Spenningsoppgradering fra 50 kV til 132 kV Vagle – Opstad («Jærnettprosjektet»)

Melding med forslag til utredningsprogram

Lyse Elnett AS

Juni 2016

1. Innledning 6

1.1 Presentasjon av tiltakshaver 7

1.2 Formål og innhold 7

1.3 Konsekvensutredningsprosessen 7

1.4 Gjennomførte forarbeider 8

1.5 Tidsplan 9

1.6 Kostnader 10

1.7 Nødvendige søknader og tillatelser 10

1.8 Ønsker du mer informasjon? 11

2. Bakgrunn og begrunnelse for tiltaket 12

2.1 Hvorfor er sikker strømforsyning viktig? 13

2.2 Befolkningsutvikling på Sør-Jæren 14

2.2.1 Historisk utvikling i kraftforbruk 14

2.2.2 Forventet forbruksøkning 16

2.3 Tilstanden i dagens strømnett 17

2.3.1 Forsyningssikkerhet i henhold til kriteriet om N-1 17

2.4 Hvordan sikre Sør-Jæren en tilfredsstillende forsyningssikkerhet? 18

2.4.1 Lokal kraftproduksjon 18

2.4.2 Redusert forbruk – energieffektivisering 19

2.4.3 Økt kapasitet i strømnettet 19

3. Vurderte systemløsninger 21

3.1 Vurderte løsninger 21

3.1.1 0-Alternativet: Reinvesteringer i eksisterende 50 kV nett med samme struktur som i dag 21

3.1.2 Konsept 1: Ombygging til 132 kV fra Stokkeland til Opstad med dagens antall stasjoner 22

3.1.3 Konsept 2: Ombygging til 132 kV fra Stokkeland til Opstad med nedleggelse av Kleppemarka og Holen transformatorstasjon 22

3.1.4 Konsept 3: Ombygging til 132 kV fra Stokkeland til Opstad med nedleggelse av Kleppemarka, Tu og Nærbø transformatorstasjon 22

3.2 Oppsummering 22

4. Beskrivelse av tiltaket 25

4.1 Avgrensing av prosjektet 25

4.2 Krav til tiltak i regionalnettet 27

4.2.1 Plasseringskriterier nye transformatorstasjoner 27

4.2.2 Plasseringskriterier nye forbindelser 28

4.2.3 Lokaliseringsvalg for nye transformatorstasjoner og ledningsforbindelser 28

4.3 Nye transformatorstasjoner 29

4.3.1 Utforming 29
4.3.2 Vagle transformatorstasjon 31
4.3.3 Ny transformatorstasjon Hatteland 31
4.3.4 Ny transformatorstasjon Kleppemarka 32
4.3.5 Ny transformatorstasjon Tjøtta 33
4.3.6 Ny transformatorstasjon Håland 34
4.3.7 Ny transformatorstasjon Nærbø 35
4.3.8 Ny transformatorstasjon Opstad 36
4.3.9 Ny transformatorstasjon Holen 36
4.3.10 Ny transformatorstasjon Kalberg 37
4.4 Nye forbindelser mellom transformatorstasjonene 37
4.4.1 Utforming 39
4.4.2 Trasealternativer Vagle – Hatteland 42
4.4.3 Trasealternativer Hatteland – Kleppemarka 43
4.4.4 Trasealternativer Hatteland – Tjøtta 44
4.4.5 Trasealternativer Tjøtta – Håland 45
4.4.6 Trasealternativer Vagle– Kalberg 46
4.4.7 Trasealternativer Kalberg – Holen 48
4.4.8 Trasealternativer Holen – Håland 49
4.4.9 Trasealternativer Håland – Nærbø 50
4.4.10 Trasealternativer Nærbø – Opstad 52
4.4.11 Trasealternativer Holen – Opstad 54
4.5 Installasjon, drift og vedlikehold 57
4.5.1 Regionalnettstasjoner 57
4.5.2 Luftlinjer 57
4.5.3 Jordkabel 57
4.6 Riving 58
5. Miljøvirkninger av anleggene 59
5.1 Landskap og opplevelsesverdi 59
5.2 Naturvern, naturmiljø og biologisk mangfold 60
5.3 Kulturminner og kulturmiljø 62
5.4 Friluftsliv, reiseliv og turisme 62
5.5 Jord- og skogbruk 63
5.6 Elektromagnetiske felt (EMF) og helse 63
5.7 Støy 64
5.8 Flytrafikk og luftfartshinder 65
5.9 Forsvarsinteresser 65
5.10 Øvrig infrastruktur 65

6. Forholdet til andre offentlige og private arealbruksplaner 66

6.1 Verneplaner 66

6.2 Kommunale planer 66

6.3 Regionale og private planer 67

7. Avbøtende tiltak 68

7.1 Kamuflasje 68

7.2 Merking 68

7.3 Vegetasjonsbehandling 68

8. Forslag til utredningsprogram 69

Forord

Et økende effektuttak på Sør- Jæren sammen med behov for reinvesteringer i eksisterende nett som følge av alder, medfører at det er behov for å gjennomføre tiltak for å sikre fremtidig strømforsyning og forsyningssikkerhet til området. Det er vurdert ulike mulige tiltak, og det er konkludert med at det er behov for å gjennomføre en spenningsoppgradering fra 50 kV til 132 kV i Jærnettet. Dette vil sikre forsyningen til området frem mot minimum 2060. En slik spenningsoppgradering kan ikke gjennomføres med gjenbruk av eksisterende infrastruktur, og planene omfatter bygging av nye transformatorstasjoner og nye forbindelser mellom disse.

Lyse Elnett AS fremlegger med dette melding med forslag til utredningsprogram i henhold til plan- og bygningslovens § 14, jfr energilovens § 2-1, for en spenningsoppgradering fra 50 kV til 132 kV i eksisterende regionalnett mellom Vagle i Sandnes kommune og Opstad i Hå kommune. Tiltaket vil berøre kommunene Sandnes, Klepp, Time og Hå i Rogaland fylke.

Meldingen oversendes Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som vil forestå videre behandling i saken. NVE vil sende saken ut på offentlig høring. Høringsuttalelser til meldingen sendes:

Norges vassdrags- og energidirektorat, P.b. 5091 Majorstuen, 0301 Oslo
eller på e-post: nve@nve.no

Saksbehandler hos NVE vil være Lisa Vedeld Hammer (liha@nve.no).

Har du spørsmål eller synspunkter til planene eller prosjektet, så ta gjerne kontakt med:

Grunneierkontakt			
Åge Emanuel Rovik	51 90 88 79	97 63 39 09	ageemanuel.rovik@lyse.no
Prosjektleder			
Beate Rønneberg	51 90 87 84	93 48 87 84	beate.ronneberg@lyse.no
Myndighetskontakt			
Asbjørn Folvik		47 50 90 62	asbjorn.folvik@lyse.no

Nærmere informasjon om prosjektet og Lyse Elnett AS finnes på internettadressen: http://www.lysenett.no/stromjaren

Sandnes, juli 2016

Torbjørn Johnsen
Adm. Dir.
Lyse Elnett AS

1. INNLEDNING

En sterk befolkningsvekst har gitt et økt energi- og effektforbruk i Sør-Rogaland og på Jæren. Sammen med et aldrende eksisterende strømnett, gjør dette at Lyse Elnett i 2014 startet et arbeid med å vurdere hvordan framtidens strømnett på Sør- Jæren skal struktureres og fornyes. Hovedmål med prosjektet er å sikre forsyningssikkerheten for befolkningen i området i kommende tiår.

Dagens Jærnett er en betegnelse på regionalnettet mellom Stokkeland transformatorstasjon i Sandnes og Kjelland transformatorstasjon i Eigersund. Dette strømnettet forsyner kunder hovedsakelig i kommunene Klepp, Time og Hå, og består i dag av 14 stk. transformatorstasjoner og ca. 85 km luftlinje og jordkabel med et spenningsnivå på 50 kV.

I kommunene Hå, Klepp og Time har det vært en økning i antall innbyggere fra ca. 26 500 i 1970 til ca. 56 000 innbyggere i dag. Denne utviklingen er ventet å fortsette, og prognosene viser at folketallet i 2040 forventes å være om lag 80 000 innbyggere. En slik befolkningsvekst merkes allerede i dag i et strømnett som i begrenset grad er fornyet i takt med befolkningsøkningen. Prognosene for videre vekst medfører at det nå er nødvendig med tiltak for å øke kapasiteten dersom forsyningssikkerheten til befolkning og næringsliv også i framtiden skal kunne opprettholdes på et tilfredsstillende nivå.

For 30 år siden var effektforbruket i Hå, Klepp og Time kommuner rundt 100 MW, mens maksimalverdien vinteren 2015/2016 ble målt til ca. 213 MW. Forbruket forventes i følge prognosene å øke til mellom 400 og 500 MW i 2060. Dersom det ikke gjennomføres tiltak vil en slik vekst gradvis svekke forsyningssikkerheten i årene fremover, fordi eksisterende strømnett ikke har kapasitet til å håndtere en slik vekst.

Samtidig nærmer mange komponenter i strømnettet seg utgangen av sin tekniske levetid. Utbyggingen av eksisterende strømnett ble i all hovedsak gjort i perioden fra 1960-1980. Gjennom god drift og et godt vedlikehold er levetiden på en rekke komponenter forlenget, men kombinasjonen aldrende strømnett og økende forbruk medfører i stadig større grad utfordringer bl.a med å kunne ta utstyr ut av drift for vedlikehold.

Driftssikkerheten, dvs. kraftsystemets evne til å tåle uforutsette hendelser (bla.utfall av anleggsdeler), forutsetter at det finnes tilstrekkelig reserve både i stasjoner og forbindelser mellom disse. Selv om Jærnettet ble bygd med en god kapasitet, så er effektøkningen som følge av befolkningsveksten nå kommet dit at videre vekst vil svekke forsyningssikkerheten vesentlig.

På Sør-Jæren er det små muligheter for å øke den lokale produksjonen for å møte kommende forbruksvekst. Det er heller ikke sannsynlig at tiltak innen energiøkonomisering eller omlegging av energisystemet tidsnok skal kunne forbedre kapasiteten i nettet. Sør-Jæren vil således være helt avhengig av en oppgradert infrastruktur for å sikre en pålitelig strømforsyning i de kommende årene.

Behovet for en videre utvikling og forsterkning av Jærnettet er nærmere dokumentert i Lyse Elnett AS (2014): *Behovsrapport: På vei mot framtidens Jærnett*.

1.1 PRESENTASJON AV TILTAKSHAVER

Tiltakshaver vil være Lyse Elnett AS (org nr. 980 038 408). Lyse Elnett AS er et selvstendig selskap i Lyse-konsernet, hvor 100 % av aksjene eies av Lyse AS. Lyse AS eies av 16 kommuner i Sør-Rogaland.

Virksomheten i Lyse Elnett AS er en monopolbasert tjeneste, og er derfor underlagt særskilt myndighetskontroll av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Selskapet har forretningsadresse i Sandnes kommune og ledes av administrerende direktør Torbjørn Johnsen. Lyse Elnett AS har ansvaret for koordinering av kraftsystemplanleggingen i Sør-Rogaland.

Selskapet har ca. 300 medarbeidere, 140.000 nettkunder og eier og drifter store deler av regionalnettet i Sør-Rogaland.

1.2 FORMÅL OG INNHOLD

Formålet med foreliggende melding med forslag til utredningsprogram er å gjøre kjent at Lyse Elnett har startet planlegging av en spenningsoppgradering fra 50 kV til 132 kV i eksisterende regionalnett mellom Vagle og Opstad («Jærnettprosjektet»).

Videre er meldingen del av konsekvensutredningsprosessen, som er en integrert del av planleggingen knyttet til større utbyggingsprosjekt. Prosessen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Foreliggende melding inneholder en beskrivelse av:

- Bakgrunn for utbyggingsplanene, tillatelsesprosess og lovgrunnlag
- Forslag til utbyggingsplaner
- Miljø- og samfunnsinteresser som vil kunne bli berørt
- Mulige avbøtende tiltak
- Forslag til utredningsprogram

1.3 KONSEKVENSUTREDNINGSPROSESSEN

Forskrift om konsekvensutredninger for tiltak etter sektorlover, jfr. Plan- og bygningsloven kap. 14, fastslår at visse typer tiltak som er angitt i vedlegg I til forskriften alltid skal meldes og konsekvensutredes. En spenningsoppgradering av Jærnettet fra 50 kV til 132 kV omfattes av forskriftens vedlegg 1 pkt. 14 (*«Kraftledninger og jord- og sjøkabler med spenning 132 kV eller høyere og en lengde på mer enn 15 km»*). Forskriften viser til at en konsekvensutredning skal gjennomføres på grunnlag av et fastsatt utredningsprogram.

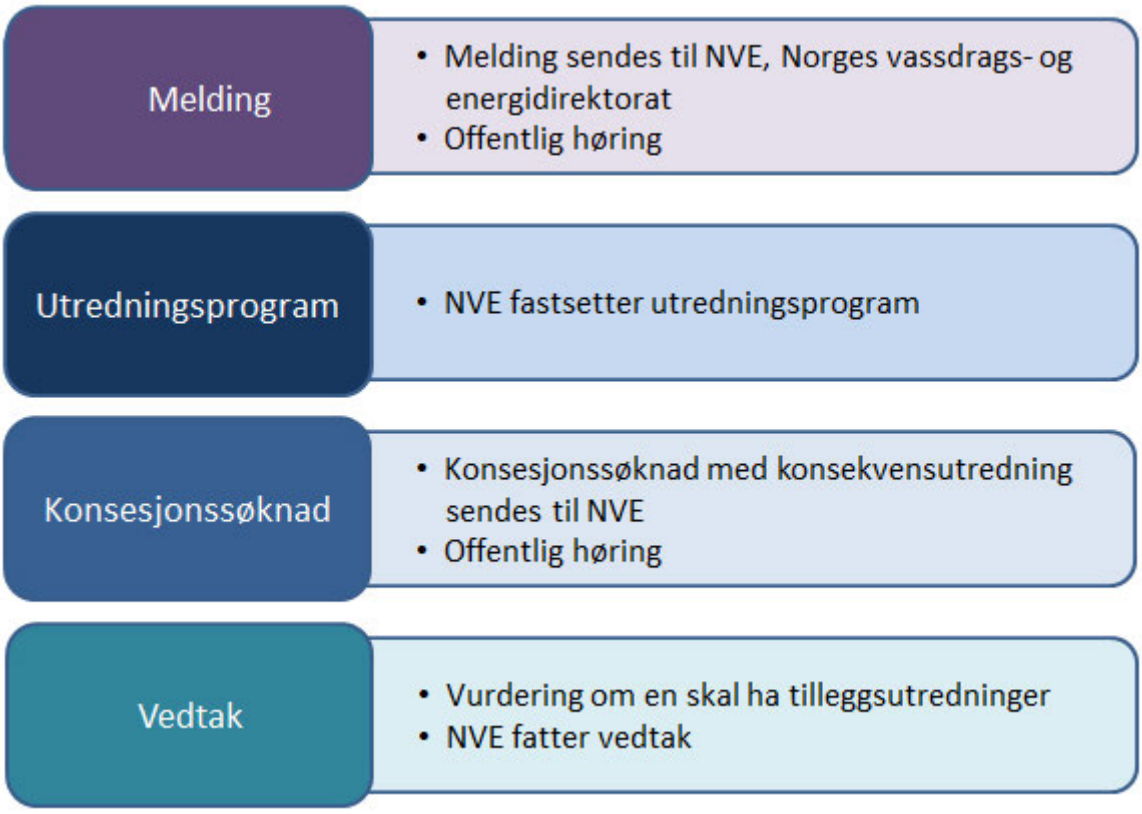
Melding med forslag til utredningsprogram skal bidra til å gi offentligheten og berørte parter informasjon om prosjektet, og samtidig sikre at det kommer inn synspunkter på planene og det foreslåtte utredningsprogrammet. Dette gjelder både valg av løsninger, plassering av anlegg og hva som bør utredes nærmere før det søkes konsesjon. Meldingen oversendes NVE som vil sende den på høring, arrangere åpne møter samt møter med berørte lokale og regionale myndigheter i den utstrekning det er behov for dette. Uttalelsene skal bidra til

NVEs fastsetting av et utredningsprogram, og ellers gi et best mulig grunnlag for det videre arbeidet frem mot en konsesjonssøknad.

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil Lyse Elnett utarbeide selve konsekvensutredningen som en del av søknad om anleggskonsesjon etter energilovens § 2-1. Konsesjonssøknad med tilhørende konsekvensutredning vil også sendes på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner samt kunngjøres lokalt.

Lyse Elnett vil erstatte det varige økonomiske tapet som berørte eiendommer påføres som følge av bygging og drift av tiltaket, og tar sikte på å løse dette gjennom minnelige avtaler med berørte grunneiere og rettighetshavere. Det blir normalt også søkt om ekspropriasjonstillatelse (rett til å ta i bruk eller kjøpe et areal selv om grunneier eller rettighetshaver ikke er enig) etter oreigningsloven og forhåndstiltredelse (rett til å ta i bruk et areal eller starte anleggsarbeidet før eventuelt ekspropriasjonsskjønn er avholdt), samtidig med søknad om konsesjon. Grunneiere og rettighetshavere som blir direkte berørt av de omsøkte anleggene vil få konsesjonssøknaden til uttalelse.

Figur 1.1 gir en nærmere oversikt over videre saksgang og prosess i saken.



Figur 1.1. Saksgang og videre prosess

1.4 GJENNOMFØRTE FORARBEIDER

Det er avholdt en rekke tidlige arbeids- og informasjonsmøter i løpet av 2014-16 med bla. de berørte kommunene, samt Fylkesmannen i Rogaland og Rogaland Fylkeskommune for å få tidlige innspill på de skisserte løsningene.

Det har videre vært en rekke arbeidsmøter med distribusjonsnettkonsesjonærene Klepp Energi (Klepp kommune) og Jæren Everk (Hå kommune) for å avklare hvilke konsekvenser ulike løsninger vil kunne ha for disse.

Det ble fremlagt et første utkast til planer for plassering av nye stasjoner og forbindelser i april 2016. Etter dette har det vært avholdt flere åpne informasjonsmøter, hvor planene ble presentert og det ble gitt anledning til å komme med innspill på løsningene. De åpne informasjonsmøtene har vært avholdt som følger:

- 23. mai - Klepp rådhus
- 24. mai - Time bibliotek, Bryne
- 26. mai - Hå rådhus
- 31. mai - Gamle Ålgårdsvei 80 (Tronsholen, Sandnes)

Det har også vært gjennomført 4 åpne kontordager, en i hver av de berørte kommunene, hvor det var anledning til å besøke prosjektet for å få nærmere informasjon om tiltaket.

I løpet av denne prosessen har det kommet gode innspill på de foreslåtte løsninger, hvorav flere av innspillene har medført justeringer av planene.

1.5 TIDSPLAN

Planlegging og utbygging av et nytt 132 kV nett mellom Vagle og Opstad er et omfattende prosjekt. Samtidig er det slik at kritikalitet er forskjellig i ulike deler av nettet. Usikkerhet omkring innmatingspunkter for 132 kV (nærmere omtalt i kap.4.1), samt et umiddelbart behov for å sikre kortsiktig kapasitet i dagens 50 kV nett, medfører at en planlegger å omsøke en trinnvis utbygging av det fremtidige Jærnettet gjennom flere konsesjonssøknader.

Det overordnede perspektivet vil i denne sammenheng ivaretas gjennom at en konsekvensutredning for den samlede utbyggingen vil følge den første konsesjonssøknaden som sendes til behandling. Videre vil denne dokumentasjonen ved behov eventuelt oppdateres ved senere konsesjonssøknader. En overordnet tidsplan for den samlede utbyggingen er vist i tabell 1.1.

Tabell 1.1. Mulig overordnet tidsplan for spenningsoppgradering Vagle – Opstad.

Fase	Aktivitet	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
I	Konsesjonssøknad linjeforbindelse Holen-Opstad m/KU	*													
	Bygging og idriftsettelse Holen-Opstad														
	Konsesjonssøknad linjeforbindelse Vagle til Holen/Håland	*													
	Bygging og idriftsettelse av linjeforbindelse Vagle til Holen/Håland														
	Konsesjonssøknad nye Holen/Håland transformatorstasjon	*													
	Bygging nye Holen/Håland transformatorstasjon														
II	Konsesjonssøke stasjoner og resterende forbindelser rundt Frøylandsvatnet		*	*	*	*	*								
	Bygging av stasjoner og resterende forbindelser rundt Frøylandsvatnet														
III	Konsesjonssøke det resterende nett mellom Vagle og Opstad				*	*	*	*	*	*					
	Bygging av resterende nett mellom Vagle og Opstad														
	Jærnettet ferdig ombygd til 132 kV														

Fremdriftsplanen tilsier at man i løpet av 2017 vil konsesjonssøke fase I av prosjektet. I hovedsak er dette tiltak for å øke kapasiteten i dagens 50 kV nett. Dette innebærer konkret å bygge en ny forbindelse mellom Holen og Opstad, en ny forbindelse mellom Vagle og Holen eller Håland enten på vestsiden eller østsiden av Frøylandsvannet samt etablere en ny stasjon i Holen eller Håland. Tiltakene er planlagt med mulig byggestart medio 2018.

Forbindelsene vil bygges for 132 kV, men driftes på 50 kV inntil 132 kV innmating er tilgjengelig.

Fase II av prosjektet vil bestå i å etablere en forbindelse mellom Vagle og Holen eller Håland enten på vestsiden eller østsiden av Frøylandsvannet (avhengig av hvilke side som er bygget ut i fase I). I tillegg planlegges å bygge stasjoner på Hatteland, Tjøtta og Kalberg.

Fase III av prosjektet innbærer å bygge resterende nett mellom Opstad og Vagle. I dette inngår etablering av nye forbindelser mellom Håland og Nærbø og fra Nærbø til Opstad, samt til og fra Kleppemarka. I tillegg vil det etableres nye stasjoner på Nærbø, Opstad og Kleppemarka. En ny transformatorstasjon på Opstad vil kunne bli realisert på et tidligere tidspunkt dersom det blir gjennomført en utbygging av Bjerkreim transformatorstasjon.

Lyse Elnett vil prioritere bygging av et nytt nett på 132 kV, slik at innmatingskapasitet vil kunne utnyttes når denne foreligger, uavhengig fra hvilken side og fra hvilket innmatingspunkt, ref. kapittel 4.1. Prioritering og rekkefølge for de ulike konsesjonssøknadene vil som en følge av dette kunne endres underveis i prosjektet.

1.6 KOSTNADER

Forventede investeringskostnader for ombygging av nettet er totalt sett anslått til om lag 1 – 1,5 mrd NOK_{2016}, avhengig av hvilke løsninger som velges. Estimatet bygger på en kalkyle der kostnadene er estimert på bakgrunn av erfaringstall, og usikkerheten antas å være +/- 30%.

1.7 NØDVENDIGE SØKNADER OG TILLATELSER

Bygging av kraftledninger og transformatorstasjoner vil kreve tillatelser og godkjenning etter en rekke lover og forskrifter, herunder:

Lov om kulturminner

Behov for registreringer av stasjonsområder samt ledningstraseer, mastepunkter, kabeltraseer, transportveier samt rigg-/vinsj-/trommelplasser vil bli avklart med kulturminnemyndighetene i fylket, slik at undersøkelsesplikten etter kulturminnelovens § 8, 9 og 14 oppfylles før anleggsstart.

Naturmangfoldloven

Ingen av de meldte trasealternativene eller stasjonsanleggene kommer i direkte konflikt med områder vernet, eller foreslått vernet, etter naturmangfoldloven. Det vil være behov for å krysse både Figgjovassdraget, Orrrevassdraget og Håelva, som alle er vernet mot kraftutbygging etter verneplan I for vassdrag (St. prp. 4, 1972-73). Riving av eksisterende 50 kV forbindelse vil kunne medføre behov for inngrep i Lonavatnet naturreservat og Sandtangen landskapsvern- og fuglefredningsområde.

Tillatelse til adkomst i og langs traseen

I planleggingsfasen gir oreigningsloven § 4 rett til atkomst for "mæling, utstikking og anna etterrøking til bruk for et påtenkt oreigningsinngrep". I tråd med loven vil man varsle grunneier og rettighetshavere før slike aktiviteter igangsettes.

Lov om motorferdsel i utmark og vassdrag § 4 første ledd bokstav e, gir Lyse Elnett tillatelse til motorferdsel i utmark i forbindelse med bygging og drift av nye forbindelser.

Kryssing av ledninger og veier

Lyse Elnett vil søke vedkommende eier eller myndighet om tillatelse til kryssing av eller nærføring med eksisterende ledninger, veier og annet i henhold til forskrifter for elektriske forsyningsanlegg § 11, der tiltaket gjør det relevant.

Luftfartshindre

Luftledninger kan være luftfartshindre og medføre fare for kollisjoner med fly og helikopter der liner henger høyt over bakken. Enkelte steder vil ledningene kunne gå så høyt over terreng at den må merkes. Dette vil bli avklart med luftfartsmyndighetene, og merking vil bli foretatt i samsvar med de krav som Luftfartstilsynet stiller.

Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, mens andre tillatelser kan vente til utbyggingsfasen.

Kraftledninger og transformatorstasjoner som konsesjonsbehandles etter energiloven er unntatt fra plankravene i plan- og bygningsloven. For disse anleggene gjelder bare plan- og bygningslovens kapittel 2 og kapittel 14.

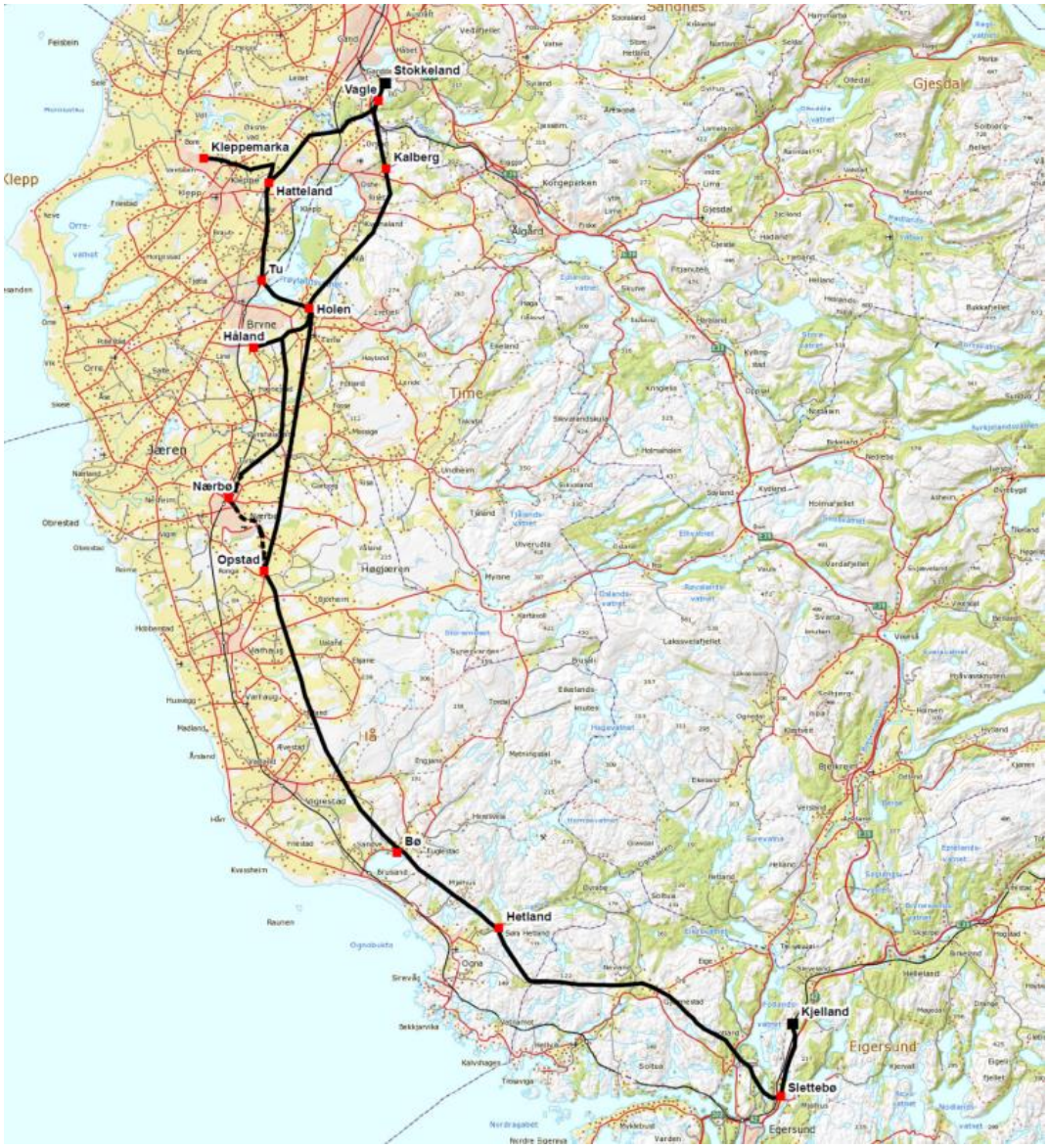
1.8 ØNSKER DU MER INFORMASJON?

