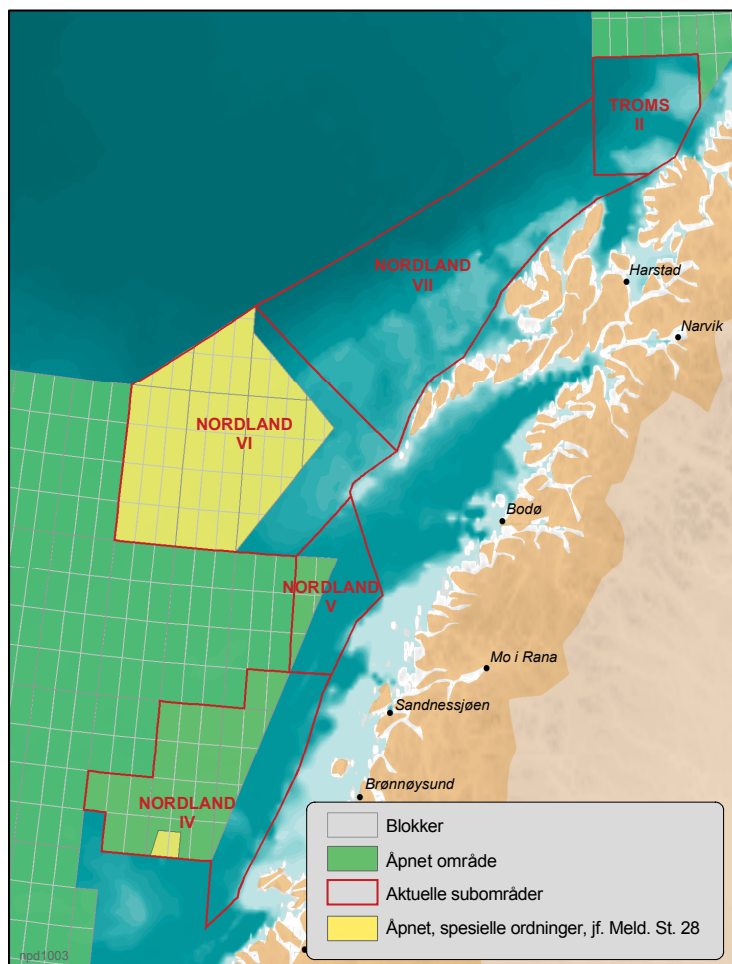
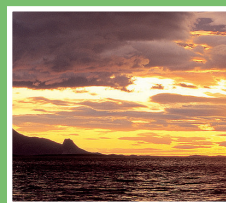




Vurdering av kraftforsyning for Lofoten og Vesterålen

Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet
Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet



Innledning ved Olje- og energidepartementet

Kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet

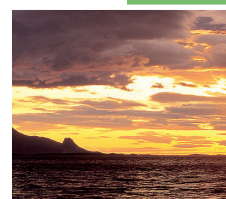
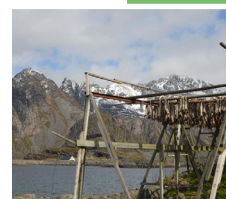
Olje- og energidepartementet gjennomfører nå kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i områder i det nordøstlige Norskehavet som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Arbeidet følger av Stortingets behandling av Meld. St. 10 (2010-2011) Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.

Temaene for kunnskapsinnhenting er fastsatt etter innspill fra lokale og regionale myndigheter samt sektormyndigheter, fagmiljøer og andre berørte parter. Det er utarbeidet et program for kunnskapsinnhenting som er tilgjengelig på departementets nettside, se: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/aktuelt/nyheter/2012/kunnskapsinnhenting.html?id=696281>

Denne rapporten er en av flere faglige utredningsrapporter som belyser ulike tema i kunnskapsinnhenting. Rapporten er laget på oppdrag for Olje- og energidepartementet, men utrederen står selv inne for det faglige innholdet.

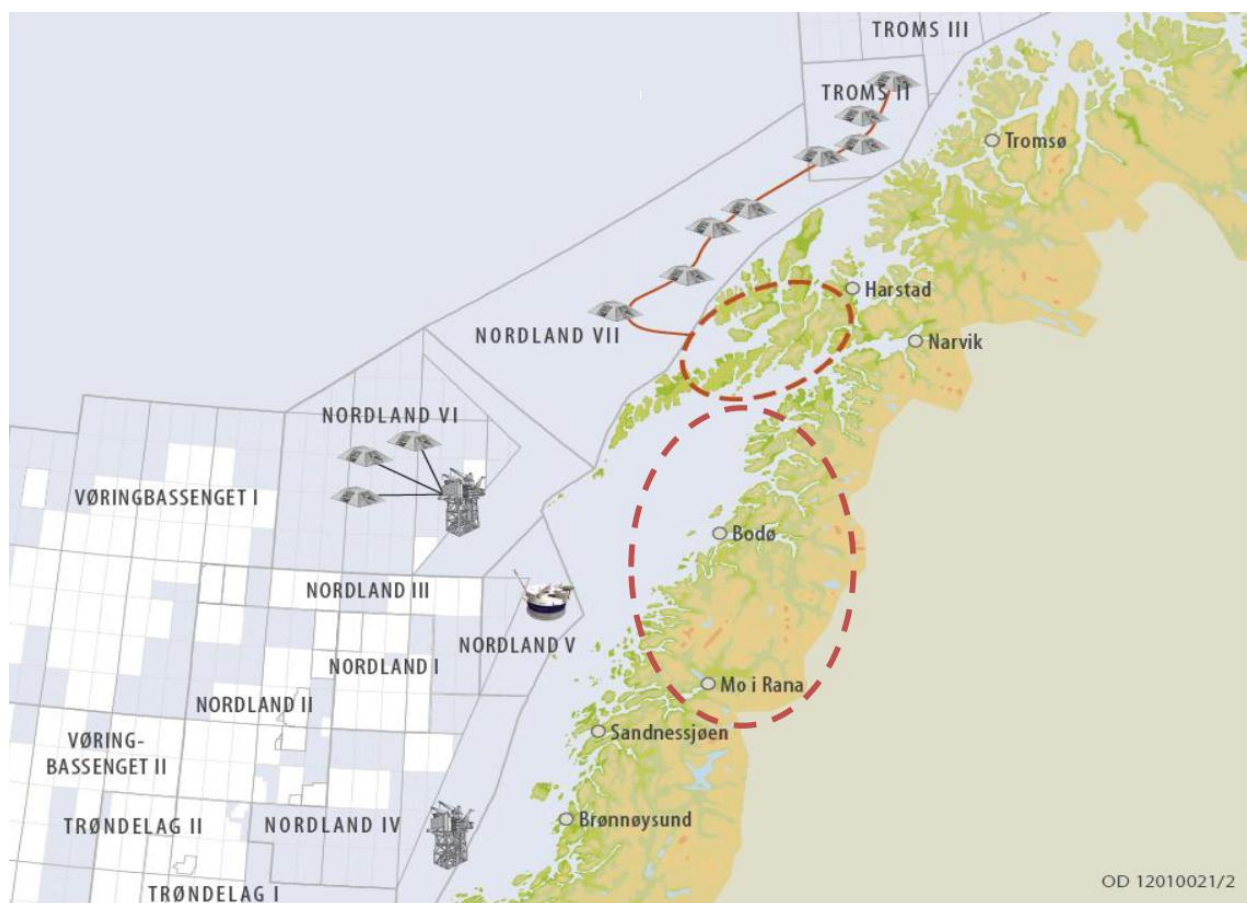
Olje- og energidepartementet vil legge frem resultatene fra kunnskapsinnhenting i en sammenstillingsrapport. Det vil bli gitt anledning til å kommentere på den faglige sammenstillingsrapporten i løpet av vinteren 2012/2013.

Kunnskapen som hentes inn, skal kunne brukes i en eventuell senere konsekvensutredning etter petroleumsloven. En slik konsekvensutredning vil være en del av en åpningsprosess som har til hensikt å utrede det faglige grunnlaget for Stortingets beslutning om åpning av et område for petroleumsvirksomhet. Kunnskapen skal også kunne brukes i neste oppdatering av forvaltningsplan for Barentshavet - Lofoten.



Rapport: Oppdrag om vurdering av kraftforsyning i Lofoten og Vesterålen

Til:	Olje- og energidepartementet
Fra:	Norges vassdrags- og energidirektorat
Ansvarlig:	Marit Lundteigen Fossdal
Dato:	26.9.2012
Saksnr.:	201204812-4
Arkiv:	508
Kopi:	



Sammendrag

OED har bedt NVE gjennomføre to arbeider som en del av oppfølging av Meld. St. 10 (2010-2011) ”Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten”. NVE har utarbeidet separate innspill som skal beskrive kraftsystemet i områdene rundt Lofoten og Vesterålen og Øst-Finnmark. Denne rapporten omhandler de uåpnede delene utenfor Lofoten og Vesterålen.

Arbeidet er utført med utgangspunkt i to aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i tidsperioden 2025-2050, utarbeidet av OD. NVE har fått oppgitt maksimalt effektuttak fra kraftsystemet i et høyt og lavt scenario og ved del- og fullelektrifisering. Informasjon om kraftsystemet i årene frem mot 2025 bygger i hovedsak på informasjon innhentet fra Statnett og informasjon fra kraftsystemutredningene i regional- og sentralnett.

I denne rapporten er det gjort antagelser om utvikling i forbruk og produksjon frem mot 2025. Det er videre antatt at planlagte netttiltak før 2025 er gjennomført i forkant av produksjonsstart for petroleumsakтивiteten (2025-2028). Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til den forventede utviklingen i kraftsystemet, spesielt når tidshorisonten er såpass lang. Øvrige forutsetninger er beskrevet i kapittel 1.1.

I ODs høye scenario skal det tilknyttes 185 MW nytt petroleumskonsum, gitt full elektrifisering av petroleumsinstallasjonene. Fordelingen av den nye lasten som ett nytt lastpunkt eller flere mindre lastpunkter har stor betydning for konsekvensene for nettet. Det tilfellet som vil kreve mest omfattende nye investeringer utover dagens kjente planer er dersom hele forbruket skal tilknyttes sentralnettet i Lofoten/Vesterålen. En delelektrifiseringsløsning der om lag halvparten av kraftforbruket hentes fra nettet på land vil kreve tilsvarende nettinvesteringer mellom tilknytningspunkt og sentralnett.

