

Agder Energi Nett

► Oppgradering av Kystlinja

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Kvinesdal

Del 2 av Kystlinja

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: 5203419-2-9 Versjon: J01 Dato: 2023-03-02



Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Oppdragsgiver: Agder Energi Nett
Oppdragsgivers kontaktperson: Anne Tove Sløgedal Løvland
Rådgiver: Norconsult AS
Oppdragsleder: Kai Nybakk
Fagansvarlig: Marit Ytterstad
Andre nøkkelpersoner: Leif Inge Davik, Jan Tore Amundsen

J01	2023-03-02	For bruk	JTA, MAYTT	KANYB, LEDAV, ODEOV	KANYB
B01	2022-12-21	For kommentar hos kunde	JTA, MAYTT	KANYB, LEDAV, ODEOV	KANYB
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

► Sammendrag

Agder Energi Nett (AEN) vil søke konsesjon for ny 110(132) kV forbindelse mellom transformatorstasjonene Vallemoen i Lindesnes kommune, Lyngdal i Lyngdal kommune og Kvinesdal i Kvinesdal kommune i Agder fylke. Eksisterende 110 kV forbindelse er totalt 37,7 km lang, og består av to ledninger; Vallemoen-Lyngdal (17,6 km) og Lyngdal-Øie (19,1 km). Dagens 110 kV ledning er en del av den ca. 80 km lange 110 kV ledningen mellom Kulia transformatorstasjon i Kristiansand og Øie transformatorstasjon i Kvinesdal, omtalt som «Kystlinja».

Deler av Kystlinja ble bygget for nærmere 50 år siden, og ledningen nærmer seg teknisk levetid. Tilstanden på flere master tilsier også behov for snarlig utskifting pga. råte og nedslitte komponenter. I tillegg er det behov for økt overføringskapasitet på forbindelsen for å møte framtidige krav til økt belastning. Av den grunn har Agder Energi Nett (AEN) startet planlegging av en ny 132 kV ledning til erstatning for eksisterende 110 kV ledning. Tiltaket Vallemoen-Lyngdal-Øie/Kvinesdal omtales som Kystlinja del 2 og vil være et ledd i utskiftning av hele Kystlinja.

I de innledende forarbeidene og nettstudiene har man vurdert et større bilde av nettet, men denne rapporten begrenses til de tekniske anleggene og arbeidene med kraftledningen Vallemoen-Lyngdal-Øie/Kvinesdal. Øvrige planer for nettet og tilgrensede konsesjonssøknader er ikke behandlet.

AEN har utført en samfunnsøkonomisk analyse basert på følgende systemløsninger som presenteres i rapporten:

- Nullalternativet: forutsetter reinvestering av eksisterende ledning med fortsatt drift på 110 kV og Øie transformatorstasjon som endepunkt for Kystlinja
- Alternativ A: ny 110(132) kV enkeltkurs Vallemoen-Lyngdal-Øie i dagens trasé med drift på 132 kV og Øie som endepunkt for Kystlinja
- Alternativ B: ny 110(132) kV enkeltkurs Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal. Dette er meldt løsning med endepunkt for Kystlinja og Lista vindpark i Kvinesdal

Nullalternativet er beskrevet i teknisk forprosjekt, men ikke utredet videre i denne rapporten.

Analysen viser at alternativ B har en bedre samfunnsøkonomisk lønnsomhet sammenlignet med alternativ A. AEN vurderer også alternativ B som en mer robust og fremtidsrettet løsning sammenlignet med å bygge ny ledning til Øie transformatorstasjon. Løsning B, med å flytte endepunktet for Kystlinja til Kvinesdal koblingsstasjon, legger godt til rette for videre utbygging av ev. ny produksjon, økt forbruk og tilrettelegger for en større grad av fleksibilitet i nettet.

Norconsult har sett på tekniske løsninger og traséer for luftledning mellom Vallemoen, Lyngdal og Øie. På strekningen mellom Vallemoen og Lyngdal er det indentifisert et hoved-traséalternativ 1.0, der dagens 110 kV ledning mellom Vallemoen og Lyngdal oppgraderes til 132 kV ved at det bygges en ny 132 kV ledning delvis parallelt med dagens 110 kV ledning på strekningen. Inn mot Lyngdal transformatorstasjon er det flere boliger som er bygget tett inn til eksisterende 110 kV ledning, og alternativ 1.0 er derfor lagt i ny trasé inn mot stasjonen.

På strekningen mellom Lyngdal og Kvinesdal transformatorstasjoner går hovedalternativ 2.0 parallelt med eksisterende 110 kV ledning. Fra Tjomsland til Kvinesdal transformatorstasjon, som overtar som endepunkt for Kystlinja, føres nye 110(132) kV ledningen i ny trasé.

Når den nye 110(132) kV forbindelsen Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal er på drift, vil eksisterende 110 kV ledning på strekningen Vallemoen-Lyngdal-Øie rives.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



I rapporten er det også beskrevet omlegging av 110 kV ledningen Lista vindpark-Øie inn til Kvinesdal transformatorstasjon, først og fremst for å kunne samordne de to fjordspennene over Fedafjorden. Den gamle ledningen, fra omleggingspunktet og inn til Øie transformatorstasjon vil kunne rives på sikt.

Kvinesdal koblingsstasjon utvides med to bryterfelt og ett transformatorfelt

AEN ønsker å benytte samme linetype for hele Kystlinja og har av den grunn regnet på økonomisk optimalt tverrsnitt for strekningen Kulia-Leire-Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal/Øie og Kvinesdal-Lista VP-Vanse. En oppsummering av denne beregningen er presentert i rapporten. Analysen viser at AL 59-685 det mest samfunnsøkonomiske linetverrsnittet dersom Kulia-Leire-Vallemoen-Lyngdal-Øie og Kvinesdal-Lista VP-Vanse skal bygges med identiske linetverrsnitt. Forskjellen i totalkostnadene er 2 MNOK mellom å bygge forbindelsene med linetype AL 59-685 og AL59-594, og da Kristiansand-Kulia allerede er bygget med AL59-594 ønsker AEN å fortsette med dette tverrsnittet for resten av Kystlinja. Valget av linetype begrunnes også med et ønske om standardisering av beredskap og reservemateriell.

Den nye 110(132) kV luftledningen Vallemoen-Lyngdal-Øie planlegges i hovedsak bygget med H-master, som normalt er 20-25 m høye, med planoppheng med en fase- og mastebeinsavstand på 5,0 m. Gjennomgående planlegges det for komposittmaster, men i vinkler og lange spenn kan det bli aktuelt med rørstålmaster. Planlagt linetverrsnitt er AL59-594 med to gjennomgående toppliner med OPGW.

Dette tekniske forprosjektet belyser fordeler, ulemper og kostnader forbundet med de ulike traséene. Løsningene og traséene som omtales vil kunne møte framtidige krav til økt overføringskapasitet i forhold til de planene AEN er kjent med foreligger i området. Samtidig vil det redusere risikoen for feil og utetid grunnet et gammelt og utdatert nett.

Innhold

1	Innledning	8
2	Formål, begrensninger og forutsetninger	9
2.1	Formål	9
2.2	Begrensninger og forutsetninger	9
3	Bakgrunn og begrunnelse for tiltaket	10
3.1	Aldrende linjer	10
3.2	Overgang til 132 kV	10
3.3	Økt forbruk og krav til tilgjengelighet	10
3.4	Ny Europavei E39	12
3.5	Andre tiltak i regionalnettet	13
4	Beskrivelse av dagens anlegg	14
4.1	Generelt	14
4.2	Stasjoner	16
4.2.1	<i>Vallemoen transformatorstasjon</i>	16
4.2.2	<i>Lyngdal transformatorstasjon</i>	16
4.2.3	<i>Øie transformatorstasjon</i>	17
4.2.4	<i>Kvinesdal koblingsstasjon</i>	18
4.3	Ledninger	19
4.3.1	<i>110 kV ledning Vallemoen-Lyngdal</i>	19
4.3.2	<i>110 kV ledning Lyngdal-Øie</i>	19
4.3.3	<i>110 kV ledning Øie-Lista VK</i>	20
4.4	Mastetype	20
5	Valg av systemløsning	21
5.1	Generelt / Forutsetninger	22
5.2	Lastprognose	23
5.3	Alternative systemløsninger	23
5.3.1	<i>Nullalternativet: vedlikehold av dagens anlegg</i>	23
5.3.2	<i>Alternativ A</i>	24
5.3.3	<i>Alternativ B</i>	24
5.4	Samfunnsøkonomisk vurdering av alternativer	25
5.4.1	<i>Investeringskostnader</i>	25
5.4.2	<i>Drift- og vedlikeholdskostnader</i>	28
5.4.3	<i>Tapskostnader</i>	28
5.4.4	<i>Sammenstilling</i>	29
5.5	Momenter som ikke gjenspeiles i de samfunnsøkonomiske kalkylene	29
5.6	Konklusjon: Valg av systemløsning	29

6	Tiltak/innføring til eksisterende stasjoner	31
6.1	Innføring til Vallemoen transformatorstasjon og anleggsgjennomføring	31
6.1.1	<i>Midlertidig sammenkobling Lyngdal-Ramslandsvågen</i>	32
6.2	Innføring til Lyngdal transformatorstasjon og anleggsgjennomføring	33
6.2.1	<i>Innføring mot Lyngdal transformatorstasjon</i>	33
6.2.2	<i>Forbikobling Lyngdal</i>	36
6.3	Kvinesdal koblingsstasjon	37
7	Valg av linetype/tverrsnitt	39
7.1	Bakgrunn	39
7.2	Økonomisk optimalt tverrsnitt	39
7.2.1	<i>Forutsetninger</i>	40
7.2.2	<i>Resultat</i>	42
7.2.3	<i>Valg av linetverrsnitt</i>	44
8	Valg av mastetyper	45
8.1	Komposittmaster	45
8.2	Singlepole-master i stål	46
8.3	Master for kryssing av Fedafjorden	48
8.4	Valg av mastetype	49
9	Traséalternativer	50
9.1	Vallemoen – Lyngdal	50
9.2	Lyngdal- Kvinesdal	53
9.2.1	<i>Flytting av spenn over Fedafjorden</i>	54
9.2.2	<i>Flytting ved Lande</i>	55
9.2.3	<i>Kryssing Statnett ved Kvinesdal</i>	56
9.3	Omlegging av 110 kV ledning Øie – Lista vindpark	56
9.1	Investeringskostnad for ledningsalternativene	57
10	Anleggsgjennomføring	58
10.1	Skogrydding	58
10.2	Bygging av ny 110(132) kV ledning	58
10.3	Sanering av eksisterende 110 kV ledning Vallemoen-Lyngdal-Øie	60
10.3.1	<i>Kostnad for riving av luftledning</i>	60
10.3.2	<i>Arbeid knyttet til riving av ledning</i>	60
11	Kabling	62
11.1	Generelt	62
11.2	Kabling inn til Lyngdal transformatorstasjon	63
11.2.1	<i>Trasébeskrivelse</i>	64
11.2.2	<i>Tekniske forutsetninger</i>	64
11.3	Kabling i bebygde områder ved Vallemoen transformatorstasjon	71
11.3.1	<i>Trasébeskrivelse</i>	73

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

11.3.2	<i>Tekniske forutsetninger</i>	74
11.4	Investeringskostnad for 170 kV kabelanlegg	77
11.5	Arealdisponering og anleggsgjennomføring	79
12	Magnetfeltberegninger	80
12.1	Utredningsnivå magnetfelt	80
12.2	Ledning	80
12.2.1	<i>Inndata</i>	80
12.2.2	<i>Beregninger</i>	81
12.2.3	<i>Resultater</i>	81
12.2.4	<i>Nærføring</i>	85
12.3	Kabel	85
12.3.1	<i>Beregninger</i>	85
12.3.2	<i>Resultater</i>	85
13	Referanser	87

1 Innledning

Agder Energi Nett AS (AEN) vil søke konsesjon på ny 110(132) kV kraftledning mellom Vallemoen transformatorstasjon i Lindesnes kommune, via Lyngdal transformatorstasjon, til Kvinesdal koblingsstasjon i Kvinesdal kommune i Agder fylke. Ledningen skal erstatte dagens 110 kV ledning mellom transformatorstasjonene Vallemoen, Lyngdal og Øie (del 2 av Kystlinja). Kvinesdal transformatorstasjon overtar som endepunktet for Kystlinja.

Eksisterende 110 kV ledningen ble bygget for nærmere 50 år siden og nærmer seg teknisk levetid samtidig har forbindelsen for liten kapasitet for fremtidig behov. Den nye ledningen vil bli bygget som en 132 kV ledning, men vil foreløpig driftes på 110 kV.

Agder Energi Nett har sendt melding til NVE med forslag til løsninger for fornying av Kystlinja, herunder ledningen mellom Vallemoen, Lyngdal og Øie transformatorstasjoner. I tillegg er det meldt om en omlegging av 110 kV ledningen Lista Vindpark inn mot Kvinesdal transformatorstasjon for å for å kunne samordne de to fjordspennene over Fedafjorden.

I forbindelse med planene om å sende konsesjonssøknad for del 2 av Kystlinja har Norconsult fått i oppdrag å se på tekniske løsninger og traséer for luftledning mellom Vallemoen, Lyngdal og Øie samt delstrekninger med kabel. Teknisk forprosjektrapport er en del av beslutningsgrunnlaget for valg av teknisk løsning som skal konsesjonsøkes.

Denne rapporten beskriver tekniske og økonomiske forhold knyttet til fornying av eksisterende 110 kV ledning mellom Vallemoen, Lyngdal og Øie transformatorstasjon. Nye nettanlegg skal forberedes for fremtidig drift med 132 kV spenning.

En overordnet risikovurdering for SHA og ytre miljø for tidligfase i prosjektet er utført. Risikovurderingen er presentert i en egen rapport [1].

Tiltaket vil berøre Lindesnes, Lyngdal og Kvinesdal kommuner.

Agder Energi Nett AS er netteier og driftsansvarlig for regional- og distribusjonsnettet i hele dette området.

2 Formål, begrensninger og forutsetninger

2.1 Formål

Formålet med teknisk forprosjekt er å komme frem til omforente og byggbare tekniske løsninger slik at man har et best mulig underlag til konsesjonssøknaden. Grundige vurderinger av ulike løsninger før søknad om konsesjon vil gi færre tekniske og økonomiske endringer i forbindelse med prosjektering og bygging av konsesjonsgitte anlegg.

Teknisk forprosjektrapport danner også underlag for beslutninger i Agder Energi Nett AS (AEN).

2.2 Begrensninger og forutsetninger

Denne rapporten beskriver de permanente elektriske anleggene som planlegges bygd for kraftledningene Vallemoen-Lyngdal og Lyngdal-Kvinesdal og eventuelle mindre ombygginger i stasjonene. Videre tiltak i stasjonene for oppgradering til 132 kV på et senere tidspunkt er ikke vurdert i denne rapporten.

Midlertidige og provisoriske anlegg i forbindelse med utbyggingen er ikke behandlet. Det forutsettes drift på eksisterende 110 kV ledning i store deler av byggeperioden. Dette må tas hensyn til i videre planlegging og detaljprosjekteringen.

I de innledende forarbeidene og nettstudiene har man vurdert et større bilde av nettet, mens denne rapporten begrenses til de tekniske anleggene og arbeidene til kraftledningene Vallemoen-Lyngdal-Øie/Kvinesdal. Øvrige planer for nettet og tilgrensede konsesjonssøknader er ikke behandlet.

Norconsult har ikke utført stabilitetsanalyser i forbindelse med teknisk forprosjekt, men forutsetter at systemløsningene som foreslås tilfredsstillende krav til spenningskvalitet, statiske og dynamiske lastforhold i nettet.

Den tekniske rapporten svarer ut noen av punktene i NVEs utredningsprogram.

Det bør utarbeides mer detaljerte forprosjektrapporter og design basis for hvert enkelt anleggsavsnitt før utarbeidelse av anbudsdokumenter.

3 Bakgrunn og begrunnelse for tiltaket

Utløpt teknisk levetid på dagens anlegg, økt forbruk, tilknytning av ny kraftkrevende industri og hensynet til forsyningsikkerhet er de viktigste årsakene til at det kreves oppgraderinger av kraftforbindelsen Vallemoen-Lyngdal-Øie. Begrunnelsen for tiltaket er utdypet i kapitlene nedenfor.

3.1 Aldrende linjer

Dagens kraftledning Vallemoen-Lyngdal-Øie er bygget i perioden 1969-1971 og er i så dårlig forfatning at den bør fornyes. Levetiden til ledningene er stipulert til ca. 60 år, og i den regionale kraftsystemutredning for Agder 2020-2039 er det skissert behov for tiltak innenfor planperioden. Den tekniske tilstanden på ledningen tilsier at fremtidige vedlikeholdskostnader vil øke vesentlig dersom man ikke erstatter ledningen. Av det følger også økt feilfrekvens og utetid på ledningen i forbindelse med feil, forebyggende vedlikehold og reparasjoner.

3.2 Overgang til 132 kV

Dagens "Kystlinje" er bygd med spenningsnivå 110 kV. Valget ble tatt tilbake i 1952 da Vest Agder energiverk besluttet at 110 kV var spenningsnivået for den videre utviklingen av regionalnettet i tidligere Vest-Agder fylke. AEN har endret denne policyen de siste årene, og 132 kV foretrekkes nå ved oppgradering, reinvestering og nybygging. Dersom oppgraderingen ikke skjer umiddelbart, skal det alltid legges til rette for framtidig spenningsoppgradering.

Fordelen med å øke spenningsnivået fra 110 kV til 132 kV er at man oppnår høyere overføringskapasitet (til tilnærmet samme kostnad), lavere tapskostnader og at 132 kV er et mer standardisert spenningsnivå enn 110 kV i Norge. AEN mener av den grunn at det vil være lønnsomt å fase ut 110 kV på sikt til fordel for 132 kV i regionalnettet. Med et relativt utstrakt nett og økte kraftpriser vil kostnaden for nettapene reduseres ved overgang til 132 kV.

En endring fra 110 kV til 132 kV driftsspenning vil innebære at alle eksisterende 110 kV anlegg må oppgraderes, eventuelt at deler av regionalnettet som først oppgraderes til 132 kV driftes som et mindre sammenhengende nett. Da det er mange nettanlegg som er betydelig nyere enn Kystlinja, og ikke har behov for endring på kort sikt, vil det sannsynligvis gå flere 10-år før driftsspenning kan endres til 132 kV i hele 110 kV nett. Av den grunn er det valgt å starte på en gradvis overgang og Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal-prosjektet utgjør i så måte et steg i denne prosessen.

3.3 Økt forbruk og krav til tilgjengelighet

Behovet for overføringskapasitet i kraftnettet styres av det høyeste effektbehovet som normalt oppstår i kalde perioder vinterstid. De siste 10-20 årene har ikke effektbehovet i Agder totalt sett økt så mye, men fordelingen av effektbehov til forskjellige områder og kundegrupper har endret seg en del. Flere av de større kraftintensive industrikundene har enten redusert (effekt)forbruket sitt, mens andre industrikunder har lagt ned virksomheten sin. I motsetning har det jevnlig vært en økning i effektbehovet til alminnelig forsyning (ikke kraftintensive industrikunder) på i størrelsesorden 1 % pr. år. Befolkningsvekst (flere forbrukere) og økonomisk vekst (flere elektriske apparater / økt komfortnivå) er trolig hovedårsaken til denne økningen de siste 10-20 årene. For mer informasjon om historisk effektforbruk i Agder henvises det til Regional Kraftsystemutredning for Agder 2020-2039.

Forventet befolkningsutvikling vil trolig medføre økt effektbehov også fremover i tid, men pr. 2022 vurderes elektrifisering av transportsektoren (bil, buss, lastebiler, landstrøm etc.) til å påvirke effektbehovet til alminnelig forsyning i Agder i betydelig større grad enn befolkningsutviklingen isolert sett. Dette gjelder også

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



for det området som Kystlinja forsyner. I tillegg til økt behov for «hjemmelading» av biler, busser og lastebiler, vil etablering av ny E-39 i området trolig medføre flere større hurtigladestasjoner for gjennomgangstrafikk. Kystlinja forsyner også Agderkysten fra Kristiansand til Kvinesdal, som har flere havner med betydelig skipstrafikk. Fremtidig landstrøm, og potensielt fremtidig «ladestrøm» for elektrisk fremdrift vil kunne medføre betydelig effektbehov.

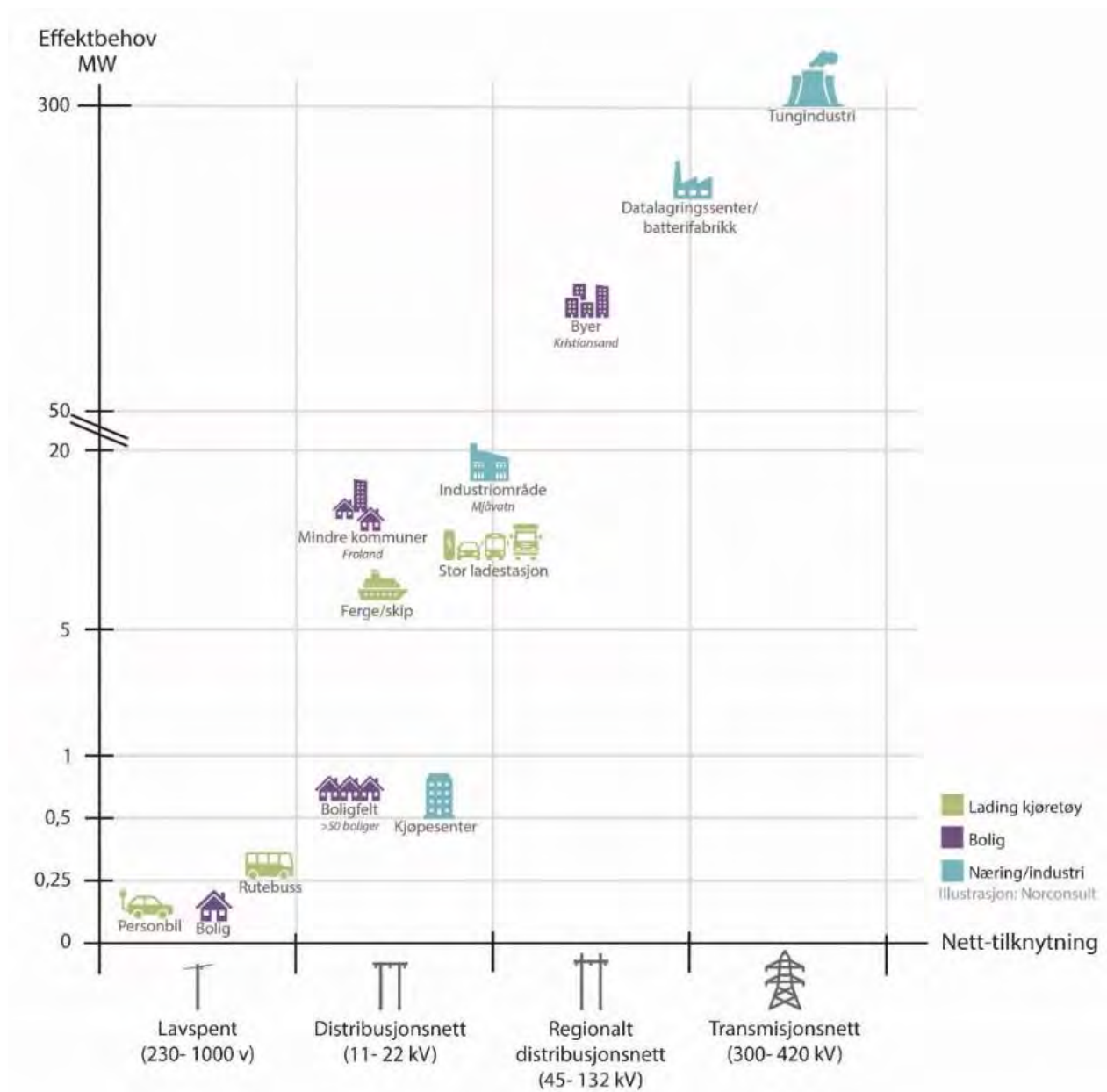
AEN har de siste par årene i økende grad mottatt forespørsler om tilknytning av nye større kraftintensive kunder. Eksempler er batterifabriker, fiskeoppdrettsanlegg på land, datalagringsentre, anlegg for hydrogenproduksjon o.l. Realisering av ett eller flere av slike anlegg vil medføre en betydelig økning i effektbehovet i Agder. Flere av disse kundene er lokalisert mellom Kristiansand og Kvinesdal, og vil kunne påvirke behovet for overføringskapasitet på Kystlinja betydelig. Det er spesielt i Lista- og Kvinedalsområdet (lengst vest på Kystlinja) det foreligger flest og størst planer om kraftkrevende industri.

Foreløpige analyser viser at eksisterende kapasitet på Kystlinja vil kunne bli en flaskehals i fremtiden med forventet økt effektbehov i området. Oppgradering av ledningen vil legge til rette for økt forbruk og bedre tilgjengelighet i nettet som forsynes over forbindelsene Øie-Lyngdal-Vallemoen-Halshaug-Mikkelsmyr-Leire-Kulia (Kystlinja). En økning av overføringskapasiteten på Kystlinja samtidig med nødvendig reinvestering er derfor ansett som nødvendig for å møte fremtidens behov i området. I Figur 3-1 er sammenhengen mellom effektuttak og type ledning (spenningsnivå) framstilt.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 3-1. Effektbehov for ulike forbrukskilder er fordelt på den type ledning (spenningsnivå) som det er behov for. 1 MW = 1000 kW. Eksempelvis vil en støvsuger eller en brødrister ha et effektbehov på ca. 1-1,5 kW. På en 10 A sikringskurs i en bolig kan man ta ut 2,3 kW. Store ladestasjoner for busser og lastebiler vil kunne ha et effektbehov på inntil 10 MW, eller 10 000 kW. (Illustrasjon: Norconsult).

3.4 Ny Europavei E39

Nye Veier både bygger og planlegger ny E39 gjennom planområdet, og på deler av strekningen har det vært sett på muligheten for å samle inngrepene. Ledningen planlegges, så langt mulig, lagt utenfor veieiers eiendom.

3.5 Andre tiltak i regionalnettet

Det pågår et utredningsarbeid i AEN som ser nærmere på ulike løsninger for forsyning av et nytt næringsområde i Hausvik, som ligger ytterst på halvøya mellom Grønfjorden og Rosfjorden i Lyngdal kommune. Arbeidet foregår parallelt med planprosess og melding for Kystlinja. Studien inkluderer også løsninger for tosidig forsyning til Ramslandsvågen. Videre arbeid med å finne løsning for forsyning av Ramslandsvågen og Hausvik går som et eget prosjekt i AEN og konsesjonssøkes i en egen søknad.

Det er sett på muligheten for å legge om Kystlinja, slik at den ville gått fra Vallemoen transformatorstasjon via Ramslandsvågen transformatorstasjon til Lyngdaltransformatorstasjon hvor Hausvik ev. kunne forsynes fra en ny stasjon på ledningen mellom Ramslandsvågen og Lyngdal. Denne løsningen er ikke systemteknisk forsvarlig, da det bl.a. ved feil eller utkobling av ledningen fra Kulia vil medføre problemer med å forsyne Mandal fra Kvinesdal. En omlegging av Kystlinja via Ramslandsvågen vil redusere kapasitet, fleksibilitet og leveringspålitelighet for Kystlinja. De vurderte løsningene for en ny ledning mellom Ramslandsvågen og Lyngdal er derfor ikke vurderte i denne rapporten.

4 Beskrivelse av dagens anlegg

4.1 Generelt

Eksisterende regionalnett langs kysten av Agder eies av Agder Energi Nett AS og består i hovedsak av 110 kV nettanlegg bygget i perioden 1969-1971 i tillegg til en del 132 kV nett. 110 kV regionalnettet har tilknytning mot transmisjonsnettet (sentralnettet) i Kristiansand, Honna og Kvinesdal. Fra Kristiansand, som er en meget sentral stasjon i området, går det 110 kV ledninger mot Bjelland og Hallandsbru. I Hallandsbru fordeles 110 kV nettet mot Kulia, Hunsfos Øst og Ålefjær. Fra Kulia transformatorstasjon går det 110 kV ledninger mot Hallandsbru, Timenes, Grødal, Bjelland, Fiskå og Leire. 110 kV ledningsforbindelsen Kystlinja fra Kulia transformatorstasjon i Kristiansand til Øie transformatorstasjon i Kvinesdal kommune er illustrert med blå strek i Figur 4-1.



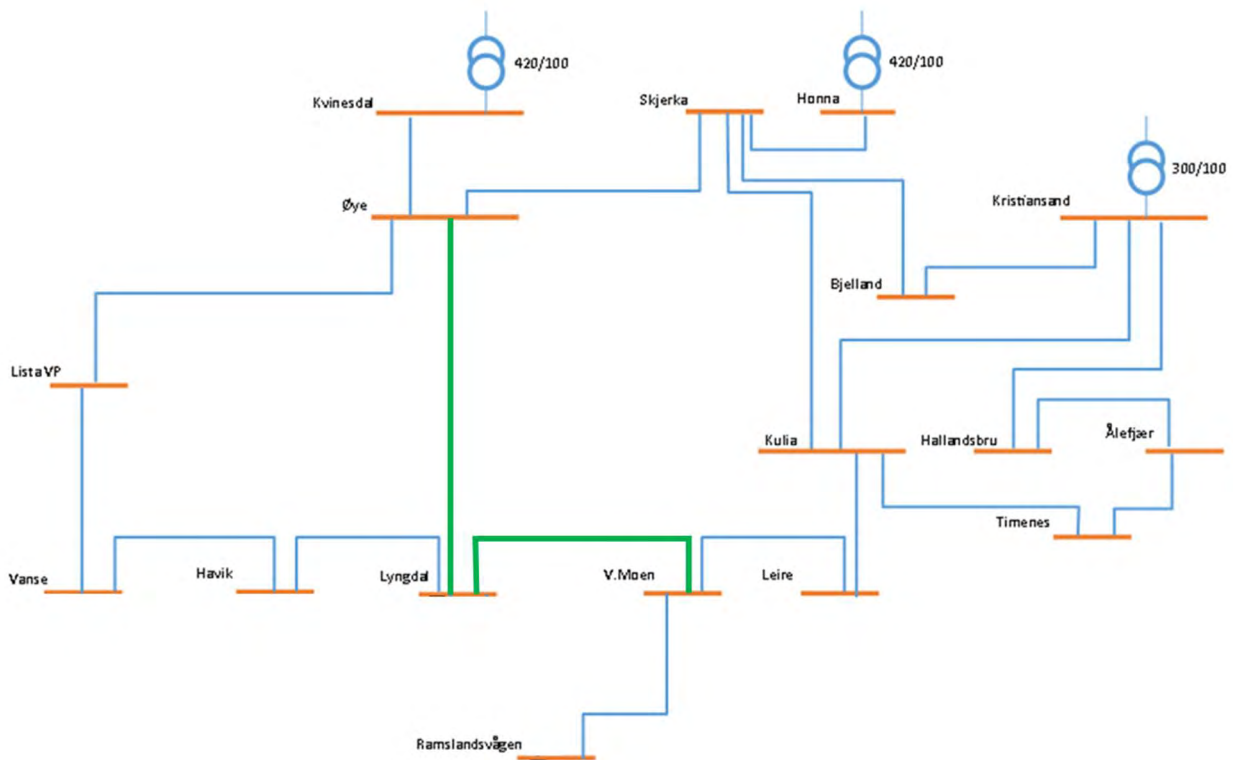
Figur 4-1: Eksisterende 110 kV ledninger på strekningen Øie-Kulia (Kystlinja vist med blått).

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

Figur 4-2 nedenfor viser systemskjema for deler av Agder Energi Netts 110 kV linjer i Agder, strekningen Vallemoen-Lyngdal-Øie, som omtales i denne rapporten, er uthevet med grønn strek.



Figur 4-2: Oversikt over aktuelle deler av 110 kV nettet i Agderområdet. 110 kV Vallemoen-Lyngdal-Øie.

4.2 Stasjoner

4.2.1 Vallemoen transformatorstasjon

Vallemoen transformatorstasjon ligger ved fylkesvei 460 (Audnedalsveien) ca. 1 km nordøst for Vigeland sentrum i Lindesnes kommune. Agder Energi Nett AS er eier og driver av stasjonen. I dag er det transformering fra 110 kV til 22 kV ved hjelp av 1 stk. transformator med ytelse på 25 MVA.

