

Elvia AS

► Nye 132 kV ledninger - Åbjøra - Bagn - Dokka

Konsesjonssøknad

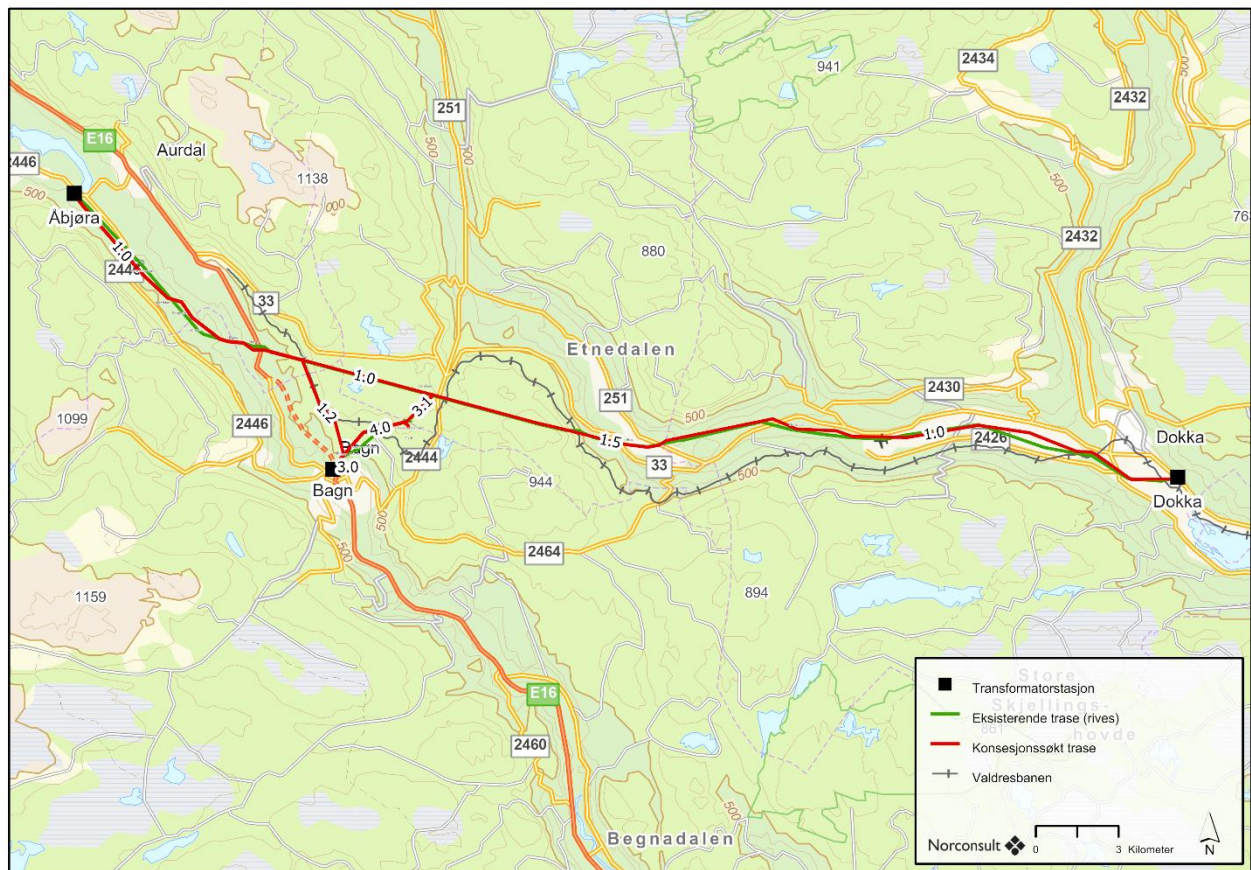
Oppdragsnr.: 52301090 Dokumentnr.: S-02 Versjon: J08 Dato: 2025-12-15



► Sammendrag

Elvia AS søker i henhold til energiloven om konsesjon til riving, bygging og drift av følgende elektriske anlegg:

- Sanering av eksisterende 132 kV kraftledninger mellom Åbjøra – Bagn og Dokka
- Bygging av to nye 132 kV enkeltkursledninger mellom Åbjøra og hhv. Bagn stasjon og Tonsåsen, traséalternativ 1.0+1.2+3.1 og 1.0.
- Dobbeltkursledning med vertikaloppheng mellom Tonsåsen og Dokka, traséalternativ 1.0 + 1.5.
- Bygging av ny 132 kV-ledning mellom Bagn og Myre (Begna kraftverk).



Bakgrunn for søknaden

De to eksisterende 132 kV regionalnettledningene mellom Åbjøra, Bagn og Dokka transformatorstasjoner ble bygget i perioden 1951 til 1962 og ledningene nærmer seg utløpet av sin tekniske levetid. Kapasiteten i dagens nett er allerede periodevis for lav i forhold til produksjonsoverskuddet i Valdresregionen og medfører at det ikke er kapasitet for tilknytning av ny produksjon.

Saksbehandling og samråd

Elvia sendte melding med forslag til utredningsprogram til NVE 21. januar 2022. NVE gjennomførte offentlig høring av meldingen og fastsatte utredningsprogram den 31. oktober 2022.

Under arbeidet med planlegging av traséer, konsekvensutredninger og konsesjonssøknad, har Elvia gjennomført flere møter med de berørte kommunene høsten 2023 og våren 2024. Det ble også arrangert et felles møte med de 5 vestligste kommunene 10. desember 2025, der Elvia informerte om hvilken løsning vi har besluttet å søke på. I tillegg til møtene med kommunene, har Elvia arrangert åpne kontordager der grunneiere og andre interesserte var invitert for å få informasjon og komme med innspill og synspunkter på planene og alternative løsninger.

Elvia vil forsøke å inngå minnelige avtaler med berørte grunneiere og kjente rettighetshavere. For det tilfelle at frivillige avtaler ikke fører fram, søkes det om tillatelse til ekspropriasjon av nødvendig grunn og rettigheter, samt samtykke til forhåndstiltredelse.

Omsøkt utbyggingsløsning

Mellom Åbjøra og Bagn planlegges det parallelførte enkeltkursmaster med vertikaloppheng. Ryddebeltet blir 40 meter for to parallelførte enkeltkursledninger. Høyden på mastene vil normalt være mellom 25 og 30 meter. Østover fra Tonsåsen mot Dokka vil ledningen gå på dobbeltkurs. Dobbeltkursledningen planlegges bygget med rørmaster av metall eller kompositt med vertikaloppheng. Mastene blir 25-35 m høye og ledningen vil ha et byggeforbud- og rettighetsbelte på 30 m.

Eksisterende master som skal rives er 15-20 m høye, og bredden på dagens byggeforbud- og rettighetsbelte er minimum 42 m. Traséene det søkes på er vist med rød strek på kartet over. Alternativ 1.0 følger i hovedtrekk traséen til dagens ledninger.

Vurdering av konsekvenser

For naturmangfold dominerer to naturtyper utredningsområdet arealmessig: gammel barskog og flommarksnatur. Den gamle barskogen i utredningsområdet strekker seg fra høyproduktiv granskog i dalsidene, til høytliggende og saktevoksende fjellskog av gran og furu. Det er flere hekkelokaliteter for rovfugl i utredningsområdet, i tillegg til store og varierte leveområder for hønsefugl. Elva Etna som renner i dalbunnen er i liten grad forbygd og regulert, og har mye og variert flommarksnatur, som er levested for mange rødlistede arter. Ettersom store deler av traseene går gjennom skog, vil hogst og permanent fjerning av skog representere en betydelig negativ påvirkning på naturmangfoldet. Hogst er mer negativt for gammel barskog enn for skog i flomsonen. Kraftledninger på nye steder vil være en negativ påvirkning på fugl, ettersom de medfører kollisjonsfare, både for rovfugl og hønsefugl.

De største landskapsverdiene i området er knyttet til det åpne kulturlandskapet langs Etna og Randsfjorden. Ved bygging av ny ledning vil de største konsekvensene for landskap og opplevelsesverdier knytte seg til forskjellen i dimensjoner på dagens master og nye master. Dagens master er rundt 15 m høye og ny ledning vil gjennomsnittlig medføre minst dobbelt så høye master (med noen unntak) i landskapet. Høyere master vil ha negative visuelle virkninger for kulturmiljøer og de som bor og ferdes i området.

Klimagassutslipp reduseres ved at ryddebeltet blir smalere, noe som reduserer behovet for hogst. Valg av mastetype påvirker også utslipp, da utslipp i gjennomsnitt er 66% høyere ved to parallelførte enkeltkursledninger enn ved en dobbeltkursledning.

Tabellen viser konsekvensvurderingene for den omsøkte løsningen på de to delstrekningene for vurderte miljøtema. Den omsøkte utbyggingsløsningen vurderes å medføre stor negativ konsekvens for naturmangfold, middels, noe, og ubetydelige konsekvenser for øvrige vurderte miljøtema.

	Abjøra-Etnedal vest	Etnedal vest - Dokka
Fagtema	Alternativ A	Alternativ 1.5-1.0
Naturmangfold	Stor negativ konsekvens	Stor negativ konsekvens
Landskap	Noe negativ konsekvens	Noe negativ konsekvens
Kulturmiljø	Ubetydelig konsekvens	Noe negativ konsekvens
Friluftsliv	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens
Klimagassutslipp	Middels negativ konsekvens	Noe negativ konsekvens
Samlet konsekvens	Middels negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens
Begrunnelse for samlet konsekvens	Med store negativ konsekvens for ett tema (naturmangfold) og negative konsekvenser for to andre temaer vil samlet konsekvens iht. metoden være middels negativ.	Med store negativ konsekvens for ett tema (naturmangfold) og negative konsekvenser for flere andre temaer vil samlet konsekvens iht. metoden være middels negativ.

Flere steder langs Etna går dagens ledning over jordbruksland. Dagens master på strekningen er brede og flere er bardunert. Nye dobbeltkursmaster vil bare ha et masteben, og vil redusere det fysiske arealbeslaget fra mastefundamenter (inkl. bardunering) med ca. 98%.

Ledningstraseene er lagt slik at nærføring til bebyggelse reduseres sammenlignet med dagens situasjon. Ingen boliger eller andre bygninger for varig opphold vil få beregnet magnetfelt over anbefalt utredningsgrense på 0,4µT. Bygging av dobbeltkursledning vil medføre smalere rydde- og byggeforbudsbelte sammenliknet med dagens ledninger. Arealbeslaget langs ledningen vil derfor bli mindre enn i dag. Det blir tre nye merkepliktige spenn på strekningen. I samråd med Luftfartstilsynet vil det også vurderes om det er behov for ytterligere merking grunnet nærhet til Dokka flyplass.

Innhold

1	Innledning	7
1.1	Bakgrunn og formål	7
1.2	Presentasjon av søker	7
1.3	Innhold og avgrensning	7
2	Søknader	9
2.1	Søknad om anleggskonsesjon	9
2.2	Søknad om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse	10
2.3	Plan- og bygningsloven - konsekvensutredning	10
2.4	Gjeldende konsesjoner som påvirkes av tiltakene	11
2.5	Andre tilgrensende søknader og tiltak	11
2.6	Framtidige tiltak i nettet	11
3	Forarbeider og andre tillatelser	12
3.1	Nødvendige tillatelser etter annet lovverk	12
3.2	Forarbeider	14
3.3	Videre saksbehandling	17
3.4	Framdriftsplan	17
4	Beskrivelse av omsøkt løsning	19
4.1	Omsøkte løsninger	19
4.2	Beskrivelse av anleggsarbeidet	33
5	Behovet for å gjøre tiltak	37
5.1	Dagens driftssituasjon	37
5.2	Framtidig utvikling	40
5.3	Konsekvenser av å ikke gjennomføre tiltaket	41
5.4	Andre tiltak i kraftsystemet som kan påvirke tidspunkt og gjennomføring av tiltaket	41
5.5	Behov for gjennomgående topp- / jordline	42
6	Tekniske og økonomiske forhold	43
6.1	Samfunnsøkonomisk vurdering av konsepter	43
6.2	Samfunnsøkonomisk vurdering av tekniske løsningsvalg innenfor valgt konsept	48
6.3	Konsesjonssøkte traséalternativ	53
7	Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn	55
7.1	Delstrekning Åbjøra – Etnedal vest	55
7.2	Delstrekning Etnedal vest - Dokka	57
7.3	Samlet vurdering av hele strekningen Åbjøra – Dokka	60
7.4	Avbøtende tiltak	60
8	Sikkerhet og beredskap	63

8.1	Om utførte vurderinger	63
8.2	Naturfare	63
8.3	Kryssing og nærføringer	67
8.4	Nærhet til bebyggelse og beferdede områder	67
8.5	Andre forhold av betydning for sikkerhet og beredskap	68
8.6	Klassifisering etter beredskapsforskriften	68
9	Forholdet til grunneiere og rettighetshavere	69
9.1	Berørte grunneiere	69
9.2	Erverv av rettigheter	69
9.3	Erstatningsprinsipper	70
9.4	Rett til juridisk bistand	70
10	Beskrivelse av andre vurderte løsninger	71
10.1	Meldte løsninger	71
10.2	Løsninger og traséjusteringer som NVE har krevd vurdert	72
10.3	Løsninger som er konsekvensutredet, men ikke omsøkt	76
10.4	Traseer som er vurdert, men ikke konsekvensutredet	84
10.5	Vurderte kabelløsninger	86
11	Referanser	94
	Grunnlagsrapporter	96
12	Vedlegg	97

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og formål

De to eksisterende 132 kV regionalnettleddningene mellom Åbjøra, Bagn og Dokka transformatorstasjoner ble bygget i perioden 1951 til 1962 og ledningene nærmer seg utløpet av sin tekniske levetid. Kapasiteten i dagens nett er allerede periodevis for lav i forhold til produksjonsoverskudd. På bakgrunn av disse forholdene og av hensyn til forsyningssikkerheten i området, startet Elvia arbeidet med planlegging av nye 132 kV ledninger til erstatning for de eksisterende ledningene på denne strekningen. Som en formell oppstart av planarbeidet, sendte Elvia melding med forslag til utredningsprogram til NVE 21. januar 2022. NVE gjennomførte offentlig høring av meldingen og fastsatte utredningsprogram den 31. oktober 2022. Planene berører kommunene Nord-Aurdal, Sør-Aurdal, Etnedal og Nordre Land i Innlandet fylke.

Meldingen omfattet også planer for utskifting av to 132 kV ledninger på strekningen Dokka – Gjøvik i kommunene Nordre Land, Søndre Land og Gjøvik. Det ble sendt en egen konsesjonssøknad for oppgradering av 132 kV-ledningene på den strekningen i november 2024.

Elvia sender med dette søknad etter energiloven og oreigningsloven, samt konsekvensutredning i samsvar med fastsatt utredningsprogram til NVE for behandling. Formålet er å sikre nødvendige tillatelser til å rive eksisterende ledninger og bygge nye ledninger til erstatning for disse. Søknaden omfatter også nødvendige tiltak i tilknyttede stasjoner.

1.2 Presentasjon av søker

Elvia AS er et selskap i Eidsiva konsernet, heleid av Eidsiva Energi AS. Eidsiva Energi er 50% eid av Hafslund Vekst AS (heleid av Hafslund AS som er heleid av Oslo kommune). De øvrige 50% er eid av Innlandet fylkeskommune og 27 kommuner i Innlandet gjennom Innlandet Energi Holding AS, samt Åmot kommune. Elvia eier og drifter totalt 66 000 km regionalt og lokalt distribusjonsnett i Innlandet, Oslo, Akershus og Østfold. Selskapet har ca. 930 ansatte og betjener i underkant av 1 million kunder.

Selskapsnavn	Elvia AS
Org. Nr.	980489698
Kontaktperson for søknaden	Jan Olav Grønvold, prosjektleder E-post: jan.olav.gronvold@elvia.no Tlf.nr. 95981393
Grunneierkontakt	Camilla Sæther, e-post: camilla.sether@elvia.no

1.3 Innhold og avgrensning

Dette dokumentet inneholder beskrivelse av:

- Bakgrunnen for at tiltaket omsøkes og begrunnelse for valg av omsøkt løsning
- Samfunnsøkonomisk vurdering av tiltaket
- Utført forarbeid og samråd og nødvendige godkjenninger etter annet lovverk
- Tekniske planer og omsøkte traséer
- Kort tabellarisk sammendrag av vurderte konsekvenser
- Sikkerhet og beredskap
- Forhold til berørte grunneiere
- Andre vurderte, men ikke omsøkte traséer

Utførte konsekvensutredninger er summert opp i en egen rapport, «Ny 132 kV-ledninger mellom Åbjøra - Bagn og Dokka Konsekvensutredning» som følger konsesjonssøknaden. Det er i tillegg utarbeidet en rekke fagrapporter som sendes NVE som vedlegg til søknaden, se oversikt over fagrapporter i kap. 0. Dette søknadsdokumentet sammen med konsekvensutredningsrapporten og alle fagutredninger og bakgrunnsrapporter vil være tilgjengelige på NVE sine nettsider. Dokumentene danner grunnlaget for NVEs behandling av saken og for bred offentlig høring.

2 Søknader

2.1 Søknad om anleggskonsesjon

Elvia søker i henhold til energiloven av 29.06.1990, § 3-1 om konsesjon til riving av to ledninger og bygging og drift av følgende elektriske anlegg (se kapittel 4 for teknisk beskrivelse):

- Sanering av eksisterende 132 kV ledning mellom Åbjøra og Dokka (ca. 43,5 km)
- Sanering av eksisterende 132 kV ledning mellom Åbjøra og Bagn (ca. 20,2 km)
- Sanering av eksisterende 132 kV ledning mellom Bagn og Dokka (ca. 32,5 km)
- Sanering av eksisterende 132 kV ledning mellom Bagn og Begna kraftverk på en strekning av ca. 250 meter nordvest for Myre
- Bygging av ny 132 kV ledning mellom Åbjøra og Dokka, ca. 43,5 km
 - Traséalternativ 1.0 – 1.5 – 1.0
- Bygging av ny 132 kV-ledning mellom Åbjøra og Bagn, ca. 15,3 km.
 - Traséalternativ 1.0 – 1.2
- Bygging av ny 132 kV-ledning mellom Bagn og Dokka, ca. 32,6 km.
 - Traséalternativ 1.2 – 3.0 – 3.1 – 1.0 – 1.5 – 1.0
- Bygging av ny 132 kV ledning mellom Bagn og Myre (Begna kraftverk), ca. 3,5 km
 - Traséalternativ 4.0

Ledningene bygges med en mastekonfigurasjon og rettighetsbelter som er beskrevet nærmere i kapittel 4.1.

Bagn transformatorstasjon utvides med et nytt 132 kV-bryterfelt.

Med henvisning til Brev fra NVE (06.12.2021 Vår ref.: 202118635-1) ønsker Elvia også å oppdatere gjeldende anleggskonsesjon for Åbjøra og Bagn transformatorstasjoner slik at vi har fleksibilitet for fremtidige endringer. Tilsvarende er søkt om for Dokka stasjon i søknaden for ledningen mellom Dokka og Gjøvik.

Åbjøra transformatorstasjon

Rett til fortsatt drift av følgende anlegg:

- Transformatorer med øvre spenningsnivå på 132 kV
- Utendørs luftisolert koblingsanlegg med øvre spenningsnivå 132 kV ihht. vedlagt enlinjeskjema
- 1 transformatorcelle på ca. 63 m² og høyde 8 m
- Nødvendig høyspenningsanlegg
- En bygning med samlet areal på ca. 150 m² og høyde 8 m
- Inngjerdet stasjonsareal rundt koblingsanlegg på ca. 3600 m²

Åbjøra kraftverk er tilknyttet Åbjøra transformatorstasjon via nødvendige kabler og 1 132 kV bryterfelt. Skagerak kraft eier Åbjøra kraftverk kabel inn til 132 kV anlegget og 132 kV generatorfelt. Elvia eier hele 132 kV anlegget i Åbjøra transformatorstasjon. Det planlegges ikke endringer i Skageraks anleggsdeler. Det omsøkes derfor ikke endringer i Skagerak krafts anleggskonsesjon i stasjonen. Skagerak eier tomte på Åbjøra transformatorstasjon. I Åbjøra transformatorstasjon er det og et 22 kV anlegg. Dette anlegget har delt eierskap mellom Elvia, Vang Energiverk og Skagerak kraft. Grensesnittene planlegges ikke endret ifm. dette prosjektet.

Bagn transformatorstasjon

Utvidelse av Bagn transformatorstasjon med ett stk. 132 kV bryterfelt.

Rett til fortsatt drift av følgende anlegg:

- Transformatorer med øvre spenningsnivå på 132 kV
- Utendørs luftisolert koblingsanlegg med spenningsnivå øvre spenningsnivå 132 kV
- 1 transformatorcelle på ca. 70 m² og høyde 6 m
- Nødvendig høyspenningsanlegg
- En bygning med samlet areal på ca. 135m² og høyde 4 m
- Inngjerdet stasjonsareal rundt koblingsanlegg på ca. 4100 m²

Bagn Kraftverk DA eier Bagn kraftverk med tilhørende nettinfrastruktur. Bagn kraftverk er tilknyttet Bagn transformatorstasjon via nødvendige kabler og 2 stk. 132 kV bryterfelt. Det planlegges ikke endringer i Bagn kraftverk sine anleggsdeler.

Situasjonsplan for Åbjøra transformatorstasjon vises i vedlegg 4a. Plan og snitt for Bagn transformatorstasjon følger som vedlegg 4 b (u.off.) For situasjonsplan for Dokka transformatorstasjon henvises det til Konesjonssøknad for ny 132 kV-ledning Dokka – Gjøvik (Elvia 2025).

2.2 Søknad om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse

Elvia vil forsøke å oppnå minnelige avtaler med berørte grunneiere og kjente rettighetshavere. I det tilfellet det ikke oppnås minnelig løsning med grunneiere, søkes det i henhold til Oregningslova §2 nr. 19 om ekspropriasjonstillatelse for alle de rettigheter som behøves for å etablere, drifte, vedlikeholde og fornye de omsøkte nettanleggene, samt rett til all nødvendig ferdsel og transport for disse forhold.

Utenfor rydebeltet må Elvia ha nødvendige rettigheter til å fjerne trær som kan medføre risiko for ledningens sikkerhet eller ulempe for driften, såkalt sikringshogst.

Normalt regner man at en eiendom er direkte berørt dersom denne blir berørt av ledningens klausuleringsbelte, atkomstveier, riggområder eller liknende. I kraftledningstraséen beholder grunneier eiendomsretten, men det erverves rett til å bygge, drive, fornye og oppgradere ledningen og tilhørende nødvendig utstyr (bruksrett).

Samtidig søkes det om samtykke til forhåndstiltredelse etter Oregningslova §25 slik at arbeidene med det omsøkte tiltaket kan påbegynnes før rettslig skjønn er avholdt. Som beskrevet i kapittel 5 er det viktig for Elvia å gjennomføre prosjektet etter planlagt framdriftsplan. På bakgrunn av dette søker Elvia om samtykke til forhåndstiltredelse.

Oversikt over berørte eiendommer følger av vedlegg 6.

2.3 Plan- og bygningsloven - konsekvensutredning

Plan- og bygningslovens kapittel 14 omhandler krav til konsekvensutredninger (KU) for tiltak og planer som behandles etter annet lovverk enn plan- og bygningsloven [c]. Formålet med konsekvensutredningene er å sikre at virkninger for miljø og samfunn blir belyst og blir tatt i betraktning under planlegging, utforming og vedtak av utbyggingsprosjekter. Vedlegg I til forskrift om konsekvensutredninger [f], stiller krav om at kraftledninger og jord- og sjøkabler med spenning på 132 kV eller høyere og en lengde på mer enn 15 km alltid skal ha melding med forslag til utredningsprogram og etterfølgende konsekvensutredning.

Melding med forslag til utredningsprogram ble utarbeidet av Elvia og sendt til NVE for behandling 21.01.2022. NVE gjennomførte deretter høring av meldingen og fastsatte utredningsprogrammet 31.10.2022.

Elvia har fått utarbeidet konsekvensutredning i henhold til fastsatt utredningsprogram og et sammendrag av utredningene følger vedlagt søknaden som egen rapport, se også kap. 7. Fullstendige fagutredninger sendes også NVE som vedlegg til søknaden. Både samlerapport for konsekvensutredningene og fagrapportene vil være tilgjengelige på NVEs hjemmesider under høringen av konsesjonssøknaden.

I henhold til plan- og bygningslovens §14-3 skal NVE redegjøre for hvordan konsekvensutredningene er hensyntatt i konsesjonsvedtaket og hvilken betydning konsekvensutredningen er tillagt, særlig når det gjelder valg av alternativ.

2.4 Gjeldende konsesjoner som påvirkes av tiltakene

Gjeldende konsesjoner som blir påvirket eller har grensesnitt mot det omsøkte tiltaket, er listet opp i Tabell 2-1

Tabell 2-1 Oversikt over gjeldende konsesjoner som påvirkes av eller har grensesnitt mot omsøkte anlegg

Elektrisk anlegg	Konsesjonsreferanse	Gyldig fra	Må endres som følge av Søknaden
1. Åbjøra transformatorstasjon	201905286-6 pkt 43	07.02.20	Ja
2. Bagn Transformatorstasjon	201905286-6 pkt 44	07.02.20	Ja
3. Åbjøra-Gjøvik	201905286-6 pkt 93	07.02.20	Ja
4. Tonsåsen-Begna	201905286-6 pkt 86	07.02.20	Ja
5. Tonsåsen-Bagn	201905286-6 pkt 94	07.02.20	Ja
6. Åbjøra Faslefoss	201905286-6 pkt 85	07.02.20	Nei
7. Kalvedalen Åbjøra	201905286-6 pkt 93	07.02.20	Nei

2.5 Andre tilgrensende søknader og tiltak

Elvia har konsesjonssøkt oppgradering av eksisterende 132 kV ledning på strekningen Dokka Gjøvik. Utover dette har Elvia ingen konkrete søknader eller planer for netttiltak som grenser til denne søknaden.

2.6 Framtidige tiltak i nettet

Utover konsesjonssøkte netttiltak i regionen som beskrevet i avsnitt 2.5, er det ingen konkrete planer om ytterligere fremtidige regionalnetttiltak i Valdresområdet utover at det planlegges utskifting av kontrollanleggene i noen av transformatorstasjonene. Dette gjøres innenfor rammene av eksisterende konsesjoner.

3 Forarbeider og andre tillatelser

3.1 Nødvendige tillatelser etter annet lovverk

Før den omsøkte kraftledningen kan bygges, kreves avklaringer og/eller tillatelser etter annet lovverk enn de som er omfattet av denne søknaden og som er beskrevet i kap.2. De mest sentrale relevante lover og forskrifter er kort omtalt i dette kapitlet.

3.1.1 Lov om kulturminner

Under planleggingen er det lagt vekt på å unngå at tiltaket kommer i konflikt med kjente registrerte kulturminner. Fylkeskommunen i Innlandet har vært kontaktet, jfr. lov om kulturminner [1].

3.1.2 Lov om naturmangfold

Kryssing av naturreservat

Den omsøkte traséen 1.0 mellom Åbjøra og Bagn/Dokka krysser Begna naturreservat i Nord- og Sør-Aurdal kommuner. Kryssingen planlegges i samme trasé som dagens 132 kV-ledninger går. I henhold til Lov om naturmangfold §37 gjelder generelt at ingen må foreta noe som forringer verneverdiene angitt i verneformålet for naturreservat. Verneformålet til Begna naturreservat er å ta vare på et forholdsvis urørt skogområde med biologisk mangfold, jf. forskrift om verneplan for barskog, vedlegg 13, fredning av Begna naturreservat [2]. Eksisterende 132 kV-ledning som skal rives krysser reservatet på to steder, ved Stormyrhaugen og ved kryssing av elva Begna. På strekningen der dagens ledninger krysser Begna elv, planlegges det å rive eksisterende ledning og bygge ny i samme trasé. På strekningen ved Stormyrhaugen, trekkes traséen ut av naturreservatet.

Elvia sendte søknad til Statsforvalteren i Innlandet 27. februar 2024 om tillatelse til kryssing av reservatet, se vedlegg 3b. I svar fra Statsforvalteren datert 11.april 2024 (vedlegg 3a) ble det konkludert med at «Selve tiltaket med utskifting av master og linjenett omfattes av de direkte unntakene i § 4, pkt 2 c (*vernebestemmelsene*). Det betyr at tiltaket kan gjøres uten en dispensasjon med hensyn til selve mastene og linjene». Samtidig gav Statsforvalteren Elvia dispensasjon til nødvendig motorferdsel i utmark langs bestemte traséer. Det er knyttet vilkår til tillatelsen.

Naturmangfoldlovens §8-12

Når det gjelder forhold knyttet til §8-12 i loven (kunnskapsgrunnlaget, føre-var prinsippet, økosystemtilnærming, kostnader ved miljøforringelse og miljøforsvarlige teknikker), vil disse bli vurdert som en del av NVEs saksbehandling og innarbeides i vedtaket. Det er i utarbeidelsen av konsekvensutredningene og de tekniske beskrivelsene lagt vekt på å framskaffe et tilstrekkelig grunnlag for myndighetenes vurderinger, se delkapittel om naturmangfold i kap.

3.1.3 Forskrift om elektriske forsyningsanlegg

Forskriften om elektriske forsyningsanlegg stiller en rekke generelle krav ved planlegging, bygging og drift av elektriske anlegg [3]. §2-2 i forskriften stiller krav om gjennomføring av risikovurdering og at risikovurderingen legges til grunn for valg av løsninger. Elvia har utført en innledende overordnet risikovurdering i forbindelse med utarbeidelse av denne konsesjonssøknaden der fokus har vært å sikre at

omsøkt løsning er byggbar og sikker. Risikovurderingen vil bli ytterligere detaljert i forbindelse med detaljprosjektering av konsesjonsgitt løsning.

Elvia vil overholde kravene til kryssing av eller nærføring med eksisterende veier, ledninger og annet i henhold til forskrift for elektriske forsyningsanlegg [3].

3.1.4 Forurensningsforskriften

I henhold til Forskrift om begrensning av forurensning [b] (forurensningsforskriften) skal det vurderes om riving av eksisterende ledning og bygging av ny kan berøre forurenset grunn, jfr § 2-4. Ved eventuelle inngrep i forurenset grunn skal det utarbeides tiltaksplan i henhold til § 2-6. Statsforvalteren i Innlandet er forurensningsmyndighet. Elvia er ikke kjent med at omsøkt tiltak kommer i konflikt med forurensede masser.

3.1.5 Vannressursloven

Paragraf 5 i vannressursloven pålegger at tiltak som berører vassdrag skal planlegges og gjennomføres slik at de er til minst mulig skade og ulempe for allmenne og private interesser. De omsøkte ledningstraséene krysser flere vassdrag med årssikker vannføring. I henhold til vannressurslovens § 11 skal det opprettholdes et naturlig vegetasjonsbelte langs vassdrag. Avstandskravet til trær/vegetasjon for en 132 kV ledning er på minimum 3-4 meter fra fasene. Stedvis vil det være mulig å strekke over stående skog. Typisk vil dette være i dalsøkk, hvor man også finner elver og bekker. Når konsesjonsgitt løsning skal detaljprosjekteres, kan enkelte mastepunkter tilpasses slik at man i størst mulig grad unngår å hogge kantvegetasjon langs vann og vassdrag. Der dette ikke er mulig vil Elvia etter samråd med Statsforvalteren i Innlandet søke dispensasjon fra §11.

3.1.6 Lov om motorferdsel i utmark

Lov om motorferdsel i utmark og vassdrag § 4 første ledd bokstav e, gir tillatelse til motorferdsel i utmark i forbindelse med bygging og drift av ledningsanlegg. Det er derfor ikke nødvendig med andre tillatelser til motorferdsel enn grunneiers samtykke. Unntak er motorferdsel innenfor verneområder, jf. beskrivelsen under kap. 3.1.2.

I bygge- og driftsfasen vil enten minnelige avtaler, tillatelse til forhåndstiltredelse eller ekspropriasjonsskjønn derfor gi nødvendig tillatelse til atkomst til ledningstraséen, herunder bruk av private veier og sleper og transport i selve ledningstraséen med buffersone.

3.1.7 Forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder

Elvia vil overholde kravene om rapportering av luftfartshinder i henhold til forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder.

I henhold til forskrift skal alle luftfartshinder med en høyde på 60 meter eller mer merkes. Det er ikke nødvendig å merke luftspenn hvor mindre enn 100 meter sammenhengende lengde er over merkepliktig høyde.

Elvia vurderer at to spenn er merkepliktige i den omsøkte løsningen. I tillegg er det aktuelt med merking nær Tomlevoll flyplass. Dette vil vurderes nærmere i detaljplanfasen i samråd med Luftfartstilsynet, se også konsekvensutredning, fagtema nærings- og samfunnsinteresser.

3.1.8 Forskrift om saksbehandling og ansvar ved legging og flytting av ledning nær offentlig veg

Kryssing av og nærføring til offentlig veg vil avklares med aktuelle vegeiere, som Statens Vegvesen, Innlandet fylkeskommune eller berørt kommune jf. krav i Forskrift om saksbehandling og ansvar ved legging og flytting av ledninger over, under og langs offentlig veg [4].

3.2 Forarbeider

Elvia sendte melding med forslag til utredningsprogram til NVE 21. januar 2022 [5]. NVE gjennomførte deretter høring av meldingen og fastsatte utredningsprogram 31. oktober 2022 [6]. Samme dag sendte NVE et brev til berørte myndigheter, organisasjoner og andre berørte parter som hadde avgitt uttalelse til meldingen, med orientering om fastsettelse av utredningsprogrammet med henvisning til NVE sine nettsider der programmet var gjort tilgjengelig [7]. Elvia videresendte orienteringsbrevet om fastsatt utredningsprogram til alle berørte grunneiere og rettighetshavere som var registrert innenfor 100 m til hver side av de meldte ledningstraseene.

Gjennom arbeidet med den videre planleggingen av traséer, konsekvensutredninger og konsesjonssøknaden, har Elvia gjennomført møter med lokale myndigheter og sektormyndigheter og har gjennomført åpne kontordager i de berørte kommunene. Formålet med disse møtene har vært å:

- Orienterer om arbeidet med traséplanlegging og konsekvensutredninger
- Motta innspill og synspunkter fra berørte på utforming av planene
- Motta informasjon om verdier og interesser som kan bli påvirket av planene
- Motta informasjon om eventuelle ressurspersoner og andre som bør kontaktes under plan- og utredningsarbeidet

Tabellen under viser en oversikt over utførte informasjons- og samrådsmøter etter at høring av melding var utført og NVE hadde fastsatt utredningsprogrammet.

Tabell 3-1 Møter med lokale myndigheter, sektormyndigheter og grunneiere under planarbeidet.

Myndighet/instans	Sted	Dato	Referatført
Felles møte med Nord-Aurdal, Sør-Aurdal, Etnedal, Nordre Land og Søndre Land kommuner	Dokka	10. desember 2025 (planlagt)	Nei
Fellesmøte med Nord-Aurdal, Sør-Aurdal og Etnedal kommuner	Bagn	15. mai 2024	Ja
Fellesmøte med Nord-Aurdal, Sør-Aurdal og Etnedal kommuner	Bagn	22. november 2023	Nei
Fellesmøte med Nord-Aurdal, Sør-Aurdal, Etnedal Nordre Land kommuner	Bagn	25. april 23	Nei
Nord-Aurdal, Sør-Aurdal, Etnedal og Nordre Land	Dokka	25. april 2023	
Nordre Land og Søndre Land kommuner	Dokka	29. november 23	Ja
	Dokka	14. mai 24	Ja
Statsforvalteren i Innlandet	Teams	27. april og 8. juni 23	Ja, ja
Innlandet fylkeskommune - kulturminneavdelingen	Teams	10. august 23	Nei
	Teams	21. august 23	Ja
Grunneiere			
Skagerak Kraft as	Teams	12. mai 2025	Nei

Åpne kontordager, se under			
----------------------------	--	--	--

Det ble gjennomført åpne kontordager høsten 2023 og våren 2024. Kontordagene har vært kunngjort på Elvia sine hjemmesider, kommunenes nettsider og i mai ble det også annonsert i lokalavisene Oppland Arbeiderblad og Valdresavisa. Alle berørte grunneiere ble informert om kontordagene ved brev.

Følgende åpne kontordager er gjennomført:

- Bagn: 22. november 2023 og 15. mai 2024
- Etnedal: 30. november 2023
- Dokka: 29. november 2023 og 14. mai 2024

Ved åpent kontor har Elvia og konsulent for plan- og utredningsarbeidet, Norconsult, informert om planene og foreløpige funn i konsekvensutredningene. I disse åpne møtene har det kommet fram en rekke synspunkter på traséløsninger. I etterkant av møtene er forslagene vurdert nærmere og flere innspill er integrert i den konsesjonssøkte løsningen.

I etterkant av åpne kontor og møterunder lokalt, har Elvia mottatt ca. 40 skriftlige innspill til planarbeidet i tillegg til en rekke telefonhenvendelser. Denne prosessen har ført til flere justeringer av traséene, jf. omtale i kap. 10.

Elvia har hatt møte med motstanderne av "Dalalternativet" i august 2024 og i september 2024. Elvia har også hatt møte/befaring, med motstanderne av "Åsen-alternativet" i februar 2024 og i mars 2025.

Skagerak Kraft/Bagn kraftverk DA eier tomta i Bagn transformatorstasjon. Elvia har hatt dialog med Skagerak Kraft angående konsesjonssøkt løsning. Skagerak er forelagt tegninger og tekniske planer: Elvia og Skagerak Kraft er omforent om omsøkt løsning under forutsetning av at det foretas nødvendige grunnundersøkelser som grunnlag for vurdering av risiko for ras og at det tas hensyn til at produksjonen i Bagn kraftverk forstyrres i minst mulig grad, jf. e-post fra Skagerak Kraft datert 6. juni 2025 (vedlegg 4c).

3.2.1 Øvrig informasjonsinnhenting og forhåndsuttalelser

Det er innhentet forhåndsuttalelser og innspill til plan- og utredningsarbeidet fra en rekke myndigheter og organisasjoner, se oversikt under. Fagansvarlige for det enkelte utredningstemaet har henvendt seg til de ulike instansene/organisasjonene og bedt om innspill. Elvia har også oppfordret organisasjoner, lokale myndigheter og enkeltpersoner til å sende inn skriftlige innspill. Fagutredernes skriftlige henvendelser samt svar på disse finnes som vedlegg til de respektive fagrapportene. I tillegg er ulike relevante parter kontaktet pr telefon.

Tabell 3-2 Oversikt over organisasjoner og myndigheter som er kontaktet skriftlig under konsekvensutredningsarbeidet.