I det lave scenarioet fra OD skal det tilknyttes 95 MW nytt petroleumskonsum ved full elektrifisering. Et slikt forbruk vil sannsynligvis kunne tilknyttes regionalnettet på Kvaløya gitt dagens planer for nettutvikling her. Aktuelle sentralnettspunkter for tilknytning er Mestervik, Bardufoss og Balsfjord. Ved delelektrifisering er de samme punktene aktuelle.

I Nordland sør for Lofoten er det i dag et høyt effektoverskudd og stor kapasitet til ny last både i regional- og sentralnett. Området er altså godt egnet til ny petroleumslast både i høyt og lavt scenario.

Generelt vil grad av forsyningsikkerhet også ha betydning for hvilke nettinvesteringer som vil være nødvendig. Om en skal ha N-1 forsyning i alle årets timer eller om det godtas bruk av belastningsfrakobling i anstrengte kraftsituasjoner vil påvirke behovet for netttiltak.

Innhold

Rapport: Oppdrag om vurdering av kraftforsyning i Lofoten og Vesterålen	1
1. Innledning.....	4
1.1 Forutsetninger for arbeidet	4
2. Forventet utvikling i nettet frem mot 2025.....	5
2.1 Nettutvikling i Lofoten, Vesterålen og Troms frem mot 2025.....	5
2.2 Endringer i forbruk og produksjon i Lofoten, Vesterålen og Troms frem mot 2025	9
2.3 Nettutvikling i Midtre Nordland frem mot 2025.....	10
2.4 Endringer i forbruk og produksjon i Midtre Nordland frem mot 2025	11
3 Beskrivelse av mulige endringer i petroleumsvirksomheten.....	13
3.1 Beskrivelse av ODs "Høyt aktivitetsnivå"	13
3.2 Beskrivelse av ODs "Lavt aktivitetsnivå"	15
4 Vurdering av tilknytningspunkter og eventuelle tiltak i nettet.....	17
4.1 "Høyt aktivitetsnivå" – helelektrifisering.....	17
4.1.1 Lofoten, Vesterålen og Troms.....	17
4.1.2 Midtre Nordland	18
4.2 "Høyt aktivitetsnivå" – deelelektrifisering.....	19
4.2.1 Lofoten, Vesterålen og Troms.....	19
4.2.2 Midtre Nordland	20
4.3 "Lavt aktivitetsnivå" – helelektrifisering	20
4.3.1 Lofoten, Vesterålen og Troms.....	20
4.3.2 Midtre Nordland	21
4.4 "Lavt aktivitetsnivå" – deelelektrifisering	21
4.4.1 Lofoten, Vesterålen og Troms.....	21
4.4.2 Midtre Nordland	21
5 Forslag til videre arbeid.....	22
6 Referanser.....	23

1. Innledning

Stortinget besluttet ved behandlingen av Meld. St. 10 (2010-2011) "Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten"[1] at det skal gjennomføres to arbeider under OEDs ansvarsområde som en oppfølging av meldingen. I forbindelse med dette arbeidet ønsker departementet bidrag fra NVE med en overordnet vurdering av kraftsituasjonen på land.

NVE gir i denne rapporten en overordnet beskrivelse av forventet kraftsituasjon på land i de aktuelle tilknytningsområdene i forkant av produksjonsstart for petroleumsaktiviteten. Det er også gjort vurderinger av hvordan kraftforbruk tilknyttet petroleumsaktiviteten vil påvirke kraftsitasjonen i Nord-Norge. Vurderingene er gjort på bakgrunn av de områder og det kraftbehov OD har skissert i sitt scenariounderlag.

Arbeidet er beskrevet i to separate rapporter. Denne rapporten tar for seg uåpnede deler av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II. Det finnes en tilsvarende rapport for området mot delelinjen mot Russland i Barentshavet sørøst "Oppdrag om vurdering av kraftforsyning i Øst-Finnmark".

1.1 Forutsetninger for arbeidet

NVE har i hovedsak tatt utgangspunkt i ODs aktivitetsbilder for petroleumsutvinning i nordøstlige Norskehavet^[2], innhentet informasjon fra Statnett^[3] og kraftsystemutredningene for regional- og sentralnett^[4, 9, 13, 15] ved utarbeidelse av denne rapporten. Beskrivelsen bygger så langt det er mulig på offentlig tilgjengelig informasjon.

Vurderingene rundt mulig fremtidig kraftforbruk tilknyttet petroleumsutvinning er gjort av OD, og NVE har ikke gjort noen egen vurdering av dette. NVE har ikke sett på en petroleumsrelatert last utover den størrelsesorden OD har skissert. Ringvirkninger i form av annet nytt forbruk er heller ikke vurdert. For hver av de to aktivitetsbildene som OD skisserer er en elektrifiseringsgrad på 50 % (delelektrifisering) og 100 % (fullelektrifisering) av installasjonenes kraftbehov vurdert.

Ettersom funnene i Norskehavet er geografisk spredt, er det mulig at lasten forsynes fra flere punkter i nettet. For begge ODs aktivitetsbilder og for full- eller delelektrifisering er det valgt å vurdere to muligheter for tilknytning av nytt forbruk:

- Nytt petroleumsforbruk er tilknyttet enten Lofoten/Vesterålen/Troms eller Midtre Nordland som en stor punktlast.
- Samtidig tilknytning mot Lofoten/Vesterålen/Troms og Midtre Nordland. Her er lasten fordelt jevnt mellom områdene som en forenkling.

Beskrivelse og vurderinger av sentralnettet er basert på innhentet informasjon fra Statnett^[3] og informasjon fra Statnetts nettutviklingsplan fra 2011^[4]. Statnett har opplyst om at de skal foreta nye analyser av Nord-Norge i tiden fremover^[3]. Dersom nye analyser endrer det bildet av fremtiden som Statnett har i dag, vil dette også kunne påvirke konklusjonene i denne rapporten.

NVE har i denne rapporten antatt at planlagte tiltak som er beskrevet i kraftsystemutredningene er ferdigstilt før petroleumslasten fra ODs scenarioer skal tilknyttes. Usikkerhet i fremtidig forbruk og produksjonsutvikling gjør at det alltid vil være usikkerhet knyttet til om og når netttiltak realiseres.

Under vurdering av aktuelle tilknytningspunkter for fremtidig petroleumsforbruk peker NVE på mulighetsrommet ut fra et rent netteknisk perspektiv. Kostnader av ulike netttiltak er ikke vurdert.

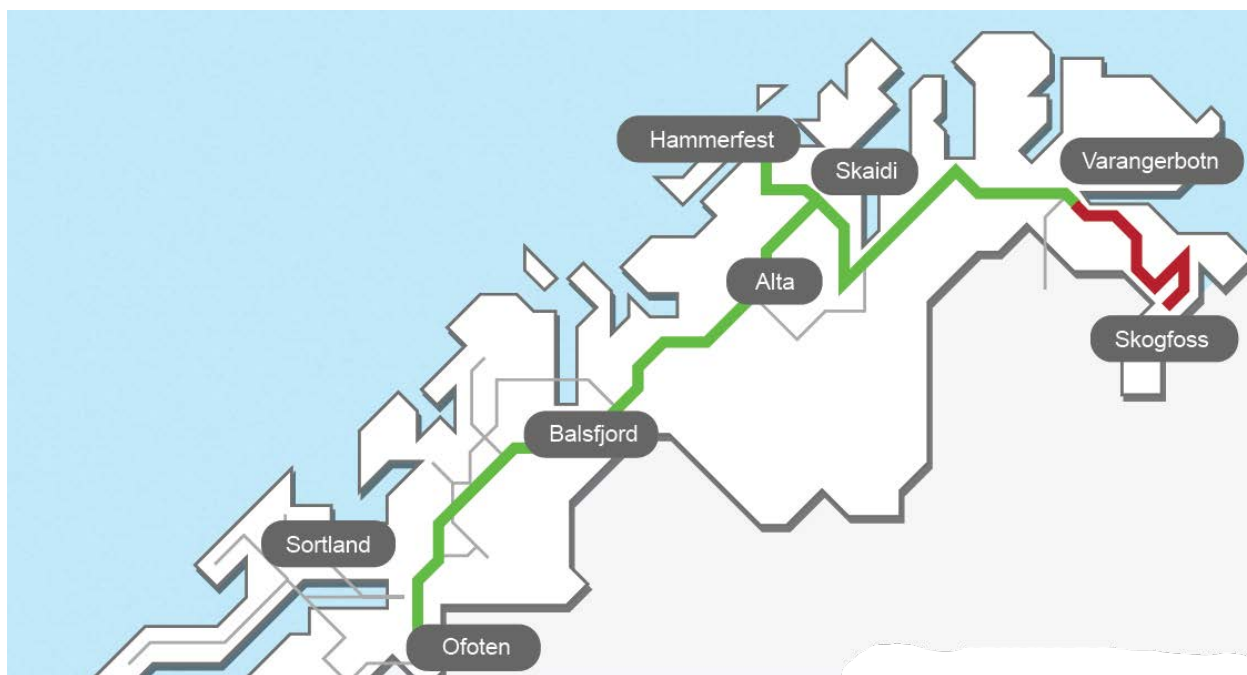
Virkningene av mulig økt petroleumslast i Barentshavet slik som vurdert i NVEs rapport "Oppdrag om vurdering av kraftforsyning i Øst-Finnmark" er ikke tatt hensyn til i denne rapporten. Nye store petroleumsforbruk både i Norskehavet og i Barentshavet vil kunne føre til behov for ytterligere nettforsterkninger enn det som er konklusjonene når dette behandles hver for seg.

2. Forventet utvikling i nettet frem mot 2025

Analysene videre i denne rapporten er delt inn i to geografiske områder; "Midtre Nordland" og "Lofoten, Vesterålen og Troms". Dette er to ulike områder hva gjelder nettkapasitet, potensial for ny kraftproduksjon, tilgjengelig vintereffekt, og effekt- og energibalanse i dagens kraftsystem. Det er også i den videre vurderingen av ODs scenarioer hensiktsmessig med en slik deling.

2.1 Nettutvikling i Lofoten, Vesterålen og Troms frem mot 2025

De kystnære områdene i Lofoten, Vesterålen og Troms vil trolig være de mest aktuelle områdene for tilknytning av petroleumsindustri til eksisterende kraftnett. Kraftsystemet i regionen er i stor grad bygget opp slik at regulerbar produksjon og sentralnett ligger inne i landet, mens det går forsyningslinjer ut til forbruk ved kysten.



Figur 1 - Statnetts utbyggingsplaner i nordlige deler av Nord-Norge^[4]

Statnett har i de neste årene omfattende planer for opprusting av sentralnettet i Nord-Norge. Figur 1 er hentet fra deres Nettutviklingsplan fra 2011^[4], og viser skjematisk de tiltak som er meldt og omsøkt. Sentralnettet nord for Balsfjord drives i dag med 132 kV-spenning.

