

Andersen, Marius
Kerchaoui, Sofia Jøssang
Drønnen, Susann

Kraftforsyning til Geiranger

Bacheloroppgave i Elkraftsystemer
Veileder: Folkestad, Tor Arne / Garbe, Eike M.
Mai 2019



BACHELOROPPGAVE

IE303612 - Bacheloroppgave

KRAFTFORSYNING TIL GEIRANGER

Kandidatnummere : 10054, 10056, 10014

Mai - 2019

Antall sider inkludert forside: 199

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

Obligatorisk egenerklæring/gruppeerklæring

Den enkelte student er selv ansvarlig for å sette seg inn i hva som er lovlige hjelpemidler, retningslinjer for bruk av disse og regler om kildebruk. Erklæringen skal bevisstgjøre studentene på deres ansvar og hvilke konsekvenser fusk kan medføre. Manglende erklæring fritar ikke studentene fra sitt ansvar.

Du/dere fyller ut erklæringen ved å klikke i ruten til høyre for den enkelte del 1-6:		
1.	Jeg/vi erklærer herved at min/vår besvarelse er mitt/vårt eget arbeid, og at jeg/vi ikke har brukt andre kilder eller har mottatt annen hjelp enn det som er nevnt i besvarelsen.	<input checked="" type="checkbox"/>
2.	Jeg/vi erklærer videre at denne besvarelsen: <ul style="list-style-type: none">• ikke har vært brukt til annen eksamen ved annen avdeling/universitet/høgskole innenlands eller utenlands.• ikke refererer til andres arbeid uten at det er oppgitt.• ikke refererer til eget tidligere arbeid uten at det er oppgitt.• har alle referansene oppgitt i litteraturlisten.• ikke er en kopi, duplikat eller avskrift av andres arbeid eller besvarelse.	<input checked="" type="checkbox"/>
3.	Jeg/vi er kjent med at brudd på ovennevnte er å <u>betrakte som fusk</u> og kan medføre annullering av eksamen og utestengelse fra universiteter og høgskoler i Norge, jf. Universitets- og høgskoleloven §§4-7 og 4-8 og Forskrift om eksamen §§14 og 15.	<input checked="" type="checkbox"/>
4.	Jeg/vi er kjent med at alle innleverte oppgaver kan bli plagiatkontrollert i <u>Ephorus</u> , se <u>Retningslinjer for elektronisk innlevering og publisering av studiepoenggivende studentoppgaver</u>	<input checked="" type="checkbox"/>
5.	Jeg/vi er kjent med at høgskolen vil behandle alle saker hvor det <u>forligger</u> mistanke om fusk etter høgskolens studieforskrift §31	<input checked="" type="checkbox"/>
6.	Jeg/vi har satt oss inn i regler og retningslinjer i bruk av kilder og referanser på biblioteket sine nettsider	<input checked="" type="checkbox"/>

Publiseringsavtale

Studiepoeng: 20

Veileder: Eike M. Garbe og Tor Arne Folkestad

Fullmakt til elektronisk publisering av oppgaven

Forfatter(ne) har opphavsrett til oppgaven. Det betyr blant annet enerett til å gjøre verket tilgjengelig for allmennheten ([Åndsverkloven §2](#)).

Alle oppgaver som fyller kriteriene vil bli registrert og publisert i Brage [HiM](#) med forfatter(ne)s godkjenning.

Oppgaver som er unntatt offentlighet eller båndlagt vil ikke bli publisert.

Jeg/vi gir herved NTNU i Ålesund en vederlagsfri rett til å gjøre oppgaven tilgjengelig for elektronisk publisering:

ja nei

Er oppgaven båndlagt (konfidensiell)?

ja nei

(Båndleggingsavtale må fylles ut)

- Hvis ja:

Kan oppgaven publiseres når båndleggingsperioden er over?

ja nei

Er oppgaven unntatt offentlighet?

ja nei

(inneholder taushetsbelagt informasjon. [Jfr. Offl. §13/Evl. §13](#))

Dato: 20.05.2019

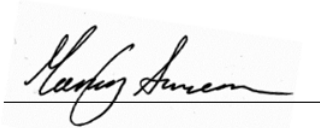
Forord

Denne rapporten er utarbeidet i samarbeid med Mørenett AS, av tre studenter fra studieretningen Elkraftsystemer ved NTNU Ålesund, og er en bacheloroppgave ved institutt for IKT og realfag. Bacheloroppgaven har et omfang på 20 studiepoeng, og er utarbeidet vårsemesteret 2019 som et avsluttende arbeid for bachelorgraden.

Motivasjonen for å velge denne oppgaven kom fra gruppens interesse for undersøkelse av Geiranger som en utslippsfri cruisehavn, samtidig som oppgaven er svært aktuell for "det grønne skifte". I tillegg gir den kunnskap om utredning av en relevant og ingeniørrettet problemstilling, som kan komme godt med til arbeid i fremtiden.

Vi ønsker å takke Thore Gagnat, Rune Myklebust og Jan Egil Torvnes for bistand som våre veiledere i Mørenett. Deres bidrag med kunnskap og interesse for rapporten har kommet til god nytte gjennom denne perioden. I tillegg vil vi takke Mørenett for tilliten ved bruk av dataverktøy med konfidensielt innhold, og bruk av lokalet på Høgvoll til sene kvelder. Videre vil vi takke våre veiledere ved NTNU; Eike Mattias Garbe og Tor Arne Folkestad for gode faglige innspill, tilbakemeldinger og engasjement, samt tre lærerrike år på NTNU i Ålesund.

Ålesund, 20.05.2019



Marius Andersen



Sofia Jøssang Kerchaoui



Susann Drømmer

Sammendrag

Rapporten tar for seg å utrede fremføring av tilstrekkelig elektrisk effekt til Geiranger, slik at cruiseskipene på sikt kan forsynes med landstrøm. Geiranger ligger i et verdensarvområde, som fører til en rekke miljømessige utfordringer knyttet til nettplanlegging. På bakgrunn av dette, har vi utarbeidet og vurdert ulike traséalternativ. Traséalternativene skulle tilfredsstillende effektbehovet for tre landstrømmuttak for cruiseskip, fem ladeuttak for elektriske busser, samt alminnelig forsyning i Geiranger. Effektbehovet til cruiseskip ble vurdert ved metodetriangulering, og ble i denne rapporten den viktigste parameteren for det dimensjonerende effektbehovet. Totalt ble det dimensjonerende effektbehovet satt til 40 MW. I tillegg til nye traseer skulle man, på oppdrag fra Mørenett, også se på muligheter for oppgradering av det allerede eksisterende kraftnettet. Oppgraderingen av 22 kV nettet ga tilfredsstillende spenningsforhold for alminnelig forsyning, men ville ikke kunne håndtere et landstrømanlegg for cruiseskip.

Videre skulle det etableres ni nye traséalternativ. For å filtrere ut de mindre aktuelle løsningene, ble det gjennomført en kvantitativ elimineringsprosess, hvor man til slutt valgte én løsning. Valgt løsning, ble å føre 132 kV linjer i master fra Valldal til Indreeide, for så å føre kabelen i biltunnel til Korsmyra, og tilslutt bores i fjellet ned til Geiranger. Videre utredning av løsningen omfattet en teknisk analyse og økonomisk beregning, sammen med en utført miljøvurdering. Løsningen ble vurdert som teknisk tilfredsstillende og økonomiske beregninger ble gjort som et overslag av investerings- og tapskostnadene. Miljøvurderingen fastsatte at løsningen er realiserbar, men den har enkelte problemområder langs traseen.

Rapporten tar først og fremst for seg mulighetene for fremføring av elektrisk effekt, men belyser også andre spørsmål som det må tas stilling til. Spørsmål som; hvem skal ta kostnaden? og hva om cruiseskip ikke får seile inn i fjorden?

På bakgrunn av dette, konkluderer gruppen med at den valgte løsningen er teknisk tilfredsstillende og lite miljøforstyrrende. Avhengig av kostnaden og tariffen for landstrøm, ble det utfordrende å konkludere med om løsningen er samfunnsøkonomisk.

Abstract

This report deals with investigating different upgrades of the grid to support more power to Geiranger to make it possible for the cruise vessels visiting Geiranger be supplied with shore power and thus be more environmental friendly. Geiranger is on UNESCO's world heritage list, which leads to a number of environmental challenges related to grid planning. Based on this, we have prepared and evaluated various route options. The route options would satisfy the power requirement for three shore power outlets for cruise vessels, five charging outlets for electric buses, and general supply in Geiranger. The power requirement for cruise vessels was assessed by the triangulation method and was in this report the most important parameter to establish. In total, the designated power requirement was set to 40 MW. In addition to new routes we, on behalf of Mørenett, also looked at possibilities for upgrading the already existing power grid. The upgrade of the 22 kV grid resulted in satisfactory voltage conditions for general supply, but would not provide sufficient power for a shore connected cruise vessel.

Furthermore, nine new route options were established. In order to filter out the less relevant ones a quantitative elimination process was carried out, where the most suitable option was eventually chosen. The selected option was to carry 132 kV lines in electricity pylons from Valldal to Indreeide, continuing with cable through car tunnel to Korsmyra, and finally drilling through the mountain down to Geiranger. Preparation of this scenario included a technical analysis and economic calculation, together with a practical environmental assessment. Financial calculations were made in order to estimate required investment and potential loss costs. The environmental assessment stated that the route is achievable, but there are potential problem areas along the route. Based on the result of the assessment the solution was considered technically satisfactory.

The report first and foremost deals with the possibilities for supplying electric power, but also highlights other issues that need to be considered. Questions like; who will pay for the costs? and what if cruise ships do not get into the fjord?

Based on this, the group concludes that the solution chosen is technically satisfactory and not

environmentally harmful. Depending on the cost and tariffs for shore power, it was challenging to conclude whether the solution is socio-economically beneficial.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Terminologi	ix
Figurliste	xii
Tabelliste	xiv
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Formål og problemstilling	2
1.3 Avgrensninger	3
1.4 Rapportens oppbygging	4
2 Teoretisk grunnlag	5
2.1 Geiranger	5
2.1.1 Tidligere funn	5
2.1.2 Kraftnettet i Geiranger idag	5
2.1.3 Planområdet	7
2.2 UNESCO - Verdensarvområde	8
2.3 Generelt om kraftnett	9
2.3.1 Kraftnettets oppbygging	9
2.3.2 Overføringsmetoder	10
2.3.3 NVE	13
2.4 Landstrøm i dag	14

2.4.1	Tilkobling	14
2.4.2	Internasjonale normer og standarder	15
2.4.3	Miljø- og utslippsaspektet	16
2.4.4	Støtteordninger for finansiering av landstrømsanlegg	17
2.5	Lover og forskrifter	18
2.5.1	Energiloven	18
2.5.2	Strålevernforskriften	20
2.6	Analyse av kraftnett	21
2.6.1	Lastflytberegninger i Netbas	21
2.6.2	Mørenett sine funksjonalitetskrav	22
2.7	Teknisk kunnskap	23
2.7.1	Temperaturpåvirkning	23
2.7.2	Transformatorer	23
2.7.3	Fasekompensering	24
2.8	Kostnadsberegning	24
2.8.1	Økonomisk teori	24
2.8.2	Investeringskostnader	25
2.8.3	Tapskostnader	26
2.8.4	Anleggsbidrag	26
2.8.5	Avbruddskostnader	26
3	Metode	28
3.1	Prosjektorganisering	28
3.2	Data	28
3.3	Programmer	29
3.4	Planbok for planlegging av kraftnett	33
3.5	Planlegging av kraftnett til Geiranger	36
3.5.1	Analyse av last og produksjon - Effekt- og energibehov	36
3.5.2	Fastlegge alternativ - Etablering av trasévalg	37
3.5.3	Elimineringsmetode	38

3.5.4	Vurdering av miljøvirkninger	43
3.5.5	Teknisk analyse	47
3.5.6	Fastlegge kostnader for aktuell løsning - økonomiske beregninger	48
4	Resultat	50
4.1	Effekt- og energibehov	50
4.1.1	Alminnelig forsyning	50
4.1.2	Cruiseskip	52
4.1.3	Elektriske busser	56
4.1.4	Oppsummering av energi- og effektbehov	57
4.2	Eksisterende anlegg i Geiranger	57
4.2.1	Forbedring av datakvalitet i Netbas	57
4.3	Oppgradering av eksisterende nett	58
4.4	Mulige løsninger for etablering av ny overføringskapasitet	64
4.4.1	Etablering av trasévalg	64
4.4.2	Elimineringsmetoden	71
4.4.3	Vurdering av miljøvirkninger til løsning 1.B	75
4.4.4	Teknisk analyse til løsning 1B	92
4.4.5	Økonomiske beregninger til løsning 1.B	96
5	Drøfting	99
5.1	Effekt- og energibehov	99
5.2	Eksisterende nett med last for elektrisk ferjedrift	100
5.3	Oppgradering av eksisterende anlegg	101
5.4	Elimineringsmetoden	103
5.5	Videre analyse av løsning 1.B	107
5.5.1	Vurdering av miljøvirkninger	107
5.5.2	Teknisk analyse til løsning 1B	112
5.5.3	Økonomiske beregninger	113
5.6	Hva om cruiseskip som ikke er helelektriske ikke får seile inn i fjorden	116

6 Konklusjon	117
6.1 Forslag til videre arbeid	118
Referanseliste	119
Vedlegg	1
A Enlinjeskjeama Geiranger	1
B Netbas	3
C Cruise Calls 2018	5
D Cruise Calls 2019	11
E Transformatorverdier	17
F Enovas skjema for beregning av kWh-potensial	19
G Kulturminner, kulturmiljø og kulturarv	23
H Friluftsliv og hytter	31
I Naturmiljø	36
J Naturressurs	38
K Elektromagnetisk felt	45
L Bruksmønster Geiranger-Overå 2017-2018	48
M Forprosjektrapport	49
N Møtereferater	50

Terminologi

Bonitet	Jord- eller skogsmarkskvalitt; skogens evne til å produsere trær
Bruttotonn/ Gross tonnage	Enhet for et skips samlede interne volum
Elimineringsmetode	Rangering og prioritering av miljøvirkninger basert på kvantitative data. En systematisk utvelgesmetode av alternative løsninger, basert på vektlagte kriterier
Hotelldrift	All effekt på et skip som kunne blitt fjernet hvis det ikke var passasjerer eller hotellbesetning
Iterativ	Gjentakende
Landskapsregion	Inndeling av Norge basert på landskapet
Leveringskvalitet	Samlebegrep for leveringspålitelighet og spenningskvalitet
Metodetriangulering	Kombinasjon av flere metoder for kontroll av data
Naturpåkjenning	Ytre påvirkninger på en kraftlinje
Propulsjon	Fartøyets fremdrift

Regionalnett	Kraftnett med spenningsnivå mellom 66 kV og 132 kV
Skyis	Isdannelse på luftliner
Topografi	Beskrivelse av en del av jordoverflaten, eksempelvis høydeendringer i land
Transformatortrinning	Spenningsregulering av transformator, som må utføres i spenningsløs tilstand
Verdensarv	Kulturarv eller naturarv som er uerstattelig for menneskeheten
Verneområde	Område der myndighetene har bestemt at naturen skal vernes mot inngrep eller forstyrrelser
Tap	Definert som effekttap eller energitap og er effekt eller energi som ikke blir benyttet
Utredningsnivå for magnetfelt	Nivå som angir krav om utredning av tiltak for å redusere magnetfeltetnivået. I Norge er utredningsnivået satt til $0,4 \mu\text{T}$

Forkortelser

FEAL Blank line med aluminium rundt stålkjernen

FEF Forskrift om elektriske forsyningsanlegg

FoL Forskrift om leveringskvalitet

GT Bruttotonn

LV-område Landskapsvernområde

NGU Norges Geologiske Undersøkelse

NVE Norges vassdrags- og energidirektorat

OED Olje- og energidepartementet

SEFRAK Sekretariatet For Registrering Av faste Kulturminner

UNESCO United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization

Figurliste

2.1	Oversiktsbilde over kraftnettet rundt og i Geiranger i dag. Eksisterende kraftlinje er markert i grønn (NVE, 2019 <i>d</i>).	6
2.2	Spenningsfall fra Tafjord til Geiranger idag. Sort kurve representerer spenningsfallet uten elektrifisert ferjedrift mellom Eidsdal - Linge. Rød kurve representerer spenningsfallet med elektrifisert ferjedrift mellom Eidsdal - Linge.	7
2.3	Oversiktsbilde over planområdet	8
2.4	Verdensarvområdet er innenfor det grønne feltet	9
2.5	Statlig organisering av energi- og vannressursvirksomhet (Olje- og energidepartementet, 2015 <i>a</i>)	13
2.6	Illustrasjon av en landstrømstilkobling på landside og sjøsida (Berthet, 2014) . . .	15
2.7	Enlinjeskjema for enfaset autotransformator (Gregers, 2008)	23
2.8	Viserdiagram for effekt	24
2.9	Viserdiagram over hvordan kondensatorbatterier kan eliminere den reaktive effekten	24
3.1	Systematikk ved planlegging av kraftnett (SINTEF Energi AS, 2010 <i>c</i>)	34
3.2	Aktsomhetsområde for snøskred og steinsprang (NVE, 2019 <i>c</i>)	40
3.3	Skredhendelser (NVE, 2019 <i>c</i>)	40
4.1	Energiforbruk 2018	51
4.2	Energiforbruk 2017	51
4.3	Lastkurve for cruiseskip, modellert med konstant effektforløp ved inn- og utkobling	56

4.4	Spenningsfall fra Tafjord til Geiranger. Grafen viser at spenningen faller fra 21,7 kV til 19,1 kV.	58
4.5	Spenningsfall fra Tafjord til Geiranger, der 2x400 kW last for den kommende elektriske ferjekorrespondansen mellom Eidsdal og Linge, er lagt til. Rød graf representerer spenningsfallet med implementerte laster for elektrisk ferjedrift, mens svart graf er uten elektrisk ferjedrift.	58
4.6	Spenningsprofil fra Tafjord til Geiranger hvor FEAL 95 er erstattet for FEAL 25, fra Indreeide til og med Geiranger. Den sorte kurven viser spenningsfallet før oppgraderingen, og den røde kurven viser etter oppgraderingen.	60
4.7	Spenningsprofil fra Tafjord til Geiranger, med en autotransformator ved Eidsdal sentrum	61
4.8	Spenningsprofil med tre mulige kondensatorbatteri, hvor hver farge representerer tilkobling av ett ytterligere batteri	62
4.9	Spenningsprofil ved kombinasjon av nye liner, autotransformator og ett kondensatorbatteri	63
4.10	Oversikt over løsningene (Kartverket, 2019)	64
4.11	Oversiktskart over planområdet for biltunnel mellom Indreeide og Korsmyra.	66
4.12	Tafjord Kraft sitt forslag til vannkraftverk i Geiranger (Lindset, 2018)	70
4.13	Verneplan for vassdrag merket med blå streker	71
4.14	Vurderingsområde	76
4.15	Trasé	77
4.16	Terrengprofil for området (Norkart, 2019a)	78
4.17	Traseen går gjennom områdefredningen ved «Severinbrauta Veiberg» (Riksantikvaren, 2019)	80
4.18	Trase i nærheten av kraftlinje. Kraftlinjen er merket i blå farge og turstiene i rød. (Mapopp, 2019)	82
4.19	Kraftlinjetrasé gjennom hyttefelt ved Eidsvatnet. Den nye traseen er representert av den blå linjen	83
4.20	Høydekurve for kraftlinjen fra Valldal til biltunnel ved Indreeide, med naturtyper (Kartverket, 2019)	85

4.21 Inngangsparametere til beregning av magnetfelt rundt kraftlinjene, leder 1, 2 og 3 tilhører 132 kV linje og leder 4, 5 og 6 tilhører 22 kV	91
4.22 Kurvene viser maksimal-, minimums- og effektivverdien til magnetfeltet rundt kraftlinjene. Magnetfeltets maksimalverdi vises av kurven som har størst avstand til mastene, minimumsverdien representeres av kurven som er nærmest mastene og den tykkeste røde linjen viser effektivverdien. Den grønne linjen viser utredningsnivået på $0,4 \mu\text{T}$. 132 kV-masten vises i figuren som sort. 22 kV-masten vises i figuren som rød.	92
4.23 Enlinjeskjema fra Netbas	94
4.24 Spenningsfallet fra Tafjord og til Geiranger. Spenningen faller fra 137,5 kV til 135,9 kV på 39 km. Som er et spenningsfall på 1,6 kV og tilsvarer 0,85%	95

Tabelliste

2.1	Anbefaling av trasebredde (SINTEF Energi AS, 2016)	12
3.1	Tabell for elimineringsmetoden med vekttall på en skala fra 1-5	42
3.2	Tabell for for vurdering av løsninger, gitt på en skala fra 1-10. Det som skiller for eksempel en 7 fra en 8 er små nyanser som blir trukket frem i kommentar i tabellen	
3.1	43
4.1	Grovestimat for effektbehov til hotelldrift av skip i ulike størrelser. Effektbehovet er estimert til 70% av differansen mellom hovedmaskin og propulsjon. Størrelse er definert i bruttotonn.	53
4.2	Totalt antall liggetimer [h/år] fra Enovas skjema for beregning av kWh-potensial, hvor GT representerer bruttotonn.	54
4.3	Estimert totalt energibehov i havn [kWh/år] fra Enovas skjema for beregning av kWh-potensial, hvor GT representerer bruttotonn.	54
4.4	Estimert effekt- og energibehov i Geiranger med nok landstrøm til tre cruiseskip og lading av fem el-busser samtidig	57
4.5	Poengfordeling for oppgradering, løsning 1.A, 1.B og 1.C	72
4.6	Poengfordeling for løsning 2.A, 2.B og 2.C	73
4.7	Poengfordeling for løsning 3.A, 3.B, 3.C	74
4.8	Områder hvor avstanden til 132 kV linjen er under 30 meter. "Type" definerer hvilken bygning dette gjelder for.	88
4.9	Oversikt over lengder på strekningene, line- og kabeltyper og to alternative tverrsnitt.	93
4.10	Lastflyt i knutepunktene til løsning 1.B ved ved tunglast	95

4.11 Lastflyt i knutepunktene til løsning 1.B ved lettlast	95
4.12 Enhetspriser hentet fra REN Kostandskatalog for regionalnett (SINTEF Energi AS, 2014)	96
4.13 Enhetspriser for boring i fjell og forlegning av kabeltype TSLE 3x1x400 AL	96
4.14 Kostnadsestimat for ny kraftlinje løsning 1.B	97
4.15 Tapskostnad for ny kraftlinje 1.B	97

Kapittel 1

Innledning

1.1 Bakgrunn

Det vestnorske fjordlandskapet er blant Norges mest besøkte turistattraksjoner (Visitnorway, 2019). Tusenvis av mennesker fra hele verden tar turen til Geiranger hvert år for å oppleve naturen. I 2016 utgjorde cruiseskippassasjerer omtrent 1/3 av Geirangers totale turiststrøm (Sjøfartsdirektoratet, 2017). I følge kystverket var Geiranger Norges nest største cruisehavn i 2018 (Kibsgaard-Petersen, 2018). Som konsekvens fører dette til en stor økning av utslipp i sommermånedene. Forurensing av det vestnorske fjordlandskapet har vært et tema både lokalt og nasjonalt de siste årene (Sjøfartsdirektoratet, 2017). I denne sammenheng ble det vedtatt av Stortinget at verdensarvfjordene skal være fri for utslipp fra cruise- og fergetrafikk senest innen 2026. Vedtaket lyder som følger:

"[...] Videre vedtok Stortinget at Regjeringen skal implementere krav og reguleringer til utslipp fra cruiseskip og annen skipstrafikk i turistfjorder samt andre egnede virkemidler for å sørge for innføring av lav- og nullutslippsløsninger i skipsfarten fram mot 2030, herunder innføre krav om nullutslipp fra turistskip- og ferger i verdensarvfjordene så snart det er teknisk gjennomførbart, og senest innen 2026."
(Stortinget, 2017)

I tillegg til Stortingets vedtak nummer 673:

Stortinget ber regjeringen arbeide for en internasjonal standard, og etablere en strategi, for landstrøm og ladestrøm i de største havner og cruisehavnene i Norge innen 2025. Dette inkluderer en felles standard for klima- og miljøkrav i norske havner.

Fra det første møte med Mørenett i januar 2018, ble det indikert at kraftnettet i Geiranger er svakt og geografisk ufordelaktig plassert i forhold til resten av høyspenningsnettet i Møre og Romsdal. Dette medfører at planlegging og konstruksjon av et landstrømsanlegg i Geiranger kan by på ulike utfordringer. Spesielt hvis man sammenligner med havner som er tilkoblet et stivt nett. For å bygge et landstrømsanlegg i Geiranger, må først og fremst utfordringene med fremføring av tilstrekkelig effekt løses.

I 2018 ble det utarbeidet en bachelorrappport (Arnes et al., 2018) i sammenheng med elektrifisering av ferjestrekket Eidsdal - Linge i Norddal kommune. Rapporten konkluderte med at nettet i Geiranger ville svekkes ytterligere, dersom elektrifiseringen av ferjestrekket ble en realitet. I 2019 fikk Mørenett bekreftet bestillingen av det elektrifiserte ferjestrekket. Dette konstaterer at uavhengig av landstrøm til cruiseskipene eller ikke, kreves det en oppgradering av nettet i Geiranger. Med dette som utgangspunkt, ble oppgaven utarbeidet i samarbeid med Mørenett og veileder fra NTNU.

1.2 Formål og problemstilling

Formålet med rapporten er å undersøke muligheten for å oppfylle vedtaket om nullutslipp fra cruiseskip og ferger i verdensarvsfjordene (Stortinget, 2017). Vi skal derfor utrede mulighetene for fremføring av tilstrekkelig effekt til Geiranger. Etter forespørsel fra Mørenett, skal mulighetene for oppgradering av det eksisterende nettet også vurderes. I tillegg til dette skal gruppen utarbeide og vurdere ulike traséløsninger. Videre skal en vurdering av miljøvirkningene gjennomføres, sammen med teknisk analyse og økonomiske beregninger av de aktuelle traseene. Det skal legges til rette for tilstrekkelig effekt til tre samtidige tilkoblinger for cruiseskip i ulik størrelse, samt fem ladeuttak for buss. Ut fra dette har det i samråd med veiledere blitt formulert følgende problemstilling:

"På hvilke måter kan tilstrekkelig elektrisk effekt, med mulighet for landstrøm til tre cruiseskip, tilføres Geiranger på en måte som er teknisk tilfredsstillende, samfunnsøkonomisk og minst miljøforstyrrende?"

På bakgrunn av problemstillingen, har vi sett behovet for å legge til noen flere punkter for å komplettere problemstillingen. Punktene vi har valgt å tilføye er følgende:

- *Hvordan er dagens kraftbehov i Geiranger med hensyn til effekt- og energibehov, og bruksmønster i årsvariasjoner?*
- *Hvordan vil lasten til et landstrømsanlegg i Geiranger påvirke det eksisterende kraftnettet?*
- *Vil en oppgradering av det allerede eksisterende kraftnettet dekke effektbehovet?*
- *Hvilke miljøvirkninger vil en ny kraftlinje ha for området?*

1.3 Avgrensninger

Vi har sett behov for å avgrense denne rapporten, ettersom utbygging av kraftlinjer er et svært omfattende tema, og for å holde rapportens besvarelse til problemstillingen.

Avgrensningene som er satt for rapporten er:

- Det skal legges hovedfokus på fremføring av tilstrekkelig effekt til Geiranger sentrum. Transformatorstasjon i Geiranger er ikke tatt med i denne oppgaven.
- Det er bestemt at det kun skal sees på å kunne forsyne Geiranger fra Mørenett og Stranda energi sitt kraftnett. Dermed utelukkes eksempelvis en kraftforsyning fra Stryn.
- Kraftverket i Eidsdal inkluderes ikke i lastflytberegningene grunnet ustabil drift gjennom året.
- Ved definering av effektbehov, tas det kun hensyn til hoteldrift av skip, og ikke lading av skipenes batteri.
- Antall løsninger som er tatt med til en vurdering av miljøvirkninger, teknisk analyse og økonomiske beregninger er begrenset til én løsning.
- I vurderingen av miljøvirkninger er det satt begrensninger ved detaljeringsnivået. Traséområdet begrenses til en kilometer til hver side, for kraftlinjetraseen som blir valgt.

- I den tekniske analysen vil det fortrinnsvis gjennomføres lastflytberegninger etter anbefalinger av Mørenett.
- Dynamiske analyser og Økonomisk optimalisering inkluderes ikke.

1.4 Rapportens oppbygging

Kapittel 2 - Teoretisk grunnlag:	Dette kapitlet vil gi en innføring i teorien som ligger til grunn for oppgaven.
Kapittel 3 - Metode:	Inneholder en beskrivelse av informasjonsinnhenting og programmene som er benyttet. I tillegg presenteres metodene benyttet i rapporten.
Kapittel 4 - Resultat:	Inneholder en beskrivelse av effektbehovet, oppgradering av eksisterende linje og en introduksjon av de forskjellige løsningene. Videre gjennomføres en kvantitativ elimineringsprosess som reduserer antall løsninger til én. En videre utredning av løsningen omfatter en vurdering av miljøvirkningene, i tillegg til en teknisk analyse og økonomiske beregninger.
Kapittel 5 - Diskusjon:	Inneholder en drøfting av resultatene oppnådd i kapittel 4, og ulike styrker og svakheter med resultatene.
Kapittel 6 - Konklusjon:	Inneholder en helhetlig oppsummering av prosjektet, og en besvarelse av problemstillingen.

Kapittel 2

Teoretisk grunnlag

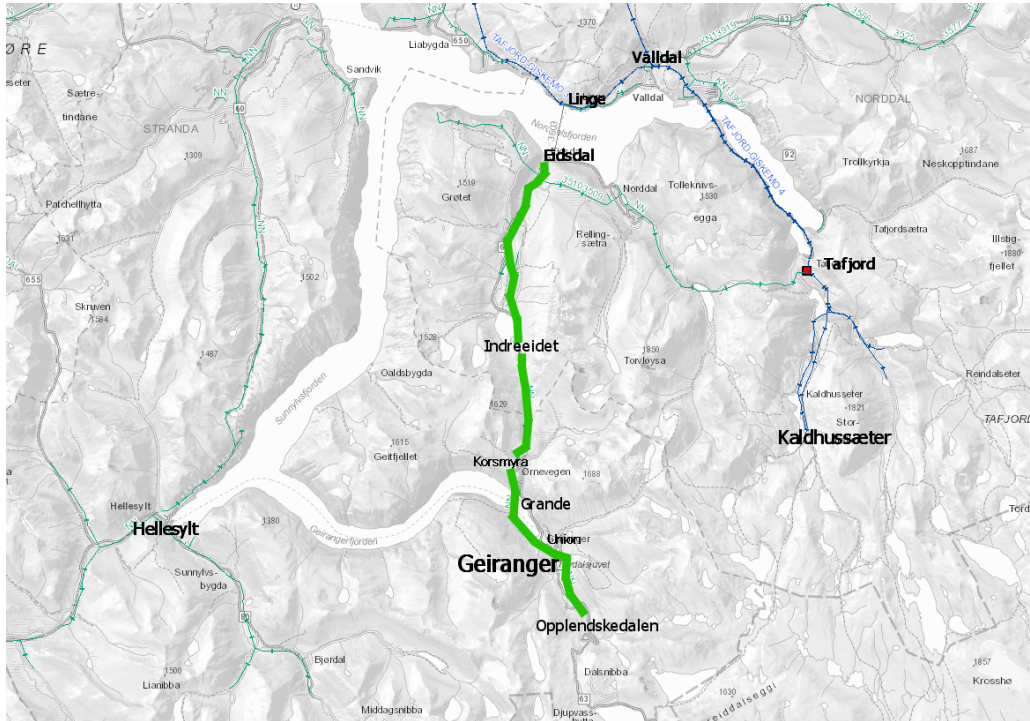
2.1 Geiranger

2.1.1 Tidligere funn

Som nevnt i innledningen (1.1), ble det utarbeidet en bacheloroppgave fra 2018. Rapportens tittel er "Analyse av kraftnett ved tilkobling av ladestasjon for elektrisk ferge" (Arnes et al., 2018). Her ble det påvist at spenningsfallet til Geiranger blir for høyt, når elektrisk fergelading mellom strekningen Eidsdal - Linge blir en realitet. RDet konkluderes med at kraftlinjen måtte oppgraderes, uavhengig av ladeløsning. Rapporten viser til at oppgradering ved å øke tverrsnittet på linjene eller å sette inn en autotransformator, vil dekke effektbehovet i Geiranger dersom den totale lasten ikke overstiger 4,6 MVA.

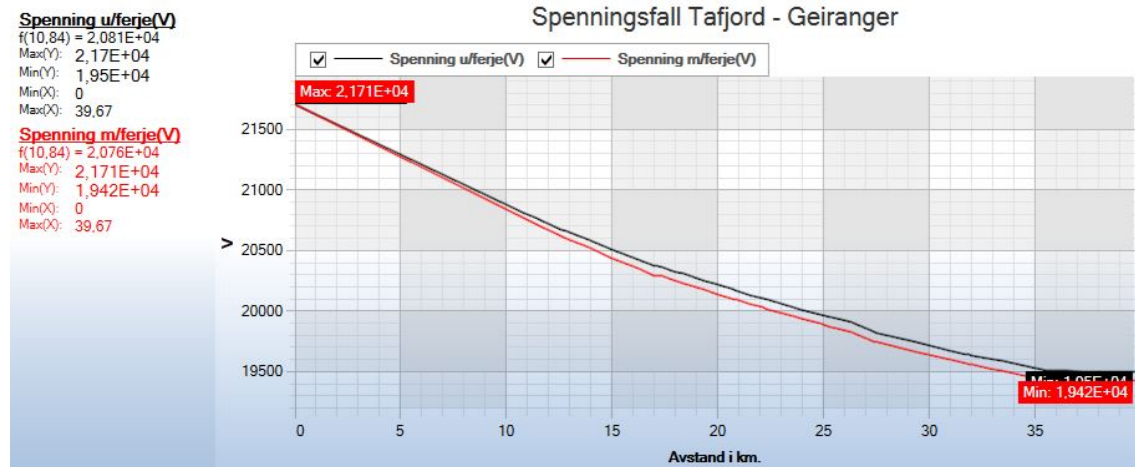
2.1.2 Kraftnettet i Geiranger idag

Geiranger er en liten bygd med 238 innbyggere, som ligger i Stranda kommune i Møre og Romsdal. (Thorsnæs, 2015). I dag blir bygden forsynt av en 22 kV kraftlinje fra Eidsdal, som igjen blir forsynt av kraftverket i Tafjord. Med varierende line- og kabeltyper, strekkes linja fra Indreeide til endepunktet i Opplendskedalen. Både distribusjonsnettet og regionalnettet nord for Indreeide, eies og driftes av Mørenett AS. Fra og med Indreeide og ned til Geiranger, er Stranda Energi AS netteier. Figur 2.1 viser en oversikt over kraftnettet i og rundt Geiranger i dag. Linjen som er uthevet representerer 22 kV nettet fra Eidsdal, ned til endepunktet ved Opplendskedalen i Geiranger.



Figur 2.1: Oversiktsbilde over kraftnettet rundt og i Geiranger i dag. Eksisterende kraftlinje er markert i grønn (NVE, 2019d).

Figuren 2.2, illustrerer spenningsfallet mellom Tafjord og Geiranger. Spenningsprofilen er motatt av Mørenett, og er blitt utformet av modellen som Mørenett har tilgang til i sine datasystemer. Mørenett indikerte at de var usikre på om all tekniske data stemte, men at spenningsprofilen ga et bilde av hvordan spenningsfallet var i dag, sammenlignet med spenningsfallet ved en elektrifisering av fergestrekningen Eidsdal - Linge. Driftssentralen i Ålesund verifiserte gjennom en telefonsamtale den 03.04.2019, at den sist målte driftsspenningen i Eidsdal er 21,7 kV.



Figur 2.2: Spenningsfall fra Tafjord til Geiranger idag. Sort kurve representerer spenningsfallet uten elektrifisert ferjedrift mellom Eidsdal - Linge. Rød kurve representerer spenningsfallet med elektrifisert ferjedrift mellom Eidsdal - Linge.

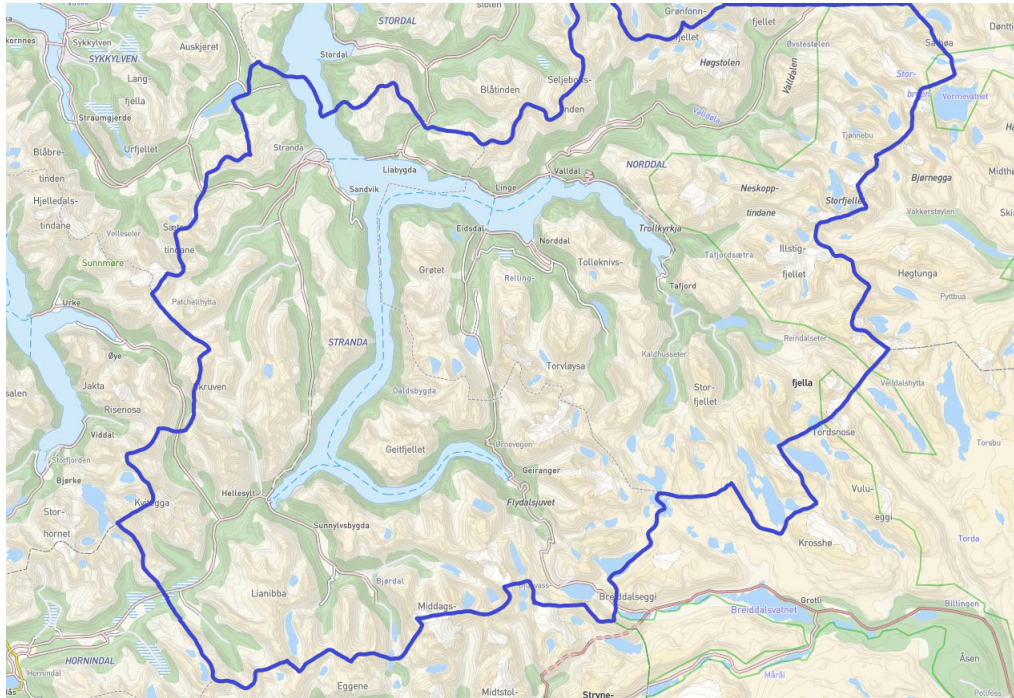
Spenningsprofilen i figur 2.2, viser at spenningen i Geiranger er 19,5 kV, uten elektrifisert ferjedrift for Eidsdal - Linge. Med elektrifisert ferjedrift faller spenningen til 19,4 kV i Geiranger.

De fleste av linjene i kraftnettet til Geiranger er bygget i 1962, med unntak av strekningen fra Korsmyra til Grande, og fra Union transformator til Opplendskedalen. Disse ble fornyet i 2015. Sneve (2005) skrev i sin rapport om aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet, at under nominelle forhold vil levetid for luftlinjer kunne være noe mindre enn 30 år.

Overdimensjonering gjør imidlertid at en kan forvente en økning i levetid på 10-20 år, hvilket medfører en anslagsvis levetid på ca. 35-45 år (Sneve, 2005).

2.1.3 Planområdet

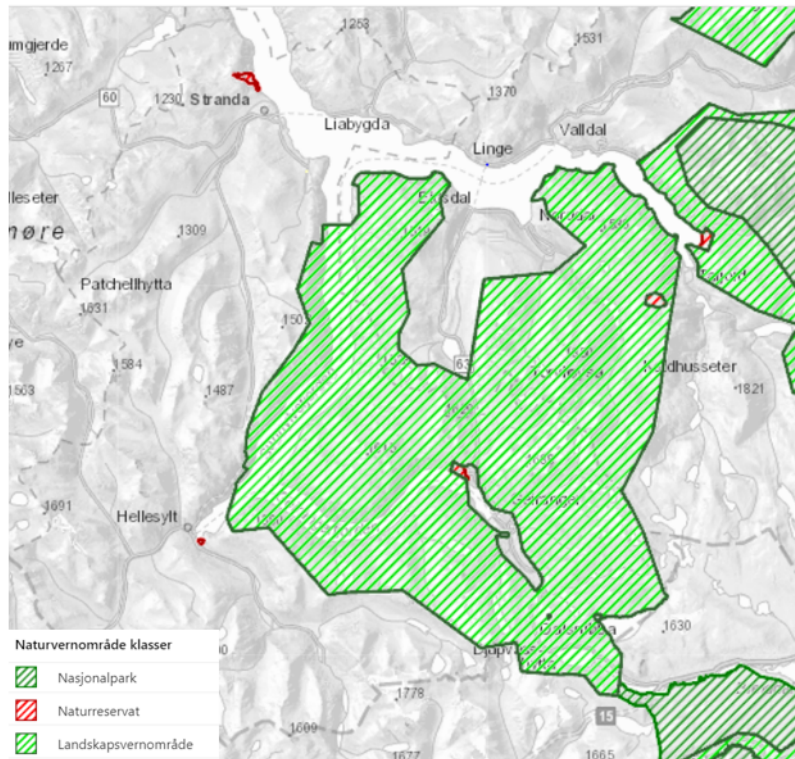
I kartet i figur 2.3 defineres planområdet, og er området innenfor den blå streken. Planområdet grenser til følgende kommuner: Stordal og Rauma i nord, Stryn kommune i sør, Ørsta kommune i vest og til Skjåk kommune i øst.



Figur 2.3: Oversiktsbilde over planområdet

2.2 UNESCO - Verdensarvområde

Ifølge store norske leksikon er UNESCO: *"FNs organisasjon for undervisning, vitenskap, kultur og kommunikasjon."* (Leraand and FN-sambandet, 2019a) UNESCO jobber aktivt innenfor flere områder, som for eksempel å nå flere av FNs tusenårsmål. De har også etablert en liste over verdens kultur- og naturarv (Leraand and FN-Sambandet, 2019b). De vestnorske fjordlandskapene Geirangerfjorden og Nærøyfjorden, ble innlemmet på denne listen i 2005. Et verdensarvområde er av stor nasjonal og internasjonal verdi. Slike områder har spesifikke lover om hva man har lov til og ikke, samt for hva man må søke tillatelser om. For Geirangerfjorden er dette beskrevet i Forskrift om Geiranger-Herdalen LV-område (2004).



Figur 2.4: Verdensarvområdet er innenfor det grønne feltet

2.3 Generelt om kraftnett

2.3.1 Kraftnettets oppbygging

Tradisjonelt har Norge hatt tre nettnivå; transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. I de nye EU-reglene fra 2016 defineres kun to spenningsnivå; transmisjonsnett og distribusjonsnett (Olje- og energidepartementet, 2015b).

Transmisjonsnett

Transmisjonsnettet er et landsdekkende system som binder sammen de største produsentene og forbrukere. Det er Statnett som opererer transmisjonsnettet i Norge. Det består av høye spenningsnivåer, normalt på 300 kV til 420 kV.

I noen deler av landet defineres også enkelte 132 kV anlegg som en del av transmisjonsnettet. I energiloven paragraf §1-5 (Energiloven, 2019) står følgende:

"Transmisjonsnettet omfatter anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV, og anlegg på 132 kV som er av vesentlig betydning for driften av disse anleggene."

Det er departementet som bestemmer hvilke anlegg som inngår i transmisjonsnettet. (Energiloven, 2019)

Distribusjonsnett

Distribusjonsnettet er i Norge delt inn i høyspent- og lavspendistribusjon, skillet går ved 1 kV. De vanlige spenningsnivåene er henholdsvis 11 kV og 22 kV for høyspent, 230 V og 400 V for lavspent (NVE, 2015). Ifølge de nye EU-reglene, vil også spenninger opp til 132 kV være vanlig i et distribusjonsnett (Olje- og energidepartementet, 2015b).

2.3.2 Overføringsmetoder

Master

En vanlig overføringsmetode for kraftforsyning i Norge er ved bruk av høyspentmaster. Det finnes i dag en rekke forskjellige variasjoner av master med flere varianter av materialer, høyde og opphengsløsninger. Høyspentmaster produseres i ulike materialer hvor de mest vanlige er tre, kompositt og stål. Den normale mastehøyden er mellom 13 til 18 meter for 132 kV og fra 8 til 13 meter for 22 kV. Selv om dette er en form for normalhøyde, finnes det mulighet for master med mye større dimensjoner enn dette. Av opphengsløsninger brukes blant annet planoppheng og trekantoppheng. Begge opphengsløsningene har sine fordeler og ulemper, og brukes både for fremføring av én og to kraftlinjer. Mens planoppheng har den økonomiske fordel, har trekantoppheng en fordel når det kommer til magnetfelt. Dette er fordi feltene rundt linjene til en viss grad blir kansellert av hverandre. I tillegg vil ledningene i et trekantoppheng henges opp med ulike avstander til bakken, på denne måten kan man oppnå en feltreduksjon på mellom 25-30 %. Mens på den negative siden er trekantoppheng mer kostbar og kan bli rundt 50 % dyrere enn ved planoppheng (Saxebøl, 2005). Mastetypen velges

gjerning ut fra tekniske eller økonomiske krav.

Parallellføring av kraftlinjer

Ved parallellføring av kraftlinjer er det ønske om en avstand mellom mastene, slik at frakobling og utføring av arbeid på den ene linjen, mens den andre er i drift, er mulig. Ut fra tidligere konsesjonssøknader varierer senteravstanden mellom master fra 11 og 20 meter. Eksempelvis har Mørenett sin egen konsesjonssøknad (Mørenett AS, 2018) med to parallelle linjer fra Djupvik til Sandvikskaret, en senteravstand mellom mastene på 20 meter. Mens Troms Kraft Nett i sin konsesjonssøknad (Arnesen and Hagen, 2010) velger en 10 meters avstand mellom ytterfasene, ved parallellføring av 22 kV og 132 kV.

Ryddegate i skogsterreng

Skogsområder med høye trær kan være et problemområde for luftledninger, fordi høye trærne kan ved uvær falle over og ødelegge luftledningene. I "Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (2005)" §6-4. står det følgende

"Luftledningsanlegg skal ha tilstrekkelige avstand til omgivelsene for å unngå fare for allmennheten og materielle verdier."

Dette er av hensynet til elsikkerheten rundt kraftlinjene, men avstandskrav til vegetasjon bidrar også til en bedre forsyningsikkerhet. I RENBLAD (SINTEF Energi AS, 2016) er det på bakgrunn av Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (2005) laget en tabell med anbefalinger til trasebredde, se tabell 2.1.

Tabell 2.1: Anbefaling av trasebredde (SINTEF Energi AS, 2016)

Line-type	Drift-spenning U_d (kV)	Anbefalt trasebredde (m)
Blank line	$1 < U_d \leq 24$	15
	$24 < U_d \leq 72,5$	22
	$72,6 < U_d \leq 145$	25
	$U_d > 145$	Min. 30
Belagt line	$1 < U_d \leq 24$	11
Luftkabel	$1 < U_d \leq 24$	7

Kabel i biltunnel

Nylig har det vært en oppdatering av veiloven, som gjør det enklere å søke om forlegging av 132 kV kabel i biltunnel. Etter kontakt med NVE ble det opplyst at en slik forlegning er teknisk gjennomførbar, men at dette må planlegges grundig på forhånd. Det vil i tillegg være nødvendig å føre både 22 kV og 132 kV i tunnelen, siden Statens vegvesen trenger tilgang til 22 kV.

Rockroller

Rockroller er en nyskapende metode for fremføring av høyspent kabel gjennom fjell. Metoden baserer seg på bruk av moderne boreteknologi og kabel som trekkes gjennom fjellet med ruller festet rundt kabelen. LOS Cable Solutions som har utviklet av Rockrollermetoden, forklarer at:

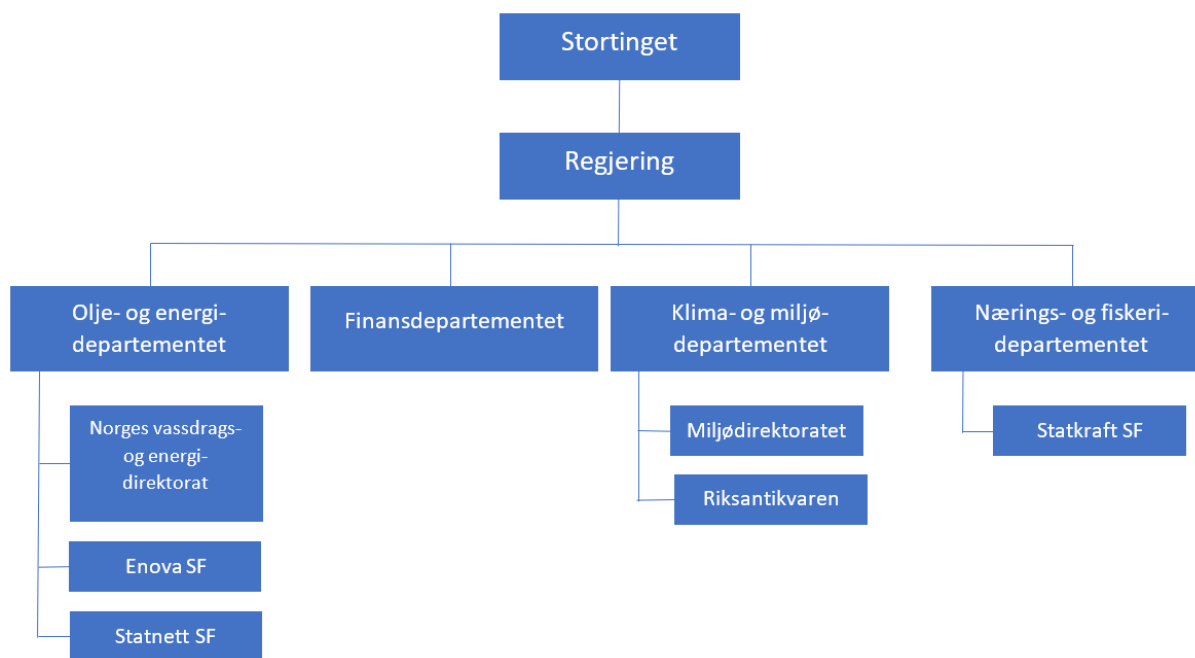
"Metoden med kabelforlegning i fjell gir betydelig mindre tap og dermed høyere energiutbytte for energileverandøren. Man får svært begrensede synlige inngrep i naturen og kortere kabellengder gir rimeligere kabelinstallasjon. Berggrunnen gir gode termiske forhold. Det er ikke behov for føringsrør og kabelen blir kortslutningssikkert forlagt(LOS cable solutions, 2019)."

