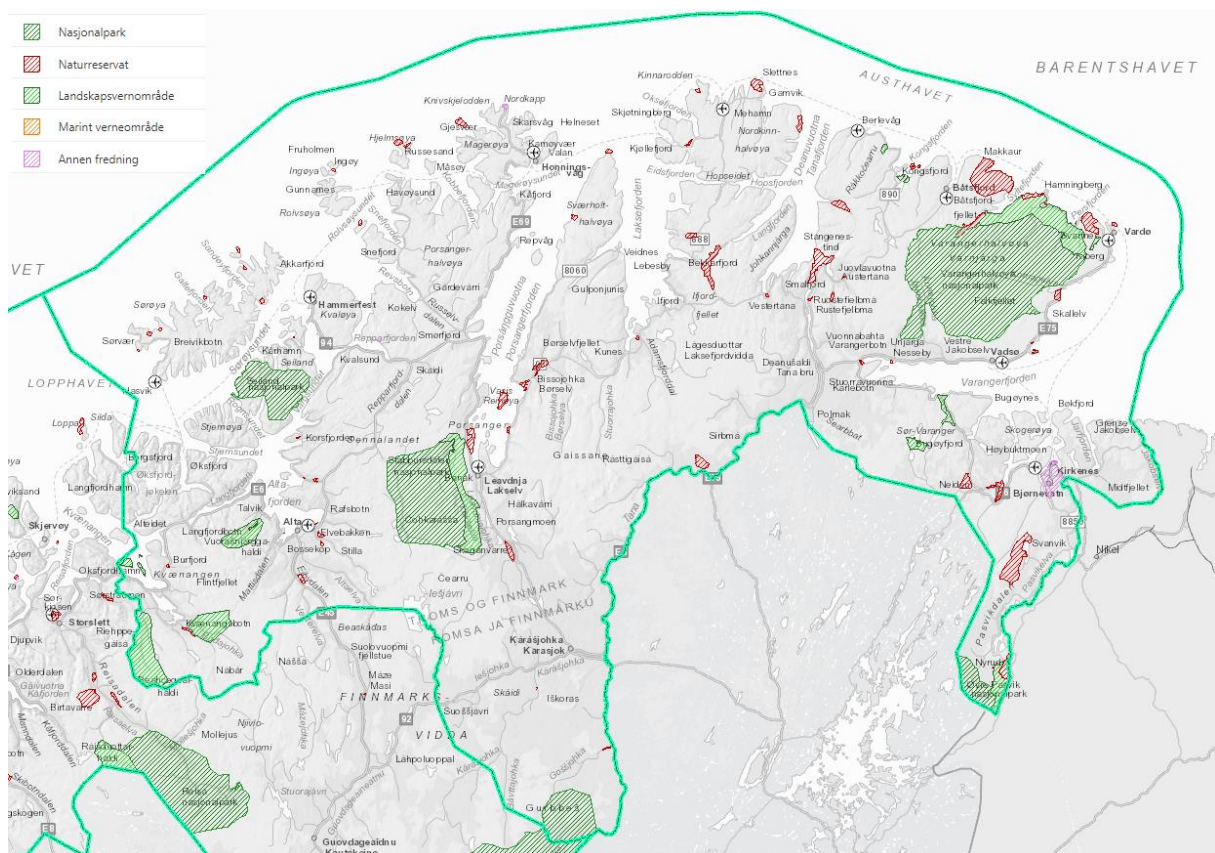
Natur og miljø i arktiske strøk er som de fleste vet sårbar og trenger langt tid på å leges dersom den først skades. E-verkene har vært, og er, opptatt av at egen framturen ikke skal skade miljø og natur rundt oss. I forhold til natur og dyreinteresser, planlegges arbeidet utført på den minst skadelige årstiden. Netteierne er også opptatt av at innleid arbeidskraft følger de samme forsiktighetsregler. Blant annet gjøres mest mulig arbeid på snødekt mark, og helikopter brukes i stor grad der det er hensiktsmessig. Før bygging av regionalnett skal det utarbeides en MTA-plan (Miljø- Transport- Areal) som skal godkjennes av myndighetene.

Istandsetting av berørt område vektlegges mye.

4.1.6 Naturvernområder

Vern av spesielle naturområder eller naturforekomster i Norge skjer først og fremst i samsvar med lov om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven) av 1.7.2019. Naturmangfoldloven brukes vanligvis for å verne områder av internasjonal, nasjonal eller regional verdi. I naturmangfoldloven er det gitt hjemmel for opprettelse av flere typer verneområder. Kategoriene nasjonalpark, landskapsvernområde og naturreservat er de vanligste i vårt område.

Det er til sammen 83 naturvernområder og 3 artsfredningsområder i Finnmark. Noen av disse områdene havner utenfor KSU-område Finnmark. Restriksjonsområdene er vist i kartutsnitt (NVE Atlas).



Figur 14 - Naturvernområder

På statforvalterens og miljødirektoratets nettsider finnes utfyllende informasjon om verneområdene.

4.1.7 Kostnader

Investeringsbeslutninger tas av konsesjonssøker. Følgende kostnadselementer legges til grunn for en forenklet samfunnsøkonomisk analyse:

- Investeringskostnader
- Drift og vedlikeholdskostnadene
- Tapskostnadene
- Avbruddskostnadene

En optimalisering av nettdriften innebærer at summen av de fire kostnadselementene minimaliseres. Som analysemetode benyttes nåverdimetoden, da denne regnes som den beste metoden for denne type analyser.

Nåverdien regnes ut etter følgende formel:

$$NV = \sum_{t=0}^n \frac{K_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Der:

NV = sum av kostnadene over analyseperioden referert analyseperiodens start

K_t = sum kostnad år t

r = Kalkulasjonsrente.

n = analyseperiodens lengde

4.2 Utredningens ambisjonsnivå og tidshorisont

Dagens regionalnett har historisk vært ansett som områdekonsesjonærens eget distribusjonsnett, men på et høyere spenningsnivå grunnet lange avstander. Områdekonsesjonærens regionalnett er i all hovedsak direkte tilknyttet transmisjonsnettet og har ikke andre kunder enn sitt eget distribusjonsnett og kraftproduksjon. Kapasiteten i transmisjonsnettet er dermed helt avgjørende for hvilken kapasitet som er tilgjengelig i regionalnettet.

Det er ikke utredningen ikke gjort vurderinger for transmisjonsnettet, men for hver enkelt områdekonsesjonær sitt regionalnett. Det er sendt forespørsler om nettkapasitet fra områdekonsesjonærer til Statnett. Tilbakemeldingen fra Statnett er at det ikke er mye ledig kapasitet igjen i området. Utvalget tolker det dit at det er nødvendig med nettoppgraderinger i transmisjonsnettet med den forbruksøkning som er meldt. Det gjelder både inn til Finnmark og mellom Øst og Vest i Finnmark.

Gjennom regional kraftsystemutredning ønsker utvalget å rette søkelys på de tiltak som er nødvendig for at Finnmark fortsatt skal ha et minimum av infrastruktur for å klare å utvikle fylket og ressursene videre. Likeså er det viktig for plangruppa å få fram de særegne forholdene innen miljø, kulturarv, reindrift etc. som hele tiden tas hensyn til ved utbygging av kraftnettet.

Utredninger

Utredningssystemet skal imøtekomme behovet for å dokumentere for kunder og myndigheter at energitransporten skjer på en kostnadseffektiv måte. Kraftsystemutredningen skal i tillegg være et styringsredskap for beslutningstakere i nettselskapene, for å sikre at de riktige beslutninger blir tatt. Til sist skal utredningen være et referansedokument for NVE ved søknad om anleggskonsesjon.

Tidshorisont

Utredningens tidshorisont er fra 2022 til 2041, med hovedvekt lagt på de første 5 år. Dette fordi det som gjøres i en kortere tidshorisont vil være helt avgjørende og legge føringer for de etterkommende år.

Utredningsarbeidet er ment å være en kontinuerlig prosess, hvor en løpende justerer utredningene i henhold til de langsiktige målene. Endrede forutsetninger kan påvirke både tidspunkt for, og omfang av nødvendige tiltak. Utredningen justeres annen hvert år, og følger således forskriften for energiutredninger.

Deler av denne utredningen vil være digitalisert. Konkret er det en utredningsportefølje og en tiltaksportefølje som blir digitalisert. Utredningsporteføljen inneholder langsiktige analyser og utredninger av mulige nye nett-tiltak, mens tiltaksporteføljen inneholder nett-tiltak hvor man er kommet lenger, for eksempel har man begynt med prosjektering eller utarbeidelse av konsesjonssøknader.

Neste RSKU (2024-2043) vil antagelig være mer digitalisert.

4.3 Økonomiske forutsetninger

Nettselskapene skal opptre forretningsmessig innenfor samfunnsøkonomiske rammer.

4.3.1 Investeringskostnader

Her brukes egne nettselskaperes egne erfaringstall. Om det ikke finnes egne erfaringstall benyttes kostnadstall fra sammenlignbare prosjekter fra andre nettselskaper, kostnadskatalogen til REN eller kostnadstall fra leverandører.

Kostnadene er hovedsakelig avhengig av spenningsvalg og kapasitetskrav. Andre forhold som påvirker kostanden kan være terrengmessige, klimatiske, markedsmessige. Også konsesjonskrav, forskrifter og normer kan påvirke kostnadene.

Kostnadstallene har en usikkerhet på 20%.

4.3.2 Anleggsbidrag

Ved tilknytning av kunder eller økt effektuttak skal kunden betale anleggsbidrag for tiltak i nettet. For tilknytning av kunder over 1 MW skal det kreves anleggsbidrag også for regionalnettet. Utrekning av anleggsbidrag er beskrevet i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering mv. av 1. april 1999. Anleggsbidrag beregnes av de til enhver tid gjeldende forskrifter.

En av hensiktene med anleggsbidrag er å forhindre at store kostnader fordeles og belastes eksisterende kunder.

4.3.3 Teknisk og økonomisk levetid/Analyseperiode vern

Levetider for ulike typer komponenter påvirkes av bl.a. vedlikeholdsrutiner, lastutvikling og klimatiske forhold. Det må skilles mellom teknisk og økonomisk levetid. Den økonomiske levetida er fastsatt levetid for komponenter som benyttes ved anleggets avskrivninger. For samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegninger benyttes anleggets avskrivningstid som analyseperiode. Teknisk levetid er

den tiden hvor anlegget er i god nok stand til å drives forsvarlig. Ofte er denne tiden lenger enn den økonomiske levetiden. I samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegninger skal det tas hensyn til eventuelle restverdier ved analyseperiodens slutt. Normal analysetid er 40 år.

Teknisk levetid varierer som nevnt av mange forhold, og er vanskelig å angi nøyaktig. Under gode forhold vil anlegg kunne ha en lang levetid.

Tabell 6 - Teknisk-/økonomisk levetid på anlegg

Komponent / Anlegg	Teknisk-/ økonomisk Levetid
Luftledninger med Tremaster	50 år
Jordkabelanlegg	70 år
Sjøkabelanlegg	50 år
Transformator	40 år
Transformatorstasjoner - Bygg	50 år
Transformatorstasjoner -Koblingsanlegg	30 år
Transformatorstasjoner - Kontrollanlegg	25 år

4.3.4 Drift- og vedlikeholdskostnader

Drift og vedlikeholdskostnader påvirkes av klimatiske forhold, anleggenes alder, materialvalg og utførelse. SeFAS har anslått at disse kostnadene for f.eks. luftledninger årlig utgjør 1,5 % av investeringsbeløpet. Dette tallet benyttes dersom det ikke foreligger historiske tall.

Erfaringsmessig er drift- og vedlikeholdskostnader på luftledninger sterkt avhengig av klimatiske forhold.

Det er i begynnelsen og slutten av livsløpet til en anleggsdel flere feil og defekter enn ellers. Dette er kjent som «badekarkurven».

4.3.5 Tapskostnader

Tapskostnader bestemmes av spotmarkedsprisen og vil dermed variere med den generelle utviklingen i kraftmarkeder.

I nettanalyser regnes effektmessige nett-tap (MW) i maksimallast om til et midlere årsenergitap (GWh) via en såkalt tapsbrukstid. Tapsbrukstida vil kunne variere fra nettdel til nettdel. I regionalnettet i Finnmark antas tapsbrukstida å ligge rundt 2600 timer.

Overføringstap i kraftnettet er i stor grad avhengig av produksjons-, og lastvariasjoner, samt delinger i nettet.

4.3.6 Avbruddskostnader

Avbruddskostnader er den samfunnsøkonomiske kostnad for avbrudd av strømforsyningen hos sluttbrukere.

KILE (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi)-ordningen ble f.o.m. 1.1.2009 utvidet til også å gjelde kortvarige avbrudd, dvs. avbrudd mindre enn 3 minutter. Sett fra et kundesynspunkt med utstrakt databruk og med masse elektronikk i bruk, er mindre avbrudd og spenningsdipper vel så kritisk som lengre avbrudd. Netteierne har vært oppmerksom på dette i lengre tid og vil lojalt følge opp nye krav fra kunde og myndigheter. Ordningen reguleres i *Forskrift om kontroll av nettvirksomhet*.

Den nye KILE-ordningen har flere sluttbrukergrupper og mer differensierte kostnader for avbrudd. Programvare fra Volue, Netbas Fasit, benyttes til å simulere avbruddskostnader.

Avbruddskostnader

Avbruddskostnader er den samfunnsøkonomiske kostnad for avbrudd av strømforsyningen hos sluttbrukere.

4.3.7 Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten som benyttes i lønnsomhetsberegninger av langsiktige investeringer i infrastruktur er 4%. Det er en realrente som gjør at man slipper å justere for inflasjon og prisstigning. Denne settes av Finansdepartementet.

4.3.8 Flaskehalskostnader

Defineres som når det er knapphet på overføringskapasitet. For eksempel hvis en vindpark kan produsere mer enn det som kan overføres. Dersom etterspørselen er større enn overføringskapasiteten (og derav produksjon) oppstår det en pris på det. Statnett kan beordre kraftverk lokalt å starte produksjon for å forhindre overlast, kostnader ved dette vil være flaskehalskostnader. Dette kalles spesialregulering som det betales ekstra for.

For mer forklaring se kapittel 3.1.2 i

«https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_08.pdf» og kapittel 3.1.4 i

«https://publikasjoner.nve.no/rapport/2004/rapport2004_01.pdf».

4.3.9 Økonomisk analysemetode

Det benyttes nåverdiberegning. Nåverdien av et prosjekt framkommer som summen av kapitaliserte verdi av investeringer, nettap, avbruddskostnader og driftskostnader.

4.4 Tekniske forutsetninger

I kapittelet beskrives de tekniske forutsetninger som ligger til grunn i utredningen.

4.4.1 Dimensjonerende belastning

Forbruket vil øke ved avtakende temperatur. Laveste 3-døgnsmiddeltemperatur som statistisk inntreffer hvert 10. år er en naturlig referanse for dimensjonerende belastning. Den store andelen av elektrisk oppvarming i alminnelig forsyning gjør at belastningstoppene vanligvis inntreffer etter en kuldeperiode av noen dagers varighet. Om man velger å bruke 10 års returtid i stedet for 2 års returtid vil dimensjonerende belastning i alminnelig forsyning øke med 5-10%. Det er vanlig å betegne belastning ved tredøgns-middeltemperaturer som statistisk vil inntreffe i ett av to, henholdsvis ti år som "normal høylast" og "ekstrem høylast".

Det er i denne utredningen benyttet «normal høylast», det vil si 2-års returtid på lasten i prognosene. «Normal høylast» er også benyttet i nettberegningene for høylast.

Forutsetninger om lastutvikling er vist i tabellene og brukstida er forutsatt uendret, dvs. at årsenergiforbruket og maksimallast utvikler seg i samme takt. For store enkelttilknytninger som er forventet å komme, er det brukt egne brukttider for å gi større nøyaktighet.

Termisk overførings-kapasitet for luftledninger og kabler beregnes ut fra følgende forutsetninger:

Tabell 7 – Forutsetninger for termisk overføringskapasitet på linjer og kabler

Komponent	Prosjektet Ledertemperatur	Omgivelsestemperatur sommer/vinter ¹	Vind	Sol
Luftledninger	50 °C eller 80°C ²	20° / 0°C	0,6 m/s	Nei ³
Oljekabler	85°C	15°C / 5°C ⁴	-	-
PEX-kabler	90°C	15°C/ 5°C	-	-

¹ Forutsatt lufttemperatur vil vise store geografiske variasjoner om vinteren.

² Eldre ledninger kan være prosjektet for en linetemperatur på 40°C eller 50°C

³ Gjelder ved dimensjonerende belastning

⁴ Vanligvis sjøtemperatur

Med disse forutsetningene kan termisk overføringskapasitet i Ampere beregnes for noen av de mest aktuelle luftledningstverrsnittene. Overføringskapasiteten for komponenter begrenses av at for høy ledertemperatur kan medføre fare for personsikkerhet (bakkeavstand, eksplosjonsfare mv..) og/eller uakseptabel material-deformasjon. Dette er spesifisert nærmere i normer.

Begrensninger i linjenes overføringsevne vil kunne variere med ulike temperaturer. En temperaturoppgradering av linjene, gjennom å forsterke enkelte kritiske punkt, kan imidlertid øke overføringsevnen. Eksempler på overføringsevne hvor ulike temperaturer er lagt til grunn er vist nedenfor. Utfyllende tabeller finnes i Vedlegg 9.

Tabell 8 - Overføringsevne på vanlige line-tverrsnitt ved ulike temperaturer

	Strømkapasitet (A) og ytelse (MVA) for kombinasjoner av line/lufttemperatur ved 1 m/s vindhastighet							
	50°C / 20°C		50°C / 0°C		80°C / 20°C		80°C / 0°C	
Tverrsnitt (mm ²)	(A)	132/66 (MVA)	(A)	132/66 (MVA)	(A)	132/66 (MVA)	(A)	132/66 (MVA)
1*FeAl 50	303	69/35	407	93/46	417	95/48	490	112/56
1*FeAl 70	374	85/43	503	115/57	516	118/59	606	138/69
1*FeAl 95	454	104/52	612	140/70	629	144/72	740	169/84
1*FeAl 120	527	120/60	712	163/81	733	167/84	861	197/98
1*FeAl 150	607	139/69	821	187/94	846	193/97	994	227/113
1*FeAl 185	693	158/79	939	214/107	968	221/111	1139	260/130
1*FeAl 240	815	186/93	1106	235/126	1143	261/131	1344	307/153

Dynamisk overføringsgrense

Ved god kjøling kan mer strøm overføres uten at tillatt ledertemperatur overskrides. I den grad overføringskapasiteten skulle begrenses av termiske forhold, er det naturlig å undersøke om overføringskapasiteten kan økes ved at en forutsetter en omgivelsestemperatur som, med tillegg for diverse usikkerheter, er knyttet til temperaturforholdene ved maksimallast. Ved utfall av ledninger kan en også forutsette at parallelle ledninger tåler en gitt prosent overbelastning i inntil 15 minutter, avhengig av belastningen på ledningen før feilsituasjonen. Dette pga. termisk treghet, dvs. at det tar en viss tid før ledermaterialet varmes opp. Det undersøkes spesielt om overføringskapasiteten over detekterte og mulige flaskehalsen kan økes i forhold til tidligere angitte grenser.

