

Malin Titlestad
Amalie Alvestad
Jonas Haram

Oppgradering av nettet fra Jarnes til Hundeidvik

Mai 2021

NTNU

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for IKT og realfag



Malin Titlestad
Amalie Alvestad
Jonas Haram

Oppgradering av nettet fra Jarnes til Hundeidvik

Bacheloroppgave
Mai 2021

NTNU

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for IKT og realfag



Kunnskap for en bedre verden

Obligatorisk egenerklæring/gruppeerklæring

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

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

Publiseringsavtale

Studiepoeng: 20

Veileder: Egil Viken og Marie Rønhaug Pettersen

Fullmakt til elektronisk publisering av oppgaven

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

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

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

Jeg/vi gir herved NTNU i Ålesund en vederlagsfri rett til å

gjøre oppgaven tilgjengelig for elektronisk publisering: ja nei

Er oppgaven båndlagt (konfidensiell)? ja nei

(Båndleggingsavtale må fylles ut)

- Hvis ja:

Kan oppgaven publiseres når båndleggingsperioden er over? ja nei

Er oppgaven unntatt offentlighet? ja nei

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

Dato: 15.05.2021

Sammendrag

Norge kommer i årene fremover til å ha et økt effektbehov iblant annet transportsektoren og i nybygging av industrianlegg. Det kan føre til at gamle og utdaterte kraftnett ikke vil ha nok kapasitet til å dekke behovet. På grunn av dette vil Straumen Nett AS ha en oversikt over hvordan problemet kan løses.

Hensikten er å teste nettet for tildelte situasjoner av industribygging og fergelading med økt effekt. Oppgaven omfattet konsekvensene og alternativene for løsningene av mulige overbelastninger og finne den mest økonomiske måten å løse problemet på.

Ved å bruke Netbas får man opplysninger over nettet før og etter renovering. Programmet viser en god oversikt av spenningsfall og strøm, som gir et godt grunnlag for å avgjøre om nettet må forbedres.

For at nettet skal bli sikrere konkluderer gruppen med at det beste for nettselskapet og kundene vil være å ha to kabler til en transformator. Hvis det oppstår feil på den ene, så vil den andre forsyne nettet. Når det gjelder det økonomiske er kostnadene for batteribank billigere enn direktelading, det konkluderes derfor med at det beste alternativet vil være batteribank.

Abstract

In years ahead, Norway is going to have an increased need for power in the transport sector and for construction of industry, among other things. This can lead to old and outdated power grids that do not have enough capacity to cover the need. Due to this problem, Straumen Nett AS wants a solution to how the problem can be solved.

The purpose of this task is to test the net for different scenarios for increase of power for electrical cars, industrial construction, and electrical ferries. It will include consequences and alternatives for solutions of possible overloads and to find the most economical way to solve the problem.

The group uses the program Netbas to get information from the power grid. The program gives information about the voltage drops and the current across the line. If it is too high the line needs to be improved.

To make the power grid safer, the group concludes that the best solution will be two cables from the transformation. In case a fault on one of the cables, the other will supply. This makes the costs of electricity lost less expensive and secures stable supply to the network company and the costumers with lasting electricity. The costs of renovation and construction of the line were cheaper for Scenario 3 and is therefore the groups conclusion.

Forord

Denne rapporten er utført av tre studenter fra studieretningen elkraftsystemer ved NTNU Ålesund, i samarbeid med Straumen Nett AS og er en bacheloroppgave ved institutt for IKT og realfag. Bacheloroppgaven har et omfang på 20 studiepoeng og er utarbeidet våren 2021 som en avsluttende oppgave på bachelorgraden.

Motivasjonen for å velge denne oppgaven var at den er relevant for utdanningen vår, samtidig som den tar for seg et bredt spekter av interessefeltet til gruppen. Oppgaven er relevant da den tar for seg det grønne skifte og hvordan dette vil påvirke nettet i framtiden. Den tar også for seg forskjellige scenario som kan oppstå og man får se hvordan disse påvirker nettet forskjellig.

Anerkjennelser

Vi i gruppen vil gi en spesiell takk til våre veiledere, Egil Viken og Marie Pettersen for god veiledning, gode råd og godt humør. De har fulgt oss opp og har gitt oss god veiledning til å utføre rapportskrivningen på best mulig måte.

En takk til Straumen Nett AS for at de stilte opp med en god oppgave, kontorplass og programmer vi trengte for å fullføre oppgaven, selv i en situasjon med pandemi. Vi vil gi en spesiell takk til Halvard, som har vært vår kontaktperson og oppdragsgiver i Straumen nett AS, han har stilt opp til møter og gitt oss tips og triks når det trengtes.

En stor takk til familie og venner som har støttet opp, komt med gode ord i en travel periode og som har stilt opp når det kommer til rapport- og rettskriving.