LOS Cable Solutions har en visjon om å utvikle system og metode slik at det blir mulig å legge kabel i fjell over flere kilometer. Etter kontakt med bedriften ble det forklart at denne metoden foreløpig begrenses til 3 km på grunn av boreteknologi. I tillegg forklares det at

vedlikeholdsbehovet blir svært begrenset ved bruk av denne metoden av den årsak at kabelen ligger godt beskyttet i fjellet. Derfor vil ikke ettersyn av master, skogsvedlikehold og generelt vedlikehold være nødvendig.

2.3.3 NVE

Under Olje- og energidepartementet (OED) ligger Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), som har ansvaret for å forvalte Norges vann- og energiresurser. På figur 2.5 kan man se en oversikt, laget av OED, over den statlige organiseringen av energi- og vannressursvirksomheten i Norge. NVE har ansvaret for energiforvaltningen, konsesjon og konsesjonsbehandlinger, miljøforvaltning og en effektiv og sikker energiproduksjon. De skal blant annet sikre at vassdragene blir forvaltet på en samfunnsmessig og miljøvennlig måte, jobbe for at kraftomsetning og energiforbruk skal skje på en kostnadseffektiv måte. (Hofstad, 2018)



Figur 2.5: Statlig organisering av energi- og vannressursvirksomhet (Olje- og energidepartementet, 2015a)

..

2.4 Landstrøm i dag

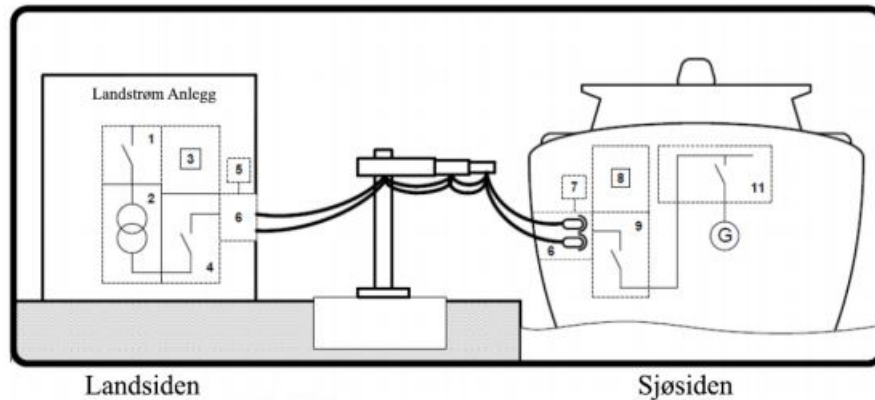
Landstrøm blir definert som overføring av elektrisk kraft fra kraftnettet på land til skip som ligger i havn (KF, 2012). Selv om fartøy ligger til havn, er det fortsatt behov for produksjon av elektrisk energi. Vanligvis genererer fartøyene strøm ved kontinuerlig drift av generatorene i havn. I noen tilfeller blir deler av den produserte energien ikke brukt, og fører dermed til høyere utslipp av klimagasser og helseskadelige stoffer. I følge Green Cruise port ((Bergen og Omland Havnevesen, 2018)) kan de største cruiseskipene ha et effektbehov på opp til 18 MW i hotelldrift. Landstrømstilkobling muliggjør dermed at fartøy kan ligge til kai uten å forårsake luftforurensninger.

I 2020 skal et nytt landstrømsanlegg for cruiseskip være klart for bruk i Bergen. I tillegg legges det til rette for landstrøm ved 14 av Norges havner og Norge arbeider stadig med innføring av landstrøm i flere av landets cruiseskiphavner (Jensen, 2019). Stortinget vedtok i 2018 at regjeringen skal arbeide for en internasjonal standard, og etablere en strategi, for landstrøm og ladestrøm i de største havner og cruisehavnene i Norge innen 2025. Dette inkluderer en felles standard for klima- og miljøkrav i norske havner (Stortinget, 2017).

2.4.1 Tilkobling

For å tilrettelegge for landstrøm er hovedkomponentene som skal installeres på landside, ifølge DNV GL 2005:

- Framføring av høyspent nett
- Transformator
- Kontrollpanel og koblingsbokser
- Frekvensomformer - (avhengig av behov)
- Kabelvinne (kan også finnes om bord i skipene) og koblingsenhet.



Figur 2.6: Illustrasjon av en landstrømstilkobling på landside og sjøside (Berthet, 2014)

2.4.2 Internasjonale normer og standarder

Standardisering bidrar til å skape fundamentet for videreutvikling ved å fastsette protokoller som kan bli universelt forstått og brukt (IEEE Standards Association, 2011). Siden landstrøm er under stadig utbredelse og utvikling er det etter hvert blitt viktigere å finne en måte å standardisere teknologien på. Målet er at selskapene blant annet skal bygge og utforme etter standardene slik at alle skip skal ha muligheten til å koble seg til anlegg i hele verden.

Organisasjonene IEC, IEEE og ISO utviklet for første gang i 2012 en internasjonal standard til landstrøm for høyspenningssystemer (HVSC). I 2014 kom også den første internasjonale standarden for lavspenningssystemer (LVSC). Deretter ble IEC/IEEE 80005-2 publisert for første gang i 2017. Siden den gang har standardene blitt kontinuerlig oppdatert.

- IEC/IEEE 80005-1 - Utility connections in port - Part 1: High voltage shore connection (HVSC) systems – General requirements
- IEC/IEEE 80005-2 - Utility connections in port – Part 2: High and low voltage shore connection systems – Data communication for monitoring and control
- IEC PAS 80005-3 - Part 3: Low Voltage Shore Connection (LVSC) Systems – General requirements

IEC/IEEE 80005-1 beskriver landtilkobling for høyspentsystemer (HVSC) både på sjøsiden og landsiden for forsyning av landstrøm.

IEC/IEEE 80005-2 beskriver grensesnittene for data på land- og sjøside, samt trinnvis prosedyre for tilkoblingssystemer for landstrøm til lav- og høyspenningssystemer. Standarden spesifiserer også kommunikasjonskrav på cruiseskip.

IEC PAS 80005-3 beskriver landtilkobling for lavspenningssystemer (LVSC) både på sjøsiden og landsiden for forsyning av landstrøm.

2.4.3 Miljø- og utslippsaspektet

På verdensbasis står skipsfartsnæringen anslagsvis for 2.2% av hele verdens CO₂-utslipp (IMO, 2014). Områder med stor cruisetraffikk er ekstra utsatt for generering av betydelige utslipp for både luft og sjø. Cruiseskipene er store og ligger gjerne i ro hele dagen med generatorer i gang, noen ganger også hovedmotor. Dette generer utslipp til luft av vanndamp, svoveldioksid (SO₂), nitrogenoksider (NO_x), karbondioksid (CO₂), svevestøv (PM₁₀ og PM_{2.5}) og flyktige organiske forbindelser (VOC) (Sjøfartsdirektoratet, 2017).

Kystverkets rapport om «Utslipp til luft og sjø fra skipsfart i fjordområder med stor cruisetraffikk» (Sjøfartsdirektoratet, 2017), viser til at nivået av nitrogenoksider (NO_x) i Geiranger til tider overskrider verdier som kan ha negativ helsemessig påvirkning. I tillegg til den helsemessige påvirkningen kan NO_x, sammen med sot/røykpartikler og vanndamp, bidra til dannelse av røykskyer der cruiseskipene ferdes.

På bakgrunn av luftforurensingen cruiseskip og annen skipstrafikk skaper ble det, som nevnt i innledningen til rapporten, i 2018 vedtatt følgende av Stortinget:

Stortingets vedtak nummer 672: Stortinget ber regjeringen implementere krav og reguleringer til utslipp fra cruiseskip og annen skipstrafikk i turistfjorder samt andre egnede virkemidler for å sørge for innføring av lav- og nullutslippsløsninger i skipsfarten fram mot 2030, herunder innføre krav om nullutslipp fra turistskip- og fergeer i verdensarvfjordene så snart det er teknisk gjennomførbart, og senest innen 2026.

2.4.4 Støtteordninger for finansiering av landstrømsanlegg

Enova

Enova SF er et statsforetak og ble etablert i 2001. Statsforetaket ble opprettet for å bidra til omlegging av energiforbruk og energiproduksjon (Enova SF, 2019*b*). Enovas visjon er å oppnå varige markedsendringer for lavutslippssamfunnet. Siden oppstarten i 2001 har Enova bidratt til å realisere mer enn 7000 prosjekter med en total besparelse på over 22 TWh (Enova SF, 2019*b*).

Statsforetaket disponerer strategiske midler som er spesielt øremerket for utbygging av landstrømsanlegg i Norge. De siste 12 månedene har Enova tildelt 130 millioner kroner til 15 landstrømsrelaterte prosjekter, hvorav 50 millioner er tilegnet Bergen Havn (Enova SF, 2019*b*).

NOx-fondet

NOx-fondet ble stiftet i 2008 der 14 samarbeidende næringsorganisasjoner sammen med Klima- og Miljødepartementet signerte en miljøavtale om NOx. Dersom næringen betaler avgift til fondet, vil de få fritak fra den statlige NOx-avgiften (NHO, 2019*b*). I 2019 er den statlige NOx-avgiften på 22,27 kr per kilo NOx-utslipp (Skatteetaten, 2019), kontra 8,5kr lavsats for de som betalte inn til NOx-fondet (NOx-fondet, 2018). Medlemmer som betaler til NOx-fondet har mulighet for å få innvilget opptil 80% i støtte for NOx-reduserende tiltak. Landstrøm er et eksempel på et NOx-reduserende tiltak. Eventuell støtte blir ikke utbetalt før etter byggeperioden, når medlemmet kan vise til reelle reduksjoner i NOx-utslippet. Fra 2008 til 2019 har NOx-fondet støttet NOx-reduserende tiltak med 5,5 milliarder kroner (NHO, 2019*a*).

Enova og NOx-fondet har mulighet til å utdele støtte til samme prosjekter. Dersom Enova skal gi støtte som allerede har fått innvilget søknad av NOx-fondet, vil den utdelte støtten fra NOx-fondet vurderes som en del av driftens inntekt i kontantstrømmen (Enova SF, 2019*a*).

2.5 Lover og forskrifter

2.5.1 Energiloven

Formålet med energiloven er:

Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.(Energiloven, 2019)

I Energiloven omtales blant annet konsesjon, konsesjon på anlegg og områdekonsesjon:

Konsesjon

I følge Store Norske Leksikon er:

Konsesjon, tillatelse, godkjenning, bevilling, særlig en tillatelse av offentlig myndighet som etter lovgivningen er nødvendig for å sette i verk en virksomhet eller et tiltak, f.eks. kjøp av landbrukseiendom, bygging av kraftverk, etablering av oppdrettsanlegg eller igangsetting av visse andre slags næringsvirksomheter.(Falkanger, 2019)

Bedrifter som skal bygge ut kraftnettlinjer med spenningsnivå over 22 kV, trenger konsesjon for å få bygge. Det sendes da en søknad inn til NVE som etter Energiloven (2019) kan godta konsesjonssøknader. NVE vurderer om anlegget er ansett som samfunnsmessig fornuftig. Elektriske anlegg med spenningsnivå under 22 kV kommer innenfor områdekonsesjonen (NVE, 2019b). Anlegg som skal oppgraderes eller ombygges, som er innenfor konsesjonens rammer, krever ikke en ny konsesjon (NVE, 2019a). Saksbehandlingen avhenger av omfanget på anlegget det søkes om og deles inn i 3 ulike saksgangstyper; A, B og C (NVE, 2019a).

- **Saksgang A** tar for seg søknader om transformatorstasjoner, koblingsanlegg, kraftledninger kortere enn 15 km uansett spenningsnivå og kraftledninger under 132 kV uansett lengde. Kort forklart; alle nye anlegg som ikke er dekket av områdekonsesjonen. Dette er den minst omfattende saksbehandlingen og består av tre trinn; søknad og høring, vedtak/innstilling og evt. klagebehandling (NVE, 2016).
- **Saksgang B** behandler søknader som omfatter kraftlinjer lengre enn 15 km og fra og med 132 kV. Dette er en litt mer omfattende saksgang enn i saksgang A og inneholder dermed flere trinn. Tiltakshaver sender først en melding inn til NVE sender på høring. Videre fastsetter NVE et utredningsprogram med krav til konsekvensutredningen. Denne skal sendes sammen med konsesjonssøknaden som så skal på høring. NVE vurderer så søknaden og kommer med et vedtak/innstilling. Siste trinn er en eventuell behandling av en klage. (NVE, 2017d)
- **Saksgang C** tar for seg kraftledninger og anlegg med spenningsnivå over 300 kV (NVE, 2019a).

Konsesjon på anlegg

I følge Energiloven (2019) paragraf §3-1 skal det foreligge en konsesjon på anlegg for produksjon, omforming og fordeling av elektrisk energi. Dette vil si at hvis man skal produsere strøm, transformere spenninger eller fordele elektrisk energi, kan ikke disse anleggene drives, eies eller bygges uten at man har konsesjon.

Områdekonsesjon

Energiloven (2019) paragraf §3-2 sier at

"Innen et område kan konsesjon gis for bygging, eierskap og drift av anlegg for fordeling av elektrisk energi mellom spenningsnivåer som fastsettes av departementet."

Som nevnt over i avsnittet om konsesjon (2.5.1) kommer anlegg med spenningsnivå under 22 kV under områdekonsesjonen. Norge har delt sitt kraftnett opp i områder, hvor hvert område har én netteier som har fått "tildelt" områdekonsesjonen. Med områdekonsesjonen får netteieren retten til å bygge og drifte kraftnettet opp til og med 22 kV. (NVE, 2019b).

2.5.2 Strålevernforskriften

Strålevernforskriften (2019) sitt formål er: "*å sikre forsvarlig strålebruk, forebygge skadelige virkninger av stråling på menneskers helse og bidra til vern av miljøet.*" Her omtales blant annet ioniserende og ikke-ioniserende strålinger med tilhørende utredningsnivå. Forskjellen mellom disse to er strålingens frekvens. Ioniserende strålinger har høyere frekvenser enn synlig lys slik som røntgenstråling. Ikke-ioniserende stråling har lavere frekvenser enn synlig lys og strekker seg fra mikrobølger ned til ekstremt lave frekvenser. Vekselstrømmen i kraftnettet er i kategorien ikke-ioniserende stråling.

Magnetfelt

Formel for magnetisk flukstetthet er:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 \times I}{2\pi \times r} \quad (2.1)$$

hvor I er strømmen, μ_0 er en konstant for magnetisk permeabilitet i vakuum og r (radius) er avstanden mellom sentrum av lederen og beregningspunktet. Som man ser av formel 2.1 er det to variabler som er med å påvirke den magnetiske flukstettheten; strømmen og radiusen.

Dersom radiusen er konstant og strømmen øker, øker magnetiske flukstettheten. Strømmen vil igjen variere av spenningen og lasten. Dermed vil den magnetiske flukstettheten rundt en leder variere avhengig av lasten i kraftnettet. Rundt lederne til en kraftforsyning oppstår det magnetfelt. Størrelsen avhenger, som nevnt tidligere av strøm, avstand, antall ledere og hvordan magnetfeltene til lederne virker sammen. Strålevernforskriften (2019) §5 sier at menneskers eksponering av ikke-ioniserende stråling skal være så lav som god praksis tilsier. I merknaden til §5 beskrives at forskriftens krav anses å være oppfylt dersom årsgjennomsnittet for magnetfeltet ikke overskrider $0,4 \mu\text{T}$. En utredning av tiltak for å redusere

magnetfeltetnivået vil være nødvendig dersom magnetfeltets styrke overskrider utredningsnivået i nærheten av hus, skoler og andre oppholdssteder.

2.6 Analyse av kraftnett

2.6.1 Lastflytberegninger i Netbas

Lastflytanalyse er en grunnleggende analyse for studiet av kraftanlegg. Den utføres i normal, stabil drift og gir informasjon om hvordan lastflyten er i et anlegg. I Netbas studeres i hovedsak den reaktive- og aktive effekten som opptrer i kraftsystemet, men også tap og spenningsfall i knutepunktene er en sentral del av analysen.

For å foreta en lastflytanalyse i et maskenett, må topologisjekk og en etablering av ligningssystemet være utført. Deretter starter selve lastflytberegningen. Beregningen består av en iterasjonssprosess som innebærer estimat av nye tilstandsvariabler ved hjelp av en iterativ regneteknikk. Videre gjentas iterasjonsprosessen helt til forskjellen mellom alle beregnede aktive- og reaktive effektverdier i lastpunktene, og de spesifiserte aktive- og reaktive effektverdiene er mindre enn en bestemt toleranse. Når lastflytberegninger gjennomføres i Netbas er det hensiktsfullt å bestemme lasttilordning. I lasttilordningen kan man velge mellom tunglast eller lettlast. Tunglast simulerer den høyeste belastningen nettet kan påvirkes av og lettlast er den laveste lasten.

Henting av nett

I Netbas har Mørenett konstruerte modeller av hele området der de er netteier. Modellene inneholder nødvendig informasjon for å kunne utføre de stasjonære lastflytberegningene i høyspentnettet rundt planområdet. Maskenettet avgrenses og fordelingstransformatoren trinnes slik at nettet oppnår sitt opprinnelige spenningsnivå.

Ordinær lasttilordning

For å få best mulig resultater når det gjelder lastflytberegninger, er det viktig at man bruker en mest mulig korrekt last i de enkelte knutepunktene. Som ordinær lasttilordning bruker analyse verktøyet i Netbas, maksimum last i alle knutepunkter.

Sammenlagring

Ordinær lasttilordning vil ofte gi en alt for stor sum last i nettet. Dette kommer av at den maksimale lasten ikke inntreffer samtidig for alle lastpunktene, også kalt sammenlagring av last. I lavspentnettet er det spesielt viktig at sammenlagring av last tas hensyn til. Ved analyser i høyspent distribusjonsnettet forventes det at de ulike belastningene er ferdig sammenlagret.

Brukstid

Brukstimer defineres som forholdet mellom årlig produksjon/forbruk og maksimal ytelse (Rosvold and Hofstad, 2013). Brukstiden for et anlegg kan maksimalt være antall timer det er i et år; altså 8760 timer. Ved nettutvikling bruker nettselskapene en egen definert standard brukstid som vanligvis er satt mellom 3000 og 5000 timer. I Mørenetts programmer anvendes en brukstid på 4000 timer.

2.6.2 Mørenett sine funksjonalitetskrav

Mørenett AS krever at spenningen i distribusjonsnettet ikke er lavere enn 20 kV. Ved inn- og utkobling av produksjonsenheter i distribusjonsnettet skal ikke spenningspranget overskride $\pm 3 \%$.

2.7 Teknisk kunnskap

2.7.1 Temperaturpåvirkning

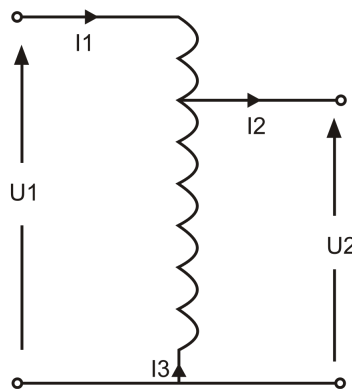
Skyis

Ved bygging av kraftlinjer som ligger 400 meter over havnivå, oppstår en utfordring i form av underkjølte skydråper. Dette er bittesmå dråper som er for små til at de kan falle. Når dråpene istedenfor treffer et legeme for eksempel en kraftlinje, fryser de og det dannes is. Isen kan bli over hundre kilo per meter på ledningsstrek som går 1000 meter over havnivå. (Sivle, 2017)

2.7.2 Transformatorer

Autotransformator

En autotransformator er en transformatorvariant der primær- og sekundærviklingen er galvanisk sammenkoblet. Det vil si at det bare er én vikling som består av minst tre terminaler. Dette resulterer i at fasevinkelen er lik null som et resultat av at viklingene er sammenslått (Sekaran, 2016). Hovedfordelen ved denne typen transformatordesign er at den kan være kostnadsbesparende, fordi den består av mindre materiell enn en tradisjonell 2-viklingstransformator. Den største ulempen ved en autotransformator, er at den ikke har den primære/sekundære viklingsisolasjonen slik en konvensjonell transformator har. Dette kan være en svakhet rent sikkerhetsmessig. (Sekaran, 2016) Transformatoren kan brukes til å øke spenningen i en lang overføringslinje for å kompensere for spenningsfall.

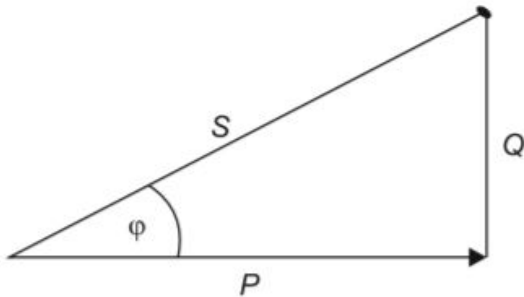


Figur 2.7: Enlinjeskjema for enfaset autotransformator (Gregers, 2008)

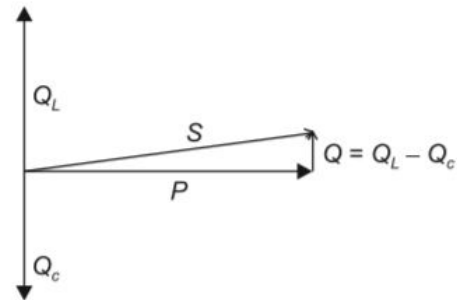
2.7.3 Fasekompensering

Kondensatorbatteri

En måte en kan kompensere for reaktivt spenningsfall i nettet er ved bruk av kondensatorbatteri. Et kondensatorbatteri er en rekke kondensatorer som er koblet sammen som et batteri for ønsket spenning og kapasitans (Csanyi, 2015). Reguleringsegenskapen gjør at kondensatorbatteriene kan være svært egnet for å korrigere effektfaktoren i et system. Dermed kan kondensatorbatterier fungere som spenningsforhøyende da det bidrar til å redusere den reaktive effektransporten over linjen.



Figur 2.8: Viserdiagram for effekt



Figur 2.9: Viserdiagram over hvordan kondensatorbatterier kan eliminere den reaktive effekten

Figur 2.9 illustrerer hvordan den tilførte reaktive effekten fra kondensatorbatteriet (Q_C) eliminerer ut den reaktive effekten forårsaket av induktiv last i nettet (Q_L).

2.8 Kostnadsberegning

2.8.1 Økonomisk teori

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten er den minste avkastningen en investor forventer å oppnå ved å investere i et prosjekt (SINTEF Energi AS, 2010a).

Analyseperiode

Den økonomiske analysen må gjennomføres over en bestemt tidsperiode. Denne tidsperioden kalles en *analyseperiode*. Analyseperioden og økonomisk levetid går i de fleste prosjekter over samme tidsperiode. Vanligvis gjelder 15-30 år for investeringer i kraftnett (SINTEF Energi AS, 2010a).

Teknisk levetid

Med teknisk levetid menes antall år anlegget forventes å fungere før det må skrotes grunnet for høye vedlikeholdskostnader. Teknisk levetid påvirkes av materialenes fysiske egenskaper, driftspåkjenninger samt ytre påvirkning (SINTEF Energi AS, 2010a).

Økonomisk levetid

Økonomisk levetid er den forventede levetiden hvor anlegget er økonomisk lønnsomt før det må foretas utskiftninger av utstyr (SINTEF Energi AS, 2010a).

2.8.2 Investeringskostnader

Under investeringskostnader ligger kostnader for utførelse av montasje, materiell, transport, grunnarbeid og tomteerverv. Investeringskostnader for et kraftanlegg kan brukes til å evaluere de forskjellige delene i et prosjekt og på denne måten bidra til beslutningsgrunnlaget. Til beregning av kostnadene tilknyttet bygging av en kraftlinje, kan man ta i bruk REN Planbok sin kostnadskatalog for regionalnett (SINTEF Energi AS, 2014). Denne planboken fokuserer på kraftnett fra 66 kV til 132 kV. Denne katalogen gir prisforslag basert på data innhentet i 2013 fra nettselskaper over hele Norge. I katalogen er det delt inn i kabelanlegg, luftledninger og nettstasjoner. Alle kostnadene er et gjennomsnitt av de innsamlede dataene fra nettselskaper. I noen av tabellene kan man hente ut prisforslag basert på tverrsnitt av kabel/line. Det er også tatt med kostnader på ombygning og rivning av kraftlinjer.

2.8.3 Tapskostnader

Tapskostnader kan defineres som kostnader forbundet med elektrisk tap. Mer nøyaktig kan man si at samfunnsøkonomisk riktig kostnadssetting av det elektriske tapet, bidrar til at Energilovens paragraf §1.2 blir ivaretatt. Med formelen fra *Planleggingsbok for kraftnett: Tapskostnader* (SINTEF Energi AS, 2019) kan man regne ut kapitaliserte tapskostnader:

$$K_{pekv} = \sum_{i=1}^n k_{pekv}(i)(1+p)^{-i} \quad (2.2)$$

der:

- K_{pekv} - Kapitalisert tapskostnad [kr/kW]
- r - Kalkulasjonsrente i desimaler
- i - År
- n - Antall år i kapitaliseringen

2.8.4 Anleggsbidrag

Dette er et tilskudd ved tilknytning av nye forbrukere til kraftnettet eller produsenter av elektrisk energi, men også ved oppgradering eller forsterkning av kraftnettet til eksisterende kunder (Askheim, 2018). Tilskuddet skal være med å dekke anleggskostnadene som nettselskapet påføres ved nybygging. Den som står ansvarlig for å betale anleggsbidraget er kunden som er avhengig av nybyggingen av nettet. For tilknytning til regionalnettet kan nettselskapet kreve anleggsbidrag fra forbrukere som har en avtalt kapasitet større enn 1 MW (Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier, 2019). I distribusjonsnettet kan nettselskapet kreve anleggsbidrag uansett avtalt kapasitet hos forbruker.

2.8.5 Avbruddskostnader

Ved en mulig utelatelse av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor forsyningsspenningen går under fem prosent av det avtalte spenningsnivået, karakteriserer

dette som et avbrudd. Avbruddene er delt inn i lange og korte avbrudd avhengig av om det er kortere eller lengre enn tre minutter. Avbruddskostnader er da de påløpende kostnadene avbruddet vil ha for eventuell sluttbruker. Avbruddskostnader og utregninger for dette er godt beskrevet i *Planleggingsbok for kraftnett; Avbruddskostnader*. (SINTEF Energi AS, 2012a)

Kapittel 3

Metode

I dette kapitlet beskrives hvilke metodiske fremgangsmåtergruppen har brukt for å få tilstrekkelig elektrisk effekt til Geiranger. Her beskrives hvordan gruppen har utført informasjonsinnhenting, utredningen av de forskjellige løsningene, ulike miljøvirkninger, tekniske analyser og økonomiske beregninger.

3.1 Prosjektorganisering

Prosjektgruppen har vært organisert med prosjektleder som har hatt overordnet ansvar. Prosjektlederen har hatt som arbeidsoppgaver å organisere møter med veileder, lage daglige gjøremål, og sette opp oversikt over aktiviteter. Uavhengig av prosjektleders arbeidsoppgaver, har gruppen praktisert en flat lederstruktur, hvor beslutninger og avgjørelser har blitt tatt i felleskap. Gruppemedlemmene har fordelt ansvarsområder ut fra antatt arbeidsmengde for å effektivisere arbeidet.

I prosjektperioden har det blitt avholdt møter med veileder når de har vært tilgjengelige. I møtene har prosjektgruppen presentert sin fremdrift, og fremlagt problemer eller nye løsninger på problemstillingen. Veileder har kommet med veiledning og forslag til endringer. Ved prosjektstart og forprosjekteringen, utarbeidet prosjektgruppen en prosjektplan. Et Gantt-diagram ble opprettet med utgangspunkt i prosjektplanen, som ga en oversikt over forventet tidsbruk og milepeler.

3.2 Data

Kvantitative- og kvalitative data til oppgaven er i hovedsak hentet fra Mørenett og Stranda Energi. Gruppen har hatt tilgang til Mørenetts interne datasystemer, hvor en har hentet nødvendige data. Fra programmet Netbas, som Mørenett anvender, finnes det en oversikt over

tilgjengelige kraftlinjer i området. Nødvendige nettoversikter og effektdata har blitt hentet fra databasen til Mørenett AS og Stranda Energi. Det er også kontaktet fagpersoner per mail og telefonsamtaler, som beskrives ved de aktuelle temaene i resultatdelen av rapporten.

Stranda energi har bidratt med informasjon om sitt kraftnett i Geiranger. Gruppen har mottatt enlinjeskjema og kartinformasjon med alle detaljer om høyspentnettet i Geiranger, samt energiforbruk. Informasjon om når kraftlinjene i Geiranger er bygget og når de sist ble oppgradert, er også utlevert. For estimering av effekt- og energibruk for cruiseskip, er data hentet ut fra andre aktører. Det er også hentet ut tabell for beregning av energipotensialet for cruiseskip, fra Enovas nettsider. Økonomiske beregninger og oversikter om kostnader er hentet fra REN-katalog og REN planleggingsbok (SINTEF Energi AS, 2014).

3.3 Programmer

Følgende program er brukt i prosjektet:

Overleaf



Overleaf, tidligere ShareLaTeX, er et online tekstbehandlingssystem utviklet av Digital Science. Programmet er spesielt utviklet for teknisk og forskningsbasert skriving. Tjenesten gjør det mulig å lagre og redigere dokumenter på nett, av flere brukere samtidig. NTNU studenter har gratis tilgang til Overleaf ved registrering av sin NTNU e-postadresse. I denne oppgaven er Overleaf benyttet for skriving og redigering av bachelorrapporten.

Microsoft office 365



Microsoft Office 365 er et utvalg av abonnementstjenester som tilbys av Microsoft, som en del av Microsoft-Office produktpakken.

Produktpakken inneholder flere skybaserte programvarer: Exchange Server, Skype for Business Server og SharePoint med flere. For utvikling

av rapporten, er SharePoint blitt brukt til deling av dokumenter og kilder, samt Skype for Business som kommunikasjonsenhet med veileder, når fysisk møte ikke har vært gjennomførbart. Av skriveprogrammer i produktpakken, ble PowerPoint brukt til presentasjon av oppgaven, og Excel brukt til beregninger, presentasjon av innsamlet data, elimineringsmetoden og vurdering av miljøvirkningene.

REN-katalog



REN, Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet AS, er et selskap som eies av 61 Nettselskaper som blant annet leverer RENblad, planbøker, verktøy og kunnskap (REN AS, 2019b). RENs "produkter" har fokus på å bidra til kostnadseffektivisering hos nettselskapene. Dette gjør de ved å lage bransjeretningslinjer og utvikle standardiserte metoder. De leverer også et prosjekteringsystem; *REN prosjektsystem*, som tillater å få ut priser på prosjekter ved å legge inn anleggsdeler (REN AS, 2019a). REN er en betalingstjeneste, som gruppen fikk tilgang til av Mørenett. REN er aktivt brukt som et oppslagsverk for utforming av grove kostnadsestimeringer til løsningene i konsekvensutredningen. I tillegg er RENs planbøker, brukt for å få en bedre oversikt over viktige hovedpunkt i planlegging av kraftnett og økonomiske beregninger. Under er det listet opp RENs planbøker og oppslagsverk som ble brukt aktivt i denne rapporten.

- *"Systematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett" (SINTEF Energi AS, 2012b)*
- *"Systematikk ved planlegging av kraftnett" (SINTEF Energi AS, 2010c)*
- *"Kostnadskatalog for regionalnett" (SINTEF Energi AS, 2014)*
- *"Grunnleggende økonomisk teori" (SINTEF Energi AS, 2010a)*
- *"Sentral, Regional- og Distribusjonsnett luft- Vedlikehold - Linjerydding" (SINTEF Energi AS, 2016)*

Powel Netbas



Powel Netbas er et digitalt database-system (GIS-basert), som gir en detaljert oversikt over kraftnettet til nettselskapet. Programmet er en sammensying av mange programmer, men har felles database hvor kart er smeltet inn. Netbas er benyttet til å hente tekniske data om kabler, generatorer, kraftlinjer og andre relevante komponenter i kraftnettet. Programmet har også god støtte for analyser av kraftnettet, og ble derfor brukt til lastflyanalyser. I denne oppgave er Netbas versjon 12.1.0580 brukt.

Norgeskart



Kartverket

Norgeskart er en gratis karttjeneste levert av Kartverket. Tjenesten har en rekke muligheter; blant annet er det mulig å finne eiendomsdata, turkart, stedsnavn, nød plakater, sykkelruter og stier. I tillegg gir Norgeskart mulighet for å tegne og måle i kart. Norgeskart er brukt for utklipp av kartområder, og til å måle distanser til de forskjellige traseene. Programmet er også benyttet til å lage høydeprofil av traseen (Kartverket, 2019).

NVE Nettanlegg



NVE Nettanlegg er en av karttjeneste, levert av NVE, som inneholder Norges kraftnett fra og med 22 kV. Tjenesten inneholder en mengde kartlag som kan legges til. Eksempelvis bratthetskart, innsjødatabase og vindkraft. I tillegg er det mulighet for å endre mellom flere forskjellige bakgrunnskart. Karttjenesten er brukt til å kartlegge plassering av eksisterende nett, samt ta ut topografi av områdene rundt Geiranger.

GisLink



GisLink er en online karttjeneste levert av fylkeskommunene i Møre og Romsdal og Trøndelag. Karttjenesten inneholder mange kartlag, og spiller på forbindelsen mellom GIS (geografisk informasjonssystem - kart) og faginformatjon (Trøndelag-fylkeskommune, 2017). I rapporten er GisLink

spesielt brukt til utarbeiding av miljøvurderinger. Data som er hentet ut, er blant annet informasjon om natur, kulturminner og landbruk. Deriblant fredede arter og vernede områder.

Norkart AS



Norkart AS er et norsk selskap som leverer geografiske

informasjonssystemer, blant annet det geografiske

informasjonssystemet kommunekart. Enkelte kommuner har innlagt

eiendomsinformasjon, reguleringsplaner, og godkjente bygg og tiltak. I tillegg er det mulighet for å måle og tegne i kartet, opprette ruteplanlegger, og se terrengprofil (Norkart, 2019a). I rapporten er kommunekart brukt til å måle og tegne områdeoversikt i kart. I tillegg er terrengprofilen brukt for å få oversikt over området.

Mareano



Mareano er en havbasert karttjeneste, utviklet av Statens kartverk, Norges geologiske undersøkelse og Havforskningsinstituttet. I programmet finnes informasjon om blant annet dybdeforhold, bunnforhold, naturtyper, og forurensning. Mareano er i denne rapporten benyttet til å få oversikt over

bunnforhold i aktuelle fjorder som skal krysses.

Naturbase



Naturbase er en karttjeneste levert av Miljødirektoratet. På samme måte som GisLink, finnes tilgjengelige kartlag med informasjon om blant annet kulturminner, vernede områder og naturmiljø. Naturbase gjør det også enkelt å finne frem til lovverk for aktuelle områder. I denne rapporten er Naturbase brukt i forbindelse med utarbeidelse av traséløsninger, miljøvurderingen og til å hente ut informasjon og lovverk for vernede områder.

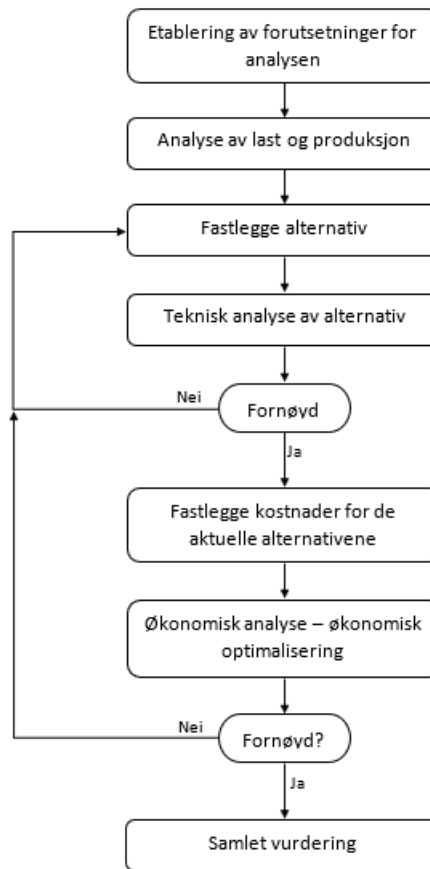
Krita



Krita er et gratis digitalt tegneprogram, tilgjengelig under "Open Source". Dette betyr at programmet er tilgjengelig for alle, med mulighet for å gjøre endringer i programvaren. Tegneprogrammet er blitt benyttet til å tegne traseene til kraftlinjene, som blant annet er hentet fra Norgeskart.

3.4 Planbok for planlegging av kraftnett

Som nevnt i innledningen (kapittel 1), skal både muligheten for oppgradering av eksisterende kraftnett, og muligheten for nytt kraftnett undersøkes. I jakten på erfaringsbaserte prosesser og beslutninger, er det valgt å se til RENs Planbøker: Systematikk ved planlegging av kraftnett (SINTEF Energi AS, 2010*d*) og Systematikk ved fornyelse av nett (SINTEF Energi AS, 2010*b*). I førstnevnte, er det laget en generell planleggingssystematikk. Denne består av 5 faser, og kan brukes blant annet til nettpanlegging.



Figur 3.1: Systematikk ved planlegging av kraftnett (SINTEF Energi AS, 2010c)

Under følger en beskrivelse av hovedpunktene fra planboken, vist i figur 3.1.

Etablering av forutsetninger for analysen

Bakgrunnen for nettplanlegging kan være et oppstått problem eller behov. Dette kan eksempelvis innebære løsning av et eksisterende nettproblem, eller nye sluttbrukere som har behov for nett. I denne delen av planleggingsfasen ønskes begrunnelse av motivasjonen, og tilgang på bakgrunnsinformasjon om den eventuelle utbyggingen. Nettområdet begrenses i en såkalt *systemavgrensning*. Det er også relevant å føre opp målsettinger, kriterier og restriksjoner til det forbedrede kraftnettet.

Analyse av last og produksjon

Ved analyse av last og produksjon, kan en fastsette om den eksisterende kraftlinjen er lett eller tungt belastet. Resultatene er viktige for beslutningene som skal tas videre i prosessen.

Fastlegge alternativ

Denne delen av planleggingsprosessen ser på hvordan dagens kraftnett fungerer, og hvilke alternative tiltak som kan gi en tilfredsstillende løsning.

Teknisk analyse av løsninger

Teknisk analyse av løsninger tar for seg den/de alternative løsningene som ble lagt til grunn for i forrige punkt, og analyserer hvordan kraftnettet «oppfører» seg. Analysene tar for seg en rekke viktige faktorer som lastflytanalyser, kortslutningsanalyser og pålitelighetsanalyser. Det er i tillegg aktuelt å foreta risikoanalyser, analyser som tester spenningskvaliteten, og dynamiske analyser som avklarer om kraftnettet tilfredsstillende kravene til stabilitet og lignende.

Er man fornøyd med resultatene fra den tekniske analysen, kan man gå videre til å fastlegge kostnader for de aktuelle løsningene. Dersom en ikke er fornøyd, må løsningen modifiseres, lages nytt eller forkastes.

Fastlegge kostnader for de aktuelle løsningene

Kostnad har en sentral rolle når det kommer til planlegging av kraftnett. Når man skal beregne kostnadene, skilles det gjerne mellom faste kostnader og driftsavhengige kostnader. Kostnader som kan være aktuelle i en slik analyse er investerings-, drifts-, og vedlikeholdskostnader. I tillegg kan det være aktuelt å beregne taps-, miljø-, og avbruddskostnader. Avhengig av prosjektet, er det ikke alltid alle kostnadselementene er like relevant.

Økonomisk analyse - økonomisk optimalisering

I denne fasen av prosjektet ønskes det å finne løsningene som er mest økonomisk å gjennomføre, forutsatt at løsningen er teknisk tilfredsstillende. Kostnadene analyseres over et gitt tidsrom (flere år), slik at alle eventuelle tiltak som må gjøres over tid inkluderes og kartlegges. Analysen skal være til hjelp for å forutse hvilke tiltak som må iverksettes, og når disse skal gjennomføres.

Samlet vurdering

Den samlede vurderingen tar utgangspunkt i de gunstigste økonomiske løsningene. I tillegg tas det hensyn til forhold som ikke kan prissettes, usikkerhet i innsamlede data og fleksibiliteten til løsningene. Ut i fra denne vurderingen, kan de ulike løsningene settes opp mot hverandre, og dermed komme frem til den løsningen som bør iverksettes. Denne legges frem sammen med tilhørende dokumentasjon og begrunnelse.

3.5 Planlegging av kraftnett til Geiranger

Planbok for planlegging av kraftnett (3.4) er brukt som utgangspunkt under oppbyggingen av denne rapporten, med noen små justeringer, slik at den er tilpasset rapportens avgrensninger beskrevet i avsnitt 1.3. Etter *fastleggingen av alternativene* benyttes en kvantitativ elimineringsmetode for å begrense antall løsninger for videre utredning til én. Videre er det også inkludert en vurdering av miljøvirkninger, for å fremheve problematikken ved bygging av kraftlinje i et verneområde. Økonomisk analyse - økonomisk optimalisering er ikke inkludert i denne rapporten (1.3).

To av hovedpunktene fra planboken er beskrevet i andre deler av rapporten. Etablering av forutsetninger ble gjort i første fase av rapporten og er allerede forklart i innledningskapittelet. Den samlede vurderingen tar utgangspunkt i oppgavens problemstilling (1.2), og vil i denne rapporten utføres avslutningsvis som en del av drøftings- og konklusjonsdelen.

3.5.1 Analyse av last og produksjon - Effekt- og energibehov

Effekt- og energibehov

For å beregne effektbehovet i Geiranger, er det nødvendig å ha kunnskap om den alminnelige forsyningen i Geiranger, i tillegg til å ta høyde for landstrøm til skip og lading av elektriske busser.

Effektforbruket til den alminnelige forsyningen kan fastsettes ved å studere timesverdiene for energiforbruket gjennom et helt år. Ved å lese av den høyeste timesverdien finner man det

maksimalt energiforbruket. Timesverdiene gir også mulighet til å illustrere bruksmønsteret, og kan hentes fra netteiers målestasjoner for det aktuelle området. For beregningen av det totale energiforbruket for den alminnelige forsyningen til Geiranger, kan årsforbruket til hver enkelt 2- og 3-viklingstransformator hentes fra netteier.

I tillegg skal cruiseskipenes effekt- og energibehov kartlegges. Effektbehovet kartlegges for å kunne benytte verdien videre ved dimensjonering av kraftlinje. Energiforbruket kan brukes av nettselskaper eller andre aktører til å utarbeide tariffen for senere inntjening av investering. Antall cruiseskip som ligger i fjorden i løpet av sesongen og antall timer, er en viktig parameter for effekt- og energibehovet. Cruiseanløp for 2018 og 2019 er hentet fra Stranda hamnevesen i vedlegg C og D. I vedleggene er det hentet ut antall cruiseanløp for å muliggjøre gjennomføring av et grovestimat.

Effektbehovet til forsyning av landstrøm til cruiseskip, vurderes etter størrelsesskala på de tre uttakene som skal legges til rette for. Før størrelsesskala fastsettes, er det nødvendig å gjøre et estimat vedrørende cruiseskipenes effektbehov. Ved bruk av metodetriangulering, kan det mest pålitelige resultatet finnes, før størrelsene på landstrømsuttakene defineres.

Metodetrianguleringens første segment er å beregne et grovestimat for cruiseskipenes effektbehov ved hoteldrift. Deretter sammenlignes verdiene med skjema for beregning av kWh-potensial fra Enova. Avslutningsvis sammenlignes verdiene fra grovestimatet og Enova, med funn fra tidligere landstrømsprosjekter. Den totale effekten for buss og båt hentes ut fra leverandører og rapporter som tidligere er blitt utført.

3.5.2 Fastlegge alternativ - Etablering av trasévalg

Fastlegging av alternativ er delt i to. Den første delen går ut på å se på hvordan dagens kraftnett fungerer, og hvilke alternative tiltak som kan gi en tilfredsstillende løsning. Den andre delen går ut på fastlegging av nye traséalternativ. Her er det praktisert idémyldring og tankekart, samt innhenting av informasjon. Etter møter med Mørenett, fikk gruppen kartlagt hvilke tilknytningspunkter for høyspent som finnes i området, og noen forslag til hvor det kunne vært aktuelt å føre en ny linjetrasé. Ut i fra denne informasjonen var det mulig å være kreativ med

hvor linjetraseene skulle gå for å tilføre elektrisk effekt til Geiranger. Idémyldring ble valgt fordi det var nødvendig å utforme et utvalg av muligheter, for å komme frem til den beste løsningen.

3.5.3 Elimineringsmetode

Under arbeidet med etableringen av trasévalg er et relativt stort antall løsninger blitt evaluert. For å redusere antall løsninger benyttes en elimineringsmetode. Elimineringsmetoden kan beskrives som en variant av en risiko og sårbarhetsanalyse. Forskjellen er at elimineringsmetoden ikke vurderer risiko og sårbarhet, men egenvalgte vurderingskriterier. Metoden utføres ved å liste opp en rekke vurderingskriterier som det skal tas hensyn til. I denne oppgaven er følgende vurderingskriterier valgt:

- Lengde av trasé
- Vertikalkurvatur
- Naturpåkjenninger
- Verneområder
- Tilfredsstillende effektbehov
- Realiserbar innen år 2026

Vurderingskriteriene tildeles et vektall mellom 1 og 5 som representerer prioriteringen av vurderingskriteriet, hvor 5 er veldig viktig og 1 er lite viktig. Under følger en beskrivelse av de ulike vurderingskriteriene.

Vurderingskriterier

Når vurderingskriteriene skal velges ut, tok gruppen utgangspunkt i grunnleggende forutsetninger som er aktuelle for utbygging av kraftforsyning i dette området. Det har blitt vektlagt å velge ut kvantitative kriterier for å prøve og gjøre reduksjonsprosessen mest mulig objektiv. Samtidig som fokuset ligger på å ta for seg kriterier som underbygger problemstillingen.

Lengde av trasé

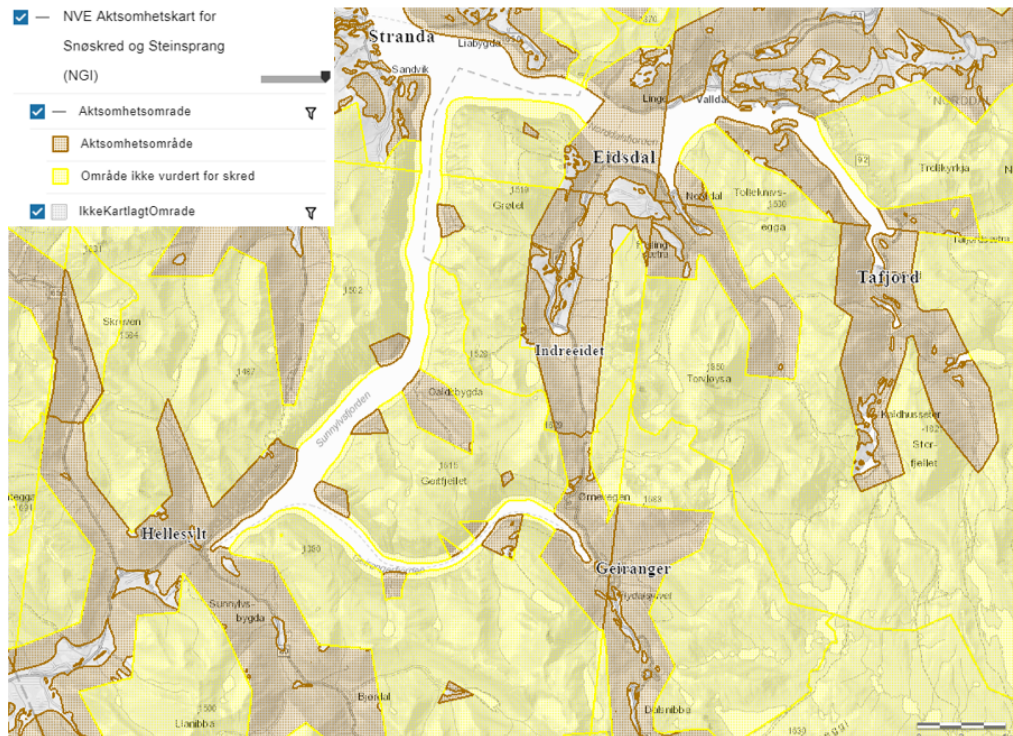
Når en kraftlinje skal bygges, er traseens lengde en viktig faktor. Lengden på kraftlinjen bidrar til å påvirke spenningsfall, økonomiske utgifter og vedlikehold. Fordi lengden på kraftlinjen innehar flere sammenfallende faktorer, vil dette kriteriet vektlegges høyt i elimineringsmetoden. Lengden til de forskjellige løsningene ble målt i Norgeskart (3.3). Denne målingen tar ikke hensyn til vertikalkurvaturen. Dermed blir lengden til kraftlinjen bare veiledende, siden oppgitte verdier er målt i luftlinje. *Lengde* er tildelt vekttall 4 siden det har så stor innvirkning på kostnaden til prosjektet.