Temperaturoppgradering

I de tilfeller hvor det under prosjektering er lagt til grunn en ledertemperatur på for eksempel 50 °C, kan en som første alternativ til å bygge nytt, vurdere å legge en høyere ledertemperatur til grunn. I så fall må en foreta en kontrollberegning og kontroll av utstyr og bakkeavstand. Ved en slik temperaturoppgradering kan det i mange tilfeller være nok å sette inn en høyere master. Ellers kan en omkobling avhjelpe kritiske situasjoner, slik at personsikkerhet og andre krav blir ivaretatt. Temperaturoppgradering vil i mange tilfeller bli langt rimeligere enn for eksempel å bygge nytt. Faren ved temperaturoppgradering er imidlertid at man kan få meget anstrengte driftssituasjoner, hvor sikkerhetsmarginene er redusert.

4.4.2 Luftledning kontra jordkabel

Valget mellom kabel og luftledning avhenger av en rekke forhold:

- Økonomiske – Luftledning er normalt rimeligere
- Estetiske – Kabel er å foretrekke
- Praktiske – Forsyningssikkerhet, grunnforhold, etc.

Bruk av kabel, spesielt på høyere spenningsnivå (regionalnett), vil ofte begrenses av store avstander. Det er mer kostbart enn å bygge luftledning. Rent visuelt vil kabel være å foretrekke og vil kunne anvendes over kortere strekninger i byer og tettbebyggelse. I regionalnettet er det valgt å benytte kabler inn mot en noen transformatorstasjoner. Om det skal benyttes kabler i større omfang vil det være nødvendig med kompensering for den økte ladeytelse i nettet.

En kabel som er korrekt lagt i gode grunnforhold har en lang levetid og lite driftskostnader.

Et annet moment er at grunnet lengere feilsøketid og reparasjonstid på kabler, især vinterstid, benyttes kabler hovedsakelig i masket nett.

Konklusjonen blir ofte at luftledning benyttes for kraftoverføring over større avstander.

4.4.3 Utnyttelse av transformatorer

Det legges til grunn at de fleste transformatorer i en flaskehalssituasjon kan belastes mer enn merkeytelsen, forutsatt lave lufttemperaturer eller forsert kjøling. For nye transformatorer (< 20 år) kan en som en grov tommelfingerregel regne med at disse kan overbelastes med 1 % for hver grad temperaturen er under 30 °C, inntil maksimalt 30 % over merkebelastning. For eldre transformatorer, og om en vil overbelaste mer, må dette avklares med fabrikanten i hvert enkelt tilfelle. I transmisjonsnettet er det satt en maksgrense på 20% overbelastning på trafoer, etter avtale med anleggseier. Overbelastning av transformatorer forringer levetiden på dem.

4.4.4 Reaktiv effekt

Behovet for å holde spenningen oppe på enden av lange radialer er den viktigste grunnen til å innføre nye kondensatorbatterier i regionalnettet. I tillegg vil det kunne motiveres ut ifra tapsmessige forhold for å hindre for stor reaktiv transport i nettet. Nye vindkraftparker forutsettes å være tilstrekkelig kompensert slik at det ikke fører til investeringer for netteierne. Stor overføring på linjer fører til at ledningen trekker reaktiv effekt ut av nettet. Det kan bli aktuelt å kreve ytterligere reaktiv kompensering ved bygging av nye vindkraftverk for å motvirke dette.

4.4.5 Temperaturkorrigering

Belastningen i nettet blir i stor grad påvirket av temperaturen. Dette gjelder spesielt alminnelig forsyning hvor en stor andel av forbruket er oppvarming av rom. Temperaturavhengig forsyning er definert som 65% av total forsyning.

For å sammenligne effektuttaket fra år til år er det nødvendig å korrigere for varierende temperaturer. En kan da justere effektuttaket slik at det stemmer med for eksempel en 2-års eller 10-års laveste 3 dagers gjennomsnittstemperatur. For å regne ut temperaturkorrigert maksimallast benyttes følgende formel:

$$P_{DUT} = P + P\delta (DUT_n - DUT)$$

Hvor

P_{DUT}	Er den temperatorkorrigerede maksimaleffekten for aktuelt år [MW]
P	Er målt effekt for aktuelt år [MW]
δ	Er maksimallastenes temperaturfølsomhet [% pr. °C]
DUT	Er laveste 3 døgn middeltemperatur for det aktuelle året [°C]
DUT_n	Er laveste 3 døgn middeltemperatur for n års returtid [°C]

Det er i analysene benyttet en temperaturfølsomhet (δ) på 1,25% per °C.

4.4.6 Feil og avbruddsstatistikk

For å estimere sparte feil og avbruddskostnader benyttes NVEs modell for beregning av sannsynlige avbruddskostnader.

4.4.7 Andre forhold

Andre forhold av viktighet er at nettet ved et gitt stadium faktisk kan drives på en slik måte som planleggingen legger til grunn. Dette krever at vern og releer er innstilt etter planforutsetningene og at f.eks. begrensende endepunktskomponenter skiftes ut og tilpasses ledningenes overføringskapasitet ut fra termiske eller andre forhold.

4.5 Særegne forhold innen utredningsområdet

Regionalnettet i Finnmark kjennetegnes flere steder av at kraft skal overføres over relativt store avstander og at forbruket som skal dekkes er relativt lavt. Regionalnettet er for en stor del ikke sammenhengende, men er indirekte sammenknyttet via transmisjonsnettet, eventuelt også over forbindelser med liten overføringskapasitet i distribusjonsnettet (22 kV).

Forbruk og produksjon har i området økt slik at sentralnettet har blitt en begrensning for utvikling i både forbruk og vindkraftproduksjon. Spesielt mellom Øst- og Vest-Finnmark er det begrenset overføringskapasitet.

Deler av kraftnettet går i relativt øde områder og til dels i terreng som kan karakteriseres som utsatt rent klimatisk. Ved uvær om vinteren vil feilsøking/reparasjon av disse ledningene bli forsinket på grunn av hensynet til sikkerhet for personellet.

Vindkraftverkene i Havøysund, Kjøllefjord, Båtsfjord og Berlevåg ligger langt ute i nettet slik at store mengder kraft transporteres gjennom regionalnettet i perioder.

Store deler av regionalnettet har historisk sett hatt radiell struktur. Tiltak de senere år har til en viss grad endret dette forholdet. Blant annet nevnes ny 66 kV ledning Lakselv-Karasjok og to nye 132 kV ledninger Skaidi-Hammerfest. Barents Nett har spenningsoppgradert nettet på Varangerhalvøya til 132 kV slik at det kan driftes med ringdrift. Reservekapasitet mellom trafostasjoner finnes til en viss grad i underliggende distribusjonsnett. Overføringskapasiteten i dette nettet begrenses ofte av stort spenningsfall.

Det går en 66 kV linje fra Sautso transformatorstasjon til Kautokeino. Linje fra Nordreisa til Kautokeino er reserve for Kautokeino kommune. Linjen hører inn under utredningsområde 21.

Regionalnettet kan karakteriseres som et kraftig distribusjonsnett ut fra transmisjonsnettet i mange tilfeller.

I de ytre områdene er det ofte vind istedenfor kulde som gir dimensjonerende belastning, eller en kombinasjon av disse. Her forekommer det også saltbelegg og ising på liner og isolatorer over større områder i forbindelse med stormer, noe som ofte fører til utfall.

I de indre områdene kan det være ekstrem kulde, ofte over lengre perioder noe som gjør at utfall i disse periodene kan få store konsekvenser.

Mange kunder krever god leveringspålitelighet, og selv korte avbrudd medfører lengre stans i produksjonen. Den generelle utviklingen viser at krav til leveringspålitelighet stadig skjerpes. Spesielt fører korte avbrudd og spenningsdip til problemer som inntil for få år siden ikke førte til problemer. Nærmere vurderinger kan føre til montasje av spolejording av distribusjonsnettet, for å unngå kortvarige avbrudd ved forbigående jordfeil.

Equinors LNG anlegg på Melkøya utenfor Hammerfest har hatt en meget alvorlig brann i 2020. Produksjonen har vært stengt i lang tid, men har i 2022 startet opp igjen.

Det er planlagt mye vindkraft i Finnmark. Dette gir utfordringer i forbindelse med utredningsarbeidet. Totalt er det idriftssatt, gitt konsesjon til, konsesjonsøkt og forhåndsmeldt vindkraft på omkring 1900 MW i Finnmark. Det er også mange prosjekter som er avslått eller stilt i bero utover dette.

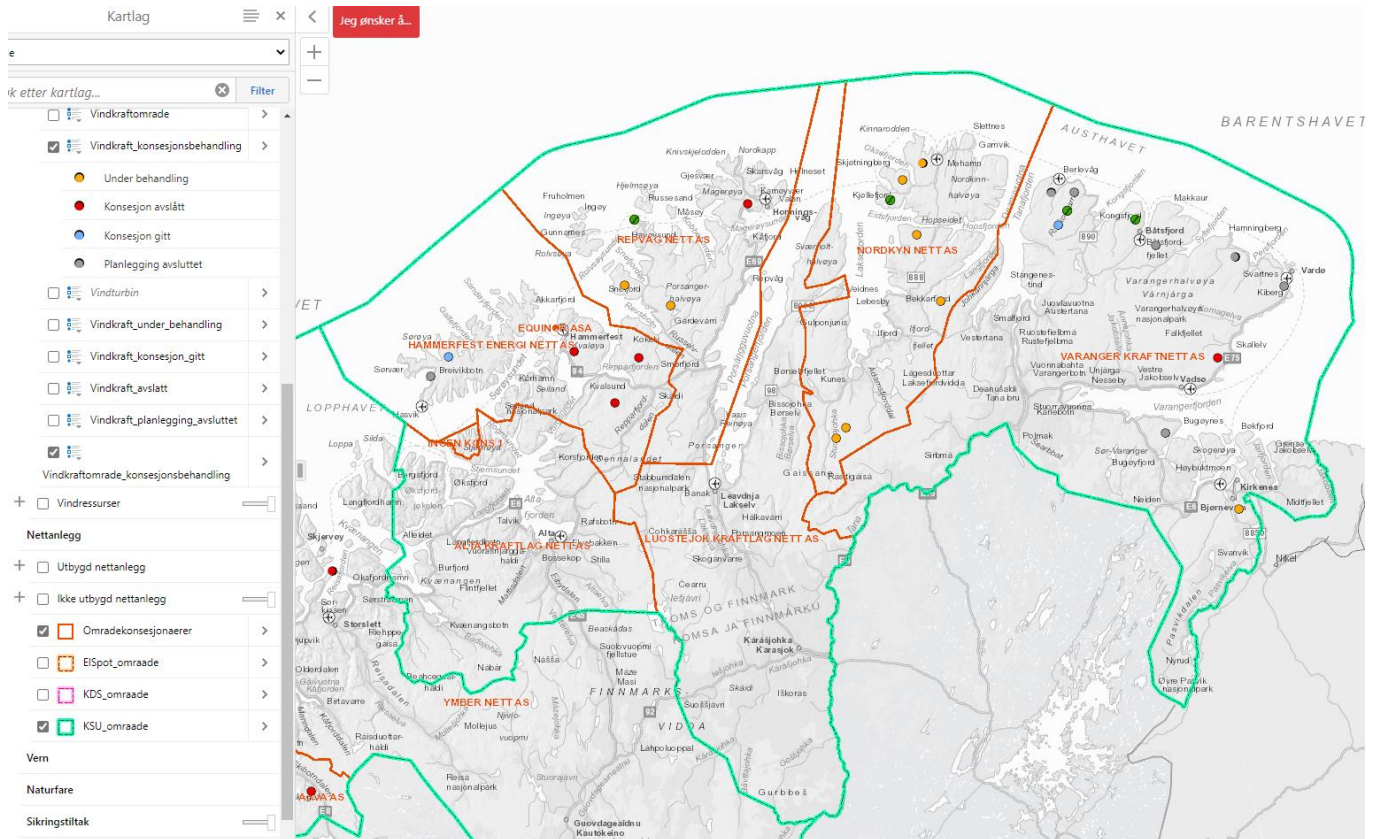
Kraftsystemutredning for Finnmark

Tabell 9 - Oversikt over vindkraftprosjekter.

Selskap	Kommune	Lokalisering	Effekt MW	Årsenergi GWh	Merknad
Idriftsatt eller under bygging					
Statkraft SF	Lebesby	Gartefjellet	40	140	
Arctic Wind	Måsøy	Havøygavlen	40,8	137	
Varanger Kraft Vind	Berlevåg	Raggovidda 1,2	97	404	
Finnmark Kraft	Båtsfjord	Hamnefjell 1	51,75	190	
Vindkraft Nord	Hasvik	Dønnesfjord	14,1	48	Blir idriftsatt løpet av 2022
Konsesjon Gitt					
Varanger Kraft Hydrogen	Berlevåg	Raggovidda 3	103	350	
Finnmark Kraft	Båtsfjord	Hamnefjell 2	68	280	Søkt om utsettelse
Konsesjonssøknader/meldinger under behandling					
Fred Olsen Renewables	Lebesby	Laksefjorden	100	340	
Fred Olsen Renewables	Lebesby	Digermulen	100	340	
Grenselandet	Lebesby/Tana	Davvi	800	2720	
Finnmark Kraft	Måsøy	Snefjord	160	432	
Finnmark kraft	Måsøy	Vilgesrassa	300	1020	
Konsesjonssøknad avslått/stilt i bero					
Hydro Energi	Båtsfjord	Båtsfjordfjellet	250	743	Avslått
Troms Kraft Produksjon	Sør-Varanger	Bjørnevatn	60	155	Gammel sak
Statkraft SF	Hammerfest	Tyven	110	330	Avslått. Reindrift.
Norsk Miljøkraft AS	Berlevåg	Eliastoppen	40	120	Gammel sak. Melding trukket
Statkraft SF	Berlevåg	Laukvikdalsfjellet	70	280	Raggovidda 3 søkes hit
Norsk Hydro	Sør-Varanger	Bugøynesfjellet	90	270	Anmodet om å stoppe planlegging
Varanger Kraft AS	Vardø/Båtsfjord	Seglkolfjellet	350	1190	Anmodet om å stoppe planlegging
Norsk Miljøkraft AS	Vardø	Domen	100	300	Anmodet om å stoppe planlegging
Norsk Miljøkraft AS	Lebesby	Skjøtningsberg	400	1360	Gammel sak
Statkraft Development	Gamvik	Nordkyn	750	2550	Gammel sak
Aurora Vindkraft	Hammerfest	Falesrassa	180	612	Avslått. Reindrift.
Finnmark kraft	Båtsfjord	Båtsfjordfjellet	120	408	Avslått
Finnmark Kraft	Lebesby	Borealis	200	680	Stilt i bero
Aurora Vindkraft	Hammerfest	Kvalsund	128	435,2	Avslått. Reindrift. Naturmangfold
Statkraft SF	Vadsø	Skallhalsen	65	190	Avslått
Statkraft SF	Nordkapp	Magerøya	50	150-200	Avslått. Reindrift. Forsvar. Luftfart
Norsk Miljøkraft AS	Lebesby	Skjøtningeberg	400	1200	Gammel sak

Tabell 9 viser en oversikt over vindkraftprosjekter i området. For en oppdatert status på prosjektene kan man sjekke NVE sine nettsider. Mange av prosjektene er avslått eller stilt i bero. I framtidsprognoene for denne rapporten er kun anlegg hvor det er gitt konsesjon med i scenariet «Basis». I scenariet «Høy» er også anleggene som har konsesjonssøknad eller melding under behandling inkludert.

Kraftsystemutredning for Finnmark



Figur 15 Vindkraft innen utredningsområdet (kart fra atlas.nve.no)

Finnmarkseiendommen - FeFo

Finnmarksloven ble vedtatt i 2005, og som en konsekvens av dette ble Finnmarkseiendommen opprettet. F.o.m. 01.07.06 utøver Finnmarkseiendommen (FeFo) grunneierfunksjonen for ca. 96 % av arealet i Finnmark fylke. Finnmarkseiendommen ledes av et styre på 6 personer; 3 valgt av Sametinget og 3 valgt av Fylkestinget.

I 2009 opprettet e-verkene som har områdekonsejnsjon i Finnmark, samt FeFo selskapet Finnmark Kraft AS. Selskapets formål er ifølge Brønnøysundregisterets sider:

”Utvikle, bygge, eie og drive produksjonsanlegg for vann- og vindkraft. Selskapet kan også delta i andre tilsvarende virksomheter.”

FeFo har i 2019 solgt seg ut fra Finnmark Kraft AS.

Spesielle områder

Hammerfest har med sin olje- og gassindustri er stort kraftbehov. Videre elektrifisering vil ytterligere gjøre dette til et lasttyngdepunkt. Det er ikke noen stor produksjon lokalt i området.

I Øst-Finnmark er det bygget vindkraft i et omfang som gjør at området tidvis har et betydelig kraftoverskudd. Ytterligere produksjon begrenses av sentralnettet mellom Øst- og Vest-Finnmark.

5 Dagens kraftsystem

Elforsyningen i Finnmark startet i 1891 da landets første vanddrevne kommunale elektrisitetsverk ble etablert i Hammerfest. I Sør-Varanger ble det etablert en omfattende elforsyning først på 1900-tallet. For øvrig gikk elektrifiseringen i Finnmark langt senere enn i resten av landet. I 1938 hadde 28 % av fylkets innbyggere en eller annen forsyning av elektrisk kraft, mens tilsvarende på landsbasis var 75 %.

Etter tyskernes ødeleggelse av Finnmark i 1944 var så og si alle kraftverk og ledninger ødelagt. Hele regionalnettet er derfor bygd opp etter 1945.

En større utbygging av det som i dag defineres som regionalnettet, startet i Vest-Finnmark med utbyggingen av Nedre og Øvre Porsa kraftverk og Repvåg kraftstasjon på 1950-tallet. Herfra ble det bygd 66 kV ledninger til Hammerfest og Skaidi og videre fra Skaidi til Alta. 66 kV ledningen mellom Skaidi og Alta er senere bygd om til 132 kV spenning og inngår i dag i transmisjonsnettet. På 1960-tallet ble Smørfjord transformatorstasjon tilknyttet 66 kV nettet og deler av 22 kV nettet der ble oppgradert til 33 kV. På 1970-tallet ble 66 kV nettet ført fram til Honningsvåg og Havøysund.

I Øst-Finnmark ble de første regionalnettsanleggene bygget da det ble etablert en 66 kV ledning fra Varangerbotn til Bjørnevatn i begynnelsen av 1950-tallet. I første halvdel av 1960-tallet fikk Vadsø og Vardø strømforsyning via 66 kV nettet. Nordkynområdet fikk 66 kV tilknytning først på 1970-tallet i forbindelse med utbyggingen av Adamselv kraftverk.

Finnmark ble nettmessig knyttet til Troms i 1965 da den første ledningen mellom Alta og Kvænangsbotn ble satt i drift. Et sammenhengende transmisjonsnett i Finnmark ble etablert i 1974 med idriftsettelsen av 132 kV ledningen Adamselv - Lakselv. Året før ble 132 kV ledningen Alta - Lakselv idriftsatt.