420 kV-ledningen mellom Ofoten til Balsfjord ble omsøkt i 2010 og fikk konsesjon fra NVE i mai 2012. Behovet for ledningen mellom Ofoten og Balsfjord utløses av forventet økning i forbruk fra petroleumsvirksomheten i Hammerfest og gruvedrift i Finnmark. Tiltaket vil også legge til rette for mer fornybar kraftproduksjon. I dag er det perioder med N-0¹ drift over Ofotensnittet, og antall timer der nettet må drives med N-0 vil stige etter hvert som forbruket nord for Ofoten øker. Mange timer

¹ Med N-0-drift menes det at en feil på en komponent i kraftsystemet kan føre til avbrudd for sluttbrukerne. N-0 i denne sammenheng betyr også at frakobling av forbruk nord for Ofoten må påregnes ved feil i sentralnettet.

over året med N-0 drift vil bety at sannsynligheten for et avbrudd ved feil i nettet er stor. Ved bygging av en ny 420 kV-ledning fra Ofoten til Balsfjord og videre til Hammerfest kan nettet drives med N-1² også ved maksimallast i følge Statnett^[8]. Statnett søkte i 2009 om en forlengelse av 420 kV-nettet fra Balsfjord via Skaidi for å styrke forsyningen til Hammerfest^[6,7]. Tiltaket begrunnes hovedsakelig i forbruksøkning, og da spesielt forbruk knyttet til petroleumsnæringen i Hammerfest. En tilleggseffekt ved bygging av denne ledningen vil være muligheter for økt fornybar kraftproduksjon. I mai 2012 fikk Balsfjord-Hammerfest konsesjon av NVE.

Begge konsesjonsvedtakene for 420 kV-ledningene fra Ofoten til Balsfjord og videre til Hammerfest er påklaget og ligger nå til behandling hos OED. I følge Statnetts nettutviklingsplan 2011^[4] er byggetiden for Ofoten-Balsfjord to til tre år etter et eventuelt endelig konsesjonsvedtak. Dersom OED gir endelig konsesjon i 2013 kan ledningen altså tidligst idriftsettes i 2015. Balsfjord-Hammerfest har fire til fem års byggetid etter endelig konsesjonsvedtak. Dersom OED gir endelig konsesjon i 2013 kan ledningen idriftsettes tidligst i 2017.

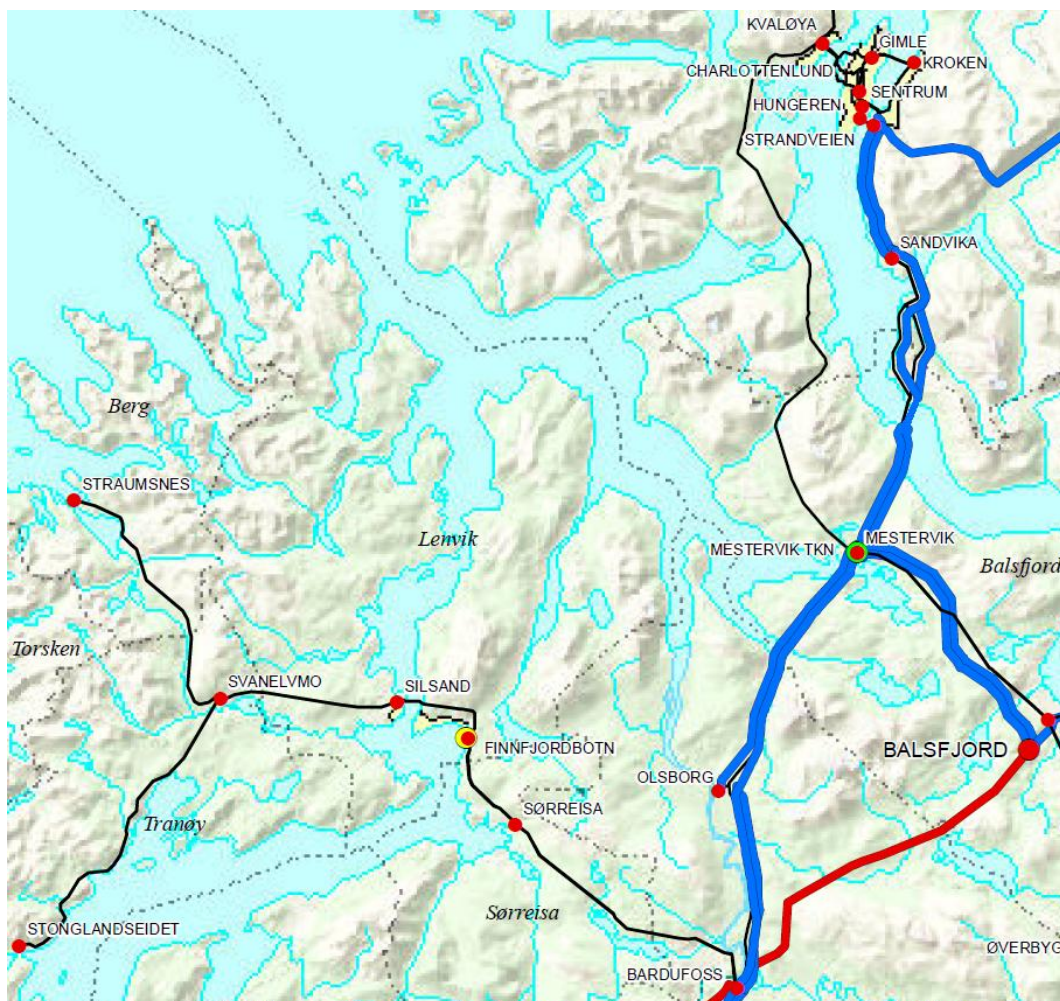
I tillegg til de omtalte linjene er det også planlagt enkelte tiltak i stasjoner for å bedre forsyningssikkerheten i regionen. I Sortland planlegges det økt transformatorkapasitet. Det er også planlagt reaktiv kompensering³ i Bardufoss og i Lofoten/Vesterålen. Disse tiltakene vil i tillegg til å legge til rette for økt forbruk og produksjon også gjøre det enklere å holde spenningen i nettet innenfor fastsatte grenser, og med det forbedre forsyningssikkerheten.

I området som potensielt vil påvirkes av økt petroleumsaktivitet i Nordland VII og Troms II er eierskapet av regionalnettet delt mellom flere nettselskap. Langsiktig nettplanlegging i området dekkes av to kraftsystemutredningsområder, henholdsvis "Troms"^[9] og "Nordre-Nordland og Sør-Troms"^[13].

Utredningsområde "Troms" avgrenses av kommunene i midtre og nordlige deler i Troms (fra Lavangen kommune og nordover), samt Kautokeino kommune i Finnmark. "Nordre-Nordland og Sør-Troms" består av resterende deler av Troms, samt områdene Lofoten, Vesterålen og Ofoten i Nordland.

² N-1 vil si at nettet kan forsyne alle sluttbrukere selv om det forekommer en feil i nettet. N-1-kapasiteten settes av den mest omfattende feilen i gjeldende nett.

³ Reaktiv kompensering er komponenter i kraftsystemet som kan brukes til å holde spenningen i nettet innenfor fastsatte grenser..



Figur 2 – Dagens regional- og sentralnett sør for Tromsø

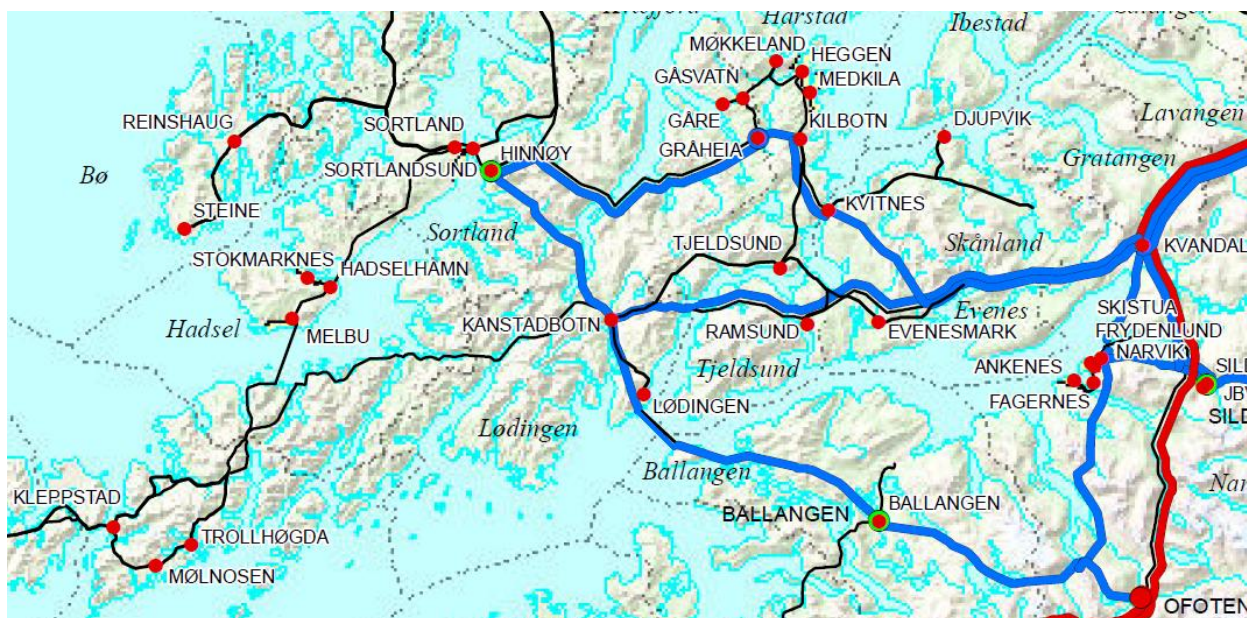
Figur 2 viser et utsnitt av regional- og sentralnettet i de delene av Troms fylke som er aktuelle for tilknytning av petroleumsinstallasjoner i Norskehavet. De delene av sentralnettet med høyest kapasitet (rød strek) går via Bardufoss og Balsfjord. Videre går det regionalnett (sort strek) og sentralnett på lavere spenningsnivå (blå strek) ut til de mest befolkede områdene, som Finnsnes og Tromsø.