Mai 2021, Ålesund

Amalie Alvestad

Malin Titlestad

Jonas Haram

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG	I
ABSTRACT	III
FORORD	V
ANERKJENNELSER	VII
FIGURLISTE	XIII
TABELLISTE	XV
TERMINOLOGI	XVII
Begreper	xvii
Forkortelser	xvii
1 INNLEDNING	1
1.1 Motivasjon og problemstilling	1
1.2 Oppgavens mål	1
1.3 Oppgavens omfang	1
1.4 Oppgavens bidrag	2
1.5 Oppgavens struktur	2
2 MOMENTER VED UTBYGGING	5
2.1 Spenningsfall	5
2.2 Effekttap	5
2.3 Forskrifter som er nødvendige ved utbygging	6
2.3.1 Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet	6
2.3.2 Forskrift om elektriske forsyningsanlegg	6
2.4 Økonomi	6

2.4.1	<i>Investeringskostnad</i>	7
2.4.2	<i>Anleggsbidrag</i>	7
2.4.3	<i>Tapskostnader</i>	7
2.4.4	<i>KILE-kostnad</i>	8
2.4.5	<i>Økonomisk Tverrsnitt</i>	9
2.5	<i>Magnetfelt</i>	11
2.5.1	<i>Beregning av magnetfelt</i>	11
3	NETTFORSYNINGEN FRA JARNES TIL HUNDEIDVIK	15
3.1	<i>Nettnivå og -typer</i>	15
3.2	<i>Elektriske komponenter i nettet</i>	17
3.2.1	<i>Nettstasjon</i>	17
3.2.2	<i>Bryteranlegg</i>	18
3.2.3	<i>Transformator</i>	19
3.2.4	<i>Fergelading</i>	20
3.2.5	<i>Kondensatorbatteri</i>	20
3.3	<i>Beskrivelse av nettet fra Jarnes til Hundeidvik i dag</i>	21
3.4	<i>Fremtidig trender</i>	26
3.4.1	<i>Utslipp i transportsektoren</i>	26
3.4.2	<i>Elektrifisering av personbilparken</i>	27
3.4.3	<i>Elektrifisering av ferge</i>	30
3.5	<i>Beskrivelse av fremtidig nett fra Jarnes til Hundeidvik</i>	30
3.5.1	<i>Scenario 1:</i>	31

3.5.2 Scenario 2:.....	32
3.5.3 Scenario 3:.....	32
4 MODEL AV NETTET	33
4.1 Antagelser.....	33
4.2 Netbas.....	34
4.3 REN	34
4.4 Tesla.....	35
4.5 Test av scenarioer i eksisterende nett.....	35
4.5.1 Scenario 1:.....	36
4.5.2 Scenario 2:.....	37
4.5.3 Scenario 3:.....	38
5 TEST AV ULIKE SCENARIOER	41
5.1 Nødvendige utbygginger for de ulike scenarioene.....	41
5.1.1 Scenario 1:.....	42
5.1.2 Scenario 2:.....	48
5.1.3 Scenario 3:.....	55
5.2 Kostnader ved utbygging av nettet	59
5.2.1 Scenario 1:.....	60
5.2.2 Scenario 2:.....	62
5.2.3 Scenario 3:.....	64
6 DRØFTING	67
6.1 Effektforbruk	67
6.2 Netbas analyse.....	67

6.3 Magnetfelt.....	68
6.4 Forbedring av nett.....	68
6.5 Økonomi.....	69
7 KONKLUSJON OG FREMTIDIG ARBEID.....	71
7.1 Konklusjon.....	71
7.2 Fremtidig arbeid.....	73
REFERANSER.....	75
VEDLEGG.....	79