I 2020 fikk området 420 kV via linjen fra Balsfjord til Skillemoen. Det er bygget 420 kV fram til Skaidi i 2022 som driftes med 132 kV inntil videre.

5.1 Historiske data for forbruk

Forbrukstygdepunktene i Finnmark er Alta, Hammerfest, Honningsvåg, Lakselv, Karasjok, Vadsø og Kirkenes.

Hovedtyngdepunktet av forbruket i Alut forsyningsområde er sentrumsområdene i Alta med en maksimal belastning på ca. 75 MW. Maksimalt forbruk i den delen av nettet som er tilknyttet Kvænangsbotn, er ca. 13 MW.

Hovedtyngden av forbruket i Lucerna forsyningsområde ligger i Hammerfest der maksimallasten kan komme opp i ca. 65 MW, eksklusiv Melkøya. Også LNG anlegget på Melkøya kan til tider bli en stor forbruker av kraft. Topplast på Melkøya og Goliat er henholdsvis 50 MW og 65 MW. Teoretisk topplast i dag er på rundt 160 MW, hvis lastene er sammenfallende.

Hovedtyngden av forbruket i NettiNords forsyningsområde ligger i Honningsvåg (Storbukt) der maksimalt forbruk er ca. 17 MW, og i Havøysund og Smørfjord der toppbelastningen ligger på ca. 5 MW begge steder.

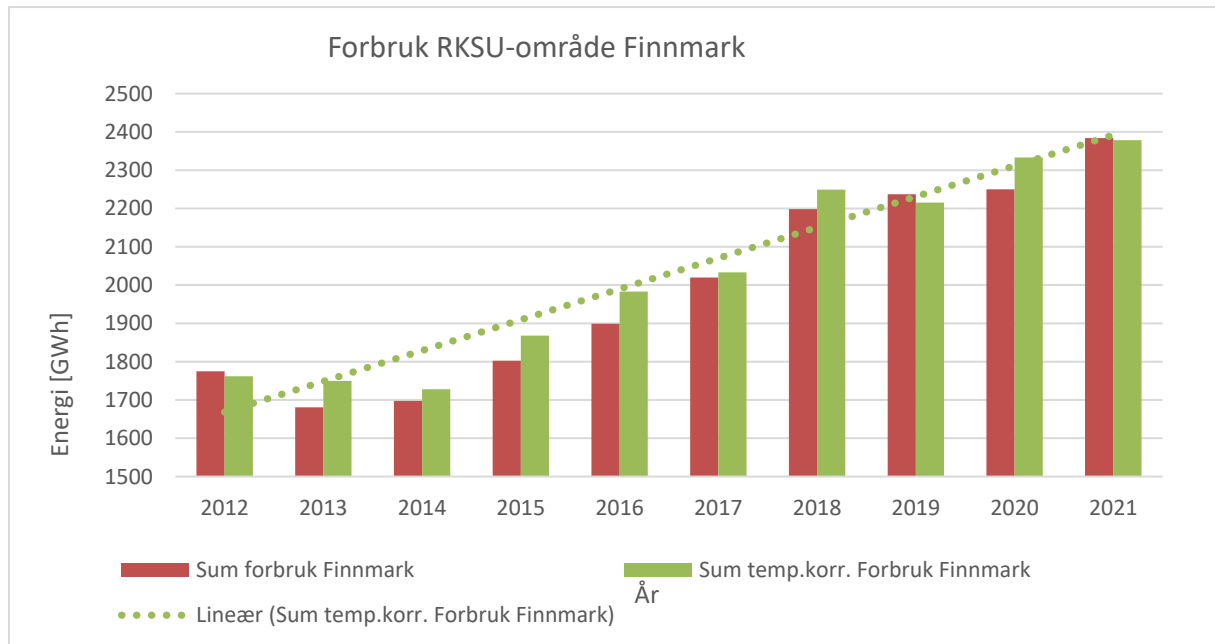
Hovedtyngdepunktet av forbruket i Luostejok Nett forsyningsområde ligger i Lakselv med ca. 20 MW. Belastningen i Karasjok utgjør ca. 12,5 MW.

Hovedtyngden av forbruket i LeGa forsyningsområde ligger i Kjøllefjord og Mehamn med ca. 5 MW begge steder. Maksimallast er på ca. 12 MW. Normallast om vinteren ligger mellom 10.5-11.5 MW.

De største forbrukspunktene i Barents Nett forsyningsområde er Kirkenes og Vadsø med maksimallast på henholdsvis ca. 50 MW og 25 MW. Makslast er på ca. 130 MW.

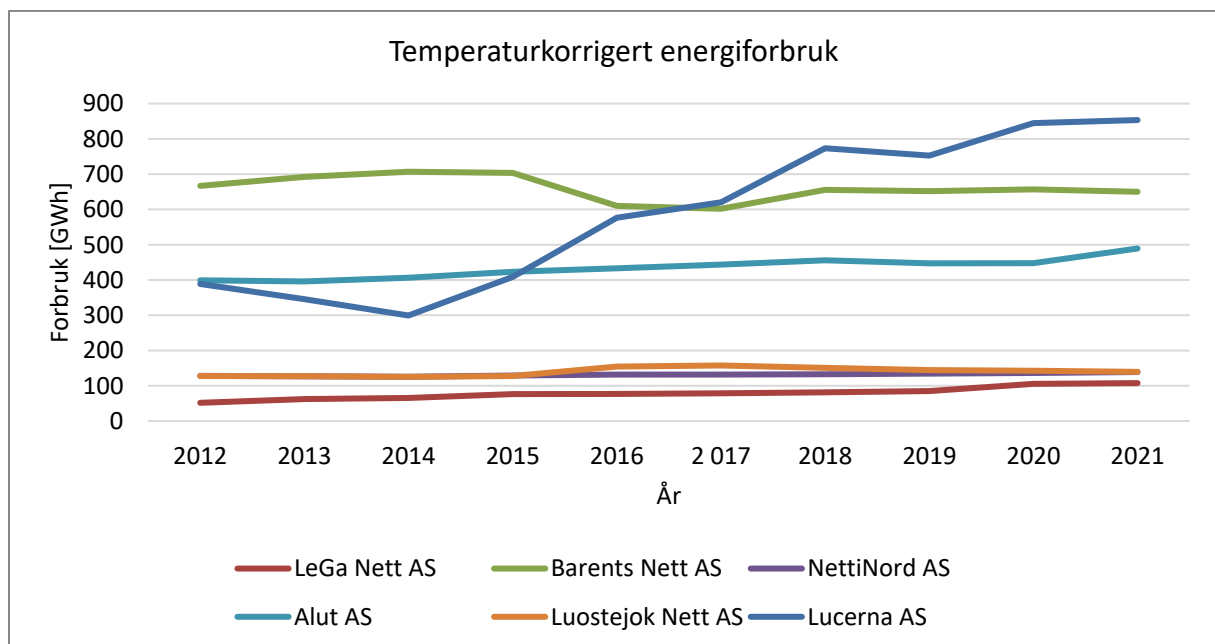
5.1.1 Energi

Figur 16 - Energiforbruk Finnmark 2012-2021
 Figur 16 viser forbruk i kraftsystemutredningsområde Finnmark. Forbruket er totalt omsatt energi, inkludert overføringstap. Trenden viser et tydelig økende energiforbruk. Den temperaturkorrigerte verdien viser hva forbruket ville vært i et år med en gjennomsnittlig temperatur.



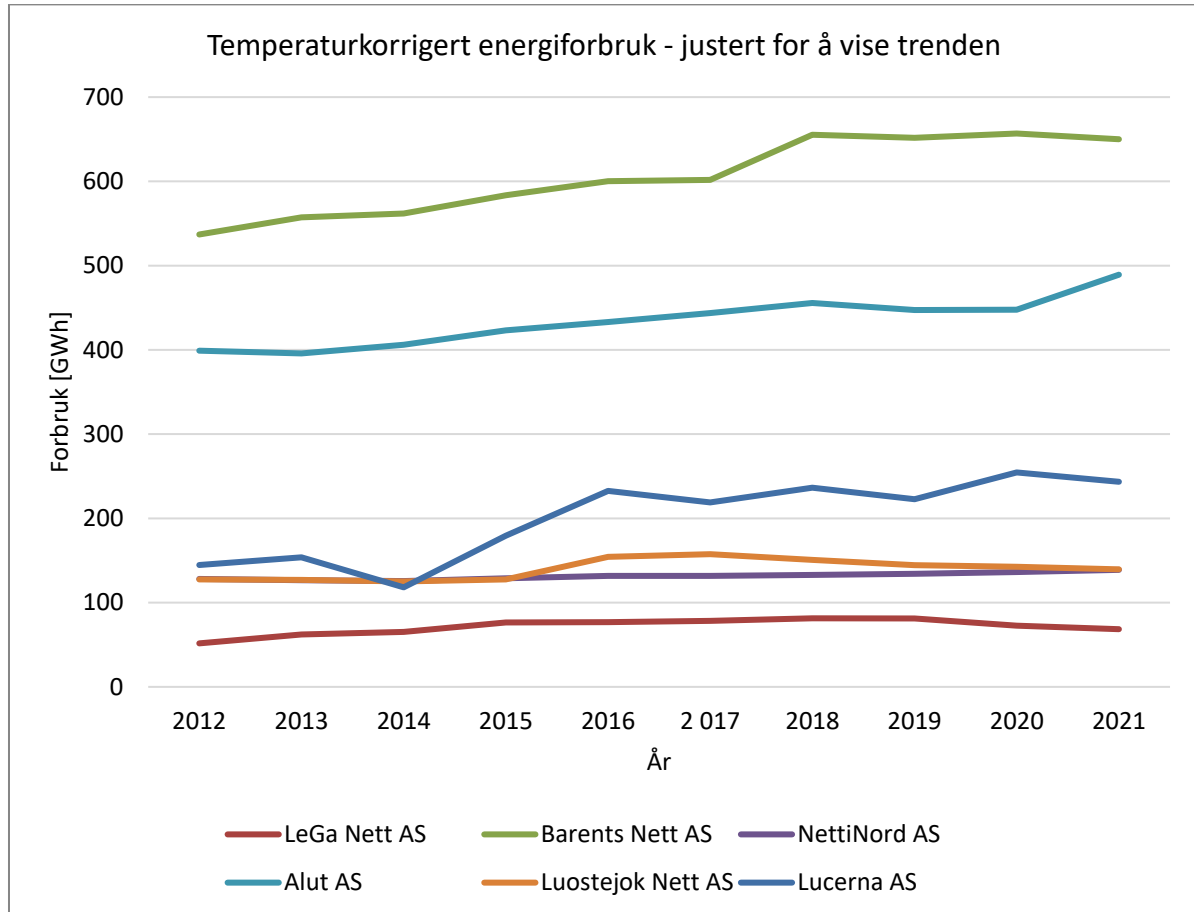
Figur 16 - Energiforbruk Finnmark 2012-2021

Hvis man ser på hver områdekonsesjonær hver for seg, ser man i Figur 17 at mye av forbruksveksten er hos Lucerna. Mye av forbruksveksten der skyldes strømforbruk til olje- og gass industri.



Figur 17 - Temperaturkorrigert energiforbruk områdekonsesjonærer 2012-2021

For å finne trenden i forbruk hos hver enkelt konsesjonær har jeg tatt vekk store enkelttilknytninger som påvirker trenden kraftig. I praksis vil dette si olje og gass for Lucerna, smoltoppdrett for LeGa Nett og Gruvedrift for Barents Nett. I Figur 18 under ser man resultatet av dette. Det er fortsatt en stigende trend for alle nettselskap.



Figur 18- Energiforbruk områdekonsesjonærer 2012-2021- justert for å vise trenden

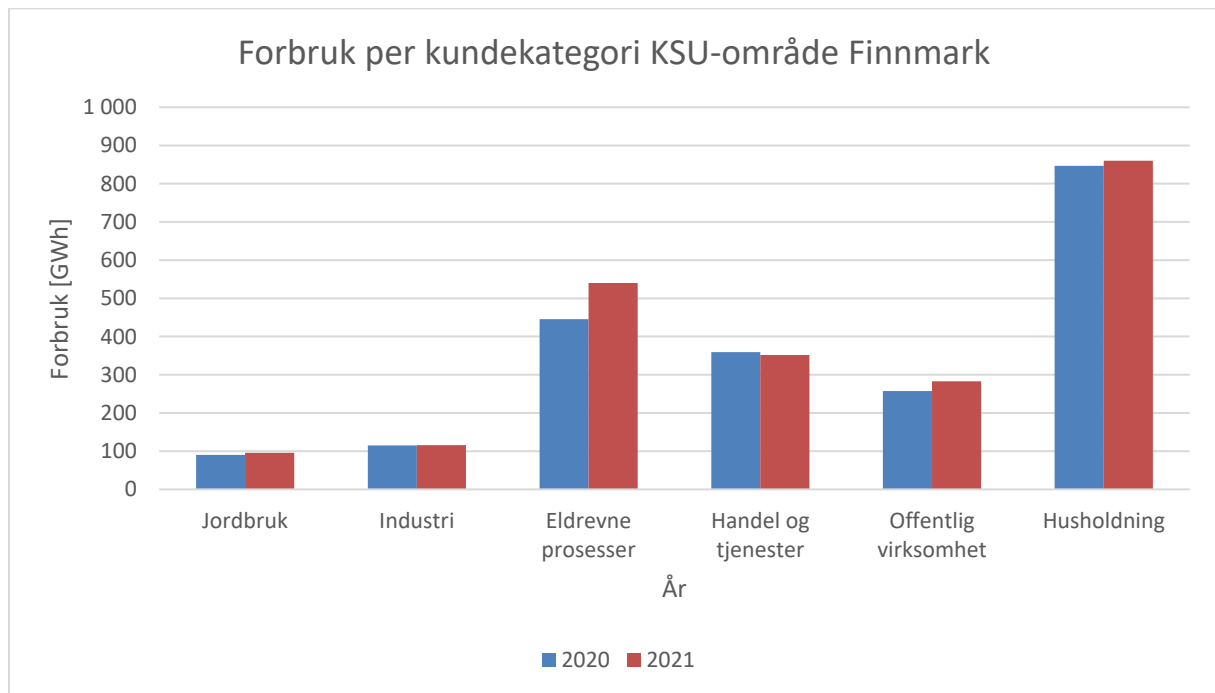
Trenden for energiforbruket per områdekonsesjonær er listet opp i tabellen under. I Tabell 10 er store enkelttilknytninger tatt vekk på samme måte som i Figur 18. Det er en økning på 1-2,5% i lasten per år, med unntak av Lucerna. Lucerna har en økning på rundt 5% årlig. Dette skyldes antagelig ringvirkninger av olje- og gassindustrien. Disse ringvirkningene antas å fortsette å utvikle seg, når industrien vokser. Om industrien ikke vokser videre antas det at den generelle veksten i forbruk også minker for Lucerna.

Tabell 10 – Energi- og effektrend basert på forbruk 2012-2021

Nettselskap	Trend per år [%]	Trend per år [MWh]	Trend per år, makslast med 2-års returtid [MW]
Alut	1.9	9	1.7
Lucerna	5.2	13.7	6.8
Nettinord	1.0	1.3	.25
Luostejok Nett	1.5	2,3	.47
LeGa Nett	2.4	1.9	.45
Barents Nett	2.1	14.4	2.7
Sum		42 MWh	12.3 MW

5.1.2 Energiforbruk per kundekategori

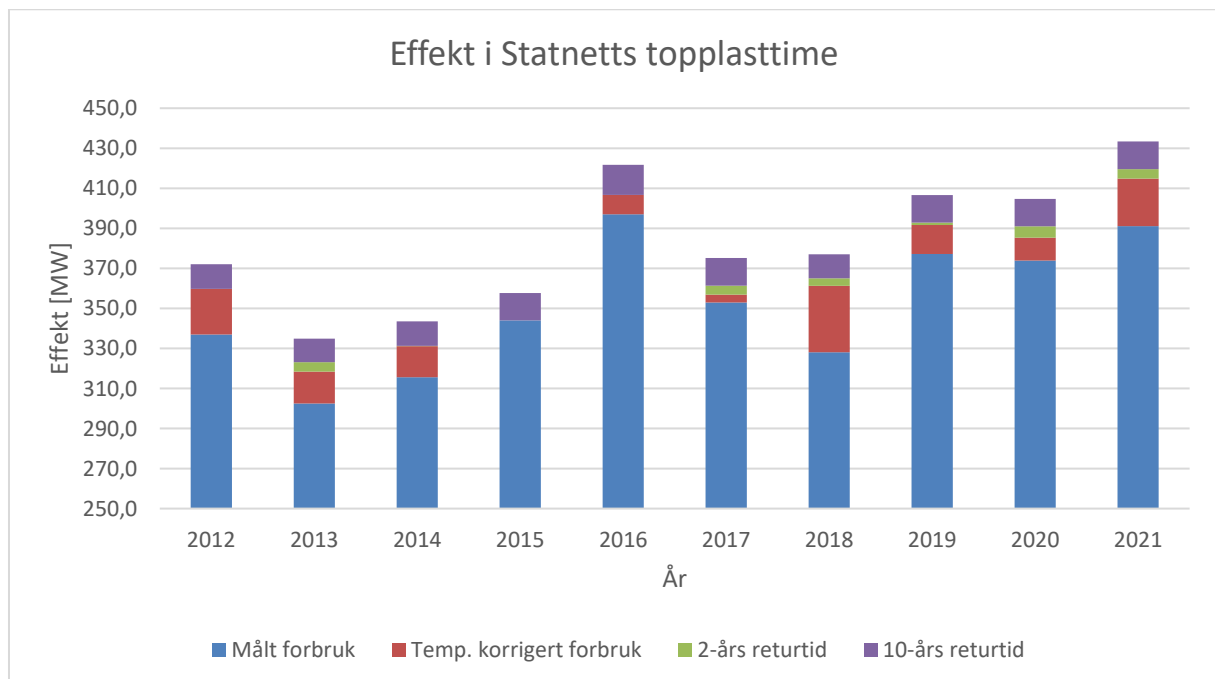
Figuren under viser forbruk per kundekategori. Den største økningen har vært i «Eldrevne prosesser». Dette er forbruk knyttet til olje- og gass industri i Hammerfestområdet.



Figur 19 - Forbruk per kundekategori

5.1.3 Effekt

Figur 20 viser effekten i Statnetts topplasttime. Den er temperaturkorrigert mot årets kaldeste 3-dagers middeltemperaturen i hvert konsesjonærs område. Effektforbruket er økende i området.



Figur 20 - Effektforbruk i Statnetts topplasttime

5.1.4 Fleksibelt forbruk

Det finnes ikke utkoblbart forbruk i kraftsystemutredningsområdet.