Regionalnettet på Kvaløya (vest for Tromsø) og inn til Tromsø by er det nettet som ligger geografisk nærmest område Troms II, og kan dermed være aktuelt tilknytningspunkt til fremtidige petroleumsinstallasjoner. Dagens nett består av en enkelt regionalnettsledning på østsiden av Kvaløya opp mot Tromsø, og et relativt gammelt kabelnett i og rundt Tromsø sentrum. Nettet i Tromsø er planlagt oppgradert grunnet kort restlevetid på enkelte komponenter^[9].

Ledningen som går på østsiden av Kvaløya mellom Kvaløya stasjon og Mestervik er planlagt oppgradert før 2025 grunnet to vindkraftverk som har fått konsesjon sørvest på Kvaløya^[10,11]. Disse har en samlet maksimaleffekt på 300 MW og vil ha behov for en ny linje inn til eksisterende nett på østsiden av Kvaløya. 300 MW er for mye for den eksisterende linja, som også må oppgraderes nordover mot Tromsø og sørover mot Mestervik. Mye lokal produksjon og et nytt og sterkt nett gjør at Kvaløya kan være et godt alternativ for elektrifisering.

Videre sørover ligger nettet på Senja og videre inn til sentralnettet i Bardufoss relativt nært Troms II. Her er det allerede problemer i tunglast i forsyninga fra sentralnettet i Bardufoss til Finn fjordbotn, og det er ikke kapasitet til nytt stort uttak i dagens nett på Senja. Det er planlagt en oppgradering av nettet

mellom Bardufoss og Finnfjordbotn, som kan gjøre østlige deler av Senja og Finnsnes mulig som utgangspunkt for elektrifisering, men allerede høyt lastuttak fra smelteverket Finnfjord vil muligens gi en vanskelig situasjon i tunglast hvis det også kommer petroleumsrelatert uttak nær Finnsnes. Blir det aktuelt å koble vindkraftverkene på Kvaløya med en linje til Finnfjordbotn, kan dette være med på å bedre situasjonen, men planene er ikke tidfestet av Troms Kraft som er eventuell utbygger^[9].



Figur 3 – Dagens regional- og sentralnett i Lofoten og Vesterålen

Figur 3 viser regionalnettet i Lofoten og Vesterålen. Også her går sentralnettet med høyest spenningsnivå inne på fastlandet, markert med rød strek. I tillegg føres det sentralnett med lavere spenningsnivå (blå strek) ut til Kanstadbotn og Hinnøy fra Kvandal og Ofoten. Regionalnettet (sort strek) er videre fordelt utover resten av regionen^[13].

Nettet på Andenes, nord for Sortland og Hinnøy på figur 3, ligger nærmest Nordland VII. Nettet slik det er i dag kan ikke ta inn mye nytt forbruk, men det er planer om et nytt vindkraftverk på Andmyran, med tilhørende nettilknytning^[14]. Dette kan føre til at petroleumsrelatert forbruk i moderate mengder kan knytte seg til nettet på Andenes. Tilknytningen vil da være en lang ensidig forsyning i værhardt klima, noe som øker sannsynligheten for avbrudd og frakobling av forbruk.

Vestover fra sentralnettspunktet Hinnøy ligger det en regionalnettsring, via Sortland, Stokmarknes og Svolvær, tilbake til sentralnettet i Kanstadbotn. Denne ringen kan også være aktuell for tilknytning av petroleumslast, noe som også blir diskutert i området kraftsystemutredning^[13]. Skal dette bli mulig må større deler av ringen forsterkes inn mot eksisterende sentralnett. I tillegg må eksisterende sentralnettsledninger inn mot Kvandal og/eller Ofoten oppgraderes. Det finnes ikke konkrete planer for dette ifølge Nettutviklingsplanen^[4].

Regionalnettet i ytre deler av Lofoten kan også være mulig for moderat tilknytning av petroleumsforbruk, ettersom store deler av Lofotkrafts regionalnett er planlagt opprustet innen 2018^[13]. Ytre Lofoten ligger i relativt kort avstand fra både Nordland VII og Nordland VI. Grunnet lang avstand fra sentralnett, som betyr stort behov for opprusting av nettet mellom ny last og sentralnett, anses denne regionen å være mindre gunstig for tilknytning av petroleumsforbruk sammenliknet med indre deler av Lofoten og Vesterålen.

2.2 Endringer i forbruk og produksjon i Lofoten, Vesterålen og Troms frem mot 2025

Maksimallast i utredningsområde Troms er målt til 489 MW. Installert merkeytelse i regionens kraftverk er på 573 MVA, hvor 473 MW er forventet tilgjengelig effekt vinterstid⁴. Energimessig har man hatt et underskudd i ni av de siste ti år, med et gjennomsnittlig underskudd på omtrent 400 GWh. De siste fem årene har man hatt underskudd på 500-700 GWh.

Maksimallast i Nordre Nordland og Sør-Troms er målt til 432 MW i 2011. Installert merkeytelse i områdets kraftverk er på 612 MVA. Tilgjengelig effekt i høylasttimer vinterstid summeres til 498 MW, noe som betyr at området er uavhengig av import i maksimallasttiden. Det er viktig å merke seg at regionens produksjon ligger i indre strøk, mens forbruket ligger nærmere kysten. Energiuttaket i 2011 var på 2054 GWh, mens energiproduksjonen var på 1950 GWh. Området ligger i omtrentlig balanse med energiunderskudd i fem av de siste ti år. I fire av de fem siste år har det vært energiunderskudd på opp mot 200 GWh.

Effektuttaket i maksimallasttiden og energiuttaket over året har vært stabilt i utredningsområdene de siste årene, og det er heller ingen grunn til å tro at dette vil endre seg mye i årene frem mot 2025. Det er heller ikke kjennskap til større planer om ny kraftkrevende industri i områdene.

Det er i kraftsystemutredningene vist til flere planer om ny kraftproduksjon i begge områder. Dette begrenser seg i all hovedsak til vindkraft og vannkraft uten magasin. Effektbalansen⁵ blir ikke vesentlig bedret ved bygging av denne typen kraftproduksjon.

Totalt i de to områdene er det identifisert planer for 1507 MW ny effekt. Av dette er kun 50 MW regulerbar vannkraft med magasinkapasitet som gjør at kraften er garantert tilgjengelig vinterstid. I tillegg kommer dampkraftverket på Finnfjord med sine 41 MW som også vil være tilgjengelig hele året. Resten av potensialet består av mindre uregulerte vannkraftutbygginger (451 MW) og vindkraft (965 MW). Når det gjelder årlig energitilskudd ligger det et potensial i disse prosjektene på til sammen 4882 GWh.

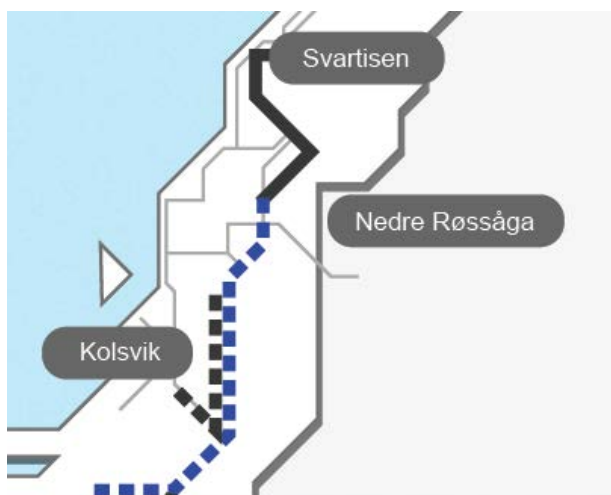
Felles for regionens kraftsystemutredninger er at en ser det som sannsynlig at en del av regionens planlagte småkraftverk blir bygget ut. En storstilt vindkraftutbygging regnes som mindre sannsynlig. Blir denne spådommen en realitet vil områdenes energibalanse⁶ endre seg i positiv retning, mens effektbalansen vil forbli tilnærmet uendret.

⁴ Tilgjengelig vintereffekt vil si den kraftproduksjonen som er garantert tilgjengelig i timer med høy last vinterstid. Vannkraftverk med magasin og termiske kraftverk inngår i denne kategorien. Elvekraftverk, små vannkraftverk og vindkraftverk tas normalt ikke med i beregninger av tilgjengelig vintereffekt ettersom denne typen kraftproduksjon styres av tilgjengeligheten på vann og vind.

⁵ Effektbalansen er forholdet mellom forbruk og produksjon i en time i året med høyt forbruk, typisk en kald vintersdag og kun tilgjengelig vintereffektproduksjon.

⁶ Energibalansen er forholdet mellom årlig forbruk og produksjon av elektrisitet i et gitt område over året.

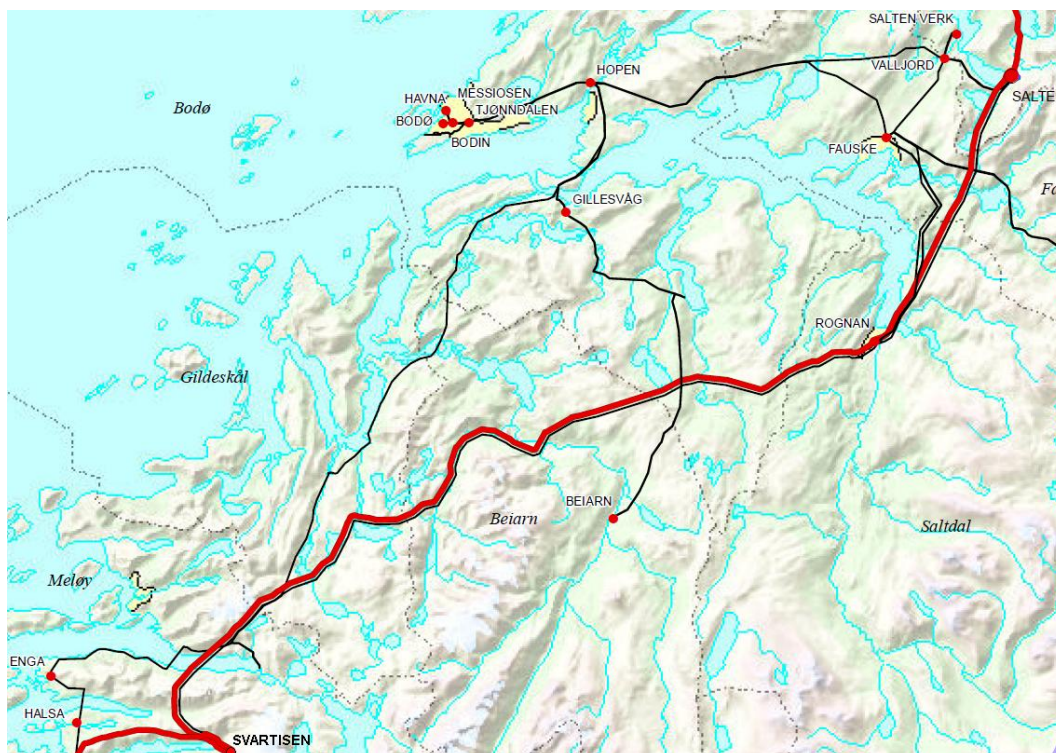
2.3 Nettutvikling i Midtre Nordland frem mot 2025



Figur 4 - Statnetts sentralnettsplaner i sørlige deler av Nordland^[4]

Statnett ser behov for å øke kapasiteten i sentralnettet gjennom Nordland grunnet økt kraftoverskudd i nord, og da spesielt fra Nordland ned til forbrukstunge områder i Midt-Norge. Statnett har i følge Nettutviklingsplanen fra 2011^[4] en pågående konseptvalgsvurdering av mulige tiltak gjennom Nordland. Bygging av ny linje mellom Svartisen og Nedre Røssåga, samt spenningsoppgradering av eksisterende nett fra 300 til 420 kV mellom Nedre Røssåga og Namsos kan være mulige tiltak i nettet frem mot 2025. Nytt petroleumsrelatert forbruk i nord kan være med på å redusere kraftoverskuddet.