Vertikalkurvatur

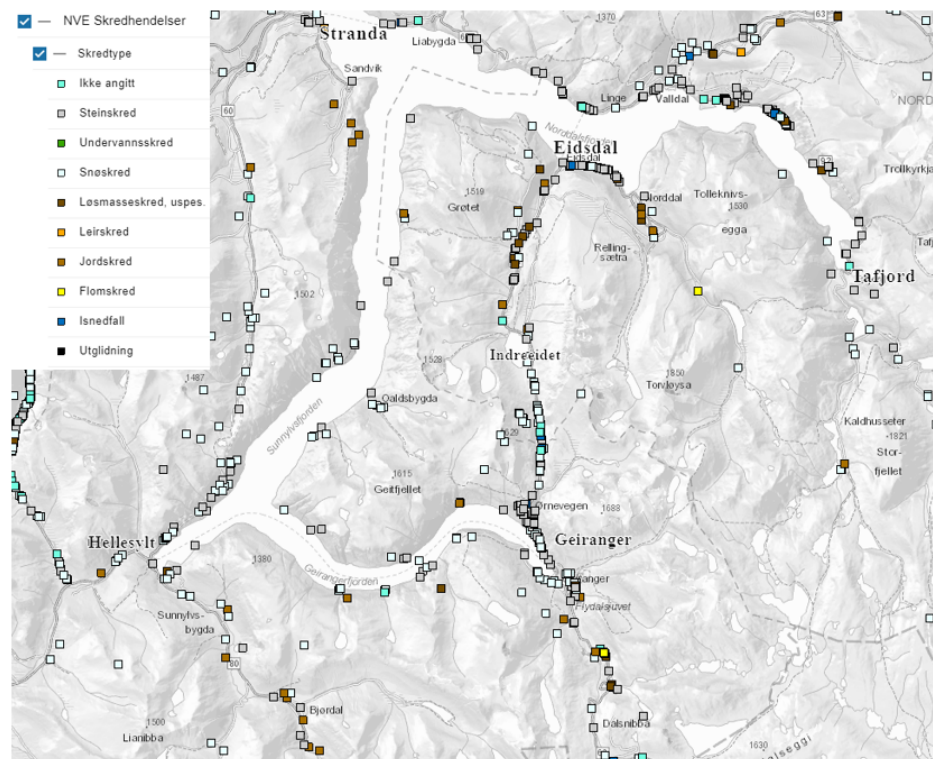
Møre og Romsdals topografi byr på mange og høye fjell, dype daler, og fjorder, noe som av og til gir bratte opp- eller nedstigninger for en kraftlinje. Hvordan en kraftlinje går mellom punkt A og B kan ha stor innvirkning på installasjonsarbeid, kostnader og slitasje på utstyret. Vertikalkurvaturen til løsningene er vurdert ut fra høydekurver langs traseene på land. I løsningene hvor sjøkabel er benyttet, er topografien vurdert ut ifra sjøkartdatabasen til Norgeskart. *Vertikalkurvatur* er tildelt vekttall 2, siden området tilsier at det er ulendt terreng nesten uansett løsning og dermed umulig å unngå.

Naturpåkjenninger

Topografien bringer også med seg utfordringer med ytre påvirkninger. Store deler av planområdet (2.3) er lokalisert innenfor NVEs aktsomhetsområde for snøskred og steinsprang (3.2). Andre faktorer som også påvirker trasévalget er skyis (beskrevet i avsnitt 2.7.1) og generelle naturpåkjenninger. For å vurdere de eventuelle påvirkningene, har vi studert NVEs kartdatabase (NVE, 2019c). Kartdatabasen inneholder en oversikt over aktsomhetsområder. *Naturpåkjenninger* er tildelt vekttall 4, grunnet de økte avbrudds- og vedlikeholdskostnadene, forårsaket av ytre påvirkninger.



Figur 3.2: Aktsomhetsområde for snøskred og steinsprang (NVE, 2019c)



Figur 3.3: Skredhendelser (NVE, 2019c)

Verneområder

Som nevnt i 2.4, er Geiranger på UNESCOs verdensarvliste, noe som medfører restriksjoner i det innlemmede verneområdet. Under vurderingen av løsningene, er oversiktskartet brukt for å få en oversikt over hvilke løsninger som krysser verneområdet. Siden bygging av kraftlinjer krever et visst inngrep i naturen, har synlighet blitt vektlagt høyt for dette vurderingskriteriet. *Verneområder* er tildelt vekttall 3, siden kraftforsyningen skal tilføres Geiranger dermed må alle løsninger gå innenfor verneområdet.

Tilfredsstillende effektbehov

For å kunne planlegge kraftforsyning, er et nøkkelpunkt å få oversikt over hvor mye effekt som trengs til forsyningspunktet. Effektbehovet kan variere avhengig av de lokale virksomhetene i området.

For å kunne vurdere dette uten å basere seg på kompliserte beregninger, tok gruppen kontakt med Jan-Egil Torvnes hos Mørenett. Han introduserte oss for to tommelfingerregler angående forholdet mellom effektuttak og spenningsnivå. Dette er veldig grove estimat, som baserer seg på opparbeidet erfaring gjennom mange prosjekt. Den ene måten går ut på å danne seg et bilde over omtrent ønsket effektbehov, og måle avstanden fra forsyningen. Dersom "ønsket" effekt er over 20 MW, og avstanden er over 20 km, vil dette være indikatorer som tilsier at 22 kV ikke vil være et tilstrekkelig spenningsnivå. 132 kV skal erfaringsmessig kunne levere opptil 200 MW.

Den andre måten krever at kabelens tverrsnitt og strømføringssevne er kjent. Det er også vanlig å regne med at man maksimalt bruker 80 % av strømføringssevnen til kabelen. Fra kjent teori, har man at $P = I * U$. I dette tilfellet blir strømføringssevnen [I], og med et trefasenett blir spenningsleddet [U] ganget med $\sqrt{3}$. Dermed får man formelen:

$$P = I * 0.8 * U * \sqrt{3} \quad (3.1)$$

Dette gir en indikasjon på hvor stor effekt kabelen kan overføre. Med utgangspunkt i problemstillingen, har vurderingskriteriet *Tilfredsstillende effektbehov* fått vekttall 5.

Realiserbar innen år 2026

Med utgangspunkt i Stortingets klimastrategi (Stortinget, 2017), om nullutslipp i verdensarvfjordene innen 2026, ble dette et naturlig vurderingskriterium. Vurderingen er gjort ved å sette seg inn i teknologien og faktorene som er nødvendig, for å kunne realisere løsningene. Det er også benyttet aktuelle reguleringsplaner, konsesjonssøknader, planlagte og påbegynte utbygginger. "Realiserbar innen år 2026" er tildelt vektall 5 siden kraftlinjen er nødt til å kunne være realiserbar innen 2026 for å oppfylle Stortingets vedtak.

Poengtildeling

Vurderingskriteriene er vist i tabellen under:

Tabell 3.1: Tabell for elimineringsmetoden med vektall på en skala fra 1-5

Elimineringsmetode		Løsninger			
Kriterier	Vektall	Alternativ 1		Alternativ 2	
		Poeng	Kommentar	Poeng	Kommentar
Lengde	4				
Vertikalkurvatur	2				
Naturpåkjenninger	4				
Verneområder	3				
Dekker effektbehov	5				
Realiserbar innen år 2026	5				
SUM:					

Deretter vurderes de alternative løsningenes egenskaper med en poengskala fra 1- 10, hvor 10 er fullstendig tilfredsstillende for det gitte vurderingskriteriet, og 1 er ikke tilfredsstillende. I tillegg er det lagt til en kort kommentar på hva som løfter eller degraderer løsningen. Når man skal vurdere løsningene sin totale grad av tilfredsstillelse, multipliseres vektallet med løsningens poeng. Deretter summeres poengkolonnen og den løsningene rangeres etter høyest oppnådde poengsum. Løsningen som har fått høyest sum er regnet som den mest gunstige løsningen.

Tabell 3.2: Tabell for vurdering av løsninger, gitt på en skala fra 1-10. Det som skiller for eksempel en 7 fra en 8 er små nyanser som blir trukket frem i kommentar i tabellen 3.1

Poeng	Vurderingsuttrykk
1 - 2	Ikke tilfredsstillende
3 - 4	lite tilfredsstillende
5 - 6	Ikke aktuelt/tilfredsstillende
7 - 8	Meget tilfredsstillende
9 - 10	Fullstendig tilfredsstillende

3.5.4 Vurdering av miljøvirkninger

Vurdering av miljøvirkningene av et anlegg, handler om å vurdere og beskrive de samfunns- og miljømessige påvirkningene en løsning har i området. En slik vurdering, kan føre til at løsningens innvirkning på samfunn, naturressurser og miljø blir tatt hensyn til allerede i planleggingsfasen. Den vanlige saksgangen er, som nevnt i 2.5.1, at det sendes inn melding til NVE. Meldingen inneholder en vurdering av tenkelige virkninger på omgivelsene. Med utgangspunkt i problemstillingen (1.2), er det ønskelig å se på miljøvirkningene en linjetrasé påfører området. For å velge ut relevante vurderingskriterier, er det tatt utgangspunkt i tema som kan være aktuelle i en senere konsekvensutredning. I Forskrift om konsekvensutredninger (2019) §21, beskrives temaer som omfatter samfunn og miljø som i en konsekvensutredning. Basert på tidligere meldinger innsendt til NVE, er det valgt å bruke punktene under. Listen tar for seg temaer som anses å være aktuelle for denne oppgaven.

- Landskap
- Kulturminner, kulturmiljø og kulturarv
- Friluftsliv og hytter
- Naturmiljø
- Reiseliv og turisme
- Naturressurs
- Nærføring, bebyggelse og elektromagnetiske felt

Temaer til miljøvurdering

Landskap

For å kunne si noe om landskapet i et område, er en mulighet å se på hvilke typer landskapsregioner som finnes innenfor det bestemte området. Norsk institutt for bioøkonomi (NIBIO), disponerer et nasjonalt referansesystem for landskapsregioner med tilhørende forklaringer (Puschmann, 2005). I tillegg til landskapsregioner, er det ønskelig å få innblikk i landskapets høydeforandringer. Ulike karttjenester har utviklet verktøy for utforming av terrengprofilkurve. Norkarts (Norkart, 2019b) karttjeneste "Kommunekart" er en av karttjenestene som tilbyr dette.

Kulturminner, kulturmiljø og kulturarv

I følge Vegdirektoratet (2018) og Statens Vegvesen omfatter kulturminner, kulturmiljø og kulturarv sporene etter menneskers virksomhet gjennom historien. Ved å innhente kunnskap om områdene som kan bli berørte kan det tas forhåndsregler, som bidrar til å ta vare på kulturarven og kulturminnene. For å hente inn kunnskap om det aktuelle traséområdet, kan blant annet den regionale kulturminneforvaltningen og riksantikvaren benyttes. Det er også mulig å anvende kartinformasjon i karttjenestene GisLink eller Naturbase. Karttjenestene innehar forskjellige kartlag som viser aktuelle områder med detaljer om vernede områder, samt nøyaktig plassering av kulturminner, SEFRAK bygninger og arkeologiske funn.

Friluftsliv og hytter

Miljødirektoratet definerer friluftsliv som følgende:

Å drive friluftsliv er å oppholde seg eller drive med fysisk aktivitet i naturen. Det kan være i skog og mark, på fjellet eller ved kysten – eller i parker, på turveier og andre grønne områder i byer og tettsteder. (Miljødirektoratet, 2019a)

For at den norske friluftstradisjon skal ivaretas, er det viktig å ta hensyn til friluftslivet når det planlegges en stor utbygging. Kommunene har hovedansvaret for at friluftsområdene blir tatt vare på ved gjennomgang av arealplanleggingen av kommuneområdene (Miljødirektoratet, 2019a). Når det skal bygges en ny kraftlinje, er det viktig kartlegge statlige sikrede

friluftsområder og på best mulig måte unngå utbygging i disse områdene. Dagens bruk av områdene må beskrives, og det skal foretas en vurdering av hvordan utbyggingen vil påvirke dagens bruk av friluftsområdene. I tillegg undersøkes det for hytter innenfor traséområdet.

Naturmiljø

Ved vurdering av naturmiljø undersøkes ulike naturforekomster, prioriterte arter og naturtyper. Det skal kun registreres forekomster der traseen direkte berører, eller områder som ligger i umiddelbar nærhet. Fra kart i Naturbase, med kartlag for naturtyper, kan det undersøkes hvilke naturforekomster som ligger i traseen. Det skal registreres hvordan forekomstene påvirkes, og beskrives hvilke typer dette er. Med kartlag for arter av nasjonal forvaltningsinteresse, registreres diverse fuglearter og sopparter. Ved hjelp av kart fra Norgeskart (Kartverket, 2019) og høydeprofil, registreres det hvilke naturtyper som finnes langs traseen.

Reiseliv og turisme

Reiseliv og turisme er tema som er veldig områdespesifikt. Hvorfor et område har stor andel turisme kan være ulikt fra område til område. Ofte har områder med en stor andel turisme en næringsvirksomhet rundt turisme som står sterkt. Dette kan man for eksempel se av de mange hotellene og campingplassene i Geiranger (Thorsnæs, 2015). Under vurderingen av reiseliv og turisme, undersøkes det hvordan turister reiser til Geiranger og hva som er grunnen til at så mange turister velger nettopp Geiranger.

Naturressurs

Det skal identifiseres og registreres områder som innehar landbruk, skogbruk, reindrift, fiske, vannressurser, løsmasser og mineraler. Naturressursene skal identifiseres ved undersøkelse i kart. Det registreres kun de tilfellene av naturressurser som er nærliggende, eller som traseen direkte berører.

Ved undersøkelse av landbruk og skogbruk benyttes karttjenesten Naturbase. Kartlaget *Arealressurser N5*, brukes for å fastlegge skogsområder og dyrket mark. Det registreres parallelt med linjetraseen hvilken kvalitet skogen er av, samt hvor egnet den er til skogbruk. Boniteten

til skogen rangeres fra lav til særs høy. For landbruk, registreres hvilke typer områder som påvirkes. Landbruksområdene er delt inn i tre grupper; fulldyrka jord, overflatedyrka jord og innmarksbeite.

For registrering av reindrift eller reinbeiteområder benyttes også Naturbase, med kartlaget *villrein*. Deretter fastlegges hvor store deler av kraftlinjen som påvirker, eller krysser områdene.

Til undersøkelser av fiskeområder, benyttes det kart fra fiskeridirektoratet (Fiskeridirektoratet, 2019) for å fastslå områder med stor nytteverdi for fiskerinæringen.

Vannressurser undersøkes ved kart fra Norges geologiske undersøkelser (Norges geologiske undersøkelse, 2019), med kartlaget nasjonal grunnvannsdatabase. De mest nærliggende grunnvannskildene og drikkevannskildene skal lokaliseres. Lokalisering og undersøkelser av løsmasser og mineraler, eksempelvis sand og grus, utføres også med kart fra Norges geologiske undersøkelser.

Nærføring og bebyggelse og elektromagnetiske felt

Det er undersøkt hvilken avstand fra kraftlinjen som må til, for å komme under utredningsnivået for magnetfelt på $0,4 \mu\text{T}$, satt av Statens Strålevern (2.5.2). I undersøkelsen foreligger det hvilke type bygninger, antall bygninger og avstanden til kraftlinjen. For en nærmere beregning av avstanden som er nødvendig for å komme under utredningsnivået, er RENs program "TESLA 2012" benyttet. Programmet krever fire inngangsparametre; gjennomsnittsstrømmen, fasevinkel, faseavstand og høyde på masten.

Gjennomsnittsstrømmen beregnes på følgende måte:

1. Finne energiforbruket

$$\text{Energiforbruket} = P_{\text{overført}} \times \text{Brukstimer} \quad (3.2)$$

Brukstimene er satt til å være lik 4000 timer (2.6.1).

2. Finne gjennomsnittseffekten overført over en time

$$P = \frac{\text{Energiforbruket}}{\text{Antall timer i et år}} \quad (3.3)$$

Antall timer i et år er 8760 timer.

3. Finne gjennomsnittsstrømmen gjennom året

$$I = \frac{P}{U \times \sqrt{3}} \quad (3.4)$$

3.5.5 Teknisk analyse

Fra RENs planleggingsbok 3.4, skal det i den tekniske analysen primært utføres lastflytanalyse. Lastflytanalysen er det mest sentrale verktøyet for nettytelse ved normal drift. Av den grunn utelates kortslutningsanalyse, pålitelighetsanalyse, risikoanalyse, spenningskvalitetsanalyse og dynamisk analyse.

Lastflytanalyse

En lastflytanalyse skal utføres for det eksisterende nettet, en oppgradering av det eksisterende nettet i Geiranger og løsningen som ble med videre fra elimineringsmetoden. For å foreta lastflytanalysen, må nettet som skal analyseres være komplett modellert og avgrenset i Netbas. Nødvendige lengder og kabel-/linetyper må være fastsatt for løsningen. Den aktuelle lasten for løsningen legges også inn i det modellerte nettet. Analysen gjør det dermed mulig å se nettets ytelse og gir et klart bilde av hvordan lastflyten i området er ved ulike lastforhold. Netbas kartlegger aktiv og reaktiv effektlyt, spenningsforhold og aktive tap. Utførelsen i Netbas innebærer belastningsgrad, spenningsfall og tap. Videre informasjon om verktøyene og standardiserte verdier benyttet i Netbas er vist i vedlegg B.

For å foreta en nøyaktig teknisk analyse av eksisterende linjer, er enlinjeskjema over nettet i Geiranger nødvendig å innhente fra netteier. Enlinjeskjemaet kan deretter implementeres i Netbas og gir en oversikt over linjer, transformatorer og avgangslaster i hele Geiranger. Dette gjøres i modulen *nettutvikling* som gir mulighet for senere etterprøving. Øvre spenningsgrense

er settes til 24 kV og nedre er settes til 20 kV, som vist i vedlegg B. Analysen utføres konsekvent i tunglastsituasjon for stadfesting av den reelle utfordringen med spenningsfall ved maks last. Latflytanalysen kan kartlegge behov for kompensering av eksisterende kraftnett.

For transformatorer blir merkestrømmen beregnet ut fra merkeytelse og merkespenninger. Det er predefinert i Netbas at ved beregning av belastningsgrad for transformatorseksjoner, tas det bare hensyn til transformatorobjektet, og ikke eventuelle brytere eller sikringer i seksjonen.

Spenningsfall

Etter foretatt lastflytanalyse vil spenningsfallet i nettet være en viktig indikator på hvor stort omfanget av tap og effektflyt er i en tunglastsituasjon. Spenningsfallet måler forskjellen mellom sendersiden og mottakersiden i det elektriske nettet. I Netbas kan dette bli representert i en graf fra et endepunkt til et annet. I *analyse*-modulen foretas måling av spenningsfallet fra samleskinne ved kraftstasjonen i Tafjord ned til endepunktet i Geiranger.

3.5.6 Fastlegge kostnader for aktuell løsning - økonomiske beregninger

Beregning av investerings- og tapskostnader brukes ofte ved dimensjonering av kraftnett. På grunn av dette og fra rapportens begrensninger, vil gruppen fokusere på etablering av investerings- og tapskostnader. De respektive kostnadene danner et kostnadsgrunnlag for rapporten. Kostnader som er avhengig av driftsmessige forhold, slikt som miljø-, avbrudds-, flaskehals-, drifts- og vedlikeholdskostnader, vil ikke bli inkludert i denne rapporten.

Investeringskostnader

Investeringskostnader inngår i utbygging av en ny kraftlinje. I avsnitt 2.8.2 beskrives hva som inngår i investeringskostnadene. Disse vil være med å dekke de utgifter for blant annet materialer og arbeidskraft som går med til å bygge den nye kraftlinjen. Ut fra de tekniske analysene, vil man få informasjon om hvilke typer kabler og liner, og tverrsnitt som kan benyttes. I *Planbok: kostnadskatalog for regionalnett* (SINTEF Energi AS, 2014) hentes enhetspriser (priser for totalt arbeid og materiell, per kilometer) for forlegningsmåten i det aktuelle området. Mørenett har også delt sine erfaringsdata fra tidligere prosjekter, som også

inneholder enhetspriser på flere kabeltyper, luftlinjer og forskjellige spenningsnivå. For andre forlegningsmåter utenom kostnadskatalogen og Mørenett sine data, kan REN sitt prosjektsystem benyttes (REN AS, 2019a). Når de aktuelle enhetsprisene er bestemt, multipliseres disse med lengden til anleggsdelen. En feilmargin på fem prosent legges inn for at uventede kostnader skal kunne dekkes. Til slutt vil man stå igjen med et grovestimat av den totale prisen for utbyggingen av kraftlinjen.

Tapskostnader

Lastflytanalysen i Netbas danner også grunnlag for innhenting av tapsdata. Tapskostnadene blir beregnet i tunglastsituasjon, og analyseperiode settes til 40 år. Overflødig nett er utkoblet for tapskostnader direkte knyttet til den nye linjen. Kalkulasjonsrenten og priser settes i forhold til verdier allerede registrert i Netbas, eller ved hjelp av tabeller fra *REN planleggingsbok for kraftnett; tapskostnader* (SINTEF Energi AS, 2019).

Kapittel 4

Resultat

Resultatdelen inneholder en beskrivelse av effektbehovet, oppgradering av eksisterende kraftlinje og en introduksjon av de forskjellige løsningene. Videre gjennomføres en kvantitativ elimineringsprosess som reduserer antall løsninger til én. En videre utredning av løsningen omfatter en vurdering av miljøvirkningene, i tillegg til teknisk analyse og økonomiske beregninger.

4.1 Effekt- og energibehov

I dette delkapittelet skal effekt- og energibehovet for alminnelig forsyning, cruiseskip og elektriske busser beregnes. Effektbehovet er en viktig parameter for videre dimensjonering av anleggene. Kartlegging av cruiseskipenes energibehov, kan bli en viktig faktor for senere utarbeiding av tariffer.

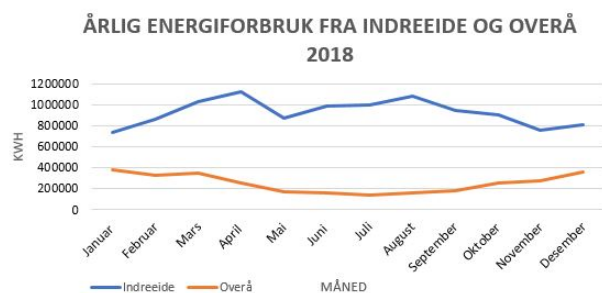
4.1.1 Alminnelig forsyning

Bruksmønsteret i Geiranger

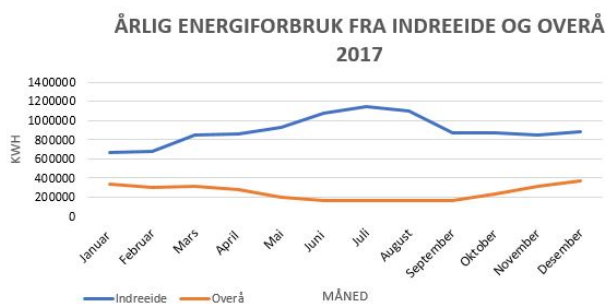
Geiranger skiller seg ut fra andre like grisgrendte bygder i Norge med sitt mangfold av turister i sommermånedene (Visitnorway, 2019). En gjennomsnittlig bygd med et gjennomsnittlig forbruk, vil gjennom sommeren bruke langt mindre energi per husstand, enn om vinteren. Dette kommer av at behovet for oppvarming ikke er like stort om sommeren. I Geiranger åpner både restauranter, hoteller, butikker og campingplasser for sine gjester i turistsesongen. Med andre ord, er spenningen lavere om sommeren, når nettet er høyt belastet, enn om vinteren, når det er lavt belastet.

For å illustrere bruksmønsteret, sammenlignes energiforbruket registrert i målestasjonen ved Overå og ved Indreeide. Overå er tilkoblet til Liabygda, som er en bygd med tilsvarende

størrelse, i samme kommune. I motsetning til Geiranger, som et turist- og verdensarvområde, er Overå-Liabygda mer eller mindre upåvirket av turiststrømmen. Bruksmønsteret ved Indreeide og Overå i figur 4.1 og 4.2, er utformet av en oversikt over energiforbruket gjennom hele året, ved de forskjellige målestasjonene. Oversikten fra Mørenett, er presentert i vedlegg "Bruksmønster Geiranger-Overå 2017-2018", som ligger vedlagt i separat mappe.



Figur 4.1: Energiforbruk 2018



Figur 4.2: Energiforbruk 2017

Figur 4.1 og 4.2 viser differansen mellom det målte energiforbruket ved Indreeide og Overå i 2018 og 2017. Den blå grafen, som representerer bruksmønsteret i Geiranger, viser også at maksimaleffekten av forbruket stort sett finner sted i sommermånedene.

Effekt- og energibehovet i Geiranger

Fra Stranda Energi AS, har vi på forespørsel mottatt teknisk informasjon om hver enkelt transformator der nettselskapet er netteier i det gitte området. Dette gjelder strekningen fra og med Indreeide, til og med endepunktet i Geiranger. I vedlegg E finnes transformatoridentifikasjon, sekundær merkespenning, sekundær merkestrøm og årsforbruk oppgitt for alle atten transformatorer i området. Det samlede årsforbruket for alle 2- og 3-viklingstransformatorene er 10,21 GWh.

Vedlegg "Bruksmønster Geiranger-Overå 2017-2018" viser energiforbruket per time gjennom hele 2017 og 2018, avlest ved Indreeide. Den høyeste timesverdien for energiforbruket identifiserer den maksimale effekten for det gjeldende året. Dermed ble det den 17. juli 2017, i time 22, målt en maksimaleffekt på 2,3 MW. Den 22. august 2018 var maksimaleffekten målt til 2,1 MW i time 22. Effektverdiene samsvarer dermed med grafene 4.2 og 4.1.

Videre i rapporten anvendes verdien 2,3 MW for alminnelig forsyning. Det vil ikke foretas en ytterligere tilnærming av effektbehovet for alminnelig forsyning, ettersom effektbehovet for et cruiseskip i hoteldrift kan bli opptil 18 MW (Bergen og Omland Havnevesen, 2018). Dermed vil cruiseskipene utgjøre størst del av den dimensjonerende effekten.

4.1.2 Cruiseskip

Hvert år besøker mellom 150 - 222 cruiseskip Geiranger (Stranda havnevesen, 2019). Antallet cruiseanløp i 2018 var 187. I 2019 er det bestilt 222 cruiseanløp. Fra tabellene «Cruise calls», innhentet fra Stranda Havnevesen i vedlegg C og D, vil antall cruiseskip i Geiranger variere fra 1-3 per dag. Cruiseanløpene forekommer fra starten av mai måned til og med september.

Ved beregning av energiforbruket brukes de gjennomførte cruiseanløpene i 2018 som utgangspunkt. Det er ut fra denne tabellen estimert en sammenlagt liggetid på 1305 timer, for alle de 187 cruiseskipene. Det er trukket fra en halv time ved liggetiden for hvert skip til inn- og utkobling.

Grovestimat av effektbehov til hoteldrift

For å få et inntrykk av hvor mye effekt som trengs til hoteldrift, velges tre ulike skip ut fra cruiseskipsanløpene til Geiranger i 2018 (vedlegg C). For at beregningen skal være mest mulig representativ velges MSC Meraviglia, Viking Sky, og AIDA Sol. Skipene er valgt ut i fra spredning i størrelse og fordi de har flere enn ett anløp i Geiranger i løpet av en sesong. MSC Meraviglia er også valgt fordi det er det største skipet, i bruttotonn, som anløp Geiranger i 2018.

For å finne en tilnærming for et grovestimat av effektbehovet til hoteldrift, tok gruppen kontakt med skipsbyggingskonsernet Kleven. Kontaktperson Arve Drønnen, forklarte at skipets effektbehov ved hoteldrift kunne grovt estimeres på følgende måte:

$$\text{Effektbehov} = (\text{Hovedmotor} - \text{Propulsjon}) \times 0,7 \quad (4.1)$$

Differansen mellom hovedmotor og propulsjon multipliseres med en faktor på 0,7, siden det ikke er realistisk at all resterende effekt vil gå til hoteldrift. Med formelen over tas det høyde for

at 30% av total effekt fordeles:

- til reservekapasitet
- til drift av støttefunksjoner for hovedmotor, eksempelvis pumper, maskinromsventilasjon, kompressorer etc.

Prosentandelen er et overslag, og vil i virkeligheten variere avhengig av skip og design på hovedmotorkonfigurasjon. Den tekniske informasjonen til skipene er hentet fra følgende kilder; MSC Meraviglia (Scheepvaartwest, 2019), Viking Sky (Vadset, 2017) og AIDAsol (Ship Technology, 2019).

Tabell 4.1: Grovestimat for effektbehov til hoteldrift av skip i ulik størrelse. Effektbehovet er estimert til 70% av differansen mellom hovedmaskin og propulsjon. Størrelse er definert i bruttotonn.

Cruiseskip	Ytelse			
	Bruttotonn [t]	Hovedmaskin [kW]	Propulsjon [kW]	Effektbehov [MW]
MSC Meraviglia	167 600	63 600	38 400	17,64
AIDAsol	71 304	36 000	25 000	7,7
Viking Sky	47 800	23 520	14 500	6,3

Tabell 4.1 gir et grovestimat av forventet effektbehov til hoteldrift av cruiseskip i forskjellige størrelser. Som tabellen viser, varierer effektbehovet fra 6,3 MW til 17,64 MW. Det presiseres at MSC Meraviglia er et av de største cruiseskipene i verden (Cruises, 2019), og vil derfor ha et langt høyere effektbehov enn andre skip som anløper i Geiranger.

Enova

Statsforetaket Enova SF (se 2.4.4), bruker et skjema for å beregne cruiseskipenes kWh-potensial. Skjemaet benyttes til søknad om støtte til landstrøm for skip i norske havner. I skjema, lagt til i vedlegg F implementeres antall liggetimer til kai fordelt etter størrelse på skipene i bruttotonn(GT). På grunn av at hvert enkelt cruiseskips effektbehov i havn er ukjent, benyttes *Metode 2* i Enovas beregningsskjema. se vedlegg F.

Tabell 4.2: Totalt antall liggetimer [h/år] fra Enovas skjema for beregning av kWh-potensial, hvor GT representerer bruttotonn.

Skipskategori / Størrelse	<= 999	1000 - 4 999	5 000 - 9 999	10 000 - 24 999	25 000 - 49 999	50 000 - 99 999	>= 100 000	Total
	GT	GT	GT	GT	GT	GT	GT	
Totalt antall liggetimer [h/år]*								
09. Passasjer			66	119	261	616	245	1 305
Total			66	119	261	616	245	1 305

Etter totalt antall liggetimer er beregnet i tabell 4.2, blir energiforbruket for hver størrelsesgruppe summert og lagt sammen, som vist i tabell 4.3.

Tabell 4.3: Estimert totalt energibehov i havn [kWh/år] fra Enovas skjema for beregning av kWh-potensial, hvor GT representerer bruttotonn.

Skipskategori / Størrelse	<= 999	1000 - 4 999	5 000 - 9 999	10 000 - 24 999	25 000 - 49 999	50 000 - 99 999	>= 100 000	Total
	GT	GT	GT	GT	GT	GT	GT	
Estimert totalt energibehov i havn [kWh/år]								
09. Passasjer			17 785	67 554	311 530	1 292 373	711 984	2 401 225
Total			17 785	67 554	311 530	1 292 373	711 984	2 401 225

Ved benyttelse Enovas skjema for beregning av landstrøm, blir det totale energibehovet 2,4 GWh/år. Når det totale energibehovet deles på cruiseskipenes totale antall liggetimer, blir effektbehovet:

$$P = \frac{2,4GWh}{1305h} = 1,84MW \quad (4.2)$$

Likning (4.2) viser at ved bruk av Enovas metode vil skipene få et gjennomsnittlig effektbehov på 1,84 MW per skip. Sammenlignet med grovestimatet gjort i avsnittet over, er forskjellene i verdiene store.

For å vurdere om energi- og effektbehovverdiene kan brukes, er det hensiktsmessig å gjøre en sammenligning med en annen havn.

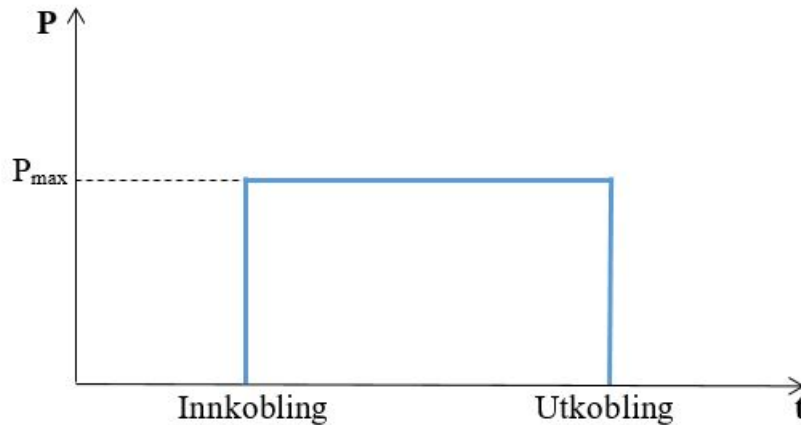
Sammenligning med Danske Havn

I Danske Havns rapport (CMP et al., 2015), vises det til et energiforbruk på 17 GWh for 300 cruiseskip. Dette gir et gjennomsnittlig energiforbruk på 56,67 MWh per skip. Ved å multiplisere energiledet med antall skip, blir det totale energiforbruket for cruiseskip i Geiranger 10,6 GWh. På denne måten, kan vi regne oss frem til et grovestimat for cruiseskipenes gjennomsnittlige brukte effekt i hotelldrift:

$$P = \frac{\text{Energiforbruket}}{\text{Liggetimer}} = \frac{10,6GWh}{1305h} = 8,1MW \quad (4.3)$$

Dette gir en effekt på 8,1 MW per skip. Rapporten ((CMP et al., 2015)) konstaterer at typisk effektbehov for cruiseskip med hotelldrift, er mellom 7-11 MW. Dette samsvarer med det utregnede effektbehovet i likning 4.3.

Ut fra beregningene som er gjort, blir det et stort spenn mellom resultatet fra Enova og de to andre beregningsmetodene. For å følge opp og sikre forsvarlige verdier, valgte gruppen å se etter tidligere estimat av cruiseskips effektbehov. Beregningene fra Danske Havn samstemte mest med grovestimatet. På grunnlag av dette, vil påfølgende beregninger i denne rapporten operere med et effektbehov på 7-11 MW. Basert på problemstillingen, og at antall cruiseskip som anløper Geiranger samtidig kan være 2-3 per dag, er det ønskelig med nok effekt med mulighet for tre ladeuttak for landstrøm. For store applikasjoner, som for eksempel landstrømsstilkobling, kan varighetskurven for last forenkles ved lineær tilnærming. Effektforbruket til cruiseskipene antas videre å følge effektkurven som vist under. Det velges å ta utgangspunkt i et konstant effektforløp, for å enklere kunne definere den maksimale effekten.



Figur 4.3: Lastkurve for cruiseskip, modellert med konstant effektforløp ved inn- og utkobling

Effektbehovet for et cruiseskip i hotelldrift er vanligvis mellom 7-11 MW, men det finnes også cruiseskip som krever hele 18 MW (3.5.1). Ved en total levering på 30 MW til landstrømsanlegget, muliggjør dette for tre landstrømsuttak i ulik størrelse; eksempelvis 7 MW, 10 MW og 13 MW. Denne fordelingen samsvarer med effektbehovet i grovestimatet og fra rapporten til Danske Havn, men gir også mulighet for et større skip. 30 MW er derfor vurdert som tilstrekkelig effekt i påregnelig fremtid.

4.1.3 Elektriske busser

For lading av el-busser, har gruppen gjennom e-postkorrespondanse med administrasjonsselskapet Brakar AS, mottatt teknisk data vedrørende el-busser som ferdes mellom Drammen og Mjøndalen. Bussene er av typen Volvo 7900 Electric. Den er 12 meter lang, 2,5 meter bred, 3,3 meter høy, og tillatt totalvekt er 19 500 kg. Bussen kan frakte totalt 88 passasjerer (Brakar AS, 2019). Bussene lades ved hver endestasjon, som har en strekning på 15,2 km. Effektbehovet for lading av buss ligger på 300kW for hurtiglading, og 150 kW ved lading på depot. Dersom det skal tas høyde for fem ladestasjoner for busser, vil dette kreve en samlet effekt på 1,5 MW. Dette er dersom det skal legges til rette for samtidig hurtiglading av fem busser.

4.1.4 Oppsummering av energi- og effektbehov

Tabell 4.4: Estimert effekt- og energibehov i Geiranger med nok landstrøm til tre cruiseskip og lading av fem el-busser samtidig

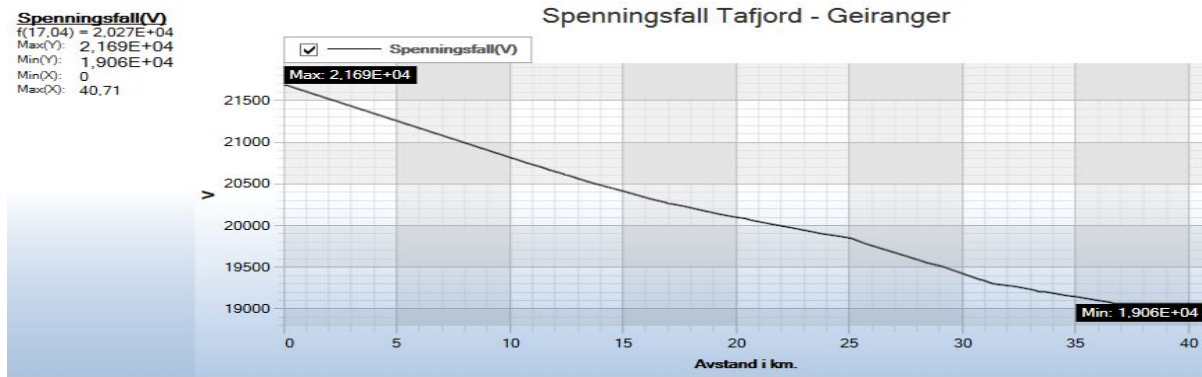
	Effekt(MW)	Energi(GWh)
Alminnelig forsyning	2,3	10,21
3 Cruiseskip	30	10,2
5 El-buss	1,5	0
SUM	33,8	20,41

Tabell 4.4 viser at summen av effektbehovet i Geiranger med landstrøm for 3 cruiseskip, 5 ladeuttak for el-busser, i tillegg til alminnelig forsyning er 33,8 MW. Forutsatt at effektbehovet øker de påfølgende årene settes effekten for videre beregninger til 40 MW. Energiforbruket for el-busser er i denne tabellen satt til 0 fordi brukstiden ikke er definert. Energibehovet blir ikke tatt med i videre beregninger, men er kartlagt for at bedrifter og nettselskaper kan bruke verdiene til å utarbeide eventuelle fremtidige tariffer.

4.2 Eksisterende anlegg i Geiranger

4.2.1 Forbedring av datakvalitet i Netbas

For at oppgraderingen av det eksisterende nettet skal simulere så nøyaktige verdier som mulig, er det foretatt en forbedring av datakvalitet av nettskjema i Netbas. Vedlegg A viser enlinjeskjema, og informasjon om transformatorene. Dette er implementert i modulen *nettutvikling* i Netbas. Ut fra det oppdaterte nettskjema, blir det nye spenningsfallet følgende:

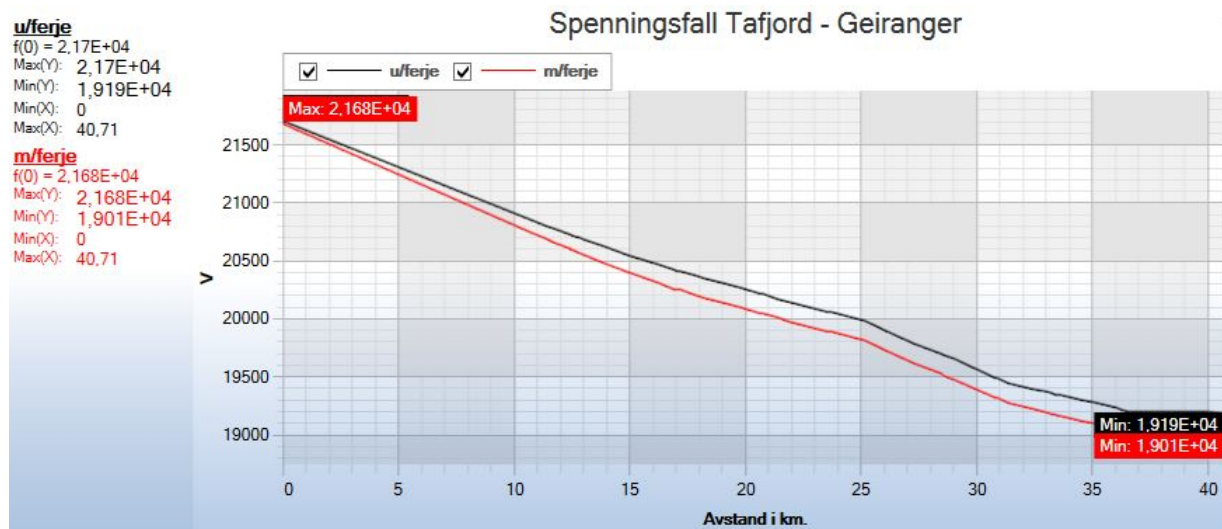


Figur 4.4: Spenningsfall fra Tafjord til Geiranger. Grafen viser at spenningen faller fra 21,7 kV til 19,1 kV.

Figur 4.4 viser spenningsfallet ved tunglast. Grafen viser et fall på 2,6 kV, som fra Tafjord gir et prosentvis spenningsfall på 12 %.

4.3 Oppgradering av eksisterende nett

Når oppgraderingen skal analyseres blir det lagt til to tilleggslaster på 400 kW. Tilleggslastene representerer den elektrifiserte ferjestrekningen Eidsdal - Linge. For sammenligning viser figur 4.5 spenningsfallet både før og etter lasten for ferjene, er implementert.



Figur 4.5: Spenningsfall fra Tafjord til Geiranger, der 2x400 kW last for den kommende elektriske ferjekorrespondansen mellom Eidsdal og Linge, er lagt til. Rød graf representerer spenningsfallet med implementerte laster for elektrisk ferjedrift, mens svart graf er uten elektrisk ferjedrift.

Lastflyten fra figur 4.5 viser at:

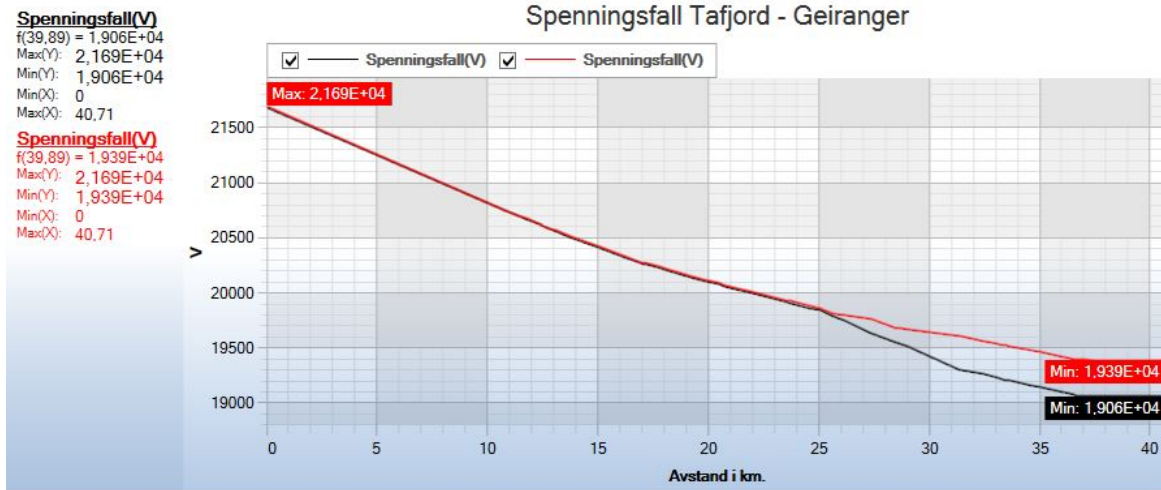
- Det aktive effektuttaket langs linjen er på 10,5 MW, og det reaktive effektuttaket er på 1,6 MVar
- Total effektfaktor i nettet er 0,99
- Tapet i nettet er på 830 kW
- Tapet utgjør 8%

Spenningsprofilen 4.5 viser at spenningen fra Tafjord til Geiranger faller fra 21,7 kV til 19 kV når den elektriske ferjelasten er tilkoblet. Det eksisterende nettet uten elektrisk ferjedrift faller fra 21,7 kV i Tafjorden til 19,2 kV i Geiranger. I begge tilfellene havner spenningsnivået under Mørenett sin spenningsgrense på 20 kV. Spenningen i Geiranger er allerede lav og vil ikke ha mulighet for å øke effektuttaket ytterligere. For å kunne øke effektuttaket langs linjen må det skje en oppgradering.

Nye liner med økt tverrsnitt, fra Indreeide til Geiranger

Kraftnettet i Geiranger er et blandingsnett med en lengde på ca. 41 km fra Tafjord. Fra Indreeide til endepunktet i Geiranger, er strekningen på ca. 14,6 km. Nettet inneholder omtrent 10 km luftliner, hvor majoriteten er av typen FEAL 25 og BLL 99. FEAL 25 linene ble bygget i 1962, mens BLL 99 ble fornyet i 2015. De resterende 4,27 km består av kabler av ulike typer.

For å redusere spenningsfallet og forlenge levetiden, erstattes FEAL 25, fra Indreeide til og med Geiranger, med FEAL 95. FEAL 95 er Mørenetts minste standardstørrelse for distribusjonsnettet, og blir derfor benyttet for å undersøke hvordan en økning i tverrsnittet påvirker spenningsfallet. Under vises spenningsprofilen med oppdaterte liner.



Figur 4.6: Spenningsprofil fra Tafjord til Geiranger hvor FEAL 95 er erstattet for FEAL 25, fra Indreide til og med Geiranger. Den sorte kurven viser spenningsfallet før oppgraderingen, og den røde kurven viser etter oppgraderingen.

Lastflyten fra figur 4.6 viser at:

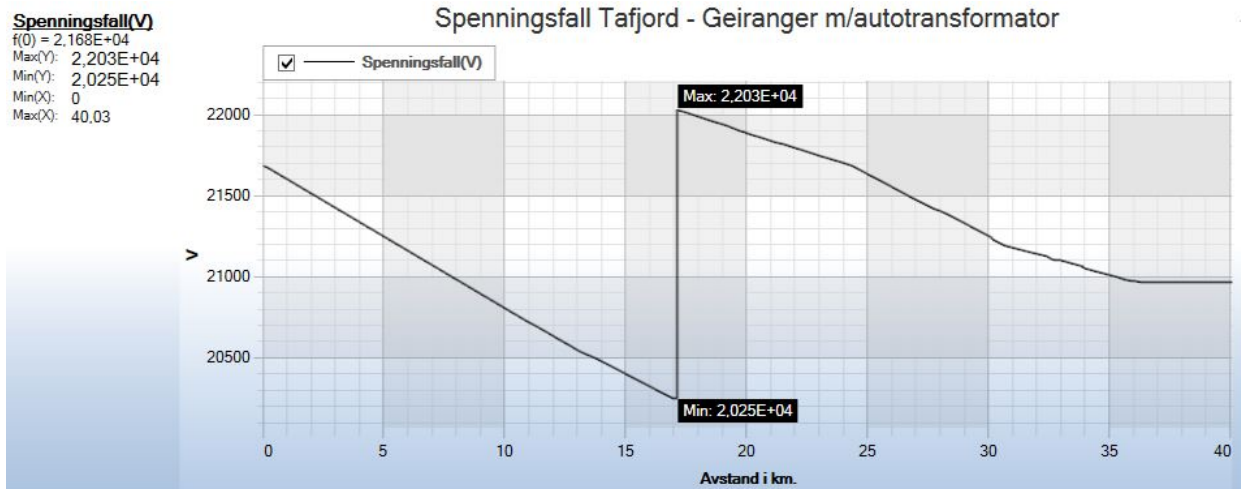
- Det aktive effektuttaket langs linjen er på 10,4 MW, og det reaktive effektuttaket er på 1,6 MVar
- Total effektfaktor i nettet er 0,99
- Tapet i nettet er på 790 kW
- Tapet utgjør 7,5%
- Nye linjer vil føre til at spenningen ved endepunktet i Geiranger er på 19,4 kV

Spenningsprofilen 4.6 viser at spenningen etter oppgraderingen faller fra 21,7 kV til 19,4 kV.

