

Tonje Risnes

Spenningsoppgradering av høyspentnettet på Sekken

Bacheloroppgave i Elektroingeniør retning elkraft

Veileder: Tor Arne Folkestad

Medveileder: Pål Egil Eriksen

Mai 2024

Tonje Risnes

Spenningsoppgradering av høyspentnettet på Sekken

Bacheloroppgave i Elektroingeniør retning elkraft
Veileder: Tor Arne Folkestad
Medveileder: Pål Egil Eriksen
Mai 2024

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elektrisk energi



NTNU

Kunnskap for en bedre verden

Sammendrag

Samfunnets fokus på bærekraft og miljø driver Norge stadig mot et mer helelektrisk samfunn. Dette fører til effektøkninger i nettet som kan gå utover leveringskvaliteten. Nullutslipps ferger har blitt utbygd flere steder i Norge og det er derfor naturlig å ta hensyn til en eventuell nullutslipps ferge til øya i denne oppgaven. Oppgaven vil foreta beregninger og analyser av hvordan en lastøkning påvirker nettet og om det må foretas en spenningsoppgradering ved effektøkning.

I denne bacheloroppgaven analyseres fire ulike driftsscenarioer for øya Sekken like utenfor Molde. Hensikten med oppgaven er å evaluere og sammenligne disse scenarioene med hensyn til teknisk ytelse og økonomiske kostnader. Scenarioene som vurderes er:

- Drift på 11 kV
- Drift på 11 kV med reserveforsyning
- Drift på 22 kV
- Drift på 22 kV med reserveforsyning

For å gjennomføre analysen, er det benyttet beregningsverktøyet Netbas for å simulere nettets tekniske ytelse i de forskjellige scenarioene. Økonomiske beregninger er utført for å vurdere kostnadene knyttet til vedlikehold, ombygginger og drift av hvert scenario.

Det konkluderes i slutten av oppgaven at det ikke vil være nødvendig med en spenningsoppgradering ved dagens last eller ved lastøkning under 0,5 MW. Det vil derimot være nødvendig med en spenningsoppgradering dersom en lastøkning på over 0,5 MW forekommer. Det vil være naturlig å etablere reserveforsyning ved spenningsoppgradering ettersom kostnaden for dette er svært lav.

Abstract

Society's focus on sustainability and the environment is driving Norway toward an increasingly all-electric society. This leads to power increases in the grid that can impact delivery quality. Zero-emission ferries have been developed in several places in Norway, so it is natural to consider a potential zero-emission ferry to the island in this assignment. The task will involve calculations and analyses of how a load increase affects the network and whether a voltage upgrade is necessary due to increased power.

In this bachelor thesis, four different operating scenarios for the island of Sekken, located just outside Molde, are analyzed. The purpose of the assignment is to evaluate and compare these scenarios in terms of technical performance and economic costs. The scenarios being considered are:

- Operation at 11 kV
- Operation at 11 kV with backup supply
- Operation at 22 kV
- Operation at 22 kV with backup supply

To conduct the analysis, the Netbas calculation tool has been used to simulate the network's technical performance under the various scenarios. Economic calculations have been performed to assess the costs associated with maintenance, modifications, and operation of each scenario.

The conclusion at the end of the assignment is that a voltage upgrade will not be necessary for load today or for load increases below 0,5 MW. However, a voltage upgrade will be necessary if a load increase of over 0,5 MW occurs. Establishing a backup supply during a voltage upgrade is natural, as the cost for this is very low.

Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet av Tonje Risnes. Studenten studerer elektroingeiør med retning elkraft og bærekraftig energi ved Norges Teknisk-naturvitenskaplige Universitet (NTNU). Oppgaven er skrevet i samarbeid med nettselskapet Elinett AS.

Jeg vil rette en stor takk til veileder Pål Egil Eriksen ved Elinett AS for god veiledning gjennom oppgaven både teoretisk og praktisk ved opplæring av netbas.

Jeg vil rette en stor takk til gode kolleger på Elinett AS for gode innspill og forklaringer underveis i prosjektet. Jeg vil spesielt takke Lasse Bang Gule for tilstandsoversikten av nettet på Sekken.

Tilslutt vil jeg takke intern veileder Tor Arne Folkestad for gode innspill og oppfølging gjennom oppgaveskrivingen.

Innhold

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introduksjon | 1 |
| 1.1 | Bakgrunn | 1 |
| 1.2 | Problemstilling | 2 |
| 1.3 | Oppsett/Struktur | 3 |
| 2 | Teori | 4 |
| 2.1 | Lovverk | 4 |
| 2.1.1 | FoL | 4 |
| 2.2 | Strømnettet | 4 |
| 2.2.1 | Nettap | 5 |
| 2.2.2 | Spenningsvariasjoner | 6 |
| 2.2.3 | Forskjeller mellom 11 og 22 kV | 7 |
| 2.3 | Spolejordet nett | 7 |
| 2.4 | Fergelading | 8 |
| 2.4.1 | Nettpåvirkning av fergelading | 8 |
| 2.5 | KILE | 9 |
| 2.6 | Transformatorer | 9 |
| 2.6.1 | Omkoblingsbar transformator | 9 |
| 2.6.2 | Reguleringstransformator | 9 |
| 2.7 | Stolper | 10 |
| 2.8 | Vanntre | 10 |
| 3 | Status på dagens nett | 12 |
| 4 | Scenarioer | 14 |
| 4.1 | Scerario 1: 11 kV | 14 |
| 4.2 | Scenario 2: 11 kV med ring | 14 |
| 4.3 | Scenario 3: 22 kV | 14 |
| 4.4 | Scenario 4: 22 kV med ring | 15 |
| 5 | Data, metode og utførelse | 16 |
| 5.1 | Data | 16 |
| 5.1.1 | NETBAS | 16 |
| 5.1.2 | REN | 17 |
| 5.1.3 | Datagrunnlag | 17 |
| 5.2 | Valg av metode | 18 |
| 5.3 | Utførelse | 18 |
| 5.3.1 | Datainnhenting | 18 |
| 5.3.2 | Netbasanalyser | 20 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 5.3.3 | Økonomi | 23 |
| 5.3.4 | Nåverdiberegninger | 26 |
| 5.3.5 | Omkobling fra 11 til 22 kV | 27 |
| 6 | Resultat | 28 |
| 6.1 | Scenarioanalyser i netbas | 28 |
| 6.1.1 | Scenario 1 | 28 |
| 6.1.2 | Scenario 2 | 29 |
| 6.1.3 | Scenario 3 | 30 |
| 6.1.4 | Scenario 4 | 31 |
| 6.1.5 | Prosentvis nedgang nettap | 32 |
| 6.2 | Økonomi | 32 |
| 6.2.1 | Materialkostnader | 33 |
| 6.2.2 | Arbeidskostnader | 34 |
| 6.2.3 | Estimerte priser | 37 |
| 6.2.4 | Tapskostnader | 37 |
| 6.2.5 | Avbruddskostnader | 37 |
| 6.2.6 | Scenario 1 | 39 |
| 6.2.7 | Scenario 2 | 39 |
| 6.2.8 | Scenario 3 | 40 |
| 6.2.9 | Scenario 4 | 40 |
| 6.2.10 | Nåverdiberegninger | 40 |
| 6.2.11 | Totalkostnader | 41 |
| 7 | Diskusjon | 42 |
| 7.1 | Scenarioanalyser i netbas | 42 |
| 7.1.1 | Spenningskvalitet | 42 |
| 7.1.2 | Nettap | 42 |
| 7.1.3 | Reserveforsyning | 43 |
| 7.2 | Økonomi | 43 |
| 7.2.1 | Spenningsoppgradering | 43 |
| 7.2.2 | Etablering av reserveforsyning | 44 |
| 7.3 | Sammenstilling | 44 |
| 8 | Konklusjon | 45 |
| A | Vedlegg | 48 |
| A.0.1 | Nåverdiberegninger | 48 |
| A.0.2 | Tilstand | 51 |

Figurer

| | | |
|-----|---|----|
| 1.1 | Elinetts forsyningsområde[4] | 2 |
| 2.1 | Strømnettets oppbygging[7] | 5 |
| 2.2 | Illustrasjon av en høyspentradial i distrubusjonsnettet.[11] | 6 |
| 2.3 | Illustrasjon av spenningsvariasjonen på linjen ved en gitt laststrøm og nettimpedans.[11] | 6 |
| 3.1 | Oversiktbilde av nettet på Sekken | 13 |
| 5.1 | Viser hvordan lasten er koblet på nettet på fergekaia | 21 |
| 5.2 | Scenario 2: Oppkobling av 22 til 11 kV transformator | 22 |
| 5.3 | Scenario 4: Tilkobling av reserveforsyning sia skillebryter | 22 |

Tabeller

| | | |
|------|---|----|
| 3.1 | Sluttbrukergruppe | 12 |
| 5.1 | Oversikt over transformatorer på Sekken | 20 |
| 5.2 | Estimert pris på etablering av 22 til 11 kV nettstasjon på Seterneset . | 24 |
| 6.1 | Netbas utregninger scenario 1 | 29 |
| 6.2 | Netbas utregninger scenario 2 | 30 |
| 6.3 | Netbas utregninger scenario 3 | 31 |
| 6.4 | Netbas utregninger scenario 4 | 32 |
| 6.5 | Prosentvis nedgang i nettap ved spenningsoppgradering | 32 |
| 6.6 | Materialliste 11 kV | 33 |
| 6.7 | Materialiste 22 kV | 34 |
| 6.8 | Arbeidskostnad 11 kV | 35 |
| 6.9 | Arbeidskostnad for ombygging til 22 kV | 36 |
| 6.10 | Estimerte priser på prosjekter | 37 |
| 6.11 | Tapskostnad | 37 |
| 6.12 | Kilekostnader med dagens last | 38 |
| 6.13 | Kilekostnader med ferge | 38 |
| 6.14 | Aggregat-dagens last | 38 |
| 6.15 | Aggregat-med ferge | 39 |
| 6.16 | Avbruddskostnader | 39 |
| 6.17 | Scenario 1 | 39 |
| 6.18 | Scenario 2 | 40 |
| 6.19 | Scenario 3 | 40 |
| 6.20 | Scenario 4 | 40 |
| 6.21 | Nåverdiberegninger for 10 år med en rente på 4% | 41 |
| 6.22 | Totale kostnader for scenario 1 og 3 | 41 |

Kapittel 1

Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Oppgaven er gitt av nettselskapet Elinett AS som holder til i Molde-regionen.

Elinett er et nettselskap som sørger for strømforsyning til mer enn 32 600 kunder fordelt over de fire kommunene Molde, Hustadvika, Aukra og Gjemnes i fylket Møre og Romsdal.

Elinett er et datterselskap i et konsern hvor Istad AS er morselskapet. Istad ble etablert i 1918 som et rent produksjonsselskap. I senere tid har selskapet vokst seg større og blitt et konsern med 3 datterselskap som ligger under morselskapet Istad AS. Elinett AS ble etablert som eget selskap i 1998 under navnet Istad Kraftnett AS før det senere endret navn til Istad Nett AS i 2002. I 2019 kjøpte selskapet opp nettselskapet Nettet Kraft AS. Dette førte til et større forsyningsområde og flere kunder. I 2021 byttet Istad Nett AS navn til Elinett AS etter et forskriftskrav fra myndighetene [1].

Denne oppgaven vil omhandle en liten øy som heter Sekken som ligger i Elinett sitt driftsområde. Øyen Sekken ligger en 45 minutters fergetur fra Molde sentrum.

Sekken er en 18,7 kvadratkilometer stor øy med 174 innbyggere i følge deres egen nettside [2]. Sekken er en populær sykkeldestinasjon for befolkningen i området rundt. Veien som går rundt Sekken er omtrent 20 km lang og det blir estimert at sykkelturen rundt øya tar 1 time og 45 minutter [3]. Øyen har sin egen barne- og ungdomsskole som dekker skolegang fra 1. til 10. klasse. Øyen har også en matbutikk, kirke og museum. Kirken på Sekken ble innviet i 1908. Det totale effektbehovet på øya ligger på omtrent 0,5 MW. Det høyeste punktet på Sekken ligger 304 meter over havet. Terrenget på Sekken er delvis kupert med bratte skråninger på deler av øya.

Øyen er ett av få gjenstående områder i Elinetts driftsområde som driftes på 11 kV. Over lengre tid er flere komponenter i nettet på Sekken byttet ut til utstyr som er godkjent til drift på 22 kV. Dette er gjort med en baktanke om at nettet på sikt skal driftes på 22 kV. Denne oppgaven vil se på problemstillingene og mulighetene ved å bytte fra drift på 11 kV til 22 kV.

Nettet på Sekken er i dag forsynt med sjøkabel og høyspentlinje via Veøya. Den første sjøkabelen går fra en nettstasjon på Sølsnes og over til øya Veøya. I nettstasjonen på Sølsnes er det plassert en 22 til 11 kV reguleringstransformator. Forsyningen går deretter videre i en høyspentlinje over øya før forsyningen går i en annen sjøkabel over til Sekken. Videre går forsyningen med linje og kabel opp til koblingsstasjonen på Sekken hvor nettet deles i to linjer som går til nord- og sørsiden av øya. Den største delen av dagens last ligger på sørsiden av øya hvor de fleste hus og hytter er plassert. På nordsiden av øya ligger det et oppdrettsanlegg som har egen 22 kV forsyning via en sjøkabel fra Nesje. Denne sjøkabelen eies og driftes av Elinett, men industrikunden har dekket kostnadene for kabelen som gjør den kundespesifikk.

På nordsiden av øya ligger også fergekaia. Ferga til Sekken driftes i dag på fossilt brennstoff, men det kan tenke seg at det på sikt vil bli aktuelt med en elektrisk ferge til Sekken.



Figur 1.1: Elinetts forsyningsområde[4]

1.2 Problemstilling

Vil det være fordelaktig for Elinett å foreta en spenningsoppgradering på Sekken? Vil det være gunstig å etablere en reserveforsyning av øya?

I denne oppgaven vil det bli innhentet tilstrekkelig med informasjon om nettets tilstand for å vurdere om det er behov for utbedringer. Det vil undersøkes hvilke komponenter som må byttes ved en eventuell spenningsoppgradering. Videre vil det

bli foretatt økonomiske kostnadsberegninger samt nettberegninger. Oppgaven inkluderer også vurdering av etablering av reserveforsyning og kartlegging av fremtidige laster.

1.3 Oppsett/Struktur

Rapporten starter med innledningen som inneholder en del bakgrunnsinformasjon om Elinett, Sekken og strømmettet som skal analyseres. Videre blir problemstillingen beskrevet. Kapittel 2 er det teoretiske rammeverket for oppgaven. Her vil teorien som anvendes i oppgaven beskrives. Teorikapitlet inneholder informasjon som vil gi økt forståelse av oppgaven.

Etter teorikapitlet kommer det en tilstandsrapport over hvordan dagens nett på Sekken er. Kapittel 4 forklarer de ulike scenarioene som er benyttet i oppgaven. Kapittel 5 viser hvor dataen i oppgaven er hentet inn, hvilken metode som er benyttet og utførelsen av oppgaven. Deretter kommer resultatet på alle økonomiske beregninger og analyser i netbas. Drøftingen kommer etterpå hvor resultatene blir tolket og drøftet før konklusjonen kommer tilslutt.

Kapittel 2

Teori

2.1 Lovverk

2.1.1 FoL

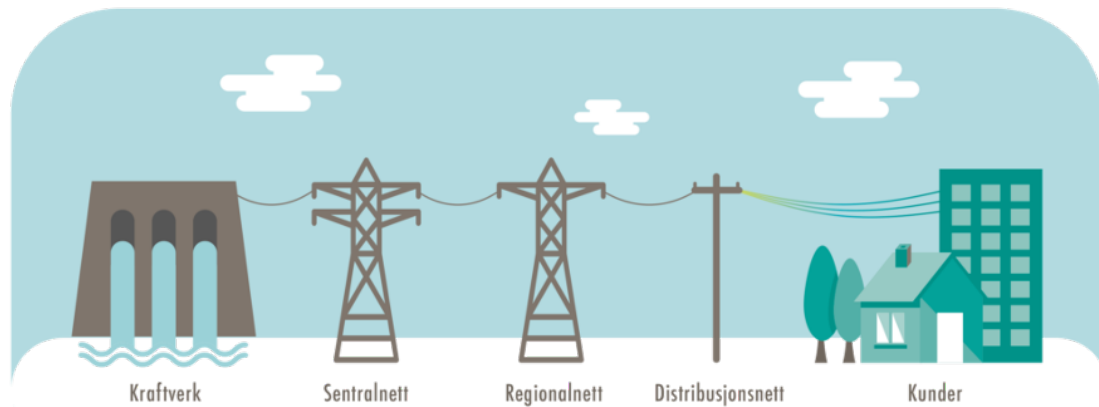
Forskrift om leveringskvalitet (FoL) er laget for å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet [5]. I denne forskriften er det en del krav til nettselskapene om hvordan kvaliteten på spenningen de leverer skal være. Blant annet et krav om at spenningen skal holdes innenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning hos kunden. I FoL oppgis det krav for blant annet harmoniske strømmer, overspenninger, underspenninger, avbrudd og ILE. Det settes krav til nettselskapene om rapportering av feil og avbrudd i kraftsystemet ved bruk av FASIT systemet. Dette sikrer at NVE har oversikt over antall feil og avbrudd i Norge.[5]

For å opprettholde slike krav er det viktig at man tar hensyn til spenningsfall, temperaturregulering og lastforskjeller i nettet. FoL skal sikre at alle kunder får levert spenningen de betaler for og at det ikke skal være forskjell etter hvor i landet du bor.[5]

Ved feillevert spenning kan det oppstå problemer med elektriske apparater i husholdningene rundt om i landet. Det er derfor svært viktig at man sikrer en god spenningsleveranse til kundene.[6]

2.2 Strømnettet

Strømnettet i Norge er bygd opp av flere ulike deler fordelt på ulike spenningsnivåer og eiere. De tre nettene er; transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. I Norge er det Statnett som drifter transmisjonsnettet mens det er ulike nettselskaper som drifter regional- og distribusjonsnettet.



Figur 2.1: Strømnettets oppbygging[7]

Transmisjonsnettets er stort sett drevet på 300-420 kV nett, med unntak av noen nettdeler på 132 kV. Dette nettet sørger for å transportere energi ut til hele landet hvor nettselskapene deretter sørger for å transportere videre til kundene. Transmisjonsnettets i Norge utgjør omtrent 12 000 km.

Regionalnettets i Norge er det de lokale nettselskapene som drifter og vedlikeholder. Regionalnettets driftes stort sett på spenninger mellom 33 og 132 kV og utgjør omtrent 19 000 km.

Distribusjonsnettets driftes av de lokale nettselskapene i Norge. Dette nettet skal fordele strøm ut til alle kundene i nettet ved hjelp av høy- og lavspenning. Dette nettet utgjør omtrent 101 000 km og driftes på spenninger opp til 22 kV. Denne delen utgjør derfor nettet helt frem til kundens inntak.[8]

2.2.1 Nettap

Nettap er tap av energi under transport av strøm i nettet. Det er flere grunner til nettap, men de fysiske lovene gjør det umulig å bli helt kvitt tapet.

Den største grunnene for at det oppstår tap av energi i nettet ved transport er motstanden i de ulike komponentene i nettet. Ved høyere motstand i nettet vil det være mer tap. Ved vinterstid er nettet betraktelig tyngre belastet ettersom strøm brukes som oppvarmingskilde i vinterhalvåret. Når strømmen i linjen dobles vil effektetapet i linjen firedobles. Det er derfor mye høyere tap i vinterhalvåret.

Strømnettets er driftet på forskjellige spenningsnivåer for å oppnå optimal transport av effekten. Ved å drifte nettet på et høyere spenningsnivå vil man kunne overføre mer effekt med samme tverrsnitt. Dette henger sammen med effektloven som sier at effekten er produktet av spenningen og strømmen. Dette er vist i formel 2.1. Ved en høyere spenning vil det gå en lavere strøm gjennom nettet ved samme effektuttak. En lavere strøm i nettet fører igjen til lavere overføringstap ettersom effektetapet er avhengig av strømmen i kvadrat. Vist i formel 2.2.[9]

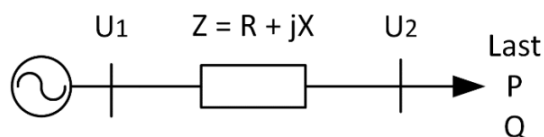
$$P = U * I \quad (2.1)$$

$$P = R * I^2 \quad (2.2)$$

Kostanden for energien som går tapt i nettet er det nettselskapene som må finansiere. Nettselskapene må betale markedspris for strømmen som går tapt. Dette gjør at nettleien vil være høyere ved høyere markedspris på strøm. Nettleien som kunden betaler vil bli beregnet ut ifra kostander til drift og vedlikehold av nettet. Tapet i nettet er en del av disse kostandene. Det betyr at tapskostandene i nettet påvirker nettleien som kunden må betale.[10]

2.2.2 Spenningsvariasjoner

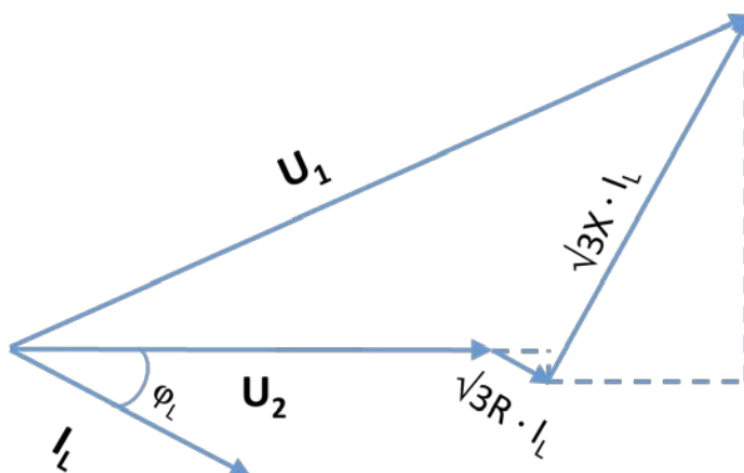
I denne oppgaven vil det være nødvendig å forstå hva spenningsvariasjoner i nettet er. Spenningsvariasjonen i linjen er forskjellen mellom spenningen i starten og slutten av en energitransport.



Figur 2.2: Illustrasjon av en høyspentradial i distribusjonsnett.[11]

For å beregne spenningsvariasjonen i en linje kan man bruke følgende formel:

$$\Delta U = \sqrt{3} * (R + jX) * I \quad (2.3)$$



Figur 2.3: Illustrasjon av spenningsvariasjonen på linjen ved en gitt laststrøm og nettimpedans.[11]

Elinett prøver å planlegge nytt nett slik at man får en maksimal spenningsvariasjon over året i høyspentnettet på 10%. Det blir trekt fra 2% til tap i fordelingstransformatoren. Det planlegges dermed utifra en maksimal spenningsvariasjon på 8% i høyspentnettet. I denne oppgaven blir det trekt fra 3% fra dødbåndet til regulatoren på Eidseter transformatorstasjon ved drift gjennom en eventuell reserveforsyning via sjøkabelen fra Nesje. Ved normaldrift trekkes det fra 3% for dødbåndet i reguleringstransformatoren på Sølsnes. I beregninger senere i oppgaven vil denne variasjonen bli referert til som Årsvariasjon.

2.2.3 Forskjeller mellom 11 og 22 kV

Denne oppgaven tar for seg en problemstilling der det ses på muligheten for å øke driftsspenningen fra 11 til 22 kV. Dette vil medføre at linjen kan overføre mer effekt ved samme linjetverrsnitt. Ved en dobling av spenningen vil man også se en forskjell i nettapet på øyen og dette vil dermed være positivt for den årlige driftskostnaden på linjen.

Ved dobling av spenningen vil det være krav til komponenter med riktig merkespenning. Det er også ulike krav for avstand ved drift på 11 og 22 kV. Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap har laget en veiledning for forskrift om elektriske forsyningsanlegg. Tabell 4.1 sier at høyspenningsnettet skal ha en minimalavstand mellom fasene på 150mm utendørs ved 11 kV og 220mm utendørs ved 22kV[12]. Nettet på Sekken er bygd opp slik at alle avstandskrav er oppfylt for et bytte til 22 kV. Det vil derfor kun være aktuelt å se på hvilke komponenter som har for lav merkespenning.

Hovedforsyningen til Sekken går i dag gjennom en kabel som er vanntreutsatt. Ved drift på et lavere spenningsnivå er det antatt at levetiden på slike kabler vil være lengre. Ved en eventuell spenningsøkning betrakter man det som nødvendig å skifte ut denne kabelen.

2.3 Spolejordet nett

De fleste fordelingsnett i Norge er spolejordet nett. Spolejordet nett brukes i hovedsak for å kontrollere og kompensere jordfeilstrømmer i nettet. Elinett har spolejordet nett på store deler av driftsområdet sitt. På Sekken er det i dag ikke spolejordet nett, men om reguleringstransformatoren på Sølsnes fjernes eller det opprettes en forbindelse mellom Sekken og sjøkabelen fra Nesje, vil Sekken bli koblet til spolejordet nett. Dette fører til at jordstrømsbidraget blir større på det foranliggende nettet. Dette kan føre til behov for å sette inn flere distribuerte spoler. Dersom jordstrømsbidraget blir for stort vil det kunne bli problemer med vernet. Ettersom det er to sjøkabler som forsyner Sekken vil det potensielt være en del jordstrømsbidrag.

Spolejordet nett er bygd opp ved at det kobles en Petersen spole mellom nøytralpunktet og jord. Når det dannes en kapasitiv strøm i nettet vil Petersenspolen indusere en induktiv strøm tilnærmet lik den kapasitive strømmen. Den induktive strømmen vil

være 180° faseforskyvd i forhold til den kapasitive strømmen. Disse vil dermed utligne hverandre og man vil få en lavere feilstrøm dersom feilen inntreffer.[13]

Det er flere fordeler med et spolejordet nett. Etersom feilstrømmene slukkes ved bruk av Petersenspolen vil det være lave jordfeilstrømmer i nettet og dermed tryg- gere for mennesker og dyr. Det vil også føre til en høyere driftssikkerhet ettersom nettet kan driftes videre til jordfeilen er funnet.

2.4 Fergelading

Fokuset på bærekraft og miljø øker i dagens samfunn. I 2022 var klimagassutslip- pene i Norge på 48,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.[14] Det settes stadig inn nye tiltak for å redusere klimautslippene. Det er stort fokus på elektrifisering av fossile kraftkilder. Ved elektrifisering av transport øker effektforbruket kraftig.

I denne oppgaven vil det være naturlig å se på fergeforbindelsen mellom Molde og Sekken. Fergene driftes i dag på fossilt brennstoff. Det vil være naturlig å tenke at det vil bli aktuelt med etablering av null- utslippsferge til Sekken. I Elinetts område er det i dag etablert elektrisk fergelading på tre ulike fergestrekninger.

Tall fra Miljødirektoratet viser at sjøfarten i Molde kommune hadde et utslipp på 37126.6 CO₂-ekvivalenter i 2022. Fergene står for 25149.8 CO₂-ekvivalenter.[15]

Det foreligger ikke lovpålagte krav eller frister for elektrifisering av ferger i Norge, men det er stadig oppe til høring på stortinget.[16]

2.4.1 Nettpåvirkning av fergelading

Lading av ferger krever en svært høy effekt i korte tidsperioder. For at disse effekt- toppene ikke skal påvirke nærliggende nett må nettet være godt dimensjonert slik at spenningsvariasjonene ikke blir for høy.

Paragraf 3-4 i FOL setter begrensninger til antall spenningsprang som et tillat i løpet av 24 timer.[6] Spenningsprang er hurtige spenningsforandringer som går til- bake til normalen innen 1 minutt. Slike spenningsprang kan føre til blinkende lys hos kundene.

En løsning på dette problemet kan være å sette inn en batteribank på fergekaia. Dette vil gjøre at effekttoppene forsvinner og det leveres jevn effekt til batteriban- ken.

Fergelading har en lav brukstid, men høy effekt. Dette fører til at nettet utnyttes dårlig ettersom kapasiteten kun benyttes ved korte perioder.

2.5 KILE

KILE - Kvalitetsjusterte inntekstrammer ved ikke-levert energi. KILE ordningen er laget for at nettselskapene skal ha motivasjon for å drifte nettet på en slik måte at det er minst mulig avbrudd. Dette sikrer KILE ordningen ved å trekke fra kundens avbruddskostnader fra overskuddet til nettselskapene. KILE beregnes for seks ulike kundegrupper; jordbruk, husholdning, industri, handel og tjenester, offentlig virksomhet og industri med el-drevne prosesser. Ved beregning av KILE kostnader tar man hensyn til når avbruddet finnes sted og om det er meldt fra på forhånd.[17] KILEkostnadene er regulert i i kapittel 9 i forskriften om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsrammer for nettvirksomheten og tariffier.[18]

2.6 Transformatorer

En transformator omsetter elektrisk spenning fra en spenning til en annen spenning ved hjelp av elektromagnetisk induksjon. Transformatoren er bygd opp med to tilkoblingssider; primær- og sekundærsiden. Primær- og sekundærsiden består av viklinger rundt en jernkjerne. Jernkjernen sørger for at den induserte spenningen er lik i hver vinding. En av sidene i transformatoren har mindre vindinger og vil dermed ha en lavere spenning ettersom spenningen blir proporsjonal med vindingstallet.[19]

2.6.1 Omkoblingsbar transformator

En omkoblingsbar transformator er en transformator hvor man kan koble om primær- eller sekundærsiden til en annen spenning. Et eksempel på dette er omkoblingsmulighet mellom primærspenning på 11 og 22 kV. Det finnes også transformatorer med omkoblingsmulighet på primærsiden. Ved omkoblingsmulighet på sekundærsiden styres dette ved hjelp av en bryter som endrer fra serie- og parallellkobling. Ved omkobling av sekundærsiden blir det satt inn lasker i deltakoblingen.[20]

Prisforskjellen på transformatorer med og uten omkoblingsmulighet er minimal og det er derfor fornuftig å sette inn en slik transformator i områder hvor det er tiltenkt en spenningsendring. På Sekken er det satt inn omkoblingsbare transformatorer hver gang det har vært feil i mange år. Dette har ført til at store deler av Sekken har slike transformatorer.