Også i denne delen av Nord-Norge planlegger Statnett enkelte stasjonsoppgraderinger for å forbedre forsyningssikkerheten og for å tilrettelegge for ny fornybar kraftproduksjon. Dette gjelder blant annet planlagt økt kapasitet mellom regional- og sentralnett i Salten og Svartisen stasjoner, som blir prosjektert grunnet ny kraftproduksjon. Økt reaktiv kompensering i Svartisen er planlagt for å gjøre det enklere å holde spenningen i nettet innenfor fastsatte grenser.



Figur 5 - Dagens regional- og sentralnett i Salten

Regionalnettet i Midtre Nordland^[15] er fysisk todelt. Nettet i Nord-Salten (nord for kartutsnittet i figur 5) har lavere kapasitet enn resten av regionen, ligger langt unna de petroleumsinstallasjonene som er skissert i ODs aktivitetsbilder, og er med det mindre aktuelt for denne studien. De resterende delene av Midtre Nordland, som i kraftsystemutredningen blir kalt Salten, er desto mer aktuell ettersom avstanden til både sentralnett og de nevnte petroleumsinstallasjonene er kortere. I tillegg er det et sterkere nett med mye lokal produksjon, deriblant en stor andel regulerbar vannkraftproduksjon.

I området er det planer om økt transformorkapasitet mellom regional- og sentralnett både i Svartisen^[16] og Salten^[17] transformatorstasjon, samtidig som prognosen viser et stadig større kraftoverskudd i regionen. Dette gjør at nettet fra Bodø og sørover mot Glomfjord og Halså egner seg godt for nettilknytning av petroleumsrelatert forbruk fra Nordland V og Nordland VI.

I tillegg til bedring av koblingene til sentralnettet er det også planer om oppgradering av enkelte regionalnettslinjer mellom disse punktene, samt planer om å bedre forsyningen til Bodø by^[15].

2.4 Endringer i forbruk og produksjon i Midtre Nordland frem mot 2025

Kraftsystemutredning for "Midtre Nordland" beskriver mulig nettutvikling i de neste ti år i området som er aktuelt for elektrifisering av petroleumsfelt i Nordland IV, V og VI.^[15] Området er delt i to mindre deler, som i utredningen kalles Salten og Nord-Salten. Nord-Salten er som tidligere nevnt mindre aktuell i denne sammenheng, så det er kun området Salten som vurderes videre.

Hele utredningsområde Midtre Nordland hadde en sin høyeste last på cirka 520 MW i 2010. Installert merkeytelse på kraftverkene i området er på 1923 MVA, mens maksimal tilgjengelig vintereffekt ut fra disse kraftverkene summeres til 1585 MW. Ser man isolert på Salten, som er området det er mest aktuelt å knytte petroleumslast opp mot, hadde man høyeste last i 2010 på 485 MW. Merkeytelsen på kraftverkene i området er samlet 1426 MVA, med en maksimal vintereffekt på 1212 MW.

Energiuttaket har i de siste ti år vært beskjedent sammenliknet med kraftproduksjonen i Midtre Nordland. Energiproduksjonen har i samtlige ti år vært 2-3 ganger større enn forbruket. Området er med andre ord godt forsynt både med effekt i maksimallasttiden og med energi over året.

Effektuttaket i maksimallasttiden og energiuttaket over året har vært relativt jevnt den siste tiårsperioden, dog svakt stigende. Det er grunn til å forvente en moderat økning av forbruk i årene frem mot 2025 på bakgrunn av den historiske utviklingen de siste ti år.

Av planlagt ny kraftproduksjon nevnes prosjektet "Lappland" fra Muskensenter AS^[18]. Dette er et vannkraftverk på 611 MW, som vil ha et årlig produksjonsvolum på 2024 GWh. Prosjektets status vurderes som svært usikkert og er i denne omgang ikke tatt med i de videre vurderingene. Med unntak av Lappland er det identifisert planer for totalt 56 MW ny regulerbar vannkraftproduksjon, 1446 MW vindkraft og 264 MW mindre vannkraft. Totalt gir dette et årlig produksjonspotensial på 5473 GWh.

Lav forbruksøkning og lite ny regulerbar kraftproduksjon betyr at effektbalansen frem mot 2025 ikke vil endres nevneverdig. Grunnet det store antallet planer for ny småkraft og vindkraft, vil området kunne gå fra stor positiv til en enda større positiv energibalanse.

3 Beskrivelse av mulige endringer i petroleumsvirksomheten

Oljedirektoratet (OD) har bidratt inn i NVEs arbeid med profiler for effektuttak (maksimalt uttak av elektrisitet fra kraftsystemet målt i MW) i det nordøstlige Norskehavet og Barentshavet sørøst. For hvert aktivitetsbilde for petroleumsvirksomhet har OD vurdert kraftbehovet ved full elektrifisering av installasjoner til lands og til havs, og ved videreføring av dagens politikk.

En betydelig del av dagens/nært forestående produksjon av olje og gass på norsk sokkel forsynes med kraft fra strømmettet på land. Dette er i hovedsak produksjon fra Troll gass, Ormen Lange, Valhall, Gjøa og Goliat. Gitt samme utvikling i det nordøstlige Norskehavet og Barentshavet sørøst mener OD at det kan antas at 50 % av kraftbehovet kommer fra nettet på land. Det er imidlertid viktig å presisere at dette er en generell betraktning hvor avstand til land, utbyggingsløsning og tiltakskostnader for de enkelte felt ikke spesifikt er vurdert.

3.1 Beskrivelse av ODs ”Høyt aktivitetsnivå”

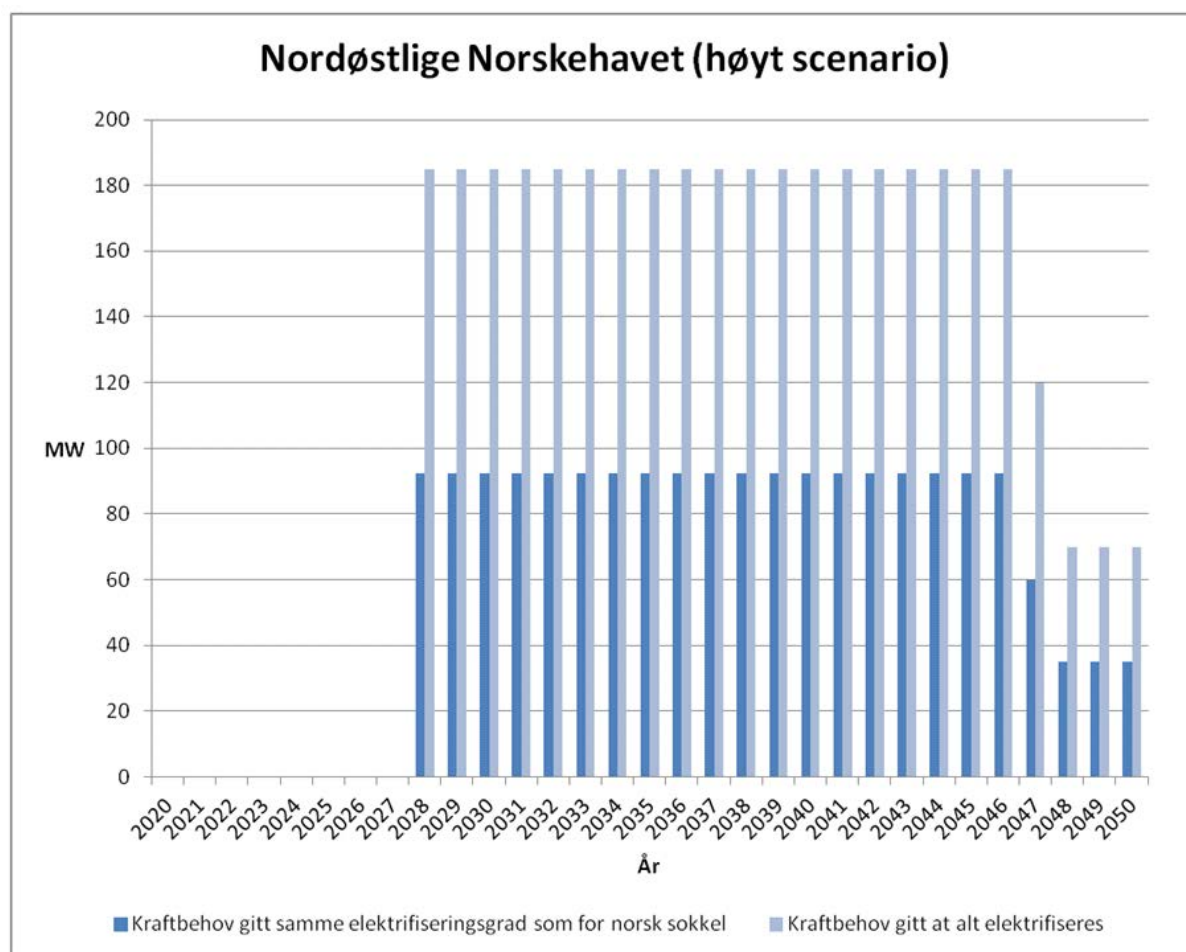


Figur 6 – Utbyggingsløsning ved høyt aktivitetsnivå^[19]

Figur 6 viser på kart områdene Nordland IV-VII og Troms II, samt foreslått utbyggingsløsning for de felt som finnes i ODs høye utviklingsbilde for nordøstlige deler av Norskehavet. Til sammen er det snakk om funn av 270 millioner Sm³ olje og 130 milliarder Sm³ gass. I aktivitetsbildet er det forutsatt utvinning i fra 2025. Detaljer for områdene er gjengitt i tabell 1.