Sammenlignet med det eksisterende kraftnettet er dette en forbedring på 0,3 kV. Spenningen i Geiranger er fortsatt for lav og vil ikke ha mulighet for å øke effektuttaket ytterligere.

Autotransformator

Fjorårets rapport konkluderte med at benyttelse av en autotransformator på 4,6 MVA vil bidra til å stabilisere kraftnettet til Geiranger. Etter anbefalinger fra Mørenett, blir det satt inn en 22 kV/22 kV autotransformator rett utenfor Eidsdal sentrum i Netbas.



Figur 4.7: Spenningsprofil fra Tafjord til Geiranger, med en autotransformator ved Eidsdal sentrum

Grafen illustrerer en umiddelbar spenningsøkning hvor autotransformatoren er plassert.

Spenningen øker fra 20,3 kV til 22 kV, som resulterer i en spenning på 20,9 kV ved endepunktet i Geiranger. Lastflyten fra figur 4.7 viser at:

- Det aktive effektuttaket langs linjen er på 10,5 MW, og det reaktive effektuttaket er på 1,6 MVar
- Total effektfaktor i nettet er 0,99
- Tapet i nettet er på 840 kW
- Tapet utgjør 7,9%
- Autotransformator vil føre til at spenningen ved endepunktet i Geiranger er på 20,9 kV

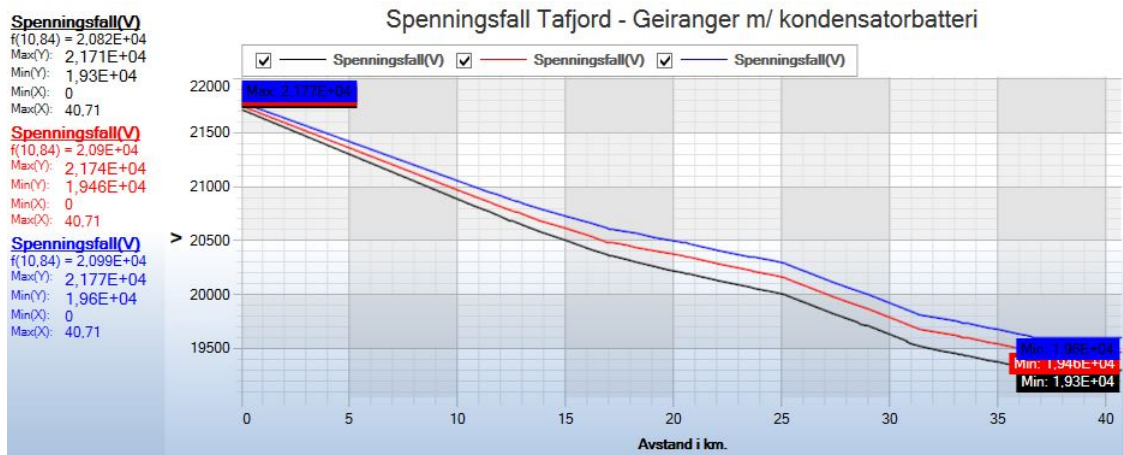
Ved å sette inn autotransformator blir spenningsnivået i Geiranger over spenningsgrensen på 20 kV. Løsningen resulterer i et mer stabilt kraftnett, men vil ikke gi mulighet for en stor økning i belastningen.

Kondensatorbatteri

Innkobling av kondensatorbatteri kan bidra til å redusere tapet i overføringslinjene.

Spenningsprofilen i figur 4.8, viser utfallet for 1, 2 og 3 kondensatorbatterier med ulik

lokalisering i nettet. Plasseringen er Geiranger sentrum, Eidsdal og Ytterdal. Alle kondensatorbatteriene har en aktuell ytelse på 0,630 MVA.



Figur 4.8: Spenningsprofil med tre mulige kondensatorbatteri, hvor hver farge representerer tilkobling av ett ytterligere batteri

Fra figur 4.8 representerer sort kurve et innsatt kondensatorbatteri i Geiranger. Rød kurve representerer løsning med kondensatorbatteri i Geiranger og Eidsdal. Blå kurve representerer løsning med kondensatorbatteri i Geiranger, Eidsdal og Ytterdal.

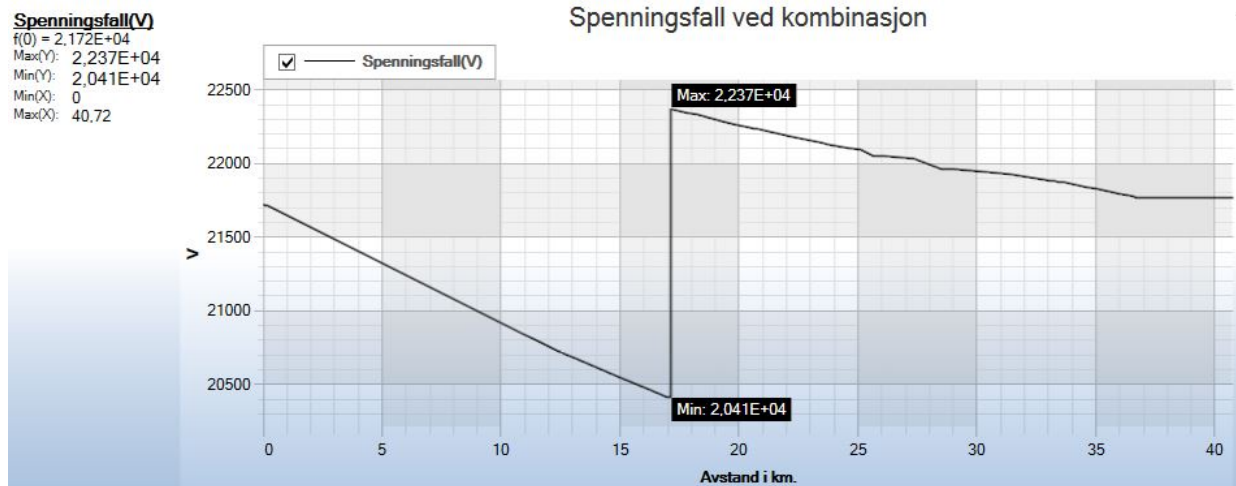
Lastflyten fra blå graf i figur 4.8 viser at:

- Det aktive effektuttaket langs linjen er på 10,5 MW, og det reaktive effektuttaket er på 1,6 MVA
- Total effektfaktor i nettet er 0,99
- Tapet i nettet er på 823 kW
- Tapet utgjør 7,9%
- Den blå kurven viser at ved å sette inn tre kondensatorbatterier vil spenningen ved endepunktet i Geiranger være 19,6 kV

Ved å sette inn tre kondensatorbatterier blir spenningsnivået i Geiranger under spenningsgrensen på 20 kV. Spenningen i Geiranger er fortsatt for lav og vil ikke ha mulighet for å øke effektuttaket ytterligere.

Kombinasjon av nye linjer, autotransformator og ett kondensatorbatteri

Ved kombinasjon av alle løsningene, hvor ett kondensatorbatteri er tatt med, får vi følgende spenningsfall:



Figur 4.9: Spenningsprofil ved kombinasjon av nye linjer, autotransformator og ett kondensatorbatteri

- Det aktive effektuttaket langs linjen er på 10,4 MW, og det reaktive effektuttaket er på 1,6 MVar
- Total effektfaktor i nettet er 0,99
- Tapet i nettet er på 775 kW
- Tapet utgjør 7,4%
- Kombinasjonen av nye linjer, autotransformator og kondensatorbatteri, vil spenningen ved endepunktet i Geiranger være 21,8 kV

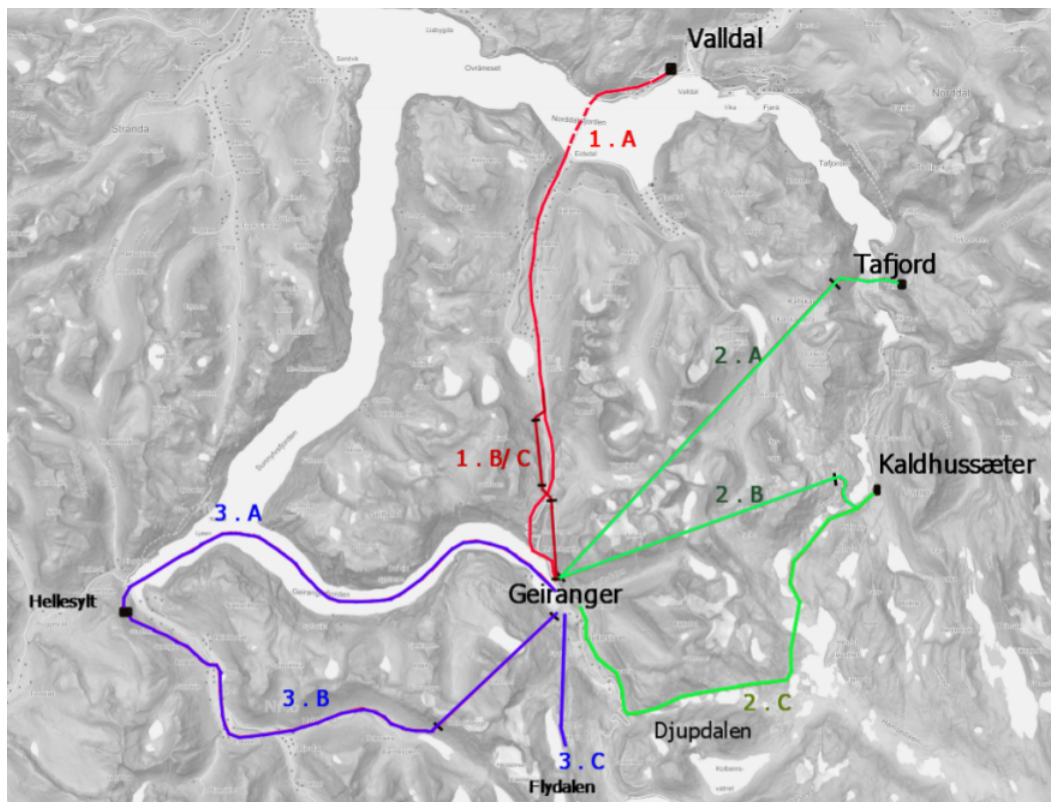
Kombinasjonsløsningens spenning vil i endepunktet være over spenningsgrensen på 20 kV, og gir dermed tilfredsstillende spenningsforhold for alminnelig forsyning. Løsningen med å oppgradere denne kraftlinjen vil ikke gi nok effekt til et eventuelt landstrømanlegg, men kan øke stabiliteten til kraftnettet og marginalt øke det mulige effektuttaket.

4.4 Mulige løsninger for etablering av ny overføringskapasitet

4.4.1 Etablering av trasévalg

I dette avsnittet presenteres ulike alternative løsninger. Traseene, som kan bli mulige løsninger på problemstillingen, har blitt utarbeidet av gruppen med utgangspunkt i informasjon gitt av Mørenett. Som beskrevet i avgrensninger (1.3), er ikke transformatorstasjon i Geiranger tatt med i denne rapporten. På grunn av dette, legges linjetraseene kun til Geiranger, uten en spesifikk plassering.

Oversikt over løsningene



Figur 4.10: Oversikt over løsningene (Kartverket, 2019)

Løsning 1.A: Master 132kV fra Valdall

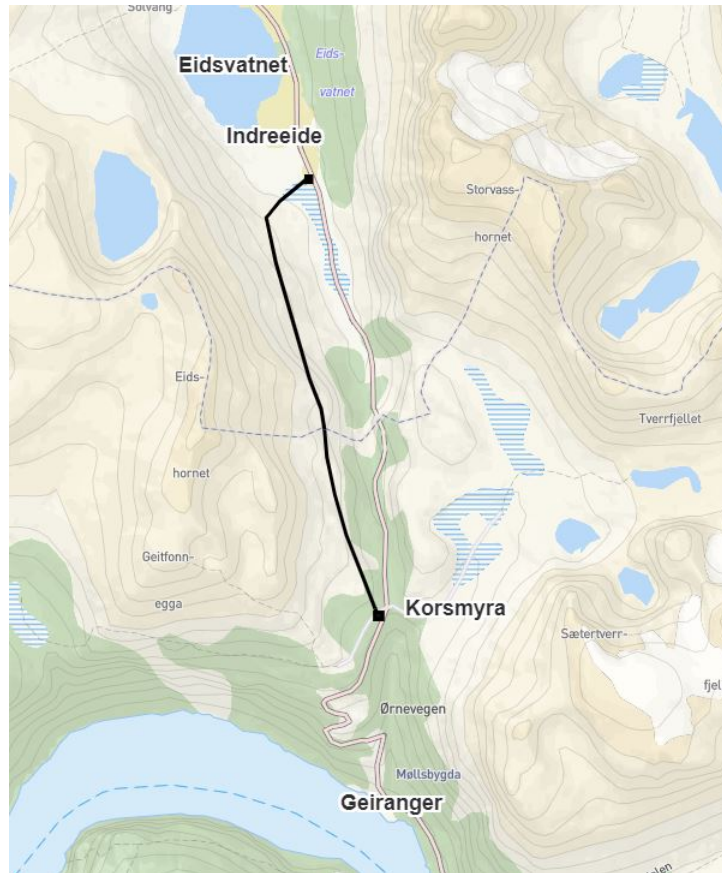
På grunn av elektrifiseringen av ferjestrekket Eidsdal - Linge, kan det være nødvendig å bygge

en transformatorstasjon i Valldal sentrum. Transformatorstasjonen gir mulig å koble seg til 132 kV spenning. For å få kraften overført til Geiranger føres master parallelt med eksisterende 22 kV linjen, fra Valldal til Linge ferjekaien. Herfra legges en sjøkabel over fjorden til Eidsdal. Den 400 meter dype fjorden er tidligere krysset med den eksisterende 22 kV linjen. Ved Eidsdal går kablet opp i master og fortsetter å følge den eksisterende 22 kV linjen til Geiranger.

Løsningen er en av de lengste med en total luftlinje på omtrent 26 km. Opp Eidsdal går mastene i ulendt og bratt terreng, til Indreeide hvor terrenget flater ut. Etter Indreeide blir terrenget igjen ulendt, før den bratte nedstigningen til Geiranger. Hele traseen fra Valldal til Geiranger ligger innen rasutsatte områder, vist i figur 3.2. Omtrent åtte kilometer av kraftlinjen vil krysse verdensarvområdet, som vist i figur 2.4. Løsningen gir mulighet for tilstrekkelig effekt for et landstrømanlegg, og skal være teknisk realiserbar innen 2026.

Løsning 1.B: 132 kV linje opp til Indreeide fra Valldal, legges i biltunnel og bores i fjell til Geiranger

Som vist i kartet (4.10), har løsning 1.B mange likheter med løsning 1.A. Løsningene har samme trasé fra Valldal til Indreeide. Forskjellen er at løsning 1.B går i biltunnelen mellom Indreeide og Korsmyra (figur 4.11) og skal herfra bores i fjellet ned til Geiranger. Kablet forlegges i fjellet ved bruk av Rockrollermetoden, som tidligere er forklart i avsnitt 2.3.2.



Figur 4.11: Oversiktskart over planområdet for biltunnel mellom Indreeide og Korsmyra.
(Johnston, 2014b)

Trasélengden til løsning 1.B er 24 km, som er litt kortere enn 1.A, på grunn av de rette strekningene i biltunnelen og boringen i fjellet. Løsningens vertikalkurvatur vil også være lik 1.A, frem til Indreeide, herfra vil løsning 1.B forlegges som kabel i biltunnelen og i fjellet. Ved forlegning av kabel vil ikke vertikalkurvaturen være aktuell. Biltunnelen og boring i fjell vil også bidra til å skjerme kraftlinjen for naturpåkjenninger. På denne måten unngår traseen noen av de rasutsatte områdene (3.2). Også denne traseen krysser verneområdet (2.4), men siden deler av kraftlinjen er forlagt i fjell vil den ikke være synlig. Denne løsningen vil være mulig å realisere innen 2026. Distansen i fjellet fra Korsmyra ned til Geiranger er mål til tre km, som er innenfor boreteknologiens begrensninger. Man er også avhengig av at det tilrettelegges for 132 kV forlegning i biltunnel.

Løsning 1.C: 132 kV linje opp til Indreeide og to parallelle 22 kV linjer ned til Geiranger

Løsningen er en kombinasjon av de tidligere nevnte løsningene med en ny tilnærming. Fra Valldal til Indreeide føres en 132 kV linje på samme måte som beskrevet tidligere i løsning 1.A og 1.B. Ved Indreeide transformeres spenningen ned til 22 kV, fra transformatorstasjonen tar man ut to 22 kV linjer. Disse føres videre på samme måte som 1.B, gjennom biltunnelen til Korsmyra og bores ned til Geiranger.

Både lengden, vertikalkurvaturen, naturpåkjenningene og påvirkningen av verneområdet vil være de samme som i løsning 1.B. Fra "tommelfingerregelen" presentert i metoddelen (3.5.3) vil en parallellføring av to 22 kV linjer kunne tilfredsstille effektbehovet for et mellomstort cruiseskip. For at løsningen skal være realiserbar innen 2026, er man avhengig av at det tilrettelegges for at to 22 kV linjer kan legges gjennom biltunnelen.

Løsning 2.A: Kabel i fjell fra Tafjord

Løsningen går ut på å bore en kabeltrasé til en 132 kV kabel, i fjellet fra Tafjord til Geiranger. Dette er den lengste boringsløsningen på 17 km, men den er kort i forhold til de tidligere presenterte masteløsningene. Kabeltraseen gjennom fjell kan forlegges ved hjelp av Rockrollermetoden(2.3.2).

Denne løsningen har ingen vertikalkurvatur og vil ikke være synlig innenfor verneområdet. Ifølge Forskrift om Geiranger-Herdalen LV-område (2004) må det søkes om å fjerne av masse fra verneområdet. Løsningen har også minimale naturpåkjenninger, men eventuelle bevegelser i fjellet må kartlegges. På grunn av spenningsnivået vil denne løsningen kunne overføre tilstrekkelig effekt. Når det gjelder realiserbarhet innen 2026, så kan det ta noe lengre tid før den nødvendige boreteknologien til denne distansen er på plass.

Løsning 2.B: Kabel i fjell fra Kaldhussæter

Innenfor planområdet ligger det nærmeste 132 kV anlegget ved Kaldhussæter (NVE, 2019d). En løsning vil dermed være å bore en kabeltrasé i fjellet fra Kaldhussæter til Geiranger. Det eneste som skiller denne løsningen fra 2.A, er den at trasélengden er redusert til 14 km. De øvrige

vurderingskriteriene er identiske.

Løsning 2.C: Master fra Kaldhussæter

Som nevnt i løsning 2.B er Kaldhussæter det nærmeste 132 kV anlegget, en mulig løsning vil være å føre 132 kV master fra Kaldhussæter ned til Geiranger. Lengden til kraftlinjen, som vises i figur 4.10, vil være 22 km, som fører til at løsningen er den korteste av mastetraseene.

Traseen vil gå fra Kaldhussæter, og langs med dalsøkket til Djupdalen og videre ned til Geiranger. På denne måten unngås store høydeforskjeller i terrenget. Terrengets vertikalkurvatur er relativt flatt i starten, før det blir mer preget av ulendt fjellandskap. Langs traseen er det også flere små vann som må krysses. I tillegg vil deler av kraftlinjen være 1000 meter over havet, noe som kan by på utfordringer med skyis. Kraftlinjen passerer også rasutsatte områder (3.2), som må tas hensyn til. Hele traseen til denne løsningen vil være innenfor verdensarvområdet (2.4). Ved å bruke høyspentmaster medfører dette at kraftlinjen vil være godt synlig i området. Løsningen vil være realiserbar innen 2026.

Løsning 3.A: Sjøkabel fra Hellesylt

For at 132 kV skal være et tilgjengelig spenningsnivå fra Hellesylt, er det nødvendig at det bygges en ny 132 kV linje mellom Hornindal og Litlebøen ved Hellesylt. Det er gitt konsesjon fra NVE til både byggingen av linjen og en transformatorstasjon ved Litlebøen (NVE, 2017c). Løsningens start vil være ved transformatorstasjonen. Herfra går kraftlinjen i master ned til Hellesylt sentrum, og videre med en sjøkabel til Geiranger som vist i kartet i figur 4.10.

Lengden på mastetraseen fra Litlebøen til Hellesylt sentrum vil være ca fire km, mens sjøkabelen vil bli ca. 22 km. Den totale lengden vil være 26 km. Vertikalkurvaturen vil være ulendt mellom transformatorstasjonen og ned til havnivå. Fjorden er cirka 260 meter på det dypeste, og ifølge kartene fra Mareano (2019) kan man se at bunnen i den midtre delen av fjorden er flat. Ved å legge sjøkabel vil ikke kraftforsyningen være synlig i verneområdet, samt medføre mindre inngrep i naturen. Av naturpåvirkninger vil det være normale påkjenninger for mastetraseen, mens det i fjorden kan være fare for steinras som kan skade kabelen. På grunn av

spenningsnivået vil denne løsningen kunne overføre tilstrekkelig effekt og dermed gi mulighet for landstrøm. For at løsningen skal være realiserbar innen 2026, er det nødvendig at kraftlinjen mellom Hornindal og Litlebø bygges.

Løsning 3.B: Master og kabel i fjell fra Hellesylt

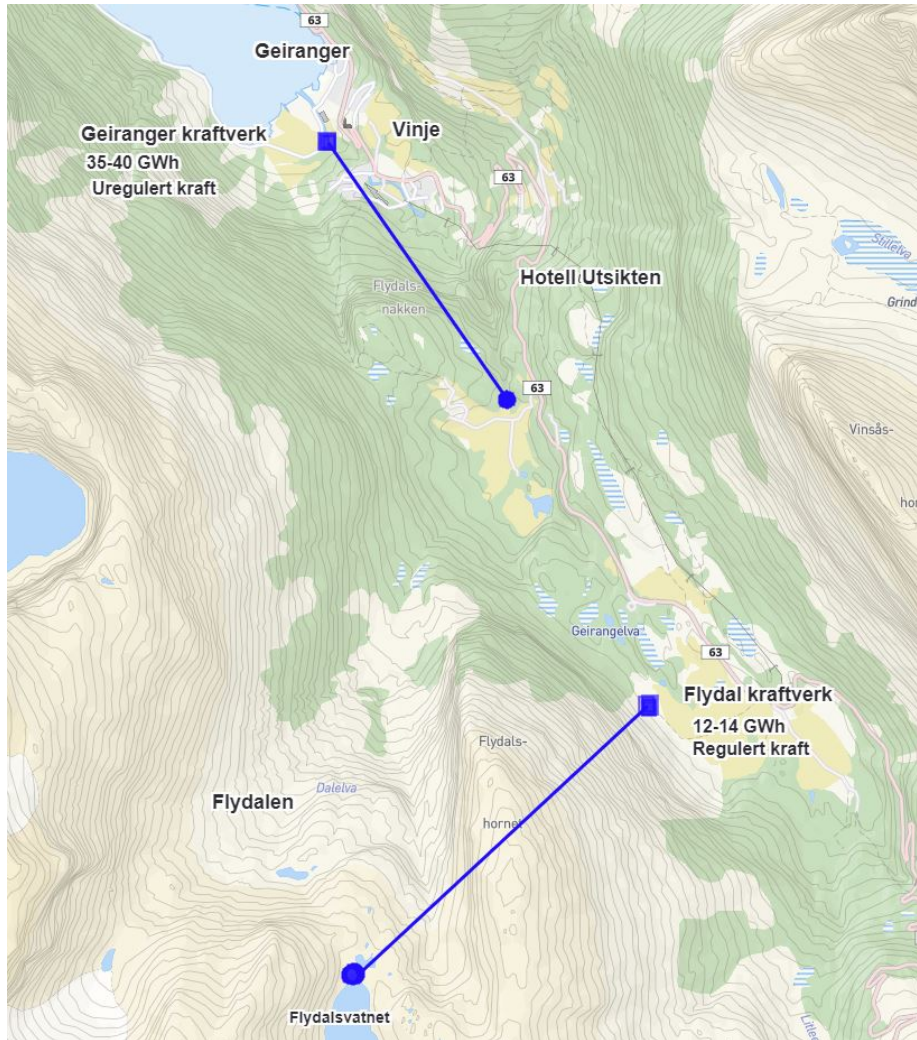
I denne løsningen vil traseen starte ved den konsesjonssøkte transformatorstasjonen ved Hellesylt (NVE, 2017c), og følge dalen fra Hellesylt sørover med master. Videre bores en kabeltrasé gjennom fjellet til Geiranger. Den totale lengden til løsningen vil være 25 km, hvor mastetraseen er 17 km og boringen er 8 km lang.

Vertikalkurvaturen til traseen relativt flat. Selv om traseens kurvatur er forholdsvis flat vil nærliggende fjell føre til at rasfarlige områder krysses (3.2). Løsningdelen som ligger forlagt i fjell har minimale naturpåkjenninger, men eventuelle bevegelser i fjellet må kartlegges. Traseen fra Litlebøen til tunnelinnslaget for boringen ligger utenfor verneområdet (2.4). Kraftlinjen vil dermed ikke være synlig i verneområdet. På grunn av boringen vil det være nødvendig med fjerning av masse fra verneområdet. Dette krever ifølge Forskrift om Geiranger-Herdalen LV-område (2004) at det sendes inn en søknad om. Ettersom løsningen mangler nødvendig boreteknologi kan en realisering innen 2026 være vanskelig å gjennomføre.

Løsning 3.C: Vannkraftverk i Geiranger

En annen løsning er å ta ut kraften lokalt i Geiranger, ved å bygge to nye vannkraftverk i Geirangervassdraget. Det var Tafjord Kraft som først presenterte denne løsningen, i november 2018, på et informasjonsmøte med lokalbefolkningen (Lindset, 2018). For å innhente mer informasjon, tok gruppen kontakt med plan og utbygningssjef i Tafjord Kraftproduksjon, Per Kåre Skudal. Han opplyste at Tafjord Kraft hadde sett på mulighetene for to vannkraftverk. Det ene uregulert, med generatorer på opptil 9,9 MW. Det andre regulert med generatorer på opptil 5 MW. Han presiserte at dette var grove kalkyler. Et vannkraftverk vil være avhengig av god tilførsel på vann, og den produserte kraften vil til en hver tid være avhengig mengden tilsiget av vann. Ved lokal kraftproduksjon i Geiranger, vil spenningsfallet bli tilnærmet ubetydelig, på grunn av den korte overføringsdistansen. I og med at distansen er så kort, vil det også være

begrenset vertikalkurvatur for eventuelle master, samt andre naturpåkjenninger. Disse faktorene vil i hovedsak bli påvirket av plasseringen til kraftverkene, og eventuelt hvor det skal kobles til kraftnettet i Geiranger. I figur 4.12 vises et oversiktsbilde over Tafjord sitt forslag til vannkraftverk i Geiranger.



Figur 4.12: Tafjord Kraft sitt forslag til vannkraftverk i Geiranger (Lindset, 2018)

Faktorer som Tafjord omtaler som utfordringer, er verneplanen for vassdrag i området 4.13 og de store irreversible inngrepene i verdensarvområdet 2.4. Vedtaket om verning, er det bare Stortinget som kan gjøre om. For at dette skal kunne gjennomføres, må man både ha lokal og politisk støtte, samt aksept hos UNESCO. Videre er man avhengig av en godkjent konsesjon fra NVE, for å kunne få lov til å bygge ut vannkraftverket. Det har tidligere blitt sendt inn flere søknader om konsesjon til et småkraftverk i Geirangervassdraget, men senest i 2017 ble en

konsesjonssøknad avslått (NVE, 2017b) av NVE. Bakgrunnen var blant annet de negative konsekvensene dette ville ha for landskapet, og at det strider med vernegrnlaget (NVE, 2017a).



Figur 4.13: Verneplan for vassdrag merket med blå streker

4.4.2 Elimineringemetoden

I metodekapittelet ble vurderingskriteriene til elimineringsmetoden, og vektleggingen av disse beskrevet. Løsningenes egenskaper vurderes og poengsettes. Rangeringen på nederste rad, viser den totale rangeringen for alle løsningene og oppgraderingen, hvor nummer 10 er løsningen som kommer dårligst ut.

Tabell 4.5: Poengfordeling for oppgradering, løsning 1.A, 1.B og 1.C

Kriterier	Løsninger							
	Løsning oppgradering		Løsning 1.A		Løsning 1.B		Løsning 1.C	
	Poeng	Kommentar	Poeng	Kommentar	Poeng	Kommentar	Poeng	Kommentar
Lengde	5	Ingen endringer	4	Et av de lengste alternativene. Lengde: 26 km	5	Et av de lengste alternativene. Lengde: 24 km	5	Et av de lengste alternativene. Lengde: 24 km
Vertikalkurvatur	5	Ingen endringer	4	Krysser dyp fjord (400 m dyp), ulendt fjellandskap på begge sider av Indreeide.	5	Krysser dyp fjord (400 m dyp), ulendt fjellandskap på en side av Indreeide.	5	Krysser dyp fjord (400 m dyp), ulendt fjellandskap på en side av Indreeide.
Naturpåkjenninger	5	Ingen endringer	6	Passerer rasutsatte områder, ellers normale påkjenninger.	8	Delvis. Store deler av traseen går i biltunnel og borehull i fjell.	8	Delvis. Store deler av traseen går i biltunnel og borehull i fjell.
Verneområder	7	Beholder dagens trasé.	3	132 kV master i verneområde	8	Vil ikke være synlig i verneområdet, må fjerne masse i verneområdet.	8	Vil ikke være synlig i verneområdet, må fjerne masse i verneområdet.
Tilfredsstillende effektbehov	3	Vil ikke gi mulighet for landstrøm. Kan øke stabilitet og marginalt øke effektuttaket.	10	Ja, og gir mulighet for landstrøm.	10	Ja, og gir mulighet for landstrøm.	6	Delvis. Gir mulighet for landstrøm til ca ett mellomstort cruiseskip
Realiserbar innen år 2026	10	Ja	10	Ja	10	Ja, men er avhengig av at 132 kV kan føres gjennom biltunnel.	10	Ja, men er avhengig av at det kan føres to 22 kV linjer gjennom biltunnel.
Total poengsum:	136		157		186		166	
Rangering		9		4		1		2

Tabell 4.6: Poengfordeling for løsning 2.A, 2.B og 2.C

Løsninger						
Kriterier	Løsning 2.A		Løsning 2.B		Løsning 2.C	
	Poeng	Kommentar	Poeng	Kommentar	Poeng	Kommentar
Lengde	7	Blandt lengste boringsalternativ, men et kortere alternativ. Lengde: 17 km	8	Kortere enn lengste boringsalternativ og totalt sett et kortere alternativ. Lengde: 14 km	6	Er kortere enn lengste maste trasè. Lengde: 22 km
Vertikalkurvatur	5	Ikke aktuelt	5	Ikke aktuelt	3	Flatt i starten. Ulendt fjellandskap i dal, en del innsjøer.
Naturpåkjenninger	8	Minimal	8	Minimal	3	Passerer rasutsatte områder. Fare for skyis.
Verneområder	8	Vil ikke være synlig i verneområdet, må fjerne masse.	8	Vil ikke være synlig i verneområdet, må fjerne masse.	3	Veldig synlig i verneområdet.
Tilfredsstillende effektbehov	10	Ja, og gir mulighet for landstrøm.	10	Ja, og gir mulighet for landstrøm.	10	Ja, og gir mulighet for landstrøm.
Realiserbar innen år 2026	1	Boretknologi til denne lengden er ikke tilgjengelig.	1	Boretknologi til denne lengden er ikke tilgjengelig.	10	Ja
Total poengsum:	149		153		151	
Rangering		7		5		6

Tabell 4.7: Poengfordeling for løsning 3.A, 3.B, 3.C

Løsninger						
Kriterier	Løsning 3.A		Løsning 3.B		Løsning 3.C	
	Poeng	Kommentar	Poeng	Kommentar	Poeng	Kommentar
Lengde	4	Et kortere alternativ. Lengde: 26 km	4	Et av de lengste alternativene. Lengde: 25 km	9	Korteste alternativet
Vertikalkurvatur	7	Ulendt kurvatur fra transformatorstasjon ned til havnivå. Mindre dyp fjord ca 260m.	8	Relativt flat kurvatur	5	Kommer ann på plassering av kraftverk. Begrenset vertikalkurvatur
Naturpåkjenninger	4	Normale påkjenninger på luftliner ned til havnivå. Mulig rasfare i fjord	6	Delvis. Mindre deler av traseen er forlagt borehull i fjell.	5	Kommer ann på plassering av kraftverk. Ellers begrenset påkjenning
Verneområder	10	Vil ikke være synlig i verneområdet	8	Vil ikke være synlig i verneområdet, må fjerne masse	3	Stort inngrep i verneområdet blant annet Geirangervassdraget
Tilfredsstillende effektbehov	10	Ja, og gir mulighet for landstrøm	10	Ja, og gir mulighet for landstrøm	3	Vil ikke gi mulighet for landstrøm. Kan øke stabilitet og minimalt øke effektuttaket
Realiserbar innen år 2026	7	Ja. Avhengig av 132kV transformatorstasjon på Hellesylt.	3	Boreteknologi kan bli realisert på kortere lengder. Avhengig av 132 kV transformatorstasjon ved Hellesylt	7	Ja, men er avhengig av verving av foss blir opphevet
Total poengsum:	161		145		125	
Rangering		3		8		10

Løsning 1.A, 1.B og 1.C fra tabell 4.5, har mange felles trekk, men 1.A er synlig i og krysser større deler av verneområdet. 1.B og 1.C medfører inngrep i naturen under arbeidsprosessen, men vil ikke fremtre som iøynefallende i verneområdet når prosjektet er ferdigstilt. 1.C kommer ut som en god løsning, men oppnår en lavere poengsum fordi den ikke tilfredsstillende effektbehovet.

Løsningene i tabell 4.6 oppnår en nokså jevn poengsum. Som nevnt tidligere, er strekningen atskillig kortere fra Kaldhussæter til Geiranger, enn fra Tafjord. Til tross for at løsning 2.A og 2.B er gode løsninger visuelt sett, kommer de dårlig ut. Dette er fordi boreteknologien ikke er utviklet nok til at løsningene kan realiseres innen 2026. I dette tilfellet venter det tungt, på grunn av vedtaket fra Stortinget. Løsning 2.C vil være den korteste masteløsningen, men hele traseen vil være synlig i verneområdet. I tillegg har løsningen utfordringer med ulendt terreng,

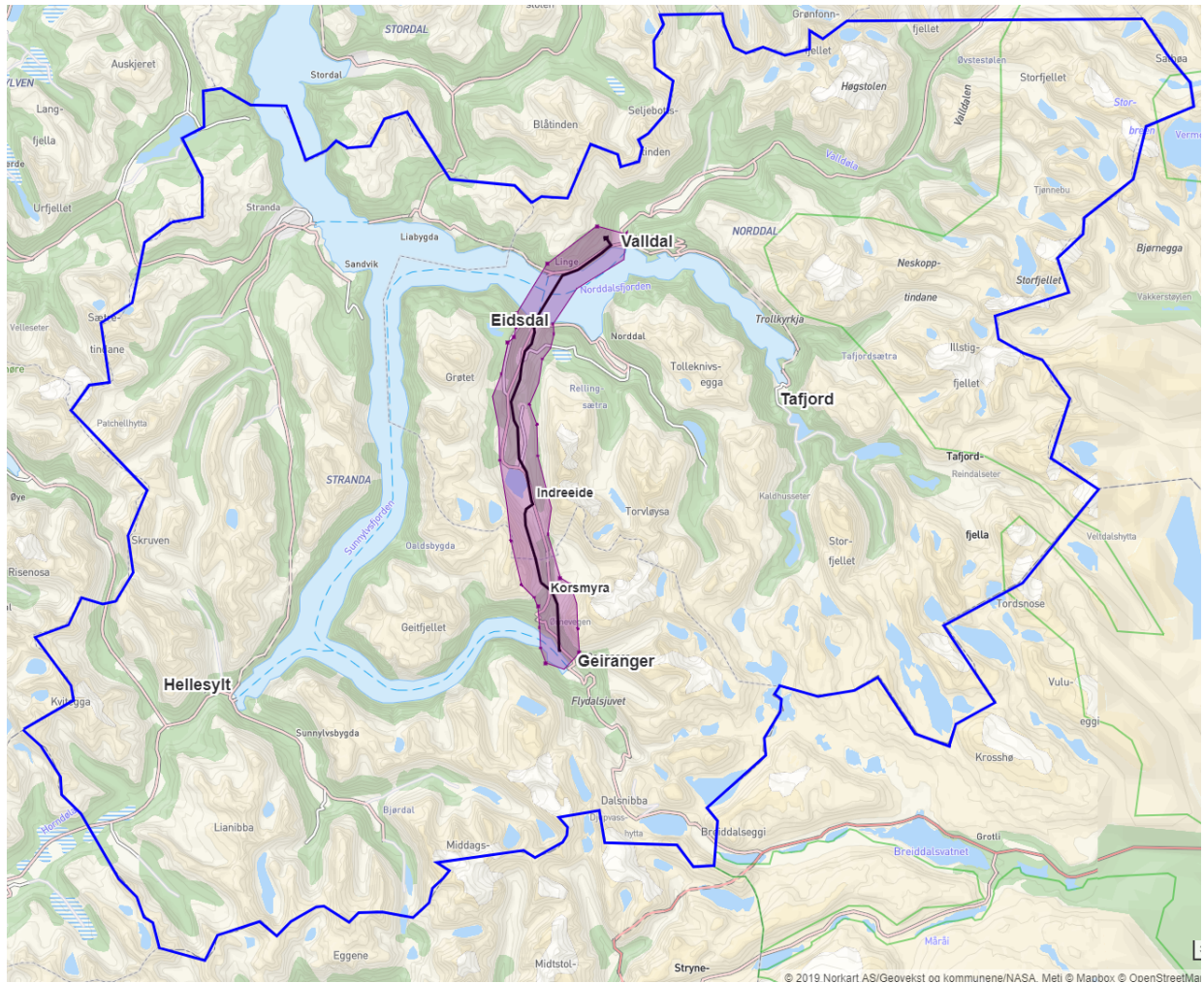
kryssing av flere små innsjøer og fare for skyis.

I tabell 4.7 oppnår løsningene en mer variert poengsum. Løsningen 3.A med sjøkabel oppnår en relativt høy poengsum ettersom den vil være usynlig i verneområdet, samt tilfredsstillende effektbehovet. I motsetning til løsning 3.B som oppnår en lav poengsum, på grunn av lengden og at den er avhengig av en utvikling i boreteknologien. Et minus med begge løsningene fra Hellesylt, er avhengigheten av en ny transformatorstasjon på Litlabø ved Hellesylt. Det er usikkert om denne vil bli realisert innen 2026. Vannkraftverket i løsning 3.C kommer dårligst ut på grunn av den totale påvirkningen løsningen vil ha på det vernede vassdraget og verneområdet. Løsningen vil heller ikke levere tilstrekkelig effekt til tre cruiseskip.

Etter poengfordelingen er gjort er det løsningene 1.B og 1.C som kommer best ut. Løsning 1.B har høyest poengsum og blir dermed tatt med videre til en vurdering av miljøvirkninger, teknisk analyse og økonomisk beregning.

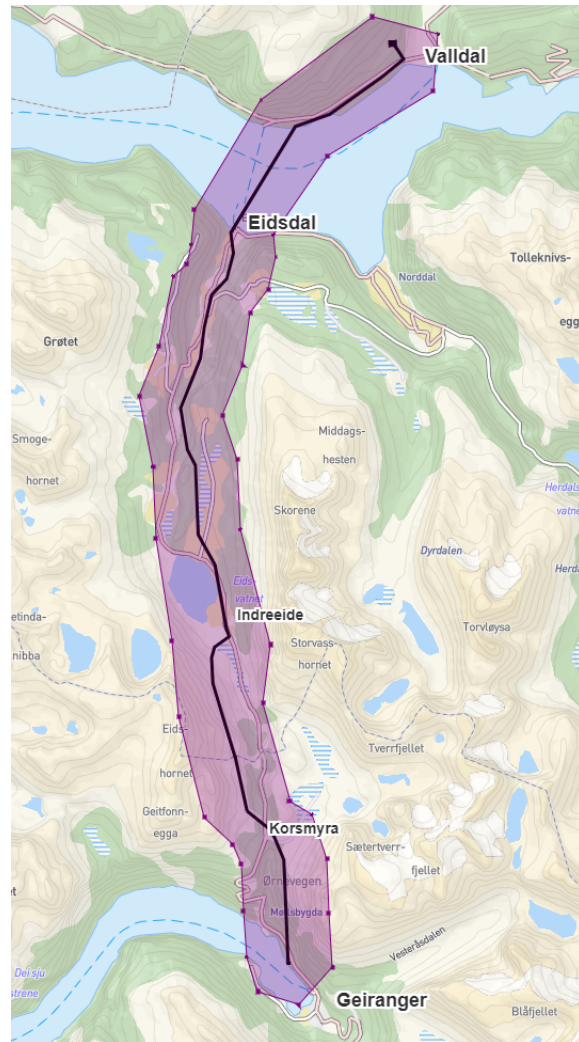
4.4.3 Vurdering av miljøvirkninger til løsning 1.B

I figur 4.14 vises et oversiktsbilde av området som er tatt med i miljøvurderingene. Området som er merket lilla, strekker seg én km ut fra kraftlinjen til begge sider. Den planlagte traseen som er beskrevet i 4.4.1; starter i Valldal sentrum, og går parallelt med eksisterende 22 kV til Linge ferjekai. Videre går en sjøkabel over fjorden til Eidsdal, hvor traseen igjen går parallelt med den eksisterende 22 kV linjen i master opp til Indreeide. Ved parallellføringen, plasseres 132 kV mastene i en 20 meters senteravstand fra de eksisterende mastene. Fra Indreeide er det planlagt å føre kraftlinjen i biltunnelen til Korsmyra, for så å bore ned til Geiranger.



Figur 4.14: Vurderingsområde

I figur 4.15 vises et nærmere oversiktsbilde over kraftlinjens trasé.



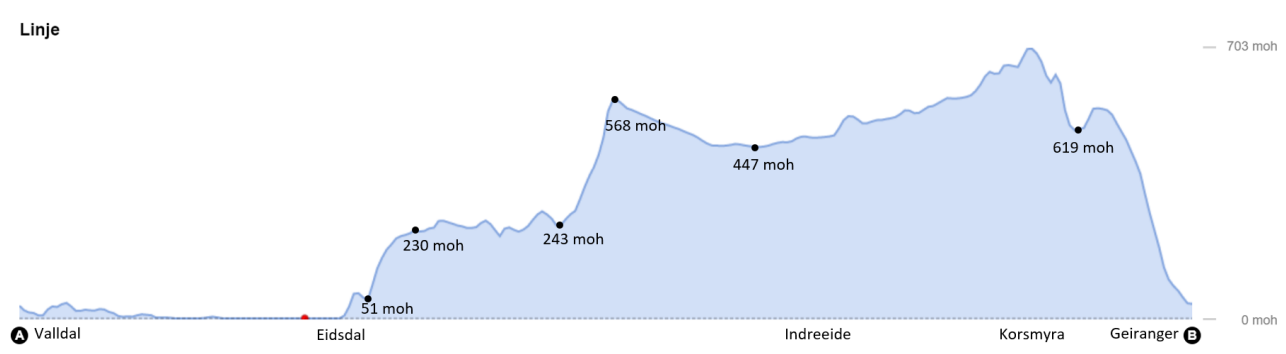
Figur 4.15: Trasé

Landskap

Hele planområdet ligger innenfor samme landskapsregion, som er «indre bygder på Vestlandet» (Puschmann, 2005). Områdets hovedform består av lange smale fjorder og daler, omgitt av høye fjell. Det finnes generelt lite løsmasser i regionen, men i de nedre delene av fjord- og dalsidene, kan det forekomme skred og moreneavsetninger. Det er allikevel nok løsmasse til at vegetasjonen er frodig i regionens lavereliggende områder. Ved kraftlinjens begynnelse i Valldal til Linge ferjekai, veksler landskapet mellom fjellandskap og jordbruksmark. Fjellandskapet er preget av mer eller mindre bratte fjellsider som flater ut ned mot havnivå. Generelt er regionen preget av å være spredt bebygd, men ved enkelte

strandsteder slik som Valldal, Eidsdal og Geiranger er bebyggelsen mer tettbebygd. Fra kart ser man at bebyggelsen gradvis blir mer spredt, og andelen jordbruksmark øker opp gjennom Eidsdalen. Dette ser man spesielt ved Indreeide, hvor majoriteten av området er jordbruksmark. I dalområde fra Indreeide til Korsmyra, finner man steile fjellsider som er relativt blankskurte på begge sider, mens dalbunnen veksler mellom uberørt natur og jordbruksmark. Fra Korsmyra starter en sømløs overgang fra skogområder, til spredt bebygde områder kombinert med jordbruksmark. Grunnet fjellsidene stigning, er det begrenset med egnede områder for bebyggelse og jordbruksmark. Som i Eidsdal, er også Geirangers strandsted preget av en mer tett bebyggelse, enn områdene rundt.

Selv om dalområdene er preget av mindre drastiske høydeforskjeller, er det ikke uvanlig at man også her kommer over ulendt og bratt terreng. For å få et innblikk i høydemeter over havnivå, hentes det ut en terrengprofil som følger den planlagte traseen. Resultatet kan man se på figuren 4.16.



Figur 4.16: Terrengprofil for området (Norkart, 2019a)

Terrengprofilen viser at den planlagte kraftlinjen vil gå i et skiftende terreng, med både bratte opp- og nedstigninger. Bygging av en kraftlinje vil kreve inngrep i landskapet; noen permanente, andre midlertidige. De permanente inngrepene for løsning 1.B blir:

- Arealet som trengs for fundamentet til mastene fra Valldal til Indreeide, og biltunnelen fra Indreeide til Korsmyra
- Tunnelinnslaget til kabeltunnelen på Korsmyra og ved Geiranger sentrum
- Boringen av en kabeltunnel ned til Geiranger, men dette vil ikke endre landskapsbildet

- Eventuelle skogsområder som traseen går igjennom, krever ryddegate for skog

De midlertidige inngrepene blir:

- Traseen mellom biltunnel og kabeltunnel ved Korsmyra
- Eventuelle anleggsveier

Med utgangspunkt i tabell 2.1, anbefales en trasébredde på 15 meter ved 22 kV, og 25 meter ved 132 kV. Ved å ta med senteravstanden mellom mastene på 20 meter vil den totale trasebredden, og dermed ryddegaten for skog, bli 40 meter. Traséområdet for kraftlinjen ligger ikke innenfor, og vil heller ikke krysse, noen av de inngrepsfrie naturområdene innenfor planområdet.

Kulturminner, kulturmiljø og kulturarv

Innenfor planområdet passerer traseen til løsning 1.B registrerte kulturmiljø, og er i nærheten av en rekke registrerte kulturminner. Oversikt over kulturminnene, som kraftlinjen passerer, er presentert i kart hentet fra riksantikvaren sin kartdatabase. Se vedlegg G. I tillegg til kulturminnene, er det en rekke eldre bygninger i området som er registrert i SEFRAK. Områdene hvor traseen kan komme i direkte konflikt med kulturminner og eldre bygninger, er følgende:

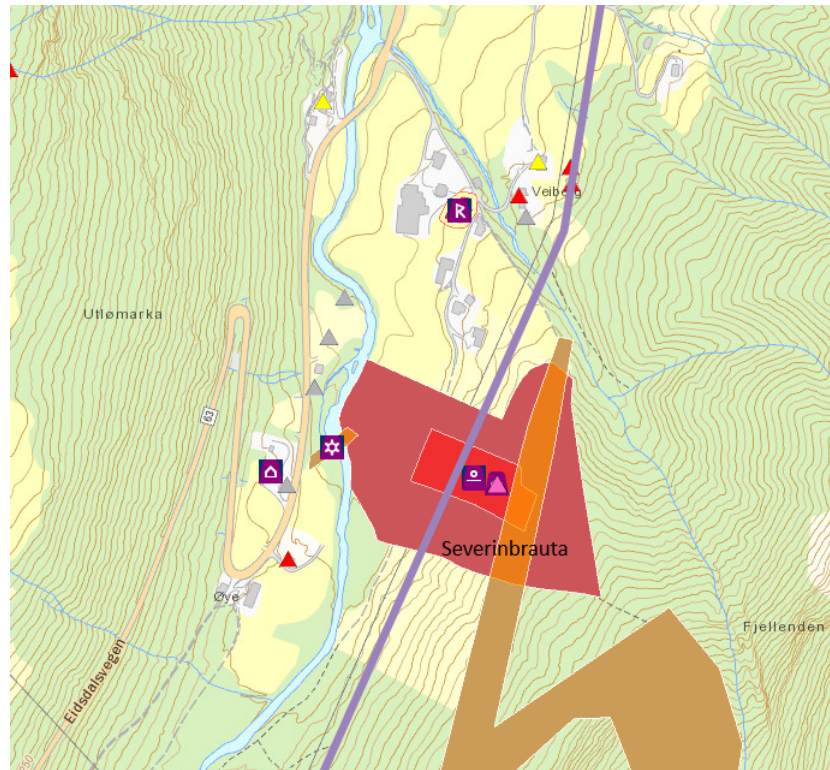
Fra Valldal til Linge ferjekai

- Fruktlager ved Sildesteinen

Mellom Eidsdal og Indreeide

- Et eldre gårdsområde ved Veiberg
- Områdefredningen «Severinbrauta Veiberg», som vist på figur 4.17

Videre fra Indreeide til Geiranger, er ingen kulturminner i direkte konflikt med traseen. Hele traseen ligger derimot innenfor verdensarvområdet, vist i figur 2.4.