2.6.2 Reguleringstransformator

En reguleringstransformator brukes på plasser hvor det er store variasjoner i lasten og på områder hvor det er store avstander. Disse transformatorene brukes for å levere en stabil spenning ut i nettet og sørger for at kunden ikke opplever store spenningsvariasjoner. Ettersom Sekken ligger på enden av sin radial er det satt inn en reguleringstransformator for å sikre at spenningen på Sekken holdes stabil. [21]

En reguleringstransformator, som også kalles autotrafo, er en transformator med automatisk trinnekobler. Den fungerer ved at spenningen på sekundærsiden overvåkes slik at transformatoren kan trinnes opp eller ned automatisk og dermed opprettholde en jevn spenning på sekundærsiden. Trinningen fungerer ved at vindingsforholdet i

transformatoren justeres. Ved å øke vindingsforholdet vil spenningen på sekundærsiden gå ned, mens ved reduisering av vindingsforholdet vil sekundærspenningen gå opp.[21]

Dødbåndet, også kalt spenningsbåndet, kan justere sensitiviteten på spenningsforskjellene. Dødbåndet definerer det område hvor det ikke initieres en trinning av transformatoren opp eller ned. Ved å bruke et smalere dødbånd vil man oppleve mindre spenningsvariasjoner i nettet, men det vil i gjengjeld føre til mer slitasje på komponentene ettersom transformatoren trinnes oftere.[21]

Det har lenge vært vanlig å bruke reguleringstransformatorer i regional- og sentralnettet, men nå begynner flere leverandører å produsere fordelingstransformatorer med automatisk trinning. Om man setter inn slike fordelingstransformatorer i et område kan man drifte nettet på en høyere spenning slik at de ytterste kundene også får en stabil spenning ved ulike lastforhold.[21]

2.7 Stolper

Det har i mange år blitt benyttet kreosotstolper ved nettdrift. De siste årene har det blitt utviklet en rekke alternativer til kreosotstolpen.

Kreosot er et biocid som er brukt til å impregnere trevirke helt siden slutten av 1800-tallet. Kreosoten forhindrer at det oppstår råte i treverket eller at treverket blir utsatt for pælemark. Kreosotstolper har blitt brukt som en standard i mange år. Om kreosotimpregnerte stolper blir utsatt for sol vil de svette ut kreoset. Kreosot er et helse- og miljøfarlig stoff som kan skape problemer med kraftig eksem. Undersøkelser viser at kreosotutsatte arbeidere fikk hudkreft oftere enn andre.[22]

Det ble vedtatt at det er ulovlig med salg og import av kreosotbehandlede materialer i Norge fra 30. April 2023. Det ble vedtatt et unntak for strømstolper som ble forbudt 8. april 2024.[22]

Elinett bruker i dag RVP repellent stolper levert av Stab Suecia AS. Impregneringen av stolpene er en prosess i to steg. Først blir stolpene saltimpregnert og deretter blir stolpene behandlet med en egenutviklet olje basert på mineralske og vegetabiliske oljer. Disse stolpene tilfredsstiller nettselskapets miljøkrav og har tilsvarende levetid som kreosotstolper. Stolpene har en tørr overflate, er luktfri og virker vannavvisende.[23]

2.8 Vanntre

De første generasjonene med PEX-isolerte kabler hadde problemer med vanntrevekst dette skyldtes svakheter med produksjonen av kablene. Kablene ble produsert uten god nok vanntetting og damp ble stengt inne i kablene grunnet produksjonsmetoden som ble brukt. Den dårlige vanntettingen i kablene førte til at fukt trakk inn i kablene over tid. Denne fuktinntregningen fører til en endret feltfordeling som legger større

press på et mindre område. Navnet kommer av utseendet dette får når man tar et utsnitt av kabelen som kan minne om et tre [24].

Kapittel 3

Status på dagens nett

Dagens nett på Sekken ble bygd i 1953 og har hele tiden blitt driftet på 11 kV. Sekken er en øy med lite belastning per dags dato. På Sekken er det per dags dato (våren 2024) 78 husholdninger, 71 hytter og fritidshus samt 24 andre tilkoblinger. Dette tilsvarer 172 kunder. Tabell 3 viser at energiforbruket ligger på 19 450 MWh.

Tabell 3.1: Sluttbrukergruppe

| Sluttbrukergruppe | Antall | MWh |
|----------------------|--------|--------|
| Annet | 23 | 4 704 |
| Husholdninger | 78 | 11 703 |
| Hytter og fritidshus | 71 | 3 044 |
| Sum | 172 | 19 450 |

Det kan tenkes at det kommer flere effektkrevende tilkoblinger de kommende årene. Det er derfor viktig å ta høyde for en effektøkning på øya når man skal analysere nettet. Denne effektøkningen kan innebære elektrisk fergelading. Denne type tilkobling krever stor effekt i korte tidsrom og kan være svært belastende for nettet.

Nettet på Sekken fordeler seg over øya via to forskjellige linjer. En linje forsyner sørsiden og en forsyner nordsiden. De aller fleste husholdninger og hytter er plassert på sørsiden av øya.

Store deler av nettet på øya er bygd i 1953, men noen linjestrekk er fra 1980-tallet og en liten linjebit fra 1993. Hele øya har Feal tråd med en dimensjon på 16 og 25. Tråden som er fra 1953 er det knyttet en del usikkerhet rundt tilstanden til. Elinett har erfaring med en lignende tråd fra samme årstall. Denne tråden ble byttet etter flere forekomster av brudd i tråden. Det er planlagt å sende inn en prøve av tråden for å finne ut om det er nødvendig med en utskifting av tråden. Vurdering av denne tråden er derfor ikke inkludert i denne oppgaven.

I denne oppgaven har det blitt undersøkt hvordan tilstanden på nettet er på begge sider av øya. Linjen som går over Veøya har ikke Elinett tilstrekkelig informasjon om, så den er ikke inkludert i oppgaven. Informasjonen som linjene på Sekken er hentet ut fra en omfattende linjebefaring som ble utført for noen år side, samt en mindre omfattende linjebefaring i 2023. Ved nærmere undersøkelser av nettet på Sekken har det blitt funnet en del isolatorer som kun er beregnet på 11 kV samt

tretraverser og stolper med råde som må byttes.

Ettersom majoriteten av Elinetts område er bygd om til 22 kV, har det lenge vært planer om å bygge om Sekken til 22 kV. Det er derfor byttet til komponenter med merkespenning 22 kV ved feilsituasjoner og vedlikehold. Dette gjør at store deler av øya allerede har godkjente komponenter for en spenningsøkning. De fleste transformatorer på øya har omkoblingsmulighet fra 11 til 22 kV.

Tilstanden på linjen er bedre enn forventet ved oppstart av oppgaven. Det er gjort en del vedlikehold som gjør at tilstanden er bedre enn antatt. Det er en del punkt som må utbedres for å kunne drifte linjen forsvarlig videre på 11 kV.



Figur 3.1: Oversiktspåtegning av nettet på Sekken

Kapittel 4

Scenarier

I denne oppgaven er det valgt å se på fire ulike driftsscenarioer for strømnettet på øyen. Ved å se på disse fire scenarioene vil man kunne hente ut informasjon om nettets svakheter og kapasitetsforskjellene ved ulike driftsforhold. Sammenligningen av disse scenarioene vil bygge på økonomiske og teoretiske beregninger.

4.1 Scenario 1: 11 kV

Det første scenarioet tar for seg hvordan nettet driftes i dag. For å kunne drifte nettet videre er det nødvendig med en del vedlikehold, men det krever ingen ombygging av dagens nett. Sekken er forsynt høyspentlinjer og sjøkabler over fra Sølsnes, via Veøya og over til Sekken. Etersom det kun er en forsyning ut til øyen er nettet sårbart ved eventuelle feil på sjøkablene eller linjen. Nettet er bygd opp på en slik måte at det er lett å drifte øyen på aggregat ved lengre avbrudd i nettet, men dette krever at montører er innom å vedlikeholder aggregatet og fyller på drivstoff. Dette blir en tidkrevende jobb ettersom fergen til Sekken har en del opphold i fergeutene samt lang reisevei.

4.2 Scenario 2: 11 kV med ring

Det andre scenarioet som skal ses på er etableringen av en reserveforsyning ut til Sekken. Det ligger i dag en 22 kV sjøkabel fra nesje og over til området ved fergekaia på Sekken. Denne kablet har blitt finansiert av en industri på Sekken og de har dermed full driftsrett på kablet. Det skal ses på muligheten for å koble seg på denne kablet og etablere en 22 til 11 kV transformator på landsiden på Sekken. Dette vil føre til at vi får mating inn fra to forsyninger og dermed en mindre sårbar forsyning.

4.3 Scenario 3: 22 kV

Det tredje scenarioet som skal undersøkes er muligheten for å bygge om nettet på øyen til 22 kV med en forsyning. For at dette skal være mulig er det en del komponenter i nettet som må byttes for å ha godkjent merkespenning 22 kV. Dette innebærer for det meste isolatorer, men også noen transformatorer. Sjøkablet som går fra Sølsnes til Veøya er det knyttet en del usikkerhet rundt. Erfaringsmessig er disse sjøkablene svært utsatt for vanntre og det ønskes derfor ikke at denne kablet

driftes på 22 kV. Det vil derfor være nødvendig å byttes sjøkabelen for drift på 22 kV. Dette er en stor kostnad, men en kostnad som vil være nødvendig for å drifte nettet videre over tid.

4.4 Scenario 4: 22 kV med ring

Det siste scenarioet som skal ses på er muligheten for å drifte nettet på 22 kV med to forsyninger. For å etablere en reserveforsyning må man, som i scenario 2, koble seg på kabelen fra Nesje til Sekken. Det er allerede en 22 kV nettstasjon på landsiden så det kan være mulig å koble nettet på Sekken til denne nettstasjonen. Dette vil sikre en tryggere forsyning ved eventuelle feil.

Kapittel 5

Data, metode og utførelse

I dette kapitlet beskrives fremgangsmåten som er benyttet i oppgaven. Det skal redegjøres for hvor data i oppgaven er hentet og valg av metode. Utførelsen av oppgaven er beskrevet i dette kapitlet.

5.1 Data

Det er bruk flere ulike datakilder for å utføre oppgaven. Blant disse er netbas, ren og linjebefaringer sentrale.

5.1.1 NETBAS

Netbas er en programvare levert av Volue som har plottet inn all informasjon om nettets oppbygging. Dette verktøyet er svært nyttig for å kunne planlegge, analysere og drifte et strømmnett. Netbas er et geografisk informasjonssystem og gir brukerne ulike muligheter for å planlegge, analysere og dokumentere strømmettet.

Netbas har fire ulike moduler man kan benytte:

Nettutvikling-modulen gir brukeren mulighet til å opprette planer i nettet. Ved bruk av planer kan man redigere komponentene i nettet uten at det legges inn i standardkartet. Denne modulen brukes for å planlegge endringer i nettet.

Vedlikehold-modulen benyttes til å planlegge, analysere og registrere avvik og nødvendig vedlikehold i nettet. Når montører går befaringer blir avviksregistreringen lagt direkte inn i netbas vedlikehold. Dette gjør det mulig å få en oversikt over alle avvik og filtrere etter for eksempel avvikstype eller geografisk område.

Analyse-modulen brukes til å analysere nettet ved ulike scenarioer. Her kan man blant annet se belastningsgraden til komponenter, spenningsvariasjoner i nettet og nettapsverdier.

Avbruddsrapportering-modulen benyttes blant annet til å beregne KILEkostnader og fasitrapportering.

I denne oppgaven er det analyse- og avbruddsrapporterings-modulen til netbas som er benyttet. Analyse-modulen benyttes for å analysere de fire scenarioene og hente ut verdier for å få et sammenligningsgrunnlag. Det blir analysert ulike driftsscenarioer og simulert ulike lastsituasjoner. Ved bruk av denne modulen vil man kunne se hvordan nettet reagerer på last og spenningsendringer. Avbruddsrapporterings-modulen blir benyttet ved utregning av KILEkostnader.

5.1.2 REN

REN, eller Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet AS, er et norsk selskap som eies av 60 norske nettselskap. REN ble etablert i 1998 med hensikten om å lage en bransjestandard på materiell og utførelse. Selskapet lager RENblader hvor de formidler retningslinjer og kunnskap om relevante temaer innenfor kraftbransjen. Dette inkluderer vedlikehold, drift, prosjektering og montasje. Elinett AS er en av de 60 norske selskapene som eier REN. Elinett bruker REN som en standard.[25]

REN har etterhvert vokst seg større og tilbyr nå ulike beregningsløsninger. Noen av beregningsverktøyene de tilbyr er anleggsbidrag, kalkyle, grøft og veilys.[25]

Selskapet har laget ulike planbøker i samarbeid med SINTEF Energi. Planbøkene samler informasjon og kunnskap innenfor ulike prosjekter. Planbøkene blir oppdatert av SINTEF Energi en gang i året.[26]

De tilbyr ulike beredskapsløsninger som sørger for at det er lettere for nettselskaper å etterfølge beredskapsforskriften. De har beredskapsløsninger for jordkabel, transformator, GIS-bryteranlegg, sjøkabel og beredskapsdatabasen.[27]

I denne oppgaven vil det være relevant å kunne mer om beredskapsordningen for sjøkabel. 25 nettselskaper har gått sammen for å danne et felles beredskapslager med reservemateriell. Tilgang på fartøy og kompetent personell for sjøkabelanlegg er også inkludert i avtalen.[28] Elinett AS er en del av denne avtalen. Denne avtalen vil bli nødvendig i et tiltenkt scenario i oppgaven.

5.1.3 Datagrunnlag

Ved utførelse av oppgaven er det benyttet flere ulike datagrunnlag.

Datagrunnlaget på store deler av oppgaven er gitt av Elinett AS. Dette inkluderer filer for økonomiske beregninger, kartgrunnlaget og komponentinformasjonen i netbas og informasjon hentet fra linjebefaringer.

For å få en oversikt over nettet på Sekken er det tatt utgangspunkt i linjebefaringer som er utført de siste årene. Disse befaringene dokumentere tilstanden på nettets komponenter og gir viktig informasjon for videre planlegging. Elinetts vedlikeholdsavdeling har laget en oversikt over alle punkter på linjene på nord- og sørsiden av Sekken. Denne oversikten bygger grunnlaget for store deler av oppgaven.

REN sin planleggingsbok for kraftnett er benyttet for å beregne tapskostnader. [29]

5.2 Valg av metode

Metoden som er brukt i denne oppgaven er analyse av ulike driftsscenerioer. Det er valgt å bruke netbas for å simulere ulike last- og driftsscenarioer. I tillegg er det foretatt økonomiske beregninger rundt de ulike scenarioene. Dette skal legges grunnlag for en sammenligning og diskusjon i slutten av oppgaven.

5.3 Utførelse

I dette kapittelet vil det forekomme en begrunnelse for hvilke valg som er gjort og hvordan utførelsen til oppgaven har vært.

For å kunne utføre denne oppgaven har det vært nødvendig med informasjon om nettets tilstand, dagens forbruk, fremtidens forbruk og de ulike problemstillingene Elinett AS har med Sekken.

Ved utførelse av oppgaven har det vært nødvendig å gjøre en del antagelser for å forenkle planleggingen slik at den havner innenfor arbeidsmengden som kreves på en bacheloroppgave skrevet av en person. Disse antagelsene vil bli beskrevet gjennom teksten.

5.3.1 Datainnhenting

Som beskrevet i delkapittel 5.1.3 er oppgaven basert på informasjon som er presentert fra Elinett og informasjon som har blitt innhentet underveis i oppgaven.

Material

Kartleggingen av materiallisten i oppgaven er basert på tabellen som ble utlevert av Elinett som gir en oversikt over tilstanden til mastepunktene på Sekken og hvilke mangler de ulike mastepunktene har. Ved arbeidet på denne tabellen ble det valgt å dele inn informasjonen i to ulike kategorier:

1. Nødvendig vedlikehold for videre drift på 11 kV.
2. Punkter som ikke krever vedlikehold for videre drift på 11 kV, men som ikke har komponenter med merkespenning 22 kV.

Komponentskifte ved råde i stolper og traverser regnes som nødvendig vedlikehold. Ved utskifting av traverser er det naturlig at isolatorene på punktet byttes samtidig da det ikke krever ekstra tid. Etersom Elinett har som standard å sette inn isolatorer med merkespenning 22 kV, vil bytte av disse isolatorene komme under nødvendig vedlikehold.

For isolatorer som ikke har merkespenning 22 kV, men som er på punkter hvor travers og stolper er i orden, vil bytte av disse legges under ombyggingskostnaden fra 11 til 22 kV. Elinett har som standard at alle tretraverser byttes ved bytte av isolatorer, så derfor er det prosjektert inn bytte av travers på punkter med tretravers

hvor isolatorene har merkespenning 11 kV.

Tabellene som viser tilstanden til mastepunktene på Sekken er vedlagt som vedlegg.

Når de to tabellene var delt inn i ulike kategorier ble alle komponenter telt over og satt inn i to materialtabeller. Det ble laget en tabell som viser nødvendig materiell for å utføre vedlikeholdet som kreves for å drifte videre på 11 kV og en tabell som viser materiell som kreves for å bygge om linjen til merkespenning 22 kV. Det er planlagt å bruke materiell som Elinett bruker som standardutstyr. Prisene for materiell ble hentet fra Elinetts avtaler med ulike grossister og gir en oversikt over kostnadene på materiell ved de ulike løsningene.

Ved valg av stolpe er det antatt at stolpene som trengs er 11 meter med en jordbåndsdiameter på 27 cm. Denne antagelsen er tatt ettersom det ikke var tilstrekkelig informasjon om hvilken dimensjon som trengs.

Ved beregning av timesprisene lengre ned er det tatt hensyn til at en del av isolatorene byttes samtidig som tilhørende dårlige travers blir byttet.

Transformatorer

For å kunne bygge om nettet til 22 kV, må alle transformatorer på Sekken ha en merkespenning på 22 kV på høyspentsiden. Dette kan løses på to måter. Enten må transformatoren ha mulighet for omkobling fra 11 til 22 kV ellers så må de byttes til merkespenning 22 kV den dagen nettet kobles om. På øyen er det totalt 20 transformatorer, men 13 av disse er allerede byttet til transformatorer med omkoblingsmulighet. De resterende 7 var alle med en ytelse på 100 kVA, men med ulike behov for lavspenningssiden og tilkoblingspunktene. To av transformatorene har merkespenning 415V på lavspenningssiden og er plassert inne i en nettstasjon. Ettersom de står inne i en nettstasjon benyttes det en transformator med plug-tilkobling. De resterende fem er mastetrafoer med merkespenning 230V på lavspenningssiden. Disse har porselentilkoblinger.

Ettersom syv av transformatorene må byttes for å gjøre om nettet til drift på 22 kV ble det hentet inn priser på fire ulike transformatorer. To av transformatorene har kun merkespenning 22 kV på høyspenningssiden. Dette krever at de blir byttet samme dag som nettet blir omgjort. De to andre transformatorene har mulighet for omkobling av merkespenningen på høyspenningssiden fra 11 til 22 kV.

Tabell 5.1: Oversikt over transformatorer på Sekken

| Nett-stasjon | Omkoblings-bar | kVA | Sekundær-spenning | Omkoblings-bar | Primær-spenning (22kV) |
|-------------------|----------------|-----|-------------------|----------------|------------------------|
| 9055 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9060 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9065 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9070 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9075 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9080 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9085 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9090 | v | 500 | 230 | kr - | kr - |
| 9095 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9100 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9105 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9110 | v | 200 | 230 | kr - | kr - |
| 9115 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9120 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9125 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9130 | x | 100 | 400 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9132 | x | 100 | 400 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9135 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9136 | v | 50 | 400 | kr - | kr - |
| 9137 | v | 200 | 400 | kr - | kr - |
| Sum | | | | kr 630 000 | kr 602 000 |
| Differanse | kr 28 000 | | | | |

Som man ser i tabellen ovenfor er det svært lite forskjell i pris på transformatorer med og uten omkoblingsmulighet. Det vil derfor være naturlig at de syv transformatorene blir byttet til omkoblingsbare før nettet omgjøres til 22 kV, slik at de lett kan kobles om ved spenningsskifte. Dette vil gjøre arbeidet mye lettere den dagen høyspentnettet omgjøres til 22 kV og differansen på 28 000 kr vil dermed fort være spart inn.

5.3.2 Netbasanalyser

For å kunne sammenligne de ulike driftscenariene er det nødvendig å analysere disse i netbas. Dette vil gi et grunnlag for å sammenligne scenariene basert på last, spenningsfall og ledig kapasitet.

Nettdatafiler

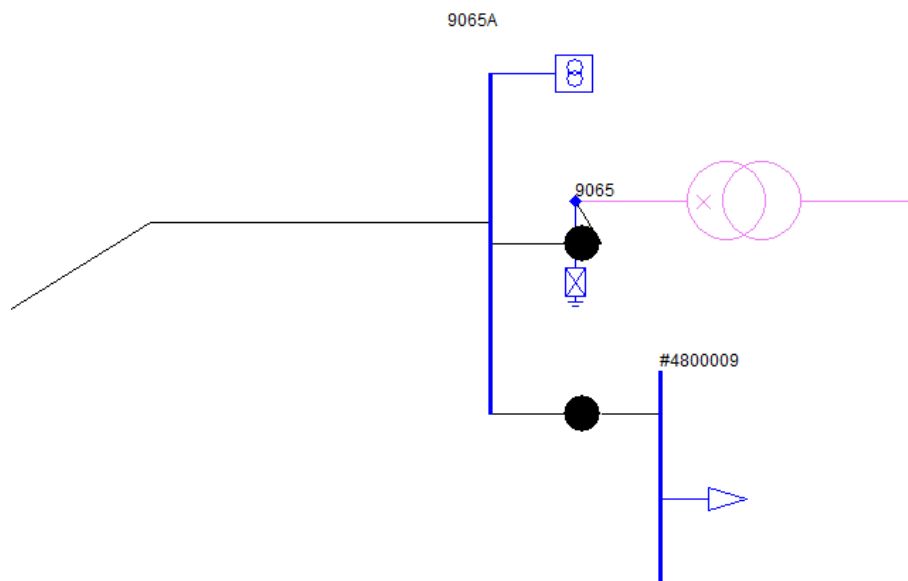
For å utføre analyser i netbas sin analyse modul er det hentet ut en fil fra nettplanleggings modulen hvor hele nettet fra Eidseter koblingsstasjon til Sekken er inkludert. Ettersom store deler av nettet fra Eidseter koblingsstasjon til Sølernes er under ombygging når denne oppgaven blir skrevet, har denne filen blitt modifisert slik det ferdig ombygde nettet fra Eidseter til Sølernes vil se ut. Denne filen er utgangspunktet for alle beregninger i netbas. Denne filen ble utlevert av veileder hos Elinett.

Standard fil

For å kunne gjøre beregninger på filen ble det gjort noen standard endringer for å ta hensyn til fremtidige endringer og behov på Sekken.

Det er forventet at industrikunden på Sekken vil ha en effektøkning. Det legges dermed inn maksimal effekt på 3000 MW med en $\cos\phi$ på 0,97. Denne lasten er koblet på sjøkabelen direkte fra fastlandet og er ikke tilkoblet nettet på Sekken ved utregning av scenario 1 og 3.

For å simulere en eventuell fremtidig fergelading ble det lagt inn en last på 0,5 MW og -0,1 MVar. Denne lasten er tilkoblet til høyspentnettet ved bruk av en skillebryter slik at det kan gjøres analyse av nettet med og uten fergelading.



Figur 5.1: Viser hvordan lasten er koblet på nettet på fergekaia

Som beskrevet tidligere i oppgaven er det knyttet usikkerhet til sjøkablene til og fra Veøya. Det ligger en ny sjøkabel klar for tilkobling fra Veøya til Sekken. Dette er en 1x3x240 mm² TXRA og kabelverdiene er endret i analysefilen.

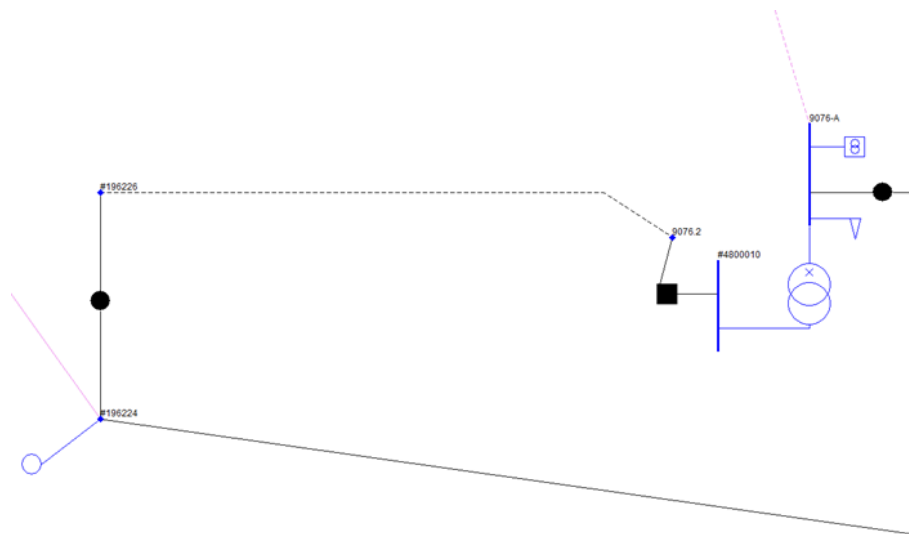
Scenario 1: 11 kV

For å utføre beregninger på scenario 1 er det ikke nødvendig å gjøre endringer på standardfilen som er opprettet. Dette scenarioet skal vise status på dagens nett uten at det blir gjort noen endringer.

Scenario 2: 11 kV med ring

Det er tatt utgangspunkt i filen fra scenario 1, men for å kunne analysere scenario 2 må det legges inn en transformator som forbinder sjøkabelen fra fastlandet og nettet på Sekken. Det er koblet inn en 22-11 kV transformator på sjøkabelen som er tilkoblet til det eksisterende nettet på Seterneset med en effektbryter. Skillebryteren

på Søllesnes kobles ut slik at nettet driftes via sjøkabelen fra Nesje.



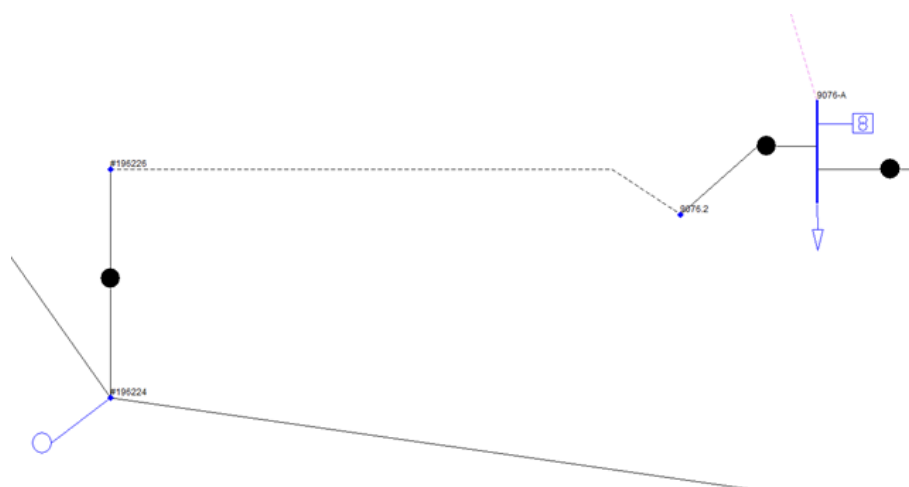
Figur 5.2: Scenario 2: Oppkobling av 22 til 11 kV transformator

Scenario 3: 22 kV

Dette scenarioet skal simulere dagens nett med en spenningsendring fra 11 til 22 kV. For å simulere dette må hele nettet på Sekken endre basisspenningen til 22 kV. Når dette er utført må reguleringstransformatoren på Søllesnes endres til 22-22 kV. For å drifte nettet på en høyere spenning vil det være nødvendig å skifte sjøkabelen fra Søllesnes til Veøya. Kabeldataen på denne sjøkabelen er endret til 1x3x95 mm² TXRA.

Scenario 4: 22 kV med ring

Ved endring av filen til scenario 4 er det tatt utgangspunkt i filen fra scenario 3. Det legges inn en skillebryter mellom sjøkabelen fra Nesje og det eksisterende nettet på Seterneset. Skillebryteren på Søllesnes kobles ut slik at nettet driftes via reserveforsyningen fra Nesje.



Figur 5.3: Scenario 4: Tilkobling av reserveforsyning sia skillebryter

Analyseverdier

Ved analyse av de ulike scenarioene er det hentet ut verdier fra simulering med tunglast og lettlast for å få frem forskjellene på sommer- og vinterlast. Vinterlasten er satt til 100% og sommerlasten til 20%.

Det er hentet ut spenning, strøm og nettap ved tre ulike lastscenarioer på alle de fire driftscenarioene. De tre ulike lastscenarioene er følgende; dagens last, dagens last med fergelading på 0,5 MW og maksimal last. For å finne den maksimale lasten er det lagt inn ulike laster for å se hvor mye de ulike driftscenarioene kan levere før årsvariasjonen blir for stor. Verdiene for strøm og spenning er hentet ut ved siste nettstasjon på nord- og sørsiden samt spenningen på Seterneset, hvor landtaket for sjøkabelen fra Nesje er, på scenario 2 og 4.