Figurliste

<i>Figur 1: Økonomisk tverrsnitt</i>	9
<i>Figur 2: Magnetfeltet rundt en uendelig lang og rett leder, hvorav strømmen kommer ut av arket</i>	12
<i>Figur 3: Oversikts bilde over transmisjons-, regional- og distribusjonsnettet</i>	15
<i>Figur 4: Nettyper: Ringnett, Strålenett og Radialnett</i>	16
<i>Figur 5 : Utvendig betjent nettstasjon [19]</i>	17
<i>Figur 6: Mastetransformator</i>	17
<i>Figur 7: Innvendig betjent nettstasjon [20]</i>	18
<i>Figur 8: Enlinjeskjema av ett bryteranlegg</i>	19
<i>Figur 9: Transformator-kjerne med viklinger</i>	20
<i>Figur 10: Kart over planområde</i>	21
<i>Figur 11: Oversikt over omkobling</i>	22
<i>Figur 12: Enlinjeskjema over planområde</i>	23
<i>Figur 13: Analyse av spenningsfall fra Jarnes til Hundeidvik</i>	24
<i>Figur 14: Magnetfelt for originallinje</i>	25
<i>Figur 15 : fra NVE-rapport, når på døgnet det lades</i>	28
<i>Figur 16: Enlinjeskjema med effekten fra elbil</i>	29
<i>Figur 17: Enlinjeskjema med effekt økning for Scenario 1</i>	31
<i>Figur 18: Enlinjeskjema med effekt økning for Scenario 2</i>	32
<i>Figur 19: Enlinjeskjema med effekt økning for Scenario 3</i>	32
<i>Figur 20: Analyse av spenningsfall Scenario 1</i>	36
<i>Figur 21: Analyse av spenningsfall ved Scenario 2</i>	38
<i>Figur 22: Analyse av spenningsfall ved Scenario 3</i>	39
<i>Figur 23: Spenningsfall ved Scenario 1</i>	42
<i>Figur 24: Magnetfelt for Scenario 1</i>	43
<i>Figur 25: Renovering av nettet for Scenario 1</i>	44
<i>Figur 26: Nybygging av nettet for Scenario 1</i>	45
<i>Figur 27: Oversikt over overbelastede transformatorer</i>	47
<i>Figur 28: Spenningsfall ved Scenario 2</i>	49
<i>Figur 29: Spenningsfall for økonomisk tverrsnitt med 0,5% grense</i>	50
<i>Figur 30: Spenningsfall for 95 FeAl og kondensatorbatteri, med 0,5% grense</i>	50
<i>Figur 31: Magnetfelt for Scenario 2</i>	51
<i>Figur 32: Renovering av nettet for Scenario 2</i>	52
<i>Figur 33: Nybygging av nettet for Scenario 2</i>	53

FIGURLISTE

<i>Figur 34: Spenningsfall ved Scenario 3</i>	55
<i>Figur 35: Magnetfelt for Scenario 3</i>	56
<i>Figur 36: Renovering av nettet for Scenario 3</i>	57
<i>Figur 37: Nybygging av nettet for Scenario 3</i>	58

Tabelliste

Tabell 1: Strømmen i originalnettet	25
Tabell 2: Verdier for B_{rms} med avstand for Originallinje.....	26
Tabell 3: Elektrifisering av transportsektoren	27
Tabell 4: Lading av elbil	28
Tabell 5: Beregnet effektbehov for fergelading.....	30
Tabell 6: Strømmen i nettet ved Scenario 1.....	37
Tabell 7: Strømmen i nettet ved Scenario 2.....	38
Tabell 8: Strømmen i nettet ved Scenario 3.....	39
Tabell 9: Innlagt informasjon for beregning av økonomisk tverrsnitt, Scenario 1	42
Tabell 10: Beregning av økonomisk tverrsnitt for en overføring, Scenario 1	42
Tabell 11: Verdier for B_{rms} med avstand for Scenario 1	43
Tabell 12: Nettstasjoner som må forbedres med nybygging av linje, Scenario 1	46
Tabell 13: Nødvendig utskifting av transformatorer.....	48
Tabell 14: Innlagt informasjon for beregning av økonomisk tverrsnitt, Scenario 2	48
Tabell 15: Beregning av økonomisk tverrsnitt for en overføring, Scenario 2	48
Tabell 16: Verdier for B_{rms} med avstand for Scenario 2	51
Tabell 17: Nettstasjoner som må forbedres med nybygging av linje, Scenario 2	54
Tabell 18: Innlagt informasjon for beregning av økonomisk tverrsnitt, Scenario 3	55
Tabell 19: Beregning av økonomisk tverrsnitt for en overføring, Scenario 3	55
Tabell 20: Verdier for B_{rms} med avstand for Scenario 3	56
Tabell 21: Nettstasjoner som må forbedres med nybygging av linje, Scenario 2	59
Tabell 22: Kostnader for renovering, Scenario 1	60
Tabell 23: KILE-kostnad ved renovering	61
Tabell 24: Kostnader for nybygging, Scenario 1	61
Tabell 25: Kostnader for renovering, Scenario 2	62
Tabell 26: Kostnader for nybygging, Scenario 2	62
Tabell 27: Kostnader for renovering, Scenario 3	64
Tabell 28: Kostnader for nybygging, Scenario 3	64
Tabell 29: Oversikt, magnetfelt.....	68
Tabell 30: Oversikt over kostnader ved utbygging av nettet.....	70
Tabell 31: Inntjening av ny linje	71

Terminologi

Begreper

Kraftnett	Transporterer strøm fra produsent til forbruker.
Lamellert	Tynne blad (ofte metall) som limes sammen til laminerte konstruksjoner.
Monopolvirksomhet	Betegnelsen på et marked uten konkurranse, altså bare en selger.
Kalkyle	Beregning av kostnader knyttet til et prosjekt/produksjon.
Økonomisk tverrsnitt	Det tverrsnittet på linjen som gir de laveste totale kostnadene.