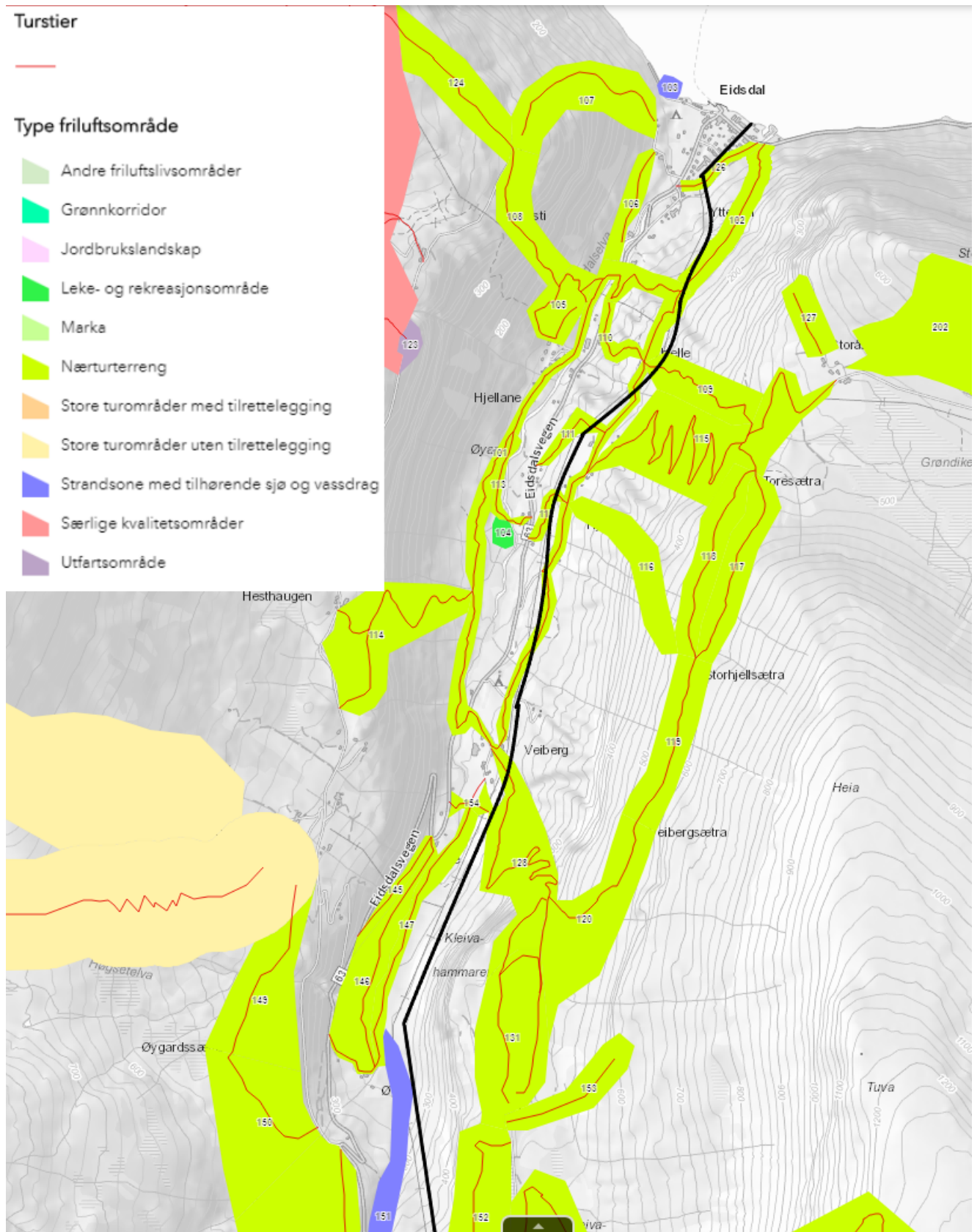
Figur 4.17: Traseen går gjennom områdefredningen ved «Severinbrauta Veiberg» (Riksantikvaren, 2019)

Vedlegg G, viser at kraftlinjen går gjennom to kulturminner mellom Indreeide og Geiranger; et ved Resstølen, og et ved Møllsætrane. Passeringen av disse kulturminnene vil skje inne i fjellet og under bakken i form av tunnel og boring. Kraftlinjetraseen passerer også flere nærliggende kulturminner og bygninger registrert i SEFRAK. På strekket Valldal til Linge ferjekai, er det registrert flere eldre bygninger. Videre ligger også et eldre gårdsområde på Årset ved Indreeide, og en tidligere røykstue ved Eidsvatnet. En detaljert oversikt over kulturminner og SEFRAK bygninger er presentert i vedlegg G.

I forbindelse med planleggingen av biltunnelprosjektet mellom Indreeide og Korsmyra (4.11), utarbeidet Møre og Romsdal fylkeskommune en Arkeologisk rapport (Johnston, 2014a). Det ble foretatt 20 prøvestikk innenfor planområdet til tunnelprosjektet, og resultatet var fire automatisk fredede kulturminner på en lokalitet. Det er derfor mulighet for å avdekke ytterligere kulturminner innenfor traséområdet.

Friluftsliv og hytter

Innenfor traséområde 4.15, er det området mellom Eidsdal og Indreeide som har flest turmuligheter i nærheten av kraftlinjen. Her registreres en tursti, hvor et parti går parallelt med kraftlinjen. Videre krysser også kraftlinjen enkelte andre turstier. En oversikt over type friluftsområde og turstiene i nærheten av kraftlinjen, er vist i figur 4.18. På strekket mellom Valldal og Linge ferjekai, er det ingen registrerte turstier langs kraftlinjetraseen. Det er heller ikke registrert noen turstier i nærheten av kraftlinjen mellom Indreeide og Geiranger.



Figur 4.18: Trase i nærheten av kraftlinje. Kraftlinjen er merket i blå farge og turstiene i rød.(Mapopp, 2019)

Ved Eidsvatnet går løsning 1.B sin trasé gjennom Eidsvatnet hyttegrend, som vist i figur 4.19. Bortsett fra dette hyttefeltet, krysser traseen ingen flere registrerte turisthytter eller hyttefelt i traséområdet.



Figur 4.19: Kraftlinjetrasé gjennom hyttefelt ved Eidsvatnet. Den nye traseen er representert av den blå linjen

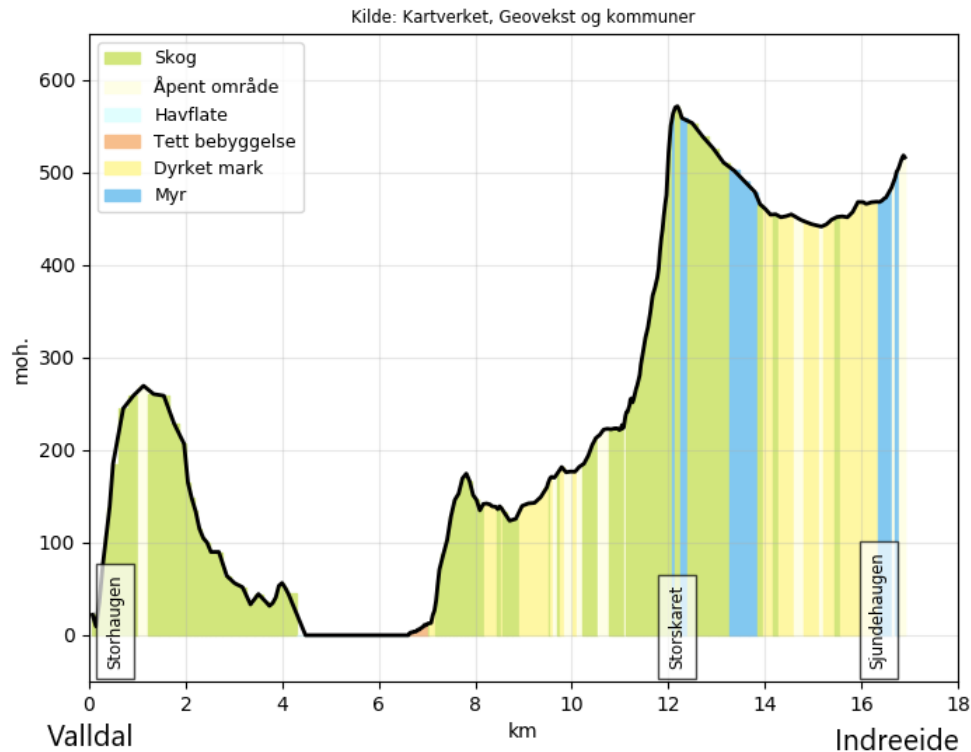
I Norddal kommune er det foretatt en friluftskartlegging med verdisetting av friluftsområdene i kommunen. Oppmerkingene av friluftsområdene og verdisettingene i kartet, legger ingen bindende føringer, men gir et bilde av hvor folk beveger seg og hvordan områdene blir brukt (Norddal Kommune, 2019). Kartleggingen (Mapopp, 2019), viser at trassen går innenfor og krysser områder som både er regnet som svært viktige, og viktige friluftsområder. De svært viktige friluftsområdene er Grytsteinråsa, Severin-brauta, Storelva, Ny-lysløypa og Indre Eidsdalen, hvor bruksfrekvensen er fra middels til ganske stor. De nevnte områdene har ganske ofte regionale eller nasjonale brukere. En nærmere beskrivelse av friluftsområdene som

traseen krysser, ligger i vedlegg H.

Naturmiljø

Fra kart i Naturbase (Miljødirektoratet, 2019*b*), er det to forskjellige naturforekomster som påvirkes av traseen til løsning 1.B. Disse er rik edelløvskog og hagemark. Rik edelløvskog er løvtrær som trives best i varme strøk. Dette gjelder eksempelvis for ask, hassel og alm (Miljolare.no, 2019*b*). Hagemark er inngjerdet beitemark, med spredte trær og busker, som er av stor biologisk verdi (Miljolare.no, 2019*a*). Traseen vil gå gjennom et område med rik edelløvskog i Valldal, samt direkte gjennom et hagemarkområde mellom Eidsdal og Indreeide. Den rike edelløvskogen, mellom Eidsdal og Indreeide, vil ligge nært inntil traseen i løsning 1.B. En oversikt over naturtypene, som løsning 1.B påvirker, er presentert i vedlegg I. Naturtypene fra høydeprofilen til løsning 1.B, er dyrket mark, skog, åpent område, myr og havflate. Diagrammet i figur 4.20, viser terreng og naturtypene fra Valldal til biltunnelinnslaget ved Indreeide.

Traseen til løsning 1.B vil også være nærliggende til en del prioriterte arter. Langs traseen finnes en rekke fuglearter, som for eksempel storspove og hvitryggspett. I tillegg vil traseen passere en rekke arter av stor forvaltningsinteresse, som diverse sopparter og planter.



Figur 4.20: Høydekurve for kraftlinjen fra Valldal til biltunnel ved Indreide, med naturtyper (Kartverket, 2019)

Reiseliv og turisme

Gjennom planområdet går fylkesvei 63. Veien starter i Åndalsnes i Rauma kommune, og ender i Langvatn i Skjåk kommune. Dette er den eneste veien gjennom Geiranger og Eidsdal.

Veistrekningen fikk i 2012 status som Nasjonal turistvei (Statens Vegvesen, 2019), og er anerkjent for turistattraksjonene Geirangerveien, Ørnesvingen og Trollstigen. Fylkesveiens tilknytning til kjente turistattraksjoner, bidrar til traseområdets store turistaktivitet. Mastene til løsning 1.B vil i deler av traseen være synlig fra fylkesvei 63. I følge Store Norske Leksikon (2015), har både Geiranger og Trollstigen stor turisttrafikk, og er blant de mest besøkte naturattraksjonene i Norge. Geiranger har både stor pågang av cruiseturister og bilturister. Sistnevnte følger som regel fylkesvei 63 fra Geiranger til Valldal, og videre mot Trollstigen.

Naturressurs

Naturressurser er luft, vann, dyrkbare arealer, petroleum, mineraler og andre råstoffer (Leksikon, 2017). I sentrum i Valldal er det registrert grus og pukkeforekomst, som vurderes av NGU som lite viktig (Norges geologiske undersøkelse, 2019). Det registreres også forekomst av sand og grus i Eidsdal, men denne vurderes til å være viktig lokalt (Norges geologiske undersøkelse, 2019). Forekomstene av grus og pukke kan finnes i kart i vedlegg J.

På strekningen fra Valldal til Indreeide, registreres det skogområder med varierende bonitet. Av skogsområdene traseen påvirker, er skog med særs høy og høy bonitet, av de mest gjentakende registreringene. Det er på strekningen mellom Eidsdal og Indreeide, den største andelen skogområder med bonitet på høy og særs høy skala registreres. Det er også forekomster av skog med middels og lav bonitet, samt forekomster av uproduktiv skog. Kart med oversikt over hele strekningen fra Valldal til Geiranger, finnes i vedlegg J.

I sentrum av Valldal registreres det noen få tilfeller av fulldyrka jord traseen vil påvirke. Ved Linge, registreres det områder med overflatedyrka jord, samt fulldyrka jord. I Eidsdal registreres områder med fulldyrka jord og innmarksbeite. Fra Eidsdal og opp til tunnelåpningen på Indreeide, registreres det flere tilfeller av fulldyrka jord, overflatedyrka jord og innmarksbeite. De fleste forekomstene i traseen er fulldyrka jord. Ved tunnelutslaget ved Korsmyra, registreres det ingen påvirkning på landbruksområder.

Innenfor planområdet, er det også registrert et leveområde og barmarksbeite for villrein.

Traseen til løsning 1.B vil delvis forringe leveområdet og beitet ved Indreeide. Utenom dette, vil ikke traseen forringe ytterligere beiteområder.

Nærføring, bebyggelse og elektromagnetiske felt

Statens strålevern har laget en veiledende tabell for kraftlinjer med planoppheng, som viser sammenheng mellom spenningsnivå, strømstyrke og avstand som gir magnetfeltstyrke mindre

enn $0,4 \mu\text{T}$ (Statens strålevern, n.d.). Dokumentet har ikke et årstall, men gruppen tok kontakt med Lars Klæboe i Strålevernet 27.03.19. Han kunne bekrefte at data i tabellen fortsatt var aktuell, men at den kun brukes som veiledning. Tabellen viser at en 132 kV linje må ha en strømstyrke på 300 A, med en avstand på 35 meter, for å komme under utredningsnivået. Lars Klæboe henviste til en nyere brosjyre (Statens strålevern, 2017), hvor tabellen er kortet ned til et avsnitt. Avsnittet beskriver at verdier under utredningsnivået $0,4 \mu\text{T}$ oppnås for en 132 kV linje, dersom avstanden mellom observeringspunktet til nærmeste linje er 30-40 meter. Ved 22 kV, må avstanden mellom observeringspunktet til nærmeste linje være mellom 10 og 20 meter. Fra teori om parallellføring av kraftlinjer (2.3.2), er senter-senter avstanden mellom parallelførte kraftlinjer, i denne oppgaven, satt til 20 meter. Gjennom undersøkelser i kart, er følgende områder mindre enn den anbefalte avstanden gitt av Statens strålevern. Bygningene dette gjelder for er hentet ut fra Norgeskart (Kartverket, 2019).

Tabell 4.8: Områder hvor avstanden til 132 kV linjen er under 30 meter. "Type" definerer hvilken bygning dette gjelder for.

Område	Antall bygninger innenfor 30 m	Type	Avstand fra 132 kV		
			$x \leq 10$	$10 < x \leq 20$	$20 < x \leq 30$
Valldal - Linge fergekai					
Muri	7	Fjøs/lager Enebolig/våningshus Fritidsbygg/feriehjem Garasje	1 1	2 1	1 1
Geilane	2	Fritidsbygg/feriehjem	1	1	
Negarden	3	Annen landbruksbygning Fjøs	2		1
Lingestranda	14	Fritidsbygg/feriehjem Enebolig/våningshus Fjøs/lager Naust Garasje	2 1 1 1	1 2 2	1 3
Eidsdal - Indreeide					
Nyhjelle	1	Fjøs/lager			1
Storhjelle	2	Fritidsbygg/feriehjem			2
Fremstehjellane	3	Enebolig/våningshus Fjøs/lager	1	1	1
Veiberg	2	Annen landbruksbygning	2		
Årset	2	Enebolig/våningshus Fjøs/lager		1	1
Eidsvatnet hyttegrend	8	Fritidsbygg/feriehjem	3	1	4
Hans-Magnusgjerdet	7	Fritidsbygg/feriehjem	6	1	
Indreeide - Geiranger	0				
Totalt	51		22	13	16

Tabellen over viser at strekningene Valldal til Linge ferjekai, og Eidsdal til Indreeide har en rekke områder hvor bygninger er under 30 meter fra 132 kV linjen. Sjøkabelen mellom Linge

ferjekai og Eidsdal har ikke problemområder. Det er heller ingen bygninger under 30 meter på strekningen mellom Indreeide-Geiranger, hvor kabelen legges i kabelgrøft i tunnelen og i fjellet. På strekningene Valldal til Linge ferjekai og Eidsdal til Indreeide, er det gjort en nærmere beregning av magnetfeltet i RENS program TESLA 2012.

Fastsettelse av inngangsparameter

132 kV-mastene mellom Valldal og Indreeide, er valgt til å være H-master i komposittmateriale med planoppheng. Mastene har en faseavstand på 5 meter (Norconsult, 2010). Faseavstanden for 22 kV linjen er, satt til 2 meter. Mastehøyden er satt til 15 meter for 132 kV, og 10 meter for 22 kV. Høyden faller innenfor normalen for master, beskrevet i avsnitt 2.3.2. For å kunne beregne magnetfeltet rundt linjen, må strømmen beregnes. Fra avsnittet om beregning av effekt- og energibehov (4.1.4), ble effekten som ønskes tilført til Geiranger satt til 40 MW.

I beregningsprogrammet TESLA, trengs gjennomsnittsstrømmen som går i linjen. For 132 kV linjen beregnes gjennomsnittsstrømmen gjennom året på følgende måte:

1. Beregner energiforbruket

$$\text{Energiforbruket} = 40\text{MW} \times 4000\text{h} = 160\text{GWh} \quad (4.4)$$

2. Beregner gjennomsnittseffekten overført over en time

$$P = \frac{160\text{GWh}}{8760\text{h}} = 18\text{MW} \quad (4.5)$$

3. Beregner gjennomsnittsstrømmen gjennom året

$$I = \frac{18\text{MW}}{132\text{kV} \times \sqrt{3}} = 80\text{A} \quad (4.6)$$

For å kunne beregne strømmen i 22 kV linjen mellom Valldal til Indreeide, brukes Netbas for å hente ut energiforbruket på dette strekket. Energiforbruket ble dermed beregnet til å være 7.1 GWh. Videre brukes punkt 2. og 3. fra fremgangsmåten over.

For 22 kV linjen blir gjennomsnittsstrømmen gjennom året:

1. Energiforbruket

$$\text{Energiforbruket} = 7,1 \text{ GWh} \quad (4.7)$$

2. Beregner gjennomsnittseffekten overført over en time

$$P = \frac{7,1 \text{ GWh}}{8760 \text{ h}} = 0,81 \text{ MW} \quad (4.8)$$

3. Beregner gjennomsnittsstrømmen gjennom året

$$I = \frac{0,81 \text{ MW}}{22 \text{ kV} \times \sqrt{3}} = 21 \text{ A} \quad (4.9)$$

Beregning av magnetfelt

Basert på beregningen (4.9) gjort over, brukes følgende inngangsparametere i beregningsprogrammet Tesla 2012:

Ledere - strøm og posisjon

	leff [A]	Fase [°]	X [m]	Y [m]
Leder 1	80	120	-5	15
Leder 2	80	0	0	15
Leder 3	80	-120	5	15
Leder 4	21	120	18	10
Leder 5	21	0	20	10
Leder 6	21	-120	22	10
Leder 7	0	0	0	0
Leder 8	0	0	0	0
Leder 9	0	0	0	0

Oppdater lederparametre

Beregningshøyde [m] Alt. beregningshøyde [m]

Beregningsområde

±30 meter

±60 meter

±90 meter

Kurvepresentasjon

Brms Alt. beregningshøyde

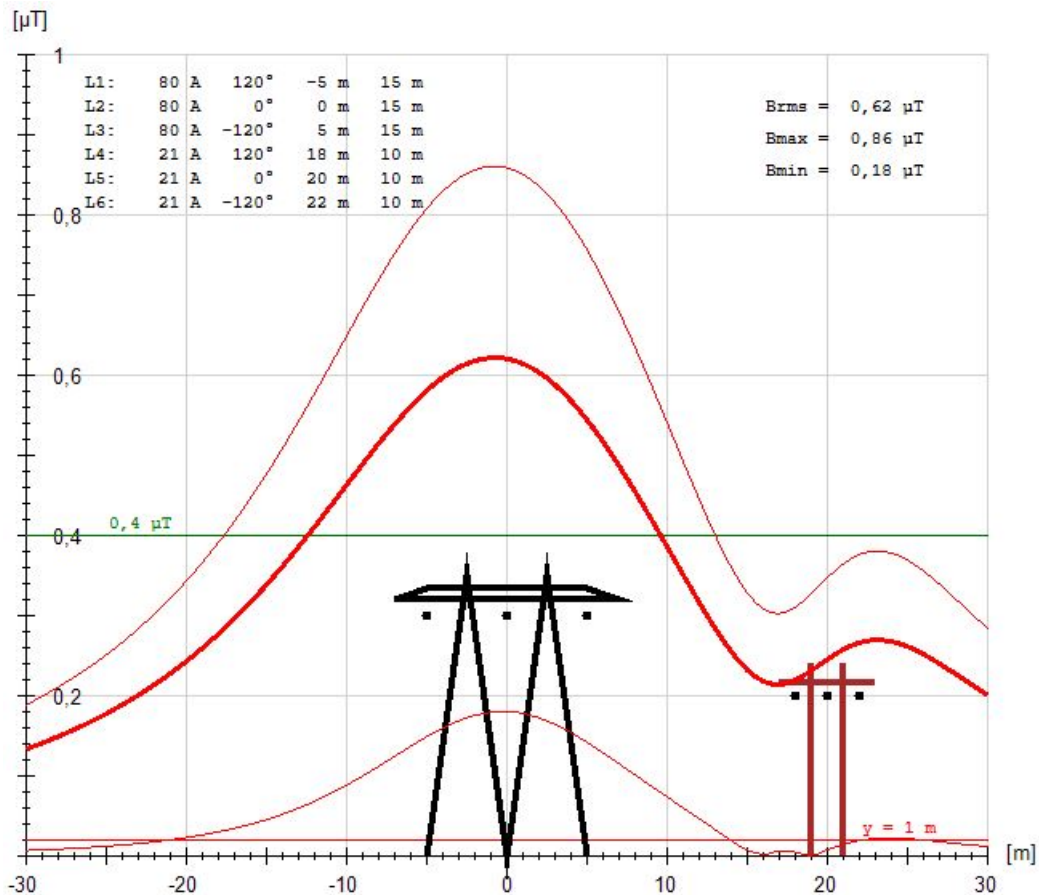
Bmax Alle faserekkefølger

Bmin Mast

Ellipser 0,4 μT

Figur 4.21: Inngangsparametere til beregning av magnetfelt rundt kraftlinjene, leder 1, 2 og 3 tilhører 132 kV linje og leder 4, 5 og 6 tilhører 22 kV

Beregningshøyde er satt til å være én meter (SINTEF Energi AS, 2012c) i beregningsprogrammet TESLA. Resultatene fra magnetfeltberegningen er presentert i figuren under.



Figur 4.22: Kurvene viser maksimal-, minimums- og effektivverdien til magnetfeltet rundt kraftlinjene. Magnetfeltets maksimalverdi vises av kurven som har størst avstand til mastene, minimumsverdien representeres av kurven som er nærmest mastene og den tykkeste røde linjen viser effektivverdien. Den grønne linjen viser utredningsnivået på $0,4 \mu T$. 132 kV-masten vises i figuren som sort. 22 kV-masten vises i figuren som rød.

I tillegg til kurven, presenteres resultatene fra beregningen i en tabell. Se vedlegg K. Tabellen viser magnetfeltstyrken til maksimal-, minimums-, og effektivverdien til magnetfeltet ved forskjellige avstander. Fra tabell 4.21 leses det av at avstanden for å komme under utredningsnivået er 13 m til venstre, og 10 m til høyre for 132 kV-linjen.

4.4.4 Teknisk analyse til løsning 1B

For å kunne utføre en teknisk analyse av det nye kraftnettet til Geiranger, har vi modellert kraftlinjen i Netbas. Traseen til løsning 1.B består av varierende terreng, som blant annet fører til valg av fire forskjellige forlegningsmåter. De forskjellige forlegningsmåtene, vil kreve

forskjellige line- og kabeltyper. Ut fra effektbehovet på 40 MW (3.5.1), beregnes strømmen ved makslast med likning 3.4.

$$I = \frac{40MW}{132kV \times \sqrt{3}} = 175A \quad (4.10)$$

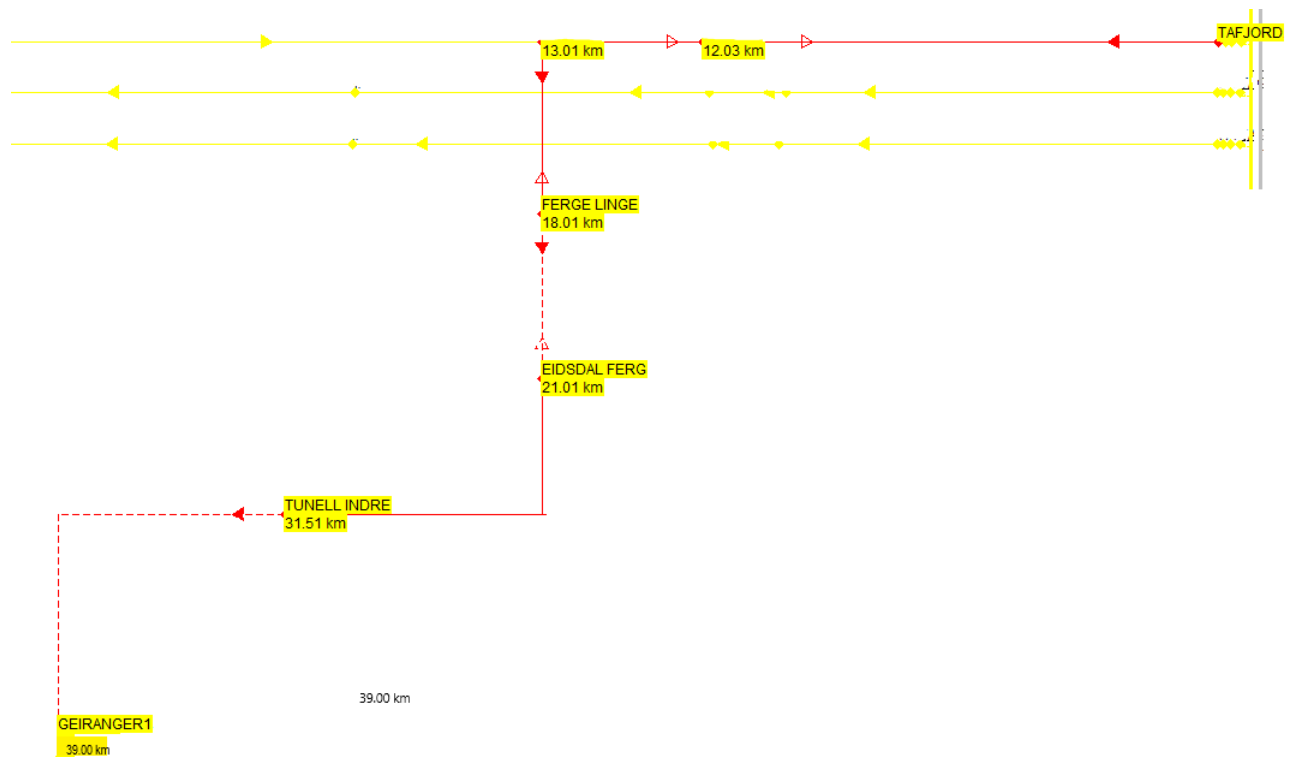
I samråd med fagpersoner i Mørenett, ble det ut fra dette laget forslag til line- og kabeltyper, og to alternative tverrsnitt. Se tabell 4.9. Utgangspunktet for de to alternativene baseres på erfaringer fra eksisterende anlegg, hvor de ytre påvirkningene og effektbehovet har vært tilnærmet lik.

Tabell 4.9: Oversikt over lengder på strekningene, line- og kabeltyper og to alternative tverrsnitt.

Fra	Til	Lengde(km)	Linje/kabeltype	Tverrsnitt	
				Alternativ 1	Alternativ 2
Koblingsanlegg Valldal	Linge ferjekai	5	FEAL	1X95	1X150
Linge ferjekai	Eidsdal	3,2	FXBLCCV	3x1x400 CU	3x1x400 CU
Eidsdal	Tunellinslag Indreeide	10,5	FEAL	1X95	1X150
Tunellinslag Indreeide	Geiranger	7,5	TSLE	3x1x400 AL	3x1x630 AL
TOTAL		26,2			

Det besluttes å benytte FEAL 95, som har en strømføringssevne på 523A ved 30°C og 1 m/s vindstyrke. Valg av sjøkabel er basert på hva Mørenetts systemer har tilgjengelig, samt hvilke sjøkabler som tidligere er benyttet i andre prosjekter. Ut fra dette, ble en FXBLCCV 3x1x400 CU kabel valgt, som var den eneste sjøkabelen for 132 kV i Netbassystemet. Denne kabelen har en strømføringssevne på 850A. Kabelen, som skal legges i biltunnelen og i borehullet ned til Geiranger, velges etter anbefalinger fra Mørenett til å være en TSLE 3x1x400 Al. Kabelen forlegges i rør i biltunnelen, som støpes i en trekantformasjon. Ved 65 °C og forlagt i bakken, har TSLE kabelen en strømføringssevne på 625A.

De valgte line- og kabeltypene er tilgjengelige i Netbas. Dermed kan et nett som inneholder de riktige og nøyaktige verdiene modelleres. Effektbehovet på 40MW, legges inn i Netbas for å simulere den totale belastningen. Figur 4.23 viser enlinjeskjemaet i Netbas.



Figur 4.23: Enlinjeskjema fra Netbas

Lastflytberegningene til enlinjeskjema i figur 4.23, gir følgende verdier for det nye kraftnettet fra Tafjord til Geiranger:

- Det aktive effektuttaket er på 40 MW, og det reaktive effektuttaket er på 5,7 MVA_r
- Total effektfaktor i nettet er 0,99
- Tapet i nettet er på 823 kW
- Tapet utgjør 2,06 %

Tabellene under viser lastflyten på kraftlinjen mellom Valldal og Geiranger.

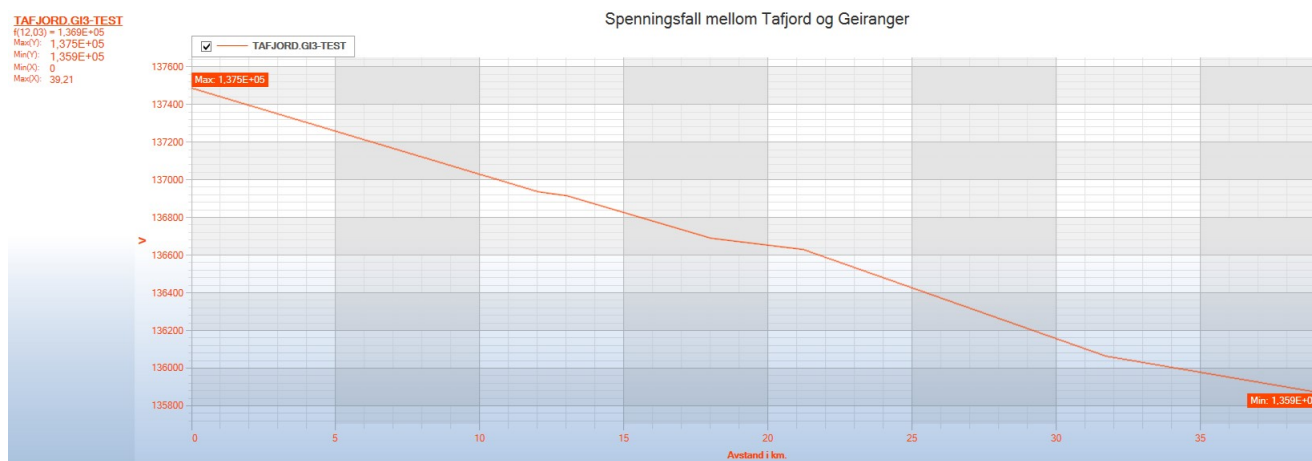
Tabell 4.10: Lastflyt i knutepunktene til løsning 1.B ved ved tunglast

Knutepunkt		Effektflyt		Effekttap		Strøm	Belastning
Fra	Til	MW	MVA _r	kW	kVA _r	A	%
Koblingsanlegg Valldal	Linge ferjekai	40,33	-3,73	83,51	-73,14	171,00	30,00
Linge ferjekai	Eidsdal	40,24	-3,66	19,2	-2791,21	171,00	20,00
Eidsdal	Tunnelinslag Indreeide	40,23	-0,86	173,87	-153,34	170,00	30,00
Tunnelinslag Indreeide	Geiranger	40,05	-0,71	50,89	-6409,73	170,00	29,00
Totalt tap i knutepunkter				327,47	-9427,42		

Tabell 4.11: Lastflyt i knutepunktene til løsning 1.B ved lettlast

Knutepunkt		Effektflyt		Effekttap		Strøm	Belastning
Fra	Til	MW	MVA _r	kW	kVA _r	A	%
Koblingsanlegg Valldal	Linge ferjekai	6,42	-9,54	7,47	-248,11	48	8
Linge ferjekai	Eidsdal	6,41	-9,29	1,18	-2888,38	47	6
Eidsdal	Tunnelinslag Indreeide	6,41	-6,4	8,23	-533,64	38	7
Tunnelinslag Indreeide	Geiranger	6,4	-5,87	1,44	-6779,98	36	6
Totalt tap i knutepunkter				18,32	-10450,1		

Tabell 4.10 viser effektflyt, effekttap, strøm, og den totale belastningen benyttet i hvert knutepunkt. Det høyeste effekttapet ved tunglast, er på 173 kW ved strekningen fra Eidsdal til tunnelinnslaget ved Indreeide. Belastningen i nettet ligger i alle knutepunktene og er under 30%, med en strøm rundt 170A.



Figur 4.24: Spenningsfallet fra Tafjord og til Geiranger. Spenningen faller fra 137,5 kV til 135,9 kV på 39 km. Som er et spenningsfall på 1,6 kV og tilsvarer 0,85%

4.4.5 Økonomiske beregninger til løsning 1.B

Ut fra line- og kabeltypene valgt i den tekniske analysen, beregnes investerings- og tapskostnadene til løsning 1.B.

Investeringskostnad

I tabell 4.12, er enhetsprisene fra 2013 hentet ut fra RENs kostnadskatalog for regionalnett (SINTEF Energi AS, 2014).

Tabell 4.12: Enhetspriser hentet fra REN Kostandskatalog for regionalnett (SINTEF Energi AS, 2014)

Planbok -> kostnadskatalog regionalnett								
Luftlinjeanlegg/høyspentmaster 145kV			Sjøkabel 145kV			Grøft 145kV		
Materiell		308000 kr/km	Materiell		4852000 kr/km	Materiell		1282000 kr/km
El.Montasje		1036000 kr/km	El.Montasje		1800000 kr/km	El.Montasje		959000 kr/km
Anleggsarbeid		468000 kr/km	Anleggsarbeid		1551000 kr/km	Anleggsarbeid		1576000 kr/km
Annet		174000 kr/km	Annet		542000 kr/km	Annet		775000 kr/km
Total		1986000 kr/km	Total		8745000 kr/km	Total		4592000 kr/km

Luftlineanlegg med FEAL 95 har en kostnad på 1,9 MNOK/km, sjøkabel på 8,7 MNOK/km, og grøft på 4,6 MNOK/km.

Tabell 4.13: Enhetspriser for boring i fjell og forlegning av kabeltype TSLE 3x1x400 AL

Boring og forlegging av kabel i fjell	
Boring	7640000 kr/km
Kabel 3x1x400 AL	1200000 kr/km
El montasje	665000 kr/km
Total	9505000 kr/km

Tabell 4.13 viser enhetsprisen for boring og forlegning av kabel i fjell. Enhetsprisen for denne forlegningsmåten, er estimert ut i fra *REN prosjektsystem*. Generell boring og forlegning av kabel i fjell, var ikke tilgjengelig i dette programmet, men det var tilgjengelig for boring og forlegning av rør under vei. Priser for kabel og arbeid, er basert på erfaringsdata fra andre prosjekter i Mørenett.

Tabell 4.14: Kostnadsestimat for ny kraftlinje løsning 1.B

Kostnadsestimat			
Anleggsdel	Pris pr.km (MNOK)	Lengde(km)	Budsjett(MNOK)
132kV luftlinje	1,98	15,5	30,69
132kV sjøkabel	8,745	3,2	27,984
132kV kabelanlegg tunell	5	4	20
132kV kabelanlegg grøft	4,592	0,5	2,296
132kV Kabelanlegg boret i fjell	9,505	3	28,515
Diverse 5 %			5,47425
SUM			114,95925

Tabell 4.14 viser at investeringskostnaden er grovt estimert til cirka 115 MNOK i 2019. Dette inkluderer materiell, montering og anleggsarbeid. Kostnadsestimatet inkluderer ikke eventuelle nettstasjoner, koblingsanlegg, eller transformatorstasjoner. En transformatorstasjon i Geiranger, vil trolig ligge på en startpris rundt 50 MNOK, basert på informasjon fra Mørenett. Gruppen går ikke nærmere inn på kostnadene en transformatorstasjon medfører, grunnet avgrensningen for oppgaven.

Tapskostnader

Det benyttes verdier og faktorer som er lagt inn i Netbas av Mørenett, med tall fra 2015.

- Analyseperiode satt til 40 år
- Kalkulasjonsrenten satt til 4%
- Kostnad for effekttap er satt til 382 kr/kW
- Kostnad for energitap er satt til 11,90 øre/kWh
- Brukstid for tap er satt til 1900 timer per år

Tabell 4.15: Tapskostnad for ny kraftlinje 1.B

Fra	til	Lengde(km)	Linje/Kabeltype	Tapskostnad(kr)
Koblingsanlegg Valldal	Linge ferjekai	5	FEAL 1X95	1005154
Linge ferjekai	Eidsdal	3,2	FXBLCCV 3x1x400 CU	231355
Eidsdal	Tunellinslag Indreeide	10,5	FEAL 1X95	2092610
Tunellinslag Indreeide	Geiranger	7,5	TSLE 3x1x400 AL	616448
TOTAL		26,2		3945567

Kapitaliserte tapskostnader for den nye kraftlinjen (1.B), vil i løpet av 40 år være 3 945 567 kr.

Fra tabell 4.15, kan vi se at den høyeste tapskostnaden forekommer på luftlinen mellom Eidsdal og Indreeide. Den minste tapskostnaden, forekommer i sjøkabelen mellom Linge ferjekai og Eidsdal.

Kapittel 5

Drøfting

I dette kapittelet skal vi drøfte våre funn i oppgaven, sammen med en vurdering av metodenes styrker og svakheter. For å enkelt sammenligne og sette resultatene opp mot hverandre, deles dette kapittelet opp i samme rekkefølge som resultatdelen. Etablering av trasévalg er ikke diskutert som et eget punkt, men faller under elimineringsmetoden. I tillegg til å drøfte resultatene tar denne delen også for seg sentrale spørsmål som nettplanleggingen i Geiranger kan stå ovenfor ved et senere tidspunkt.

5.1 Effekt- og energibehov

Utredning av effekt- og energibehov var en sentral del, som hadde betydning for videre utforming av oppgaven. Beregning av effektbehovet var et av de viktigste resultatene fra resultatdelen i denne rapporten. Beregningen ble delt opp i tre deler; alminnelig forsyning, hotelldrift for cruiseskip og lading av elektriske busser. Den alminnelige forsyningen ga et effektbehov på 2,3 MW. Som vist i sammenligning med årsvariasjonene fra 2018, kan det hevdes at effektbehovet endres fra år til år. Dette kan eksempelvis avhenge av hvordan vær og temperatur var det respektive året. Dersom temperaturen er høy og været er flott i Geiranger, vil det på den ene siden bli brukt mindre strøm til lys, oppvarming og lignende. På den andre siden, fører det til at flere turister kanskje velger å ta turen til Geiranger. Som følge av dette, vil effektforbruket fortsatt være høyt.

Ved beregningen av effektbehovet til cruiseskipene ble det benyttet tre ulike metoder; et grovestimat av effektbehovet til hotelldrift, et skjema for beregning av kWh-potensial levert av Enova, og et estimat sammenlignet med Danske Havn. Det kan være utfordrende å bestemme hvilken metode som gir de mest reelle resultatene, ettersom skipene varierer i størrelse og det ikke er proporsjonalt forhold mellom størrelse og effektbehov. Resultatet fra beregningene viste at grovestimatet stemte med estimatet fra sammenligningen med Danske Havn. Enovas

beregningsskjema ga derimot et lavere effektbehov per båt, og skilte seg ut fra de andre energibehovverdiene. Dette kan komme av at Enova har definert et lavere effektbehov, i kategorien som representerer cruiseskipene. Av den grunn, så gruppen det som hensiktsfullt å benytte effektbehovet fra grovestimatet, og estimatet fra sammenligningen med Danske Havn. Resulterende ble det totale effektbehovet for tre cruiseskip ble satt til 30 MW, som gir mulighet for tre landstrømsuttak i ulik størrelse. Etersom flesteparten av cruiseskipets passasjerer forlater skipet kan effektuttaket være lavere i virkeligheten.

Energiforbruk til elektriske busser er ukjent, da frekvensen av fremtidige bussavganger i Geiranger ikke er identifisert. Energibehovet vil dermed bli litt høyere enn det som allerede er oppgitt. Siden busser ikke er like energikrevende som cruiseskip, vil ikke dette tillegget nødvendigvis gjøre store utslag for energiforbruket.

I delkapittelet 4.1.4 ble det totale effektbehovet for videre beregninger satt til 40 MW. Vi kunne valgt å sette effektbehovet til den eksakte verdien på 33,8 MW, men ønsket å lage rom for uforutsett behov for energi i fremtiden. I beregningene av effektbehovet, er det ikke tatt med muligheten for å lade cruiseskipenes batterier. Dette gjør at en videre økning av effekttilførselen kan være aktuelt på et senere tidspunkt.

5.2 Eksisterende nett med last for elektrisk ferjedrift

Resultatet i delkapittel 4.3 viser spenningsfallet sammen med lastflytanalyse av det eksisterende nettet. Her er det ikke gjort noen endringer i forhold til reduksjon av spenningsfallet. Lastflytanalysen viser at fordelingstransformatoren i Tafjord har en spenning på 21,7 kV. Det aktive effektuttaket langs linjen er på 10,5 MW, med en $\cos \phi$ på 0,99. Endepunktet i Geiranger har en systemspenning på 19 kV. Som forklart i avsnitt 2.6.2, er spenningsgrensen satt til over 20 kV for Mørenett. Siden systemspenningen er lavere enn grensen, må ett eller flere tiltak implementeres for at systemspenningen ved endepunktet skal komme på et akseptabelt nivå. Det kan være ulike faktorer som fører til at systemspenningen i Geiranger kommer under spenningsgrensen. Eksempelvis, kan dette være at linene har for lavt

tverrsnitt, som begrenser strømføringsevnen. En annen faktor kan også være at linene er foreldet, og dermed får en dårligere lederevne som følge av slitasje på materialet.

5.3 Oppgradering av eksisterende anlegg

Ulike tiltak er gjennomført for å redusere spenningsfallet. Lastflytanalysen er gjort for følgende tiltak:

1. Nye liner med økt tverrsnitt fra Indreeide til Geiranger
2. Autotransformator
3. Kondensatorbatteri
4. Kombinert løsning; autotransformator, nye liner og ett kondensatorbatteri

Ved å øke tverrsnittet på linene fra FEAL 25 til FEAL 95, fremstilles spenningsprofilen i figur 4.5 som noe lavere der de nye linjene er byttet ut. Resultatet viser at utskiftning av linjer til et høyere tverrsnitt, mellom Indreeide og Geiranger, kan ha betydning for spenningsfallet i positiv forstand. Det skal påpekes at en BLL 99 trolig ville hatt større innvirkning på reduksjon av spenningsfallet, fordi belagte liner kan ha kortere faseavstand. Ved bruk av samme ledertverrsnitt kan også linjereaktansen reduseres, som dermed fører til mindre spenningsfall og tap. I denne rapporten ble det i stedet benyttet FEAL 95, for å synliggjøre forskjellen ved å øke tverrsnittet. Større tverrsnitt medfører også at strømføringsevnen øker, og dermed vil også spenningen holde et mer stabilt nivå. Lastflytanalysen viser også et tap på tilnærmet 790 kW, som er 40 kW mindre enn i lastdata til det opprinnelige nettet. Systemspenningen i Geiranger vil bli 19,2 kV. Til tross for en reduksjon av spenningsfallet, vil systemspenningen i Geiranger fortsatt ligge under 20 kV. Dersom linene videre mot Tafjord også hadde blitt erstattet, av en linetype med høyere tverrsnitt, kunne dette også bidratt til å øke spenningen ytterligere i endepunktet.

Spenningsfallet for tiltak 2, viser en tydelig endring i kurven sammenlignet med de tidligere tiltakene. Det aktive effektuttaket er 10,5 MW, og tapet i nettet er på 840 kW. Verdiene i

lastflytdata er ikke signifikant forandret, til tross for en endring i spenningsfallet. Dette kommer av at strømmen i kablene og linene fortsatt er den samme, til tross for høyere systemspenning. Dermed vil tapet i nettet ikke endres markant. Spenningsfallet i figur 4.7, indikerer en umiddelbar økning i spenningen fra 20,25 kV til 22,03 kV, etter autotransformatoren ved Eidsdal sentrum. Dette bekrefter at supplering av en autotransformator med 22 kV på primær- og sekundærsiden ved Eidsdal, vil øke den leverte systemspenningen til Geiranger. En autotransformator bidrar til å heve spenningen, men medfører at variasjonene mellom lite og mye last blir større. Nettet kan også bli mer sårbart for endringer. Det negative utfallet av den umiddelbare spenningsøkningen ved Eidsdal, kan være at den umiddelbare spenningen etter autotransformatoren blir for høy. Dette krever at transformatorene som transformerer ned til lavspentnettet må trinnes. Trinningen må gjennomføres manuelt i nettstasjonene, og dette kan utløse høyere kostnader enn først antatt.

I tredje tiltak, gir implementering av kondensatorbatterier et aktivt effektuttak på 10.5 MW, med et tap i nettet på 823 kW. I figur 4.8, observeres en parallell reduksjon av spenningsfallet for hvert kondensatorbatteri som blir koblet til. Plasseringen av kondensatorbatteriene er endelig avgjort, etter utprøving av forskjellige lokasjoner i enlinjeskjema i Netbas. Ut fra grafene, vises det at uavhengig av plassering, endres ikke mønsteret tilsynelatende. Dette kan komme av at kondensatorbatteriet kompensere for det reaktive spenningsfallet over hele linjen (2.7.3). Ved implementering av kondensatorbatteriene, forekommer fortsatt et høyt reaktivt effektuttak. Høyeste spenning ved endepunktet i Geiranger havner på 19,6 kV. Dette bekrefter at kondensatorbatteri alene, ikke kan løse utfordringen med lav systemspenning. Tilkobling av flere kondensatorbatterier, kan bidra til å øke spenningen ytterligere, men dette kan være kostbart å drive ettersom de kan kobles ut og inn etter behov. Det kan også være mulighet for å øke størrelsen på kondensatorbatteriet, forbeholdt at spenningsspranget ved inn- og utkobling av last ikke overskriver $\pm 3\%$ (2.6.2).