For å finne årsvariasjonen, og dermed se om nettet holder kravene, blir differansen mellom sommer- og vinterlast beregnet og gjort om til prosent. Det legges på 3% for spenningsbåndet i regulatoren. Denne prosentverdien skal være under 8% for å holde seg innenfor kravene.

I de økonomiske beregningene skal det regnes på tapskostnadene ved de ulike simuleringene. Verdiene for nettapet er hentet ut fra netbas ved bruk av analyse modulen. For å simulere nettapet er funksjonen «datasimulere ett år» benyttet. Det er hentet ut nettapet ved scenario 1 og 3 ettersom dette vil være normalfordelingen. Lasten er satt til tunglast ved utførelse av simuleringen. Verdiene for totalt tapet, maksimal energitap og brukstiden. Disse verdiene brukes deretter til å regne ut kostnaden for tapet i nettet.

For å kunne sammenligne resultatene for nettap i scenario 1 og 3 er det regnet ut en prosentvis endring. Denne endringen er regnet ut med følgende formel:

$$\frac{Nettap1 - Nettap3}{Nettap1} * 100 \quad (5.1)$$

Hvor nettap1 representerer verdien fra scenario 1 og nettap3 representerer scenario 3. Denne utregningen gir en prosentvis nedgang ved spenningsoppgradering og kan brukes for å sammenligne scenarioene.

5.3.3 Økonomi

Det er beregnet flere ulike kostnader for å få et bilde av de ulike kostnadene ved scenarioene.

Timesplanlegging

Planleggingen av de ulike arbeidsoperasjonene baserer seg på tidligere erfaringer og en tabell som Elinett har bruker ved noen av sine prosjekter. For å enkelt kunne ta en kalkyle på de ulike prosjektene er det laget en standard pris per komponent som skal byttes. Ved traversbytte er det antatt at bytte av travers med tilhørende isolatorer inngår i samme timesberegning. Det er tatt høyde for reisetid, forberedelser, etablering og avvikling av sikkerhetstiltak og utførelse av komponentbytte.

Hele beregningen baserer seg på timespriser på 800 kr for montører og 1000 kr for ingeniører. Prisene for gravemaskin og lastebil med mannskap er satt til 800 kr.

For bytte av transformator er det antatt at komponenten kan byttes en til en. Det er derfor ikke tatt høyde for at komponenter ikke passer sammen. Det er flere viktige scenarioer man burde se nærmere på dersom ombyggingen blir en realitet. Blant annet vil det være naturlig å sjekke at festemateriell i masten passer den nye komponenten og at alle tilkoblinger har tilstrekkelig lengde. Om avstandene i masten er innenfor alle krav, samt om det andre komponenter som mangler i masten.

Ved beregning av aggregatdrift ved vedlikehold og ombygging er det tiltenkt at nødvendige kunder på Sekken skal driftes på aggregat under perioden der linjen må være frakoblet. Det er tiltenkt at alt arbeid ved vedlikehold eller ombygging skal utføres innenfor arbeidstiden 08:00 til 15:30 i løpet av 5 arbeidsdager.

Det antas at kostnaden for planleggingen er lik 10% av totalsummen. Det legges på en kostnad på 15% av totalsummern for uforutsette kostnader.

Estimerte priser

For å kunne se på fire ulike driftsscenarioer kreves det en del planlegging og undersøkelser av ulike komponenter. Etersom dette krever store mengder med planlegging, er det beregnet estimerte priser på disse arbeidsoppdragene for å begrense arbeidsmengden i oppgaven. Disse estimatene er beregnet utifra tidligere utførte anlegg hos Elinett. Disse estimatene beskrives nedenfor.

For å kunne gjennomføre en økonomisk beregning av scenario 2 hvor sjøkabelen fra Nesje fungerer som en reserveforsyning, må det prosjekteres en nettstasjon med en 22 til 11 kV transformator. For å estimere prisen på dette er det tatt utgangspunkt i nettstasjonen som forsyner Sekken med 11 kV fra Søsnes. Denne nettstasjonen ble bygget i 2019, så det legges på en prisøkning på 20%. Den nye nettstasjonen på Sekken vil kreve en nettstasjon og et koblingsanlegg, en transformator, fjernstyring, montering og prosjektering. Ved å bruke den justerte prisen fra Søsnes havner nettstasjonen på 2,4 millioner kroner. Dette er vist i tabell 5.2.

Tabell 5.2: Estimert pris på etablering av 22 til 11 kV nettstasjon på Seterneset

| NS Sekken 11 kV | Pris 2019 | Justert pris |
|-------------------------------|--------------|--------------|
| Nettstasjon og koblingsanlegg | kr 1 000 000 | kr 1 200 000 |
| Transformator | kr 700 000 | kr 840 000 |
| Fjernstyring | kr 100 000 | kr 120 000 |
| Montering og prosjektering | kr 200 000 | kr 240 000 |
| Sum | kr 2 000 000 | kr 2 400 000 |

Ved prosjektering av scenario 2 og 4 er det nødvendig å se på ulike muligheter for å kunne benytte sjøkabelen fra Nesje til Sekken. Ettersom denne kabelen er betalt av en industrikunde og er dermed kundespesifikk. Denne industrienkunden er ikke koblet på nettet til Elinett på Sekken og har dermed ingen elektrisk reserveforsyning. Ved en reel utførelse av scenario 2 og 4 ville det vært naturlig å ta kontakt med industrien som eier kabelen. I denne oppgaven antas det at det er to muligheter: kjøpe seg inn i kabelen eller koble til industrien på nettet på Sekken slik at de har reserveforsyning. Videre i oppgaven antas det at Elinett må betale 0 kr for å benytte sjøkabelen som reserveforsyning om Elinett kan garantere reserveforsyning for industrien via Sølsnes.

Sjøkabelen fra Nesje er i dag driftet på 22 kV og det vil dermed kun være nødvendig med sammenkobling av nettet for å benytte denne som reservekabel i scenario 4. Det står i dag en nettstasjon på øyen som er betalt av industrien. Det antas at det koster 50 000 kr å koble seg til en celle i koblingsanlegget.

Ettersom sjøkabelen fra Sølsnes til Veøya er svært utsatt for vanntre, vil det være nødvendig å bytte denne ved ombygging til 22 kV. For å estimere en pris på dette er det benyttet et lignende anlegg. Det ble lagt en 240 mm² kabel med lengde 1,2 km i 2023. Ettersom det kun kreves en 95 mm² kabel vil det være noe billigere, men trasèen er 1,5 km som gjør den noe dyrere. Det antas at priser havner på omtrent det samme. Det prosjekteres derfor med en estimert pris 4,4 millioner kroner.

Tapskostnader

Tapskostnader i nettet inneholder en effektverdi og en energiverdi. Effektverdien sier noe om kapasiteten som tapet tar opp i nettet og kostnaden rundt dette. Ved høye tap i nettet vil det være nødvendig med høyere kraftproduksjon. I denne oppgaven vil det kun bli tatt hensyn til energiverdien og kostnaden nettselskapet vil få ved tap i nettet.

Ved beregning av kostnaden av nettapet er det tatt utgangspunkt i en pris på 1 kr/kWh. Nettapet er hentet ut fra netbas i MWh.

Avbruddskostnader

For å kunne danne et bilde av kostnadene ved et lengre avbrudd i nettet er det gjort kostnadsberegninger basert på et fiktivt scenario.

Scenarioet som det er tatt utgangspunkt i er følgende: Det er tatt utgangspunkt i et kabelhavari på sjøkabelen fra Sølsnes til Veøya som forsyner Sekken. Det er estimert at det vi ta to uker før ny sjøkabel er på plass via REN sin beredskapsavtale. Ettersom Sekken kun er forsynt fra en side, er det ikke mulig å forsyne øya med strøm fra en annen forsyning. Det vil derfor være nødvendig å drifte øya på aggregat frem til den nye sjøkabelen er installert. Det blir estimert at det vil ta 6 timer før montørene har fått koblet til et aggregat.

KILE

Kilekostnadene er en viktig del av økonomiutregningene for å kunne sammenligne de

ulike scenarioene. Kilekostnaden vil være lik for scenario 1 og 2 ettersom spenningsnivået ikke påvirker beregningene. Ved å finne kilekostnaden kan man sammenligne denne kostnaden opp mot kostnaden for etablering av en reserveforsyning.

Kilekostnadene i denne oppgaven har blitt utregnet ved bruk av netbas sin ”avbruddsrapportering” modul. Kilekostnadene vil være svært varierende etter når på året avbruddet finner sted. Det har blitt hentet ut kilekostnader ved ulike avbruddstidspunkter og deretter er det funnet en gjennomsnittlig kostnad. Det er hentet ut avbruddskostnader for dagens last med og uten tilleggslast på 0,5 MW.

Aggregatdrift

Aggregatkostnaden er beregnet med utgangspunkt i to driftsscenarioer. Ved dagens last er det beregnet at det er nødvendig med ett 500 kVA aggregat for å forsyne alle kundene. Dersom det blir etablert fergelading vil det være nødvendig med to 500 kVA aggregat. Det er tiltenkt at et aggregat forbruker 25 L/h og at dieselkostnaden ligger på 14 kr/L.

Det er beregnet at det trengs to montører for å koble opp aggregatet og at dette vil ta seks timer. Det er estimert 6 timer og to montører for å koble av aggregatet når sjøkabelen er operativ igjen.

For å drifte et aggregat i to uker er det nødvendig med tilsyn hver dag og dieselpåfylling. Det er estimert at dette vil ta 5 timer på grunn av fergeavgangene til Sekken. Det er beregnet at en montør skal utføre tilsyn og dieselpåfyll.

5.3.4 Nåverdiberegninger

Nåverdiberegningene er utført for å se kostnadsforskjellen på drift på 11 og 22 kV i nåverdi med ulike laster.

Det er lagt til grunn at nødvendig vedlikehold for drift på 11 kV utføres i 2024, men at ombyggingen til 22 kV ventes med i 10 år. Nåverdiberegningene er gjort med en rente på 4% og med et 10 års tidsperspektiv. Referanseåret er satt til 2024.

For å regne ut nåverdien er følgende formel brukt:

$$\frac{\text{Investering}}{(1 - \text{Rente})^n} \quad (5.2)$$

hvor n=Investeringsår-referanseår.

Totalkostnad

For å finne totalkostnadene for hvert scenario ble det laget en tabell per scenario som inkluderer alle de ulike kostnadene.

For scenario 3 og 4 er det viktig å merke seg at kostnaden for nødvendig vedlikehold skal regnes inn i totalkostnaden. Ombyggingskostnaden kommer i tillegg og representerer differansen mellom videre drift på 11 kV og ombygging til 22 kV.

For å kunne sammenligne de fire scenarioene ble kostnadene lagt inn i en felles kostnadstabell. Denne tabellen inneholder vedlikehold og ombyggingskostnader, tapskostnader, kile og driftskostnader. Når disse verdiene summeres vil man få et godt økonomisk grunnlag for sammenligning av kostnaden ved de ulike scenarioene.

5.3.5 Omkobling fra 11 til 22 kV

Ved et eventuelt skifte fra 11 til 22 kV vil det være nødvendig med en godt gjennomtenkt plan slik at kundene på Sekken blir minst mulig berørt samtidig som det utføres effektivt. Slik nettet på Sekken er bygd opp, er det mulig å koble ut nord- og sørsiden på ulike tidspunkter. Dette fører til at arbeidet kan deles opp i ulike dager på de to linjene.

Når det planlegges utkobling av kunder er det viktig å undersøke hvilke kunder som blir berørt og om disse kundene har spesielle behov. Ved utkobling av sørsiden av Sekken vil skolen og matbutikken bli berørt. Ved utkobling av nordsiden vil fergekaia bli berørt. Dette fører til at det er behov for aggregat ved utkobling av begge sider. For å undersøke om noen av kundene har spesielle behov er det vanlig prosedyre å sende ut en varsel om utkobling slik at kunder ved spesielle behov kan ta kontakt. Det er også et lovpålagt krav å varsle kunder ved planlagte utkoblinger minimum 2 dager før.[6]

Det mest effektive i dette tilfellet vil nok være å utføre alt arbeidet på frakoblet anlegg. Ved å bytte alle komponenter til komponenter godkjent for en merkespenning på 22 kV vil det være lett å koble om nettet til en høyere spenning. Linjen kan driftes videre på 11 kV frem til alle komponenter er byttet.

Når hele linjen er godkjent for 22 kV merkespenning kan spenningsendringen gjøres.. Trafoen på Søsnes må kobles om til 22 til 22 kV slik at det blir levert 22 kV ut til Sekken.

Som nevnt tidligere vil det mest effektive være å bytte de 7 transformatorene til omkoblingsbare før spenningsendringen gjøres. Det vil da være en lettere prosess å koble om fra 11 til 22 kV. Det er viktig at alle transformatorer blir koblet om til 22 kV før det settes spenning på nettet. Dette gjøres ved å vri om bryteren på lokket til trafoen fra 11 til 22 kV. Alle lavspenntilkoblinger skal være frakoblet ved omkoblingen. Når alle trafoer er koblet om til merkespenning 22 kV, kan man koble tilbake spenningen. På dette tidspunktet er det viktig at man måler spenningen på lavspenntavlen før lavspenntettet kobles på igjen.

Kapittel 6

Resultat

I dette kapitlet vil resultatet for alle beregninger og informasjonsinnhenting bli presentert.

6.1 Scenarioanalyser i netbas

I dette delkapitlet vil resultatene av netbas beregningene presenteres. Alle resultatene er presentert i en tabell for hvert scenario.

I de fire scenarioanalysene er det regnet ut en årsvariasjon under ulike driftsscenarioer. Årsvariasjonen skal være lavere enn 8%. Resultater under 8% er markert med grønt og resultater over 8% er markert med rødt.

6.1.1 Scenario 1

Resultatene for analysen av scenario 1 er vist i tabell 6.1. Den maksimale lasten scenario 1 kunne levere før årsvariasjonen ble for stor var 0,51 MW. Det er et lite avvik på årsvariasjonen på 0,01% som gjør at lasten er litt for stor.

Tabell 6.1: Netbas utregninger scenario 1

| | Scenario 1 | | |
|-------------------------|-------------|-----------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Spenning 20% last | | | |
| Nord | 10,952 | 10,876 | 10,875 |
| Sør | 10,944 | 10,911 | 10,91 |
| Seterneset | | | |
| Spenning 100% last | | | |
| Nord | 10,748 | 10,338 | 10,33 |
| Sør | 10,694 | 10,513 | 10,509 |
| Seterneset | | | |
| Ampere 20% last | | | |
| Sjøkabel | 6 | 11 | 11 |
| Ampere 100% last | | | |
| Sjøkabel | 27 | 55 | 56 |
| Nettap (MWh) | 131,269 | 283,41 | 288,116 |
| Spenningsbånd regulator | 3 % | 3 % | 3 % |
| Årsvariasjon HS-nett | | | |
| Nord | 4,86 % | 7,95 % | 8,01 % |
| Sør | 5,28 % | 6,65 % | 6,68 % |
| Seterneset | | | |

Ved å studere resultatene i tabellen kan man se at spenningen går ned når det legges på en ekstra last for å simulere en fremtidig fergelading. Resultatene for årsvariasjon viser at dagens nettet på Sekken vil tåle en lasten i de ulike lastscenarioene. Nettapet ser man som forventet vil stige ved høyere last.

6.1.2 Scenario 2

Resultatene for scenario 2 er vist i tabellen under. I dette scenarioet er nettet forsynt via reserveforsyning med sjøkabel fra Nesje. Denne sjøkabelen har allerede en stor industrikunde som har normalforsyning via denne sjøkabelen.

Tabell 6.2: Netbas utregninger scenario 2

| | Scenario 2 | | |
|-------------------------|-------------|-----------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Spenning 20% last | | | |
| Nord | 11,076 | 11,057 | 11,057 |
| Sør | 11,03 | 11,018 | 11,019 |
| Seterneset | 22,153 | 22,13 | 22,131 |
| Spenning 100% last | | | |
| Nord | 10,482 | 10,374 | 10,372 |
| Sør | 10,216 | 10,141 | 10,14 |
| Seterneset | 21,083 | 20,949 | 20,947 |
| Ampere 20% last | | | |
| Sjøkabel | 18 | 21 | 21 |
| Ampere 100% last | | | |
| Sjøkabel | 98 | 112 | 112 |
| Nettap (MWh) | | | |
| Spenningsbånd regulator | 3% | 3 % | 3 % |
| Årsvariasjon HS-nett | | | |
| Nord | 8,36% | 9,18 % | 9,20 % |
| Sør | 10,38% | 10,96 % | 10,98 % |
| Seterneset | 7,83% | 8,34 % | 8,35 % |

Ut ifra tabellen kan man lese at spenningen holder seg på et akseptabelt nivå ved sommerlast, men at spenningen blir for lav på alle områder ved vinterlast.

6.1.3 Scenario 3

Resultatene for scenario er vist i tabell 6.3. Den maksimale lasten for scenarioet ble satt til 3,4 MW.

Tabell 6.3: Netbas utregninger scenario 3

| | Scenario 4 | | |
|-------------------------|-------------|-----------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Spenning 20% last | | | |
| Nord | 21,988 | 21,955 | 21,758 |
| Sør | 21,988 | 21,976 | 21,905 |
| Seterneset | | | |
| Spenning 100% last | | | |
| Nord | 21,905 | 21,736 | 20,676 |
| Sør | 21,883 | 21,823 | 21,432 |
| Seterneset | 21,083 | 20,949 | 20,947 |
| Ampere 20% last | | | |
| Sjøkabel | 6 | 8 | 22 |
| Ampere 100% last | | | |
| Sjøkabel | 13 | 27 | 110 |
| Nettap (MWh) | 98,366 | 129,503 | 974,234 |
| Spenningsbånd regulator | 3% | 3 % | 3 % |
| Årsvariasjon HS-nett | | | |
| Nord | 3,38 % | 4,00% | 7,97% |
| Sør | 3,48% | 3,70 % | 5,16 % |
| Seterneset | | | |

Resultatene som er presentert i tabell 6.3 viser at det er liten forskjell på spenningsfallet med og uten etablering av fergelading. Det kan hentes ut en maksimal last på 3,4 MW før årsvariasjonen overstiger kravet. Alle scenarioer holdes seg innenfor en akseptabel årsvariasjon.

6.1.4 Scenario 4

Dette scenarioet simulerer at Sekken driftes gjennom reserveforsyning fra sjøkabelen fra Nesje med 22 kV.

Tabell 6.4: Netbas utregninger scenario 4

| | Scenario 4 | | |
|-------------------------|-------------|-----------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Spenning 20% last | | | |
| Nord | 22,183 | 22,157 | 21,245 |
| Sør | 22,175 | 22,152 | 21,354 |
| Seterneset | 22,184 | 22,161 | 22,029 |
| Spenning 100% last | | | |
| Nord | 21,113 | 20,968 | 20,057 |
| Sør | 20,999 | 20,871 | 20,061 |
| Seterneset | 21,121 | 20,993 | 20,193 |
| Ampere 20% last | | | |
| Sjøkabel | 19 | 22 | 38 |
| Ampere 100% last | | | |
| Sjøkabel | 96 | 110 | 198 |
| Nettap (MWh) | | | |
| Spenningsbånd regulator | 3 % | 3 % | 3% |
| Årsvariasjon HS-nett | | | |
| Nord | 3,38 % | 4,00% | 7,97% |
| Sør | 3,48% | 3,70 % | 5,16 % |
| Seterneset | | | |

Det kan leses ut ifra tabell 6.4 at årsvariasjonene er i nærheten av kravet ved drift av dagens last. Ved å etablere fergelading eller utnyttelse av maksimal lasten hentet fra scenario 3 (3,4 MW) vil årsvariasjonen overstige grensen på 8 ved alle tre målingspunkter.

6.1.5 Prosentvis nedgang nettap

I tabell 6.5 er det resultater på utregningen av prosentvis nedgang av nettapet ved spenningsoppgradering.

Tabell 6.5: Prosentvis nedgang i nettap ved spenningsoppgradering

| | |
|--------------------|------|
| Nettap dagens last | 25 % |
| Nettap med ferge | 54 % |

Resultatene i tabell 6.5 viser at nettapet går ned med 25% ved dagens last og 54% ved etablering av fergelading.

6.2 Økonomi

I dette delkapittelet blir resultatene fra de økonomiske beregningene fremlagt.

6.2.1 Materialkostnader

Tabell 6.6 viser de bergnede kostnadene for material som trengs ved vedlikehold av 11 kV linjen.

Tabell 6.6: Materilliste 11 kV

| Komponent | El-nummer | Enhetspris | Antall | Sum |
|----------------------|-----------|------------|--------|------------|
| Strekkisolator (H) | 2861740 | kr 1 121 | 33 | kr 37 007 |
| Piggisolator(E-mast) | 2861513 | kr 1 865 | 42 | kr 78 343 |
| Avsp. Klemmer | 2883161 | kr 501 | 33 | kr 16 534 |
| Toppbensel 16 | 2853001 | kr 127 | 36 | kr 4 574 |
| Sidebensel 16 | 2853009 | kr 146 | 6 | kr 876 |
| TF215S (H) | 2836874 | kr 3 826 | 6 | kr 22 955 |
| TE15S (E-mast) | 2836872 | kr 3 234 | 10 | kr 32 345 |
| T215S (H) | 2836877 | kr 2 265 | 3 | kr 6 794 |
| Bøyle ensidig | 2836860 | kr 965 | 6 | kr 5 791 |
| Fasefeste | 2836861 | kr 1 583 | 6 | kr 9 498 |
| Piggfeste | 2836835 | kr 262 | 6 | kr 1 571 |
| Stolpe | | kr 5 500 | 7 | kr 38 500 |
| Sum | | | | kr 254 788 |

Tabell 6.7 viser de beregnede kostnadene for material som trengs ved ombygging til 22 kV merkespenning.

Tabell 6.7: Materialiste 22 kV

| Komponent | El-nummer | Enhetspris | Antall | Sum |
|-----------------------|-----------|------------|--------|-------------------|
| Strekisolator (H) | 2861740 | kr 1 121 | 6 | kr 6 729 |
| Piggisolator (E-mast) | 2861513 | kr 1 865 | 60 | kr 111 919 |
| Avsp. Klemmer | 2883161 | kr 501 | 3 | kr 1 503 |
| Toppbensenl 16 | 2853001 | kr 127 | 54 | kr 6 861 |
| Sidebensenl 16 | 2853009 | kr 146 | 6 | kr 876 |
| TF215S (H) | 2836874 | kr 3 826 | 0 | kr - |
| TE15S (E-mast) | 2836872 | kr 3 234 | 10 | kr 32 345 |
| T215S (H) | 2836877 | kr 2 265 | 4 | kr 9 059 |
| Bøyle ensidig | 2836860 | kr 965 | 0 | kr - |
| Fasefeste | 2836861 | kr 1 583 | 0 | kr - |
| Piggfeste | 2836835 | kr 262 | 0 | kr - |
| Stolpe | | kr 5 500 | 0 | kr - |
| Trafo (11/22-230) | | kr 90 000 | 5 | kr 450 000 |
| Trafo(11/22-400) | | kr 90 000 | 2 | kr 180 000 |
| Sum | | | | kr 799 291 |

6.2.2 Arbeidskostnader

Dette delkapittelet vil vise resultatet av arbeidskostnadene som er beregnet. Det er beregnet arbeidskostnader for utførelse av nødvendig vedlikehold av 11 kV nettet vist i tabell 6.8 samt kostnadene for ombyggingen som må gjøres ved spenningsoppgradering til 22 kV vist i tabell 6.9.

Tabell 6.8: Arbeidskostnad 11 kV

| Arbeidsoppgave | Timepris | Antall timer | Antall gjøremål | Kostnad |
|------------------------|----------|--------------|-----------------|-------------------|
| Planlegging | | | | |
| Ingeniør | 1000 | 50 | | kr 50 278 |
| Gjennomføring | | | | |
| Oppfølging | kr 800 | 7,5 | 8 | kr 48 000 |
| Opprigging | kr 800 | 20 | 1 | kr 16 000 |
| Transport | kr 800 | 7,5 | 4 | kr 24 000 |
| Kobling/omkobling nett | kr 800 | 3 | 5 | kr 12 000 |
| Stolpereis | | | | |
| Montører | kr 800 | 15 | 7 | kr 84 000 |
| Gravemaskin | kr 800 | 7,5 | 7 | kr 42 000 |
| Traversbytte | | | | |
| Montører | kr 800 | 5 | 19 | kr 76 000 |
| Isolatorbytte | | | | |
| Montører | kr 800 | 2 | 2 | kr 3 200 |
| Aggregat | | | | |
| Diesel | kr 350 | 16 | 5 | kr 28 000 |
| Kobling av aggregat | kr 800 | 10 | 2 | kr 16 000 |
| Tilsyn/påfylling | kr 800 | 2 | 5 | kr 8 000 |
| Opprydning | | | | |
| Montør | kr 800 | 100 | 1 | kr 80 000 |
| Sum | | | | kr 437 200 |
| Uforutsett 15% | | | | kr 65 580 |
| Totalkostnad | | | | kr 502 780 |

Tabell 6.9: Arbeidskostnad for ombygging til 22 kV

| Arbeidsoppgave | Timepris | Antall timer | Antall | Kostnad |
|----------------------------|----------|--------------|--------|-------------------|
| Planlegging | | | | |
| Ingeniør | 1000 | 47,4 | | kr 47 430 |
| Gjennomføring | | | | |
| Oppfølging | kr 800 | 7,5 | 8 | kr 48 000 |
| Opprigging | kr 800 | 20 | 1 | kr 16 000 |
| Transport | kr 800 | 7,5 | 4 | kr 24 000 |
| Kobling/omkoblingnett | kr 800 | 3 | 5 | kr 12 000 |
| Stolpereis | | | | |
| Montører | kr 800 | 15 | 7 | kr 84 000 |
| Gravemaskin | kr 800 | 7,5 | 7 | kr 42 000 |
| Bytte transformator | | | | |
| Montører | kr 800 | 7 | 1 | kr 5 600 |
| Lastebil med kran | kr 800 | 3,5 | 1 | kr 2 800 |
| Traversbytte | | | | |
| Montører | kr 800 | 5 | 14 | kr 56 000 |
| Isolatorbytte | | | | |
| Montører | kr 800 | 2 | 24 | kr 38 400 |
| Oppdatere vernplan | | | | |
| Montører | kr 800 | 7,5 | 1 | kr 6 000 |
| Ingeniør | kr 1 000 | 7,5 | 1 | kr 7 500 |
| Aggregat | | | | |
| Diesel | kr 350 | 16 | 5 | kr 28 000 |
| Kobling av aggregat | kr 800 | 10 | 2 | kr 16 000 |
| Tilsyn/påfylling | kr 800 | 2 | 5 | kr 8 000 |
| Opprydning | | | | |
| Montør | kr 800 | 100 | 1 | kr 80 000 |
| Sum | | | | kr 474 300 |
| Uforutsett 15% | | | | kr 71 145 |
| Totalkostnad | | | | kr 545 445 |

6.2.3 Estimerte priser

Det er estimert priser for utbedringer som er nødvendig for de ulike driftsscenarioene. Disse estimatene er beskrevet i kapittel 5.3.3. Tabell 6.10 viser en oversikt over de estimerte prisene

Tabell 6.10: Estimerte priser på prosjekter

| Prosjekt | Priser |
|--------------------------------|-----------------|
| Estimat NS 11-22 | kr 2 400 000,00 |
| Kjøpe inn NS 22-22 | kr 50 000,00 |
| Kjøpe inn i kabel | kr - |
| Estimat sjøkabel sølsnes-veøya | kr 4 400 000,00 |

6.2.4 Tapskostnader

Tabell ?? viser de beregnede verdiene for tapskostnadene i nettet ved driftsscenario 1 og 3. Det er tatt beregninger for tapskostnadene ved tre ulike lastscenarier i hvert driftsscenario.

Tabell 6.11: Tapskostnad

| | Scenario 1 | | | Scenario 3 | | |
|----------------|-------------|------------|---------------|-------------|------------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Nettap (MWh) | 131,269 | 283,41 | 288,166 | 98,366 | 129,503 | 974,234 |
| Kroner per kWh | kr 1 | kr 1 | kr 1 | kr 1 | kr 1 | kr 1 |
| Sum | kr 131 269 | kr 283 410 | kr 288 166 | kr 98 366 | kr 129 503 | kr 974 234 |

6.2.5 Avbruddskostnader

I dette delkapittelet vil resultatene for kostnadberegningen ved et avbrudd i to uker bli presentert. Det er gjort beregninger av en gjennomsnittlig pris på KILE og en kostnad på aggregatdrift i to uker.

KILE

Det er hentet ut syv ulike kilekostnader fordelt over ulike tider på døgnet, året og måneden. Det er tatt et gjennomsnitt av disse kostnadene for å danne en estimert KILE-kostnad. Det er beregnet en kildekostnad for dagens last som er vist i tabell ?? og kilekostnadene ved etablert fergelading vist i tabell 6.13.

Tabell 6.12: Kilekostnader med dagens last

| Med ferge | Dag | Utkobling | Innkobling | kWh | Total |
|---------------------|---------|-----------|------------|--------|-----------|
| 12.apr | Fredag | 10 | 16 | 1643 | kr 82 805 |
| 08.jan | Mandag | 10 | 16 | 1879,8 | kr 92 602 |
| 08.jun | Lørdag | 10 | 16 | 1099,9 | kr 43 078 |
| 08.sep | Søndag | 10 | 16 | 1264,9 | kr 28 999 |
| 08.sep | Søndag | 22 | 4 | 1048 | kr 24 790 |
| 24.des | Tisdag | 14 | 20 | 1866,8 | kr 43 608 |
| 13.feb | Tirsdag | 7 | 13 | 1983 | kr 95 393 |
| Gjennomsnitt | | | | | kr 58 754 |

Tabell 6.13: Kilekostnader med ferge

| Med ferge | Dag | Utkobling | Innkobling | kWh | Total |
|---------------------|---------|-----------|------------|------------|------------|
| 12.apr | Fredag | 10 | 16 | 3706 | kr 120 961 |
| 08.jan | Mandag | 10 | 16 | 4629,8 | kr 143 477 |
| 08.jun | Lørdag | 10 | 16 | 2337,4 | kr 65 972 |
| 08.sep | Søndag | 10 | 16 | 2914,9 | kr 59 524 |
| 08.sep | Søndag | 22 | 4 | 2188 | kr 45 880 |
| 24.des | Tisdag | 14 | 20 | 4408 | kr 90 621 |
| 13.feb | Tirsdag | 7 | 13 | 4666,7 | kr 145 042 |
| Gjennomsnitt | | | | 3550,11429 | kr 95 925 |

Aggregatdrift

I tabell 6.14 og tabell 6.15 er det resultatet av kostnadsberegningen av aggregatdrift i 2 uker. Tabell 6.14 viser kostnaden ved drift av ett aggregat i to uker.