Dersom du ønsker ytterlige informasjon om planene, eller har innspill og informasjon, ser vi gjerne at du tar kontakt med en av våre medarbeidere som er angitt i forordet. Ønsker du f.eks. mer detaljerte kart eller flere eksemplarer av meldingen, kan dette fås ved henvendelse til disse. Informasjon om prosjektet finnes også på følgende hjemmeside: www.lysenett.no/stromjaren

2. BAKGRUNN OG BEGRUNNELSE FOR TILTAKET

Dagens regionalnett på Jæren går mellom Kjelland (Eigersund kommune) og Stokkeland (Sandnes kommune), se figur 2.1, og forsyner forbrukere hovedsakelig i kommunene Klepp, Time og Hå.

De 14 transformatorstasjonene som inngår i dagens Jærnett er Stokkeland, Vagle, Kalberg, Hatteland, Kleppemarka, Tu, Holen, Håland, Nærbø, Opstad, Bø, Hetland, Slettebø og Kjelland.



Figur 2.1. Oversiktsskisse av dagens regionalnett på Sør-Jæren (Jærnettet).

Fram til 1930-1940 ble de ulike overføringene fra kraftverk til forbrukere driftet separat. I årene fra 1945 til 1965 ble produksjonskapasiteten mer enn tredoblet, og fokus var på å bygge regionale samkjøringsnett. Bø, Hatteland, Opstad og Tu transformatorstasjoner ble bygget av de lokale elektrisitetsverkene i denne perioden. 1970- og 1980-tallet var preget av kraftig utbygging hos nettselskapene. Holen, Håland, Kalberg og Kleppemarka transformatorstasjon ble utbygd i denne perioden for å dekke opp for et økende kraftforbruk i områdene rundt Frøylandsvatnet. Strømnettet som ble bygget på denne tiden var godt

dimensjonert for fremtidig forbruk. God utnyttelse av dette strømnettet har derfor ført til at det er bygget lite nytt strømnett etter 1980-tallet på Sør-Jæren.

I dag er Lyse Sentralnett AS ansvarlig for sentralnettforsyningen inn til de eksisterende sentralnettpunktene i Stokkeland og Kjelland, mens Lyse Elnett er ansvarlig for regionalnettforsyningen fra disse og ut til de ulike transformatorstasjonene på Sør-Jæren. Forsyning og distribusjon ivaretas ulikt i de ulike kommunene, da både Klepp og Hå kommune har egne lokale energiselskaper. I Klepp kommune ivaretas deleierskap i transformatorstasjonene (inklusive transformatorene) samt eierskap til distribusjonsnett av Klepp Energi, mens i Hå kommune ivaretas tilsvarende av Jæren Everk. I Time kommune har Lyse Elnett ansvar både for transformatorstasjoner og distribusjonsnett.

2.1 HVORFOR ER SIKKER STRØMFORSYNING VIKTIG?

Et moderne samfunn er avhengig av å ha en robust og stabil energiforsyning, og må ha sikkerhet for at det til enhver tid er kapasitet til å transportere elektrisk kraft gjennom strømnettet. Dersom elektrisiteten uteblir lammes verdifull produksjon samt vitale tjenester og funksjoner i samfunnet.

De samfunnsmessige konsekvensene øker med varigheten av et strømbrudd. Korte strømbrudd (mindre enn 4 timer) utgjør sjelden noen fare for liv og helse, men sannsynligheten for alvorlige konsekvenser øker når strømforsyningen uteblir over lengre tidsrom.

Et lengre strømbrudd fører til store utfordringer for husholdninger, næringsliv, industri, helsetjenester, vannforsyning, husdyrhold og transport. Apparater og hjelpemidler som vi omgir oss med i det daglige vil da ikke være tilgjengelige. Dette kan være trygghetsalarm og medisinsk utstyr hos pleietrengende, elektriske heiser og bensinpumper. På vinterstid medfører strømbrudd i tillegg ofte bortfall av varme da mange husholdninger – spesielt i urbane strøk - har elektrisitet som eneste oppvarmingskilde. For landbruk og husdyrhold, som er dominerende på Sør-Jæren, kan strømbrudd ha store konsekvenser da mange gårdbrukere ikke har egen reserveforsyning. For industrien kan selv kortvarige strømbrudd føre til full stans i produksjonen med påfølgende store økonomiske tap.

De beredskapsmessige problemstillingene knyttet til helt eller delvis bortfall av strømforsyningen er komplekse. Selv om enkeltkunder for egen del kan sikre seg med nødstrømsaggregat, vil disse kunne oppleve svikt i tilførselen av nødvendige varer og tjenester fordi leverandører eller transportører også er avhengige av strøm. Det er anbefalt at virksomheter med ansvar for samfunnskritiske funksjoner systematisk kartlegger egen sårbarhet og planlegger for å kunne opprettholde nødvendig kontinuitet når uønskede hendelser, som blant annet avbrudd i kraftforsyningen, inntreffer (Ref. Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap, Temarapport Nasjonalt Risikobilde 2012).

Fylkesmannen i Rogaland påpeker i fylkes-ROS 2013 konsekvensene ved eventuell svikt i kraftforsyningen i Rogaland. Analysen viser at konsekvensene ved et lengre strømutfall vil være meget store både for næringsliv, offentlige funksjoner og befolkning. Kraftforsyning omtales sammen med telekommunikasjon som de mest kritiske infrastrukturene.

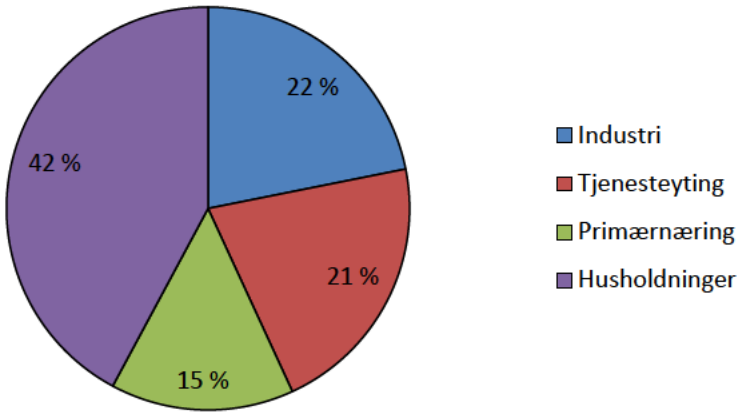
2.2 BEFOLKNINGSUTVIKLING PÅ SØR-JÆREN

I Sør-Rogaland er det isolert sett et kraftunderskudd. Dagens forbruk er ca. 5,5 TWh, mens normalproduksjonen i området er på 2,8 TWh. Denne produksjonen er i stor grad lokalisert i randstrøk i regionen. Dette betyr at mesteparten av kraften må overføres fra produksjonssted til forbruksområde gjennom et utstrakt sentral/regionalnett.

Sør-Rogaland har et innovativt næringsliv som gjennom mange år har økt tilflyttingen til regionen på grunn av aktiv rekruttering til bedriftene. Det at man etterhvert nærmer seg utbyggingspotensialet i både Sandnes og Stavanger gjør at veksten i framtiden i større grad forventes å komme på Sør-Jæren, langs Jærbanen. Dette gjelder både boliger og næringsbygg.

SSB forventer en befolkningsvekst på landsbasis på 22 prosent innen 2040. Ifølge SSBs befolkningsframskrivinger vil folketallet øke betydelig mer enn dette på Sør-Jæren.
I kommunene Hå, Klepp og Time har økningen i tilflytting vært markant de siste 20 årene, og befolkningen har økt fra 26 500 i 1970 til ca. 56 000 innbyggere i dag. Denne utviklingen er ventet å fortsette. I 2040 forventes, i følge prognosene, det samlede folketallet i Hå, Klepp og Time å være om lag 80 000 innbyggere.

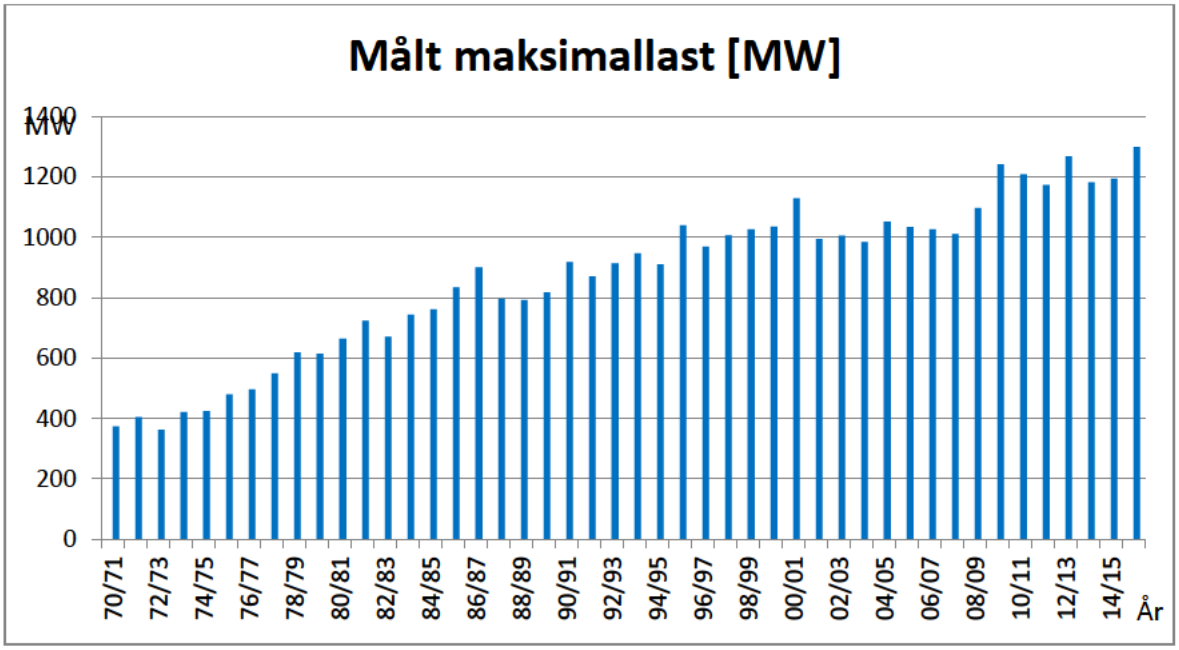
Fordelingen av eletrisitetsforbruket mellom brukergrupper på Sør-Jæren er vist i figur 2.2.



Figur 2.2. Fordeling av elektrisitetsforbruk mellom brukergrupper på Sør-Jæren. Kilde: SSB, 2012

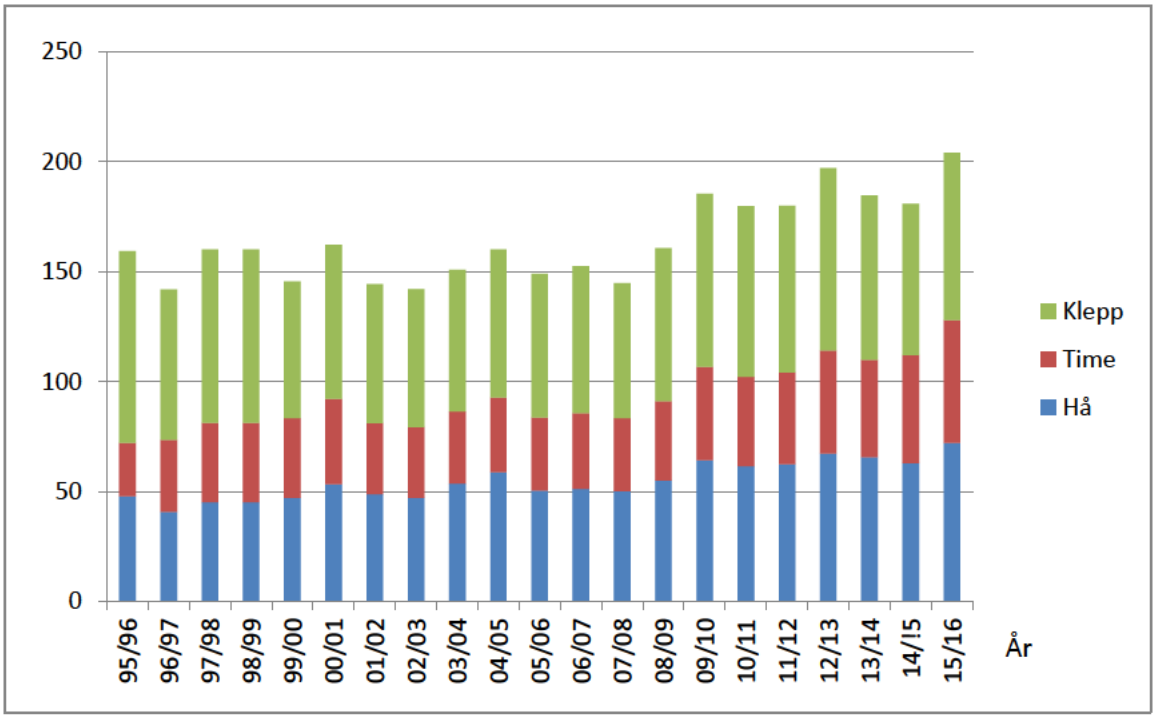
2.2.1 Historisk utvikling i kraftforbruk

Effektforbruket i Sør-Rogaland har vært jevnt stigende i mange år (figur 2.3). Økningen sammenfaller godt med befolkningsveksten i perioden.



Figur 2.3. Utvikling av målt maksimal vinterlast i sentralnettet i Sør-Rogaland i perioden 1970-2016 (MW). Kilde: Lyse Elnett

På Sør-Jæren har trenden vært den samme, og effektforbruket har økt jevnt siden 70- tallet (figur 2.4). For 30 år siden var forbruket på rundt 100 MW, mens maksimalverdien for vinteren 2015/2016 ble målt til 213 MW.



Figur 2.4. Utvikling av maksimal vinterlast i regionalnettet på Sør-Jæren fra 1995/96 til 2015/16.

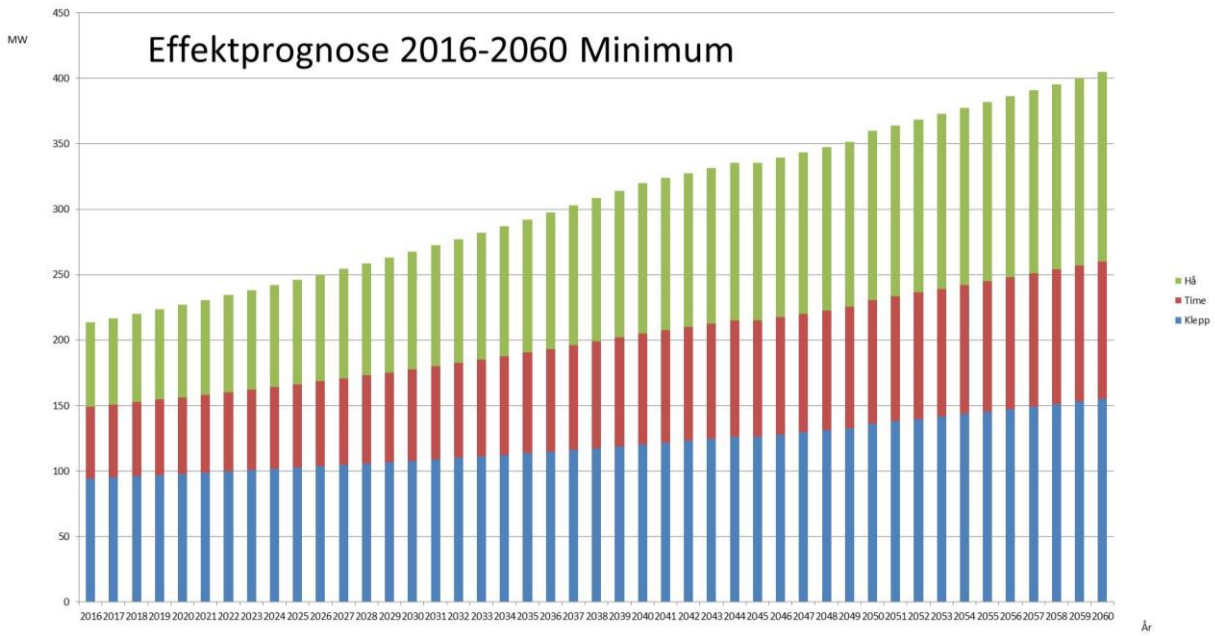
Selv om elektrisk kraft er den dominerende energibærer i regionen, så er det i løpet av de siste 10-15 år blitt bygd både fjernvarme og distribusjonsnett for gass. Effektene av gass og fjernvarme viser seg gjennom nedgang, og senere stabilisering, av maksimal vinterlast i sentralnettet i perioden 2002/03 – 2008/2009. Noe av årsaken til redusert forbruksvekst

skyldes at elektrokjeler (uprioritert kraft) over noen år er erstattet av gassfyrte kjeler. Det har også vært en rekke eksempler på konvertering fra el- oppvarming til fjernvarme. Samtidig har det i denne perioden vært år med relativt høy gjennomsnittlig vintertemperatur.

Også på Sør-Jæren har utbyggingen av gassdistribusjon bidratt til å erstatte ulike energibærere, herunder også elektrisitet. Det leveres gass i hele området, men hovedforbrukere er de industriklyngene innen primærnæringene som finnes i regionen. Det er foreløpig ikke utbygd vesentlig fjernvarme på Sør-Jæren, selv om enkelte anlegg finnes (bla. på Bryne og i Kviamarka). Det har vært en stagnasjon i utbyggingen av gass og fjernvarme de aller siste årene, og fortsatt høyt utbyggingspress fører derfor til at maksimallasten igjen er økende.

2.2.2 Forventet forbruksøkning

Med befolkningsveksten på Sør-Jæren følger en forventet fremtidig økning i effektforbruket. Prognosen viser at effektuttaket i 2060 forventes å være ca. 405 MW i 2060 i et minimumsscenario (figur 2.5), mens man i et maksimumsscenario forventer et uttak på 495 MW i 2060. Forsyningssikkerheten forventes å bli gradvis svekket i årene fremover på grunn av dette, fordi det ikke er kapasitet i eksisterende strømnett til å håndtere en slik vekst. Befolkningsøkningen har vært, og vil trolig fortsatt være, den viktigste driveren for utviklingen av kraftforbruket framover.



Figur 2.5. Effektprognose for Hå, Klepp og Time fra 2016 til 2060 (minimumsscenario).

Prognosen forutsetter en viss overgang til elektrisitet, blant annet som følge av økt bruk av elbiler og kollektive transportmidler basert på strøm og redusert bruk av olje og naturgass. Usikkerheten rundt prognosen er knyttet til den generelle økonomiske utviklingen i Norge, samt det fremtidige aktivitetsnivået i oljevirksomheten og Sør-Rogalands rolle i denne. Fremtidig klimapolitikk og utforming av klimapolitiske virkemidler vil også ha betydning. En politikk som fremmer overgang til elektrisitet basert på fornybar energi vil kunne øke elforbruket betydelig over framskrivningen. Lav økonomisk vekst og et betydelig fall i oljeaktiviteten kombinert med en politikk som i liten grad fremmer elektrifisering

representerer en mulig nedside. Prognosene tar heller ikke hensyn til en mulig endring i forbruksmønster, og heller ikke eventuell etablering av ny, større kraftkrevende industri.

Det er således flere usikkerhetsmomenter knyttet til prognosen, men den gir like fullt et bilde på trenden for utviklingen framover. Generelt sett vil en stor befolkningsøkning medføre en økning i effektforbruk, selv om hver enkelt forbruker blir mer opptatt av energieffektivisering og energisparing.

2.3 TILSTANDEN I DAGENS STRØMNETT

Hoveddelen av dagens Jærnett er bygget ut i perioden 1960-1980. Det betyr at alle komponenter i nettet – liner (linjetråd), master, transformatorer og øvrige høyspentkomponenter – begynner å nå en alder hvor utskifting er nødvendig av tekniske årsaker. Sannsynlighet for feil og dermed utfall av funksjoner øker med alder på komponentene.

Når anleggene ble bygget var det ulike tekniske spesifikasjoner som lå til grunn for dimensjonering og valg av komponenter i de forskjellige stasjonene. Dette medfører at strømnettet i dag består av komponenter med ulike spesifikasjoner og ytelser, noe som er utfordrende mht. reservemateriell og beredskap.

De ti neste årene er lasten i Jærnettet ventet å øke med nær 50 MW. Dersom man ikke gjør tiltak i strømnettet, vil dette føre til en vesentlig økning i elektriske tap i systemet. En eventuell omlegging til 132 kV vil kunne redusere tapskostnadene med ca. 11 MNOK per år allerede i 2025, tilsvarende energiforbruket til 1500 husstander. Tapsøkningen vil akselerere ytterligere frem i tid dersom tiltak ikke blir iverksatt for å hindre dette.

2.3.1 Forsyningssikkerhet i henhold til kriteriet om N-1

Forsyningssikkerheten vil aldri kunne bli 100 %, da dette ville kreve urimelig store investeringer i infrastruktur. Det er likevel viktig at forsyningssikkerheten holdes på et så høyt nivå som mulig, samtidig som dette balanseres mot kostnadene ved å investere i ny eller oppgradert infrastruktur. Eventuelle knapphetssituasjoner må på kort sikt håndteres gjennom driften av kraftnettet og fleksibilitet på produksjonssiden (hovedsakelig magasindisponering). På lang sikt er energieffektivisering, forbrukerfleksibilitet, investeringer i kraftnett og ny produksjonskapasitet vesentlig.

OED (Meld. St.14, 2011-2012) og NVE anbefaler krav om en driftssikkerhet iht. N-1 som drifts- og/eller investeringskriterium på regional- og sentralnettnivå. Det følger fra § 13 i Forskrift om energiutredninger at alle utvekslingspunkter i regionalnettet med manglende N-1 forsyning i hele eller deler av året skal omtales og nødvendige tiltak for å oppfylle kriteriet skal beskrives og utredes. Lyse Elnett innførte i 2014 planleggingskrav om N-1 på både linjer og transformatorytelse i regionalnettet, med unntak for særdeles avsidesliggende strøk. De alvorlige konsekvensene ved avbrudd legitimerer relativt høye krav til forsyningssikkerhet. Det er derfor viktig å ta hensyn til andre momenter enn de strengt økonomiske når investeringsbeslutninger skal tas.

Lyse Elnett sine overordnede kriterier tilsier at det skal være N-1 på transformatorytelsen i alle stasjoner samt på alle linjer. Dagens Jærnett oppfyller ikke disse kriteriene. I stasjoner, dersom man antar utfall på den største transformatoren, er det kun en stasjon som oppfyller

dette kravet i dag. I noen tilfeller kan dette problemet reduseres ved omkoblinger i distribusjonsnettet. Denne typen omkoblinger kan ta lang tid og de vil ofte heller ikke være nok til å dekke hele området som har falt ut.

Når det gjelder linjene så vil utfall av en av disse potensielt gi et langvarig avbrudd, siden man allerede i dag mangler reservekapasitet. I et verstefallscenario vil man, selv etter omfattende omkobling, mangle effekt i over 1000 timer/år i 2020. Eksponeringen øker med årene. I 2040 vil lasten de kaldeste vinterdagene overstige systemkapasiteten selv ved intakt strømnett.

2.4 HVORDAN SIKRE SØR-JÆREN EN TILFREDSSTILLENDE FORSYNINGSSIKKERHET?

Det fremtidige kraftsystemet på Sør-Jæren må dimensjoneres for å dekke følgende behov:

- Forbedre forsyningssikkerheten og gi forsyningssikkerhet iht. N-1
- Kunne tilknytte nye forbrukere og nye produsenter, jfr. energilovens § 3.3 og § 3.4
- Gjøre det mulig å bygge ut ny fornybar kraftproduksjon
- Muliggjøre utskifting og fremtidig oppgradering av eksisterende regionalnettanlegg
- Redusere overføringstap (effektivisere kraftnettet)

Meld.St.14, 2011-2012 listet fem mål for planlegging og utbygging av strømnettet. Målene innebærer sikker forsyning, høy fornybar produksjon, tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, et klimavennlig energisystem og at det blir lagt til rette for kraftintensiv næringsutvikling. Overordnet skal utbyggingen være samfunnsmessig rasjonell, jf. Energiloven. Målene er omsatt til overordnede mål for nettselskapene:

- «En best mulig tilpasning av strømnettkapasiteten til endringer i forbruk og produksjon, ved å være tidlig ute med planlegging og investeringer. Planleggingen må ta hensyn til at det er stor usikkerhet om den framtidige utviklingen i etterspørsel etter overføringskapasitet.»
- «Legge til rette for en god og tidlig dialog med interessenter og sørge for at utbyggingene skjer med minst mulig belastning for tredjeparter, naturmangfold, landskap og andre arealinteresser.»
- «Ha kompetanse og kapasitet til å gjennomføre kostnadseffektive utbygginger med så korte utbyggingstider som mulig.»

2.4.1 Lokal kraftproduksjon

På Sør-Jæren er det små muligheter for å øke den lokale produksjonen for å møte kommende forbruksvekst. Det har tidligere vært vurdert utbygging av et større gasskraftverk i regionen, men et gasskraftverk er en lite hensiktsmessig måte å sikre kraftforsyningen på. Investeringene vil være vesentlig høyere enn for alternativene, og i tillegg kommer betydelige driftskostnader. Et gasskraftverk som i tillegg ikke er operativt på grunn av lave markedspriser, vil ha relativt lang mobiliserings-/ oppkjøringstid og dermed være svært lite egnet som reserve for utfall i strømnettet.

Rogaland har betydelige vindkraftressurser, og lokal kraftproduksjon på Sør-Jæren er i all hovedsak basert på vind. Vindkraft vil ha en høyere forventet produksjon om vinteren, og

vil på den måten kunne bidra til å avhjelpe forsyningssituasjonen i periodene med høyest forbruk. I praksis vil de imidlertid spille liten rolle for tilgjengelig vintereffekt, fordi man ikke er garantert at det blåser når forbruket er på sitt høyeste. I Jærnettet er store deler av den tilknyttede kraftproduksjonen vindkraft. Momentan reserve fra lokal produksjon finnes derfor kun i veldig liten grad. Man er derfor sterkt avhengig av å kunne avlaste et eventuelt utfall ved omkobling og overføring på andre forbindelser enn den det er feil eller vedlikehold på.

2.4.2 Redusert forbruk – energieffektivisering

Potensialet for å redusere elforbruket er teoretisk sett stort, men av flere grunner vil bare en begrenset andel la seg realisere innenfor et 5-10 års perspektiv. Dels omfatter en del av potensialet tiltak med svært høye kostnader som gjør tiltakene ulønnsomme for privatpersoner og bedrifter. Dels kan det være kostnadselementer som er utelatt, for eksempel redusert komfort og kostnader til drift og vedlikehold. Viktigst er det kanskje at mange av tiltakene som kreves for å redusere strømforbruket i alminnelig forsyning involverer en rekke forskjellige beslutningstakere og avhenger av omfattende infrastrukturtiltak som endringer i eksisterende bygningsmasse. For eksempel er mye av potensialet knyttet til endringer i bygningsmassen i form av bedre isolering. Dette er tiltak som neppe vil bli gjennomført av hensyn til mer effektiv energibruk alene, men som vil gjennomføres i takt med den generelle fornyelsen av bygningsmassen. Potensialet vil derfor først bli utløst på lang sikt med mindre en tyr til særskilte støtteordninger.

Med den underliggende veksten i kraftforbruket på Sør-Jæren er det lite realistisk at det på kort sikt skal kunne være mulig å oppnå et redusert elforbruk, selv med omfattende tiltak innen energiøkonomisering eller omlegging av energisystemet basert på fjernvarme.

Med en forventet befolkningsvekst på 30 prosent innen 2030, og begrenset potensial for å redusere strømforbruket på kort sikt, kan man vanskelig se for seg at strømforbruket i regionen skal kunne reduseres fra dagens nivå fram mot 2020 uten at svært omfattende og effektive tiltak settes i gang raskt.

I henhold til NVEs endelige forskriftsvedtak pr. 1. juli 2011 skal alle målepunkter i Norge ha avanserte måle- og styresystemer (AMS) innen 1. januar 2019. Det er vanskelig å estimere effekten av AMS isolert sett. For det første er virkningene av AMS på energi- og effektforbruk usikker, selv om uttaket av effekt i topplast trolig kan reduseres. Dersom det samtidig med AMS innføres endrede tariffer og effektprising, kan innføringen medføre en viss reduksjon av effektbehov i maksimallast. Automatisering og smarte strømnett kan jevne ut forbruket gjennom døgnet, noe som bidrar til å redusere konsekvensene av og sannsynligheten for effektknapphet. På denne måten vil AMS kunne påvirke veksttakten i forbruksøkningen, men det er vanskelig å fastslå nøyaktig hvor stor betydning det vil få for forbruket. Innføring av AMS kan bidra til at en fremtidig forbruksøkning flater ut. Smarte strømnett vil derfor være viktig for å sikre effektiv drift av det fremtidige strømnettet i regionen.