Område	Type	Sm3	Startår
Nordland IV	Olje	15 mill	2025
Nordland V	Olje	15 mill	2025
Nordland VI	Gass	63 mrd	2028
Nordland VI	Olje	110 mill	2028
Nordland VII + Troms II	Gass	67 mrd	2028
Nordland VII + Troms II	Olje	130 mill	2028

Tabell 1 - Oversikt over funn i scenario med høy aktivitet^[2]



Figur 7 – Maksimalt effektuttak i høyt aktivitetsbilde^[19]

Figur 7 viser mulig behov for elektrisitet petroleumsvirksomhet som vist i figur 6 kan kreve. De blågrå søylene viser kraftbehovet som må dekkes fra land hvis hele forbruket blir elektrifisert. De mørkeblå søylene viser kraftbehovet dersom halvparten av forbruket på installasjonene dekkes av kraft fra land.

Hvis installasjonene helelektrifiseres med kraft fra land vil kraftbehovet maksimalt være 185 MW i den aktuelle perioden. NVE har videre valgt å se på forsyning av dette behovet fra ett punkt i nettet, og fordelt på forsyning fra de to områdene markert med stiplet rød strek i figur 6. Hvis kraftbehovet deles mellom områdene Lofoten/Vesterålen/Troms og Midtre Nordland vil kraftbehovet som må dekkes være om lag 90-100 MW for hvert av de to områdene.

En deelektrifisering med 50 % elektrifiseringsgrad vil maksimalt nytt effektforbruk være 92,5 MW som skal forsynes fra kraftsystemet på land. Også her vil man se på en situasjon der hele behovet forsynes fra ett punkt, og en situasjon der kraftbehovet fordeles på de to områdene som er vist i figur 6. En deling på områdene vil kreve forsyning av 45-50 MW fra hvert område.

3.2 Beskrivelse av ODs ”Lavt aktivitetsnivå”

I lavt aktivitetsbilde har OD skissert mulig utbyggingsløsning som vist i figur 8. Til sammen er det snakk om funn av 30 millioner Sm³ olje og 20 milliarder Sm³ gass. I aktivitetsbildet er det forutsatt utvinning fra 2028. Detaljer for områdene er gjengitt i tabell 2.

Område	Type	Sm ³	Startår
Nordland VI	Olje	30 mill	2028
Troms II	Gass	20 mrd	2031

Tabell 2 - Oversikt over funn i scenario med lav aktivitet^[2]

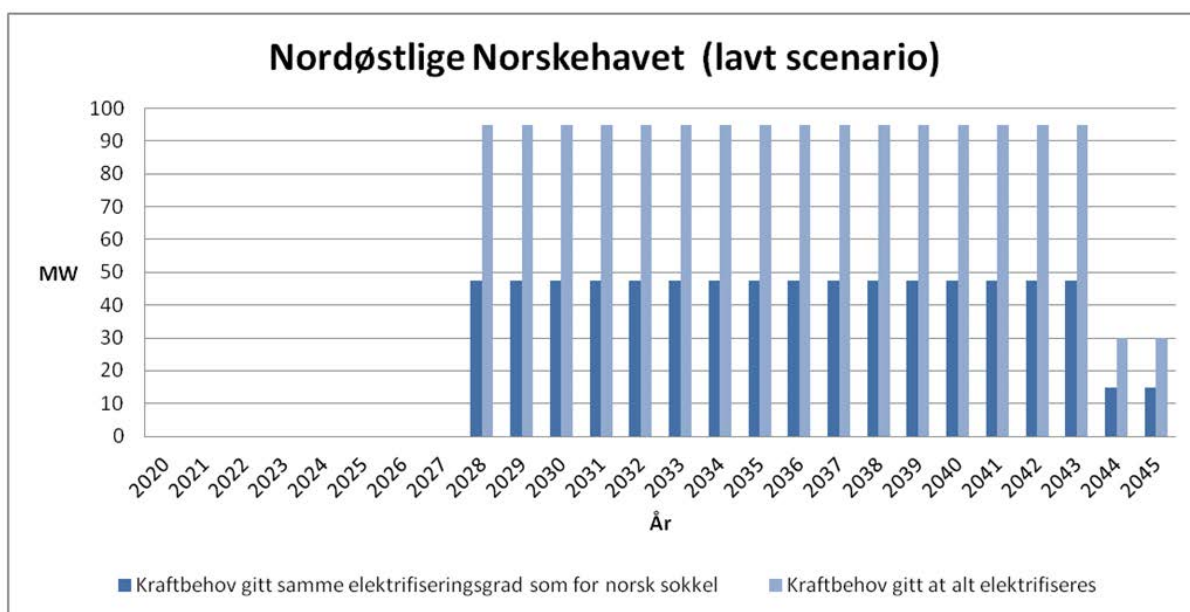


Figur 8 - Utbyggingsløsning ved lavt aktivitetsnivå^[19]

Figur 9 viser behov for elektrisitet en utbyggingsløsning som vist i figur 8 kan kreve. De blågrå søylene viser kraftbehovet som må dekkes fra land hvis hele forbruket blir elektrifisert. De mørkeblå søylene viser kraftbehovet dersom halvparten av elektrisitetsforbruket på installasjonene dekkes av kraft fra land.

Hvis installasjonene helelektrifiseres med kraft fra land vil effektbehovet maksimalt være 95 MW i den aktuelle perioden. NVE har videre valgt å se på forsyning av dette behovet fra ett punkt i nettet, og fordelt på forsyning fra de to områdene markert med stiplet rød strek i figur 6. Hvis forbruket fordeles jevnt mellom områdene Lofoten/Vesterålen/Troms og Midtre Nordland, vil et forbruk på 45-50 MW forsynes fra hvert område.

En deelektrifisering vil gi et nytt forbruk på 47,5 MW hvis alt skal forsynes fra ett punkt. Deles forbruket på de to områdene, vil nettet i områdene Lofoten/Vesterålen/Troms og Midtre Nordland måtte forsyne 22-25 MW nytt forbruk hver.



Figur 9 – Maksimalt effektuttak i lavt aktivitetsbilde^[19]

4 Vurdering av tilknytningspunkter og eventuelle tiltak i nettet

Det aktuelle tilkoblingspunktet og hvilke eventuelle netttiltak som er mest hensiktsmessig betinges av en rekke forhold:

- Lastens størrelse
- Annet større forbruk
- Nettutbyggingskostnader onshore og offshore
- N-1 som krav eller mulighet for belastningsfrakobling

Det antas i betraktningene nedenfor at de planlagte tiltakene som er skissert i kapittel 2 er ferdigstilt før petroleumslasten fra ODs scenarioer skal kobles til. Ofoten-Balsfjord-Hammerfest, netttilknytningen til nye vindkraftverk på Kvaløya og økt transformatorkapasitet i Svartisen og Salten transformatorstasjoner er de tiltak som er viktigst i denne sammenheng.

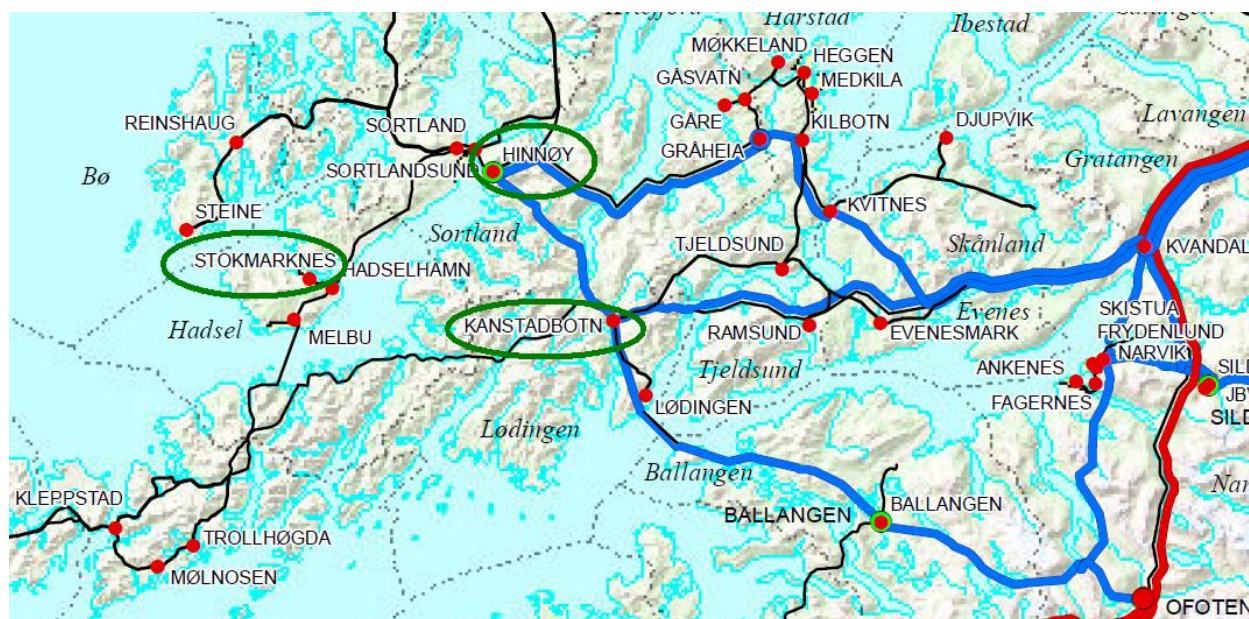
NVE har ikke sett på en petroleumrelatert last, eller ringvirkninger av denne, utover den størrelsesorden OD har skissert. Virkningene av mulig økt petroleumslast i Barentshavet slik som vurdert i NVEs rapport "Oppdrag om vurdering av kraftforsyning i Øst-Finnmark" er ikke tatt hensyn til i denne rapporten.

4.1 "Høyt aktivitetsnivå" – helelektrifisering

Utbygningene i høyt aktivitetsnivå gir en samlet belastning på kraftsystemet på 185 MW. OD har ikke spesifisert elektrisitetsforbruk for hver utbygging. Det er derfor valgt å gjøre de videre analysene på to måter. Først analyseres mulige utfordringer gitt at denne lasten kommer i ett punkt i kraftsystemet. Deretter analyseres en løsning der kraftbehovet fordeles likt mellom Lofoten/Vesterålen/Troms og Midtre Nordland.