Stasjonen har utendørs 110 kV koblingsanlegg med enkel samleskinne og 4 stk. bryterfelt hvorav 1 stk. transformatorfelt og 3 stk. linjefelt. 110 kV linjefeltene er utstyrt med 2 stk. skillebrytere og 1 stk. effektbryter. I dag kommer 110 kV ledningen fra Halshaug inn fra sør, og 110 kV ledningene mot Lyngdal og Ramslandsvågen går parallelt nordvest ut fra stasjonen, se Figur 4-3. Linjene mot Ramslandsvågen og Lyngdal føres på felles masterekke et stykke før de splittes i separate traséer rett etter kryssing av elva Audna.

For ledningsfeltet mot Lyngdal er effektbryter og skillebrytere dimensjonerte for henholdsvis 1250 og 2000 A. Strømtransformatorene har en strømgrense på 1000 A. Det må vurderes å skifte strømtransformatorer for å kunne utnytte den nye ledningen fullt ut.



Figur 4-3: Flyfoto over Vallemoen transformatorstasjon. 110 kV-ledninger markert med blå linjer

4.2.2 Lyngdal transformatorstasjon

Lyngdal transformatorstasjon ligger i Lyngdal sentrum i Lyngdal kommune. Stasjonen er lokalisert utenfor boligområdet Presthølen ved E39, ca. 200 m vest for rundkjøringen som binder E39 og fylkesvei 43 sammen. Agder Energi Nett AS er eier og driver av stasjonen. I dag er det transformering fra 110 kV til 22 kV ved hjelp av 2 stk. transformatorer, begge med en ytelse på 25 MVA. I stasjonen er det et utendørs 110 kV koblingsanlegg med dobbel samleskinne med seks 110 kV bryterfelt hvorav 2 stk. transformatorfelt, 3 stk. ledningsfelt og et koblingsfelt. 110 kV feltene er utstyrt med parallelle skillebrytere og 1 stk. effektbryter. I dag kommer det 3 stk. 110 kV luftledninger inn til Lyngdal transformatorstasjon, henholdsvis fra Havik i sør, Vallemoen fra øst og Øie fra nordvest, se Figur 4-4.

For feltene mot Vallemoen og Øie er effektbryter og skillebrytere dimensjonerte for 1250 A og strømtransformatorene har en strømgrense på 800 A. Det må vurderes å skifte både brytere og strømtransformatorer for å kunne utnytte den nye ledningen fullt ut.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 4-4: Flyfoto over Lyngdal transformatorstasjon. Ledningen fra Havik kommer inn fra sør. Mot nord går 1 stk. ledning videre østover mot Vallemoen og 1 stk. lending vestover mot Øie.

4.2.3 Øie transformatorstasjon

Øie transformatorstasjon ligger i Øye i Kvinesdal kommune. Agder Energi Nett AS er eier og driver av stasjonen. I dag er det transformering fra 110 kV til 22 kV ved hjelp av 1 stk. transformatorer med ytelse 25 MVA. I stasjonen er det et utendørs 110 kV koblingsanlegg med dobbel samleskinne med 11 stk. 110 kV bryterfelt hvorav 1 stk. er transformatorfelt, 8 stk. ledningsfelt (inkl. 3 stk. reservefelt), 1 stk. koblingsfelt og 1 stk. felt for kondensatorbatteri. 110 kV linjefeltene er utstyrt med parallelle skillebrytere og 1 stk. effektbryter. Det kommer en 110 kV luftledning inn i stasjonen fra Skjerka i nordøst og 2 stk. luftledninger går nordvest mot Sira og Kvinesdal, se Figur 4-5. De resterende feltene er kabelavganger mot Lyngdal transformatorstasjon og Lista vindpark.



Figur 4-5: Flyfoto over Øie transformatorstasjon. Mot nordøst går 1 stk. luftledning mot Skjerka og mot nordvest går en luftledning mot Sira og en mot Kvinesdal.

4.2.4 Kvinesdal koblingsstasjon

Kvinesdal transformatorstasjon ligger ved Hestsprangvannet ca. 1,2 km nord for fylkesvei 4162 i Kvinesdal kommune. Stasjonen er en transmisjonsnettstasjon eid av Statnett med transformering fra 420 kV til både 300 kV og 110 kV. Det er fire transformatorer i stasjonen: T1, T2 og T3 transformerer mellom 420 og 300 kV, mens T4 transformerer fra 420 til 110 kV, se Figur 4-6.

Agder Energi Nett AS eier Kvinesdal koblingsstasjon, som er plassert nordøst på stasjonstomten, se Figur 4-6. Koblingsstasjonen har et innendørs 110 kV koblingsanlegg med dobbel samleskinne. Koblingsanlegget består av fem 110 kV bryterfelt hvorav 1 stk. transformatorfelt, 3 stk. ledningsfelt (inkl. et reservefelt) og et seksjoneringsfelt. 110 kV feltene er utstyrt med parallelle skillebrytere og 1 stk. effektbryter. Det kommer 1 stk. 110 kV luftledning inn til Kvinesdal fra Øie i øst, i tillegg er det en 110 kV kabelavgang til Austadvika.



Figur 4-6: Flyfoto over Kvinesdal transformatorstasjon. Kvinesdal koblingsstasjon ligger øverst til høyre på stasjonstomten og eies av AEN. 110 kV luftlinjen fra Øie kommer inn i stasjonen fra øst. De resterende luftlinjene er transmisjonsnett-forbindelser, illustrert med rød strek fra NVE-Atlas.

4.3 Ledninger

Linjekapasitetene som presenteres i tabellene nedenfor gjelder for 20°C omgivelsestemperatur. Generelt vil linjer og andre komponenter tåle høyere strømføring under lavere omgivelsestemperaturer.

Ledningene er ikke bygget med gjennomgående jord. Det er bare toppline inn til stasjonene (innføringsvern).

4.3.1 110 kV ledning Vallemoen-Lyngdal

Mellom Vallemoen og Lyngdal transformatorstasjoner går det i dag en 110 kV enkeltkurs med linetype 293-AL1/48-ST1A (FeAl 185.26/7). Ledningen eies av Agder Energi Nett AS og ble bygget rundt 1969. Tekniske data for ledningen er vist i Tabell 4-1. I Fosweb er det angitt at Vallmoen-Lyngdal er dimensjonert for 50°C.

Både i Vallemoen og Lyngdal transformatorstasjoner føres forbindelsen inn i stasjonene som luftledning.

Tabell 4-1: Tekniske data for 110 kV Vallemoen-Lyngdal

Beskrivelse	Data
Spenningsnivå	110 kV
Type	FeAl 185 (26/7)/293-AL1/48-ST1A
Lengde	17,55 km
Kapasitet	693 A ved 20°C i luft
Dimensjonerende ledertemperatur	50°C
Mastetype	3xE og H-mast i tre
Byggeår	1969

4.3.2 110 kV ledning Lyngdal-Øie

Mellom Vallemoen og Øie transformatorstasjoner går det i dag en 110 kV enkeltkurs med linetype 293-AL1/48-ST1A (FeAl 185.26/7). Ledningen eies av Agder Energi Nett AS og ble bygget rundt 1969. Tekniske data for ledningen er vist i Tabell 4-2. I Fosweb er det angitt at Lyngdal-Øie er dimensjonert for 50°C.

I Øie transformatorstasjon avsluttes luftledningen i endemast ca. 0,5 km før stasjonen og føres inn i koblingsanlegget med kabel.

Tabell 4-2: Tekniske data for 110 kV Lyngdal-Øie

Beskrivelse	Data line	Data kabel
Spenningsnivå	110 kV	110 kV
Type	FeAl 185 (26/7)	TSXP
Lengde	18,63 km	0,5 km
Kapasitet	693 A ved 20°C i luft	1130 A
Dimensjonerende ledertemperatur	50°C	90°C
Mastetype	3xE og H-mast i tre	-
Byggeår	1969	1980

4.3.3 110 kV ledning Øie-Lista VK

Ledningen Øie-Lista VK eies av Agder Energi Nett AS og ble bygget rundt 1990. Tekniske data for ledningen er vist i Tabell 4-3. I Fosweb er det angitt at Øie-Lista VK er dimensjonert for 50°C.

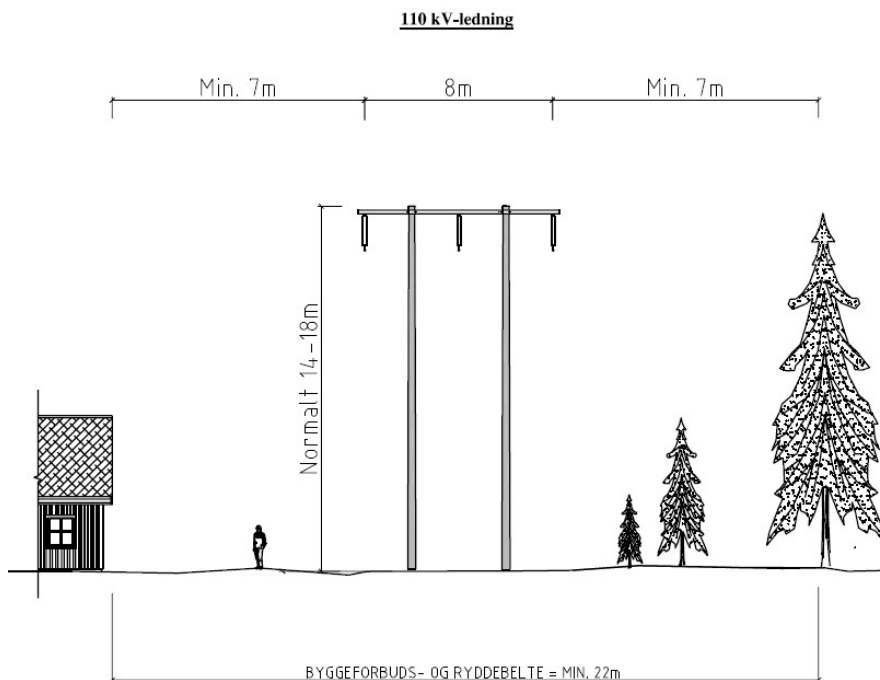
I Øie transformatorstasjoner føres forbindelsen inn i stasjonene som kabel.

Tabell 4-3: Tekniske data for 110 kV Øie-Lista VK

Beskrivelse	Data line	Data kabel
Spenningsnivå	110 kV	110 kV
Type	FeAl 185 (26/7)	TXSP 3x1x1200 AL
Lengde	17,8 km	0,5 km
Kapasitet	693 A ved 20°C i luft	1130 A
Dimensjonerende ledertemperatur	50°C	90°C
Mastetype	3xE og H-mast i tre	-
Byggeår	1990	1980

4.4 Mastetype

Ledningene Vallmoen-Lyngdal-Øie og Øie-ListaVP/Vanse er hovedsakelig bygget med H-master i tre. Høyden er normalt mellom 14 og 18 meter og fase-avstanden er ca. 4 m. Rettighetsbelte til dagens 110 kV ledninger er vist i Figur 4-7.



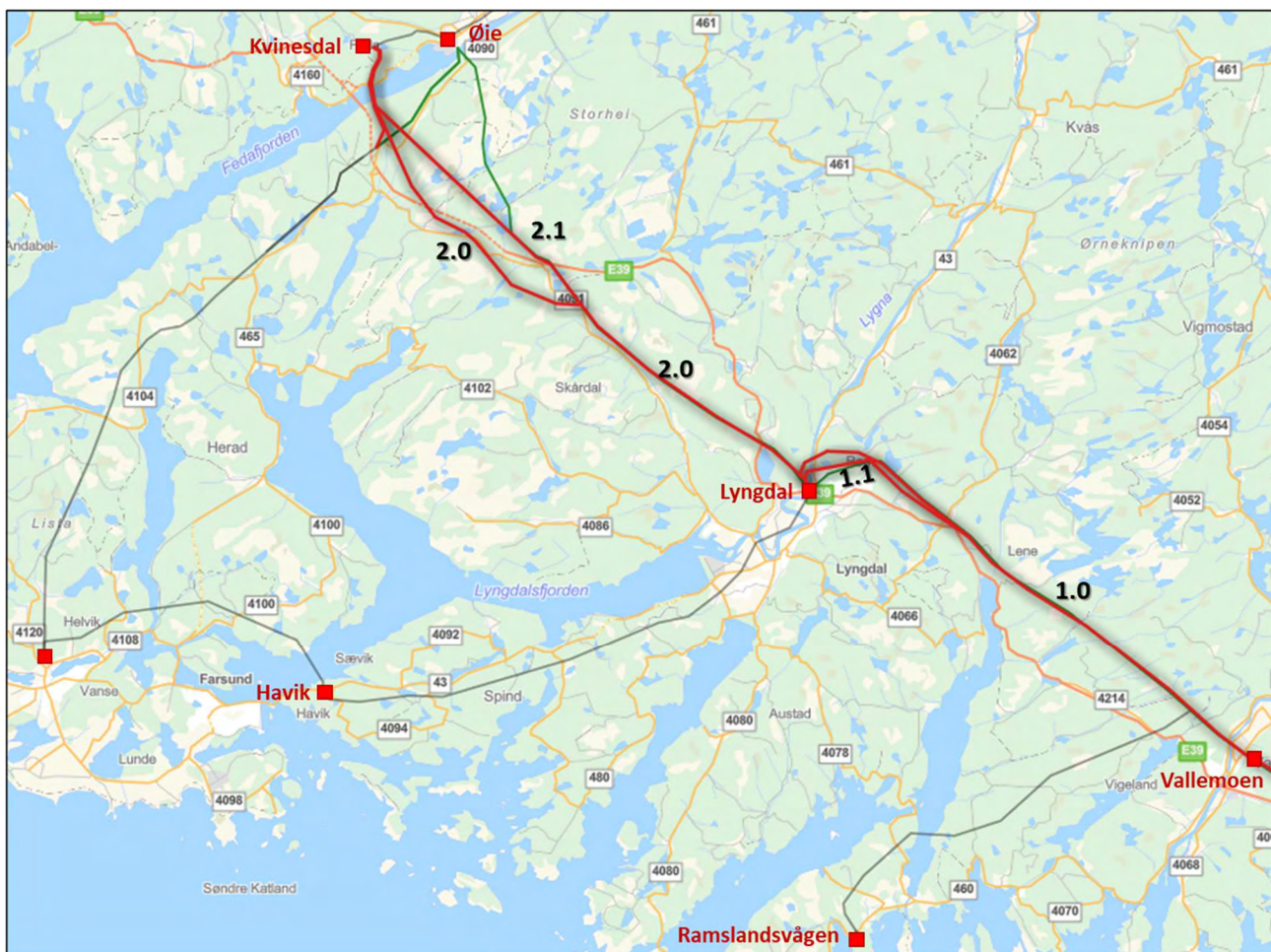
Figur 4-7: Mastetype og rettighetsbelte for dagens 110 kV Vallmoen-Lyngdal-Øie og Øie-ListaVP/Vanse

5 Valg av systemløsning

Med bakgrunn i tidligere omtalte nettanalyser og vurderinger er det behov for å reinvestere dagens Kystlinje.

I dette kapitlet er det utført en teknisk-økonomisk analyse for å finne den beste samfunnsøkonomiske løsningen for reinvestering av Vallemoen-Lyngdal-Øie basert på følgende systemløsninger:

1. Nullalternativet: forutsetter reinvestering av eksisterende ledning med fortsatt drift på 110 kV og Øie transformatorstasjon som endepunkt for Kystlinja
2. Alternativ A: ny 110(132) kV enkeltkurs Vallemoen-Lyngdal-Øie i dagens trasé med drift på 132 kV og Øie som endepunkt for Kystlinja
3. Alternativ B: ny 110(132) kV enkeltkurs Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal i trasé 1.0/1.1-2.0/2.1, se Figur 5-1. Dette er meldt løsning med endepunkt for Kystlinja og Lista vindpark i Kvinesdal



Figur 5-1: Traséalternativer. Løsningen med å gå til Øie transformatorstasjon er systemløsning A (grønne streker inn til Øie) og systemløsning B er meldt løsning med endepunkt for Kystlinja og Lista vindpark i Kvinesdal som følger trasé 1.0/1.1-2.0/2.1

5.1 Generelt / Forutsetninger

Tekniske forutsetninger og krav til kraftledningen er listet opp i Tabell 5-1.

Tabell 5-1: Generelle forutsetninger

Tema	
Spenningsnivå	Alt nytt nettanlegg bygges for 132 kV driftspenning, og formålet er på sikt å fase ut alt 110 kV nett
Strøm	Nye anleggsdeler skal dimensjoneres for rundt 1500 A per kurs
Stasjoner	Det etableres ingen nye stasjoner som del av Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal-prosjektet. Ny ledning tilkobles eksisterende stasjoner på 110 kV. Ombygging av eksisterende stasjoner til 132 kV drift vil skje på et senere tidspunkt og inngår ikke i denne rapporten. Kvinesdal koblingsstasjon utvides med to bryterfelt og ett transformatorfelt.
Innføring til stasjon	Det benyttes innføring i form av ledningsstrekke helt inn til stasjonsanlegg så langt det er praktisk mulig. Bruk av kabel fra endemast inn til stasjon benyttes der dette anses som fortrinnsmessig
Avstandskrav til ledninger	Det forutsettes min. 10 m avstand mellom ytterfasene ved parallellføring med 110 kV ledning. Der mulig skal det legges opp til 30-40 meter mellom ny ledning og eksisterende 110 kV-ledninger, for å kunne bygge ny ledning med spenning på den gamle
Rettighetsbelte	30 m
Tomtearealer	Erverv av nye arealer er ikke til hinder for foreslåtte løsninger
Europavei E39	Det tas høyde for at Nye Veier bygger ny E39

5.2 Lastprognose

Det foreligger flere planer både for ny industri og utvidelse av eksisterende industriområder i tiltaksområdet. Reinvesteringen av linjene vil være nødvendig uavhengig av lastøkning, men en hurtig lastøkning vil kunne fremskynde reinvesteringen av dagens linje mellom Øie og Lista vindpark.

Av den grunn har AEN utarbeidet to ulike prognoser for effektutviklingen for perioden 2022-2062 presentert i Tabell 5-2. Prognosene er basert på tall fra kraftsystemutredningen (KSU) i kombinasjon med forventet lastøkning i forbindelse med tilknytning av industriområder. Lastscenario 1 forutsetter reinvestering av Øie (Kvinesdal)-Lista VP grunnet alder, mens Scenario 2 fremskynder denne oppgraderingen til 2027 grunnet lastøkningen.

Tabell 5-2: Grunnlag lastøkning - Scenarioer

	Scenario 1	Scenario 2
KSU 2022-2042 ¹⁾	9,9 %	18,5 %
Ny industri Vanse	0	100% - 15 år
Ny industri Havik	0	100% - 20 år
Økt last Ramslandsvågen	0	100% - 10 år
Ny industri Hausvik	0	100% - 30 år

1. Prognosert lastutvikling i KSU består av både ikke-søknadspliktig økning og søknadspliktig økning. For Scenario 1 er det kun sett på førstnevnte.
2. AEN har mottatt bestillinger på flere nye tilknytninger i den vestlige delen av 110kV nettet. Prosent viser hvor mye av dette som antas realiseres og over hvor mange år.

I den samfunnsøkonomiske analysen i kapittel 5.4 er det valgt å fokusere på scenario 1 da AEN anser dette som den mest sannsynlige lastprognosen. For en komplett samfunnsøkonomisk analyse, som inkluderer en sammenligning av begge lastscenarioer vises det til en egen rapport utarbeidet av AEN [2].

5.3 Alternative systemløsninger

5.3.1 Nullalternativet: vedlikehold av dagens anlegg

Nullalternativet forutsetter reinvestering av eksisterende ledning med fortsatt drift på 110 kV. Nullalternativet innebærer at det ikke blir bygd ny ledning, men at dagens ledning vedlikeholdes med utskiftning av komponent for komponent. Nullalternativet medfører følgende ulemper for nettløsningen og er av den grunn forkastet:

- Det vil bli behov for mange utkoblinger av ledningen frem til alle komponenter er skiftet ut.
- Eksisterende ledning er moden for utskiftning og det antas at vedlikeholdet vil være så omfattende at alle komponenter, både master, isolatorer, oppheng, liner etc. må skiftes ut innen få år. Da investeringene ikke kan utsettes i tid er ikke nullalternativet gunstig med hensyn på nåverdien i investeringer. Det antas at utskiftning komponent for komponent vil bli om lag 20 % dyrere enn å bygge ny ledning i samme trasé.
- Dagens 110 kV enkeltkurs med linetype 293-AL1/48-ST1A (FeAl 185.26/7) har ikke stor nok overføringskapasitet for fremtidig lastprognoser. For liten kapasitet kan føre til problem med å opprettholde forsyningssikkerheten og tilknytningsplikten i området og vil bli en flaskehals med den forventede lastøkningen i den vestlige delen av 110 kV nettet.
- Nullalternativet hindrer overgang fra 132 kV til 110 kV som spenningsnivå for Kystlinja

- Løsningen bidrar ikke til mindre nett-tap.

Nullalternativet er ikke utredet mer i detalj i denne rapporten og er ikke inkludert videre i den samfunnsøkonomiske analysen.

5.3.2 Alternativ A

Alternativ A medfører ingen endringer fra dagens nettbilde. Regionalnettsforbindelsen Øie-Lyngdal-Vallemoen-Halshaug-Mikkelsmyr-Leire-Kulia (Kystlinja) opprettholdes som i dag.

Denne systemløsningen har flere fordeler framfor nullalternativet:

- Oppfyller krav til økt kapasitet
- Reduserer tap i nettet
- Øker forsyningssikkerheten og gir mindre avbrudd
- Legger til rette for fremtidig overgang til 132 kV
- Reduserer spenningsfallet ved overgang til 132 kV
- Legger til rette for tosidig innmating til alle stasjonene i Kystlinja

Fordelen med denne løsningen framfor alternativ B er:

- Tiltakene trenger ikke ny anleggskonsesjon og kan bygges innenfor eksisterende konsesjon

Ulempene med alternativ A er:

- Høyere investeringskostnader og økte drift- og vedlikeholdskostnader i nettet
- Høyere totale nettap

5.3.3 Alternativ B

Denne systemløsning medfører endringer fra dagens nettbilde da endepunktet for Kystlinja og Lista VP flyttes fra Øie til Kvinesdal koblingsstasjon.

Denne systemløsningen har flere fordeler framfor nullalternativet:

- Oppfyller krav til økt kapasitet
- Reduserer tap i nettet
- Øker forsyningssikkerheten og gir mindre avbrudd
- Legger til rette for fremtidig overgang til 132 kV
- Reduserer spenningsfallet ved overgang til 132 kV
- Legger til rette for tosidig innmating til alle stasjonene i Kystlinja

Fordelen med denne løsningen framfor alternativ A er:

- Det er lagt opp til litt mindre bygging langs dagens 110 kV-trasé. Sammenlignet med alternativ A vil perioden hvor dagens ledning kanskje må kobles ut under bygging av ny ledning bli litt kortere.
- Lavere investeringskostnader, reduserte nett-tap samt reduserte drift- og vedlikeholdskostnader
- Ungår ca. 500 m kabel inn til stasjonen

Ulempene med alternativ B er:

- Medfører utvidelse av koblingsanlegget i Kvinesdal koblingsstasjon

5.4 Samfunnsøkonomisk vurdering av alternativer

I dette kapitlet er det redegjort for de samfunnsøkonomiske kostnadene og gevinstene ved de to systemløsningene vurdert opp mot hverandre. I beregningene er det benyttet en kalkulasjonsrente på 4 %, og analyseperioden er satt lik nettanleggets økonomiske levetid på 40 år. Analysen forsøker å ta for seg de viktigste fordelene og ulempene samfunnet har knyttet til et planlagt tiltak. Det samfunnsøkonomiske perspektivet tar hensyn til interessene til alle aktører i samfunnet; både det offentlige, bedrifter og privatpersoner.

Samfunnets fordeler og ulemper kan være enten kvantifiserbare (mulige å tallfeste) eller ikke-kvantifiserbare (kvalitative, ikke enkle å tallfeste). Der det er mulig å kvantifisere nytte eller kostnader i kroner og øre, er dette gjort. Videre er det gjort vurderinger rundt forhold som ikke så lett lar seg tallfeste i kroner, kalt ikke-kvantifiserbare effekter.

Ifølge NVE bør følgende nytte- og kostnadsvirkninger inngå i en samfunnsøkonomisk analyse av tiltak i kraftnettet:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapskostnader
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

For analysen av systemløsningene, er det sett på flere av disse aspektene. Kalkyler over investeringskostnader er laget, forskjeller i drifts- og vedlikeholdskostnader er estimert og tapskostnader er anslått. I denne analysen er avbruddskostnadene ikke inkludert da begge systemløsningene er tilnærmet identiske med tanke på nettstruktur og vil av den grunn også ha tilnærmet identiske avbruddskostnader. Endringer i flaskehalskostnader er ikke relevant for denne ledningen da det ikke er et naturlig prisdele i dette området.

5.4.1 Investeringskostnader

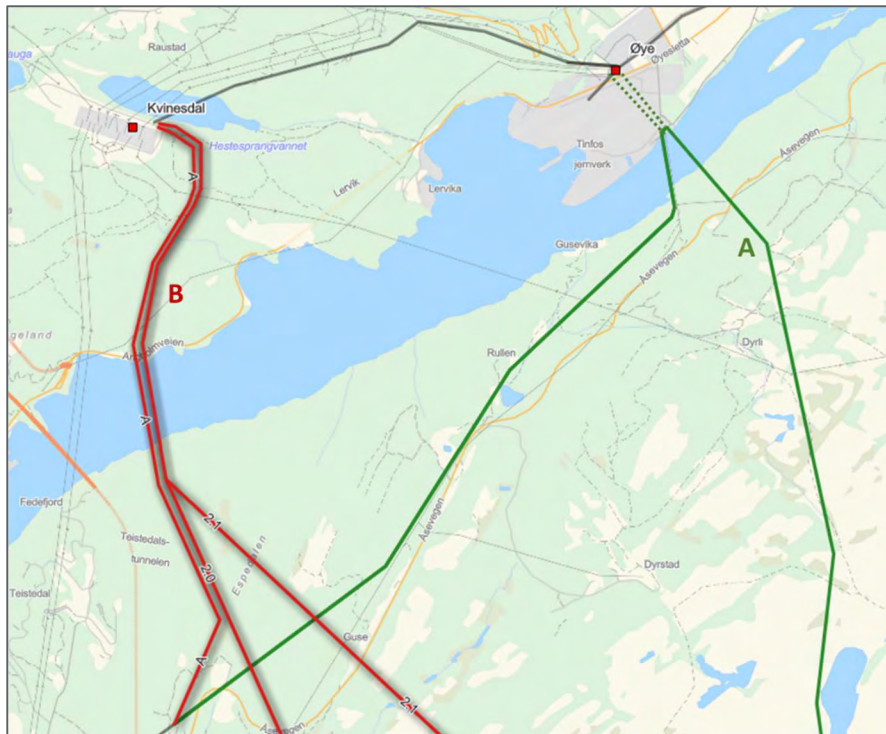
For beregning av nåverdi av investeringskostnadene er det benyttet en økonomisk levetid på 50 år for 132 kV ledninger og 60 år for transformatorstasjoner. En komponent som har kortere økonomisk levetid enn analyseperioden på 40 år blir antatt reinvestert med samme type komponent. Komponenter med levetid utover analyseperioden får godskrevet dette med en restverdi.

Prisene som er benyttet i kostnadskalkylene er basert på AENs prosjekteringsverktøy og erfaringstall fra nylig gjennomførte prosjekter i regionalnettet. Kostnadene er oppgitt i 2022 kroner eksklusive mva. Kalkylene har en viss usikkerhet, og størst usikkerhet ligger i endelig valg av trasé, markedsforhold og kronekurs. Noe usikkerhet ligger også på endelig valg av tekniske løsninger i stasjonene, og på behovet for midlertidige høyspentanlegg under byggearbeidene.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 5-2: Traséalternativer inn mot Kvinesdal og Øie

For begge alternativ er det forutsatt at ny ledning bygges i 2024, enten langs dagens trasé til Øie (A), eller i ny trasé til Kvinesdal (B). Det er også forutsatt at det blir iverksatt reinvestering av Øie i 2030, men at omfanget av denne reinvesteringen vil være ulik for systemløsning A og B.

Følgende tiltak ligger til grunn for investeringskostnadene for de to ulike systemløsningene:

- **Alternativ A**
 - 2024: Bygging av ca. 17,5 km ny 132 kV kraftledning Vallemoen-Lyngdal med linetype AL59-594 langs dagens trasé
 - 2025: Bygging av ca. 18,6 km ny 132 kV kraftledning Lyngdal-Øie med linetype AL59-594 langs dagens trasé
 - 2026: Ny linje Kvinesdal-Øie 2,5 km og Øie TS - 1 Ny avgang
 - 2027: Kvinesdal TS - 1 ny avgang
 - 2030: Øie TS - Reinvesteringsbehov - Nett som tiltak A
 - 2040: Reinvestere Lyngdal-Øie i dagens trasé – Kabel 0,5 km og Reinvestere Lista VP-Øie – Kabel 0,5
 - 2050: Reinvestere Lista VP-Øie –luftledning 17,8 km
- **Alternativ B**
 - 2024: Bygging av ca. 17,5 km ny 132 kV kraftledning Vallemoen-Lyngdal med linetype AL59-594 og etablering av 2 stk. nye bryterfelt forberedt for 132kV drift i Kvinesdal koblingsstasjon
 - 2025: Reinvestere Lyngdal-Øie som Lyngdal-Kvinesdal 20,5 km og legge om Lista VP-Øie til Lista VP-Kvinesdal (3,3 km)
 - 2030: Øie TS - Reinvesteringsbehov - Nett som tiltak B
 - 2050: Reinvestere Lista VP-til avgreingspunkt til Kvinesdal 13,8 km

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

Kostnadskalkyle og nåverdi av investeringskostnader for systemløsning A og B er presentert i Tabell 5-3.

Tabell 5-3: Kostnadskalkyle og nåverdi av investeringskostnader, for systemløsning A og B

Beskrivelse av tiltak	Alt. A [MNOK]	Alt. B [MNOK]
Ny 110 (132) kV enkeltkursledning Vallemoen-Lyngdal linetype AL59-594	80,4	80,4
Ny 110 (132) kV enkeltkursledning Lyngdal-Øye langs dagens trasé	85,4	
Reinvestere kabel inn til Øye	16,4	
Reinvestere ledning Lyngdal-Øye som Lyngdal-Kvinesdal		93,9
Legge om ledningen Lista VP-Øye til Lista VP-Kvinesdal		15,2
Reinvestere ledning Lista VP-Øye	81,6	
Reinvestere kabel inn til Øye	16,4	
Reinvestere ledning Lista VP til avgreiningspunkt til Kvinesdal		63,1
Ny ledning Kvinesdal-Øie	11,4	
Øie TS - 1 Ny Avgang	24	
Lyngdal TS - Oppgraderings og reinvesteringsbehov		
Vallemoen TS - Oppgraderings og reinvesteringsbehov		
Øye TS - Reinvesteringsbehov - Nett som tiltak A	146	
Øye TS - Reinvesteringsbehov - Nett som tiltak B		110
Kvinesdal TS - 1 nye avgang	24	
Kvinesdal TS - 2 nye avganger		33
Sum investeringskostnader	486	396
Nåverdi av investeringskostnader, analyseperiode 40 år	350	303
Restverdi investeringskostnader, nåverdi	63	58
Sum nåverdi investeringskostnader, fratrukket restverdi	288	245

Beregnet nåverdi av investeringskostnadene over analyseperioden viser at systemløsning B ligger en god del lavere enn tiltak A. Noe av prisforskjellen ligger i redusert linjekostnad for løsning B, men størsteparten av forskjellen skyldes økte kostnader ved reinvestering av Øie samt behovet for en ny ledning mellom Øie og Kvinesdal for systemløsning A.

5.4.2 Drift- og vedlikeholdskostnader

Drift og vedlikeholdskostnader er beregnet som 1,5 prosent av investeringskostnadene på materiell. Det er kun sett på kostnader for økning i materiell da endringer eller reinvesteringer på eksisterende nettkomponenter ikke vil medføre økte drift- og vedlikeholdskostnader.