2.4.3 Økt kapasitet i strømnettet

Dagens Jærnett har en forsyningssikkerhet som ikke tilfredstiller dagens krav og forventninger. Situasjonen vil forverres da forbruket forventes å øke ytterligere i årene

framover. En videreutvikling på Sør-Jæren vil være helt avhengig av at det kommer på plass en infrastrukturløsning som sikrer en pålitelig strømforsyning i området.

Overføringskapasiteten kan økes både gjennom tiltak i eksisterende kraftsystem eller gjennom bygging av nye forbindelser inn til og i området. Det er kun utbygging av økt regionalnettkapasitet som vil kunne løse de behov og utfordringer regionen står over for både på kort og lang sikt. En slik utbygging vil skape et mer robust strømnett, samtidig som den ivaretar behovene knyttet til forsyningssikkerhet og effektknapphet på Sør-Jæren.

3. VURDERTE SYSTEMLØSNINGER

For å kunne løse eksisterende og fremtidige kapasitetsutfordringer i Jærnettet er det besluttet at nettet skal spenningsoppgraderes fra 50 kV til 132 kV. Normale overføringsgrenser for 50 kV anlegg ligger i størrelsesorden 60 - 100 MW, mens et fremtidig effektbehov i Jærnettet vil være mellom 400-500 MW. Dersom man skal beholde 50 kV som systemspenning vil dette kreve en betydelig økning i antall linjeforbindelser, og dermed et stort ekstra arealbehov. Overgang til 132 kV systemspenning vil også ha en stor positiv effekt på tapene knyttet til overføringsnettet. Samtidig viser erfaringer at tilgjengelighet på 52 kV materiell er dårlig, og bruk av 72,5 kV materiell er ikke forenelig med de innkapslede høyspent bryteranleggene som er rådende i dag. Bransjestandardisering av 132 kV materiell gjør også prisene fordelaktig for dette spenningsnivået.

Det er gjort en vurdering av 3 alternative utbyggingskonsepter for det fremtidige 132 kV nettet. Forskjellen mellom konseptene består i hvor mange transformatorstasjoner som skal beholdes i fremtiden:

- Konsept 1: Ombygging til 132 kV fra Stokkeland til Opstad med dagens antall stasjoner. 6 stasjoner vil bygges nye, mens 2 vil bygges om eller nybygges.
- Konsept 2: Ombygging til 132 kV fra Stokkeland til Opstad med nedleggelse av Kleppemarka og Holen transformatorstasjon. 5 stasjoner vil bygges nye, mens 1 vil bygges om eller nybygges.
- Konsept 3: Ombygging til 132 kV fra Stokkeland til Opstad med nedleggelse av Kleppemarka, Tu og Nærbø transformatorstasjon. Holen beholdes som en koblingsstasjon. 4 stasjoner vil bygges nye.

Alle konsepter forutsetter en 132/[redacted] kV overgangstransformator plassert i Opstad transformatorstasjon i Hå kommune for videre drift [redacted] sør for Opstad.

3.1 VURDERTE LØSNINGER

3.1.1 0-Alternativet: Reinvesteringer i eksisterende 50 kV nett med samme struktur som i dag

0–alternativet er normalt et reinvesteringsalternativ hvor komponenter byttes ut etter behov eller et alternativ hvor en investering utsettes. Jærnettet, et nettsystem på 50 kV og maksimal systemlast på over 200 MW, vil fremover representere en sammensatt utfordring. Et slikt system vil gi en rekke utfordringer både når det gjelder overføringsevne (for liten til å gi tilfredsstillende reserve, høye spenningsfall og høye tap) og eksisterende jordingssystem. Nettet i nord er spolejordet, mens nettet i sør driftes med isolert nullpunkt.

Med økende effektbehov som vist i prognosene for området vil ikke ovennevnte utfordringer løses før man splitter systemet opp ved å introdusere flere matepunkter fra sentralnettet, evt. etablerer en høyere systemspenning mer passende for systemeffekten.

Normale overføringsgrenser for 50 kV systemer vil ligge en plass mellom 60 og 100 MW. Ved to overføringer ut fra samme matende stasjon må dermed en enkelt linje kunne ta hele lasten i systemet. Overgang til 132 kV systemspenning har en stor positiv effekt på tapene knyttet til overføringsnettet. I 2020 vil man ved maksimallast, ~250 MW, redusere tapene med 60-65 % i regionalnettet.

Konklusjonen rundt 0-alternativet er at det teknisk ikke er tilfredsstillende og samtidig svært kostbart. Det anses ikke hensiktsmessig å utbedre et 50 kV system med det effektbehovet Jærnettet representerer. 0–alternativet representerer dermed et utsettingsalternativ hvor konsekvensen er en stadig økende risikoeksponering knyttet til lastøking og alder på komponenter.

3.1.2 Konsept 1: Ombygging til 132 kV fra Stokkeland til Opstad med dagens antall stasjoner

Konseptet innebærer at dagens stasjoner Hatteland, Tu/Tjøtta, Holen, Kalberg, Håland og Opstad erstattes med nye stasjoner. I tillegg beholdes Nærbø og Kleppemarka (ombygges) eller alternativt skiftes ut med nye. Nye 132 kV forbindelser etableres mellom stasjonene.

3.1.3 Konsept 2: Ombygging til 132 kV fra Stokkeland til Opstad med nedleggelse av Kleppemarka og Holen transformatorstasjon

Dagens stasjoner Hatteland, Tu/Tjøtta, Kalberg, Håland og Opstad erstattes med nye stasjoner. I tillegg beholdes Nærbø (ombygges) eller alternativt skiftet ut med ny. Kleppemarka og Holen transformatorstasjon legges ned som regionalnettstasjoner. Lasten som tidligere lå under Kleppemarka legges over til Hatteland transformatorstasjon. Lasten som lå under Holen fordeles mellom Kalberg og Håland. Nye 132 kV forbindelser etableres mellom stasjonene.

3.1.4 Konsept 3: Ombygging til 132 kV fra Stokkeland til Opstad med nedleggelse av Kleppemarka, Tu og Nærbø transformatorstasjon

Dagens stasjoner Hatteland, Kalberg, Håland og Opstad erstattes med nye stasjoner. Kleppemarka, Tu og Nærbø transformatorstasjon legges ned som regionalnettstasjoner. Holen beholdes som en koblingsstasjon. Nye 132 kV forbindelser etableres mellom stasjonene.

3.2 OPPSUMMERING

Hovedformålet med prosjektet er å fornye og forsterke det samlede nettet i kommunene på Sør-Jæren, samt å sikre en fremtidig forsyningssikkerhet (N-1) for forbrukere i området. Et hovedelement i dette vil være å hensynta alle nettnivå i en slik samlet betraktning.

Basert på den forventede veksten i uttaket til distribusjonsnettet vil alle stasjoner, også i konsept 1, øke vesentlig i størrelse sammenliknet med dagens nivå. Slik sett vil også konsept 1 innebære en betydelig sentralisering og rasjonalisering på regionalnettnivå sammenliknet med i dag. Som eksempel kan nevnes at forventet last i Hatteland vil øke fra 35,5 MW (2014) til 75-90 MW (2060). Det er ikke vurdert konsepter som øker antall regionalnettstasjoner for å møte en slik vekst. En gjennomgang av gjeldende prognoser og praksis for utarbeiding av prognoser har avdekket en konsekvent underprognosering av last i området sammenliknet med tallene lagt til grunn i behovsrapporten. Dette bidrar til å forsterke behovet, og samtidig øke størrelsen på alle stasjoner i alle konsepter.

Lyse Elnett har utarbeidet generelle kvalitetskriterier for fremtidige transformatorstasjoner i regionalnettet. Det fremgår her at lastuttaket fra en transformatorstasjon ikke bør overstige

100 MW. Hovedbegrunnelsen for dette er at større stasjoner vil få vesentlige utfordringer ift. å håndtere antall avganger til distribusjonsnettet. Dette er hovedsakelig knyttet til fysiske utfordringer i føringsveier inn/ut av stasjonen, da det normalt er begrensede muligheter for slik fremføring. Et stort antall avganger på et begrenset areal kan føre til tett forlegning som bidrar til høy reduksjonsfaktor, og igjen et ytterligere behov for nye kabelsett i distribusjonsnettet. Få og store stasjoner medfører også at omfang og utstrekning av distribusjonsnettet ut fra hver enkelt stasjon vil øke vesentlig sammenliknet med dagens struktur. Dette vil gi store jordstrømmer, og over 200A må disse kompenseres i stasjonene. Dette vil eventuelt ytterligere øke størrelse, kostnader og kompleksitet i stasjonene. Slike forhold er hensyntatt i kvalitetskriteriene gjennom standardisering av trafostørrelser til maksimalt 40 MVA. Et høyt antall avganger vil også gi utfordringer i forhold til drift av transformatorene**.** Av kvalitetskriteriene fremgår at en transformatorstasjon normalt ikke skal ha flere enn 3 transformatorer. Normalt vil alle 3 være i drift, men ved feil på en av disse vil driften måtte håndteres av de to gjenværende transformatorene. Det vises her også til kvalitetskriteriene hvor det fremgår at det skal være full redundans på transformatorytelse mot høyspent distribusjon, der utfall av en transformator skal kunne dekkes opp av øvrig installert ytelse i stasjonen etter hurtig og systematisert omkobling. Dette er med på å underbygge et maksimalt lastuttak på 100 MW fra en regionalnettstasjon.

Større stasjoner gir også utfordringer og økte kostnader i forhold til utforming, bl.a fysisk (bygnings- og anleggsmessig) samt nødvendig installasjon av brannbeskyttelse, barrierer og seksjonering. Kritikaliteten av store stasjoner øker også, noe som medfører økte krav til intern redundans i komponenter og systemer for å motvirke konsekvensene av eventuelle hendelser. Kritikaliteten ved utfall av hele stasjoner vil også øke med økende størrelse og gi store utfordringer ift reparasjon og gjenopprettelse av drift. Dette bl.a fordi kompleksiteten i underliggende nett øker vesentlig, og det vil være manglende gjensidig reserve i distribusjonsnettet mellom stasjonene. Avbrutt forsyning vil i slike tilfeller ramme store kundemasser, og kunne gi alvorlige negative konsekvenser for befolkning og næringsliv.

Det er kritisk at en fornying og forsterking av Jærnettet legger til rette for en fremtidsrettet forsyning av forbrukere i regionen. I den sammenheng er det viktig å tilrettelegge regionalnettet på en slik måte at distribusjonsnettet kan fungere optimalt. Løsninger som synes å redusere omfang og kostnader av prosjektet på regionalnettnivå vil istedet medføre store negative konsekvenser knyttet til omlegging av distribusjonsnettet. Dette vil medføre store kostnader og potensielt store negative konsekvenser for sluttbruker. Et redusert antall regionalnettstasjoner sammenliknet med dagens situasjon vil medføre et behov for en vesentlig endring av struktur og omfang i distribusjonsnettet. Dette er forsøksvis kostnadssatt av distribusjonsnettkonsesjonærene i den enkelte kommune, men det er poengtert at det er svært krevende å få en oversikt over de samlede konsekvensene ved en slik omlegging. Utstrekningen av distribusjonsnettet vil øke vesentlig, og signifikant øke omfang og kompleksitet av totalprosjektet. Gjennomføringstiden før man kan implementere en nytt 132 /[redacted] kV nett vil øke, antall grensesnitt mellom konsesjonærene vil øke og det er sannsynlig at man i en byggeperiode vil ha vesentlig svekket forsyningssikkerhet til sluttbruker. Man må også beholde eksisterende 50 kV nett vesentlig lengre grunnet en slik ombygging.

Det forventes samtidig at fremtiden vil kreve et bedre og mer stabilt distribusjonsnett for innmating av plusskunder og økt uttak til bl.a elkjøretøy. Konsepter med et redusert antall

regionalnettstasjoner vil vesentlig utfordre en slik utvikling, og i stedet gi et nett med begrensede muligheter og økte tap/ tapskostnader. Samtidig vil et redusert antall uttakspunkter i regionalnettet gi mindre fleksibilitet og kunne begrense fremtidige tilknytninger. Økt avstand mellom regionalnettstasjonene gir økte tilknytningskostnader, og vil dermed kunne bidra til redusert regional konkurransekraft.

Lyse Elnetts primære samfunnsoppgave er sikker strømforsyning innen sitt forsyningsområde. ROS- analysen av konseptene viser at det er store forskjeller på disse med tanke på forsyningssikkerhet. Konsept 3 fremstår som klart dårligst med tanke på muligheter for reserve mellom stasjoner, noe som henger sammen med både totalt tilgjengelig transformatoreffekt, utnyttelsesgrad av denne effekten og behov for overføringer i høyspent distribusjon mellom «utbyggingsområder» hvor det i dag er svært lite anvendelig infrastruktur, og at man ikke vil bygge opp en slik struktur uten en bevisst strategi om å bygge ut reserve kapasitet i høyspent distribusjon, noe som har høy kostnad. Analysen viser videre at konsept 1 fremstår som den mest solide løsningen med tanke på forsyningssikkerhet.

Nåverdien av de forskjellige løsningene er lavere enn den totale usikkerheten. Nåverdien rangerer konseptene, fra billigst til dyrest, 1, 2 og 3. Ser man på de ikke kvantifiserbare elementene vil denne rangeringen styrkes og konsept 3 faller igjennom som lite fleksibelt og med lavere grad av leveringssikkerhet. Også konsept 2 har klare begrensninger for forsyningssikkerheten, spesielt med tanke på at det forutsettes en nedleggelse av Kleppemarka. Det er på denne bakgrunn besluttet at konsept 1 vil videreføres.

Når det gjelder en vurdering av fremtidig plassering av Tu transformatorstasjon så er det i utredningen vurdert plasseringer både på Tjøtta eller på Tu (nær dagens stasjon). Det har vært et ønske fra spesielt Klepp Energi og Klepp kommune at denne plasseres på Tjøtta for å håndtere eksisterende og fremtidig last i områdene vest/sørvest i Klepp kommune. Time kommune hadde ikke vesentlig merknader til en slik endring. Det legges derfor til grunn en plassering av den aktuelle stasjonen på Tjøtta.

4. BESKRIVELSE AV TILTAKET

4.1 AVGRENSING AV PROSJEKTET

Det vil være behov for to uavhengige forbindelser, hver på ca. 300 MW, ved oppstart 132 kV drift av Jærnettet. Dette vil sikre N-1 på innmating fram til ca. 2030. Prognosene viser videre at det etter 2030 vil det være behov for ytterligere en 132 kV forbindelse inn i nettet for å kunne opprettholde N-1. En slik nettstruktur vil gi N-1 innmatingskapasitet i Jærnettet fram til etter 2060.

Som følge av Statnett sine planer for utvikling av 300 (420) kV nettet i regionen er det for tiden betydelig usikkerhet rundt fremtidig lokalisering og realiseringstidspunkt for nødvendig tilknytning til sentralnettet både i nord og sør.

Lyse Elnett sin primære løsning for fremtidig innmating i et 132 kV nett har vært å øke innmatingskapasiteten med to forbindelser fra nord. Dette kan løses enten gjennom uttak fra en ny sentralnettstasjon i Stokkelandsområdet eller ved en utbygging av eksisterende Stokkeland. Det er foreløpig uklart når en eventuelt ny stasjon kan være satt i drift, men det legges til grunn at stasjonen etableres med tilstrekkelig transformeringskapasitet 420 (300) / [redacted] kV. Dersom stasjonen realiseres vil det være behov for nye 132 kV forbindelser fra denne til både Hatteland og Kalberg. Dersom planene om en ny stasjon ikke lar seg realisere innen rimelig tid, vil en måtte bygge de nye forbindelsene fra Hatteland og Kalberg inn til eksisterende 132 kV koblingsanlegg i Stokkeland transformatorstasjon. Prognosene viser at 132 kV vil måtte være tilgjengelig for innmating i nettet fra om lag 2023.

Behovet for innmatingskapasitet fra sør vil kunne løses gjennom planlagt 132 kV uttak fra en ny Bjerkreim transformatorstasjon. Denne stasjonen vurderes for tiden bygget i tilknytning til planer om innmating av vindkraft fra Bjerkreimsklyngen. Dersom Bjerkreim bygges ut, vil det være 50 kV drift mellom Opstad og Kjelland inntil riktig tidspunkt for overgang til 132 kV er klart, noe som trolig vil være etter 2040. Det er imidlertid et reinvesteringsbehov i stasjonene Bø og Hetland som vil komme før behovet for en eventuell overgang til 132 kV.

Dersom Bjerkreim ikke blir realisert, vil effektuttaket måtte gjøres i Kjelland. Lyse Elnett forutsetter da at Kjelland beholdes som sentralnettspunkt og at Statnett installerer 420 el. 300/132 kV transformering slik at stasjonen kan tilrettelegges som et fremtidig 132 kV uttak. Dette vil effektmessig gi Lyse Elnett en tilsvarende løsning som over. Det er lite trolig at fremtidig status for Kjelland vil kunne avklares før det er avklart om Bjerkreim vil bygges ut.

På grunn av den usikkerhet som foreligger om plasseringen av en ny, fremtidig sentralnettstasjon i nord vil prosjektet i første omgang omfatte spenningsoppgradering av Jærnettet fra Vagle og sørover til Opstad (figur 4.1). Den betydelige usikkerhet som foreligger omkring mulighetene og tidspunkt for å realisere 132 kV innmating i Jærnettet, sammen med det umiddelbare behovet som finnes for å gjøre tiltak som kan sikre kortsiktig kapasitet, medfører at utbyggingen av et nytt 132 kV Jærnett med tilhørende innmating planlegges gjennomført i flere ulike utbyggingstrinn.

Usikkerheten medfører også at Lyse Elnett vil prioritere bygging av et nytt nett på 132 kV, slik at innmatingskapasitet vil kunne utnyttes når denne foreligger, uavhengig fra hvilken

side og fra hvilket innmatingspunkt. Tiltakene vil driftes på 50 kV fra Vagle inntil nettet kan legges om til drift på 132 kV. På grunn av den usikkerhet som foreligger vil fremtidige 132 kV mateforbindelsene fra et sentralnettpunkt i Stokkelandområdet til Kalberg og Hatteland håndteres som separate konsesjonssaker når lokalisering av dette tilknytningspunkt er besluttet.

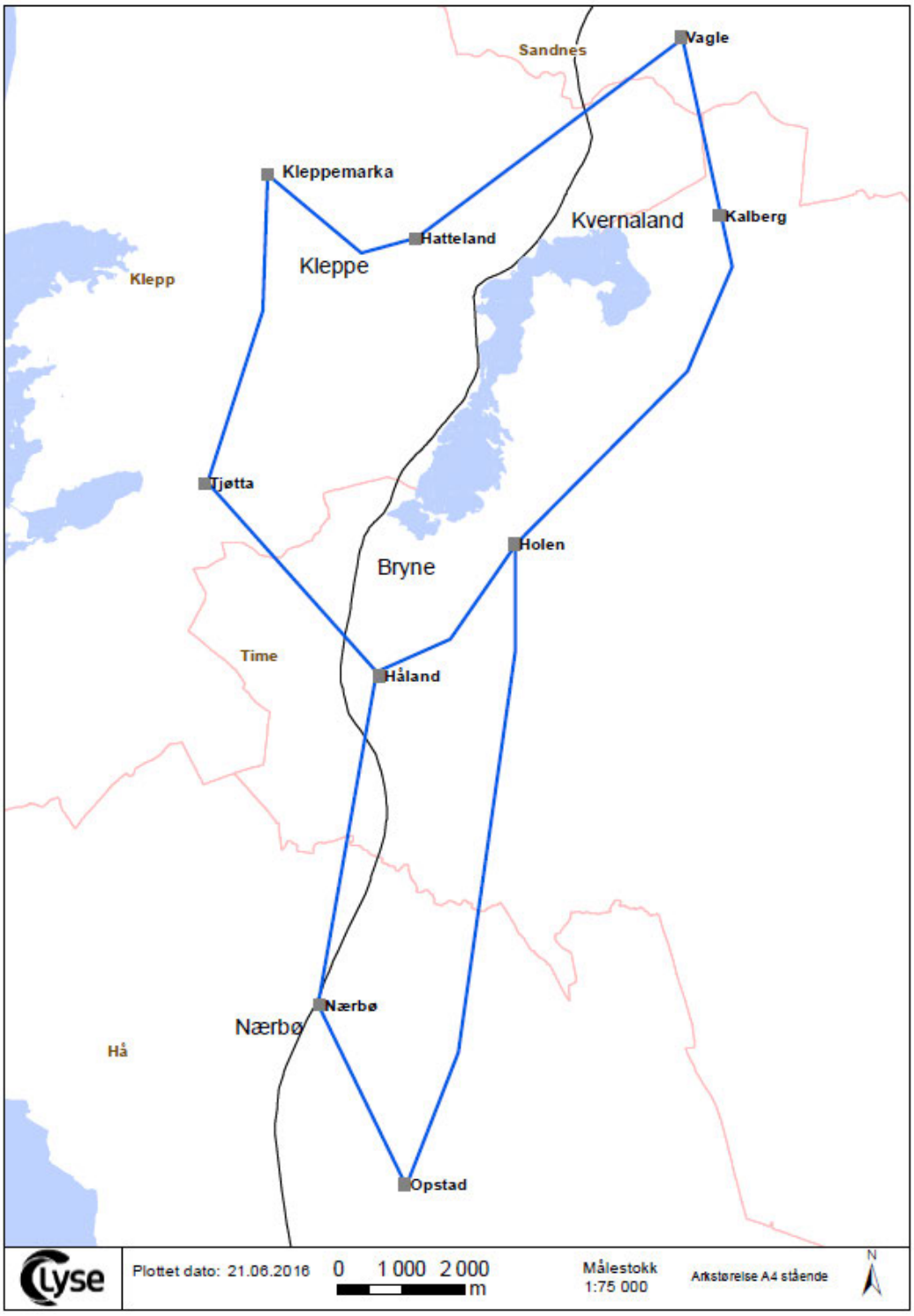


Fig 4.1. Prosjektomfang, spenningsoppgradering fra 50 kV til 132 kV Vagle – Opstad («Jærnettprosjektet»).

4.2 KRAV TIL TILTAK I REGIONALNETTET

Utviklingen av strømnettet skal, i tråd med Energiloven, være samfunnsmessig rasjonell, jfr. Energiloven § 1-2. Det innebærer at når beslutninger skal tas, må det vurderes at den samfunnsmessige nytten er større enn den samfunnsmessige kostnaden. St.meld. 14 (2011-12) legger føringer for hvordan regionalnettet skal planlegges og bygges. Det vises her til følgende generelle utbyggingspremisser:

For nett fra over 22 kV og til og med 132 kV skal luftledning velges som hovedregel. Jord- eller sjøkabel kan velges på begrensede delstrekninger dersom:

- luftledning er teknisk vanskelig eller umulig
- luftledning vil gi særlig store ulemper for bomiljø og nærfriluftsområder der det er knapphet på slikt areal, eller der kabling gir særlige miljøgevinster
- kabling kan gi en vesentlig bedre totalløsning alle hensyn tatt i betraktning
- kabling av eksisterende regionalnett kan frigjøre traseer til ledninger på høyere spenningsnivå
- kablingen er finansiert av nyttehavere med det formål å frigjøre arealer til for eksempel boligområder eller næringsutvikling

Hovedbegrunnelsen for å velge luftledning er knyttet både til økonomi (vesentlig lavere kostnad per lengdeenhet), tekniske forhold (luftledning har mindre komplekse anlegg) og forsyningssikkerhet (luftledning har lavere feilprosent per lengdeenhet samt kortere reparasjonstid ved eventuelle feil).

4.2.1 Plasseringskriterier nye transformatorstasjoner

En transformatorstasjon i regionalnettet brukes til å transformere (tilpasse) spenningen mellom kraftoverføringsnettet og forbrukernettet (distribusjonsnettet). Stasjonen fungerer dermed som et fordelingspunkt i regionalnettet, og som et utvekslingspunkt til distribusjonsnettet.

I planlegging og forslag til plassering av nye transformatorstasjoner er det lagt til grunn ulike tekniske og miljømessige kriterier. Blant de overordnede planleggingskriterier som er satt er at:

- Gjeldende forskrifter og sikkerhetskrav skal overholdes
- Stasjonen må tilpasses fremtidige utbyggingsplaner og eksisterende bebyggelse.
- Stasjonen må ha tilstrekkelig adkomst – og om mulig legges nær eksisterende eller planlagte veier for å redusere behov for ny vei. Adkomstvei må være egnet og dimensjonert for transport at nødvendig utstyr til og fra stasjonen. Transportvei gjennom boligfelt bør unngås.
- Det må erverves tilstrekkelig med areal rundt transformatorstasjonene for å sikre en fornuftig utforming av stasjonen hensyntatt HMS for de som skal ferdes i stasjonen før og etter idriftsettelse, samt hindre at ny bebyggelse etableres tett inntil stasjonene og for å gi rom for en eventuell senere utvidelse.
- En skal tilstrebe at anlegget ikke er dominerende i landskapsbildet. Er dette ikke mulig skal det vektlegges tekniske løsninger som demper det visuelle intrykket av stasjonen f.eks. gjennom design, skjerming med vegetasjon eller terrengforming.

- En stasjon skal plasseres så optimalt som mulig i forhold til effektuttak i det distribusjonsnettet den skal forsyne. Dette for å redusere fremtidige tap i nettet samt for å oppnå mest mulig ideelle forhold mht. spenningskvalitet.
- Det må være mulig å komme ut av stasjonen med distribusjonsnett med nødvendige distribusjonsnett-avganger nå og i fremtiden. Det bør være en enkel innføring av ledninger til stasjonen, og det bør være mulig å komme inn og ut av stasjonen med linjer i flere retninger.
- Når en erstatter en gammel stasjon med en ny stasjon skal ny stasjon plasseres i nærheten av eksisterende stasjon og helst ikke lenger i fra enn 500-600 m.
- En skal søke å unngå plassering på fulldyrka mark dersom dette er mulig

4.2.2 Plasseringskriterier nye forbindelser

I planleggingen av traseer mellom de ulike stasjonene beskrevet er det lagt til grunn følgende tekniske føringer:

- Føringene fra St.meld. 14 (2011-12) er lagt til grunn, noe som betyr at traseene i hovedsak er planlagt som luftledning. Der det ikke er teknisk mulig å fremføre luftledningen er mindre deler av forbindelsene planlagt som jordkabel.
- Det er søkt å unngå traseer med mange vinkler, da dette vil øke både kostnader og synlighet.
- Det er søkt å unngå traseer som innebærer mange kryssinger av eksisterende linjer, da dette vil øke kostnader samt være teknisk, forsyningssikkerhetsmessig og HMS-messig mer krevende.
- Nye forbindelser planlegges som enkeltkurs.
- For traseer parallelt med eksisterende forbindelse planlegges ny forbindelse i utgangspunktet med en avstand ytterfase-ytterfase på cirka 15-20 m.

Videre er det i traseforslagene lagt vekt på spesielt følgende forhold:

- Finne traseer som medfører at boliger, barnehager, skoler o.l. ikke påvirkes av et magnetfelt (EMF) som ligger over Statens Strålevern sitt utredningsnivå på 0,4 μT.
- Vernede områder (naturreservat o.l.) skal unngås dersom mulig.
- Større kulturminneflater skal unngås dersom mulig.
- Nåværende og fremtidige utbyggingsområder skal unngås dersom mulig.
- Populære turområder skal unngås dersom mulig.

Hensyntatt disse forholdene har en likevel på nåværende tidspunkt hatt et ønske om å melde flere alternativer for de ulike forbindelsene der dette har vært mulig.

4.2.3 Lokaliseringsvalg for nye transformatorstasjoner og ledningsforbindelser

Arbeidet med å plassere nye transformatorstasjoner har i første omgang vært kartstudier, der det ble valgt ut aktuelle områder for å plassere nye transformatorstasjoner, med utgangspunkt i plasseringskriteriene. Deretter har det vært gjennomført befaringer som førte til konkrete forslag til plasseringer av transformatorstasjoner innenfor de aktuelle områdene.

Nye linjetraseer ble i første omgang foreslått basert på kartstudier, på bakgrunn av plasseringskriteriene og de aktuelle områdene for plassering av nye transformatorstasjoner.

Deretter ble det gjennomført befaringer langs traseforslagene, som førte til enkelte justeringer av de opprinnelige forslagene. I denne prosessen har det vært tett dialog med bl.a berørte kommuner.