Forkortelser

AMS	Avanserte målesystemer
CO₂	Karbondioksid
FEF	Forskrift om elektriske forsyningsanlegg
FOL	Forskrift om leveringskvalitet
FSE	Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg
GIS	Geografisk informasjonssystem
ILE	Ikke levert energi
KILE	Kvalitetsjusterte inntektsrammer
NO_x	Nitrogenoksid
REN	Rasjonell elektrisk nettvirksomhet
Rms	Root mean square
SSB	Statistisk sentralbyrå
WHO	World health organization

1 Innledning

1.1 Motivasjon og problemstilling

I Norge har det vært et stort søkelys på miljø og utslipp de siste årene og transportsektoren er skyld i 17% av det totale klimagassutslippet i dag [1]. Norge har som mål om å være et lavutslippssamfunn i løpet av 2050 og Stortinget har derfor bedt regjeringen om å jobbe med å kutte ned klimagassutslippene i transportsektoren innen 2030 [2].

Nedkutting av fossiltransport fører til at elektrisk transport øker og dermed vil det bli økning i effektforbruket. Økningen av effekt fører til tekniske utfordringer i gamle kraftnett, siden det ikke er tatt høyde for en slik økning tidligere. Nettselskapene må nå oppgradere strømmettet slik at det holder standard, selv ved stor økning av effektforbruk i årene fremover [3].

Problemet med gammelt og utdatert kraftnett gjelder også for linjen mellom Jarnes og Hundeidvik, som eies av Straumen Nett AS. Denne linjen er over 50 år gammel og det er ikke sikkert at linjen har nok kapasitet til å bli belastet med den effekten som er nødvendig for å drive fergelading og fremtidig elbillading. Det må dermed kartlegges hva linjen tåler i dag og hva som eventuelt må gjøres for at den skal tåle fremtidige laster.

1.2 Oppgavens mål

Målet for oppgaven er å skaffe et bedre beslutningsgrunnlag ved å belyse ulike alternativer og konsekvenser av økt effekt på kraftnett. Det er tre alternativer Straumen Nett AS ønsker utredet, som vist i oppgavens omfang.

1.3 Oppgavens omfang

Denne oppgaven er gitt av Straumen nett AS som har ønsker om testing av ulike situasjoner for effektøkning i kraftnett. De vil at det skal regnes med en ekstra last for et fremtidig industrianlegg i Hundeidvik på 2 MW. I tillegg til industrilast, skal det legges inn last for fremtidig elbillading på 7,3 kW for husstander med 230 V transformator og 22 kW for husstander med 400 V transformator.

Under kartleggingen skal tre forskjellige hovedscenarier undersøkes. Alle scenarioene skal inneholde lasten på 2 MW og effekten fra elbillading:

1. Scenario 1 inneholder bare økning i forbindelse med industrianlegg på 2 MW og elbillading.
2. Scenario 2 inneholder direkteledning av fergen som går mellom Hundeidvik og Festøy, hvor effekten som blir trukket fra linjen er 1,3MW. Det gir en samlet effektøkning på 3,3 MW, i tillegg til elbillading for hver husstand.
3. Scenario 3 inneholder batteribank for lading av fergen som går mellom Hundeidvik og Festøy, hvor effekten som blir trukket fra linjen er 0,16MW. Det gir en samlet effektøkning på 2,16 MW, i tillegg til elbillading for hver husstand.

For hvert scenario skal det kartlegges hvordan nettet skal utredes i forhold til krav, pris og magnetfelt rundt linjen. Det vil bli vurdert om det bare er nødvendig med renovasjon av linjen eller om det blir behov for å bytte ut linjen.

1.4 Oppgavens bidrag

Oppgaven skal tallfeste resultatet av de tre scenarioene, slik at det gir et bedre beslutningsgrunnlag for Straumen Nett AS til kapasitetsutvidelse av kraftnettet.

1.5 Oppgavens struktur

Strukturen i oppgaven går bort fra den tradisjonelle rapportstilen med inndeling for teoretisk grunnlag, metode og resultat, for at rapporten skal bli mer lettlest og oversiktlig. Rapporten er inndelt i følgende kapitler:

- Momenter ved utbygging, med relevant teori om forskrifter, spenningsfall, effekttap og økonomi.
- Nåværende nett, for beskrivelse av nettet slik det står i dag.
- Fremtidig nett, med scenariobeskrivelser og hvordan det eksisterende nettet vil oppføre seg ved de ulike scenarioene med økning av last i nettet.
- Model av nettet, hvor det beskrives verktøy som er brukt for å løse oppgaven og testing av det eksisterende nettet er oppført.

- Testing av det fremtidige nettet, hvor resultatene av analysene og de økonomiske beregningene rundt renovering og nybygging fremstilles

Resten av rapporten er inndelt på tradisjonelt vis med innledning, drøfting og konklusjon.