Investeringskostnadene presentert i Tabell 5-4 er multiplisert med en faktor på 0,6 da det er antatt at prosjekterings- og administreringskostnader står for 40 % av de totale investeringskostnadene.

Det er beregnet nåverdi av endring i drifts- og vedlikeholdskostnader for analyseperioden, se Tabell 5-4.

Tabell 5-4: Endring i nåverdi av drifts- og vedlikeholdskostnader

	Alt. A [MNOK]	Alt. B [MNOK]
Nåverdi drift og vedlikeholdskostnader	16	9

Beregnet nåverdi for drifts- og vedlikeholdskostnader for løsning A er 7 MNOK høyere enn for løsning B. Dette er delvis pga. økning i ledningsstrekningen, men behovet for en ekstra ledning mellom Kvinesdal-Øie øker også drift og vedlikeholdsbehovet mer for tiltak A sammenliknet med tiltak B.

5.4.3 Tapskostnader

Beregning av kostnader for nettap for 110 kV-nettet refereres til forsyning i normaldrift, og er kapitalisert over en analyseperiode på 40 år. Det er forutsatt en kraftpris på 0,5 kr/kWh, en kalkulasjonsrente på 4 % og en tapsbrukstid på 5000 timer.

Simuleringsverktøyet Sincal er benyttet for beregning av tapskostnader i 110 kV nettet. Det er benyttet KSU tall for last og produksjon i 2022 som utgangspunkt for beregning av nettapene. Alle relevante tiltak er utført i henhold til 5.4.1. Nettet er i tillegg forutsatt oppgradert med ny transformator i Kvinesdal transformatorstasjon i 2024 og nye ledninger Kulia-Vallemoen i 2025.

Tabell 5-5: Nåverdi av tapskostnader

	Alt. A [MNOK]	Alt. B [MNOK]	Differanse [MNOK]
Nåverdi tapskostnader 110 kV nettet	600	513	87

Ved å legge om dagens Lyngdal-Øie til Lyngdal-Kvinesdal vil den totale ledningslengden reduseres noe, som medføre reduserte tap i 110 kV nettet for systemløsning B.

5.4.4 Sammenstilling

Tabell 5-6 viser en sammenstilling av beregnet nåverdi for kostnadskomponentene i den samfunnsøkonomiske analysen for alternativ A og B over analyseperioden på 40 år. Nåverdien for tapkostander i 110 kV nettet er vist som differansen mellom alternativene.

Tabell 5-6.: Summasjon av nåverdi av samfunnets tallfestede kostnader og nytteverdier knyttet til de to systemløsningene.

Kostnadselement	Ait. A [MNOK]	Ait. B [MNOK]
Investeringskostnad, fratrukket restverdi	288	245
Drifts- og vedlikeholdskostnad	16	9
Differanse i tapkostnad 110 kV nettet	87	0
Sum nåverdi	391	254

De ikke tallfestede nytte-virkningene av omsøkt løsning er omtalt i kap. 5.5 Se også kap.3.

Alternativ B har en bedre samfunnsøkonomisk lønnsomhet sammenlignet med alternativ A. AEN vurderer også alternativ B som en mer robust og fremtidsrettet løsning sammenlignet med å bygge ny ledning til Øie transformatorstasjon. Løsning B legger godt til rette for videre utbygging av ev. ny produksjon, økt forbruk og tilrettelegger for en større grad av fleksibilitet i nettet.

5.5 Momenter som ikke gjenspeiles i de samfunnsøkonomiske kalkylene

Agder Energi Nett mener at systemløsning B har fordeler som ikke gjenspeiles i de rene samfunnsøkonomiske kalkylene, men som har samfunnsøkonomisk nytte. Disse kvalitative fordelene er en viktig del av begrunnelsen for omsøkt tiltak.

Noen av aspektene oppsummeres kort her.

- Systemløsning B er den mest fremtidsrettede løsningen. Den åpner i størst mulig grad opp for fremtidig utvikling i området, uten å forsere unødig store investeringskostnader.
- Oppgraderinger og reinvesteringer på 110 kV mellom Vallemoen og Øie er ikke rasjonelt dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt med en overgang til 132 kV i hele nettområdet på sikt. Systemløsning B åpner for å fjerne 110 kV som spenningsnivå i regionalnettet i hele Agder området. Nettet i regionen har stor utstrekning og en overgang til 132 kV vil på sikt gi en stor samfunnsøkonomisk gevinst i form av reduserte energitap og redusert effektbehov til å dekke opp for tapene.
- Fremtidig verdiskapning knyttet til kraftkrevende forbrukere. Forsterkning av nettet med omsøkte løsning vil tilrettelegge svært godt for store uttak av kraft med god forsyningsikkerhet i området rundt Kvinesdal. Dette kan vise seg avgjørende for etablering av industri i området.

De ulike miljøvirkningene vil bli omtalt med større dybde i konsesjonssøknaden.

5.6 Konklusjon: Valg av systemløsning

Den samfunnsøkonomisk beste løsningen er den som er mest nyttig for samfunnet. Dette inkluderer både de tallfestede og de ikke-tallfestede aspektene. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten – basert på de faktorene som er tallfestet – varierer mellom alternativene der systemløsning B fremstår mest gunstig.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



I tillegg til at løsning B har en lavere samfunnsøkonomisk kostnad enn A-alternativet anses også dette alternativet å komme best ut for de ikke tallfestede nytteverdiene.

Ved å bygge omsøkt løsning Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal langs traséalternativ 2.0/2.1-1.0/1.1 opprettholdes en sikker og god forsyning til Agderkysten. Den vestlige delen av 110 kV nettet er høyt belastet og reinvesteringen av Kystlinja Kulia-Øie (Kvinesdal) vil sammen med en økning av transformorkapasiteten i Kvinesdal transformatorstasjon gi en kapasitetsøkning som sikrer at søkt nytt forbruk kan tilknyttes.

Alternativ B er vurdert som den mest fremtidsrettede løsningen av de vurderte systemløsningene da den fremstår som samfunnsmessig mest rasjonell.

6 Tiltak/innføring til eksisterende stasjoner

Det er ikke behov for utvidelser i Vallemoen og Lyngdal transformatorstasjoner, men det kan være behov for utskifting av enkelte stasjonskomponenter for blant annet å håndtere økt overføringskapasitet. På sikt, ved behov for fornyelse og/eller spenningsoppgradering av transformatorstasjonene, vil AEN sende en egen konsesjonssøknad som omfatter nødvendige tiltak i transformatorstasjonene.

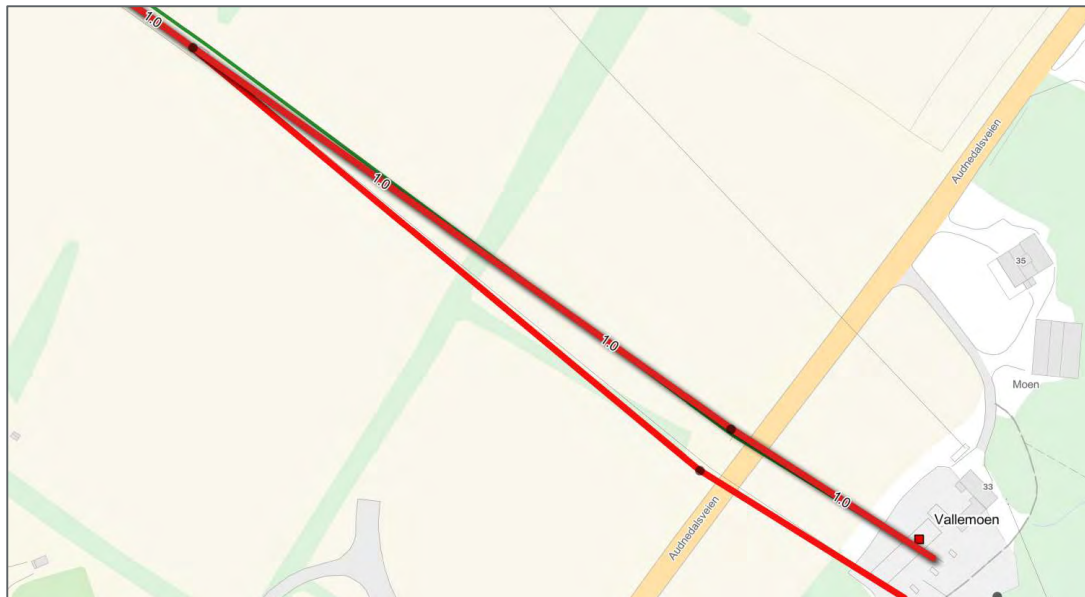
Kostandene i forbindelse med tilkobling av ny 132 kV ledning i transformatorstasjonene er bakt inn i investeringskostnadene for hvert enkelt traséalternativ presentert i kapittel 9.1. Kostnadene inkluderer nye endemaster og tilpassinger av eksisterende innstrekkestativ.

6.1 Innføring til Vallemoen transformatorstasjon og anleggsgjennomføring

Ledningene fra Lyngdal og Ramslandsvågen ender i to ny master langs Audnedalsveien, ca. der dagens master står, se Figur 6-2. Linene strekkes inn på dagens felter.



Figur 6-1: Dagens situasjon ved Vallemoen.



Figur 6-2: Ledningene fra Lyngdal og Ramslandsvågen strekkes inn på dagens felter på Vallemoen transformatorstasjon.

6.1.1 Midlertidig sammenkobling Lyngdal-Ramslandsvågen

Ramslandsvågen ligger i dag ensidig forsynt fra Vallemoen. Ut fra Vallemoen går ledningene Vallemoen-Ramslandsvågen og Vallemoen-Lyngdal på felles masterekke. Dette gjør det vanskelig å opprettholde forsyningen mot Ramslandsvågen når mastene her skal rives eller jobbes på. En mulig løsning er å forsyne Ramslandsvågen fra Lyngdal med en midlertidig sammenkobling. Dette kan løses med en midlertidig ledning hvor linjen loops sammen oppe på heia der ledningene «skiller lag». Se kartskisse i Figur 6-3.



Figur 6-3: Sort strek: Midlertidig sammenkobling Lyngdal-Ramslandsvågen. Røde streker: Vallemoen-Lyngdal og Vallemoen-Ramslandsvågen

6.2 Innføring til Lyngdal transformatorstasjon og anleggsgjennomføring

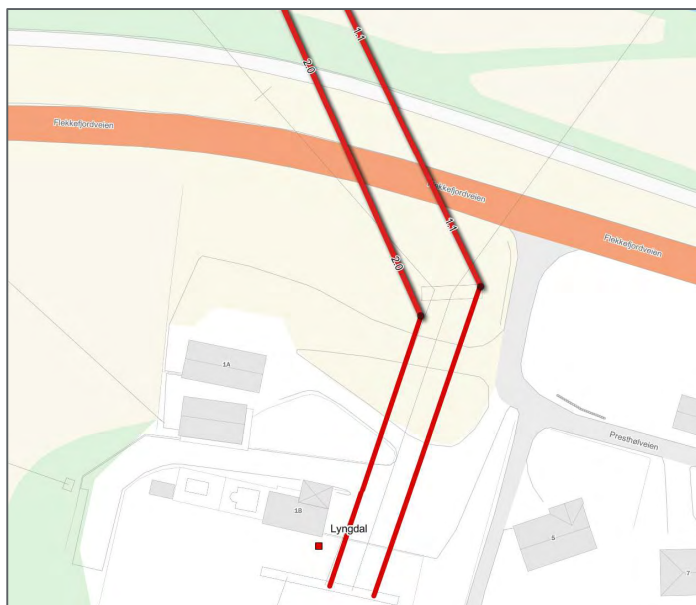


Figur 6-4: Dagens endemast (dobbelkurs midt i bildet) før innføring til innstrekkestivet i Lyngdal transformatorstasjon, som ses i bakgrunnen.

6.2.1 Innføring mot Lyngdal transformatorstasjon

Fra ny(e) endemaster ved Lyngdal transformatorstasjon føres linene inn på feltene i koblingsanlegget, slik som i dag.

I dag går ledningene Vallemoen-Lyngdal og Øye-Lyngdal inn mot Lyngdal transformatorstasjon på samme mast. Dette vanskeliggjør eventuelt vedlikehold uten utkobling av begge ledningene, med de utfordringene det innebærer. Som ny løsning er det foreslått å plassere 2 separate forankringsmaster i plan omtrent der dagens mast står. Nytt linestrek vil være inn på samme sted på innstrekkestivet i stasjonen, se Figur 6-5.



Figur 6-5: Nye planmaster (sorte prikker) plassert omtrent der dagens mast er plassert.

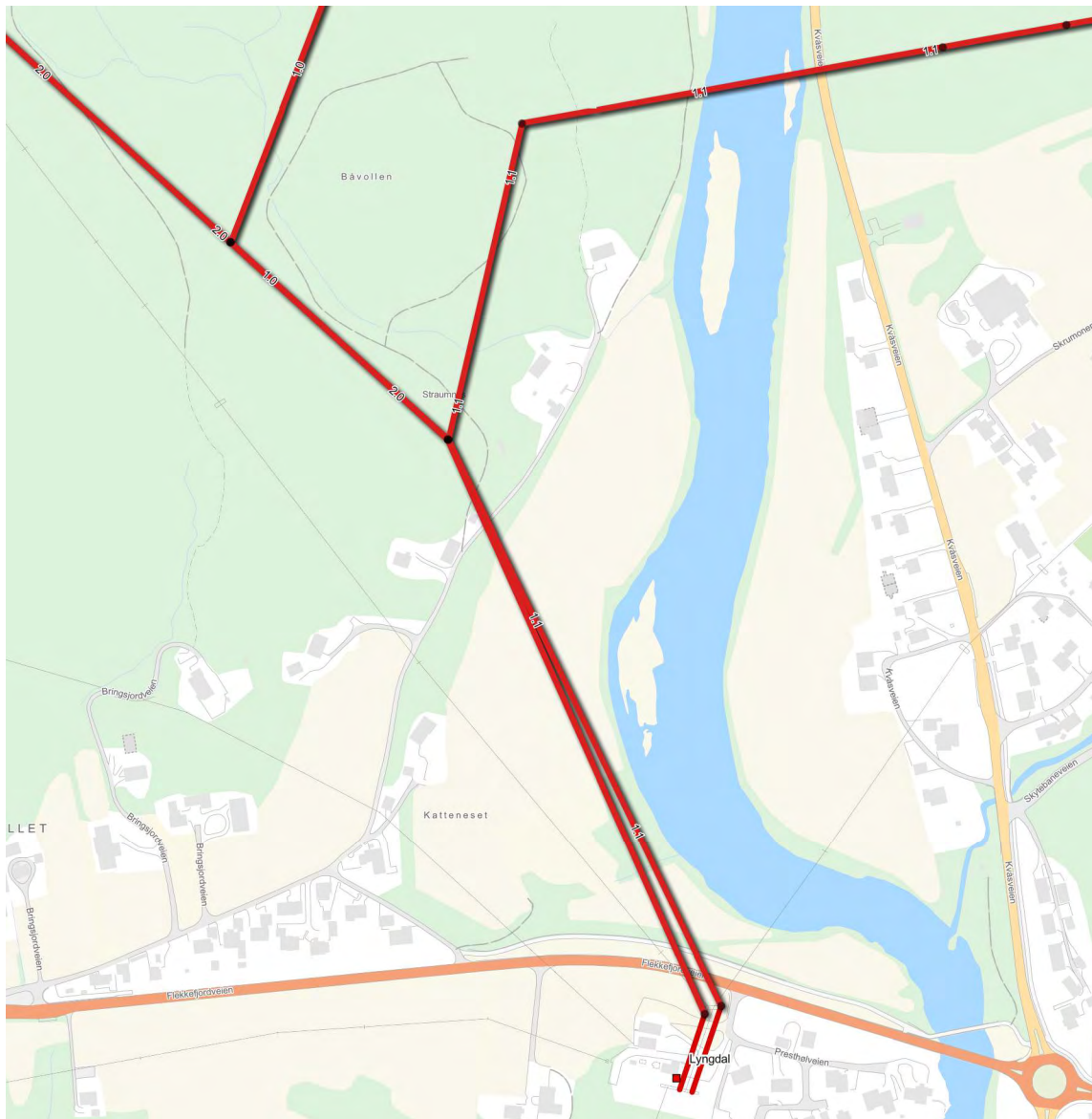
Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

6.2.1.1 Dobbeltkursmast(er) i nord:

Av plasshensyn kreves det vertikaloppheng dobbeltkurs på 1-2 master nord for Lyngdal, ved Straumnæs. Dette betyr at både Vallemoen-Lyngdal og Lyngdal-Kvinesdal føres på samme mast(er), med de utfordringene det innebærer. Se Figur 6-6.



Figur 6-6. Vallemoen-Lyngdal og Lyngdal-Kvinesdal ført på samme mast(er) nord for Lyngdal.

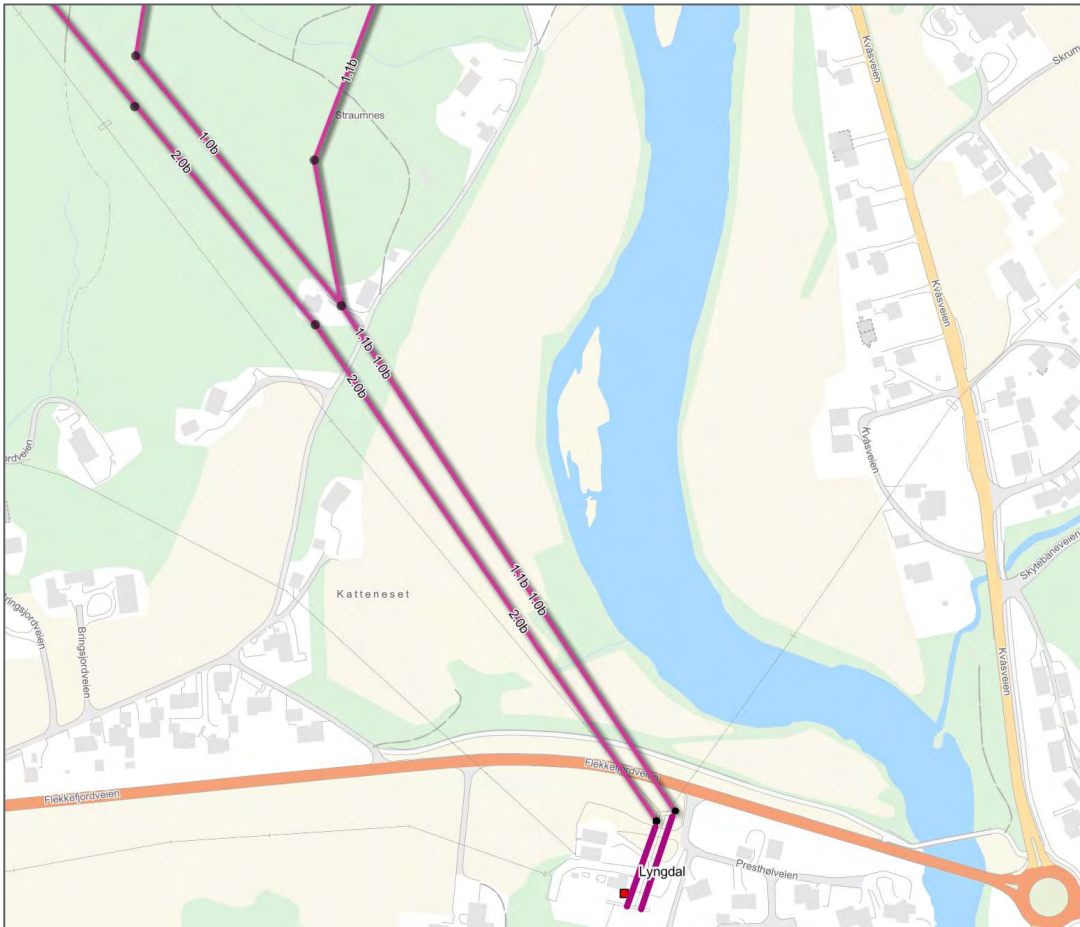
Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

6.2.1.2 2 stk. planmaster i nord:

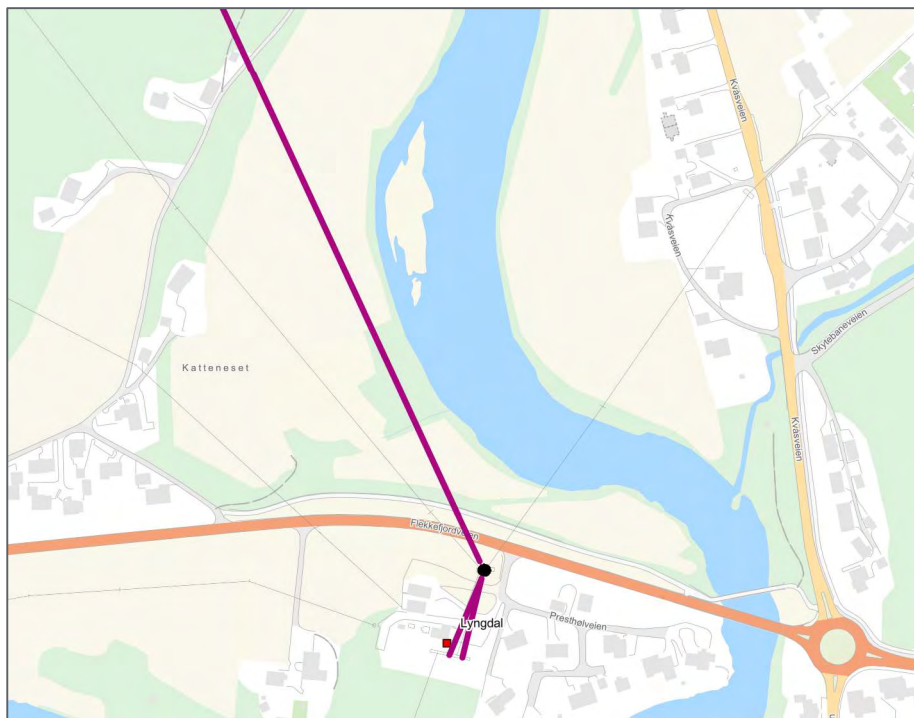
Innløses to bygninger på eiendommen Straumnes gnr./bnr. 127/13,27, kan innføringen fra Vallemoen og Kvinesdal mot Lyngdal i sin helhet føres på to rekker med planmaster. Fordelen med denne løsningen er mye lavere master som kan bygges separat og eventuelt kobles ut enkeltvis ved vedlikehold og feilretting. Se kart under i Figur 6-7.



Figur 6-7. Vallemoen-Lyngdal og Lyngdal-Kvinesdal ført på separate master nord for Lyngdal.

6.2.1.3 Dobbeltmast ved stasjon:

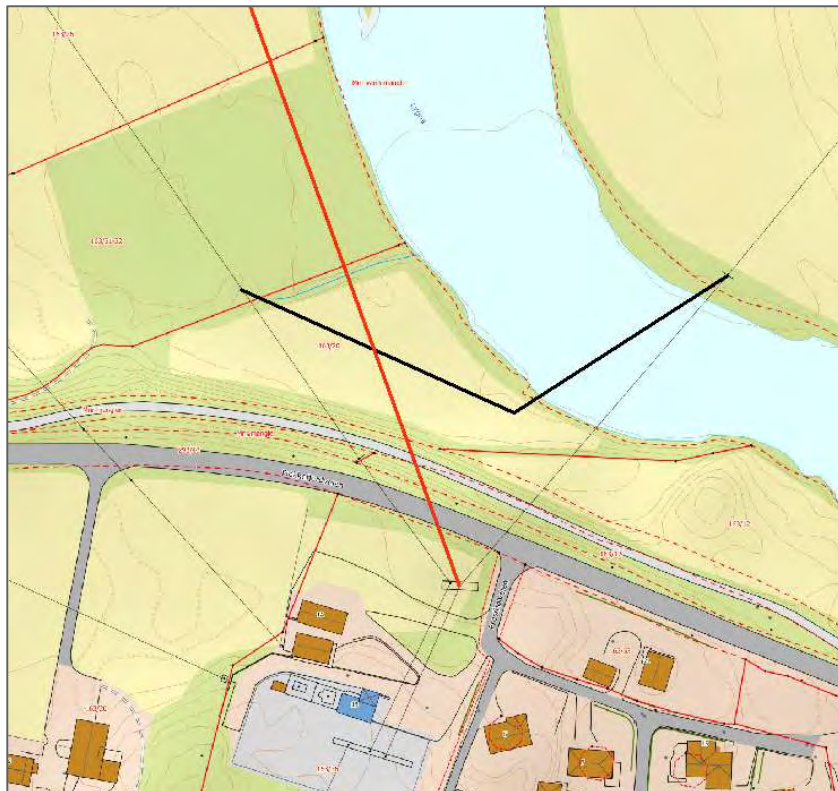
Det kan også tenkes at siste mast mot Lyngdal bygges som vertikaloppheng dobbeltkurs. Masta blir i så fall veldig høy, antatt ca. 30 meter, Figur 6-8.



Figur 6-8. Vallemoen-Lyngdal og Lyngdal-Kvinesdal ført på felles dobbeltkursmast rett ut for Lyngdal transformatorstasjon

6.2.2 **Forbikobling Lyngdal**

Eksisterende stålmast rett nord for Lyngdal transformatorstasjon, se Figur 6-4, er ikke mulig å gjenbruke og er plassert slik at denne må rives for å kunne bygge ny(e) mast(er) for ledningene fra Kvinesdal og Vallemoen inn på Lyngdal transformatorstasjon. For å kunne opprettholde forsyningen Kvinesdal-Vallemoen er det sett på en løsning for å sammenkoble disse ledningene, og dermed gå utenom Lyngdal transformatorstasjon. Dette kan utføres med midlertidige tremaster rett nord for dagens E39. Se kartskisse i Figur 6-9. På denne måten vil området ved dagens stålmast frigjøres slik at nye master kan bygges omtrent på samme sted. Det forutsettes da at Lyngdal transformatorstasjon forsynes via Havik fra sør.



Figur 6-9: Rød strek ny ledning Lyngdal-Kvinesdal, sort strek viser midlertidig sammenkobling av eksisterende ledninger Lyngdal-Kvinesdal og Lyngdal-Vallemoen (tynne sorte streker)

6.3 Kvinesdal koblingsstasjon

En omlegging av Kystlinja og ledningen fra Lista Vindpark til Øie transformatorstasjon krever en utvidelse av Agder Energi Nett sin koblingsstasjon ved Kvinesdal transformatorstasjon. Dagens koblingsstasjon består av et innebygd gassisolert anlegget (se Figur 6-11). Koblingsstasjonen må utvides med to gassisolerte linjefelt og ett transformatorfelt. Det er ikke behov for utvidelse av eksisterende bygg.

Med unntak av koblingsstasjonen til Agder Energi Nett eier Statnett anleggene ved Kvinesdal transformatorstasjon. Det er planer for å installere en ny 420/110(132) kV transformator ved Kvinesdal transformatorstasjon for økt transformator kapasitet og kobling mot transmisjonsnettet. Dette konsesjonssøkes av Statnett.

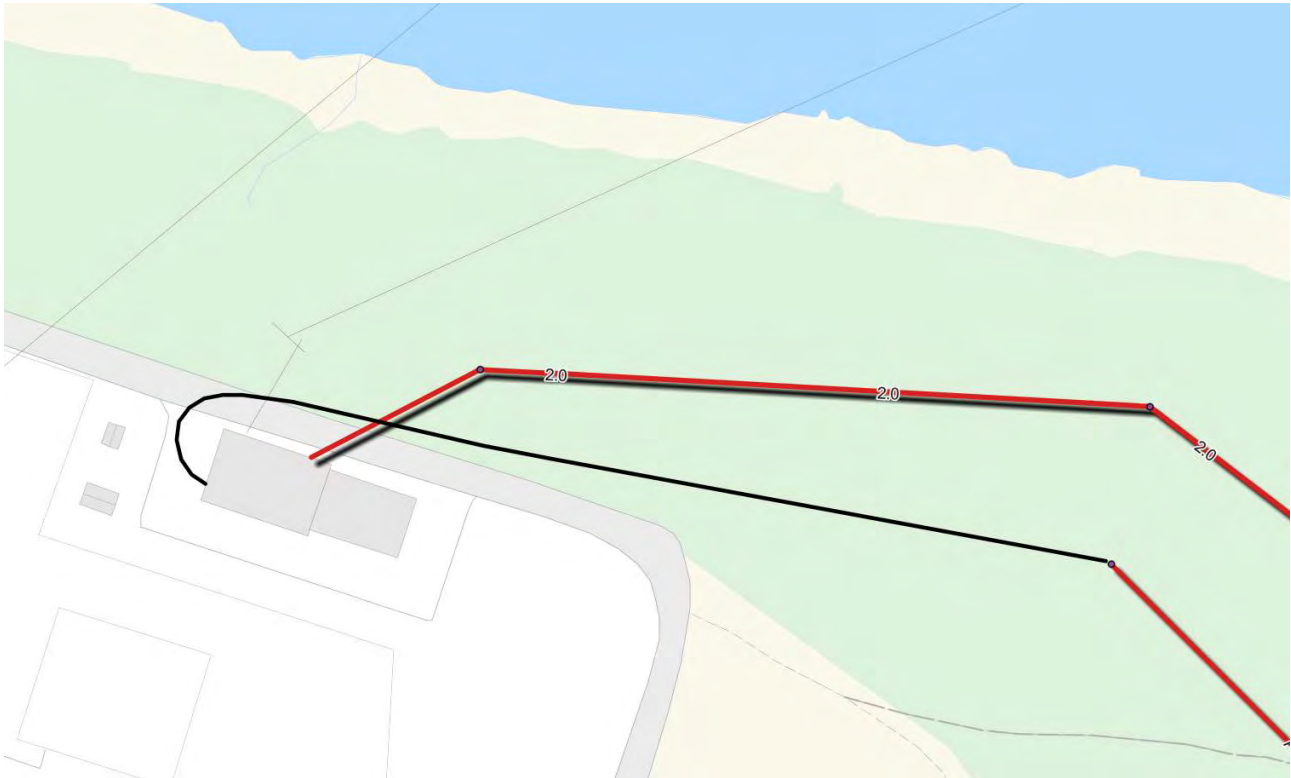
Ledningen Lyngdal-Kvinesdal føres inn på vegg på nordsiden av bygget. Her er det utsparinger i vegg for GIS-horn. Innføringen på veggen blir veldig skrå, og kan skape utfordringer i forhold til nedlooping på GIS-horna. En løsning kan være å «offsette» fasefestene på vegg i forhold til GIS-horna (plassere fasefestene lenger mot vest enn GIS-horna) kombinert med forlengerledd/lenger isolatorkjede.

Ledningen mot Lista ender i en kabelmast ca. 90 m øst for dagens bygg. Masta plasseres så langt øst at den ikke sperrer for en evt. utvidelse av koblingsanlegget. Kabelen føres på nordsiden av bygget og inn på vestveggen.

AEN vurderer en alternativ løsning for innføring av ledningene fra Øie og Lista VP til Kvinesdal koblingsstasjon i egen forprosjektrapport.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 6-10: Kablene (sort strek) fra kabelendemasta vil legges mellom mastene og veien og inn i kabelkjelleren på vestveggen av bygget. Kabeltraséen er ca. 130 m lang.



Figur 6-11. Bygget midt i bildet er Agder Energi Nett sin koblingsstasjon ved Kvinesdal transformatorstasjon.