Tabell 6.14: Aggregat-dagens last

| Arbeidsoppgave | Timepris | Antall timer | Antall gjøremål | Kostnad |
|---------------------|----------|--------------|-----------------|------------|
| Diesel | kr 350 | 336 | 1 | kr 117 600 |
| Kobling av aggregat | kr 800 | 24 | 1 | kr 19 200 |
| Tilsyn/påfylling | kr 800 | 5 | 14 | kr 56 000 |
| Sum | | | | kr 192 800 |

Tabell 6.15 viser kostnaden ved drift av to aggregat i to uker.

Tabell 6.15: Aggregat-med ferge

| Arbeidsoppgave | Timepris | Antall timer | Antall gjøremål | Kostnad |
|---------------------|----------|--------------|-----------------|------------|
| Diesel | kr 350 | 336 | 2 | kr 235 200 |
| Kobling av aggregat | kr 800 | 28 | 1 | kr 22 400 |
| Tilsyn/påfylling | kr 800 | 5 | 14 | kr 56 000 |
| Sum | | | | kr 313 600 |

Total avbruddskostnad

I tabell 6.16 er det en oversikt over kostnaden ved det gitte avbruddsscenarioet.

Tabell 6.16: Avbruddskostnader

| | Uten ferge | Med ferge |
|-----------------|------------|------------|
| KILE | kr 58 754 | kr 95 925 |
| Aggregat | kr 192 800 | kr 313 600 |
| Sum | kr 251 554 | kr 409 525 |

6.2.6 Scenario 1

I tabell 6.17 vises en oversikt over kostnaden for å utføre nødvendig vedlikehold av linjen ved videre drift på 11 kV.

Tabell 6.17: Scenario 1

| | Pris |
|------------------|------------|
| Materiell | kr 254 788 |
| Timer | kr 502 780 |
| Sum | kr 757 568 |

6.2.7 Scenario 2

I tabell 6.18 er det en oversikt over prisen for etablering av reserveforsyning via Neje og utførelse av nødvendig vedlikehold for videre drift på 11 kV.

Tabell 6.18: Scenario 2

| | Pris |
|-------------------------|--------------|
| Materiell | kr 254 788 |
| Timer | kr 502 780 |
| Etablering av NS | kr 2 400 000 |
| Sum | kr 3 157 568 |

6.2.8 Scenario 3

Tabell 6.19 er en oversikt over utgiftene ved overgang til drift på 22 kV. Det er prisen på nødvendig vedlikehold av linjen samt kostnaden for ombygginger som er nødvendig for spenningsøkningen.

Tabell 6.19: Scenario 3

| | Pris |
|-------------------------------|--------------|
| Materiell | kr 724 291 |
| Timer | kr 545 445 |
| Sjøkabel Sølsnes-Veøya | kr 4 400 000 |
| Vedlikehold av nettet | kr 757 568 |
| Sum | kr 6 427 304 |

6.2.9 Scenario 4

Tabell 6.20 tar for seg utgiftene ved å etablere reserveforsyning via Nesje samt endre spenningsnivå til 22 kV.

Tabell 6.20: Scenario 4

| | Pris |
|-------------------------------|--------------|
| Materiell | kr 724 291 |
| Timer | kr 545 445 |
| Sjøkabel Sølsnes-Veøya | kr 4 400 000 |
| Vedlikehold av nettet | kr 757 568 |
| Etablering av ring | kr 50 000 |
| Sum | kr 6 477 304 |

6.2.10 Nåverdiberegninger

I tabell 6.21 er resultatet av nåverdiberegningene presentert.

Tabell 6.21: Nåverdiberegninger for 10 år med en rente på 4%

| Nåverdi | Sum |
|---------------------|-----------------|
| 11 kV (dagens last) | kr 1 195 978,18 |
| 11 kV (med ferge) | kr 2 582 118,97 |
| 22 kV (dagens last) | kr 896 202,37 |
| 22 kV (med ferge) | kr 1 179 888,34 |

6.2.11 Totalkostnader

Tabell 6.22 viser en oversikt over alle relevante økonomiske beregninger som er foretatt.

Tabell 6.22: Totale kostnader for scenario 1 og 3

| | Scenario 1 | Scenario 3 | |
|-----------------------------------|--------------|--------------|-------------------|
| Vedlikehold | kr 757 568 | kr 757 568 | |
| Ombygging | kr - | kr 5 744 736 | |
| Nåverdi tapskostnad (dagens last) | kr 1 195 978 | kr 896 202 | |
| Nåverdi tapskostnad (med ferge) | kr 2 582 119 | kr 1 179 888 | |
| Kile | kr 251 554 | kr 251 554 | |
| Kile | kr 409 525 | kr 409 525 | Differanse |
| SUM (dagens last) | kr 2 205 100 | kr 7 650 060 | kr 5 444 960 |
| SUM (med ferge) | kr 3 749 212 | kr 8 091 718 | kr 4 342 505 |

Kapittel 7

Diskusjon

7.1 Scenarioanalyser i netbas

For å kunne gjøre opp en formening om hvilken av scenarioene som vil være den beste løsningen må de analyseres og sammenlignes.

7.1.1 Spenningskvalitet

Ved å sammenligne resultatene fra scenario 1 og 3 i tabell 6.1 og tabell 6.3 kan man se at begge scenarioer klarer å drifte nettet ved etablering av fergelading på Sekken. Ved videre drift på 11 kV vil nettet være tilnærmet maksimalbelastet ved etablering av fergelading. Det er viktig å legge merke til at årsvariasjonen oversiger 8% ved en tilleggslast på 1000 kW mer enn fergeladingen. Dette gjør at nettet blir veldig hardt belastet ved etablering av fergelading på øya og hindrer dermed muligheten for nye etableringer eller lastøkninger ved drift på 11 kV.

Ved testing av maksimal last fant man ut at nettet kunne tåle en ekstra belastning på 3,4 MW ved spenningsoppgradering til 22 kV. Reguleringsstransformatoren på Sølsnes har 2 MW i kapasitet. Sekken krever omtrent 0,5 MW, så den maksimale lasten nettet kan levere i dag er ved en tilleggslast på 1,5 MW. Ved etablering av kunderforhold med høyere forbruk vil det være nødvendig å skifte til en reguleringsstransformator med høyere kapasitet. Elinett planlegger utifra en maksimalbelastning på 80% på transformatorer. Dette fører til en maksimalt effektuttak på 1,6 MW.

Det er viktig at spenningen på Seternes opprettholdes slik at industrikunden ikke blir påvirket av reserveforsyningen. I tabellen kan man se at spenningen ligger litt lavt ved tunglast.

7.1.2 Nettap

Tabell 6.5 viser at det er 54% mindre nettap ved drift på 22 kV ved etablering av en fremtidig fergelading og 25% mindre nettap ved dagens last. Etersom tapet består av en effektverdi og en energiverdi. Effektverdien tar opp kapasitet i nettet. Ved høyt tap i nettet vil det kunne bli nødvendig å produsere mer energi. Utbygging av nye kraftverk vil kunne ha en negativ påvirkning på miljøet og det vil føre til

økonomisk belastning.

7.1.3 Reserveforsyning

Selvom resultatene i tabell 6.2 og tabell 6.4 viser at nettet ikke holder mål ved en reserveforsyning via sjøkabelen fra Nesje, er det fortsatt en vurdering som må tas hensyn til. En reserveforsyning kan være svært betydningfull ved en feilsituasjon på hele eller deler av Sekken. Selvom nettet ikke vil tåle en reserveforsyning av øya ved full last, kan det være muligheter for å forsyne deler av øya via sjøkabelen og bruke aggregat på andre deler.

Ved å se på tabellene med resultatene fra scenarioanalysene kan man se at spenningen ved sommerlast er høyere ved forsyning via reservekabel enn ved normalfordelingen. Det vil derfor være mulig å forsyne øya via reserveforsyningen i store deler av året.

Ved beregning av årsvariasjoner kan det bli gjort unntak ved planlegging av reserveforsyning. Det er muligheter for å justere spenningen i nettet ved å bruke eksisterende kondensatorbatterier i foranliggende nett. Det vil også være mulig å trinne opp transformatorer i en periode hvor reserveforsyningen må benyttes.

7.2 Økonomi

De økonomiske beregningene skal gi et bilde av de ulike investeringskostnadene ved hvert scenario. Resultatene for alle verdiene må sammenlignes for å se det store bildet.

7.2.1 Spenningsoppgradering

Alle de økonomiske beregningene som er utført er samlet inn i tabell 6.22 som viser oversikten over kostnader for scenario 1 og 2. Denne tabellen gir grunnlaget for å sammenligne de to alternativene.

Differansen på totalkostnaden er betydelig. Ved å se på tabell 6.19 kan man se at den store forskjellen på totalsummen er utskifting av sjøkabelen fra Sølsnes til Veøya. Dette er en kabel som Elinett har svært lite informasjon om og det er derfor vanskelig å anslå levetid og tilstand på. Det kan tenkes at denne kabelen uansett må skiftes ut på et tidspunkt, men det er vanskelig å anslå når dette blir nødvendig.

Om man tar det i betraktning at sjøkabelen uansett må byttes på et tidspunkt vil scenario 3 lønne seg økonomisk ved etablering av fergelading. Dette kan man lese ut av tabell 6.22 ved å ta differansen og trekke fra 4,4 millioner som sjøkabelen koster.

7.2.2 Etablering av reserveforsyning

Det har blitt gjort økonomiske beregninger for å se på muligheten til å opprette en reserveforsyning via sjøkabelen som går fra Nesje til Sekken.

Kostnaden for å etablere reservestrøm i scenario 2 havner på 2,4 millioner. Det må settes

Kostnaden for å etablere reservestrøm i scenario 4 kommer på 50 tusen kroner. Dette er en lav kostnad for etablering ettersom alt er tilrettelagt for en tilkobling fra før.

7.3 Sammenstilling

Når man ser på både det økonomiske og scenarioanalysene vil man få et helhetlig bilde.

Dersom det ikke er tiltenkt store effektøkninger vil det ikke være noe problem å drifte nettet videre på 11 kV. Kostnaden for vedlikeholdet av linjen er betraktelig lavere enn ved scenario 3. Slik lastnivået på Sekken er nå vil det være rom for en lastøkning på 0,51 MW ved videre drift på 11 kV.

Derfor det er tiltenkt store effektøkninger vil det bli mer aktuelt å foreta en spenningsoppgradering. Ved videre drift på 11 kV er det lite rom for effektøkninger og den årlige tapskostnaden er betydelig høyere enn ved drift på 22 kV. Ved etablering av fergelading vil den årlige tapskostnaden være mer en halvert ved drift på 22 kV.

Ved videre drift slik nettet er nå vil det være mulig å levere omtrent 1 MW. Reguleringstransformatoren på Sølsnes setter begrensningen til 1,6 MW. For å kunne ta ut den fulle effektkapasiteten ved drift på 22 kV vil det være nødvendig å sette inn en reguleringstransformator med høyere kapasitet.

Etablering av reserveforsyning har en svært lav kostnad for scenario 4 og vil gjøre driftssikkerheten betydelig bedre. Selvom årsvariasjonen overstiger anbefalte verdier vil det uansett være gunstig å etablere reserveforsyning ved drift på 22 kV.

Kostnaden for etablering av reserveforsyning for scenario 2 er betydelig høyere. Tatt i betraktning kostnaden for etablering og driftfordelene er det ikke lønnsomt å etablere reserveforsyning ved videre drift på 11 kV. Kostnaden er såpass stor at det da burde vurderes å gjøre en spenningsoppgradering til 22 kV istedenfor.

Kapittel 8

Konklusjon

Tatt de økonomiske beregningene og scenarioanalysene i betrakning vil det være mulig å konkludere med hva som er den beste løsningen for Elinett.

Dersom det ikke planlegges en effektøkning på Sekken vil det være mest gunstig for Elinett å drifte nettet videre på 11 kV uten etablering av reserveforsyning. Avbruddskostnaden ved dagens last er vist i tabell 6.16. Kostnaden er rundt 250 tusen kroner ved utfall av sjøkabelen fra Sølsnes til Veøya ettersom Elinett er en del av REN sin sjøkabelberedskap[28]. Denne kostnaden er liten i forhold til kostnaden for å etablere reserveforsyning. Kostnaden for dette er vist i tabell 6.18 og havner på 2,4 millioner kroner.

Ved en planlagt effektøkning på Sekken vil det være anbefalt å utføre en spenningsoppgradering ettersom kapasiteten er liten ved videre drift på 11 kV. Nettapet vil synke betraktelig ved en spenningsoppgradering og kapasiteten vil øke til 3,4 MW istedenfor 1 MW. Denne kapasiteten er tatt i betraktning at reguleringstransformatoren kan byttes ved behov. Ettersom kostnaden for etablering av reserveforsyning kommer på 50 tusen kroner ved scenario 4 vil det være naturlig at dette utføres. Denne kostnaden vises i tabell 6.20.

Bibliografi

- [1] E. AS. “Hvem er Elinett?” (2024), adresse: <https://www.elinett.no/om-oss>.
- [2] S. Utviklingsbyrå. “Sekken.” (2021), adresse: <https://sekken.no/>.
- [3] Morotur.no. “Sekken rundt.” (2020), adresse: <https://www.morotur.no/tur/Sekken-rundt>.
- [4] E. AS. “Proff.” (2024), adresse: <https://www.elinett.no/proff>.
- [5] nve.no. “Forskrift om leveringskvalitet.” (2023), adresse: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/leveringskvalitet/forskrift-om-leveringskvalitet/>.
- [6] Lovdata. “Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.” (2024), adresse: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
- [7] Norgesnett. “Kraftsystemmodellen.” (2024), adresse: <https://norgesnett.no/norgesnett/kraftsystemmodellen-2/>.
- [8] Energifaktanorge. “Strømnettet.” (2024), adresse: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>.
- [9] NVE. “Samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak-Overføringstap.” (2024), adresse: <https://veiledere.nve.no/samfunnsokonomiske-analyser-av-nettiltak/verdsettelse-av-virkninger/overforingstap/>.
- [10] Norgesnett. “Nettap - Hva er nettap?” (2024), adresse: <https://norgesnett.no/kunde/hva-er-nettap/>.
- [11] B. N. T. M. L. Kolstad. “Spenningsregulering i nett med distribert produksjon.” (2017), adresse: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/open/5c33d107-6516-453b-bdb7-8dc6c012a9d0?filename=2017-00882%5C%20-%5C%20Spenningsregulering%5C%20i%5C%20nett%5C%20med%5C%20distribuert%5C%20produksjon.pdf>.
- [12] DSB. “Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg.” (2006), adresse: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/veiledning-til-forskrift/veiledning-til-forskrift-om-elektriske-forsyningsanlegg/#hoyspenningsinstallasjoner>.
- [13] M. G. Morten Særen. “Systemjording-Spolejording.” (2017), adresse: <https://www.nve.no/Media/6461/studentrapport-systemjording.pdf>.
- [14] O. A. Øvrebø. “Norges utslipp.” (2023), adresse: <https://www.energiogklima.no/klimavakten/norges-utslipp>.

- [15] Miljødirektoratet. “Utslipp av klimagasser i kommuner og fylker.” (2024), adresse: <https://www.miljodirektoratet.no/klimagassutslipp-kommuner?area=10007§or=5>.
- [16] P.-A. T. E. Røsten. “Høring av krav om nullutslipp av klimagasser fra ferjer og hurtigbåter.” (2023), adresse: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-av-krav-om-nullutslipp-av-klimagasser-fra-ferjer-og-hurtigbater/id2975642/?expand=horingsbrev>.
- [17] NVE. “KILE - kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi.” (2021), adresse: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-oekonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>.
- [18] Lovdata. “Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.” (2023), adresse: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/>.
- [19] K. Saugstad. “Transformator.” (2023), adresse: <https://snl.no/transformator>.
- [20] N. transformator AS. “Om kobbelbare Transformatorer.” (), adresse: <https://www.nortrafo.no/default.asp?Mode=Meny&HovedMenyId=107&UnderMenyId1=131&ThisMenyId=188>.
- [21] M. L. Kolstad. “Bruk av fordelingstransformator med automatisk trinnkobler.” (2017), adresse: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/open/418352d7-3cb0-4154-9c2e-65c60a239798?filename=2017-00585%5C%20-%5C%20Bruk%5C%20av%5C%20fordelingstransformator%5C%20med%5C%20automatisk%5C%20trinnkobler.pdf>.
- [22] Miljødirektoratet. “Kreosot - spørsmål og svar.” (2023), adresse: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/kjemikalier/kreosot-sporsmal-svar/>.
- [23] S. Suecia. “RVP Repellent - Fremtidens stolpe.” (2024), adresse: <https://www.stabsuecia.no/rvp-repellent-fremtidens-stolpe/>.
- [24] REN. “9024.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/innlogget/renblad-html/9024>.
- [25] REN. “Om REN.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/om-oss/om-ren>.
- [26] R. S. Energi. “Planbok.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/tjenester/planbok>.
- [27] REN. “Beredskap.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/beredskap>.
- [28] REN. “Sjøkabel.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/beredskap/sjokabel>.
- [29] R. SINTEF. “Planleggingsbok for kraftnett - tapskostnader.” (2021), adresse: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/fef/2373b1ba-b807-4470-b36f-8bf89742ed2a?filename=Tapskostnader.pdf>.

Tillegg A

Vedlegg

A.0.1 Nåverdiberegninger

Rente 4 %
Referanseår 2024

11 kV (dagens last)

| Type komponent | Enhetspris | Mengde | Investering | Investeringsår | Nåverdi |
|--------------------|-------------|----------------|---------------|----------------|------------------------|
| | [kkr/enhet] | [ant]/[lengde] | [kkr] | [-] | [kkr] |
| Tap i år 2024 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2024 | 131269 |
| Tap i år 2025 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2025 | 126220 |
| Tap i år 2026 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2026 | 121366 |
| Tap i år 2027 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2027 | 116698 |
| Tap i år 2028 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2028 | 112209 |
| Tap i år 2029 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2029 | 107894 |
| Tap i år 2030 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2030 | 103744 |
| Tap i år 2031 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2031 | 99754 |
| Tap i år 2032 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2032 | 95917 |
| Tap i år 2033 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2033 | 92228 |
| Tap i år 2034 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2034 | 88681 |
| Sum nåverdi | | | | | kr 1 195 978,18 |

11 kV (med ferge)

| Type komponent | Enhetspris | Mengde | Investering | Investeringsår | Nåverdi |
|--------------------|-------------|----------------|---------------|----------------|------------------------|
| | [kkr/enhet] | [ant]/[lengde] | [kkr] | [-] | [kkr] |
| Tap i år 2024 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2024 | 283410 |
| Tap i år 2025 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2025 | 272510 |
| Tap i år 2026 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2026 | 262028 |
| Tap i år 2027 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2027 | 251950 |
| Tap i år 2028 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2028 | 242260 |
| Tap i år 2029 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2029 | 232942 |
| Tap i år 2030 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2030 | 223983 |
| Tap i år 2031 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2031 | 215368 |
| Tap i år 2032 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2032 | 207085 |
| Tap i år 2033 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2033 | 199120 |
| Tap i år 2034 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2034 | 191462 |
| Sum nåverdi | | | | | kr 2 582 118,97 |

22 kV (dagens last)

| Type komponent | Enhetspris | Mengde | Investering | Investeringsår | Nåverdi | |
|--------------------|--------------|----------------|-------------|----------------|-----------|-------------------|
| | [kkkr/enhet] | [ant]/[lengde] | [kkkr] | [-] | [kkkr] | |
| Tap i år 2024 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2024 | 98366 |
| Tap i år 2025 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2025 | 94583 |
| Tap i år 2026 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2026 | 90945 |
| Tap i år 2027 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2027 | 87447 |
| Tap i år 2028 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2028 | 84084 |
| Tap i år 2029 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2029 | 80850 |
| Tap i år 2030 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2030 | 77740 |
| Tap i år 2031 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2031 | 74750 |
| Tap i år 2032 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2032 | 71875 |
| Tap i år 2033 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2033 | 69111 |
| Tap i år 2034 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2034 | 66453 |
| Sum nåverdi | | | | | kr | 896 202,37 |

22 kV (med ferge)

| Type komponent | Enhetspris | Mengde | Investering | Investeringsår | Nåverdi | |
|--------------------|--------------|----------------|-------------|----------------|-----------|---------------------|
| | [kkkr/enhet] | [ant]/[lengde] | [kkkr] | [-] | [kkkr] | |
| Tap i år 2024 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2024 | 129503 |
| Tap i år 2025 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2025 | 124522 |
| Tap i år 2026 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2026 | 119733 |
| Tap i år 2027 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2027 | 115128 |
| Tap i år 2028 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2028 | 110700 |
| Tap i år 2029 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2029 | 106442 |
| Tap i år 2030 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2030 | 102348 |
| Tap i år 2031 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2031 | 98412 |
| Tap i år 2032 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2032 | 94627 |
| Tap i år 2033 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2033 | 90987 |
| Tap i år 2034 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2034 | 87488 |
| Sum nåverdi | | | | | kr | 1 179 888,34 |

| Nåverdi | Sum |
|-------------------|-----------------|
| 11 kV (dagens las | kr 1 195 978,18 |
| 11 kV (med ferge) | kr 2 582 118,97 |
| 22 kV (dagens las | kr 896 202,37 |
| 22 kV (med ferge) | kr 1 179 888,34 |

A.0.2 Tilstand

| Materieliste | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|-------------|----------|--------|-----------------|---------------|-----------------|--------|---------|---------|------|--------------------|-----------------|-----------|--|---|
| Mastenumr | Traverstype | Isolator | | | Bendse/klemme | | | Travers | | | Travers tilbehør | | Mast | | |
| | | Type | Emr. | Antall | Emr. | Antall | Type | Emr. | Antall | Type | Emr. | Antall | Dimensjon | Antall | |
| MO25B200 KM SEKKEH KOPPLSTASJ | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 16 8/1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Byggeår M3 1982 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Byggeår M2 1953 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Aluminium | H | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836861 | 1 | | |
| 6 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Dårlig travers | |
| 7 | Stål | | | | | | | | | | | | | Dårlig travers | |
| 8 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Dårlig travers | |
| 9 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Tre | H | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Stål | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | Stål | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype | |
| 14 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype | |
| 14(15) | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype | |
| 16 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype | |
| 17 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype | |
| 18 | Stål | | | | | | | | | | | | | | |
| 19 | Tre | H | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | |
| 21 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | |
| 22 | Stål | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | Tre | VM-B-H | | | | | | | | | | | | | |
| 24 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | |
| 26 | Tre | VM-B-H | Strekk | 2861513/2861740 | 1 og 6 | 2853001/2883161 | 1 og 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Piggfeste/Fasefest | 2836835/2836861 | 1 og 6 | 11 m, 27 diameter | 1 |
| 27 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Råte travers og stolpe | |
| 28 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype | |
| 29 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype | |
| 30 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? | |
| 31 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? | |
| 32 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype | |
| 33 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype og råte travers | |
| 34 | Tre | VM-B-H | | | | | | | | | | | | | |
| 35 | Stål | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 36 | Stål | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 37 | Stål | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 38 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | |
| 39 | Aluminium? | BM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 40 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. Bygge om til avspenning? | |
| 41 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. | |
| 42 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype- Liten vinkel? | |
| 43 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 44 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 45 (46) | Aluminium | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? | |
| 46 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | |
| 47 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | |
| 48 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. | |
| 49 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836861 | 1 | Dårlig travers | |
| 50 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. | |
| 51 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype. Kontroller om travers er byttet | |
| 52 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 53 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? | |
| 54 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 55 | Stål | | | | | | | | | | | | | | |
| 56 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 57 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 58 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. | |
| 59 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 60 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836860 | 3 | Dårlig travers, kontroller barduner | |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|-----------|------|--------|---------|---|---------|---|--------|---------|---|-----------|---------|---|---|-------------------------------------|
| 46 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? |
| 47 | Aluminium | | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 48 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. |
| 49 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836861 | 1 | Dårlig travers | |
| 50 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. | |
| 51 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolatortype. Kontroller om travers er byttet | |
| 52 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 53 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? | |
| 54 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 55 | Stål | | | | | | | | | | | | | | |
| 56 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 57 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 58 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. | |
| 59 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 60 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836860 | 3 | Dårlig travers, kontroller barduner | |

| MO25B2B10 AVGR.SEKKESETER | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|---------------------------|
| Byggeår 1983 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 25 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Stål | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 2 | Stål | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 3 | Stål | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 4 | Stål | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |

| MO25B2B20 AVGR.SETERNES | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|---------------------------|
| Byggeår 1983 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 25 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 | Stål | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 1 | Stål | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 2 | Stål | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 3 | Stål | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----------|
| MO25B2A00 | | | | | | | | | | | | | |
| SEKKENESET- | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype | | | | | | | | | | | | | 11kv |
| Byggeår M1-M20 | | | | | | | | | | | | | 22k kv |
| Byggeår M21-M78 | | | | | | | | | | | | | usikkert |
| Feal 16 8/1 | | | | | | | | | | | | | |
| 1962-1965? | | | | | | | | | | | | | |
| 1953 | | | | | | | | | | | | | |

| Mastnummer | Traversstype | Isolator | | | Bendsekklemme | | Travers | | | Travers tilbehør | | | Mast | | Anmerking |
|------------|--------------|----------|--------|---------|---------------|---------|---------|--------|---------|------------------|-----------|------------------|-----------|--------|---|
| | | Type | Elnr. | Antall | Elnr. | Antall | Type | Elnr. | Antall | Type | Elnr. | Antall | Dimensjon | Antall | |
| 1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Tre | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Stål | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 8 | Stål | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Tre? | | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Stål | | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 12 | Aluminium | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 14 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE15S | 2836872 | 1 | | | | | Justere gnistgap? Dårlig travers |
| 15 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | |
| 16 | Stål | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 17 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 18 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 19 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 20 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 21 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 22 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 23 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 24 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 25 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 26 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T215S | 2836877 | 1 | | | | | Dårlig travers. Kontroller masteavstand |
| 27 | Tre | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 28 | Aluminium | VM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853003 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 29 | Aluminium | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 30 | Stål | VM-H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 31 | Aluminium | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 32 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 33 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 34 | Stål | BM-E | Pigg | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 35 | Aluminium | DA | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 36 | Aluminium | DA | Strekk | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 37 | Stål | VM-H | Strekk | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 38 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE15S | 2836872 | 1 | | | | | Dårlig travers |
| 39 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 40 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 41 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 42 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 43 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 44 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF215S | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836861 | 3 | | Dårlig travers. Kontroller masteavstand |
| 45 | Aluminium | VM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 46 | Aluminium | VM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 47 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 48 | Stål | H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 49 | Stål | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 50 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 51 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 52 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 53 | Aluminium? | | | | | | | | | | | | | | |
| 54 | Tre | H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 55 | Tre | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 56 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 57 | Tre | VM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 58 | Stål | H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 59 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 60 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 61 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 62 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 63 | Aluminium | VM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 64 | Aluminium | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 65 | Stål | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 66 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 67 | Stål | H | Strekk | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|------------|------------|--------|---------|---|---------|---|--|--|--|--|------------------|---|--|--|
| 66 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 67 | Stål | H | Strekk | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 68 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 69 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 70 | Aluminium | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 71 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 72 | Aluminium | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 73 | Tre? | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 74 | Aluminium? | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 75 | Aluminium? | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 75A? | Aluminium? | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 76 | Stål | VM-H | Strekk | 2861513 | 2 | 2853001 | 2 | | | | | | | | Glassisolatorer. Vurder bytte av støttesolatorer |
| 77 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 78 | Stål | H/m strekk | Strekk | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-----|------------|--------|---------|---|---------|---|--------|---------|---|-----------|---------|---|--|--|
| MO25B2A10 AVG. HAGABUKTA | | | | | | | | | | | | | | | |
| Byggeår 1953 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 16 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 3 | 2883161 | 3 | TF215S | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836860 | 3 | | Travers råde. Kontroller masteavstand. |
| 1 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Tre | H/m strekk | Strekk | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-------|------------|--------|--|--|--|--|--|--|--|--|------------------|---|--|---------------|
| MO25B2A20 VESTAD YTRE | | | | | | | | | | | | | | | |
| Byggeår 1993 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 25 6/1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 | Stål? | | Strekk | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 1 | Stål? | BM-E? | Pigg? | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Stål? | H/m strekk | Strekk | | | | | | | | | | | | |

Sammendrag

Samfunnets fokus på bærekraft og miljø driver Norge stadig mot et mer helelektrisk samfunn. Dette fører til effektøkninger i nettet som kan gå utover leveringskvaliteten. Nullutslipps ferger har blitt utbygd flere steder i Norge og det er derfor naturlig å ta hensyn til en eventuell nullutslipps ferge til øya i denne oppgaven. Oppgaven vil foreta beregninger og analyser av hvordan en lastøkning påvirker nettet og om det må foretas en spenningsoppgradering ved effektøkning.