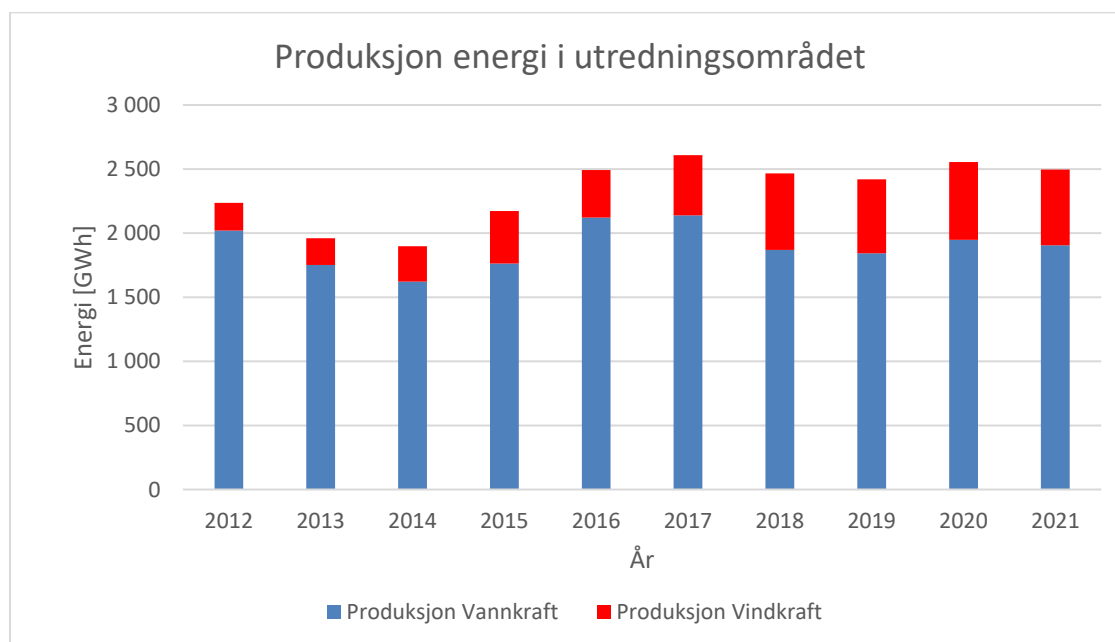
5.2 Historiske data for produksjon

Historisk er mesteparten av produsert energi i Finnmark vannkraft, men det begynner å bli en større andel produksjon som kommer fra vindkraft. Omkring 25% av energien som ble produsert i 2021 kom fra vindkraft. Produsert elektrisk energi de siste årene i utredningsområdet Finnmark er vist i diagrammet. I tillegg til produksjonen som vist i figur, er det et gasskraftverk i Hammerfest som produserer til eget forbruk på Melkøya. Dette er ikke tatt med i oversikten.

Størsteparten av vannkraften mates direkte inn på transmisjonsnettet.

5.2.1 Energi

Det har vært en økning i energiproduksjonen i området de siste 10 år, hovedsakelig grunnet økt vindkraftproduksjon. Dette framkommer på Figur 21.



Figur 21 - Produksjon av energi i området 2012-2022

5.2.2 Merkeverdier

Tabellen under viser at det er 2488 GWh i årsmiddelproduksjon i utredningsområdet. Tilgjengelig vintereffekt er underlagt taushetsplikt etter Kraftberedskapsforriften §6-2.

Tabell 11 Installert ytelse i kraftverk, tilgjengelig vintereffekt, årsmiddelproduksjon og Nett-tilknytning. Det er benyttet 10% tilgjengelig vintereffekt på vindkraftverk.

Område	Stasjon	Reg. nett punkt	Installert effekt [MW]	Tilgjengelig Vintereffekt [MW]	Middel produksjon [GWh]	Nett-tilknytning	Type kraftverk
Alut	Kåven	Alta	4,5		15,3	Distr.	Vann
Alut	Mattisfoss	Alta	2,3		8,5	Distr.	Vann
Alut	Hakkstabben	Hakkstabben	0,7		2	Distr.	Vann
Alut	Kvænangen	Kvænangsbotn	44		176	Sentr.	Vann
Alut	Småvatna	Kvænangsbotn	19		68	Sentr.	Vann
Alut	Lassojavri	Kvænangsbotn	8,7		34	Sentr.	Vann
Alut	Cárrujavri	Kvænangsbotn	1,7		5	Sentr.	Vann
Alut	Langdalselva	Kvænangsbotn	5		2	Distr.	Vann
Alut	Møllelva	Skillemoen	4,2		11	Distr.	Vann
Lucerna	Breivikbotn	Breivikbotn	0,7		4,5	Distr.	Vann
Lucerna	Hammerfest	Hammerfest	1,2		5,3	Distr.	Vann
Lucerna	Porsa Nedre	Porsa Nedre	12,8		52,5	Reg.	Vann
Lucerna	Porsa Øvre	Porsa Nedre	1,7		9,3	Reg.	Vann
Luostejok Nett	Luostejok	Luostejok	2,58		10,2	Reg.	Vann
LeGa Nett	Mårøyfjord	Adamselv	4,4		27	Reg.	Vann
LeGa Nett	Kj.fj Vindpark	Kjøllefjord	40		120	Reg.	Vind
NettiNord	Repvåg	Smørfjord	4,4		22,4	Reg.	Vann
NettiNord	Havøygavlen	Havøysund	40		76	Reg.	Vind
Sentralnett	Alta Kr. verk	Alta Kraftverk	165		663,6	Sentr.	Vann
Sentralnett	Adamselv	Adamselv	50		190,6	Sentr.	Vann
Barents Nett	Gandvik	Varangerbotn	4,2		17,5	Distr.	Vann
Barents Nett	Kongsfjord	Kobkroken	4,2		20,4	Distr.	Vann
Barents Nett	Melkefoss	Kirkenes	22		110,9	Reg.	Vann
Barents Nett	Skogfoss	Kirkenes	48		227,8	Reg.	Vann
Barents Nett	Valvatn/Kobholm.	Bjørnevatn	5		19	Distr.	Vann
Barents Nett	Storvarden	Storvarden	97		400	Reg.	Vind
Barents Nett	Hamnefjell	Båtsfjord	51,7		190	Reg	Vind
Sum			645		2488		

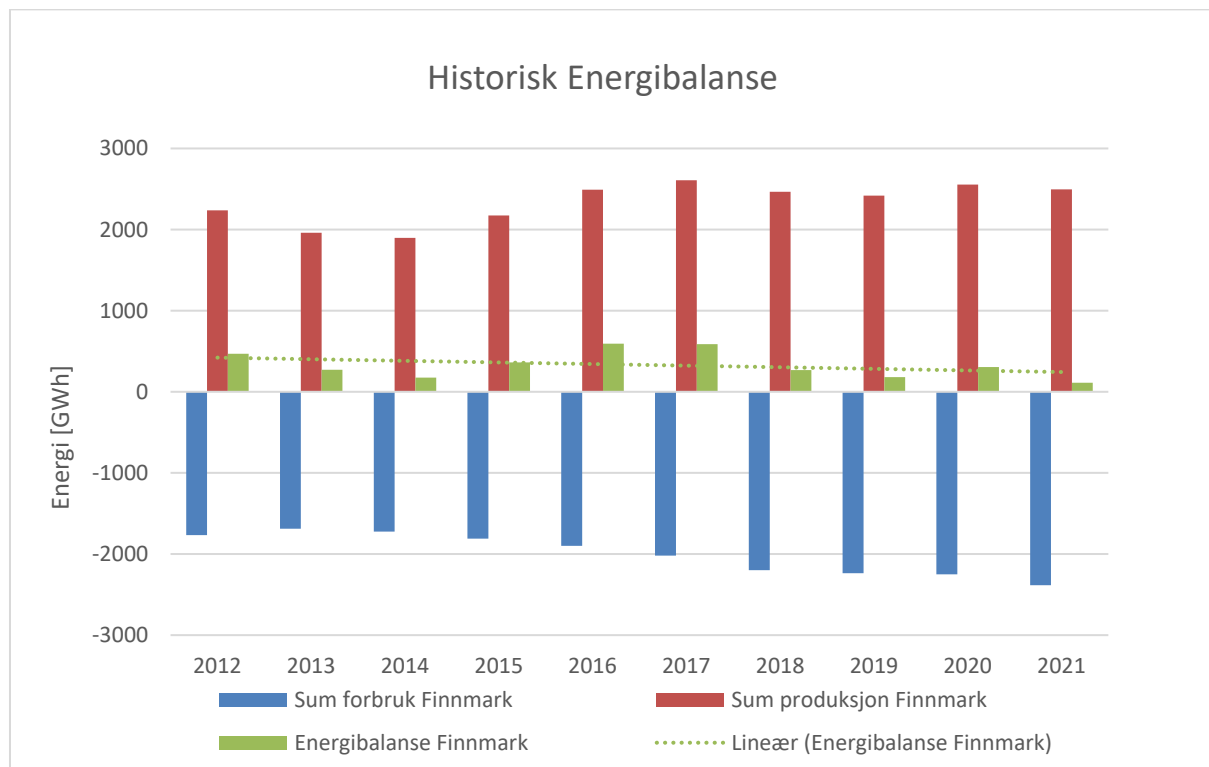
5.3 Energi- og effektbalanse

Energi- og effektbalanse forteller om det er et overskudd eller et underskudd av energi og effekt i området.

- Energibalansen forteller om området totalt sett eksporterer eller importerer kraft, sett over et helt år.
- Effektbalansen forteller om området kan være selvforsynt i et gitt tilfelle, eller om forbruk må kobles ut. I denne utredningen har vi sett på effektbalansen ved tunglast. Det sier noe om området kan forsyne seg selv ved et utfall av kraftlinjer inn til området. Det er sett på hele området samlet og det er antatt 10% produksjon fra vindkraften i området.

5.3.1 Energibalanse

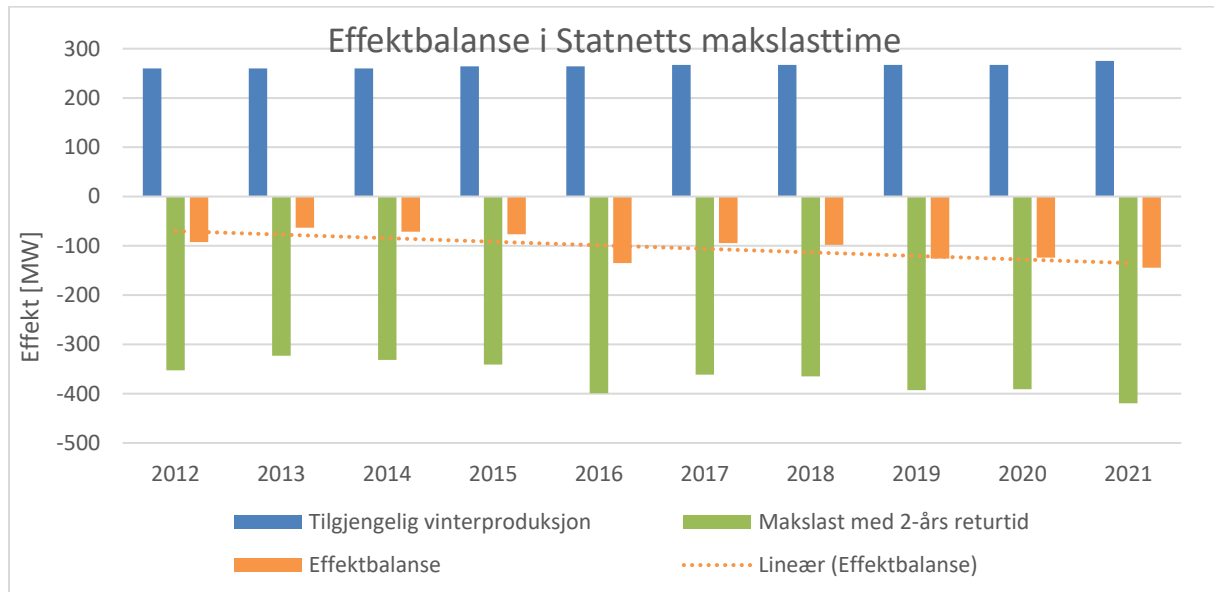
Figur 22 viser hvordan utviklingen i energibalansen har vært fra 2012 og frem til i dag. Trendlinjen viser en trend som går mot et økt energiunderskudd, selv om det har blitt idriftsatt en del ny vindkraft. Etter 2016 har trenden vært negativ grunnet økt forbruk og ingen ny produksjon.



Figur 22 - Energibalanse 2012-2021

5.3.2 Effektbalanse

Figur 23 viser et økende kraftunderskudd. Vindkraftverkene ligger inne med 10% av installert effekt, da antas det noe vind i området, selv i en tunglastsituasjon. Det er benyttet en høylast som er temperaturkorrigert med en 2-års returtid. Det vil si det er en målt last som er korrigert mot hva den ville vært med en kuldeperiode som kommer i snitt hvert andre år.

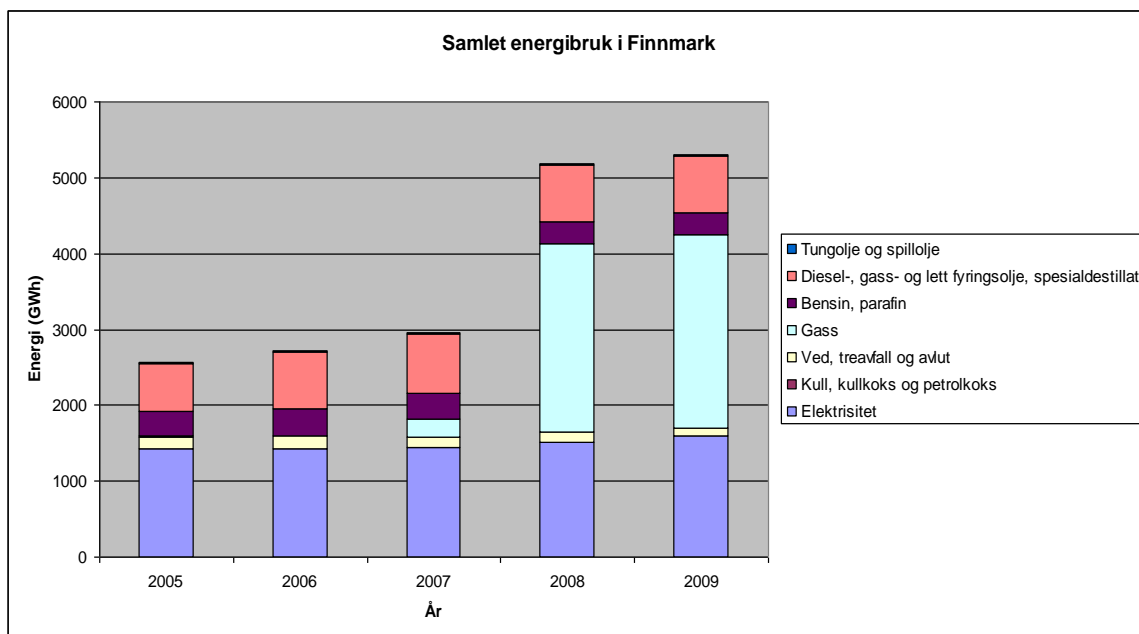


Figur 23 - Effektbalanse i Statnetts makslaststtime 2012-2021

5.4 Andre energibærere

Diagrammet nedenfor viser utviklingen av energibruken i Finnmark i årene 2005-2009. Tallene er i hovedsak hentet fra SSB. SSB har ikke publisert relevant statistikk etter 2009. Melkøya ble satt i drift i 2007, som det tydelig kommer frem av diagrammet. Gasskraftverket produserer i størrelsesorden 2,5 TWh i året som går til egenforsyning på Melkøya. Det er ikke kapasitet i dagens regional- og transmisjonsnett til dette forbruket.

Selv om statistikken er fra 2009, gir den antakelig et godt bilde av energifordelingen mellom energibærerne også i dag.



Figur 24 Oversikt energibruk fordelt på energibærere

5.5 Beskrivelse av dagens kraftsystem

Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13

5.6 Driftsforhold av betydning for utnyttelsen av regionalnettet

5.6.1 Overføringskapasiteter og reserveforhold

Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13

5.6.2 Tilknytningspunkter uten N-1 i regionalnettet

Oversikt over tilknytningspunkter som ikke har N-1 legges ved som en egen fil.

Utenom forbruket på Melkøya er det omkring 90 MW forbruk som er tilknyttet på punkter uten fullverdig N-1. Etter omkobling og oppregulering av kraftverk er det rundt 40-50 MW forbruk som er uten reserve. Dette er fordelt ut over 14 tilknytningspunkter. Spesielt transformatorhavari kan medføre lange gjenopprettingstider. Et transformatorhavari uten mulighet for reserveforsyning vil gi en alvorlig situasjon for samfunnet, spesielt hvis det skjer under en kuldeperiode.

5.6.3 Overføringstap i regionalnettet

Overføringstapene, referert uttak fra transmisjonsnettet, er vist i diagrammet nedenfor. Tapsprosenten i forhold til overført volum varierer fra 2 % til 10 %. Her er det imidlertid stor forskjell på utstrekning og størrelse på regionalnettene, og den effekt som overføres. Det er helt på det rene at vindkraftverkene på Havøygavlen og Kjøllefjord bidrar sterkt til LeGa Netts høye tapsprosent. Barents Nett sin spenningsoppgradering av Varangerringen er grunnen til reduserte tap.

Nettapp i regionalnett Selskap	2020		2021	
	MWh tap	% av overført volum	MWh tap	% av overført volum
Alut AS	25267	5,4	26552	5,4 %
Lucerna AS	19854	2,5	17853	2,1 %
Luostejok Nett AS	5416	5,7	8,1	5,6 %
Lega AS	9908	6,8	12345	10 %
NettiNord AS	5508	3,8	5598	3,8 %
Barents Nett AS	34059	5,4	19641	3,4 %
SUM	100012		81997,1	

Figur 25 - Nettapp i regionalnett

5.6.4 Nettdelinger i regionalnettet

Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

5.6.5 Spenningsforhold

I **Aluts forsyningsområde** er det ikke kritiske spenningsproblemer i normal drift. Imidlertid er trinnkobleren på trevikingstransformatoren i Kvænangsbotn regulert etter spenningen på 22 kV sida av transformatoren. Dette medfører at 66 kV spenning i Øksfjord trafostasjon ikke oppnår forventet spenning, uten at dette er kritisk. Ved utfall av 66 kV nettet fra Kvænangsbotn vil reservemulighetene begrenses av spenningsfall i 22 kV nettet.

I **Lucernas forsyningsområde** har stasjonene Hammerfest, Hyggevan, Fuglenes, Kvalsund og Breivikbotn automatisk regulering. Det er SVC-er i Hyggevan som bidrar til en stabil spenning. Det er en 110 kV shuntreaktor i Hyggevan som kompenserer for 110 kV kabel som går til Goliat.

I **NettiNords forsyningsområde** varierer spenningen i 66 kV nettet mellom 62 kV og maks 70 kV, avhengig av vindkraftproduksjon på Havøygavlen. I Smørfjord ligger spenningen normalt på 66 kV. Transformatorene i stasjonene har automatisk spenningsregulering mellom 60 kV og 70 kV.

Spenningen i **Luostejok Netts forsyningsområde** avhenger av hvordan 132 kV transformatorene i Lakselv trinnes. Det er ved normal drift ikke kritiske spenningsproblemer.

Spenningen i **LeGa Netts regionalnett** kan reguleres av 132/66/22 kV transformatoren i Adamselv, og er også avhengig av hvordan Mårøyfjord Kraftverk kjøres. Det er ved normal drift ikke kritiske spenningsproblemer.