Fjerde tiltak inneholder en kombinert løsning med autotransformator, utskiftning av linjer, og kondensatorbatteri. Det ble vurdert at bruk av ett kondensatorbatteri var tilstrekkelig for å oppnå ønsket spenning. Resultatet i avsnitt 4.9, fremstiller et aktivt effektuttak på 10,4 MW, et reaktivt effektuttak på 1,6 MVar, og et tap i nettet på 775 kW. I prosent tilsvarer tapet 7,4%. Fra

graf 4.9 ender spenningen i Geiranger på 21,8 kV. I denne løsningen blir spenningen dermed høy nok for å tilfredsstille Mørenetts funksjonalitetskrav, lagt frem i avsnitt 2.6.2. I likhet med alternativ 3, blir utgangsspenningen ved autotransformatoren høy. Dette medfører at det også her kan bli nødvendig å trinne påfølgende transformatorer.

5.4 Elimineringsmetoden

I delkapittelet 4.4.2, ble ni løsninger i tillegg til oppgraderingen, vurdert kvantitativt opp mot hverandre. Metoden ble brukt som et verktøy for å redusere antall løsninger til én. For at alle løsningene skulle bli vurdert på samme grunnlag, ble det presentert seks kriterier, hvor løsningenes egenskaper ble vurdert og poengsatt. De kvantitative kriteriene danner grunnlaget for resultatet, og er regnet som denne metodens styrke i utvelgelsesprosessen. Metodens største svakhet er at noen av vurderingene og poengutdelingen, ble gjennomført som en subjektiv prosess av gruppen. Ut fra en subjektiv vurdering av hvilke vurderingskriterier gruppen betraktet som viktige, ble vurderingskriteriene tildelt vektpoeng mellom 1 og 5. Det er mulig for lesere av denne rapporten å gjøre opp sine egne vurderinger, ut fra egne erfaringer og preferanser. På denne måten kan andre resultat fremkomme. Løsningene presentert i avsnitt 4.4.1 blir ikke drøftet individuelt, men sammenlignet ut fra vurderingskriteriene.

Lengde av trase

Dette er et kvantitativt kriterium hvor traseens lengde er målt i samme karttjeneste. Det vil derfor være lik feilmargin i alle målingene. Lengden er målt i luftlinje, og tar dermed ikke hensyn til terrengets kurvaturer. Løsningenes faktiske lengde kan dermed avvike fra lengderesultatene i denne rapporten. Avvikets størrelse avhenger av hvor mange store kurvaturendringer traseen krysser. Ved smarte plasseringer av mastene, kan mindre kurvaturendringer bli eliminert eller gjort mindre. Eventuelt er det mulig å bygge noen master høyere enn andre, for utjevning av høydeforskjellene. Ved boring, fører høydeforskjellen mellom start- og endepunkt til at lengden av luftlinjen er være misvisende.

Fra elimineringsmetoden i resultatdelen, fikk løsning 3.C for dette kriteriet høyeste poengsum. Denne løsningen skiller seg på mange måter ut fra de resterende løsningene, grunnet lokal produksjon i Geiranger. Både løsning 1.A, 1.B, og 1.C, kom dårlig ut i denne rangeringen. Den totale lengden av de tre respektive løsningene er relativt like, med en strekning på rundt 25 km. Da løsning 1.A ikke innebærer bygging av nye linjer, vil derfor forskjellen mellom beste og dårligst løsning være stor.

Vertikalkurvatur

For å danne et bilde av hvor misvisende luftlinjens lengde var, ble vertikalkurvaturen i traseområdene til de forskjellige løsningene studert. Dette ble gjort ved å se på høydekurvene i området langs traseene. Vurderingen av hvor stor innvirkning vertikalkurvaturen ville ha for de forskjellige løsningene, er en kombinasjon av kvalitativ og subjektiv vurdering av innvirkningene. En liten endring av traseen kan være utslagsgivende for resultatet. Når det gjelder vertikalkurvatur, kom løsning 3.B best ut. Løsningen har en relativ flat kurvatur og jevnt terreng. Traseen fra Hellesylt strekkes fortrinnsvis ikke over fjellet. I stedet, strekkes kabela gjennom fjellet ved bruk av Rockrollermetoden. Dette gjør at løsning 3.B får flest poeng. Løsning 2.C fikk dårligst poengsum på grunnlag traseens ulendte landskap.

Naturpåkjenninger

Ved bygging av kraftlinjer, kan det være fornuftig å se på hvilke naturpåkjenninger som er i området. Dette er fordi naturpåkjenninger på kraftlinjen kan påvirke levetiden og vedlikehold. Det kan derfor være ønskelig med null naturpåvirkninger, fordi disse ofte bringer med seg ekstra kostnader. Vurderingen ble gjort ved å ta utgangspunkt i NVEs oversiktskart over snøskredhendelser og fareområder for snø og steinskred. I tillegg ble rasfarer i fjorden, samt høydekurver vurdert, for å sjekke eventuelle farer for skyisdannelser. Vurderingen ble gjort basert på om traseen var i åpent landskap, eller skjult. En mastetrasé vil normalt være mer utsatt ved høye fjelloverganger og i rasutsatte områder, enn om det forlegges en kabel. Ved å bore en kabeltunnel i fjellet, vil kabela være mer skjermet for naturpåvirkninger, bortsett fra eventuelle bevegelser i fjellet som kan "kutte" kabela. I elimineringsstabellene er poengfordelingen begrunnet med en kort kommentar. Vektleggingen av hva som er en stor

naturpåkjenning vil være en subjektiv vurdering, og kan baseres mye på erfaringer og personlige meninger.

Løsningene hvor deler av traseen er forlagt i fjellet, tildeles en høy poengsum i denne vurderingen. Dette var fordi gruppen vurderte at dette ville redusere naturpåkjenningene på kraftlinjen. På den ene siden, kan naturpåkjenningene reduseres ved å føre kabel i fjell. På den andre siden, kan reparasjonskostnadene bli vesentlig høyere. Løsninger med mastetraseer som passerte rasutsatte områder og høyder opp mot 1000 meter, ble derimot vektlagt negativt. Fra tabellene i elimineringsmetoden, var det løsning 1.B, 1.C, 2.A og 2.B som ble tildelt de høyeste poengsummene. Løsning 2.C kommer dårligst ut i dette vurderingskriteriet, ettersom traseen passerer gjennom flere rasutsatte områder. I tillegg er det fare for dannelse av skyis (2.7.1).

Verneområder

Ettersom formålet med oppgaven er kraftforsyning til Geiranger, vil naturligvis alle løsningene være innenfor verneområdet. Vurderingskriteriet *verneområde* har dermed ikke blitt tildelt et høyt vekttall. Derimot har vurderingene tatt utgangspunkt i om løsningene er synlige innenfor verneområdet, og eventuelt i hvor stor grad de er synlige. Gruppen har vektlagt løsninger som ikke er synlige og som ikke forringer opplevelsesverdien i Geiranger som positive. Hva som betegner en forringelse av opplevelsesverdien, vil være en subjektiv vurdering. Derfor kan andre anse master som mindre belastende enn en utskjæring i fjellet/andre store inngrep i naturen. I motsetning til den subjektive vurderingen, har Forskrift om Geiranger-Herdalen LV-område (2004) og UNESCO fastsatt hva som er lov og ikke, innenfor verneområdet. Ut fra forskriften og UNESCO (2.2), kan løsninger som ikke er synlige vurderes som mer belastende, ettersom disse løsningene vil kreve fjerning av masse fra verneområdet og etterlate permanente inngrep.

Når det gjelder forringelse av verneområdet, skiller løsningene som ikke er synlige seg positivt ut. Løsning 3.A oppnår kriteriets høyeste poengsum, og skiller seg fra boring i fjell, siden løsningen ikke krever fjerning av masse. Ved bruk av sjøkabel vil også synligheten til kraftforsyningen være på det minimale, og ikke etterlate permanente spor dersom den skulle

fjernes. Etter poengfordelingen var det løsning 2.C som kom dårligst ut. Mastetraseen fra Kaldhussæter, er løsningen som anses som å være mest synlig i verneområdet. Som nevnt i avsnittet om master (2.3.2), er normalhøyden på 132 kV master mellom 13 og 18 meter. Med andre ord kan dette bli veldig iøynefallende for turister og beboere.

Tilfredsstillende effektbehov

Vurderingskriteriet *tilfredsstillende effektbehov* er vurdert ut ifra om løsningene kan overføre nok effekt til det satte effektbehovet på 40 MW. Denne vurderingen ble gjort ut fra en tommelfingerregel, som baserte seg på tidligere erfaringer. En tommelfingerregel vil være et grovt estimat, dermed vil vurderingen også ha en del usikkerhet. Allikevel vil regelen gi et bilde av hva som kan være realistisk å overføre.

Alle løsninger som dekker effektbehovet på 40 MW, har fått full poenguttelling. Dette gjelder løsning 1.A, 1.B, 2.A, 2.B, 2.C, 3.A og 3.B. Løsningene har alle en spenning på 132 kV, som ut fra tommelfingerregelen vil tilfredsstillende effektbehovet med god margin. Dermed vil det også være mulighet for et høyere effektuttak senere. Løsning 3.C, sammen med *oppgraderingen* fikk dårligst poengsum, ettersom løsningene ikke ville gi muligheter for landstrøm til 3 cruiseskip.

Realiserbar innen 2026

Realiserbar innen 2026 vurderes ut fra tilgjengeligheten til teknologien for å kunne gjennomføre/bygge løsningene. Det er ikke tatt hensyn til en eventuell søkeprosess. Derimot er det tatt hensyn til forutsetninger som anlegg og teknologi må være på plass.

Løsning med oppgradering, løsning 1.A og 2.C fikk best poengsum, mens løsning 2.A og 2.B kom ut som dårligst. Løsningene med høyest poengsum, har som fellestrekk at store deler av traseen består av mast. Fremføring av høyspent ved bruk av mast er en svært utbredt metode for majoriteten av nettselskapene. Derfor blir dette sett på som en realiserbar løsning innen 2026.

Løsning 2.A og 2.B kommer ut som dårligst fordi boreteknologien ikke er utviklet nok til lange strekninger. I avsnitt 2.3.2, forklares det at metoden begrenses av boreteknologien, og er kun

tilgjengelig for strekninger opp til 3 km. Boreteknologien er i stadig videreutvikling, som kan føre til strekningen i løsning 3.B er oppnåelig innen få år. Distansene til løsning 2.A og 2.B kan derimot ta lenger tid før boreteknologien er tilgjengelig. Allikevel kan det være vanskelig å fastslå hvor fort boreteknologien utvikles. Før en eventuell utbygging av kraftnettet starter, er det mulig at flere store fremskritt innen boreteknologien, er blitt gjort.

Som en oppsummering av elimineringsmetoden belyses det at alle løsninger har styrker og svakheter. Det som var utslagsgivende i denne elimineringsmetoden, var valg av vurderingskriterier og vektleggingen av disse. En etterprøving ved et senere tidspunkt vil nødvendigvis ikke gi samme resultat. Det er også en mulighet at kraftnettet rundt Geiranger vil forandre seg, slik at andre løsninger som ikke har kommet frem i denne rapporten, kan være aktuelle.

5.5 Videre analyse av løsning 1.B

5.5.1 Vurdering av miljøvirkninger

Landskap

Området fra Valldal til Geiranger, er som nevnt i resultat, et landskap preget av et kombinert kultur- og naturlandskap. Ved å legge kraftlinjen i fjellet, vil den ikke være synlig i verdensarvområdet, foruten om ved åpningene i fjellet.

Ved prosjektering av en kraftlinje i et slikt landskapsområde, er det ofte ønskelig å få «hjelp» av naturen, på en slik måte at linjetraseene blir mindre synlige. Bygging av en kraftlinje i et flatt landskap, kan ofte virke dominerende for området. Dette kan være fordi man ikke får hjelp av omgivelsene til å «reduere» dimensjonene til mastene. I motsetning til dette, kan et område med skiftende topografi, ha en mer forminskende effekt på kraftlinjen. Som man ser på terrengprofilen (4.16), har strekket mellom Valldal og Linge ferjekai minimale høydeforskjeller i landskapet. En kraftlinje kan dermed virke mer fremtredende, fordi den ikke får noen "hjelp" fra landskapet. Topografien mellom Eidsdal og Geiranger er derimot preget av bratte

stigninger, som kan føre til at kraftlinjen oppleves som mindre pregende i landskapet. Samtidig kan dette bidra til å skape konfliktområder for den nye linjetraseen. Blant annet, kan de bratte stigningene og terrenget gi begrensede muligheter for å legge traseen mer mot øst eller vest, ved de bratteste partiene. Videre kan konfliktområdene føre til utfordringer med adkomsten til bygningsarbeiderne, som igjen kan føre til økte investeringer, dersom materiell eventuelt må fraktes med lufttransport.

Kulturminner, kulturmiljø og kulturarv

Linjetraseen til løsning 1.B, vil krysse kulturminner og kulturarv mellom Valldal og Geiranger. Noen av større verdi enn andre. Foringelse av kulturminner er en faktor som er viktig å ta i betraktning ved planlegging av en kraftlinjetrasé. Den eksisterende 22 kV linjen, passerer i nærheten av en rekke kulturminner fra Eidsdal til Indreeide. Linjen føres også igjennom enkelte kulturminner. Den nye traseen planlegges med en avstand på 20 m mellom mastesentrene, som fører til at avstanden til enkelte kulturminner og SEFRAK registrerte hus blir svært lav. Dette kan bidra til å ødelegge opplevelsesverdien av kulturminnet.

Luftliner har stor fleksibilitet når det kommer til plassering av mast og transportvei. Med tilpasning, kan kulturminner og eldre bygninger kan ofte unngås. Jord- og sjøkabler er mer fastlåste løsninger, ofte uten tilpasningsmulighet. I områder hvor kulturminner krysses, er det derfor naturlig å velge luftliner, fremfor jord- og sjøkabel.

Friluftsliv og hytter

Funnene i resultat viste at traseen vil gå parallelt, og krysse enkelte turstier mellom Eidsdal og Indreeide. Verken mellom Valldal og Linge ferjekai, eller Indreeide og Geiranger, er det registrerte turstier i nærheten av traseen. Dermed vil ikke dette ha store negative innvirkninger på ferdselen i området. I tillegg krysser traseen ingen registrerte turisthytter, men går igjennom "Eidsvatnet hyttegrend". Hyttefeltet betraktes ikke som stort, men er allikevel noe som må tas hensyn til ved bygging av ny kraftlinje. En eventuell løsning kan være å gjøre en liten justering av traseen og dermed unngå hyttefeltet, eller grave ned en kabel.

Friluftsområdene omtalt i avsnitt 4.4.3, har som nevnt ofte høy bruksfrekvens. På den ene siden vil ikke en kraftlinje ødelegge for friluft, i form av at det ikke vil være mulighet å benytte området etter en utbygging. På den andre siden kan en kraftlinje forringe utsikt og opplevelsesverdien, men dette vil være en subjektiv vurdering. Kraftlinjen kan derimot ha negative konsekvenser for turgåere som benytter områdene under bygging, men eventuelle anleggsveier kan også bidra til å gjøre områder mer tilgjengelig.

Naturmiljø

I resultatdelen, viste at traseen til løsning 1.B ville påvirke hagemark og rik edelløvsskog. Området som inneholdt hagemark, ble påvirket ved at traseen gikk direkte gjennom. Ettersom masteplasseringen til kraftlinjen ikke er bestemt i denne rapporten, kan man ikke si nøyaktig hvor mye og hvor substansielt kraftlinjen vil påvirke hagemarkområdet. Det ble registrert at kraftlinjen påvirker dette området, og at det er nødvendig med videre undersøkelser av området, for å fastslå hvor betydelig konsekvensene kan være. Gruppens anbefaling er at man prøver å unngå og påvirke hageområder så mye som mulig, ettersom områdene er av naturtyper av særlig stor betydning for det biologiske mangfoldet. Traseen til løsning 1.B ligger også i nærheten av områder med rik edelløvsskog, som ikke direkte vil ødelegge disse områdene. Det er også viktig å være observant for å prøve og unngå disse områdene så mye som mulig. Naturtypene fra høydeprofilen, viser at den største delen av kraftlinjen vil gå gjennom skog. Dermed er det ekstra viktig å passe på at de skogtypene og busker, som eventuelt blir hugget ned i en ryddegate, ikke er av stor biologisk verdi.

Når det kommer til prioriterte arter, forekommer dette ganske hyppig langs traseen til løsning 1.B. I Naturbase registrerte gruppen en rekke arter som må tas hensyn til. Det er vanskelig å fastslå ut i fra kartene hvor stor påvirkning traseen vil ha på de spesifikke artene, men det er viktig at det tas høyde for disse under utbyggingen. Artene forekommer i områder hvor det vil monteres master, så en eventuell påvirkning vil bare være aktuelt i arealet der hvor mastene skal bygges.

Reiseliv og turisme

Resultatet anerkjenner at kraftlinjen delvis vil være synlig fra fylkesveg 63. Når det er Geirangers uberørthet som ofte appellerer til turistene, er det mulig at synligheten til kraftlinjen kan ha en negativ påvirkning på opplevelsesverdien. Spesielt dersom kraftlinjen vil være synlig fra bilvei og turistattraksjoner. Samtidig kan omfanget på synligheten variere ut i fra hvilken type mast valget faller på, samt farge. En mast med trekantoppheg i naturfarge, vil naturligvis gi et mer diskret inntrykk av kraftlinjen, sammenlignet med en H-mast med planoppheg, som dette spenningsnivået ellers vil kreve. Av mange grunner, kan det være vanskelig å påpeke om synligheten vil ha noe å si for turistvirksomheten i området. Noen kan mene at høyspentmaster vil ødelegge for den totale naturopplevelsen, spesielt i et område som reklamerer for uberørt natur. Det er derimot vanskelig å si hvor store inngrep turismen kan akseptere, før dette vil gi ringvirkninger for turistnæringen. Det kan dermed være nødvendig med ytterligere undersøkelser innenfor dette tema. I tillegg kan utbyggingen føre til en del anleggstrafikk som periodevis kan føre til stengte veier og begrense fremkommeligheten.

Naturressurs

Ressursene som finnes i naturen er viktig å ta vare på. Derfor har vi lokalisert ulike typer ressurser som finnes i planområdet. Områdene traseen krysser som inneholder skog av høy til særs høy bonitet, er det nødvendig å prøve og unngå. Grunnen til dette, er at områdene kan gi verdifulle ressurser i form av skogbruk. Som vist i kartene i vedlegg J, er det bonitet av typen høy og særs høy som er mest gjentakende. Dersom trærne er lave nok, vil man kunne unngå at verdifulle skogressurser blir fjernet. Det vil naturligvis være uunngåelig å ikke fjerne noen trær, men dette kan begrenses så mye som mulig. Det er også nødvendig å søke til aktuelle kommuner, samt grunneiere om tillatelse. Dette kan også kan føre til en kostnad ved å måtte kjøpe opp arealer som inneholder verdifull skog. Områdene med lav bonitet og uproduktiv skog, vil ikke være like verdifulle, og dermed vil ikke kraftlinjen ha så stor innvirkning på disse områdene.

Landbruket er også en viktig del av naturen, og en viktig naturressurs som må bevares. Som registrert i resultatdelen, går kraftlinjen både gjennom dyrka- og fulldyrka jord. Igjen, er dette mest registrert i områdene hvor det vil bli montert høyspentmaster, som bare vil ha inngrep i

landbruksområdene der fundamentet til masten blir plassert.

Villrein ble registrert på én strekning i planområdet. Traseen vil delvis gå inn i et reinbeiteområde, for så å bevege seg inn i biltunnelen som er under konstruksjon. Det er usikkert hvor mye reinsdyr som ferdes i området, grunnet de bratte fjellsidene på hver side av dalen. Siden det er et avsatt område til villrein, er vi også nødt til å ta hensyn til dette. Området som biltunnelen blir plassert i, er som sagt også innenfor villrein området. Vurderingen av påvirkningen på villreinen må her tas av Statens Vegvesen, som er utbygger av tunnelen.

Det ble registrert forekomster av sand, grus og pukk i Valldal og Eidsdal. I Valldal ble den registret som lite viktig, noe som betyr at det er lite å hente ut, eller at det er av for dårlig kvalitet til å ta ut. Forekomsten i Eidsdal, viste seg å være viktig lokal, noe som tilsier at det er en viktig ressurs for lokalbefolkningen. Det er usikkert hvor dypt ned i bakken forekomsten befinner seg. Er den under en viss dybde, vil ikke eventuelle master ha noen innvirkninger. Hvis forekomsten derimot ligger ved overflaten, er man nødt til å gjøre tiltak og ta nødvendige forhåndsregler, for å unngå ødeleggelse av naturressursen.

Nærføring og bebyggelse og elektromagnetiske felt

Undersøkelser i kart viser at traseen totalt har 51 bygninger som er innenfor den veiledende avstanden på 30 meter, gitt av Statens strålevern. Som nevnt i avsnitt 2.5.2, varierer størrelsen til magnetfeltet med strømstyrke og avstand. Strømmen er avhengig av effektforbruket som trekkes fra kraftnettet, og det kan være store variasjoner mellom den min- og makslast. Når lasten varierer, varierer også strømmen og dermed magnetfeltet. På grunn av variasjonene i lasten, ble gjennomsnittstrømmen gjennom året brukt i utregningene av magnetfeltet. I TESLAs beregningsprogram, ble avstandene fra 132 kV linjen, henholdsvis 13 og 10 meter for å få magnetfeltverdier under $0,4 \mu\text{T}$. Tabell 4.8, viser at flere områder har eneboliger/våningshus og fritidsbygg, som har kortere avstand enn 10 og 13 meter til 132 kV linjen. Dette er bygninger hvor mennesker gjerne oppholder seg over lengre tid, og vil dermed risikere å bli utsatt for høyere strålingsnivå enn utredningsnivået satt av Strålevernforskriften (2019). Dermed vil ikke forskriften være ansett som oppfylt.

Eventuelle løsninger for å innfri den nødvendige avstanden, er å redusere senteravstanden mellom mastene. En annen mulighet er å bruke master med trekantopp heng istedenfor planopp heng, som kan gi en magnetfeltreduksjon på 25-30 % (2.3.2). Ingen av de eventuelle løsningene, kan garantere at alle bygningene som er listet opp i tabell 4.8, får magnetfeltverdier under utredningsnivået. Det kan dermed være nødvendig å se på alternative traseer for kraftlinjen innenfor områdene, hvor avstanden til bygninger er under 13 meter. Eksempelvis kan traseen legges utenfor bolig- og hyttefelt, istedenfor gjennom. En slik traseendring kan imidlertid føre til økte kostnader, ved for eksempel en forlengelse av traselengden.

5.5.2 Teknisk analyse til løsning 1B

Områdekonsesjonen gir netteierne rett til å drifte og bygge anlegg opp til 22 kV 2.5.1. De fleste netteiere har dermed opparbeidet mye erfaring når det gjelder slike prosjekter. På 22 kV anlegg, blir dermed materiell valgt ut fra netteierens egne standardiserte lagerbeholdninger og preferanser. Siden 132 kV anlegg faller utenfor områdekonsesjonen og bygges sjeldnere, har netteierne mindre erfaringskunnskap å støtte seg til. I tillegg krever 132 kV anlegg mer nøyaktige beregninger, som følge av de økte kostnadene som kan oppstå ved feilberegninger. Valg av materiell og tekniske løsninger til 132 kV, blir derfor annerledes enn ved 22 kV. Derfor settes det vanligvis inn flere ressurser i planleggingsfasen og ved utredning av 132 kV anlegg. Ved å basere seg på erfaringsdata for planlegging av 132 kV anlegg, vil dette gi mindre nøyaktige data, enn erfaringsdata fra 22 kV. På en annen side, bidrar erfaringsdata til å skape en oversikt over hvilke kabeltyper og hvilket tverrsnitt som egnes for å tilfredsstille de tekniske kravene til løsningen. Samtidig vil erfaringsdata kunne si noe om levetid og forventede vedlikeholdskostnader.

Fra lastflyttabellen (4.10) med makslast på nåværende tidspunkt, ser vi at kraftlinjens overføringskapasitet belastes kun mellom 20 til 30%. Det vil si at mer effekt kan uproblematisk hentes ut på et senere tidspunkt. Den ekstra kapasiteten kan benyttes til for eksempel lading av cruiseskipenes batterier i fremtiden. Kapasiteten på kraftlinjen åpner også opp for muligheten

for å mate effekt tilbake til Indreeide via den eksisterende 22 kV linjen. Dermed kan man oppnå et ringnett, som vil gi høyere sikkerhet for drift til Geiranger.

I lastflytanalysen i avsnitt 4.4.4, ble det totale effekttapet 2,06%, som betraktes som meget lavt. Tverrsnittene og kablernes strømføringssevne, medfører at effekttapet og spenningsfallet vil være lavt ved belastningen på 40 MW. Det største effekttapet forekommer, som nevnt tidligere i resultatdelen, mellom Eidsdal og tunnelinnslaget ved Indreeide. Dette kommer av at det er den lengste strekningen med FEAL 95. Dette tverrsnittet ble definert i avsnitt 4.4.4 som inneholder av lavest strømføringssevne blant de tre kabeltypene.

Sammenlignet med spenningsprofilene til oppgradering av den eksisterende kraftlinjen, er spenningsfallet for løsning 1.B svært lite. Strekningen fra Tafjord til Geiranger gir bare et prosentvis tap på 0,85%. Grafen i figur 4.24, viser at spenningen jevnes ut etter 12 kilometer. Dette kommer av at sjøkabelen mellom Linge og Eidsdal har god strømføringssevne. Ulempen med å legge en kobberkabel med slikt stort tverrsnitt, vil være høyere investeringskostnader. Grunnen til at denne typen kabel og tverrsnitt ble benyttet, er at dette var den eneste sjøkabelen som var tilgjengelig i Netbas.

5.5.3 Økonomiske beregninger

Den økonomiske delen av kraftlinjen, er utført som et grovt overslag med de hjelpemidlene vi hadde tilgjengelig. RENs planbok inneholder fortrinnsvis informasjonen som behøves, når det kommer til enhetspriser for blant annet arbeid og materiell. Planboken er utarbeidet med kraftselskapers gjennomsnittspriser fra tidligere prosjekter. Alle prosjekter vil være forskjellige med hensyn til geografi, tilbud og materiell, dermed vil ikke planboken gi det nøyaktige prisanslaget for løsning 1.B. Samtidig, vil det ikke være avgjørende å redegjøre for nøyaktig pris i et tidlig stadie av planleggingsprosessen. Grovestimatet kan derimot bidra til å skape et bilde av om prosjektet er lønnsomt eller ikke. REN planleggingsbok gir dermed en forholdsvis god oversikt over prisforskjellen mellom de forskjellige alternativene.

To anleggsdeler av løsning 1.B er ikke inkludert i RENs planbøker; forlegning kabel i tunnel og

boring av kabel i fjell. Data for forlegning av kabel i tunnel var utfordrende å finne, siden det veldig sjeldent har blitt forlagt 132 kV i biltunnel. Med hjelp fra fagpersoner hos Mørenett, fikk gruppen en omtrentlig verdi som utgangspunkt. Dette omhandlet å se på forlegningsmåten, type kabel, og anleggsarbeid. Det ble også opplyst om at anleggsarbeidet ved tunnelen deles med Statens Vegvesen. Enhetsprisen for kabel i biltunnel endte opp på omtrent 5 MNOK/km, som ble brukt til å gi et estimat av investeringskostnadene.

Boring av kabel i fjell var også et usikkerhetsmoment. Kostnadsestimatet ble innhentet fra *REN prosjektsystem*, og er basert på boring av rør under vei. Disse er ikke direkte sammenlignbare, men siden det var selve boreprosessen vi var ute etter, besluttet vi å benytte oss av dette kostnadsestimatet. For å få en mer nøyaktig enhetspris, hadde det vært mulig å ta kontakt med boreselskaper som spesialiserer seg innfor boring av kabel i fjell. I tillegg er pris på montasje og kabel, basert på erfaringer fra Mørenett. Som nevnt tidligere, vil ikke enhetspriser basert på erfaringer og tidligere prosjekt gi nøyaktige verdier for nye løsninger, men de gir et bedre utgangspunkt for et estimat. For nøyaktige enhetspriser, må tilbud fra leverandører og entreprenører hentes inn. Tilbudene forekommer vanligvis etter at alle søknader er godkjent og prosjekteringsfasen av anlegget starter.

Overslaget for investeringskostnaden, som vist i tabell 4.14, er beregnet til å bli omtrent 115 millioner kroner. I den totale beregningen, er det lagt til en sum som tilsvarer fem prosent av investeringskostnaden. Dette ble lagt til som margin til eventuelle uforutsette kostnader. Som nevnt i avsnitt 4.4.5, inkluderer ikke kostnadsestimatene hverken nettstasjoner, koblingsanlegg eller transformatorstasjoner. Dette er ikke tatt med, grunnet oppgavens avgrensing, i tillegg til usikkerheten rundt plasseringen av en eventuell transformatorstasjon i Geiranger.

Tapskostnadene ble beregnet ved hjelp av Netbas med verdier fra Mørenett. Disse vil beløpe seg til 3,9 millioner kroner over 40 år. Den beregnede tapskostnaden, vil dermed ikke være avgjørende for det økonomiske bildet. Faktorene og verdiene hentet fra Mørenett, var fra 2015 og ble benyttet fordi de var standardisert i Netbas. For en mer nøyaktig dagsaktuell tapskostnad, kunne verdiene for 2019 fra REN/SINTEFs planbok vært benyttet. Allikevel, er det

ikke sikkert kostnadsforskjellen ville vært betydelig grunnet de lave linjetapene.

Hvem skal ta kostnaden?

Bygging av høyspentlinjer kan i dag medføre svært høye kostnader. Spesielt når kraftlinjene skal bygges og planlegges på steder, som på mange måter ikke har god tilknytning til resten av kraftnettet. I tillegg er store deler av Geiranger vernet, som skaper flere utfordringer enn først antatt. Vanligvis kreves det ikke anleggsbidrag for 132 kV linjer, men dersom en forbruker trenger mer enn 1 MW (2.8.4) kan det kreves allikevel. Dermed er det tenkelig at et landstrømsanlegg som trekker opp mot 30 MW utløser krav om anleggsbidrag. Med formål om videre utbygging av et landstrømsanlegg, åpnes også muligheten for å få tilskudd via statlige bidrag. Aktøren kan søke om støtte fra Enova og NOx-fondet. Enova gir investeringsstøtte til utbygging av landstrøm. De siste 12 månedene har Enova gitt 130 millioner kroner i støtte til landstrømsprosjekter. Av disse, var 50 millioner til Bergen havn (2.4.4). I tillegg har NOx-fondet støttet NOx-reduserende tiltak med 5,5 milliarder kroner fra 2008 til 2019 2.4.4. Energibehovet kan også redegjør for om det kan gjøres en inntjening i form av tariffer ved landstrømsanleggene. Vi går ikke nærmere inn på tariffer i denne rapporten, da dette krever en egen utredning.

Stortinget kom også med sitt vedtak (Stortinget, 2017) at det skal være utslippsfrie fjorder innen 2026, for ikke å miste status på verdensarvlisten. For at dette skal være mulig, er det nødvendig at staten og/eller Stranda kommune avsetter midler til bygging av et landstrømsanlegg. En annen løsning for å ikke miste verdensarvstatus, kan være å stenge fjorden for skipstrafikk.

Utbyggingsløsningene av nye linjetraseer medfører langt høyere kostnad, enn oppgradering av den eksisterende tilførselen. Verken Mørenett eller Stranda Energi, ønsker å bygge ny kraftlinje uten å få dekt kostnadene. Det økonomiske bildet kan i mange tilfeller være mer avgjørende. Ønsker forbrukerne i Geiranger/Stranda kommune å betale en høyere strømtariff for å finansiere en høyspent kraftline, til et område med mindre enn 300 innbyggere?

5.6 Hva om cruiseskip som ikke er helelektriske ikke får seile inn i fjorden

Det er flere spørsmål som må besvares dersom et landstrømsanlegg ikke blir tilgjengelig i Geiranger innen 2026. "Vil Geiranger stenge ferdsel for skip som forurensar inne i fjorden?", "Hvilke konsekvenser får det for turistnæringen?", "Vil Geiranger miste verdensarven dersom det fortsatt er fri ferdsel i fjorden?". Ut i fra Stortingets vedtak, er det fornuftig å tenke at ferdselen for skip kan bli begrenset, eller fullstendig fjernet. Det er klart at i en overgangsperiode, kan dette forårsake en reduksjon i antall turister som besøker bygden via cruiseskip. Om dette vil ha stor betydning for den økonomiske omsetningen i Geiranger kan være utfordrende å konkludere med, ettersom det er usikkert hvor mye penger cruiseturister legger igjen ved stedene de besøker. Et spørsmål er også om turistnæringen faktisk kan tjene på å begrense ferdselen for cruiseskip. Dersom det blir satt inn elektriske og ikke-elektriske busser, som ferdes mellom Geiranger og kaianlegget utenfor, kan det tenkes at det vil inntre en ekstrakostnad som turistene må betale til busseselskapet. Dette betyr selvsagt at bygden Geiranger fortsatt må få bedre kraftforsyning, men at det denne gangen bare tas høyde for lading av elektriske busser. Dersom tilgangen til fjorden kun begrenses for cruiseskip, kan også båtsightseeing lokalt bli mer appellerende for en ny målgruppe.

Kapittel 6

Konklusjon

Vi har i denne rapporten utredet mulighetene for fremføring av tilstrekkelig effekt til Geiranger. Problemstilling og delspørsmålene ble presentert i innledningen slik:

"På hvilke måter kan tilstrekkelig elektrisk effekt, med mulighet for landstrøm til tre cruiseskip, tilføres Geiranger på en måte som er teknisk tilfredsstillende, samfunnsøkonomisk og minst miljøforstyrrende?"

For å komplettere problemstillingen, stilte vi følgende forskningsspørsmål:

- *Hvordan er dagens kraftbehov i Geiranger med hensyn til effekt- og energibehov og bruksmønster i årsvariasjoner?*
- *Hvordan vil lasten til et landstrømsanlegg i Geiranger påvirke det eksisterende strømnettet?*
- *Vil en oppgradering av det allerede eksisterende kraftnettet dekke effektbehovet til et landstrømsanlegg?*
- *Hvilke miljøvirkninger vil en ny kraftlinje ha for området?*

Geiranger har et bruksmønster som tilsier at det er høyest last om sommeren, som følge av den store turiststrømmen i sommermånedene. Fra forbruksmønsteret hentet vi ut en maksimaleffekt på 2,3 MW, for den alminnelige forsyningen. Ved bruk av metodetriangulering, ble effektbehovet til tre cruiseskip satt til 30 MW. Sammen med lading av el-busser og alminnelig forsyning, ble det dimensjonerende effektbehovet satt til 40 MW. Ut fra spenningsprofilen til det eksisterende nettet mellom Tafjord og Geiranger fikk vi at spenningsfallet ble for stort. Oppgradering av denne kraftlinjen, ville heller ikke tilføre nok effekt til et 30 MW landstrømanlegg, men kan øke stabiliteten til den alminnelige forsyningen. Denne løsningen kan marginalt øke det mulige effektuttaket i Geiranger.

Gjennom vårt arbeid, fant vi ut at effekten må tilføres Geiranger med et spenningsnivå på 132 kV, slik at spenningsfallet og tap er tilfredsstillende ved overføring av store effekter.

På bakgrunn av problemstillingen, kan vi konkludere med at ingen av løsningene fullstendig innfrir som teknisk tilfredsstillende, samfunnsøkonomisk og lite miljøforstyrrende. Den mest aktuelle løsningen ble løsning 1.B. Denne gikk ut på å føre 132 kV linjer i master fra Valldal til Indreeide, for deretter å føre kabelen i biltunnel til Korsmyra, og bore inn kabel i fjellet ned til Geiranger. Løsningen ble vurdert som teknisk tilfredsstillende og lite miljøforstyrrende.

Avhengig av totalkostnaden og tariffer for landstrøm, er det utfordrende å konkludere med om løsningen er samfunnsøkonomisk.

6.1 Forslag til videre arbeid

I det videre arbeidet bør det fokuseres på mer detaljerte analyser for de aktuelle linjetraseene. I tillegg må nøyaktig plassering og utforming av transformatorstasjoner planlegges. Det samme gjelder landstrømsanlegget, hvor lokaliseringen bør vurderes nærmere.

Utover dette, kan det være interessant å se på følgende:

- Utforming av transformator på land- og sjøside til landstrømsanlegg
- Vurdere behov, og eventuelt arbeide med frekvensomformer
- Se på selve koblingsenheten som skal forsyne skipene
- Dynamiske analyser av aktuelle løsninger
- Økonomisk optimalisering

Referanseliste

Arnes, T., Ostnes, J. I. and Remmen, M. (2018), *Analyse av kraftnett ved tilkobling av ladestasjon for elektrisk ferge*, Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet.

Arnesen, F. and Hagen, P. R. (2010), 'Ny 132 kV Steinnes – Skarmunken koblingsanlegg og nye 22 kV-ledninger til planlagte småkraftverk'.

Tilgjengelig fra: <https://viadora.tromskraft.no/dokumenter/Ullsfjord/201003550-1-618527.pdf> [Hentet: 06.05.19].

Askheim, L. O. (2018), 'Anleggsbidrag'.

Tilgjengelig fra: <https://snl.no/anleggsbidrag> [Hentet: 29.03.19].

Bergen og Omland Havnevesen (2018), *Onshore Power Supply for Cruise Vessels – Assessment of opportunities and limitations for connecting cruise vessels to shore power*, Green Cruise Port.

Berthet, H. (2014), *Plug in to Green Power - Presentation for Bergen Port November 2014*, Schneider Electric.

Brakar AS (2019), 'Bussen: Volvo 7900 Electric'.

Tilgjengelig fra: <https://www.brakar.no/prosjekter/elbuss/bussen-volvo-7900-electric/> [Hentet: 26.02.19].

CMP, City, Development, P. and the City of Copenhagen (2015), 'Options to Establish Shore Power for Cruise Ships in Port of Copenhagen Nordhavn'.

Tilgjengelig fra: <https://www.danskehavne.dk/wp-content/uploads/2015/12/GP-CMP-Shoreside-Report.pdf> [Hentet: 04.03.19].

Cruises, M. (2019), 'MSC MERAVIGLIA'.

Tilgjengelig fra: <https://www.msccruises.no/nb-no/Opplev-MS/Cruise-Skip/MS-Meraviglia.aspx> [Hentet: 09.05.19].

Csanyi, E. (2015), 'Few things that capacitors do perfectly'.

Tilgjengelig fra: <https://electrical-engineering-portal.com/few-things-that-2Dcapacitors-do-perfectly> [Hentet: 04.03.19].

DNVGLAS (2005), '*Undersøkelse om markedsgrunnlaget for landstrømsanlegg*'.

Tilgjengelig fra: https://www.enova.no/download/?objectPath=upload_images/EF1A427BBA6041888BA2A0116BD81FB1.pdf&filename=Unders%C3%B8kelse%20om%20markedsgrunnlaget%20for%20landstr%C3%B8m%20i%20norske%20havner.pdf
[Hentet: 20.02.19].

Energiloven (2019), '*Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)*'.

Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>
[Hentet: 22.02.19].

Enova SF (2019a), '*NOx-fondet og Enova, prinsipper for grenseoppgang og samfinansiering*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/bedrift/maritim-transport/maritimt-tema/nox-fondet-og-enova-prinsipper-for-grenseoppgang-og-samfinansiering/> [Hentet: 02.05.19].

Enova SF (2019b), '*Om Enova*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/om-enova/> [Hentet: 15.05.19].

Falkanger, T. (2019), '*Konsesjon*'.

Tilgjengelig fra: <http://snl.no/konsesjon> [Hentet: 21.02.19].

Fiskeridirektoratet (2019), '*Yggdrasil*'.

Tilgjengelig fra: <https://kart.fiskeridir.no/fiskeri>
[Hentet: 18.05.19].

Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (2005), '*Forskrift om elektriske forsyningsanlegg*'.

Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2005-12-20-1626>
[Hentet: 19.02.19].

Forskrift om Geiranger-Herdalen LV-område (2004), '*Forskrift om vern av Geiranger-Herdalen landskapsvernområde, Stranda og Norddal kommunar, Møre og Romsdal*'.

Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/MV/forskrift/2004-10-08-1310>
[Hentet: 23.03.19].

Forskrift om konsekvensutredninger (2019), '*Forskrift om konsekvensutredninger*'.

Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-06-21-854?q=forskrift%20om%20konsekvensutredninger> [Hentet: 29.03.19].

Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (2019), '*Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier*'.

Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_5-4#%C2%A716-1 [Hentet: 18.05.19].

Gregers, S. (2008), '*Enlinjeskjema autotransformator*'.

Tilgjengelig fra: https://en.wikipedia.org/wiki/File:Autotransformator_schemat.svg [Hentet: 27.03.19].

Hofstad, K. (2018), '*Norges vassdrags- og energidirektorat*'.

Tilgjengelig fra: http://snl.no/Norges_vassdrags-_og_energidirektorat [Hentet: 20.02.19].

IEEE Standards Association (2011), '*What are Standards? Why are They Important?*'.

Tilgjengelig fra: <https://beyondstandards.ieee.org/general-news/what-are-standards-why-are-they-important/> [Hentet: 03.05.19].

IMO (2014), '*Key findings from the Third IMO GHG Study 2014*'.

Tilgjengelig fra: <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Greenhouse-Gas-Studies-2014.aspx> [Hentet: 02.05.19].

Jensen, A. B. (2019), '*Bergen var først ute - men kjøpte feil utstyr til landstrøm*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/bergen-var-forst-ute-men-kjopte-feil-utstyr-til-landstrom> 460620 [Hentet: 15.05.19].

Johnston, A. (2014a), '*Arkeologisk rapport nr. 2015: Indreeide i Norddal, Korsmyra i Stranda*'.

Tilgjengelig fra: https://www.norddal.kommune.no/_f/p-1/

i451a62ec-1609-45b3-8cfb-4e1c482c8fe3/arkeologisk-rapport-korsmyra.pdf
[Hentet: 27.03.19].

Johnston, A. (2014b), '*Oversiktskart*'.

Tilgjengelig fra: https://www.norddal.kommune.no/_f/p-1/i451a62ec-1609-45b3-8cfb-4e1c482c8fe3/arkeologisk-rapport-korsmyra.pdf
[Hentet: 27.03.19].

Kartverket (2019), '*Norgeskart*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.norgeskart.no> [Hentet: 19.02.19].

KF, O. H. (2012), '*Brukstid*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.oslohavn.no/filestore/PDF/2012/Planer/20121127Handlingsplanforlandstrm.pdf> [Hentet: 15.05.19].

Kibsgaard-Petersen, G. (2018), '*Slik blir cruisesesongen 2018*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.kystverket.no/Nyheter/2018/mai/slik-blir-cruisesesongen-2018/> [Hentet: 29.03.19].

Leksikon, S. N. (2017), '*Naturressurs*'.

Tilgjengelig fra: <https://snl.no/naturressurs> [Hentet: 18.05.19].

Leraand, D. and FN-sambandet (2019a), '*UNESCO*'.

Tilgjengelig fra: <http://snl.no/UNESCO> [Hentet: 19.05.19].

Leraand, D. and FN-Sambandet (2019b), '*UNESCO. I Store norske leksikon*'.

Tilgjengelig fra: <https://snl.no/UNESCO> [Hentet: 05.05.19].

Lindset, S. (2018), '*Invitasjon til informasjonsmøte i Geiranger om kraftutbygging*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.stranda.kommune.no/aktuelt/invitasjon-til%2Dinformasjonsmote-i-geiranger-om-kraftutbygging.6049.aspx> [Hentet: 23.03.19].

LOS cable solutions (2019), '*Rockroller*'.

Tilgjengelig fra: <https://los-gruppen.no/los-cablesolutions> [Hentet: 19.02.19].

Mapopp (2019), '*Friluftskartlegging i Norddal Kommune*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=937ec7512cd649bbbe7d3904e4297956> [Hentet: 11.04.19].

Mareano (2019), '*Kart; Bunnforhold*'.

Tilgjengelig fra: <http://www.mareano.no/kart/mareano.html#maps/4050> [Hentet: 02.05.19].

Miljolare.no (2019a), '*Hagemarker*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.miljolare.no/aktiviteter/land/natur/ln5/hagemark.php> [Hentet: 23.04.19].

Miljolare.no (2019b), '*Rik edellauvskog*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.miljolare.no/aktiviteter/land/natur/ln5/rikedellauvskog.php> [Hentet: 23.04.19].

Miljødirektoratet (2019a), '*Friluftsliv*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.miljostatus.no/Tema/Friluftsliv/> [Hentet: 04.03.19].

Miljødirektoratet (2019b), '*Naturbase*'.

Tilgjengelig fra: <https://kart.naturbase.no/> [Hentet: 24.04.19].

Mørenett AS (2018), '*66(132) kV linje Djupvik-Sandvikskaret: Søknad om konsesjon ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse*'.

Tilgjengelig fra: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201834592/2501093> [Hentet: 02.05.19].

NHO (2019a), '*Innvilget støtte*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nho.no/samarbeid/nox-fondet/artikler/innvilget-stotte/> [Hentet: 18.05.19].

NHO (2019b), '*Om NOx-fondet*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nho.no/samarbeid/nox-fondet/artikler/om-nox-fondet/> [Hentet: 19.05.19].

Norconsult (2010), '*Konsesjons- og ekspropriasjonssøknad*'.

Tilgjengelig fra: <https://viadora.tromskraft.no/dokumenter/Ullsfjord/201003550-1-618527.pdf> [Hentet: 18.05.19].

Norddal Kommune (2019), '*Kartlegging og verdsetjing av friluftsområde - Norddal kommune*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.norddal.kommune.no/nyheitskarusell/kartlegging-og-verdsetjing-av-friluftsomrade.61623.aspx> [Hentet: 25.04.19].

Norges geologiske undersøkelse (2019), '*Kart på nett*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.ngu.no/emne/kart-pa-nett> [Hentet: 26.04.19].

Norkart (2019a), '*Kommunekart*'.

Tilgjengelig fra: <https://kommunekart.com/> [Hentet: 08.04.19].

Norkart (2019b), '*Norkart - Kommunekart*'.

Tilgjengelig fra: <https://kommunekart.com>
[Hentet: 12.05.19].

NOx-fondet (2018), '*Nye innbetalingssetter for 2019 og påfølgende år*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nho.no/samarbeid/nox-fondet/nyheter/nye-innbetalingssetter-for-2019-og-pafoelgende-ar/> [Hentet: 03.05.19].

NVE (2015), '*Utformingen av overføringsnett i Norge*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monoponettjenester/nettleie/utformingen-av-overfoeringsnett-i-norge/> [Hentet: 31.03.19].

NVE (2016), '*Saksgang A*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/konsesjonsbehandling-av-nettanlegg/saksgang-a/> [Hentet: 28.03.19].

NVE (2017a), '*Bakgrunn for vedtak Storfossen minikraftverk*'.

Tilgjengelig fra: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201001824/1945168> [Hentet: 27.03.19].

NVE (2017b), '*Konsesjonssak*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=6171&type=V-1> [Hentet: 27.03.19].

NVE (2017c), '*Konsesjonssak, 132 kV - Tomasgard – Tryggestad*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=4307&type=A-1> [Hentet: 21.03.19].

NVE (2017d), '*Saksgang B*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/konsesjonsbehandling-av-nettanlegg/saksgang-b/> [Hentet: 28.03.19].

NVE (2019a), '*Konsesjonsbehandling av nettanlegg*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/konsesjonsbehandling-av-nettanlegg/> [Hentet: 28.03.19].

NVE (2019b), '*Nett*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/nett/> [Hentet: 22.02.19].

NVE (2019c), '*NVE Kartkatalog*'.

Tilgjengelig fra: <https://kartkatalog.nve.no/#kart> [Hentet: 31.03.19].

NVE (2019d), '*NVE Nettanlegg*'.

Tilgjengelig fra: <https://temakart.nve.no/link/?link=nettanlegg> [Hentet: 12.05.19].

Olje- og energidepartementet (2015a), '*Fakta energi- og vannressurser*, 07 Media.

Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830_897155_fakta_energi-vannressurser_2015_netts.pdf [Hentet: 19.02.19].

Olje- og energidepartementet (2015b), '*Proposisjon til Stortinget (forslag til lovvedtak). Prop. 35 L*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/>

2ba4c507ae35437ca0488c71443d653a/no/pdfs/prp201520160035000dddpdfs.pdf
[Hentet: 11.05.19].

Puschmann, O. (2005), '*Nasjonalt referansesystem for landskap, Beskrivelse av Norges 45 landskapsregioner*'.

Tilgjengelig fra: https://kart13.nibio.no/landskap/45_Landskapsregioner/Region23.pdf [Hentet: 09.04.19].

REN AS (2019a), '*REN prosjektsystem*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no/project/dashboard> [Hentet: 18.05.19].

REN AS (2019b), '*Strategi -REN AS*'.

Tilgjengelig fra: https://www.ren.no/om_ren/strategi [Hentet: 01.03.19].

Riksantikvaren (2019), '*Kulturminner*'.

Tilgjengelig fra: <http://riksantikvaren.maps.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=82835f6c7e794c44a2192bdb111d41b5> [Hentet: 11.04.19].

URL: <http://riksantikvaren.maps.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=82835f6c7e794c44a2192bdb111d41b5>

Rosvold, K. A. and Hofstad, K. (2013), '*Brukstid*'.

Tilgjengelig fra: <https://snl.no/brukstid> [Hentet: 26.04.19].