7 Valg av linetype/-tverrsnitt

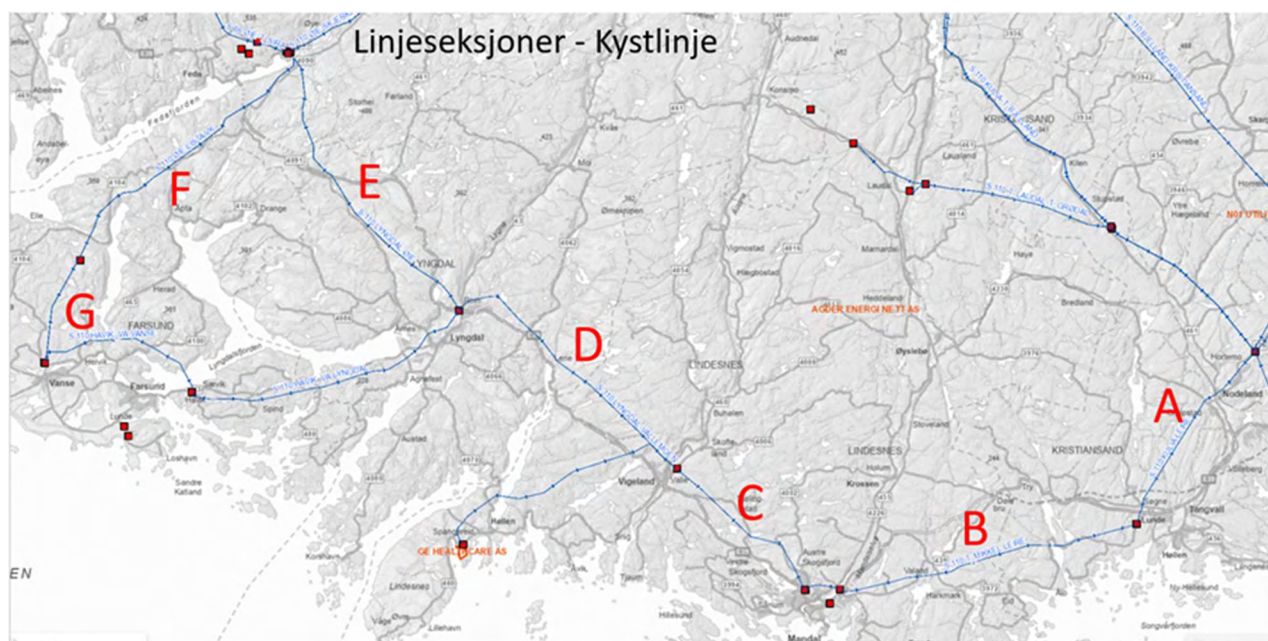
7.1 Bakgrunn

Dagens linje (Kystlinja) mellom Kulia-Øie er moden for utskifting og er besluttet reinvestert. Grunnet den lange linjelengden skal reinvesteringen utføres i flere faser og endelig trasé for ny linje er kun delvis vedtatt. Da AEN ønsker å benytte samme linetype for hele Kystlinja har det vært nødvendig å gjøre en felles avklaring for hele linjestrekket med tanke på linetype før en endelig trasé for hele Kystlinja er klarlagt. Linjetrasé mellom Øie-Lista VP-Vanse er ikke en del av Kystlinja, men vil også måtte reinvesteres innen rimelig kort tid og er av den grunn inkludert i analysen av økonomisk optimalt tverrsnitt.

Dette kapittelet presenteres et sammendrag av beregningen av økonomisk optimalt tverrsnitt for strekningen Kulia-Leire-Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal/Øie og Kvinesdal-Lista VP-Vanse, for mer utfyllende informasjon vises det til et eget notat utarbeidet av AEN [3].

7.2 Økonomisk optimalt tverrsnitt

Den samfunnsøkonomiske analysen for valg av tverrsnitt og linetype begrenser seg til avveiningen mellom investeringskostnad, drift- og vedlikeholdskostnader og tapkostnader. Optimalt linetverrsnitt er beregnet både individuelt for hver enkelt linjestrekning og for Kystlinja i sin helhet. Forbindelsene som er inkludert i analysen er illustrert som seksjoner i Figur 7-1.



Figur 7-1: Seksjoner inkludert i analysen for Kulia-Leire-Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal/Øie og Kvinesdal-Lista VP-Vanse.

I analysen er det antatt at Kystlinja i relativt liten grad vil avvike fra dagens linjetraséer, og at resultatet av den grunn vil være gyldig uavhengig av endelig trasévalg. Lengdene for de ulike seksjonene benyttet i analysen er presentert i Tabell 7-1. Det er forutsatt at endepunktet både for Kystlinja og Lista VP flyttes fra Øie transformatorstasjon til Kvinesdal koblingsstasjon.

Tabell 7-1: Oversikt over seksjoner inkludert i analysen med trasélengder

Seksjon	Fra	Til	Lengde [km]	Kommentar
A	Kulia	Leire	12,6	Antas bygget via Mjåvann
B	Leire	Halshaug	17,89	Følger dagens trasé Mikkelsmyr ligger på en tamp
C	Halshaug	Vallemoen	12,77	Følger dagens trasé
D	Vallemoen	Lyngdal	15,54	Følger dagens trasé
E	Lyngdal	Kvinesdal	20,5	Delvis ny trasé
F	Kvinesdal	Lista VP	17,1	Delvis ny trasé
G	Lista VP	Vanse	6,6	Følger dagens trasé

7.2.1 Forutsetninger

Følgende økonomiske forutsetninger er lagt til grunn:

- Kalkulasjonsrente: 4,0 %
- Analyseperiode: 40 år
- Levetid linjer: 60 år
- Kraftpris: 50 øre/kWh
- Driftskostnader: 1,5 % av investeringskostnadene på materiell per år
- Tapsbrukstid: 5000 timer/år
- Prisnivå: År 2022

Tekniske data og investeringskostnader per km line for tverrsnittene inkludert i analysen er presentert i Tabell 7-2. Minste og største vurderte tverrsnittet i beregningene er henholdsvis AL59-454 og AL59-910. Investeringskostnadene for de ulike linetverrsnittene er hentet fra erfaringstall fra nylig gjennomførte prosjekter.

Tabell 7-2: Tekniske data og investeringskostnader for linetyper inkludert i analysen for optimalt tverrsnitt

Type line	Strømføringsevne ved 20°C (A)*	Overføringskapasitet i MVA (110 kV driftsspenning)	Forutsatt lineresistans (50 Hz AC) pr. km (Ω/km)	Pris MNOK/km
AL59-454	1081 A	206 MVA	0,0680 Ω/km	4,47
AL59-594	1447 A	276 MVA	0,0520 Ω/km	4,58
AL59-685	1596 A	304 MVA	0,0446 Ω/km	4,76
AL59-865	1805 A	344 MVA	0,0375 Ω/km	5,10
AL59-910	1863 A	355 MVA	0,0357 Ω/km	5,27

*80 °C linetemperatur

For beregning av nettap er det tatt utgangspunkt i tall fra kraftsystemutredningen (KSU) ved tunglast for 2022 i 110 kV nettet som er skalert fram til 2061. Nettmodellen representerer en «gjennomsnittlig» driftssituasjon. Dette er en forenkling da variasjon av forbruk og produksjon vil kunne påvirke nettapet betydelig (da tapet fremkommer som en funksjon av kvadratet av strømmen), men dette er forutsetninger som gjør det «praktisk mulig» å grovt estimere årlig nettap uten svært tidskrevende analyser. Endringen i tap er funnet ved å skalere lasten i simuleringsverktøyet Sincal. Lastene er skalert i steg på 5% opp til en total lastøkning på 25 %. Endringen i tap ble funnet til å være omtrent 1,8% for hver 1% lastøkning. Det er i denne analysen sett på 2 ulike scenarioer basert på KSU lastøkning, som vist i Tabell 7-3. Lastfordelingen er som for 2021, men blir skalert opp i henhold til scenario 1 og 2.

Tabell 7-3: Grunnlag lastøkning - Scenarioer

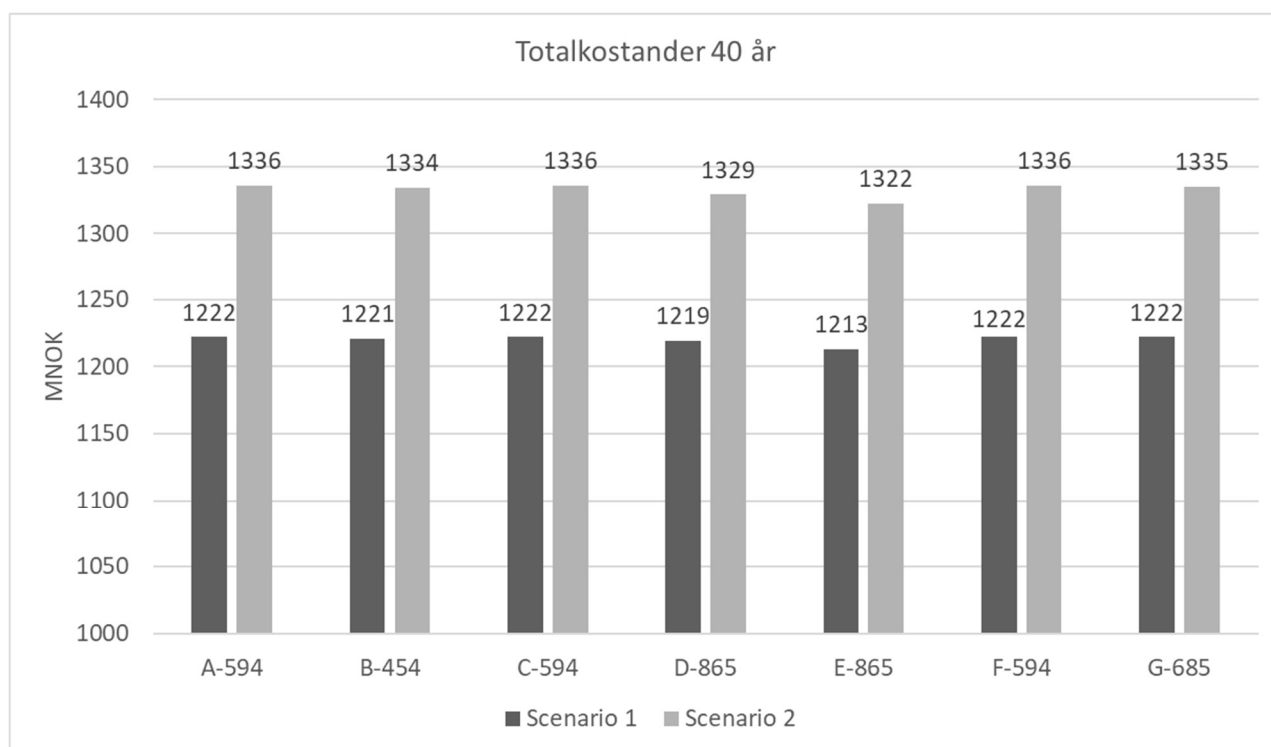
	Scenario 1	Scenario 2
KSU 2020-2040	9,9 %	24,95 %

Det forutsettes at drift og vedlikeholdskostnader utgjør 1,5% av investeringskostnadene på materiell. Investeringskostnader er derfor multiplisert med en faktor på 0,6 for å fjerne prosjekterings- og administreringskostnader. Det er kun sett på kostnader for økning i materiell da endringer eller reinvesteringer på eksisterende nettkomponenter ikke vil medføre økte drift- og vedlikeholdskostnader.

7.2.2 Resultat

7.2.2.1 Individuelt ledningstverrsnitt for alle seksjoner

Figur 7-2 presenterer en sammenstilling av resultatet for den samfunnsøkonomisk beregning av optimalt ledertverrsnitt for Kulia-Leire-Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal og Kvinesdal-Lista VP-Vanse for to ulike lastscenarier. Diagrammet viser totalkostnader over analyseperioden dersom hver enkelt linjeseksjon bygges med det tverrsnittet som er mest samfunnsøkonomisk isolert sett. Optimat ledningstverrsnitt for hver enkelt linjeseksjon fremgår også av Tabell 7-4.



Figur 7-2: Oppsummering av totalkostnader (Investeringskostnader, D&V, Nåverdi tap) over 40 år med individuelt optimalt tverrsnitt med alle seksjoner.

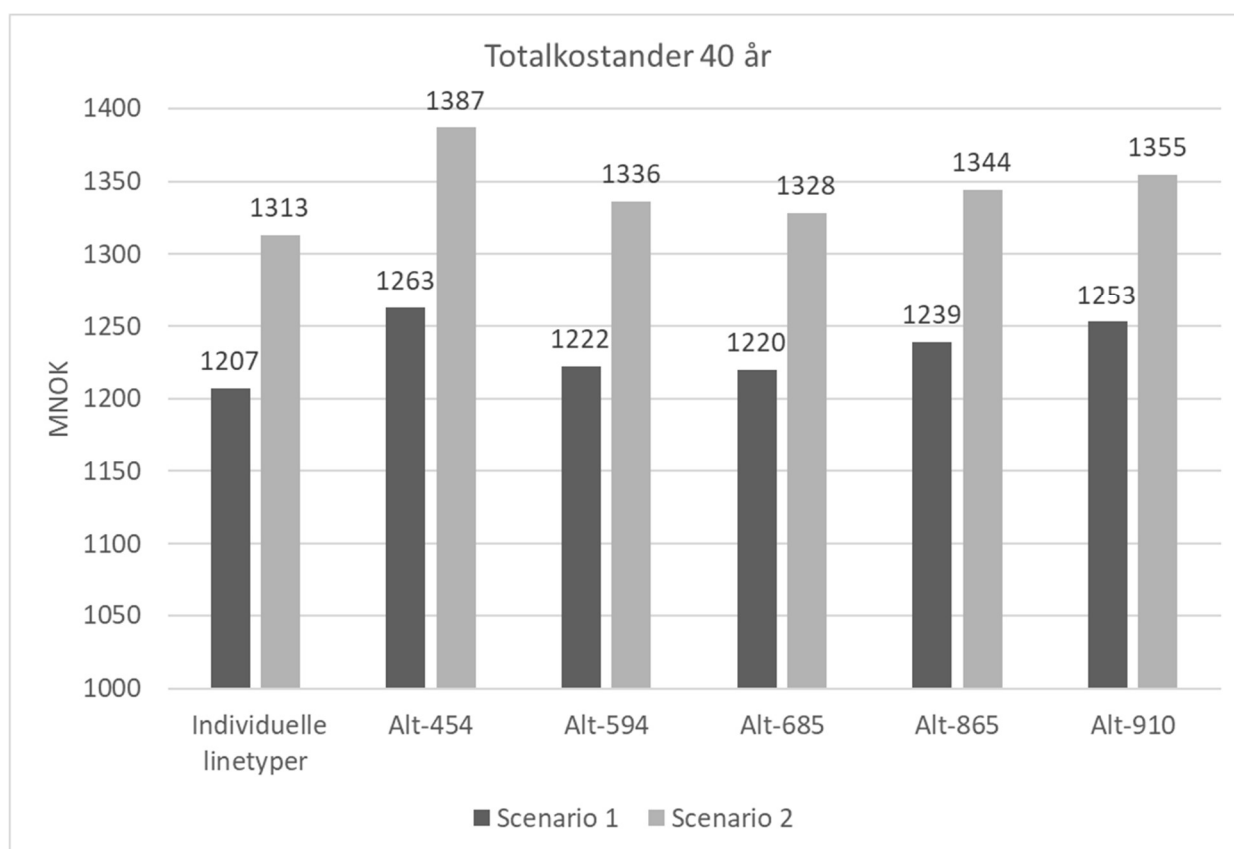
Tabell 7-4: Optimalt tverrsnitt for hver enkelt linjeseksjon.

Seksjon	Fra	Til	Optimat tverrsnitt
A	Kulia	Leire	AL59-594
B	Leire	Halshaug	AL59-454
C	Halshaug	Vallemoen	AL59-594
D	Vallemoen	Lyngdal	AI59-865
E	Lyngdal	Kvinesdal	AI59-865
F	Kvinesdal	Lista VP	AL59-594
G	Lista VP	Vanse	AL59-685

Gitt ovennevnte forutsetninger er det samfunnsøkonomiske optimale tverrsnittet AL59-865 både for Vallemoen-Lyngdal og Lyngdal-Kvinesdal. For seksjonene Kvinesdal-Lista VP og Lista VP-Vase vil henholdsvis AL59-594 og AL59-685 være mest samfunnsøkonomisk.

7.2.2.2 Identisk ledningstverrsnitt for alle linjeseksjoner

Tabell 7-3 presenterer en sammenstilling av resultatet for den samfunnsøkonomisk beregning av optimalt ledertverrsnitt for Kulia-Leire-Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal og Kvinesdal-Lista VP-Vanse for to ulike lastscenarier. Diagrammet viser totalkostnader over analyseperioden på 40 år dersom alle linjeseksjoner inkludert i analysen bygges med det samme ledningstverrsnittet. For sammenligning er totalkostnadene for alternativet der alle linjeseksjonene bygges med individuelle tverrsnitt illustrert til venstre i diagrammet.



Figur 7-3: Totalkostnader over 40 år for alle linjetyper inkludert i analysen

Analysen viser at det er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom alle linjeseksjonene bygges med det som er individuelt optimalt tverrsnitt for hver enkelt seksjon. Dersom alle seksjoner skal bygges med samme tverrsnitt er AL 59-685 det mest samfunnsøkonomiske for begge lastsenarioene, og AL 59-454 blir det totalt sett dyreste linjetverrsnittet.

Tabell 7-5 viser investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, nåverdi av tap og total kostnader over 40 år for alle alternativer. I tillegg er differansen mellom alternativet med individuelle tverrsnitt for hver seksjon og alternativene med identiske linjetverrsnitt inkludert for samtlige linjetyper.

Tabell 7-5: Investeringskostnader, D&V, Nåverdi tap og total kostnader over 40 år. Alle summer i MNOK

				Nåverdi tap - 40 år		Totale kostnader 40 år		Differanse Totale kostnader 40 år	
Linetype	Investeringskostnader	D&V	Sum	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 1	Scenario 2
Alt-454	468	83	552	711	836	1263	1387	56	74
Alt-594	480	85	565	657	771	1222	1336	15	23
Alt-685	499	89	587	632	741	1220	1328	13	15
Alt-865	534	95	629	610	715	1239	1344	32	31
Alt-910	552	98	650	602	705	1253	1355	46	42
Individuelle linetyper	502	89	592	616	721	<u>1207</u>	<u>1313</u>	<u>0</u>	<u>0</u>

Resultatet viser at det skiller ca. 13-15 MNOK i total kostnad over 40 år mellom alternativet der seksjonene bygges med individuelle linjetverrsnitt og alternativet der alle seksjoner bygges med AL 59-685.

7.2.3 Valg av linjetverrsnitt

Vallemoen-Lyngdal-Øie (Kvinesdal) er en del av en større reinvestering av Kystlinja som går mellom Kulia og Øie. For linjestrekkene mellom Lyngdal og Øie har tidligere analyser vist at linene som bygges minimum må ha en overføringskapasitet på omtrent 270 MW for å oppnå tilstrekkelig overføringskapasitet med antatt fremtidig lastøkning. For Leire-Halshaug vil behovet sannsynligvis være noe lavere, men det er ønskelig å benytte samme tverrsnitt for hele Kystlinja. Dette vil også i større grad forsikre at man har tilstrekkelig linjekapasitet ved fremtidig lastøkning mellom Kulia og Lyngdal

Beregningen av økonomisk optimalt tverrsnitt for strekningen Kulia-Leire-Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal og Kvinesdal-Lista VP-Vanse viser at det vil gi lavest kostnader over analyseperioden å bygge linjene med individuelt tilpasset linjetverrsnitt. Forskjellen i total kostnad over 40 år mellom individuelle linjetverrsnitt og det mest optimale tverrsnittet med identiske linjetyper er 13-15 MNOK. Da resultatet av beregningene vil være følsomt både for mindre endringer i byggekostnadene og i antatt lastflyt anser AEN at fordelene med å benytte identiske linjetverrsnitt for alle seksjonene overstiger ulempene med de økte total kostnadene.

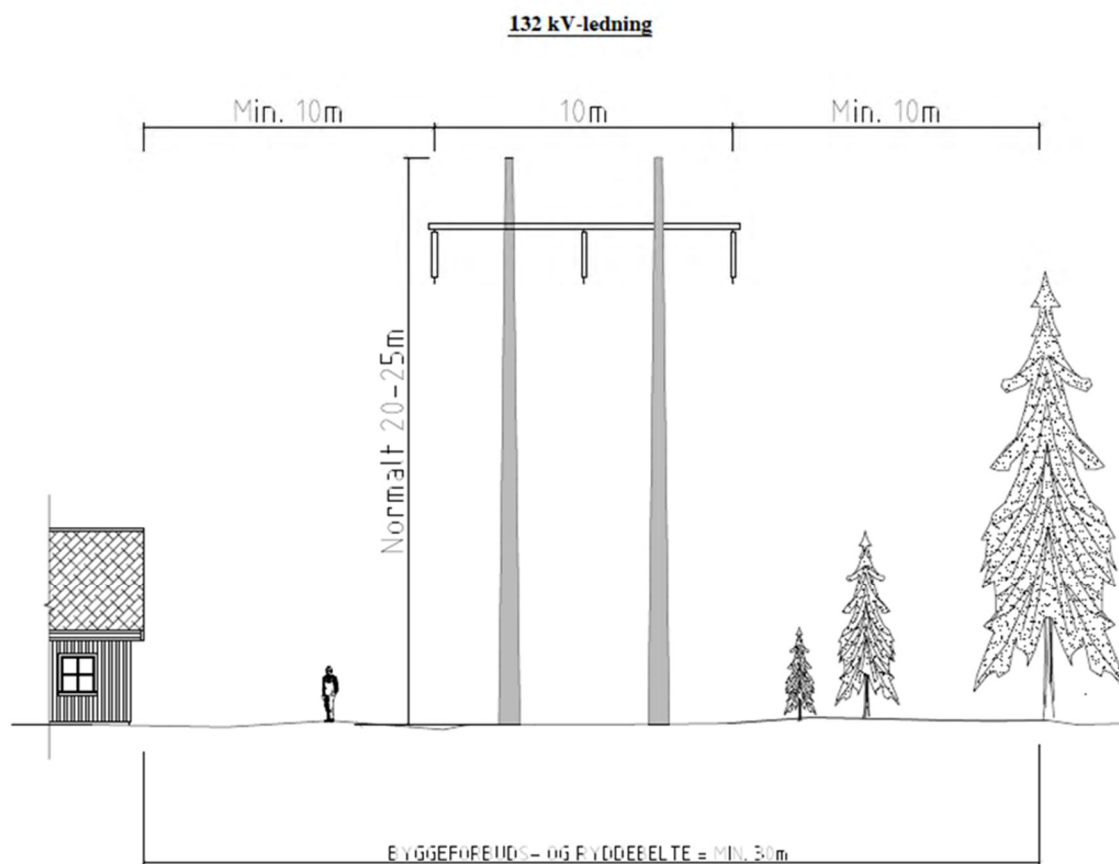
Analysen viser at AL 59-685 det mest samfunnsøkonomiske for begge lastsenarioene dersom alle seksjonene skal etableres med identiske tverrsnitt. For lastsenario 1 er forskjellen i total kostnadene 2 MNOK mellom å bygge forbindelsene med linetype AL 59-685 og AL59-594, og da Kristiansand-Kulia allerede er konsesjonssøkt med AL59-594 ønsker AEN å fortsette med dette tverrsnittet for resten av Kystlinja. Valget av linetype begrunnes i ønske om standardisering av beredskap og reservemateriell.

8 Valg av mastetyper

Følgende mastetyper er vurdert:

- H-mast av kompositt eller stål/aluminium (planoppheng), se Figur 8-1
- «Singlepole»-master i kompositt eller stål med vertikaloppheng (trekantoppheng)

Kompositt mastene leveres vanligvis i fargene grå eller brun. Stålmastene kan leveres i alle RAL-farger, men normalt i samme farge som komposittmastene.



Figur 8-1: 132 kV H-mast med stolpe i kompositt. Byggeforsbud og ryddebelte min. 30 meter

Det er ikke vurdert som aktuelt å benytte gittermaster (fagverksmaster) da det vurderes som kostbart og lite hensiktsmessig for det aktuelle prosjektet, med unntak av for fjordspennet over Fedafjorden, kap. 8.3.

8.1 Komposittmaster

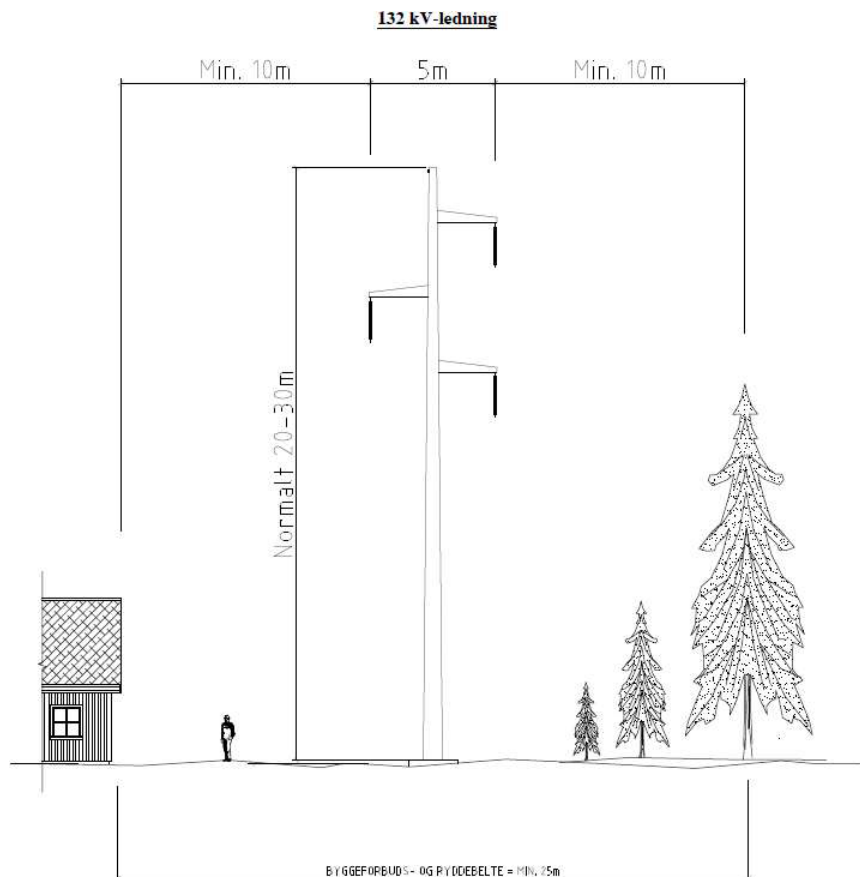
Kompositt er mer kostbart enn tre, men har lenger levetid og lett og sterk konstruksjon som muliggjør lengre spenn (færre master). Mastene har ikke råte, korrosjon- og hakkespettproblematikk. Komposittmaster kan bygges med plan- eller vertikaloppheng.

Ulempene er knyttet til mer omfattende fundamentering og mer sårbare for slag («skjøre»), noe som krever mer varsom håndtering under bygging. Komposittmaster kan prosjekteres med høyere master slik at antall master kan reduseres sammenlignet med tremaster.

8.2 Singlepole-master i stål

Som for kompositt er fordelene med stål knyttet til lengre levetid og mulighet for lange spenn. Man slipper bardunering og unngår utfordringer med hakkespett. Det er også en fordel at trasébredden for rørmaster blir ca. 5 meter smalere enn ved bruk av mast med planoppheng.

Ulempene er først og fremst knyttet til mer omfattende fundamentering, samt noe tyngre master. Dette kan medføre økte transportkostnader ved bygging. Singlepole-master med vertikaloppheng gir 5 meter høyere master sammenlignet med master med planoppheng og vil av den grunn bli mer ruvende i landskapet. Mastetypen er aktuell for strekningen igjennom naturvernområdet ved Skoland (enkeltkurs), samt ut fra Vallemoen (dobbelkurs) og innføringen mot Lyngdal (dobbelkurs).

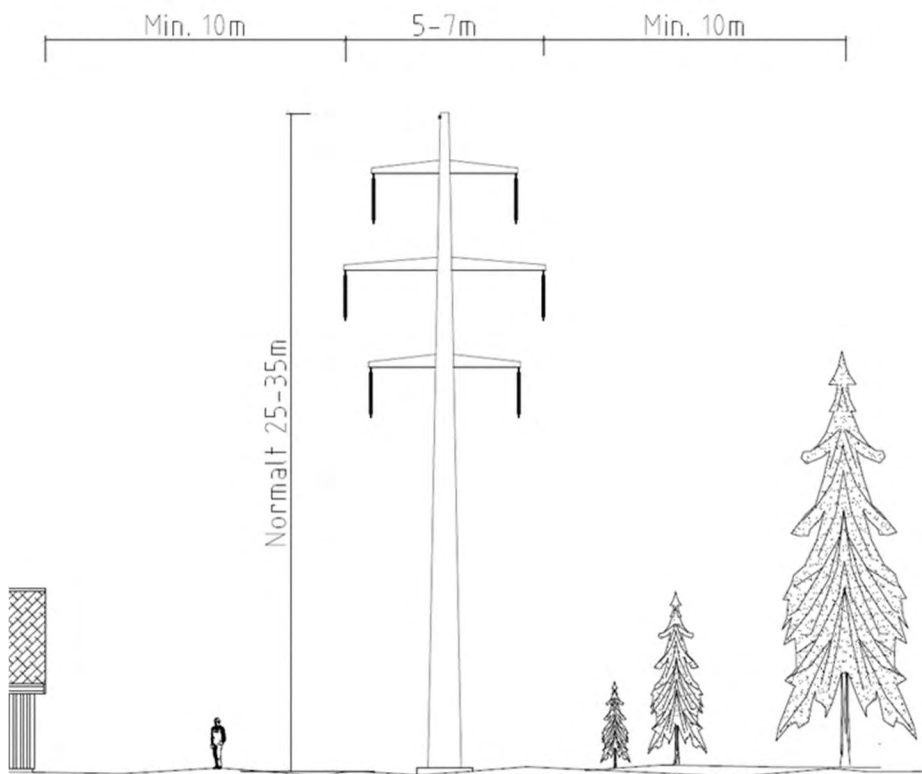


Figur 8-2: 132 kV-singlepolemast i stål, enkeltkurs. Bygge- og ryddebelt min. 25 meter.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

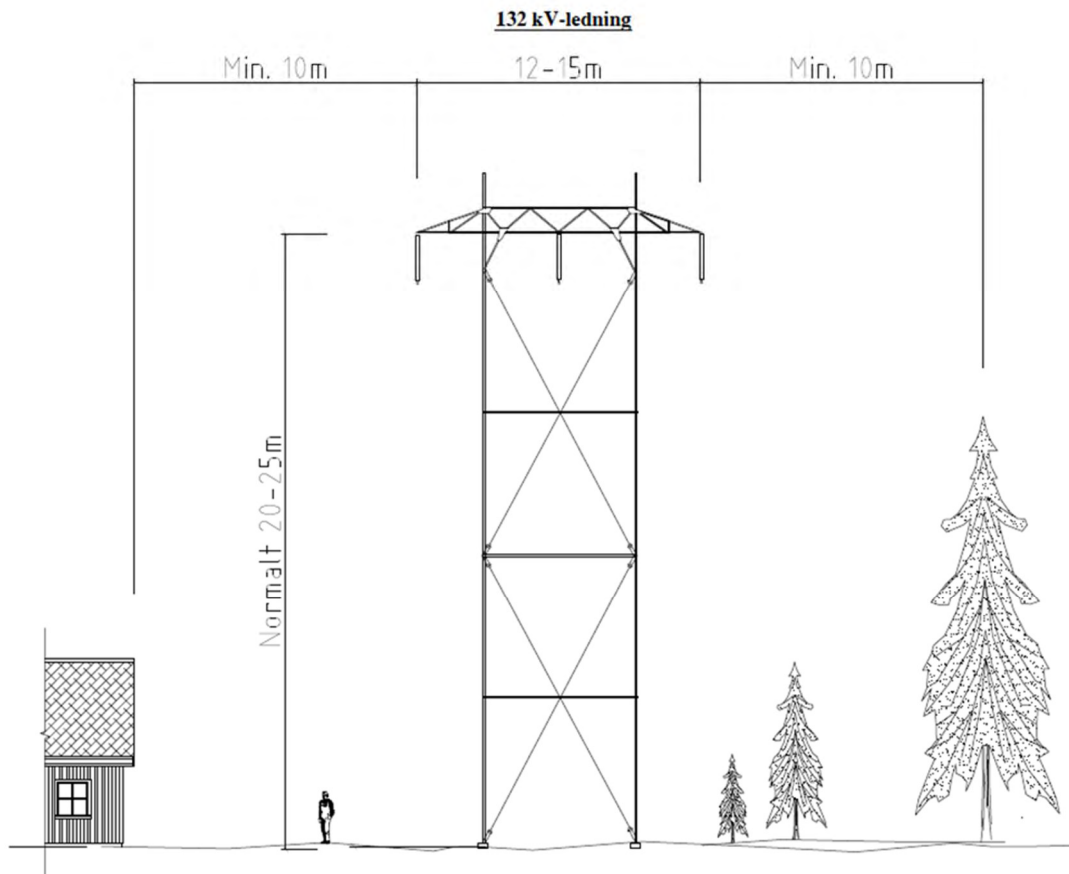
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 8-3: 132 kV-singleplemast i stål, dobbeltkurs. Bygge- og ryddebelte min. 27 meter.