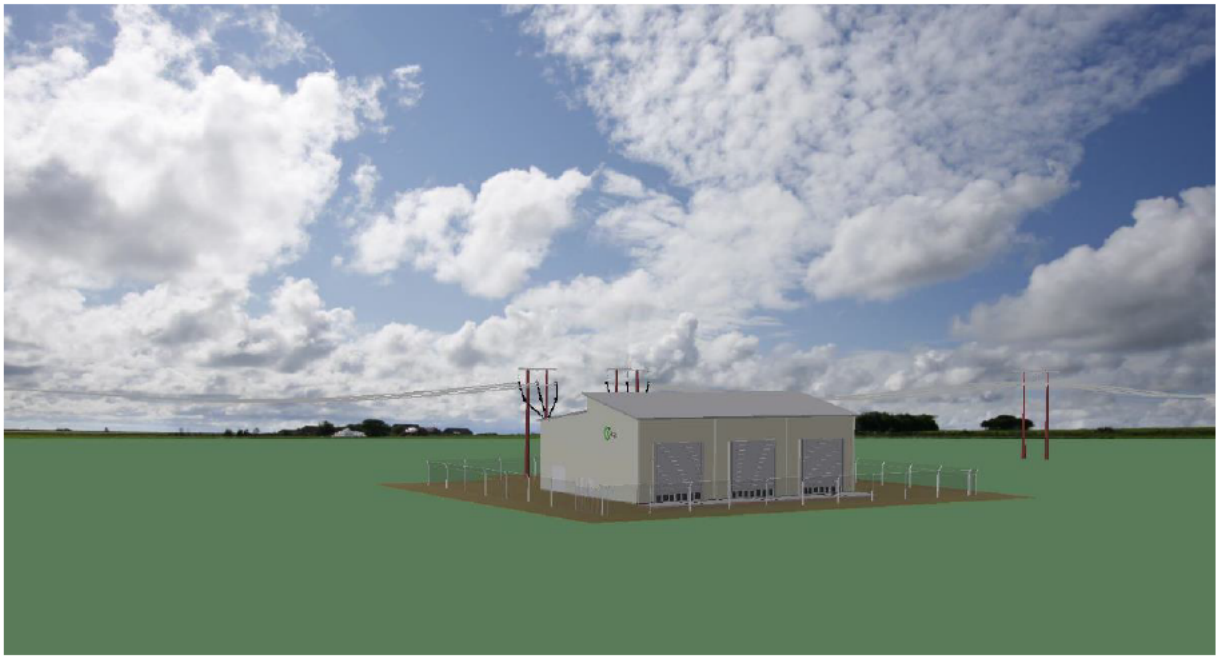
Forslagene til plassering av nye transformatorstasjoner og linjetraseer ble presentert i åpne møter og åpne kontordager, der det ble gitt anledning til å komme med innspill. Det var flere som benyttet seg av disse tilbudene og kom med konkrete innspill om justeringer eller fjerning av alternativer. Plasseringene av nye transformatorstasjoner og nye linjetraseer som presenteres nedenfor har tatt hensyn til en god del av disse innspillene.

4.3 NYE TRANSFORMATORSTASJONER

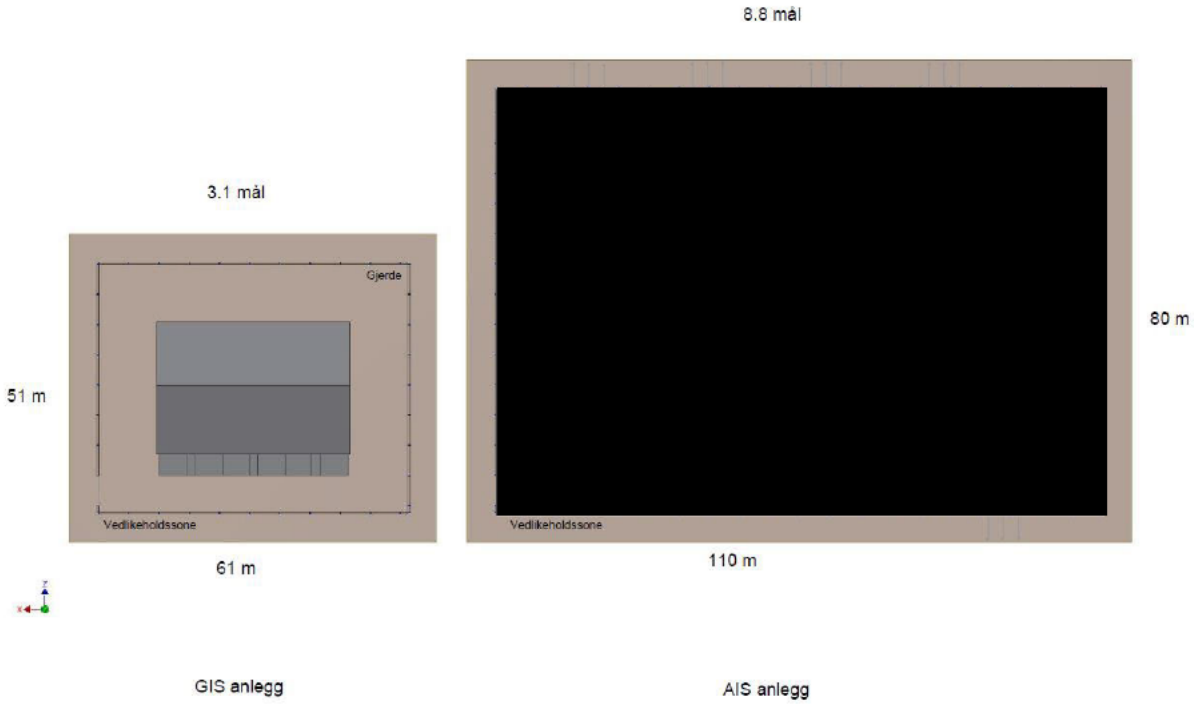
4.3.1 Utforming

Det er foreløpig ikke gjort valg i tilknytning til utforming av nye transformatorstasjoner. I prinsippet foreligger to hovedmuligheter på overordnet nivå, hvor stasjonene enten kan bygges som utendørs, luftisolerte anlegg (AIS) eller som kapslede, gassisolerte anlegg (GIS). Prinsippskisser av de to stasjonstypene er vist i figur 4.2 og 4.3, mens en perspektivskisse er vist i figur 4.4.

Figur 4.2. Prinsippskisse av utendørs, luftisolert (AIS) transformatorstasjon



Figur 4.3. Prinsippskisse av kapslet, gassisolert (GIS) transformatorstasjon



Figur 4.4. Perspektivskisse av GIS og AIS anlegg.

Det er fordeler/ ulemper ved de to stasjonstypene, både teknisk, økonomisk og arealmessig. Teknisk anses AIS å være en enklere løsning. Stasjonen vil ha noe lengre byggetid, men med mye større fleksibilitet mht. reparasjoner i og med at en kan gjøre dette med eget mannskap. Et AIS anlegg krever tilgang på større areal enn GIS, noe som gjør det mer krevende å finne en ny plassering nær eksisterende stasjoner for å unngå kostbar og omfattende flytting av distribusjonsnett. I tillegg vil en med valg av AIS på noen av plasseringene måtte beslaglegge større arealer med dyrket/dyrkbar jord. De to alternativene vil, basert på de erfaringer ulike aktører i bransjen har i dag, ligge omtrent på samme kostnadsnivå. Fordeler/ ulemper ved de to stasjonstypene vil utredes nærmere i den videre prosess frem mot konsesjonssøknad. Det kan være aktuelt å benytte begge stasjonstyper i det fremtidige nettet, og valg av løsning for den enkelte stasjon vil være basert på en konkret avveiing knyttet til plassering av den

enkelte stasjon. I meldingen er det beskrevet ulike konkrete plasseringer av de to stasjonstypene, basert på en foreløpig vurdering av konsekvensene ved plasseringen.

Frem mot konsesjonssøknad vil man arbeide med å finne et felles arkitektonisk utformingsuttrykk for stasjonene som kan harmonere og tilpasses med plasseringen i terrenget.

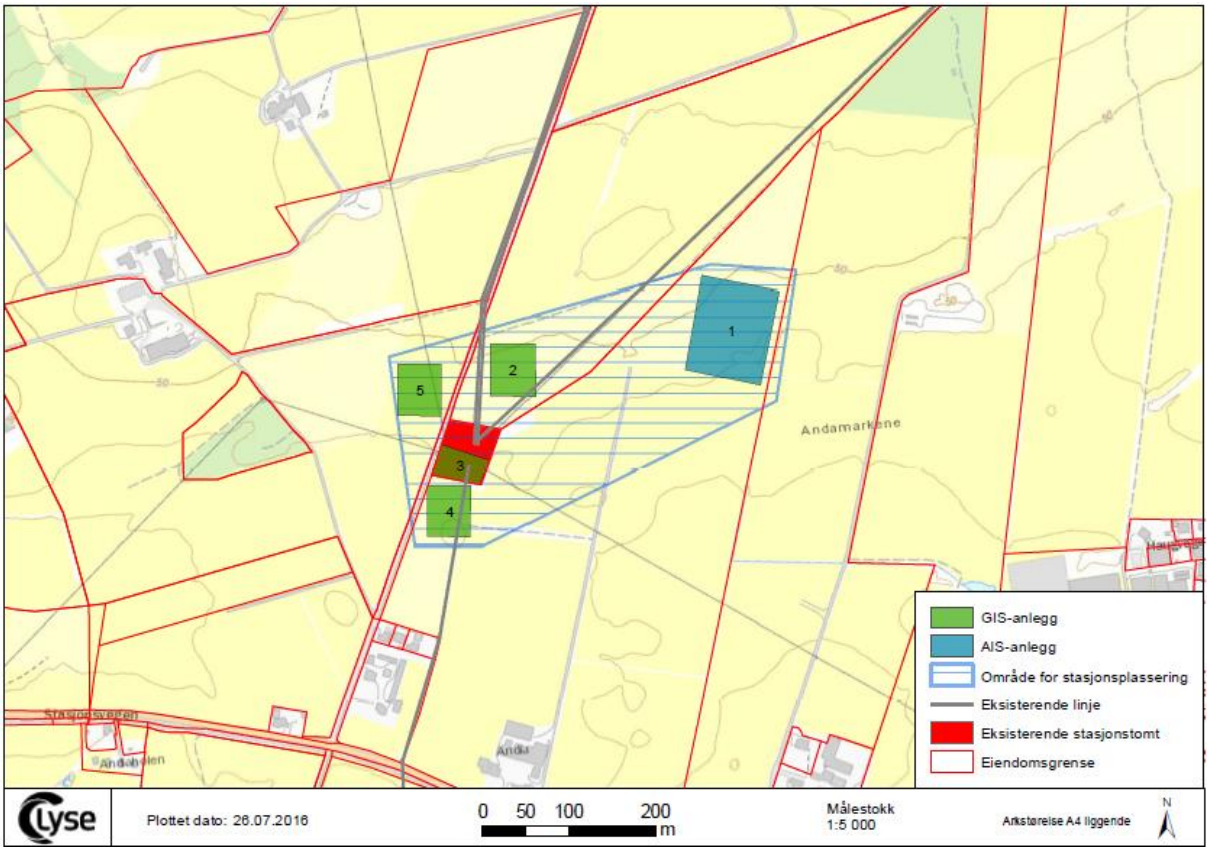
For de stasjoner hvor ombygging/ utvidelse av eksisterende stasjon kan være aktuelt, vil det vurderes nærmere hvor egnet den enkelte stasjon er for å bygges om, tilstand på bygg, plassering av stasjon i forhold til effektuttak i distribusjonsnettet samt muligheten for ombygging til 132 kV samtidig med drift av stasjon på 50 kV.

4.3.2 Vagle transformatorstasjon

Det er ikke behov for vesentlige modifikasjoner i eksisterende Vagle transformatorstasjon. Det er ledige felt i 50 kV anlegg i stasjonen som vil benyttes for tilkobling av de ulike forbindelsene.

4.3.3 Ny transformatorstasjon Hatteland

For en ny transformatorstasjon på Hatteland foreslås 1 mulig plassering av en ny AIS stasjon og 4 mulige plasseringer av en ny GIS stasjon, hvorav et av disse er inne på eksisterende stasjonstomt (figur 4.5). Alle stasjonsalternativene er lokalisert relativt nær eksisterende stasjon, noe som er viktig fordi det går et omfattende distribusjonsnett ut av stasjonen.

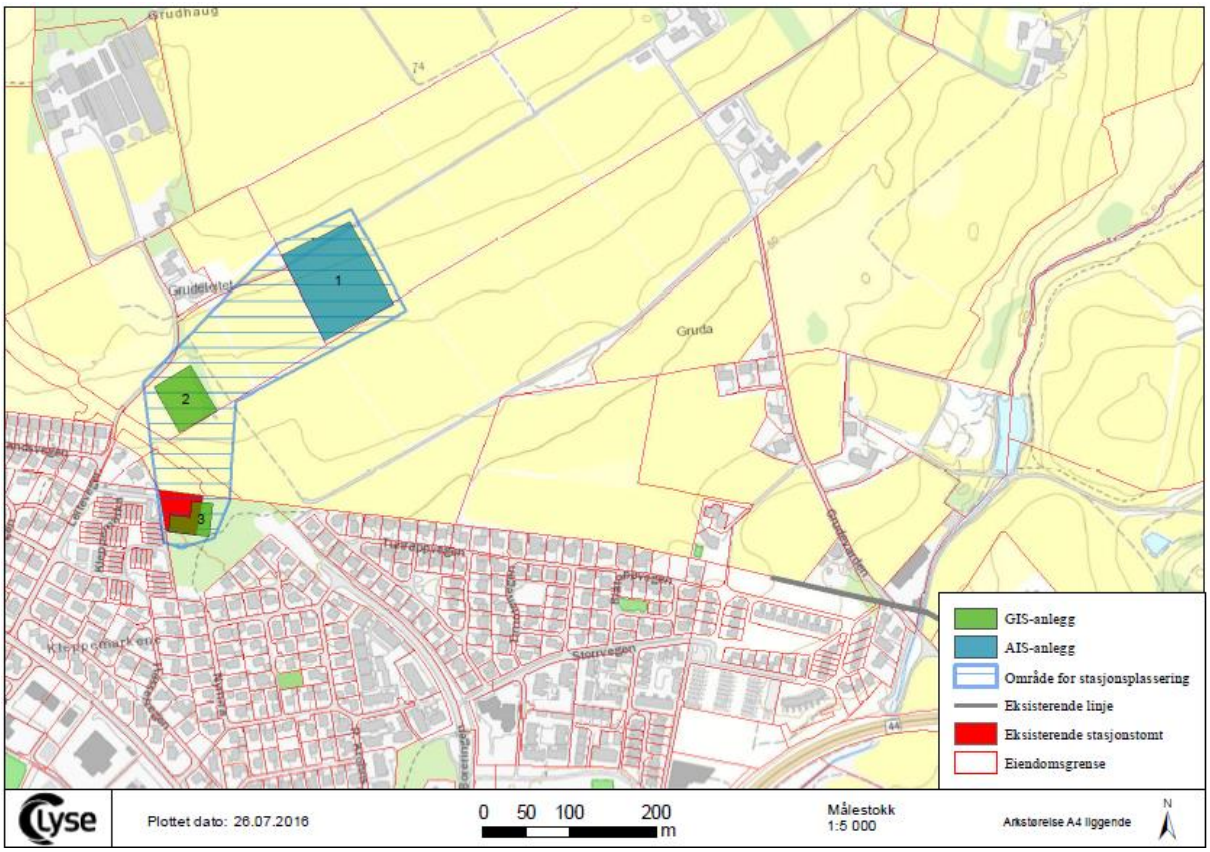


Figur 4.5. Foreslåtte plasseringer av ny transformatorstasjon Hatteland

4.3.4 Ny transformatorstasjon Kleppemarka

For en ny transformatorstasjon på Kleppemarka foreslås 1 mulig plassering av en ny AIS stasjon og 1 mulig plassering av en ny GIS stasjon. I tillegg vurderes det fortsatt muligheten for en utvidelse av eksisterende stasjon (figur 4.6).

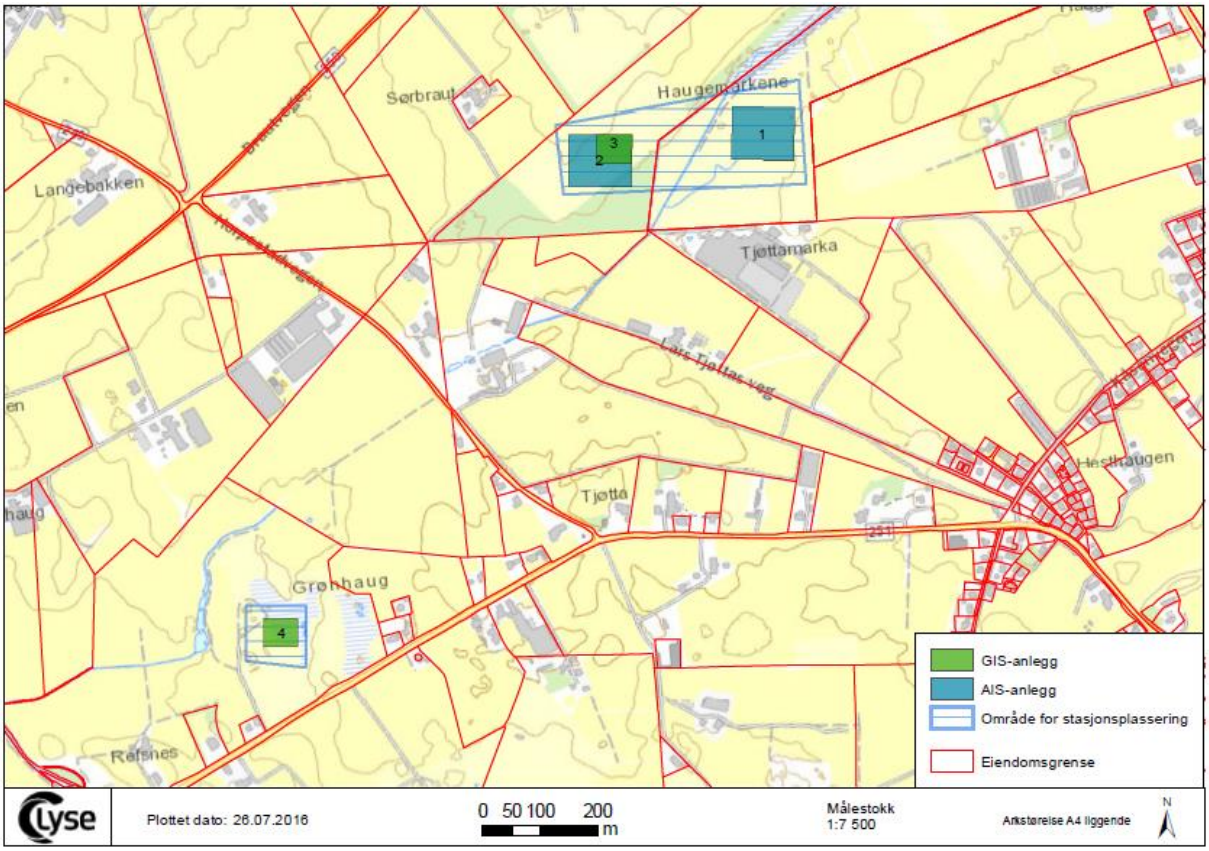
En eventuell utvidelse vil bestå av et nytt bygg inneholdende 132 kV koblingsanlegg samt nødvendige høyspent apparatanlegg. Klepp Energi, som i dag er ansvarlig for transformeringen, vil da måtte finne en egnet plassering av nye transformatorer inne på dagens stasjonsområde.



Figur 4.6. Foreslåtte plasseringer av ny transformatorstasjon Kleppemarka

4.3.5 Ny transformatorstasjon Tjøtta

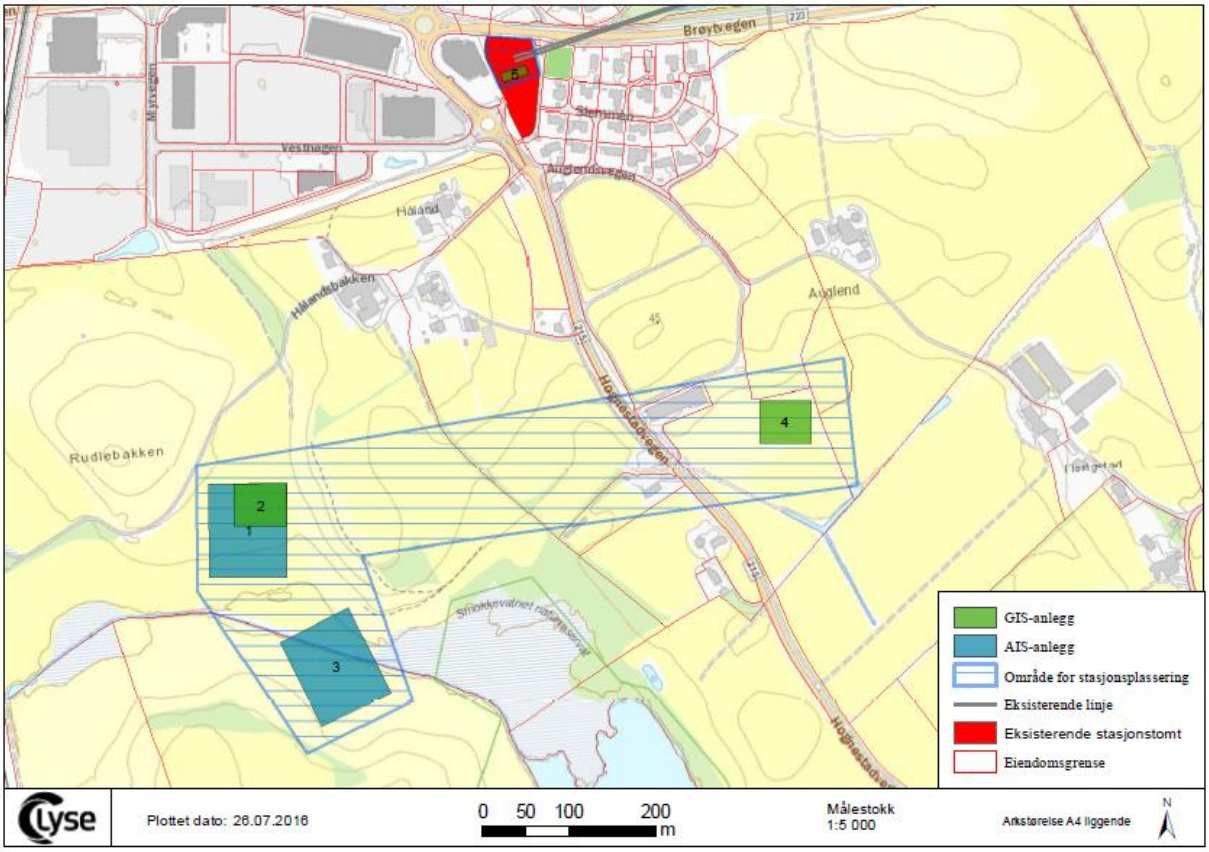
For en ny transformatorstasjon på Tjøtta foreslås 2 mulige plassering av en ny AIS stasjon og 2 mulige plasseringer av en ny GIS stasjon (hvorav den ene sammenfaller med mulig plassering av en AIS stasjon), jfr. figur 4.7.



Figur 4.7. Foreslåtte plasseringer av ny transformatorstasjon Tjøtta

4.3.6 Ny transformatorstasjon Håland

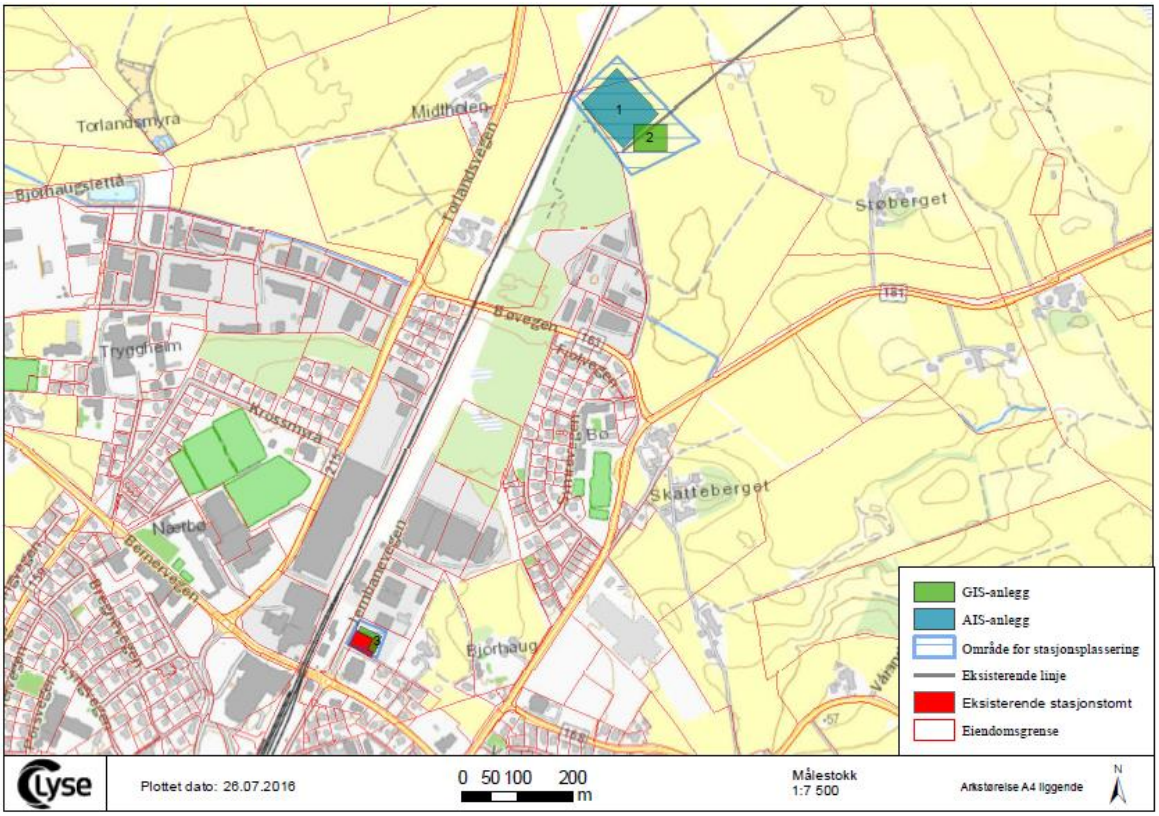
For en ny transformatorstasjon på Håland foreslås 2 mulige plasseringer av en ny AIS stasjon og 2 mulige plasseringer av en ny GIS stasjon. I tillegg vurderes det fortsatt mulighetene for en utvidelse av eksisterende stasjon (figur 4.8). Dersom eksisterende stasjon skal benyttes,vurderes påbygg av trafonisjer på sørsiden av eksisterende bygg.



Figur 4.8. Foreslåtte plasseringer av ny transformatorstasjon Håland

4.3.7 Ny transformatorstasjon Nærbø

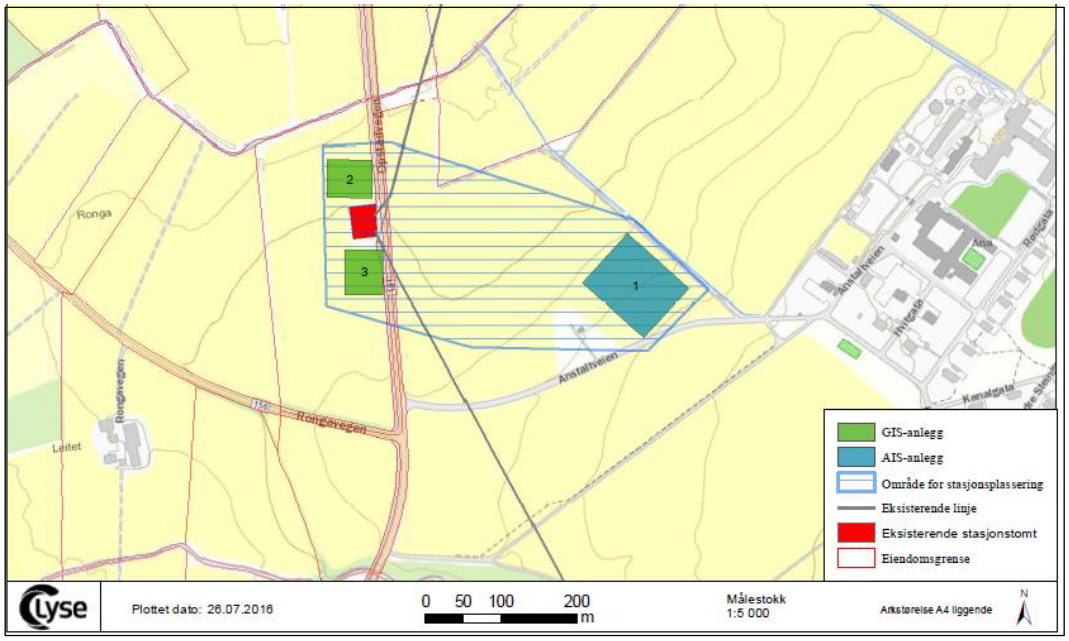
For en ny transformatorstasjon på Nærbø foreslås 1 mulig plassering av en ny AIS stasjon og 1 mulig plassering av en ny GIS stasjon. I tillegg vurderes det fortsatt muligheten for en utvidelse av eksisterende stasjon (figur 4.9). Dersom eksisterende stasjon skal benyttes, vurderes det å bygge nye trafonisjer på østsiden av eksisterende bygg, og på sikt utvide 22 kV sal på nordsiden av eksisterende bygg.