Organisasjon/instans	Tema	Hvordan og når	Mottatt svar/tidspunkt	Fagutredning
Mattilsynet	Fiskesykdommer	e-post 18. mars	12. april 2024	Forurensning, vassdrag
Forsvarsbygg	Forsvarsinteresser	e-post 11. mars 24	8. mai 24	Næringsliv og samfunn
Statens Vegvesen	Nærføring og kryssing av veg	e-post 11 mars 24	2. april 24	Næringsliv og samfunn
Luftfartstilsynet	Flysikkerhet	e-post 11. mars 24	Dialog via telefon og e-post i mars	Næringsliv og samfunn
Norsk Luftambulanse	Flysikkerhet	e-post 11. mars 24	12. mars 24	Næringsliv og samfunn
Nye Veier	Forhold til eks. og planlagte veier	e-post 11. mars 24	13. mars	Næringsliv og samfunn
Telenor	E- kommunikasjon	e-post 11. mars 24	13. mars 24	Nærings og samfunn
Politihelikopter	Sikkerhet ved lavtflyging	e-post 11. mars 24	Nei	Næringsliv og samfunn
DNT Valdres	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	21. januar 24	Friluftsliv
DNT Gjøvik og omegn	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	02. februar 24	Friluftsliv
Akksjøområdet utmarkslag	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	Nei	Friluftsliv
Valdres klatreklubb	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	Nei	Friluftsliv
Bagn jeger og fisk	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	Nei	Friluftsliv
Nordre Land jeger og fisk	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	Nei	Friluftsliv
Gjøvik og Vardal JF	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	28. januar 24	Friluftsliv
Nord Aurdal JF	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	Nei	Friluftsliv
Landaasen Rehabiliteringssenter	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	11.januar 24	Friluftsliv
Forum for natur og friluftsliv Oppland	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	Nei	Friluftsliv
Nordre Land Helselag	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	12.januar 24	Friluftsliv
Tonsaasen Hytteforening	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	Nei	Friluftsliv
Nordsinne sameie	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	12.januar 24	Friluftsliv
Stolpejakten i Nordre Land kommune	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	Nei	Friluftsliv
Nordre Land Helselag	Tur og bomiljø	e-post 11. januar 24	Nei	Friluftsliv
Viken Skog	Skogbruksinteresser	e-post 11. januar 24	12.01	Landbruk
SB Skog	Skogbruksinteresser	e-post 24. januar 24	Nei	Landbruk
BirdLife Oppland	Fuglelokaliteter	e-post 20. november 23	11. desember 23	Naturmangfold
Kistefos Skogtjenester as	Friluftinteresser	e-post 11. januar 24	13. januar 2024	Friluftsliv
Kistefos Skogtjenester as	Fugl	e-post 8. mai 2023	e-post m vedlegg 6. november 2023. Møte 15. november 2023	Naturmangfold
Østsinni og Østsinniåsen historielag	Kulturminner/kulturarv	Facebook 20. februar 24	Nei	Kulturminner
Innlandet fylkeskommune	Kulturminner Eldre/Nyere tid	E-post 06.07. 2023	06. juli 2023	Kulturminner
Innlandet fylkeskommune	Kulturminner eldre tid	E-post 16.01. 2025	16.januar 2025	Kulturminner

Organisasjon/instans	Tema	Hvordan og når	Mottatt svar/ tidspunkt	Fagutredning
Nordre Land kommune	Fugl og vilt	e-post 9. 11. 2023	09.november 2023	Naturmangfold
Nord-Aurdal kommune	Fugl og vilt	e-post 9. 11. 2023	16.11.2023	Naturmangfold
Sør-Aurdal kommune	Fugl og vilt	e-post 9. 11. 2023	22.01.2024	Naturmangfold
Etnedal kommune	Fugl og vilt	e-post 9. 11. 2023	21.11.2023	Naturmangfold
BioFokus	Naturtypekartlegging 2024	Epost og telefon 01.10.2024	25.-26.11.2024	Naturmangfold
Akksjøområdet Utmarkslag	Orrfugl og storfugl	-	27.02.2024	Naturmangfold
Tor Erik Låksrud	Orrfugl og storfugl	-	11.12.2024	Naturmangfold
Sør-Aurdal kommune	Drikkevann	e-post 10. mai 2024	13. mai 2024	Forurensning, vassdrag
Nord-Aurdal kommune	Drikkevann	e-post 18. mars 2024	19. mars 2024	Forurensning, vassdrag
Nordre Land kommune	Drikkevann	e-post 10. mai 2024	13. mai 2024	Forurensning, vassdrag
Etnedal kommune	Drikkevann	e-post 10. mai 2024	21. juni 2024	Forurensning, vassdrag

3.3 Videre saksbehandling

NVE vil etter innsendt konsesjonssøknad gjennomføre offentlig høring av planene. Berørte parter, grunneiere, organisasjoner og myndigheter, vil få saken på høring og får da mulighet til å uttale seg. Etter høringsperioden vil NVE vurdere om beslutningsgrunnlaget er godt nok for å fatte konsesjonsvedtak eller om det kreves tilleggsutredninger. Når NVE vurderer at beslutningsgrunnlaget er godt nok, fattes vedtak og NVE sier ja eller nei til konsesjon. Alle berørte parter har anledning til å påklage NVEs vedtak til Energidepartementet (ED). En avgjørelse fra ED er endelig.

NVE vil knytte vilkår til et positivt konsesjonsvedtak. Et vanlig vilkår i slike saker er at det skal utarbeides en detaljplan (tidligere kalt MTA plan) for det planlagte tiltaket. Planen kreves normalt utarbeidet i samråd med berørte interesser, blant annet grunneiere, og skal inneholde detaljert kartinformasjon om masteplasseringer, transportveier, transportløyper og beskrivelse av eventuelle miljøkrav. Planen må være ferdig behandlet og godkjent av NVE før Elvia kan starte riving av eksisterende ledning og bygging av den nye kraftledningen. Hovedformålet med en detaljplan er å sikre at anleggene blir bygd i tråd med kravene satt i anleggskonsesjonen.

3.4 Framdriftsplan

En mulig framdriftsplan for konsesjonsprosessen og bygging av det omsøkte anlegget er vist i Tabell 3-3.

Tabell 3-3 Mulig framdriftsplan for konsesjonsbehandling og bygging av ny 132 kV-ledning Åbjøra – Bagn - Dokka

Aktivitet	2025				2026				2027				2028				2029				2030			
NVE's konsesjonsbehandling med høring																								
Utarbeide detaljplan																								
NVE's høring og godkjenning av detaljplan																								
Prosjektering og anbudsinnhenting																								
Riving av eksisterende ledning og bygging av ny ledning																								

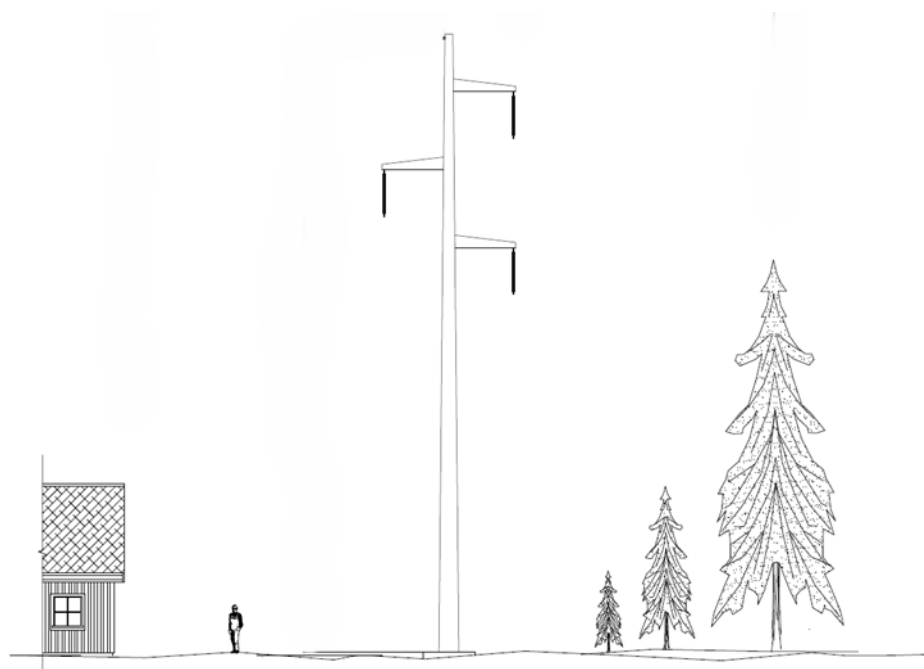
4 Beskrivelse av omsøkt løsning

Dette kapitlet, sammen med Notatet «Anleggsplan for ny 132 kV ledning Åbjøra – Bagn – Dokka» i søknadens vedlegg 5, svarer ut kravene i utredningsprogrammets kap. 2.

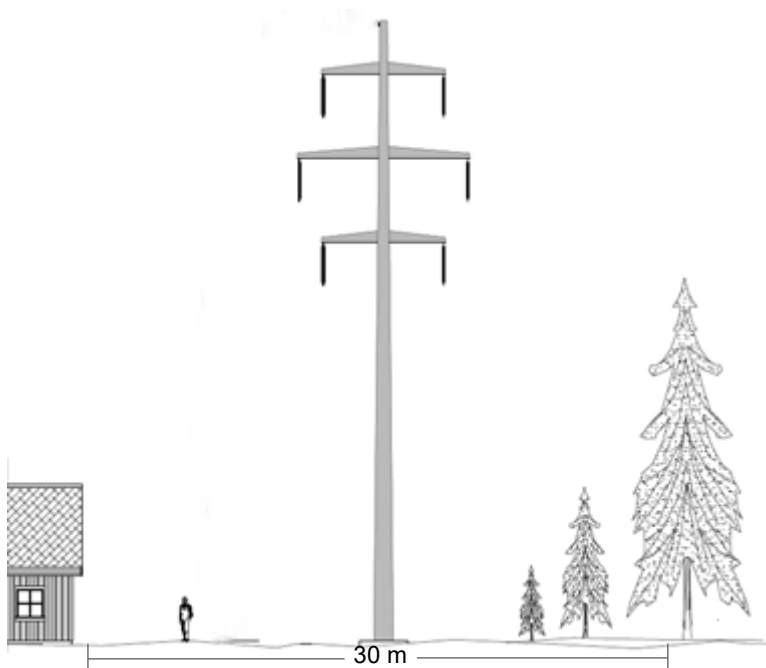
4.1 Omsøkte løsninger

4.1.1 Tekniske hoveddata og traséer nye ledninger

Ledningen planlegges med kompositt- og stålørsmaster. Med unntak for kryssing av Begna, søkes det om bygging av enkeltkursmaster eller dobbeltkursmaster med vertikaloppheng. Se henholdsvis Figur 4-1 og Figur 4-2. For omtale av tilpasset løsning for kryssing av Begna naturreservat ved elva Begna, se kap. 4.1.1.1.



Figur 4-1. Figuren viser konsesjonssøkt enkeltkurs 132 kV stålmaster med vertikaloppheng. Figuren viser en bæremast. Byggeforbuds- og ryddebelte i skog er 26 meter. Høyden vil normalt være 25-30 meter



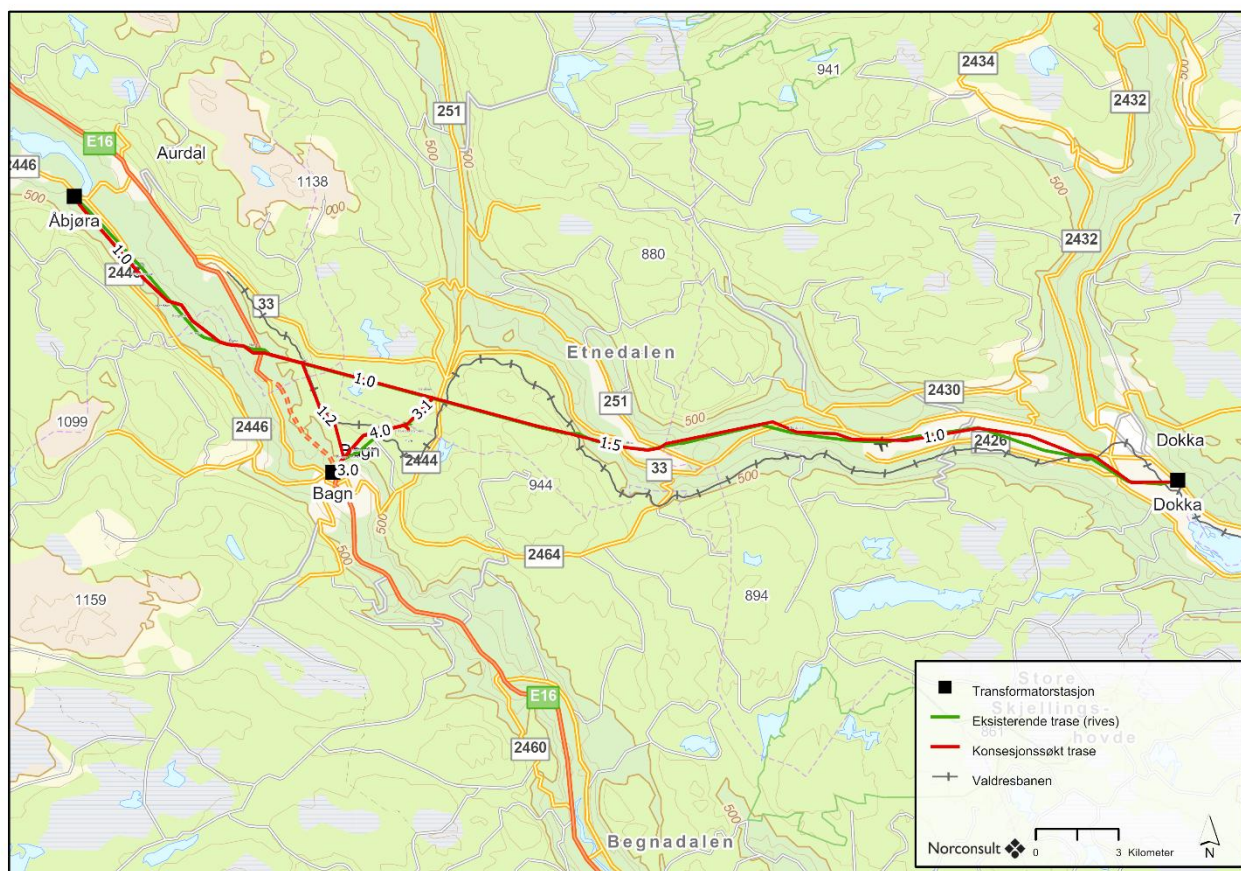
Figur 4-2. Figuren viser konsesjonssøkt 132 kV dobbeltkurs stålrørmast med vertikaloppheng. Figuren viser en bæremast. Byggeforbuds- og ryddebelte i skog er 30 meter. Normal høyde vil være 25-35 meter.

Tabell 4-1 Teknisk spesifikasjon av konsesjonssøkte 132 kV-ledninger

Beskrivelse	Spesifikasjon		
Type ledning	Dobbeltkursledning	Enkeltkursledning	Enkeltkursledning
Linekonfigurasjon	Vertikaloppheng	Vertikaloppheng	Planoppheng. Bare for kryssing av Begna naturreservat ved Begna elv
Type mast	Rørmaster i stål eller kompositt. Se Figur 4-2	Rørmaster i stål eller kompositt. Se Figur 4-1	Se Figur 4-6
Mastehøyde	25- 35 m	25 – 30 m	
Faseavstand	Normalt ca. 5-7 meter horisontal og 4 meter vertikalt	Normalt ca. 4 meter horisontal og 4 meter vertikalt	Normalt ca. 5 meter horisontalt
Farge	Grå eller brune master		
Travers	Stål, grå eller brune		
Systemspenning	132 kV		
Isolasjonsnivå	145 kV		
Strømførende liner / termisk grenselast (A) ved 80 grader linetemperatur og 20 grader lufttemperatur	Åbjøra – Dokka (AL59-865 eller tilsvarende) / 1300 A Åbjøra - Bagn (AL59-865 eller tilsvarende) / 1300 A, Bagn - Dokka (AL59-685 eller tilsvarende) / 1300 A Bagn – Myre (AL59-865 eller tilsvarende) / 1300 A. Ledningen går videre til Begna kraftverk		
Toppline	En gjennomgående med OPGW (fiber)		To stk, en med OPGW (fiber)
Isolatorer	Isolatorer av kompositt eller herdet glass		

Rettighets-, byggeforbuds- og ryddebelte i skog	30 meter + rett til å drive sikringshogst utenfor klausulert belte	26 meter + rett til å drive sikringshogst utenfor klausulert belte	42 meter for to ledninger i parallell over Begna
---	--	--	--

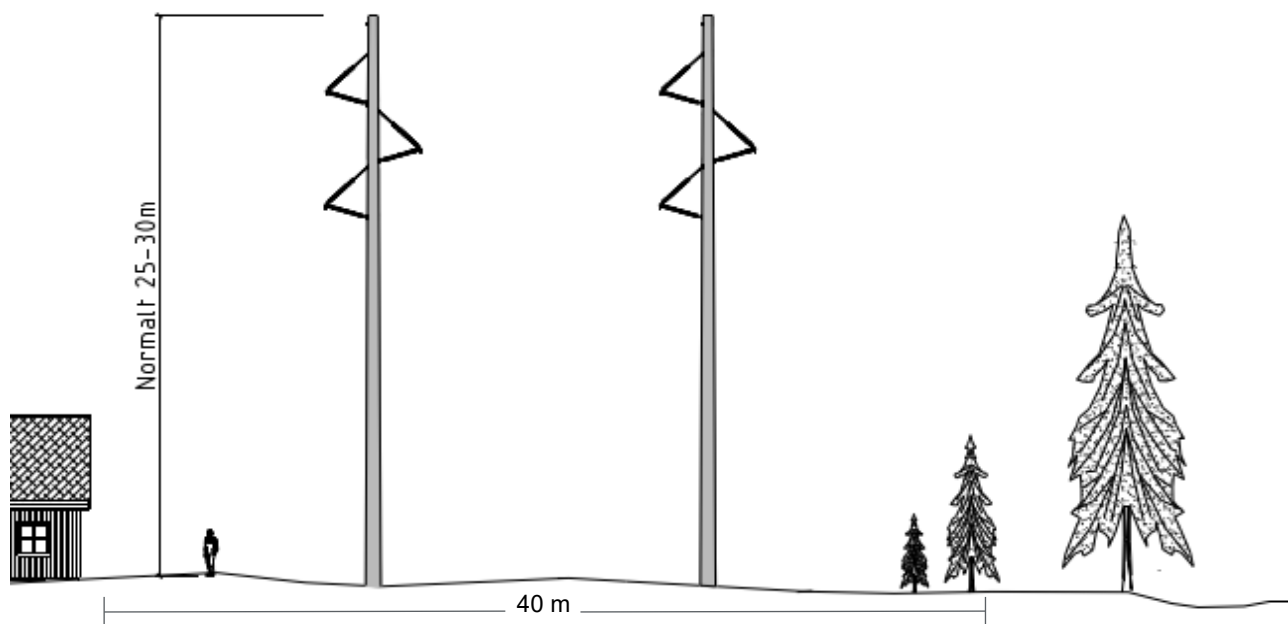
Omsøkte løsninger for ny 132 kV-ledning, mellom Åbjøra og Bagn, Bagn og Dokka, Åbjøra og Dokka og mellom Bagn og Begna kraftverk beskrives i kap. 4.1.1.1 – 4.1.1.4 . Traséene er vist på kartutsnitt i de respektive kapitler og på trasékart i målestokk 1:15.000 i vedlegg 1.



Figur 4-3 Ledninger som skal rives er vist med grønn strek, omsøkte traséer med rød strek. Merk at der omsøkt trasé sammenfaller med dagens trasé vil den røde streken delvis skjules av grønn strek.

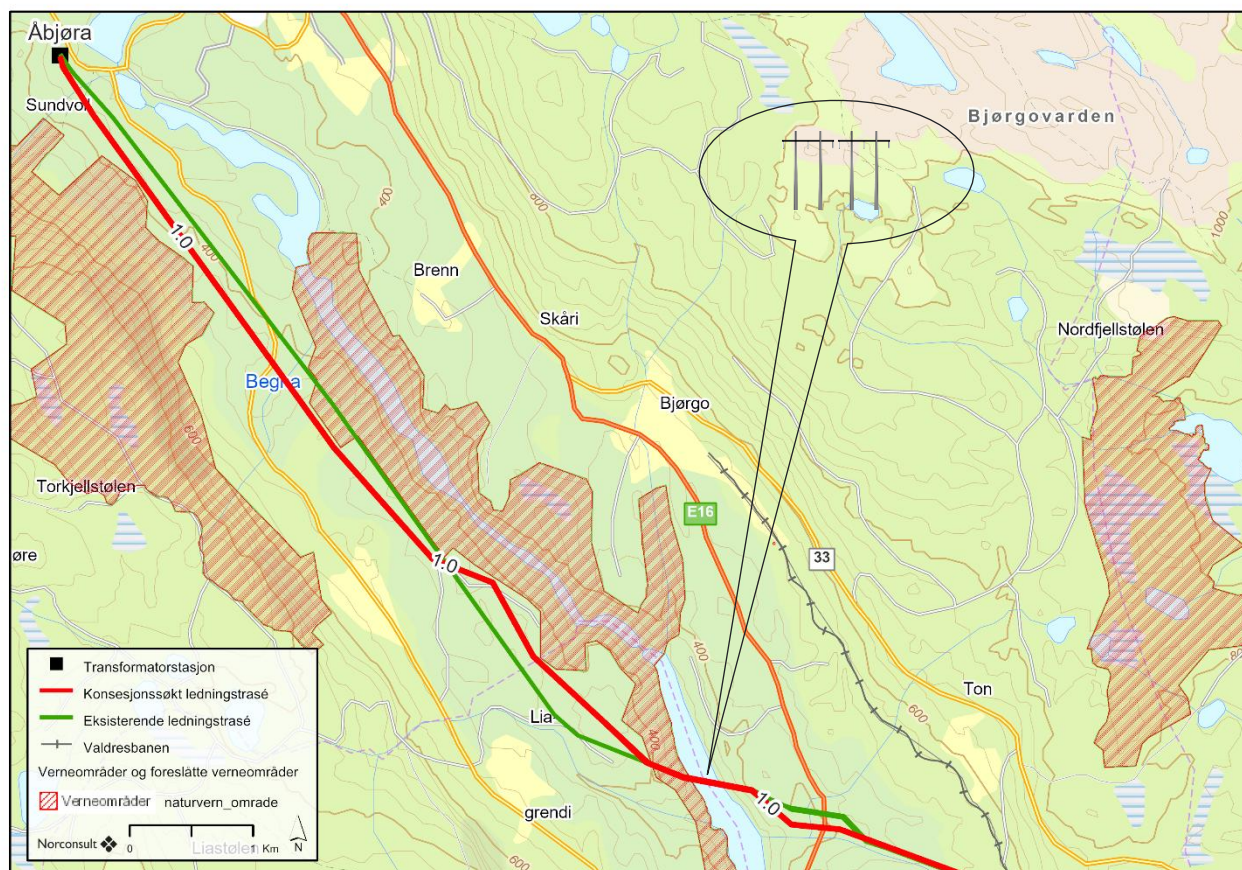
4.1.1.1 Åbjøra – Bagn

Fra Åbjøra til kryssing av Begna elv, konsesjonssøkes traséalternativ 1.0 med master med vertikaloppheng som vist i Figur 4-1. På strekningen parallellføres ledningen med ledningen som skal gå til Dokka slik at det blir to ledninger i parallell, se Figur 4-4. Byggeforbuds- og ryddebelte i skog blir 40 meter. Høyden på mastene vil normalt være mellom 25 og 30 meter.



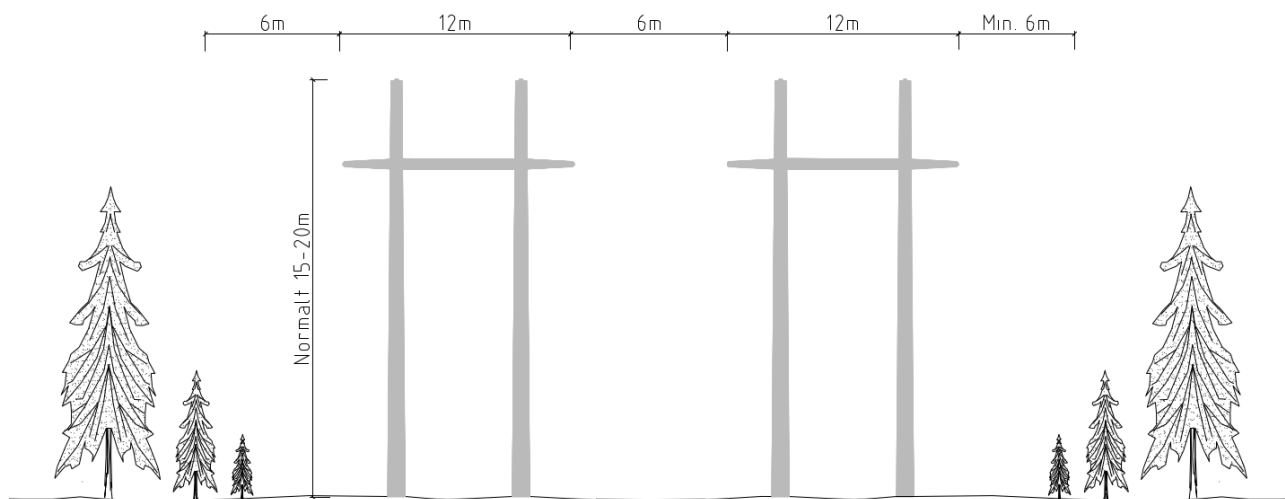
Figur 4-4. Parallelføring av to 132 kV-ledninger med vertikaloppheng slik det er konsesjonssøkt mellom Åbjøra og Begna. Figuren viser bæremaster i kompositt. Byggeforbuds- og ryddebelt i skog er 40 meter.

Konsesjonssøkt traséalternativ 1.0 er lagt sørvest for dagens ledninger fram til Nerbråten og trukket ut av Begna naturreservat ved Stormyrhaugen. Ved Nerheim krysser traséen dagens ledningstrasé, nærmere Begna naturreservat og i større avstand til gårdsbebyggelsen ved Bergheim og Liagrendi. Traséen kommer inn i dagens trasé rett vest for grensen til naturreservatet før det ca. 560 meter lange spennet over Begna.



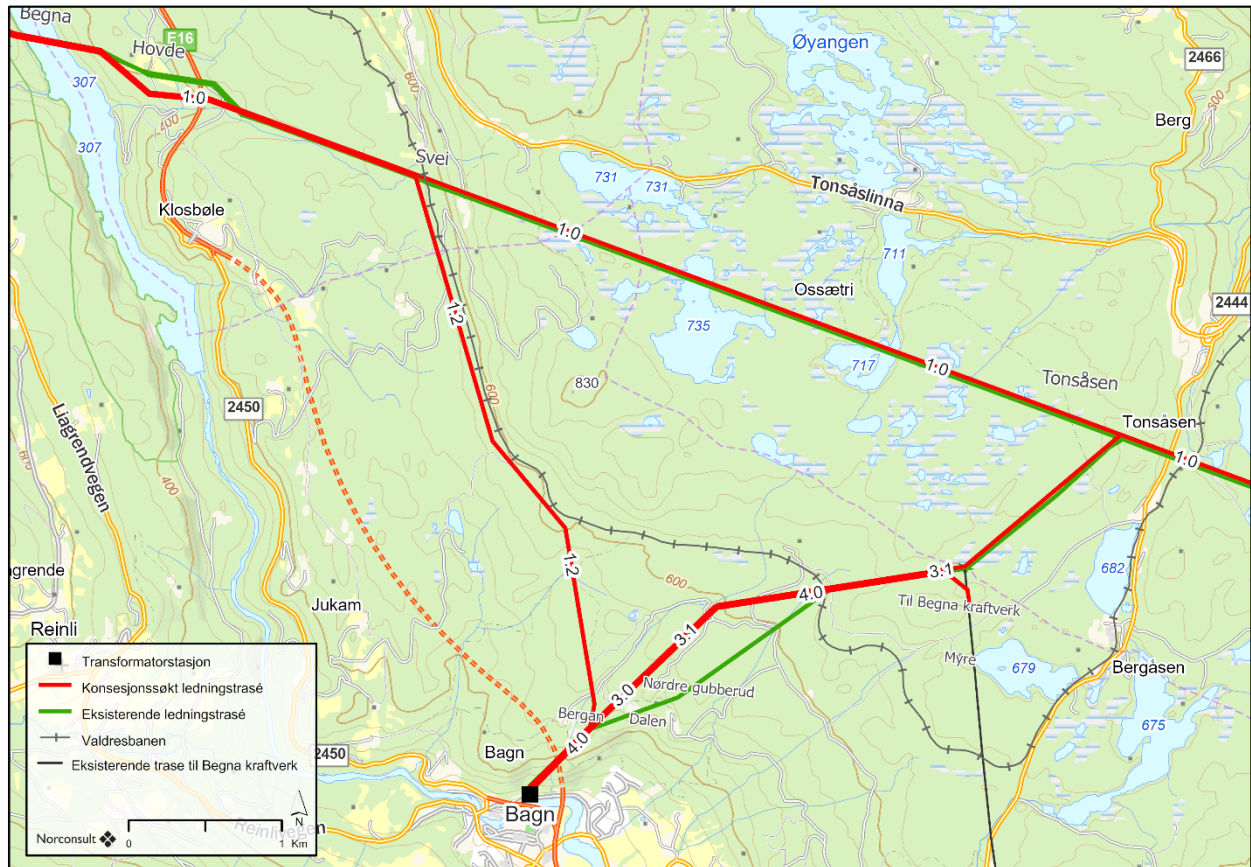
Figur 4-5. Konesjonssøkt traséalternativ 1.0 Fra Åbjøra til Begna elv vist med rød strek. Grønn strek viser dagens ledningstrasé.

Ved kryssing av Begna benyttes to master med planoppheng som vist i Figur 4-6. Mastene vil plasseres slik at de blir stående innenfor dagens ryddebelt og det er ikke behov for å utvide ryddebelt innenfor Begna naturreservat. Dette er i henhold til dispensasjonen gitt av Statsforvalteren i Innlandet, se vedlegg 3a. Dagens byggeforbuds- og ryddebelt er 42 meter.



Figur 4-6. Kryssing av Begna naturreservat og Begna elv med to 132 kV-ledninger med planoppheng. Mastekonfigurasjonen er tilsvarende H-master som de som er der i dag.

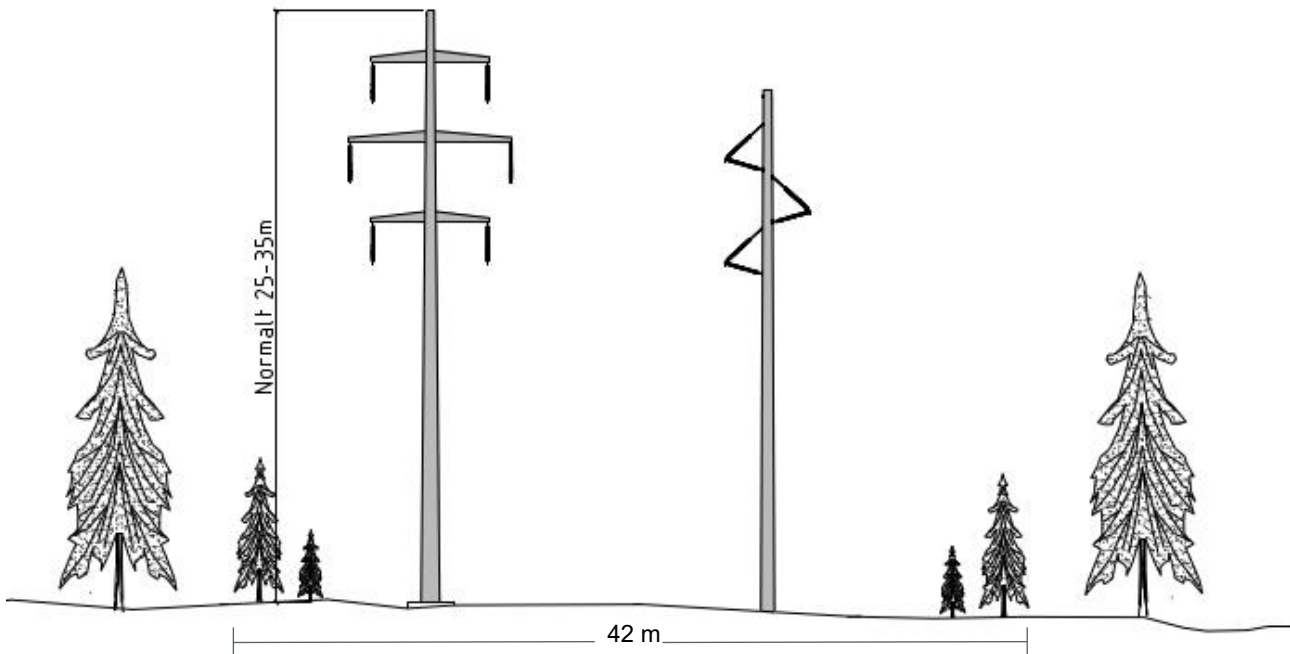
Etter kryssing av Begna går konsesjonssøkt traséalternativ 1.0 sørøstover og er flyttet ca. 90 meter lenger sør enn dagens ledninger forbi gården Hovde. På østsiden av E16 kommer traséen inn i dagens ledningstrasé som følges fram til sør for Svei. På denne strekningen går ledningen sammen med ledningen som skal til Dokka. Det betyr at det blir to ledninger i parallell, slik vist i Figur 4-4.



Figur 4-7. Konesjonssøkt traséalternativ 1.0 og 1.2 er vist med rød strek. Grønn strek dagens ledningstrasé.

Sør for Svei dreier traséen (alternativ 1.2) sørover og følger, på vestsiden av, Valdresbanen. Traséen dreier videre sørover før den kommer til Bergan og kommer inn i dagens ledningstrasé til Bagn transformatorstasjon. Fra sør for Svei opphører parallellføringen med ledningen som går direkte til Dokka. Ledningen mot Dokka følger trasé 1.0 videre mot Tonsåsen.

Øst for Bergan vil ledningen bygges på felles masterekke (dobbelkursmast, se Figur 4-2) med ledningen som skal fra Bagn til Dokka, se kap. 4.1.1.2. Parallelt med, og på sørøstiden av dobbeltkursledningen, går traséen for ny ledning til Begna kraftverk (se kap. 4.1.1.4), slik at det blir to masterekk opp lia fra Bagn transformatorstasjon. Se Figur 4-8.

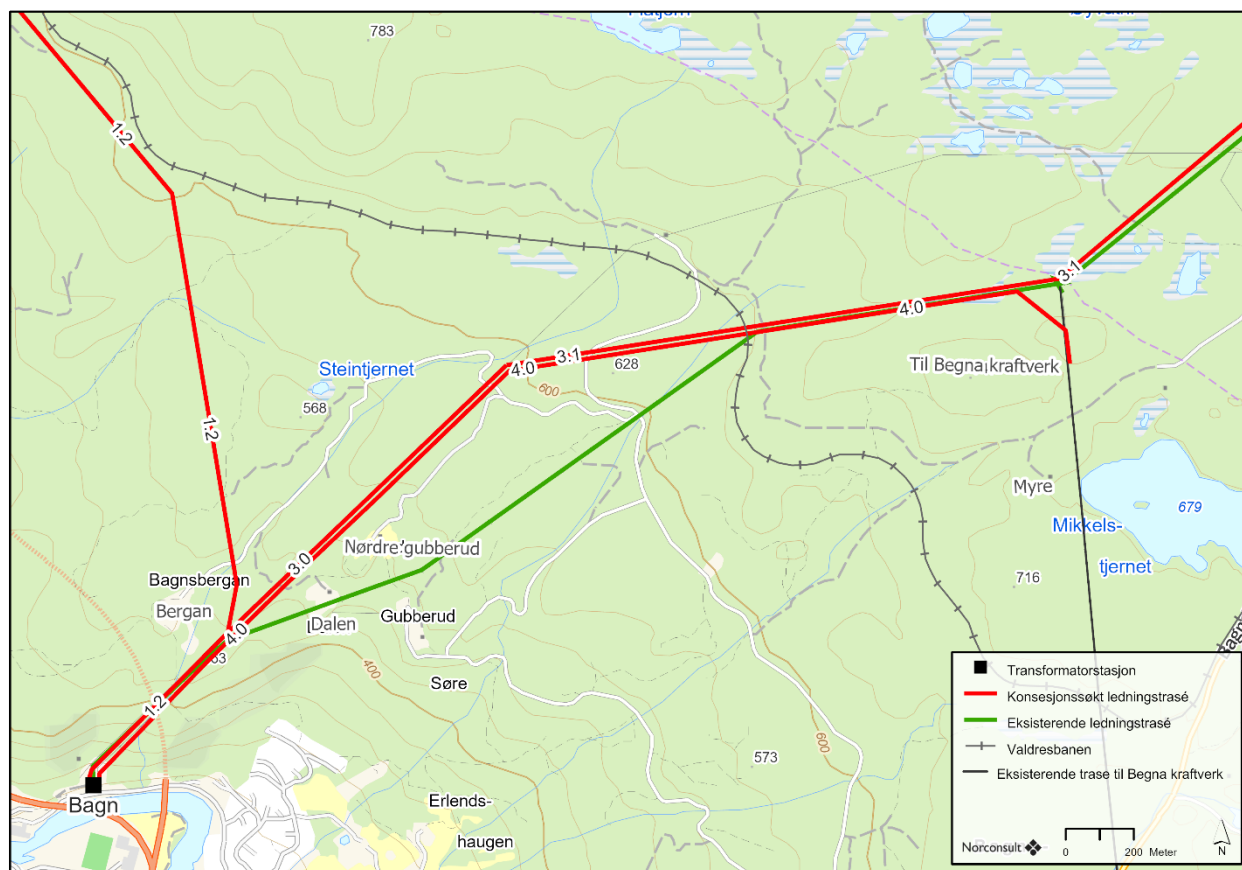


Figur 4-8. Parallelføring av dobbeltekursledningen Åbjøra-Bagn/Bagn-Dokka med ny enkeltekursledning til Myre (Begna kraftverk). Byggeforbuds- og ryddebelte i skog er 42 meter.

4.1.1.2 Bagn – Dokka

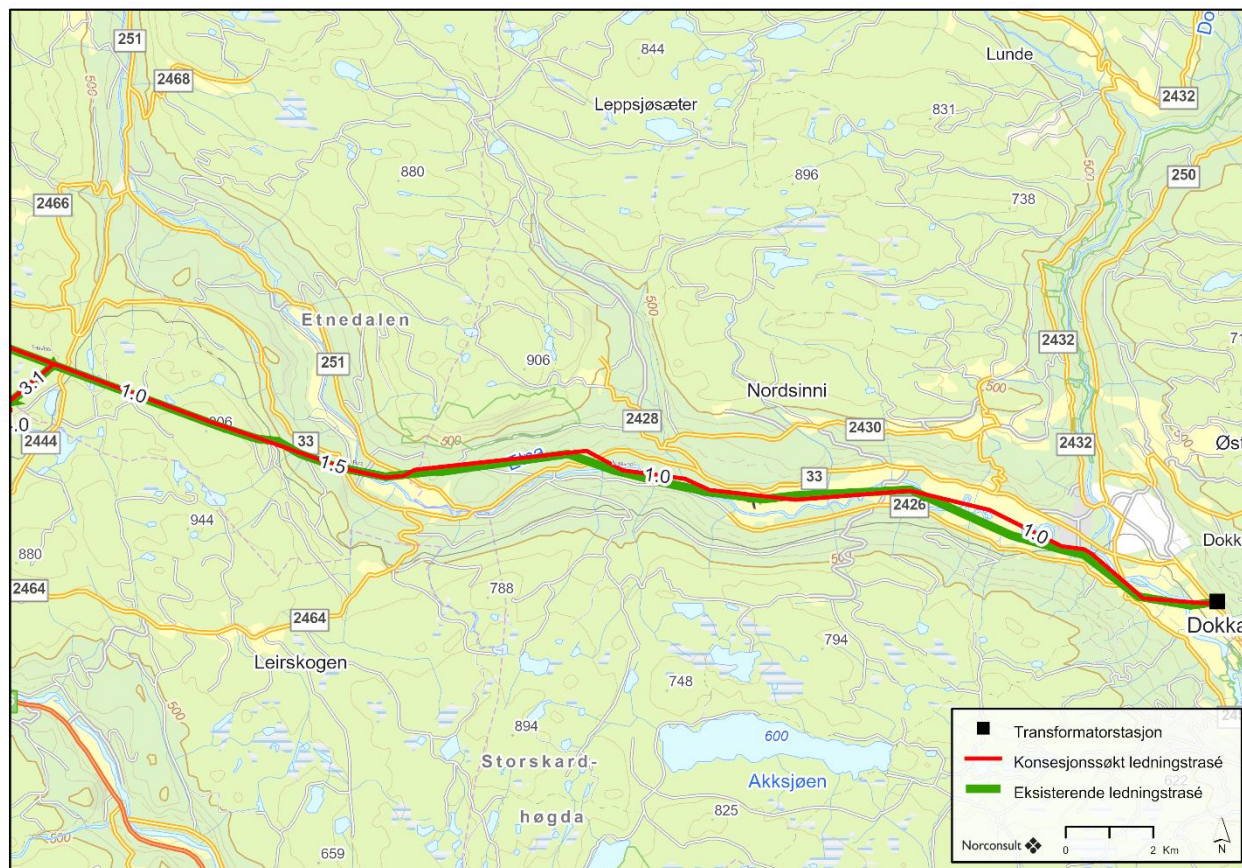
Fra Bagn transformatorstasjon konsesjonssøkes en ny 132 kV-ledning etter traséalternativ 1.2 på en dobbeltekursmast sammen med ledningen fra Åbjøra til Bagn, se Figur 4-2. Ledningen vil gå parallelt med ny ledning til Begna kraftverk (se kap. 4.1.1.4), slik at det blir to masterrekker opp lia til øst for Bergan. Se Figur 4-8 og Figur 4-9.