8.3 Master for kryssing av Fedafjorden

Innvendig bardunerte portalmaster i stål («NVE master») er av økonomiske grunner ikke vurdert som aktuelle på strekningen Vallemoen-Lyngdal-Øie. For kryssing av Fedafjorden er det nødvendig å bruke portalmast pga. langt spenn og dermed økt faseavstand, se Figur 8-4.



Figur 8-4: Mastebilde av 132 kV enkeltkurs fagverksmast i stål («NVE mast») med planoppheng.

8.4 Valg av mastetype

Luftledning anses som den klart teknisk-økonomiske foretrukne løsningen i dette prosjektet.

Agder Energi Nett har de siste bygd nye 132 kV-ledninger med H-master i kompositt og stål. Erfaringene med mastene er så langt gode og kostnadene noe lavere enn for fagverksmaster i stål. For kryssing av Fedafjorden er det ikke vurdert som aktuelt å bruke andre mastetyper enn fagverksmaster pga. det relativt lange spennet og behov for økt faseavstand.

Inn til Vallemoen planlegges det for bruk av to dobbeltkursmaster i stål (singlepole) forbi boligene/boligfeltet.

Inn til Lyngdal er valg av mastetype bl.a. avhengig av om det blir aktuelt å innløse to bygninger for å få plass til to ledninger med planopphengsmaster i rørstål. Eller om det blir dobbeltkurs for å komme frem mellom bebyggelsen. Dobbeltkursledningen vil i så fall bli bygget med singelpolmaster i stål.

Anbefalt løsning for ny 132 kV-ledning Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal er vist i Tabell 8-1.

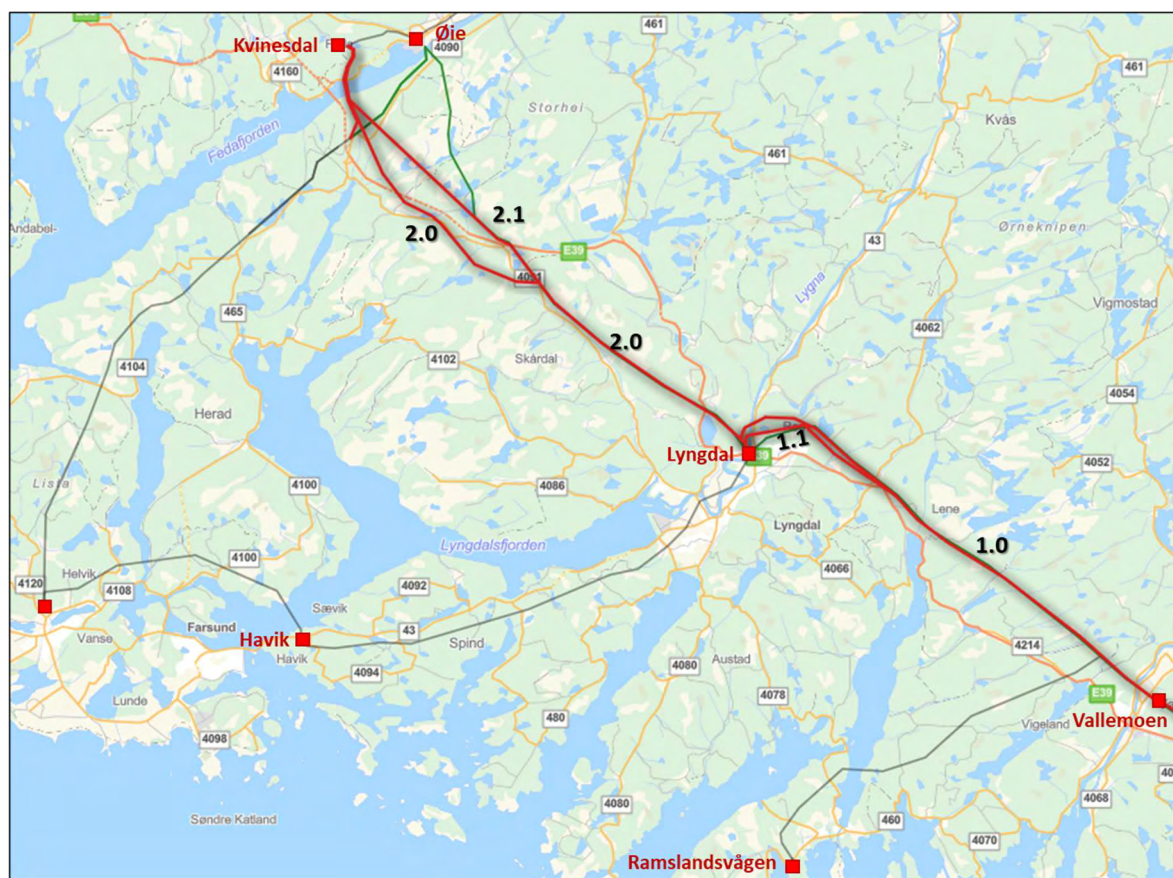
Tabell 8-1: Tekniske data for ny 110(132) kV ledning Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal

Beskrivelse	Spesifikasjon
Type	<ul style="list-style-type: none"> - H-mast i kompositt - Stålrørsmast med vertikal-oppheng både for enkelt- og dobbeltkurs - Fagverksmast i stål («NVE-mast») med planoppheng
Travers	Brunmalt travers i stål eller aluminium
Systemspenning	110 kV (overgang til 132 kV på et senere tidspunkt)
Isolasjonsnivå	145 kV
Strømførende liner	AL59-594
Toppliner	2 stk. gjennomgående toppliner med OPGW på hele strekningen
Isolatorer	Isolatorer av herdet glass i avspenninger og kompositt i hengekjeder/bæremaster
Faseavstand	Normalt 5 meter. Noe større i lange spenn/spesialspenn (6 - 7 meter)
Mastehøyde	<ul style="list-style-type: none"> - 20-25 m for H-mast og NVE-mast - 20-30 m for singlepolemast i stål, enkeltkurs - 25-35 m for singlepolemast i stål, dobbeltkurs
Bandlagt belte/byggeforbud	Ca. 30-35 m
Mastebilde	Se figurer

9 Traséalternativer

Traséplanleggingen har blitt utført på bakgrunn av topografiske kart, 3D-modeller av terrenget fra PLS-CADD/laserdata, flyfoto og befaringer. AEN har lagt vekt på at det ved planlegging tas hensyn til både tekniske forhold og miljø- og samfunnshensyn.

Den nye 110(132) kV ledningen vil ha et noe bredere rettighetsbelte enn eksisterende 110 kV ledning. Dagens trasé har et rettighetsbelte på 22 meter, mens det ved planleggingen er lagt til grunn et rettighetsbelte på 24-30 meter, avhengig av mastetype.



Figur 9-1: Traséer for ny 110 (132) kV-ledning på strekningen mellom Vallemoen – Lyngdal – Kvinesdal er vist med rødt. Eksisterende 110 kV ledninger som skal rives er vist med grønt.

9.1 Vallemoen – Lyngdal

Ut fra Vallemoen transformatorstasjon planlegges den nye 110(132) kV ledningen med 2 dobbeltkursmaster over elvesletten. Etter kryssing av elva går ledningene ut i plan, og 110 kV ledningen Vallemoen-Ramslandsvågen og 110(132) kV ledningen mellom Vallemoen og Lyngdal føres i parallell fram til der ledningen mot Ramslandsvågen dreier av mot sørvest.

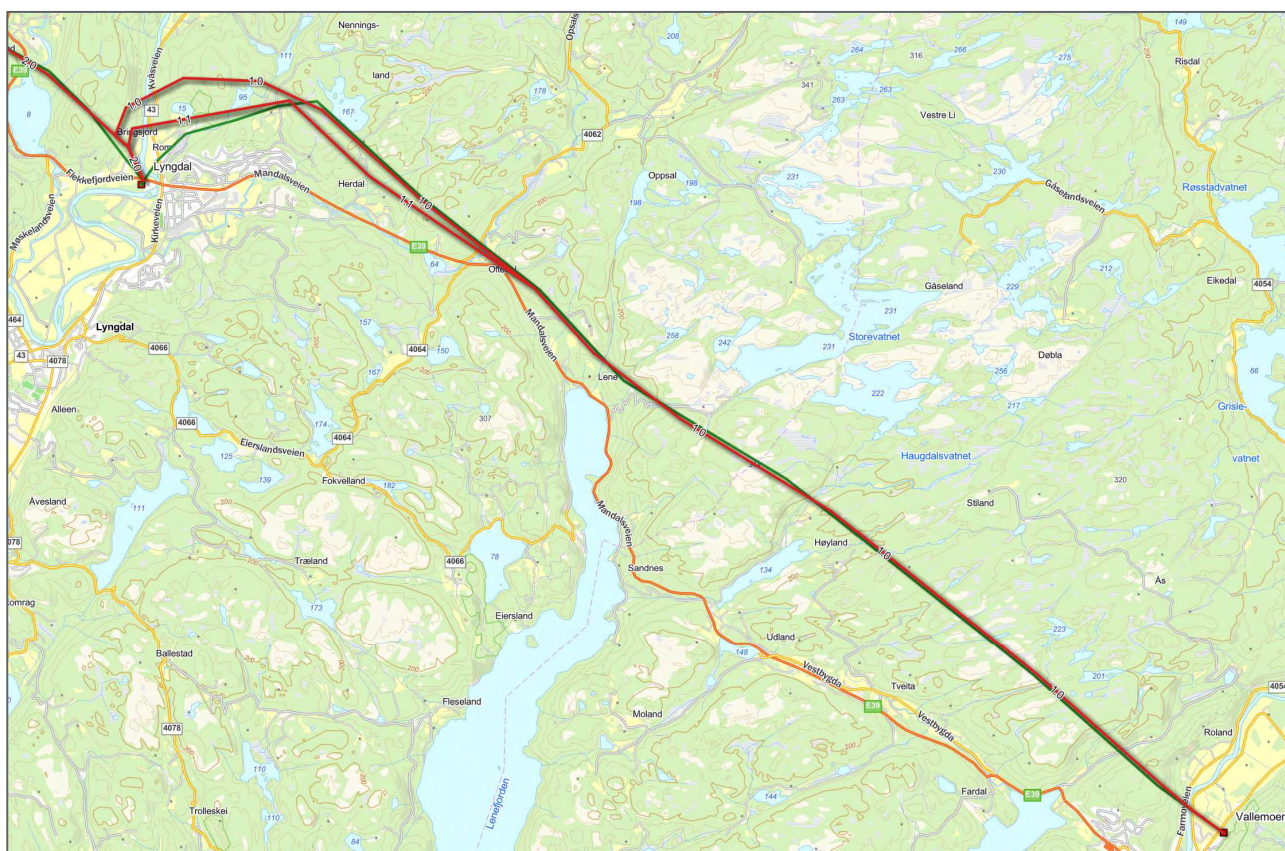
På store deler av strekningen videre planlegges det for at den nye 110(132) kV ledningen bygges parallelt med eksisterende 110 kV ledning i en avstand av 30-40 meter. Den gamle ledningen rives etter at den nye ledningen er på drift.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

Lokale forhold, som avstand til eksisterende bebyggelse, avgjør om ledningen bygges sør eller nord for eksisterende ledning. Mellom Vallemoen og Bjelland bygges ledningen på nordsiden av eksisterende ledning, for så å ligge på sørsiden fram mot Gummedal. Herfra blir ledningen bygget på nordsiden av eksisterende, for den igjen skifter side ved Lene.

Fra Oftedal og forbi avkjøringen til Lyngdal ved Herdal følger alternativ 1.0 dagens trasé forbi Jovatnet, mens underalternativ 1.1 fraviker dagens trasé, og ligger noe lavere i terrenget enn alternativ 1.0. Videre inn mot Lyngdal transformatorstasjon passerer alternativ 1.0 sør for Preststemmen og Lauvtjønn, mens underalternativ 1.1 går høyere i terrenget og krysser gjennom Lauvskarheia, se Figur 9-2.

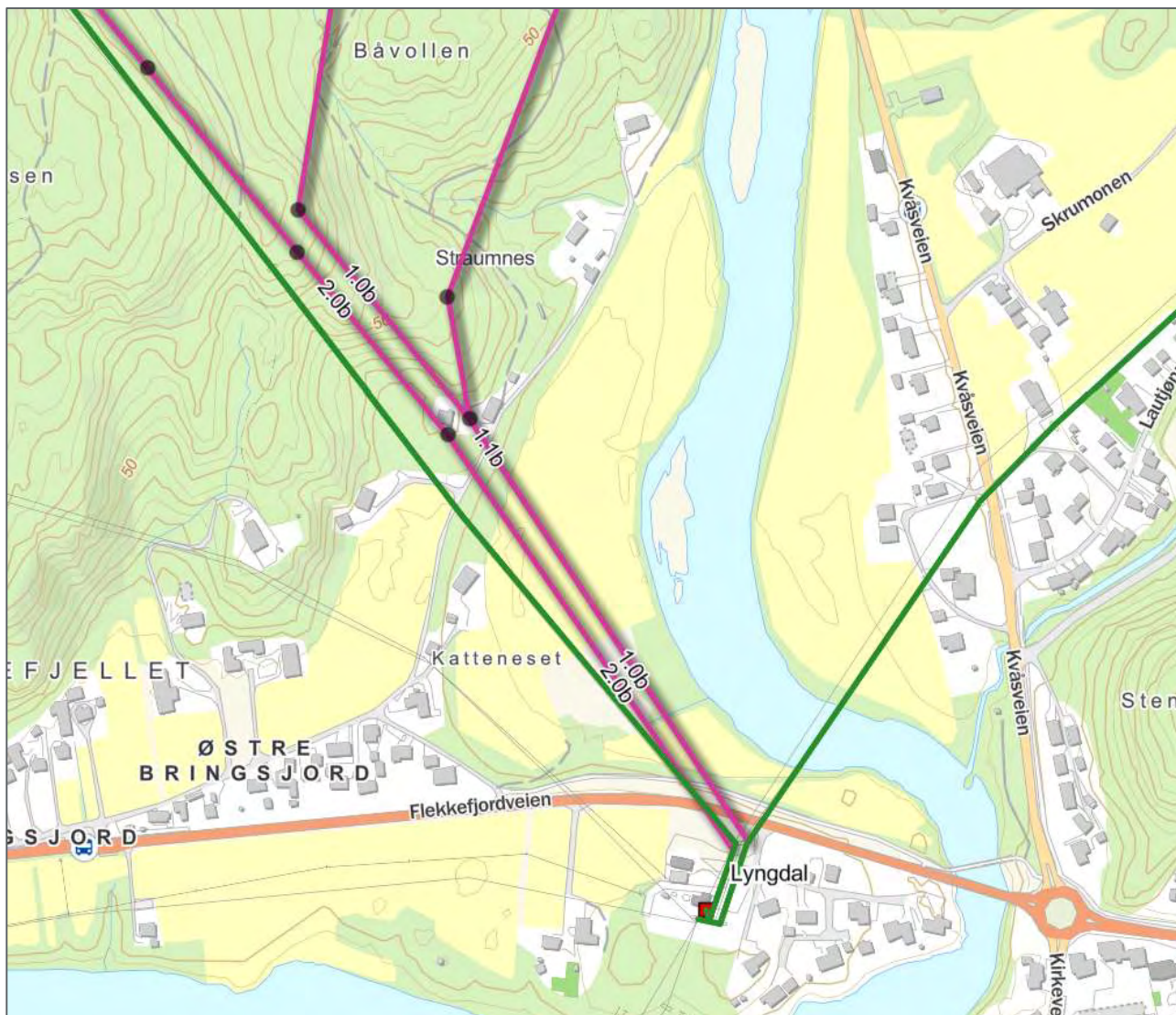


Figur 9-2: Traseer på strekningen mellom Vallemoen-Lyngdal er vist med rødt. Eksisterende ledning som skal rives er vist med grønt.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

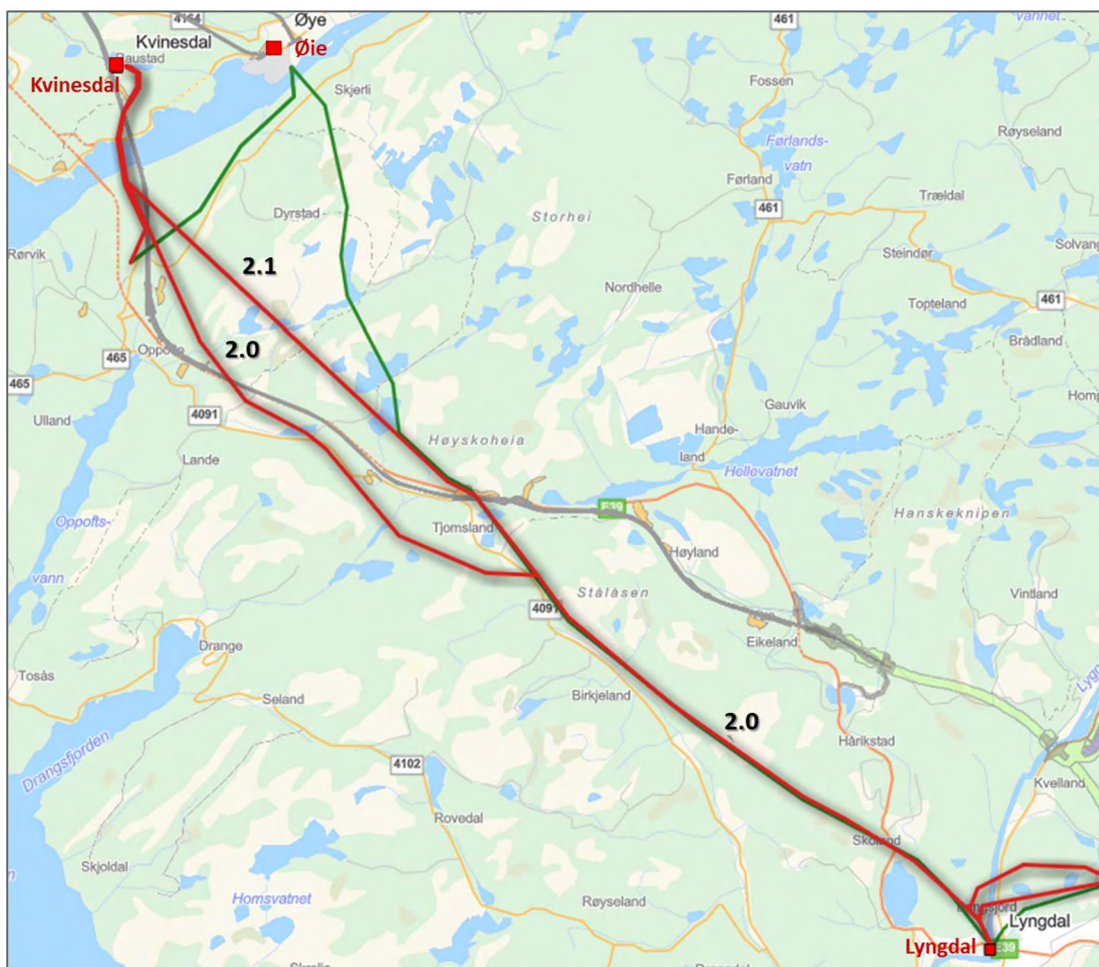
Inn til Lyngdal transformatorstasjon er det sett på muligheten for å gå med to parallelle ledninger, alt. 1.0b/1.1b, istedenfor med dobbeltkursmast. For å få plass til dette må det innløses en bolig og et par bygninger. Løsningen vil gi lavere master, men et større ryddebelte, se Figur 9-3.



Figur 9-3: Alternative innføringer til Lyngdal transformatorstasjon, vist med lilla linjer. Grønne streker er dagens 110 kV-ledninger på Kystlinja som skal rives.

9.2 Lyngdal- Kvinesdal

Ut fra Lyngdal transformatorstasjon planlegges Kystlinja på samme masterekke (dobbelkursmaster) som ledningen til Vallemoen, se Figur 9-4. Det er også utredet en løsning der ledningene inn til stasjonen bygges med to parallelle ledninger (alt. 2.0b), se Figur 9-3. Dette forutsetter at det innløses en bolig og rives to bygninger.



Figur 9-4. Ledningsalternativer mellom Lyngdal og Kvinesdal/Øie. Rød strek er nytt traséalternativ og grønn strek er eksisterende 110 kV ledning som rives.

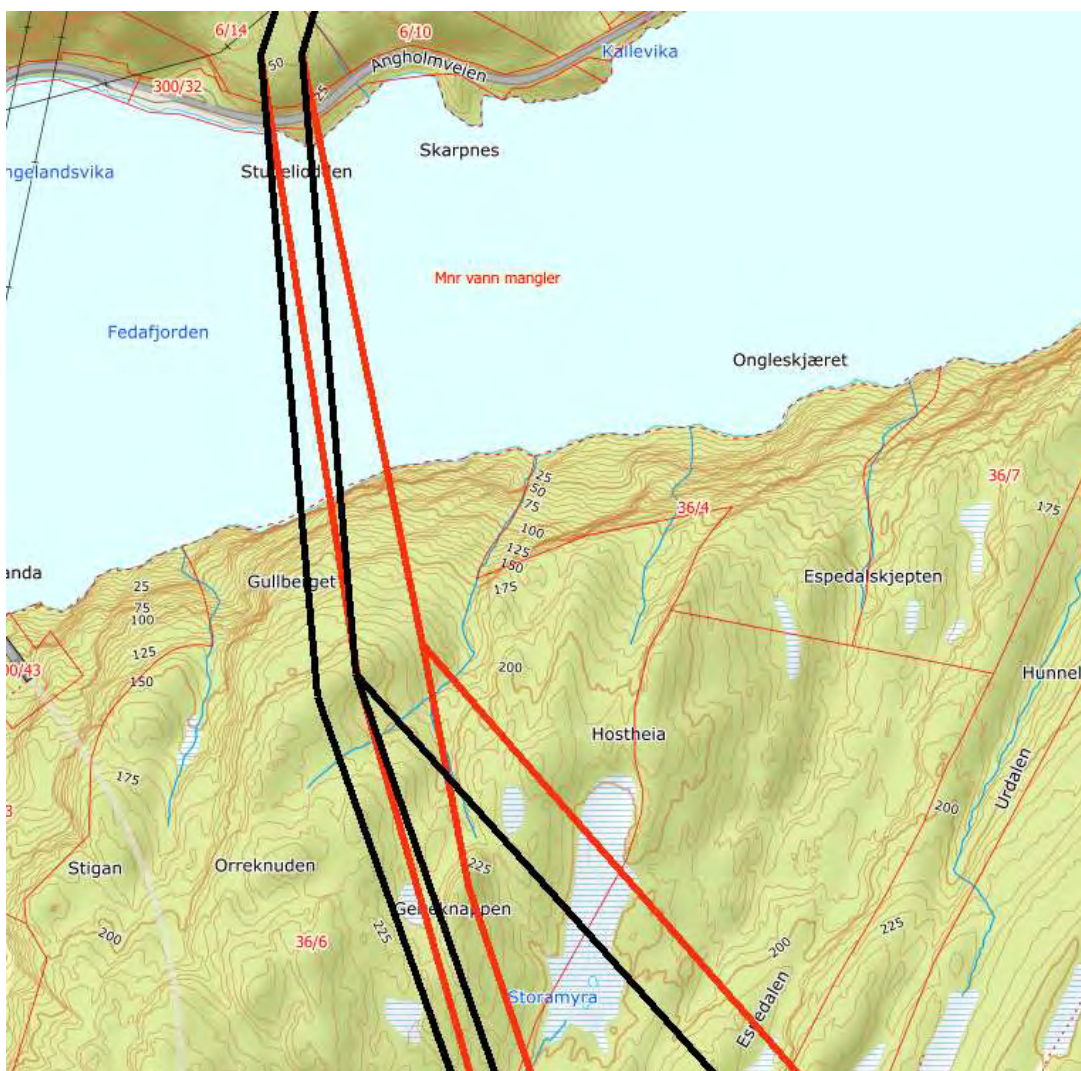
I hovedsak planlegges det for at alternativ 2.0 bygges i en avstand av 30-40 meter fra eksisterende ledning, som rives etter at den nye ledningen er på drift. Gjennom Skoland naturreservat og bygda Hægeland må eksisterende 110 kV ledning rives før det bygges en ny ledning i samme trasé. Fra Tjomsland planlegges den nye 110(132) kV ledningen i ny trasé langs alternativ 2.0, som krysser Fedafjorden før den føres inn til Kvinesdal transformatorstasjon. Det er også vurdert et underalternativ 2.1 på strekningen mellom Dragedalen/Tjomsland og Fedafjorden.

Når forbindelsen mellom Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal er satt i drift, kan eksisterende 110 kV ledning Vallemoen-Lyngdal-Øie rives. Denne ledningen er ca. 36 km lang. Når forbindelsen mellom Lyngdal og Kvinesdal er satt i drift, kan eksisterende 110 kV ledning Vallemoen-Lyngdal-Øie rives. Ledningen er ca. 18 km lang.

9.2.1 Flytting av spenn over Fedafjorden

I forbindelse med høringen av meldingen er det kommet ønske om å flytte spennmastene på sørsiden av Fedafjorden ca. 100 m østover, se Figur 9-5. En sideforskyvning av ledningene vil, som følge av at terrenget faller mot øst, medføre at mastene blir stående på to forskjellige nivåer og linene i større grad vil gå i ulike høyde. Dette kan gi en mer «uryddig» inntrykk av spennet over fjorden.

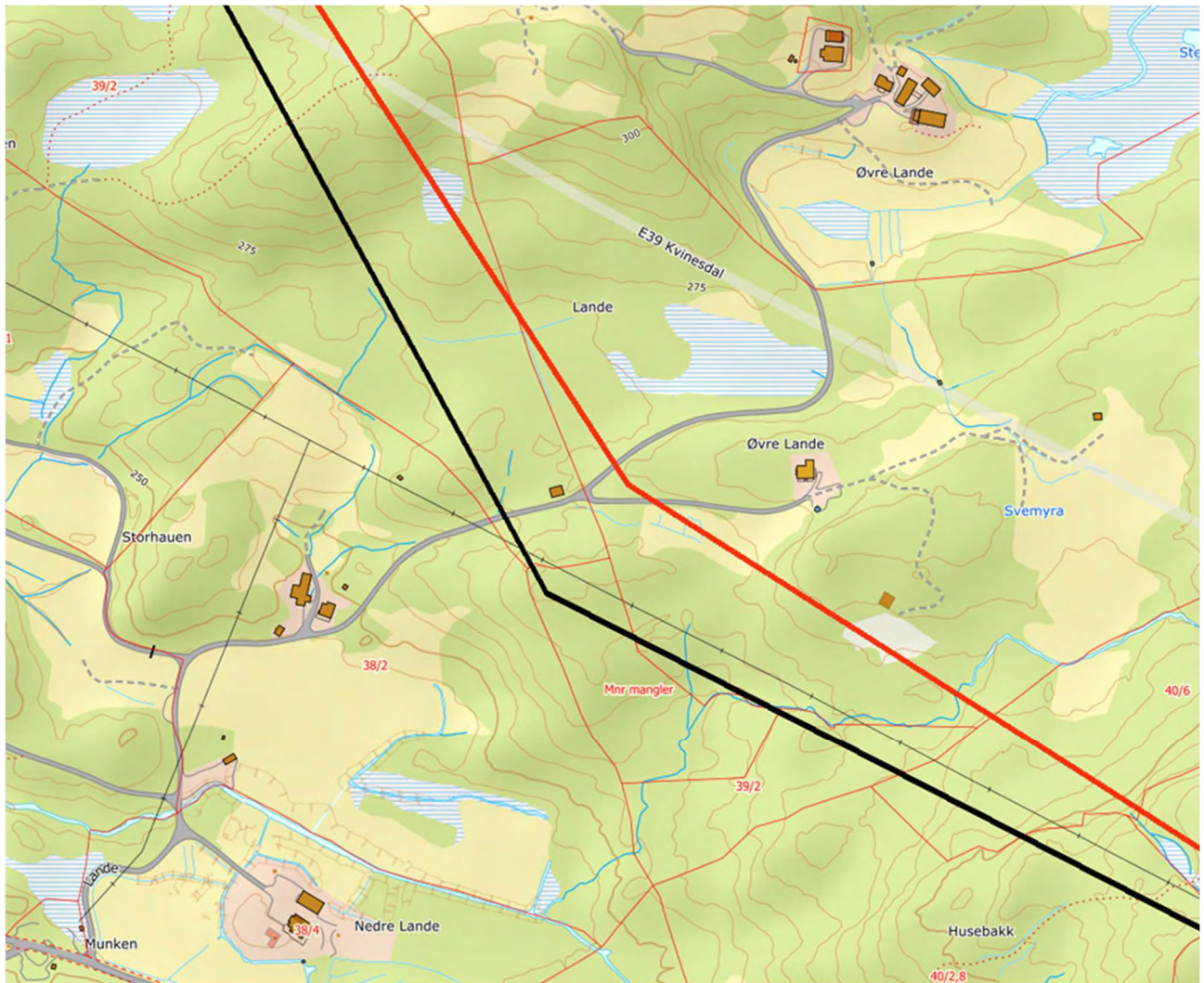
Avstanden til ny bru på E39 vil ved en evt. flytting være ca. 150 m.



Figur 9-5: Rød strek: Linja/fjordspennmastene flyttet ca. 100 m mot øst. Sort strek traséen som planlegges konsesjonssøkt.

9.2.2 Flytting ved Lande

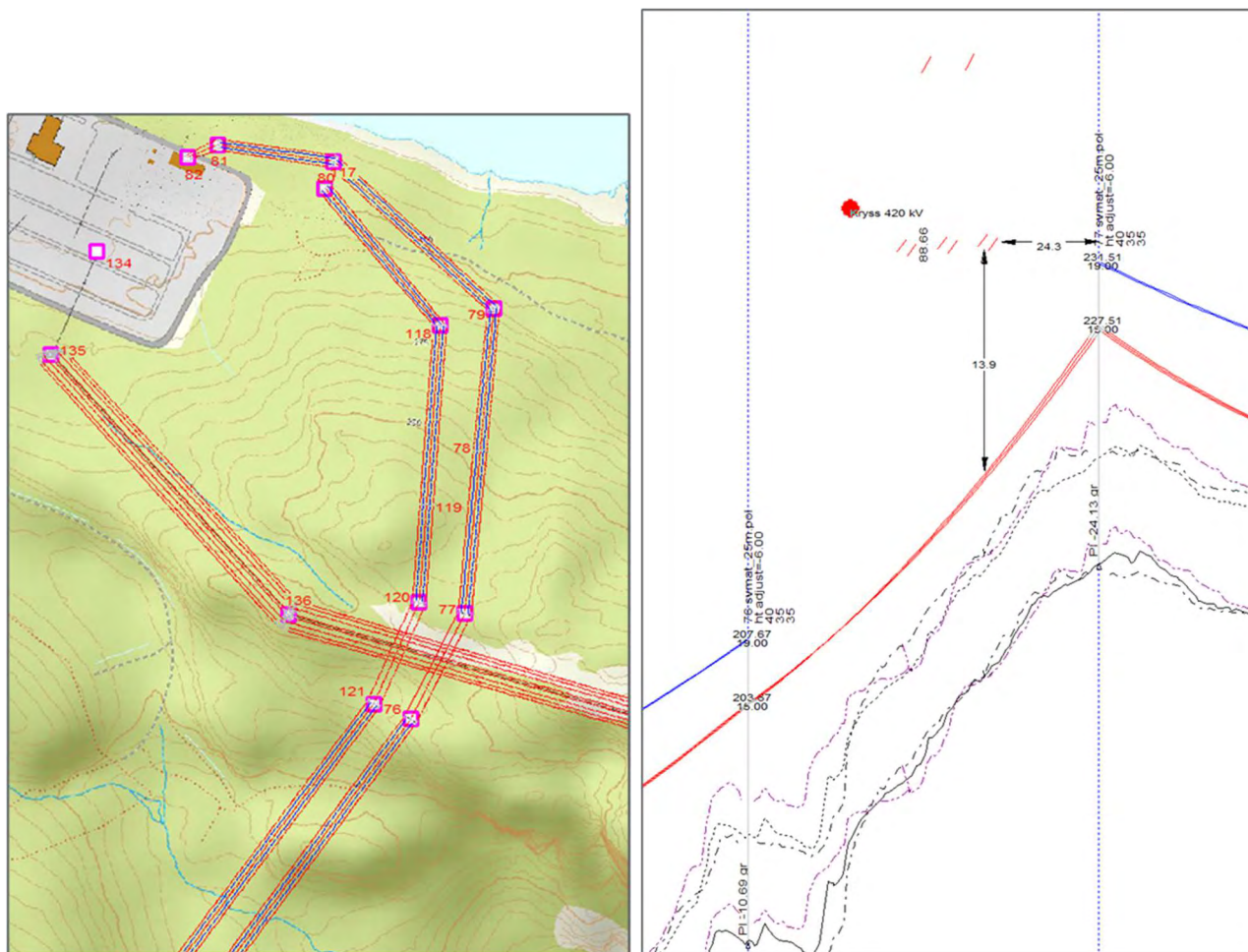
I forbindelse med høringen av meldingen er det kommet ønske om å flytte traséen noe lenger unna hytta ved Øvre Lande. Dette er vurdert til å bli en mer synlig løsning enn planlagt løsning. Se kart Figur 6-6 som viser dette.