Figur 4.9. Foreslåtte plasseringer av ny transformatorstasjon Nærbø

4.3.8 Ny transformatorstasjon Opstad

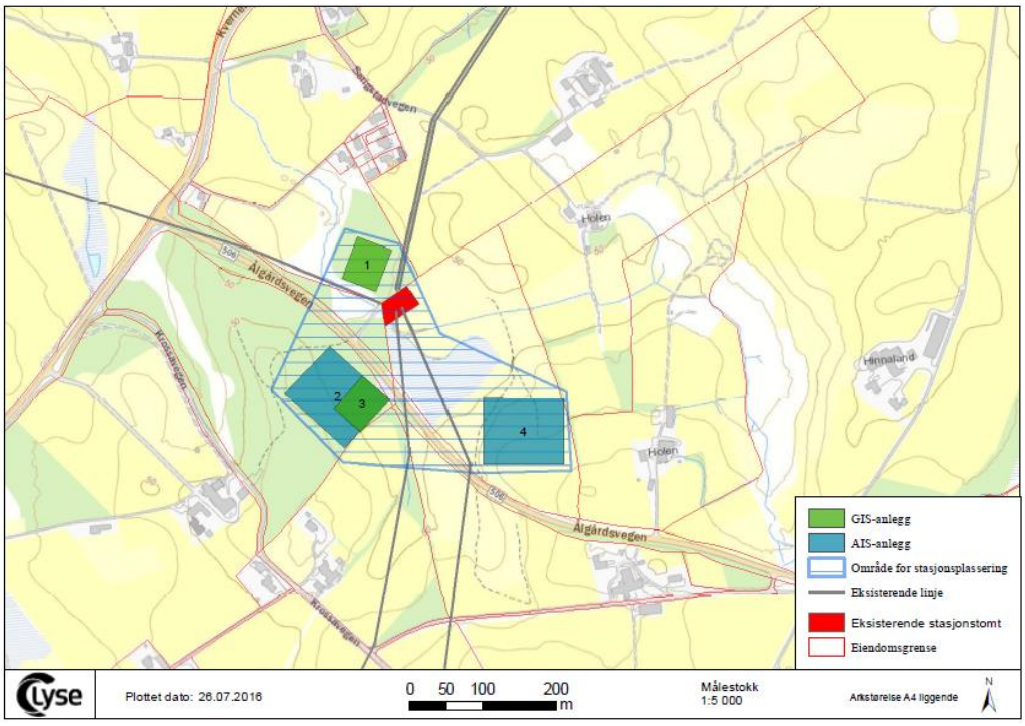
For en ny transformatorstasjon på Opstad foreslås 1 mulig plassering av en ny AIS stasjon og 2 mulige plasseringer av en ny GIS stasjon (figur 4.10). På grunn av tilstanden til eksisterende bygg vurderes det ikke som aktuelt å benytte dette i fremtiden.



Figur 4.10. Foreslåtte plasseringer av ny transformatorstasjon Opstad

4.3.9 Ny transformatorstasjon Holen

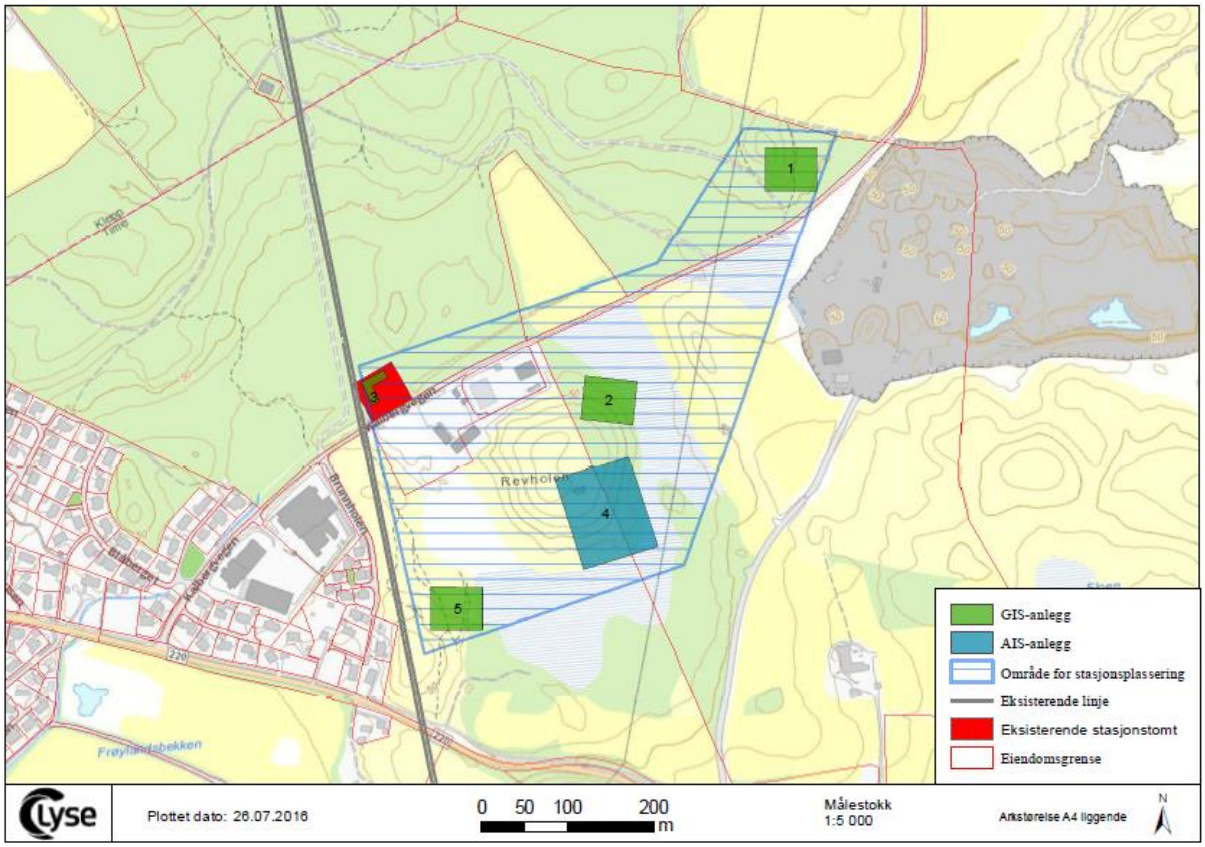
For en ny transformatorstasjon på Holen foreslås 2 mulige plasseringer av en ny AIS stasjon og 2 mulige plasseringer av en ny GIS stasjon (figur 4.11). På grunn av tilstanden til eksisterende bygg vurderes det ikke som aktuelt å benytte dette i fremtiden.



Figur 4.11. Foreslåtte plasseringer av ny transformatorstasjon Holen

4.3.10 Ny transformatorstasjon Kalberg

For en ny transformatorstasjon på Kalberg foreslås 1 mulig plassering av en ny AIS stasjon og 3 mulige plasseringer av en ny GIS stasjon (figur 4.12). Det kan også være aktuelt å utvide eksisterende stasjon gjennom et påbygg for stasjonstrafoer (■/22 kV) og distribusjonsnetts-avganger ■/22 kV på vestsiden av eksisterende bygg. Nye trafonisjer kan eventuelt bygges/ombygges innenfor eksisterende bygningskropp.

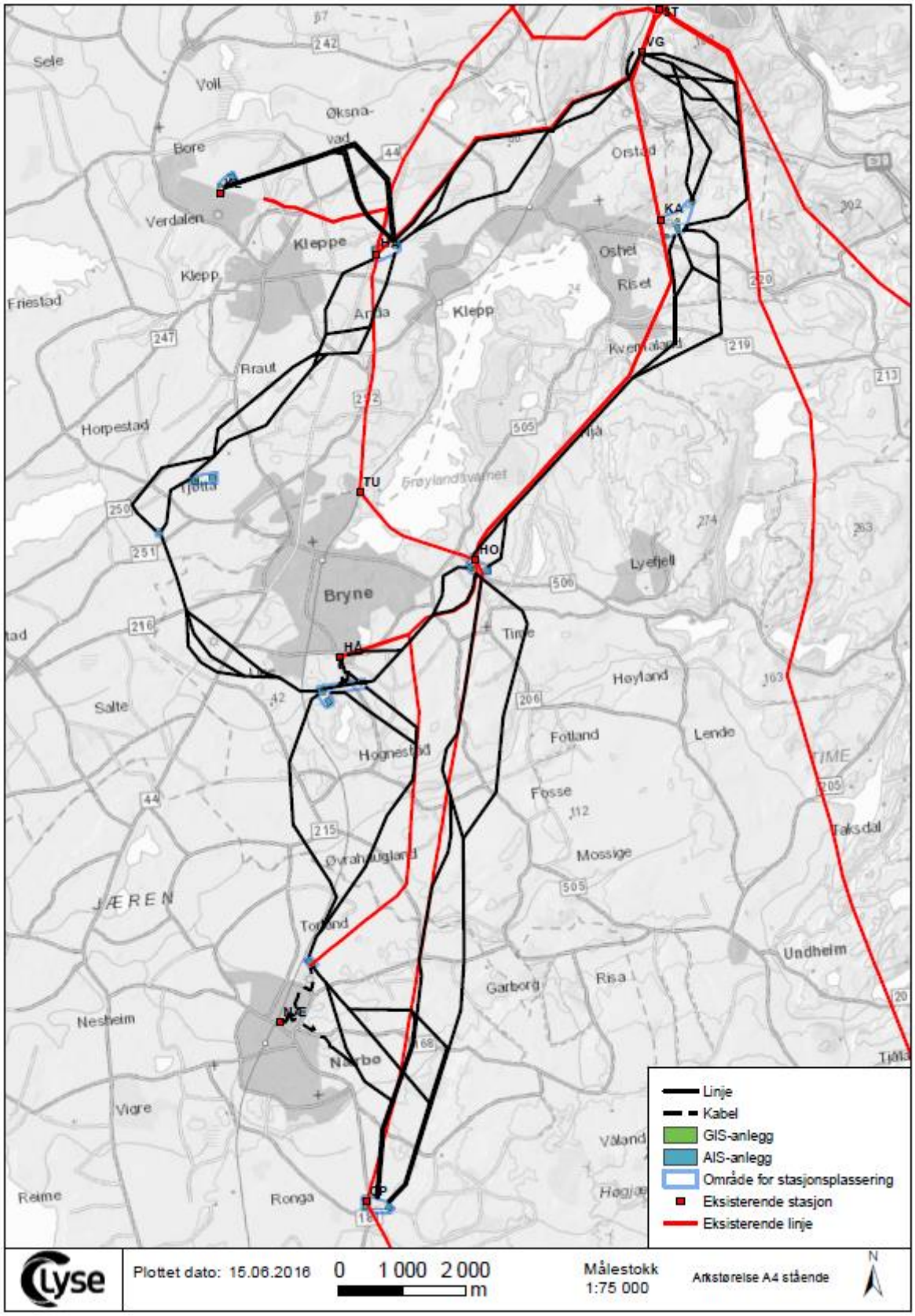


Figur 4.12. Foreslåtte plasseringer av ny transformatorstasjon Kalberg

4.4 NYE FORBINDELSER MELLOM TRANSFORMATORSTASJONENE

De meldte alternativene til nye forbindelser mellom transformatorstasjonene er de som Lyse Elnett ut fra foreliggende informasjon har vurdert som hensiktsmessig å utrede videre. Innspill til meldingen eller andre vurderinger kan medføre at alternativer som er vurdert, men ikke meldt, likevel inngår i det videre utredningsarbeidet. På samme måte kan meldte alternativer utgå fra det videre utredningsarbeidet. Videre prosess kan medføre at det dukker opp nye løsninger som foreløpig ikke er vurdert. Meldte trasealternativer er vist i figur 4.13.

I utgangspunktet er parallellføring med eksisterende nett vurdert som positivt siden man da kan utnytte en eksisterende kraftkorridor framfor å lage nye. Samtidig har samfunnsutviklingen medført at det på enkelte steder er vanskelig å kunne få dette til på en god måte, både teknisk og konsekvensmessig. Videre er det også slik at flytting av eksisterende stasjon på Tu mot vest til Tjøtta medfører behov for traseer i områder som i dag ikke har regionalnett.



Figur 4.13. Alternative traseløsninger for nye forbindelser i Jærnettet.

4.4.1 Utforming

Det er foreløpig ikke gjort spesifikke valg av tekniske løsninger for nye forbindelser. Det foreligger en rekke muligheter, både når det gjelder mastetyper og -materiale, linetyper og eventuelt jordkabel. De ulike løsningene har fordeler og ulemper, både teknisk, økonomisk og miljømessig. Hvilke løsninger som til slutt velges, vil avklares i den videre planleggingen og redegjøres for i konsekvensutredning og konsesjonssøknad.

4.4.1.1 Mastetyper og liner

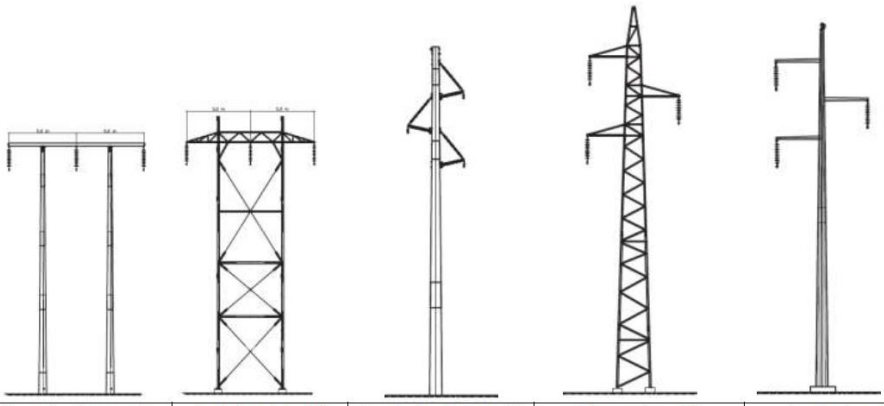
Det vurderes flere mulige tekniske løsninger på nye 132 kV forbindelser. Når det gjelder materialtype, vurderes kompositt eller stål å være de mest aktuelle. Trestolper er tradisjonelt mye benyttet, men det kan være vanskelig å få tak i lange nok trestolper hvis det skal bygges med lange spenn. I tillegg er levetiden kortere sammenlignet med stål og kompositt. I det aktuelle klimaet på Jæren er det i tilfelle nødvendig å velge kreosotimpregnerte trestolper, og dette vil kunne ha negative HMS- messige konsekvenser.

Stål og kompositt er også mer fleksible materialer og gir mulighet for flere mastebilder (jfr. figur 4.14). Det kan for eksempel være gunstig med master som gir et lite fotavtrykk for å minimalisere ulempene for landbruk. Lengre spenn åpner også for å plassere mastene i eiendomsgrenser i større grad enn kortere spenn gjør.

Det foreligger en rekke ulike mastetyper på markedet, avhengig av hvilket oppheng man ønsker av linetrådene. Tradisjonelt planoppheng (de to typene til venstre i figur 4.14) har fordeler med at mastene ikke trenger å være så høye som med trekantoppheng (gitt samme spennlengde). Master med planoppheng vil gi et større fotavtrykk og trasebredde enn trekantoppheng. Trekantoppheng brukes sammen med en rørmast av stål eller kompositt, eventuelt en tårnmast av vinkelstål. Denne type master vil bli høyere hvis en legger samme spennlengde til grunn, siden trådene henger delvis over hverandre. Dette kan bety at kraftledningene vil vise mer igjen i det åpne landskapet på Jæren, men vil også gi et mindre fotavtrykk. Det vil også måtte gjøres vurderinger knyttet til om trekantoppheng medfører økt kollisjonsrisiko for bl.a fugl.

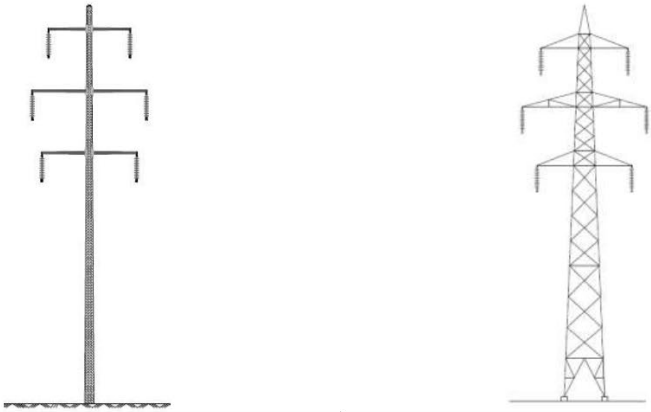
Høyden på linjene vil tilpasses slik at de ikke er til hinder for vanlig landbruksdrift i området. Maskiner med en høyde på opptil ca 7 m begynner å bli relativt vanlige i området.

Samtlige linjer vil bli bygget med en eller to jordtråder der minst en av de vil ha innlagt fiber for kommunikasjon. Avhengig av mastetype kan jordtråden være overliggende eller underliggende i forhold til de strømførende fasene.

Spesifikasjon					
Aktuelle mastetyper	H-mast av kompositt eller stål	Portalmast av stål	Rørmast av kompositt	Tårnmast av stål	Rørmast av stål
Systemspenning	132 kV				
Gjennomsnittlig mastehøyde	18-25 m avhengig av mastetype				
Avstand ytterfase-ytterfase	5-10 m avhengig av mastetype				

Figur 4.14. Mulige mastebilder av ulike løsninger for nye 132 kV forbindelser

I utgangspunktet ønsker man å bygge enkeltkursmaster, men det kan på enkelte korte strekninger være aktuelt å vurdere løsninger med dobbeltkurs der to forbindelser benytter felles master. Fordeler og ulemper med slike løsninger vil vurderes i en senere fase av prosjektet. Eksempel på mastebilde for dobbeltkursmaster er vist i figur 4.15.

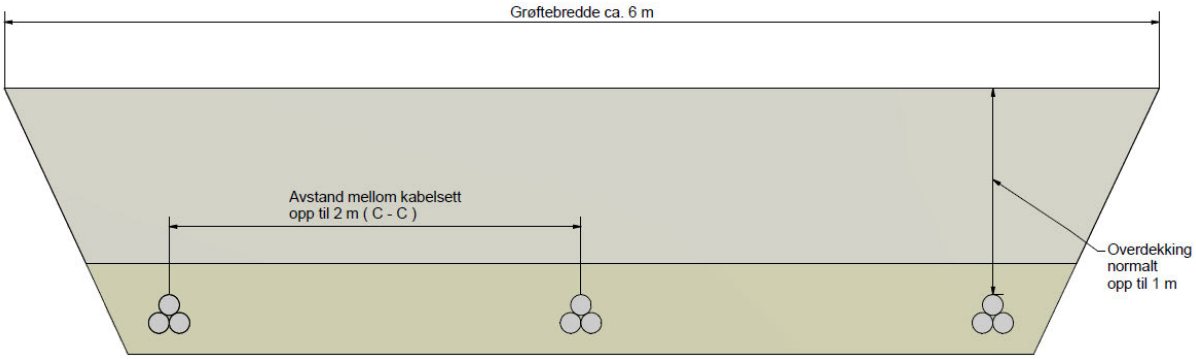
Spesifikasjon		
Aktuelle mastetyper	Rørmast av kompositt eller stål	Tårnmast av stål
Systemspenning	132 kV	
Gjennomsnittlig mastehøyde	22-28 m avhengig av mastetype	
Avstand ytterfase-ytterfase	6-10 m avhengig av mastetype	

Figur 4.15. Mulige mastebilder dobbeltkurs 132 kV forbindelser

4.4.1.2 Jordkabel

Kap. 4.2 beskriver de tilfeller hvor jordkabel kan være aktuelt som et alternativ til luftledning. Dersom det er nødvendig å bygge kortere strekning med jordkabel vil det være behov for å legge inntil tre parallelle kabelsett. Nedføring i bakken vil skje fra en kabelendemast som vil være noe kraftigere enn øvrige master.

For å unngå store overførings- og kapasitetstap vil kabelsettene måtte forlegges i bakken slik at tilstrekkelig kjøling kan oppnås. Figur 4.16 viser et typisk grøftesnitt med forlegging av 3 kabelsett i tett trekant.



Figur 4.16. Eksempel på grøftesnitt, 3 132 kV kabelsett forlagt i tett trekant.

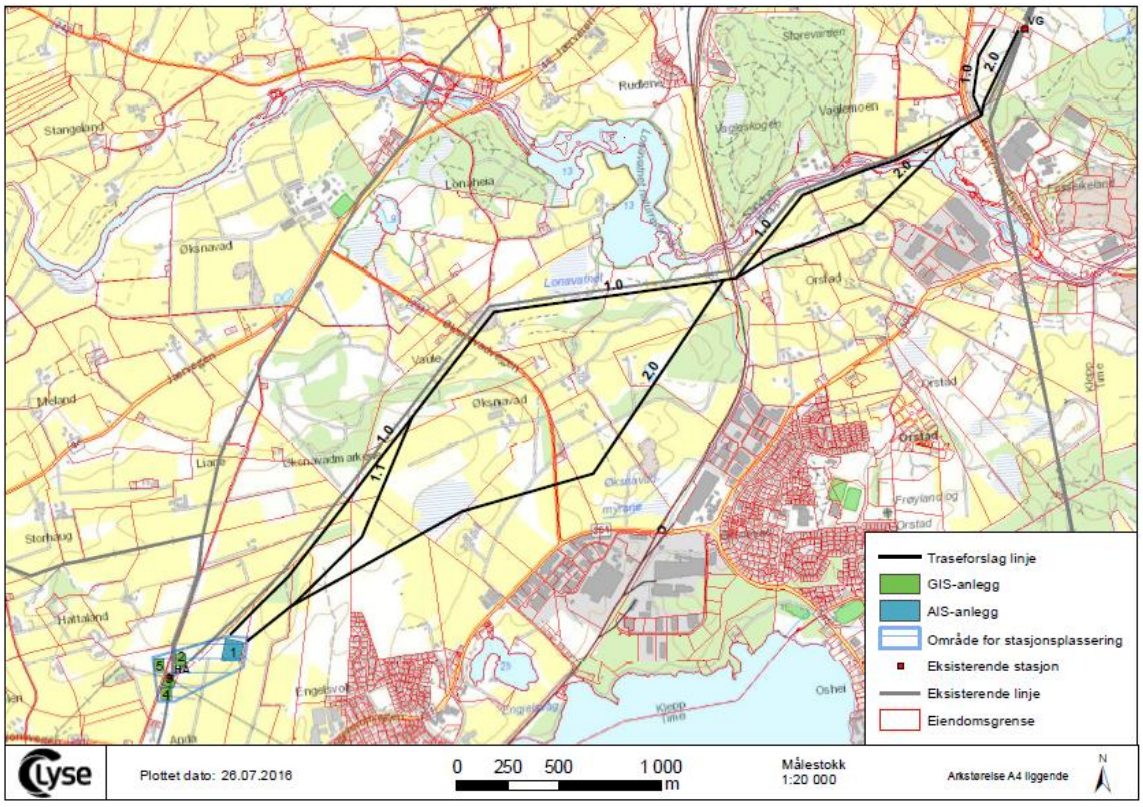
I utgangspunktet antas at 1600 mm² PEX (=plast) isolert kabel vil velges for nye kabelsett. Jordkabler produserer reaktiv effekt som legger beslag på transportkapasitet for aktiv effekt, og som bidrar til uønsket spenningsstigning når kabelen ligger i tomgang. Lange kabellengder i nettet medfører derfor behov for kompensering i stasjonene, noe som vil øke størrelsen på disse. Med de eventuelle kabellengder som fremkommer av meldte traseforslag forventes det ikke å være behov for slik kompensering.

4.4.2 Trasealternativer Vagle – Hatteland

Mellom Vagle og Hatteland er det foreslått to hovedalternativer (figur 4.17). Alternativ 1.0 følger i hovedsak eksisterende 50 kV trase. For å få nok avstand til Figgjoelva på strekningen mellom Vagle og jernbanen må traseen ligge på sørsiden av eksisterende linje. Fra jernbanen fortsetter alternativ 1 på sørsiden av eksisterende linje slik at man unngår kryssing av eksisterende linje samt får tilstrekkelig avstand til bebyggelsen ved Øksnevad.

Alternativ 2.0 er foreslått i en ny trase, sør for eksisterende 50 kV forbindelse. Mellom Vagle og jernbanen er traseen trukket opp mot Messingheia for å få avstand til gårdsbrukene som ligger ned mot Figgjoelva. Begge alternativ krysser jernbanen på samme sted. Derfra følger alternativ 1.0 eksisterende trase, mens traseen i alternativ 2.0 er lagt sørvest mot Øksnevadmyrane før den dreier vest inn mot Hatteland.

Den detaljerte traseføringen inn mot stasjonen på Hatteland vil være avhengig av valg av plassering av stasjonen. Total lengde på traseen vil være ca. 5,2 – 5,7 km, avhengig av alternativ.

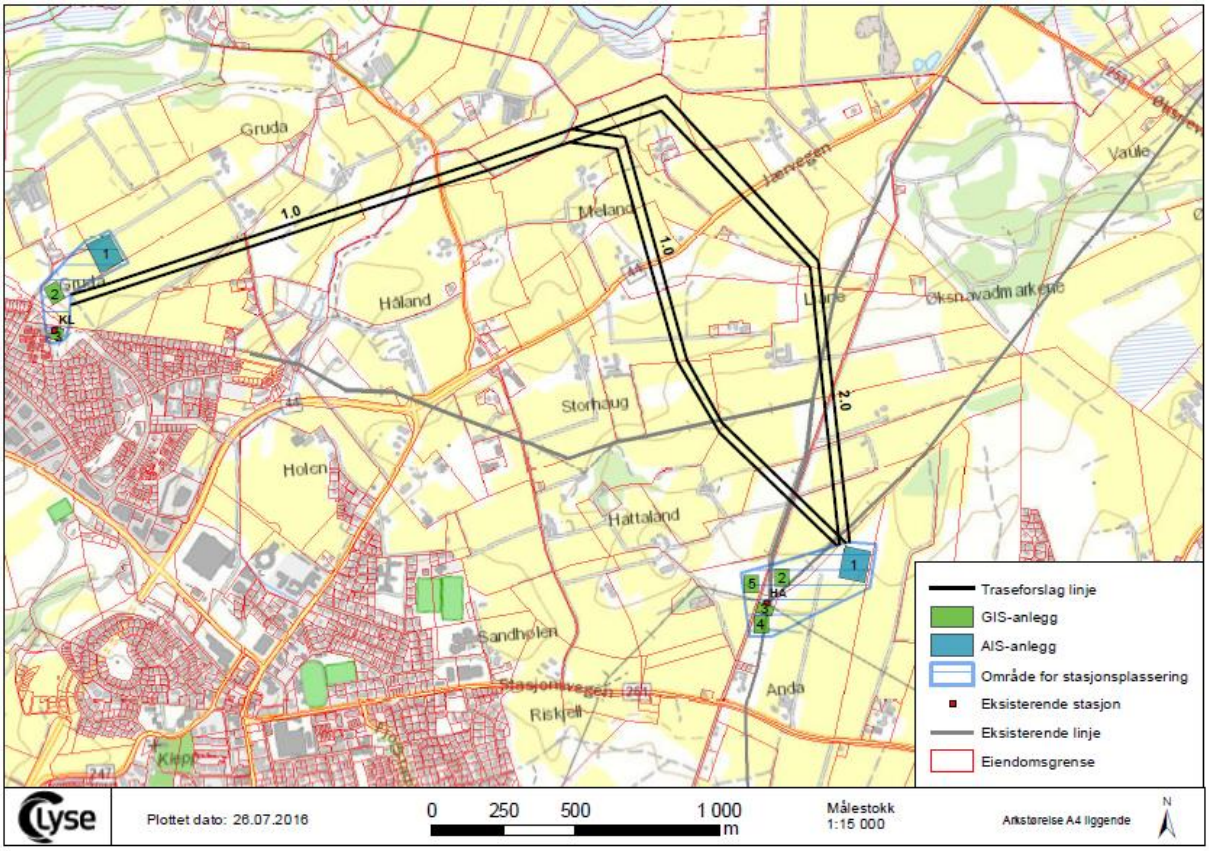


Figur 4.17. Foreslåtte trasealternativer Vagle - Hatteland

4.4.3 Trasealternativer Hatteland – Kleppemarka

Fra Hatteland mot Kleppemarka planlegges to parallelle enkeltkursforbindelser. Det foreligger to alternative fremføringsløsninger (figur 4.18). Alternativ 1.0 går nordvest fra Hatteland mot Storhaug, hvor eksisterende dobbeltkurslinje krysses, og deretter videre nordover mot Meland. Alternativ 2.0 går nordover fra Hatteland og krysser eksisterende enkeltkurslinje vest for Øksnevadmarkene. Deretter fortsetter traseen videre nord/nordvest mot Meland. Fra Meland til Kleppemarka er det kun ett trasealternativ (alternativ 1.0).