Saxebo, G. (2005), '*Forvaltningsstrategi om magnetfelt og helse ved høyspentanlegg : rapport fra en arbeidsgruppe nedsatt av Statens strålevern*'.

Scheepvaartwest (2019), '*MSC Meraviglia IMO 9760212*'.

Tilgjengelig fra: <http://www.scheepvaartwest.be/CMS/index.php/passengers-cruise/7401-msc-meraviglia-imo-9760212> [Hentet: 09.05.19].

Sekaran, E. C. (2016), '*Magnetic circuits and power transformers*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/autotransformer> [Hentet: 19.05.19].

Ship Technology (2019), '*AIDAsol Cruise Ship*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.ship-technology.com/projects/aidasol-cruise/> [Hentet: 09.05.19].

SINTEF Energi AS (2010a), *Grunnleggende økonomisk teori*, REN.

SINTEF Energi AS (2010b), *'Systematikk ved fornyelse av nett'*.

Utgivelsessted: REN AS.

SINTEF Energi AS (2010c), *Systematikk ved planlegging av kraftnett*, REN.

SINTEF Energi AS (2010d), *'Systematikk ved planlegging av kraftnett'*. Utgivelsessted: REN AS.

SINTEF Energi AS (2012a), *Avbruddskostnader*, REN.

SINTEF Energi AS (2012b), *Systematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett*, REN.

SINTEF Energi AS (2012c), *'TESLA 2012'*. Utgivelsessted: REN AS.

SINTEF Energi AS (2014), *Kostnadskatalog regionalnett*, REN.

SINTEF Energi AS (2016), *Sentral, Regional- og Distribusjonsnett luft- Vedlikehold - Linjerydding*, REN.

SINTEF Energi AS (2019), *Tapkostnader*, REN.

Sivle, A. D. (2017), *'Skyis'*.

Tilgjengelig fra: <http://snl.no/skyis> [Hentet: 31.03.19].

Sjøfartsdirektoratet (2017), *'Utslipp til luft og sjø fra skipsfart i fjordområder med stor cruise-trafikk'*.

Tilgjengelig fra: <https://www.sdir.no/contentassets/aa3110d909b74450b4f2dcf23d370280/direktoratets-rapport---05052017---versjon-01.pdf?t=1556788264798> [Hentet: 02.05.19].

Skatteetaten (2019), *'NOx-avgift'*.

Tilgjengelig fra: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/nox/> [Hentet: 03.05.19].

Sneve, T.-M. (2005), '*Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet*'.

Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2005/rapport2005_08.pdf
[Hentet: 18.03.19].

Statens strålevern (2017), '*Bolig nær høyspenningsanlegg*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.dsa.no/publikasjon/bolig-naer-hoeyspenningsanlegg.pdf> [Hentet: 26.04.19].

Statens strålevern (n.d.), '*Bolig nær høyspentanlegg*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.dsa.no/dav/78bf7e6197.pdf> [Hentet: 26.04.19].

Statens Vegvesen (2019), '*Geiranger-Trollstigen - Nasjonale turistveger*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.nasjonaleturistveger.no/no/turistvegene/geiranger-trollstigen> [Hentet: 24.04.19].

Store Norske Leksikon (2015), '*Turisme i Norge*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.ship-technology.com/projects/aidasol-cruise/> [Hentet: 10.05.19].

Stortinget (2017), '*Klimastrategi for 2030 - norsk omstilling i europeisk samarbeid*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=69170> [Hentet: 19.03.19].

Stranda havnevesen (2019), '*Cruise Calls*'.

Tilgjengelig fra: <http://www.stranda-hamnevesen.no/cruise-calls> [Hentet: 15.05.19].

Strålevernforskriften (2019), '*Forskrift om strålevern og bruk av stråling (strålevernforskriften)*'.

Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-12-16-1659>
[Hentet: 25.04.19].

Thorsnæs, G. (2015), '*Geiranger*'.

Tilgjengelig fra: <http://snl.no/Geiranger> [Hentet: 18.05.19].

Trøndelag-fylkeskommune (2017), '*GisLink Kartportal*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.trondelagfylke.no/vare-tjenester/plan-og-areal/kart-statistikk-og-analyse/kart/> [Hentet: 26.03.19].

Vadset, K. W. (2017), '*Viking Sky*'.

Tilgjengelig fra: <http://maritimt.com/nb/batomtaler/viking-sky-042017> [Hentet: 09.05.19].

Vegdirektoratet (2018), '*Håndbok: V712: Konsekvensanalyser*'.

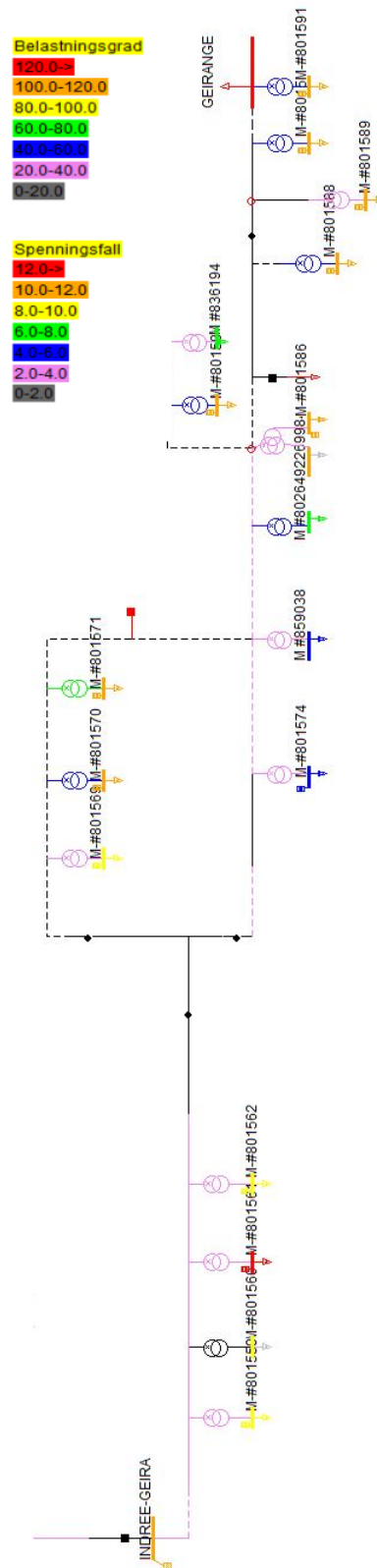
Tilgjengelig fra: https://www.vegvesen.no/_attachment/704540/binary/1273191?fast_title=HC3A5ndbok+V712+Konsekvensanalyser.pdf [Hentet 04.03.19].

Visitnorway (2019), '*Reisemål - Offisiell reiseguide til Norge*'.

Tilgjengelig fra: <https://www.visitnorway.no/reisemal/> [Hentet: 19.03.19].

Vedlegg A

Enlinjeskjeama Geiranger



Vedlegg B

Netbas

Henteparametre

	Felles brukstid	Felles $\cos \phi$	Velanderkoeffisient 1	Velanderkoeffisient 2
	4000	0.99	0.000220	0.015000

	Referanseår	Temperaturserier (år)	Bryterimpedans (Ohm)
	2018	2018	0.001

Systemparametre

Nettfrekvens (Hz)
50

Temperaturkorresjionsimpedanser

	Referansetemperatur (°C)	Ledertemperatur (°C)	Korreksjonsfaktor
	20	20	0.004

Spenningsgrenser

22kV:

Nedre spenningsgrense (kV)	Øvre spenningsgrense (kV)
20	24

132 kV:

Nedre spenningsgrense (kV)	Øvre spenningsgrense (kV)
120	145

Lastflyt

Generelt

	Konvergenzkriterium (kW)	Max. antall iterasjoner	Max. endring pr. iterasjon pr. unit
	0.01000	20	0.500

Transformatortrinning

	Max. antall iterasjoner
	15

Kondensatorbatterier

	Max. antall iterasjoner	Nedre grense marginalt tap
	50	20

Vedlegg C

Cruise Calls 2018

VEDLEGG C. CRUISE CALLS 2018

Geiranger CALLS: 187 24.08.2018

Fully booked in Geiranger

Hellesylt CALLS: 122 24.08.2018

DATE	SHIP	GEIRANGER		HELLESYLT		LOA	GRT	D
		ETA	ETD	ETA	ETD			
03.05.2018	Astor	19:00	19:30			176	20606	6,1
04.05.2018	Celebrity Silhouette	07:00	15:00			315,4	121878	8,3
07.05.2018	Arcadia	08:00	18:00			285,5	84342	8,1
09.05.2018	Artania	14:00	20:30			231	44656	8
11.05.2018	Marco Polo	07:30	15:00			176,3	22080	8,7
11.05.2018	Serenade fo the Seas	07:00	17:00			293,2	90090	8,5
13.05.2018	Balmoral			07:30	14:30	218	43537	7,1
14.05.2018	Expedition	07:00	13:00			105	6336	4,7
15.05.2018	MSC Preziosa	10:00	18:00	08:00	09:00	333,3	139072	8,7
16.05.2018	AIDAsol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
16.05.2018	Deutschland (Cruising only)	11:00				175,3	22496	5,8
19.05.2018	Mein Schiff 3	08:00	18:00	19:30	20:30	293,3	99526	8,2
21.05.2018	Deutschland	17:00	21:00			175,3	22496	5,8
21.05.2018	Amadea	13:00	21:00			192,8	29008	7,1
23.05.2018	Costa Favolosa	12:00	19:00	09:00	10:00	290	113216	8,3
23.05.2018	Independence of the Seas	07:00	18:00			338,7	154407	8,5
24.05.2018	Celebrity Eclipse	13:00	20:00			317,3	121878	8,6
24.05.2018	Zenith	12:00	18:00	20:00	21:30	208	47413	7,2
24.05.2018	AIDAbella	10:00	19:00	07:00	09:00	252	69203	7,3
26.05.2018	Mein Schiff 4	08:00	18:00	19:30	20:30	293,6	99526	8,2
26.05.2018	AIDAsol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
26.05.2018	Astoria	11:00	16:30			160,1	16144	7,6
28.05.2018	Hamburg	13:00	18:30			144,13	15067	5,6
28.05.2018	Expedition	07:00	13:00			105	6336	4,7
29.05.2018	Queen Victoria	08:00	18:00			294	90049	8
29.05.2018	MSC Preziosa	10:00	18:00	08:00	09:00	333,3	139072	8,7
29.05.2018	Rotterdam			09:30	06:00	238	61849	8,1
30.05.2018	Rotterdam	08:00	17:00			238	61849	8,1
30.05.2018	Ocean Majesty	07:00	14:00			135,3	10417	6,4
31.05.2018	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
01.06.2018	Deutschland	14:00	20:00			175,3	22496	5,8
01.06.2018	AIDAaura	12:00	17:00	09:00	10:00	202,9	42289	6,2
03.06.2018	Mein Schiff 4	08:00	18:00	19:30	20:30	293,6	99526	8,2
03.06.2018	Expedition	07:00	13:30			105	6336	4,7
04.06.2018	Albatros	08:00	14:00			205,5	28518	7,5
04.06.2018	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
04.06.2018	Astoria	07:30	15:00	16:30	18:30	160,1	16144	7,6
05.06.2018	AIDAsol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
05.06.2018	Serenade fo the Seas	07:00	16:00			293,2	90090	8,5
06.06.2018	Rotterdam	07:00	17:00			238	61849	8,1
06.06.2018	Astor	13:00	18:30	10:00	10:30	176	22606	6,1
06.06.2018	Marella Discovery	10:00	18:00	08:00	09:00	264	69130	7,9
07.06.2018	Koningsdam	07:00	17:00			297,2	99836	8,2
07.06.2018	Zenith	12:00	18:00	20:00	21:30	208	47413	7,2
07.06.2018	AIDAbella	10:00	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3

09.06.2018	Fjord & Fjell							
10.06.2018	Le Boreal	10:15	18:00	07:30	08:45	142,1	10944	4,9
11.06.2018	Hamburg	09:00	14:00			144,13	15067	5,6
11.06.2018	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
11.06.2018	Norwegian Jade	10:30	17:00	08:00	09:00	294,1	93558	8,3
11.06.2018	Aurora			18:00	05:30	271,1	76152	8,4
12.06.2018	Aurora	08:00	18:00			271,1	76152	8,4
12.06.2018	Rotterdam	12:00	23:00			238	61849	8,1
13.06.2018	Mein Schiff 1 NEW	08:00	18:00	19:30	20:30	315,7	111500	8,2
13.06.2018	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
13.06.2018	Astoria			10:00	18:30	160,1	16144	7,6
14.06.2018	Viking Sea	08:00	18:00			228	47842	6
14.06.2018	Mein Schiff 4	08:00	18:00	19:30	20:30	293,6	99526	8,2
14.06.2018	Costa Pacifica			09:00	17:00	290	114425	8,3
15.06.2018	Silver Cloud	13:00	19:00			155,8	16927	2,6
16.06.2018	Koningsdam	11:00	20:00			297,2	99836	8,2
16.06.2018	Marella Discovery	10:00	19:00	07:30	08:30	264	69130	7,9
18.06.2018	Astor	10:00	15:00	17:00	17:45	176	22606	6,1
18.06.2018	Hanseatic	12:00	18:00	08:00	10:00	122,8	8378	4,9
19.06.2018	AIDAura	11:00	19:30	08:00	09:30	202,9	42289	6,2
19.06.2018	Prinsendam	07:00	16:00			204	38848	7,3
20.06.2018	Aurora	08:00	18:00			271,1	76152	8,4
20.06.2018	Sapphire Princess	12:00	18:00	08:00	10:00	290	115875	8
20.06.2018	Le Boreal	10:15	18:00	07:00	08:45	142,1	10944	4,9
21.06.2018	MSC Meraviglia	11:00	17:00	07:00	10:00	315,8	167600	8,5
21.06.2018	MSC Orchestra	08:00	16:00	17:00	18:00	293	92409	7,7
22.06.2018	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
24.06.2018	Mein Schiff 3	08:00	18:00	19:30	20:30	293,3	99526	8,2
24.06.2018	Amadea	14:00	20:00			192,8	29008	7,1
24.06.2018	Le Boreal	11:00	19:00	07:30	09:00	142,1	10944	4,9
24.06.2018	Star Breeze	07:00	13:00			133,4	9975	5,4
25.06.2018	Viking Sky	08:00	18:00			228	47800	6
25.06.2018	Zenith	07:30	14:30	16:30	18:00	208	47413	7,2
25.06.2018	Costa Pacifica	11:00	18:00	09:00	10:00	290	114425	8,3
26.06.2018	MSC Preziosa	10:00	18:00	08:00	09:00	333,3	139072	8,7
26.06.2018	Ocean Majesty	15:00	20:00	12:00	13:00	135,3	10417	6,4
27.06.2018	Sapphire Princess	12:00	18:00	08:00	10:00	290	115875	8
27.06.2018	MSC Orchestra	09:00	16:00	17:00	18:00	293,8	92409	7,9
27.06.2018	Albatros (cruising only)	21:00				205,46	28518	7,53
28.06.2018	Mein Schiff 4	08:00	18:00	19:30	20:30	293,6	99526	8,2
29.06.2018	Star Pride	12:00	19:00			134	9975	5,6
29.06.2018	Aegean Odyssey	08:00	14:00	16:00	18:00	140,5	12094	9,8
01.07.2018	Pacific Princess	12:00	18:00	08:00	10:00	180,5	30277	6
01.07.2018	Amadea	17:00	22:00			192,8	29008	7,1
02.07.2018	Viking Star	08:00	18:00			227	47842	7
02.07.2018	AIDA Sol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
02.07.2018	Seven Seas Explorer	07:00	12:00	14:00	18:00	224	55000	7,1
03.07.2018	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
04.07.2018	Queen Elizabeth	08:00	18:00			293,8	90901	8
04.07.2018	MSC Orchestra	11:00	18:00	09:00	10:00	293,8	92409	7,9

05.07.2018	Chrystal Serenity	10:00	19:00			250	68870	7,8
05.07.2018	Silver Cloud	12:30	19:00			155,8	16927	2,6
05.07.2018	Koningsdam	08:00	17:00			297,2	99836	8,2
05.07.2018	Zenith			12:00	21:30	208	47413	7,2
06.07.2018	Costa Pacifica	11:00	18:00	09:00	10:00	290	114425	8,3
08.07.2018	Viking Sea	08:00	18:00			228	47842	6
08.07.2018	Astoria	10:00	16:00	07:30	08:30	160,1	16144	7,6
09.07.2018	Mein Schiff 4	08:00	18:00	19:30	20:30	293,6	99526	8,2
09.07.2018	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
10.07.2018	MSC Preziosa	10:00	18:00	08:00	09:00	333,3	139072	8,7
12.07.2018	Viking Sea	08:00	18:00			228	47842	6
12.07.2018	AIDA Sol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
12.07.2018	Koningsdam	07:00	10:00	11:00	18:00	297,2	99836	8,2
13.07.2018	Albatros	07:00	14:00			205,5	28518	7,5
14.07.2018	Ocean Majesty	15:30	21:00	22:30	23:30	135,3	10417	6,4
15.07.2018	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
16.07.2018	MSC Meraviglia	11:00	17:00	07:00	10:00	315,8	167600	8,5
16.07.2018	Nautica	07:00	09:00	11:00	17:00	180	30277	6
16.07.2018	Costa Favolosa	08:00	15:30	17:30	18:30	290	113216	8,3
17.07.2018	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
17.07.2018	Norwegian Jade	11:00	17:00	08:00	09:00	294,1	93558	8,3
17.07.2018	Balmoral			10:00	18:00	218	43537	7,1
18.07.2018	MSC Orchestra	11:00	18:00	09:00	10:00	293,8	92409	7,9
18.07.2018	Marina	07:00	16:00	18:00	19:00	239,3	66084	7,6
19.07.2018	Viking Sky	08:00	18:00			228	47800	6
19.07.2018	Mein Schiff 1 NEW	08:00	18:00	19:30	20:30	315,7	111500	8,2
19.07.2018	AIDA Bella	10:00	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3
21.07.2018	Europa	13:00	18:00	09:00	11:00	198,6	28890	6,3
21.07.2018	Silver Spirit	11:00	15:30	07:00	09:00	210,7	36009	6,6
22.07.2018	Artania	14:00	20:00			231	44656	8
22.07.2018	AIDA Sol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
22.07.2018	Berlin	07:00	18:00			139	9570	4,9
23.07.2018	Viking Sky	08:00	18:00			228	47800	6
23.07.2018	Zenith	07:30	14:30	16:30	18:30	208	47413	7,2
23.07.2018	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
24.07.2018	MSC Preziosa	10:00	18:00	08:00	09:00	333,3	139072	8,7
25.07.2018	Sapphire Princess	12:00	18:00	08:00	10:00	290	115875	8
26.07.2018	Viking Star	08:00	18:00			227	47842	7
26.07.2018	Star Breeze	08:00	13:00			133,4	9975	5,4
27.07.2018	Balmoral			07:30	14:00	218	43537	7,1
29.07.2018	Hamburg	07:30	12:00	13:30	14:00	144,13	15067	5,6
29.07.2018	Azamara Journey	12:00	18:00			180,9	30277	6
29.07.2018	Amadea	17:00	22:00			192,8	29008	7,1
30.07.2018	The World	13:00	20:00			196,3	43188	6,9
30.07.2018	Albatros	08:00	14:00			205,5	28518	7,5
30.07.2018	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
31.07.2018	Independence of the Seas	09:30	18:00			338,7	154407	8,5
31.07.2018	AIDA AURA	11:00	19:30	08:30	09:30	202,9	42289	6,2
01.08.2018	AIDA Sol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
01.08.2018	Norwegian Jade	08:00	14:30	16:00	17:00	294,1	93558	8,3

02.08.2018	Zenith	12:00	18:00	20:00	21:30	208	47413	7,2
02.08.2018	Koningsdam	07:00	17:00			297,2	99836	8,2
03.08.2018	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
03.08.2018	Star Breeze	07:00	13:00			133,4	9975	5,4
05.08.2018	Viking Sea	08:00	18:00			228	47842	6
06.08.2018	Zenith	07:30	14:30	16:30	18:00	208	47413	7,2
06.08.2018	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
07.08.2018	Queen Victoria	09:00	18:00			294	90049	8
07.08.2018	MSC Preziosa	10:00	18:00	08:00	09:00	333,3	139072	8,7
08.08.2018	Norwegian Jade	10:30	17:00	08:00	09:00	294,1	93558	8,3
09.08.2018	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
09.08.2018	Deutschland	14:00	20:00			175,3	22496	5,8
10.08.2018	Artania (crusing only)	22:00						
10.08.2018	Balmoral			07:30	14:30	218	43537	7,1
11.08.2018	AIDAsol	08:30	16:30	18:30	20:00	252	71304	7,3
11.08.2018	Black Watch	17:00	17:30	08:00	16:00	205,5	28613	7,5
12.08.2018	Arcadia			16:00	05:30	285,5	84342	8,1
13.08.2018	Arcadia	08:00	18:00			285,5	84342	8,1
13.08.2018	Marella Discovery	09:00	17:00	07:00	08:00	264	69130	7,9
14.08.2018	Europa 2	08:00	15:00			225,4	42830	6,6
14.08.2018	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
14.08.2018	Norwegian Jade	10:30	17:00	08:00	09:00	294,1	93558	8,3
15.08.2018	Sapphire Princess	12:00	18:00	08:00	10:00	290	115875	8
15.08.2018	Mein Schiff 4	08:00	18:00	19:30	20:30	293,6	99526	8,2
16.08.2018	Serenade fo the Seas	07:00	17:00			293,2	90090	8,5
16.08.2018	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
20.08.2018	MSC Meraviglia	11:00	17:00	07:00	10:00	315,8	167600	8,5
20.08.2018	Costa Favolosa	08:00	15:00	17:00	18:00	290	113216	8,3
21.08.2018	MSC Preziosa	10:00	18:00	08:00	09:00	333,3	139072	8,7
22.08.2018	Sapphire Princess	13:00	19:00	09:00	11:00	290	115875	8
22.08.2018	Gann (skuleskip)	09:00	09:30			108,55	6257	
22.08.2018	Silver Spirit	07:00	13:30	15:00	16:00	210,7	36009	6,6
25.08.2018	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
27.08.2018	Columbus	12:00	20:00			245,6	63786	8,1
27.08.2018	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
28.08.2018	Norwegian Jade	10:30	17:00	08:00	09:00	294,1	93558	8,3
30.08.2018	Koningsdam	07:00	17:00			297,2	99836	8,2
30.08.2018	Zenith	12:00	18:00	20:00	21:30	208	47413	7,2
31.08.2018	AIDAsol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
03.09.2018	Artania	14:00	20:00			231	44656	8
03.09.2018	Independence of the Seas	11:00	20:00			338,7	154407	8,5
04.09.2018	MSC Preziosa	10:00	18:00	08:00	09:00	333,3	139072	8,7
05.09.2018	Celebrity Silhouette	11:00	20:00			315,4	121878	8,3
05.09.2018	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
10.09.2018	AIDAsol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
13.09.2018	AIDAbella	10:00	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3
20.09.2018	Albatros	08:00	14:00			205,5	28518	7,5
20.09.2018	Artania	13:30	18:30			231	44656	8
20.09.2018	AIDAsol	11:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
21.09.2018	Astoria	12:30	18:00			160,1	16144	7,6

27.09.2018	AIDAbella	10:00	19:00	07:00	08:00	252	69203	7,3
08.10.2018	Marella Discovery	11:00	18:00	09:00	10:00	264	69130	7,9
11.10.2018	AIDAbella	10:00	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3
11.10.2018	Le Champlain	12:30	17:30			131,5	9920	4,7
14.10.2018	Le Champlain	11:00	17:30			131,5	9920	4,7
25.10.2018	AIDAbella	10:00	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3

Vedlegg D

Cruise Calls 2019

VEDLEGG D. CRUISE CALLS 2019

Geiranger CALLS:222 16.04.2019

Fully booked in Geiranger

Hellesylt CALLS:145 16.04.2019

DATE	SHIP	GEIRANGER		HELLESYLT		LOA	GRT	D
		ETA	ETD	ETA	ETD			
17.04.2019	Magellan	12:00	17:00			221,5	46052	7,8
01.05.2019	Celebrity Silhouette	07:00	15:00			319	122210	8,3
02.05.2019	AIDAsol	10:30	19:00	07:30	09:00	252	71304	7,3
07.05.2019	MSC Meraviglia	07:00	17:00			315,83	167600	8,5
09.05.2019	AIDAsol	10:30	19:00	07:30	09:00	252	71304	7,3
10.05.2019	Arcadia			18:00	05:30	285,1	84342	8,1
11.05.2019	Arcadia	08:00	18:00			285,1	84342	8,1
13.05.2019	Expedition	07:00	13:00			105	6334	4,7
15.05.2019	AIDAsol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
15.05.2019	Rotterdam	07:00	17:00			238	61849	8,1
16.05.2019	Hamburg	13:00	20:00			144,1	15067	5,6
16.05.2019	Astoria	10:00	16:00			160,1	16144	7,6
17.05.2019	Norwegian Pearl	11:00	17:00	08:00	09:00	294,5	93530	8,3
20.05.2019	L' Austral	09:00	13:00			142	10944	4,7
20.05.2019	Artania (Cruising only)	18:00	18:30			230,62	46474	8
20.05.2019	Ocean Adventures	13:00	18:30			102,6	4614	4,3
21.05.2019	MSC Meraviglia	10:00	17:00	07:00	08:30	315,83	167600	8,5
21.05.2019	Sapphire Princess	08:00	14:00	16:00	18:00	290	115875	8
22.05.2019	Magellan	08:30	16:30			221,5	46052	7,8
23.05.2019	Zenith	08:00	15:00	17:00	18:30	208	47413	7,2
23.05.2019	Astoria	10:00	16:00			160,1	16144	7,6
25.05.2019	AIDAsol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
27.05.2019	Zenith	07:30	14:30	16:30	18:00	208	47413	7,2
27.05.2019	Expedition	07:00	13:00			105	6334	4,7
28.05.2019	Serenade of the Seas	07:00	17:00			293,2	90090	8,5
28.05.2019	Norwegian Getaway	10:30	17:00	08:00	09:00	325,7	145655	8,3
29.05.2019	Prinsendam	07:00	17:00			204	38848	7,3
29.05.2019	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
30.05.2019	MSC Poesia	13:00	19:00	10:00	11:00	293	92627	7,7
30.05.2019	Celebrity Reflection	08:00	17:00			319	125366	8,6
30.05.2019	Hamburg	09:00	14:00			144,1	15067	5,6
31.05.2019	Viking Sky	08:00	18:00			228,2	47842	6,4
31.05.2019	Mein Schiff 4	10:30	20:30	08:00	09:00	293,6	99526	8,2
02.06.2019	Balmoral			07:00	13:00	218,2	43537	7,1
02.06.2019	Ocean Majesty	14:00	20:00			136	10417	6,4
02.06.2019	Roald Amundsen	07:30	09:00			133,5	20889	7,6
02.06.2019	Expedition	07:00	13:00			105	6334	4,7
03.06.2019	Silver Wind	14:00	19:00	08:00	12:00	155,8	17235	5,7
03.06.2019	Astor	18:00	19:00			176	22606	6,1
03.06.2019	Costa Favolosa	08:00	15:00	17:00	18:00	290	113216	8,3
03.06.2019	Explorer of the Seas	11:00	20:00			311,1	138194	9,1
04.06.2019	MSC Meraviglia	11:00	17:00	07:00	09:30	315,83	167600	8,5
04.06.2019	AIDAsol	08:30	16:30	18:30	20:00	252	71304	7,3
04.06.2019	Hanseatic Nature	13:00	19:00			138	15540	5,9
05.06.2019	Mein Schiff 3	08:00	18:00	19:30	20:30	293,3	99526	8,2
05.06.2019	Rotterdam	08:00	17:00			238	61849	8,1

05.06.2019	AIDAdiva	11:00	19:30	08:00	09:30	252	69203	7,3
05.06.2019	Amadea	18:30	20:30			192,8	29008	6,7
06.06.2019	Zenith	08:00	15:00	17:00	18:30	208	47413	7,2
06.06.2019	Marella Explorer	09:00	18:00	07:00	08:00	262,5	76998	8,5
07.06.2019	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
08.06.2019	Fjord & Fjell							
09.06.2019	Norwegian Spirit	08:00	17:00			268,8	75904	7,9
10.06.2019	Zenith	08:00	15:00	17:00	18:30	208	47413	7,2
10.06.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
11.06.2019	Serenade of the Seas	07:00	16:00			293,2	90090	8,5
11.06.2019	Mein Schiff 4	10:30	20:30	08:00	09:00	293,6	99526	8,2
12.06.2019	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
12.06.2019	AIDAbella	11:00	19:30	08:00	09:30	252	69203	7,3
12.06.2019	Vasco da gama	19:00	19:30			219,4	55877	7,7
13.06.2019	MSC Poesia	11:00	18:00	08:00	09:00	293	92627	7,7
13.06.2019	Boudicca			13:00	18:30	205,4	28372	7,5
13.06.2019	Astoria	13:30	20:00	10:30	12:00	160,1	16144	7,6
14.06.2019	Norwegian Pearl	11:00	17:00	08:00	09:00	294,5	93530	8,3
15.06.2019	Silver Spirit	11:00	17:00	08:00	09:00	210,7	36009	6,6
15.06.2019	Arcadia			16:00	05:30	285,1	84342	8,1
15.06.2019	Costa Pacifica	11:00	18:00	09:00	10:00	290	114425	8,3
16.06.2019	Arcadia	08:00	18:00			285,1	84342	8,1
16.06.2019	Viking Sky	08:00	18:00			228,2	47842	6,4
16.06.2019	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
16.06.2019	Roald Amundsen	07:30	09:00			133,5	20889	7,6
17.06.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
17.06.2019	Artania	08:00	13:00			230,62	46474	8
18.06.2019	MSC Meraviglia	11:00	17:00	07:00	09:30	315,83	167600	8,5
18.06.2019	Le Boreal	12:30	19:00			142,1	10944	4,9
18.06.2019	Viking Jupiter	08:00	18:00			228,2	47842	6,6
18.06.2019	Le Dumont D'urville	08:15	11:30	13:15	18:00	131,4	9966	4,7
19.06.2019	Sapphire Princess	13:00	19:00	09:00	10:00	290	115875	8
19.06.2019	Rotterdam	07:00	17:00			238	61849	8,1
19.06.2019	World Explorer	08:00	18:00			112	4900	4,2
19.06.2019	Star Breeze	08:00	12:00	15:00	18:00	133,4	9975	5,4
20.06.2019	Zenith	08:00	15:00	17:00	18:30	208	47413	7,2
20.06.2019	AIDAbella	11:00	19:30	08:00	09:30	252	69203	7,3
22.06.2019	Norwegian Spirit	10:00	19:00			268,8	75904	7,9
23.06.2019	Mein Schiff 1 new	08:00	18:00	19:30	20:30	315,7	111500	8,2
24.06.2019	Viking Sun	08:00	18:00			228,2	47842	6,6
24.06.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
24.06.2019	Zenith	07:30	14:30	16:30	18:00	208	47413	7,2
25.06.2019	Mein Schiff 3	08:00	18:00	19:30	20:30	293,3	99526	8,2
26.06.2019	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
26.06.2019	AIDAdiva	10:00	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3
26.06.2019	Deutschland	07:00	13:30			175,3	22496	5,8
27.06.2019	Prinsendam	07:00	16:00			204	38848	7,3
27.06.2019	MSC Poesia	12:30	19:00	09:30	10:30	293	92627	7,7
27.06.2019	Hamburg	14:00	17:30	11:30	12:30	144,1	15067	5,6
27.06.2019	Astoria	06:00	12:00	15:00	20:00	160,1	16144	7,6

28.06.2019	Balmoral			07:00	13:30	218,2	43537	7,1
28.06.2019	MSC Preziosa	07:00	14:00	15:30	17:00	333,33	139072	8,6
28.06.2019	Ocean Majesty	11:00	16:30	18:00	19:00	136	10417	6,4
29.06.2019	Berlin	09:30	17:00	07:00	08:30	139,5	9570	4,98
30.06.2019	Roald Amundsen	07:30	09:00			133,5	20889	7,6
01.07.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
01.07.2019	AIDAsol	08:30	16:30	18:30	20:00	252	71304	7,3
02.07.2019	Crystal Serenity	09:30	17:00	07:00	08:30	250	68870	7,8
02.07.2019	MSC Meraviglia	07:00	14:00	15:30	17:00	315,83	167600	8,5
03.07.2019	Star Pride	07:00	11:30			134	9975	5,6
03.07.2019	Pacific Princess	12:00	18:00	08:00	10:00	180,5	30277	6
03.07.2019	Mein Schiff 4	08:00	18:00	19:30	20:30	293,6	99526	8,2
03.07.2019	AIDAaura	11:00	19:00	08:30	10:00	202,9	42289	6,2
04.07.2019	Azamara Journey	12:30	17:30			180,9	30277	6
04.07.2019	Zenith	12:00	18:00	20:00	21:30	208	47413	7,2
06.07.2019	Costa Pacifica	11:00	18:00	09:00	10:00	290	114425	8,3
08.07.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
09.07.2019	Amadea	15:00	21:00			192,8	29008	6,7
09.07.2019	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
10.07.2019	Sapphire Princess	12:00	18:00	08:00	10:00	290	115875	8
10.07.2019	AIDAdiva	07:00	16:00	18:00	19:30	252	69203	7,3
11.07.2019	MSC Poesia	13:00	19:00	10:00	11:00	293	92627	7,7
11.07.2019	AIDAsol	08:30	16:30	18:30	20:00	252	71304	7,3
11.07.2019	Marella Explorer	17:00	18:00	08:00	16:00	262,5	76998	8,5
11.07.2019	Gann (skuleskip)	12:00	13:00			108,55	6257	
12.07.2019	Mein Schiff 3	08:00	18:00	19:30	20:30	293,3	99526	8,2
12.07.2019	Viking Jupiter	08:00	18:00			228,2	47842	6,6
13.07.2019	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
14.07.2019	Aurora			18:00	05:30	271,1	76152	8,4
14.07.2019	Roald Amundsen	07:30	09:00			133,5	20889	7,6
15.07.2019	Aurora	08:00	18:00			271,1	76152	8,4
15.07.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
16.07.2019	Norwegian Spirit	09:00	18:00			268,8	75904	7,9
16.07.2019	Ocean Majesty	11:00	17:00	07:00	08:00	136	10417	6,4
16.07.2019	Vasco da gama	13:00	19:00			219,4	55877	7,7
17.07.2019	Sapphire Princess	13:00	19:00	09:00	11:00	290	115875	8
17.07.2019	Mein Schiff 1 new	08:00	18:00	19:30	20:30	315,7	111500	8,2
17.07.2019	Nieuw Statendam			08:00	17:00	297,5	99836	8,2
18.07.2019	Costa Mediterranea	11:00	18:00	08:00	09:00	292,5	85619	8
19.07.2019	Saga Sapphire	08:00	17:00			199,5	37301	8,5
20.07.2019	Viking Sea	08:00	18:00			228,2	47842	6,4
21.07.2019	AIDAsol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
21.07.2019	Albatros	14:30	20:00			205,45	28518	7,5
22.07.2019	Viking Sun	08:00	18:00			228,2	47842	6,6
22.07.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
22.07.2019	Zenith	08:00	15:00	17:00	18:30	208	47413	7,2
23.07.2019	Mein Schiff 3	08:00	18:00	19:30	20:30	293,3	99526	8,2
24.07.2019	AIDAbella	08:30	16:30	18:30	20:00	252	69203	7,3
25.07.2019	MSC Poesia	10:00	16:00	18:00	19:00	293	92627	7,7
25.07.2019	Amadea	14:30	20:00			192,8	29008	6,7

26.07.2019	Albatros	14:00	20:00			205,45	28518	7,5
27.07.2019	Marina	12:00	20:00	08:00	10:00	239,3	66084	7,6
27.07.2019	Costa Pacifica	09:00	16:00	17:00	18:00	290	114425	8,3
28.07.2019	Star Pride	07:00	13:00			134	9975	5,6
29.07.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
30.07.2019	MSC Meraviglia	10:00	17:00	07:00	08:30	315,83	167600	8,5
30.07.2019	Balmoral			10:00	16:00	218,2	43537	7,1
30.07.2019	Silver Spirit	09:30	14:30	16:30	17:00	210,7	36009	6,6
31.07.2019	Mein Schiff 4	08:00	18:00	19:30	20:30	293,6	99526	8,2
31.07.2019	AIDAsol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
01.08.2019	Zenith	08:00	15:00	17:00	18:30	208	47413	7,2
01.08.2019	Amadea	08:00	14:00			192,8	29008	6,7
02.08.2019	Artania	08:00	13:30			230,62	46474	8
02.08.2019	Magellan	08:00	16:00			221,5	46052	7,8
03.08.2019	Mein Schiff 3	08:00	18:00	19:30	20:30	293,3	99526	8,2
05.08.2019	Viking Sky	08:00	18:00			228,2	47842	6,4
05.08.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
05.08.2019	Zenith	07:30	14:30	16:30	18:00	208	47413	7,2
07.08.2019	AIDAdiva	10:00	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3
07.08.2019	AIDAbella	08:30	16:30	18:30	20:00	252	69203	7,3
08.08.2019	MSC Poesia	13:00	19:00	10:00	11:00	293	92627	7,7
10.08.2019	AIDAsol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
10.08.2019	Costa Mediterranea	08:00	15:00	17:00	18:00	292,5	85619	8
11.08.2019	Mein Schiff 5	08:00	18:00	19:30	20:30	295,3	99800	8,2
12.08.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
12.08.2019	Fridtjof Nansen	08:00	14:00			133,5	20889	7,6
13.08.2019	Berlin	09:00	16:30			139,5	9570	4,98
14.08.2019	Sapphire Princess	12:00	18:00	08:00	10:00	290	115875	8
14.08.2019	MSC Meraviglia	07:00	14:00	15:30	17:00	315,83	167600	8,5
15.08.2019	Europa	12:00	18:00	07:00	10:00	198,6	28890	6,3
15.08.2019	MSC Preziosa	07:00	14:00	15:30	17:00	333,33	139072	8,6
16.08.2019	Seven Seas Explorer	11:00	18:00	07:00	08:00	224	55254	7,2
16.08.2019	Artania	07:00	13:30			230,62	46474	8
17.08.2019	Costa Pacifica	11:00	18:00	09:00	10:00	290	114425	8,3
17.08.2019	Ocean Majesty	07:00	14:00			136	10417	6,4
18.08.2019	Fridtjof Nansen	12:00	18:00			133,5	20889	7,6
19.08.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
19.08.2019	Costa Mediterranea	08:00	15:00	17:00	18:00	292,5	85619	8
20.08.2019	AIDAsol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
20.08.2019	Albatros	14:00	20:00			205,45	28518	7,5
20.08.2019	Vasco da gama	10:00	15:30	19:00	20:00	219,4	55877	7,7
21.08.2019	Viking Sky	08:00	18:00			228,2	47842	6,4
21.08.2019	AIDAdiva	10:00	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3
22.08.2019	MSC Poesia	13:00	19:00	10:00	11:00	293	92627	7,7
22.08.2019	Star Pride	08:00	12:00	15:00	18:00	134	9975	5,6
23.08.2019	Berlin	07:00	16:00			139,5	9570	4,98
24.08.2019	Magellan	08:00	16:00			221,5	46052	7,8
26.08.2019	Costa Favolosa	11:00	18:00	08:00	09:00	290	113216	8,3
26.08.2019	Marco Polo	06:30	14:00			176	22080	8,7
26.08.2019	Star Breeze	07:00	12:00	15:00	17:00	133,4	9975	5,4

27.08.2019	MSC Meraviglia	10:00	17:00	07:00	08:30	315,83	167600	8,5
27.08.2019	Marella Explorer	08:00	16:00	17:00	18:00	262,5	76998	8,5
28.08.2019	Disney Magic	07:00	17:00			294	83338	8
28.08.2019	AIDAdiva	10:00	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3
29.08.2019	Zenith	08:00	15:00	17:00	18:30	208	47413	7,2
30.08.2019	AIDA Sol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
30.08.2019	Mein Schiff 3	08:00	18:00	19:30	20:30	293,3	99526	8,2
31.08.2019	Columbus	08:00	14:00			245,6	63786	8,1
31.08.2019	Boudicca			10:00	17:00	205,4	28372	7,5
02.09.2019	Zenith	08:00	15:00	17:00	18:30	208	47413	7,2
04.09.2019	AIDA bella	10:30	19:00	07:30	09:00	252	69203	7,3
05.09.2019	MSC Poesia	13:00	19:00	10:00	11:00	293	92627	7,7
05.09.2019	Fridtjof Nansen	08:00	14:00			133,5	20889	7,6
06.09.2019	Norwegian Spirit	09:00	18:00			268,8	75904	7,9
07.09.2019	Costa Pacifica	11:00	18:00	09:00	10:00	290	114425	8,3
08.09.2019	Spirit of Discovery	14:00	06:00			236	57600	7,3
10.09.2019	AIDA Sol	10:00	19:00	07:30	09:00	252	71304	7,3
10.09.2019	MSC Meraviglia	07:00	14:00	15:30	17:00	315,83	167600	8,5
11.09.2019	Europa 2	08:00	17:00			225,4	72830	8,6
11.09.2019	Fridtjof Nansen	12:00	18:00			133,5	20889	7,6
12.09.2019	Nieuw Statendam	07:00	17:00			297,5	99836	8,2
14.09.2019	Mein Schiff 3	08:00	18:00	19:30	20:30	293,3	99526	8,2
17.09.2019	Explorer of the Seas	11:00	20:00			311,1	138194	9,1
17.09.2019	Astoria	09:00	16:00			160,1	16144	7,6
17.09.2019	Amera	18:00	20:00			204	38848	7,3
20.09.2019	AIDA Sol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
20.09.2019	AIDA aura	07:00	16:00	17:00	18:30	202,9	42289	6,2
22.09.2019	Marella Explorer	11:00	18:00	09:00	10:00	262,5	76998	8,5
23.09.2019	Amera	13:00	20:00			204	38848	7,3
29.09.2019	Fridtjof Nansen	08:00	14:00			133,5	20889	7,6
30.09.2019	AIDA Sol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
30.09.2019	Marella Explorer	08:00	16:00	17:00	18:00	262,5	76998	8,5
02.10.2019	Norwegian Spirit	08:00	17:00			268,8	75904	7,9
10.10.2019	AIDA Sol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3
20.10.2019	AIDA Sol	12:00	20:00	08:30	10:00	252	71304	7,3

Vedlegg E

Transformatorverdier

2-viklings transformator

Id	Navn	Merkeytelse [MVA]	Merkespenning sekundær [kV]	Merkestrøm sekundær [A]	Årsforbruk [kWh]
4004-T	Homlung	100	0,24	240,56	142341
4002-T	Møll	100	0,24	240,56	112876
4009-T	Hole	315	0,24	757,77	599522
4008-T	Kopane	200	0,24	481,13	470595
4016-T	Gjørva	200	0,24	482	431922
4015-T	Aldersboligen	300	0,24	721	1170085
4005-T	Marok	630	0,24	1518	1618818
4018-T	Grande kiosk	300	0,24	0	493863
4006-T	Gjørva	200	0,24	481	268266
4010-T	Flydal	100	0,24	240,6	93257
4007-T	Union	1000	0,24	2405,63	2647798
4001-T	Møllsæter	100	0,24	240,56	124606
4011-T	Ørjasæter	50	0,24	120,28	105285
4012-T	Opplendskedal	50	0,24	120,28	109427
4013-T	Oppskred	20	0,238	48,5	21086
4019-T	Urbakken	10	0,24	0	0
4020-T	Union 2	630	0,415	876,46	1160303

3-viklings transformator

Id	Navn	Merkeytelse [MVA]	Merkespenning [kV]	Merkestrøm [A]
4014-T	Gjørvasletta	800	22	20,99

Id	Navn	Merkeytelse sekundær [MVA]	Merkespenning sekundær [kV]	Merkestrøm sekundær [A]
4014-T	Gjørvasletta	800	0,415	1112,96

Id	Navn	Merkeytelse tertiær [MVA]	Merkespenning tertiær [kV]	Merkestrøm tertiær [A]	Årsforbruk [kWh]
4014-T	Gjørvasletta	0	0,24	1924,5	644447

Vedlegg F

Enovas skjema for beregning av kWh-potensial

Link til excelfil finnes ved: <https://www.enova.no/bedrift/maritim-transport/stotte-til-infrastruktur/landstrom-til-skip-i-norske-havner/>

Beregningsmal: kWh-potensial for landstrøm

ENOVA

Velg relevant metode for estimering/beregning av kWh-potensial basert på beskrivelsene under:

Metode 1

Søker kjenner skipenes faktiske energiforbruk ved kai

- dersom et høyere kWh-potensial oppnås fra beregningen i Metode 2, kan denne legges til grunn

Metode 2

Søker kjenner anløpende skips størrelse og skipstype, men ikke skipenes energiforbruk ved kai

Metode 3

Søker har ikke loggført skipenes størrelse, men kjenner skipstyper og liggetider

Merk: Det kan ikke beregnes høyere kWh-potensial enn slik at anleggene/tilkoblingspunktene utnyttes 90 % av tiden.

I fanen "Oppsummering" kan verdier for egeninnsats og totale budsjetterte kostnader fylles ut for å beregne relevant støttebrøk for prosjektet basert på de tre ulike metodene. I tillegg sjekkes anleggets maksimale kapasitetsutnyttelse mot det dokumenterte skipsgrunnlaget.

INPUT	Skal fylles ut av søker. Danner grunnlag for beregninger
BEREGNING	Skal <u>ikke</u> endres av søker
OVERSKRIFT	Skal <u>ikke</u> endres av søker

Metode 2

Søker kjenner anløpende skips størrelse og skipstype, men ikke skipenes energiforbruk ved kai

Tabell 2.1: Sjablonverdier for gjennomsnittlig effektbehov i havn for ulike skipskategorier og -størrelser. Tallene er avrundet.

Skipskategori / Størrelse	<= 999	1000 - 4999	5 000 - 9 999	10 000 - 24 999	25 000 - 49 999	50 000 - 99 999	>= 100 000
	GT	GT	GT	GT	GT	GT	GT
Estimert kraftbehov i havn per skip [kW]							
01. Oljetankere	37	161	352	476	646	834	1032
02. Kjemikalie-/produkttankere	106	289	531	723	864	1434	1536
03. Gasstankere	111	254	667	836	1078	2 816	3 556
04. Bulkskip	26	80	132	197	261	350	438
05. Stykkgodsskip	12	66	149	259	416	579	704
06. Kontainerskip	31	121	332	473	864	1535	2 295
07. Ro Ro last	28	94	213	415	529	668	736
08. Kjøle-/frys skip	44	153	319	542	672	800	960
09. Passasjer	20	119	272	570	1194	2 100	2 912
10. Offshore supply skip	45	144	345	553	912	1144	1248
11. Andre offshore service skip	42	149	251	417	575	643	685
12. Andre aktiviteter	28	173	344	569	988	1282	1600
13. Fiskefartøy	43	149	284	454	454	454	454

Tabell 2.2: Tabell for registrering av totalt antall liggetimer innenfor hver skipstype/størrelse.

Fyll inn i tabellens grønne felt der relevant. Tallene må dokumenteres i vedlegg til søknaden.