I denne bacheloroppgaven analyseres fire ulike driftsscenarioer for øya Sekken like utenfor Molde. Hensikten med oppgaven er å evaluere og sammenligne disse scenarioene med hensyn til teknisk ytelse og økonomiske kostnader. Scenarioene som vurderes er:

- Drift på 11 kV
- Drift på 11 kV med reserveforsyning
- Drift på 22 kV
- Drift på 22 kV med reserveforsyning

For å gjennomføre analysen, er det benyttet beregningsverktøyet Netbas for å simulere nettets tekniske ytelse i de forskjellige scenarioene. Økonomiske beregninger er utført for å vurdere kostnadene knyttet til vedlikehold, ombygginger og drift av hvert scenario.

Det konkluderes i slutten av oppgaven at det ikke vil være nødvendig med en spenningsoppgradering ved dagens last eller ved lastøkning under 0,5 MW. Det vil derimot være nødvendig med en spenningsoppgradering dersom en lastøkning på over 0,5 MW forekommer. Det vil være naturlig å etablere reserveforsyning ved spenningsoppgradering ettersom kostnaden for dette er svært lav.

Abstract

Society's focus on sustainability and the environment is driving Norway toward an increasingly all-electric society. This leads to power increases in the grid that can impact delivery quality. Zero-emission ferries have been developed in several places in Norway, so it is natural to consider a potential zero-emission ferry to the island in this assignment. The task will involve calculations and analyses of how a load increase affects the network and whether a voltage upgrade is necessary due to increased power.

In this bachelor thesis, four different operating scenarios for the island of Sekken, located just outside Molde, are analyzed. The purpose of the assignment is to evaluate and compare these scenarios in terms of technical performance and economic costs. The scenarios being considered are:

- Operation at 11 kV
- Operation at 11 kV with backup supply
- Operation at 22 kV
- Operation at 22 kV with backup supply

To conduct the analysis, the Netbas calculation tool has been used to simulate the network's technical performance under the various scenarios. Economic calculations have been performed to assess the costs associated with maintenance, modifications, and operation of each scenario.

The conclusion at the end of the assignment is that a voltage upgrade will not be necessary for load today or for load increases below 0,5 MW. However, a voltage upgrade will be necessary if a load increase of over 0,5 MW occurs. Establishing a backup supply during a voltage upgrade is natural, as the cost for this is very low.

Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet av Tonje Risnes. Studenten studerer elektroingeiør med retning elkraft og bærekraftig energi ved Norges Teknisk-naturvitenskaplige Universitet (NTNU). Oppgaven er skrevet i samarbeid med nettselskapet Elinett AS.

Jeg vil rette en stor takk til veileder Pål Egil Eriksen ved Elinett AS for god veiledning gjennom oppgaven både teoretisk og praktisk ved opplæring av netbas.

Jeg vil rette en stor takk til gode kolleger på Elinett AS for gode innspill og forklaringer underveis i prosjektet. Jeg vil spesielt takke Lasse Bang Gule for tilstandsoversikten av nettet på Sekken.

Tilslutt vil jeg takke intern veileder Tor Arne Folkestad for gode innspill og oppfølging gjennom oppgaveskrivingen.

Innhold

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introduksjon | 1 |
| 1.1 | Bakgrunn | 1 |
| 1.2 | Problemstilling | 2 |
| 1.3 | Oppsett/Struktur | 3 |
| 2 | Teori | 4 |
| 2.1 | Lovverk | 4 |
| 2.1.1 | FoL | 4 |
| 2.2 | Strømnettet | 4 |
| 2.2.1 | Nettap | 5 |
| 2.2.2 | Spenningsvariasjoner | 6 |
| 2.2.3 | Forskjeller mellom 11 og 22 kV | 7 |
| 2.3 | Spolejordet nett | 7 |
| 2.4 | Fergelading | 8 |
| 2.4.1 | Nettpåvirkning av fergelading | 8 |
| 2.5 | KILE | 9 |
| 2.6 | Transformatorer | 9 |
| 2.6.1 | Omkoblingsbar transformator | 9 |
| 2.6.2 | Reguleringstransformator | 9 |
| 2.7 | Stolper | 10 |
| 2.8 | Vanntre | 10 |
| 3 | Status på dagens nett | 12 |
| 4 | Scenarioer | 14 |
| 4.1 | Scerario 1: 11 kV | 14 |
| 4.2 | Scenario 2: 11 kV med ring | 14 |
| 4.3 | Scenario 3: 22 kV | 14 |
| 4.4 | Scenario 4: 22 kV med ring | 15 |
| 5 | Data, metode og utførelse | 16 |
| 5.1 | Data | 16 |
| 5.1.1 | NETBAS | 16 |
| 5.1.2 | REN | 17 |
| 5.1.3 | Datagrunnlag | 17 |
| 5.2 | Valg av metode | 18 |
| 5.3 | Utførelse | 18 |
| 5.3.1 | Datainnhenting | 18 |
| 5.3.2 | Netbasanalyser | 20 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 5.3.3 | Økonomi | 23 |
| 5.3.4 | Nåverdiberegninger | 26 |
| 5.3.5 | Omkobling fra 11 til 22 kV | 27 |
| 6 | Resultat | 28 |
| 6.1 | Scenarioanalyser i netbas | 28 |
| 6.1.1 | Scenario 1 | 28 |
| 6.1.2 | Scenario 2 | 29 |
| 6.1.3 | Scenario 3 | 30 |
| 6.1.4 | Scenario 4 | 31 |
| 6.1.5 | Prosentvis nedgang nettap | 32 |
| 6.2 | Økonomi | 32 |
| 6.2.1 | Materialkostnader | 33 |
| 6.2.2 | Arbeidskostnader | 34 |
| 6.2.3 | Estimerte priser | 37 |
| 6.2.4 | Tapskostnader | 37 |
| 6.2.5 | Avbruddskostnader | 37 |
| 6.2.6 | Scenario 1 | 39 |
| 6.2.7 | Scenario 2 | 39 |
| 6.2.8 | Scenario 3 | 40 |
| 6.2.9 | Scenario 4 | 40 |
| 6.2.10 | Nåverdiberegninger | 40 |
| 6.2.11 | Totalkostnader | 41 |
| 7 | Diskusjon | 42 |
| 7.1 | Scenarioanalyser i netbas | 42 |
| 7.1.1 | Spenningskvalitet | 42 |
| 7.1.2 | Nettap | 42 |
| 7.1.3 | Reserveforsyning | 43 |
| 7.2 | Økonomi | 43 |
| 7.2.1 | Spenningsoppgradering | 43 |
| 7.2.2 | Etablering av reserveforsyning | 44 |
| 7.3 | Sammenstilling | 44 |
| 8 | Konklusjon | 45 |
| A | Vedlegg | 48 |
| A.0.1 | Nåverdiberegninger | 48 |
| A.0.2 | Tilstand | 51 |

Figurer

| | | |
|-----|---|----|
| 1.1 | Elinetts forsyningsområde[4] | 2 |
| 2.1 | Strømnettets oppbygging[7] | 5 |
| 2.2 | Illustrasjon av en høyspentradial i distrubusjonsnettet.[11] | 6 |
| 2.3 | Illustrasjon av spenningsvariasjonen på linjen ved en gitt laststrøm og nettimpedans.[11] | 6 |
| 3.1 | Oversiktbilde av nettet på Sekken | 13 |
| 5.1 | Viser hvordan lasten er koblet på nettet på fergekaien | 21 |
| 5.2 | Scenario 2: Oppkobling av 22 til 11 kV transformator | 22 |
| 5.3 | Scenario 4: Tilkobling av reserveforsyning via skillebryter | 22 |

Tabeller

| | | |
|------|---|----|
| 3.1 | Sluttbrukergruppe | 12 |
| 5.1 | Oversikt over transformatorer på Sekken | 20 |
| 5.2 | Estimert pris på etablering av 22 til 11 kV nettstasjon på Seterneset . | 24 |
| 6.1 | Netbas utregninger scenario 1 | 29 |
| 6.2 | Netbas utregninger scenario 2 | 30 |
| 6.3 | Netbas utregninger scenario 3 | 31 |
| 6.4 | Netbas utregninger scenario 4 | 32 |
| 6.5 | Prosentvis nedgang i nettap ved spenningsoppgradering | 32 |
| 6.6 | Materialliste 11 kV | 33 |
| 6.7 | Materialiste 22 kV | 34 |
| 6.8 | Arbeidskostnad 11 kV | 35 |
| 6.9 | Arbeidskostnad for ombygging til 22 kV | 36 |
| 6.10 | Estimerte priser på prosjekter | 37 |
| 6.11 | Tapskostnad | 37 |
| 6.12 | Kilekostnader med dagens last | 38 |
| 6.13 | Kilekostnader med ferge | 38 |
| 6.14 | Aggregat-dagens last | 38 |
| 6.15 | Aggregat-med ferge | 39 |
| 6.16 | Avbruddskostnader | 39 |
| 6.17 | Scenario 1 | 39 |
| 6.18 | Scenario 2 | 40 |
| 6.19 | Scenario 3 | 40 |
| 6.20 | Scenario 4 | 40 |
| 6.21 | Nåverdiberegninger for 10 år med en rente på 4% | 41 |
| 6.22 | Totale kostnader for scenario 1 og 3 | 41 |

Kapittel 1

Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Oppgaven er gitt av nettselskapet Elinett AS som holder til i Molde-regionen.

Elinett er et nettselskap som sørger for strømforsyning til mer enn 32 600 kunder fordelt over de fire kommunene Molde, Hustadvika, Aukra og Gjemnes i fylket Møre og Romsdal.

Elinett er et datterselskap i et konsern hvor Istad AS er morselskapet. Istad ble etablert i 1918 som et rent produksjonsselskap. I senere tid har selskapet vokst seg større og blitt et konsern med 3 datterselskap som ligger under morselskapet Istad AS. Elinett AS ble etablert som eget selskap i 1998 under navnet Istad Kraftnett AS før det senere endret navn til Istad Nett AS i 2002. I 2019 kjøpte selskapet opp nettselskapet Nettet Kraft AS. Dette førte til et større forsyningsområde og flere kunder. I 2021 byttet Istad Nett AS navn til Elinett AS etter et forskriftskrav fra myndighetene [1].

Denne oppgaven vil omhandle en liten øy som heter Sekken som ligger i Elinett sitt driftsområde. Øyen Sekken ligger en 45 minutters fergetur fra Molde sentrum.

Sekken er en 18,7 kvadratkilometer stor øy med 174 innbyggere i følge deres egen nettside [2]. Sekken er en populær sykkeldestinasjon for befolkningen i området rundt. Veien som går rundt Sekken er omtrent 20 km lang og det blir estimert at sykkelturen rundt øya tar 1 time og 45 minutter [3]. Øyen har sin egen barne- og ungdomsskole som dekker skolegang fra 1. til 10. klasse. Øyen har også en matbutikk, kirke og museum. Kirken på Sekken ble innviet i 1908. Det totale effektbehovet på øya ligger på omtrent 0,5 MW. Det høyeste punktet på Sekken ligger 304 meter over havet. Terrenget på Sekken er delvis kupert med bratte skråninger på deler av øya.

Øyen er ett av få gjenstående områder i Elinetts driftsområde som driftes på 11 kV. Over lengre tid er flere komponenter i nettet på Sekken byttet ut til utstyr som er godkjent til drift på 22 kV. Dette er gjort med en baktanke om at nettet på sikt skal driftes på 22 kV. Denne oppgaven vil se på problemstillingene og mulighetene ved å bytte fra drift på 11 kV til 22 kV.

Nettet på Sekken er i dag forsynt med sjøkabel og høyspentlinje via Veøya. Den første sjøkabelen går fra en nettstasjon på Sølsnes og over til øya Veøya. I nettstasjonen på Sølsnes er det plassert en 22 til 11 kV reguleringstransformator. Forsyningen går deretter videre i en høyspentlinje over øya før forsyningen går i en annen sjøkabel over til Sekken. Videre går forsyningen med linje og kabel opp til koblingsstasjonen på Sekken hvor nettet deles i to linjer som går til nord- og sørsiden av øya. Den største delen av dagens last ligger på sørsiden av øya hvor de fleste hus og hytter er plassert. På nordsiden av øya ligger det et oppdrettsanlegg som har egen 22 kV forsyning via en sjøkabel fra Nesje. Denne sjøkabelen eies og driftes av Elinett, men industrikunden har dekket kostnadene for kabelen som gjør den kundespesifikk.

På nordsiden av øya ligger også fergekaia. Ferga til Sekken driftes i dag på fossilt brennstoff, men det kan tenke seg at det på sikt vil bli aktuelt med en elektrisk ferge til Sekken.



Figur 1.1: Elinetts forsyningsområde[4]

1.2 Problemstilling

Vil det være fordelaktig for Elinett å foreta en spenningsoppgradering på Sekken? Vil det være gunstig å etablere en reserveforsyning av øya?

I denne oppgaven vil det bli innhentet tilstrekkelig med informasjon om nettets tilstand for å vurdere om det er behov for utbedringer. Det vil undersøkes hvilke komponenter som må byttes ved en eventuell spenningsoppgradering. Videre vil det

bli foretatt økonomiske kostnadsberegninger samt nettberegninger. Oppgaven inkluderer også vurdering av etablering av reserveforsyning og kartlegging av fremtidige laster.

1.3 Oppsett/Struktur

Rapporten starter med innledningen som inneholder en del bakgrunnsinformasjon om Elinett, Sekken og strømmettet som skal analyseres. Videre blir problemstillingen beskrevet. Kapittel 2 er det teoretiske rammeverket for oppgaven. Her vil teorien som anvendes i oppgaven beskrives. Teorikapitlet inneholder informasjon som vil gi økt forståelse av oppgaven.

Etter teorikapitlet kommer det en tilstandsrapport over hvordan dagens nett på Sekken er. Kapittel 4 forklarer de ulike scenarioene som er benyttet i oppgaven. Kapittel 5 viser hvor dataen i oppgaven er hentet inn, hvilken metode som er benyttet og utførelsen av oppgaven. Deretter kommer resultatet på alle økonomiske beregninger og analyser i netbas. Drøftingen kommer etterpå hvor resultatene blir tolket og drøftet før konklusjonen kommer tilslutt.

Kapittel 2

Teori

2.1 Lovverk

2.1.1 FoL

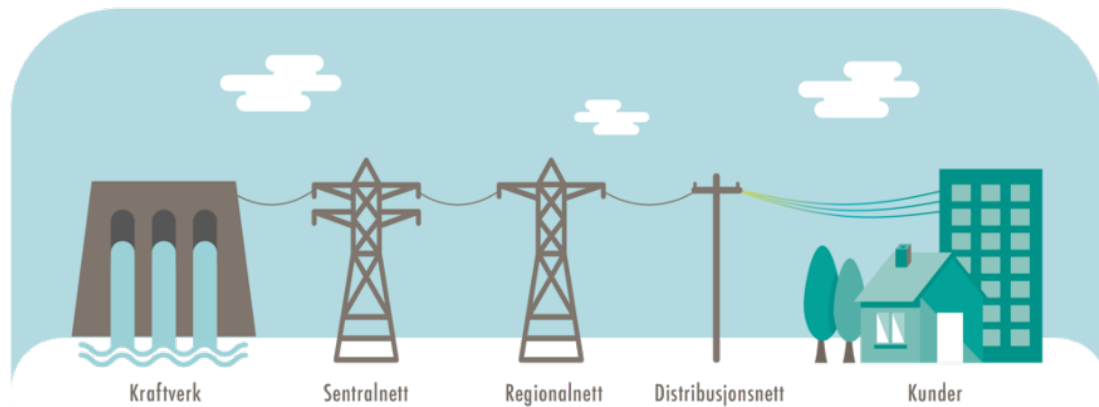
Forskrift om leveringskvalitet (FoL) er laget for å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet [5]. I denne forskriften er det en del krav til nettselskapene om hvordan kvaliteten på spenningen de leverer skal være. Blant annet et krav om at spenningen skal holdes innenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning hos kunden. I FoL oppgis det krav for blant annet harmoniske strømmer, overspenninger, underspenninger, avbrudd og ILE. Det settes krav til nettselskapene om rapportering av feil og avbrudd i kraftsystemet ved bruk av FASIT systemet. Dette sikrer at NVE har oversikt over antall feil og avbrudd i Norge.[5]

For å opprettholde slike krav er det viktig at man tar hensyn til spenningsfall, temperaturregulering og lastforskjeller i nettet. FoL skal sikre at alle kunder får levert spenningen de betaler for og at det ikke skal være forskjell etter hvor i landet du bor.[5]

Ved feillevert spenning kan det oppstå problemer med elektriske apparater i husholdningene rundt om i landet. Det er derfor svært viktig at man sikrer en god spenningsleveranse til kundene.[6]

2.2 Strømnettet

Strømnettet i Norge er bygd opp av flere ulike deler fordelt på ulike spenningsnivåer og eiere. De tre nettene er; transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. I Norge er det Statnett som drifter transmisjonsnettet mens det er ulike nettselskaper som drifter regional- og distribusjonsnettet.



Figur 2.1: Strømnettets oppbygging[7]

Transmisjonsnettets er stort sett drevet på 300-420 kV nett, med unntak av noen nettdeler på 132 kV. Dette nettet sørger for å transportere energi ut til hele landet hvor nettselskapene deretter sørger for å transportere videre til kundene. Transmisjonsnettets i Norge utgjør omtrent 12 000 km.

Regionalnettets i Norge er det de lokale nettselskapene som drifter og vedlikeholder. Regionalnettets driftes stort sett på spenninger mellom 33 og 132 kV og utgjør omtrent 19 000 km.

Distribusjonsnettets driftes av de lokale nettselskapene i Norge. Dette nettet skal fordele strøm ut til alle kundene i nettet ved hjelp av høy- og lavspenning. Dette nettet utgjør omtrent 101 000 km og driftes på spenninger opp til 22 kV. Denne delen utgjør derfor nettet helt frem til kundens inntak.[8]

2.2.1 Nettap

Nettap er tap av energi under transport av strøm i nettet. Det er flere grunner til nettap, men de fysiske lovene gjør det umulig å bli helt kvitt tapet.

Den største grunnene for at det oppstår tap av energi i nettet ved transport er motstanden i de ulike komponentene i nettet. Ved høyere motstand i nettet vil det være mer tap. Ved vinterstid er nettet betraktelig tyngre belastet ettersom strøm brukes som oppvarmingskilde i vinterhalvåret. Når strømmen i linjen dobles vil effektetapet i linjen firedobles. Det er derfor mye høyere tap i vinterhalvåret.

Strømnettets er driftet på forskjellige spenningsnivåer for å oppnå optimal transport av effekten. Ved å drifte nettet på et høyere spenningsnivå vil man kunne overføre mer effekt med samme tverrsnitt. Dette henger sammen med effektloven som sier at effekten er produktet av spenningen og strømmen. Dette er vist i formel 2.1. Ved en høyere spenning vil det gå en lavere strøm gjennom nettet ved samme effektuttak. En lavere strøm i nettet fører igjen til lavere overføringstap ettersom effektetapet er avhengig av strømmen i kvadrat. Vist i formel 2.2.[9]

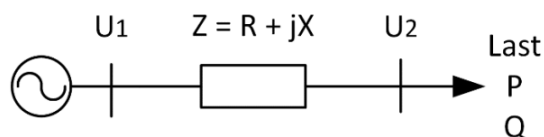
$$P = U * I \quad (2.1)$$

$$P = R * I^2 \quad (2.2)$$

Kostanden for energien som går tapt i nettet er det nettselskapene som må finansiere. Nettselskapene må betale markedspris for strømmen som går tapt. Dette gjør at nettleien vil være høyere ved høyere markedspris på strøm. Nettleien som kunden betaler vil bli beregnet ut ifra kostander til drift og vedlikehold av nettet. Tapet i nettet er en del av disse kostandene. Det betyr at tapskostandene i nettet påvirker nettleien som kunden må betale.[10]

2.2.2 Spenningsvariasjoner

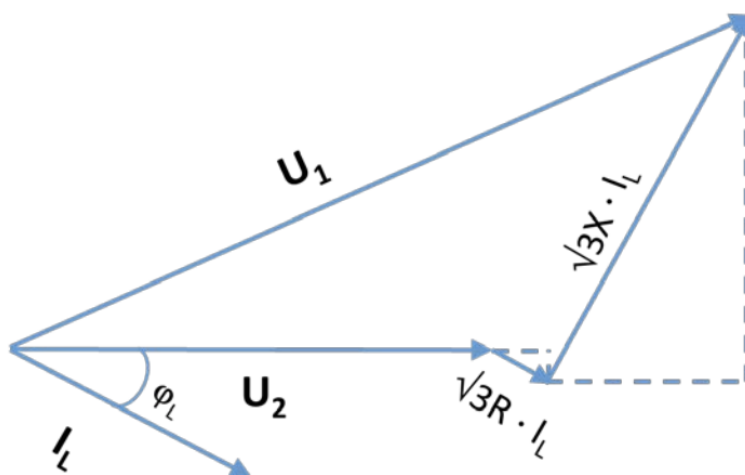
I denne oppgaven vil det være nødvendig å forstå hva spenningsvariasjoner i nettet er. Spenningsvariasjonen i linjen er forskjellen mellom spenningen i starten og slutten av en energitransport.



Figur 2.2: Illustrasjon av en høyspentradial i distribusjonsnett.[11]

For å beregne spenningsvariasjonen i en linje kan man bruke følgende formel:

$$\Delta U = \sqrt{3} * (R + jX) * I \quad (2.3)$$



Figur 2.3: Illustrasjon av spenningsvariasjonen på linjen ved en gitt laststrøm og nettimpedans.[11]

Elinett prøver å planlegge nytt nett slik at man får en maksimal spenningsvariasjon over året i høyspentnettet på 10%. Det blir trekt fra 2% til tap i fordelingstransformatoren. Det planlegges dermed utifra en maksimal spenningsvariasjon på 8% i høyspentnettet. I denne oppgaven blir det trekt fra 3% fra dødbåndet til regulatoren på Eidseter transformatorstasjon ved drift gjennom en eventuell reserveforsyning via sjøkabelen fra Nesje. Ved normaldrift trekkes det fra 3% for dødbåndet i reguleringstransformatoren på Sølsnes. I beregninger senere i oppgaven vil denne variasjonen bli referert til som Årsvariasjon.

2.2.3 Forskjeller mellom 11 og 22 kV

Denne oppgaven tar for seg en problemstilling der det ses på muligheten for å øke driftsspenningen fra 11 til 22 kV. Dette vil medføre at linjen kan overføre mer effekt ved samme linjetverrsnitt. Ved en dobling av spenningen vil man også se en forskjell i nettapet på øyen og dette vil dermed være positivt for den årlige driftskostnaden på linjen.

Ved dobling av spenningen vil det være krav til komponenter med riktig merkespenning. Det er også ulike krav for avstand ved drift på 11 og 22 kV. Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap har laget en veiledning for forskrift om elektriske forsyningsanlegg. Tabell 4.1 sier at høyspenningsnettet skal ha en minimalavstand mellom fasene på 150mm utendørs ved 11 kV og 220mm utendørs ved 22kV[12]. Nettet på Sekken er bygd opp slik at alle avstandskrav er oppfylt for et bytte til 22 kV. Det vil derfor kun være aktuelt å se på hvilke komponenter som har for lav merkespenning.

Hovedforsyningen til Sekken går i dag gjennom en kabel som er vanntreutsatt. Ved drift på et lavere spenningsnivå er det antatt at levetiden på slike kabler vil være lengre. Ved en eventuell spenningsøkning betrakter man det som nødvendig å skifte ut denne kabelen.

2.3 Spolejordet nett

De fleste fordelingsnett i Norge er spolejordet nett. Spolejordet nett brukes i hovedsak for å kontrollere og kompensere jordfeilstrømmer i nettet. Elinett har spolejordet nett på store deler av driftsområdet sitt. På Sekken er det i dag ikke spolejordet nett, men om reguleringstransformatoren på Sølsnes fjernes eller det opprettes en forbindelse mellom Sekken og sjøkabelen fra Nesje, vil Sekken bli koblet til spolejordet nett. Dette fører til at jordstrømsbidraget blir større på det foranliggende nettet. Dette kan føre til behov for å sette inn flere distribuerte spoler. Dersom jordstrømsbidraget blir for stort vil det kunne bli problemer med vernet. Ettersom det er to sjøkabler som forsyner Sekken vil det potensielt være en del jordstrømsbidrag.

Spolejordet nett er bygd opp ved at det kobles en Petersen spole mellom nøytralpunktet og jord. Når det dannes en kapasitiv strøm i nettet vil Petersenspolen indusere en induktiv strøm tilnærmet lik den kapasitive strømmen. Den induktive strømmen vil

være 180° faseforskyvd i forhold til den kapasitive strømmen. Disse vil dermed utligne hverandre og man vil få en lavere feilstrøm dersom feilen inntreffer.[13]

Det er flere fordeler med et spolejordet nett. Etersom feilstrømmene slukkes ved bruk av Petersenspolen vil det være lave jordfeilstrømmer i nettet og dermed tryg- gere for mennesker og dyr. Det vil også føre til en høyere driftssikkerhet ettersom nettet kan driftes videre til jordfeilen er funnet.

2.4 Fergelading

Fokuset på bærekraft og miljø øker i dagens samfunn. I 2022 var klimagassutslip- pene i Norge på 48,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.[14] Det settes stadig inn nye tiltak for å redusere klimautslippene. Det er stort fokus på elektrifisering av fossile kraftkilder. Ved elektrifisering av transport øker effektforbruket kraftig.

I denne oppgaven vil det være naturlig å se på fergeforbindelsen mellom Molde og Sekken. Fergene driftes i dag på fossilt brennstoff. Det vil være naturlig å tenke at det vil bli aktuelt med etablering av null- utslippsferge til Sekken. I Elinetts område er det i dag etablert elektrisk fergelading på tre ulike fergestrekninger.

Tall fra Miljødirektoratet viser at sjøfarten i Molde kommune hadde et utslipp på 37126.6 CO₂-ekvivalenter i 2022. Fergene står for 25149.8 CO₂-ekvivalenter.[15]

Det foreligger ikke lovpålagte krav eller frister for elektrifisering av ferger i Norge, men det er stadig oppe til høring på stortinget.[16]

2.4.1 Nettpåvirkning av fergelading

Lading av ferger krever en svært høy effekt i korte tidsperioder. For at disse effekt- toppene ikke skal påvirke nærliggende nett må nettet være godt dimensjonert slik at spenningsvariasjonene ikke blir for høy.

Paragraf 3-4 i FOL setter begrensninger til antall spenningsprang som et tillat i løpet av 24 timer.[6] Spenningsprang er hurtige spenningsforandringer som går til- bake til normalen innen 1 minutt. Slike spenningsprang kan føre til blinkende lys hos kundene.

En løsning på dette problemet kan være å sette inn en batteribank på fergekaia. Dette vil gjøre at effekttoppene forsvinner og det leveres jevn effekt til batteriban- ken.

Fergelading har en lav brukstid, men høy effekt. Dette fører til at nettet utnyttes dårlig ettersom kapasiteten kun benyttes ved korte perioder.

2.5 KILE

KILE - Kvalitetsjusterte inntekstrammer ved ikke-levert energi. KILE ordningen er laget for at nettselskapene skal ha motivasjon for å drifte nettet på en slik måte at det er minst mulig avbrudd. Dette sikrer KILE ordningen ved å trekke fra kundens avbruddskostnader fra overskuddet til nettselskapene. KILE beregnes for seks ulike kundegrupper; jordbruk, husholdning, industri, handel og tjenester, offentlig virksomhet og industri med el-drevne prosesser. Ved beregning av KILE kostnader tar man hensyn til når avbruddet finnes sted og om det er meldt fra på forhånd.[17] KILEkostnadene er regulert i i kapittel 9 i forskriften om økonomisk og teknisk rapportering, inntekstrammer for nettvirksomheten og tariffier.[18]

2.6 Transformatorer

En transformator omsetter elektrisk spenning fra en spenning til en annen spenning ved hjelp av elektromagnetisk induksjon. Transformatoren er bygd opp med to tilkoblingssider; primær- og sekundærsiden. Primær- og sekundærsiden består av viklinger rundt en jernkjerne. Jernkjernen sørger for at den induserte spenningen er lik i hver vinding. En av sidene i transformatoren har mindre vindinger og vil dermed ha en lavere spenning ettersom spenningen blir proporsjonal med vindingstallet.[19]

2.6.1 Omkoblingsbar transformator

En omkoblingsbar transformator er en transformator hvor man kan koble om primær- eller sekundærsiden til en annen spenning. Et eksempel på dette er omkoblingsmulighet mellom primærspenning på 11 og 22 kV. Det finnes også transformatorer med omkoblingsmulighet på primærsiden. Ved omkoblingsmulighet på sekundærsiden styres dette ved hjelp av en bryter som endrer fra serie- og parallellkobling. Ved omkobling av sekundærsiden blir det satt inn lasker i deltakoblingen.[20]

Prisforskjellen på transformatorer med og uten omkoblingsmulighet er minimal og det er derfor fornuftig å sette inn en slik transformator i områder hvor det er tiltenkt en spenningsendring. På Sekken er det satt inn omkoblingsbare transformatorer hver gang det har vært feil i mange år. Dette har ført til at store deler av Sekken har slike transformatorer.