Den detaljerte traseføringen ut av Hatteland og inn til Kleppemarka vil være avhengig av valg av plassering for disse. Total lengde på traseen vil være ca. 3,4 – 4,1 km, avhengig av alternativ.



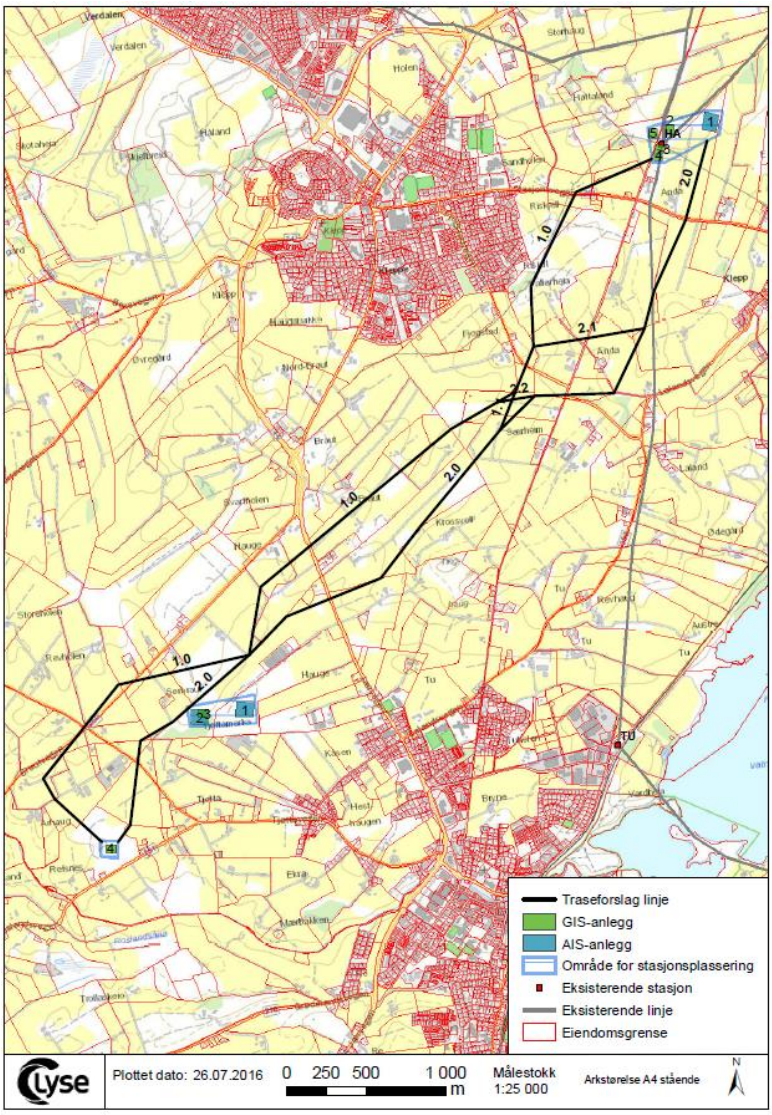
Figur 4.18. Foreslåtte trasealternativer Hatteland - Kleppemarka

4.4.4 Trasealternativer Hatteland – Tjøtta

Mellom Hatteland og Tjøtta er det vurdert to hovedalternativer, med flere mulige varianter av disse (figur 4.19). Fra Hatteland foreslås alternativ 1.0 sørvest mot Stasjonsvegen og derifra langs eksisterende høyspentlinje via Toftehaugan og deretter mot Fjogstad. Alternativ 2.0 foreslås øst for bebyggelsen på Anda (nord) og krysser eksisterende 50 kV forbindelse ved Kjellebakken/Anda (sør). Gjennom alternativ 2.1 kan man krysse mot vest og deretter eventuelt følge alternativ 1.0 videre.

Fra Fjogstad er alternativ 1.0 planlagt lengst nord av trasealternativene, med alternativ 2.0 noe lengre sør. Ved Haugemarkene møtes trasealternativene igjen. Herfra føres alternativ 1.0 i en bue mot alternativ 4 for en ny stasjon, mens alternativ 2.0 går mot sør til Refsnes/Grønhaug.

Den detaljerte traseføringen ut av Hatteland og inn til Tjøtta vil være avhengig av valg av plassering for disse. Total lengde på traseen vil være ca. 4,8– 6,9 km, avhengig av alternativ.



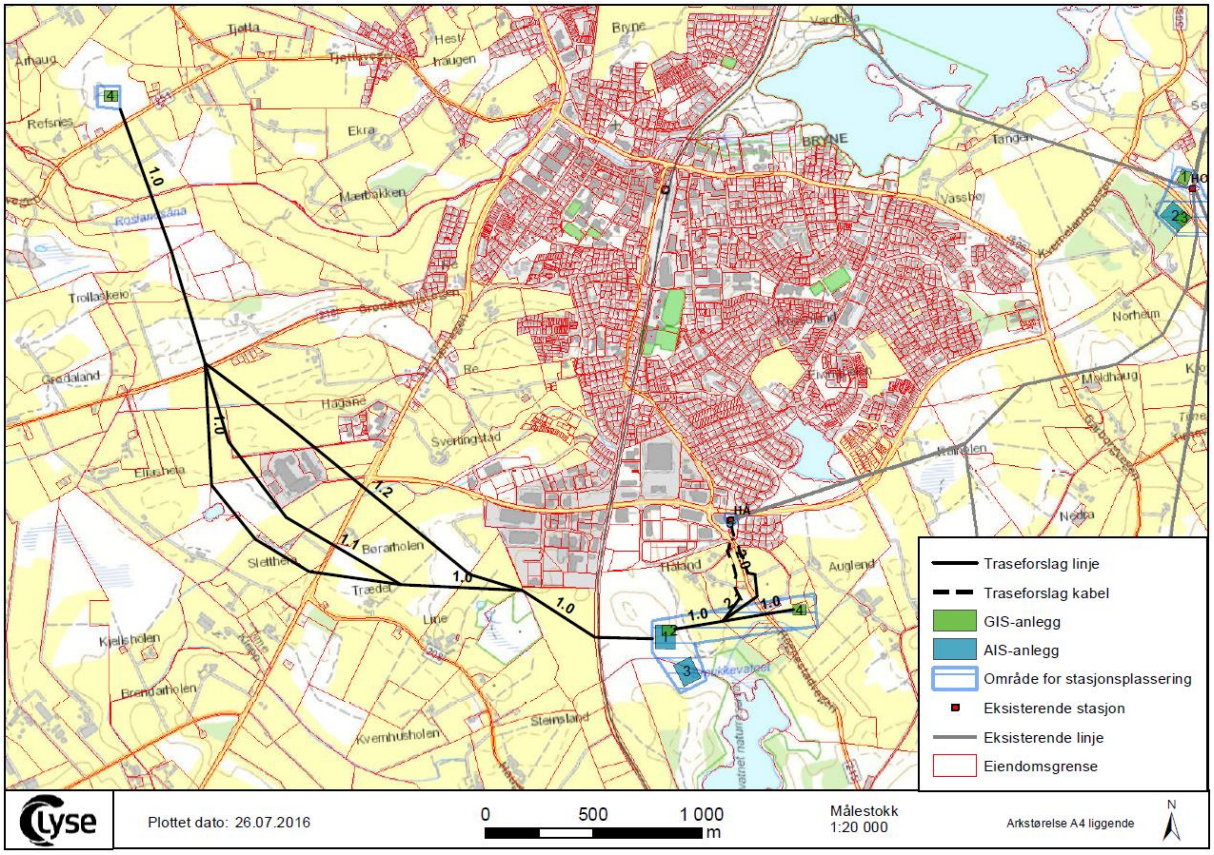
Figur 4.19. Foreslåtte trasealternativer Hatteland – Tjøtta

4.4.5 Trasealternativer Tjøtta – Håland

Mellom Tjøtta og Håland er det foreslått en trase med et hovedalternativ (alternativ 1.0), samt enkelte varianter av denne (figur 4.20). Fra Tjøtta går traseen mot sør frem til FV 214 Grødelandsvegen. Herfra føres et nordlig alternativ 1.2 nord for Ree Næringspark og frem mot utkanten av eksisterende industriområde på Håland. Alternativt kan man følge en trase rett sør for Ree Næringspark, over kulturminnefeltet «Hanaland» (alternativ 1.1). Det er også mulig med et alternativ ytterligere mot sør (alternativ 1.0), på sørsiden av kulturminnefeltet.

Fra trasealternativene samles like utenfor det eksisterende industriområde på Håland er det kun en traseløsning (alternativ 1.0) inn mot en ny stasjon på Håland.

Den detaljerte traseføringen ut av Tjøtta og inn til Håland vil være avhengig av valg av plassering for disse. Dersom eksisterende Håland transformatorstasjon skal benyttes, vil det siste stykket inn mot stasjonen måtte legges i jordkabel. Total lengde på traseen vil være ca. 3,8– 6,5 km, avhengig av alternativ (spesielt plasseringen av Tjøtta og Håland transformatorstasjon).



Figur 4.20. Foreslåtte trasealternativer Tjøtta - Håland

4.4.6 Trasealternativer Vagle– Kalberg

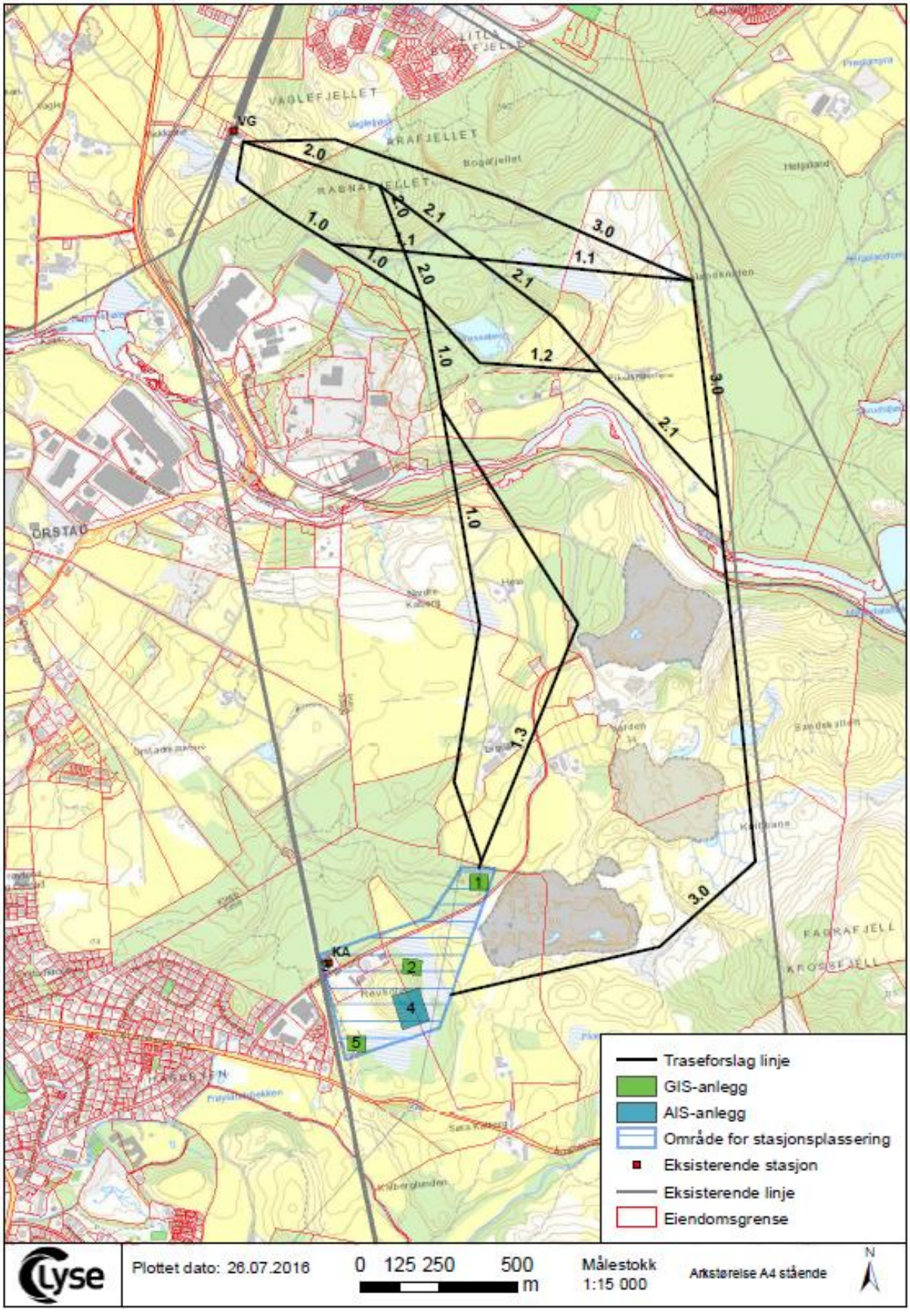
Mellom Vagle og Kalberg er det tre hovedalternativer, med flere underalternativer (figur 4.21). Ut fra Vagle foreslås alle alternativer mot øst, siden det vil være svært krevende å gå parallellt med eksisterende 50 kV forbindelse i dette området. Felles for området mellom Vagle og Kalberg er at det foreligger planer fra bl.a. Statens vegvesen og Statnett som kan påvirke gjennomførbarheten av de ulike alternativene.

Alternativ 1.0 er foreslått i kanten av eksisterende industriområde på Foss-Eikeland. Deretter kan man eventuelt fortsette mot øst (alternativ 1.1) og inn i alterativ 2.1 eller 3.0. Fra det nordøstlige hjørnet av eksisterende industriområde kan man fortsette østover (alternativ 1.2), forbi Plassatjørn, og deretter følge alternativ 2.1 videre. Alternativt kan man fortsette mot sør langs den østlige del av industriområdet (alternativ 1.0). Fra området umiddelbart nord for Figgjoelva følger alternativ 1.0 på østsiden av eksisterende 15 kV forbindelse til Nordre Kalberg, før denne krysses for å få avstand til bebyggelsen ved Legdå. Ved Nordre Kalberg går traseen gjennom/ved to kulturminnefelter og i nærheten av framtidig utbyggingsområde. Alternativt foreslås å gå mot øst, frem mot eksisterende massuttak, før man vinkler mot sørvest og inn mot stasjonen på Kalberg (alternativ 1.3).

Alternativ 2.0 går ut fra Vagle lengre mot nord, og berører friområdet i Foss-Eikelandskogen i noe større grad. Ved Rabnafjellet vinkler alternativ 2.0 mot sør og inn i alternativ 1.0 videre. Alternativt kan man følge mot sørøst (alternativ 2.1), og sør (alternativ 2.1) for Eikelandsmyra. Man kan alternativt gå nord (alternativ 1.1) for Eikelandsmyra, og deretter følge på vestsiden av eksisterende 300 kV forbindelse på vestsiden av Helgalandsnuten og inn i alternativ 3.0.

Det meldes også et nordlig alternativ (alternativ 3.0), som går øst- sørøstover sør for Vagletjørn. Videre fortsetter traseen mot sørøst, på sørsiden av Arafjellet og Bogafjellet, frem til eksisterende 300 kV forbindelse. Videre følges eksisterende 300 kV forbindelse fram til Knibbane og videre vestover til Kalberg.

Den detaljerte traseføringen inn mot stasjonen på Kalberg vil være avhengig av valg av plassering for denne. Total lengde på traseen vil være ca. 2,7 – 4,7 km, avhengig av alternativ.



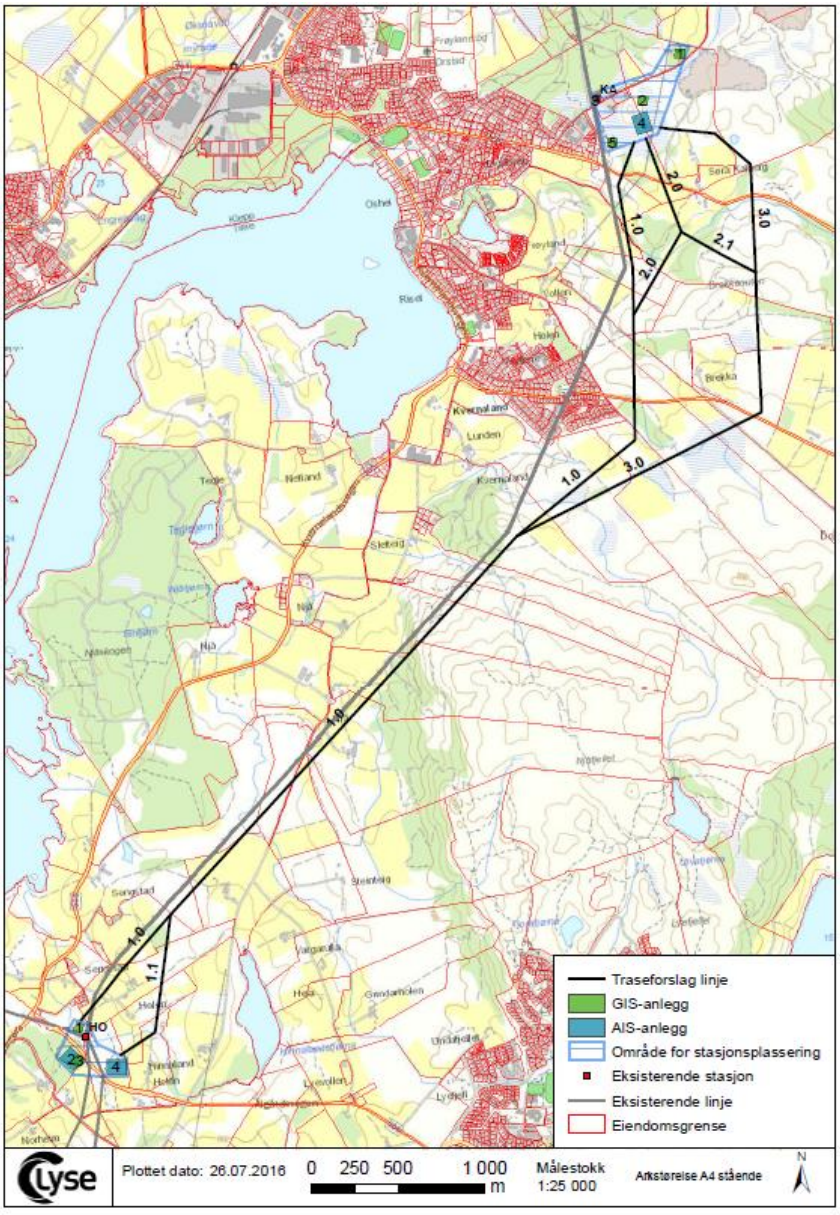
Figur 4.21. Foreslåtte trasealternativer Vagle – Kalberg

4.4.7 Trasealternativer Kalberg – Holen

Ut av Kalberg vurderes tre alternativer sørover mot Holen (figur 4.22). Alternativ 1.0 følger parallelt på østsiden av eksisterende 50 kV linje de første 700 m, før den fraviker denne traseen og går øst for bebyggelsen ved Kvernaland. Alternativ 2.0 går noe lengre øst, før den dreier mot sørvest og inn i traseen til alternativ 1.0 eller mot øst (alternativ 2.1) og inn i traseen til alternativ 3.0. Alternativ 3.0 er lagt øst for Søra Kalberg og Brekkå, og deretter mot sørvest inn mot eksisterende trase.

De ulike trasealternativene samles i området øst for Slettelg, og følger deretter på østsiden av eksisterende 50 kV forbindelse frem til Serigstad. Fra Serigstad følger alternativ 1.0 parallelt med eksisterende linje inn mot en ny stasjon på Holen, mens alternativ 1.1 har en innføring mot stasjonsområdet noe lengre øst.

Den detaljerte traseføringen ut av Kalberg og inn til Holen vil være avhengig av valg av plassering for disse. Total lengde på traseen vil være ca. 6,4– 7,9 km, avhengig av alternativ.



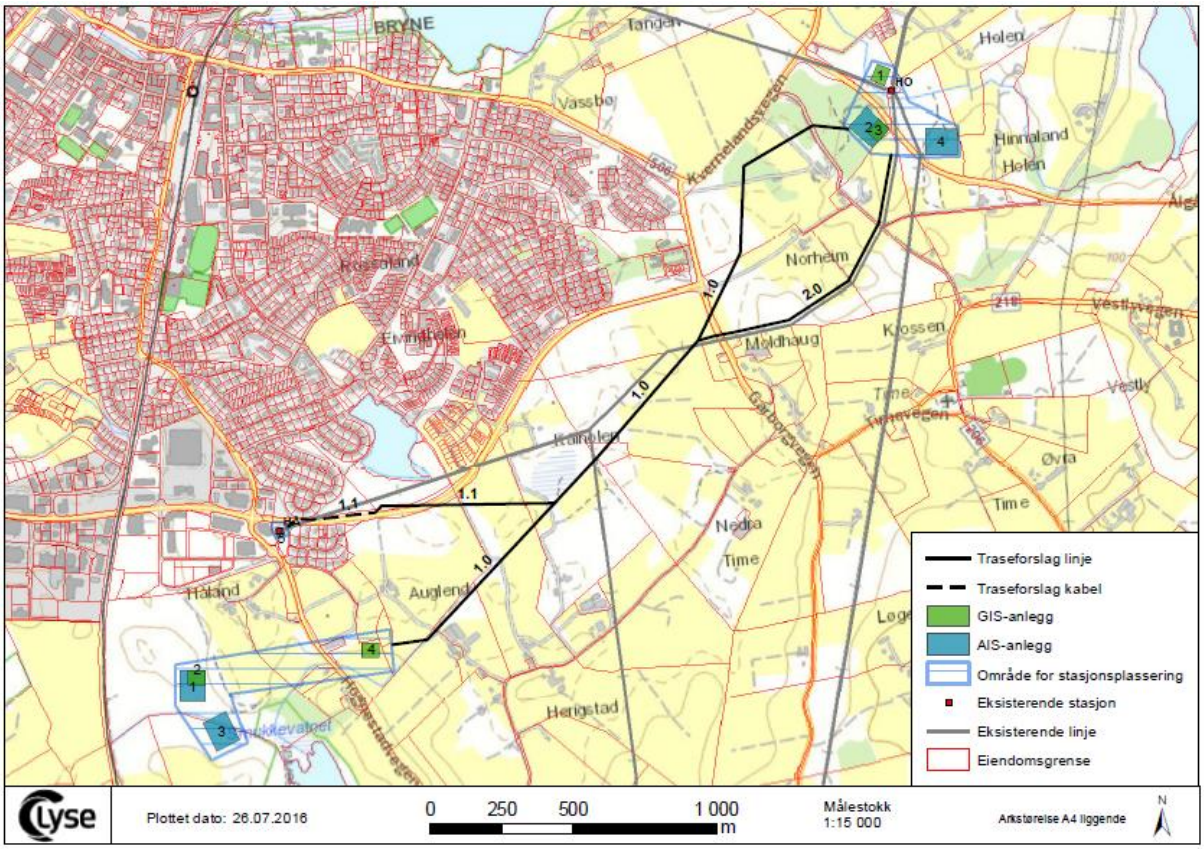
Figur 4.22. Foreslåtte trasealternativer Kalberg - Holen

4.4.8 Trasealternativer Holen – Håland

Det er begrensede muligheter for å finne traseføringer mellom Holen og Håland (figur 4.23).

Fra Holen kan man følge eksisterende 50 kV Holen-Håland ned mot FV 505 Garborgvegen (alternativ 2.0), eller krysse vest mot FV 506 Kvernelandsvegen og deretter sørover til FV 505 (alternativ 1.0).

Umiddelbart vest for FV 505 krysser traseen eksisterende 50 kV forbindelse, og følger deretter sør for eksisterende trase, og nord for bebyggelsen på Herigstad, inn mot Håland. Den detaljerte traseføringen ut av Holen og inn til Håland vil være avhengig av valg av plassering for disse. Dersom eksisterende Håland transformatorstasjon skal benyttes, vil traseen krysse FV 223 Brøytvegen sør for Eivindholtjørn. De siste 300-400 m inn mot stasjonen vil da måtte legges i jordkabel. Total lengde på traseen vil være ca. 2,8– 3,5 km, avhengig av alternativ.



Figur 4.23. Foreslåtte trasealternativer Holen - Håland

4.4.9 Trasealternativer Håland – Nærbø

Mellom Håland og Nærbø er det i hovedsak to alternativ (alternativ 1.0 og alternativ 2.0), jfr. figur 4.24.

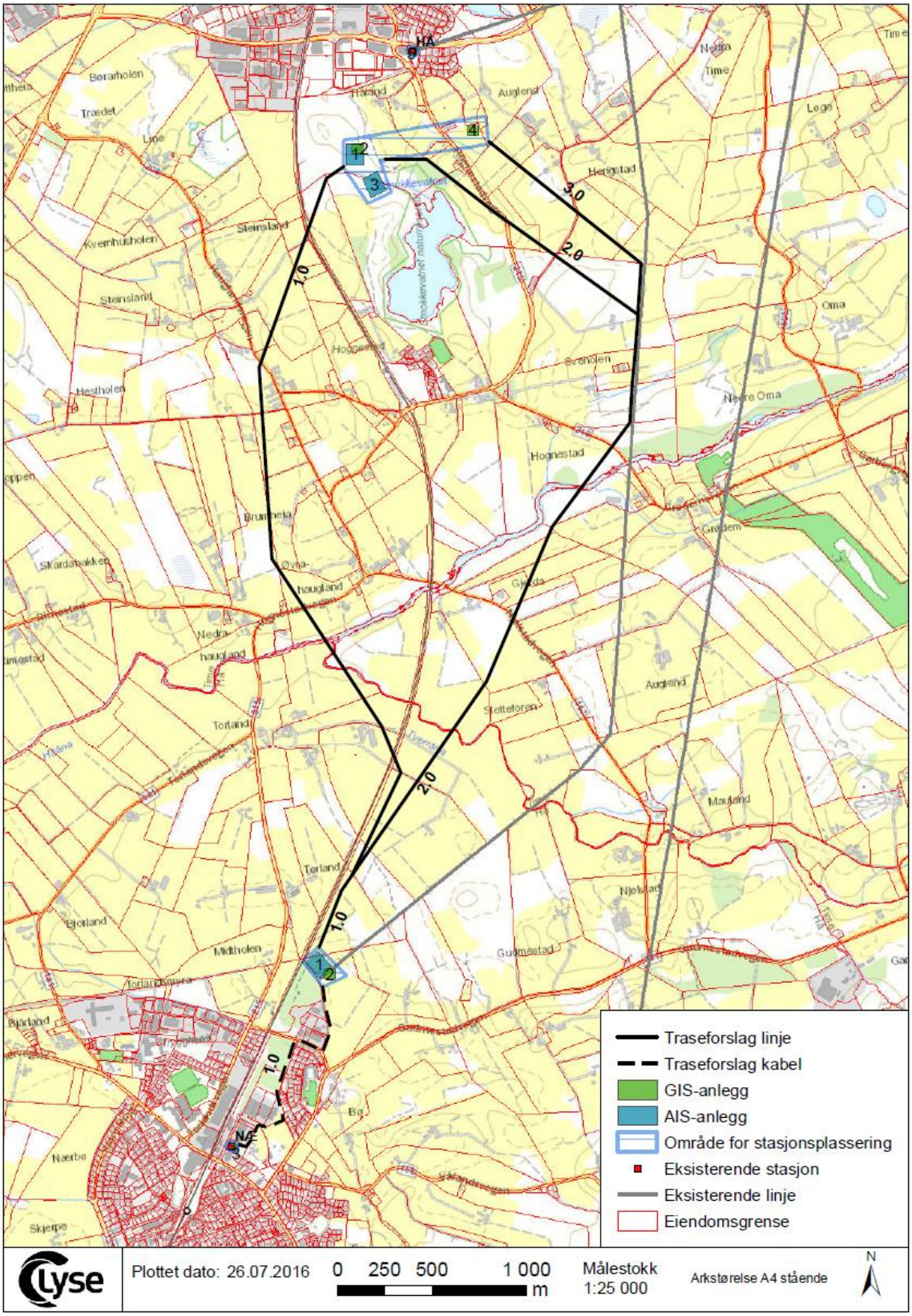
Alternativ 1.0 går mot vest-sørvest fra Håland og krysser jernbanen ved Steinsland. Herfra fortsetter traseen sørover til Torland, før jernbanen igjen krysses og traseen følger langs alternativ 2.0 ned til Nærbø.