Videre nordøstover går konsesjonssøkt trasé 3.0 forbi gårdene Dalen og Nørdre Gubberud. Nord for Valdresbanen kommer konsesjonssøkt traséalternativ 3.1 inn i dagens ledningstrasé til Tonsåsen. På denne strekningen vil ledningen gå med enkeltkurs master med vertikaloppheng slik vist i Figur 4-1. Ledningen vil gå parallelt med konsesjonssøkt ny ledning fra Bagn til Myre (Begna kraftverk) hvor ledningen, slik vist i Figur 4-4. Det siste stykket opp til Tonsåsen vil det være en enkeltkursledning.



Figur 4-9. Konsesjonssøkt trasé 1.2 – 3.0 – 3.1 fra Bagn transformatorstasjon til Tonsåsen er vist med rød strek. Eksisterende ledning som skal rives er vist med grønn strek.

På Tonsåsen dreier konsesjonssøkt traséalternativ 1.0 – 1.5 – 1.0 østover og følger i hovedsak dagens ledningstrasé fram til Nordsinni. Videre østover går konsesjonssøkt traséalternativ 1.0 nede i dalen langs Etna fram til Dokka transformatorstasjon. Fra Tonsåsen til Dokka konsesjonssøkes ledningen bygget med dobbeltkursmaster med vertikaloppheng (Figur 4-2) sammen med ledningen fra Åbjøra til Dokka. Se kap. 4.1.1.3.



Figur 4-10. Konsesjonssøkt traséalternativ 1.0 - 1.5 - 1.0 fra Tonsåsen til Dokka er vist med rød strek. Grønn strek er eksisterende ledningstrasé.

4.1.1.3 Åbjøra – Dokka

Ledningen som planlegges fra Åbjøra direkte til Dokka vil parallellføres med Ledningen Åbjøra - Bagn fram til sør for Svei. For beskrivelse av mastetyper og trasé henvises det derfor til kap. 4.1.1.1.

Fra Svei og videre østover mot Tonsåsen, går ledningen fra Åbjøra på enkeltkursmaster med vertikaloppheng slik vist i Figur 4-1.

Ved Tonsåsen møtes de to ledningene fra hhv. Bagn og Åbjøra og føres videre på felles master til Dokka. Konsesjonssøkt traséalternativ 1.0 – 1.5 – 1.0 følger på denne strekningen i hovedsak dagens ledningstrasé fram til Nordsinni. Videre østover går konsesjonssøkt traséalternativ 1.0 nede i dalen langs Etna fram til Dokka transformatorstasjon. Fra Tonsåsen til Dokka konsesjonssøkes ledningen bygget med dobbeltkursmast med vertikaloppheng sammen med ledningen fra Bagn til Dokka. Se kap. 4.1.1.2 og Figur 4-10. Figuren viser konsesjonssøkt enkeltkurs 132 kV stålmaster med vertikaloppheng. Figuren viser en bæremast. Byggeforbuds- og ryddebelte i skog er 26 meter. Høyden vil normalt være 25-30 meter

4.1.1.4 Bagn – Myre (Begna kraftverk)

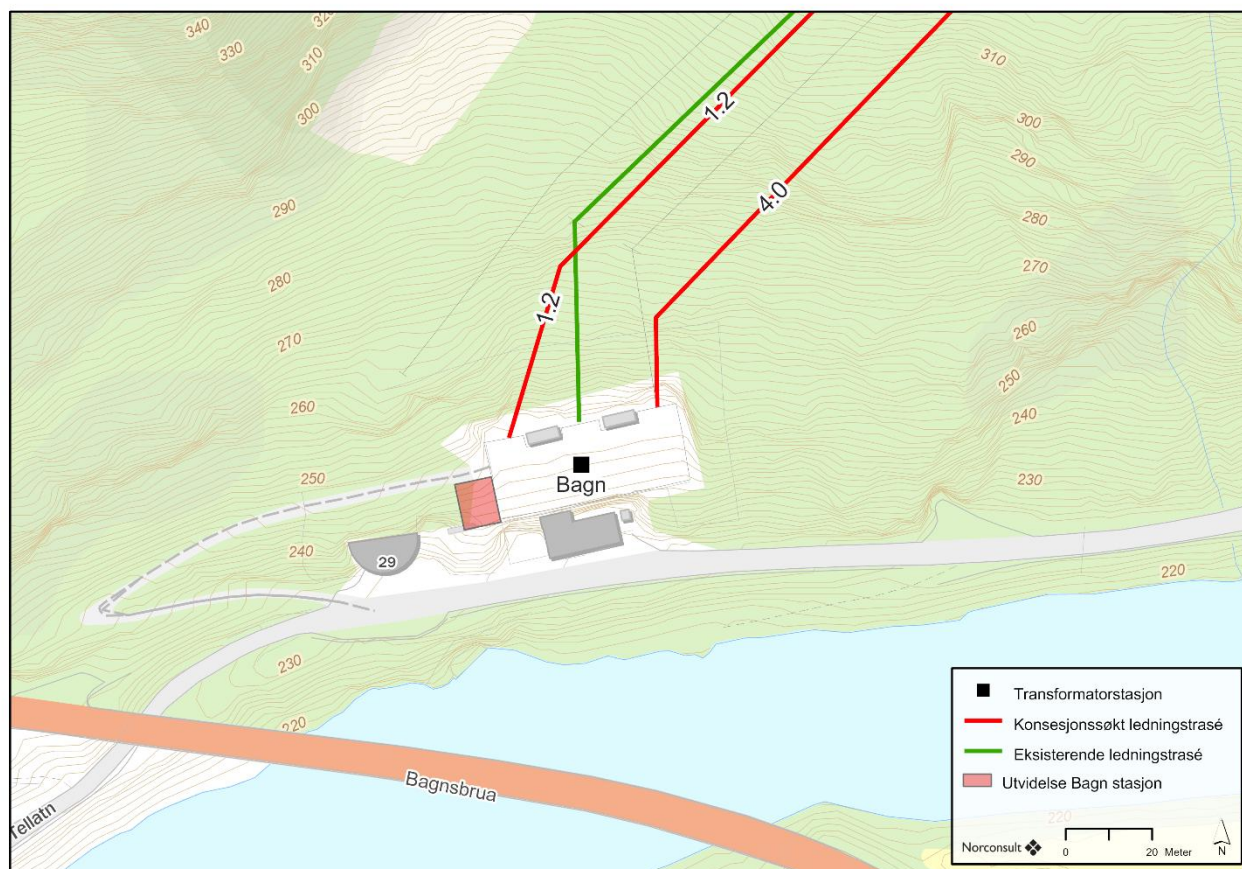
Konsesjonssøkt traséalternativ 4.0 for ny ledning til Begna kraftverk er planlagt med enkeltkursmaster med vertikaloppheng slik vist i Figur 4-1. Ledningen vil gå parallelt med og øst for ledningene Åbjøra – Bagn og

Bagn – Dokka til den kobles til eksisterende ledning som går til Begna. Se henholdsvis kap. 4.1.1.1 og 4.1.1.2. og Figur 4-4 og Figur 4-8 og Figur 4-9.

4.1.2 Tiltak i transformatorstasjonene

Det planlegges ikke konsesjonspliktige tiltak i Åbjøra og Dokka transformatorstasjoner. Nye ledninger skal strekkes inn på eksisterende innstrekkestativ.

Bagn stasjon planlegges utvidet med ett nytt 132 kV felt vest for dagens koblingsanlegg. Utvidelsen av stasjonen vil være innenfor Bagn kraftverk DA sin eiendom. Selskapet representeres av Skagerak Kraft. Utvidelsen vil være på ca. 100 m². Se vedlegg 4b for planlagt løsning. Planlagt løsning er grovprosjektert og løsningen er omforent med eier av kraftverket. Uttalelse fra kraftverkseier er vist i vedlegg 4c.



Figur 4-11. Tegningen viser hvor stasjonen vil utvides med et nytt 132 kV-felt. Røde streker konsesjonssøkte traséer for ny 132 kV ledninger til Åbjøra, Dokka og Begna kraftverk. Grønn strek viser senter av traséen for dagens 132 kV ledninger.



Figur 4-12 Bagn stasjon med planlagt nytt felt til venstre for eksisterende anlegg

4.1.3 Eksisterende elektriske anlegg som skal rives

Nye ledninger skal erstatte dagens 132 kV ledninger mellom Åbjøra og Bagn, Bagn og Dokka og mellom Åbjøra og Dokka som skal rives. I tillegg skal dagens tremastledning til Begna kraftverk rives på en strekning av ca. 250 meter nord for Myre.

Topographic map of the Etnedalen area showing the proposed 110 kV transmission line. The map includes contour lines, roads, and water bodies. The proposed line is shown in red, with existing lines in green. Key locations marked include Abjøra, Bagn, and Dokka. A legend in the bottom right corner identifies the symbols for transformer stations, proposed lines, and existing lines. A scale bar indicates 0 to 2 kilometers.

Ledninger mellom Åbjøra og Bagn, Bagn og Dokka og mellom Åbjøra og Dokka er i hovedsak bygget som dobbeltkursledninger med kreosotimpregnerte trestolper og horisontaloppheng, se Figur 4-14.



Figur 4-14. Typisk mastebilde for eksisterende 132 kV-ledninger som skal rives. Rydde- og byggeforbudsbeltet er ca. 42 m, 10 m ut fra ytterste fasen. Normal høyde 15-20 m.

Det siste stykket ned til Bagn transformatorstasjon er ledningen fra Åbjøra og Dokka bygget som enkeltkursledninger med stålmaster (8 stk), se Figur 4-15.



Figur 4-15. Bildet viser stålmastene ned mot Bagn transformatorstasjon.

Dagens ledninger skal rives, men det er ønskelig å beholde de gamle på drift så mye og lenge som mulig for å bevare forsyningssikkerheten så god som mulig og redusere ulempen med innestengt kraft.

Det planlegges for at en av dagens ledninger skal være i drift under hele byggeperioden. Der ny ledning bygges i eksisterende trasé, vil en av dagens ledninger demonteres, og den andre vil være i drift. Traseen utvides noe for å bygge nye ledninger i sikker avstand til spenningsførende ledning. Når nye ledninger er bygget, vil de settes i drift, og resterende av dagens ledninger og master demonteres.

4.1.4 Beskrivelse av permanente og midlertidige hjelpeanlegg

Det planlegges ikke for noen nye permanente hjelpeanlegg, som nye veier eller riggområder.

Eksisterende private veger som vurderes som aktuelle å benytte ved bygging, drift og vedlikehold, er vist på trasékartene i vedlegg 1.

4.2 Beskrivelse av anleggsarbeidet

Når det gjelder transportbehovet på private veier og kjørespor, vil dette variere avhengig av hvilke transportressurser entreprenørene benytter. Noen vil foretrekke å kjøre mest mulig med egne terrengkjøretøyer, mens andre vil foretrekke å benytte helikopter. Videre er noen atkomster mer sentrale enn andre der mange mastepunkter kan nås.

Overordnet er atkomstmulighetene til omsøkt trasé gode på alle delstrekninger. Området ledningen skal bygges i, består for det meste av skog og landbruksarealer. Skogen er drivverdig, og det er et nokså godt utbygd nett av skogsbilveier. Videre er skogen blitt hogd over tid slik at det finnes mange kjørespor og mindre terrengtraseer som gir gode atkomstmuligheter.

4.2.1 Skogrydding

Bygging av kraftledninger starter som regel ved at skogen ryddes. Skogrydding, vil for det meste foregå med maskiner der hogstmaskinen kjører først og hugger en nødvendig bredde. Deretter plukker lastbæreren dette opp og frakter det til lunneplass/ riggplassene. Dette vil typisk skje ved gjennomkjøring av traseen, fra ett sted til et annet. En lastbærer har en kapasitet på ca. 20m³ pr. tur. I henhold til SSB sin oversikt over stående volumer og årlig tilvekst av skog, SÅ 358, er det registrert et stående volum på 10,2 m³ pr. dekar i gjennomsnitt. Det vil si ca. 0,5 turer med lastbærer pr. dekar.

I såkalte 0-belter, der avstanden mellom linene og maksimal høyde for stående skog er slik at trærne aldri vil komme nærmere spenningsførende ledninger enn 4 m, vil skogen kunne bli stående igjen under ledningen. Dette vil kunne være tilfelle der ledningen krysser på tvers av terrengformene og utnytter høyder i terrenget.

Stedvis må det hogges mye tømmer. Dette gjelder både områder som har naturskog og produksjonsskog. Der det er produksjonsskog benyttes både sleper og lunneplasser fra tidligere drifter der dette finnes. Det legges vekt på å plassere lunneplasser der slepene kommer inn på skogsbilveiene. Dette reduserer behovet for å kjøre skogsmaskiner på skogsbilveiene, som gir stor slitasje på veiene. Videre legges disse plassene med tilstrekkelig avstand til spenningsførende linjer. Riggplasser som kun skal benyttes som lunneplasser for tømmer, krever ingen tilrettelegging utover fjerning av eventuelle trær. Varigheten for bruk av disse plassene avhenger av når tømmer hentes av kjøper, men estimeres til noen måneder.

4.2.2 Fundamentering

Når masteplassene er ferdig ryddet, kjøres/flys det en gravemaskin fram til mastepunktene, som graver ut fundamentgropa eller avdekker til berg. Deretter transporteres materiell og utstyr (borerigg, armering, betong osv.) med helikopter eller bakketransport.

Mastene skal fundamenteres, enten i løsmasser eller på fjell. Basert på erfaringstall er gjennomsnittsvolumet av et fjellfundament for en ledning med dobbelkurs 1,5 m³ og ca. 10 m³ for et løsmassefundament. Snittvolumet med en 50/ 50 fordeling av fundamenttypene vil 5,75 m³ pr. enkeltkursmast. Det vil være naturlig å benytte helikopter til å frakte betong til de aller fleste mastepunktene der det er behov for betong. Der master blir stående nær god vei vil det være aktuelt å pumpe betong direkte fra betongbil. Kapasiteten pr. helikopterløft er ca. 0,4 m³, som gir vel 14 løft pr. fundament.

For løsmassefundamenter, ofte benevnt gravitasjonsfundamenter, er prinsippet at disse stabiliserer de krefter som påvirker masten ved egenvekt i kombinasjon med overfylte løsmasser. Gravearbeidene ved slike fundamenter er mer inngripende enn for fjellfundamenter. En må påregne både bergsprengning og i noen tilfeller spunting i forbindelse med fundamentering.

4.2.3 Mastemontering

Master og traverser kan monteres med helikopter, ferdig med isolatorkjeder og utkjøringstrinser. For en dobbelkursmast regnes fire løft på stolpene og et løft på traversen, til sammen fem løft pr. mastepunkt.

4.2.4 Linestrekking

Når mastene er montert langs hele ledningsstrekningen eller på en strekkseksjon, monteres faselinene og toppline (jording). Strekkingen foregår med bruk av helikopter som drar ut en pilotline som igjen brukes til å trekke ut linene ved hjelp av vinsj. Linetromlene er de tyngste elementene og plasseres der det er god atkomst inn til traseen og det er mulig å stå med trommel og brems. Til slutt henges linene opp i isolatorene og strammes.

Under utkjøring av liner vil det stort sett være nødvendig med personelltransport, for eksempel ATV.

En ledningstrasé uten store og mange vinkelendringer muliggjør strekkeseksjoner på 4 km - 5 km. Riggplassene legges ofte i ledningstraseen, men f.eks. i vinkler kan det være behov for å ha et tilleggsareal utenfor ledningstraseen i linjeretningen. Riggplassene bør ha fast dekke, være plant og med lite helning. For å redusere terrenginngrep kan stokkmatter benyttes. Varigheten på bruk av disse plassene er kort, antatt noen uker.

4.2.5 Riggplasser

I tillegg til lunneplasser (se kap. 4.2.1) og trommel og vinsjeplasser (se kap. 4.2.4) er det behov for riggplasser til, bl.a. premontering av master og lagring av maskiner og materiell.

Hovedriggplasser

Dette er noen få, større plasser med god atkomst for mottak av materiell fra leverandør, typisk master. Disse planlegges opparbeidet med fast dekke som muliggjør kjøring med vogntog og lossing med kran eller hjullaster. Ideen er at materiell distribueres herfra til mindre mellomlager i ledningstraseen. Hovedriggplassene vil kunne bli brukt under hele prosjektets gjennomføring. Det er foreløpig identifisert fem lokaliteter som kan egne seg som hovedriggplasser. Alle disse plassene er opparbeidet fra før og har stort sett grusdekke. Ett av disse områdene er et tidligere massetak som kreves planert.

Mellomlager

Dette er identifisert flere, mindre arealer som er aktuelle å benytte til premontering og uttransport til det enkelt mastepunkt, samt mottak av rivingsmateriell, se trasékart i vedlegg 1. Kriterier som er lagt til grunn for plassering, er nærhet til traseen og atkomstveier til mastepunktene. Det er vurdert som hensiktsmessig med flere små plasser for å redusere transportbelastningen i terrenget. Behovet for utbedring av disse plassene er begrenset. De bør som hovedregel være plane og kjørbare med hjulkjøretøyer. Disse riggplassene er tiltenkt både for bygging og riving og det vil derfor være behov for dem gjennom hele anleggsperioden.

Arealbruk

Riggplasser krever midlertidig arealbruk. Foreløpig er det identifisert riggarealer med et samlet areal på ca. 210 daa på strekningen Åbjøra – Dokka. I underkant av 20 daa er dyrka mark. Øvrige arealer er åpen fastmark/impediment/samferdselsarealer ca. 40 daa og resten i skog, primært hogstflater eller arealer som tidligere er benyttet som lunneplasser mv. i forbindelse med uttak av skog. Det vil i forbindelse med utarbeidelse av detaljplan for ledningsprosjektet bli gjennomført befaringer og grundigere vurderinger av egnede riggområder og transportruter.

4.2.6 Maskiner og utstyr

Aktuelle anleggsmaskiner vil være:

- Hogstmaskiner og lastbærere
- Tømmerbiler, lastebiler
- Beltegående gravemaskiner, vanligvis opp til ca. 20 tonn
- Terrenggående lifter og transportutstyr
- Kompressor med borhammer ev. boretårn på gravemaskin
- Beltevogn/ ATV med henger
- Helikopter
- Strekkeutstyr, vinsj og brems
- Mobilkraner

I områder som har vanskelig atkomst og gjerne i kombinasjon med bløte grunnforhold, er det nærliggende å anta at bruken av helikopter vil bli utstrakt.

4.2.7 Kryssing av Begna naturreservat

Statsforvalteren har gitt tillatelse til å bygge nye ledninger gjennom naturreservatet. Anleggsarbeid og arealbruk i forbindelse med bygging av ledningen i naturreservatet er redegjort for i dispensasjonssøknaden, se vedlegg 3b til denne konsesjonssøknaden.

5 Behovet for å gjøre tiltak

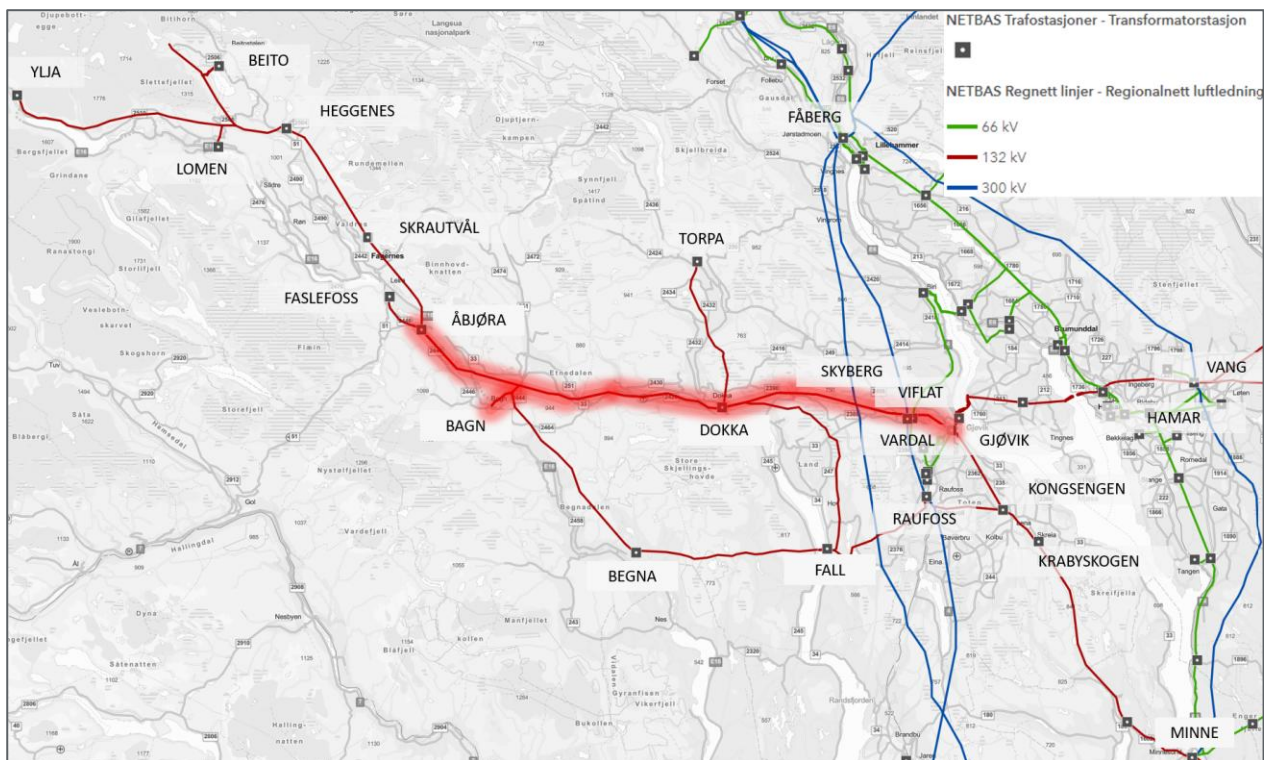
Behovet for oppgradering av 132 kV regionalnettleddningene mellom Åbjøra – Bagn – Dokka – Gjøvik (heretter kalt Åbjøraledningene) har vært i Elvias planer siden 2010. Tiltaket er og omtalt i PlanNett. Hovedårsakene til at Elvia planlegger reinvestering av regionalnettet mellom Åbjøra og Gjøvik er:

- ledningenes tekniske tilstand,
- behovet for å fjerne dagens driftsbegrensninger på ledningene i perioder med høy produksjon,
- fjerne flaskehalser i regionalnettet ved feilhendelser i transmisjonsnettet,
- behovet for å redusere netttap i det regionale distribusjonsnettet,
- oppfylle forskriftskrav til berøringspenninger

5.1 Dagens driftssituasjon

5.1.1 Dagens nett og fornyelsesbehov

Det regionale distribusjonsnettet i Vest-Oppland og Gjøvikregionen driftes på 132 kV og strekker seg fra øverst i Valdres til Dokka og videre til Statnetts transformatorstasjon i Vardal. Fra Vardal går 132 kV-ledningene videre til Gjøvik. Fra Gjøvik går det en 132 kV forbindelse over Mjøsa og videre til Statnetts transformatorstasjon i Vang og en forbindelse til Kongsengen og videre til Minne. Vang er hovedforsyningen til Hamar og omegn, mens Kongsengen forsyner Østre og Vestre Toten. Fra Dokka går det også en forbindelse til Fall videre via Kongsengen. 132 kV-nettet i Innlandet driftes masket. Det vil si at nettet er sammenkoblet mellom alle Statnetts stasjoner. Dette medfører høy belastning i Elvias nett ved feil i transmisjonsnettet.

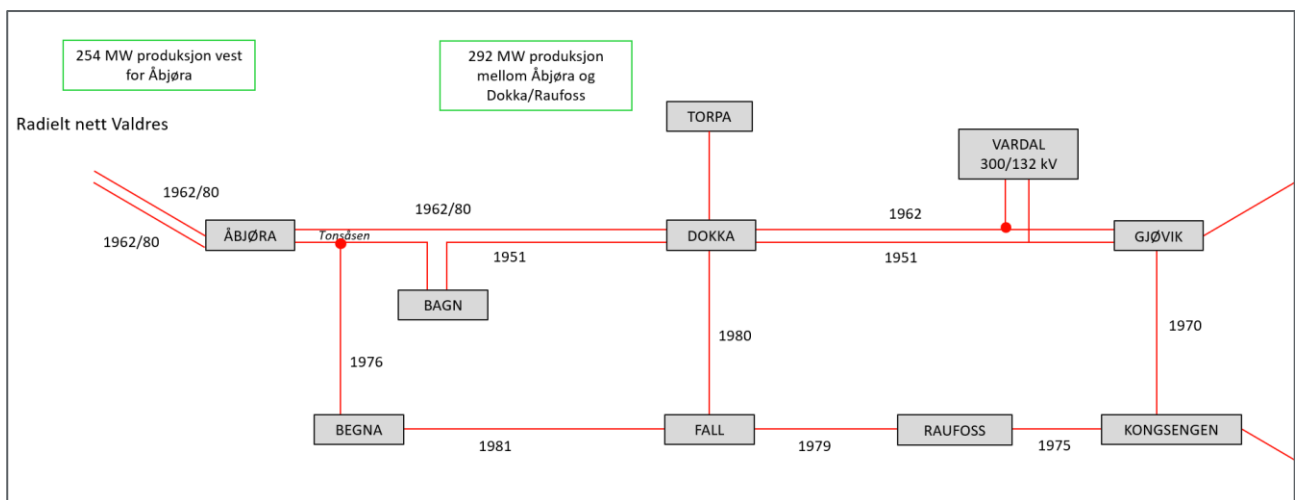


Figur 5-1 Oversiktskart over dagens nett, Åbjøraledningene er markert uthøvet i rødt.

Regionalnettleidningene mellom Åbjøra – Bagn – Dokka – Gjøvik (heretter kalt Åbjøraledningene) strekker seg fra Åbjøra transformatorstasjon, via Dokka, og helt inn til Gjøvik by. Det er to parallelle 132 kV-ledninger som frakter store mengder kraft ut av Valdresområdet og inn mot større forbrukssentra rundt Mjøsa. Fra Bagn er det en tredje forsyningsvei ut av Valdres. Denne går fra Bagn via Begna til Fall og videre til Kongsengen via Raufoss. Ledningen har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne forbruket i Valdres ved utfall av Åbjøraledningene.

Dagens to 132 kV-ledninger mellom Åbjøra, Bagn, Dokka og Gjøvik stasjoner ble bygd for 60 – 70 år siden og nærmer seg sin tekniske levetid. Dagens nett er en dobbeltkursledning med 3 stolper pr mastepunkt, bygget med trestolper og seks ledere i planoppheng på felles travers. Ledningen er bygd i to etapper. I 1951 ble det bygd en H-mastledning med planoppheng. I forbindelse med bygging av Bagn Kraftverk i 1962 ble ledningen utvidet med tre ekstra ledere fra Tonsåsen til Gjøvik. Dette er grunnen til at ledningen har tre stolper. De to ledningene (kursene) har ulik kapasitet grunnet forskjellig linetverrsnitt. Ledningene fungerer derfor ikke som momentan reserve for hverandre ved alle feilhendelser.

Byggeforbuds- og ryddebelte langs dagens dobbeltkursledning er 42 m. Mastehøydene varierer med terrenget, men ligger stort sett i området 13–18 m. Ledningen har ikke gjennomgående jordledning, noe som øker risikoen for feil ved lynnedslag. I tillegg har de strømførende linene for lav høyde over bakken i henhold til gjeldende forskriftskrav på deler av traseen. Ved reinvestering planlegges det derfor å øke ledningshøyden. Dette vil og redusere risikoen for trepåfall.



Figur 5-2 Dagens systemløsning for regionalt distribusjonsnett mellom Åbjøra, Bagn/Begna og Dokka og byggeår på ledningene. En av de to ledningene mellom Åbjøra og Dokka går via Bagn stasjon. Begna transformatorstasjon er koblet til en av ledningene som går fra Bagn med en T-avgreining.

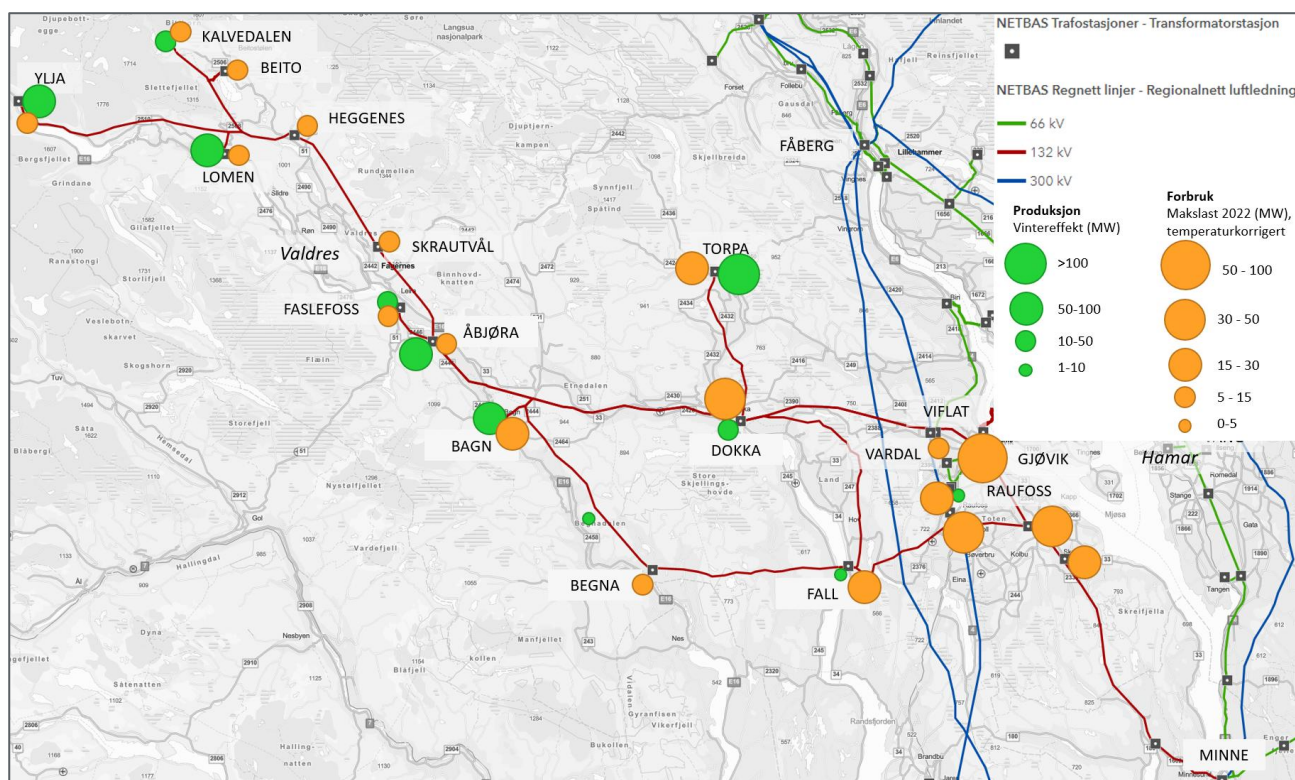
5.1.2 Dagens produksjon

Til sammen er det installert over 600 MW produksjon vest for Gjøvik og Raufoss. Tilgjengelig vintereffekt er ca. 550 MW. Valdres er ett av få områder i Innlandet med flere store regulerbare magasinkraftverk, ca. 80 % av produksjonen er regulerbare magasinkraftverk og resten elvekraftverk. Over 250 MW av produksjonen i Valdres er tilknyttet vest for Åbjøra.

5.1.3 Dagens forbruk og forsyningssikkerhet

Forbruket er størst i de regionale transformatorstasjonene i Gjøvik- og Raufoss-området med en total makslast på 200-250 MW, inkludert Kongsengen og Krabyskogen. I Gjøvikområdet er forbruket knyttet til både husholdninger og næring, samt industri. Raufoss industripark, et sentralt næringsområde med selskaper som blant annet Nammo og Bentler, forsynes fra overliggende 132 kV-nett (30-35 MW).

Valdresområdet har lavt forbruk. Hver av stasjonene øverst i Valdres har en makslast på 10 MW eller mindre, mens Dokka har noe mer.



Figur 5-3 Dagens produksjon og forbruk i Valdres- og Gjøvikregionen

Dagens ledninger dekker behovet for nettkapasitet inn til Valdres for å forsyne forbruket. Ved feil på én av Åbjøraledningene vil den andre ledningen dekke forbruket. Det er dermed momentan reserve for forbruket store deler av året og ellers tilgjengelig reserve etter omkoblinger. Ved større feilhendelser kan mye av forbruket ofte forsynes i øydrift, gitt at kraftverkene produserer.

5.1.4 Produksjonsoverskudd i Valdres og begrenset overføringskapasitet i dagens nett

I Valdres produseres det mer kraft enn det forbrukes og kraftnettet mellom Gjøvik og Valdres er produksjonsdimensjonert. 132 kV-ledningene mellom Åbjøra og Gjøvik er en viktig forbindelse for å overføre produsert kraft ut fra Valdresområdet og østover mot Gjøvik og Mjøsbyene og/eller ut i transmisjonsnettet via dagens Vardal transformatorstasjon. I normale driftssituasjoner transporteres kraften som ikke forbrukes i de regionale transformatorstasjonene inn på transmisjonsnettet via Statnetts stasjoner Vang, Vardal og Minne.

Ved høy produksjon i Valdres er nettet høyt utnyttet. I motsetning til Innlandet som helhet, er det kraftoverskudd også om vinteren. Dagens kapasitet på Åbjøraledningene er periodevis for lav for å få fraktet

produksjonsoverskuddet ut av området på en optimal måte. Dette løses ved at produksjon kobles ut ved hendelser i nettet som for eksempel utfall av enkeltledninger.

Det er installert systemvern (automatisk produksjonsfrakobling, også kalt PFK) for å øke systemutnyttelsen ved høyt produksjonsoverskudd. Systemvernet slås av og på avhengig av om driften i nettet krever det. Det er også tidvis behov for spesialreguleringer. Driftssentralen overvåker at flyten i aktuelle overføringsnett ikke overstiger grensene for hvor mye strøm som i sum kan flyte på forbindelsene i snittet. I perioder med stort overskudd kan det oppstå flaskehals. Da er nedregulering av vannkraftproduksjon et driftsvirkemiddel.

5.1.5 Dagens nett har betydelige overføringstap

Det transporteres store mengder kraft over Åbjøraledningene og det er betydelige overføringstap i dagens nett. Totale overføringstap for ledningene mellom Åbjøra og Gjøvik/Raufoss er rundt 80 GWh. Dette utgjør i overkant av 40 millioner kroner i årlige nettap.

5.2 Framtidig utvikling

Elvia forventer en økning i både produksjon og forbruk i området.

5.2.1 Forventet utvikling i produksjon

Økt produksjon i området, særlig vest i området, vil øke utfordringene med å få transportert produksjonsoverskuddet ut. Begrensninger i nettet og variasjon gjennom året i kraftproduksjonen gir begrensninger for kapasitet til innmating av ny kraftproduksjon i dette området frem til kapasitetsoppgraderinger av nettet er gjennomført. Tabell 5-1 oppsummerer kjente planer om ny produksjon i området.

Det er flere vannkraftverk i Valdres som potensielt kan effektoppgraderes og Elvia er kjent med at det vurderes diverse prosjektmuligheter, blant annet i Åbjøra kraftverk. De fleste solkraftverkene som er meldt er lokalisert lengre øst og tilgjengelig kapasitet vil primært avhenge av kapasiteten på ledningene mellom Dokka, Skyberg og Gjøvik.

Tabell 5-1: Mulig ny produksjon, status per juni 2025

Installert effekt	Tidligfase planer	Melding / Utredningsprogram fastsatt	Konsesjonssøkt	Gitt konsesjon	Under bygging
Vannkraft	100 MW				3,6 MW
Solkraft	104 MW	79 MW	26 MW	30 MW	

Forventet kraftproduksjon som oppgradering av Åbjøraledningene bidrar til å realisere er 130 MW. Dette er beheftet med stor usikkerhet og utfallsrommet er stort. Planlagt oppgradering av Åbjøraledningene er tilstrekkelig for å realisere en produksjonsøkning i denne størrelsesorden fordi man unngår situasjoner med spesialdrift og kan utnytte nettet bedre. Tilknytning av ytterligere ny produksjon i Valdres vil kunne utløse andre nettiltak, avhengig av størrelse og hvor den nye produksjonen blir lokalisert. Med ytterligere kraftproduksjon i Valdres vil en oppgradering av 132 kV ledningene Fall–Raufoss og Bagn–Begna–Fall kunne bli aktuelt. Disse ledningene er fra 1970-80-tallet. En reinvestering er trolig først aktuell etter 2040.

5.2.2 Forventet utvikling i forbruk

Den største forbruksutviklingen er forventet i hovedsak å komme i områdene der det allerede i dag er høyest forbruk. Den største forbruksøkningen de nærmeste årene er forventet å komme rundt Østre og Vestre Toten, hvor Raufoss industripark har varslet en mulig dobling i effektforbruket innen 2030. Prognosert forbruksvekst knyttet til vanlig forbruk er relativt beskjeden. I Valdres, der forbruksvekst kan være positivt for kraftbalansen, forventes liten vekst utover noe vekst i vanlig forbruk. Utover vanlig forbruksvekst og modne planer er det umodne planer, blant annet Vardal utvikling som driver forberedende aktiviteter knyttet til kraftintensiv industri med mulig stort effektbehov og etablering av et datasenter i størrelsesorden 100 MW i Dokka.

5.3 Konsekvenser av å ikke gjennomføre tiltaket

Dagens regionalnett mellom Åbjøra og Gjøvik er gammelt, og det er ikke kapasitet til å tilknytte ny produksjon. Konsekvensene av å ikke gjøre tiltak omfatter fortsatt høye spesialreguleringskostnader, tapte produksjon som ikke kan tilknyttes, høye overføringstap og økt feilfrekvens og vedlikeholdskostnader på grunn av aldrende nettanlegg.

Nettanleggenes alder og tilstand vil gi økt feilsannsynlighet og vedlikeholdsbehov

Med økende alder på nettanleggene vil tilstanden bli dårligere. Uten tiltak forventer vi økt vedlikeholdsbehov og økt feilfrekvens. Det vil medføre høyere kostnader knyttet til komponentskift og utkoblinger som kan medføre avbruddskostnader og økt tapte produksjon.

Fortsatt høye spesialreguleringskostnader og tilknytningsstopp for ny produksjon i Valdres

Så lenge overføringskapasiteten på 132 kV Åbjøra–Bagn–Dokka ikke økes vil det ikke være mulig å avvikle de resterende systemvernene i Valdres. Dette fordi det fortsatt kan bli overlast både ved intakt nett og ved utfall når produksjonsoverskuddet er høyt.