Figur 9-6: Rød strek viser planlagt trasé og sort strek justert trasé for å øke avstanden til hytta på Øvre Lande

9.2.3 Kryssing Statnett ved Kvinesdal

Mot Kvinesdal vil begge ledningene krysse under Statnett sin 420 kV Kvinesdal-Kristiansand. Statnett krever min. 20 m horisontalavstand til nye master, samt min. 4,2 m vertikalavstand i spennet. Nye master vil bli plassert slik at dette overholdes med god margin som illustrert i Figur 9-7.



Figur 9-7: Kryssing under Statnett sin 420 kV Kvinesdal-Kristiansand. Min vertikalavstand til 420 kV 13,9 m. Forskriftskrav 4,2 m

9.3 Omlegging av 110 kV ledning Øie – Lista vindpark

Som en del av en langsiktig plan om å fase ut deler av Øie transformatorstasjon er det også planlagt omlegging av 110 kV-ledningen fra Øie til Lista-vindpark til Kvinesdal transformatorstasjon. Ledningen planlegges lagt om fra Rørvik, for deretter å føres parallelt med den nye 110(132) kV ledningen fra Lyngdal transformatorstasjon over Fedafjorden til Kvinesdal transformatorstasjon.

Trasé for omlegging av ledningen fra Lista-vindpark fra Rørvik går fra øst for Fedafjorden parallelt med ny ledning fra Lyngdal transformatorstasjon til Kvinesdal transformatorstasjon. Lengden på traséen fra Rørvik til Kvinesdal transformatorstasjon er ca. 3,5 km. Fra omleggingspunktet ved Rørvik vil dagens ledning videre inn til Øie transformatorstasjon kunne rives, se kart i Figur 9-4. Strekningen er ca. 4,5 km.

9.1 Investeringskostnad for ledningsalternativene

H-master i kompositt, med linetype AL59- 594, og to toppliner på hele ledningen med OPGW er lagt til grunn ved utarbeidelse av kostnadsestimatene presentert i Tabell 9-1.

Gjennomsnittlig total kilometerkostnad er anslått til ca. 4,8 mill. NOK/km. Da er det brukt gjennomsnittlig km-kost fra alle alternativer. Kostnader til riving av eksisterende linje, skogrydding og eventuelle midlertidige anlegg for å opprettholde forsyningen i ombygningsperioden og erstatning til grunneiere inngår ikke i kalkylene.

Tabell 9-1: Kostnadsestimat for bygging av ny 132 kV forbindelse mellom Vallemoen, Lyngdal og Kvinesdal/Øie for alternative kombinasjoner av trasévalg i henhold til trasékart.

Traséalternativ	Lengde [km]	Antall master (ca.)	Bygge- og materialkostnader, rigg og drift [MNOK]	Prosjektering- og byggherre-kostnader [MNOK]	Kostnader for ledning [MNOK]
Trasé 1.0 – 2.0 hovedalternativ	38,9	144	160	32	192
Trasé 1.0 – 2.0 – 2.1	38,3	142	150	30	180
Trasé 1.0 -1.1- 2.0	38,1	143	158	32	190
Trasé 1.0 -1.1- 2.0 – 2.1	37,5	141	148	30	178

Kostnadene ved å velge å la ledningene ut ifra Lyngdal gå på separate master, som beskrevet i kapittel 9.1, (forutsetter innløsning av to bygninger på eiendom 163/13,27) er presentert i Tabell 9-2.

Tabell 9-2: Forskjeller i kostnadsestimat for bygging av ny 132 kV forbindelse mellom Vallemoen, Lyngdal og Kvinesdal/Øie for alternativ 1.0/1.0b, 1.1/1.1b og 2.0/2.0b

Traséalternativ	Endring i lengde [km]	Økning i antall master	Økte kostnader for ledning [MNOK]
1.0 mot 1.0b	Tilnærmet lik	0	2,5
1.1 mot 1.1b	Tilnærmet lik	1	2,1
2.0 mot 2.0b	Tilnærmet lik	2	3,0
1.0b + 2.0b	Tilnærmet lik	2	5,5
1.1b + 2.0b	Tilnærmet lik	3	5,1

10 Anleggsgjennomføring

10.1 Skogrydding

Bygging av kraftledning starter som regel ved at skogen ryddes i en trasé på ca. 30 meters bredde. Tilsvarende moderne skogbruk foregår skogryddingen i stor grad med hogstmaskiner kombinert med noe manuell rydding. Ved behov ryddes også adkomsttraséer og riggplasser, og det klargjøres slik at det er mulig å komme frem med nødvendig utstyr og maskiner til mastepunktene.

I såkalte 0-belter, der avstanden mellom linene og stående skog er stor, 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.



Figur 10-1: Rydding av skog i ledningstraséene gjøres i hovedsak med skogsmaskiner slik skogbruket driver i dag.

10.2 Bygging av ny 110(132) kV ledning

For ledningen mellom Vallemoen, Lyngdal og Kvinesdal planlegges det ikke for bygging av nye veier eller permanente riggplasser, men det kan være behov for å oppruste enkelte veier. I konsesjonssøknaden vil det angis hvilke veier som ønskes benyttet til transport. I søknaden vil også lokalisering av riggplasser og mellomagre for anleggsutstyr angis. Ideelt sett vil det være ønskelig med 3-4 store riggplasser for premontering av master og noen mindre i nærheten av ledningstraséen.

Når masteplassene er klare for fundamentering kjøres det en gravemaskin fram til mastepunktene, som graver ut fundamentgropa eller avdekker til fjell. Deretter transporteres materiell og utstyr (borerigg, armering, betong osv.) med helikopter eller bakketransport. Fundamentene forankres, armeres, støpes og klargjøres for mastemontering. Jordleder legges rundt fundamentene i byggegropa før tilbakefylling.

Mastestål eller komposittelementene, isolatorer, armatur og liner fraktes til riggplassene med lastebil, hvor mastene premonteres hele eller i seksjoner før de fraktes ut til masteplassene med helikopter eller med bakketransport. Mastene reises med kran eller helikopter og klargjøres for linestrekking.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 10-2. Mastene er heist på plass. Både kompositt og stålmaster leveres i brunfarge som her.



Figur 10-3: Etter premontering på riggplass flys mastene i deler ut til mastepunktet (bildet til venstre) eller fraktes med bakketransport (bildet i midten). Linene trekkes med vinsj (bilde til høyre) etter at pilotlinje er flydd ut med helikopter.

Når mastene er montert på hele ledningen eller på en strekkseksjon monteres faselinene og toppliner (jording). Strekkingen foregår med bruk av helikopter som drar ut en forløper/pilotline som igjen brukes til å trekke ut linene ved hjelp av vinsj. Tromlene med linene på er de tyngste elementene og plasseres der det er god adkomst inn til traséen og det er mulig å stå med trommel og brems. Til slutt henges linene opp i isolatorene og strammes.

10.3 Sanering av eksisterende 110 kV ledning Vallemoen-Lyngdal-Øie

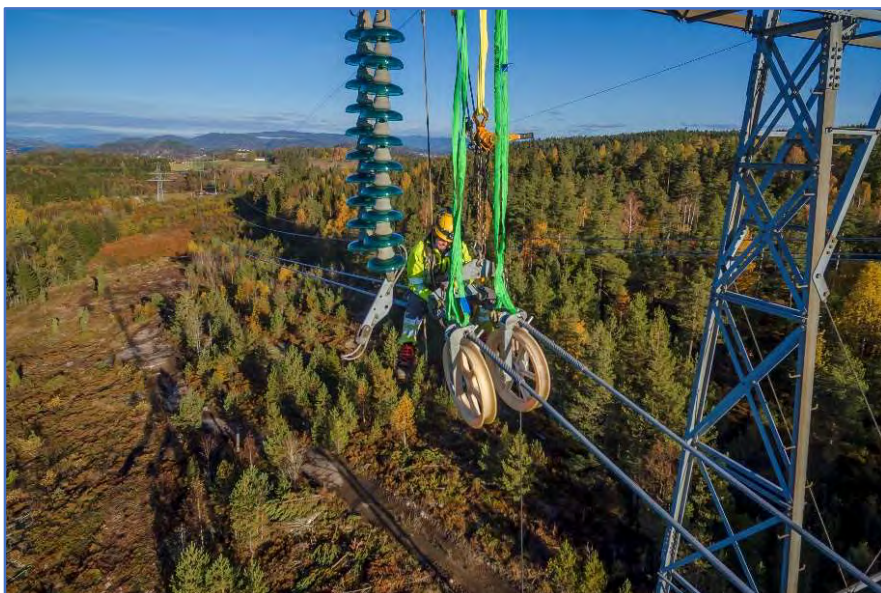
10.3.1 Kostnad for riving av luftledning

Den 36 km lange eksisterende 110 kV luftledningen saneres etter bygging av ny 110(132) kV ledning. Kostnaden for sanering av dagens Vallemoen-Lyngdal-Øie er estimert til 10 800 000 NOK (300 000 NOK/km) inklusive rigg- og driftskostnader. En strekning på ca. 4,5 km av Lista VP-Øie skal også saneres, kostanden er estimert til 1 350 000 NOK.

10.3.2 Arbeid knyttet til riving av ledning

Eksisterende 110 kV ledning mellom Vallemoen og Øie skal rives når den nye ledningsforbindelsen er på plass. Enkelte steder langs traséen vil imidlertid riving foregå før bygging, men prinsippene for riving vil i store trekk være de samme.

Linene tas ned og henges i blokker mens isolatorkjedene plukkes ned og fraktes til en riggplass hvor det står utplassert avfallscontainere for sortering av avfallet. Under operasjonene med demontering av isolatorkjedene som består av glass, er det viktig å være forsiktig, slik at man unngår glasskår i terrenget. Linene spoles deretter inn på tromler eller kveiles opp i bunter og fraktes til riggplass for videre transport til avfallsmottak.



Figur 10-4: Linene henges i blokker før isolatorkjedene tas ned og linene spoles inn.

Trestolpene kappes over bakken med motorsag og legges ned i ledningstraséen. Resten av stoppene som står igjen i bakken graves eller trekkes opp. Masta dras så overende og deles opp i håndterbare deler og

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



fraktes til riggplass med bakketransport eller helikopter. Trestolper, metall, isolatorer og annet avfall leveres godkjent mottak for gjenvinning og destruering.

Ev. kilestein fjernes ned til en meter på innmark og 20 cm i utmark. Eventuell jording kappes under bakkenivå tilsvarende som for mastene. Hullene fylles igjen og området rundt masta arronderes mot tilgrensende areal. Bardunerte master eller master som er festet med stål til fjell kappes jamt med fjellet. Stolpene fraktes ut med bakketransport eller helikopter til riggplass for videre transport til avfallsmottak.

Kreosotimpregnerte trestolper er spesialavfall og må leveres mottak godkjent for håndtering av kreosotimpregnert trevirke. Linene, isolatorer (glass) og stålmaster leveres til gjenvinning.

Dagens 110 kV-ledning har 5 nye komposittmaster som også må fjernes når ny ledning skal bygges. Disse mastene er fundamentert med nedgravde betongringer (kumringer) hvor det fylles med komprimerbar grus rundt mastene. Ved fjerning av mastene tas liner og isolatorer ned på samme vis som for trestolpemastene, men mastene fjernes ved at grusen suges opp slik at mastene løsner og er mulig å heise opp. Betongringene graves frem og fjernes. Hullene fylles igjen med stedege masser eller tilkjørte masser

11 Kabling

11.1 Generelt

Kabel som alternativ til luftledningen er vanligvis et tema som kommer opp i forbindelse med planlegging av nye 132 kV-forbindelser, og som det blir stilt krav om at skal vurderes/utredes.

I punktene under er det listet opp noen generelle fordeler og ulemper ved kabling i forhold til luftledning.

Fordelene er:

- Mindre synlig.
- Mindre utbredelse av magnetfelt ved siden av grøfta der kabelen ligger (høyere rett over).
- Driftssikkerhet: Noe lavere feilhyppighet. Ikke utsatt for f.eks. trefall.
- Kabelanlegg kompenserer gjerne noe for reaktiv belastning i nettet.

Ulempene er:

- Kostnadene for kabel er flere ganger høyere enn for luftledning per kilometer. Kapasiteten som kreves i dette prosjektet krever to kabelsett hvis kabelanlegget ikke skal bli en flaskehals. Dette er svært kostnadsdrivende.
- Kabel gir vesentlig større kapasitiv kobling, og derved større ladestrømmer mot jord, sammenlignet med en luftledning. Med blandet nett av linjer og kabler må man da ofte inn med flere nullpunktspoler (Petersenspoler) på transformatorene i nettet. Dette er også kostnadsdrivende.
- Høyere magnetfelt ved bakkenivå rett ovenfor kabelgrøfta (lavere lenger ut mot siden).
- Feilsituasjoner: Mindre tilgjengelig for vedlikehold og feilretting. Gir lengre utetid ved feil.
- Driftsmessig uønsket grunnet mindre kontroll på ladestrømmer i nettet. Er av betydning for personsikkerhet.

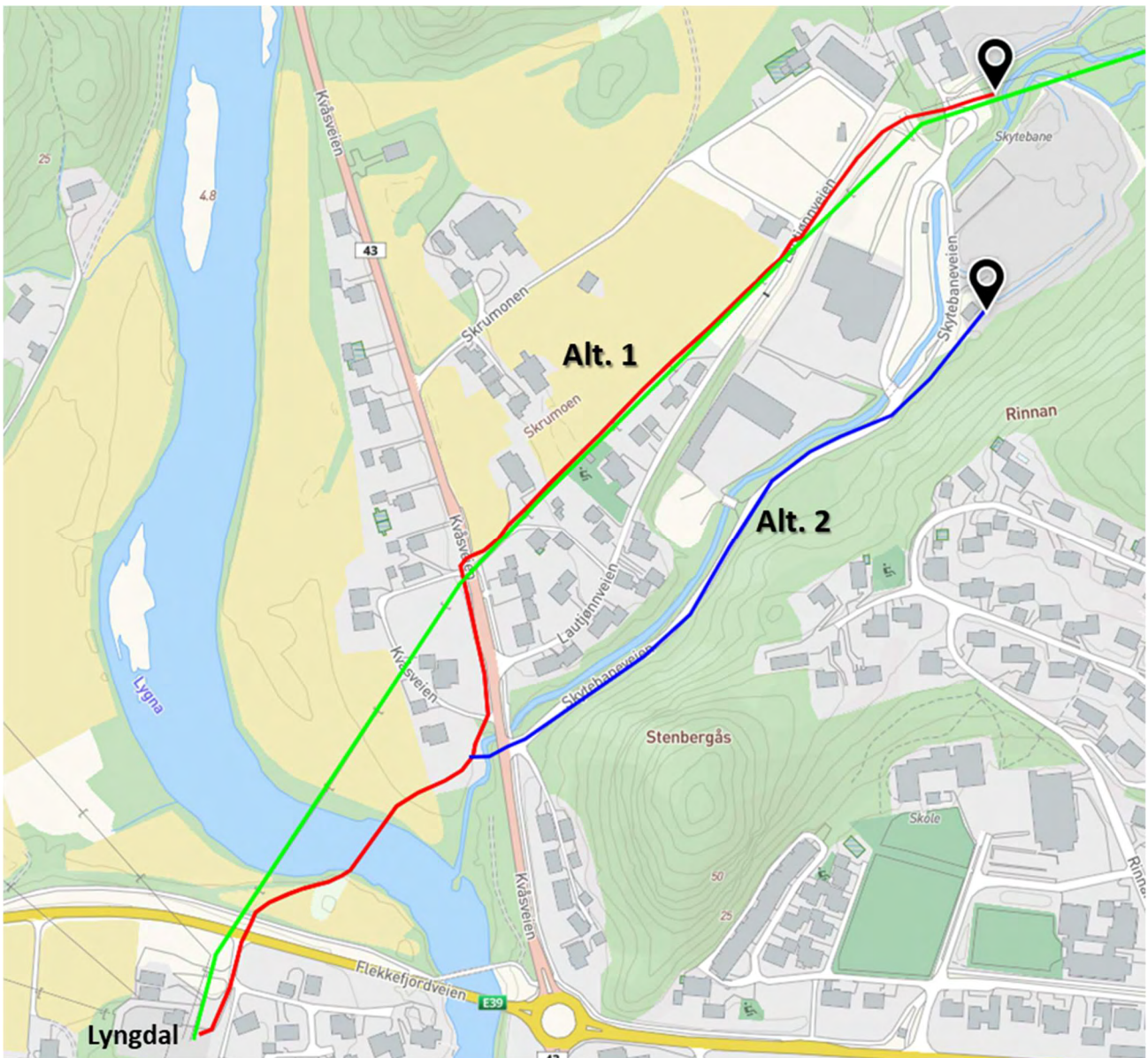
På 132 kV og høyere spenninger er det, grunnet kostnadsdifferansen, samfunnsøkonomisk rasjonelt å bygge luftledning heller enn kabel med mindre det er store negative ulemper forbundet med luftledning, som kan oppveie for kostnadene. For dette prosjektet anses det å være andre avbøtende tiltak som er mer rasjonelle enn å kable 132 kV-forbindelsen – for eksempel trasévalg eller kabling av underliggende nett.

I utredningsprogrammet fra NVE er Agder Energi Nett bedt om å gi en generell beskrivelse av kabel som alternativ til luftledning på 132 kV spenningsnivå. Utredningen skal omtale miljømessige, økonomiske, tekniske og driftsmessige forhold. Den generelle beskrivelsen skal eksemplifiseres med en overordnet teknisk og økonomisk vurdering av en løsning med et kabelanlegg i hensiktsmessig trasé på strekningene Lyngdal transformatorstasjon–Lyngdal skytebane og i bebygde områder ved Vallemoen transformatorstasjon. I den forbindelse er det i dette kapitlet er det sett på mulige kabeltraséer, og kostnader for kabling ut fra både Lyngdal og Vallemoen transformatorstasjoner.

Endepunkt og trasé for kabelanleggene er gjort ut fra skjønnsmessige vurderinger av hvor kabelanlegget vil redusere de visuelle miljøulempene vesentlig og hvor det vil være teknisk «fornuftig/rasjonelt» å anlegge et kabelanlegg. Det vil være andre mulige traséer og endepunkt for kabelanleggene, men de generelle forutsetningene, utfordringene, kostnadene og konsekvensene vil i stor grad være like. Kalkylene fra dette kapitlet kan benyttes som referanse ved vurdering av kabling på andre strekninger.

11.2 Kabling inn til Lyngdal transformatorstasjon

I dette kapitlet presenteres to alternative løsninger for et kabelanlegg på strekningen Lyngdal transformatorstasjon–Lyngdal skytebane, se Figur 11-1. Det forutsettes kabling ut fra Lyngdal transformatorstasjon og bort til kabelendemast plassert enten sør for Lyngdal skytterlag, eller på sørsiden av anlegget til Gjenvinning Sør-Vest AS. Kabelanlegget forutsettes lagt med to deler og ett skjøtepunkt. Fra kabelendemast fortsetter linja som luftledning videre til Vallemoen transformatorstasjon.



Figur 11-1: Skisse over alternative 132 kV kabeltraséer inn til Lyngdal transformatorstasjon. Røde og blåe linjer er foreslåtte kabel-traséer og grønn linje er dagens 110 kV-ledning

11.2.1 Trasébeskrivelse

Alternativ 1: Ut fra Lyngdal transformatorstasjon følger jordkablene parallelt med eksisterende luftlinje-trasé i ca. 80 meter nordover fram til E39, som krysses ved hjelp av styrt boring eller alternativt med kabelkanal. Det siste alternativet forutsetter at det gis tillatelse til å grave over veien. Etter veikryssingen legges kablene nordøstover frem til elva Lynga som krysses i rørøringer. Etter elvekryssingen fortsetter traséen i samme retning frem til fylkesvei 43 før traséen svinger nordover og følger parallelt på vestsiden av fylkesvei 43 i ca. 120 meter. Ved dette punktet krysser kablene under dagens 110 kV luftlinje før den krysser fylkesveien (Kvåsveien). Videre herfra forlegges jordkablene igjen langs eksisterende 110 kV trasé i utkanten av dyrka mark nordøstover i ca. 560 m før kabeltraséen avsluttes i kabelendemast plassert sør for Lyngdal skytebane. Trasélengde på ca. 970 meter.

Alternativ 2: De første ca. 300 meterne ut fra Lyngdal transformatorstasjon følger jordkablene i samme trasé som alternativ 1 frem til fylkesvei 43 (Kvåsveien), som krysses ved hjelp av styrt boring eller alternativt med kabelkanal. Etter veikryssingen følger kabeltraséen parallelt med Skytebaneveien nordøstover i ca. 460 meter, og avsluttes i kabelendemast plassert på sørsiden i utkanten av gjenvinningsanlegget. Trasélengde på ca. 790 meter.

Traséalternativet nr. 2 må mest sannsynlig etableres sør for Skytebaneveien da det er liten plass på nordsiden av veien ned mot elva/bekken. Utfordringen med dette alternativet er det bratte terrenget sør for Skytebaneveien, som medfører at bygging av et kabelanlegg her vil kreve en god del sprenging ned i veiskjæringen. En annen utfordring er at det i dag ligger vann- og avløpsledninger langs Skytebaneveien som må tas hensyn til ved bygging av kabelanlegget, se Figur 11-7. Traséalternativ 1 er vurdert til å være et lettere anlegg å bygge da traséen går i et mye flatere terreng i tillegg til at det er mindre eksisterende infrastruktur i bakken å ta hensyn til sammenlignet med traséalternativ 2. Av den grunn er det valg å beregne investeringskostnader for traséalternativ 1 i kapittel 11.4.

11.2.2 Tekniske forutsetninger

Dette kapitlet beskriver kabeltypen og oppbygningen av grøftesnittene for de forskjellige kabelforlegningene langs de foreslåtte jordkabeltraséene inn til Lyngdal transformatorstasjon. Det er tatt utgangspunkt i dokumentet «Tekniske krav til nye regionalnettkabler 72,5-170 kV» utarbeidet av AEN [4].

Vurdering av kabeltverrsnitt

For linjestrøkene mellom Lyngdal og Øie har analyser vist at linene som bygges minimum må ha en overføringskapasitet på ca. 270 MW for å oppnå tilstrekkelig overføringskapasitet med antatt fremtidig lastøkning. 270 MW¹ tilsvarer ca. 1469 A ved 110 kV, som er omtrent det samme som kapasiteten til en line av typen AL59-594 ved lufttemperatur 20 °C, vindhastighet 1,0 m/s og 80°C linetemperatur. I kapittel 7.2.3 er det beskrevet at AEN ønsker å benytte linetypen AL59-594 for bygging av Kystlinja.

Det er beregnet belastbarhet for kryssingen av E39 da dette grøftesnittet i denne fasen fremstår som den termiske flaskehalsen langs traséene beskrevet i kap.11.2.1. I beregningene er det forutsatt at E39 krysses ved hjelp av styrt boring. For å oppnå kravet til overføringskapasitet på ca. 1469 A viser termiske beregninger at det minimum må installeres to parallelle kabelsett med TSLF 170 kV 1600 mm² Al (2 stk. ledere per fase) med kabelskjermen jordet i begge ender. Kabelskjermen er satt til 95 mm² Cu, men må vurderes under detaljprosjektering da størrelse på nødvendig skjermtverrsnitt er avhengig av hvor stor feilstrømmen kan bli i nettet.

Det samfunnsøkonomiske optimale tverrsnittet for Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal er beregnet til AL59-865 i kapittel 7.2. Ved lufttemperatur 20°C, vindhastighet 1,0 m/s og 80°C linetemperatur er belastbarheten til

¹ 270 MW tilsvarer ca. 1469 A ved 110 kV driftsspenning og cos(phi) på 0.965

denne linetyper ca. 1805 A. Dersom Kystlinja skal bygges med dette tverrsnittet, og kabelanlegget ikke skal utgjøre en flaskehals i ledningsforbindelsen, bør kabeltverrsnittet dimensjoneres slik at 1805 A skal kunne opprettholdes i hele kabelanleggets lengde.

I henhold til kapittel 4.1.1 i «Tekniske krav til nye regionalnettkabler 72,5-170 kV» har AEN krav om at det maksimalt skal installeres 2 stk. kabelsett per forbindelse. Termiske beregninger, for flaskehalsen beskrevet over, viser at hverken tiltak som å øke tverrsnittet til 2000 mm² Al, eller endre fra aluminium- til kobberleder vil være tilstrekkelig for å kunne møte kravet til en overføringskapasitet på 1805 A i veikryssingen, forutsatt at kabelanlegget skal driftes med lukket skjerm.

Et mulig tiltak for å øke belastbarheten er å drifte kabelanlegget med kabelskjermen jordet kun i den ene enden (åpen skjerm) da dette vil redusere sirkulerende induerte strømmer i skjermen. Alternativt kan kabelskjermene krysskobles (revolvering av kabelskjermen), men denne løsningen forutsetter at det etableres 2 stk. skjøtepunkt langs traséen for å få etablert tre krysskoblingsseksjoner. Termiske beregninger viser at ved ensidig jording av kabelskjermen vil to parallelle kabelsett med TSLF 170 kV 1600 mm² Al (2 stk. ledere per fase) være tilstrekkelig til å matche overføringskapasiteten til linetype AL59-865 i flaskehalsen. Ved ensidig jording må HMS-risikoen ved stående spenning ved åpen ende hensyntas. Det må installeres en isolert jordkontinuitetsleder (ECC) langs traséen samt skjermavledere (SVL) plassert i linkbokser i åpen ende av kabelanlegget.

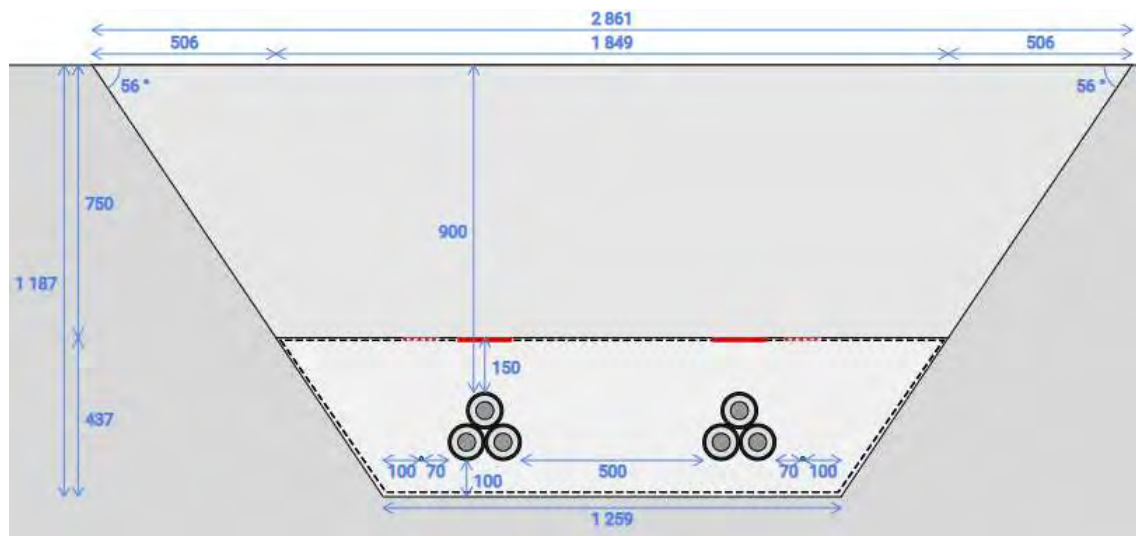
Merk at bl.a. avstander mellom kabelsettene, overdekning, type forlegning langs traséen, skjermtverrsnitt og termisk resistivitet for masser² benyttet i beregningene kun er basert på antagelser fra en tidlig fase i prosjektet. Disse verdiene har stor betydning for resultatet, og av den grunn må endelig valg av kabeltverrsnitt verifiseres ved hjelp av nye termiske beregninger under detaljprosjektering av anlegget.

Konvensjonell kabelgrøft

Det er lagt til grunn at kablene i hovedsak kan forlegges i tett trekant i konvensjonell jordkabelgrøft langs traséen som vist i prinsippskissen i Figur 11-12. Kabelgrøften forutsettes utført i henhold til REN blad 9012 – *Ekstra beskyttelse av viktige og utsatte kabler i regionalnettet* - med overdekning over kablene på 0,7-0,9 m i utmark. Av hensyn til vedlikehold og termiske restriksjoner legges kabelsettene med en innbyrdes avstand på minimum 0,5 m. Det gir en grøftebredde på ca. 2,9 m på toppen av grøfta.

Det forutsettes lagt en jordleder på 70 mm² Cu per kabelsett gjennom hele traséen.

² Da det ikke skiftes ut noen masser for grøftesnittet i veikryssingen som utføres ved boring vil den en termiske belastbarheten være helt avhengig av hvilke typer masser som ligger i veien i dag samt andre omkringliggende masser i rør-traséen.

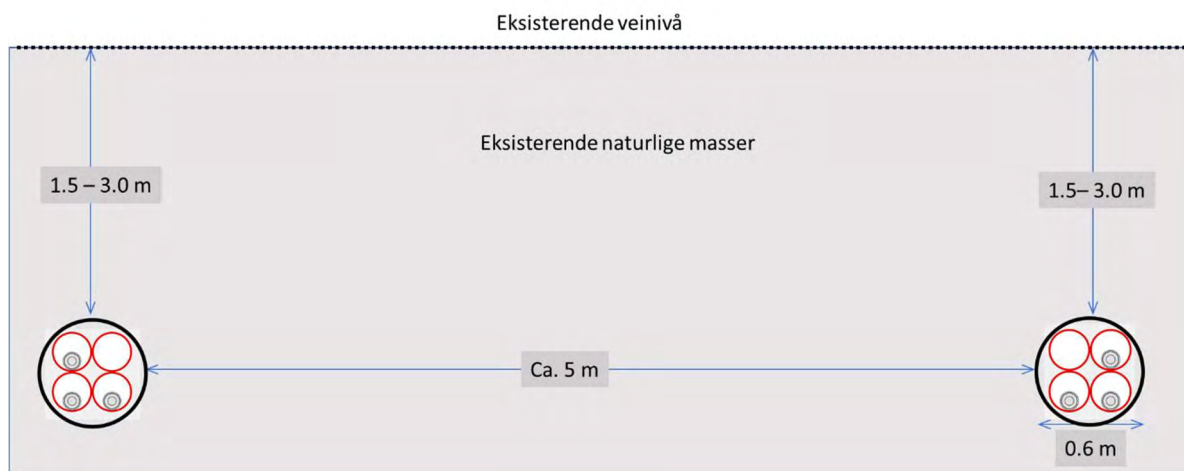


Figur 11-2: Prinsippskisse for konvensjonell kabelgrøft med to kabelsett med 0,9 m overdekning.

Kryssing av vei

Ved kryssing av riks- og fylkesveier skal det fortrinnsvis bores/presses under veien i stedet for å grave over. Dersom ledningseier/entreprenør mener at boring/pressing ikke er gjennomførbart av tekniske årsaker, skal dette begrunnes og dokumenteres skriftlig, slik at veiholder kan vurdere om graving likevel kan tillates.