2 Momenter ved utbygging

I dette kapitlet legges frem relevante momenter ved utbygging av nettet. Her skrives det om forskrifter, spenningsfall, effekttap, ulike økonomiske begreper og magnetfelt med beregninger.

2.1 Spenningsfall

Den vanlige grenseverdien for spenningsfall i kraftnettet frem til installasjonsenhet er 5% ved maksimal last i nettet. Ved plutselig inn- og utkobling skal denne variasjonen bare være 0,5% økning i forskjell fra tidligere spenningsfall, fordi noe mer enn det vil resultere i flimmer hos sluttbrukeren. [4]

2.2 Effekttap

Effekttap oppstår fordi transportering av strøm gjennom ledninger og omforming fra lav til høy spenning eller omvendt krever energi. Det samlede effekttapet i det norske kraftnettet er på 10%, der det lokale distribusjonsnettet taper rundt 5-7% utover året. Det vil si at over halvparten av tapet i kraftnettet skyldes distribusjonsnettet.

Tapet i transmisjonsnettet skyldes at nettet er knyttet sammen til et komplisert nettverk, hvor det noen steder sender ut kraft, mens det andre steder blir sendt inn strøm. Det varierer veldig hvor i de ulike delene av nettet det tapes og dermed blir det vanskelig å beregne tapene i transmisjonsnettet.

Forbruket av strøm om vinteren er generelt større enn om sommeren, da det brukes mye strøm til oppvarming, dermed vil det generelle tapet øke. I 2019 fikk alle strømforbrukere installert AMS-målere i hjemmene sine. Denne måleren skal måle strømforbruket til hver forbruker, hver time eller oftere om det er nødvendig. En slik måler vil gjøre det lettere å fordele effekttapet i strømmnettet, mellom de som bruker strøm som oppvarming og de som ikke gjør det [5].

2.3 Forskrifter som er nødvendige ved utbygging

Her nevnes forskriftene som er relevante for utbygging av kraftnettet. Disse er viktige å følge for at utredelse av linjer og kabler blir gjort på riktig måte og for at leveringskvalitet og funksjonskrav tilfredsstilles.

2.3.1 Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

Hensikten med forskriften om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL) er å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet og sørge for en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling, i henhold til §1.1 i FOL.

Forskriften gjelder for personer som selger nettjenester og som må rapportere økonomiske og tekniske data (FASIT). I henhold til §2.3 kan nettselskapet koble ut nettkunder for å gjennomføre vedlikehold, fornyelse eller ombygging. Ved ikke levert energi skal inntektene som hentes fra sluttbruker reduseres etter kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (ILE). Denne justeringen avhenger av kundegruppe, avbruddsvarighet, måneden, dagen, timen, tapt effekt og svært lange avbrudd, det vil si avbrudd som er over 12 timer [6].

2.3.2 Forskrift om elektriske forsyningsanlegg

Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF) gjelder for all prosjektering, utførelse, drift og vedlikehold av elektriske forsyningsanlegg. Dette omfatter elektriske anlegg med tilhørende bygninger for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi, samt høyspenningsinstallasjoner i industribedrifter og lignende.

Forskriften skal sørge for at anlegg ivaretar den funksjonen de er tenkt til uten å gi fare for liv, helse og materielle verdier. Forskriften er relevant for oppgaven, da oppgaven omhandler vedlikehold og drift [7].

2.4 Økonomi

I dette kapitlet presenteres de ulike temaene og utregninger innenfor økonomi som er relevante for oppgaven.

2.4.1 Investeringskostnad

Investeringer i kraftnettet er viktig for at det skal beholde standarden og forbedre bedriftens ressursbruk. Investeringer kan redusere feil i nettet, dermed gi tryggere leveringskvalitet til forbruker og som kan resultere i mindre bruk av ressurspersoner til unødvendig feilretting av nettet. Det er ofte snakk om store beløp når det kommer til å bygge, drifte og vedlikeholde kraftnettet, men slike investeringer vil påvirke lønnsomhet og produksjon i lang tid fremover [8].

2.4.2 Anleggsbidrag

Det skal regnes ut et anleggsbidrag av nettselskapene når kunder skal kobles på nettet, får økt kapasitet eller bedre kvalitet på nettet. Anleggsbidraget skal dekke kostnadene ved nettinvesteringer eller nettførsterkninger. Formålet er å få oversikt over kostnader ved tilknytninger av nye kunder eller forsterkning av tilknytningen til eksisterende kunder. I tillegg skal kostnadene fordeles mellom kunden som foretar forbedringen og eksisterende kunder eller eventuelle nye kunder [9].

$$\begin{aligned}
 & \textit{Anleggskostnader} \\
 & - \textit{Reinvesteringskostnader} \\
 & + \textit{Fremskyndingskostnader} \\
 & + \textit{Utrendningskostnader} \\
 & \underline{\underline{= \textit{Kostnadsgrunnlaget}}}
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

2.4.3 Tapskostnader

Med tapskostnader menes det de kostnadene som kommer av elektriske tap. Disse tapene gir nettselskapene beslutningsgrunnlag for dimensjonering av kraftnettet og en samfunnsøkonomisk riktig kostnadssetting av tapet [10].