Konsekvensen av å ikke gjøre tiltak for å øke overføringskapasiteten er et fortsatt tidvis behov for nedregulering av dagens produksjon og en situasjon der Elvia ikke kan oppfylle tilknytningsplikten.

I dag er transformeringskapasiteten i Vardal transformatorstasjon hovedbegrensningen. Skyberg transformatorstasjon er gitt konsesjon og planlegges ferdigstilt i 2027. Skyberg fjerner en av dagens store begrensninger for tilknytning av både nytt forbruk og produksjon i Elvias 132 kV-regionalnett mellom Statnetts stasjoner Vardal, Vang og Minne. Når Skyberg stasjon har erstattet Vardal vil de største begrensningene for tilknytning av både produksjon og forbruk i området være overføringskapasiteten på 132 kV-ledningene mellom Dokka og Gjøvik. Konsesjonssøknad for reinvestering av disse ledningene, med økt overføringskapasitet, er sendt NVE.

Overføringskapasiteten på Åbjøraledningene videre fra Dokka og til Åbjøra vil være begrensende for tilknytning av ny produksjon i hele Valdresområdet.

Fortsatt høye overføringstap

Nettapene vil forbli høye så lenge overføringskapasiteten på ledningene ikke økes. I nettet mellom Åbjøra og Gjøvik/Raufoss er de største nettapene knyttet til begrenset overføringskapasitet i Dokkasnittet (Åbjøraledningene, Dokka–Vardal og Dokka–Fall–Raufoss) ved høy produksjon.

5.4 Andre tiltak i kraftsystemet som kan påvirke tidspunkt og gjennomføring av tiltaket

Mye av nytteverdiene av nye 132 kV ledninger Åbjøra–Bagn–Dokka er avhengig av ny Skyberg stasjon og konsesjonssøkte 132 kV-ledninger Dokka–Gjøvik.

Elvia har søkt om konsesjon for å bygge nye 132 kV ledninger mellom Dokka og Gjøvik som et første trinn i fornyelsen av Åbjøraledningene. Ny Skyberg transformatorstasjon mottok konsesjon mars 2024, bygging ble igangsatt i september 2024 og Skyberg er planlagt idriftsatt med økt kapasitet i første halvår 2027. Skyberg vil overta transformeringen til regionalnettet for dagens Vardal. Nye 132 kV ledninger Dokka–Gjøvik er planlagt lagt innom stasjonen. Ledningene vil bygges med høyere kapasitet for å få full utnyttelse av den økte kapasiteten i nye Skyberg stasjon.

Disse tiltakene er viktige for å få nytteverdiene knyttet til å oppgradere ledningene mellom Åbjøra og Dokka. Kraften som overføres på ledningene fra Valdresområdet og østover i perioder med mye produksjon, må transporteres videre fra Dokka til forbruksområdene rundt Mjøsa og ut på transmisjonsnettet i Skyberg transformatorstasjon.

5.5 Behov for gjennomgående topp- / jordline

Dagens Åbjøraledninger har ikke gjennomgående jordline. I kombinasjon med dårlige jordingsforhold medfører dette at det er vanskelig og kostbart å overholde forskriftskrav til maksimale berøringsspenninger ved feilsituasjoner.

Elvia ønsker toppline på ledningene på hele strekningen. Toppline bidrar til å beskytte kraftledningen ved lynnedslag og bedrer jordingen av ledningene. Kostnaden med bygging av ledningene blir noe høyere ved bruk av gjennomgående jordline på grunn av høyere master og flere liner. Høyere master blir mer synlige i terrenget. Gjennomgående jordline gir liner i flere plan og kan øke sannsynligheten for kollisjon mellom fugl og liner. Et avbøtende tiltak kan være bruk av fugeavvisere.

For Åbjøraledningene vil det være hensiktsmessig at topplinen brukes til framføring av fiber (OPGW) for fjernstyring i transformatorstasjonene. Tilleggs kostnaden for OPGW er på i underkant av 30 000 kroner per km eller omtrent 2,9 millioner kroner for Åbjøra–Dokka. Det muliggjør også etablering av egen fiber for kommersielle aktører.

6 Tekniske og økonomiske forhold

Dette kapitlet besvarer NVEs krav til teknisk/økonomiske vurderinger av alternative systemløsninger i utredningsprogrammets kapittel 4 om samfunnsøkonomisk vurdering og tekniske forhold. Kapitlet er et sammendrag av den komplette analysen i vedlegg 9.

Ledningene vil måtte bygges over tre til fire år for å sikre en tilfredsstillende leveringssikkerhet i byggeperioden. Elvia planlegger først å bygge nye 132 kV-ledninger mellom Dokka og Gjøvik. Tiltaket er omsøkt i egen konsesjonssøknad.

6.1 Samfunnsøkonomisk vurdering av konsepter

6.1.1 Beskrivelse av nullalternativet

I nullalternativet legger vi til grunn et minimum av reinvesteringer. I praksis ville master og liner blitt byttet ut etter hvert som alder og tilstand tilsier det. I analysen legger vi for nullalternativet til grunn at ledningene erstattes med nye ledninger som bygges over perioden 2037-2040. Videre forutsettes det at ledningene bygges med tilsvarende kapasitet som den av dagens ledninger som har høyest overføringskapasitet. Nullalternativet gir dermed en liten kapasitetsøkning. Estimert reduksjon av i overføringstapene sammenlignet med dagens nett er 6 GWh.

Kapasitetsøkningen er ikke tilstrekkelig for å fjerne alle dagens spesialreguleringer av produksjon. Nullalternativet vil heller ikke legge til rette for at ny produksjon kan etableres mellom Valdres og Dokka.

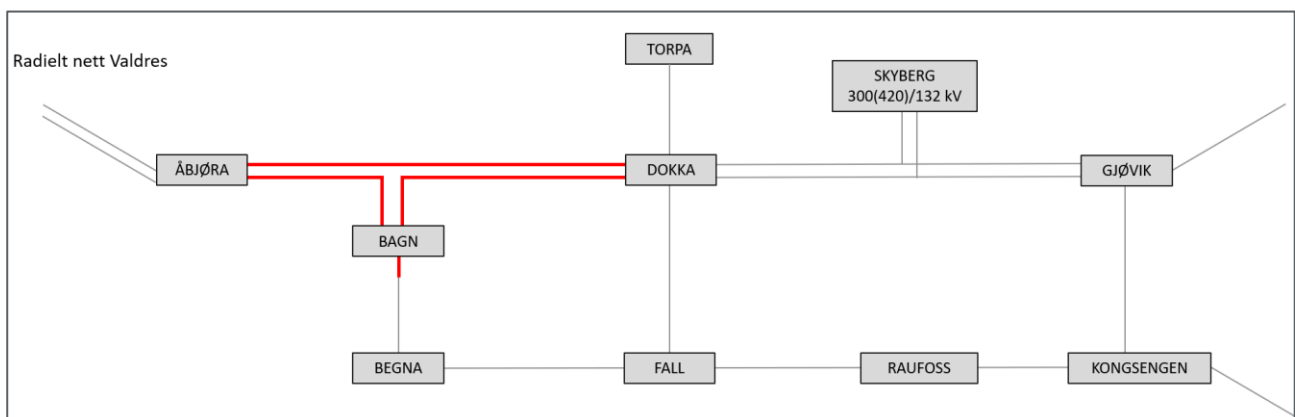
Kostnaden for reinvestering av 132 kV-ledningene mellom Dokka og Gjøvik er estimert til rundt 650 millioner kroner. Ved å skyve reinvesteringen ut i tid forventes det høye årlige drift- og vedlikeholdskostnadene i perioden frem til reinvesteringen. I tillegg vil nytten av å fornye nettanleggene komme på et senere tidspunkt.

6.1.2 Vurdering av alternative systemløsninger/konsepter

Som beskrevet i meldingen og vedlegg 9 vil reinvestering av dagens Åbjøraledninger løse identifiserte behov for reinvestering grunnet alder, tilstand og krav til berøringsspenninger, og økt kapasitet for å fjerne dagens driftsbegrensninger og legge til rette for økt og ny produksjon.

Konsesjonssøkt løsning

Systemløsningen blir som dagens med to 132 kV-ledninger mellom Åbjøra, Bagn, Dokka og Gjøvik transformatorstasjoner. Figuren under viser systemløsningen etter at Åbjøraledningene er oppgradert.



Figur 6-1: Konsesjonssøkt systemløsning i røde streker. Ledninger mellom Dokka, via Skyberg og til Gjøvik transformatorstasjoner er omsøkt i egen konsesjon. Eksisterende ledninger i grå. Ny Skyberg transformatorstasjon er forutsatt idriftsatt i 2027, til erstatning for dagens Vardal stasjon.

Trasélengden på de to ledningene er 43,5 og 47,9, i tillegg 3,5 km fra Bagn til tilknytning med Begnaledningen. Ledningene er planlagt bygget med en overføringsevne på 1300 A. Det gir en kapasitet på ca. 300 MW, som er nær en dobling i kapasiteten sammenlignet med dagens kapasitet og vil legge til rette for tilknytning av mer produksjon i Valdres.

Det er planlagt at Åbjøraledningene bygges som to enkeltkursledninger på delstrekningen mellom Åbjøra og Bagn/Tonsåsen og dobbeltkursledning videre mot Dokka. Dette fordi det ikke er noen alternative føringsveier til de to Åbjøraledningene inn til Åbjøra og Valdres. To enkeltkursledninger gir da bedre forsyningssikkerhet og fleksibilitet med tanke på feilretting og utkobling. Mellom Bagn og Dokka er dobbeltkursledning en akseptabel løsning med tanke på forsyningssikkerhet og revisjoner og vil være areal- og kostnadsbesparende sammenlignet med to enkeltkursledninger. Her gir 132 kV ledningen Begna–Fall en alternativ forsyningsvei inn til Bagn og Valdres dersom Åbjøraledningene skulle falle ut. Den vil ha tilstrekkelig kapasitet til å forsyne forbruket i Valdres

Begna transformatorstasjon er i dag tilknyttet Åbjøraledningene via en T-avgreining. Denne løsningen er det ikke ønskelig å opprettholde blant annet på grunn av anbefalingene i Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet. Ledningen fra Begna transformatorstasjon er planlagt forlenget til Bagn transformatorstasjon og tilknyttes i et nytt felt i stasjonen. Ut fra Bagn blir det da tre ledninger; én til Åbjøra, én til Dokka og én til Begna.

Vurderte alternative systemløsninger som ikke er videreført

Det er vurdert to alternative systemløsninger for tilknytning av Begna-ledningen.

Forlengelse av ledning fra Begna til Åbjøra

Den ene løsningen som er vurdert var å forlenge ledningen fra Begna transformatorstasjon til Åbjøra transformatorstasjon, istedenfor tilknytning til Bagn. Sammenlignet med løsning med tilknytning av Begnaledningen til Bagn transformatorstasjon ville alternativet ha medført om lag 20 km lenger ledning og en estimert merkostnad på 160 MNOK. Det er heller ikke et systemmessig behov for tre ledninger ut fra Åbjøra og løsningen er forkastet.

Koblingsstasjon på Bagnsåsen

Den andre alternative systemløsningen som er vurdert er etablering av en ny koblingsstasjon på Bagnsåsen, nord for Bagn. En ny stasjon i dette området kunne redusert behovet for ledninger ut fra Bagn stasjon. Løsningen ble forkastet hovedsakelig grunnet høye merkostnader sammenlignet med å føre ledningen til Bagn transformatorstasjon og utvidelse av stasjonen med et nytt 132 kV-felt. Merkostnaden er beregnet til ca. 60 MNOK.

6.1.3 Alternativanalyse: Kostnad- og nyttevirksomheter av ny 132 kV Åbjøra–Bagn–Dokka

I alternativanalysen sammenlikner vi lønnsomheten av omsøkt løsning for å oppgradere 132 kV Åbjøra – Bagn–Dokka med økt kapasitet og nullalternativet for å synliggjøre samfunnets nytte og kostnader av omsøkt løsning.

6.1.3.1 Prissatte virkninger

Investeringskostnader

Forventet investeringskostnad for oppgraderte ledninger Åbjøra–Bagn–Dokka er beregnet til 796 millioner kroner. Dette inkluderer tiltak i Bagn trafostasjon. Kostnad for ledningene, inkludert bygging, utgjør over tre firedeler av grunnkalkylen.

Tabell 6-1: Investeringskostnader, millioner kroner

Kostnadspost	Kostnader (mill.kr.)	
	Nullalternativet	Nye 132 kV-ledninger Åbjøra–Bagn–Dokka
Prosjektering	6,2	6,6
Byggherrekostnader	49,1	54,2
Skogrydding og grunneiererstatninger	7,7	10,0
Demontering av eksisterende ledninger	28,8	22,0
Ledningsbygging	450,1	482,2
Stasjonsarbeid	0,6	37,5
Kabling 22 kV luftledning		7,9
Uspesifiserte kostnader	45,7	51,3
Basisestimat	588,4	671,6
Forventet tillegg	62,7	124,9
Forventet investeringskostnad	651,1	796,0

Drift og vedlikeholdskostnader

De årlige drift- og vedlikeholdskostnadene med nye ledninger er i størrelsesorden 1,5 millioner kroner, i hovedsak skogrydding, linjeinspeksjon og toppkontroll. Det forventes et ubetydelig behov for komponentskift i løpet av analyseperioden. I perioden frem mot reinvesteringen antas drift- og vedlikeholdskostnadene å være noe høyere, 2 millioner kroner per år frem til oppgradering. I nullalternativet er drift- og vedlikeholdskostnadene estimert til å enda høyere, totalt 3 millioner kroner per år frem til reinvestering fordi det må påberegnes mer kostnader til komponentskift når oppgraderingen skyves ut i tid.

I nåverdi over analyseperioden vil konsesjonssøkt løsning for oppgradering av Dokka–Gjøvik innebære 15 millioner kroner lavere drift- og vedlikeholdskostnader enn nullalternativet.

Verdi av ny produksjon

Nye ledninger med høyere kapasitet vil legge til rette for etablering av ny kraftproduksjon i Valdres. Det er ikke nettkapasitet til å tilknytte større ny produksjon i dagens nett, eller etter bygging Dokka – Gjøvik. Grunnen er at overføringskapasiteten på Åbjøra–Bagn–Dokka vil være begrensende.

Verdien av ny produksjon er inkludert i analysen for å synliggjøre den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å øke ledningskapasiteten for å legge til rette for ny kraftproduksjon. Den samfunnsøkonomiske nytten av ny kraftproduksjon er beregnet for økt produsentoverskudd; verdien av kraftproduksjonen som overstiger utbyggings- og driftskostnadene.

Fra behovsanalysen 5.2.1 er forventet årlig kraftproduksjon som nye Åbjøraledninger bidrar til å realisere 130 MW, med en antakelse om oppgradering av eksisterende vannkraftverk og ny solkraft [8] med et årlig produksjonsvolum på rundt 430 GWh. Flere av de kjente planene er umodne og at det kan være planer som ikke er kjent på analysetidspunktet. Som sammenligningsgrunnlag forutsettes at ingen ny produksjon kan tilknyttes i nullalternativet.

Dersom nye Åbjøraledninger med høyere kapasitet bidrar til i å realisere i størrelsesorden 130 MW ny kraftproduksjon er den samfunnsøkonomiske netto nåverdien beregnet til om lag 1,1 milliarder kroner over analyseperioden på 40 år. Nyteffekten tilskrives tiltaket med oppgradering av Åbjøraledningene med økt kapasitet, sett opp mot nullalternativet som ikke legger til rette for tilknytning av ny produksjon.

Overføringstap i ledningene reduseres, men reduksjonen utlignes av økt produksjon

Det er betydelige overføringstap i Åbjøraledningene i dag. Totale overføringstap for ledningene mellom Åbjøra og Gjøvik/Raufoss er rundt 80 GWh årlig. Nesten 30 GWh er knyttet til ledningene mellom Åbjøra og Dokka.

Nye ledninger med økt overføringskapasitet mellom Åbjøra og Dokka kan potensielt halvere tapene sammenlignet med dagens situasjon dersom det ikke realiseres ny produksjon. En slik tapsreduksjon er verdsatt til en nåverdi på 110 mill. kroner. I analysen har vi imidlertid lagt til grunn at et etableres nye ny produksjon, som vil øke overføringstapene i ledningene. Med 130 MW ny produksjon vil tapene i de nye ledningene øke så mye at tapene ikke reduseres sammenlignet med dagens situasjon. Overføringstapene vil dermed ikke tillegges verdi i den samfunnsøkonomiske analysen. Dersom det ikke realiseres produksjon som forutsatt, vil tiltaket allikevel gi en gevinst i form av reduserte nettap.

6.1.3.2 Ikke-prissatte virkninger

Redusert behov for spesialregulering

I dag er det begrensninger mellom Åbjøra og Vardal, samt i Vardal transformatorstasjon. Ny Skyberg transformatorstasjon eliminerer begrensningen i Vardal mens overføringskapasitet på konsesjonssøkte ledninger mellom Dokka og Skyberg vil redusere behovet for spesialregulering og produksjonsfrakoblinger. Nye regionalnettleddninger Åbjøra–Dokka med økt kapasitet vil redusere omfanget av spesialregulering av produksjonen i Valdres grunnet begrensninger i ledningene ut av Valdres. Den samfunnsøkonomiske verdien av redusert omfang av spesialregulering er vurdert til **liten positiv**, sammenlignet med nullalternativet.

Areal- og miljøvirkninger

De nye ledningene innebærer fysiske arealinngrep mens riving av eksisterende ledninger kan gi positive virkninger. *Tabell 7-1* og *Tabell 7-3* oppsummerer de mest sentrale konklusjonene fra konsekvensutredningene av konsesjonssøkt løsning.

Samlet vurdering av den samfunnsøkonomiske verdien for areal og miljø er vurdert som **middels negativ** for bygging av nye 132 kV-ledninger mellom Åbjøra og Dokka, sammenlignet med nullalternativet.

Forsyningssikkerhet

De samfunnsøkonomiske kostnadene i nullalternativet vurderes til å være mellom ubetydelig og liten negativ i dag. Dagens nett dekker behovet for nettkapasitet inn til Valdres og ved feil på én av Åbjøraledningene vil den andre ledningen dekke forbruket. Det er dermed momentan reserve for forbruket store deler av året og ellers tilgjengelig reserve etter omkoblinger. Ved større feilhendelser kan mye av forbruket erfaringsmessig forsynes i øydrift ved at kraftstasjonene forsyner forbruket.

Med oppgradering av Åbjøra–Bagn–Dokka forventer vi en reduksjon i feilhyppigheten og en forbedring av forsyningssikkerheten fordi nye nettanlegg har lavere feilrate enn eldre. Mellom Åbjøra og Bagn er ledningene planlagt som to enkeltkursledninger for å utelukke hendelser som medfører samtidig utfall begge ledningene. Mellom Bagn og Dokka er dobbeltkursledning en akseptabel løsning fordi det ved verste utfall som er mastebrydd finnes alternative forsyningsveier inn til Bagn for å dekke forbruket. Nye ledninger

Åbjøra–Bagn–Dokka vil forbedre forsyningssikkerhetssituasjonen noe sammenlignet med nullalternativet og nyttevirkingen er samlet vurdert som **liten positiv**.

Tilrettelegging for nytt forbruk

Skyberg transformatorstasjon og økt overføringskapasitet på konsesjonssøkte ledninger mellom Dokka og Skyberg vil fjerne noen av dagens største begrensninger for tilknytning av nytt forbruk med stort effektbehov i Innlandet i dag. Økt kapasitet på ledningene helt fra Åbjøra til Skyberg og Gjøvik vil være viktig for å sikre forsyningssikkerheten i områdene øst for Mjøsa hvor tilgangen på produksjon er minimal, og for å legge til rette for økt forbruk i regionen. Nye Åbjøraledninger med økt kapasitet mellom Åbjøra og Dokka vil i tillegg legge til rette for mer forbruk også i Valdres. Elvia er ikke kjent med større planer om nytt forbruk her i dag som møter begrensninger grunnet overføringskapasiteten på ledningene mellom Åbjøra og Dokka. Den samfunnsøkonomiske verdien av å legge til rette for nytt forbruk er vurdert til **liten positiv**, sammenlignet med nullalternativet.

6.1.4 Vurdering av usikkerhet og sammenstilling av virkninger for nye 132 kV-ledninger Åbjøra–Bagn–Dokka

Tabellen under viser sammenstilte virkninger av å oppgradere Åbjøraledningene mellom Åbjøra og Dokka med økt kapasitet, sett opp mot nullalternativet. Både prissatte og ikke-prissatte virkninger trekker i retning av å oppgradere Åbjøra–Bagn–Dokka med økt overføringskapasitet.

Tabell 6-2: Oppsummering av kostnad- og nyttevirkninger av nye 132 kV-ledninger Åbjøra–Dokka

Virkninger	Nullalternativet	Nye 132 kV-ledninger Åbjøra - Dokka
Prissatte virkninger (nåverdi i millioner 2025-kroner)		
Investeringskostnader	- 376	- 680
Endrede drift- og vedlikeholdskostnader	0	15
Verdi av ny produksjon	0	1 120
Sum prissatte virkninger	- 376	455
<i>Rangering prissatte virkninger</i>		
Ikke-prissatte virkninger		
	Ubetydelig	Middels negativ konsekvens
Areal- og miljøvirkninger		
Forsyningssikkerhet	0	Liten positiv
Endrede spesialreguleringskostnader	0	Liten positiv
Legge til rette for nytt forbruk	0	Liten positiv
Vurdering av usikkerhet		

Det er stor usikkerhet i forutsetninger, men alt trekker i retning av å oppgradere Åbjøraledningene med økt kapasitet. På kostnadssiden er det stor usikkerhet i enhetskostnader for bygging av nye ledninger, både materialpriser og mastefundamentering. Den største usikkerheten på nyttesiden er knyttet til hvor mye ny produksjon som kommer og estimert verdi som avhenger av antakelser om hvilken produksjonsteknologi som etableres, naturgitte produksjonsforhold (brukstid), utbyggingskostnad, utvikling i kraftpriser og andre rammer. Hvor mye ny produksjon som etableres og når påvirker verdien av ny produksjon og endrede overføringstap i hver sin retning. Reduserte overføringstap uten ny produksjon vil ikke ha like stor prissatt virkning som verdi av ny produksjon.

Samlet rangering	(2)	(1)
-------------------------	------------	------------

6.2 Samfunnsøkonomisk vurdering av tekniske løsningsvalg innenfor valgt konsept

Mellom Åbjøra og Dokka er det utredet to hovedtraséalternativer som berører to ulike landskapsrom; konsesjonssøkt trasé «Etnedalen» gjennom dalen langs Etna og alternativ trasé «Veståsen» gjennom mer ubebygde områder over Veståsen. Disse traseene fører også til ulike traseer lengre vest rundt Tonsåsen og Bagn. I dette kapittelet oppsummerer vi de mest sentrale tekniske og samfunnsøkonomiske forholdene som ligger til grunn for konsesjonssøkt løsning «Etnedalen», sett opp mot alternativ trasé «Veståsen». Beskrivelse av traséalternativer som ikke er omsøkt er beskrevet i kap. 10 og begrunnelse for bortvalg av traséalternativer på enkelte delstrekninger er ytterligere begrunnet i Vedlegg 9.

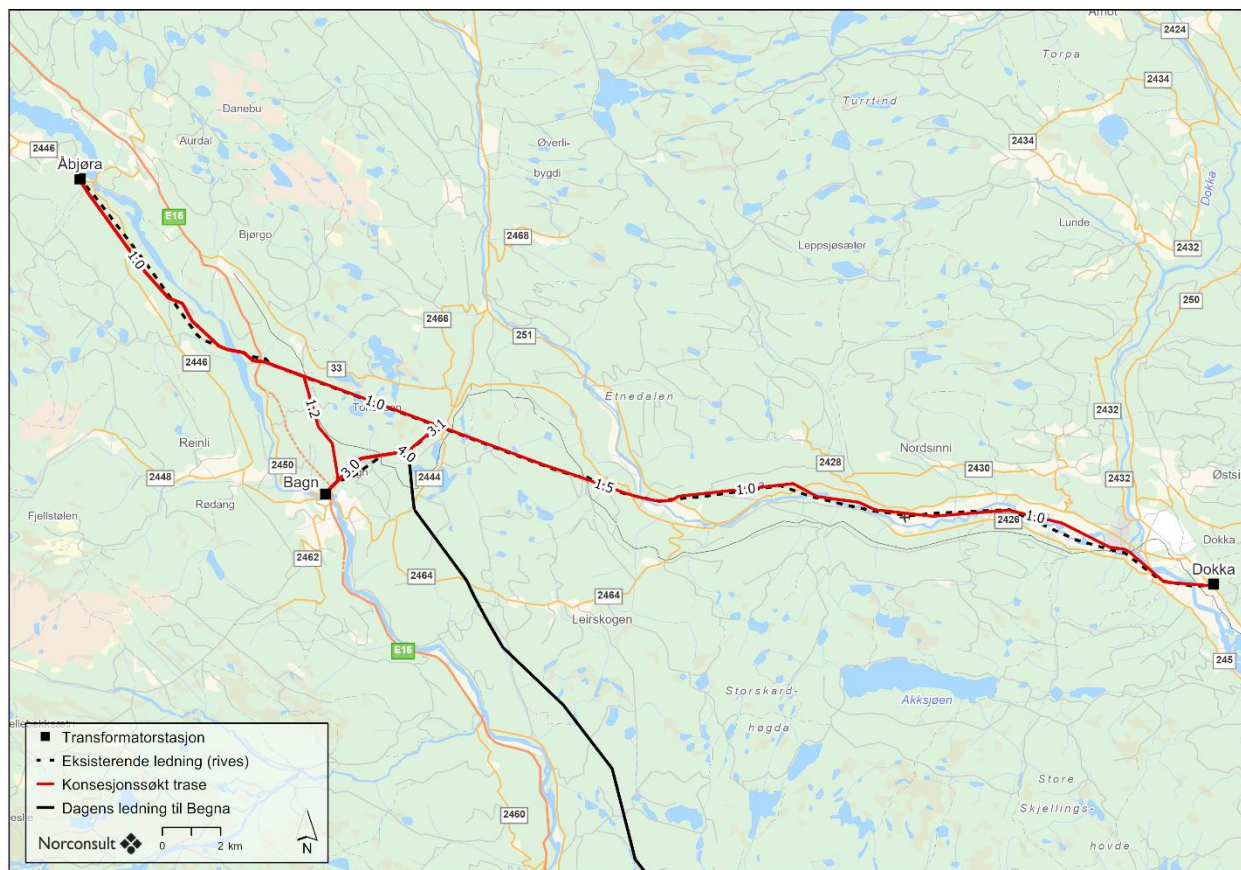
Uavhengig av trasé skal eksisterende ledninger rives og det etableres nye kraftledninger. Det er vurdert to parallelle enkeltkursledninger, alternativt en dobbeltkursledning fra Bagn/Tonsåsen. I sammenligningen legger vi til grunn to enkeltkursledninger mellom Åbjøra og Tonsåsen/Bagn og dobbeltkursledning videre til Dokka.

Beskrivelse av konsesjonssøkt løsning «Etnedalen»

Omsøkt trasé 1.0 + 1.2 + 3.0 + 3.1 + 4.0 + 1.5 + 1.0, heretter omtalt «Etnedalen» er beskrevet i kap. 4.

Ut fra Åbjøra transformatorstasjon følger trasé 1.0 i stor grad dagens ledninger, men er lagt utenfor Begna naturreservat. Her planlegges to parallelle enkeltkursledninger frem til Bakkan som ligger øst for Begna. Deretter vil den ene ledningen gå til Bagn transformatorstasjon (1.2), mens den andre ledningen vil følge eksisterende trasé over Tonsåsen (1.0). Ledningen som går innom Bagn vil gå videre til Tonsåsen i 3.1, der de to ledningene møtes. Fra Tonsåsen vil de to ledningene bygges som dobbeltkurs og gå delvis i eller nær dagens trasé i dalen langs Etna, der det i hovedsak er utredet én traséføring (1.0) bortsett fra i bygda Etnedal der det er vurdert tre alternative traséløsninger, alternativ 1.0, 1.5 og 1.4.

Som beskrevet i 6.1.2 skal 132 kV-ledningen fra Begna knyttes til i Bagn transformatorstasjon direkte. Ettersom «Etnedalen» innebærer at Åbjøraledningen fra Bagn transformatorstasjon går opp til Tonsåsen i 3.1, er det vurdert som mest hensiktsmessig at Begnaledningen, som bygges som separat enkeltkursledning fra Bagn, går parallelt i samme trasé (alternativ 4.0). Ledningen bygges til dagens avgreinsingspunkt der den knyttes til dagens ledning videre til Begna.



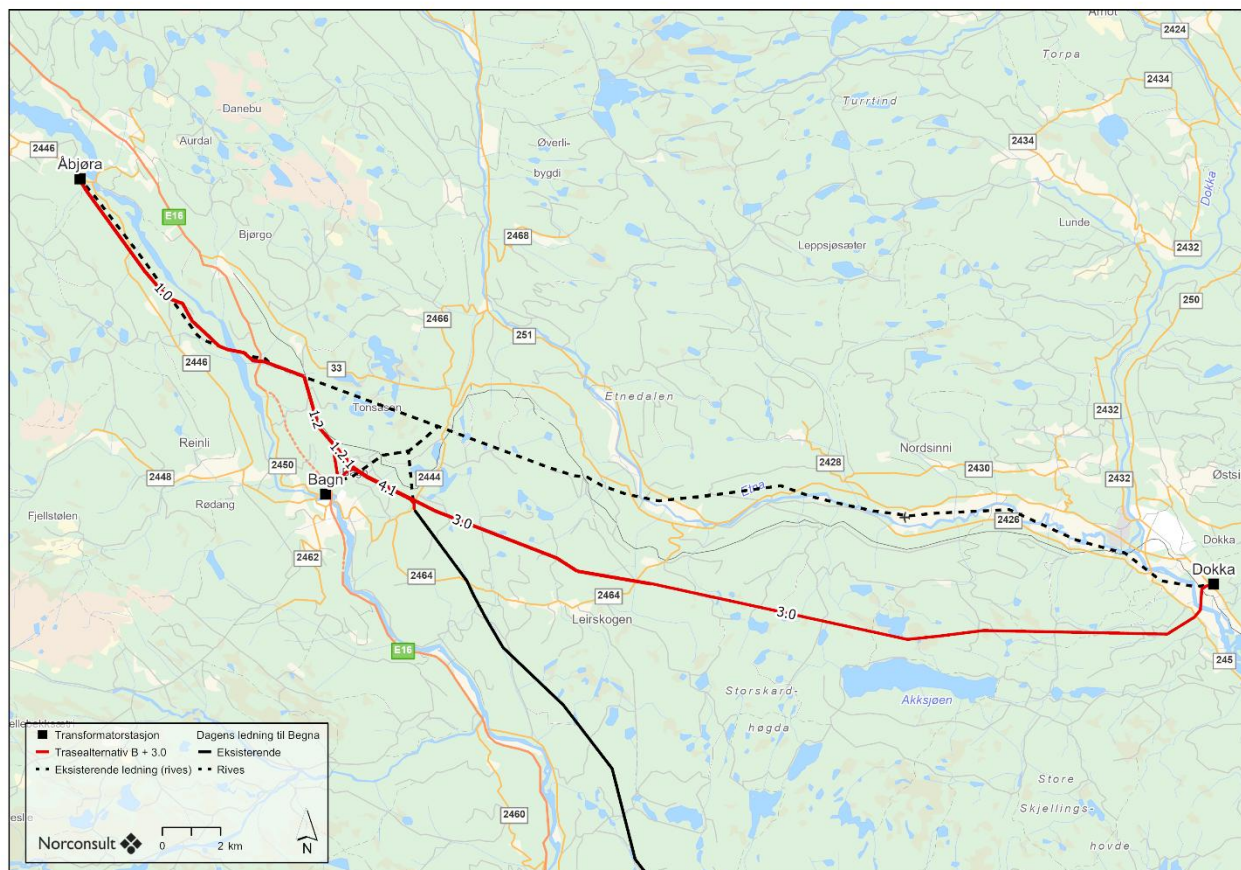
Figur 6-2: Oversiktskart konsesjonssøkt trasé «Etnedalen» 1.0 + 1.2 + 3.0 + 3.1 + 4.0 + 1.5 + 1.0. Røde streker er nye enkeltkursledninger og blå strek er dobbeltkursledning.

Beskrivelse av alternativ løsning «Veståsen»

Alternativ trasé «Veståsen» er beskrevet i kap. 10 og gjengitt i Figur 6-3.

Som for «Etnedalen» vil to parallelle enkeltkursledninger gå i trasé 1.0 ut fra Åbjøra transformatorstasjon i vest. Der de to ledningene i alternativ «Etnedalen» deler seg i separate traseer vil i alternativet «Veståsen» begge ledningene gå mot Bagn i ny trasé 1.2. Den ene ledningen vil gå inn og ut Bagn transformatorstasjon i 1.2 og den andre i 1.2.1 før begge ledningene tar av østover og går videre samlet fra Bagnsåsen i ny trasé 3.0 mot Veståsen. Etter Bagnsåsen og til Dokka er både enkelt- og dobbeltkursledning vurdert, dobbeltkursledning er lagt til grunn i videre vurderinger. Alternativene med nye ledninger i høyereliggende områder i sør over Veståsen / Akksjøområdet fører til at dagens trasé rives i sin helhet gjennom Tonsåsen, Etnedal og Nordsinni til Dokka.

For alternativet «Veståsen» vil Begna-ledningen, som bygges som separat enkeltkursledning, følge Åbjøraledningene parallelt med trasé 3.0 over Bagnsåsen i trasé 4.1. Det gjør at ca. 2 km av dagens Begnaledning kan rives.



Figur 6-3: Oversiktskart Alternativ trasé «Veståsen» 1.0 + 1.2 + 1.2.1 + 4.1 + 3.0. Røde streker er nye enkeltkursledninger og blå strek er dobbeltkursledning.

6.2.1 Forsyningssikkerhet og drift og vedlikehold i driftsfasen

I «Etnedalen» er det allerede et godt utbygd veinett, både offentlig og privat, for skjøtsel av dagens ledningstrasé. Alternativ trasé «Veståsen» innebærer ny trasé, i hovedsak gjennom områder med skog. Det er ikke like godt etablert tilkomst for drift og vedlikehold av denne ledningstraseen i dag.

To enkeltkursledninger gir mer fleksibilitet enn én dobbeltkursledning med tanke på feilretting og utkobling i forbindelse med feil og revisjoner. Denne løsningen er derfor vurdert som eneste aktuelle alternativ mellom Abjøra og Bagn, der det ikke er noen alternative føringsveier inn til Valdresområdet. Dobbeltkursledning er valgt der det eksisterer en alternativ forsyningsvei inn i området slik at det er en alternativ måte å forsyne forbruket i området på ved hendelser som medfører utfall av dobbeltkursledningen. Utfall av dobbeltkursledningen er antatt å inntreffe svært sjelden. En slik hendelse vil kunne gi såkalt innestengt kraftproduksjon dersom kraftproduksjonen er større enn overføringskapasiteten i nettet. For dobbeltkursledning kan mesteparten av revisjoner gjøres med drift på av én av kursene, og revisjoner med utkobling av begge kursene vil være sjelden. Utkobling kan tilpasses tidspunkt på året og koordineres med lokale nettselskaps mulighet for omkobling i underliggende nett.

6.2.2 Forsyningssikkerhet i anleggsgjennomføringen

Ettersom det er mye produksjon i Valdresområdet, og at dagens ledninger er delvis bygget på dobbelkursmaster, kreves det god planlegging av ombyggingen. I anleggsfasen vil det på flere strekninger være behov for utkoblinger av én eller begge dagens ledninger for å bygge nytt.

Ledninger parallelt med, og utenfor traseen til eksisterende linjer kan bygges uten utkoblinger. Ved bygging inntil eksisterende trasé må ledningssettet nærmest den nye ledningen kobles ut under mastereising og strekking av ny ledning. Der én av dagens ledninger må kobles ut under ombyggingen vil det medføre bruk av produksjonstilpasning. Der ny ledning krysser eksisterende må begge ledninger kobles ut i perioder. Kravet til produksjonstilpasning avhenger av hvilken ledning som må kobles ut, i hvilken delstrekning og i hvilke perioder av året.

Foreløpig vurdering er at bygging av nye ledninger mellom Åbjøra og Dokka i «Etnedalen» vil medføre redusert overføringskapasitet mellom Åbjøra og Dokka i rundt 30-40 uker. Kapasitetsreduksjon varierer med hvilken ledning som kobles ut, og hvor langt vi har kommet i bygging. Dette kan reduseres noe hvis det samkjøres montasje på flere steder samtidig. Det kan også påvirke Bagn kraftverk, da all kraft i perioder må kjøres via ledningen mellom Bagn og Begna. Åbjøra kraftverk må kjøres i øydrift i totalt 8-10 dager fordelt over 4-5 utkoblinger.

Utkoblingsbehovet er en del lavere for «Veståsen» fordi de nye ledningene, særlig øst for Bagn, i hovedsak går i helt nye traseer som gjør at ledningene kan bygges uten mange hensyn til dagens ledninger. Mens «Etnedalen» vil kreve utkobling anslagsvis 18-20 uker totalt vil «Veståsen» kreve utkobling 1-2 uker. Under disse utkoblingene kjøres kraft over Begna.

6.2.3 Investeringskostnader

Basisestimat for investeringskostnaden for bygging av konsesjonssøkte ledninger mellom Åbjøra og Dokka er estimert til 670 mill. kroner. Alternativ trasé «Veståsen» har en estimert investeringskostnad på 700 mill. kroner. Traséalternativene «Etnedalen» og «Veståsen» er kostnadmessig ganske like og ligger innenfor usikkerheten i kostnadsanslag. Ledningslengde er omtrent lik for de ulike traséalternativene. Kostnadsforskjeller mellom alternativene gjelder i hovedsak at «Etnedalen» medfører mer nær-ved-arbeid og flere utkoblinger for kryssing av eksisterende ledninger. «Veståsen» vil kreve mer skogrydding for etablering av trasé, men færre kryssinger og enklere demontering av eksisterende ledning.

Omsøkt løsning med dobbeltkursledning mellom Tonsåsen og Dokka gir en kostnadsbesparelse sammenlignet med to enkeltkursledninger på samme strekning med om 9,5 %. Mellom Åbjøra og Bagn/Tonsåsen er master med vertikaloppheng omsøkt. Vår erfaring tilsier at single pole master kan bygges til en lavere kostnad sammenlignet med enkeltkursledning med planoppheng. Det er særlig knyttet til lavere kostnader til fundamentering.

Den største usikkerheten i kostnaden for ledningsbygging er vurdert å være grunnforhold og kostnad til mastefundamentering. For eksempel kan vi i anleggsgjennomføring treffe på løsmasser på steder der vi trodde det var fjell. Det har de siste årene vært betydelig kostnadsøkning i materialpriser, særlig stål og aluminium. Med omsøkt tverrsnitt og mastetype tror vi at de fleste mastene kan bygges i kompositt, men noen må bygges i stål. Det er usikkerhet i komposittpriser, men ikke like stor volatilitet som stålpriser. Det er også usikkerhet i nødvendig mengde og priser på betong.

Ved montasje vil den største usikkerheten være værforhold. Det kan oppstå vær-situasjoner som lyn eller kraftig vind som kan gi behov for stopp i montasjearbeidene. Jobber som krever helikoptertransport av materiell vil være særlig utsatt. Andre usikkerheter som påvirker investeringskostnaden, er tilgang på mannskap og materiell til planlagt tid, konkurransen i entreprenørmarkedet og byggherrekostnader.