Skipskategori / Størrelse	<= 999	1000 - 4999	5 000 - 9 999	10 000 - 24 999	25 000 - 49 999	50 000 - 99 999	>= 100 000	Total
	GT	GT	GT	GT	GT	GT	GT	
Totalt antall liggetimer [h/år]								
01. Oljetankere								
02. Kjemikalie-/produkttankere								
03. Gasstankere								
04. Bulkskip								
05. Stykkgodsskip								
06. Kontainerskip								
07. Ro Ro last								
08. Kjøle-/frys skip								
09. Passasjer			66	119	261	616	245	1305
10. Offshore supply skip								
11. Andre offshore service skip								
12. Andre aktiviteter								
13. Fiskefartøy								
Total			66	119	261	616	245	1305

* Merk at det skal trekkes fra en halv time for opp/nedkobling per anløp

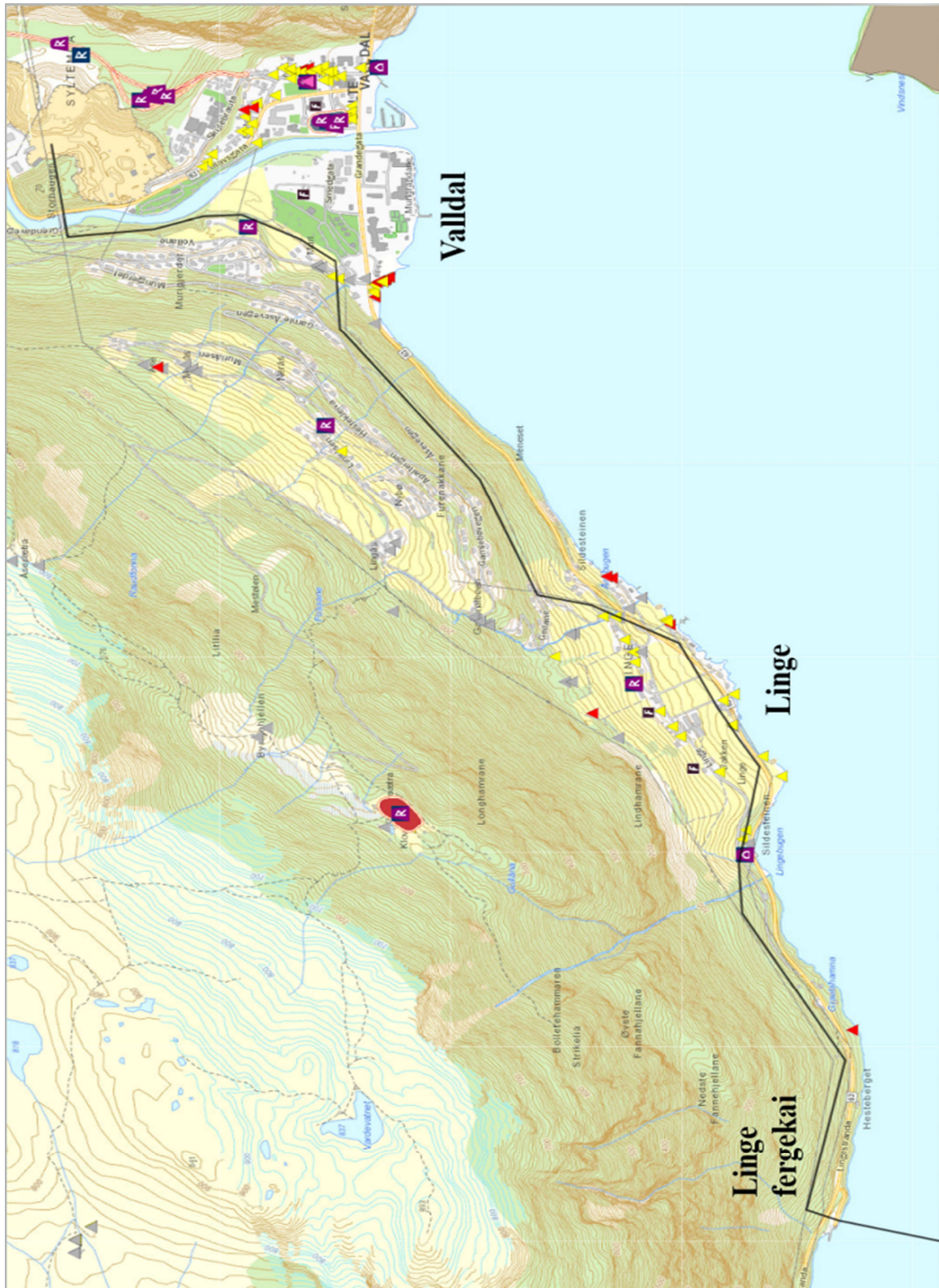
Tabell 2.3: Tabell for beregning av estimert energibehov i havn innenfor hver skipstype/størrelse.

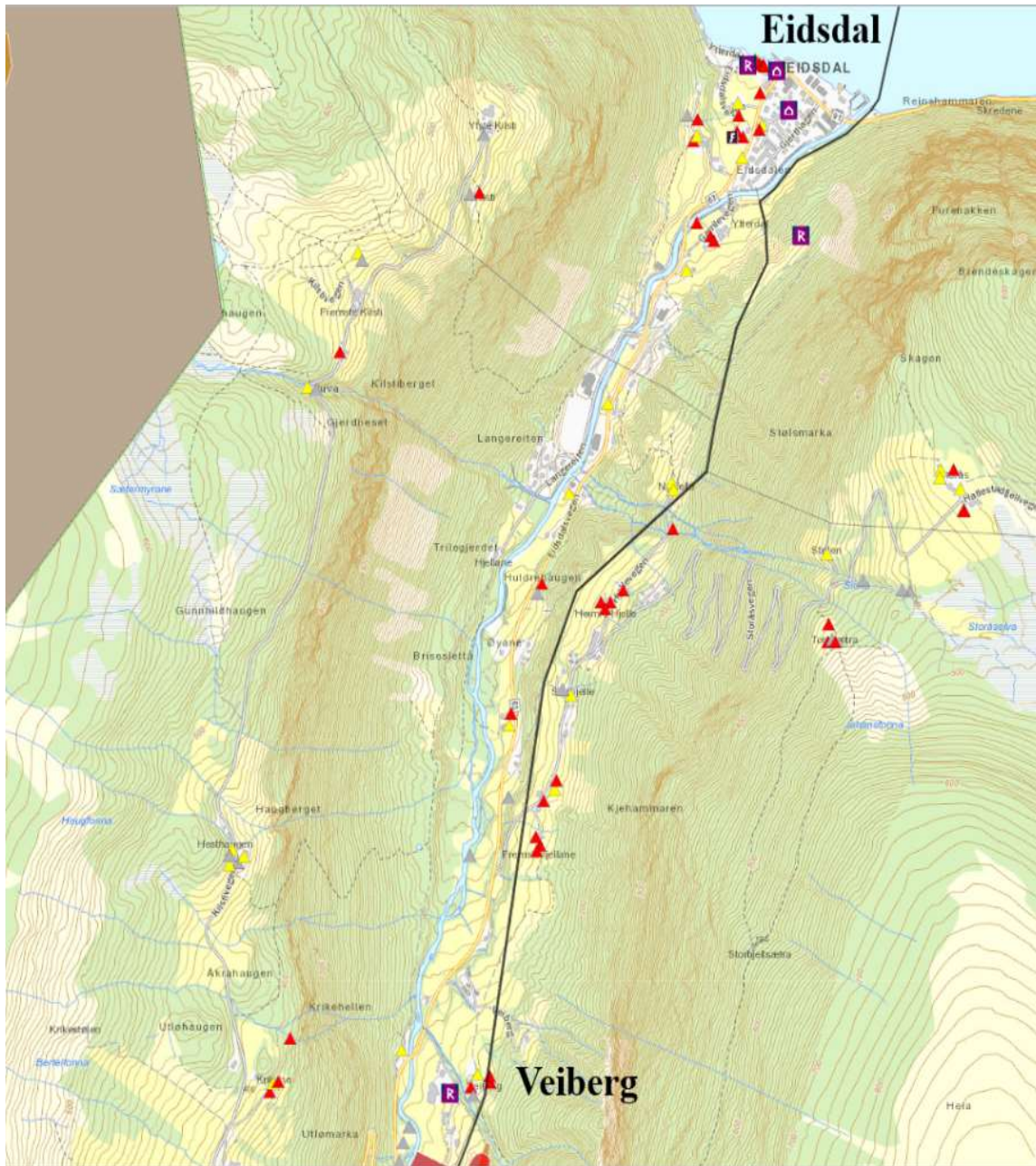
Skipskategori / Størrelse	<= 999	1000 - 4999	5 000 - 9 999	10 000 - 24 999	25 000 - 49 999	50 000 - 99 999	>= 100 000	Total
	GT	GT	GT	GT	GT	GT	GT	
Estimert totalt energibehov i havn [kWh/år]								
01. Oljetankere								
02. Kjemikalie-/produkttankere								
03. Gasstankere								
04. Bulkskip								
05. Stykkgodsskip								
06. Kontainerskip								
07. Ro Ro last								
08. Kjøle-/frys skip								
09. Passasjer			17 785	67 554	311 530	1 292 373	711 984	2 401 225
10. Offshore supply skip								
11. Andre offshore service skip								
12. Andre aktiviteter								
13. Fiskefartøy								
Total			17 785	67 554	311 530	1 292 373	711 984	2 401 225

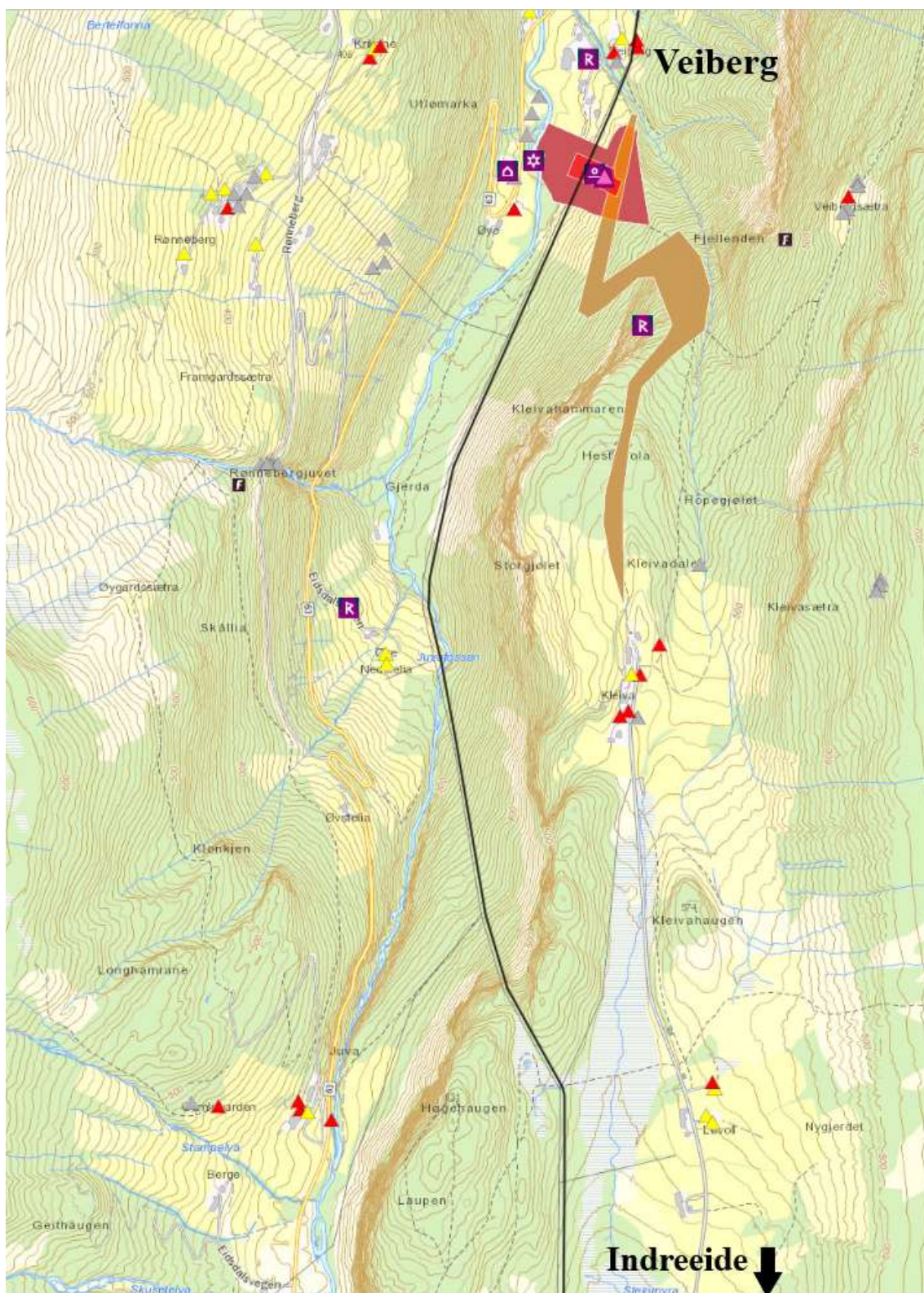
Vedlegg G

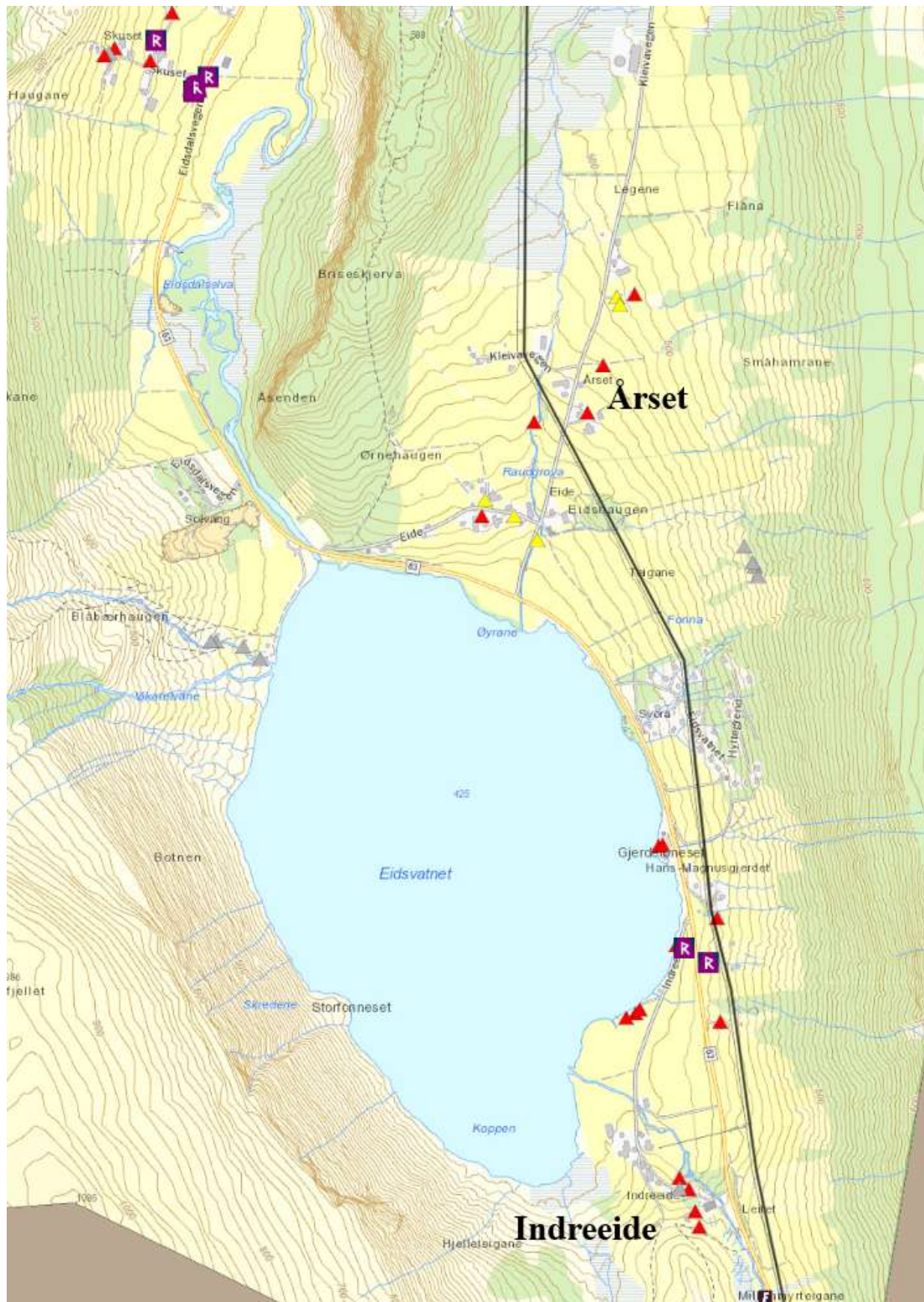
Kulturminner, kulturmiljø og kulturarv

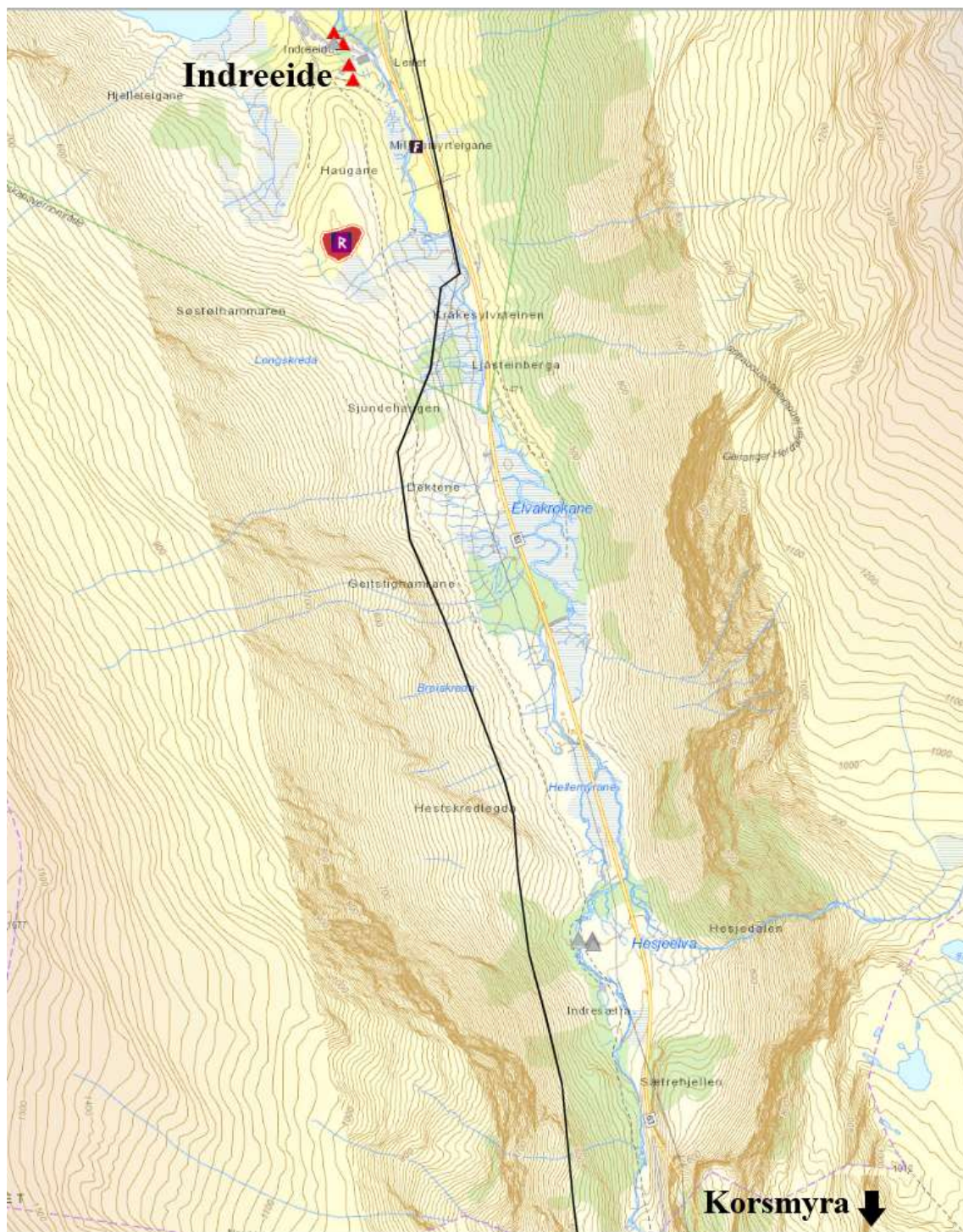
Kulturminner i kart

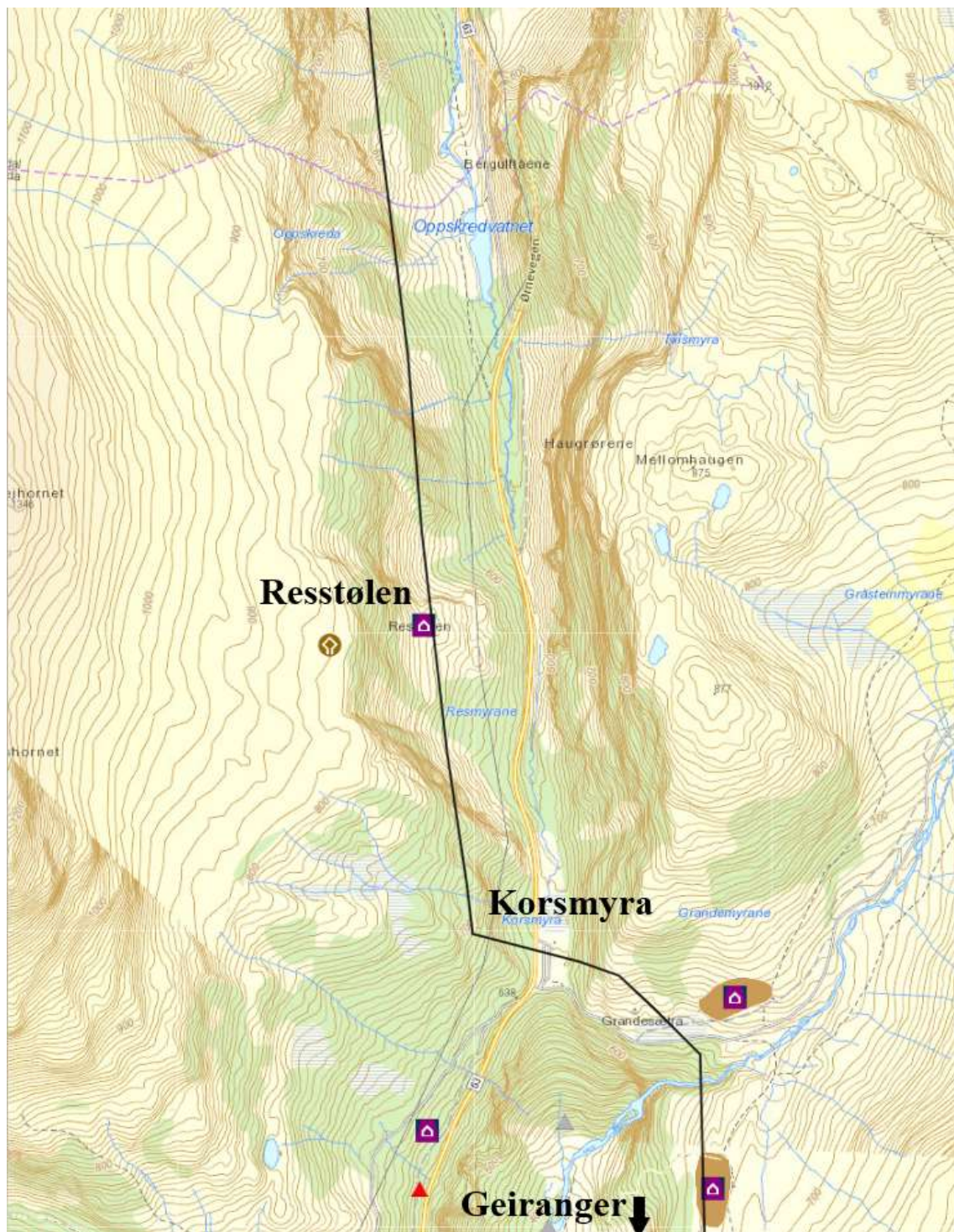


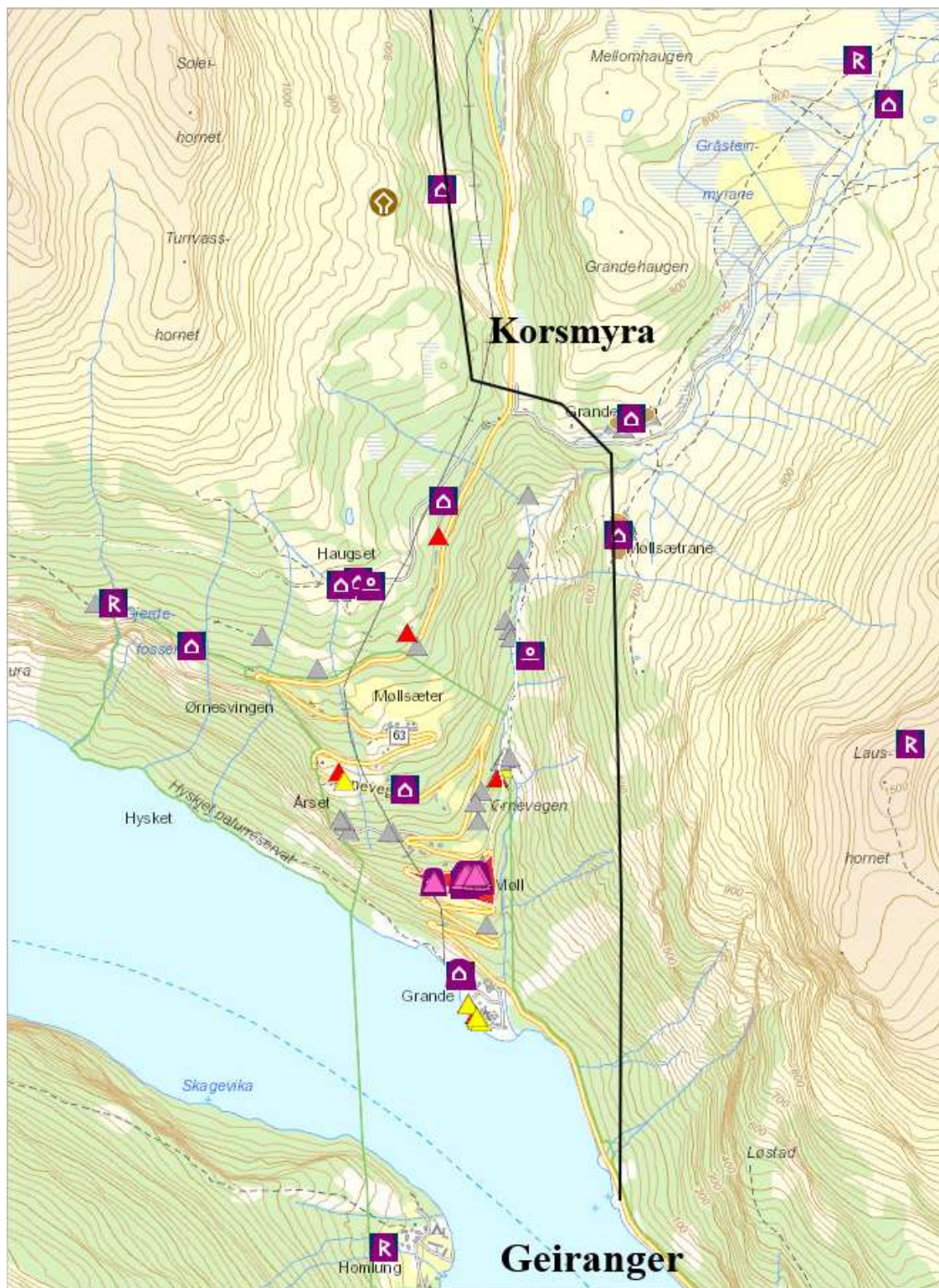












Vedlegg H

Friluftsliv og hytter

ID_LOKAL	Områdenavn	Områdebeskrivelse	Type friluftslivsområde	Friluftslivsverdi	Bruksfrekvens	Regionale eller nasjonale brukere
126	Elvaforbygninga	Tursti ved elva	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Middels	Middels
102	Grytsteinråsa	Egnet rundtursti/skogsvei utgraving av klebersteinur 4-5 km	Nærturterreng	Svært viktig friluftslivsområde	Ganske stor	Nesten aldri
101	Folkestien Nedre	Tursti, grodd vei, delvis grus. Egnet rundtur 4-5 km.	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Middels	Nesten aldri
109	Stølsråsa	Rås til stølen. Løe/gard	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Middels	Aldri
115	Storåsvegen	Bomveg/grusveg brukt som tursti	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Noe	Nesten aldri
111	Heimrehjellsvegen	Gamlevegen	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Noe	Nesten aldri
116	Storhjellråsa	Rås til Storhjellsetra	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Lite	Aldri
112	Storhjellsvegen	Turveg som brukast som del av Folkestien	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Middels	Nesten aldri
128	Kleivane	Gamle bygdeveien	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Middels	Nesten aldri
154	Severin-brauta	Tursti til gammel husmannsplass	Nærturterreng	Svært viktig friluftslivsområde	Ganske stor	Ganske ofte
151	Storelva	Kvennhus kraftverk, fiske når åpent	Strandsone med tilhørende sjø og vassdrag	Svært viktig friluftslivsområde	Middels	Ganske ofte
152	Heimseterhaugane	Sti	Nærturterreng	Registrert friluftslivsområde	Lite	Aldri
132	Ny-lysløypa	Lysløype. Skispor.	Nærturterreng	Svært viktig friluftslivsområde	Ganske stor	Ganske ofte

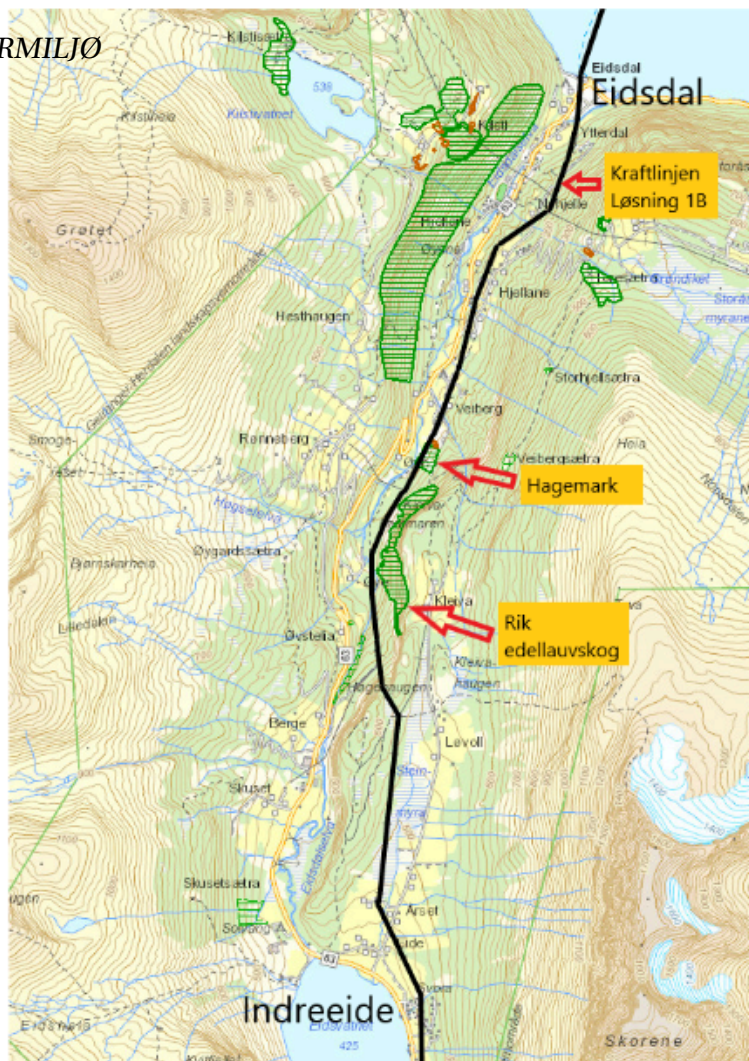
135	Folkestien øvre	Tursti runde	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Middels	Middels
139	Dørahamrane	Tursti	Nærturterreng	Viktig friluftslivsområde	Noe	Middels
157	Indre Eidsdalen	Villkamping, rasting	Andre friluftslivsområder	Svært viktig friluftslivsområde	Middels	Ganske ofte

ID_LOKAL	Områdenavn	Opplevelseskvaliteter	Symbolverdi	Spesiell funksjon	Områdets egnethet	Grad av tilrettelegging	Kunnskapsverdier
126	Elvaforbygninga	Ganske mange	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Litt tilrettelagt	Middels
102	Grytesteinråsa	Ganske mange	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Middels tilrettelagt	Middels
101	Folkestien Nedre	Ganske mange	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Litt tilrettelagt	Middels
109	Stølsråsa	Middels	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Middels tilrettelagt	Middels
115	Storåsvegen	Middels	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Middels tilrettelagt	Middels
111	Heimrehjellsvegen	Middels	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Litt tilrettelagt	Middels
116	Storhjellråsa	Middels	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Litt tilrettelagt	Middels
112	Storhjellsvegen	Middels	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Litt tilrettelagt	Middels
128	Kleivane	Ganske mange	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Litt tilrettelagt	Middels
154	Severin-brauta	Mange	Ganske stor	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Middels tilrettelagt	Middels
151	Storelva	Ganske mange	Ingen	Noe spesiell funksjon	Godt	Litt tilrettelagt	Middels
152	Heimseterhaugane	Litt	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Ikke tilrettelagt	Middels
132	Ny-lysløypa	Ganske mange	Ingen	Noe spesiell funksjon	Godt	Høy grad av tilrettelegging	Middels

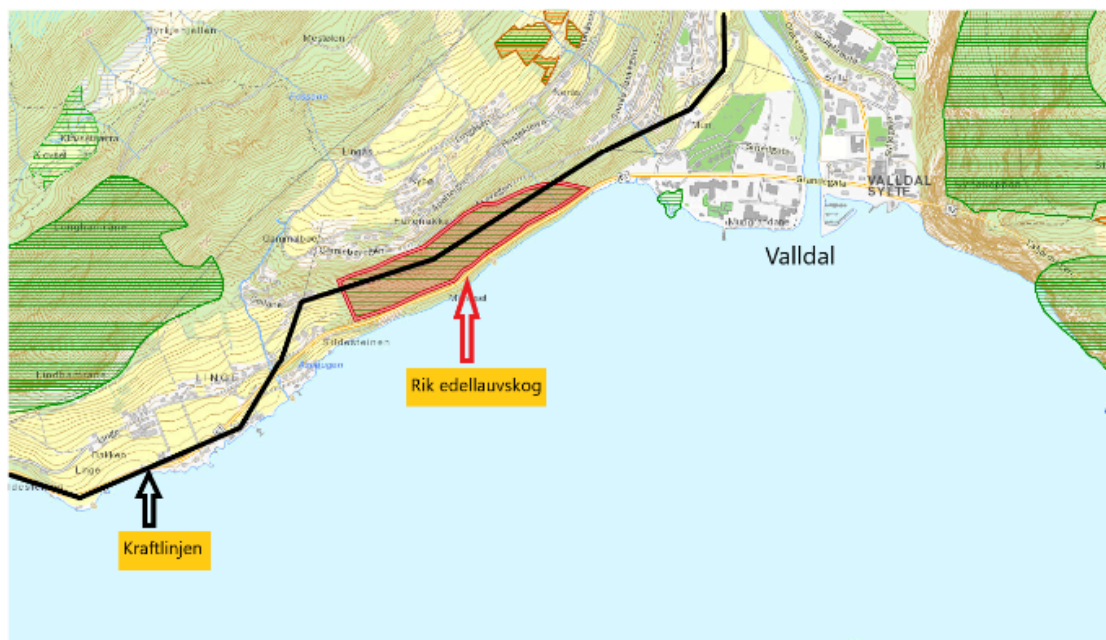
135	Folkestien øvre	Middels	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Litt tilrettelagt	Middels
139	Dørahamrane	Middels	Ingen	Noe spesiell funksjon	Ganske godt	Litt tilrettelagt	Middels
157	Indre Eidsdalen	Litt	Ingen	Ikke spesiell funksjon	Ganske godt	Ikke tilrettelagt	Middels

Vedlegg I

Naturmiljø



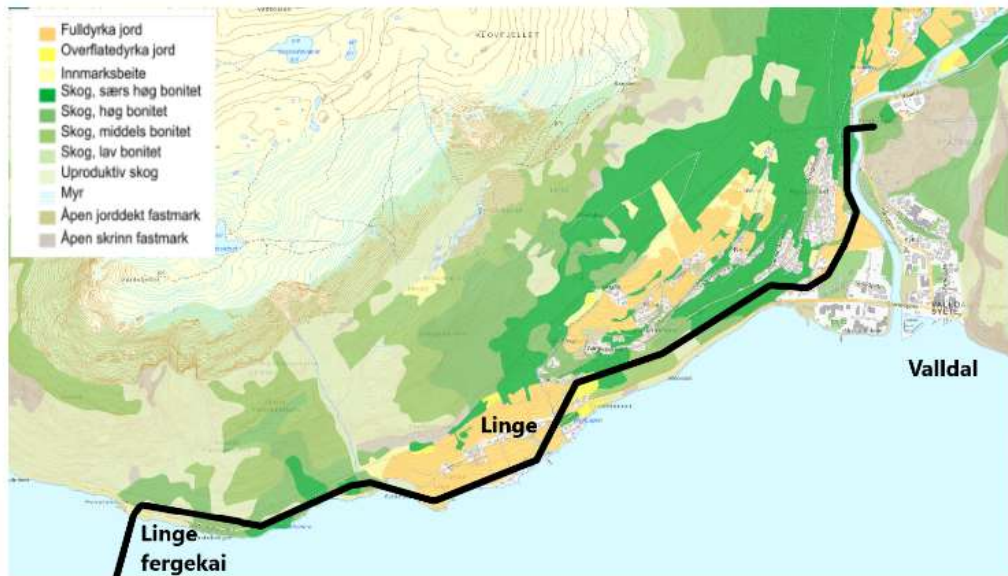
Figur I.1: Påpeking av hagemark og rik edelløvsog i planområdet til kraftlinjen, mellom Eidsdal og Indreeide. Kraftlinjen er representert med sort strek



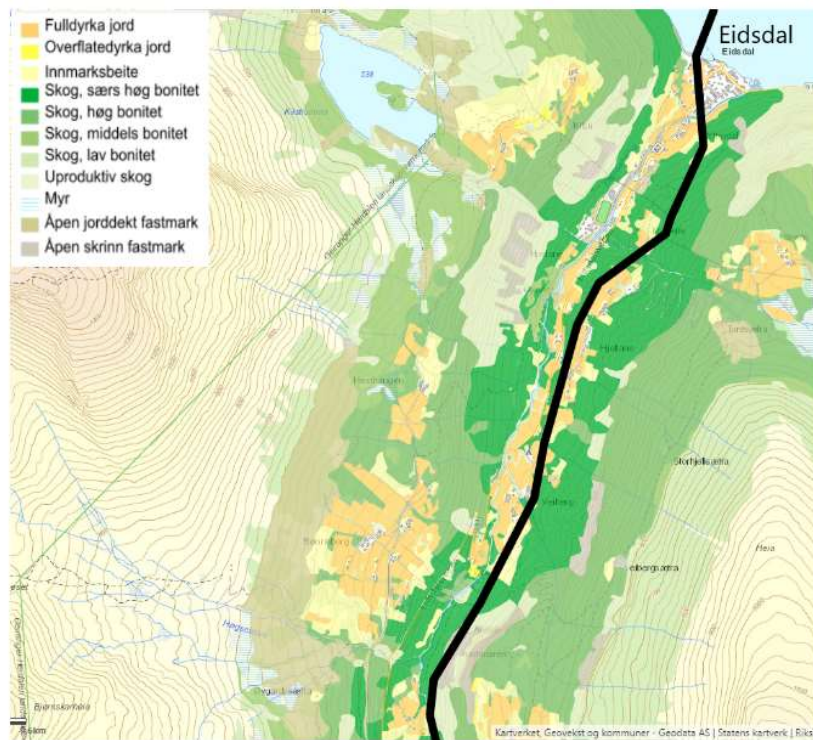
Figur I.2: Påpeking av rik edelløvsog i traseen, i Valldal. Kraftlinjen er representert med sort strek.

Vedlegg J

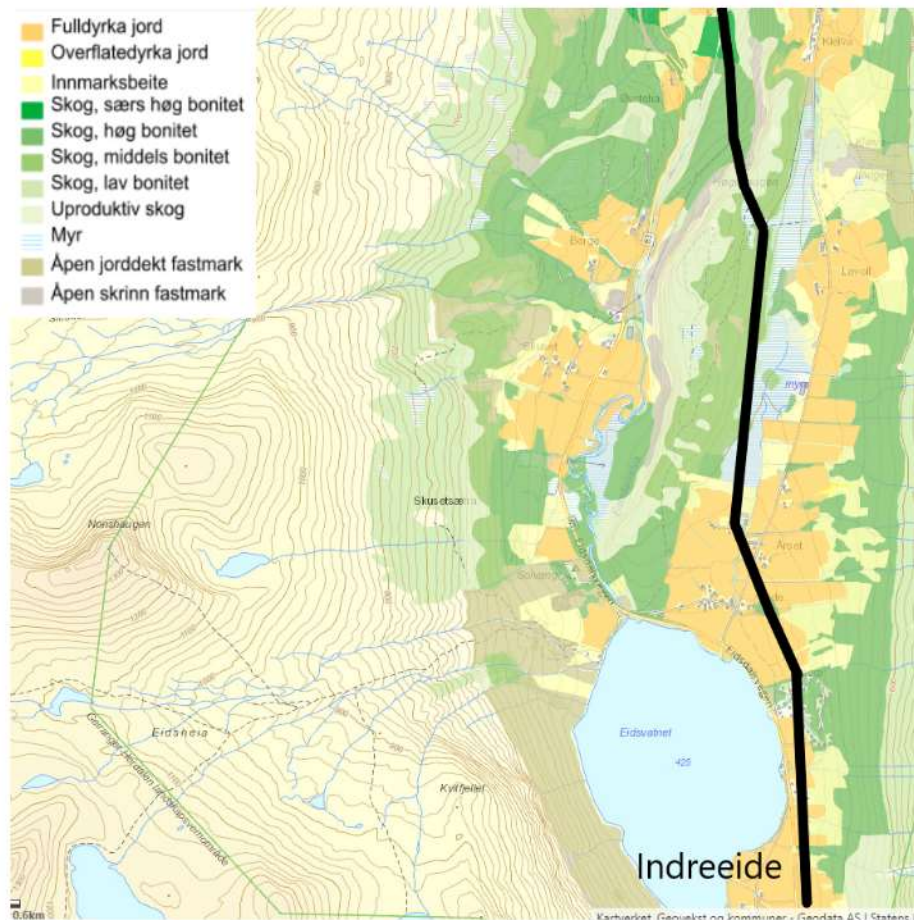
Naturressurs



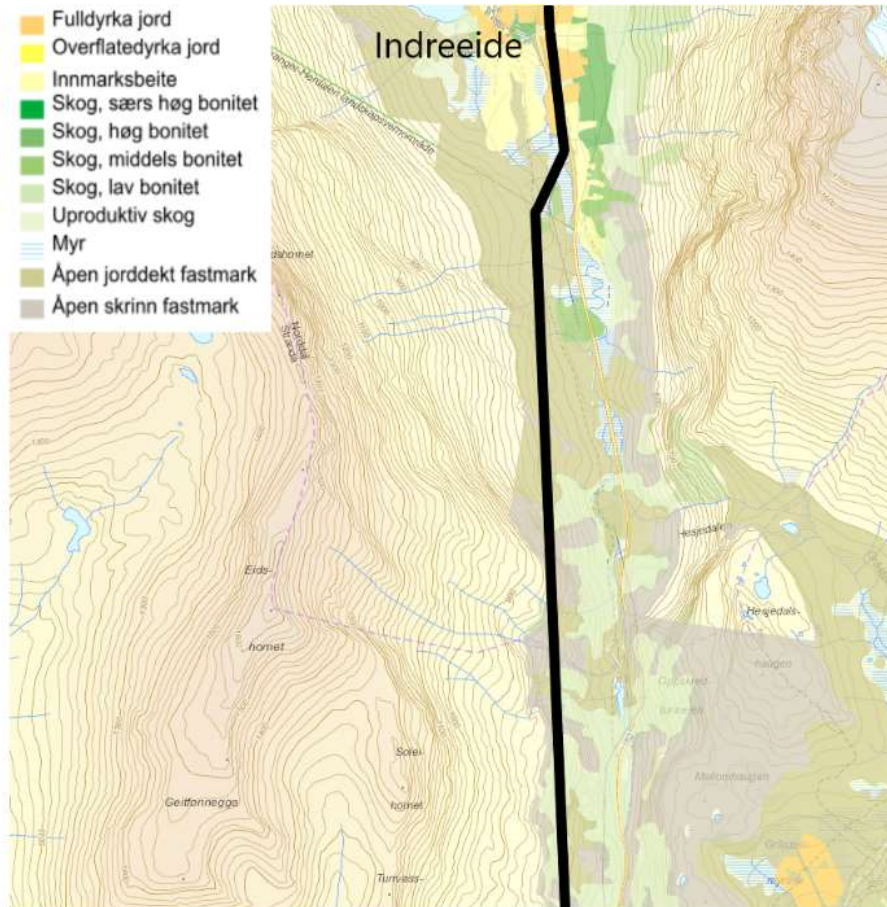
Figur J.1: Kart som viser bonitet for traseen til kraftlinjen (svart linje på kartet), mellom Valldal og Linge fergekai.



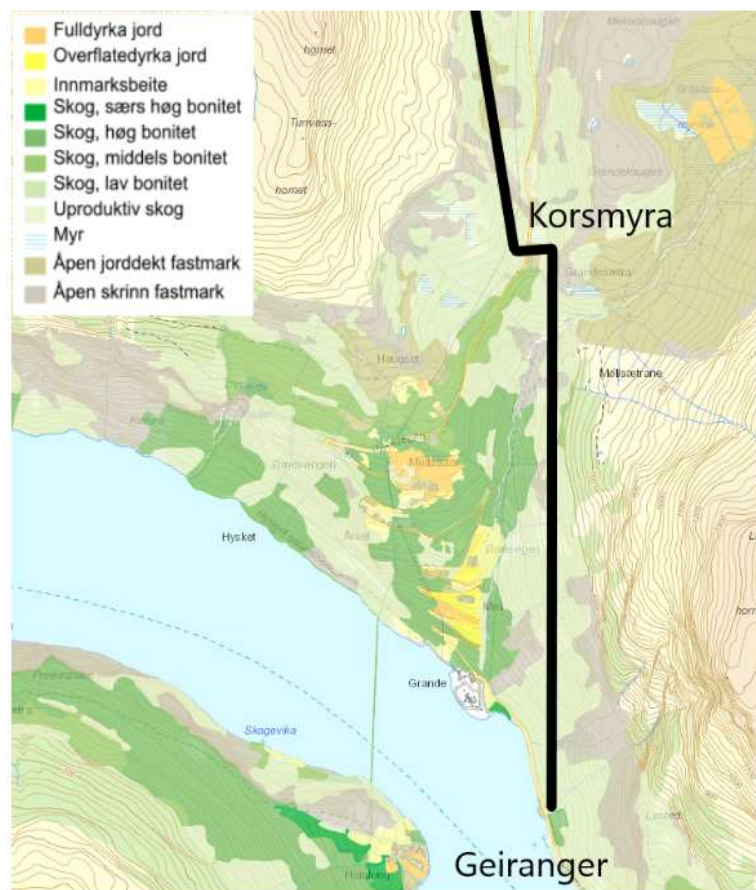
Figur J.2: Kart som viser bonitet for traseen til kraftlinjen (svart linje på kartet), fra Eidsdal og mot Indreide.



Figur J.3: Kart som viser bonitet for traseen til kraftlinjen (svart linje på kartet), frem til Indreeide.



Figur J.4: Kart som viser bonitet for traseen til kraftlinjen (svart linje på kartet), fra Indreeide mot Korsmyra.



Figur J.5: Kart som viser bonitet for traseen til kraftlinjen (svart linje på kartet), ved Korsmyra og ned til Geiranger.

Vedlegg K

Elektromagnetisk felt

Elektromagnetisk felt beregningsresultater

Leder	I _{eff}	Fase	X	Y
1	80	120	-5	15
2	80	0	0	15
3	80	-120	5	15
4	21	120	18	10
5	21	0	20	10
6	21	-120	22	10

Beregningshøyde: 1 meter

Beregningsresultater

X	Brms	Bmax	Bmin
-30	0,13	0,19	0,01
-29	0,14	0,2	0,01
-28	0,15	0,21	0,01
-27	0,16	0,22	0,01
-26	0,17	0,24	0,01
-25	0,18	0,25	0,01
-24	0,19	0,27	0,01
-23	0,2	0,28	0,02
-22	0,21	0,3	0,02
-21	0,23	0,32	0,02
-20	0,24	0,34	0,02
-19	0,26	0,37	0,03
-18	0,28	0,39	0,03
-17	0,3	0,42	0,03
-16	0,32	0,45	0,04
-15	0,34	0,48	0,05
-14	0,36	0,51	0,05
-13	0,39	0,54	0,06
-12	0,41	0,58	0,07
-11	0,44	0,61	0,08
-10	0,46	0,65	0,09
-9	0,49	0,69	0,1
-8	0,52	0,72	0,11
-7	0,54	0,75	0,12
-6	0,56	0,78	0,14
-5	0,58	0,81	0,15
-4	0,6	0,83	0,16
-3	0,61	0,85	0,17
-2	0,62	0,86	0,18
-1	0,62	0,86	0,18

X	Brms	Bmax	Bmin
0	0,62	0,86	0,18
1	0,61	0,85	0,18
2	0,6	0,84	0,17
3	0,59	0,82	0,16
4	0,57	0,79	0,15
5	0,54	0,76	0,14
6	0,52	0,72	0,13
7	0,49	0,68	0,12
8	0,45	0,63	0,1
9	0,42	0,59	0,09
10	0,39	0,54	0,07
11	0,35	0,49	0,06
12	0,32	0,45	0,05
13	0,28	0,4	0,03
14	0,26	0,36	0,02
15	0,23	0,33	0,01
16	0,22	0,31	0
17	0,21	0,3	0,01
18	0,22	0,31	0
19	0,23	0,33	0
20	0,25	0,35	0,01
21	0,26	0,36	0,01
22	0,27	0,38	0,02
23	0,27	0,38	0,02
24	0,27	0,38	0,02
25	0,26	0,37	0,02
26	0,25	0,36	0,02
27	0,24	0,34	0,02
28	0,23	0,32	0,02
29	0,21	0,3	0,01
30	0,2	0,28	0,01

Vedlegg L

Bruksmønster Geiranger-Overå 2017-2018

Vedlagt i separat mappe

Vedlegg M

Forprosjektrapport

Vedlagt i separat mappe

Vedlegg N

Møtereferater

Vedlagt i separat mappe