4.1.1 Lofoten, Vesterålen og Troms

Skal hele effektbehovet på 185 MW tilknyttes nettet i Lofoten, Vesterålen eller Troms vil en få behov for netttiltak utover de planer som er beskrevet i kapittel 2. En felles tilknytning av petroleumsinstallasjoner i Nordland VII og Troms II vil grunnet geografisk nærhet være aktuell å knytte mot nettet i Lofoten eller Vesterålen.



Figur 10 - Aktuelle tilknytningspunkter i Lofoten og Vesterålen

De mest aktuelle punktene for tilknytning ligger i det Statnett-eide 132 kV-sentralnettet som går ut i Lofoten via punktene Kanstadbott, Hinnøy og Sortland. I første omgang ser det ut til at en oppgradering av linjen fra Kanstadbott inn mot 420 kV-punktet Kvandal vil være tilstrekkelig hvis det aksepteres utstrakt bruk av belastningsfrakobling i feilsituasjoner. Hvis N-1-kriteriet skal opprettholdes, må enten Hinnøy- Kvandal eller Kanstadbott-Ofoten oppgraderes i tillegg til Kanstadbott-Kvandal.

En tilknytning til østlige deler av Lofoten og Vesterålen vil være mest hensiktsmessig med tanke på at det krever mindre opprusting av det forventede nettet i 2025. En tilknytning i vest, mot for eksempel Stokmarknes slik det beskrives i den lokale kraftsystemutredningen^[13], vil kreve et større inngrep i nettet for å kunne koble forbruket til sentralnettet i innlandet.

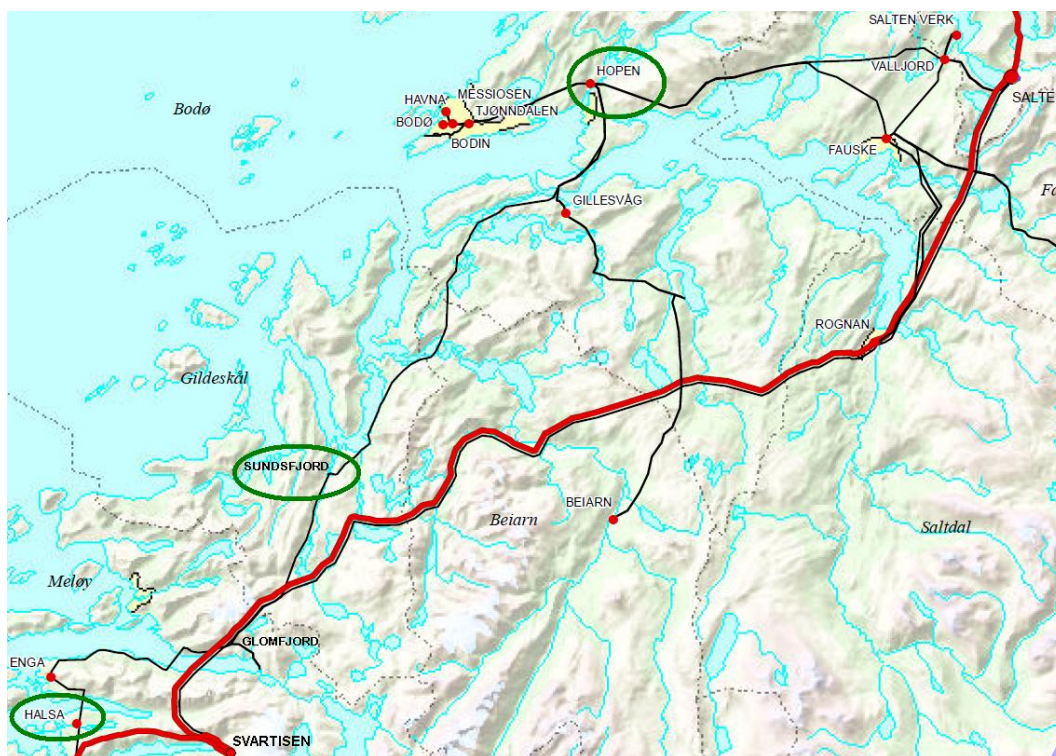
En annen fordeling av scenarioets forbruk kan være at om lag halvparten av behovet vil måtte forsynes fra Lofoten og Vesterålen. Denne fordelingen er basert på mengden olje- og gass som finnes og utvinnes årlig, som beskrevet i ODs scenarioer og i tabell 1 i forrige kapittel^[2]. Forutsatt at 90-100 MW av kraftbehovet på 185 MW tilknyttes regionen, vil situasjonen være omtrent den samme som beskrevet for 185 MW last. Nettet som planlegges i Lofoten og Vesterålen frem mot 2025 vil ikke ha kapasitet til å ta imot nytt forbruk i denne størrelsesorden. Det vil derfor være behov for opprusting av nettet mellom tilknytningspunktet og Ofoten og/eller Kvandal for å sikre en forsvarlig forsyning.

Uansett hvor i regionen dette nye petroleumsforbruket blir plassert vil man øke det prognoserte effektunderskuddet for 2025 i ytre strøk av regionen ytterligere. Dette betyr at man er sterkt avhengig av økt nettkapasitet både under normal drift og ved feilsituasjoner.

4.1.2 Midtre Nordland

Skal hele kraftbehovet på 185 MW forsynes fra ett punkt i Midtre Nordland vil det effekt- og energimessig ikke by på problemer grunnet høyt overskudd i regionen. Allikevel kan det oppstå behov for belastningsfrakobling i perioder med feil i nettet, avhengig av hvor mye lokal kraftproduksjon som er tilgjengelig i feilsituasjonen. En punktlast i Midtre Nordland som forsyner hele scenarioet med kraft anses som lite sannsynlig grunnet avstanden fra Salten til områdene Nordland VII og Troms II.

De punktene som er mest aktuelle for tilknytning av petroleumsrelatert forbruk i Nordland IV til VI er Hopen, Sundsfjord og Halså ettersom disse punktene ligger tosidig forsynt fra sentralnettet gitt at Halså-Svartisen bygges. Punktene er vist i figur 11.



Figur 11 - Aktuelle tilknytningspunkter i Midtre Nordland

En annen mulig fordeling av effektbehovet på 185 MW er at om lag halvparten må hentes fra Midtre Nordland. 90-100 MW i ett punkt i regionalnettet i Salten vil trolig være uproblematisk både i normal drift og under feilsituasjoner i nettet.

De to mindre funnene i Nordland IV og Nordland V vil også tilknyttes nett med mye lokal produksjon. Disse funnene vil kun utgjøre en liten andel av det totale effektbehovet på 185 MW, og vil således ikke være problematisk å tilknytte eksisterende nett.

I begge tilfeller vil kraftsystemet i Salten fortsatt ha en positiv effekt- og energibalanse, og har dermed ikke behov for ytterligere nettkapasitet mot sentralnettet.

4.2 "Høyt aktivitetsnivå" – delelektrifisering

Ved en delelektrifisering legges det opp til et samlet kraftbehov på 92,5 MW fordelt på funn i områdene Nordland IV-VII og Troms II.

4.2.1 Lofoten, Vesterålen og Troms

Som beskrevet i kapittel 4.1.1 vil en last i størrelsesorden 90-100 MW i Lofoten og Vesterålen kreve forsterkninger av eksisterende nett for å kunne realiseres. Det vil derfor være behov for opprusting av nettet mellom tilknytningspunktet og Ofoten og/eller Kvandal for å sikre en forsvarlig forsyning.

Hvis lasten fordeles mellom Lofoten/Vesterålen/Troms og Midtre Nordland vil det være aktuelt med tilknytning av omtrent halvparten av delelektrifiseringslasten mot hvert område. Det vil si at en last på om lag 45-50 MW vil tilknyttes Lofoten og Vesterålen. En økning av lasten i området i denne

størrelsesorden vil være i grenseland for hva som kan være mulig i det prognoserte nettet for 2025 med en akseptabel forsyningssikkerhet.

4.2.2 Midtre Nordland

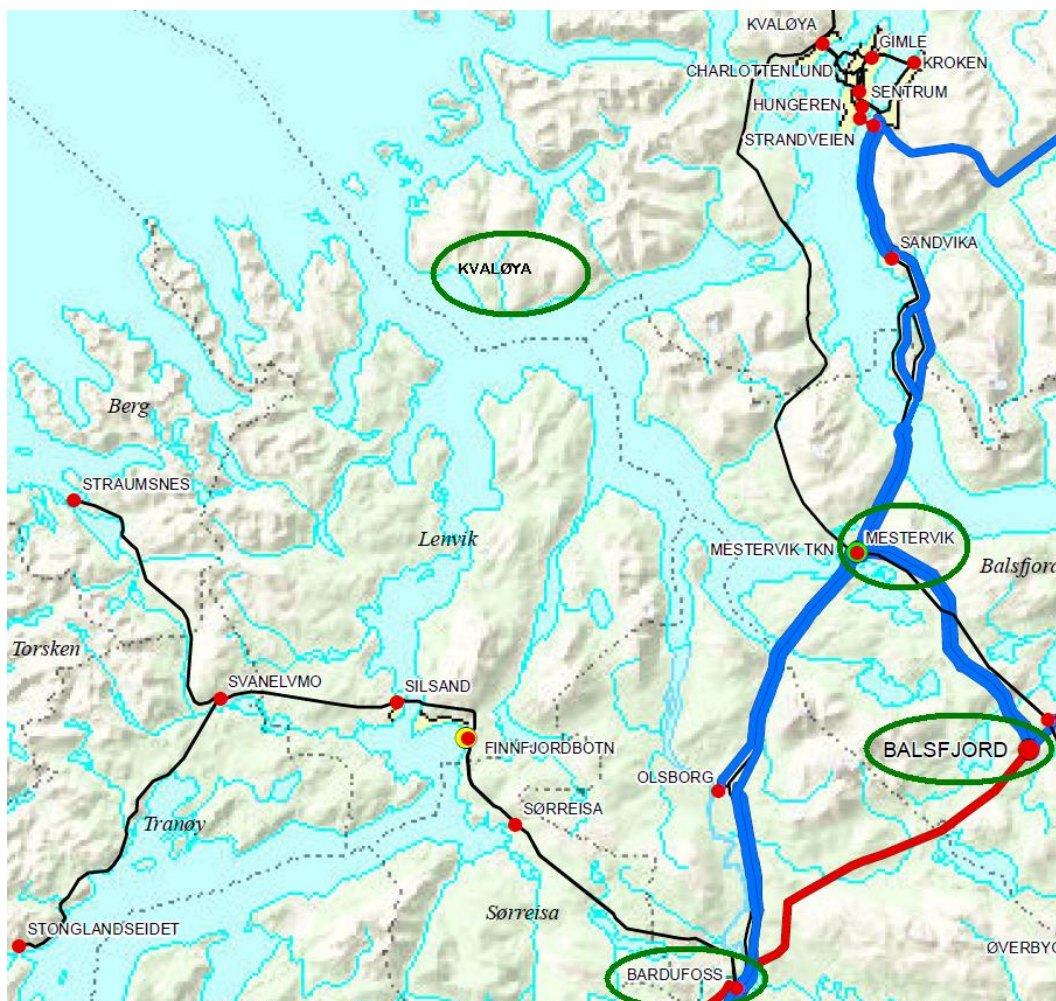
Ved en deelektrifisering vil det tilknyttes 92,5 MW petroleumsrelatert last til nettet i Nordland og Troms etter 2025. En tilknytning av hele denne lasten mot nettet i Salten er trolig uproblematisk. I størrelsesorden er dette ganske likt med vurderingene gjort i kapittel 4.1.2.