Inkludert usikkerhet i kostnadsanslagene er forventet totalkostnad for omsøkt løsning 800 mill. kroner, med en usikkerhetsavsetning på 125 mill. kroner, og alternativ løsning «Veståsen» 820 mill. kroner.

6.2.4 Areal- og miljøvirkninger

Konsekvenser for areal og miljø er nøye vurdert for ulike fagtema i kap. 7 og vedlegg 2. Her oppsummerer vi hovedtrekkene fra de ulike fagtemaene for konsesjonssøkt trasé «Etnedalen» sett opp mot alternativ trasé «Veståsen».

Hovedbildet er at trasé nede langs Etna er vurdert til å gi mer negativ konsekvens enn traseen over Veståsen for fagtemaene kulturminner og landskap, mens situasjonen er motsatt når det gjelder fagtema friluftsliv. For naturmangfold er alle utredede traséalternativer vurdert til å gi stor negativ konsekvens, men «Etnedalen» er samlet sett bedre. Klimagassutslipp knyttet til tiltaket i et livsløpsperspektiv er lavere for alternativene som går i Etnedalen sammenlignet med traséalternativene som går over Veståsen.

I den samfunnsøkonomiske vurderingen er den ikke-prissatte virkningen for areal og miljø vurdert som «middels negativ» for begge hovedtraséalternativene basert på resultatene fra konsekvensutredede traseer. Hovedtraséalternativene har likevel ulike konsekvenser for ulike fagtema. Elvia har i valget mellom «Etnedalen» og «Veståsen» særlig lagt vekt på vurderingene av konsekvenser for naturmangfold, friluftsliv og klimagassutslipp. Alle de sørlige traséalternativene som innebærer ny trasé over «Veståsen» har større negative konsekvenser for disse fagtemaene, selv hensyntatt de positive konsekvensene av at dagens ledningstrasé over Tonsåsen, Nordsinni og Etnedalen frigjøres.

Den største fysiske påvirkningen på natur og biomangfold som ledningene til Elvia har, er arealbruksendring ved etablering av linjetrasé, særlig oppdeling/minsking/endring av habitater som påvirker natur og biomangfold. I tillegg vet vi at skjøtsel av skogtrasé utgjør størst naturavtrykk over levetiden til nettanleggene. For å unngå vesentlige skadevirkninger på natur tilstreber Elvia å bygge luftledninger i eller nær eksisterende infrastruktur hvis vi kan.

Konsekvensene av konsesjonssøkt «Etnedalen» er beskrevet i kapittel 7. «Etnedalen» innebærer mindre hogst av skog for å etablere ledningstraseer og estimerte klimagassutslipp er vesentlig lavere sammenlignet med alternative traseer på Veståsen. Alternativet er bedre for skogbruket på grunn av mindre behov for hogst enn Veståsen. Ny trasé vil netto frigjøre mye jordbruksareal som er beslaglagt i dagens trasé, mens «Veståsen»-alternativet vil frigjøre enda mer areal.

«Etnedalen» har stor negativ konsekvens for naturmangfold og medfører forringelse av områder med verdifullt naturmangfold, særlig knyttet til flommarksnatur i dalen. Det finnes naturverdier knyttet til blant annet leveområder for hønefugl og rovfugl rundt Tonsåsen, der liner medfører kollisjonsrisiko. Alternativet har større negative landskapsvirkninger, særlig i form av visuelle virkninger som også er negativt for kulturminner. Det er en naturlig konsekvens av at traseen er nærmere bebyggelsen.

For «Veståsen» er det lagt vekt på å trekke ledningen bort fra bebyggelsen, kulturlandskapet og flomsonen langs Etna. Alternativet gir derfor mindre negative konsekvenser for kulturminner og landskap. «Veståsen» vil ha stor negativ konsekvens for naturmangfold. Dette knytter seg til at området på Veståsen er et stort sammenhengende skogsområde, med vann, myrer og flere lokaliteter med eldre skog. Det finnes naturverdier knyttet til blant annet leveområder for hønefugl og rovfugl. Bygging av kraftledning i områder uten eksisterende kraftledning medfører en ryddegate, som kan bety hogst av lokaliteter med viktige verdier knyttet til den stående skogen. Liner medfører også kollisjonsrisiko for fugl, og særlig i områder nær leiklokaliteter eller myrer vil kollisjonsrisiko heve konsekvensgraden. På Veståsen kjøres det også opp flere skiløyper, og området brukes til jakt, fiske og friluftsliv. En kraftledning vil derfor medføre både et arealbeslag, men også visuell forringelse for friluftslivet. Fordi det må hogges ny ryddegate over en lang strekning er også estimerte klimagassutslipp vesentlig høyere ved traséføring over Veståsen. For

skogbruket vil samme vurdering være gjeldende. Det vil være mest gunstig for skogbruket om ledningen går langs Etna. For jordbruk vil et alternativ der kraftledningen legges på Veståsen være gunstig, da noen driftsbegrensninger for jordbruksland under eksisterende kraftledning vil forsvinne ved at kraftledningen rives i dalbunnen. At eksisterende ledning fjernes over Tonsåsen og ikke erstattes av ny ledning er vurdert som en positiv effekt, først og fremst av hensyn til naturmangfold og friluftsliv. Det vil imidlertid føre til videre trasé over Veståsen, som gjør at «Veståsen» samlet sett vurdert å være et dårligere alternativ enn konsesjonssøkt trasé.

I valg av mastetyper har Elvia særlig vektlagt mastekonfigurasjoner som tillater et smalere ryddebelte der det er mulig uten at det får konsekvenser for forsyningssikkerheten. Dobbeltkursledning krever smalere ryddebelte enn to enkeltkursledninger og enkeltkursmaster med vertikaloppheng krever smalere ryddebelte enn planoppheng. Smalere ryddebelte gir mindre arealbruksendring og naturinngrep og har gjennomgående lavere konsekvens særlig for naturmangfold, friluftsliv og klimagassutslipp. Dobbeltkurs og enkeltkursmaster med vertikaloppheng gir i tillegg mindre arealbeslag knyttet til mastefundamentene. Samtidig kan dobbeltkurs- og enkeltkursmaster med vertikaloppheng og økt høyde på mastene gi økt synlighet og større kollisjonsfare for fugl enn liner i plan. Det samme ble resultatet ved sammenlikning av dobbeltkurs med to parallelle enkeltkursledninger på strekningen Bagn/Tonsåsen – Dokka. Dobbeltkurs gir smalere ryddebelte noe som er positivt for skogbruk, naturtyper og klimagassutslipp.

6.3 Konsesjonssøkte traséalternativ

Tabell 6-3 oppsummerer Elvias begrunnelse for konsesjonssøkt trasé «Etnedalen», sett opp mot traséalternativet «Veståsen».

Tabell 6-3: Samlet vurdering av konsesjonssøkt trasé «Etnedalen» sett opp mot alternativ trasé «Veståsen»

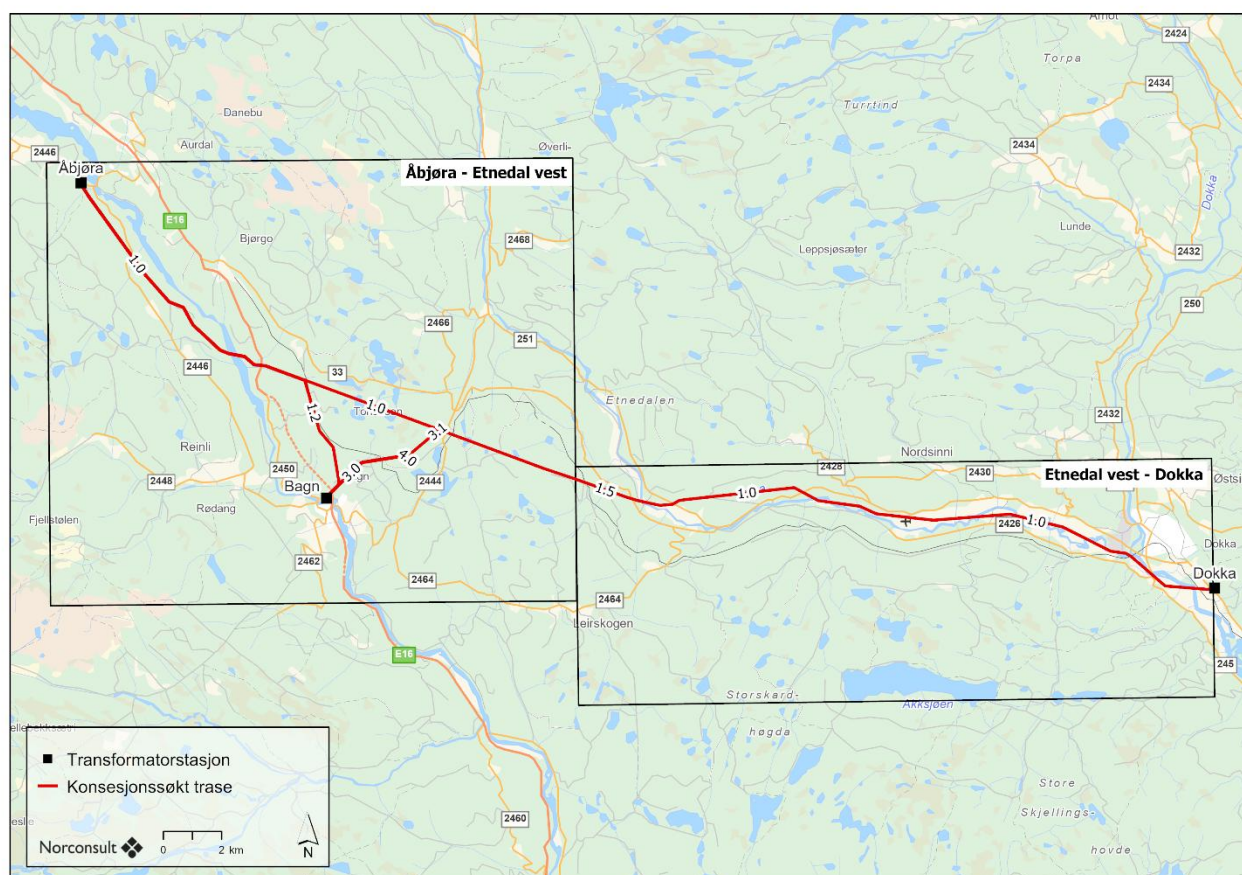
	Konsesjonssøkt trasé «Etnedalen»	Alternativ trasé «Veståsen»
Traséalternativ	1.0 + 1.2 + 3.0 + 3.1 + 4.0 + 1.5 + 1.0	1.0 + 1.2 + 1.2.1 + 4.1 + 3.0
Ledningstype	Enkeltkursledninger mellom Åbjøra og Bagn/Tonsåsen, dobbeltkursledning Tonsåsen – Dokka	Enkeltkursledninger mellom Åbjøra og Bagn, dobbeltkursledning Bagnsåsen - Dokka
Trasélengde (km)	55,5	47,1
Ledningslengde (km)	94,9	96,6
Investeringskostnad	672 mill.kr	698 mill.kr
Usikkerhet kostnader	Usikkerhet særlig knyttet til materialpriser, omfanget av utkoblinger og fundamentering av master.	Usikkerhet særlig knyttet til materialpriser, skogrydding og fundamentering av master.
Drift og vedlikehold	Godt utbygd veinett, både offentlig og privat, for skjøtsel av dagens ledningstrasé	Ikke etablerte tilkomstveier.
Forsyningssikkerhet i driftsfasen	A er noe bedre fordi det i større grad innebærer separate traseer. Klimalaster etter Tonsåsen.	Klimalaster over Bagnsåsen og lav tilgjengelighet over Svarttjernknatten. Mer trasé gjennom skog gir noe høyere risiko for trepåfall.

Forsyningssikkerhet i anleggsfasen	Fordi de nye ledningene i stor grad bygges i eller nær dagens trasé vil de på flere steder krysse dagens ledninger, som gir utfordringer i anleggsgjennomføringen mtp. arbeid nær ved og utkoblinger. Anslått totalt utkoblingsbehov: 18-20 uker	Store deler i ny trasé gjør at bygging i liten grad påvirker drift av eksisterende ledninger og et mindre utkoblingsbehov. Anslått totalt utkoblingsbehov: 1-2 uker
Areal og miljø	Middels negativ konsekvens Hovedbildet er at trasé nede langs Etna er vurdert til å gi mer negativ konsekvens enn traseen over Veståsen for fagtema kulturminner og landskap. Konsekvensen for friluftsliv er mindre av å gå langs Etna. For naturmangfold vil tiltaket medføre inngrep i flere naturtyper, og konsekvenser er vurdert til stor negativ. Alternativet er likevel vurdert å være bedre for naturmangfold enn alternativ på Veståsen. Trase langs Etna reduserer inngrep i skog og går delvis over dyrka mark, som er med på å redusere klimagassutslipp.	Middels negativ konsekvens Trasé på Veståsen vil påvirke et stort område uten større tekniske inngrep, noe som gir større negative konsekvenser for friluftsliv og naturmangfold. Ryddegate og påvirkning på skogsfugl er særlig utslagsgivende for konsekvensgrad for naturmangfold. For fagtema landskap og kulturminner blir konsekvensen små. Et nytt hogstbelte i skogen på Veståsen vil medføre større klimagassutslipp enn dersom trasé legges i dalen.
Samlet rangering	1	2

7 Virkninger for miljø, naturressurser og samfunn

Dette kapitlet gir et kort sammendrag av konsekvensvurderingene av omsøkt løsning. Sammendraget er hentet fra Konsekvensutredning samlerapport. For mer detaljert beskrivelse av konsekvenser for miljø og samfunnsinteresser av omsøkte løsninger, henvises det til samlerapport konsekvensutredninger (vedlegg 2) og til de fagspesifikke konsekvensutredningsrapportene, se oversikt i kap. 0. Fagrapportene omfatter også vurderinger av alternative løsninger som er utredet, men som ikke konsesjonssøkes.

Ved vurdering av konsekvenser av riving og bygging av nye 132 kV-ledninger, er ledningstraseen delt i to delstrekninger, henholdsvis strekningen Åbjøra – Etnedal vest og Etnedal vest – Dokka, se Figur 7-1.



Figur 7-1: Omsøkt ledningstrasé med strekningsinndeling som er benyttet ved vurdering av konsekvenser

7.1 Delstrekning Åbjøra – Etnedal vest

Omsøkt alternativ 1.0 inklusive trasékombinasjon A ved Bagn, følger hovedsakelig traseen til dagens ledning, som skal erstattes. Et nytt ryddebelt i terrenget, samt vesentlig høyere master vil likevel medføre noen negative konsekvenser for klima og miljø.

Den største negative konsekvensen ved bygging av ny 132 kV-ledning på delstrekningen er knyttet til tap av verdifulle naturtyper som gransumpskog (EN) og høgstaudegranskog med forekomster av rødlistede arter.

Høyere master medfører også større kollisjonsrisiko for fugl, spesielt i viktige økologiske funksjonsområder for andefugler og hønefugler. Samlet konsekvens for naturmangfold er vurdert som *stor negativ*.

Når det gjelder temaene landskap, kulturmiljø og friluftsliv er det først og fremst de visuelle virkningene av høyere og kraftigere master som i noen grad forringer enkelte av verdiområdene. På strekningen Svei – Bagnsbergan er ledningstraseen planlagt i et område som ikke er påvirket av kraftledninger fra før. Dette vurderes å være den største endringen fra dagens situasjon. I dette landskapet vil ledningen være godt synlig fra bebyggelsen i Bagn, fra kulturminnet Bagnsbergan gård og fra utsiktspunkter innenfor friluftslivsområdet på Tonsåsen. Konsekvensen for landskap er samlet sett vurdert som *noe negativ*, mens den for kulturmiljø og friluftsliv er vurdert som *ubetydelig*, siden øvrige verdier ikke vurderes å bli nevneverdig berørt.

På den omsøkte strekningen er det besluttet å benytte de mastetyperne som medfører lavest klimagassutslipp, noe som gir et totalt utslipp på 37 130 tonn CO₂-ekvivalenter. Selv om enkeltkurs- og dobbeltkursmaster med vertikaloppheng består av mer stål og materialer enn andre mastetyper gir de et smalere ryddebelte og dermed mindre behov for hogst. Dette begrenser utslippene knyttet til arealbruksendringer, som er den klart største utslippsdriveren. Beregnet utslipp tilsvarer riktignok konsekvensgrad *middels negativ* iht. håndbok M-1941.

De store negative konsekvensene for naturmangfold, men også de negative konsekvensene for landskap og klimagassutslipp gjør at samlet konsekvens for alle M-1941-temaene vurderes som *middels negativ*.

Tabell 7-1 Samlet konsekvens for fagtemaer utredet iht. metoden i M-1941, delstrekning Åbjøra – Etnedal vest

Fagtema	Alternativ 0	Alternativ A
Naturmangfold	0	Stor negativ konsekvens
Landskap	0	Noe negativ konsekvens
Kulturmiljø	0	Ubetydelig konsekvens
Friluftsliv	0	Ubetydelig konsekvens
Klimagassutslipp	0	37 130 tCO ₂ ekv.
Samlet konsekvens	0	Middels negativ konsekvens
Begrunnelse for samlet konsekvens		Med store negativ konsekvens for ett tema (naturmangfold) og negative konsekvenser for to andre temaer vil samlet konsekvens iht. metoden være middels negativ.
Rangering	1	2
Begrunnelse for rangering	Nullalternativet innebærer ikke noen endringer ift. i dag.	Alternativet medfører betydelig forringelse av områder med verdifullt naturmangfold, samt negative konsekvenser i form av visuelle virkninger og klimagassutslipp

Traséalternativ 1.0 – 1.2 sammen med trasékombinasjon A ved Bagn, medfører netto tap av 15 dekar produktiv skog, men frigjør mer jordbruksareal enn det beslaglegger, med en netto arealgevinst på 31 daa. Videre frigjør alternativet gjennomgående større arealer enn det beslaglegger innenfor arealtypene myr,

ferskvann, bebygde områder og samferdsel. Beregninger av magnetfelt viser at ingen boliger, skoler eller barnehager blir liggende innenfor sonen med magnetfelt over utredningsgrensen 0,4 μ T.

I anleggsfasen vil en kunne forvente støy i forbindelse med transport, fundamentering og montasje av ledningen, og det vil være noe risiko for forurensning til grunn og avrenninger til vann og vassdrag, knyttet til lagring og fylling av drivstoff, oljeholdig utslipp fra kjøretøy, samt betongarbeider. Omsøkt ledning vil ikke bli liggende innenfor hensynssoner for kommunale drikkevannskilder, men noen grunnvannsbrønner vil bli liggende nær traseen, og vil potensielt kunne bli påvirket av lokal avrenning og erosjon.

I området for innføringen mot Bagn transformatorstasjon er det fare for steinsprang og jord/flomskred. Kartleggingsområdet for transformatorstasjonen tilfredsstiller ikke krav til sikkerhet mot skred, og det må etableres sikringstiltak mot steinsprang i forbindelse med utvidelse av stasjonen. Foreløpige mastepunkt vurderes å tilfredsstille krav til sikkerhet mot skred, men i anleggsfasen må det gjøres nærmere vurderinger av to av disse.

Bygging av ny ledning vil gi noen positive virkninger for lokalt/regionalt næringsliv i form av vare- og tjenesteleveranser, samt muligheter for at tiltakshaver engasjerer en norsk hovedentreprenør og at utstyr, varer og tjenester blir kjøpt og leid fra lokale og regionale underleverandører. I anleggsfasen vil overnattings- og serveringssteder i regionen kunne få noen flere gjester og økte inntekter.

Tabell 7-2 Konsekvens for øvrige fagtemaer, delstrekning Åbjøra – Etnedal vest

Fagtema	Alternativ 0	Alternativ A
Landbruk	0	Alternativet medfører netto tap av produktiv skog, men frigjør mer jordbruksareal enn det beslaglegger.
Forurensning, vassdrag og vannmiljø	0	I anleggsfasen vil det være noe støy og noe risiko for forurensning til grunn og vann. Noen grunnvannsbrønner kan bli negativt berørt.
Arealbruk og bebyggelse	0	Alternativet frigjør mer areal enn det beslaglegger innen de aller fleste arealtypene. Ingen boliger, skoler eller barnehager blir liggende innenfor sonen med beregnet magnetfelt over 0,4 μ T.
Nærings- og samfunnsinteresser	0	Positive ringvirkninger for lokalt og regionalt næringsliv. Behov for å merke luftspenn som luftfartshinder.

7.2 Delstrekning Etnedal vest - Dokka

På samme måte som alternativ 1.0 mellom Åbjøra og Tonsåsen, følger alternativ 1.5-1.0 i all hovedsak dagens ledningstrasé videre til Dokka, og gir mange av de samme konsekvensene for klima og miljø på delstrekningen.

Også på denne strekningen er de negative konsekvensene ved den nye ledningen størst for naturmangfold, da ryddebeltet medfører tap av gammel furuskog, lågurtgranskog, lågurtospeskog, og særlig flommarkskog langs Etna, med forekomster av rødlistede arter. Høyere master medfører større kollisjonsrisiko for lokalt trekkende fugl. Samlet konsekvens for naturmangfold er vurdert til *stor negativ*.

For temaene landskap og kulturmiljø vurderes den visuelle påvirkningen av ny ledning som størst i det åpne kulturlandskapet i Etnedalen, hvor det er mange eldre gårdsmiljøer. For friluftslivet vurderes ikke høyere

master og mindre traséjusteringer å påvirke utsikt og opplevelsesverdier nevneverdig, siden friluftslivsområdene langs strekningen allerede er tydelig preget av annen infrastruktur. Konsekvensene for landskap og kulturmiljø er samlet sett vurdert som *noe negativ*, mens den for friluftsliv er vurdert som *ubetydelig*.

Bruk av mastetyper som medfører lavest klimagassutslipp gir et totalt utslipp på 22 280 tonn CO₂-ekvivalenter, hovedsakelig knyttet til arealbruksendringer. Dette er lavere enn på delstrekning Åbjøra – Etnedal vest, da det er kortere samlet ledningstrasé og kun dobbeltkursledning som krever smalere ryddebete.

De store negative konsekvensene for naturmangfold, sammen med noe negative konsekvenser for flere temaer gjør at samlet konsekvens for alle M-1941-temaene vurderes som *middels negativ*.

Tabell 7-3 Samlet konsekvens for fagtemaer utredet iht. metoden i M-1941, delstrekning Etnedal vest - Dokka

Fagtema	Alternativ 0	Alternativ 1.5-1.0
Naturmangfold	0	Stor negativ konsekvens
Landskap	0	Noe negativ konsekvens
Kulturminner og kulturmiljø	0	Noe negativ konsekvens
Friluftsliv	0	Ubetydelig konsekvens
Klimagassutslipp	0	22 280 tCO ₂ ekv.
Samlet konsekvens		Middels negativ konsekvens
Begrunnelse for samlet konsekvens		Med store negativ konsekvens for ett tema (naturmangfold) og negative konsekvenser for flere andre temaer vil samlet konsekvens iht. metoden være middels negativ.
Rangering	1	2
Begrunnelse for rangering	Nullalternativet innebærer ikke noen endringer ift. i dag.	Alternativet medfører betydelig forringelse av områder med verdifullt naturmangfold, samt negative konsekvenser i form av visuelle virkninger og klimagassutslipp

Alternativ 1.5-1.0 medfører at netto økning i skog- og jordbruksarealer som krysses av ledningen, sammenliknet med dagens ledning. Det faktiske arealbeslaget av dyrket mark som følge av nye mastepunkter innenfor jordbruksarealer, vil likevel være mindre. Dagens kraftledning mellom Etnedal vest og Dokka beslaglegger ca. 16 000 m² dyrka mark (inkl. barduner og master), mens nye singelpolemaster vil ha et arealbeslag på ca. 370 m² på dyrka mark. Dette er en reduksjon på ca. 98%. Dette tar også hensyn til at ny kraftledning vil ha færre master enn dagens kraftledning.

Beregninger av magnetfelt viser at ingen boliger, skoler eller barnehager blir liggende innenfor sonen med magnetfelt over 0,4 µT.

Når det gjelder forurensning, vassdrag og vannmiljø vurderes omsøkt trasé på delstrekningen Etnedal vest - Dokka å ville gi mye de samme virkningene som alternativ 1.0 + 1.2 på strekningen Åbjøra – Etnedal Vest. I tillegg kan den omsøkte ledningen berøre områder med forurenset grunn. Dette knytter seg til et kommunalt

deponi (Åmotstuen), og en forekomst av forurensa grunn ved Plassaberget. Her vil det, i forbindelse med detaljplanarbeidet, bli vurdert og utformet tiltak for å hindre spredning av forurensning, i tråd med krav i forurensningsforskriften.

Det er potensial for forekomster av syredannende bergarter, i hovedsak mellom Etnedal og Dokka. Sprenging og graving i slike masser i tiljnytnng til eventuelle mastepunkter på slik berggrunn, kan føre til at tungmetaller lekker ut i vann og vassdrag. Nødvendige avbøtende tiltak vil vurderes nærmere ved prosjektering/ utarbeidelse av detaljplan og iverksettes i byggefasen.

Bygging av ny ledning kan gi positive virkninger for lokalt/regionalt næringsliv og reiseliv, som beskrevet i avsnittet over.

Tabell 7-4 Konsekvens for øvrige fagtemaer, delstrekning Etnedal vest - Dokka

Fagtema	Alternativ 0	Alternativ 1.5-1.0
Landbruk	0	Alternativet medfører netto tap av produktiv skog og jordbruksarealer.
Forurensning, vassdrag og vannmiljø	0	I anleggsfasen vil det være noe støy og noe risiko for forurensning til grunn og vann. Noen grunnvannsbrønner kan bli negativt berørt. Det er registrert grunnforurensning og syredannende bergarter langs traseen.
Arealbruk og bebyggelse	0	Alternativet frigjør mer areal enn det beslaglegger innen de aller fleste areal typer. Ingen boliger, skoler eller barnehager blir liggende innenfor sonen med magnetfelt over 0,4
Nærings- og samfunnsinteresser	0	Positive ringvirkninger for lokalt og regionalt næringsliv. Behov for å merke et nytt luftspenn

7.3 Samlet vurdering av hele strekningen Åbjøra – Dokka

For temaene som er utredet i henhold til M-1941 vurderes konsekvensen av å bygge ny 132 kV-ledning samlet sett som *middels negativ*, jf. drøftingen og begrunnelsene ovenfor. For landbruk og vassdrag/vannmiljø vurderes ny ledning å medføre «noe negativ virkning», mens den for nærings- og samfunnsinteresser vurderes å medføre «noe positiv virkning».

7.4 Avbøtende tiltak

7.4.1 Avbøtende tiltak - driftsfasen

Det er foreslått en rekke avbøtende tiltak i de ulike fagutredningene. Tabell 7-5 Aktuelle avbøtende tiltak med effekt i driftsfasen oppsummerer tiltak som Elvia allerede har fulgt opp eller tar sikte på å følge opp ved detaljplanlegging. Bakgrunnen for foreslåtte tiltak og formålet med det enkelte tiltaket er beskrevet overordnet i Konsekvensutredninger – samlerapport og grundigere beskrevet i de respektive fagrapportene. De avbøtende tiltakene vist i tabellen er vurdert opp mot mulige justeringer av konsekvens for hvert av de relevante fagfeltene. Norconsult har vurdert at tiltakene ikke påvirker fastsettelsen av konsekvensgrad.

Tabell 7-5 Aktuelle avbøtende tiltak med effekt i driftsfasen

Tiltak	Formål	Fagfelt	Kommentar Elvia
Dobbeltkursmaster gjennom områder med verdifull skog. Åbjøra-Begna og Gråurde ved Valdresbanen.	Redusere inngrep i verdifulle skoglokaliteter. Mer skog får stå og færre arter og naturtyper forringes.	Naturmangfold	Elvia har valgt å søke om dobbeltkursmaster i alle traseer der det ikke går utover leveringssikkerheten til våre kunder, jf. omtale i kap. 6.2.
Merke kraftledninger forbi leiklokaliteter. Lokaliteter er beskrevet i fagrapport.	Øke synlighet av kraftledninger slik at fugler ikke kolliderer med disse.	Naturmangfold	Nytteverdi på konkrete strekninger vurderes og tiltak foreslås evt. i detaljplan.
Merke kraftledninger som krysser dalfører og elver. Kryssing av Etna og Begna er aktuelt.	Redusere kollisjonsrisiko for fugl.	Naturmangfold	Nytteverdi på konkrete strekninger vurderes og tiltak foreslås evt. i detaljplan. Spennet som krysser over Begna er også trolig merkepliktig som luftfartshinder
Tilpasse rydebeltet, mer U-form	Redusere landskapskontrast ved at halvstore trær står i overgangen mellom rydegate og sideskog	Landskap	Tilstrebes, men kan være vanskelig i tett granskog
Farging av master	Redusere landskapspåvirkningen og kamuflere mastene	Landskap	Vurderes nærmere i detaljplan, aktuelt langs deler av strekningen
Bruke komposittisolator istedenfor glassisolator	Redusere lysrefleksjon	Landskap	Bruk av komposittisolatorer legges til grunn for søknaden

Materialvalg med lavere utslipp	Redusere klimagassutslipp	Klimagassutslipp	Vurdere å definere kriterier i anbudsgrunnlag.
Optimalisering av linetverrsnitt for å redusere tap i driftsfasen	Redusere klimagassutslipp	Klimagassutslipp	Er vurdert. Valgt linetverrsnitt bidrar til lavere tap
Plassere mastepunkter utenfor jordbruksareal	Redusere påvirkning på jordbruket	Landbruk	Optimalisering av masteplassering i detaljplanfasen
Høyere master	Gir smalere ryddebelte og sjeldnere sikringshogst.	Landbruk	Master med vertikaloppheng og dobbeltkursmaster framfor to enkeltkursledninger er valgt der det er mulig av hensyn til driftssikkerhet

7.4.2 Avbøtende tiltak i anleggsfasen – foreløpige vurderinger

Tabell 7-6 presenterer tiltak som Elvia tar sikte på å gjennomføre. Elvia vil legge vekt på å identifisere tiltak som gir god nytteeffekt. Dette krever stort sett grundigere vurderinger i detaljplanfasen. Fagutrederne omtaler aktuelle avbøtende tiltak mer detaljert i den enkelte fagrapport.

Tabell 7-6 Avbøtende tiltak i anleggsfasen – foreløpige vurderinger

Tiltak	Formål	Fagfelt	Kommentar fra Elvia
Skånsom hogst. Hogst på frossen mark/ la det stå igjen enkelttrær eller tregrupper der det er mulig.	Ta hensyn til arter som er avhengig av skog.	Naturmangfold	Vurderes nærmere i detaljplan
Minst mulig opparbeiding av midlertidige anleggsveier. Tilbakeføring etter endt anleggsperiode.	Unngå unødig hogst og terrenginngrep.	Naturmangfold	Detaljeres i detaljplanen
Unngå anleggsarbeid i hekketid for rovfugl.	Unngå forstyrrelse i sårbare perioder	Naturmangfold	Aktuelle strekninger og krav utformes i detaljplan
Unngå hogst eller anleggsarbeid i leikperiode for orrfugl og storfugl. 20.mars-10. juni.	Redusere påvirkning på fugl i sårbar periode i året.	Naturmangfold	Aktuelle strekninger og tiltak vurderes nærmere i detaljplan
Unngå hogst i hekkeperiode for småfugl (mai, juni og juli)	Vanlig standard i norsk skogbruk, etterfølgelse av NMFL §15	Naturmangfold	Vurderes nærmere i detaljplan
Unngå sprenging for å etablere midlertidige anleggsveier. Unngå å kjøre i sårbart terreng.	Unngå varige sår i landskapet, og unngå varig påvirkning fra en midlertidig aktivitet	Landskap	Vurderes nærmere i detaljplan
Sikre god dialog med fylkeskommunens kulturavdeling. Avklare arealbruk i delområder.	Unngå å skade kulturminner	Kulturminner	Følges opp i detaljplan- og byggefase. §9-undersøkelser er planlagt i 2026.
God dialog med fylkeskommunen knyttet til anleggsarbeid rundt Bagnsbergatn gård	Unngår konflikt	Kulturminner	Plan for dialog utarbeides i detaljplanfasen
Kullgroper som ikke er registrert skal merkes sammen med Innlandet fylkeskommune	Unngå forringelse av disse	Kulturminner	Kulturminnene legges inn i detaljplankart

Informasjon om planlagt anleggsvirksomhet til berørte lag, interessenter turforeninger. Merke alternative turruter om det er direkte konflikt.	Unngå negativ påvirkning på utøvelse av friluftslivet.	Friluftsliv	Opplegg for informasjon til berørte utformes i forkant av byggestart. Vurderes andre tiltak i detaljplan
Unngå atkomstveier over areal som binder mye karbon. Vurderer helikopter.	Redusere klimagassutslipp i anleggsfase	Klimagassutslipp	Vurderes i detaljplan
Stille krav til entreprenør om for eksempel fossilfri transport, EPD, nullutslippsteknologi etc..	Redusere klimagassutslipp i anleggsfase	Klimagassutslipp	Vurderes ved utarbeidelse av anbudsgrunnlag
Tilpasse anleggsarbeid så langt praktisk med sesongaktivitetene i jordbruket	Redusere påvirkning på jordbruket	Landbruk	Vurderes i detaljplan og ved grunneierkontakt
Ved graving på innmark skal matjord tas av og mellomagres	Redusere jordpakking	Landbruk	Beskrives grundigere i detaljplan og anbudsgrunnlag
Iverksette tiltak som reduserer marktrykket (bærenett, geonett, pukk etc.)	Redusere jordpakking	Landbruk	Identifisere aktuelle strekninger og vurderer tiltak før byggestart
Hogst etter PEFC-standard og tiltak skal iverksettes ved kjøring over fuktig mark og bekk med årssikker vannføring.	Redusere miljøskader ved skogsdrift	Landbruk	Hva dette innebærer i praksis beskrives i detaljplan
Vurderer bruk av helikopter eller terrengtransport der det ikke finnes veitilkomst	Unngå unødig inngrep i skog	Landbruk	Vurderes som del av transport/anleggsplanleggingen
Unngå så langt mulig plassering av nye mastepunkter i områder med forurenset grunn. Anleggsarbeid i registrert grunnforurensning bør også i størst mulig grad unngås ved riving av eksisterende ledning.	Hindre inngrep i forurenset grunn.	Forurensing	Tiltak for å unngå inngrep i forurenset grunn vurderes som del av detaljprosjektering. Det utarbeides en tiltaksplan for håndtering av forurensede masser dersom dette blir relevant.
Syredannende berggrunn ansees som forurenset og utsprenge masser leveres til godkjent mottak. Eventuell mellomlagring må skje i henhold til gjeldende forskrifter.	Redusere inngrep i syredannende berggrunn og hindre utlekking av forurensning fra syredannende bergarter.	Forurensing	Det utarbeides en tiltaksplan for håndtering av forurenset grunn
Unngå kjøring og graving nær private brønner/vannkilder.	Unngå forurensing av drikkevannskilder.	Forurensing, vassdrag og vannmiljø	Brønner som kan bli påvirket kartlegges i detaljplanfasen, tiltak beskrives.

8 Sikkerhet og beredskap

Dette kapitlet sammen med fagrapport «R-12 Ny 132 kV-ledning Åbjøra - Dokka - Områdeskredfare vurdering» og «R-31 Ny 132 kV-ledning Åbjøra - Dokka - Naturfare - flom og grunnforhold», samt «R21 Tidligfase risikovurdering – Åbjøra - Dokka» (u.off.), svarer ut kravene i fastsatt utredningsprogram angitt under overskriftene Sikkerhet og beredskap og Forventede klimaendringer.

8.1 Om utførte vurderinger

Det er gjennomført en tidligfase risikovurdering for ny 132 kV forbindelse mellom Åbjøra og Dokka. Risikovurderingen identifiserer vesentlige risikoforhold i bygge- og driftsfase for ulike traséalternativer og tekniske løsninger. Fokuset for vurderingen har vært mennesker, både arbeidstakere og tredjeperson, ytre miljø, forsyningssikkerhet, økonomi (inkl. tredjeparts eiendom), fremdrift og omdømme.

Basert på risikovurderingen er det gjort tilpasninger i traséutformingen og de tekniske løsningene for å redusere risiko, samt identifisert behov for risikoreduserende tiltak i videre planlegging og prosjektering.

8.2 Naturfare

8.2.1 Flom- og overvannshåndtering

Planlagt 132 kV-forbindelse mellom Åbjøra og Dokka krysser flere bekker/vassdrag som er omfattet av NVEs aktsomhetssone for flom, jf. Figur 8-1. Mange av krysningspunktene gjelder små vassdrag hvor mastepunkter enkelt kan plasseres utenfor aktsomhetssonen.

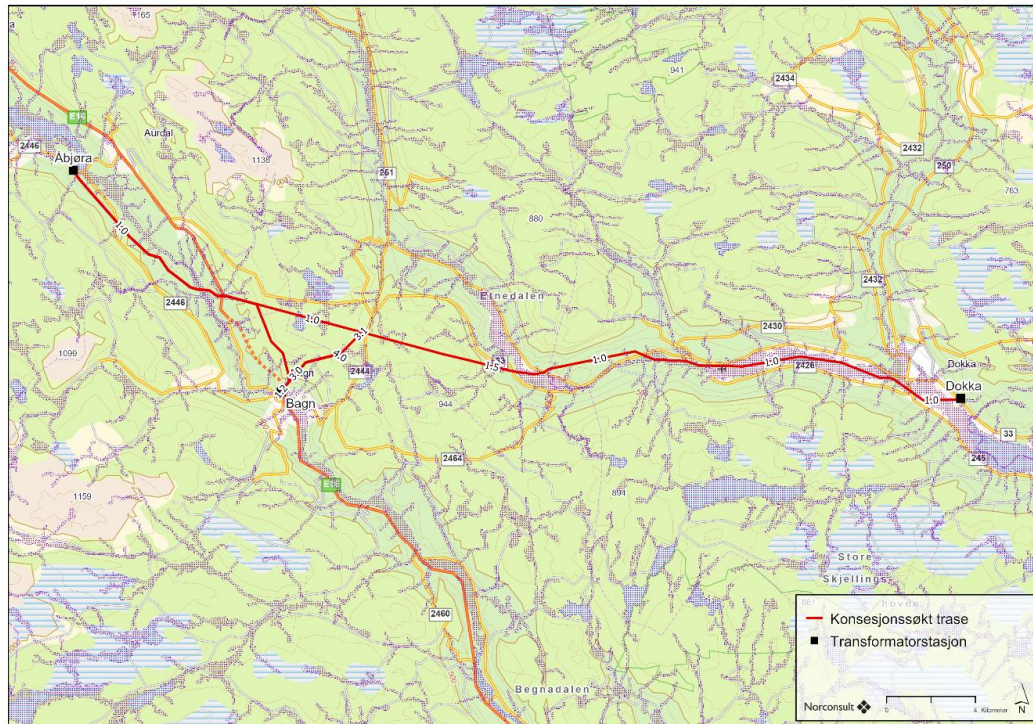
Unntak er traséføringen langs Etna. På denne strekningen er både dagens ledninger og den planlagte traseen plassert innenfor aktsomhetssonen for flom på den naturlige flomsletta. NVE har utarbeidet et flomsonekart for Etna gjennom Dokka vestover til Vinjarmoen, se Figur 8-2. Flomsonekartleggingen har større nøyaktighet enn aktsomhetssonen og er styrende for vurdering av flomfare. Flere mastepunkter på ledningstraseen er innenfor den beregnede flomsonen for en hendelse med 200-års gjentaksintervall.

Det vurderes at planlagt 132 kV-ledning ikke vil være utsatt for flom eller overvannsfare der ledningstraseen krysser over NVEs aktsomhetssone eller flomsone. Det vurderes også at mastepunkter kan plasseres innenfor flom- og aktsomhetssonen, men i slike tilfeller må dette hensyntas ved dimensjoneringen av fundamentene.