Dette kan regnes ut som vist nedenfor, hvor K_{tap} er kostnader av tap per år oppgitt i [kr/år], $k_w(t)$ er energikostnad ved tiden t , oppgitt i [kr/kWh], k_p er kostnaden for det maksimale effektapet som oppstår ved tunglast, oppgitt i [kr/kWh år], ΔP_{max} er det maksimale effektapet ved tunglast, oppgitt i [kW] og $\Delta P(t)$ er effekten på tidspunkt t , oppgitt i [kW]. Denne formelen kan forenkles slik at man får benevningene k_{wekv} , som er den ekvivalente årskostnaden for energitap, oppgitt i [kr/kWh], k_{pekv} som er den ekvivalente tapskostnad

referert til tapenes årsmaksimum, oppgitt i [kr/kWh år] og T_t som er brukstiden for tapet, oppgitt i [timer/år] [11].

$$K_{Tap} = k_P \cdot \Delta P_{max} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) dt \quad (2.2)$$

$$= k_P \cdot \Delta P_{max} + \Delta P_{max} \cdot k_{wekv} \int \frac{\Delta P(t)}{\Delta P_{max}} dt \quad (2.3)$$

$$= k_P \cdot \Delta P_{max} + \Delta P_{max} \cdot k_{wekv} \cdot T_t \quad (2.4)$$

$$= (k_P + k_{wekv} \cdot T_t) \cdot \Delta P_{max} \quad (2.5)$$

$$= k_{pek} \cdot \Delta P_{max} \quad (2.6)$$

2.4.4 KILE-kostnad

Siden kraftnettet er en monopolvirksomhet er det opprettet en ordning som kalles KILE-ordningen. Denne ordningen skal gi nettselskapene motivasjon til å bygge og drifte nettet sitt med en samfunnsøkonomisk gunstig leveringspålitelighet [12]. Med denne ordningen vil kundenes kostnad ved avbrudd i nettet rapporteres og gir dermed NVE grunnlag for å fastsette inntektsrammer for nettselskapene. Kundenes avbruddskostander vil tas med i nettselskapenes økonomiske vurderinger og vil bli satt som inntektsreduksjon slik at nettselskapets overskudd vil minke dersom et avbrudd skjer [13].

KILE-kostnaden (K_j) er kostnaden i kroner for avbrudd i tidspunkt j og blir regnet ut med den spesifikke avbruddskostnaden ($k_{P,ref}$) som varierer etter varigheten på avbruddet. Denne faktoren blir så korrigeret med korreksjonsfaktoren for måned ($f_{K,m}$), korreksjonsfaktoren for dagen ($f_{K,d}$) og korreksjonsfaktoren for timen ($f_{K,h}$). Det blir deretter ganget med den avbrutte effekten i rapporteringspunktet (P_{ref}). Dersom det er et varslet avbrudd, blir faktorene lagt til i utregningen. Korreksjonsfaktorene kan sees i vedlegg 1.

$$K_j = k_{P,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref} \quad (2.7)$$

2.4.5 Økonomisk Tverrsnitt

Når man skal bestemme tverrsnittet på kabler og luftlinjer er det flere ulike kriterier som må tas hensyn til. Tapene som oppstår i kablene og linjene er som regel rene tap og kan ikke brukes til noe nyttig. Derfor er en nødt til å velge tverrsnittet på disse komponentene forholdsvis stort for å minske tapene. Etter som prisen på luftlinjer og kabler øker med tverrsnittet til lederen, er det en grense for hvor stort tverrsnitt det lønner seg å velge [14].

Det gunstige tverrsnittet blir dermed det tverrsnittet som total sett gir lavest taps- og investeringskostnad, dette kan regnes ut. Det er dette som blir kalt for det økonomiske tverrsnittet og er som regel det som blir brukt på luftlinjer og jordkabler. Når det økonomiske tverrsnittet har blitt regnet ut, er det nødvendig å kontrollere om tverrsnittet oppfyller de tekniske kravene til spenningsfallet på linjen [14].