Dersom en antar at lasten fordeles på områdene Nordland VI og Troms II blir lasten mot Salten på 45-50 MW anslagsvis, noe som heller ikke vil skape større utfordringer i det forventede nettet i 2025.

4.3 "Lavt aktivitetsnivå" – heelektrifisering

4.3.1 Lofoten, Vesterålen og Troms

En heelektrifisering i lavt aktivitetsnivå vil tilsvare deelektrifiseringen i høyt aktivitetsnivå når det kommer til laststørrelse i MW, som beskrevet i kapittel 4.2.1. Forskjellen er at det her kun er funn i Troms II og Nordland VI, noe som vil si at Lofoten ikke lenger er like aktuell for tilknytning.



Figur 12 - Aktuelle tilknytningspunkter i Troms

For funnet i Troms II er det mest naturlig med en tilkobling til regional- eller sentralnett sørvest for Tromsø for last opp mot 95 MW, som vist i figur 12. Eksisterende regionalnett vil ikke ha kapasitet til

en slik last, slik at det enten er nødvendig med tilknytning til sentralnettet eller til regionalnettet som vil måtte bygges i forbindelse med vindkraftplanene på Kvaløya.

Kvaløya ligger som nevnt i kapittel 2.1 nærmest petroleumsfeltene i scenarioet. Her er det gitt konsesjon til to større vindkraftparker, og vil med det kunne bli velegnet som utgangspunkt for elektrifisering. Dette kommer an på nettilknytningen til vindkraftverkene, og om denne vil bli tosidig.

Videre er også Mestervik et aktuelt punkt i eksisterende nett. Dette punktet er flersidig forsynt, ligger i kort avstand til 420 kV-nett og er i så måte godt egnet for elektrifisering av Troms II. Geografisk er dette litt lenger unna Troms II enn Kvaløya, men fortsatt et godt alternativ.

Lenger inn i landet ligger sentralnettpunktene Bardufoss og Balsfjord. Disse ligger et godt stykke unna Troms II, men det vil ikke oppstå større problemer ved tilknytning av last i denne størrelsesorden.

Disse vurderingene gjelder uansett om det er snakk om hele lasten på 95 MW forsynes fra Lofoten, Vesterålen og Troms, eller om lasten fordeles likt på dette området og Midtre Nordland. Gitt en tosidig nettilknytning av vindparkene på Kvaløya, er en petroleumsknytning her trolig å foretrekke. Hvis ikke er Mestervik, Bardufoss eller Balsfjord i sentralnettet mest aktuelle tilknytningspunkter.

4.3.2 Midtre Nordland

De tilknytningspunkter som er aktuelle i Midtre Nordland i lavt aktivitetsnivå er de samme som er aktuelle i høyt aktivitetsnivå. Vurderingen av tilkobling av hele lasten på 92,5 MW eller halvparten på 45-50 MW blir derfor identisk som i kapittel 4.2.2.

4.4 "Lavt aktivitetsnivå" – delelektrifisering

En delelektrifisering i lavt aktivitetsnivå vil kreve maksimalt 47,5 MW. Skal lasten fordeles på funnene i Troms II og Nordland VI vil det være aktuelt med 22-25 MW til hvert av områdene i delkapitlene 4.4.1 og 4.4.2.

4.4.1 Lofoten, Vesterålen og Troms

Vurdering av tilknytningspunkter for en delelektrifisering vil i all hovedsak innebære de samme punktene som er aktuelle for full elektrifisering. Oppgraderingen av nettet som forventes i forbindelse med de to konsesjonsgitte vindkraftverkene på Kvaløya vil trolig gjøre Kvaløya til den beste muligheten for tilknytning av petroleumskonsum opp mot regionalnettet. Blir ikke utviklingen på Kvaløya som forutsatt vil det være aktuelt å tilknytte forbruket mot sentralnettet i Mestervik.

Hvis et forbruk på 22-25 MW viser seg mest aktuelt vil det trolig være tilstrekkelig å knytte seg til eksisterende regionalnett på østsiden av Kvaløya uavhengig av vindkraftplanene. Det er imidlertid ikke gjort detaljerte nettstudier som bekrefter dette.

4.4.2 Midtre Nordland

Økt last på mindre enn 50 MW skal ikke være problematisk å implementere i dagens regionalnett i Midtre Nordland, jamfør kapittel 4.2.2 og 4.3.2.

5 Forslag til videre arbeid

Det finnes ikke i dag analyser som ser helhetlig på regional- og sentralnettet i forhold til økt petroleumsrelatert elektrisitetsforbruk i Nord-Norge. Sett i lys av størrelsesordenen på mulig nytt elektrisitetsforbruk knyttet til ODs scenarioer for petroleumsutbygginger vil det være naturlig å vurdere regionalnettstilknytning opp mot sentralnettstilknytning der det er mulig. Tekniske og økonomiske analyser av aktuelle tilknytningspunkter på begge nettnivå vil være en naturlig forlengelse av arbeidet hvis forbruket spesifiseres mer detaljert.

I denne rapporten er kun konkrete planer for ny kraftproduksjon tatt i betraktning og det er i vurderinger knyttet til effektbalansen kun tatt hensyn til tilgjengelig vintereffekt fra regulerbar vannkraftproduksjon. Dette er en veldig konservativ betraktning av ny tilgjengelig effekt som følge av ny produksjon. Det er identifisert et potensial for økt effektkapasitet i Nord-Norge når det kommer til oppgradering av eksisterende magasinkraftverk, både ved ren oppgradering og ved installering av pumpefunksjonalitet. I tillegg kan en forvente et minstebidrag høyere enn null fra uregulert kraftproduksjon i makslasttiden. Vindkraftverk spredd utover regionen kan gi et slikt bidrag ved at vindforhold over større områder vanligvis vil variere. En potensialkartlegging av mulig tilgjengelig vintereffekt ville være av verdi hvis en skal vurdere alternative tiltak til nettutbygging.

Sammenliknet med planer for elektrisitetsforbruk knyttet til petroleumsnæringen i Hammerfest er nytt forbruk i ODs scenarioer relativt beskjedent. Hvis det ved en senere anledning vil være nødvendig å oppjustere scenarioenes forbrukstall betydelig vil ikke nødvendigvis konklusjonene i denne rapporten være gyldige.

I denne rapporten omhandles heller ikke konsekvensene av økt forbruk knyttet til petroleumsvirksomhet både i Norskehavet og i Barentshavet samtidig. Høy elektrifiseringsgrad av nye petroleumsinstallasjoner både i Norskehavet og i Barentshavet vil kunne føre til behov for ytterligere nettforsterkninger enn det som er konklusjonene når dette behandles hver for seg.

6 Referanser

- [1] "Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten", Meld. St. nr. 10 (2010-2011), Miljøverndepartementet, 11.3.2011
- [2] "Aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige norskehavet", OD, 15.6.2012
- [3] "Om tilknytning av ny petroleumsvirksomhet i Nord-Norge til kraftsystemet", Statnett, 21.8.2012
- [4] "Nettutviklingsplan 2011", Statnett, november 2011
- [5] Statnetts prosjekthjemmeside Ofoten-Balsfjord, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Ofoten---Balsfjord/>
- [6] Statnetts prosjekthjemmeside Balsfjord-Hammerfest, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Balsfjord---Hammerfest/>
- [7] NVEs oversikt over behandlingen av Balsfjord-Hammerfest, sist besøkt 30.8.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Nett/?soknad=1266&type=51>
- [8] "Systembegrunnelse konsesjonssøknad Ofoten-Balsfjord", Statnett, 26.2.2010
- [9] "Kraftsystemutredning for Troms 2012-2021 – hovedrapport", Troms Kraft Nett, juni 2012
- [10] NVEs oversikt over behandlingen av Kvittfjell vindkraftverk, sist besøkt 7.9.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/?soknad=882&type=56>
- [11] NVEs oversikt over behandlingen av Raudfjell vindkraftverk, sist besøkt 7.9.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/?soknad=1197&type=56>
- [12] "Norsk Miljøkraft Raudfjell AS – Raudfjell vindkraftverk. Sammenfatting av høringsuttalelser og bakgrunn for vedtak", NVE, 200701246-88, juni.2012, <http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/200701246-88-1050387.PDF>
- [13] "Kraftsystemutredning 2012-2021 Nordre Nordland og Sør-Troms", Hålogaland Kraft, mai 2012
- [14] NVEs oversikt over behandlingen av Andmyran vindkraftverk, sist besøkt 7.9.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/?soknad=1412&type=56>
- [15] "Kraftsystemutredning 2012-2021 Midtre Nordland – hovedrapport", Nordlandsnett, mai 2012
- [16] NVEs oversikt over behandlingen av Svartisen-Halsa, sist besøkt 7.9.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Nett/?soknad=2171&type=51>
- [17] NVEs oversikt over behandlingen av Salten transformatorstasjon, sist besøkt 7.9.2012, <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Nett/?soknad=2211&type=51>
- [18] Lappland kraftverk, MuskenSenter AS, sist besøkt 7.9.2012, http://muskensenter.no/tmpuyhak3_no/vannkraftprosjekter_1/lappland_1/
- [19] Tilleggsinformasjon fra OD vedrørende effektbehov i ulike scenarier