Laveste spenning i 66 kV nettet i **Barents Netts forsyningsområde** er satt til 61 kV. Dette skyldes reguleringsmulighetene til transformatorene. For 132 kV nettet er ikke lav spenning en problemstilling. Her kan det, på grunn av høy produksjon i lavlast, oppstå høy spenning. Settpunkt på Hamnefjell er satt slik at spenningen normalt skal være ca. 140 kV, slik at det ved eventuelle nettforstyrrelser vil holde seg under 145 kV hvis spenningen skulle stige.

5.6.6 Nettvern

Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13

5.6.7 Transmisjonsnettet

Revisjon av ledninger i transmisjonsnettet fører sjelden til utkobling av forbruk, men medfører til tider begrensninger for produsentene.

Utkobling av samleskinner for revisjonsarbeid vil noen steder måtte gjøres i lavlastsituasjoner.

5.6.8 Ikke-spenningssatt anlegg

Med unntak av noe beredskapsmateriell er alt anlegg spenningssatt.

5.6.9 Driftssentraler og vaktordninger i området

Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13

5.7 Systemjording og ladestrøm

Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13

5.8 Ledig nettkapasitet til ny kraftproduksjon i regionalnettet

Det er to områder med regionalnett som har/vil ha kapasitet til å tilknytte nye større kraftverk. Utfordringen er ledig kapasitet i transmisjonsnettet. Pr i dag er all ledig kapasitet til Øst-Finnmark bygd ut eller reservert. Regionalnettet på Varangerhalvøya vil ha kapasitet til all konsesjonsgitt kraftproduksjon i 2021 (320 MW), men pr i dag kan cirka 147 MW av denne utnyttes.

I Vest-Finnmark er det i all hovedsak Hammerfestområdet som er tilknyttet via et lengre regionalnett, og det er i all hovedsak uttak der. Det vil derfor være kapasitet til et større kraftverk i Hammerfestområdet. Om det er kapasitet i transmisjonsnettpunktet til mer innmating i Skaidi er noe vi regner med kommer i Statnetts kraftsystemutredning.

For området ellers er det i dag etablert lange 66 kV linjer bygd for begrenset uttak, slik at store kraftverk vil ikke kunne etableres uten at regionalnettet oppgraderes/oppisoleres. Mindre «store» (10-20 MW) kraftverk kan muligens sees på i Nordkapp, dog er vel trenden at man prøver å samle naturinngrepene, så dette er kanskje ikke så aktuelt.

5.9 Grenseflater mellom områdekonsesjonærer

Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13

5.10 Leveringskvalitet og forsyningssikkerhet

Kapitlet omhandler regionalnettenes tilstand og forsyningssikkerhet.

Alle områdekonsesjonærene har utarbeidet en *Risiko- og Sårbarhetsanalyse* for sitt regional og distribusjonsnett. Sårbarhet defineres som at det ikke finnes N-1. *Risiko* defineres som *Sannsynlighet x konsekvens*. Konsesjonærene er pliktig å holde denne oppdatert.

5.10.1 Regionalnettets tilstand

Alut

66 kV linje mellom Kvænangen og Burfjord er fra 60-tallet og er i dårlig stand. Tilstanden til linjen er forverret av mye hakkespett.

Linjen mellom Burfjord og Øksfjord er i god stand etter alderen. Linjen er meget viktig for forsyning til området Burfjord - Øksfjord. Ved utfall i tunglast vil ikke det være mulig å oppnå full dekning til kunder i området. Linjen er ute 3 uker i året for vedlikehold og livsforlengende tiltak. På sikt planlegges det nytt 132 kV nett i området.

Dagens 132 kV nettet er av ny årgang og i meget god stand.

Tilstanden på transformatorstasjonene i Skoddevarre og Aronnes er meget god stand. Raipas transformatorstasjon bærer preg av aldring og planlegges reinvestert i 2024. Stasjonene Øksfjord, Øksfjordbotn og Burfjord er i normal stand med nytt bryter- og kontrollanlegg på begynnelsen av 2000-tallet.

Lucerna

Selskapet har fornyet store deler av regionalnettet i forbindelse med Snøhvitutbyggingen. I 2012 ble 66 kV Hammerfest-Fuglenes fjernet, ny transformatorstasjon Hyggevatn ble idriftsatt, det samme ble 132 kV Hammerfest-Hyggevatn, samt at den ene linja Skaidi – Hammerfest ble ombygd til Skaidi – Hyggevatn og Hammerfest – Melkøya ble Hyggevatn - Melkøya. I 2013 ble 66 kV Kvalsunddalen-Porsa fornyet. Det er i 2017 satt inn 132kV effektbrytere i Kvalsund transformatorstasjon mot Hammerfest og Skaidi.

Det eldste regionalnettet er 66 kV linje mot Sørøya er fra 70-tallet. Linjen anses å være i ok stand.

Trafostasjonene generelt er i god stand. Den eldste trafostasjonen er Sandøybotn. Stasjonen har på sikt et reinvesteringsbehov.

NettiNord

66 kV nettet er i god stand ut ifra alder. Utsatte opphengsbeslag slites forholdsvis fort og må jevnlig etterses og eventuelt utskiftes. Vibrasjonsdempere er påsatt utsatte plasser. Sist i planperioden kan en forvente større fornyinger (trådskiye) på 66 kV ledningene. Sjøkablene i nettet er i god stand. De er godt sikret i landtakene hvor det er montert katodisk beskyttelse.

NettiNord har på dette tidspunkt ikke behov for å øke overføringskapasiteten mot transmisjonsnettet. Men, det eksisterer mange uavklarte planer i forsyningsområdet; som en 160 MW vindmøllepark i Snefjord, ilandføring av olje utenfor Midt Finnmark, oljeomlasting/oljeoppbevaring og landstrøm til cruisebåter til Nordkapp. Honningsvåg havn har utvidet kaier og dybder og legger til rette for økt aktivitet og med landstrøm for båter i opplag.

- 66 kV ledningen Skaidi – Smørfjord fra 1966 må fornyes i løpet av 2030.
- 66 kV ledningen Lakselv – Smørfjord fra 1970 men vil etter planen bli nedgradert til 22 kV i 2025.
- 66 kV ledning fra Smørfjord til Storbukt Vest vil etter plan blir fornyet innen 2032.
- 66 kV ledning Smørfjord til Storbukt Øst er fra 1999 og vil bli fornyet innen ca. 2050.

Det er foretatt levetidsforlengelse på 66 kV linje Havøysund (bygget 1976) med bytte av oppheng og påsetting av spiraler på tråden samt en del forbi-loopinger i endestrek. Linjen vil fornyes omkring 2040.

I forbindelse med at 420 kV framføres til Adamselv vurderes det å nedgradere 66 kV linje Smørfjord – Lakselv. Ny linje 132 kV linje er meldt inn mellom Skaidi og Smørfjord som erstatning for 66 kV Smørfjord-Lakselv.

Luostejok Nett

66 kV linjen fra 70-tallet mellom Lakselv og Karasjok i **Luostejok Nett** forsyningsområde har fått byttet mye oppheng i 2020. Det er foretatt tilstandskontroll av linjen og den er i bra stand.

66 kV linjen fra 2005 er i god stand og det er foretatt tilstandskontroll på den i 2017.

Lakselv transformatorstasjon er renovert av Statnett i 2015 og det er ikke planlagt noen tiltak.

Luostejok trafostasjon skal ha reovering av 66 kV bryteranlegg i nær framtid og transformatoren planlegges byttet innen 2030.

Karasjok transformatorstasjon vil bygges om for økt fleksibilitet og kapasitet.

LeGa Nett

Mekanisk tilstand for anleggene i regionalnettet i LeGa Netts forsyningsområde er stort sett god. Anleggene er aldrende og i hovedsak er det tråden på linjene som er det svakeste punkt.

Tilstand på tekniske anlegg på transformatorstasjonene er ok. Byggene er fra 50-70 tallet mens anleggene er av noe nyere årgang. 66 kV GIS anlegg i Kjøllefjord er fra 2006.

Barents Nett

Tilstanden på de fleste av regionalnettsledningene i Barents Netts forsyningsområde er god, med noen unntak. 66 kV linje Varangerbotn-Vadsø er fra 60-tallet og nærmer seg sin tekniske levetid. 132 kV linjen Smelror-Båtsfjord går over et meget værhardt område og er delvis bygget med limtremaster. Disse har problemer med vibrasjoner og dermed svært stor slitasje i oppheng. Linjen krever hyppig vedlikehold.

Transformatorstasjonene er i hovedsak bygget eller renovert etter 2007 og ansees å være i meget god stand.

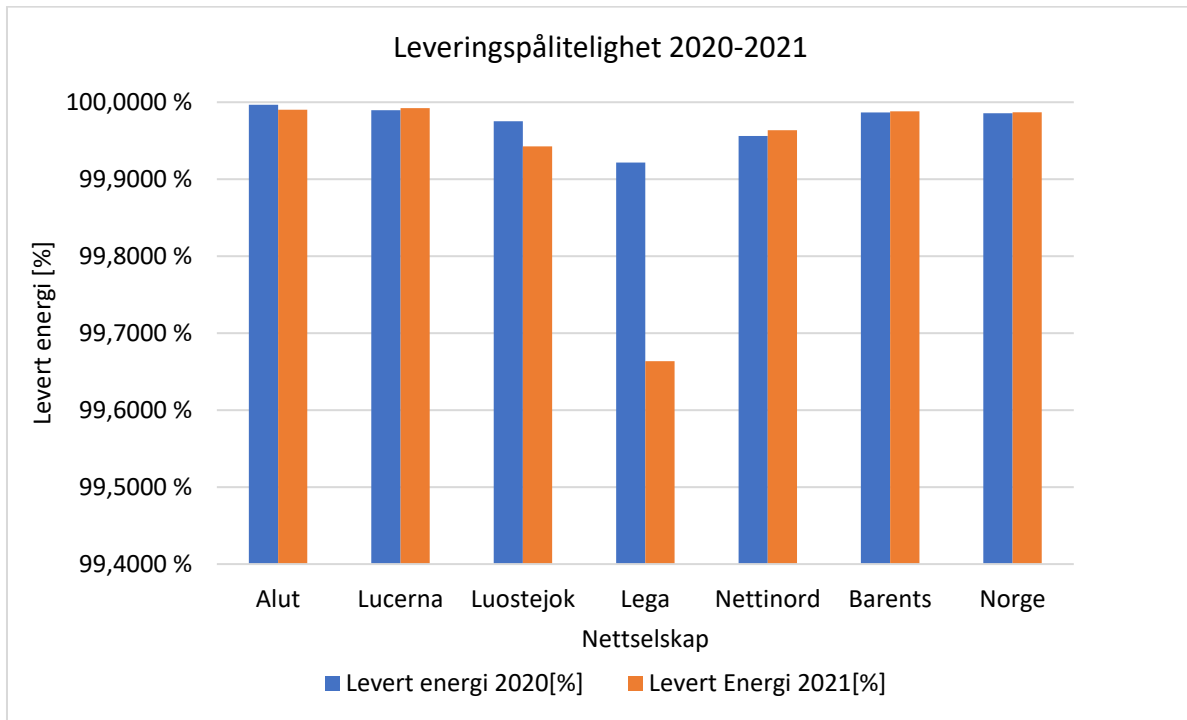
5.10.2 Vurdering av leveringspåliteligheten i dagens regionalnett

Leveringspåliteligheten i regionalnettet avhenger av reserveforholdene i transmisjonsnettet, utvekslingskapasiteten mellom transmisjonsnettet og regionalnettet og av forholdene i regionalnettet, samt eventuelle reservemuligheter i distribusjonsnettet.

N-1 kriteriet er oppfylt i transmisjonsnettet, men for en del utfall er reserven ikke momentan.

5.10.3 Forsyningssikkerhet

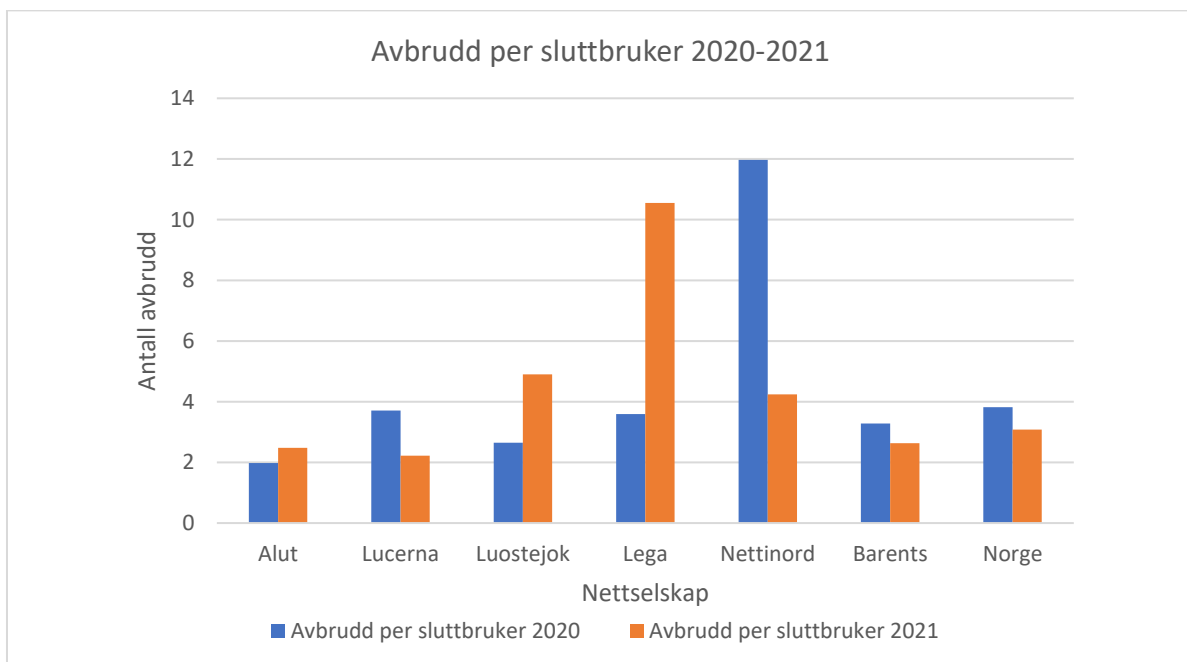
Forsyningssikkerheten i området er god. I Figur 26 ser man graden av levert energi hos de forskjellige nett, samt for hele Norge for 2020 og 2021. Jevnt over er leveringsgraden høy. LeGa Nett har en synlig dårligere leveringspålitelighet i 2021. Dette skyldes flere feil på regionalnettet deres som medførte langvarige avbrudd.



Figur 26 - Leveringspålitelighet 2020-2021

Statistikk fra Statnett viser at det har vært i underkant av 90 driftsforstyrrelser i transmisjons- og regionalnett som har gitt nettselskapene utfall mellom 2010 til 2021. Størsteparten av hendelsene skjedde i transmisjonsnettet, men ga altså avbrudd i regionalnettene.

Antall avbrudd per sluttbruker er rundt landssnittet for de fleste nettselskapene. NettiNord og LeGa Nett har noe flere avbrudd. Utredningsansvarlig antar at dette skyldes forbigående feil på radielt linjenett, som disse selskapene har mye av. Figur 27 viser hvor mange avbrudd en gjennomsnittlig sluttbruker har hatt.



Figur 27 - Avbrudd per sluttbruker

Aluts forsyningsområde

Forsyningssikkerheten i Aluts område er generelt forholdsvis god. Avbruddstallene tilsier en tilgjengelighet som er god. Det er dog noen områder som er sårbare for feil.

Strekningen Burfjord-Øksfjordbotn-Øksfjord blir forsynt via en radial i regionalnettet og har derfor N-0 forsyning deler av året. Det er noen mindre produksjonsanlegg tilknyttet Øksfjordbotn trafostasjon, men dette er ikke nok til å sikre at strekningen har strøm i alle situasjoner. Mulig tiltak for å gi strekningen N-1, kan være å bygge en ny regionalnettslinje fra Kvænangsbotn til Øksfjord.

I Alta by er det god forsyningssikkerhet som følge av ny trafostasjon på Skoddevarre. Det er N-1 forsyning i en normalsituasjon.

Lucernas forsyningsområde

Forsyningssikkerheten i Hammerfests område er god. Øyene Seiland og Hasvik har delvis reserve via aggregat som står i Breivikbotn (3,2 MVA). Sjøkablene til disse øyene er dubleret, men linjenettet er ikke det. Linjene er nødvendigvis utsatt for mye vær og vind, salting og ising så noen avbrudd i løpet av året er uunngåelig. Tiltak for å forbedre forsyningssikkerheten vil være å dublere også linjenettet.

For Hammerfest by og Kvalsund er forsyningssikkerheten god. Det er N-1 forsyning i en normalsituasjon.

NettiNords forsyningsområde

Forsyningssikkerheten i NettiNords område er forholdsvis god. Magerøya (Honningsvåg) har N-1 i regionalnettet. Måsøy (Havøysund) har kun radial i regionalnettet, dog er N-1 kriteriet for ordinær forsyning oppfylt gjennom distribusjonsnettet. Ved feil i regionalnettet vil ikke Havøygavlen vindkraftverk kunne levere kraft ut i nettet.

Ising på linjer angis som det største problemet.

Ytterst i Porsanger kommune, Olderfjordområde, er et område som mangler N-1 på grunn av at det bare er en trafo i nærmeste trafostasjon. Aktuelt tiltak for å forbedre forsyningssikkerheten vil være å montere en ny trafo. Det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre prosjektet. Dette er noe NettiNord har til vurdering.

Luostejok Netts forsyningsområde

Forsyningssikkerheten i Luostejok Netts område er god. Lakselvområdet får forsyning direkte fra et transmisjonsnettspunkt, og fra Lakselv til Karasjok er det dublerete regionalnettsledninger. Feil på transformator i Karasjok transformatorstasjon er en risiko fram til transformatorstasjonen får økt kapasitet.

LeGa Netts forsyningsområde

Forsyningssikkerheten i LeGa Netts område er preget av at det kun går en regionalnettsledning fra Adamselv til Nordkynhalvøya. Linjen går gjennom et område preget av et forholdsvis tøft klima. Det finnes delvis reserve til området fra et lokalt kraftverk i Mårøyfjord, slik at Kjøllefjord helt eller delvis har strømforsyning dersom det blir feil på regionalnettet. Mehamn og Gamvik har ingen reserve stort sett hele året. Ved en feil i regionalnettet vil ikke Gartefjellet vindkraftverk kunne levere kraft til nettet. Tiltak for å forbedre forsyningssikkerheten kan være å bygge en ny regionalnettsledning fra Mehamn til Adamselv. Investeringskostnaden for dette tiltaket er såpass høyt at det ikke blir vurdert som samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre tiltaket på nåværende tidspunkt. Derfor sees det også på andre løsninger, som f.eks. installering av store reserveaggregater i Mehamn. En risiko er transformatorhavari da det ikke er reservetrafoer raskt tilgjengelig.

Barents Netts forsyningsområde

Forsyningssikkerheten i Varangers område er forholdsvis god. Når det gjelder områder sør for Varangerbotn, i all hovedsak Sør-Varanger kommune, har ikke Barents Nett så mye regionalnett. Nettet er overdratt til Statnett og byene og bygdene har N-1 fra transmisjonsnettet.

Nord-Varanger, som forsynes gjennom Varangerringen, har N-1.