2.6.2 Reguleringstransformator

En reguleringstransformator brukes på plasser hvor det er store variasjoner i lasten og på områder hvor det er store avstander. Disse transformatorene brukes for å levere en stabil spenning ut i nettet og sørger for at kunden ikke opplever store spenningsvariasjoner. Ettersom Sekken ligger på enden av sin radial er det satt inn en reguleringstransformator for å sikre at spenningen på Sekken holdes stabil. [21]

En reguleringstransformator, som også kalles autotrafo, er en transformator med automatisk trinnekobler. Den fungerer ved at spenningen på sekundærsiden overvåkes slik at transformatoren kan trinnes opp eller ned automatisk og dermed opprettholde en jevn spenning på sekundærsiden. Trinningen fungerer ved at vindingsforholdet i

transformatoren justeres. Ved å øke vindingsforholdet vil spenningen på sekundærsiden gå ned, mens ved redusering av vindingsforholdet vil sekundærspenningen gå opp.[21]

Dødbåndet, også kalt spenningsbåndet, kan justere sensitiviteten på spenningsforskjellene. Dødbåndet definerer det område hvor det ikke initieres en trinning av transformatoren opp eller ned. Ved å bruke et smalere dødbånd vil man oppleve mindre spenningsvariasjoner i nettet, men det vil i gjengjeld føre til mer slitasje på komponentene ettersom transformatoren trinnes oftere.[21]

Det har lenge vært vanlig å bruke reguleringstransformatorer i regional- og sentralnettet, men nå begynner flere leverandører å produsere fordelingstransformatorer med automatisk trinning. Om man setter inn slike fordelingstransformatorer i et område kan man drifte nettet på en høyere spenning slik at de ytterste kundene også får en stabil spenning ved ulike lastforhold.[21]

2.7 Stolper

Det har i mange år blitt benyttet kreosotstolper ved nettdrift. De siste årene har det blitt utviklet en rekke alternativer til kreosotstolpen.

Kreosot er et biocid som er brukt til å impregnere trevirke helt siden slutten av 1800-tallet. Kreosoten forhindrer at det oppstår råte i treverket eller at treverket blir utsatt for pælemark. Kreosotstolper har blitt brukt som en standard i mange år. Om kreosotimpregnerte stolper blir utsatt for sol vil de svette ut kreoset. Kreosot er et helse- og miljøfarlig stoff som kan skape problemer med kraftig eksem. Undersøkelser viser at kreosotutsatte arbeidere fikk hudkreft oftere enn andre.[22]

Det ble vedtatt at det er ulovlig med salg og import av kreosotbehandlede materialer i Norge fra 30. April 2023. Det ble vedtatt et unntak for strømstolper som ble forbudt 8. april 2024.[22]

Elinett bruker i dag RVP repellent stolper levert av Stab Suecia AS. Impregneringen av stolpene er en prosess i to steg. Først blir stolpene saltimpregnert og deretter blir stolpene behandlet med en egenutviklet olje basert på mineralske og vegetabiliske oljer. Disse stolpene tilfredsstiller nettselskapets miljøkrav og har tilsvarende levetid som kreosotstolper. Stolpene har en tørr overflate, er luktfri og virker vannavvisende.[23]

2.8 Vanntre

De første generasjonene med PEX-isolerte kabler hadde problemer med vanntrevekst dette skyldtes svakheter med produksjonen av kablene. Kablene ble produsert uten god nok vanntetting og damp ble stengt inne i kablene grunnet produksjonsmetoden som ble brukt. Den dårlige vanntettingen i kablene førte til at fukt trakk inn i kablene over tid. Denne fuktinntregningen fører til en endret feltfordeling som legger større

press på et mindre område. Navnet kommer av utseendet dette får når man tar et utsnitt av kabelen som kan minne om et tre [24].

Kapittel 3

Status på dagens nett

Dagens nett på Sekken ble bygd i 1953 og har hele tiden blitt driftet på 11 kV. Sekken er en øy med lite belastning per dags dato. På Sekken er det per dags dato (våren 2024) 78 husholdninger, 71 hytter og fritidshus samt 24 andre tilkoblinger. Dette tilsvarer 172 kunder. Tabell 3 viser at energiforbruket ligger på 19 450 MWh.

Tabell 3.1: Sluttbrukergruppe

| Sluttbrukergruppe | Antall | MWh |
|----------------------|--------|--------|
| Annet | 23 | 4 704 |
| Husholdninger | 78 | 11 703 |
| Hytter og fritidshus | 71 | 3 044 |
| Sum | 172 | 19 450 |

Det kan tenkes at det kommer flere effektkrevende tilkoblinger de kommende årene. Det er derfor viktig å ta høyde for en effektøkning på øya når man skal analysere nettet. Denne effektøkningen kan innebære elektrisk fergelading. Denne type tilkobling krever stor effekt i korte tidsrom og kan være svært belastende for nettet.

Nettet på Sekken fordeler seg over øya via to forskjellige linjer. En linje forsyner sørsiden og en forsyner nordsiden. De aller fleste husholdninger og hytter er plassert på sørsiden av øya.

Store deler av nettet på øya er bygd i 1953, men noen linjestrekk er fra 1980-tallet og en liten linjebit fra 1993. Hele øya har Feal tråd med en dimensjon på 16 og 25. Tråden som er fra 1953 er det knyttet en del usikkerhet rundt tilstanden til. Elinett har erfaring med en lignende tråd fra samme årstall. Denne tråden ble byttet etter flere forekomster av brudd i tråden. Det er planlagt å sende inn en prøve av tråden for å finne ut om det er nødvendig med en utskifting av tråden. Vurdering av denne tråden er derfor ikke inkludert i denne oppgaven.

I denne oppgaven har det blitt undersøkt hvordan tilstanden på nettet er på begge sider av øya. Linjen som går over Veøya har ikke Elinett tilstrekkelig informasjon om, så den er ikke inkludert i oppgaven. Informasjonen som linjene på Sekken er hentet ut fra en omfattende linjebefaring som ble utført for noen år side, samt en mindre omfattende linjebefaring i 2023. Ved nærmere undersøkelser av nettet på Sekken har det blitt funnet en del isolatorer som kun er beregnet på 11 kV samt

tretraverser og stolper med råde som må byttes.

Ettersom majoriteten av Elinetts område er bygd om til 22 kV, har det lenge vært planer om å bygge om Sekken til 22 kV. Det er derfor byttet til komponenter med merkespenning 22 kV ved feilsituasjoner og vedlikehold. Dette gjør at store deler av øya allerede har godkjente komponenter for en spenningsøkning. De fleste transformatorer på øya har omkoblingsmulighet fra 11 til 22 kV.

Tilstanden på linjen er bedre enn forventet ved oppstart av oppgaven. Det er gjort en del vedlikehold som gjør at tilstanden er bedre enn antatt. Det er en del punkt som må utbedres for å kunne drifte linjen forsvarlig videre på 11 kV.



Figur 3.1: Oversikt over nettet på Sekken

Kapittel 4

Scenarier

I denne oppgaven er det valgt å se på fire ulike driftsscenarioer for strømnettet på øyen. Ved å se på disse fire scenarioene vil man kunne hente ut informasjon om nettets svakheter og kapasitetsforskjellene ved ulike driftsforhold. Sammenligningen av disse scenarioene vil bygge på økonomiske og teoretiske beregninger.

4.1 Scenarier 1: 11 kV

Det første scenarioet tar for seg hvordan nettet driftes i dag. For å kunne drifte nettet videre er det nødvendig med en del vedlikehold, men det krever ingen ombygging av dagens nett. Sekken er forsynt høyspentlinjer og sjøkabler over fra Sølsnes, via Veøya og over til Sekken. Etersom det kun er en forsyning ut til øyen er nettet sårbart ved eventuelle feil på sjøkablene eller linjen. Nettet er bygd opp på en slik måte at det er lett å drifte øyen på aggregat ved lengre avbrudd i nettet, men dette krever at montører er innom å vedlikeholder aggregatet og fyller på drivstoff. Dette blir en tidkrevende jobb ettersom fergen til Sekken har en del opphold i fergeutene samt lang reisevei.

4.2 Scenarier 2: 11 kV med ring

Det andre scenarioet som skal ses på er etableringen av en reserveforsyning ut til Sekken. Det ligger i dag en 22 kV sjøkabel fra nesje og over til området ved fergekaia på Sekken. Denne kablet har blitt finansiert av en industri på Sekken og de har dermed full driftsrett på kablet. Det skal ses på muligheten for å koble seg på denne kablet og etablere en 22 til 11 kV transformator på landsiden på Sekken. Dette vil føre til at vi får mating inn fra to forsyninger og dermed en mindre sårbar forsyning.

4.3 Scenarier 3: 22 kV

Det tredje scenarioet som skal undersøkes er muligheten for å bygge om nettet på øyen til 22 kV med en forsyning. For at dette skal være mulig er det en del komponenter i nettet som må byttes for å ha godkjent merkespenning 22 kV. Dette innebærer for det meste isolatorer, men også noen transformatorer. Sjøkablet som går fra Sølsnes til Veøya er det knyttet en del usikkerhet rundt. Erfaringsmessig er disse sjøkablene svært utsatt for vanntre og det ønskes derfor ikke at denne kablet

driftes på 22 kV. Det vil derfor være nødvendig å byttes sjøkabelen for drift på 22 kV. Dette er en stor kostnad, men en kostnad som vil være nødvendig for å drifte nettet videre over tid.

4.4 Scenario 4: 22 kV med ring

Det siste scenarioet som skal ses på er muligheten for å drifte nettet på 22 kV med to forsyninger. For å etablere en reserveforsyning må man, som i scenario 2, koble seg på kabelen fra Nesje til Sekken. Det er allerede en 22 kV nettstasjon på landsiden så det kan være mulig å koble nettet på Sekken til denne nettstasjonen. Dette vil sikre en tryggere forsyning ved eventuelle feil.

Kapittel 5

Data, metode og utførelse

I dette kapitlet beskrives fremgangsmåten som er benyttet i oppgaven. Det skal redegjøres for hvor data i oppgaven er hentet og valg av metode. Utførelsen av oppgaven er beskrevet i dette kapitlet.

5.1 Data

Det er bruk flere ulike datakilder for å utføre oppgaven. Blant disse er netbas, ren og linjebefaringer sentrale.

5.1.1 NETBAS

Netbas er en programvare levert av Volue som har plottet inn all informasjon om nettets oppbygging. Dette verktøyet er svært nyttig for å kunne planlegge, analysere og drifte et strømmnett. Netbas er et geografisk informasjonssystem og gir brukerne ulike muligheter for å planlegge, analysere og dokumentere strømmettet.

Netbas har fire ulike moduler man kan benytte:

Nettutvikling-modulen gir brukeren mulighet til å opprette planer i nettet. Ved bruk av planer kan man redigere komponentene i nettet uten at det legges inn i standardkartet. Denne modulen brukes for å planlegge endringer i nettet.

Vedlikehold-modulen benyttes til å planlegge, analysere og registrere avvik og nødvendig vedlikehold i nettet. Når montører går befaringer blir avviksregistreringen lagt direkte inn i netbas vedlikehold. Dette gjør det mulig å få en oversikt over alle avvik og filtrere etter for eksempel avvikstype eller geografisk område.

Analyse-modulen brukes til å analysere nettet ved ulike scenarioer. Her kan man blant annet se belastningsgraden til komponenter, spenningsvariasjoner i nettet og nettapsverdier.

Avbruddsrapportering-modulen benyttes blant annet til å beregne KILEkostnader og fasitrapportering.

I denne oppgaven er det analyse- og avbruddsrapporterings-modulen til netbas som er benyttet. Analyse-modulen benyttes for å analysere de fire scenarioene og hente ut verdier for å få et sammenligningsgrunnlag. Det blir analysert ulike driftsscenarioer og simulert ulike lastsituasjoner. Ved bruk av denne modulen vil man kunne se hvordan nettet reagerer på last og spenningsendringer. Avbruddsrapporterings-modulen blir benyttet ved utregning av KILEkostnader.

5.1.2 REN

REN, eller Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet AS, er et norsk selskap som eies av 60 norske nettselskap. REN ble etablert i 1998 med hensikten om å lage en bransjestandard på materiell og utførelse. Selskapet lager RENblader hvor de formidler retningslinjer og kunnskap om relevante temaer innenfor kraftbransjen. Dette inkluderer vedlikehold, drift, prosjektering og montasje. Elinett AS er en av de 60 norske selskapene som eier REN. Elinett bruker REN som en standard.[25]

REN har etterhvert vokst seg større og tilbyr nå ulike beregningsløsninger. Noen av beregningsverktøyene de tilbyr er anleggsbidrag, kalkyle, grøft og veilys.[25]

Selskapet har laget ulike planbøker i samarbeid med SINTEF Energi. Planbøkene samler informasjon og kunnskap innenfor ulike prosjekter. Planbøkene blir oppdatert av SINTEF Energi en gang i året.[26]

De tilbyr ulike beredskapsløsninger som sørger for at det er lettere for nettselskaper å etterfølge beredskapsforskriften. De har beredskapsløsninger for jordkabel, transformator, GIS-bryteranlegg, sjøkabel og beredskapsdatabasen.[27]

I denne oppgaven vil det være relevant å kunne mer om beredskapsordningen for sjøkabel. 25 nettselskaper har gått sammen for å danne et felles beredskapslager med reservemateriell. Tilgang på fartøy og kompetent personell for sjøkabelanlegg er også inkludert i avtalen.[28] Elinett AS er en del av denne avtalen. Denne avtalen vil bli nødvendig i et tiltenkt scenario i oppgaven.

5.1.3 Datagrunnlag

Ved utførelse av oppgaven er det benyttet flere ulike datagrunnlag.

Datagrunnlaget på store deler av oppgaven er gitt av Elinett AS. Dette inkluderer filer for økonomiske beregninger, kartgrunnlaget og komponentinformasjonen i netbas og informasjon hentet fra linjebefaringer.

For å få en oversikt over nettet på Sekken er det tatt utgangspunkt i linjebefaringer som er utført de siste årene. Disse befaringene dokumentere tilstanden på nettets komponenter og gir viktig informasjon for videre planlegging. Elinetts vedlikeholdsavdeling har laget en oversikt over alle punkter på linjene på nord- og sørsiden av Sekken. Denne oversikten bygger grunnlaget for store deler av oppgaven.

REN sin planleggingsbok for kraftnett er benyttet for å beregne tapskostnader. [29]

5.2 Valg av metode

Metoden som er brukt i denne oppgaven er analyse av ulike driftsscenerioer. Det er valgt å bruke netbas for å simulere ulike last- og driftsscenarioer. I tillegg er det foretatt økonomiske beregninger rundt de ulike scenarioene. Dette skal legges grunnlag for en sammenligning og diskusjon i slutten av oppgaven.

5.3 Utførelse

I dette kapittelet vil det forekomme en begrunnelse for hvilke valg som er gjort og hvordan utførelsen til oppgaven har vært.

For å kunne utføre denne oppgaven har det vært nødvendig med informasjon om nettets tilstand, dagens forbruk, fremtidens forbruk og de ulike problemstillingene Elinett AS har med Sekken.

Ved utførelse av oppgaven har det vært nødvendig å gjøre en del antagelser for å forenkle planleggingen slik at den havner innenfor arbeidsmengden som kreves på en bacheloroppgave skrevet av en person. Disse antagelsene vil bli beskrevet gjennom teksten.

5.3.1 Datainnhenting

Som beskrevet i delkapittel 5.1.3 er oppgaven basert på informasjon som er presentert fra Elinett og informasjon som har blitt innhentet underveis i oppgaven.

Material

Kartleggingen av materiallisten i oppgaven er basert på tabellen som ble utlevert av Elinett som gir en oversikt over tilstanden til mastepunktene på Sekken og hvilke mangler de ulike mastepunktene har. Ved arbeidet på denne tabellen ble det valgt å dele inn informasjonen i to ulike kategorier:

1. Nødvendig vedlikehold for videre drift på 11 kV.
2. Punkter som ikke krever vedlikehold for videre drift på 11 kV, men som ikke har komponenter med merkespenning 22 kV.

Komponentskifte ved råde i stolper og traverser regnes som nødvendig vedlikehold. Ved utskifting av traverser er det naturlig at isolatorene på punktet byttes samtidig da det ikke krever ekstra tid. Etersom Elinett har som standard å sette inn isolatorer med merkespenning 22 kV, vil bytte av disse isolatorene komme under nødvendig vedlikehold.

For isolatorer som ikke har merkespenning 22 kV, men som er på punkter hvor travers og stolper er i orden, vil bytte av disse legges under ombyggingskostnaden fra 11 til 22 kV. Elinett har som standard at alle tretraverser byttes ved bytte av isolatorer, så derfor er det prosjektert inn bytte av travers på punkter med tretravers

hvor isolatorene har merkespenning 11 kV.

Tabellene som viser tilstanden til mastepunktene på Sekken er vedlagt som vedlegg.

Når de to tabellene var delt inn i ulike kategorier ble alle komponenter telt over og satt inn i to materialtabeller. Det ble laget en tabell som viser nødvendig materiell for å utføre vedlikeholdet som kreves for å drifte videre på 11 kV og en tabell som viser materiell som kreves for å bygge om linjen til merkespenning 22 kV. Det er planlagt å bruke materiell som Elinett bruker som standardutstyr. Prisene for materiell ble hentet fra Elinetts avtaler med ulike grossister og gir en oversikt over kostnadene på materiell ved de ulike løsningene.

Ved valg av stolpe er det antatt at stolpene som trengs er 11 meter med en jordbåndsdiameter på 27 cm. Denne antagelsen er tatt ettersom det ikke var tilstrekkelig informasjon om hvilken dimensjon som trengs.

Ved beregning av timesprisene lengre ned er det tatt hensyn til at en del av isolatorene byttes samtidig som tilhørende dårlige travers blir byttet.

Transformatorer

For å kunne bygge om nettet til 22 kV, må alle transformatorer på Sekken ha en merkespenning på 22 kV på høyspentsiden. Dette kan løses på to måter. Enten må transformatoren ha mulighet for omkobling fra 11 til 22 kV ellers så må de byttes til merkespenning 22 kV den dagen nettet kobles om. På øyen er det totalt 20 transformatorer, men 13 av disse er allerede byttet til transformatorer med omkoblingsmulighet. De resterende 7 var alle med en ytelse på 100 kVA, men med ulike behov for lavspenningssiden og tilkoblingspunktene. To av transformatorene har merkespenning 415V på lavspenningssiden og er plassert inne i en nettstasjon. Ettersom de står inne i en nettstasjon benyttes det en transformator med plug-tilkobling. De resterende fem er mastetrafoer med merkespenning 230V på lavspenningssiden. Disse har porselentilkoblinger.

Ettersom syv av transformatorene må byttes for å gjøre om nettet til drift på 22 kV ble det hentet inn priser på fire ulike transformatorer. To av transformatorene har kun merkespenning 22 kV på høyspenningssiden. Dette krever at de blir byttet samme dag som nettet blir omgjort. De to andre transformatorene har mulighet for omkobling av merkespenningen på høyspenningssiden fra 11 til 22 kV.

Tabell 5.1: Oversikt over transformatorer på Sekken

| Nett-stasjon | Omkoblings-bar | kVA | Sekundær-spenning | Omkoblings-bar | Primær-spenning (22kV) |
|-------------------|----------------|-----|-------------------|----------------|------------------------|
| 9055 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9060 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9065 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9070 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9075 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9080 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9085 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9090 | v | 500 | 230 | kr - | kr - |
| 9095 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9100 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9105 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9110 | v | 200 | 230 | kr - | kr - |
| 9115 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9120 | v | 100 | 230 | kr - | kr - |
| 9125 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9130 | x | 100 | 400 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9132 | x | 100 | 400 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9135 | x | 100 | 230 | kr 90 000 | kr 86 000 |
| 9136 | v | 50 | 400 | kr - | kr - |
| 9137 | v | 200 | 400 | kr - | kr - |
| Sum | | | | kr 630 000 | kr 602 000 |
| Differanse | kr 28 000 | | | | |

Som man ser i tabellen ovenfor er det svært lite forskjell i pris på transformatorer med og uten omkoblingsmulighet. Det vil derfor være naturlig at de syv transformatorene blir byttet til omkoblingsbare før nettet omgjøres til 22 kV, slik at de lett kan kobles om ved spenningsskifte. Dette vil gjøre arbeidet mye lettere den dagen høyspentnettet omgjøres til 22 kV og differansen på 28 000 kr vil dermed fort være spart inn.

5.3.2 Netbasanalyser

For å kunne sammenligne de ulike driftscenariene er det nødvendig å analysere disse i netbas. Dette vil gi et grunnlag for å sammenligne scenariene basert på last, spenningsfall og ledig kapasitet.

Nettdatafiler

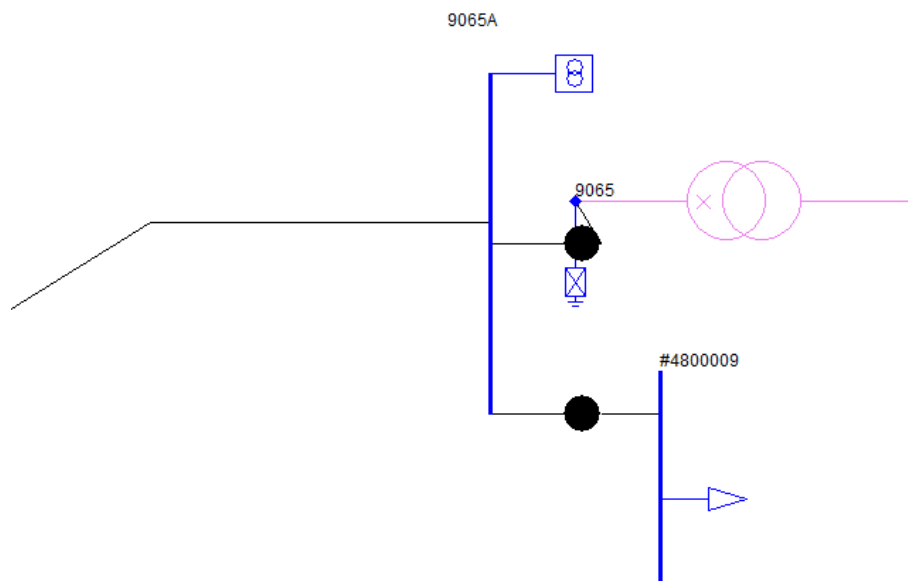
For å utføre analyser i netbas sin analyse modul er det hentet ut en fil fra nettplanleggings modulen hvor hele nettet fra Eidseter koblingsstasjon til Sekken er inkludert. Etersom store deler av nettet fra Eidseter koblingsstasjon til Sølernes er under ombygging når denne oppgaven blir skrevet, har denne filen blitt modifisert slik det ferdig ombygde nettet fra Eidseter til Sølernes vil se ut. Denne filen er utgangspunktet for alle beregninger i netbas. Denne filen ble utlevert av veileder hos Elinett.

Standard fil

For å kunne gjøre beregninger på filen ble det gjort noen standard endringer for å ta hensyn til fremtidige endringer og behov på Sekken.

Det er forventet at industrikunden på Sekken vil ha en effektøkning. Det legges dermed inn maksimal effekt på 3000 MW med en $\cos\phi$ på 0,97. Denne lasten er koblet på sjøkabelen direkte fra fastlandet og er ikke tilkoblet nettet på Sekken ved utregning av scenario 1 og 3.

For å simulere en eventuell fremtidig fergelading ble det lagt inn en last på 0,5 MW og -0,1 MVar. Denne lasten er tilkoblet til høyspentnettet ved bruk av en skillebryter slik at det kan gjøres analyse av nettet med og uten fergelading.



Figur 5.1: Viser hvordan lasten er koblet på nettet på fergekaia

Som beskrevet tidligere i oppgaven er det knyttet usikkerhet til sjøkablene til og fra Veøya. Det ligger en ny sjøkabel klar for tilkobling fra Veøya til Sekken. Dette er en 1x3x240 mm² TXRA og kabelverdiene er endret i analysefilen.

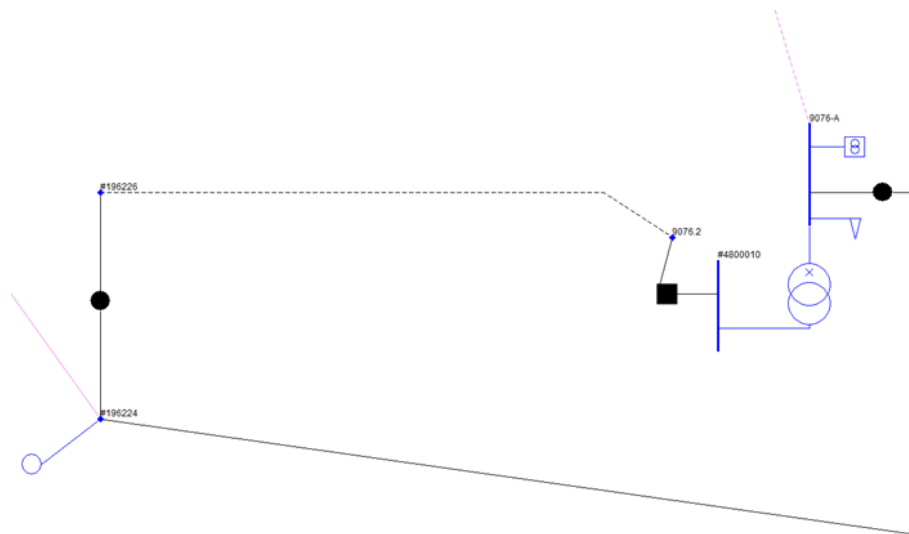
Scenario 1: 11 kV

For å utføre beregninger på scenario 1 er det ikke nødvendig å gjøre endringer på standardfilen som er opprettet. Dette scenarioet skal vise status på dagens nett uten at det blir gjort noen endringer.

Scenario 2: 11 kV med ring

Det er tatt utgangspunkt i filen fra scenario 1, men for å kunne analysere scenario 2 må det legges inn en transformator som forbinder sjøkabelen fra fastlandet og nettet på Sekken. Det er koblet inn en 22-11 kV transformator på sjøkabelen som er tilkoblet til det eksisterende nettet på Seterneset med en effektbryter. Skillebryteren

på Søllesnes kobles ut slik at nettet driftes via sjøkabelen fra Nesje.



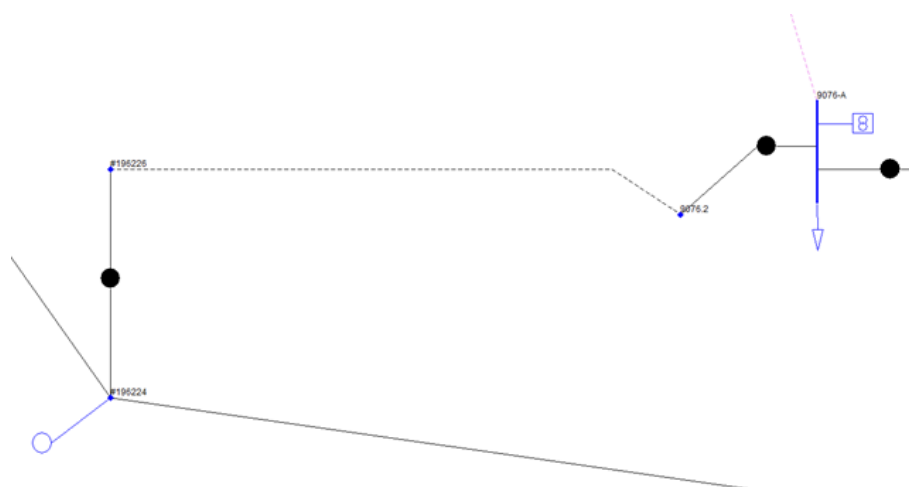
Figur 5.2: Scenario 2: Oppkobling av 22 til 11 kV transformator

Scenario 3: 22 kV

Dette scenarioet skal simulere dagens nett med en spenningsendring fra 11 til 22 kV. For å simulere dette må hele nettet på Sekken endre basisspenningen til 22 kV. Når dette er utført må reguleringstransformatoren på Søllesnes endres til 22-22 kV. For å drifte nettet på en høyere spenning vil det være nødvendig å skifte sjøkabelen fra Søllesnes til Veøya. Kabeldataen på denne sjøkabelen er endret til 1x3x95 mm² TXRA.

Scenario 4: 22 kV med ring

Ved endring av filen til scenario 4 er det tatt utgangspunkt i filen fra scenario 3. Det legges inn en skillebryter mellom sjøkabelen fra Nesje og det eksisterende nettet på Seterneset. Skillebryteren på Søllesnes kobles ut slik at nettet driftes via reserveforsyningen fra Nesje.



Figur 5.3: Scenario 4: Tilkobling av reserveforsyning sia skillebryter

Analyseverdier

Ved analyse av de ulike scenarioene er det hentet ut verdier fra simulering med tunglast og lettlast for å få frem forskjellene på sommer- og vinterlast. Vinterlasten er satt til 100% og sommerlasten til 20%.

Det er hentet ut spenning, strøm og nettap ved tre ulike lastscenarioer på alle de fire driftscenarioene. De tre ulike lastscenarioene er følgende; dagens last, dagens last med fergelading på 0,5 MW og maksimal last. For å finne den maksimale lasten er det lagt inn ulike laster for å se hvor mye de ulike driftscenarioene kan levere før årsvariasjonen blir for stor. Verdiene for strøm og spenning er hentet ut ved siste nettstasjon på nord- og sørsiden samt spenningen på Seterneset, hvor landtaket for sjøkabelen fra Nesje er, på scenario 2 og 4.

For å finne årsvariasjonen, og dermed se om nettet holder kravene, blir differansen mellom sommer- og vinterlast beregnet og gjort om til prosent. Det legges på 3% for spenningsbåndet i regulatoren. Denne prosentverdien skal være under 8% for å holde seg innenfor kravene.

I de økonomiske beregningene skal det regnes på tapskostnadene ved de ulike simuleringene. Verdiene for nettapet er hentet ut fra netbas ved bruk av analysemodulen. For å simulere nettapet er funksjonen «datasimulere ett år» benyttet. Det er hentet ut nettapet ved scenario 1 og 3 ettersom dette vil være normalfordelingen. Lasten er satt til tunglast ved utførelse av simuleringen. Verdiene for totalt tapet, maksimal energitap og brukstiden. Disse verdiene brukes deretter til å regne ut kostnaden for tapet i nettet.