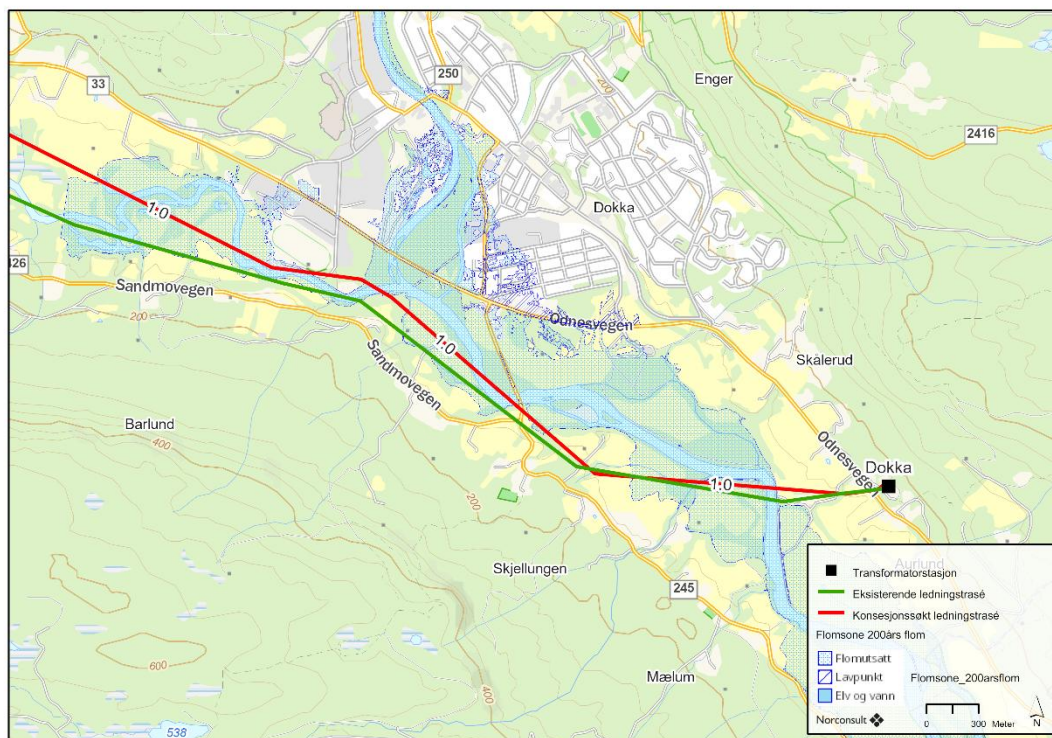
Mastepunkter skal ikke plasseres i direkte tilknytning til vassdrag eller så nært at de kan ta skade som følge av erosjon. Der det ikke gjennomføres mer detaljerte utredninger, planlegges minimumsavstanden til bekker og elver å være 20 meter. Der hvor ledningstraseen følger elven Etna må det utredes spesifikt om og hvordan mastepunktene kan fundamenteres slik at de er sikret mot flom og erosjon.

Etablering av planlagt 132 kV-ledning i forespeilet trasé er ikke forventet å øke eller endre flomrisiko for en uavhengig tredjepart.

Hvordan endret fremtidig klima påvirker flom- og overvannshåndtering er drøftet i delkapittel «Vurdering av klimatilpasning».



Figur 8-1 NVEs aktsomhetskart for flom



Figur 8-2 NVEs flomsonekart for Etna gjennom Dokka sammen med dagens ledningstrase og omsøkt ledningstrase.

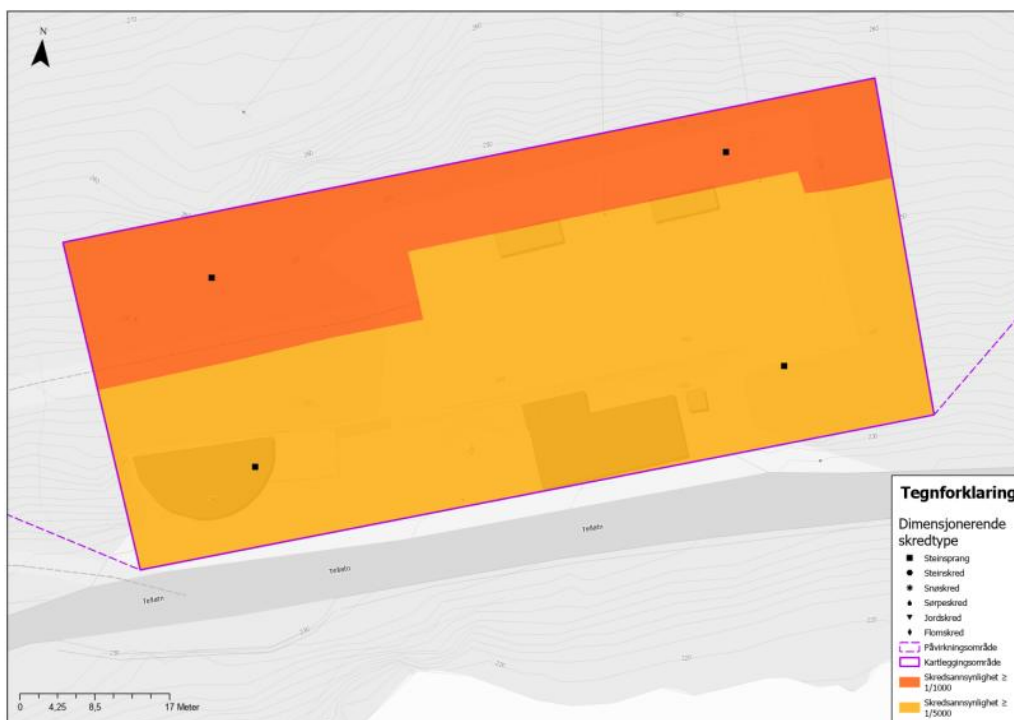
8.2.2 Skred og områdestabilitet

Det er gjennomført vurderinger av skredfare og områdestabilitet i henhold til NVEs veileder 1/2019. Vurderingene er basert på ulike temakart som løsmassekart, aktsomhetskart mv. Det ble gjennomført befaringer langs utvalgte deler av omsøkt trasé nær Etna i juni 2023.

Det er gjort innledende vurderinger av fare for skred i ikke-sensitive løsmasser. Vurderingen er basert på eksisterende kartdata, og det er kartlagt hvilke mastepunkter som ligger i registrerte fare- og aktsomhetssoner for skred. Mellom Åbjøra og Bagn går kraftledningen i aktsomhetsområder for snøskred, samt jord- og flomskred langs elven. Potensialet for stor vannføring og flom ved elven, gir risiko for jord- og flomskred. Endelige masteplasseringer vil tilpasses lokale forhold og avklares i detaljplanen.

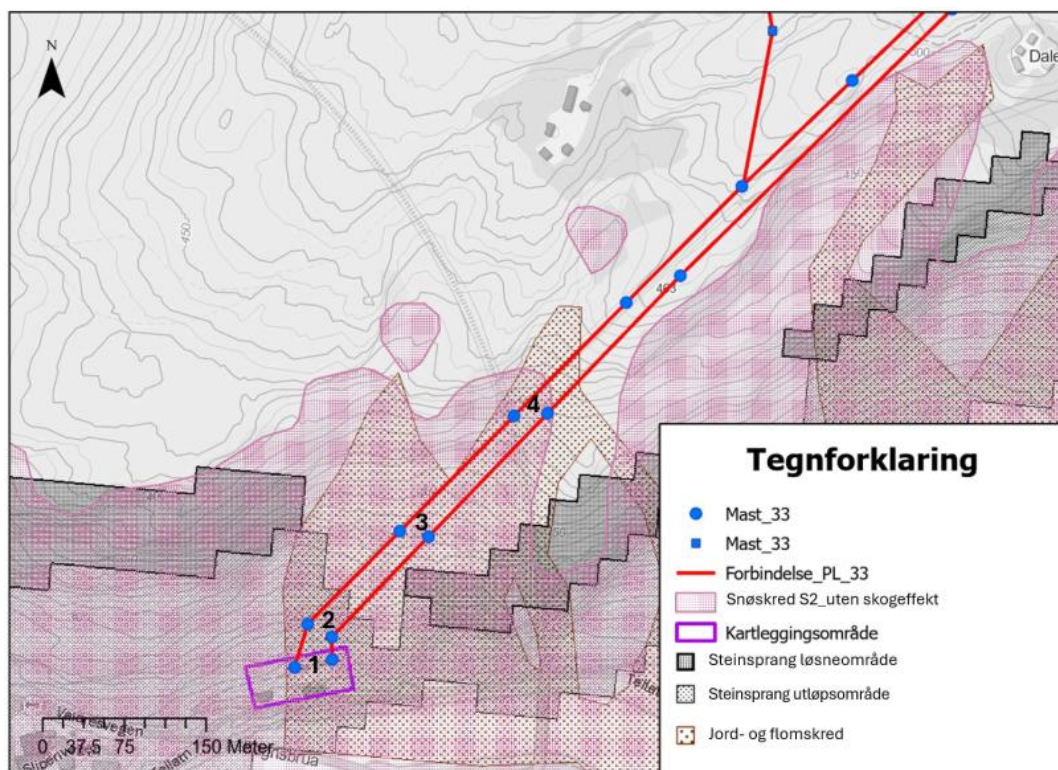
For Bagn transformatorstasjon og tilhørende mastepunkt er det gjort en egen skredfarevurdering. Skredfarevurderingen tar utgangspunkt i NVEs veileder for skredfarekartlegging i bratt terreng. Utredningen er utført for en situasjon uten skog for å hensynte hogst i forbindelse med etablering av ny 132 kV kraftledning ned til stasjonen. Kartleggingsområdet for transformatorstasjonen tilfredsstiller ikke krav til sikkerhet mot skred, og det er utarbeidet faresoner for skredsannsynlighet $\geq 1/1000$ og $1/5000$, se Figur 8-3.

For utbygging i faresonene, må stasjon og mastepunkt dimensjoneres for å tilfredsstille kravene i gjeldende sikkerhetsklasse. Transformatorstasjonen er mest utsatt for steinsprang. Det må etableres sikringstiltak mot steinsprang i forbindelse med utvidelse av transformatorstasjonen.



Figur 8-3: Faresonekart for skredfare rundt Bagn transformatorstasjon.

Ledningstraseene ned til transformatorstasjonen er også berørt av aktsomhetsområder for skred og steinsprang, se Figur 8-4.



Figur 8-4: Mastepunkter som ligger i aktsomhetsområder for skred rundt Bagn transformatorstasjon.

Når det gjelder traseen langs Etna så er denne vurdert nærmere mhp områdeskredfare. Basert på resultater fra befaringer og eldre grunnundersøkelser langs Fv. 33, utført av Statens vegvesen, er det konkludert med at løsmassene i det terrasserte terrenget over de nedre elveslettene ikke kan inneholde sensitive masser (sprøbruddmateriale/kvikkleire). Det samme gjelder dalsidene høyere oppe som ligger over marin grense.

Områdeskred for de nedre elveslettene med løsne- og utløpsområde i Etna ble vurdert. Det ble konkludert med at områdeskred ikke kunne oppstå pga. terrengforhold. Dermed er det ikke fare for områdeskred for noen av deltraseene på strekningen. Det er imidlertid avdekket at flere mastepunkt ligger innenfor områder som er dekket av aktsomhetskart for Naturfare, flom og skred.

Mastepunktene som ligger øst ved Dokkavassdraget vil generelt være utsatt for høyere vannhastigheter under flom og det bør vurderes om disse er mer utsatt for erosjon enn elveslettene i vest. Når det gjelder lokalstabilitet er den kritiske perioden etter at flomvannet trekker seg tilbake og vannstand i elva synker rasker enn vannstand på land. Elveskråningene kan da bli ustabile. Mastefundamenter nær elveskråninger kan da bli påvirket. Mastefundament plasseres noe vekk fra elveskråning der det er mulig. Alternativt vurderes noe forsterkning/plastring av elveskråning nært mastepunkt.

8.2.3 Klimalaster

Foreløpige klimalaster er undersøkt for området i forbindelse med tidligfase utredning av ulike traséalternativer. Ledningstraseene går stort sett gjennom områder med lave til moderate klimalaster. For høyere liggende deler av traseene, som over Tonsåsen, vil det stedvis forekomme noe høyere vind- og islaster som bør tas hensyn til i prosjekteringen. I lavereliggende og skjermede deler av traseene, typisk gjennom skogsområder, kan det forekomme islast i forbindelse med snøfall, men da ved lave

vindhastigheter. Klimalastene for traseene forventes å ligge på et nivå som er typisk for Østlandsområdet. Aktuelle klimalaster vil legges til grunn ved prosjektering av ledningen [9].

8.2.4 Vurdering av klimatilpasning

Norsk klimaservicesenter har klimaprofiler for alle (tidligere) fylker, hvor klimaprofilen for Oppland¹ blir dekkende for området til ledningstraseen. Regionen vil oppleve et endret klima hvor spesielt episoder med kraftig nedbør vil øke i hyppighet og intensitet. Det forventes å bidra til større flommer for alle uregulerte og små nedbørfelt. Fordi været er en av de viktigste utløsende årsakene for jord-, flom- og sørpeskred kan mer intensiv nedbør bidra til å øke hyppigheten av denne typen skred.

Planlagt ledningstrasé krysser flere vassdrag som forventes å oppleve større flommer i fremtiden. Mastene skal imidlertid plasseres utenfor flomutsatte områder eller sikres slik at de ikke er utsatt for erosjonsfare. Det er derfor ikke forventet at et fremtidig endret klima vil øke risikoen for den planlagte ledningen. Planlagte traseer er også utenfor områder hvor skredfaren forventes å øke. For områder hvor detaljerte utredninger gjennomføres vil det inkluderes klimapåslag på både flom og nedbør.

8.3 Kryssing og nærføringer

8.3.1 Andre kraftledninger

Av hensyn til nærføring til bebyggelse er ny ledningstrasé lagt vekselvis nord og sør for dagens ledninger, avhengig av hvor det gir størst avstand til bebyggelsen. Det medfører at ny ledning vil krysse dagens ledninger mange steder. I byggefasen vil det være behov for midlertidig omkobling av dagens ledninger i krysningspunktene.

8.3.2 Vei

Elvia vil overholde kravene til kryssing av eller nærføring med eksisterende veier, ledninger og annet i henhold til forskrift for elektriske forsyningsanlegg [3].

8.4 Nærhet til bebyggelse og beferdede områder

Anleggene i seg selv anses ikke å utgjøre en sikkerhetsrisiko for samfunn og miljø ut over hva som er normalt for kraftledninger.

Den omsøkte traseen ligger i tilstrekkelig avstand til eksisterende bebyggelse iht. avstandskrav i forskrift om elektriske forsyningsanlegg [3]. Gjennomførte magnetfeltberegninger viser at det ikke ligger bolig eller fritidsbebyggelse innenfor hensynssonen der magnetfeltet overstiger utredningsgrensen på 0,4 µT.

Den nye ledningen bygges med toppliner langs hele traseen. Dette reduserer faren for farlige skritt- og berøringsspenninger.

Ledningen er planlegges bygget med kompositt- og stålrørsmaster. Samtlige master vil ha en klatrefri sone på 2,5 meter for å hindre at uvedkommende klatrer i disse.

¹ <https://klimaservicesenter.no/kss/klimaprofiler/oppland>

8.5 Andre forhold av betydning for sikkerhet og beredskap

Stålrørsmaster og komposittmaster er kraftigere konstruksjoner enn tremaster, og vil ikke ha råte- eller hakkespettproblematikk.

Topplinene bidrar til å beskytte ledningens isolatorer og strømførende liner for overslag mot jord. Disse vil også beskytte komponentene i tilleggende transformatorstasjoner ved å bidra til å utligne lynoverspenninger.

Ledningen er planlagt bygget ved bruk av standardiserte komponenter/utstyr. Det er ikke identifisert spesielle utfordringer/risiko knyttet til behov for- eller tilgjengelighet av reservemateriell/utstyr ut over det som er normalt for høyspentledninger. Elvia har beredskap for å håndtere feil i nettet. Som regel tar det relativt kort tid å utbedre feil på luftledninger.

Se for øvrig vurderinger knyttet til teknisk løsningsvalg og forsyningssikkerhet i driftsfasen i kap.5.

8.6 Klassifisering etter beredskapsforskriften

For klassifisering i henhold til beredskapsforskriften vises det til vedlegg 11 (u.off.).

9 Forholdet til grunneiere og rettighetshavere

Elvia vil forhandle med hver enkelt grunneier om avståelse av rettigheter og vederlag for inngrep, skader og ulemper som følge av de konsesjonssøkte anleggene. Rettigheter som allerede er ervervet for eksisterende anlegg, trenger ikke erverves for nye anlegg der disse sammenfaller med eksisterende trasé.

Andre offentligrettslige tillatelser vil omsøkes i konsesjonsprosessen og det forutsettes at slike tillatelser vil bli gitt.

9.1 Berørte grunneiere

Elvia har utarbeidet en oversikt over alle grunneiere/eiendommer som vil bli berørt av tiltaket (vedlegg 6). Dersom det oppdages feil og mangler i grunneierlisten, ber vi om at disse meldes til prosjektet så raskt som mulig, se kontaklinformasjon i kap. 1.2.

9.2 Erverv av rettigheter

Elvia, som eier og driftsansvarlig, må ha permanente/stetsevarige rettigheter for de nettanleggene som er omsøkt, for å kunne bygge og drifte dem forsvarlig.

Rett til bygging og drift av anlegg

Elvia må ha rett til å etablere, drifte, vedlikeholde og fornye master med eventuelle tilhørende barduner, samt rett til å legge ned jordelektroder. Elvia må også ha rett til å strekke ledninger mellom mastene. Ved behov må anleggseier også kunne sette opp varselskilt og/eller andre markeringer.

Rett til transport

Elvia må ha rett til atkomst og transport til og fra ledningstraseen over privat eiendom, i den grad det er nødvendig for bygging, drift, feilretting og vedlikehold av de omsøkte anleggene, inkludert transport av materialer og skogsvirke. Herunder faller også retten til å benytte alle eksisterende private veier. Bygging av nye veier eller andre transportinnretninger utover dette skal bare skje etter avtale med grunneiere.

Rettighetsbelte

Rettighetsbelte består av rydbeelte og byggeforbudsbelte, og strekker seg som hovedregel inntil 15 meter til hver side av kraftledningens senterlinje. Bygninger som bolighus, driftsbygninger, fritidshus eller andre bygninger større en 50 m², som er beregnet for langvarige opphold, er ikke tillatt å føre opp innenfor dette rettighetsbeltet. Bredde på rettighetsbeltet kan variere noe gjennom traseene, ved for eksempel spesialspenn. Dette gjelder for eksempel siste spenn inn til transformatorstasjonene hvor det vil være behov for inntil 2x30 m. Bygninger som garasjer, drivhus, skur og utløer kan under visse omstendigheter oppføres innenfor byggeforbudsbeltet, men det må først avklares skriftlig med Elvia i forkant.

Innenfor rydbebeltet må Elvia ha rett til å rydde skog/vegetasjon, for å få nødvendig klaring til ledninger og master. Der ledningen går så høyt over skogen at den kan vokse opp i full lengde, kan skogrydding innskrenkes eller falle bort (0 - belte). Utenfor rydbebeltet må Elvia ha nødvendige rettigheter til å fjerne trær som kan medføre risiko for ledningens sikkerhet eller ulempe for driften, sikringshogst. Disse trærne vil erstattes i henhold til ekspropriasjonsrettslige prinsipper, og grunneiere blir kompensert etter gjeldende tømmerpriser.

Andre ulemper

Sett bort fra ovennevnte rettigheter som skal erverves, vil grunneiere kunne nytte det klausulerte arealet som før til jordbruk, beite og hagebruk.

Grunneieren må vise varsomhet med skogsarbeid, sprengings - og gravearbeid og med spredning av gjødsel i eller nær ledningstraseen. Elektriske gjerder må ikke settes opp langs ledningstraseen innenfor rettighetsbeltet, da dette kan gi induksjonsproblematikk, men kryssing i tilnærmet rett vinkel kan tillates.

9.3 Erstatningsprinsipper

Alle direkte berørte eiendommer som avgir grunn eller rettigheter, vil få erstatning i henhold til ekspropriasjonsrettslige prinsipper. Naboeiendommer til kraftledninger vil i hovedregel ikke ha krav på erstatning.

Elvia ønsker å oppnå minnelig avtale med alle berørte grunneiere og kjente rettighetshavere. Erstatninger til grunneiere og rettighetshavere blir utbetalt som en engangssum. Dersom det ikke oppnås enighet, går saken til rettslig skjønn.

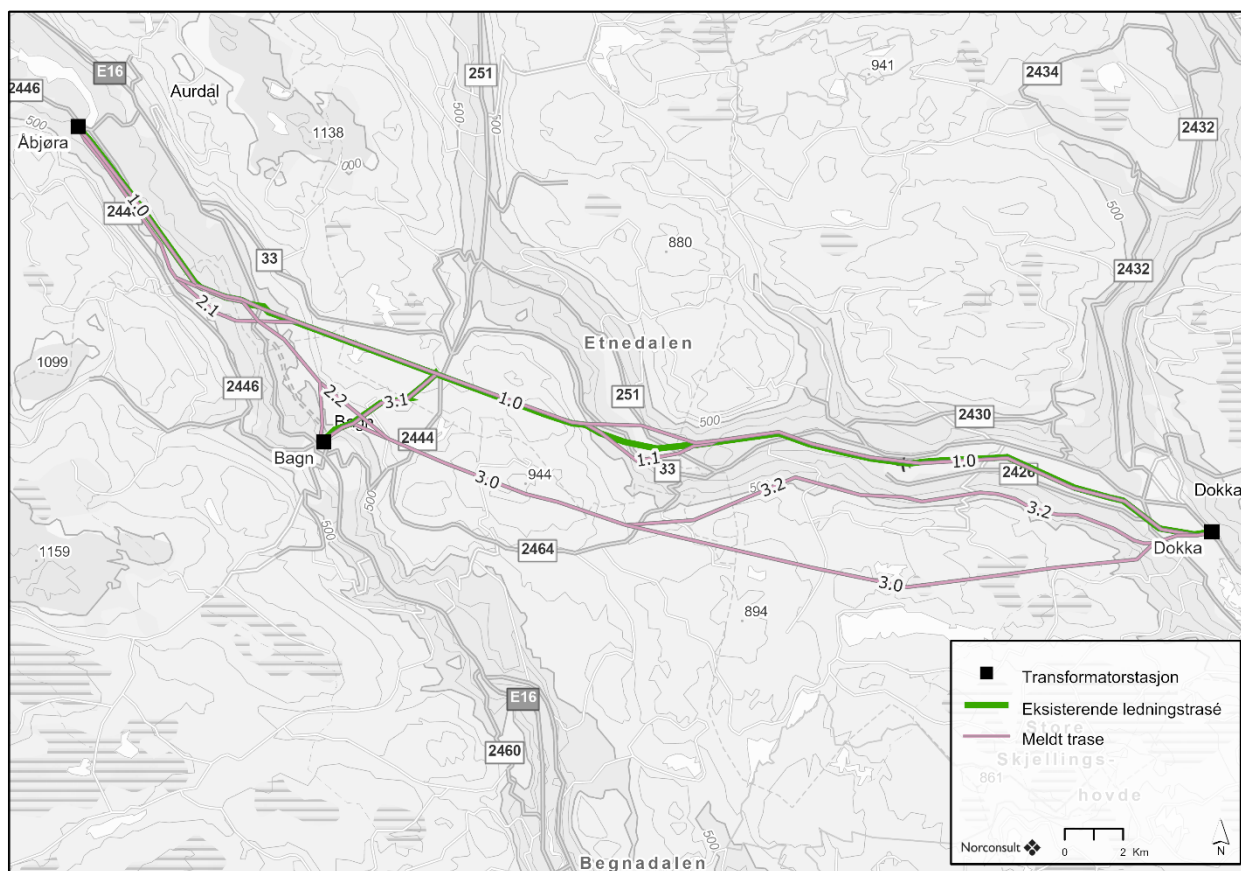
9.4 Rett til juridisk bistand

Ved ekspropriasjon har berørte grunneiere og rettighetshavere krav på å få dekket utgifter til nødvendig juridisk og teknisk bistand etter bestemmelsene i oreigningslova § 15 og skjønnsprosesslovens § 54. Elvia forutsetter at de som blir part i en eventuell ekspropriasjonssak benytter samme juridiske og tekniske bistand, dersom interessene er likeartede og ikke står i strid.

10 Beskrivelse av andre vurderte løsninger

10.1 Meldte løsninger

Figur 10-1 viser meldte traséalternativer, jf Elvias melding med forslag til utredningsprogram datert 21. januar 2022. Som det framgår av kartet ble det stort sett meldt to alternative hovedtraseer, en som følger dagens ledningstrasé og en i ny trasé. I begge tilfeller ble det lagt til grunn å bygge to parallelle ledninger av hensyn til forsyningssikkerhet. På noen delstrekninger ble det også presentert flere alternative deltraseer.



Figur 10-1 Meldte traséalternativer vist med fiolett strek sammen med eksisterende ledning som skal rives (grønn strek)

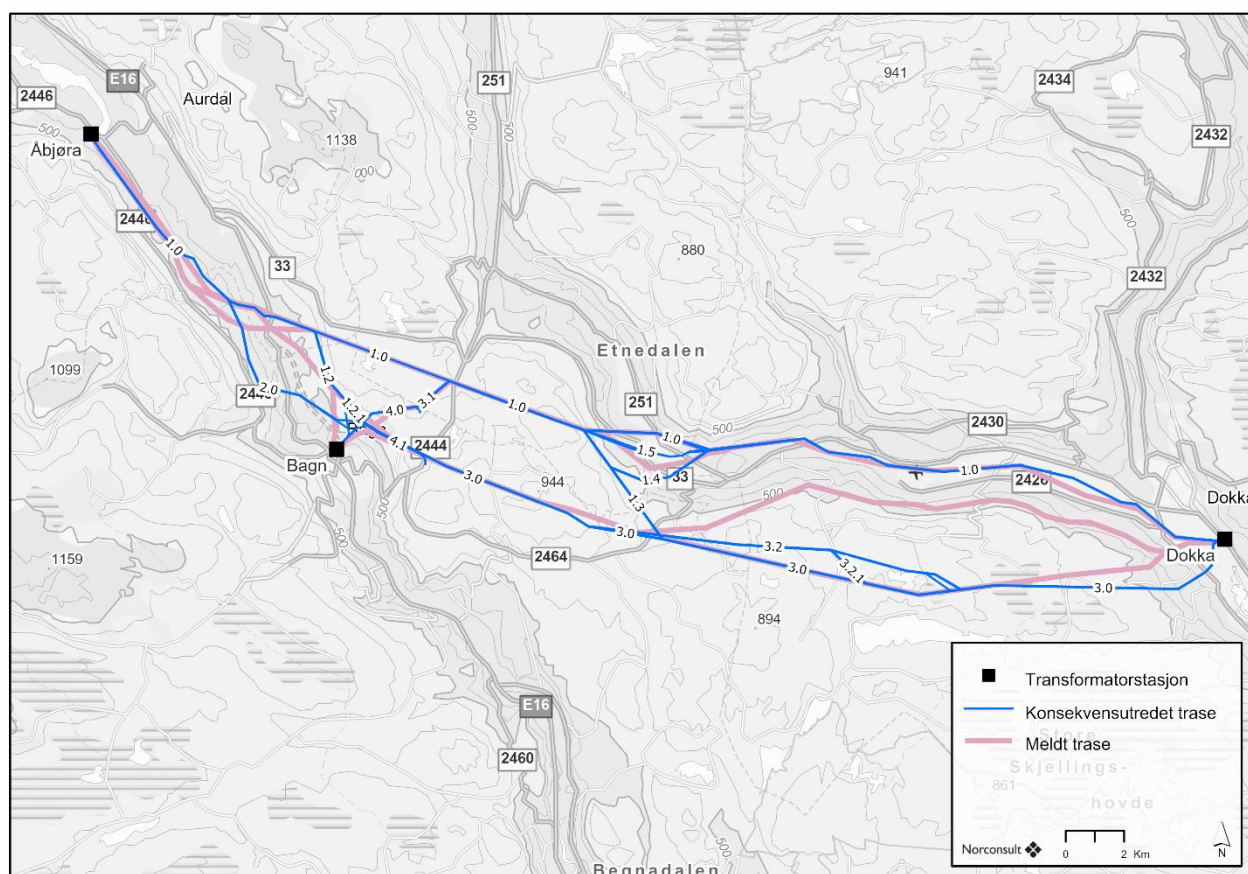
Fordelene ved å bygge i dagens trasé, er at deler av rydebeltet kan gjenbrukes, det er enkel atkomst til traseen og arealbruken er tilpasset at det har vært kraftledninger her i mange tiår. Utfordringene er på den annen side bl.a. nærhet til bebyggelse og utfordringer knyttet til anleggsgjennomføringen som følge av nærføring til eksisterende ledninger.

I meldingen ble det derfor også presentert alternative traseer i nye områder, jf. alt. 2.0 og 2.1 mellom Abjøra og Bagn og alt. 3.0 og 3.2 mellom Bagn og Dokka.

Ved planlegging av alt. 3.0 er det lagt vekt på å trekke ledningen bort fra bebyggelsen, kulturlandskapet og flomsonen langs Etna. Alternativ 3.2 er lagt lavere i terrenget enn 3.0 og går i ei brattere lise på sørsida av Etnedal. Traseen berører mer produktiv skog enn alt. 3.0.

Ved høring av meldingen kom det innspill som pekte i ulike retninger når det gjaldt hvilken trasé som ble foretrukket, avhengig av om høringspartene vektla naturverdier, friluftsliv, bebyggelse og nærmiljø eller andre forhold. Tilbakemeldingene på alternativ 3.2 var entydige. Ingen av høringspartene prioriterte denne traseen framfor de andre alternative traseene på strekningen. Bakgrunnen for en tydelig negativ holdning til denne løsningen, var ulemper knyttet til beslaglegging av produktiv skog, kanteffekter i skog og synlighet av ryddebeltet fra bebyggelsen bl.a. i Dokka og Nordsinni. Basert på høringsinnspillene og oppdaterte vurderinger av teknisk økonomiske forhold, ble trasé 3.2 lagt til side og ble ikke utredet videre.

Etter gjennomført høring, stilte NVE krav til Elvia om å vurdere noen nye deltraseer, samt noen konkrete justeringer på delstrekninger. NVE stilte også krav om å vurdere kabling på enkelte strekninger jf. nærmere omtale i kap. 10.2.



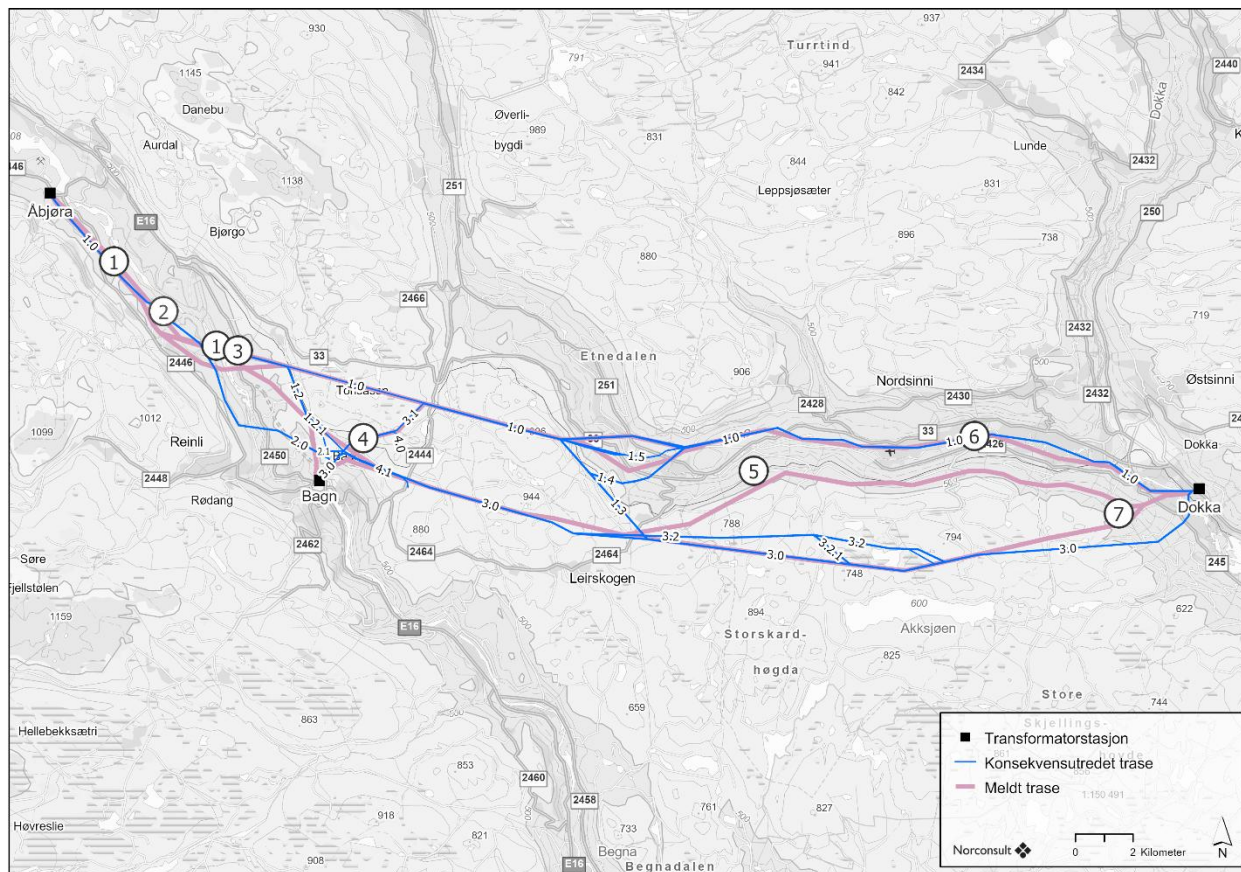
Figur 10-2 Meldte traseer (fiolett strek) og traseer som er konsekvensutredet (blå strek)

Som det framgår av kartet i Figur 10-2, er det gjennomført konsekvensutredninger av de fleste meldte traseene, men traséne er justert og flyttet på flere delstrekninger som følge av krav fra NVE, resultatene av konsekvensutredningene eller etter innspill fra lokale myndigheter, naboer og organisasjoner under samrådsprosessen.

10.2 Løsninger og traséjusteringer som NVE har krevd vurdert

Etter høring av meldingen fastsatte NVE utredningsprogram for tiltaket. I utredningsprogrammets kap. 5 *Luftlednings- og kabelalternativer*, stiller NVE krav om utredning eller vurdering av en rekke nye/justerte

traséføringer for luftledning i tillegg til de meldte. NVE stilte også krav om vurdering av kabling på flere delstrekninger, se Tabell 10-2.

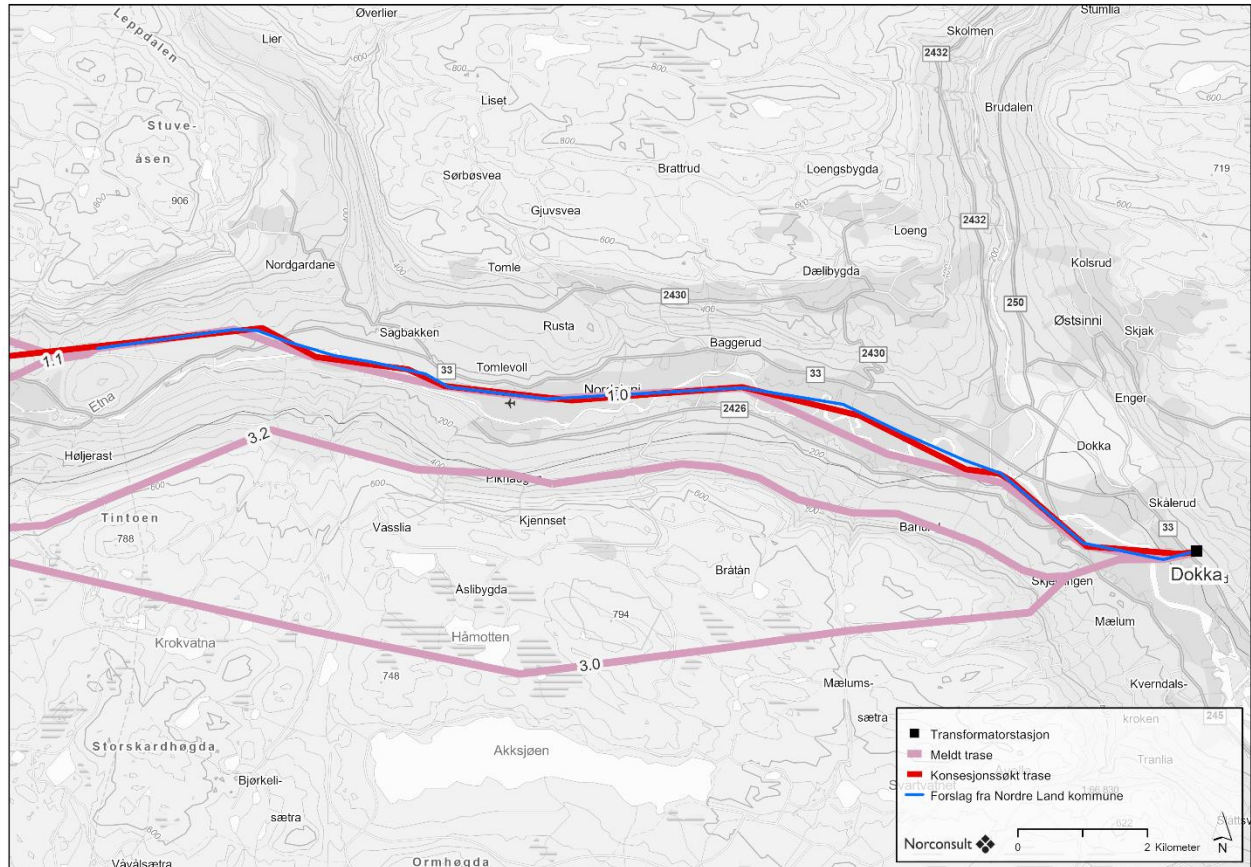


Figur 10-3. Punktene på kartet angir hvor det er stilt krav i fastsatt utredningsprogram om å vurdere alternative traseer eller justert trasé på delstrekninger. Numrene henviser til punktene i tabell 10-1.

Tabell 10-1 summerer opp NVEs krav til vurdering av alternative luftledningstraseer og angir hvordan kravene er fulgt opp.