Det er forutsatt at E39 krysses ved hjelp av styrt boring. Normalt benyttes hammerboring ved denne typen kryssinger. Et 600 mm stålør etableres i kryssingen og benyttes som varerør for kabelrørene. I stålørret trekkes 4x225 mm PE100 SDR 17 rør for kablene, som illustrert i Figur 11-3. Etter trekking av kabel i kabelrørene kan både stålørret og PE-rørene fylles med bentonitt for å hindre at stålørret korroderer med tiden. I tillegg vil bentonitt bedre de termiske forholdene for kablene. En overdekning mellom 1,5 og 3,0 m er satt basert på en antagelse over nødvendig avstand for å komme under veimassene og vil variere avhengig av eksisterende veioppbygning og terreng. Borehullene for hvert kabelsett bør etableres i god avstand til hverandre for å ta hensyn til eventuelle avvik i boringen. I prinsippskisen under er det antatt en innbyrdes avstand på 5 m mellom borehullene.



Figur 11-3: Prinsippskisse av 2 stk. borehull med diameter 600 mm. 4 stk. PE100 SDR17 Dy225 mm kabelrør

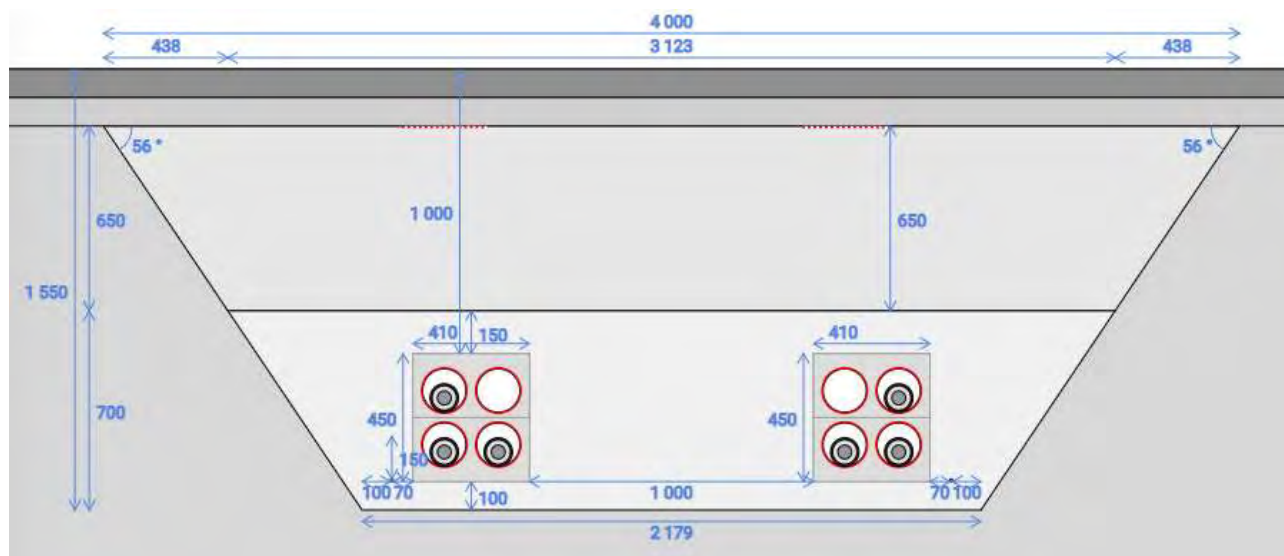
Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

I tillegg til E39 må fylkesvei 43 (Kvåsveien) og Lautjønneveien (kommunal vei) krysses langs foreslått kabeltrasé. I dette tilfellet kan det være mulig å etablere kryssingene ved hjelp av kabelkanaler ved å holde et kjørefeltet åpent om gangen og etablere kanalene i to etapper. Når halvparten av kabelkanalen er ferdigstilt i et kjørefelt kan man stenge det andre kjørefeltet for å bygge den andre delen. Ved hjelp av lysregulering kan veien være åpen for trafikk. Merk at det må søkes tillatelse hos veieier om å legge kablene i veien.

I ledningsforskriftens § 5 er det angitt krav om 40 cm overdekning for ledninger med utvendig diameter til og med 125 mm i riksveg, fylkesveg og kommunal veg når de har mekaniske egenskaper som tilsier at det ikke er behov for tradisjonell omfyllingsmasse [5]. Krav til minimum overdekning over kabelkanal i vegbanen må også avklares med veieier. Ofte blir det satt krav til at kabelanlegg må etableres under veiens forsterkningslag og overdekning til toppen av kabelkanal kan fort bli ca. 1 meter. Valg av endelig løsning for veikryssingene bør av den grunn avklares gjennom detaljprosjektering av anlegget og videre dialog med berørte anleggseiere av annen infrastruktur.

Figur 11-4 viser en prinsippskisse for grøfteoppbygning med innstøpt rørkanal i veibanen med 1 stk. kabelkanal per kabelsett og en innbyrdes avstand på 1 m.

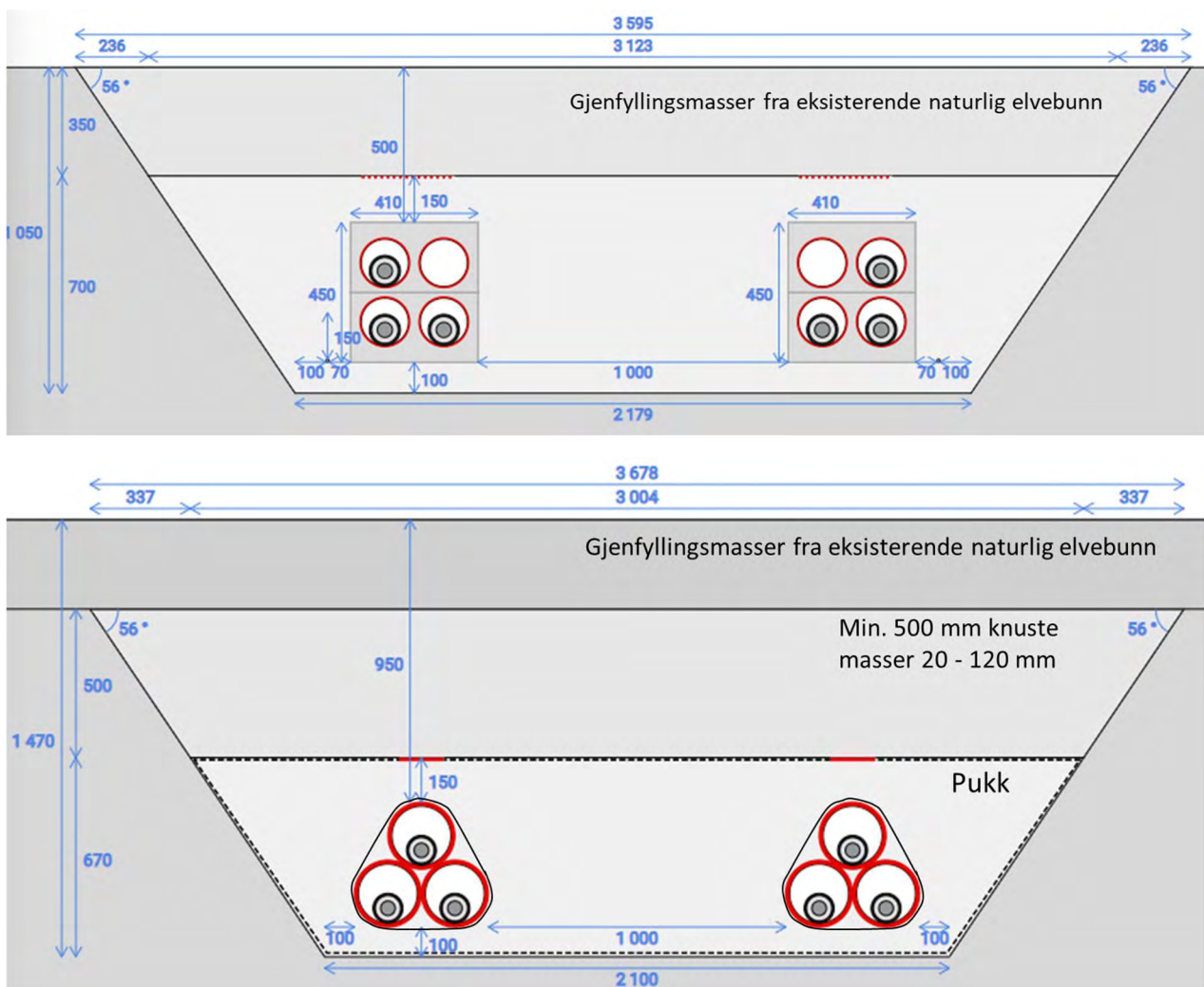


Figur 11-4: Prinsippskisse for kabelkanal i veibanen med 1 stk. kabelkanal per kabelsett

Elvekryssing

Da elva Lynga er tilgjengelig for gravemaskin fra begge sider kan elvekryssingen utføres ved at det etableres ei grøft i elvebunnen ved hjelp av gravemaskin med lang arm. Dersom elven blir for bred til å nå helt over i krysningpunktet, kan en løsning være å fylle ut elva med masser i forkant av gravingen for å få plass til ei gravemaskin. Utfylte masser fjernes etter at rør-traséen er etablert.

I grøfta kan det enten legges ned ferdigstøpte, armerte betong-kanaler eller PE rør forlagt i trekant (stripset med glassfiberbånd). Grøften tilbakefylles med stedlige masser fra elvebunn opp til eksisterende nivå som vist i prinsippkissene i Figur 11-5. For å bedre de termiske forholdene for kablene bør rørene fylles med vann i elvekryssingen.



Figur 11-5: Prinsippkisse for kabler forlagt i kabelkanal (øverst) og i trekkerør Ø225 PE (nederst) i grøft i elvekryssing med overdekning med stedlige elvemasser.

Kabelendemast og kabelendestativer

I enden av kabeltraséen, ved Lyngdal skytebane, etableres det en kabelendemast med tilhørende kabelmuffestativer, overspenningsavledere, jordingsanlegg, isolatorer og armaturer, se eksempel til venstre Figur 11-6.

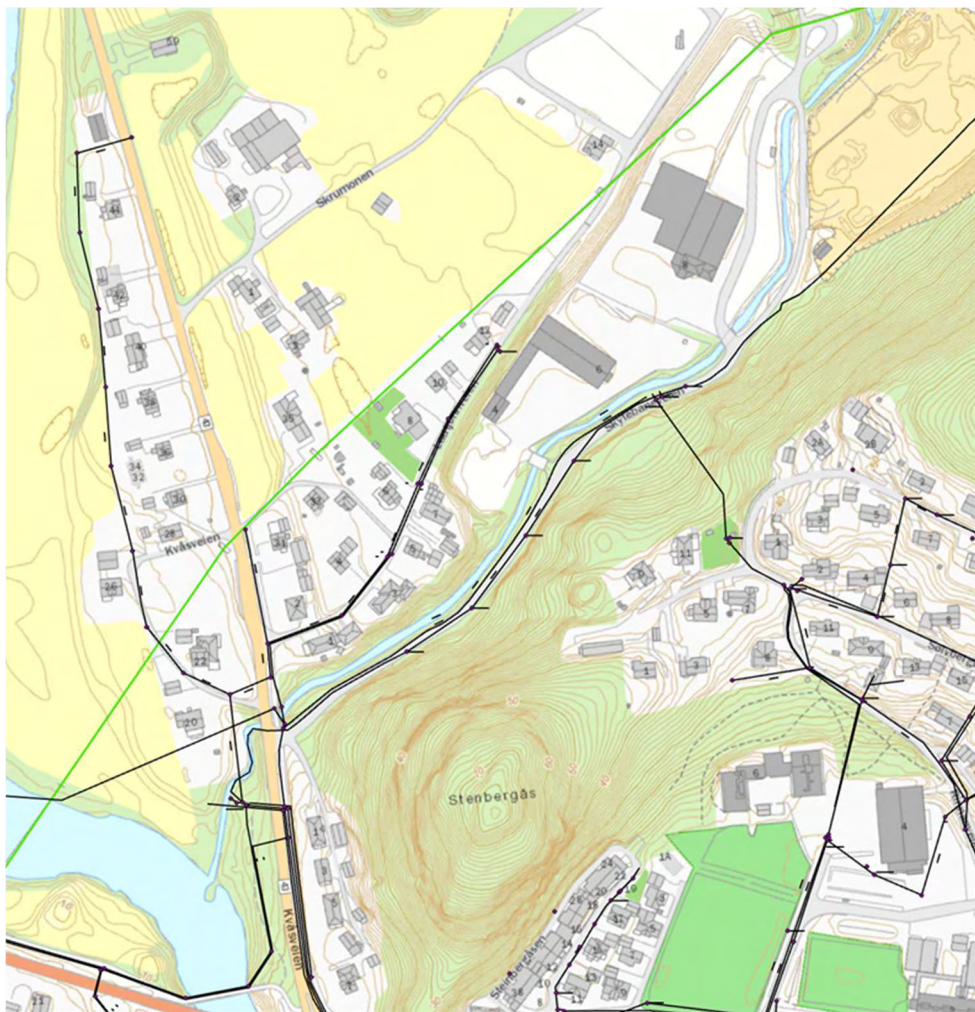
Inne på stasjonsområde i Lyngdal avsluttes kabelanlegget i nye kabelstativer som plasseres i koblingsanlegget mellom de to samleskinnene. I Lyngdal transformatorstasjon vil det ikke lenger være behov for innstrekkestativet, men kun et enkelt stativ med plass til muffe og avleder da det forutsettes at strømtransformator og brytere gjenbrukes. Fra endemuffe på kabelstativet loopes det videre til eksisterende brytere. Da koblingsanlegget er inngjerdet vil kabelstativet bli ca. 2,5 m høyt, se eksempel på tilsvarende stativ bildet til høyre i Figur 11-6.



Figur 11-6: Bildet til venstre viser eksempel på kabelendemast for 132 kV ledning og 2 stk. kabler per fase. Bildet til høyre viser eksempel på kabelstativ med muffe og avleder for to kabler per fase.

Kryssing av eksisterende infrastruktur

Det må påregnes kryssing av eksisterende tekniske installasjoner i bakken under kabelforlegningen. Kryssinger av eksisterende vann- og avløpsledninger i området langs kabeltraséene i Lyngdal er så langt som mulig kartlagt, se Figur 11-7.



Figur 11-7: Utklipp viser kart over eksisterende VA-ledninger i området rundt Lyngdal transformatorstasjon.

Det er ikke sett på evt. andre typer kryssende installasjoner i bakken, som bl.a. strøm- og kommunikasjonskabler, for de aktuelle kabeltraséene. Det må tas høyde for at eventuelle kryssinger vil medføre ekstra kostander.

Begge kabeltraséalternativene krysser E39, fylkesvei 43 og går langs kommunal veg. For alternativ 1 vil være mulig å gjennomføre tiltakene uten å stenge fremkommeligheten på disse veiene, men noe redusert fremkommelighet må kunne påregnes i en kortere periode for nedlegging av kabelkanaler. For traséalternativ 2 kan det blir utfordrende å holde Skytebanen veien åpen under anleggsperioden.

11.3 Kabling i bebygde områder ved Vallemoen transformatorstasjon

Dette kapitlet presenterer løsninger for kabling gjennom planlagt boligområde ved Vallemoen transformatorstasjon. Som beskrevet i kapittel 4.2.1 føres eksisterende 110 kV linjene Vallemoen-Ramslandsvågen og Vallemoen-Lyngdal på felles masterekke nordvestover ut fra Vallemoen transformatorstasjon. Etter ca. 500 meter, ved dobbeltkursmast plassert ved fylkesvei 4058 øst for elva Audna, splittes de to linjene i separate traséer, se Figur 11-8. I det påfølgende kapitlet er både kabling av en og begge 110 kV linjene vurdert.



Figur 11-8: Dagens dobbeltkursmast plassert mellom elva Audna og fylkesvei 4058

For alle alternativer forutsettes kabling ut fra Vallemoen transformatorstasjon og bort til ny kabelendemast plassert på østsiden av elva Audna, omtrent på samme sted som dagnes dobbeltkursmast står plassert. Fra kabelendemast fortsetter linjene som luftledning videre nordover til Lyngdal og Ramslandsvågen transformatorstasjoner.

Det er valgt å avslutte kabelanlegget før elvekryssingen for alle alternativer. Å fortsette kablingen over elva Audna er vurdert til å være en mer komplisert og kostbar løsning av to grunner. For det første er det lite plass til å etablere en kabelendemast på vestsiden av elva. Fra Farmorveien (fylkesvei 4054) er det lite klaring ned til elva på den ene siden, og på den andre siden av veien er det en bratt fjellskrent, se Figur 11-9. For det andre vil det bli vanskelig å strekke en luftlinje fra en kabelendemast i dette punktet og videre nordvestover langs planlagt trasé grunnet det bratte terrenget, se Figur 11-10.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 11-9: Farmorveien. Dagnes luftledninger krysser elva og veien. Bildet er tatt mot nord.



Figur 11-10: Bildet er tatt mot nordvest fra dagens dobbelkursmast på østsiden av elva Audna og viser eksisterende 110 kV linjer mot Lyngdal og Ramslandsvågen (linjen til venstre i bildet).

11.3.1 Trasébeskrivelse

I Figur 11-11 er to ulike traséforslag for kabling av en kurs, enten Vallemoen-Lyngdal eller Vallemoen-Ramslandsvågen illustrert. Reguleringsplanen for ny boligbebyggelse i området vist med gult i figuren, og den planlagte byggingen av Abrahams vei med tilhørende gang- og sykkelsti på sørsiden av veien er skravert med grått. I henhold til §32 i veglova skal kabler helst ikke etableres nærmere enn 3 meter fra veikant for å unngå å måtte betale for flytting av kabelanlegget i forbindelse med eventuell fremtidig endring i vei. Kabelanlegget forutsettes lagt i en strekning uten skjøtepunkt.



Figur 11-11: Skisse over alternative 132 kV kabeltraséer ut fra Vallemoen transformatorstasjon. Røde og blå linjer er foreslåtte kabeltraséer og grønn linje er dagens 110 kV-ledning.

Alternativ 1: kabeltraséen følger parallelt med eksisterende 110 kV luftlinjetrasé ut fra Vallemoen transformatorstasjon og helt frem til ny kabelendemast. Kabelanlegget legges hovedsakelig i tett trekant i konvensjonell grøft i dyrket mark, og i kabelkanal ved kryssing av fylkesvei 460 (Audnedalsveien). Kabelanlegget kan enten etableres på høyre eller venstre side av dagens luftledning avhengig av hvor stor plass det er til rådighet på venstresiden før man kommer i konflikt med planlagt ny vei. Dersom kabelanlegget etableres på nordsiden av luftlinjetraséen unngår man kryssing under 110 kV linjen på denne strekningen. Trasélengde er ca. 500 meter.

Alternativ 2: kabeltraséen følger parallelt med alternativ 1 ut fra stasjonen frem til fylkesvei 460 (Audnedalsveien) før den svinger sørvestover og følger parallelt, i utkant av veibanen, i ca. 100 m. Her krysser kablene fylkesveien ved hjelp av kabelkanaler. Etter veikryssingen følger kabeltraséen parallelt med planlagte Abrahamsvei, i områder som er regulert til gang- og sykkelsti helt frem til ny kabelendemast. Det er en fordel dersom kabelanlegget kan etableres i forbindelse med veibyggingen. Trasélengde ca. 650 meter.

Kabling av begge kurser

Dersom både forbindelsen til Lyngdal og Ramslandsvågen skal kables er en løsning å legge kursene adskilt i hvert sitt traséalternativ. En annen løsning kan være å installere begge forbindelsene sammen langs ett av traséalternativene. Om et kabelanlegg med begge kursene i samme trasé er mulig å realisere vil være avhengig av tilgjengelig plass, og AEN sitt ønske om størrelse på lysåpning mellom kabelkursene. Valg av endelig løsning for kabling av begge kursene, og optimal lysåpning/avstand bør av den grunn avklares gjennom detaljprosjektering og etter utført risiko- og sårbarhetsanalyse av anlegget.

11.3.2 Tekniske forutsetninger

For krav til dimensjonering av kabelanlegget og oppbygning av grøftesnittene for kabling av en kurs/forbindelse vises det til kap. 11.2.2. Dette kapitlet beskriver løsninger for kabling av begge 110 kV kursene mot Lyngdal og Ramslandsvågen.

Vurdering av kabelverrsnitt

Kryssingen av fylkesvei 460 ved hjelp av kabelkanaler fremstår i denne fasen som den termiske flaskehalsen langs traséene beskrevet i kap. 11.3.1 for kabling av begge kursene. Da det er knyttet stor usikkerhet til valg av lysåpning mellom de to kabelforbindelsene mot Lyngdal og Ramslandsvågen, samt hvilket krav AEN har til samtidig belastning av kursene er det ikke beregnet belastbarhet for dette grøftesnittet. Basert på vurderingen av nødvendig kabelverrsnitt i kapittel 11.2.2, er det antatt at det må installeres minimum to parallelle kabelsett med TSLF 170 kV 1600 mm² Al per kurs (12 stk. en-leder kabler totalt for begge kursene).

Dersom termiske beregninger i detaljprosjekteringen viser at kravet til overføringskapasitet ikke kan nås med foreslått kabelverrsnittet og drift med lukket kabelskjerm kan skjermen åpnes enten i stasjonen eller i kabelendemast. Av den grunn er kostander for nødvendig ekstraputstyr for drift med åpen skjerm inkludert i kostnadsestimatet, presentert i Tabell 11-1, for dette alternativet.

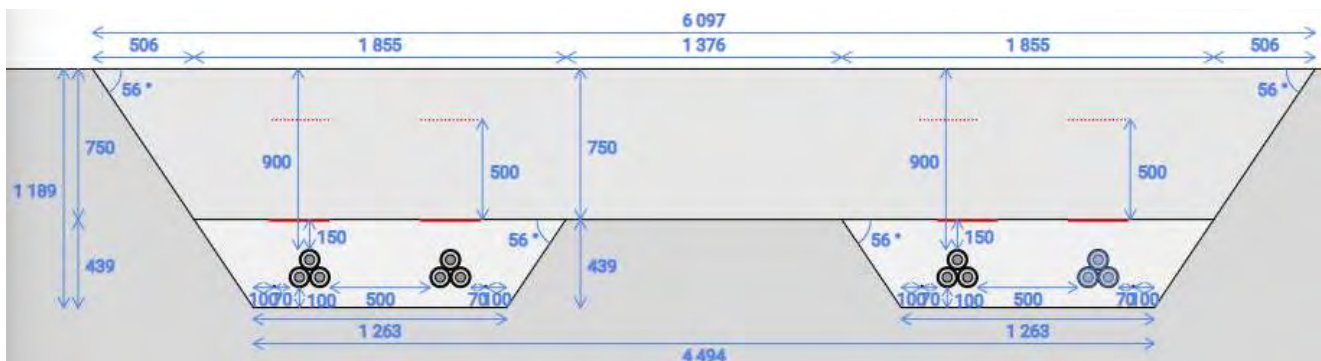
Konvensjonell kabelgrøft

Det er lagt til grunn at kablene i hovedsak kan forlegges i tett trekant i konvensjonell jordkabelgrøft langs traséene, som vist i prinsippkissen i Figur 11-12, enten i dyrket mark eller i gang og sykkelsti. Kabelgrøften forutsettes utført i henhold til REN blad 9012 – *Ekstra beskyttelse av viktige og utsatte kabler i regionalnettet* - med overdekning over kablene på 0,7-0,9 m i utmark, og 1,2 m i dyrka mark etter anbefaling fra jordbruksmyndighetene. Av hensyn til vedlikehold og termiske restriksjoner legges kabelsettene, internt i hver kurs, med en innbyrdes avstand på minimum 0,5 m. Mellom hver kurs etableres en lysåpning på ca. 2 m for vedlikehold og feilretting. Fellesføring av kursene gir en bredde på ca. 4,5 m i grøftebunn og ca. 6 meter i topp av grøften avhengig av grunnforhold og tilstrekkelig stabil graveskråning.

Det forutsettes lagt en jordleder på 70 mm² Cu per kabelsett gjennom hele traséen.

Oppgradering av Kystlinja del 2

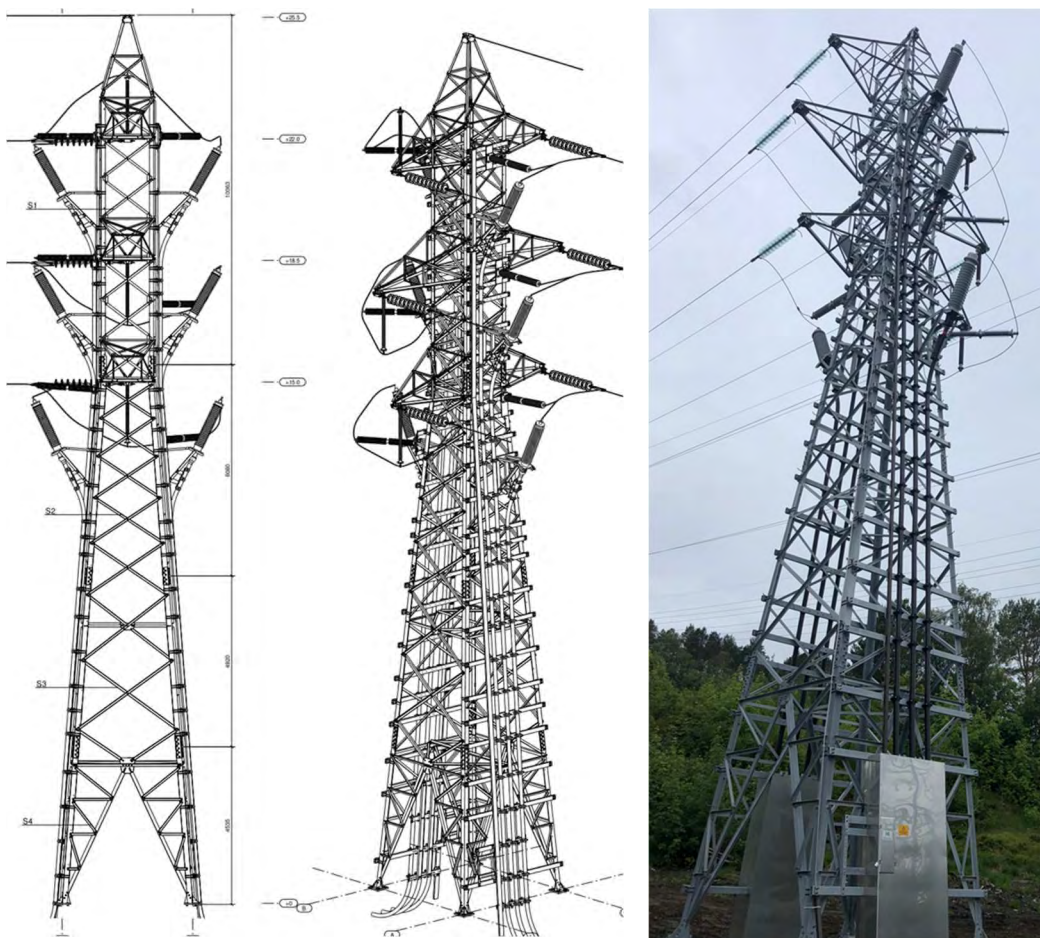
Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 11-12: Prinsippskisse for konvensjonell kabelgrøft for to kurser, med to kabelsett per kurs med 0,9 m overdekning.

Kabelendemast og kabelendestativer

Ved kabling av en forbindelse (enten Vallemoen-Lyngdal eller Vallemoen-Ramslandsvågen) vil det i enden av kabeltraséen, ved elva Audna, etableres en kabelendemast som vist i Figur 11-6. Ved siden av kabelendemasta må det i tillegg settes opp ei vertikalmast med enkeltkurs for den forbindelsen som ikke skal kables. For kabling av begge forbindelser etableres ei større kabelendemast for dobbeltkurs, eksempel på tilsvarende mast er vist i Figur 11-13.



Figur 11-13: Eksempel på dobbeltkurs kabelendemast

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

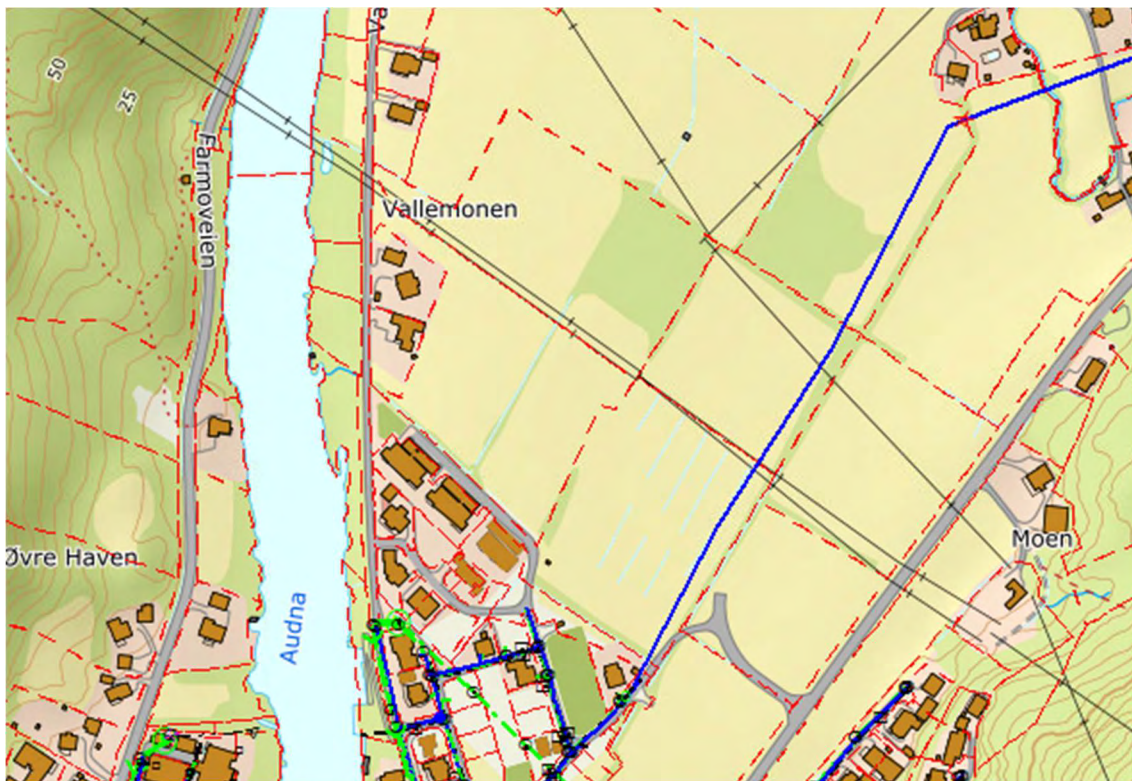
Inne på stasjonsområde i Vallemoen avsluttes kabelanlegget på nye kabelstativ, som vist i Figur 11-6, plassert i bakkant av bryteranlegget. Som vist i Figur 11-14 kan nedre del av innstrekkestativet gjenbrukes. Det må vurderes om støtteisolatorene må byttes eller om de kan gjenbrukes. Isolatorene må vendes rett nedover istedenfor rett utover som de står i dag. Fra endemuffe, plassert på kabelstativ, loopes forbindelsen opp til isolatorene og derfra videre ned til bryteranlegget.



Figur 11-14: Vallemoen transformatorstasjon

Kryssing av eksisterende infrastruktur

Det må påregnes kryssing av eksisterende tekniske installasjoner i bakken under kabelforlegningen. Kryssinger av eksisterende vann- og avløpsledninger i området langs kabeltraséene i Vallemoen er så langt som mulig kartlagt, se Figur 11-15.



Figur 11-15: Utklipp viser kart over eksisterende VA-ledninger i området rundt Vallemoen transformatorstasjon.

Det er ikke sett på evt. andre typer kryssende installasjoner i bakken, som bl.a. strøm- og kommunikasjonskabler, for de aktuelle kabeltraséene. Det må tas høyde for at eventuelle kryssinger vil medføre ekstra kostnader.