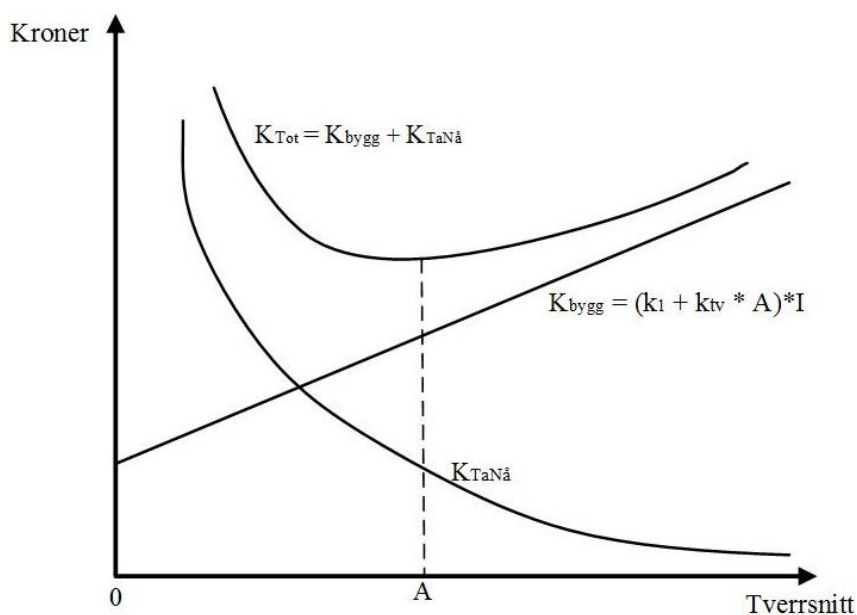
Tapskostnadene i kroner per år for en overføring som vist i *Figur 1* kan regnes ut med dette uttrykket [14]:

$$K_{tap} = k_{pgj} \cdot \frac{3 \cdot R \cdot I_m^2}{1000} \quad (2.8)$$

Hvor:

$$k_{pgj} = (k_w \cdot T_t \cdot k_p)(kr/kW) \quad (2.9)$$

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A} \quad (2.10)$$



Figur 1: Økonomisk tverrsnitt

Det er i tillegg mulig å regne ut kostnaden av tapene for hvert år overføringen er i drift. Ved å bruke formelen nedenfor, kan man finne ut hvor mye tapene for alle årene koster i dag. Dette blir benevnt som nåverdien av tapene for overføringen. Hvor faktoren λ er avhengig av levetiden til overføringen og den årlige renten [14].

$$K_{TaNA} = K_{tap} \cdot \lambda = k_{pgj} \cdot \frac{3 \cdot \rho \cdot l \cdot I_{maks}^2}{1000 \cdot A} \cdot \lambda [kroner] \quad (2.11)$$

Den totale kostnaden gjennom hele levetiden for en overføring er summen av utbyggingskostnadene for overføringen og nåverdien av tapene [14].

På *Figur 1* er K_{TaNA} skissert som funksjon av tverrsnittet A sammen med utbyggingskostnadene for overføringen. Utbyggingskostnadene for overføringen med lengde l (meter) er sammensatt av en konstant verdi k_1 per meter, en faktor k_{tv} per meter og mm^2 [14].

De totale kostnadene blir:

$$K_{Tot} = K_{bygg} + K_{TaNA} \quad (2.12)$$

Hvor:

$$K_{bygg} = (k_1 + k_{tv} \cdot A) \cdot l \quad (2.13)$$

Som resulterer i:

$$K_{Tot} = (k_1 + k_{tv} \cdot A) \cdot l + k_{pgj} \cdot \frac{3 \cdot \rho \cdot l \cdot I_{maks}^2}{1000 \cdot A} \cdot \lambda \quad (2.14)$$

Fra *Figur 1* ser en at K_{Tot} har et minimum ved et særskilt tverrsnitt. Tverrsnittet ved dette minimumspunktet blir kalt økonomisk tverrsnitt A_ϕ . Det økonomiske tverrsnittet finner man ved å regne ut den deriverte, som er satt lik null [14]:

$$\frac{dK_{Tot}}{dA} = 0 \quad (2.15)$$

Likningen må løses med hensyn på tverrsnitt A og en får formelen vist nedenfor til å regne ut økonomisk tverrsnitt [14].

$$A_{\emptyset} = I_{maks} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot \rho \cdot k_{pgj} \cdot \lambda}{1000 \cdot k_{tv}}} \quad (2.16)$$

2.5 Magnetfelt

Ved nybygging av linje eller reovering av en større orden, er nettselskapene pålagt å ha en utredning på om den magnetiske styrken overstiger 0,4 μT der personer oppholder seg over tid. Da vurderes det om det er mulig å utføre nybyggingen eller reoveringen på en slik måte at magnetfeltet der bygningen er, ligger under 0,4 μT . Dette kan for eksempel gjøres ved å endre trasé eller ved å legge kabel, i stedet for å bygge linje. Magnetiske felt kan ikke stoppes av vegger, tak eller lignende, det er derfor vanskelig og dyrt å skjerme [15].