Alternativ 2.0 vil være mest aktuelt for de vestlige plasseringene av en ny stasjon på Håland. Traseen går østover fra Håland, kryssser Hognestadvegen og fortsetter deretter ned til Rindå. Herfra følges parallelt med eksisterende forbindelse, før traseen avviker fra denne og vinkler mot sørvest rett nord for Grødem. Deretter fortsetter traseen sørover og krysser FV167 Njølstadvegen ved bebyggelsen på Gjerda.

Alternativ 3.0 er mest aktuelt for stasjonsalternativ 4, samt dersom Håland skal beholdes på samme sted som i dag. Traseen er her lagt vest for bebyggelsen på Herigstad mot sørøst til eksisterende 50 kV forbindelse Håland-Nærbø. Herfra går traseen parallelt med eksisterende linje ca 200 m, og inn i alternativ 2.0.

Fra områdene sør for Bjorland/Torland vil alle alternativer fortsette parallellt med jernbanen inn mot Nærbø transformatorstasjon.

Den detaljerte traseføringen ut av Håland og inn til Nærbø vil være avhengig av valg av plassering for disse. Dersom eksisterende Nærbø transformatorstasjon skal benyttes, vil de siste ca. 1,3 km inn mot stasjonen måtte legges i jordkabel. Total lengde på traseen vil være ca. 4,5– 7,0 km, avhengig av alternativ.



Figur 4.24. Foreslåtte trasealternativer Håland - Nærbø

4.4.10 Trasealternativer Nærbø – Opstad

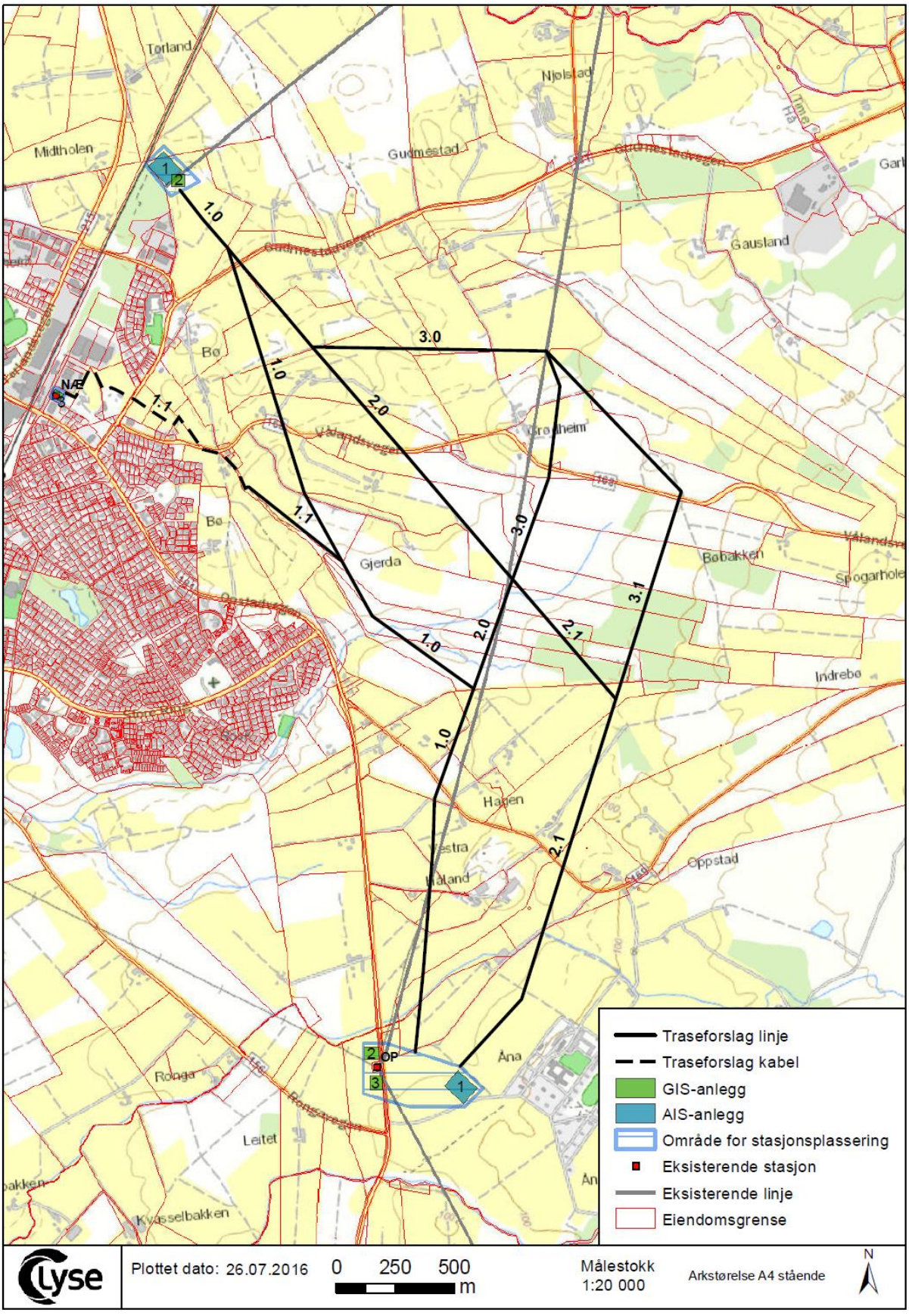
Mellom Nærbø og Opstad er det 3 hovedalternativer for fremføring (figur 4.25).

Alternativ 1.0 følger langs planlagt ny omkjøringsveg rundt Nærbø sentrum, og deretter sørvest for bebyggelsen på Gjerda. Fra områdene noe nord for FV169 Indrebøvegen vil alternativ 1.0 følge mer eller mindre parallellt med eksisterende 50 kV forbindelse inn mot Opstad. Dersom eksisterende stasjon på Nærbø skal benyttes, vil det måtte legges ca. 1 km jordkabel ut av stasjonen (alternativ 1.1), før luftspenn vil følge alternativ 1.0 videre.

Alternativ 2.0 går noe lenger nord, mellom Bø og Grødheim, inn mot eksisterende 50 kV forbindelse, og enten følge denne inn mot Opstad eller gå videre østover (alternativ 2.1) inn mot en eventuell ny trase mellom Holen-Opstad (se kap. 4.4.11). Dette for å muliggjøre en eventuell parallelføring av disse forbindelse inn mot Opstad.

Alternativ 3.0 går av fra alternativ 2.0 øst for Bø, og er lagt nord for Grødheim. Fra Grødheim kan man enten følge mer eller mindre parallellt med eksisterende forbindelse Holen – Opstad, eller krysse østover til en eventuell ny trase mellom Holen-Opstad (se kap. 4.4.11).

Den detaljerte traseføringen ut av Nærbø og inn til Opstad vil være avhengig av valg av plassering for disse. Total lengde på traseen vil være ca. 4,0– 5,7 km, avhengig av alternativ.



Figur 4.25. Foreslåtte trasealternativer Nærbø - Opstad

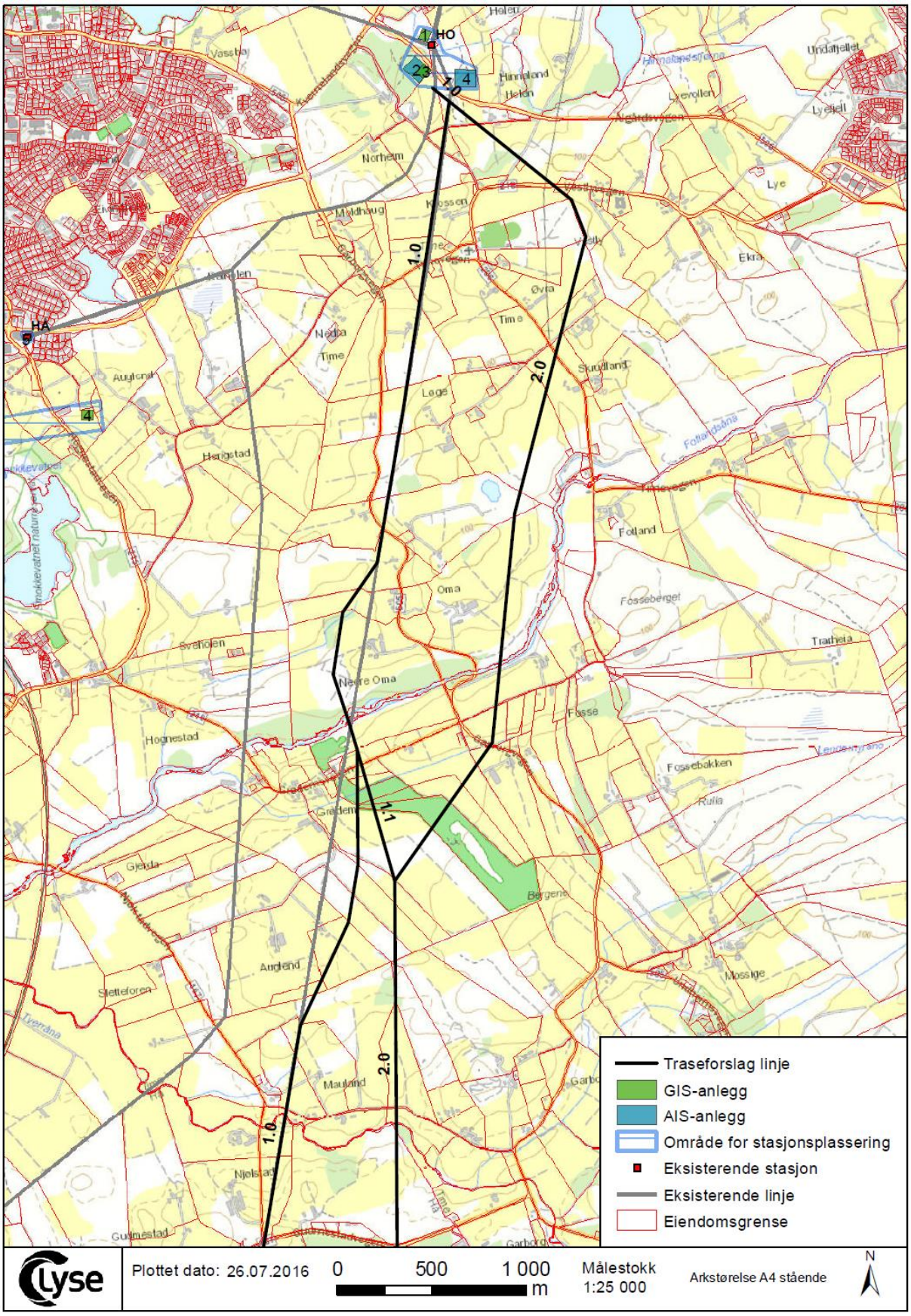
4.4.11 Trasealternativer Holen – Opstad

Mellom Holen og Opstad transformatorstasjon er det i hovedsak to alternativ (alternativ 1.0 og alternativ 2.0), jfr. figur 4.26 og 4.27. Det er mulig å krysse fra alternativ 1.0 i nordre del til alternativ 2.0 i søndre del via alternativ 1.1.

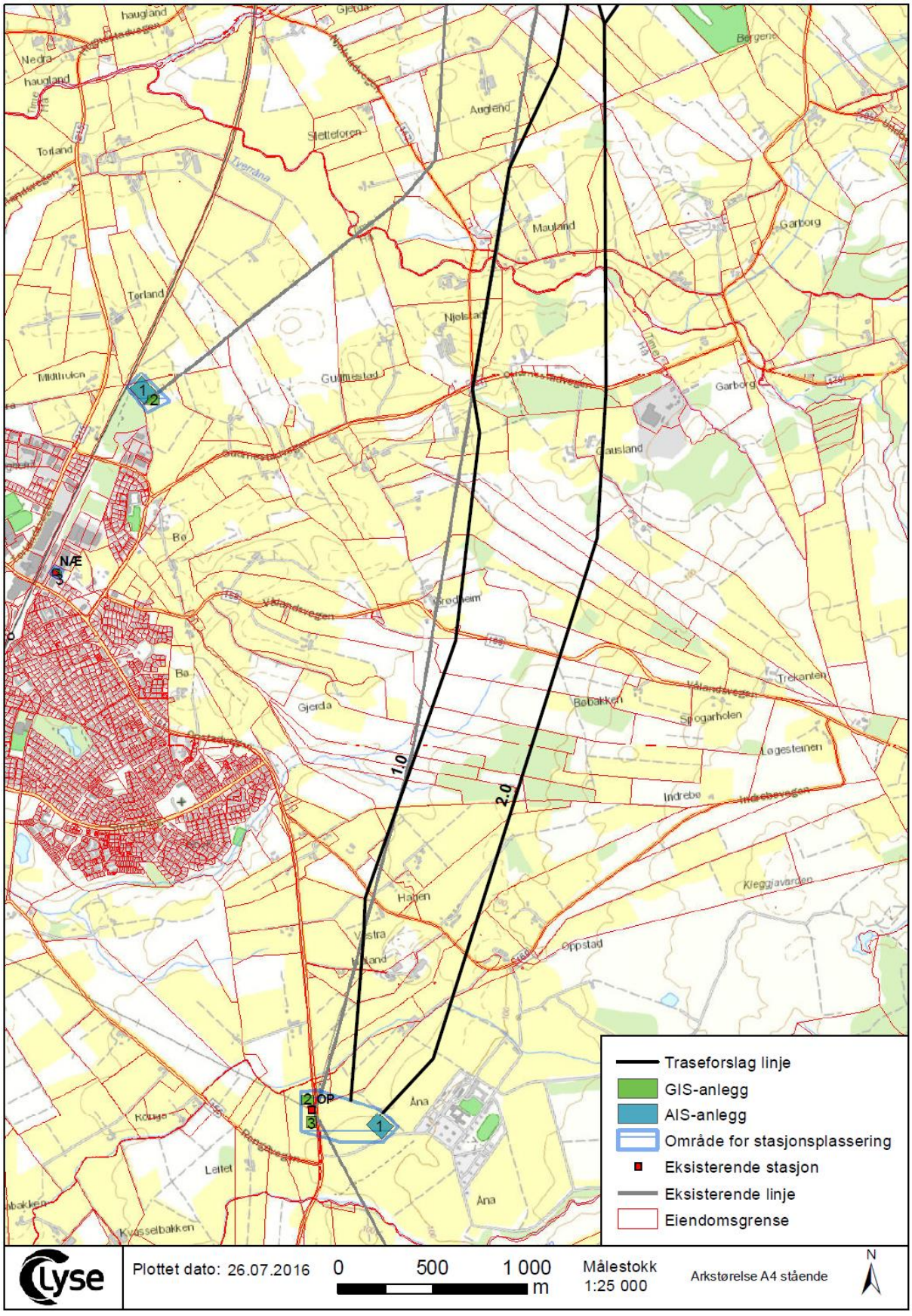
Alternativ 1.0 går delvis i traseen til 50 kV Holen-Opstad. Dette forutsetter at denne rives før ny 132 kV kraftledning bygges. Flere steder langs traseen ligger det boliger med så liten avstand til linjen at det er foretatt trasejusteringer for å unngå svært kort avstand til disse (bl.a ved Nedre Oma, ved golfbanen på Grødem, Mauland og Vestra Håland).

Alternativ 2.0 går i en ny trase fra Holen mot øst, via Vestly, og deretter sørover mellom Nippen og Skrudland. Rett før traseen krysser FV505 Garborgvegen, vinkler den noe vestover mot golfbanen på Grødem. Rett sør for golfbanen vinkler traseen mot sør og er lagt noe vest for Garborgåsen. Traseen går deretter mellom Skareberget og Gausland, og fortsetter ned mot FV169 Vålandsvegen. Herfra kan Holen-Opstad og Nærbø-Opstad eventuelt parallellføres mellom Austra Håland og Opstad.

Den detaljerte traseføringen ut av Holen og inn til Opstad vil være avhengig av valg av plassering for disse. Total lengde på traseen vil være ca. 10,4– 11,4 km, avhengig av alternativ.



Figur 4.26. Foreslåtte trasealternativer Holen – Opstad, nordre del



Figur 4.27. Foreslåtte trasealternativer Holen – Opstad, søndre del

4.5 INSTALLASJON, DRIFT OG VEDLIKEHOLD

Detaljer knyttet til behovet for installasjon, drift og vedlikehold inklusiv transportbehov vil først bli klart når anleggene er ferdig prosjektert og byggemetoder er valgt. Nedenfor gis derfor bare en generell beskrivelse av behovet.

4.5.1 Regionalnettstasjoner

Det forventes en byggetid på om lag 1-2 år fra oppstart av grunnarbeider til ferdig idriftsatt anlegg, avhengig av omfang og kompleksitet i arbeidet. Grunnarbeidene forventes å ha en varighet på inntil 1/2 år og vil innebære anleggsvirksomhet med sprenging, støping av transformatorsjakter/fundamenter og tungtransport.

I driftsfasen vil anleggene være ubemannet, og kreve tilnærmet samme grad av vedlikehold og inspeksjon som stasjonene gjør i dag.

4.5.2 Luftlinjer

Materiell i form av mastedeler, liner, isolatorer, fundamenter/betong og anleggsutstyr som gravemaskin og vinsjer, må fraktes til masteplassene. Der det er lett terreng vil det ved fundamentering og mastemontering i stor utstrekning bli benyttet bakketransport på eksisterende veier og i terrenget. Dette vil i nødvendig utstrekning bli supplert med helikoptertransport.

I samråd med berørte kommuner, grunneiere og entreprenør, utarbeider Lyse Elnett i forkant av anleggsfasen en transportplan som viser hvilke veier som kan benyttes, og hvor transporten planlegges i terrenget. I tilknytning til transportplanen lages det en miljøplan som beskriver hvordan anleggsfasen skal gjennomføres og hvilke tiltak som må gjennomføres for å unngå eller redusere negative virkninger.

Forsterkning/utbedring av eksisterende traktor- og skogsbilveier og etablering av nye veier kan være aktuelt. Private bilveier forutsettes benyttet i den grad de inngår som naturlige adkomster til de enkelte mastepunktene. Transport utenfor traktor- og skogsbilvei vil foregå med terrengkjøretøy i ledningstraseen eller i terrenget fra nærmeste vei. Det kan være aktuelt å gjøre mindre terrenginngrep for å tilrettelegge for terrenggående kjøretøy. Når anlegget er i drift vil det foregå rutinemessig forebyggende vedlikeholdsarbeid, som for eksempel rydding av vegetasjon.

Det vil i driftsfasen bli et byggeforbuds- og skogingsbelte på ca. 30 meter langs traseen. I skoghellinger kan skogingsbeltet bli noe større.

4.5.3 Jordkabel

Dersom det skulle bli aktuelt med jordkabel på enkelte strekninger vil det også her utarbeides en transport- og miljøplan i forkant av anleggsfasen. Dette vil også her bli gjort i samråd med berørte kommuner, grunneiere og entreprenør.

I anleggsperioden vil det i tillegg til anleggsaktivitet med tilhørende maskiner være behov for å transportere masser og utstyr ut og inn. Etter at kablene er nedgravd tilbakeføres terrenget i hovedsak til opprinnelig tilstand. Langs kabeltraseen båndlegges en sikringssone på ca. 11 meter. Innenfor sikringssonen har ikke grunneier anledning til å plante, bygge, endre terreng e.l., uten etter nærmere avtale med Lyse Elnett.

4.6 RIVING

Etter at spenningsoppgraderingen er gjennomført i sin helhet vil det i utgangspunktet ikke være behov for det eksisterende 50 kV nettet. Dette planlegges derfor konsesjonssøkt revet. Det kan imidlertid være aktuelt å benytte deler av traseen i forhold til andre, nye forbindelser. Dette vil vurderes nærmere frem mot konsesjonssøknad.

5. MILJØVIRKNINGER AV ANLEGGENE

I dette kapittelet gis en enkel, første oversikt over prosjektets virkninger på ulike miljøtemaer. Under hvert tema gis først en orientering om virkninger av anleggene på generelt grunnlag (uavhengig av prosjekt). Deretter gjennomgås hovedtrekkene ved de meldte løsninger.

Opplysningene er samlet inn gjennom befaring, i møter med ulike interessenter og fra gjennomgang av ulik informasjon i kjente planer og diverse databaser og informasjonssider.

5.1 LANDSKAP OG OPPLEVELSESVERDI

Virkningen på landskapet, og da spesielt opplevelsesverdien av fine natur- og kulturlandskap, er ofte vurdert som den viktigste negative virkningen av kraftledninger. En 132 kV-ledning har såpass store dimensjoner at den kan virke dominerende i åpne landskapsrom.

Mye av konfliktene knyttet til kraftledninger har vært relatert til at de bryter med landskap og estetiske verdier. Inntrykket og opplevelsen av kraftledninger i landskapet er preget av verdigrunnlag, holdninger, interesser, kunnskap og psykologiske aspekter. Konfliktaspektene ved kraftledninger i landskapet er knyttet til både den estetiske opplevelsen og bevaring av landskapsverdier. Forholdet til og den historiske relasjonen til landskapet og omgivelsene er en viktig faktor for mange. Slik sett vil grad av berørthet for den enkelte kunne være veldig forskjellig. En landskapsanalyse kan følgelig ikke være representativ for hvordan kraftledningen i landskapet oppfattes av den enkelte bruker, og vil måtte fokusere på hvordan ledningen er tilpasset landskapet, landskapets sårbarhet og rent estetiske forhold.

Landskapstype og landskapets karakter har stor betydning for den virkning en kraftledning vil ha på landskapet. Generelt sett vil åpne landskap være mer sårbart for inngrep av denne kategori enn et landskap med skiftende topografi. Virkningene er imidlertid ikke absolutte, da landskapets inngrepsstatus og utformingen av inngrepene har stor betydning for hvordan et nytt tiltak vil påvirke landskapet.

I skogsterreng vil ryddegaten i skogen (ca. 30 m bredde) kunne bli den mest dominerende landskapsvirkningen. Master (galvanisert stål/ kompositt), liner (aluminium) og isolatorer (glass) vil også kunne skinne i sollyset, avhengig av innfallsvinkelen for lyset.

I det aktuelle prosjektet ligger også inne mulige strekninger med jordkabel. Legging av jordkabel medfører noe større landskapsinngrep i anleggsfasen. Der traseen ikke ligger i offentlig veinett legges det til grunn at det er muligheter for å planlegge og gjennomføre tiltaket på en slik måte at inngrepet etter en revegeteringsperiode vil være lite synlig i landskapet. Unntak kan finnes dersom grøft må legges i områder med topografi som medfører behov for større skjæringer eller inngrep i fast fjell.

HOVEDTREKK VED MELDTE LØSNINGER:

De ulike ledningstrasèene går alle gjennom de lavereliggende delene av landskapsregion Jæren. Området består av et flatt eller svakt bølgende morenebakketerreng. På Jæren danner dette låglandet Norges største lavlandsslette.

Midtre og søndre deler av lavlandet er nærmest sammenhengende jordbruksland, og oppstykkes kun av byer og tettsteder. I regionen ble store arealer oppdyrket frem mot 1930-årene, og dagens visuelle kulturlandskap er derfor ganske ungt. De mest synlige sporene etter nybrottsarbeidet er utallige steingjerder.

Jæren er landets mest fullkultiverte landskapsregion. Mellomstore til store gårdsbruk dominerer. Flere tettsteder finnes i området, hvorav Kleppe, Bryne og Nærbø som de største. også søndre og midtre deler har flere større tettsteder.

Landskapets karakter gjør at det kan være vanskelig å oppnå god bakgrunnsdekning og terrengskjerming av nye ledningstraseer og transformatorstasjoner. Dette gjelder spesielt i områdene lengst sør, hvor landskapet er svært flatt. Nye forbindelser vil på sikt erstatte dagens forbindelser i det samme området, noe som vil redusere de samlede virkninger av ledningsnettet i området. Videre har en søkt å planlegge løsninger hvor nye og eksisterende forbindelser fremføres i parallell dersom mulig. Dette vil også bidra til å dempe virkningene av nye forbindelser.

5.2 NATURVERN, NATURMILJØ OG BIOLOGISK MANGFOLD

Det vil ofte kunne være motstrid mellom hensynet til urørt natur og ønsket om å legge en kraftledning bort fra bebyggelse og der folk flest bor og ferdes. Fremføring av kraftledninger gjennom vernete naturområder er ikke tillatt uten dispensasjon fra vernebestemmelsene.

Kraftledninger kan også virke inn på biologisk mangfold dersom mastene plasseres i viktige biotoper (leveområder for planter og dyr) eller dersom traseer medfører rydding av vegetasjon i viktige restbiotoper. Slike restbiotoper kan f.eks. være små arealer av skog i jordbrukslandskapet, frodige bekkedrag enten i jordbrukslandskapet, eller som innslag i mindre artsrike skogområder, gammelskog med urskogpreg inne i et område med ungskog/kulturskog, eller overgangssoner mellom dyrket mark og barskogområder der man ofte har en mer variert vegetasjonstype. I ensartete barskogsområder vil imidlertid en kraftledning kunne bidra til flere randsoner, økt artsmangfold og bedret beitegrunnlag for hjortevilt.

Kraftledninger utgjør en kollisjonsrisiko for fugler. Fuglebestandenes størrelse og utbredelse er likevel for de fleste arter bestemt av forhold som mattilgang, hekkemuligheter, naturlige fiender og klima. Generelt er det fugler med dårlig manøvreringsevne og ungfugl som er mest utsatt for å kollidere med kraftledninger. Traseplanlegging er det viktigste tiltaket for å redusere faren for kollisjoner. For spesielt utsatte områder, eksempelvis ved kryssing av kjente trekkruter langs vassdrag, kan linemerking være aktuelt for å gjøre topplinen mer synlig.

Strømgjennomgang, hvor fugl blir drept som følge av at den kommer bort i to strømførende liner, eller strømførende line og "jord" samtidig, er normalt ikke et problem for ledninger av denne størrelsen, fordi isolasjonsavstander og avstander mellom strømførende liner er store.

Hjortevilt er generelt robuste mot nye inngrep i form av kraftledninger. Anleggsarbeidet kan imidlertid virke skremmende for alt vilt, og tilpassing av anleggsarbeidet kan være aktuelt i perioder/ områder.

HOVEDTREKK VED MELDTE LØSNINGER:

Generelt sett øker artsspekteret av fugl og pattedyr med økende variasjon i landskap og naturtyper. Det største mangfoldet er følgelig knyttet til områder der landskapet veksler mellom skog, våtmark og landbrukspregete arealer. Er topografien tilsvarende variert, gjerne med innslag av fjellvegger og rasmark, er grunnlaget tilstede for et variert dyre- og fugleliv. En annen viktig faktor for utbredelse av viltet er menneskelig forstyrrelse og inngrepsgrad.

Jæren er et av de rikeste fugleområdene vi har i Norge, og få om noen områder kan varte opp med en tilsvarende artsrikdom. Dette skyldes i stor grad beliggenheten og det klima vi har ved kysten i området. Regionen har et rikt fugleliv året rundt, med forekomst av en rekke truede og sårbare arter. Det er likevel først og fremst trekktidene om våren og høsten, samt vinteren, som utmerker seg med høyest individ- og artsrikdom.

Utover fuglelivet er faunaen på Jæren relativt fattig. Av hjortedyr er det rådyr som dominerer i jordbruksarealene, mens andre arter kun forekommer som streifdyr.

På Sør-Jæren finnes en lang rekke verneområder av nasjonal og internasjonal verdi. Disse verneområdene har fellesbetegnelsen Jæren våtmarksystem, som består av i alt 22 separate verneområder. Jæren våtmarkssystem omfatter blant annet havstrender med sanddyner og grunne innsjøer. Jæren våtmarkssystem har siden 1985 hatt felles status som Ramsarområde, på grunn av sin betydning for trekkfugler. Ramsarstatus innebærer at de har en internasjonal status som spesielt viktige våtmarksområder. For områdene som er inkludert på Ramsarlisten pålegges det enkelte land å sikre at deres økologiske funksjon ikke forringes gjennom å forvalte områdene i tråd med best mulig kunnskap om deres verdi og tålegrenser.

Ingen foreslåtte trasealternativer vil berøre eksisterende verneområder. Flere trasealternativer vil imidletid ligge nær slike områder, herunder spesielt naturreservatene Lonavatnet, Linemyra og Smokkevatnet. En utbygging åpner mulighet for på sikt å rive eksisterende 50 kV forbindelse som krysser Frøylandsvatnet gjennom Sandtangen landskapsvern- og fuglefredningsområde utenfor Bryne. De ulike trasealternativene vil også medføre mulighet for å rive eksisterende 50 kV forbindelse som i dag krysser mindre deler av Lonavatnet naturreservat.

Flere områder med forekomst av viktige naturtyper vil kunne bli berørt langs de ulike trasealternativene. I hovedsak er disse viktige naturtypene knyttet til restarealer i jordbrukslandskapet. Omfanget av de ulike inngrepene vil være avhengig av naturtype, plassering av mastefundamenter, installasjonsmetode for master/ linjespenn etc. Konsekvensene for de ulike områdene vil således variere. Disse restarealene er viktige for en rekke plante- og insektarter. Dette gjelder både nasjonalt truede og sårbare arter samt arter som på grunn av bl.a menneskelig påvirkning er blitt sjeldne lokalt og regionalt.