En 66 kV radial som driftes på 22 kV går fra Varangerringen til Raggovidda vindkraftverk og videre til tettstedet Berlevåg. Linjen er godt vedlikeholdt. Det er bygget en ny 22 kV linje fra Storvarden til Berlevåg, så det er dubleret forsyning fra Storvarden til Berlevåg. Vi ser stor nytte i å ha reserveforsyning til Berlevåg, og vurderer sterkt å søke om å få forlenget konsesjonen for den gamle ledningen for strekningen Kobkroken-Storvarden.

Tanabru stasjon er et transmisjonsnettpunkt som forsyner Tana kommune. På grunn av lastøkning over mange år er det ikke N-1 i Tana i store deler av året. Det er reserve til deler av forbruk i underliggende distribusjonsnett. Det ansees som nødvendig å få N-1 i Tana, og den varige løsningen vil være å montere en til transformator i stasjonen.

Det er lang leveringstid og reparasjonstid på 145 kV kabler og GIS-anlegg. Dette er kartlagt og løses ved hjelp av deltakelse i REN sitt beredskaps-samarbeid.

5.11 Gjennomførte endringer i anlegg

I Alta er det bygget ny trafostasjon på Skoddevarre.

Det er i 2020 bygget en T-avgrening på 66 kV linje Sandøybotn-Breivikbotn for tilkobling av vindkraftverk Dønnesfjord.

Det er montert nødstrømsaggregat i Breivikbotn.

I Barents Netts forsyningsområde er «Varangerringen» idriftssatt med 132 kV. Dette inkluderer ny trafostasjon i Smelror, Kobkroken, Leirpollen samt større ombygginger i Vadsø, Båtsfjord, Varangerbotn og Storvarden trafostasjon.

Barents Nett har investert i ny og større spole på 132 kV i Kirkenes og montert inn en 132 kV spole i Båtsfjord for å kompensere for økt ladeytelse.

6 Fremtidige overføringsforhold

6.1 Drivere for scenarioutviklingen

Drivere til prognosene er basert på mange faktorer. Følgende drivkrefter er vurdert påvirke det framtidige kraftsystemet.

Klima

Norge har ambisiøse mål for å kutte CO2 utslippene. Dette er forankret blant annet gjennom samtykke til ratifikasjon av Parisavtalen og klimaloven. Dette er en viktig driver som kanskje er medvirkende årsak til flere av driverne som er nevnt under.

Befolkningsutvikling

Det er for området forventet en befolkningsvekst framover ifølge SSB sine prognoser for 2020-2042. Prognosene er ikke helt «ferske» og de siste årene har det vært en nedgang i mange av kommunene i området. SSB sine prognoser er uansett valgt benyttet siden det ansees som det beste tallunderlaget. Folketallsutviklingen påvirker lastutviklingen i prognosene.

Fornybar energiproduksjon

Det er et behov for økt fornybar energiproduksjon og den mest aktuelle produksjonsformen er vindkraftproduksjon. Finnmark har Europas beste vindkraftressurser for landbasert vindkraftproduksjon, og erfaringene er gode med dagens anlegg. Det er i scenariene lagt opp til noe økt vindkraftproduksjon.

Elektrifisering av olje og gass

Elektrifisering av olje og gass-industrien er en av hoveddriverne for økt forbruk. Melkøya vil forbruke store mengder elektrisk energi på å gå over fra gass som energikilde, til å hente energien fra strømmettet.

Gruvedrift

Elektrifiseringen av samfunnet krever mye metaller, blant annet kobber. Det forventes at gruvedrift i Kvalsund (Nussir) blir etablert og at gruen i Sør-Varanger blir gjenåpnet.

Produksjon av hydrogen og ammoniakk

Transportsektoren, inkludert skipsfart vil ha et behov for å komme seg over på en fornybar energi. En løsning kan være å benytte hydrogen eller ammoniakk. Det er per i dag konkrete prosjekter for ammoniakkfabrikker i Berlevåg og Hammerfest kommune.

Elektrifisering transportsektor

Det er forventet en omfattende elektrifisering av transportsektoren blant annet som følge av politiske beslutninger. Dette omhandler blant annet:

- Personbiler
- Varebiler
- Lastebiler
- Busser
- Ferger
- Fly

Dette er tatt hensyn til i lastprognosene, og NVE sitt tallunderlag er benyttet.

Datasenter

Områdekonsesjonærene har fått mange forespørslers fra datasenter som ønsker å etablere seg i prissone NO4. Det er imidlertid ikke lagt opp til en omfattende utbygging av datasenter i scenarioene. Årsaken er at kapasiteten i transmisjonsnett er begrenset og ledetiden på prosjekter som vil øke kapasiteten er lang. Det gjør mange av prosjektene usikre.

Andre drivkrefter

Følgende faktorer kan ha en påvirkende rolle:

- Samfunnsutviklingen generelt, herunder:
 - Fraflytting og urbanisering
 - Politisk og økonomisk klima både lokalt og globalt
- Strømpris
- Energisparing
- Tilknytning på vilkår
- Landbasert fiskeoppdrett

6.2 Scenarioer

6.2.1 Utarbeidelse av scenarioer

I denne kraftsystemutredningen er det laget 2 scenarioer. Et *basis-scenario* og et *høy-scenario*. *Scenario Basis* er referansealternativet og har en utvikling vi har mest tro på, men det må påpekes at *Høy-scenariet* heller ikke må ansees som usannsynlig. Høy scenarioet har noen flere forbruks- og produksjonsprosjekter som blir realisert.

Begrensninger i Transmisjonsnett

Det er i dag et svakt transmisjonsnett inn til Finnmark og internt i Finnmark. Det er i dag ikke mer ledig forbrukskapasitet i Øst-Finnmark og rom for forbruksvekst, utover det som Statnett har reservert, også begrenset av nettkapasiteten inn til Finnmark. En «brems» på utviklingen i forbruk (og produksjon) er altså manglende kapasitet i transmisjonsnett. Derfor er det heller ikke lagt opp til omfattende utbygging av datasenter i scenarioene.

«Høy Scenario» er helt avhengig av en forsterkning av strømmettet til Øst-Finnmark. Begge scenariene forutsetter en 420 kV linje til Hammerfest.

Statnett arbeider med en områdeplan for blant annet nettet inn til og internt i Finnmark. Planen er forventet ferdigstilt høsten 2022 og den vil skissere hvordan transmisjonsnett skal bygges ut framover.

Basis-scenario – Dette er et «middel-vekst-scenario», og representerer en sannsynlig forbruksøkning. Følgende er lagt til grunn i scenarioet:

- Trendframskriving for alminnelig forbruk. Det er eksklusiv store industrilaster. Se Tabell 10 for en oversikt over beregnet trend.
- Forbruket følger hovedalternativet for befolkningsframskriving fra SSB(MMMM). Hovedalternativet for befolkningsframskriving har stemt bra de siste 10 år, slik at trenden for forbruk kan antas å fortsette for dette scenarioet. Det er justert for stort punktforbruk som påvirker trenden i stor grad, for eksempel Sydvaranger Gruve AS og olje og gass-virksomheten i Hammerfest.
- Scenarioet inkluderer de tilknytningshenverdelsene som ansees som meget sannsynlige. Se Tabell 12 for en oversikt.

- Det er lagt til grunn en middels grad av elektrifisering. Det er benyttet underlag levert av NVE for estimering av elektrifiseringen. Se Tabell 14 for en oversikt over hva som er lagt til grunn av elektrifisering i scenarioene.
- Produksjon som er konsesjonsgitt, er inkludert i scenariet. Det vil si økt produksjon på Hamnefjell og Raggovidda. Se Tabell 13 for en oversikt over hva som er med av produksjon i prognosene.

Høy-scenario - Dette er et «høy-vekst-scenario», og viser et scenario med høy grad av elektrifisering og etablering av forbruk. Følgende er lagt til grunn for i scenarioet:

- I tillegg til trenden for forbruk som er benyttet i basis-scenario følger forbruket høyalternativet for befolkningsframskriving fra SSB(HMH).
- Scenarioet inkluderer noen flere tilknytningshenvendelser enn det som er i basis-scenarioet.
- Det er lagt til grunn en høy grad av elektrifisering. Det er benyttet underlag levert av NVE for estimering av elektrifiseringen. Se Tabell 14 for en oversikt over hva som er lagt til grunn av elektrifisering i scenarioene.
- Noen flere vindkraftprosjekter blir realisert. I tillegg til prosjektene i scenario Basis, kommer Laksefjorden, Digermulen, Davvi, Snefjord og Vilgesrassa. Se Tabell 13 for en oversikt over hva som er med av produksjon i prognosene.

I tabellene under er det listet opp hva som er benyttet i de forskjellige scenarioene.

Tabell 12 - Oversikt over tilknytninger som er med i scenarioene

Store tilknytninger	Stasjon/område	Konsesjonær	Effekt [MW]	Energi [GWh]	År	Scenario
GAB1	Kobkroken	BN	120	840	2026	Basis
GAB2	Kobkroken	BN	120	840	2030	Høy
Sydvaranger I	Kirkenes	BN	25	150	2026	Basis
Sydvaranger II	Kirkenes	BN	25	150	2026	Høy
Knive Oppdrett	Smelror	BN	10	60	2032	Basis
Cermaq smoltanlegg	Breivikbotn	Lucerna	5	35	2024	Basis
Nussir	Kvalsund	Lucerna	35	245	2025	Basis
Horisont ammoniakkproduksjon	Markkopnes, ny stasjon	Lucerna	105	735	2026 2028 2030	Basis
Goliat gasskomprimering	Hyggevaun	Lucerna	15	105	2026	Basis
Fullelektrifisering Melkøya	Hammerfest	Lucerna/SN	330	2310	2027	Basis
Visting	Hammerfest	Lucerna/SN	80	560	2027	Basis
Melkøya (trykkstøtte)	Hammerfest	Lucerna/SN	60	420	2029	Basis
Sibelco 1	Øksfjordbotn	Alut	8	48	2022	Basis
Sibelco 2	Alta	Alut	8	48	2027	Høy
Datasenter	Skoddevarre	Alut	30	225	2024	Høy
Oppdrett Billefjord	Billefjord / Smørfjord	NettiNord	20	90	2024	Høy
Oppdrett Storbukt	Storbukt	NettiNord	10	45	2025	Høy
Grieg Smoltanlegg (utvidelse)	Adamselv	LeGa Nett	5	35	2024	Basis

Tabell 13 - Oversikt over ny vindkraft som er med i scenarioene

Tiltakshaver	Kommune	Lokalisering	MW	GWh	Fra år	Scenario
Varanger Kraft Vind	Berlevåg	Raggovidda	103	350	2026	Basis
Finnmark Kraft	Båtsfjord	Hamnefjell	68	280	2028	Basis
Fred Olsen Renewables	Lebesby	Laksefjorden	100	340	2030	Høy
Fred Olsen Renewables	Gamvik	Digermulen	100	340	2030	Høy
Grenslandet	Lebesby/Tana	Davvi	800	2720	2034	Høy
Finnmark Kraft	Måsøy	Snefjord	160	432	2032	Høy
Finnmark kraft	Måsøy	Vilgesrassa	300	1020	2032	Høy
Vindkraft Nord	Hasvik	Dønnesfjord	14,1	48	2022	Basis

Tabell 14 – Elektrifisering scenarier

Type elektrifisering	Basis		Høy	
	2032	2042	2032	2042
Andel elektriske biler i scenariene:	60 %	90 %	70 %	100 %
Andel elektriske varebiler i scenariene:	40 %	80 %	50 %	100 %
Andel elektriske lastebiler:	10 %	30 %	15 %	50 %
Andel elektriske busser i scenariene:	35 %	70 %	50 %	90 %
Landstrøm	6,5 MW	6,5 MW	16 MW	39 MW
Fly	0 MW	5 MW	6 MW	12 MW

6.3 Prognoser for 2022-2041

For lastprognosene er det 3 «lag» med data som er benyttet.

- **Lag 1** er trendramframskriving av dagens laster. Se Tabell 10 for hvilke verdier som er benyttet.
- **Lag 2** er en korleksjon av folketallsutvikling (for høy-scenario). Dette gjøres kun for «høy» scenario. De siste 10 år som trenden er basert på, har området hatt en befolkningsutvikling omtrent slik SSB tidligere har anslått i sine medium-/basis anslag. Det antas derfor at trendframskrivingen vil ivareta befolkningsutviklingen i «basis» scenario framover.
- **Lag 3** består av konkrete store tilknytninger hvis energi og effekt er anslått av tiltakshaver.

Lagene blir så summert sammen og presentert i figurene.

For produksjonsprognoser er det lagt inn tallene som er innmeldt til NVE i konsesjonssakene. Årstall og sannsynlighet for at ny produksjon blir realisert er en «best guess».

Melkøya blir i dag forsynt fra et eget gasskraftverk. Gasskraftverket antas å stenges ned når og om Melkøya blir elektrifisert. Dette er en av hovedgrunnene til en kraftig økt effekt og energiforbruk i prognosene.

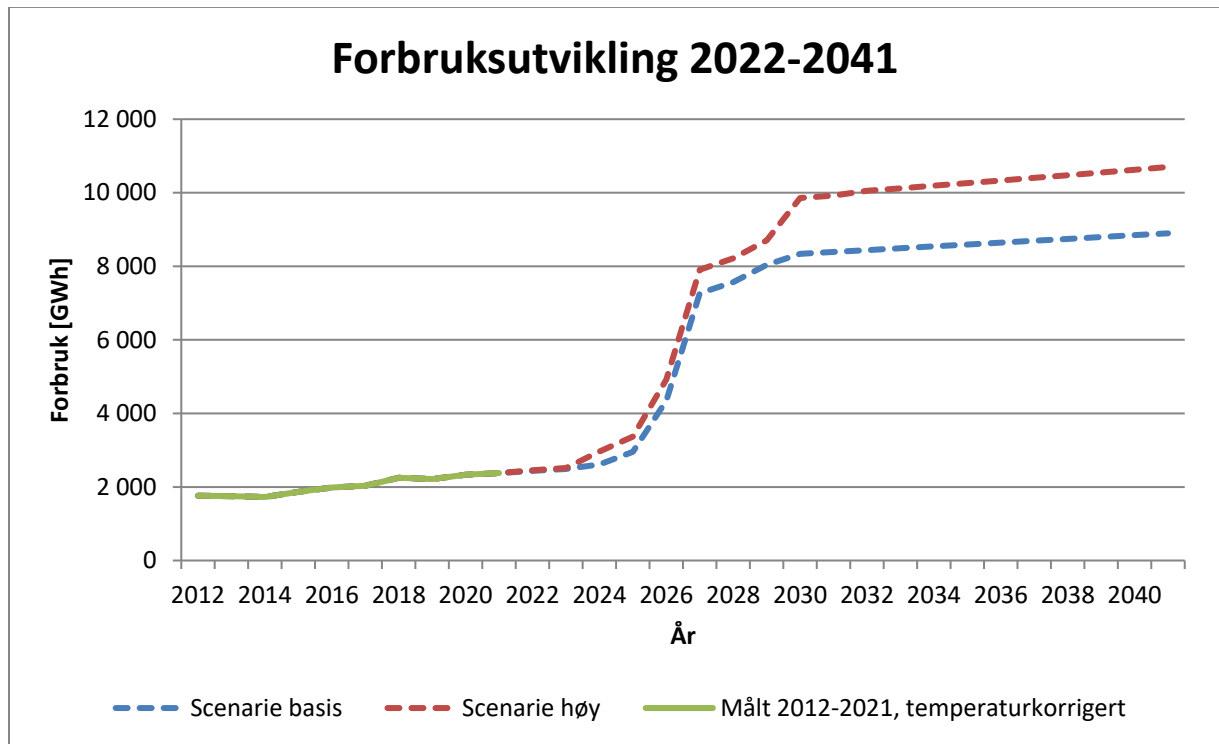
Prognosene viser en voldsom økning både i forbruk og produksjon i området. Effektbalansen vil svinge mellom stor import og stor eksport. Det vil være stor import når det er vindstille og det vil eksporteres stor effekt en vindfull dag. Spesielt hvis det er stans på forbruket på Melkøya vil det være stor eksport fra området.

Energibalansen vil være negativ for området, selv ved realisering av vindkraft som skissert i «Høy» scenarioet. Området vil ha behov for å få tilført energi, enten ved import eller ved egenproduksjon.

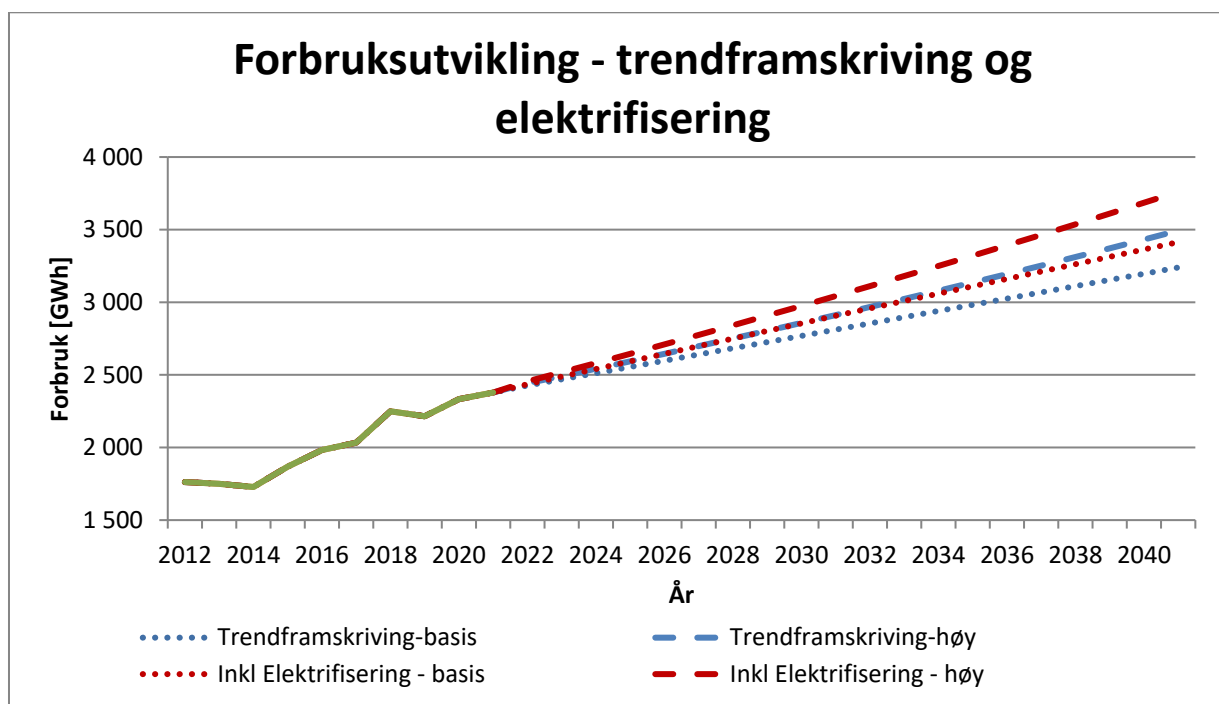
6.3.1 Energiprognoser forbruk

Figur 28 viser at forbruket i området vil få en kraftig økning, fra dagens 2400GWh til 8000-10000GWh innen en 10 års periode. Hovedandelen av økningen skyldes store enkelttilknytninger.