For å kunne sammenligne resultatene for nettap i scenario 1 og 3 er det regnet ut en prosentvis endring. Denne endringen er regnet ut med følgende formel:

$$\frac{Nettap1 - Nettap3}{Nettap1} * 100 \quad (5.1)$$

Hvor nettap1 representerer verdien fra scenario 1 og nettap3 representerer scenario 3. Denne utregningen gir en prosentvis nedgang ved spenningsoppgradering og kan brukes for å sammenligne scenarioene.

5.3.3 Økonomi

Det er beregnet flere ulike kostnader for å få et bilde av de ulike kostnadene ved scenarioene.

Timesplanlegging

Planleggingen av de ulike arbeidsoperasjonene baserer seg på tidligere erfaringer og en tabell som Elinett har bruker ved noen av sine prosjekter. For å enkelt kunne ta en kalkyle på de ulike prosjektene er det laget en standard pris per komponent som skal byttes. Ved traversbytte er det antatt at bytte av travers med tilhørende isolatorer inngår i samme timesberegning. Det er tatt høyde for reisetid, forberedelser, etablering og avvikling av sikkerhetstiltak og utførelse av komponentbytte.

Hele beregningen baserer seg på timespriser på 800 kr for montører og 1000 kr for ingeniører. Prisene for gravemaskin og lastebil med mannskap er satt til 800 kr.

For bytte av transformator er det antatt at komponenten kan byttes en til en. Det er derfor ikke tatt høyde for at komponenter ikke passer sammen. Det er flere viktige scenarioer man burde se nærmere på dersom ombyggingen blir en realitet. Blant annet vil det være naturlig å sjekke at festemateriell i masten passer den nye komponenten og at alle tilkoblinger har tilstrekkelig lengde. Om avstandene i masten er innenfor alle krav, samt om det andre komponenter som mangler i masten.

Ved beregning av aggregatdrift ved vedlikehold og ombygging er det tiltenkt at nødvendige kunder på Sekken skal driftes på aggregat under perioden der linjen må være frakoblet. Det er tiltenkt at alt arbeid ved vedlikehold eller ombygging skal utføres innenfor arbeidstiden 08:00 til 15:30 i løpet av 5 arbeidsdager.

Det antas at kostnaden for planleggingen er lik 10% av totalsummen. Det legges på en kostnad på 15% av totalsummern for uforutsette kostnader.

Estimerte priser

For å kunne se på fire ulike driftsscenarioer kreves det en del planlegging og undersøkelser av ulike komponenter. Etersom dette krever store mengder med planlegging, er det beregnet estimerte priser på disse arbeidsoppdragene for å begrense arbeidsmengden i oppgaven. Disse estimatene er beregnet utifra tidligere utførte anlegg hos Elinett. Disse estimatene beskrives nedenfor.

For å kunne gjennomføre en økonomisk beregning av scenario 2 hvor sjøkabelen fra Nesje fungerer som en reserveforsyning, må det prosjekteres en nettstasjon med en 22 til 11 kV transformator. For å estimere prisen på dette er det tatt utgangspunkt i nettstasjonen som forsyner Sekken med 11 kV fra Søsnes. Denne nettstasjonen ble bygget i 2019, så det legges på en prisøkning på 20%. Den nye nettstasjonen på Sekken vil kreve en nettstasjon og et koblingsanlegg, en transformator, fjernstyring, montering og prosjektering. Ved å bruke den justerte prisen fra Søsnes havner nettstasjonen på 2,4 millioner kroner. Dette er vist i tabell 5.2.

Tabell 5.2: Estimert pris på etablering av 22 til 11 kV nettstasjon på Seterneset

| NS Sekken 11 kV | Pris 2019 | Justert pris |
|-------------------------------|--------------|--------------|
| Nettstasjon og koblingsanlegg | kr 1 000 000 | kr 1 200 000 |
| Transformator | kr 700 000 | kr 840 000 |
| Fjernstyring | kr 100 000 | kr 120 000 |
| Montering og prosjektering | kr 200 000 | kr 240 000 |
| Sum | kr 2 000 000 | kr 2 400 000 |

Ved prosjektering av scenario 2 og 4 er det nødvendig å se på ulike muligheter for å kunne benytte sjøkabelen fra Nesje til Sekken. Ettersom denne kabelen er betalt av en industrikunde og er dermed kundespesifikk. Denne industrienkunden er ikke koblet på nettet til Elinett på Sekken og har dermed ingen elektrisk reserveforsyning. Ved en reel utførelse av scenario 2 og 4 ville det vært naturlig å ta kontakt med industrien som eier kabelen. I denne oppgaven antas det at det er to muligheter: kjøpe seg inn i kabelen eller koble til industrien på nettet på Sekken slik at de har reserveforsyning. Videre i oppgaven antas det at Elinett må betale 0 kr for å benytte sjøkabelen som reserveforsyning om Elinett kan garantere reserveforsyning for industrien via Sølsnes.

Sjøkabelen fra Nesje er i dag driftet på 22 kV og det vil dermed kun være nødvendig med sammenkobling av nettet for å benytte denne som reservekabel i scenario 4. Det står i dag en nettstasjon på øyen som er betalt av industrien. Det antas at det koster 50 000 kr å koble seg til en celle i koblingsanlegget.

Ettersom sjøkabelen fra Sølsnes til Veøya er svært utsatt for vanntre, vil det være nødvendig å bytte denne ved ombygging til 22 kV. For å estimere en pris på dette er det benyttet et lignende anlegg. Det ble lagt en 240 mm² kabel med lengde 1,2 km i 2023. Ettersom det kun kreves en 95 mm² kabel vil det være noe billigere, men trasèen er 1,5 km som gjør den noe dyrere. Det antas at priser havner på omtrent det samme. Det prosjekteres derfor med en estimert pris 4,4 millioner kroner.

Tapskostnader

Tapskostnader i nettet inneholder en effektverdi og en energiverdi. Effektverdien sier noe om kapasiteten som tapet tar opp i nettet og kostnaden rundt dette. Ved høye tap i nettet vil det være nødvendig med høyere kraftproduksjon. I denne oppgaven vil det kun bli tatt hensyn til energiverdien og kostnaden nettselskapet vil få ved tap i nettet.

Ved beregning av kostnaden av nettapet er det tatt utgangspunkt i en pris på 1 kr/kWh. Nettapet er hentet ut fra netbas i MWh.

Avbruddskostnader

For å kunne danne et bilde av kostnadene ved et lengre avbrudd i nettet er det gjort kostnadsberegninger basert på et fiktivt scenario.

Scenarioet som det er tatt utgangspunkt i er følgende: Det er tatt utgangspunkt i et kabelhavari på sjøkabelen fra Sølsnes til Veøya som forsyner Sekken. Det er estimert at det vi ta to uker før ny sjøkabel er på plass via REN sin beredskapsavtale. Ettersom Sekken kun er forsynt fra en side, er det ikke mulig å forsyne øya med strøm fra en annen forsyning. Det vil derfor være nødvendig å drifte øya på aggregat frem til den nye sjøkabelen er installert. Det blir estimert at det vil ta 6 timer før montørene har fått koblet til et aggregat.

KILE

Kilekostnadene er en viktig del av økonomiutregningene for å kunne sammenligne de

ulike scenarioene. Kilekostnaden vil være lik for scenario 1 og 2 ettersom spenningsnivået ikke påvirker beregningene. Ved å finne kilekostnaden kan man sammenligne denne kostnaden opp mot kostnaden for etablering av en reserveforsyning.

Kilekostnadene i denne oppgaven har blitt utregnet ved bruk av netbas sin ”avbruddsrapportering” modul. Kilekostnadene vil være svært varierende etter når på året avbruddet finner sted. Det har blitt hentet ut kilekostnader ved ulike avbruddstidspunkter og deretter er det funnet en gjennomsnittlig kostnad. Det er hentet ut avbruddskostnader for dagens last med og uten tilleggslast på 0,5 MW.

Aggregatdrift

Aggregatkostnaden er beregnet med utgangspunkt i to driftsscenarioer. Ved dagens last er det beregnet at det er nødvendig med ett 500 kVA aggregat for å forsyne alle kundene. Dersom det blir etablert fergelading vil det være nødvendig med to 500 kVA aggregat. Det er tiltenkt at et aggregat forbruker 25 L/h og at dieselkostnaden ligger på 14 kr/L.

Det er beregnet at det trengs to montører for å koble opp aggregatet og at dette vil ta seks timer. Det er estimert 6 timer og to montører for å koble av aggregatet når sjøkabelen er operativ igjen.

For å drifte et aggregat i to uker er det nødvendig med tilsyn hver dag og dieselpåfylling. Det er estimert at dette vil ta 5 timer på grunn av fergeavgangene til Sekken. Det er beregnet at en montør skal utføre tilsyn og dieselpåfyll.

5.3.4 Nåverdiberegninger

Nåverdiberegningene er utført for å se kostnadsforskjellen på drift på 11 og 22 kV i nåverdi med ulike laster.

Det er lagt til grunn at nødvendig vedlikehold for drift på 11 kV utføres i 2024, men at ombyggingen til 22 kV ventes med i 10 år. Nåverdiberegningene er gjort med en rente på 4% og med et 10 års tidsperspektiv. Referanseåret er satt til 2024.

For å regne ut nåverdien er følgende formel brukt:

$$\frac{\text{Investering}}{(1 - \text{Rente})^n} \quad (5.2)$$

hvor n=Investeringsår-referanseår.

Totalkostnad

For å finne totalkostnadene for hvert scenario ble det laget en tabell per scenario som inkluderer alle de ulike kostnadene.

For scenario 3 og 4 er det viktig å merke seg at kostnaden for nødvendig vedlikehold skal regnes inn i totalkostnaden. Ombyggingskostnaden kommer i tillegg og representerer differansen mellom videre drift på 11 kV og ombygging til 22 kV.

For å kunne sammenligne de fire scenarioene ble kostnadene lagt inn i en felles kostnadstabell. Denne tabellen inneholder vedlikehold og ombyggingskostnader, tapskostnader, kile og driftskostnader. Når disse verdiene summeres vil man få et godt økonomisk grunnlag for sammenligning av kostnaden ved de ulike scenarioene.

5.3.5 Omkobling fra 11 til 22 kV

Ved et eventuelt skifte fra 11 til 22 kV vil det være nødvendig med en godt gjennomtenkt plan slik at kundene på Sekken blir minst mulig berørt samtidig som det utføres effektivt. Slik nettet på Sekken er bygd opp, er det mulig å koble ut nord- og sørsiden på ulike tidspunkter. Dette fører til at arbeidet kan deles opp i ulike dager på de to linjene.

Når det planlegges utkobling av kunder er det viktig å undersøke hvilke kunder som blir berørt og om disse kundene har spesielle behov. Ved utkobling av sørsiden av Sekken vil skolen og matbutikken bli berørt. Ved utkobling av nordsiden vil fergekaia bli berørt. Dette fører til at det er behov for aggregat ved utkobling av begge sider. For å undersøke om noen av kundene har spesielle behov er det vanlig prosedyre å sende ut en varsel om utkobling slik at kunder ved spesielle behov kan ta kontakt. Det er også et lovpålagt krav å varsle kunder ved planlagte utkoblinger minimum 2 dager før.[6]

Det mest effektive i dette tilfellet vil nok være å utføre alt arbeidet på frakoblet anlegg. Ved å bytte alle komponenter til komponenter godkjent for en merkespenning på 22 kV vil det være lett å koble om nettet til en høyere spenning. Linjen kan driftes videre på 11 kV frem til alle komponenter er byttet.

Når hele linjen er godkjent for 22 kV merkespenning kan spenningsendringen gjøres.. Trafoen på Søsnes må kobles om til 22 til 22 kV slik at det blir levert 22 kV ut til Sekken.

Som nevnt tidligere vil det mest effektive være å bytte de 7 transformatorene til omkoblingsbare før spenningsendringen gjøres. Det vil da være en lettere prosess å koble om fra 11 til 22 kV. Det er viktig at alle transformatorer blir koblet om til 22 kV før det settes spenning på nettet. Dette gjøres ved å vri om bryteren på lokket til trafoen fra 11 til 22 kV. Alle lavspenntilkoblinger skal være frakoblet ved omkoblingen. Når alle trafoer er koblet om til merkespenning 22 kV, kan man koble tilbake spenningen. På dette tidspunktet er det viktig at man måler spenningen på lavspenntavlen før lavspenntettet kobles på igjen.

Kapittel 6

Resultat

I dette kapitlet vil resultatet for alle beregninger og informasjonsinnhenting bli presentert.

6.1 Scenarioanalyser i netbas

I dette delkapitlet vil resultatene av netbas beregningene presenteres. Alle resultatene er presentert i en tabell for hvert scenario.

I de fire scenarioanalysene er det regnet ut en årsvariasjon under ulike driftsscenarioer. Årsvariasjonen skal være lavere enn 8%. Resultater under 8% er markert med grønt og resultater over 8% er markert med rødt.

6.1.1 Scenario 1

Resultatene for analysen av scenario 1 er vist i tabell 6.1. Den maksimale lasten scenario 1 kunne levere før årsvariasjonen ble for stor var 0,51 MW. Det er et lite avvik på årsvariasjonen på 0,01% som gjør at lasten er litt for stor.

Tabell 6.1: Netbas utregninger scenario 1

| | Scenario 1 | | |
|-------------------------|-------------|-----------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Spenning 20% last | | | |
| Nord | 10,952 | 10,876 | 10,875 |
| Sør | 10,944 | 10,911 | 10,91 |
| Seterneset | | | |
| Spenning 100% last | | | |
| Nord | 10,748 | 10,338 | 10,33 |
| Sør | 10,694 | 10,513 | 10,509 |
| Seterneset | | | |
| Ampere 20% last | | | |
| Sjøkabel | 6 | 11 | 11 |
| Ampere 100% last | | | |
| Sjøkabel | 27 | 55 | 56 |
| Nettap (MWh) | 131,269 | 283,41 | 288,116 |
| Spenningsbånd regulator | 3 % | 3 % | 3 % |
| Årsvariasjon HS-nett | | | |
| Nord | 4,86 % | 7,95 % | 8,01 % |
| Sør | 5,28 % | 6,65 % | 6,68 % |
| Seterneset | | | |

Ved å studere resultatene i tabellen kan man se at spenningen går ned når det legges på en ekstra last for å simulere en fremtidig fergelading. Resultatene for årsvariasjon viser at dagens nettet på Sekken vil tåle en lasten i de ulike lastscenarioene. Nettapet ser man som forventet vil stige ved høyere last.

6.1.2 Scenario 2

Resultatene for scenario 2 er vist i tabellen under. I dette scenarioet er nettet forsynt via reserveforsyning med sjøkabel fra Nesje. Denne sjøkabelen har allerede en stor industrikunde som har normalforsyning via denne sjøkabelen.

Tabell 6.2: Netbas utregninger scenario 2

| | Scenario 2 | | |
|-------------------------|-------------|-----------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Spenning 20% last | | | |
| Nord | 11,076 | 11,057 | 11,057 |
| Sør | 11,03 | 11,018 | 11,019 |
| Seterneset | 22,153 | 22,13 | 22,131 |
| Spenning 100% last | | | |
| Nord | 10,482 | 10,374 | 10,372 |
| Sør | 10,216 | 10,141 | 10,14 |
| Seterneset | 21,083 | 20,949 | 20,947 |
| Ampere 20% last | | | |
| Sjøkabel | 18 | 21 | 21 |
| Ampere 100% last | | | |
| Sjøkabel | 98 | 112 | 112 |
| Nettap (MWh) | | | |
| Spenningsbånd regulator | 3% | 3 % | 3 % |
| Årsvariasjon HS-nett | | | |
| Nord | 8,36% | 9,18 % | 9,20 % |
| Sør | 10,38% | 10,96 % | 10,98 % |
| Seterneset | 7,83% | 8,34 % | 8,35 % |

Ut ifra tabellen kan man lese at spenningen holder seg på et akseptabelt nivå ved sommerlast, men at spenningen blir for lav på alle områder ved vinterlast.

6.1.3 Scenario 3

Resultatene for scenario er vist i tabell 6.3. Den maksimale lasten for scenarioet ble satt til 3,4 MW.

Tabell 6.3: Netbas utregninger scenario 3

| | Scenario 4 | | |
|-------------------------|-------------|-----------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Spenning 20% last | | | |
| Nord | 21,988 | 21,955 | 21,758 |
| Sør | 21,988 | 21,976 | 21,905 |
| Seterneset | | | |
| Spenning 100% last | | | |
| Nord | 21,905 | 21,736 | 20,676 |
| Sør | 21,883 | 21,823 | 21,432 |
| Seterneset | 21,083 | 20,949 | 20,947 |
| Ampere 20% last | | | |
| Sjøkabel | 6 | 8 | 22 |
| Ampere 100% last | | | |
| Sjøkabel | 13 | 27 | 110 |
| Nettap (MWh) | 98,366 | 129,503 | 974,234 |
| Spenningsbånd regulator | 3% | 3 % | 3 % |
| Årsvariasjon HS-nett | | | |
| Nord | 3,38 % | 4,00% | 7,97% |
| Sør | 3,48% | 3,70 % | 5,16 % |
| Seterneset | | | |

Resultatene som er presentert i tabell 6.3 viser at det er liten forskjell på spenningsfallet med og uten etablering av fergelading. Det kan hentes ut en maksimal last på 3,4 MW før årsvariasjonen overstiger kravet. Alle scenarioer holdes seg innenfor en akseptabel årsvariasjon.

6.1.4 Scenario 4

Dette scenarioet simulerer at Sekken driftes gjennom reserveforsyning fra sjøkabelen fra Nesje med 22 kV.

Tabell 6.4: Netbas utregninger scenario 4

| | Scenario 4 | | |
|-------------------------|-------------|-----------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Spenning 20% last | | | |
| Nord | 22,183 | 22,157 | 21,245 |
| Sør | 22,175 | 22,152 | 21,354 |
| Seterneset | 22,184 | 22,161 | 22,029 |
| Spenning 100% last | | | |
| Nord | 21,113 | 20,968 | 20,057 |
| Sør | 20,999 | 20,871 | 20,061 |
| Seterneset | 21,121 | 20,993 | 20,193 |
| Ampere 20% last | | | |
| Sjøkabel | 19 | 22 | 38 |
| Ampere 100% last | | | |
| Sjøkabel | 96 | 110 | 198 |
| Nettap (MWh) | | | |
| Spenningsbånd regulator | 3 % | 3 % | 3% |
| Årsvariasjon HS-nett | | | |
| Nord | 3,38 % | 4,00% | 7,97% |
| Sør | 3,48% | 3,70 % | 5,16 % |
| Seterneset | | | |

Det kan leses ut ifra tabell 6.4 at årsvariasjonene er i nærheten av kravet ved drift av dagens last. Ved å etablere fergelading eller utnyttelse av maksimal lasten hentet fra scenario 3 (3,4 MW) vil årsvariasjonen overstige grensen på 8 ved alle tre målingspunkter.

6.1.5 Prosentvis nedgang nettap

I tabell 6.5 er det resultater på utregningen av prosentvis nedgang av nettapet ved spenningsoppgradering.

Tabell 6.5: Prosentvis nedgang i nettap ved spenningsoppgradering

| | |
|--------------------|------|
| Nettap dagens last | 25 % |
| Nettap med ferge | 54 % |

Resultatene i tabell 6.5 viser at nettapet går ned med 25% ved dagens last og 54% ved etablering av fergelading.

6.2 Økonomi

I dette delkapittelet blir resultatene fra de økonomiske beregningene fremlagt.

6.2.1 Materialkostnader

Tabell 6.6 viser de bergnede kostnadene for material som trengs ved vedlikehold av 11 kV linjen.

Tabell 6.6: Materilliste 11 kV

| Komponent | El-nummer | Enhetspris | Antall | Sum |
|----------------------|-----------|------------|--------|------------|
| Strekkisolator (H) | 2861740 | kr 1 121 | 33 | kr 37 007 |
| Piggisolator(E-mast) | 2861513 | kr 1 865 | 42 | kr 78 343 |
| Avsp. Klemmer | 2883161 | kr 501 | 33 | kr 16 534 |
| Toppbensel 16 | 2853001 | kr 127 | 36 | kr 4 574 |
| Sidebensel 16 | 2853009 | kr 146 | 6 | kr 876 |
| TF215S (H) | 2836874 | kr 3 826 | 6 | kr 22 955 |
| TE15S (E-mast) | 2836872 | kr 3 234 | 10 | kr 32 345 |
| T215S (H) | 2836877 | kr 2 265 | 3 | kr 6 794 |
| Bøyle ensidig | 2836860 | kr 965 | 6 | kr 5 791 |
| Fasefeste | 2836861 | kr 1 583 | 6 | kr 9 498 |
| Piggfeste | 2836835 | kr 262 | 6 | kr 1 571 |
| Stolpe | | kr 5 500 | 7 | kr 38 500 |
| Sum | | | | kr 254 788 |

Tabell 6.7 viser de beregnede kostnadene for material som trengs ved ombygging til 22 kV merkespenning.

Tabell 6.7: Materialiste 22 kV

| Komponent | El-nummer | Enhetspris | Antall | Sum |
|-----------------------|-----------|------------|--------|-------------------|
| Strekisolator (H) | 2861740 | kr 1 121 | 6 | kr 6 729 |
| Piggisolator (E-mast) | 2861513 | kr 1 865 | 60 | kr 111 919 |
| Avsp. Klemmer | 2883161 | kr 501 | 3 | kr 1 503 |
| Toppbensenl 16 | 2853001 | kr 127 | 54 | kr 6 861 |
| Sidebensenl 16 | 2853009 | kr 146 | 6 | kr 876 |
| TF215S (H) | 2836874 | kr 3 826 | 0 | kr - |
| TE15S (E-mast) | 2836872 | kr 3 234 | 10 | kr 32 345 |
| T215S (H) | 2836877 | kr 2 265 | 4 | kr 9 059 |
| Bøyle ensidig | 2836860 | kr 965 | 0 | kr - |
| Fasefeste | 2836861 | kr 1 583 | 0 | kr - |
| Piggfeste | 2836835 | kr 262 | 0 | kr - |
| Stolpe | | kr 5 500 | 0 | kr - |
| Trafo (11/22-230) | | kr 90 000 | 5 | kr 450 000 |
| Trafo(11/22-400) | | kr 90 000 | 2 | kr 180 000 |
| Sum | | | | kr 799 291 |

6.2.2 Arbeidskostnader

Dette delkapittelet vil vise resultatet av arbeidskostnadene som er beregnet. Det er beregnet arbeidskostnader for utførelse av nødvendig vedlikehold av 11 kV nettet vist i tabell 6.8 samt kostnadene for ombyggingen som må gjøres ved spenningsoppgradering til 22 kV vist i tabell 6.9.

Tabell 6.8: Arbeidskostnad 11 kV

| Arbeidsoppgave | Timepris | Antall timer | Antall gjøremål | Kostnad |
|------------------------|----------|--------------|-----------------|-------------------|
| Planlegging | | | | |
| Ingeniør | 1000 | 50 | | kr 50 278 |
| Gjennomføring | | | | |
| Oppfølging | kr 800 | 7,5 | 8 | kr 48 000 |
| Opprigging | kr 800 | 20 | 1 | kr 16 000 |
| Transport | kr 800 | 7,5 | 4 | kr 24 000 |
| Kobling/omkobling nett | kr 800 | 3 | 5 | kr 12 000 |
| Stolpereis | | | | |
| Montører | kr 800 | 15 | 7 | kr 84 000 |
| Gravemaskin | kr 800 | 7,5 | 7 | kr 42 000 |
| Traversbytte | | | | |
| Montører | kr 800 | 5 | 19 | kr 76 000 |
| Isolatorbytte | | | | |
| Montører | kr 800 | 2 | 2 | kr 3 200 |
| Aggregat | | | | |
| Diesel | kr 350 | 16 | 5 | kr 28 000 |
| Kobling av aggregat | kr 800 | 10 | 2 | kr 16 000 |
| Tilsyn/påfylling | kr 800 | 2 | 5 | kr 8 000 |
| Opprydning | | | | |
| Montør | kr 800 | 100 | 1 | kr 80 000 |
| Sum | | | | kr 437 200 |
| Uforutsett 15% | | | | kr 65 580 |
| Totalkostnad | | | | kr 502 780 |

Tabell 6.9: Arbeidskostnad for ombygging til 22 kV

| Arbeidsoppgave | Timepris | Antall timer | Antall | Kostnad |
|----------------------------|----------|--------------|--------|-------------------|
| Planlegging | | | | |
| Ingeniør | 1000 | 47,4 | | kr 47 430 |
| Gjennomføring | | | | |
| Oppfølging | kr 800 | 7,5 | 8 | kr 48 000 |
| Opprigging | kr 800 | 20 | 1 | kr 16 000 |
| Transport | kr 800 | 7,5 | 4 | kr 24 000 |
| Kobling/omkoblingnett | kr 800 | 3 | 5 | kr 12 000 |
| Stolpereis | | | | |
| Montører | kr 800 | 15 | 7 | kr 84 000 |
| Gravemaskin | kr 800 | 7,5 | 7 | kr 42 000 |
| Bytte transformator | | | | |
| Montører | kr 800 | 7 | 1 | kr 5 600 |
| Lastebil med kran | kr 800 | 3,5 | 1 | kr 2 800 |
| Traversbytte | | | | |
| Montører | kr 800 | 5 | 14 | kr 56 000 |
| Isolatorbytte | | | | |
| Montører | kr 800 | 2 | 24 | kr 38 400 |
| Oppdatere vernplan | | | | |
| Montører | kr 800 | 7,5 | 1 | kr 6 000 |
| Ingeniør | kr 1 000 | 7,5 | 1 | kr 7 500 |
| Aggregat | | | | |
| Diesel | kr 350 | 16 | 5 | kr 28 000 |
| Kobling av aggregat | kr 800 | 10 | 2 | kr 16 000 |
| Tilsyn/påfylling | kr 800 | 2 | 5 | kr 8 000 |
| Opprydning | | | | |
| Montør | kr 800 | 100 | 1 | kr 80 000 |
| Sum | | | | kr 474 300 |
| Uforutsett 15% | | | | kr 71 145 |
| Totalkostnad | | | | kr 545 445 |

6.2.3 Estimerte priser

Det er estimert priser for utbedringer som er nødvendig for de ulike driftsscenarioene. Disse estimatene er beskrevet i kapittel 5.3.3. Tabell 6.10 viser en oversikt over de estimerte prisene

Tabell 6.10: Estimerte priser på prosjekter

| Prosjekt | Priser |
|--------------------------------|-----------------|
| Estimat NS 11-22 | kr 2 400 000,00 |
| Kjøpe inn NS 22-22 | kr 50 000,00 |
| Kjøpe inn i kabel | kr - |
| Estimat sjøkabel sølsnes-veøya | kr 4 400 000,00 |

6.2.4 Tapskostnader

Tabell ?? viser de beregnede verdiene for tapskostnadene i nettet ved driftsscenario 1 og 3. Det er tatt beregninger for tapskostnadene ved tre ulike lastscenarier i hvert driftsscenario.

Tabell 6.11: Tapskostnad

| | Scenario 1 | | | Scenario 3 | | |
|----------------|-------------|------------|---------------|-------------|------------|---------------|
| | Dagens last | Med ferge | Maksimal last | Dagens last | Med ferge | Maksimal last |
| Nettap (MWh) | 131,269 | 283,41 | 288,166 | 98,366 | 129,503 | 974,234 |
| Kroner per kWh | kr 1 | kr 1 | kr 1 | kr 1 | kr 1 | kr 1 |
| Sum | kr 131 269 | kr 283 410 | kr 288 166 | kr 98 366 | kr 129 503 | kr 974 234 |

6.2.5 Avbruddskostnader

I dette delkapittelet vil resultatene for kostnadberegningen ved et avbrudd i to uker bli presentert. Det er gjort beregninger av en gjennomsnittlig pris på KILE og en kostnad på aggregatdrift i to uker.

KILE

Det er hentet ut syv ulike kilekostnader fordelt over ulike tider på døgnet, året og måneden. Det er tatt et gjennomsnitt av disse kostnadene for å danne en estimert KILE-kostnad. Det er beregnet en kildekostnad for dagens last som er vist i tabell ?? og kilekostnadene ved etablert fergelading vist i tabell 6.13.

Tabell 6.12: Kilekostnader med dagens last

| Med ferge | Dag | Utkobling | Innkobling | kWh | Total |
|---------------------|---------|-----------|------------|--------|-----------|
| 12.apr | Fredag | 10 | 16 | 1643 | kr 82 805 |
| 08.jan | Mandag | 10 | 16 | 1879,8 | kr 92 602 |
| 08.jun | Lørdag | 10 | 16 | 1099,9 | kr 43 078 |
| 08.sep | Søndag | 10 | 16 | 1264,9 | kr 28 999 |
| 08.sep | Søndag | 22 | 4 | 1048 | kr 24 790 |
| 24.des | Tisdag | 14 | 20 | 1866,8 | kr 43 608 |
| 13.feb | Tirsdag | 7 | 13 | 1983 | kr 95 393 |
| Gjennomsnitt | | | | | kr 58 754 |

Tabell 6.13: Kilekostnader med ferge

| Med ferge | Dag | Utkobling | Innkobling | kWh | Total |
|---------------------|---------|-----------|------------|------------|------------|
| 12.apr | Fredag | 10 | 16 | 3706 | kr 120 961 |
| 08.jan | Mandag | 10 | 16 | 4629,8 | kr 143 477 |
| 08.jun | Lørdag | 10 | 16 | 2337,4 | kr 65 972 |
| 08.sep | Søndag | 10 | 16 | 2914,9 | kr 59 524 |
| 08.sep | Søndag | 22 | 4 | 2188 | kr 45 880 |
| 24.des | Tisdag | 14 | 20 | 4408 | kr 90 621 |
| 13.feb | Tirsdag | 7 | 13 | 4666,7 | kr 145 042 |
| Gjennomsnitt | | | | 3550,11429 | kr 95 925 |

Aggregatdrift

I tabell 6.14 og tabell 6.15 er det resultatet av kostnadsberegningen av aggregatdrift i 2 uker. Tabell 6.14 viser kostnaden ved drift av ett aggregat i to uker.