Større, sammenhengende naturområder med urørt preg (SNUP) har en selvstendig miljøverdi, ved siden av at de har verdi for friluftsliv, biologisk mangfold, er viktige leveområder for arealkrevende arter og har betydning for naturens evne til klimatilpasning. Det brukes ikke faste kriterier, for eksempel avstand til nærmeste tekniske inngrep, for å avgrense et større, sammenhengende naturområde fra omgivelsene. Foreslåtte trasealternativer går gjennom tett bebygde jordbruksmråder, og vil ikke medføre negativ påvirkning på slike områder.

5.3 KULTURMINNER OG KULTURMILJØ

Kraftledningens mastefester og transportveier, samt arbeider i sjø og på land knyttet til installasjon av jord- og sjøkabler kan komme i direkte konflikt med kulturminner.

For kraftledninger kan direkte konflikt med fredete kulturminner i de fleste tilfellene unngås ved tilpasning av trase og masteplasser. Dette kan være mer krevende ved jord- og sjøkabeltraseer.

Kulturminner eldre enn år 1537 er automatisk fredet, og utbygger plikter før byggestart å bekoste kulturfaglige undersøkelser av prosjektet iht. kulturminnelovens §9. Det viktigste avbøtende tiltaket er god traseplanlegging, samt tilpasning av masteplasser og mastehøyder.

HOVEDTREKK VED MELDTE LØSNINGER:

Jæren er trolig det området i landet hvor det er tettest forekomst av kulturminner pr. arealenhet. Et stort antall kulturminner er registrert i de kommunene som blir berørt. Dette gjelder kulturminner alle perioder, og representerer vesentlig kulturminneverdier. Det er også et stort potensiale for funn av hittil ikke kjente kulturminner under bakken. Blant kommunene i Rogaland topper Hå kommune listen over antall registrerte kulturminner. Klepp, Sandnes og Time har også svært høyt antall registrerte kulturminner.

I planleggingsfasen har en søkt å ta hensyn til forekomsten av kjente kulturminner, og spesielt søkt å unngå direkte inngrep i større kulturminnefelt. Det anses imidlertid som svært vanskelig å unngå direkte konflikt mellom planene og automatisk fredede kulturminner. Behovet for nærmere undersøkelser av arealene vil avklares med kulturminnemyndighetene i Rogaland Fylkeskommune.

5.4 FRILUFTSLIV, REISELIV OG TURISME

Kraftledninger vil kunne forringe opplevelsesverdiene for friluftslivsinteressene, særlig i områder som fra før er lite berørt av tekniske inngrep. Dette avhenger foruten av områdets karakter også av hvor skånsomt ledningen er tilpasset landskapet.

Uansett om ledningen legges i en godt landskapstilpasset trase, kan ledningen framstå som et uønsket fremmedelement i uberørt natur eller områder med få tekniske inngrep fra før. Også i nærfriluftsområder, som lokalbefolkningen bruker ofte, vil noen oppleve at en ny kraftledning forringer opplevelsesverdien – selv om disse områdene ofte ikke er inngrepsfrie fra før.

En kraftledning kan påvirke reiseliv og turisme ved at landskapsinntrykk og opplevelsesverdi endres i negativ retning. Dette kan igjen gi utslag i reduserte inntekter for reiselivsbedrifter og turistnæring. I hvor stor grad reiselivsnæringen i et område eventuelt kan bli påvirket er usikkert, og avhenger av en rekke faktorer. Det er for eksempel liten risiko for at overnattingsbedrifter i tettsteder og byer som i stor grad baserer seg på forretningsreisende vil bli negativt påvirket. Den delen av næringen hvor risikoen for negative virkninger er størst, er sannsynligvis de bedriftene som baserer seg på landskapsopplevelser, naturinntrykk og uberørt natur. Det kan også tenkes at utleie og salg av fritidsboliger og hytter eller hyttetomter kan påvirkes negativt ved nærføring av en kraftledning. Det foreligger ingen undersøkelser som tilsier at bygging av en kraftledning reduserer omfanget av reiseliv og turisme i en region.

HOVEDTREKK VED MELDTE LØSNINGER:
Alle trasealternativene vil berøre regionalt og lokalt viktige friluftsområder i varierende grad. Spesielt viktige områder finnes langs Frøylandsvatnet. Enkelte av disse har regional betydning, i tillegg til å være viktige områder for nærfriluftsliv.

I områder hvor det planlegges parallellføring med eksisterende kraftledninger medfører dette at nye forbindelser og stasjoner i mindre grad vil berøre nye, uberørte friluftsområder.

5.5 JORD- OG SKOGBRUK

Kraftledninger i luftspenn vil bare i begrenset grad påvirke utnyttelse av dyrka mark. Ulempene er i hovedsak knyttet til mastepunktene, ved at de beslaglegger areal og gir arronderingsulemper. I tillegg kan tilstedeværelse av ledninger over jordene forstyrre GPS-signaler samt være til hinder for f.eks. gjødselspreiing og annen drift av arealene.

Ledningstraseen må ryddes for skog for å hindre overslag til jord. I utgangspunktet ryddes en trase på ca. 30 meters bredde, men noen ganger kan det være behov for å utføre sikringshogst utover de 30 meterne. Velteplasser kan normalt ikke ligge under eller like i nærheten av ledningen. Ledningen vil også gi begrensninger i bruk av gravemaskiner, kraner og sprengningsarbeid o.l., og slikt arbeid må utføres etter nærmere retningslinjer. For jordbruket er det viktigste avbøtende tiltaket en nøye vurdering og tilpasning av mastefester og trase. For eksempel ved at mastene plasseres i grenser, overgangssoner, på åkerholmer osv. Skogen skal normalt ikke ryddes der det uansett vil være tilstrekkelig sikkerhetsavstand til strømførende liner.

Etter at jordkabeltraseer er etablert vil området igjen kunne tas i bruk til jordbruksproduksjon, men det vil påløpe produksjonstap i selve anleggsperioden og de første påfølgende vekstsesongene. Anlegg og drift av jordkabler vil også kunne påvirke eksisterende og fremtidig grøfting. Det er ikke adgang til å etablere skog over selve jordkabeltraseen.

HOVEDTREKK VED MELDTE LØSNINGER:
Alle trasealternativer og forelåtte stasjonsplasseringer vil i stor grad påvirke områder med primært jordbruksinteresser. Det er få skogbruksinteresser i området.

Det har allerede vært gjennomført dialog med mange berørte interessenter innen landbruk, og en generell tilbakemelding er at det vil være viktig å tilpasse traseer, mastepunkter og mastehøyde slik at det vil bli enklest mulig å drive jordbruk under linjene med den type maskinellt utstyr som er vanlig i dag.

5.6 ELEKTROMAGNETISKE FELT (EMF) OG HELSE

Kraftledninger og andre strømførende installasjoner omgir seg bl.a med lavfrekvente elektriske og magnetiske felt. Elektriske felt kan lett skjermes og innebærer sjelden noe problem for mennesker. Magnetfelt trenger gjennom vanlige bygningsmaterialer og er vanskelig å skjerme.
De helsemessige virkningene av magnetiske felt har vært gjenstand for omfattende undersøkelser og forskning gjennom mange år. Det har vært gjennomført såkalte epidemiologiske undersøkelser, dvs. statistiske analyser hvor sykdomsregistre er koblet mot

bosted nær kraftledninger eller spesiell yrkeseksponering. Sammenhenger som er funnet består hovedsakelig i registreringer av en mulig doblet risiko for utvikling av leukemi hos barn bosatt nær vekselstrøms kraftledninger og hos personer som er utsatt for yrkeseksponering. Analysene antyder en økning i risiko for barneleukemi når magnetfeltet er over 0,4 mikroTesla (μT). En dobling i leukemirisikoen innebærer en økning fra ca. 1:20 000 til 1:10 000 per år, og i Norge vil dette statistisk innebære ett ekstra tilfelle av leukemi hvert sjette år blant barn som er utsatt for magnetfelt fra høyspentledninger. Dette vurderes som en meget lav risiko. Grenseverdien for eksponering til befolkningen er 200 μT.

Temaet har på grunnlag av dette vært behandlet i en rekke offentlige utredninger. I Statens stråleverns rapport fra 2005: "Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg" anbefaler ikke arbeidsgruppen innføring av nye grenseverdier. Denne anbefalingen samsvarer med vurderingen fra Verdens helseorganisasjon og andre land. Det anbefales imidlertid at nåværende praksis videreføres ved at man velger alternativer som gir lavest mulig magnetfelt når dette kan forsvares i forhold til merkostnader eller andre ulemper av betydning. Ved bygging av nye boliger eller nye høyspentanlegg, anbefales det å gjennomføre et utredningsprogram som grunnlag for å vurdere tiltak som kan redusere magnetfelt. Magnetfeltstyrke på 0,4 μT anbefales som utredningsgrense for mulige tiltak og beregninger som viser merkostnader og andre ulemper.

I "St.prp. tilleggsbevilgninger….statsbudsjettet 2006" foreslår regjeringen følgende generelle retningslinjer ved vurdering av tiltak som forhindrer at bygg får magnetfelt over 0,4 μT: *For nye hus ved eksisterende høyspentledninger er det aktuelle tiltak normalt å øke avstanden til ledningen. For nye ledninger er aktuelle tiltak normalt endret trasé eller lineoppheng. Kostnadskrevende kabling på høyere spenningsnivåer eller riving av hus vil normalt ikke være aktuelle forebyggingstiltak. Magnetfeltnivået som tilsier utredninger (0,4 μT) betyr at en bør vurdere tiltak, men dette må ikke tolkes som en grense der tiltak alltid skal gjennomføres. Den enkelte sak må vurderes individuelt og andre viktige hensyn kan tilsi at det legges større eller mindre vekt på magnetfelt".*

HOVEDTREKK VED MELDTE LØSNINGER:
Det vil gjennomføres en kartlegging av antall boliger og/eller fritidsboliger nær de aktuelle traseene, samt at det vil gjøres en beregning av EMF for disse.

5.7 STØY

HØRBAR STØY

Det vil kunne høres knitrende støy (coronastøy) fra kraftledninger. Dette er utladninger til luft fra strømførende liner eller fra armatur. Støyen øker i fuktig vær og under nedbør og reduseres med økt overflate på linen. Det vil foretas beregninger av støyen fra den planlagte kraftledningen.

Fra transformatorstasjoner vil det bli støy spesielt knyttet til drift av transformatorene. For stasjonene vil det gjennomføres konkrete støyberegninger, og det vil utarbeides støysonekart.

RADIOSTØY

Ledningen vil normalt ikke gi forstyrrelser på FM-radio og TV bilde og lyd som sendes over FM-båndet. Lang- og mellombølge kan bli forstyrret. Dette kan avhjelpes ved riktig plassert

antenne.

TELENETTET
Det vil bli gjennomført nødvendige tiltak for å holde støy og induserte spenninger innenfor akseptable nivåer. Optiske fiberkabler påvirkes ikke.

DATA
Ledningen vil ikke påvirke datautstyr. Dataskjermer med billedrør kan bli utsatt for flimmer ved nærføring av ledningen. LCD skjermer påvirkes ikke av feltene fra ledningen.

SATELITTNAVIGASJON
Ledninger vil kunne påvirke bruk av satelittnavigasjon, spesielt i områder under ledningene. Problemstillingen og mulige konsekvenser vil beskrives nærmere i konsekvensutredningen.

5.8 FLYTRAFIKK OG LUFTFARTSHINDER

Kraftledninger kan være et luftfartshinder og medføre fare for kollisjoner der linene henger høyt over bakken. De kan også påvirke navigasjonsanlegg og inn-/utflyvingsprosedyrer til flyplasser.

Det viktigste tiltaket er planlegging og tilpasning av traseer, samt eventuelt merking av spenn der det kan være kollisjonsfare. Den vanligste formen for merking er å benytte signalfargede master og flymarkører på linene. Behovet for merking vil bli nærmere vurdert i samråd med luftfartsmyndighetene.

5.9 FORSVARSINTERESSER

Traseene vil ikke berøre områder som er avsatt som miltære øvingsområder eller til bruk for annen militær aktivitet.

5.10 ØVRIG INFRASTRUKTUR

Kryssing eller parallellføring med eksisterende infrastruktur vil avklares direkte med den enkelte anleggseier.

6. FORHOLDET TIL ANDRE OFFENTLIGE OG PRIVATE AREALBRUKSPLANER

6.1 VERNEPLANER

Trasealternativene vil ikke medføre direkte inngrep i området vernet etter eller i medhold av naturvernloven/naturmangfoldloven. Flere trasealternativer vil imidletid ligge nær slike områder, herunder spesielt naturreservatene Lonavatnet, Linemyra og Smokkevatnet. En utbygging åpner mulighet for på sikt å rive eksisterende 50 kV forbindelse som krysser Frøylandsvatnet gjennom Sandtangen landskapsvern- og fuglefredningsområde utenfor Bryne. De ulike trasealternativene vil også medføre mulighet for å rive eksisterende 50 kV forbindelse som i dag krysser mindre deler av Lonavatnet naturreservat.

På Sør-Jæren finnes en lang rekke verneområder av nasjonal og internasjonal verdi. Disse verneområdene har fellesbetegnelsen Jæren våtmarksystem, som består av i alt 22 separate verneområder. Jæren våtmarkssystem omfatter blant annet havstrender med sanddyner og grunne innsjøer. Jæren våtmarkssystem har siden 1985 hatt felles status som Ramsarområde, på grunn av sin betydning for trekkfugler. Ramsarstatus innebærer at de har en internasjonal status som spesielt viktige våtmarksområder. For områdene som er inkludert på Ramsarlisten pålegges det enkelte land å sikre at deres økologiske funksjon ikke forringes gjennom å forvalte områdene i tråd med best mulig kunnskap om deres verdi og tålegrenser.

Stortinget vedtok Verneplan for vassdrag i 1973, 1980, 1986 og 1993 (Verneplan I, II, III og IV). En supplering av verneplanen ble vedtatt i Stortinget 18. februar 2005. Verneplanen som består av 387 objekter, omfatter ulike vassdrag som til sammen skal utgjøre et representativt utsnitt av Norges vassdragsnatur. Hensikten med verneplanen er å sikre helhetlige nedbørsfelt, med sin dynamikk og variasjon, fra fjell til fjord. Vernet gjelder først og fremst mot vannkraftutbygging, men verneverdiene skal også tas hensyn til ved andre inngrep. Det vil være behov for å krysse både Figgjovassdraget, Orrrevassdraget og Håelva, som alle er vernet mot kraftutbygging etter verneplan I for vassdrag (St. prp. 4, 1972-73).

6.2 KOMMUNALE PLANER

Følgende planstatus gjelder for de ulike alternativene:

SANDNES KOMMUNE:

Trasealternativene vil i hovedsak berøre områder avsatt til LNF (Landbruk-, natur og friluftsliv) - formål. Alle trasealternativer for forbindelsen Vagle – Kalberg vil gå gjennom områder avsatt til regional grønnstruktur i kommuneplan/ interkommunal kommunedelplan (KDP) for Bybåndet Sør.

KLEPP KOMMUNE:

Trasealternativene vil i all hovedsak berøre områder avsatt til LNF (Landbruk-, natur og friluftsliv) - formål.

Trasealternativ 2.1 mellom Vagle og Hatteland vil imidlertid tangere områder på Orstad avsatt som bolig (KB4)- og næringsområder (KN3) i gjeldende plan. Avhengig av detaljert traseføring, kan det eventuelt medføre restriksjoner på utbygging i disse områdene.

TIME KOMMUNE:
Trasealternativene vil i all hovedsak berøre områder avsatt til LNF (Landbruk-, natur og friluftsliv) - formål.

Gjennom interkommunal KDP for Bybåndet Sør er arealdisponering i områdene på Orstad/Kalberg avklart. Dette har vært hensyntatt gjennom forslag til plassering av stasjon og linjetraseer i dette området. I hovedsak har en foreslått ny infrastruktur i områder som er avsatt til regional grønnstruktur i planen.

Trasealternativ 1.0 mellom Vagle og Kalberg vil imidlertid tangere de østlige delene av område avsatt som næringsområde i plan (TN3). Avhengig av detaljert traseføring, kan traseen eventuelt medføre restriksjoner på utbygging i dette området.

Mellom Holen og Opstad vil begge trasealternativer krysse golfbanen på Grødem. Denne banen har status som idrettsanlegg i kommuneplanen. Eksisterende 50 kV forbindelse krysser i dag banen.

HÅ KOMMUNE:
Trasealternativene vil berøre områder avsatt til LNF (Landbruk-, natur og friluftsliv) - formål.

6.3 REGIONALE OG PRIVATE PLANER

Det foreligger en rekke regionale planer i området som vil kunne bli berørt av planene for et nytt Jærnett. Dette gjelder flere fylkesdelplaner, samt også en rekke planer fra andre instanser og etater. Graden av eventuell konflikt med disse planene vil kartlegges og avklares i neste fase av prosjektet.

Det er ikke kjent private planer som meldte traseer kan komme i konflikt med, men også dette vil avklares nærmere i kommende faser av prosjektet.

7. AVBØTENDE TILTAK

7.1 KAMUFLASJE

Der man har god bakgrunnsdekning (for eksempel vegetasjon, høydedrag, fjell) vil fargesetting av master gi god effekt. Det er vesentlig at fargen på mastene etterligner skyggene i terrenget, og at den harmonerer med vegetasjonstypen i det aktuelle området.

Matting av liner, isolatorer og lineoppheng vil kunne forhindre at ledningen skinner i solskinn, avhengig av innfallsvinkelen for lyset. Det er knyttet både kostnader og usikkerhet ved varigheten av denne typen tiltak, og virkemidlet må vurderes nøye.

7.2 MERKING

Det kan være aktuelt å merke luftspenn på enkelte punkter, ift. å redusere kollisjonsfare både for luftfart og for fugl. Dette vil nærmere vurderes i det videre arbeid frem mot en konsesjonssøknad.

7.3 VEGETASJONSBEHANDLING

Dersom vegetasjon beholdes i ledningstraseen ved krysningspunkter mellom veier/løyper/stier, vil man kunne hindre innsyn i ledningstraseen. Mastene kan som oftest plasseres i god avstand fra krysningspunktet og skjermes av vegetasjonen.

Fjernvirkningen av kraftledninger knytter seg ofte til opplevelsen av ryddegaten. Der hvor vegetasjonen oppnår begrenset høyde, er det mulig å øke mastehøyden noe for å unngå rydding av skog i ledningsgaten.

8. FORSLAG TIL UTREDNINGSPROGRAM

I konsesjonssøknaden vil konsekvensene av prosjektet, samt eventuelle forslag til avbøtende tiltak bli beskrevet med utgangspunkt i forskrift om konsekvensutredninger, plan- og bygningslovens kap. 14 og NVEs veileder.

Konsekvensutredningene vil for enkelte av temaene bli gjennomført som egne fagutredninger. Hovedtrekkene samles i en felles konsekvensutredning hvor fagrapportene blir referert. Fagrapportene vil være tilgjengelige for alle.

På basis av de forventede virkninger av prosjektet foreslås at følgende tema skal beskrives og utredes i konsekvensutredningen:

1. Beskrivelse av anlegget
Selve konsesjonssøknaden vil ivareta flere av de utredningstema som er spesifisert i forskrift om konsekvensutredninger, bl.a temaene begrunnelse, beskrivelse av anlegget og beredskapsmessige forhold. I konsekvensutredningen vil det derfor kun gis en oppsummering av søknaden, hvor følgende punkt skal inngå:

- Begrunnelse for søknaden
- Beskrivelse av 0-alternativet
- Beskrivelse av omsøkte og vurderte alternativer
- Systemløsning—herunder vurdering av innvirkning på eksisterende og planlagt kraftledningsnett i området, herunder lokal og regional forsyningssikkerhet
- Teknisk/økonomisk vurdering
- Sikkerhet og beredskap

2. Alternativer
Hvis det gjennom høring av melding eller gjennom selve utredningsarbeidet fremkommer nye aktuelle trasealternativer, skal disse vurderes på samme nivå som de traseene som er meldt. Løsninger som blir vurdert som uaktuelle skal beskrives, og det skal fremgå hvorfor man har valgt ikke å utrede alternativet videre.

Jordkabel
Kabel som alternativ til luftledning skal gis en generell beskrivelse for 132 kV spennningsnivå. Miljømessige, økonomiske, tekniske og driftsmessige forskjeller mellom kabel og luftledning skal beskrives. Konsekvenser ved eventuelle innskutte kabelstrekninger skal beskrives. Som grunnlag for en slik generell beskrivelse skal det tas utgangspunkt i tilgjengelig informasjon fra andre tilsvarende prosjekter.

Riving av eksisterende nett
Det skal gjøres en vurdering av muligheten for å eventuelt rive eller omstrukturere eksisterende kraftoverføringsanlegg i området på bakgrunn av de meldte 132 kV anleggene. Det skal vurderes hvilke konsekvenser dette kan få for forsyningssikkerheten, og hvordan dette kan bidra til å redusere de totale ulempene for området.

3. Prosess og metode
Konsesjonssøknaden vil utarbeides i samsvar med NVEs "Veileder for utforming av søknad om anleggskonsesjon for kraftoverføringsanlegg".

Konsekvensutredningen skal kort redegjøre for datagrunnlag og metoder som er brukt for å vurdere virkningene av kraftledningen. Eventuelle faglige eller tekniske problemer ved innsamling og bruk av data og metoder skal beskrives.

Både fordeler og ulemper ved prosjektet vil belyses for alle relevante temaer. Tiltak som kan redusere eventuelle negative virkninger i anleggs- og driftsfasen, vil vurderes for alle relevante temaer. Eksempler på slike avbøtende tiltak kan være: tidspunkt for anleggsarbeid, trasejusteringer, bevisst valg av maste- og linetyper, materialvalg- og fargevalg, tiltak for fugl, skånsom traserydding, vegetasjonsskjermer, revegetering mm.

I arbeidet med konsekvensutredningen vil tiltakshaver holde kontakt med regionale myndigheter, berørte kommuner, interesseorganisasjoner og grunneiere.

4. Tiltakets virkninger for miljø og samfunn

Landskap og visualisering

- Det skal gis en beskrivelse av landskapet som anlegget berører.

- Det skal gjøres en vurdering av landskapsverdiene og vurdere hvordan anlegget visuelt kan påvirke disse verdiene. Vurderingen skal ta hensyn til eksisterende inngrep i landskapet.

- Anlegget skal visualiseres. Visualiseringene skal gi et representativt bilde av de utredede plasseringer av transformatorstasjoner og traseer.

Kulturminner og kulturmiljø

- Kjente automatisk fredete kulturminner, vedtaksfredete kulturminner, nyere tids kulturminner og kulturmiljø i traseene og i influensområdet, skal beskrives, verdivurderes og vises på kart.

- Potensialet for funn av automatisk fredete kulturminner skal beskrives og vises på kart.

- Direkte virkninger og visuelle virkninger av tiltaket for kulturminner og kulturmiljø skal beskrives og vurderes.

- Det skal redegjøres for hvordan eventuelle negative virkninger for kulturminner eventuelt kan reduseres gjennom plantilpasninger.

- Det skal vurderes om det bør lages visualiseringer dersom spesielt viktige kulturminner eller kulturmiljøer blir berørt.

Friluftsliv

- Det skal redegjøres for viktige friluftsområder som kan bli berørt av anlegget. Dagens bruk av friluftsområdene skal beskrives.

- Det skal vurderes hvordan anlegget vil kunne påvirke dagens bruk av områdene.

Naturmangfold

- Det skal utarbeides en oversikt over verdifulle naturtyper som kan bli berørt og negativt påvirket av anlegget.

- Det skal utarbeides en oversikt over forekomster av truede arter, jfr. Norsk Rødliste 2015, som kan bli berørt av anlegget. Potensialet for funn av kritisk truede, sterkt truede og sårbare arter, jf. Norsk Rødliste 2015, skal vurderes.

- Det skal utarbeides en oversikt over fugle- og dyrearter som kan bli vesentlig berørt av anleggene, med spesielt fokus på arter i Norsk Rødliste 2015 og ansvarsarter, jaktbare arter og rovfugl.

- Det skal vurderes hvordan anlegget kan påvirke truede og sårbare arter gjennom forstyrrelser, påvirkning av trekkruter, områdets verdi som trekklokalitet, kollisjoner, elektrokusjon og redusert/forringet økologisk funksjonsområde (herunder hekkeområder og andre viktige områder i og i (nær) tilknytning til traseene.

- Det skal gjøres en vurdering av om tiltaket sammen med andre eksisterende og/eller planlagte vassdrags- og energitiltak i området samlet kan påvirke forvaltningsmålene for en eller flere truede eller prioriterte arter og/eller verdifulle, truede eller utvalgte naturtyper. Det skal vurderes om tilstanden og bestandsutviklingen til disse arter/naturtyper kan bli vesentlig berørt.

Arealbruk

- Areal som båndlegges skal beskrives. Eventuelle virkninger for eksisterende og planlagte tiltak som for eksempel bolig- og industriområder og lignende skal vurderes.

- Forholdene til andre offentlige og private planer og eventuelle krav til endring av gjeldende planer etter plan- og bygningsloven skal beskrives.

- Det skal kort redegjøres for hvordan transport knyttet til realisering av tiltaket er tenkt gjennomført. Eventuelle behov for ny infrastruktur skal beskrives.

- Eksisterende og planlagt bebyggelse langs de nye anleggene kartlegges i et område på 50 meter fra senterlinjen. Det skal skilles mellom bolighus, skoler/barnehager, fritidsboliger og andre bygninger og vises avstand til senterlinjen.

- Områder som er vernet etter naturvernloven (nå naturmangfoldloven), kulturminneloven, og/eller plan- og bygningsloven, herunder vassdrag vernet etter Verneplan for vassdrag, som blir berørt av anlegget skal beskrives og vises på kart. Det skal vurderes hvordan tiltaket eventuelt vil kunne påvirke verneverdiene og verneformålet.

- Tiltakets eventuelle konsekvcenser for store sammenhegnede naturområder med urørt preg (SNUP) skal beskrives.

Nærings- og samfunnsinteresser

- Det skal beskrives hvordan anlegget kan påvirke økonomien i berørte kommuner, herunder sysselsetting og verdiskaping lokalt og regionalt.

- Tiltakets eventuelle konsekvenser for lokalt næringsliv skal vurderes.

- Eventuelle konsekvenser for eksisterende eller eventuell fremtidig bergverksdrift skal vurderes.

- Reiselivsnæringen i området skal beskrives, og anleggets mulige virkninger for reiselivet skal vurderes.

- Landbruksaktivitet som blir vesentlig berørt av anlegget skal beskrives, og virkninger for jord og skogbruk, herunder driftsulemper, typer skogsareal som berøres og virkning for produksjon, skal vurderes. Virkningene skal vurderes både for anleggs- og driftsfase, og skal også inkludere eventuelle positive virkninger.

- Det skal gjøres rede for anleggets eventuelle virkninger for omkringliggende radaranlegg, navigasjonsanlegg og kommunikasjonsanlegg for luftfarten. Anleggets eventuelle virkninger for inn- og utflyvningsprosedyrene til omkringliggende flyplasser skal vurderes.

- Det skal vurderes om anlegget utgjør andre hindringer for luftfarten, spesielt for lavtflyvende fly og helikopter. Det skal redegjøres for hvilke luftstrekk som antas at bør merkes etter forskrift om merking av luftfartshinder. Muligheter for dispensasjon eller valg av type merking skal beskrives.

- Virkninger for andre kommunikasjonssystemer, herunder satelittnavigasjon, skal vurderes.

Elektromagnetiske felt

- Bygg som ved gjennomsnittlig årlig strømbelastning kan bli eksponert for magnetiske felt over 0,4 μT, skal kartlegges. Typer bygg, antall bygg og magnetfeltstyrken skal beskrives. Beregningene skal inkludere eventuelle eksisterende ledninger som parallellføres med planlagte tiltak.

- Det skal gis en oppsummering av eksisterende kunnskap om kraftledninger og helse. Det skal tas utgangspunkt i gjeldende forvaltningsstrategi for kraftledninger og magnetfelt, nedfelt i St. prp. Nr. 66 (2005-2006), og i strålevernets anbefalinger på www.nrpa.no. Dersom bygg blir eksponert for magnetfelt på over 0,4 μT skal det vurderes tiltak som kan redusere feltnivå.

Forurensning

- Støy fra kraftledningen og aktuelle transformatorstasjoner skal beskrives. For transformatorstasjoner skal det utarbeides støysonekart.

- Mulige kilder til forurensning fra anlegget skal beskrives og risiko for forurensing skal vurderes både når det gjelder anleggs- og driftsfase. For transformatorstasjoner skal mengden av olje og eventuelt SF_6 gass angis.

- Virkninger for eventuelle drikkevanns- og reservevannskilder skal beskrives.