Tabell 10-1 Krav til utredning av nye/justerte luftledningstraseer i fastsatt utredningsprogram – vurdering og status

Nr.	Krav i utredningsprogram	Vurdering	Status	Se omtale i kap. nr
1	Utrede traseer som går utenom Begna naturreservat	Det er konsekvensutredet en trasé som krysser elva sør for Begna naturreservat, alternativ 2.0.	Traséalternativ 2.0 er konsekvensutredet, men ikke konsesjonssøkt	10.3.1
2	Vurdere mulighet for å legge traseen øst for dagens ledning mot Begna for å redusere nærføring til boliger fra Nerbråten og sørover. Må sees i sammenheng med hensyn til Begna naturreservat	Traséalternativ 1.0 er flyttet 150-200 m østover og kommer inn i dagens trasé vest for Begna naturreservat og kryssing av Begna. Kryssing av naturreservatet iht. dispensasjon fra Statsforvalteren.	Traséalternativet 1.0 er konsesjonssøkt	4.1.1.1
3	Vurdere traseer som reduserer nærføring ved Hovde gård. Må sees i sammenheng med hensynet til Begna naturreservat	Traséalternativ 1.0 er flyttet lenger sør. Avstanden til Hovde går er økt med ca. 90 m. Kryssing av Begna naturreservat i dagens trasé, iht. dispensasjon fra Statsforvalteren.	Traséalternativet 1.0 er konsesjonssøkt	4.1.1.1
4	Vurdere å bygge ny koblingsstasjon på Tonsåsen framfor å utvide Bagn stasjon	Stasjonsalternativet ble vurdert p.g.a. usikkerheten knyttet til muligheten for utvidelse av Bagn stasjon. Prosjektering har vist at det er mulig å utvide stasjonen. Kostnadene for å bygge en ny stasjon er betydelig høyere enn kostandene for å utvide Bagn stasjon med et 132 kV-felt.	Vurdert, men ikke konsekvensutredet	10.4.4
5	Vurdere traseer med hensikt å unngå inngrep i Leirskogen, Flaggfjell og dyrket mark i Nordsinni.	Traséalternativ 3.0/3.2 unngår inngrep i Leirskogen, Flaggfjell og dyrket mark i Nordsinni. Traséalternativ 3.1 muliggjør kobling av alternativ 1.0 med 3.0 som også unngår ledning i området fra Flaggfjell til Nordsinni.	Traséalternativene er konsekvensutredet	Fagrapporter
6	Vurdere Nordre Land kommunes forslag til justeringer av alt. 1.0 for å redusere nærføring til boliger og landbrukseiendommer, samt antall kryssinger av Etna	Meldt traséalternativ 1.0 er justert så langt teknisk mulig iht. innspill fra Nordre Land kommune.	Traséalternativet er konsesjonssøkt	4.1.1.3 Se også fig. 10-4 under
7	Vurdere traseer med mindre visuelle virkninger, påvirkning på dyrka mark ved Skjellungen og Skjellungskampen	Traséalternativ 3.0 er flyttet ca. 700 meter lengre sør og bort fra Skjellungskampen i forhold til meldt løsning	Traséalternativet er konsekvensutredet	Fagrapporter



10-4 Nordre Lands innspill ved høring av melding (blå strek), konsesjonssøkt trasé (rød strek), meldte traseer (fiolette streker)

Etter innspill fra ulike høringsparter, påla NVE Elvia å vurdere jordkabel som alternativ til luftledning på noen konkrete strekninger, se Tabell 10-2. For nærmere beskrivelse av utførte vurderinger henvises det til kapittel 10.5.

Tabell 10-2 Krav til vurdering av jordkabel i fastsatt utredningsprogram – vurdering og status

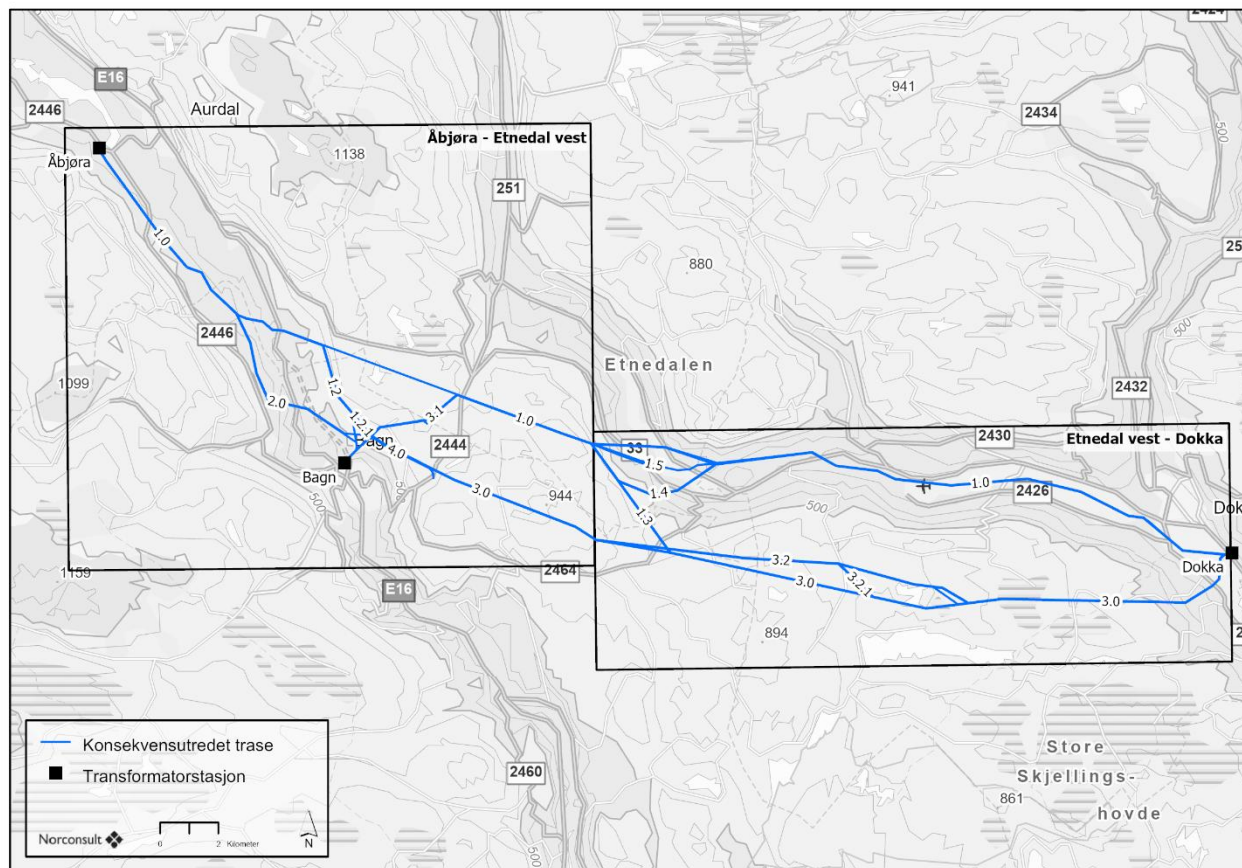
Nr	Krav i utredningsprogram	Vurdering	Status	Se omtale i kap. Nr.
8	Vurdere fordeler og ulemper med jordkabel i Valdresbanen. Utarbeide grunnlag for å vurdere opp mot kriteriene i nasjonale retningslinjer for kabling i Meld. St. 14 (2011-2012)	Det er vurdert kabling i Valdresbanen på en ca. 26 km lang strekning fra Dokka til Liaberget. Merknadene viser seg å være ca. 243 MNOK for teknisk løsning med ett kabelsett per kurs, som det er stor usikkerhet om er gjennomførbart teknisk.	Vurdert - Teknisk økonomisk	10.5.4
7	Vurdere jordkabel videre til Aurdal og kryssing av Begna	Det er vurdert kabling hele veien mellom Åbjøra og Dokka, en strekning på ca. 53 km. Merknadene er beregnet til ca. 545 MNOK for teknisk løsning med ett kabelsett per kurs, som det er stor usikkerhet om er gjennomførbart teknisk.	Vurdert - Teknisk økonomisk	10.5.5

		Tilkobling av Bagn transformatorstasjon er ikke inkl. i kostnadsestimatet og vil øke differansen ytterligere.		
8	Vurdere jordkabel i Sandmoveien, fra Høljerast til fylkesvei 2426	Det er vurdert kabling i Valdresbanen på en ca. 8 km lang strekning. Merkostnaden er beregnet til ca. 110 MNOK for teknisk løsning med ett kabelsett per kurs, som det er stor usikkerhet om er gjennomførbart teknisk.	Vurdert - Teknisk økonomisk	10.5.6

10.3 Løsninger som er konsekvensutredet, men ikke omsøkt

Ved vurdering av konsekvenser av etablering av nye 132 kV-ledninger mellom Åbjøra – Bagn og Dokka stasjoner, har det vært nødvendig å dele opp strekningen fra Åbjøra til Dokka i to delstrekninger, se Figur 10-5. Fire alternative kombinasjonsløsninger er vurdert på delstrekningen Åbjøra-Etnedal vest, se prinsippskisse i Figur 10-6 og kart i Figur 10-7. Det er primært på strekningen Liagrenda – Bagn og traséføringen videre østover mot Etnedal Vest og Dokka som skiller alternativene, samt om løsningen omfatter trasé over Tonsåsen eller ikke.

På delstrekningen Etnedal vest – Dokka er det utredet to hovedalternativer, hhv trasé i dalen langs Etna der dagens ledninger går, alternativt i ny trasé over Veståsen. Det er også vurdert en krysskobling mellom disse to hovedtraseene, samt alternative traseer på delstrekninger.



Figur 10-5 Konsekvensutredede traseer og inndeling i delstrekninger

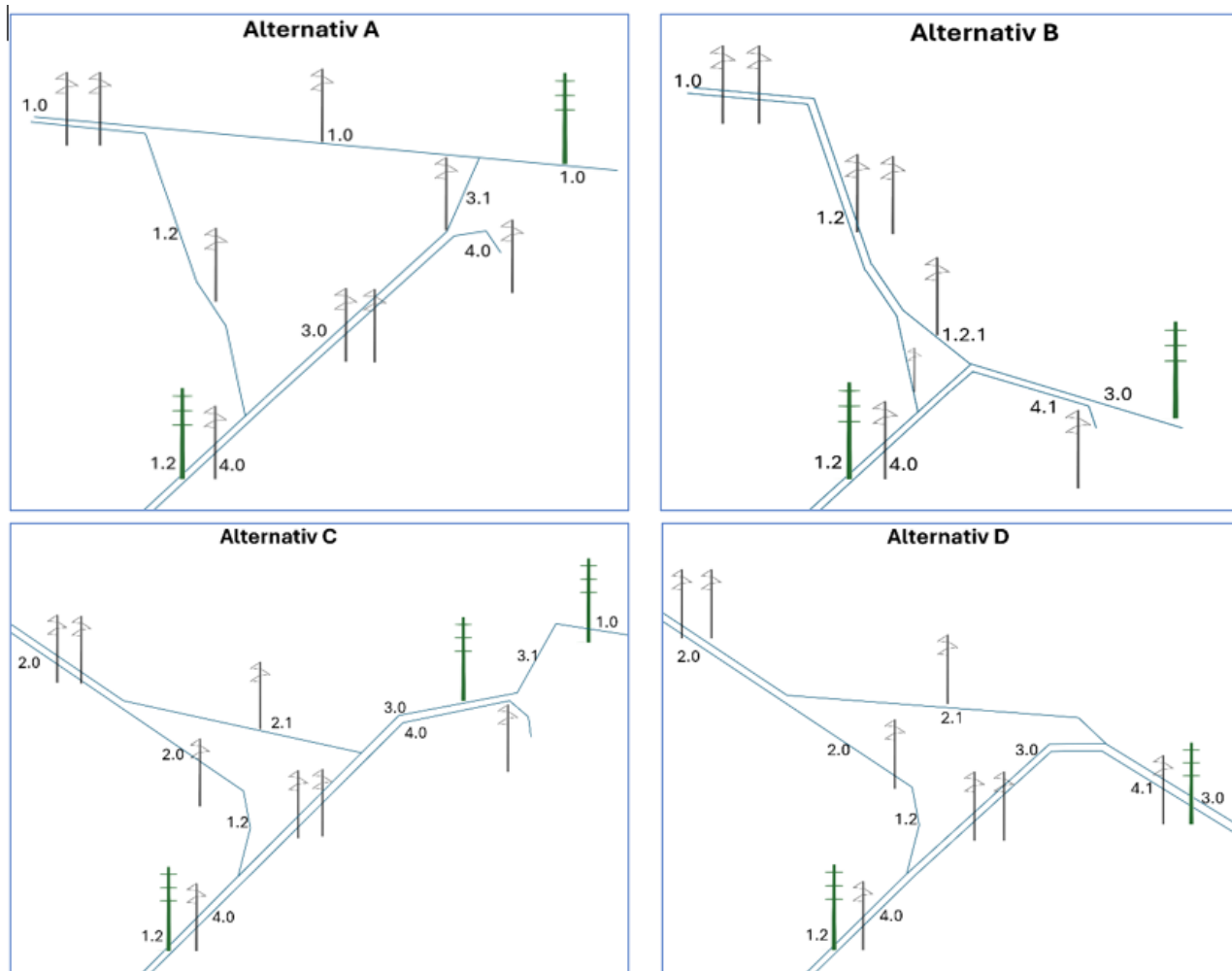
10.3.1 Delstrekning Åbjøra-Bagn - Etnedal vest

På strekningen Åbjøra – Liagrenda er det kun gjennomført full konsekvensutredning av ett traséalternativ, jf. Figur 10-7. Traséføringa er et resultat av innspill fra fagutredere, hensyn til Begna naturreservat og innspill fra lokale interesser og naboer. Videre sørøstover er det vurdert traséalternativer på begge sider av Begna, alternativ 2.0 sørvest for elva og 1.0 på nordøstsida. Begge disse løsningene er kombinert med hver sin hovedløsning etter Bagn stasjon, enten langs 3.0 mot Veståsen, alternativt over Tonsåsen og videre mot Etnedal. Dette gir fire kombinasjonsløsninger, jf. Figur 10-6.

Alternativene C og D vil berøre et område uten kraftledning i dag (vestsiden av Begna), se traséalternativ 2.0 i Figur 10-7. Figur 10-7, noe som vil kreve hogst av nytt ryddebelte i skog. Nye ledninger på sørvestsida av Begna vil påvirke landskapsbildet i dette området negativt. På den annen side vil ledningen fjernes forbi blant annet Turrhaug ved E16 og over Tonsåsen, noe som gir en positiv landskapseffekt. Traséalternativ 2.0 ble presentert for kommunen og lokalbefolkning på åpne kontordager. Både Sør-Aurdal kommune og naboer var skeptiske til en ny trasé inn mot Bagn transformatorstasjon, spesielt i forhold til kulturverdiene i området. Terrenget ned til stasjonen er også utfordrende teknisk. Dette er forhold som også er tatt med i Elvias vurderinger av hvilken trasé som velges.

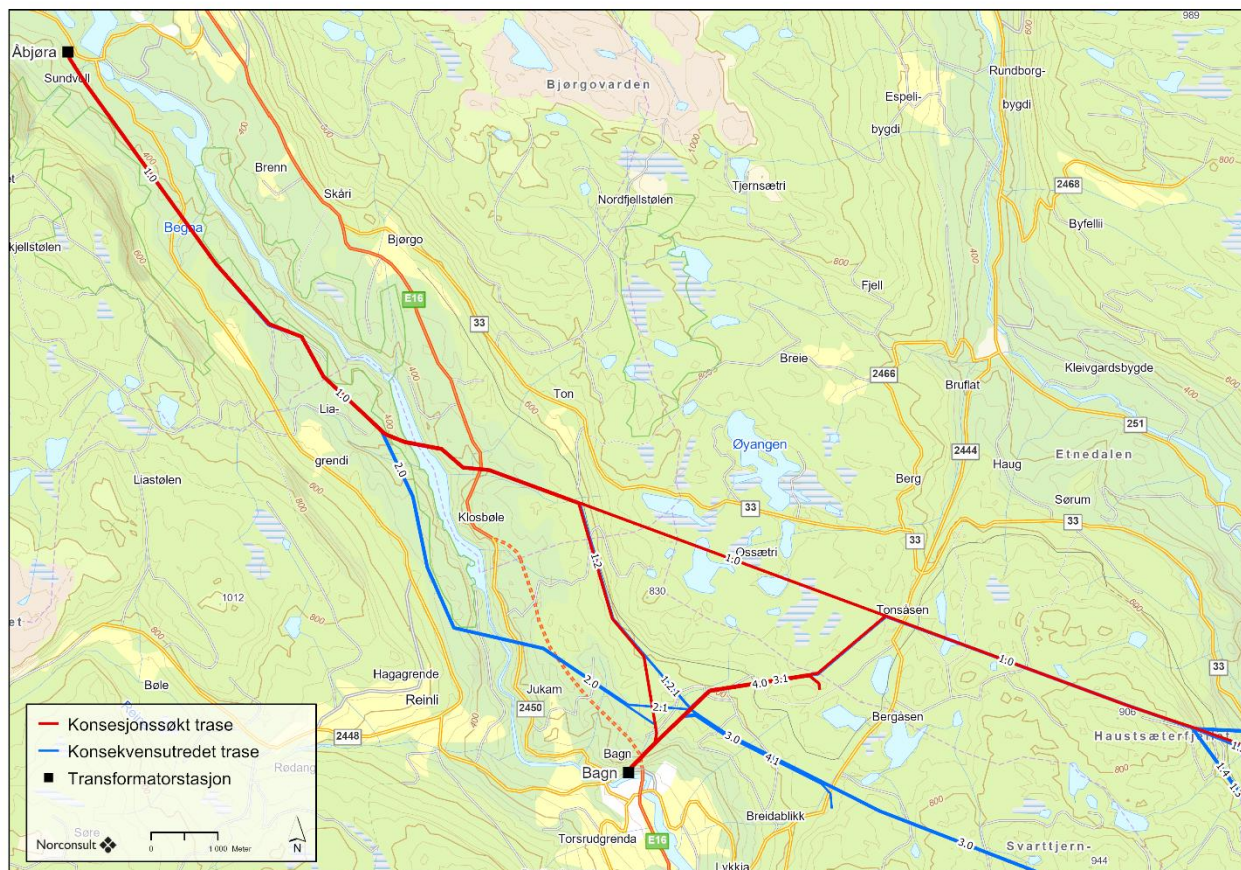
At eksisterende ledning fjernes over Tonsåsen og ikke erstattes av ny ledning er vurdert som en positiv effekt av flere fagtema, først og fremst av hensyn til naturmangfold og friluftsliv. Tonsåsen er et naturskjønt,

område med flere myrer og vann, og det vil være positivt for friluftsopplevelsen, men også for hønefugl og vannlevende fugler at ledning langs myrer og vann fjernes. For trasékombinasjonene B,C og D vil medføre at ledningen over Tonsåsen blir revet og ledningen vil gå i ny trasé.



Figur 10-6 Alternative kombinasjoner av traséløsninger som er konsekvensvurdert for strekningen Åbjøra – Etnedal Vest.

Ut fra Bagn transformatorstasjon innebærer trasékombinasjonene A og C at ny ledning stort sett følger dagens trasé øst for fv. 2444 Bagnslinna i retning Tonsåsen øst, se Figur 10-7. Trasékombinasjon B og D tar av østover lengre mot sør, i ny trasé i retning Veståsen, et område der det ikke går kraftledning i dag, se trasé 3.0 i Figur 10-7. De to trasékombinasjonene medfører nærføring til stølsområder ved Sletten, samt en gravrøys med stor verdi på Svartjernknatten. For naturmangfold vil alternativene sør for konsesjonssøkt trasé (B og D, langs traséføring 3.0) medføre middels konsekvens for områder med hønefugl og områder med gammel granskog med død ved. Den største konsekvensen knytter seg til hogst av naturtypelokaliteter.



Figur 10-7: Konsesjonssøkt trasé (A) vist med rød linje og øvrige konsekvensutredede traseer (2.0,3.0) som inngår i trasékombinasjonene B, C og D.

Dersom alle fagtemaene sees under ett, er forskjellene mellom de fire alternative trasékombinasjonene små, jf. Tabell 10-3. Alle alternativene innebærer inngrep i områder med ulike naturverdier, og alle alternativene går tett på kulturminnene ved Bagnsbergatn gård. For friluftsliv er forskjellen om alternativene går nærmere på turområder tilgjengelig fra Bagn sentrum (B og D), eller om alternativene går nærmere turområder tilgjengelig fra fv. 33 Tonsåslinna (A og C). Klimagassutslippet er ganske likt for de fire alternativene, men alternativ A og C medfører noe mindre utslipp, noe som blant annet knytter seg til at alternativene gjenbruker mer eksisterende trasé.

Tabell 10-3 Delstrekning Åbjøra – Bagn – Etnedal Vest – sammenstilling av konsekvenser for utredede alternative traseer

Alternativ	Nullalternativet	Åbjøra – Etnedal vest ENKELKURS			
		Alternativ A Konsesjonssøkes	Alternativ B	Alternativ C	Alternativ D
Lengde på trasé		48563 m	51091 m	50629 m	51 074 m
Kulturminner	0	Ubetydelig konsekvens	Noe negativ konsekvens	Noe negativ konsekvens	Noe negativ konsekvens
Landskap	0	Noe negativ konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Noe negativ konsekvens	Noe negativ konsekvens
Naturmangfold	0	Stor negativ	Stor negativ	Stor negativ	Stor negativ
Friluftsliv	0	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens
Klimagassutslipp	0	37 130 tCO ₂	40 250 tCO ₂	37 810 tCO ₂	40 610 tCO ₂
Bygninger <100 m		1 boliger 11 hytter	8 hytter	3 boliger 11 hytter	3 boliger 10 hytter

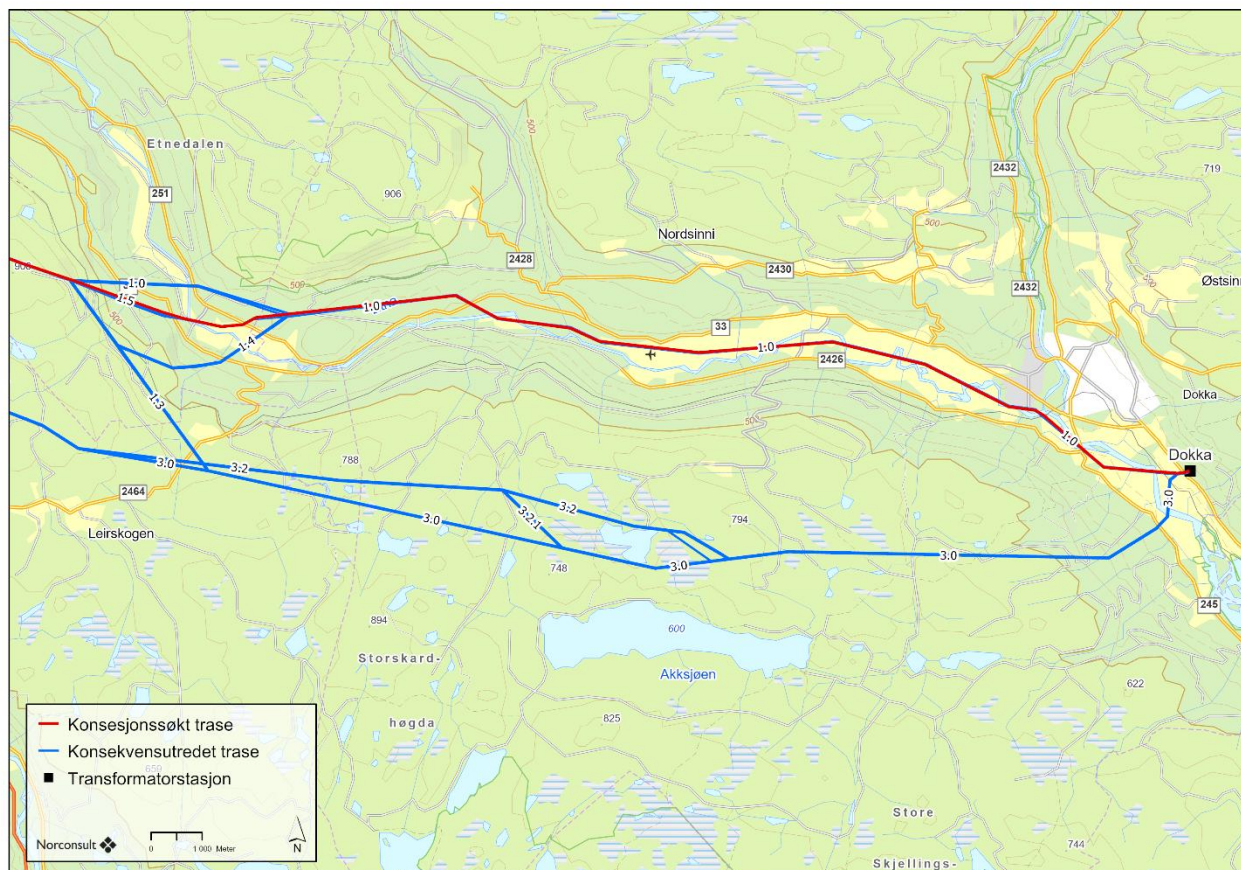
10.3.2 Delstrekning Etnedal vest - Dokka

Mellom Etnedal vest og Dokka er det vurdert to hovedtraseer som berører to ulike landskapsrom. Dalen langs Etna eller mer naturpregede områder over Veståsen. Det er vurdert to parallelle enkeltkursledninger alternativt en dobbeltkursledning i mer eller mindre samme trasé som enkeltkursledningene på hele denne strekningen.

Når det gjelder traseen i dalen langs Etna elv, er det i hovedsak utredet en traséføring bortsett fra i bygda Etnedal der det er vurdert tre alternative traséløsninger (alternativ 1.0, 1.5 og 1.4) se Figur 10-8. Alternativene 1.0 og 1.4 legger ledningstraseen bort fra bebyggelsen, hhv mot nord og mot sør.

Fire ulike alternativer er vurdert over Veståsen, der traséalternativ 3.0 er lagt sør for Håmotten og 3.2 nord for Håmotten, se Figur 10-8. Trasé 1.3 kobler sammen hovedalternativet i dalen med traséalternativet over Veståsen.

Ved sammenstilling av konsekvenser for de utredede alternativene, ser vi at det kun er ett fagtema som er vurdert til å gi mer negativ konsekvens enn «noe negativ konsekvens» i henhold til metoden i M-1941, se Tabell 10-4. Dette gjelder fagtema naturmangfold der alle utredede traséalternativer er vurdert til å gi stor negativ konsekvens. Hovedbildet er ellers at trasé nede langs Etna er vurdert til å gi mer negativ konsekvens enn traseen over Veståsen for fagtemaene kulturminner og landskap, mens situasjonen er motsatt når det gjelder fagtema friluftsliv.



Figur 10-8 Konsesjonssøkt trasé (1.5-1.0) og utredete traseer. 3.0/3.2-alternativer går over Veståsen, mens 1.0 og 1.4-alternativer går i dalbunnen. Trasé 1.3 gir mulighet for krysskobling mellom trasé over Tonsåsen og trasé over Veståsen

Alternativer som går langs Etna (1.0, 1.5-1.0 og 1.4-1.0) medfører stort sett noe negativ konsekvens for kulturminner og landskap. Dette skyldes i stor grad at eksisterende kraftledning vil erstattes av en ny og høyere kraftledning, som blir mer synlig i landskapet, og er vurdert til å ville påvirke kulturminner og landskapsopplevelsen noe negativt. Unntaket er delalternativ 1.0, der omlegging nord for Etnedal sentrum vurderes som vesentlig bedre for landskapet i sin helhet. Det gjør at konsekvensen av ny ledning justeres opp til noe positiv konsekvens. For alternativet som er lagt langs Etna, er derfor løsningen som inkluderer delalternativ 1.0 nord for Etnedal sentrum, vurdert som det beste. Denne løsningen gjør at eksisterende kraftledning gjennom Etnedal ved campingen og sentrum fjernes, og dagens føring tett på Flaggfjell/Maslangrudberget flyttes lengre mot nord. Flyttingen reduserer landskapsvirkningene i landskapsrommet østover fra Maslangrudberget.

For fagtema naturmangfold vil ikke de alternative omleggingene som er vurdert (1.0 og 1.4) gi vesentlig forskjellig fra konsesjonssøkt trasé (1.5-1.0) ved Etnedal. Elvesletta i dalbunnen er et viktig funksjonsområde for flere arter i jordbrukslandskapet og langs elva, men de alternative ledningsføringene vil også påvirke elvesletta i dalbunnen. For friluftslivet medfører 1.0 og 1.4 at kraftledningen blir dratt bort fra Flaggfjell, noe som vektes positivt i vurderingen.

I vurdering av de fire alternative traseene som er vurdert på Veståsen (1.3-3.2-3.0, 1.3-3.0, 3.2-3.0 og 3.0) er det lagt tillagt vekt at eksisterende ledning langs Etna rives. Alternativene vil likevel ha stor negativ

konsekvens for naturmangfold. Dette knytter seg til at området på Veståsen er et stort sammenhengende skogsområde, med vann, myrer og flere lokaliteter med eldre skog. Det finnes naturverdier knyttet til blant annet leveområder for hønsefugl og rovfugl. Bygging av kraftledning i områder uten eksisterende kraftledning medfører en ryddegate, som kan bety hogst av lokaliteter med viktige verdier knyttet til den stående skogen. Liner medfører også kollisjonsrisiko for fugl, og særlig i områder nær leiklokaliteter eller myrer vil kollisjonsrisiko heve konsekvensgraden. Liner i vertikaloppheng medfører større kollisjonsrisiko enn liner i plan. På Veståsen kjøres det også opp flere skiløyper, og området brukes til jakt, fiske og friluftsliv. En kraftledning vil derfor medføre både et arealbeslag, men også visuell forringelse for friluftslivet som drives langs Etna for dalalternativene (1.0, 1.5-1.0 og 1.4-1.0) drives tett på eksisterende ledning i dag, og det vurderes som mindre konfliktfylt å ha ledning langs eksisterende trasé enn å gå inn i et «urørt» område på Veståsen. Det er mindre forskjeller mellom de fire vurderte alternativene på Veståsen, der hovedforskjellen er om traséføringen går nord for Håmotten og tettere på bebyggelse (3.2) eller legges lengre unna bebyggelse, men mer i «urørt» natur (3.0).

For kulturminner og landskap vil det medføre mindre negative konsekvenser å legge kraftledningen over Veståsen. En slik løsning medfører at dagens påvirkning langs eksisterende ledning fjernes, noe som vil ha positiv innvirkning på landskapsrommet, og styrker den kulturhistoriske sammenhengen i området, der sammenhengen mellom gårdsbrukene og elva ikke forstyrres. Landskapsrommet langs Etna er noe mer avgrenset (rundt 1 km bredt), mens på Veståsen er det et skoglandskap som strekker seg over et vesentlig større område. Det gjør at et inngrep på Veståsen vurderes som mindre konfliktfylt mot fagtema landskap enn et inngrep langs Etna.

Estimerte klimagassutslipp er vesentlig høyere ved traséføring over Veståsen. Dette skyldes at det må hogges ny ryddegate over en lang strekning. Selv om boniteten som vil berøres av hogst er lavere her enn i områdene langs Etna, der etablert ryddegate vil frigjøres, vil det samlede estimerte klimagassutslippet bli større ved trasé over Veståsen. Det skyldes at det er relativt mindre skogarealer langs Etna som blir frigjort fra etablert ryddebelt enn det som må hogges på Veståsen. For skogbruket vil samme vurdering være gjeldende. Det vil være mest gunstig for skogbruket om ledningen går langs Etna. For jordbruk vil et alternativ der kraftledningen legges på Veståsen være gunstig, da noen driftsbegrensninger for jordbruksland under eksisterende kraftledning vil forsvinne ved at kraftledningen rives i dalbunnen. Trasé over Veståsen vil også gi mindre nærføring til bebyggelse som jo hovedsakelig finnes i dalbunnen.

Tabell 10-4 Sammenstilling av konsekvenser for ulike alternative traséløsninger

Alternativ	Null-alternativet	Etnedal vest – Dokka DOBBELTKURS						
		1.0	1.5-1.0 Konsesjonssøkes	1.4-1.0	1.3-3.2-3.0	1.3-3.0	3.2-3.0	3.0
Lengde på trasé		45 992 m	44 187 m	47 850 m	50 249 m	50 224 m	46 204 m	46 133 m
Kulturminner	0	Noe negativ konsekvens	Noe negativ konsekvens	Noe negativ konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens	Ubetydelig konsekvens
Landskap		Noe positiv konsekvens	Noe negativ konsekvens	Noe negativ konsekvens	Noe positiv konsekvens	Noe positiv konsekvens	Noe positiv konsekvens	Noe positiv konsekvens
Naturmangfold		Stor negativ	Stor negativ	Stor negativ	Stor negativ	Stor negativ	Stor negativ	Stor negativ
Friluftsliv		Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Noe negativ	Noe negativ	Noe negativ	Noe negativ
Klimagass		26 430 tCO ₂	22 280 tCO ₂	26 280 tCO ₂	40 450 tCO ₂	38 050 tCO ₂	34 270 tCO ₂	31 510 tCO ₂
Bygninger <100 m		17 boliger 2 hytter	12 boliger 1 hytte	11 boliger 1 hytte	1 bolig 3 hytter	1 bolig	1 bolig 1 hytte	1 bolig

10.3.3 Andre tekniske løsninger som er utredet

Ved oppstart av utredningsarbeidene ble det lagt til grunn at ny 132 kV-forbindelse mellom Åbjøra og Dokka skulle bygges som to separate, men parallelle ledninger med planoppheng. Bakgrunnen for dette var hensyn til forsyningssikkerhet, se kap 5.1.3. Etter grundigere vurderinger ble det konkludert med at det på strekningen mellom Tonsåsen, alternativt Bagn, gav akseptabel forsyningssikkerhet med en dobbeltdkursledning. Det er derfor planlagt og utredet traseer for begge disse hovedløsningene.

På strekningen Åbjøra – Bagn/Tonsåsen ble det i tillegg til to parallelle ledninger med master med planoppheng også gjort supplerende utredning av bruk av master med vertikaloppheng. Traseene var i hovedtrekk de samme for hhv planoppheng og vertikaloppheng og enkelt- og dobbeltdkursmaster, men noe justeringer ble gjort for å sikre god tilpasning til terreng, bebyggelse og berørte interesser. Den viktigste forskjellen er bredden på rydde-/rettighetsbeltet og høyden på mastene, jf. omtale i kap. 4.

For strekningen Åbjøra – Bagn gav konsekvensvurdering av en løsning med to parallelle ledninger med master med vertikaloppheng gav ikke endret konsekvensgrad sammenliknet med planoppheng, selv om ulike verdier kan få noe avvik i påvirkning. Økt høyde på mastene kan gi økt synlighet og større kollisjonsfare i viktige fugleområder, men medfører på den annen side redusert ryddebelte og dermed mindre naturinngrep.

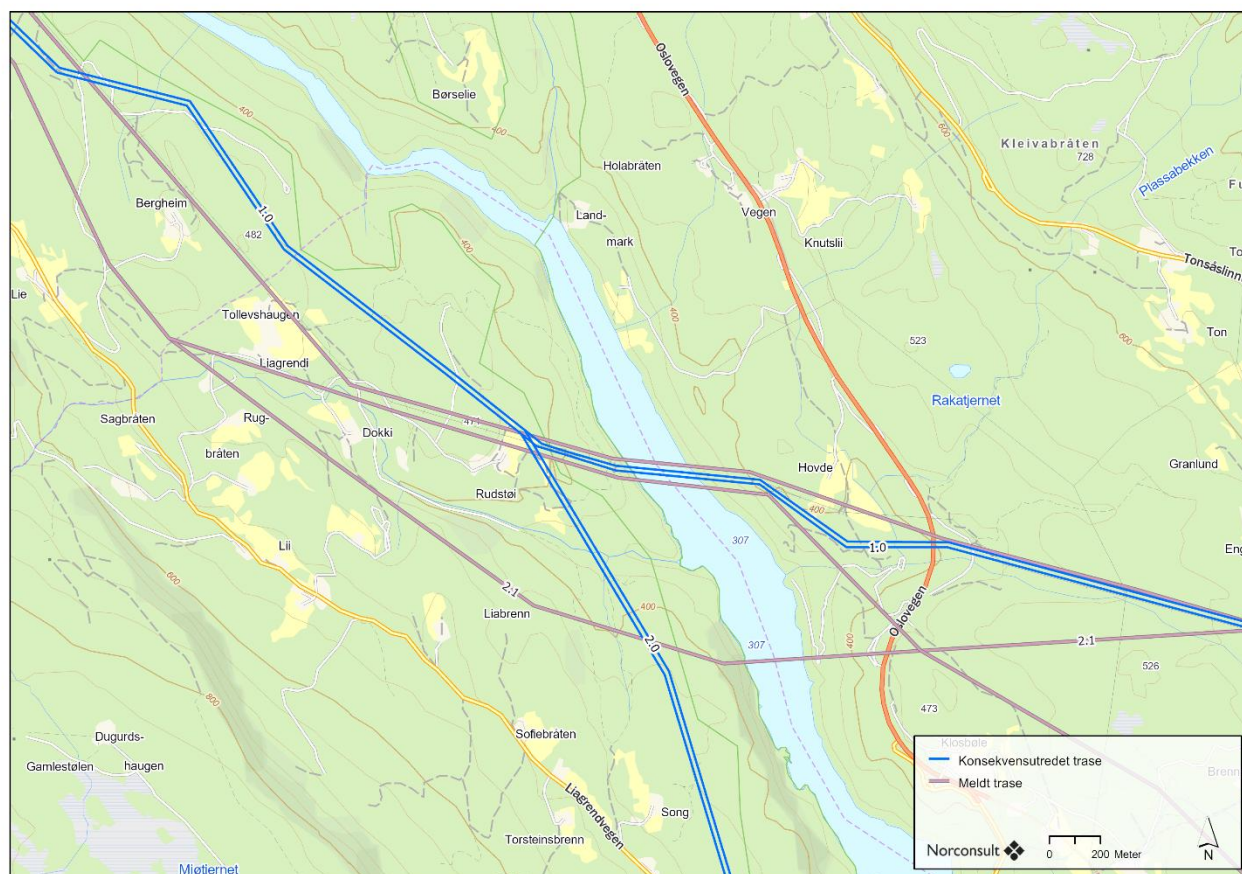
Det samme ble resultatet ved sammenlikning av dobbeltdkurs med to parallelle enkeltkursledninger på strekningen Bagn/Tonsåsen – Dokka. Dobbeldkurs gir smalere ryddebelte noe som er positivt for skogbruk, naturtyper og klimagassutslipp. Denne effekten var likevel ikke så stor at det gir endring i konsekvensgrad.

10.4 Traseer som er vurdert, men ikke konsekvensutredet

10.4.1 Meldt traséalternativ 2.1

Traséalternativ 2.1 var med i en tidlig fase av utredningsarbeidet og ble presentert som en mulig løsning ved åpne kontordager for berørte i Liagrendi. Tilbakemeldingene var unisone på at alternativ 2.1 var et dårligere alternativ enn traséalternativ 1.0, særlig hvis det var mulig å skyve traséalternativ 1.0 enda lenger øst. Det ble sett på ulike løsninger for å kunne kombinere traséalternativ 2.1 med nytt traséalternativ 2.0 sørover på vestsiden av Begna for å unngå kryssing av Begna naturreservat.

I møte med Statsforvalteren ble det også klart at det ville bli svært vanskelig å få tillatelse til å krysse Begna naturreservat i ny trasé hvis det ville kreve fysiske tiltak og eller behov for skogrydding innenfor verneområdet. Tekniske vurderinger tilsa at det ikke ville være mulig uten svært høye master. Traséalternativ 2.1 ble derfor, basert på tilbakemeldinger fra lokalt hold og Statsforvalter, ikke utredet videre.