Begge kabeltraséalternativene fylkesvei 460 og 4058. Det vil være mulig å gjennomføre tiltakene uten å stenge fremkommeligheten på disse veiene, men noe redusert fremkommelighet må kunne påregnes i en kortere periode for nedlegging av kabelkanaler.

11.4 Investeringskostnad for 170 kV kabelanlegg

Kostnadsestimat for kabelalternativene er presentert i Tabell 11-1. Det er tatt utgangspunkt i at kabelanleggene består av to kabelsett med 170 kV TSLF 3x1x1600mm² AL per kurs og at kabelsettene hovedsakelig er forlagt i konvensjonell kabelgrøft langs traséene med unntak av i vei- og elvekryssinger.

Lyngdal:

Kostnadskalkylen forutsetter kabling i ca. 970 meter ut fra Lyngdal transformatorstasjon frem til kabelendemast ved skytebanen. I estimatet er det forutsatt at kryssing av E39 utføres ved hjelp av styrt boring, og at det er mulig å krysse elva Lygna ved å grave grøft for så å legge ned ferdigstøpte rørkanaler

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

eller rør. Kostnader for ombygging fra luftlinje til kabelfelt i Lyngdal transformatorstasjon er inkludert, det samme er kabelendemast.

Vallemoen:

Kostnadskalkylen forutsetter kabling i ca. 500-600 meter ut fra Vallemoen transformatorstasjon frem til kabelendemast plassert på østsiden av elva Audna. Kostnader for ombygging fra luftlinje til kabelfelt i Vallemoen transformatorstasjon er inkludert, det samme er kabelendemast. For kabling av to kurser er det forutsatt at de følger separate traséer.

Tabell 11-1: Kostnadskalkyle for kabelalternativ 170 kV.

Beskrivelse	Lyngdal	Vallemoen 1 stk. kurs	Vallemoen 2 stk. kurser
Trasélengde [m]	970	500	500 + 650
Kabelanlegg	18 800 000	9 600 000	22 500 000
Rigg og drift	2 200 000	1 100 000	2 500 000
Kabelkostnader - materiell	8 900 000	4 800 000	10 800 000
Installasjonskostnader	2 700 000	1 500 000	3 300 000
Ekstrakostnader med åpen skjerm			900 000
Kabelgrøfter	5 000 000	2 200 000	5 000 000
Boring i løsmasser	2 600 000	0	0
Ombygging transformatorstasjon	500 000	500 000	1 000 000
Kabelendemast	1 600 000	1 600 000	2 000 000
Sum entreprisekostnad	23 500 000	11 700 000	25 500 000
Prosjektering 5%	1 200 000	600 000	1 300 000
Byggherrekostnader 15%	3 500 000	1 800 000	3 800 000
Uforutsett 10 %	2 400 000	1 200 000	2 600 000
Sum total kostnader	30 600 000	15 300 000	33 200 000

Prisene som er benyttet i kostnadskalkylene er basert erfaringstall fra nylig gjennomførte prosjekter i regionalnettet samt budsjettpriser innhentet fra kabelløseleverandør på materiell. Kostnadene er oppgitt i 2022 kroner eksklusive mva. Kalkylene har en viss usikkerhet, og størst usikkerhet ligger i endelig valg av trasé, markedsforhold og kronekurs.

11.5 Arealdisponering og 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 11-16. 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. 2,6 meter og ca. 6 meter for henholdsvis kabling av en og to kabelkurser.

Total anleggsbredde blir min ca. 9 meter for en kabelkurs og ca. 12 meter for to kabelkurser, som er tilsvarende bredde som det vil bli ervervet en rett til å bygge å drive kabelanlegget på. Innenfor denne trasébredde kan det ikke etableres bygninger eller andre konstruksjoner som legger begrensninger på muligheten for å komme til å drive vedlikehold og utbedre ev. feil. Der hvor kabelen legges langs eksisterende vei vil anleggsbeltet ved siden av veien være ca. 5 meter.



Figur 11-16: 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. Grøfta fylles så igjen med sand og stedegne masser før kabeltraséen istandsettes.

Fram til oppstillingsplass for tromler og vinsj må det være kjørbare vei for lastebil. Kabel kan trekkes i hele lengder på 500-800 meter. Det er derfor behov for en skjøteplass for kabelanlegget i Lyngdal, i tillegg det må settes av plass til trommeloppstilling for alle kabeltraséalternativ. Ved kabelendemaster må det avsettes et ekstra område for eventuell rigg i forbindelse med bygging av mastene.

Dersom dagens 110 kV luftlinje skal bestå og driftes under bygging av kabelanlegget må det tas hensyn til at det er nærføring med den eksisterende luftledningen under opparbeiding av kabelgrøft langs deler av de foreslåtte kabeltraséalternativene. Dette innebærer at det kan påregnes utkobling av kraftledningen i deler av arbeidstiden hvor det skal graves med gravemaskin. Hovedsakelig vil arbeidene kunne foregå som «nær ved» i henhold til FSE. I tillegg bør omkoblingsarbeidet i stasjonene og endemaster gjøres så kortvarig som mulig for å unngå kostnader med strømavbrudd.

12 Magnetfeltberegninger

Alle verdier er basert på lastdata og effektprognoser utarbeidet av AEN. Det foreligger alltid en viss usikkerhet med tanke på effektprognoser, og fremtidig last er dermed noe usikker. I tillegg vil lederhøyden/avstand til kabler også innvirke på magnetfeltets størrelse.

12.1 Utredningsnivå magnetfelt

I forbindelse med oppføring av nye høyspentanlegg har Direktoratet for Strålevern og Atomsikkerhet (DSA), tidligere Statens Strålevern, satt et utredningsnivå (0,4 μT) med tanke på langvarig eksponering av gjennomsnittlig magnetfelt for fortrinnsvis barn. Med langvarig eksponering menes hovedsakelig opphold i boliger, skoler og barnehager. Grenseverdien for befolkningen generelt er 200 μT og er uavhengig av eksponeringstid. Grenseverdien er en forskningsbasert verdi med svært store sikkerhetsmarginer. I hverdagen vil generell befolkning aldri eksponeres for verdier i nærheten av grenseverdien. For mer informasjon se DSA sine nettsider [6].

12.2 Ledning

Dette kapitlet presenterer beregninger av magnetfelt for ledningskombinasjoner langs traséalternativene presentert i kap. 9 for følgende beregningstilfeller:

1. Lyngdal – Øie, dagens 110 kV mast med planoppheng
2. Lyngdal - Kvinesdal med planoppheng
3. Vallemoen – Lyngdal, dagens 110 kV mast med planoppheng
4. Vallemoen – Lyngdal med planoppheng
5. Vallemoen – Lyngdal med vertikaloppheng
6. Parallelføring av Vallemoen – Lyngdal og Lyngdal - Kvinesdal på dobbeltkurs vertikalmast
7. Parallelføring av Vallemoen - Ramslandsvågen og Vallemoen – Lyngdal, begge ledningene med planoppheng (6 meter mellom ytterfasene)
8. Parallelføring av Vallemoen - Ramslandsvågen og Vallemoen - Lyngdal på dobbeltkurs vertikalmast (dagens 110 kV master)
9. Parallelføring av Vallemoen - Ramslandsvågen og Vallemoen - Lyngdal på dobbeltkurs vertikalmast (nye master)

12.2.1 Inndata

Det er tatt utgangspunkt midlere strømføring på ledningen mottatt på e-post fra AEN 13. juni 2022.

Avstander og lederkonfigurasjon

Det er benyttet enkeltkursmaster både med vertikal- og planoppheng for 132 kV spenningsnivå. Mastekonfigurasjonene med dimensjoner er illustrert i Figur 8-1 og Figur 8-2.

For vertikaloppheng antas fasehøyden for nederste fase å være ca. 14 meter. For planoppheng vil mastehøyden variere, men antas å være mellom 25-30 meter. Av hensyn til varierende mastehøyde og type isolatorer, som gir varierende høyde på lederne, er det valgt å benytte en gjennomsnittlig lederhøyde på 12 meter for midtfasen i beregningene. Horisontal faseavstand for 132 kV linjen med planoppheng er satt til 5 meter og til 4 meter for dagens 110 kV linje.

Mastekonfigurasjonen benyttet for beregningene med dobbeltkurs vertikalmast er illustrert i Figur 8-3. Innbyrdes traversavstand (vertikalt) er satt til 5 meter og fasehøyden for nederste fase antas å være ca. 14 meter.

12.2.2 Beregninger

Beregningene er utført med programmet Tesla 2020 (utviklet av Sintef, tilgjengelig på REN sine kundesider).

Resultatene er spesielt vurdert opp mot områder der avstanden til nærmeste bolig ser ut til å være for liten med hensyn på magnetfeltets styrke. Estimerte årsmiddelverdier for strøm, presenter i Tabell 12-1, benyttes i beregningene.

Tabell 12-1: Inndata for magnetfeltberegningene, estimert årsmiddelverdier for strøm.

Linjer / år	2022	2031
Vallemoen - Lyngdal	251 A	165 A
Vallemoen - Ramslandsvågen	89 A	198 A
Lyngdal - Kvinesdal		380 A
Lyngdal - Øie	292 A	
Lista VP - Kvinesdal		310 A

Alle beregninger utføres med 1 meter beregningshøyde. I beregningene for parallellføring av linjer er både faserekkefølgen som gir størst utbredelse av magnetfeltet og faserekkefølgen som er mest optimal med tanke på utbredelse av magnetfeltet benyttet.

12.2.3 Resultater

Resultatene er oppsummert i Tabell 12-2. Tabellen angir nødvendig avstand ut fra senter av linjetraséen til magnetfelt $\leq 0,4 \mu\text{T}$. Resultatet for beregning med optimal faserekkefølge er presentert i parentes.

Tabell 12-2: Avstand fra senterlinje for 132 kV ledning til magnetfelt på $0,4 \mu\text{T}$. Resultatet med optimal faserekkefølge er presentert i parentes.

Beregnings-tilfelle	Linje	Avstand fra senter trasé ut til magnetfelt $\leq 0,4 \mu\text{T}$
1	Lyngdal – Øie, dagnes 110 kV mast med planoppheng	30 meter
2	Lyngdal - Kvinesdal med planoppheng	40 meter
3	Vallemoen – Lyngdal, dagens 110 kV mast med planoppheng	28 meter
4	Vallemoen – Lyngdal med planoppheng	26 meter
5	Vallemoen – Lyngdal med vertikaloppheng	18 m til venstre og 20 m til høyre
6	Parallellføring av Vallemoen – Lyngdal og Lyngdal - Kvinesdal på dobbeltkurs vertikalmast 2031	44 m til venstre og 46 m til høyre* (20 m til venstre og 32 m til høyre)
7	Parallellføring av Vallemoen - Ramslandsvågen og Vallemoen – Lyngdal, begge ledningene med planoppheng (6 meter mellom ytterfasene)	42 m til venstre og 40 m til høyre** (32 m til venstre og 28 m til høyre)
8	Parallellføring av Vallemoen - Ramslandsvågen og Vallemoen - Lyngdal på dobbeltkurs vertikalmast (dagens master)	28 m til venstre og 30 m til høyre** (14 m til venstre og 22 m til høyre)
9	Parallellføring av Vallemoen - Ramslandsvågen og Vallemoen - Lyngdal på dobbeltkurs vertikalmast (nye master) 2031	36 m til venstre og 36 m til høyre** (16 m til venstre og 10 m til høyre)

* I beregningene er Vallemoen – Lyngdal linja plassert til venstre for Lyngdal - Kvinesdal og senter er midt mellom de to forbindelsene.

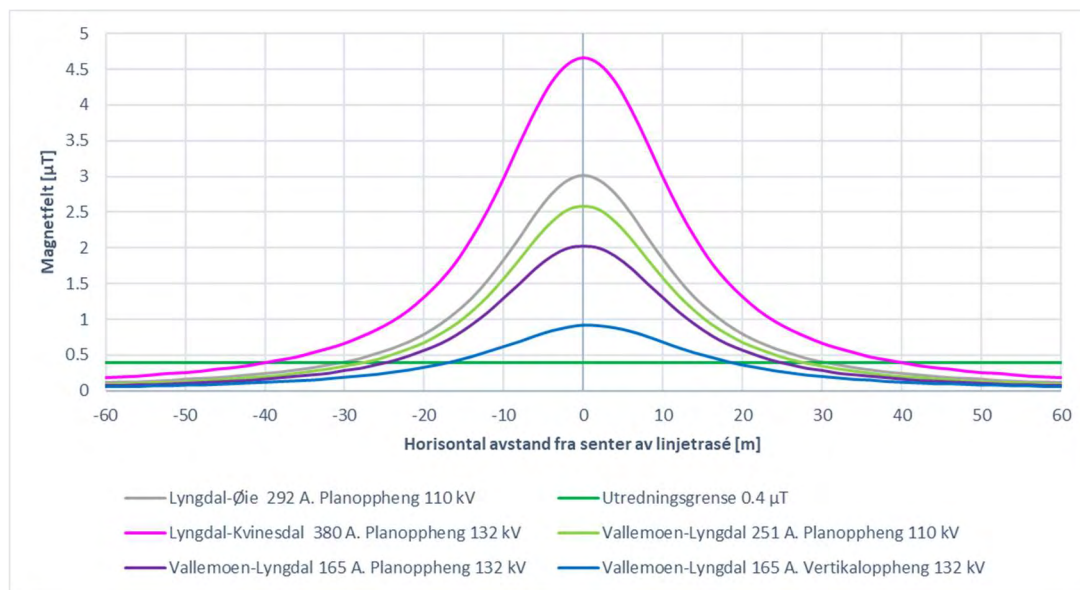
Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01

** I beregningene er Vallemoen – Ramslandsvågen linja plassert til venstre for Vallemoen – Lyngdal og senter er midt mellom de to forbindelsene.

I Figur 12-1 er de fem beregningstilfellene for enkeltkurs presentert i et felles diagram. Hver enkelt graf viser hvordan magnetfeltet blir 1 meter over bakkenivå (hvor magnetfeltet oppleves) målt på tvers av linje-traséen.

I Figur 12-2- Figur 12-5 er magnetfeltet beregningstilfellene nr. 6-9 presentert både for den faserekkefølgen som gir størst utbredelse av magnetfeltet og den faserekkefølgen (speilvendte faser) som er mest optimal med tanke på magnetfelt.

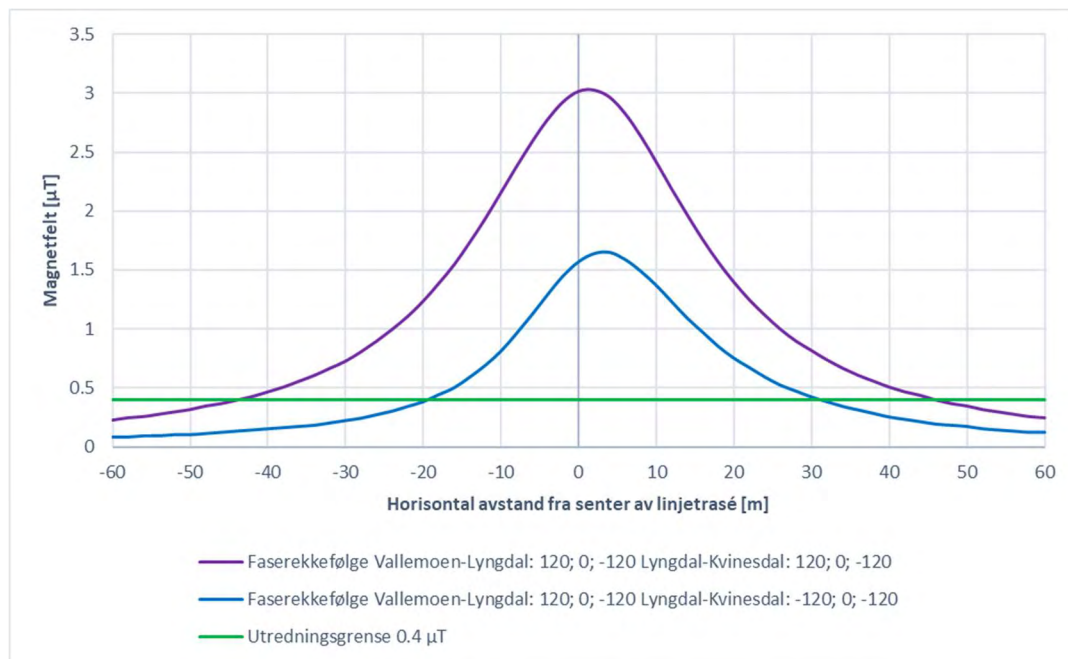


Figur 12-1: Magnetfelt for beregningstilfelle nr.1 – nr.5.

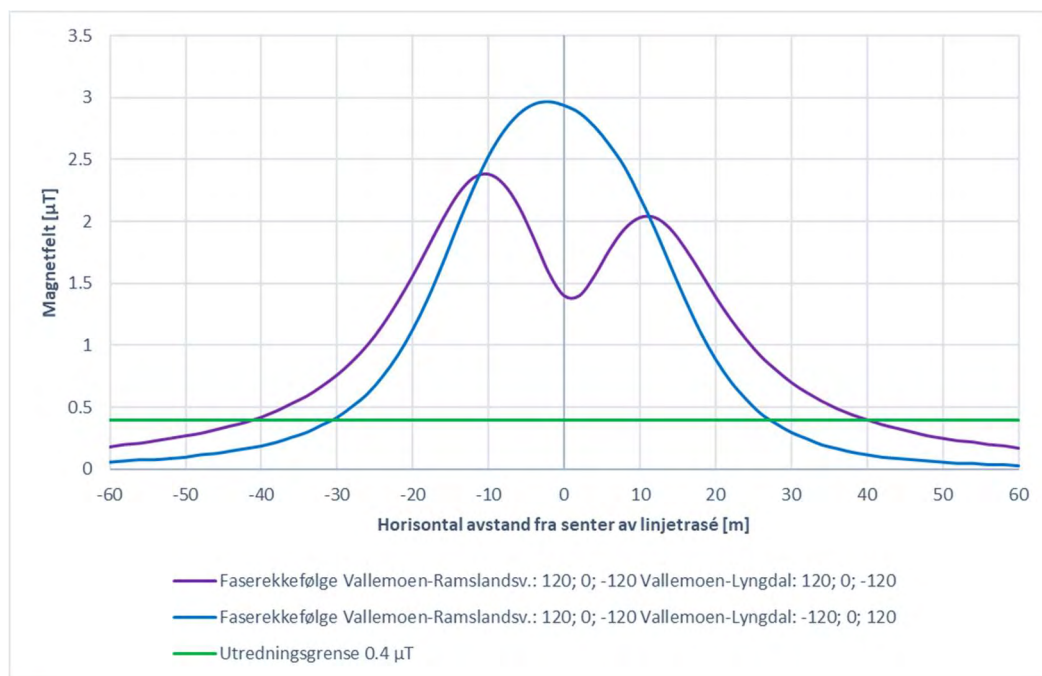
Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 12-2: Beregningstilfelle nr. 6. Magnetfelt for parallellføring av Vallemoen-Lyngdal og Lyngdal-Kvinesdal på ny dobbeltkurs vertikalmasst.

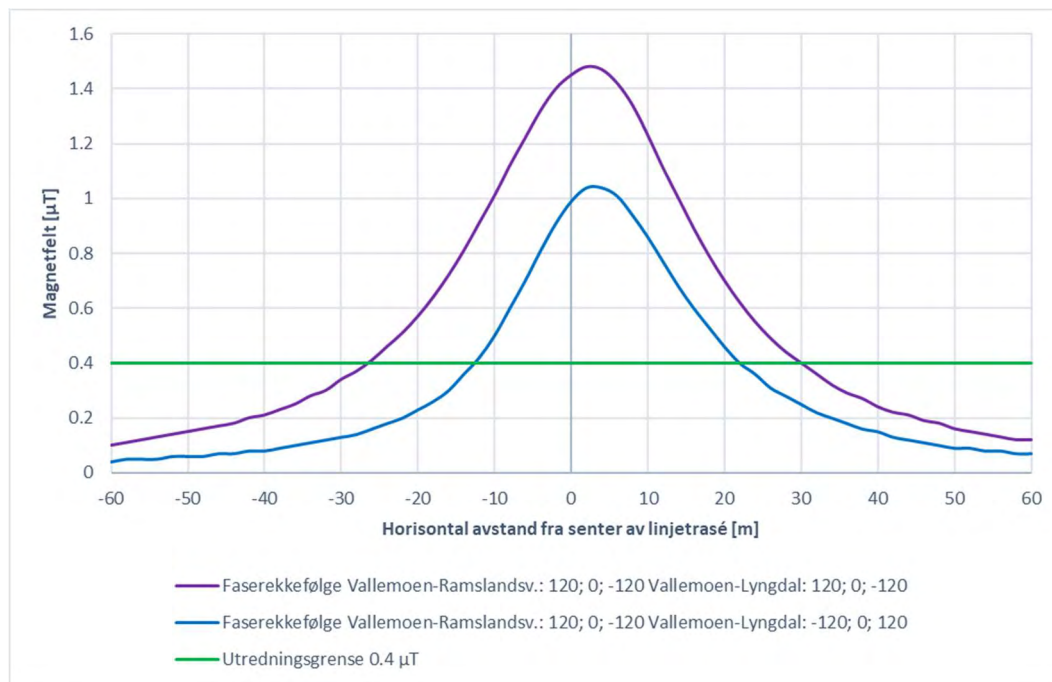


Figur 12-3: Beregningstilfelle nr. 7. Parallellføring av Vallemoen-Ramslandsvågen og Vallemoen-Lyngdal, begge ledningene med planoppheng (6 meter mellom ytterfasene).

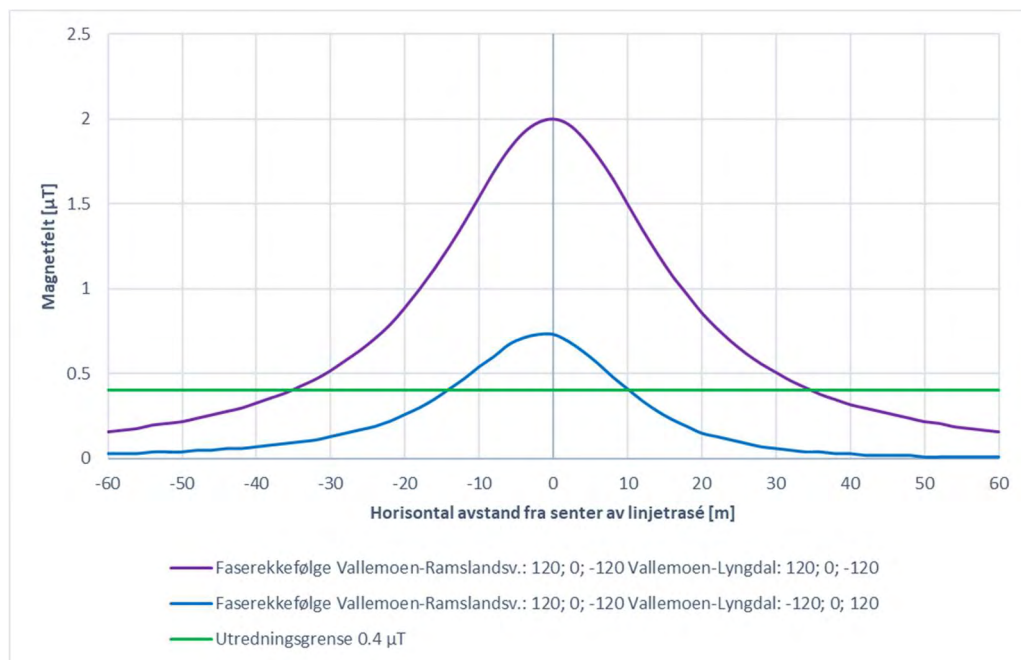
Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie

Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 12-4: Beregningstilfelle nr. 8. Magnetfelt for parallellføring av Vallemoen-Ramslandsvågen og Vallemoen-Lyngdal på dobbeltkurs vertikalmast (dagens master).



Figur 12-5: Beregningstilfelle nr. 9. Magnetfelt for parallellføring av Vallemoen-Ramslandsvågen og Vallemoen-Lyngdal på ny dobbeltkurs vertikalmast

12.2.4 Nærføring

Enkelte deler av traséene går i nærheten av bebyggelse, og det må derfor ses på hvorvidt magnetfeltet i nærliggende boliger, skoler og barnehager overstiger utredningsnivået i noen av de beregnede tilfellene. Nærføring bli omhandlet i egen rapport om arealbruk [7].

12.3 Kabel

Det er utført magnetfeltberegninger for der kabelanlegg er vurdert som et alternativ til luftledning. Estimerte årsmiddelverdier for strøm presentert i Tabell 12-1 benyttes i beregningene.

12.3.1 Beregninger

Det er beregnet magnetfelt for følgende beregningstilfeller med kabel:

1. Vallemoen-Ramsladsvågen, ref. Figur 11-2
2. Vallemoen-Lyngdal, ref. Figur 11-2
3. Parallelføring av Vallemoen-Lyngdal og Vallemoen -Ramsladsvågen, ref. Figur 11-12

Med følgende forutsetninger:

- Nedgravingsdybde 0,9 meter til toppen av kabel
- Avstand mellom parallelle kabelsett 0,5 meter
- Lysåpning mellom parallelle kurser 2,0 meter
- To parallelle sett 170 kV TSLF 3x1x1600mm² AL forlagt i tett trekant per kurs
- Faserekkefølge: speilvendte faser
- Kabeldiameter en-leder ca. 101 mm
- Belastningen likt fordelt mellom kabelsettene
- Skjermen er jordet i begge ender (lukket)

Beregningene er utført med programmet Grøft tilgjengelig på REN sine kundesider. Alle beregninger utføres med 1 meter beregningshøyde.

12.3.2 Resultater

Resultatene er oppsummert i Tabell 12-3. Tabellen angir nødvendig avstand ut fra midten av grøft til magnetfelt $\leq 0,4 \mu\text{T}$.

Tabell 12-3: Avstand fra midten av grøft for 132 kV kabel til magnetfelt på $0,4 \mu\text{T}$, 1 meter over bakken

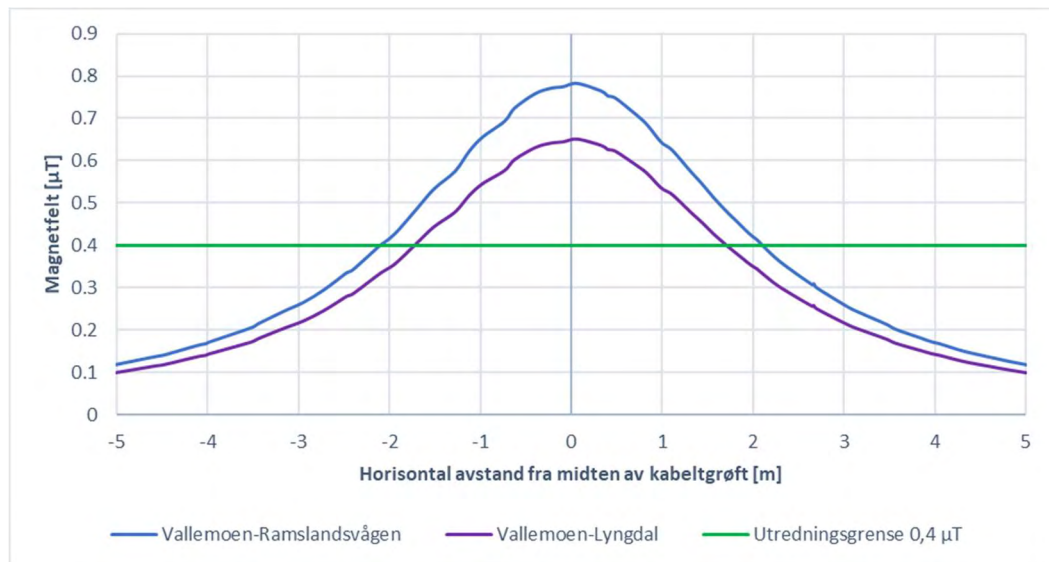
Beregnings-tilfelle	Forbindelse	Avstand fra senter grøft ut til magnetfelt $\leq 0,4 \mu\text{T}$
1	Vallemoen-Ramsladsvågen,	2,1 m til venstre og 2,1 m til høyre
2	Vallemoen-Lyngdal	1,7 m til venstre og 1,7 m til høyre
3	Parallelføring av Vallemoen-Lyngdal og Vallemoen - Ramsladsvågen*	3,9 m til venstre og 3,9 m til høyre

* I beregningene er Vallemoen-Lyngdal plassert til høyre for Vallemoen-Ramsladsvågen, ref. Figur 11-12

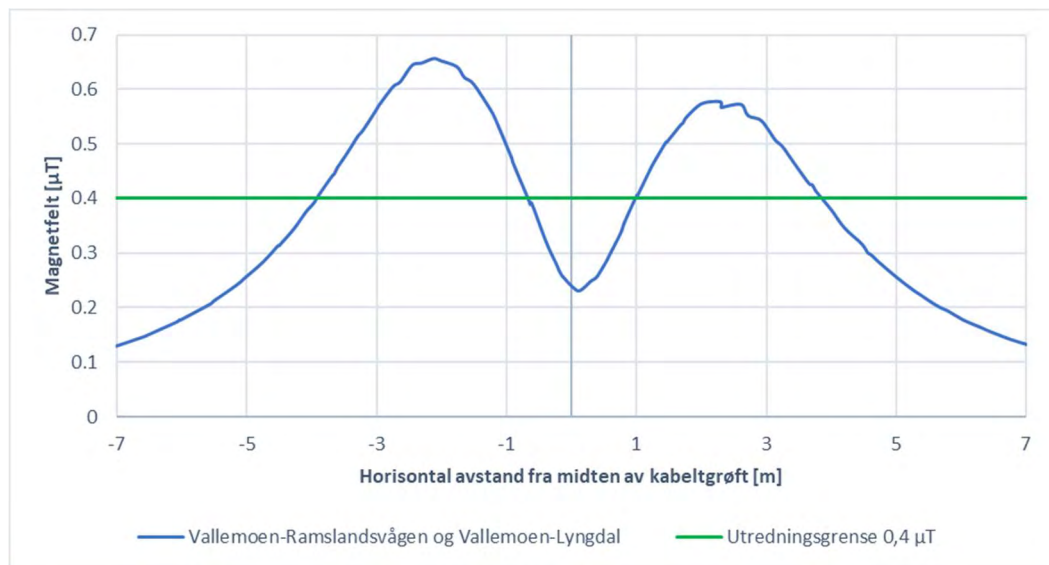
Resultatet beregningstilfelle 1 og 2 er presentert i Figur 12-6 og resultatet for beregningstilfelle er presentert i Figur 12-7. Med forutsetningene lagt til grunn i dette notatet vil magnetfeltet avta raskt med økt avstand fra senter av kabelgrøfta.

Oppgradering av Kystlinja del 2

Teknisk forprosjekt for 110 (132) kV Vallemoen - Lyngdal - Øie
Oppdragsnr.: 5203419 Dokumentnr.: Versjon: J01



Figur 12-6: Magnetfelt ved to sett 170 kV jordkabler forlagt i tett trekant for Vallemoen-Ramslandsvågen (blå linje) og Vallemoen-Lyngdal (lilla linje) målt 1 meter over bakkenivå.



Figur 12-7: Magnetfelt ved to kurser med 170 kV jordkabler forlagt i tett trekant for felles trasé Vallemoen-Ramslandsvågen og Vallemoen-Lyngdal målt 1 meter over bakkenivå.

13 Referanser

- [1] «110 (132) kV Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal Tidligfase ROS-analyse,» Agder Energi Nett AS, 2022.
- [2] «Teknisk - Økonomisk analyse Lyngdal-Kvinesdal - Ver 2.0,» Agder Energi, 2022.
- [3] A. E. Nett, «Økonomisk ledningstverrsnitt Kulia-Øie(Kvinesdal) og Kvinesdal-Vanse,» 21.11.2022 .
- [4] «Tekniske krav til nye regionalnettkabler,» Ager Energi Nett, 01.01.2022.
- [5] «<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2013-10-08-1212>,» [Internett].
- [6] «<https://dsa.no/straum-og-hogspent>,» [Internett].
- [7] «Konsekvensutredning arealbruk 110 (132) kV Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal,» Agder Energi Nett, 2022.
- [8] «Melding 110(132) kV Vallemoen-Lyngdal-Kvinesdal,» Agder Energi Nett, september 2021.