Tabell 6.14: Aggregat-dagens last

| Arbeidsoppgave | Timepris | Antall timer | Antall gjøremål | Kostnad |
|---------------------|----------|--------------|-----------------|------------|
| Diesel | kr 350 | 336 | 1 | kr 117 600 |
| Kobling av aggregat | kr 800 | 24 | 1 | kr 19 200 |
| Tilsyn/påfylling | kr 800 | 5 | 14 | kr 56 000 |
| Sum | | | | kr 192 800 |

Tabell 6.15 viser kostnaden ved drift av to aggregat i to uker.

Tabell 6.15: Aggregat-med ferge

| Arbeidsoppgave | Timepris | Antall timer | Antall gjøremål | Kostnad |
|---------------------|----------|--------------|-----------------|------------|
| Diesel | kr 350 | 336 | 2 | kr 235 200 |
| Kobling av aggregat | kr 800 | 28 | 1 | kr 22 400 |
| Tilsyn/påfylling | kr 800 | 5 | 14 | kr 56 000 |
| Sum | | | | kr 313 600 |

Total avbruddskostnad

I tabell 6.16 er det en oversikt over kostnaden ved det gitte avbruddsscenarioet.

Tabell 6.16: Avbruddskostnader

| | Uten ferge | Med ferge |
|-----------------|------------|------------|
| KILE | kr 58 754 | kr 95 925 |
| Aggregat | kr 192 800 | kr 313 600 |
| Sum | kr 251 554 | kr 409 525 |

6.2.6 Scenario 1

I tabell 6.17 vises en oversikt over kostnaden for å utføre nødvendig vedlikehold av linjen ved videre drift på 11 kV.

Tabell 6.17: Scenario 1

| | Pris |
|------------------|------------|
| Materiell | kr 254 788 |
| Timer | kr 502 780 |
| Sum | kr 757 568 |

6.2.7 Scenario 2

I tabell 6.18 er det en oversikt over prisen for etablering av reserveforsyning via Neje og utførelse av nødvendig vedlikehold for videre drift på 11 kV.

Tabell 6.18: Scenario 2

| | Pris |
|-------------------------|--------------|
| Materiell | kr 254 788 |
| Timer | kr 502 780 |
| Etablering av NS | kr 2 400 000 |
| Sum | kr 3 157 568 |

6.2.8 Scenario 3

Tabell 6.19 er en oversikt over utgiftene ved overgang til drift på 22 kV. Det er prisen på nødvendig vedlikehold av linjen samt kostnaden for ombygginger som er nødvendig for spenningsøkningen.

Tabell 6.19: Scenario 3

| | Pris |
|-------------------------------|--------------|
| Materiell | kr 724 291 |
| Timer | kr 545 445 |
| Sjøkabel Sølsnes-Veøya | kr 4 400 000 |
| Vedlikehold av nettet | kr 757 568 |
| Sum | kr 6 427 304 |

6.2.9 Scenario 4

Tabell 6.20 tar for seg utgiftene ved å etablere reserveforsyning via Nesje samt endre spenningsnivå til 22 kV.

Tabell 6.20: Scenario 4

| | Pris |
|-------------------------------|--------------|
| Materiell | kr 724 291 |
| Timer | kr 545 445 |
| Sjøkabel Sølsnes-Veøya | kr 4 400 000 |
| Vedlikehold av nettet | kr 757 568 |
| Etablering av ring | kr 50 000 |
| Sum | kr 6 477 304 |

6.2.10 Nåverdiberegninger

I tabell 6.21 er resultatet av nåverdiberegningene presentert.

Tabell 6.21: Nåverdiberegninger for 10 år med en rente på 4%

| Nåverdi | Sum |
|---------------------|-----------------|
| 11 kV (dagens last) | kr 1 195 978,18 |
| 11 kV (med ferje) | kr 2 582 118,97 |
| 22 kV (dagens last) | kr 896 202,37 |
| 22 kV (med ferje) | kr 1 179 888,34 |

6.2.11 Totalkostnader

Tabell 6.22 viser en oversikt over alle relevante økonomiske beregninger som er foretatt.

Tabell 6.22: Totale kostnader for scenario 1 og 3

| | Scenario 1 | Scenario 3 | |
|-----------------------------------|--------------|--------------|-------------------|
| Vedlikehold | kr 757 568 | kr 757 568 | |
| Ombygging | kr - | kr 5 744 736 | |
| Nåverdi tapskostnad (dagens last) | kr 1 195 978 | kr 896 202 | |
| Nåverdi tapskostnad (med ferje) | kr 2 582 119 | kr 1 179 888 | |
| Kile | kr 251 554 | kr 251 554 | |
| Kile | kr 409 525 | kr 409 525 | Differanse |
| SUM (dagens last) | kr 2 205 100 | kr 7 650 060 | kr 5 444 960 |
| SUM (med ferje) | kr 3 749 212 | kr 8 091 718 | kr 4 342 505 |

Kapittel 7

Diskusjon

7.1 Scenarioanalyser i netbas

For å kunne gjøre opp en formening om hvilken av scenarioene som vil være den beste løsningen må de analyseres og sammenlignes.

7.1.1 Spenningskvalitet

Ved å sammenligne resultatene fra scenario 1 og 3 i tabell 6.1 og tabell 6.3 kan man se at begge scenarioer klarer å drifte nettet ved etablering av fergelading på Sekken. Ved videre drift på 11 kV vil nettet være tilnærmet maksimalbelastet ved etablering av fergelading. Det er viktig å legge merke til at årsvariasjonen oversiger 8% ved en tilleggslast på 1000 kW mer enn fergeladingen. Dette gjør at nettet blir veldig hardt belastet ved etablering av fergelading på øya og hindrer dermed muligheten for nye etableringer eller lastøkninger ved drift på 11 kV.

Ved testing av maksimal last fant man ut at nettet kunne tåle en ekstra belastning på 3,4 MW ved spenningsoppgradering til 22 kV. Reguleringsstransformatoren på Søsnes har 2 MW i kapasitet. Sekken krever omtrent 0,5 MW, så den maksimale lasten nettet kan levere i dag er ved en tilleggslast på 1,5 MW. Ved etablering av kunderforhold med høyere forbruk vil det være nødvendig å skifte til en reguleringstransformator med høyere kapasitet. Elinett planlegger utifra en maksimalbelastning på 80% på transformatorer. Dette fører til en maksimalt effektuttak på 1,6 MW.

Det er viktig at spenningen på Seternes opprettholdes slik at industrikunden ikke blir påvirket av reserveforsyningen. I tabellen kan man se at spenningen ligger litt lavt ved tunglast.

7.1.2 Nettap

Tabell 6.5 viser at det er 54% mindre nettap ved drift på 22 kV ved etablering av en fremtidig fergelading og 25% mindre nettap ved dagens last. Etersom tapet består av en effektverdi og en energiverdi. Effektverdien tar opp kapasitet i nettet. Ved høyt tap i nettet vil det kunne bli nødvendig å produsere mer energi. Utbygging av nye kraftverk vil kunne ha en negativ påvirkning på miljøet og det vil føre til

økonomisk belastning.

7.1.3 Reserveforsyning

Selvom resultatene i tabell 6.2 og tabell 6.4 viser at nettet ikke holder mål ved en reserveforsyning via sjøkabelen fra Nesje, er det fortsatt en vurdering som må tas hensyn til. En reserveforsyning kan være svært betydningfull ved en feilsituasjon på hele eller deler av Sekken. Selvom nettet ikke vil tåle en reserveforsyning av øya ved full last, kan det være muligheter for å forsyne deler av øya via sjøkabelen og bruke aggregat på andre deler.

Ved å se på tabellene med resultatene fra scenarioanalysene kan man se at spenningen ved sommerlast er høyere ved forsyning via reservekabel enn ved normalfordelingen. Det vil derfor være mulig å forsyne øya via reserveforsyningen i store deler av året.

Ved beregning av årsvariasjoner kan det bli gjort unntak ved planlegging av reserveforsyning. Det er muligheter for å justere spenningen i nettet ved å bruke eksisterende kondensatorbatterier i foranliggende nett. Det vil også være mulig å trinne opp transformatorer i en periode hvor reserveforsyningen må benyttes.

7.2 Økonomi

De økonomiske beregningene skal gi et bilde av de ulike investeringskostnadene ved hvert scenario. Resultatene for alle verdiene må sammenlignes for å se det store bildet.

7.2.1 Spenningsoppgradering

Alle de økonomiske beregningene som er utført er samlet inn i tabell 6.22 som viser oversikten over kostnader for scenario 1 og 2. Denne tabellen gir grunnlaget for å sammenligne de to alternativene.

Differansen på totalkostnaden er betydelig. Ved å se på tabell 6.19 kan man se at den store forskjellen på totalsummen er utskifting av sjøkabelen fra Sølsnes til Veøya. Dette er en kabel som Elinett har svært lite informasjon om og det er derfor vanskelig å anslå levetid og tilstand på. Det kan tenkes at denne kabelen uansett må skiftes ut på et tidspunkt, men det er vanskelig å anslå når dette blir nødvendig.

Om man tar det i betraktning at sjøkabelen uansett må byttes på et tidspunkt vil scenario 3 lønne seg økonomisk ved etablering av fergelading. Dette kan man lese ut av tabell 6.22 ved å ta differansen og trekke fra 4,4 millioner som sjøkabelen koster.

7.2.2 Etablering av reserveforsyning

Det har blitt gjort økonomiske beregninger for å se på muligheten til å opprette en reserveforsyning via sjøkabelen som går fra Nesje til Sekken.

Kostnaden for å etablere reservestrøm i scenario 2 havner på 2,4 millioner. Det må settes

Kostnaden for å etablere reservestrøm i scenario 4 kommer på 50 tusen kroner. Dette er en lav kostnad for etablering ettersom alt er tilrettelagt for en tilkobling fra før.

7.3 Sammenstilling

Når man ser på både det økonomiske og scenarioanalysene vil man få et helhetlig bilde.

Dersom det ikke er tiltenkt store effektøkninger vil det ikke være noe problem å drifte nettet videre på 11 kV. Kostnaden for vedlikeholdet av linjen er betraktelig lavere enn ved scenario 3. Slik lastnivået på Sekken er nå vil det være rom for en lastøkning på 0,51 MW ved videre drift på 11 kV.

Derfor det er tiltenkt store effektøkninger vil det bli mer aktuelt å foreta en spenningsoppgradering. Ved videre drift på 11 kV er det lite rom for effektøkninger og den årlige tapskostnaden er betydelig høyere enn ved drift på 22 kV. Ved etablering av fergelading vil den årlige tapskostnaden være mer en halvert ved drift på 22 kV.

Ved videre drift slik nettet er nå vil det være mulig å levere omtrent 1 MW. Reguleringstransformatoren på Sølsnes setter begrensningen til 1,6 MW. For å kunne ta ut den fulle effektkapasiteten ved drift på 22 kV vil det være nødvendig å sette inn en reguleringstransformator med høyere kapasitet.

Etablering av reserveforsyning har en svært lav kostnad for scenario 4 og vil gjøre driftssikkerheten betydelig bedre. Selvom årsvariasjonen overstiger anbefalte verdier vil det uansett være gunstig å etablere reserveforsyning ved drift på 22 kV.

Kostnaden for etablering av reserveforsyning for scenario 2 er betydelig høyere. Tatt i betraktning kostnaden for etablering og driftfordelene er det ikke lønnsomt å etablere reserveforsyning ved videre drift på 11 kV. Kostnaden er såpass stor at det da burde vurderes å gjøre en spenningsoppgradering til 22 kV istedenfor.

Kapittel 8

Konklusjon

Tatt de økonomiske beregningene og scenarioanalysene i betrakning vil det være mulig å konkludere med hva som er den beste løsningen for Elinett.

Dersom det ikke planlegges en effektøkning på Sekken vil det være mest gunstig for Elinett å drifte nettet videre på 11 kV uten etablering av reserveforsyning. Avbruddskostnaden ved dagens last er vist i tabell 6.16. Kostnaden er rundt 250 tusen kroner ved utfall av sjøkabelen fra Sølsnes til Veøya ettersom Elinett er en del av REN sin sjøkabelberedskap[28]. Denne kostnaden er liten i forhold til kostnaden for å etablere reserveforsyning. Kostnaden for dette er vist i tabell 6.18 og havner på 2,4 millioner kroner.

Ved en planlagt effektøkning på Sekken vil det være anbefalt å utføre en spenningsoppgradering ettersom kapasiteten er liten ved videre drift på 11 kV. Nettapet vil synke betraktelig ved en spenningsoppgradering og kapasiteten vil øke til 3,4 MW istedenfor 1 MW. Denne kapasiteten er tatt i betraktning at reguleringstransformatoren kan byttes ved behov. Ettersom kostnaden for etablering av reserveforsyning kommer på 50 tusen kroner ved scenario 4 vil det være naturlig at dette utføres. Denne kostnaden vises i tabell 6.20.

Bibliografi

- [1] E. AS. “Hvem er Elinett?” (2024), adresse: <https://www.elinett.no/om-oss>.
- [2] S. Utviklingsbyrå. “Sekken.” (2021), adresse: <https://sekken.no/>.
- [3] Morotur.no. “Sekken rundt.” (2020), adresse: <https://www.morotur.no/tur/Sekken-rundt>.
- [4] E. AS. “Proff.” (2024), adresse: <https://www.elinett.no/proff>.
- [5] nve.no. “Forskrift om leveringskvalitet.” (2023), adresse: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/leveringskvalitet/forskrift-om-leveringskvalitet/>.
- [6] Lovdata. “Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.” (2024), adresse: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
- [7] Norgesnett. “Kraftsystemmodellen.” (2024), adresse: <https://norgesnett.no/norgesnett/kraftsystemmodellen-2/>.
- [8] Energifaktanorge. “Strømnettet.” (2024), adresse: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>.
- [9] NVE. “Samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak-Overføringstap.” (2024), adresse: <https://veiledere.nve.no/samfunnsokonomiske-analyser-av-nettiltak/verdsettelse-av-virkninger/overforingstap/>.
- [10] Norgesnett. “Nettap - Hva er nettap?” (2024), adresse: <https://norgesnett.no/kunde/hva-er-nettap/>.
- [11] B. N. T. M. L. Kolstad. “Spenningsregulering i nett med distribert produksjon.” (2017), adresse: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/open/5c33d107-6516-453b-bdb7-8dc6c012a9d0?filename=2017-00882%5C%20-%5C%20Spenningsregulering%5C%20i%5C%20nett%5C%20med%5C%20distribuert%5C%20produksjon.pdf>.
- [12] DSB. “Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg.” (2006), adresse: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/veiledning-til-forskrift/veiledning-til-forskrift-om-elektriske-forsyningsanlegg/#hoyspenningsinstallasjoner>.
- [13] M. G. Morten Særen. “Systemjording-Spolejording.” (2017), adresse: <https://www.nve.no/Media/6461/studentrapport-systemjording.pdf>.
- [14] O. A. Øvrebø. “Norges utslipp.” (2023), adresse: <https://www.energiogklima.no/klimavakten/norges-utslipp>.

- [15] Miljødirektoratet. “Utslipp av klimagasser i kommuner og fylker.” (2024), adresse: <https://www.miljodirektoratet.no/klimagassutslipp-kommuner?area=10007§or=5>.
- [16] P.-A. T. E. Røsten. “Høring av krav om nullutslipp av klimagasser fra ferjer og hurtigbåter.” (2023), adresse: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-av-krav-om-nullutslipp-av-klimagasser-fra-ferjer-og-hurtigbater/id2975642/?expand=horingsbrev>.
- [17] NVE. “KILE - kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi.” (2021), adresse: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-oekonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>.
- [18] Lovdata. “Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.” (2023), adresse: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/>.
- [19] K. Saugstad. “Transformator.” (2023), adresse: <https://snl.no/transformator>.
- [20] N. transformator AS. “Om kobbelbare Transformatorer.” (), adresse: <https://www.nortrafo.no/default.asp?Mode=Meny&HovedMenyId=107&UnderMenyId1=131&ThisMenyId=188>.
- [21] M. L. Kolstad. “Bruk av fordelingstransformator med automatisk trinnkobler.” (2017), adresse: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/open/418352d7-3cb0-4154-9c2e-65c60a239798?filename=2017-00585%5C%20-%5C%20Bruk%5C%20av%5C%20fordelingstransformator%5C%20med%5C%20automatisk%5C%20trinnkobler.pdf>.
- [22] Miljødirektoratet. “Kreosot - spørsmål og svar.” (2023), adresse: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/kjemikalier/kreosot-sporsmal-svar/>.
- [23] S. Suecia. “RVP Repellent - Fremtidens stolpe.” (2024), adresse: <https://www.stabsuecia.no/rvp-repellent-fremtidens-stolpe/>.
- [24] REN. “9024.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/innlogget/renblad-html/9024>.
- [25] REN. “Om REN.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/om-oss/om-ren>.
- [26] R. S. Energi. “Planbok.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/tjenester/planbok>.
- [27] REN. “Beredskap.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/beredskap>.
- [28] REN. “Sjøkabel.” (2024), adresse: <https://www.ren.no/beredskap/sjokabel>.
- [29] R. SINTEF. “Planleggingsbok for kraftnett - tapskostnader.” (2021), adresse: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/fef/2373b1ba-b807-4470-b36f-8bf89742ed2a?filename=Tapskostnader.pdf>.

Tillegg A

Vedlegg

A.0.1 Nåverdiberegninger

Rente 4 %
Referanseår 2024

11 kV (dagens last)

| Type komponent | Enhetspris | Mengde | Investering | Investeringsår | Nåverdi |
|--------------------|-------------|----------------|---------------|----------------|------------------------|
| | [kkr/enhet] | [ant]/[lengde] | [kkr] | [-] | [kkr] |
| Tap i år 2024 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2024 | 131269 |
| Tap i år 2025 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2025 | 126220 |
| Tap i år 2026 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2026 | 121366 |
| Tap i år 2027 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2027 | 116698 |
| Tap i år 2028 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2028 | 112209 |
| Tap i år 2029 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2029 | 107894 |
| Tap i år 2030 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2030 | 103744 |
| Tap i år 2031 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2031 | 99754 |
| Tap i år 2032 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2032 | 95917 |
| Tap i år 2033 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2033 | 92228 |
| Tap i år 2034 | kr 1,00 | 131269 | kr 131 269,00 | 2034 | 88681 |
| Sum nåverdi | | | | | kr 1 195 978,18 |

11 kV (med ferge)

| Type komponent | Enhetspris | Mengde | Investering | Investeringsår | Nåverdi |
|--------------------|-------------|----------------|---------------|----------------|------------------------|
| | [kkr/enhet] | [ant]/[lengde] | [kkr] | [-] | [kkr] |
| Tap i år 2024 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2024 | 283410 |
| Tap i år 2025 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2025 | 272510 |
| Tap i år 2026 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2026 | 262028 |
| Tap i år 2027 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2027 | 251950 |
| Tap i år 2028 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2028 | 242260 |
| Tap i år 2029 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2029 | 232942 |
| Tap i år 2030 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2030 | 223983 |
| Tap i år 2031 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2031 | 215368 |
| Tap i år 2032 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2032 | 207085 |
| Tap i år 2033 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2033 | 199120 |
| Tap i år 2034 | kr 1,00 | 283410 | kr 283 410,00 | 2034 | 191462 |
| Sum nåverdi | | | | | kr 2 582 118,97 |

22 kV (dagens last)

| Type komponent | Enhetspris | Mengde | Investering | Investeringsår | Nåverdi | |
|--------------------|-------------|----------------|-------------|----------------|-----------|-------------------|
| | [kkr/enhet] | [ant]/[lengde] | [kkr] | [-] | [kkr] | |
| Tap i år 2024 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2024 | 98366 |
| Tap i år 2025 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2025 | 94583 |
| Tap i år 2026 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2026 | 90945 |
| Tap i år 2027 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2027 | 87447 |
| Tap i år 2028 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2028 | 84084 |
| Tap i år 2029 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2029 | 80850 |
| Tap i år 2030 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2030 | 77740 |
| Tap i år 2031 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2031 | 74750 |
| Tap i år 2032 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2032 | 71875 |
| Tap i år 2033 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2033 | 69111 |
| Tap i år 2034 | kr | 1,00 | 98366 kr | 98 366,00 | 2034 | 66453 |
| Sum nåverdi | | | | | kr | 896 202,37 |

22 kV (med ferge)

| Type komponent | Enhetspris | Mengde | Investering | Investeringsår | Nåverdi | |
|--------------------|-------------|----------------|-------------|----------------|-----------|---------------------|
| | [kkr/enhet] | [ant]/[lengde] | [kkr] | [-] | [kkr] | |
| Tap i år 2024 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2024 | 129503 |
| Tap i år 2025 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2025 | 124522 |
| Tap i år 2026 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2026 | 119733 |
| Tap i år 2027 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2027 | 115128 |
| Tap i år 2028 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2028 | 110700 |
| Tap i år 2029 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2029 | 106442 |
| Tap i år 2030 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2030 | 102348 |
| Tap i år 2031 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2031 | 98412 |
| Tap i år 2032 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2032 | 94627 |
| Tap i år 2033 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2033 | 90987 |
| Tap i år 2034 | kr | 1,00 | 129503 kr | 129 503,00 | 2034 | 87488 |
| Sum nåverdi | | | | | kr | 1 179 888,34 |

| Nåverdi | Sum |
|-------------------|-----------------|
| 11 kV (dagens las | kr 1 195 978,18 |
| 11 kV (med ferge) | kr 2 582 118,97 |
| 22 kV (dagens las | kr 896 202,37 |
| 22 kV (med ferge) | kr 1 179 888,34 |

A.0.2 Tilstand

| Materieliste | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|-------------|----------|--------|-----------------|---------------|-----------------|--------|---------|---------|------|--------------------|-----------------|-----------|-------------------|----------------------|--|
| Mastenumr | Traverstype | Isolator | | | Bendse/klemme | | | Travers | | | Travers tilbehør | | | Mast | | |
| | | Type | Emr. | Antall | Emr. | Antall | Type | Emr. | Antall | Type | Emr. | Antall | Dimensjon | Antall | | |
| MO25B200 KM SEKKEH KOPPLSTASJ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 16 8/1 | | | | | | | | | | | | | 11 kv | | | |
| Byggeår M3 1982 | | | | | | | | | | | | | 22 kv | | | |
| Byggeår M2 1953 | | | | | | | | | | | | | Utsatt | | | |
| 3 | Aluminium | H | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836861 | 1 | | Dårlig travers | |
| 6 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | Dårlig travers | |
| 7 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | Dårlig travers | |
| 9 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Tre | H | | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | Uønsket isolatortype | |
| 14 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | Uønsket isolatortype | |
| 14(15) | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | Uønsket isolatortype | |
| 16 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | Uønsket isolatortype | |
| 17 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | Uønsket isolatortype | |
| 18 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19 | Tre | H | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | | |
| 21 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | Tre | VM-B-H | | | | | | | | | | | | | | |
| 24 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | |
| 26 | Tre | VM-B-H | Strekk | 2861513/2861740 | 1 og 6 | 2853001/2883161 | 1 og 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Piggfeste/Fasefest | 2836835/2836861 | 1 og 6 | 11 m, 27 diameter | 1 | Råte travers og uønsket isolatorer |
| 27 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolatortype |
| 28 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolatortype |
| 29 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolatortype |
| 30 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? |
| 31 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? |
| 32 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolatortype |
| 33 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolatortype og råte travers |
| 34 | Tre | VM-B-H | | | | | | | | | | | | | | |
| 35 | Stål | BM-E | | | | | | | | | | | | | | |
| 36 | Stål | BM-E | | | | | | | | | | | | | | |
| 37 | Stål | BM-E | | | | | | | | | | | | | | |
| 38 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | | |
| 39 | Aluminium? | BM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | | |
| 40 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. Bygge om til avspenning? |
| 41 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. |
| 42 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolatortype- Liten vinkel? |
| 43 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 44 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 45 (46) | Aluminium | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? |
| 46 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | |
| 47 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | | |
| 48 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. |
| 49 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836861 | 1 | | | Dårlig travers |
| 50 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. |
| 51 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolatortype. Kontroller om travers er byttet |
| 52 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | |
| 53 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? |
| 54 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | |
| 55 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | |
| 56 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | |
| 57 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | |
| 58 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. |
| 59 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | |
| 60 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836860 | 3 | | | Dårlig travers, kontroller barduner |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|-----------|------|--------|---------|---|---------|---|--------|---------|---|-----------|---------|---|--|--|--|---|
| 46 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? |
| 47 | Aluminium | | Pigg | | | | | | | | | | | | | | |
| 48 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. |
| 49 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836861 | 1 | | | | Dårlig travers |
| 50 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. |
| 51 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | | Uønsket isolatortype. Kontroller om travers er byttet |
| 52 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | | |
| 53 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853009 | 3 | T2155 | 2836877 | 1 | | | | | | | Uønsket isolatorer, Masteavstand? |
| 54 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | | |
| 55 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 56 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | | |
| 57 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | | |
| 58 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE155 | 2836872 | 1 | | | | | | | Uønsket isolator og dårlig travers. |
| 59 | Tre | BM-E | | | | | | | | | | | | | | | |
| 60 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF2155 | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836860 | 3 | | | | Dårlig travers, kontroller barduner |

| MO25B2B10 AVGR.SEKKESETER | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|---------------------------|
| Byggeår 1983 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 25 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 3 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 4 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |

| MO25B2B20 AVGR.SETERNES | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|---------------------------|
| Byggeår 1983 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 25 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 2 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |
| 3 | Stål | | | | | | | | | | | | | | | | Ikke nødvendig med tiltak |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----------|
| MO25B2A00 | | | | | | | | | | | | | |
| SEKKENESET- | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype | | | | | | | | | | | | | 11kv |
| Byggeår M1-M20 | | | | | | | | | | | | | 22k kv |
| Byggeår M21-M78 | | | | | | | | | | | | | usikkert |
| Feal 16 8/1 | | | | | | | | | | | | | |
| 1962-1965? | | | | | | | | | | | | | |
| 1953 | | | | | | | | | | | | | |

| Mastnummer | Traversstype | Isolator | | | Bendsekklemme | | Travers | | | Travers tilbehør | | | Mast | | Anmerking |
|------------|--------------|----------|--------|---------|---------------|---------|---------|--------|---------|------------------|-----------|------------------|-----------|--------|---|
| | | Type | Elnr. | Antall | Elnr. | Antall | Type | Elnr. | Antall | Type | Elnr. | Antall | Dimensjon | Antall | |
| 1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Tre | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Stål | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 8 | Stål | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Tre? | | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Stål | | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 12 | Aluminium | BM-E | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 14 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE15S | 2836872 | 1 | | | | | Justere gnistgap? Dårlig travers |
| 15 | Aluminium | | | | | | | | | | | | | | |
| 16 | Stål | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 17 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 18 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 19 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 20 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 21 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 22 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 23 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 24 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 25 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 26 | Tre | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | T215S | 2836877 | 1 | | | | | Dårlig travers. Kontroller masteavstand |
| 27 | Tre | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 28 | Aluminium | VM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853003 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 29 | Aluminium | BM-H | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 30 | Stål | VM-H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 31 | Aluminium | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 32 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 33 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 34 | Stål | BM-E | Pigg | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 35 | Aluminium | DA | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 36 | Aluminium | DA | Strekk | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 37 | Stål | VM-H | Strekk | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | | | | | | | | Kontroller isolatorer |
| 38 | Tre | BM-E | Pigg | 2861513 | 3 | 2853001 | 3 | TE15S | 2836872 | 1 | | | | | Dårlig travers |
| 39 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 40 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 41 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 42 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 43 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 44 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 6 | 2883161 | 6 | TF215S | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836861 | 3 | | Dårlig travers. Kontroller masteavstand |
| 45 | Aluminium | VM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 46 | Aluminium | VM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 47 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 48 | Stål | H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 49 | Stål | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 50 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 51 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 52 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 53 | Aluminium? | | | | | | | | | | | | | | |
| 54 | Tre | H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 55 | Tre | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 56 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 57 | Tre | VM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 58 | Stål | H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 59 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 60 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 61 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 62 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 63 | Aluminium | VM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 64 | Aluminium | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 65 | Stål | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 66 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 67 | Stål | H | Strekk | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|------------|------------|--------|---------|---|---------|---|--|--|--|--|------------------|---|--|---|
| 66 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 67 | Stål | H | Strekk | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 68 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 69 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 70 | Aluminium | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 71 | Aluminium | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 72 | Aluminium | VM-H | Strekk | | | | | | | | | | | | |
| 73 | Tre? | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 74 | Aluminium? | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 75 | Aluminium? | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 75A? | Aluminium? | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 76 | Stål | VM-H | Strekk | 2861513 | 2 | 2853001 | 2 | | | | | | | | Glassisolatorer. Vurder bytte av støtteisolatorer |
| 77 | Stål | BM-H | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 78 | Stål | H/m strekk | Strekk | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-----|------------|--------|---------|---|---------|---|--------|---------|---|-----------|---------|---|--|--|
| MO25B2A10 AVG. HAGABUKTA | | | | | | | | | | | | | | | |
| Byggeår 1953 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 16 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 | Tre | H | Strekk | 2861740 | 3 | 2883161 | 3 | TF215S | 2836874 | 1 | Fasefeste | 2836860 | 3 | | Travers råde. Kontroller masteavstand. |
| 1 | Tre | BM-E | Pigg | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Tre | H/m strekk | Strekk | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-------|------------|--------|--|--|--|--|--|--|--|--|------------------|---|--|---------------|
| MO25B2A20 VESTAD YTRE | | | | | | | | | | | | | | | |
| Byggeår 1993 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trådtype Feal 25 6/1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 | Stål? | | Strekk | | | | | | | | | 11m, 27 diameter | 1 | | Dårlig stolpe |
| 1 | Stål? | BM-E? | Pigg? | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Stål? | H/m strekk | Strekk | | | | | | | | | | | | |