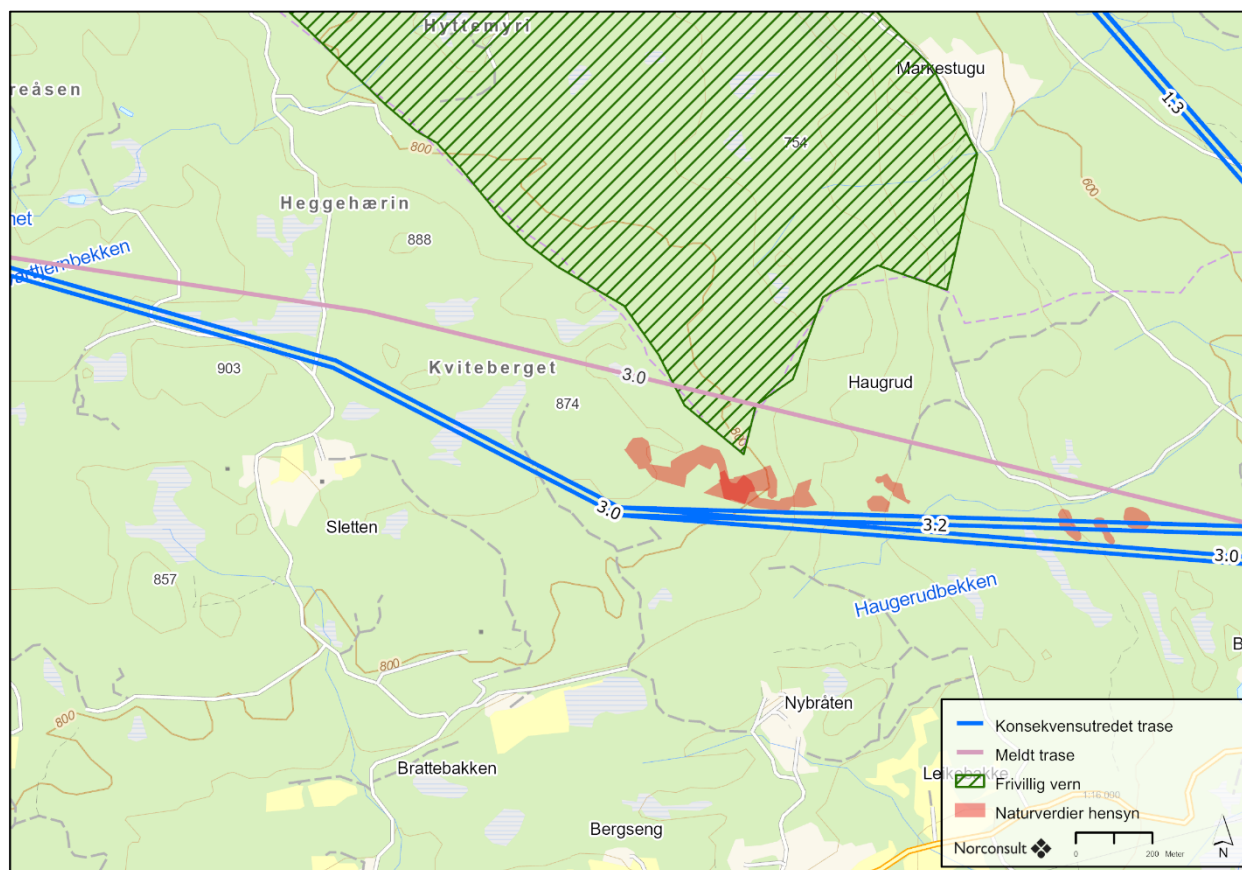


Figur 10-9. Meldte traseer vist med lilla strek. Traseer som er konsekvensutredet vist med blå strek.

10.4.2 Meldt traséalternativ 3.0 forbi Kviteberget

Traséalternativ 3.0 var lagt like nord for Kviteberget i meldingen, se Figur 10-10. Under arbeidet med konsekvensutredninger ble det gjennomført naturregistreringer i området. Tilbakemeldingen fra utreder var at det ble registrert naturkvaliteter av stor verdi i området, i tillegg til at det forelå forslag om frivillig vern i området. Traseen ble derfor lagt om i samråd med fagutrederne. Meldt og konsekvensutredet trasé er vist på

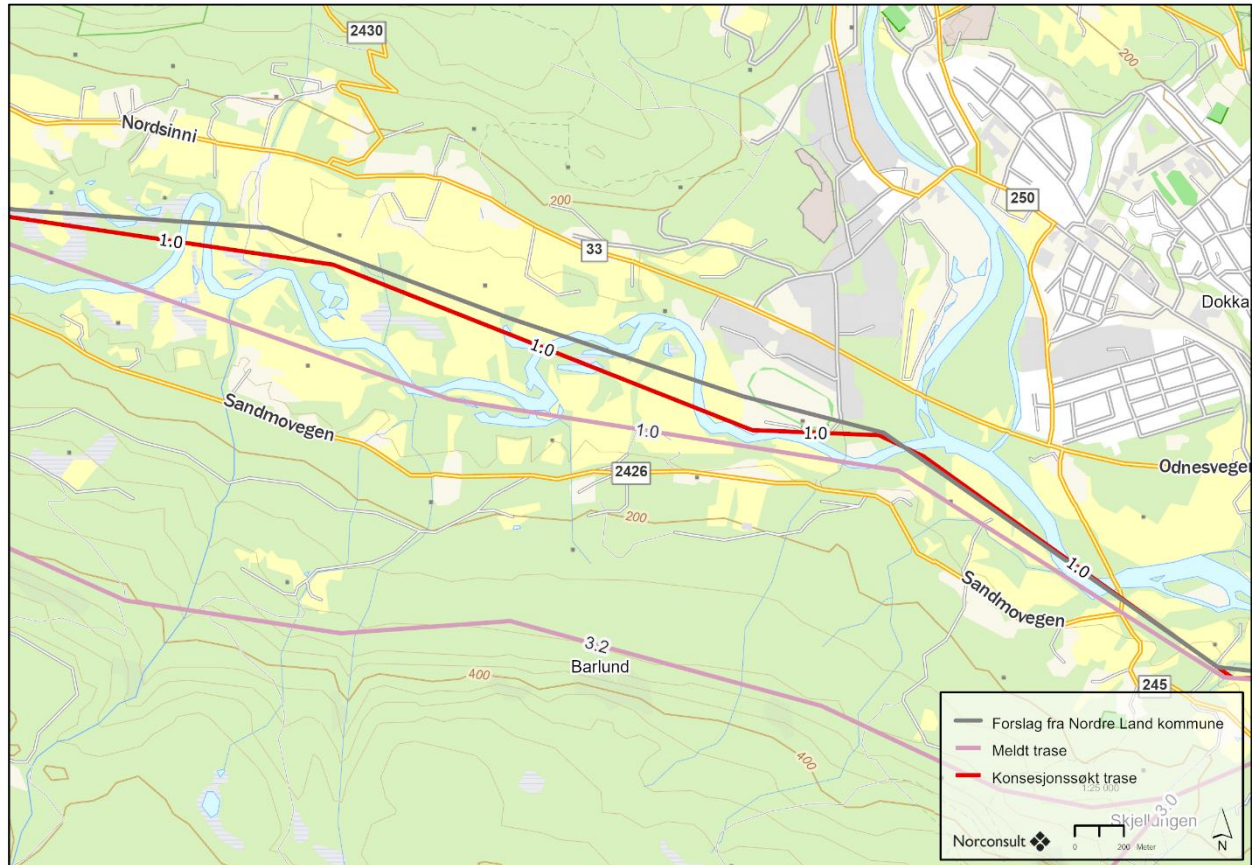
kart i Figur 10-10. Området som var aktuelt for frivillig vern på tidspunktet er vist med grønn skravur. Rød farge er lokaliteter med store naturverdier.



Figur 10-10. Meldte traseer vist med svakt lilla strek. Konsekvensutreda traseer vist med blå strek

10.4.3 Trasé forbi motorcrossbane på Vinjarmoen

I forbindelse med høring av meldingen, spilte Nordre Land kommune inn et traséforslag som gikk over motorcrossbanen på Vinjarmoen. Teknisk planlegging viste at det ikke var mulig å spenne over banen uten bruk av svært høye master. Mulige løsninger ble drøftet med kommunen og det ble enighet om at det ikke var en ønskelig løsning å spenne over banen, særlig med tanke på at kommunen ønsker å utvikle området til næringsformål.



Figur 10-11. Vurdert traséalternativ forbi Vinjarmoen vist med grå strek, konsesjonssøkt og konsekvensutredet trasé vist med rød strek og meldte traseer med svakt lilla strek.

10.4.4 Ny koblingsstasjon ved Steinstjernet/Bjødnehølet som alternativ til utvidelse av Bagn stasjon

Med bakgrunn i usikkerhet knyttet til muligheten for å utvide koblingsanlegget ved Bagn transformatorstasjon med et nytt felt, ble det i meldingen pekt på en mulig løsning med å etablere en ny stasjon i området ved Steinstjernet/Bjødnehølet. Teknisk planlegging, herunder vurdering av naturfare og plassbehov, har vist at det er gjennomførbart å utvide med et koblingsfelt på vestsiden av dagens koblingsanlegg i eksisterende Bagn stasjon. Kostnadene ved utbyggingen i Bagn er estimert til. 20 MNOK. Denne løsningen er vesentlig lavere sammenlignet med å bygge en helt ny stasjon. Løsningen med en ny stasjon ble derfor ikke tatt med videre i plan og utredningsarbeidet.

10.5 Vurderte kabelløsninger

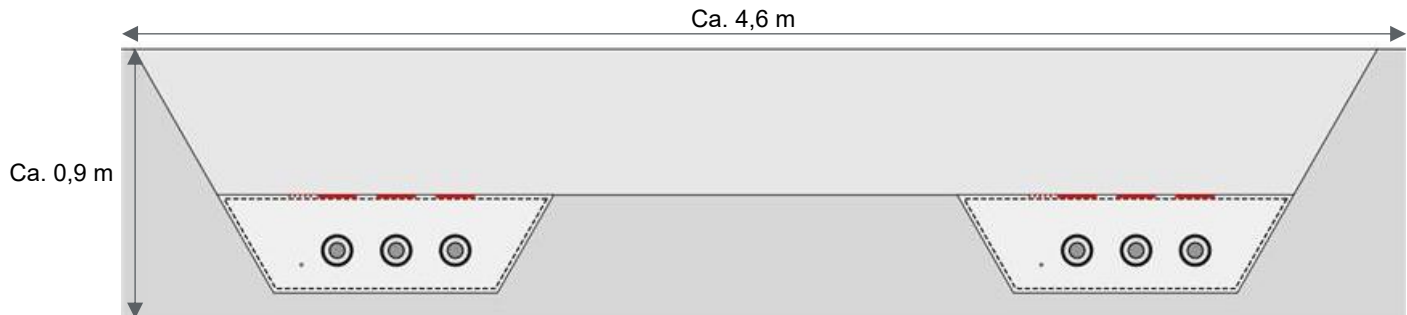
I utredningsprogrammet fra NVE er Elvia bedt om å vurdere fordeler og ulemper med å legge kraftledningene som jordkabel på noen kortere eller lengre delstrekninger. Alternativer med jordkabel skal utredes til et nivå som gjør det mulig å vurdere løsningen etter kriteriene i de nasjonale retningslinjene beskrevet i Meld. St. 14 (2011–2012). I kapitlene 10.5.4, 10.5.5 og 10.5.6 besvares utredningskravet fra NVE.

For mer detaljer om vurderte kabelløsninger vises det til egne fagnotat R-03 og N-20, se oversikt over grunnlagsrapporter.

10.5.1 Tekniske forutsetninger

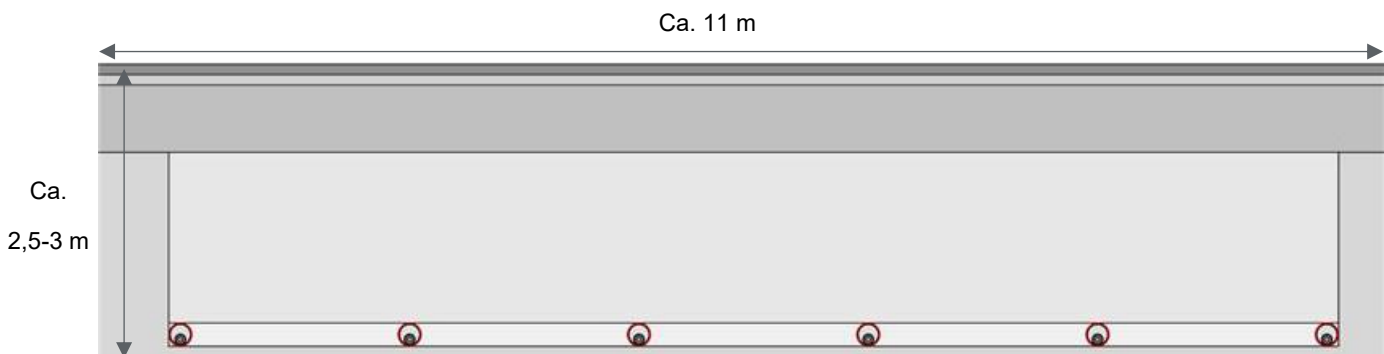
For å oppnå kravet til overføringskapasitet tilsvarende luftledningen, viser termiske beregninger at forlegning og hvordan anlegget jordes vil avgjøre om det er behov for ett eller to parallelle kabelsett pr. forbindelse (kurs). Av hensyn til personsikkerhet vurderes det ikke som et alternativ å jorde lange kabelsett i bare én ende. Hvis kabelanlegget jordes i begge ender må det legges to kabelsett for å klare overføringsevnen, noe som øker kostnadene mye. Det er derfor i det videre forutsatt at anlegget kan driftes med krysskoblet kabelskjerm, som øker overføringsevnen, og at det benyttes TSLF 145 kV 1600 mm² en-leder kabel, som er den standardiserte kabeltypen Elvia har i sin strategi å bruke.

Med disse forutsetningene vil en kabelgrøft se ut som vist i Figur 10-12. Kabelgrøfta blir ca. 4,6 meter bred fordi kabelsettene må legges med ca. 2 meters avstand, av hensyn til vedlikehold og ev. feilretting.



Figur 10-12: Prinsippskisse for konvensjonell kabelgrøft for to kurser, med ett kabelsett pr. kurs med flat forlegning. Dybden på grøfta blir i underkant av 1 meter med ca. 0,7 meter overdekning.

Flaskehalsene (begrensning i overføringsevne) for kabelforbindelser vil være der omkringliggende masser har dårlig varmeledningsevne, f.eks. ved veikryssinger hvor massene består av grøvre steinmasser. For riks- og fylkesveier skal det fortrinnsvis bores/presses under veien i stedet for å grave der grøftetraseen går på tvers av veien. Figur 10-13 viser kabelforlegning i slike tilfeller.



Figur 10-13: Prinsippskisse for veikryssing med 6 stk. borehull med diameter ca. 300 mm. Avstand mellom kablene ca. 2 meter forlagt 2,5-3 meter under veibanen.

10.5.2 Anleggsgjennomføring

I løsmasser graves en grøft hvor kablene legges. Grøfta graves med gravemaskin og det må derfor være en kjørbare trasé for gravemaskin langs med kabelgrøfta, se Figur 10-14. Dersom massene ikke skal kjøres bort må massene legges opp ved siden av kabelgrøfta. Dette gjør at arealbehovet i anleggsfasen blir vesentlig større enn selve kabelgrøfta som er ca. 2,5 meter. Total anleggsbredde blir minimum 15 meter. Innenfor denne trasébredden kan det ikke etableres bygninger eller andre konstruksjoner som legger begrensninger på muligheten for å komme til å drive vedlikehold og utbedre eventuelle feil på kablene.



Figur 10-14. Massene som graves ut med gravemaskin legges opp langsmed kabelgrøfta.

Når kabelgrøfta er etablert legges kablene ved at de trekkes ved hjelp av en vinsj fra tromler plassert i enden av kabelgrøfta eller skyvere som monteres nede i kabelgrøfta. Grøfta fylles så igjen med sand og stedege masser før kabeltraseen istandsettes.

Fram til oppstillingsplass for tromler og vinsj må det være kjørbare vei for lastebil og mobilkran. Kabel kan trekkes i hele lengder på 500-800 meter. Det er derfor behov for en skjøteplass, i tillegg det må settes av plass til trommeloppstilling.

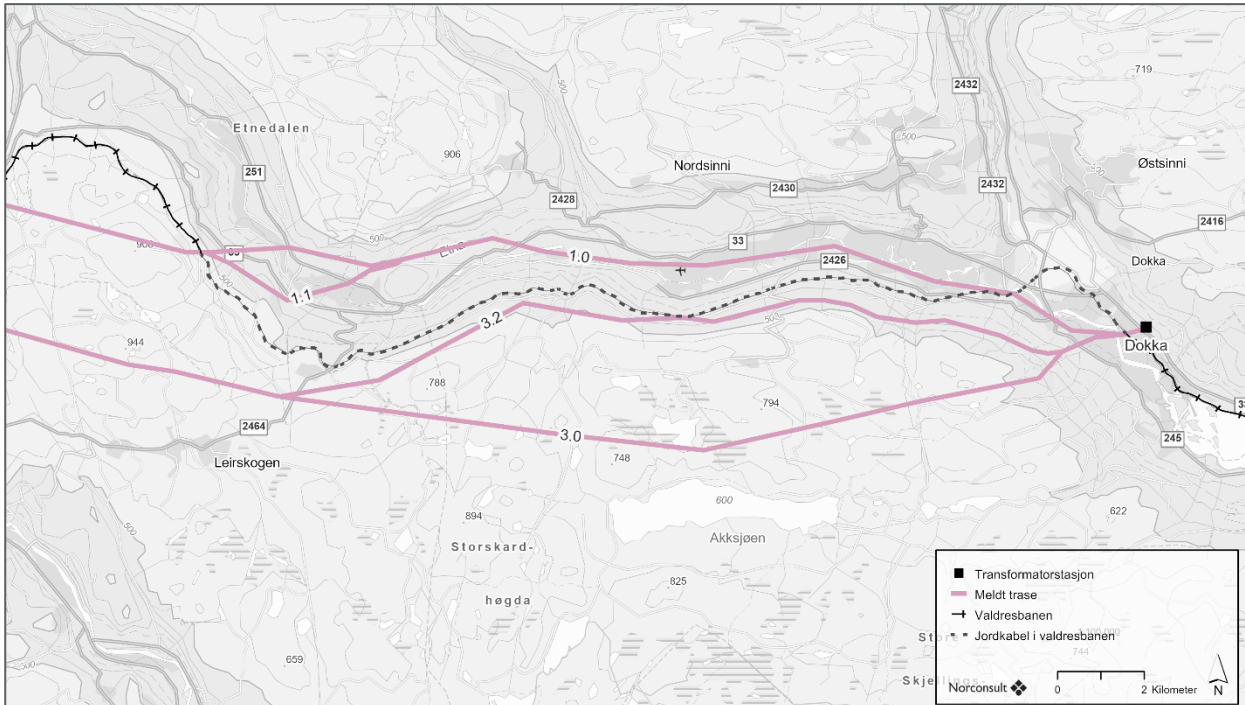
10.5.3 Miljøvurdering - generelt

Selve kabelanlegget er et stort arealinngrep som krever graving og anleggsvei langs traseen, se kapittel 10.5.2. Over kabelanlegget vil det være byggeforbud og behov for å holde vegetasjonen nede. Graving av kabelgrøft vil medføre terrenginngrep og hogst av enkelttrær.

Magnetfeltet avtar raskt med økt avstand fra senter av kabelgrøfta, men over kablene vil magnetfeltet være høyere enn det er under en luftledning med samme belastning..

10.5.4 Kabling i Valdresbanen

På bakgrunn av innspill i forbindelse med høring av meldingen ble det stilt krav om at det skulle vurderes kabling i Valdresbanen. Det er gjort en teknisk økonomisk vurdering av kabling på en strekning på ca. 25 km fra Dokka transformatorstasjon til Liaberget. Å følge Valdresbanen videre blir uhensiktsmessig langt, spesielt med tanke på de høye kostnadene.



Figur 10-15. Mulig kabeltrasé er vist med sort stiplet strek. meldte traseer for luftledning vist med svakt rød heltrukket strek.

Kostnadene for å legge de to 132 kV-forbindelsene i Valdresbanen er beregnet til ca. 460 MNOK, med ett kabelsett pr. kurs. For beregning av grøftkostander er det tatt utgangspunkt i at kabelanlegget hovedsakelig kan forlegges i konvensjonell kabelgrøft langs traseen med unntak av der kabelanlegget må krysse veier og elver på tvers. Kostander for 2 stk. kabelendemaster samt nye kabelstativer i Dokka transformatorstasjon er inkludert i estimatet.

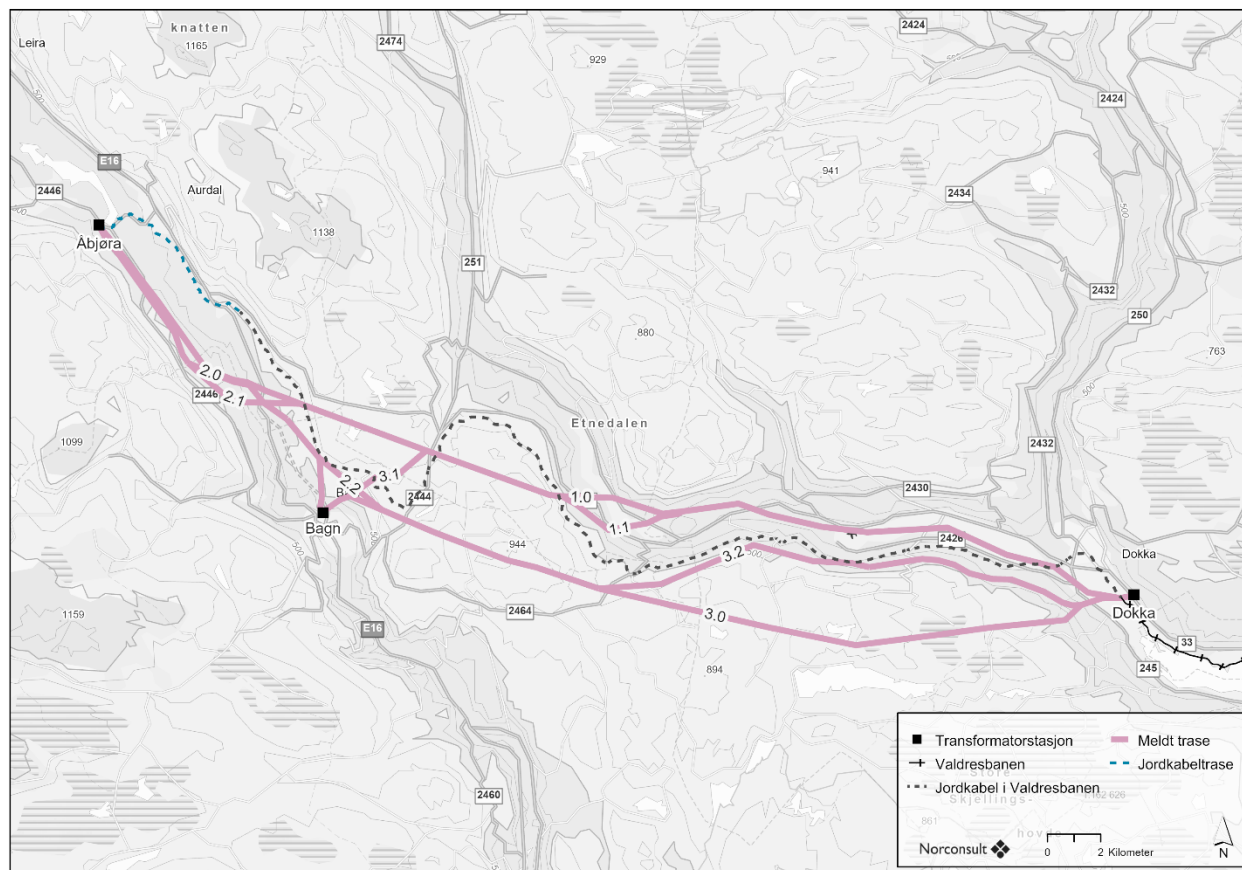
Bredden på traseen til Valdresbanen vurderes å være ca. 3,5 meter, som er for lite også for en kabelgrøft med to kurser, se Figur 10-12. En løsning for å begrense nødvendig anleggsbredde ved etablering av kabelanlegget kan være å bygge ferdig kabelgrøft for én kabelkurs av gangen. En side gjøres ferdig før man går over på neste side. På denne måten vil man ha en kjørevei/arbeidsplattform for å komme seg videre langs traseen ved at man kjører oppå ferdig kabelgrøft for den ene kursen og dermed slipper å bygge en anleggsvei. Alle utskifting av masse må da kjøres ut/inn av traseen, og kan ikke mellomlagres langs traseen.



Figur 10-16. Bilde av sporgangen til Valdresbanen.

10.5.5 Kabling videre til Aurdal og kryssing av Begna

På bakgrunn av innspill i forbindelse med høring av meldingen, ble det også stilt krav om at det skulle vurderes kabling i Valdresbanen og videre til Åbjøra via Aurdal.



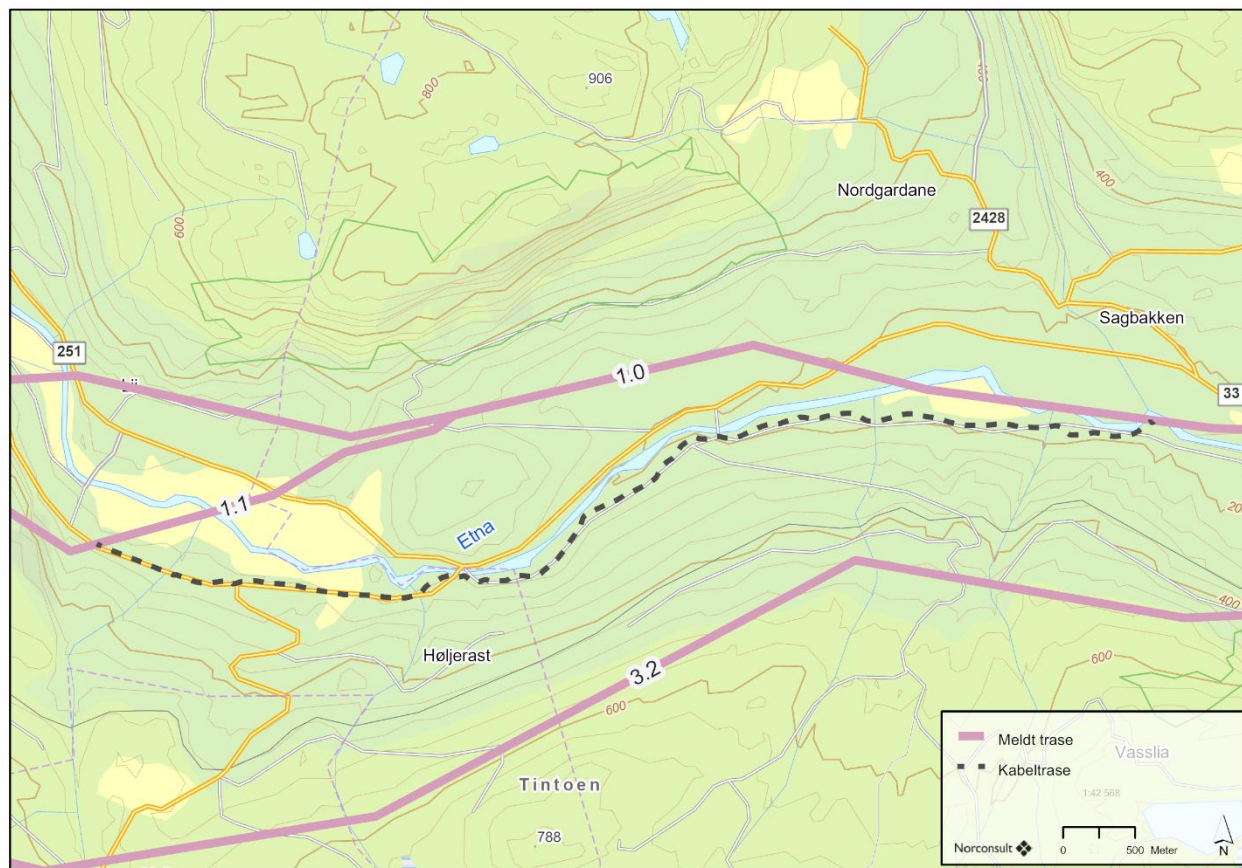
Figur 10-17. Vurderte kabeltraseer vist med sort stiplet strek. Svakt rød strek meldte ledningstraseer.

Kabeltraseen vil følge Valdresbanen i ca. 45 km fra Dokka frem til Bjørge, herfra går traseen videre vestover parallelt på sørsiden av E16, og krysser Begna før den føres frem til Åbjøra transformatorstasjon. Hele traseen er ca. 53 km lang.

Med samme forutsetninger som for kablingsalternativet i kap. 10.5.4 er kostnadene beregnet til ca. 985 MNOK.

10.5.6 Kabling i Sandmoveien fra Høljerast til fylkesvei 2426

På bakgrunn av innspill i forbindelse med høring av meldingen ble det stilt krav om at det skulle vurderes kabling i Sandmoveien, fra Høljerast til fylkesvei 2426. Konkret er det beregnet kostander for kabling av to parallelle kabelkurser i ca. 8 km fra kabelendemaster plassert i Sandmoveien til kabelendemaster plassert ved Nordre Madslangrud ved fylkesvei 33, slik vist i Figur 10-18.

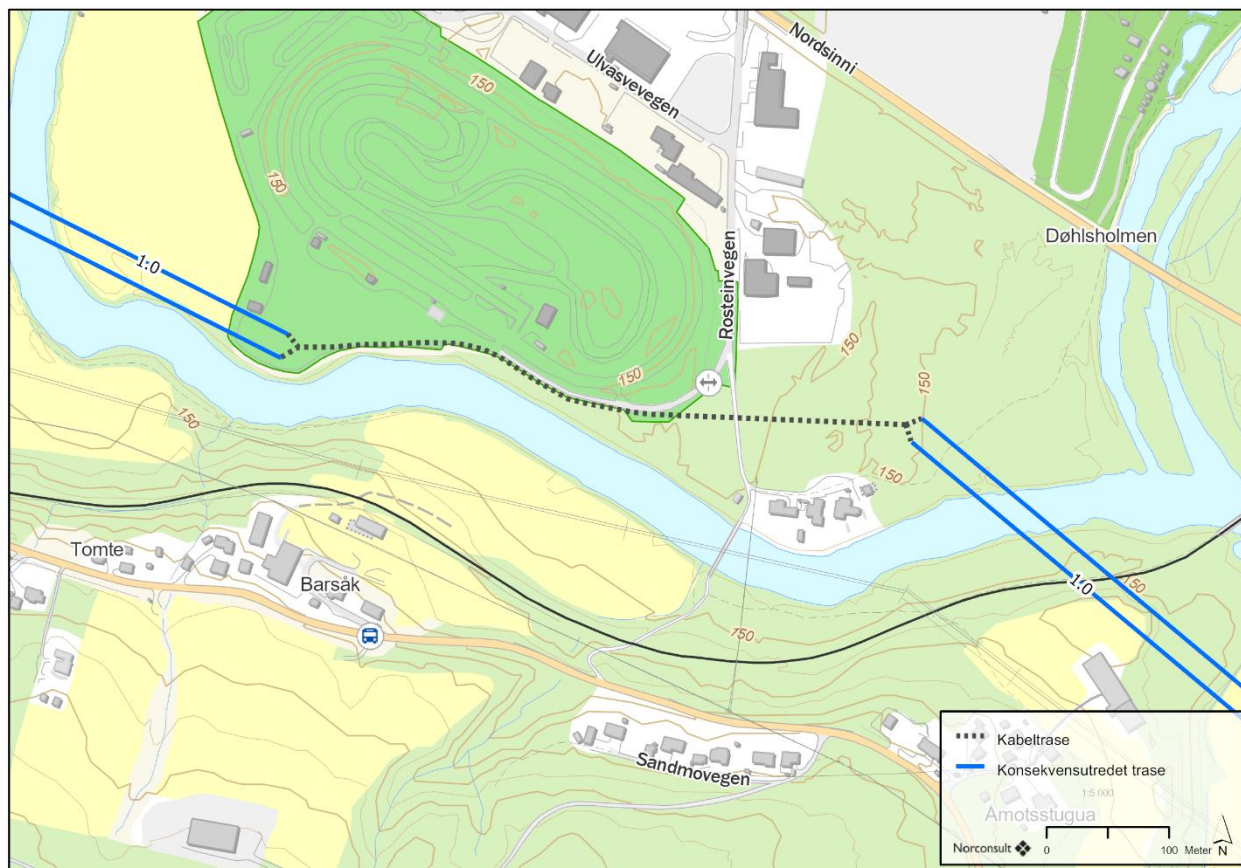


Figur 10-18. Vurderte kabeltrasé langs Sandmoveien vist med sort stiplet strek. Svakt rød strek meldte ledningstraseer.

Med samme forutsetninger som for kablingsalternativet i kap. 10.5.4 er kostnadene beregnet til ca. 185 MNOK.

10.5.7 Kabling forbi motorcrossbanen på Nordsinni

På Vinjarmoen, hvor det i dag er en motorcrossbane, er regulert til industri/næring [10]. Leieavtalen med motorcrossaktørene utløper i 2026. Kommunen har planer om å utvikle området og kom i mai 2024 med forslag om at det burde vurderes å kable forbindelsene forbi det regulerte området. Det er derfor sett på en løsning hvor man kabler ca. 650 mer av ledningene forbi store deler av området som er avsatt til industri/næring.



Figur 10-19. Vurdert kabeltrasé forbi motorcrossbanen vist med sort stiplet strek. Blå strek konsekvensutredet ledningstrasé.

Dette alternativet er ca. 650 meter og kan teknisk sett egne seg for drift med åpen kabelskjerm, men av sikkerhetsmessige årsaker bygger ikke Elvia kabelanlegg med åpen skjerm unntatt på svært korte strekninger. Kabelanlegget må derfor etableres med 2 sett kabler pr. kurs for å oppfylle kravet til overføringskapasitet. Det øker kostandene med ca. 12 MNOK sammenlignet med ett sett pr. kurs. Kostandene for kabelanlegget med to kabelsett pr. kurs er beregnet til 36 MNOK.

Kabling vurderes ikke som aktuelt p.g.a. høye kostnader. Ledningene er isteden trukket så langt sør som mulig for å så langt mulig å unngå å legge restriksjoner på utnyttelse av avsatt næringsareal. Skulle kabling vært aktuelt, krever det at en ekstern aktør dekker merkostnaden sammenliknet med bruk av luftledning.

11 Referanser

- [1] «Lov om kulturminner (kulturminneloven), LOV-1978-06-09-50».
- [2] Lovdata, «Forskrift om verneplan for barskog, vedlegg 13, fredning av Begna naturreservat, Nord-Aurdal og Sør-Aurdal kommuner, Oppland.,» <https://lovdata.no/dokument/LF/forskrift/2005-06-10-576>, 2005.
- [3] «Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg. FOR-1998-11-06-1060».
- [4] Lovdata, «Forskrift om saksbehandling og ansvar ved legging og flytting av ledninger over, under og langs offentlig veg,» FOR-2017-11-24-1836 , 2013.
- [5] Elvia, «Ny 132 kV ledning Åbjøra-Gjøvik,» <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/f63c2187-5d5c-4bc3-91b0-532b1f2375bf/202202032/3427123>, 2022.
- [6] NVE, «Fastsatt utredningsprogram for 132 kV kraftledninger Åbjøra-Gjøvik,» <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/e60cd0ca-3349-457a-85a7-be195496cad7/202202032/3429691>, 2022.
- [7] «NVE har fastsatt utredningsprogram for nye 132 kV kraftledninger Åbjøra-Gjøvik,» NVE, 2022.
- [8] NVE, «Seval skog solkraftverk,» <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=7598&type=A-1,A-8>, 2025.
- [9] Kjeller Vindteknikk, Norconsult, «KVT/2021/R112/MEH,» 2021.
- [10] Nordre Land kommune, «Reguleringsbestemmelser for Vinjarmoen,» <https://kart12.nois.no/538wsPlanDialogDokumenter/bestemmelser/Reguleringsbestemmelser%20Vinjarmoen.pdf>, 1988.
- [11] T. Lislevand, «FUGLER OG KRAFTLEDNINGER. Metoder for å redusere risikoen for kollisjoner og elektrokusjon,» Norsk Ornitologisk Forening, Trondheim, 2004.
- [12] K. Bevanger, «Kraftledninger og fugl. Oppsummering av generelle og nettspesifikke,» Norsk institutt for naturforskning, Trondheim, 2011.
- [13] Sweco, «Håndtering av løsmasser med fremmede skadelige plantearter og forsvarlig kompostering av planteavfall med fremmede skadelige plantearter,» Miljødirektoratet, 2018.
- [14] Mattilsynet, «WMS-tjeneste på GeoNorge,» 13. Mars 2024. [Internett]. Available: <https://kart.mattilsynet.no/wmscache/service?Request=GetCapabilities>.
- [15] ELFORSK, «Mätningar för undersökning av kraftledningars påverkan på GPS inom lantbruket,» ELFORSK, 2014.

- [16] Miljødirektoratet, «Forurensset grunn,» 13. Mars 2024. [Internett]. Available: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/forurensning/forurensset-grunn/forurensset-grunn/>.
- [17] NVE, «NVE digital veileder,» 07 03 2024. [Internett]. Available: <https://veiledere.nve.no/konsesjonssoknad-nettanlegg/soknad-om-anleggskonsesjon/virkninger-for-miljo-og-samfunn/#pageSection-3>.
- [18] Miljødirektoratet, «M-2209 Kartleggingsinstruks. Kartlegging av terrestriske Naturtyper etter NiN2,» 2024.
- [19] «Lov om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven). LOV-2009-06-19-100.».
- [20] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Skyberg transformatorstasjon,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=8862&type=A-1>.

Grunnlagsrapporter

Vedlagt konsesjonssøknaden følger følgende offentlig tilgjengelige fag-/grunnlagsrapporter utarbeidet som en del av planleggingen og konsekvensutredningene knyttet til oppdragsnummer 52301090:

Fagutredninger miljø og samfunn (Inngår i vedlegg 2)

- R-20 Ny 132 kV-ledning Åbjøra - Dokka – Konsekvensutredning samlerapport
- R-22 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka - Klimagassberegninger
- R-24 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka – Fagutredning landskap
- R-25 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka – Fagutredning kulturarv
- R-26 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka – Fagutredning friluftsliv
- R-27 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka – Fagutredning naturmangfold
- R-28 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka – Fagutredning landbruk
- R-29 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka – Fagutredning forurensning, vassdrag og vannmiljø
- R-32 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka – Fagutredning arealbruk og bebyggelse
- R-33 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka – Fagutredning Næring og samfunnsinteresser

Bakgrunnsrapporter - Tekniske vurderinger, naturfare og risikovurderinger:

- R-21 Ny 132 kV-ledning Åbjøra - Dokka Tidligfase risikovurdering (Vedlegg 7)
 - R-12 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Dokka – Områdeskredfare vurdering (Vedlegg 5)
 - R-31 Ny 132 kV-ledning Åbjøra - Dokka - Naturfare - flom og grunnforhold (Vedlegg 5)
- Åbjøra – Gjøvik – Nord-Aurdal, Etnedal, Nordre Land og Gjøvik kommune, Innlandet. Klimalaster for 132 kV kraftledning. KVT/2021/R112/MEH (oppdragsnr. 52105191)
- R-03 Ny 132 kV-ledning Åbjøra – Gjøvik – Vurderte kabelløsninger (oppdragsnr. 52105191)
 - R-23 Ny 132 kV-ledning Åbjøra - Dokka Anleggsplan (Vedlegg 5)
 - N-20 Ny 132 kV-ledning Åbjøra - Dokka - Beskrivelse av 132 kV kabling ved motorcrossbanen på Dokka. Notat N-06

12 Vedlegg

Vedlegg 1. Søknadskart/trasékart

Vedlegg 2. Konsekvensutredningsrapport med fagrapporter og visualiseringer vedlagt

Vedlegg 3. Kryssing av Begna naturreservat – godkjenning fra Statsforvalteren (3a) og Elvias søknad (3b).

Vedlegg 4. Situasjonsplan for berørte stasjoner (unntatt off.)

Vedlegg 5. Bakgrunnsrapporter - naturfare og teknisk

Vedlegg 6. Oversikt over berørte eiendommer/grunn- og rettighetshavere

Vedlegg 7. Risikovurdering (unntatt off.)

Vedlegg 8. Enlinjeskjema (unntatt off.)

Vedlegg 9. Samfunnsøkonomisk analyse (unntatt off)

Vedlegg 10. Fagutredning naturmangfold – sensitive data (unntatt off)

Vedlegg 11. Klassifisering ihht beredskapsforskriften (unntatt off.)