Figur 29 viser forventet forbruksvekst uten disse store enkelttilknytningene. Prognosen viser en forventet vekst fra dagens 2400GWh til omkring 3500GWh. Elektrifisering av transportsektoren består av 180GWh (Basis-scenario) og 280GWh (Høy-scenario).



Figur 28 - Forbruksutvikling Energi 2022-2041

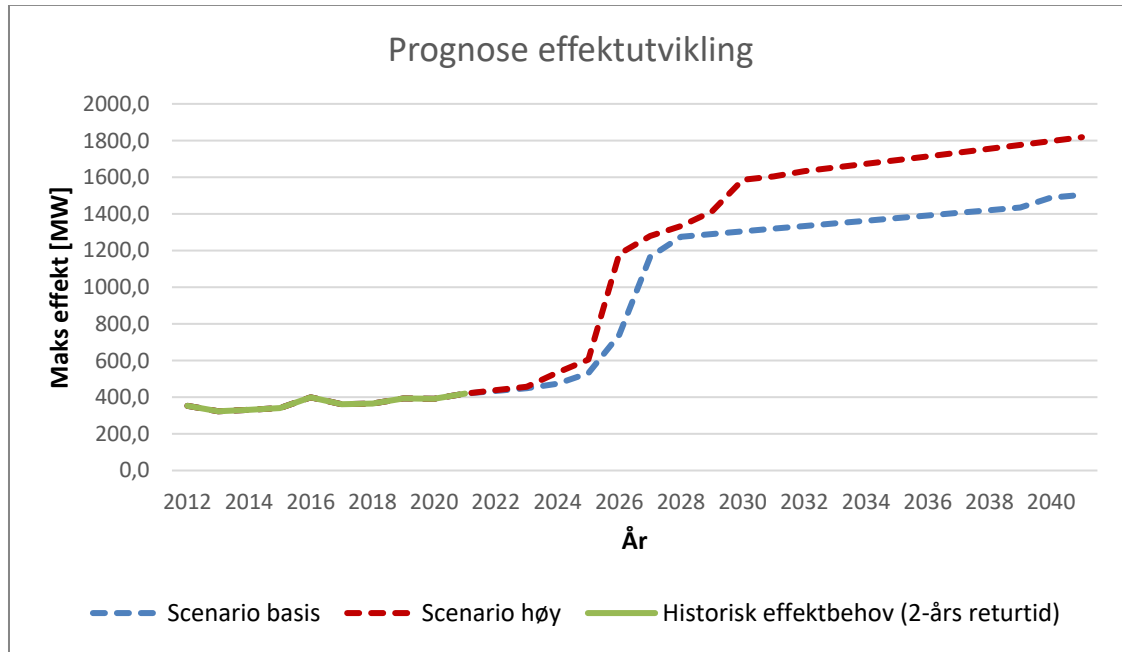


Figur 29 - Forbruksutvikling trendframskriving og elektrifisering

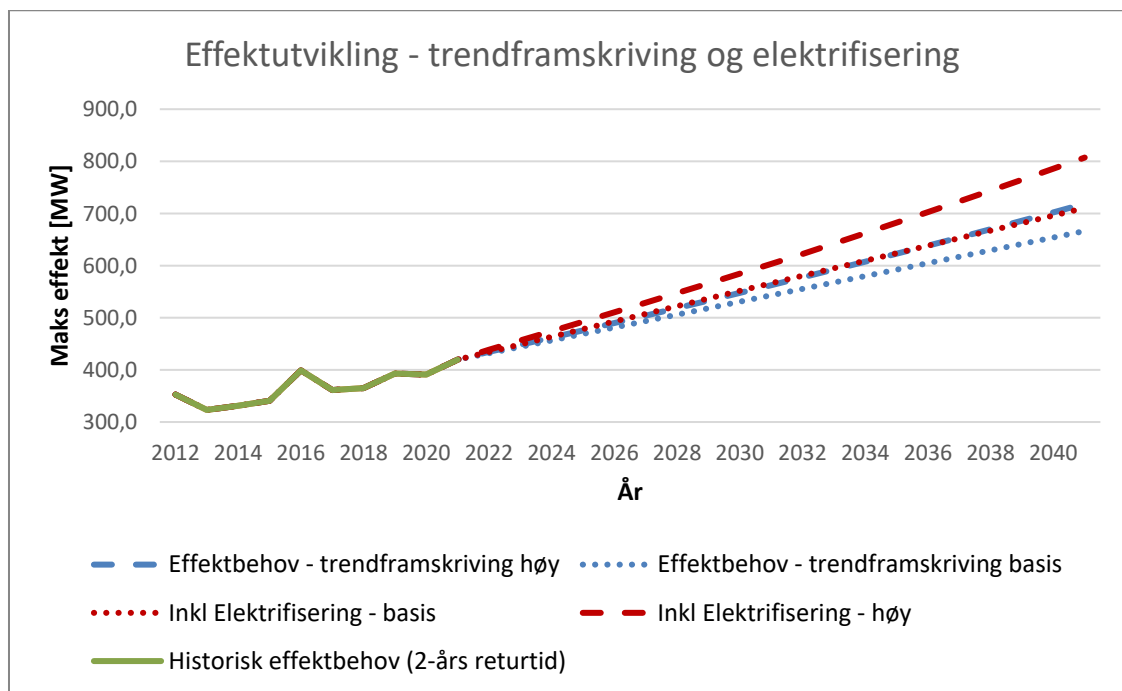
6.3.2 Effektprognoser forbruk

I prognosene for effektforbruk er det benyttet effekten i Statnett sin topplasttime i 2021. Denne effekten er temperaturkorrigert mot en 3-dagers kuldeperiode med 2-års returtid.

Effektprognosen er så utarbeidet på samme måte som energiprognosen med tre «lag». Det vil si trendframskriving, elektrifisering og store enkelttilknytninger. I tillegg er det i scenario «høy» lagt til en økning grunnet befolkningsvekst. Prognosene for effekt vil i stor grad følge utviklingen til energiforbruket.



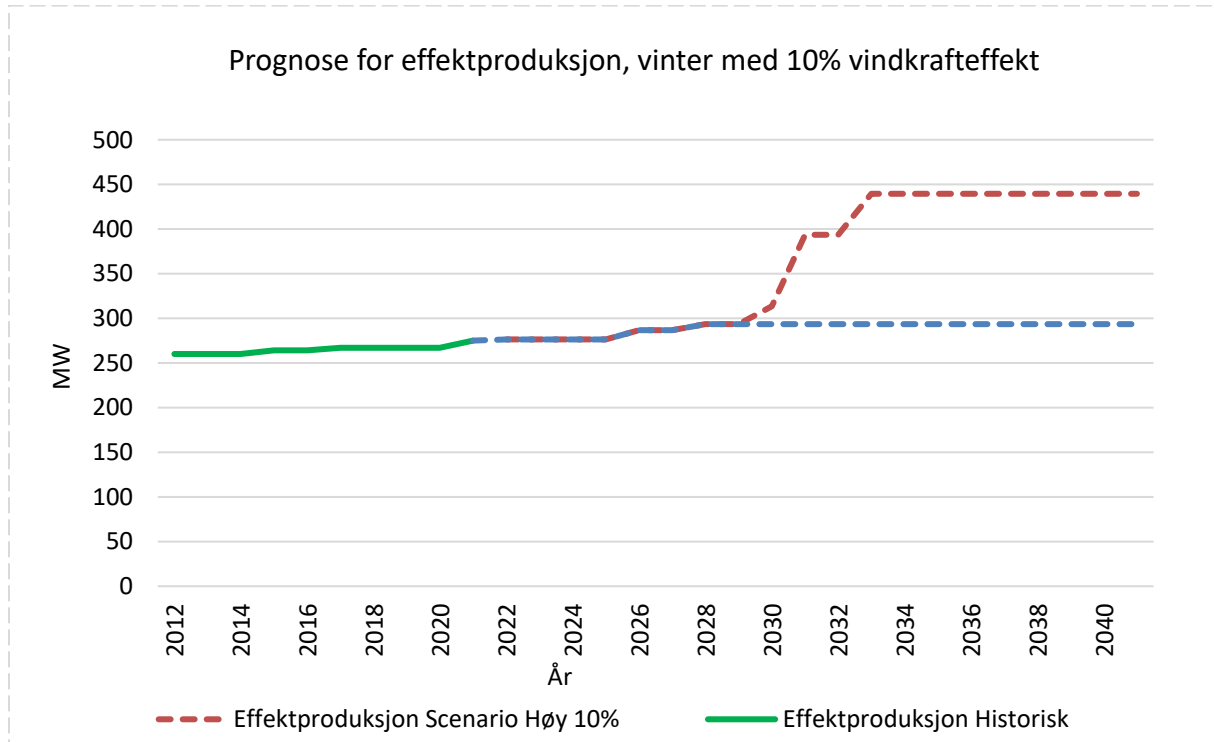
Figur 30 - Prognose effektforbruk 2021-2022



Figur 31 - Prognose effektforbruk trendframskriving og elektrifisering 2021-2022

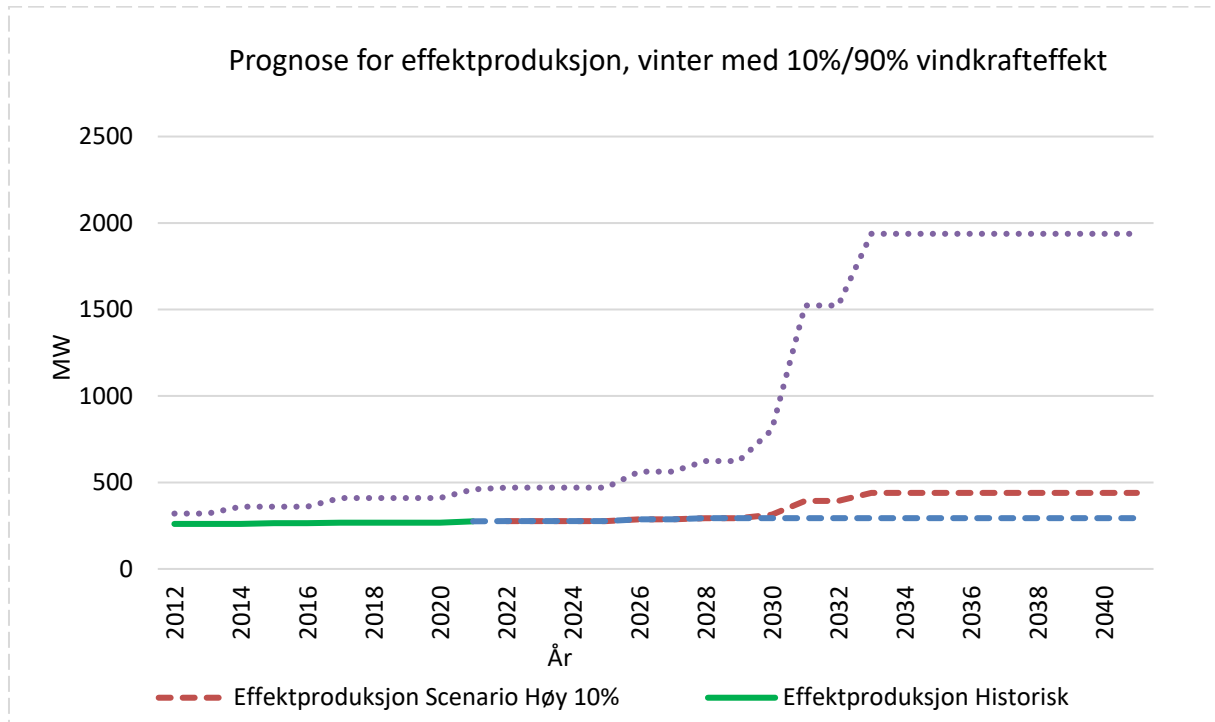
6.3.3 Prognosert effektproduksjon Basis scenario

Framtidig økning i effektproduksjon vil i prognosene komme fra økt vindkraft. Det er i historisk effekt og framtidig effekt benyttet tilgjengelig vintereffekt. Det vil si hvor mye effekt kraftverkene kan produsere på vinteren (når det er ofte er høy last i nettet). For vindkraftverkene er det anslått at de produserer 10% av installert effekt. Det vil si at det antas at det ikke er vindstille i hele området samtidig. Figur 32 viser at selv 10% effekt fra vindkraften vil være et betydelig bidrag.



Figur 32 - Prognose for tilgjengelig effektproduksjon på vinter 2022-2041

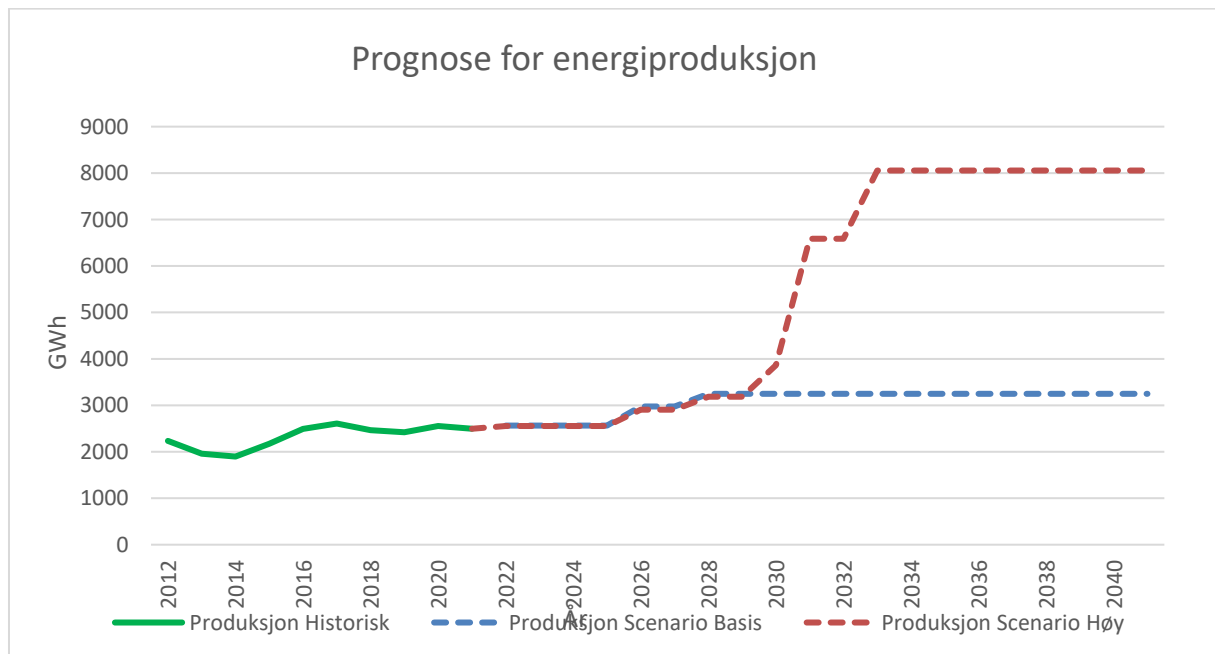
I Figur 33 ser vi i tillegg til en vindfull vinterdag hvor vindkraften produserer 90% av installert effekt. Sett opp mot dagens effektproduksjon illustrerer figuren at det er betydelige mengder vindkraft, hvis produksjonen i scenario «høy» realiseres.



Figur 33 - Prognose for effektproduksjon med mye vind 2022-2041

6.3.4 Prognosert energiproduksjon

Energiproduksjonen er forventet å øke fra omkring 2500GWh til minst 3200GWh. Det inkluderer realisering av utvidelse av Raggovidda og Hamnefjell. I scenario «høy» er det lagt inn flere vindkraftverk.

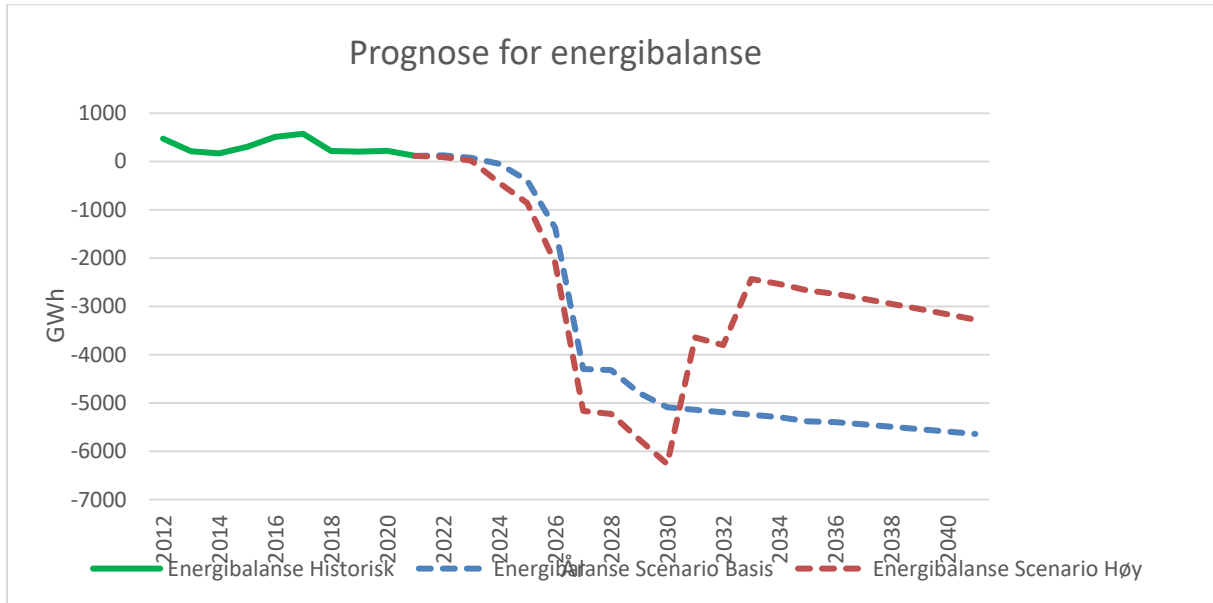


Figur 34 - Prognose for energiproduksjon 2022-2041

6.3.5 Prognosert energibalanse

Med fysisk balanse menes sammenstilling av forbruk og produksjon i et område som nettmessig hører sammen. Det ses ikke denne sammenheng på eierstrukturen til nettet. Vi ser av figuren at området vil havne i et stort energiunderskudd. I scenario «høy» vil dette til en viss grad kompenseres av økt

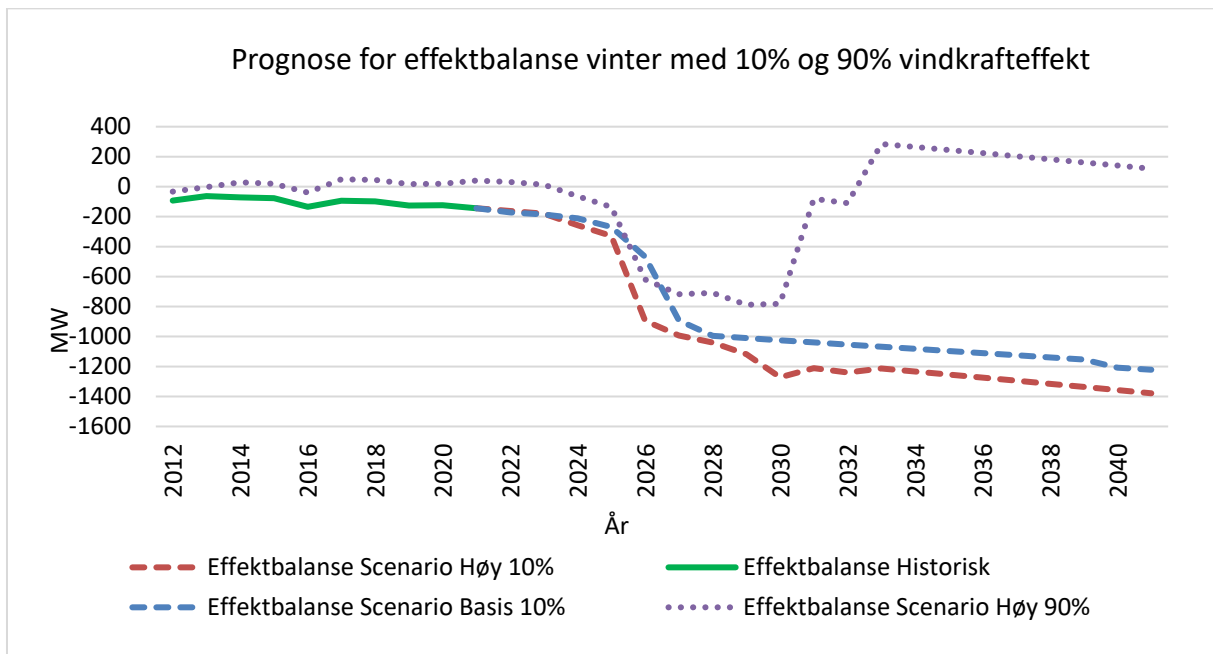
vindkraftproduksjon. Ifølge prognosene må området i framtiden basere seg på import av energi i størrelsesorden 3-5 TWh årlig.



Figur 35 - Prognose for energibalanse 2022-2041

6.3.6 Prognosert effektbalanse

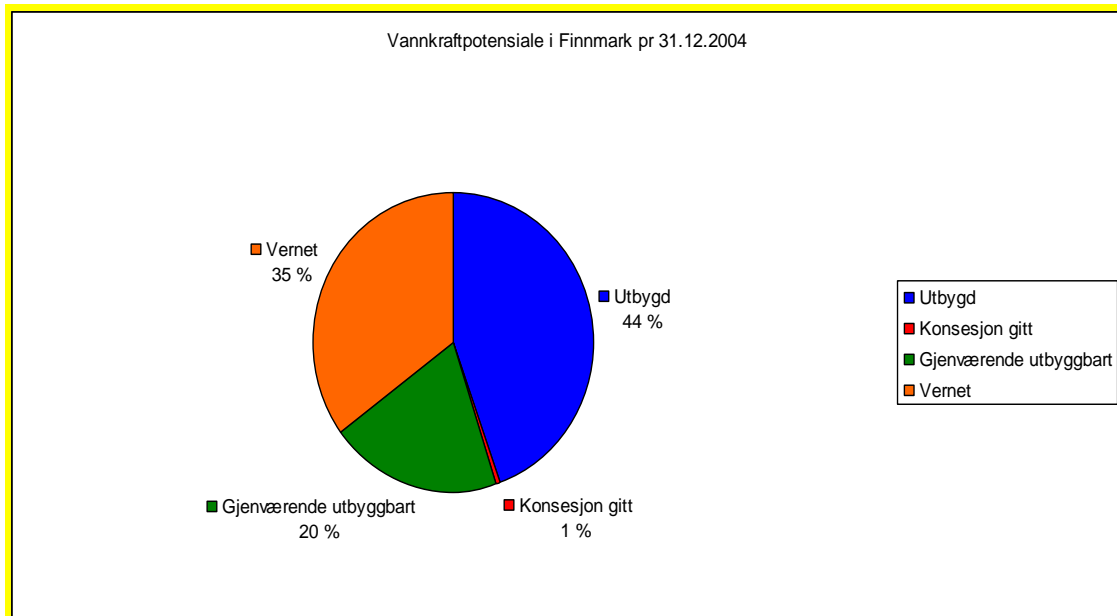
Området vil ved vinterlast ha et effektunderskudd på 1000-1500 MW. Det er da regnet med at vindkraften bidrar med 10% av installert effekt. For å vise effekten av vindkraften når det blåser er det i figuren også lagt inn data for effektbalansen når det er 90% vindkraftproduksjon. Det vil si en vindfull dag i finnmark. Lasten som er benyttet her vinterlast både for 10% og for 90% vindkraftproduksjon.



Figur 36 - Prognose for effektbalanse 2022-2041

6.3.7 Vannkraft

Figuren under viser vannkraftpotensialet i fylket pr 31.12.2004. Av det totale potensialet på 3378 GWh, er 663 GWh fortsatt mulig å bygge ut. Det presiseres at samlet plan tar utgangspunkt i vannkraftverk over 1000 kW. Det betyr at det vil være et uregistrert potensial for mini- og mikrokraftverk. På nettsiden <http://atlas.nve.no> finnes en oppdatert ressursoversikt for fylket.



Figur 37 Vannkraftpotensialet i Finnmark

Tabellen under viser småkraftpotensialet i Finnmark. Kapasitetsbetraktning er gjort med bakgrunn i dagens regionalnett. På grunn av lange avstander i distribusjonsnettet kan det være kapasitetsbegrensninger også her, men dette er ikke vurdert. Tallene er usikre med tanke på gjennomførbarehet for småkraften. Mange vassdrag er fredet og det kan være en lang og kostbar prosess å få konsesjon.

Tabell 15 Småkraftpotensial i Finnmark

Kommunenavn	Småkraftpotensial [MW]	Begrensning i nettet
Alta	41,7	Sannsynligvis kapasitet til mye/alt
Loppa	14,1	Sannsynligvis kapasitet til mye
Hasvik	4,5	
Hammerfest	6,2	
Kvalsund	16,4	15 MVA kapasitet på trafo i Kvalsund på 22 kV
Måsøy	11,6	Avhengig av lokalisering.
Nordkapp		Ikke potensial for småkraft
Porsanger	3,2	
Karasjok		Ikke potensial for småkraft
Lebesby	8,0	
Gamvik	8,9	
Tana	1,1	
Berlevåg		Ikke potensial for småkraft
Båtsfjord		Ikke potensial for småkraft
Nesseby		Ikke potensial for småkraft
Vardø		Ikke potensial for småkraft
Vadsø		Ikke potensial for småkraft
Sør-Varanger	0,8	
Kvænangen	17,5	Sannsynligvis kapasitet til mye

6.3.8 Økt import Russland

Det er lite aktuelt med økt import fra Russland.

6.4 Andre energibærere

6.4.1 Biobrensel

Alta Fjernvarme eier fjernvarmenett i Alta, Lakselv og Karasjok inkludert et briketteringsanlegg i Billefjord. Energisentralene er supplert med elkjeler, samt avsatt plass for andre energikilder (gass). Totalt er disse anleggene 6,5 MW, fordelt på 3,5 MW i Alta og 1,5 MW i Lakselv og Karasjok.

Forsvaret har på Høybuktnoen i Sør-Varanger et flisfyringsanlegg av ukjent størrelse.

For kunden vil bioenergien konkurrere med dagens elektrisitet. Langsiktige kontrakter er allerede inngått med de største brukerne som i hovedsak vil være offentlige bygg. Med tilgang til briketter og infrastruktur kan en ane en utvikling mot flere mindre separate bioanlegg.

Omfanget av biobrenselanleggene er ikke betydelige per dags dato, men man kan i noen tilfeller unngå nettinvesteringer ved at slike anlegg benyttes.

6.4.2 Gass

V I forbindelse med Snøhvitutbyggingen er det satt i drift 5 stk gassturbiner som kan produsere ca. 120 MW prosessvarme og 184-207 MW elektrisk energi. Installert effekt er 241 MW el og 168 MW varme. Overskuddsvarmen benyttes av Snøhvit og vil ikke bli overført til Hammerfest. For å redusere CO2 utslipp kjøres det ofte i ukedager med 4 turbiner. Da trekker anlegget 30-50 MW fra nettet.

Det er stopp i anlegget grunnet brann i 2020. Anlegget er i drift igjen i våren 2022, men hvis Melkøya elektrifiseres vil det slås av.



6.4.3 Hydrogen

Det er i dag en hydrogenfabrikk i Berlevåg som kan produsere(forbruke) rundt 3 MW elektrisk kraft. Denne fabrikk benyttes i dag til forskning. Fabrikken eies av Varanger Kraft Hydrogen AS. Det planlegges storskala produksjon av hydrogen flere plasser i området.

I Berlevåg planlegges det å produsere hydrogen med elektrisk strøm. Dette er såkalt grønt hydrogen. Hydrogenet planlegges så å videreføres til ammoniakk.

I Hammerfest planlegges det å bruke produsere det som kalles *blått hydrogen*. Da benyttes gass fra gassfeltene og CO₂-en lagres.

Begge anleggene vil benytte hydrogenet til å produsere ammoniakk.

6.4.4 Ammoniakk

Hydrogen kan videreføres til ammoniakk som har 1,5 ganger høyere energitetthet enn flytende hydrogen. Flytende hydrogen krever også meget lave temperaturer for å være flytende, noe som ammoniakk ikke gjør. Grønn ammoniakk er ansett som det beste karbonfrie drivstoffalternativet til langdistanse skipsfart.

6.4.5 Fjernvarme

I Hammerfest er det et fjernvarmeanlegg, eid av Hammerfest Varme AS, og benytter sjøvarmepumper. Anlegget kan levere rundt 11 GWh årlig.

6.5 Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet er et mål på forbrukernes evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk basert på situasjonen i strømmettet. Målet med forbrukerfleksibilitet er å redusere effekttoppene i nettet. Følgende momenter kan influere framtidig nettplanlegging (og forbrukerfleksibilitet):

- AMS (Avanserte Måle- og Styresystem) målere på alle målepunkter. Det forventes på sikt noe forbrukerfleksibilitet grunnet større bevissthet hos forbrukere.
- Effektledd på nettleien vil gi incentiv til å senke effekttoppene.
- Prisincentiver som stimulerer til sparing i høylasttimer.
- Elbiler vil kunne bidra med strøm i høylasttimer og utjevne strømforbruket. Ladding av elbiler kan ville kunne styres til å foregå utenom høylasttimer.
- Tilknytning på vilkår. Kunder kan kobles til på vilkår som for eksempel gjør at de må kutte forbruket i høylastperioder.

- Fjernvarmeanlegg. Enn så lenge har det er det dårlig økonomi å bygge fjernvarme. Kraftprisen vil være avgjørende for slike anlegg. Høyere kraftpris og nettleie vil kanskje gjøre slike anlegg mer lønnsomme på sikt.
- Strengt byggeforskrifter gir et lavere energibehov på nye boliger.
- Varmepumper kan bidra til en reduksjon i forbruket hos sluttbrukere. Erfaringsmessig øker også «komfortemperaturen» innendørs, og anleggene brukes som aircondition på sommeren. Dette gjør at forbruket ikke går like mye ned som man skulle forvente.
- Lokal produksjon, sol, vind og vann. Solceller har en synkende installasjonspris, dette kan på sikt i enkelte områder redusere energibehovet. All lokal produksjon har en prisside som vil være bestemmende. Det har er tjenester på internett som beregner mulighetene ved å installere solceller lokalt.

Mange av punktene ovenfor er det i realiteten markedet som bestemmer, gjennom kraftprisen. Det vil være vanskelig, om ikke umulig, å si noe om i hvor stor grad ovennevnte punkter vil ha konsekvens for fremtidig nettplanlegging. Dersom det innføres pålegg (byggeforskrifter), eller gode incentiver (investeringsstøtte for lokal produksjon) slik at det blir billigere å produsere kraften selv enn å kjøpe den hos kraftselger, vil det sannsynligvis influere fremtidig nettplanlegging.

Fordelingen av boliger på varmesystem i Finnmark i dag er slik at ca. 25 % av boligene har et system (i all hovedsak elektrisitet) og ca. 75 % av boligene har to eller flere systemer. Dette er som oftest en kombinasjon av elektrisitet og ved. Vi ser at færre hugger sin egen ved.

Man kan nok pr dags dato si at innføringen av AMS isolert sett ikke vil ha større konsekvenser for fremtidig nettplanlegging. De riktige teknologiske verktøyene og tjenestene må også tilbys sluttbruker for å gi en økt forbrukerfleksibilitet gjennom AMS. Dette er noe man antar markedet vil tilby på sikt.

De viktigste grunnfaktorene blir i så måte blir fremtidig kraftpris, samt myndighetspålegg og/eller stimuli.

6.6 Nettanalyser over fremtidig utvikling av kraftsystemet

Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.

6.7 Tilgjengelig nettkapasitet for ny produksjon

Det er to områder med regionalnett som har/vil ha kapasitet til å tilknytte nye større kraftverk. Utfordringen er dog ledig kapasitet i transmisjonsnettet. Pr i dag er all ledig kapasitet til Øst-Finnmark bygd ut eller reservert. Regionalnettet på Varangerhalvøya har kapasitet til all konsesjonsgitt kraftproduksjon (320 MW), men pr i dag kan ca. 147 MW av denne utnyttes.

I Vest-Finnmark er det i all hovedsak Hammerfestområdet som er tilknyttet via et lengre regionalnett, og det er i all hovedsak uttak der. Det vil derfor være kapasitet til et større kraftverk i Hammerfestområdet. Om det er kapasitet i transmisjonsnettpunktet til mer innmating i Skaidi er noe vi utvalget antar at med kommer fram i Statnetts kraftsystemutredning.

For området ellers er det i dag etablert lange 66 kV linjer bygd for begrenset uttak, slik at store kraftverk vil ikke kunne etableres uten at regionalnettet oppgraderes/oppisoleres. Mindre «store» (10-20 MW) kraftverk kan muligens sees på i Nordkapp, dog er vel trenden i dag at man prøver å samle naturinngrepene så dette er nok ikke så aktuelt.

7 Planlagte tiltak og investeringer de neste 20 årene

Planlagte tiltak og investeringer i nettet er lagt ut på NVE sine sider og er åpent for publikum på følgende nettside fra 15. august 2022:

[PlanNett.](#)

plannett.nve.no

Her vil man se aktuelle utredninger og tiltak. Utredninger er plassert i forskjellige kategorier alt ettersom hvor langt i prosessen man er kommet. Detaljeringsnivået øker utover i prosessen.

En **utredning** skal inkluderes i oversikten fra et problem/behov i strømmettet er identifisert. Utredningene dokumenterer forarbeidene som er gjort for å finne ut hvilke tiltak som skal igangsettes. Én utredning kan ligge til grunn for flere enn ett tiltak.

Et tiltak skal inkluderes i oversikten når en starter arbeidet med en konsesjonssøknad (ev. forhåndsmelding) for tiltaket.

Utredninger og tiltak i transmisjonsnettet er foreløpig ikke lagt ut på nettsiden, men det forventes at det også kommer på plass i løpet av 2023. Det er lagt inn en forenklet oversikt over forventede investeringer i transmisjonsnettet i dette dokumentet.

7.1 Forventede tiltak i transmisjonsnettet (Statnett)

Dette er prosjekter i transmisjonsnettet, men siden de har stor innvirkning på kapasiteten i regionalnettet så listes de viktigste prosjektene opp her. En oppdatert og komplett oversikt vil bli tilgjengelig i Statnett sin områdeplan som etter planen lanseres høsten 2022.

420 kV Skaidi-Hammerfest

Balsfjord – Skaidi klar i 2022. Skaidi – Hyggevaan avhenger av Equinors beslutning om elektrifisering av Melkøya.

Konsekvens ved forsinkelse:

Det er allerede i dag begrenset kapasitet i transmisjonsnettet. En forsinkelse i prosjektet vil medføre utsettelse av tilknytning av eventuelt større forbruk. Mer bruk av systemvern kan bli aktuelt.

420 kV Skaidi-Varangerbotn

Linjen og stasjonene er konsesjonsøkt.

Konsekvens ved forsinkelse:

Det er ikke ledig kapasitet for større forbruksvekst i nettet i Øst-Finnmark i dag. I tillegg er det konsesjonsgitt totalt 320 MW vindkraft i Øst-Finnmark, hvorav kun 147 MW er realisert og tilknyttet transmisjonsnettet på grunn av begrenset overføringskapasitet.

Back to Back 220 kV mot Finland

En såkalt «Back to back» er en teknologi som brukes til å styre effektflyten. Det vil gi økt kapasitet på transmisjonsnettet.

Utstyret vil installeres i Varangerbotn eller på nye Seidafjellet stasjon. Løsningen bør være på plass før Melkøya elektrifiseres, for å ha bedre kontroll på effektlyten i nettet.

Balsfjord-Skillemoen–Skaidi 2

For å få N-1 til Finnmark vurderes det en ytterligere 420 kV linje fra Skaidi til Balsfjord.

Temperaturoppgradering av 132 kV linjer

Statnett ser et generelt behov for å temperaturoppgradere 132 kV linjer for å øke kapasiteten.

Splitting av 132 kV nettet

Grunnet store ladestrømmer i 132 kV nettet vurderer Statnett å dele nettet galvanisk for å få redusert størrelsen på ladestrømmene.

7.2 Sanering av bestående anlegg

Normalt vil en økning i belastning eller produksjon, gitt nettets radielle karakter, føre til at tidligere etablerte traseer benyttes til nye/oppgraderte ledninger.

8 Referanser

Energiloven

Lov av 29. juni 1990 nr 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (Energiloven i kraft 1.1.1991) Sist endret 1.8.2021.

Følgende sentrale forskrifter henviser til energiloven:

1. Forskrift om ekstern kvalitetssikring 21.06.2013 nr. 681
2. Forskrift om Energiklagenemnda 24.10.2019 nr. 1420
3. Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM) 24.10.2019 nr. 1413
4. Forskrift om endring i forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer 10.05.2022 nr. 825
5. Endr. i forskrift om kontroll av nettvirksomhet 10.06.2021 nr. 1904
6. Forskrift om kontroll av nettvirksomhet 11.03.1999 nr. 302
7. Forskrift om kraftomsetning og netjtjenester 11.03.1999 nr. 301
8. Forskrift om opprinnelsesgarantier for kraft 14.12.2007 nr. 1652
9. Forskrift om Energifondet 10.12.2001 nr. 1377
10. Forskrift om elektrisk kraft over landegrensene 20.12.2006 nr. 1563
11. Endr. i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer 04.12.2019 nr. 1630
12. Energilovforskriften 07.12.1990 nr. 959
13. Energimerkeforskriften for bygninger 18.12.2009 nr. 1665
14. Kraftberedskapsforskriften 07.12.2012 nr. 1157
15. Forskrift om gjennomføring av forordning (EF) nr. 713/2009 24.10.2019 nr. 1434
16. Forskrift om forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming av bygninger 28.06.2018 nr. 1060
17. Forskrift om rapporteringsplikt for kraftleveringsavtaler 09.03.2015 nr. 194
18. Forskrift om energiutredninger 07.12.2012 nr. 1158
19. Leveringskvalitetsforskriften 30.11.2004 nr. 1557
20. Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet 07.05.2002 nr. 448
21. Krafttrasjoneringsforskriften 17.12.2001 nr. 1421

9 Vedlegg

Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. bfe § 6-2. Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13.