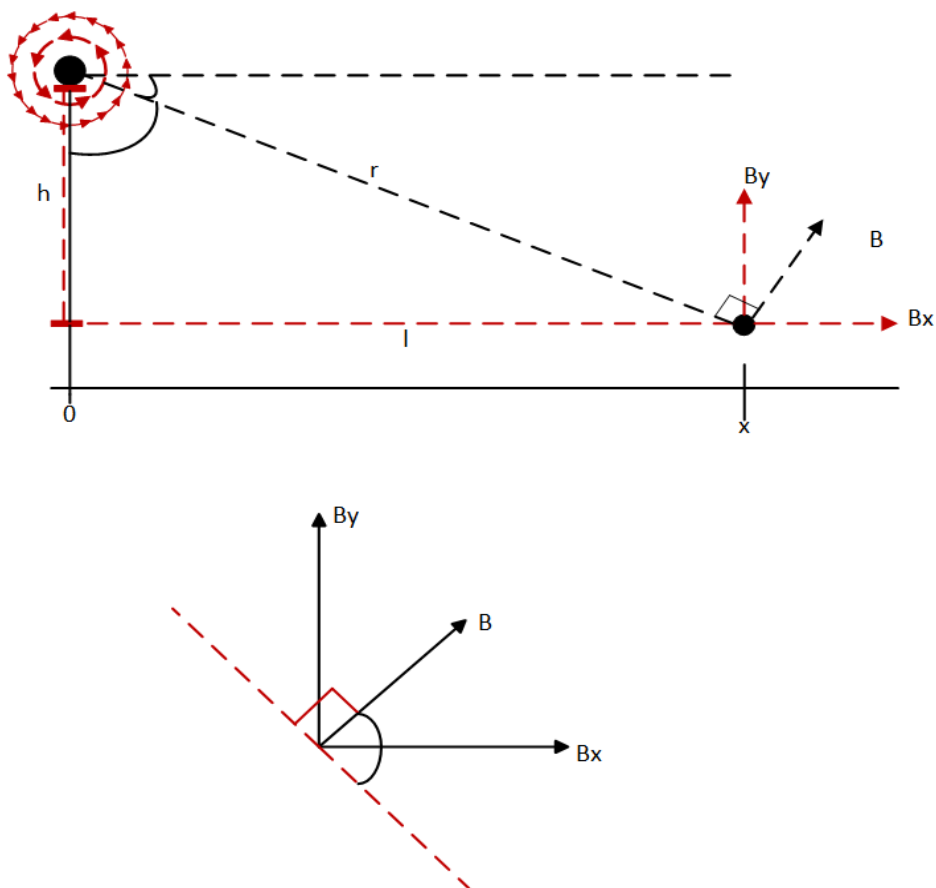
2.5.1 Beregning av magnetfelt

I *Figur 2* kan en se magnetfeltet som oppstår rundt en strømførende leder og dette feltet oppgis i Tesla. Det er som regel så små verdier at μT er brukt. Magnetfeltet B er avhengig av ledernes strøm ($I_i = \sqrt{2} \cdot I_{\text{eff}} \cdot \sin(\omega t \pm 120)$), avstanden mellom lederne r_i og avstanden til objektet. I tillegg til dette regner man med den magnetiske permeabiliteten i vakuum ($\mu_0 = 4 \pi \cdot 10^{-7}$) [15].

Magnetfeltet rundt en uendelig lang og rett leder kan beskrives ut ifra Amperes sirkulasjonslov, som på integralform er gitt som [16]:

$$\oint B \cdot dI = \mu_0 \cdot I \quad (2.17)$$

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \Pi \cdot r}$$



Figur 2: Magnetfeltet rundt en uendelig lang og rett leder, hvorav strømmen kommer ut av arket

Som vist i Figur 2 kan B-komponenten dekomponeres til x- og y-retning for utregning [16],

$$B_x = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \Pi \cdot r} \cdot \cos(\theta) \quad (2.18)$$

$$B_y = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \Pi \cdot r} \cdot \sin(\theta)$$

Hvor vinkel og radius kan bli beregnet på denne måten,

$$\theta = 90 - \tan^{-1}\left(\frac{h}{l}\right) \quad (2.19)$$

$$r = \sqrt{l^2 + h^2} \quad (2.20)$$

Ved flere ledere, som ved for eksempel en trefase kraftledningsoppheeng, kan det resulterende feltet i et gitt punkt beregnes ved å summere det vektorielle bidraget fra alle lederne. Om man summerer alle bidragene i x og y retning får man [16]:

$$\begin{aligned} B_x &= \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \Pi} \cdot \left(\frac{\cos(\theta_A)}{r_A} + \frac{\cos(\theta_B)}{r_B} + \frac{\cos(\theta_C)}{r_C} \right) \\ B_y &= \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \Pi} \cdot \left(\frac{\sin(\theta_A)}{r_A} + \frac{\sin(\theta_B)}{r_B} + \frac{\sin(\theta_C)}{r_C} \right) \end{aligned} \quad (2.21)$$

Dette gir samlet magnetfelt:

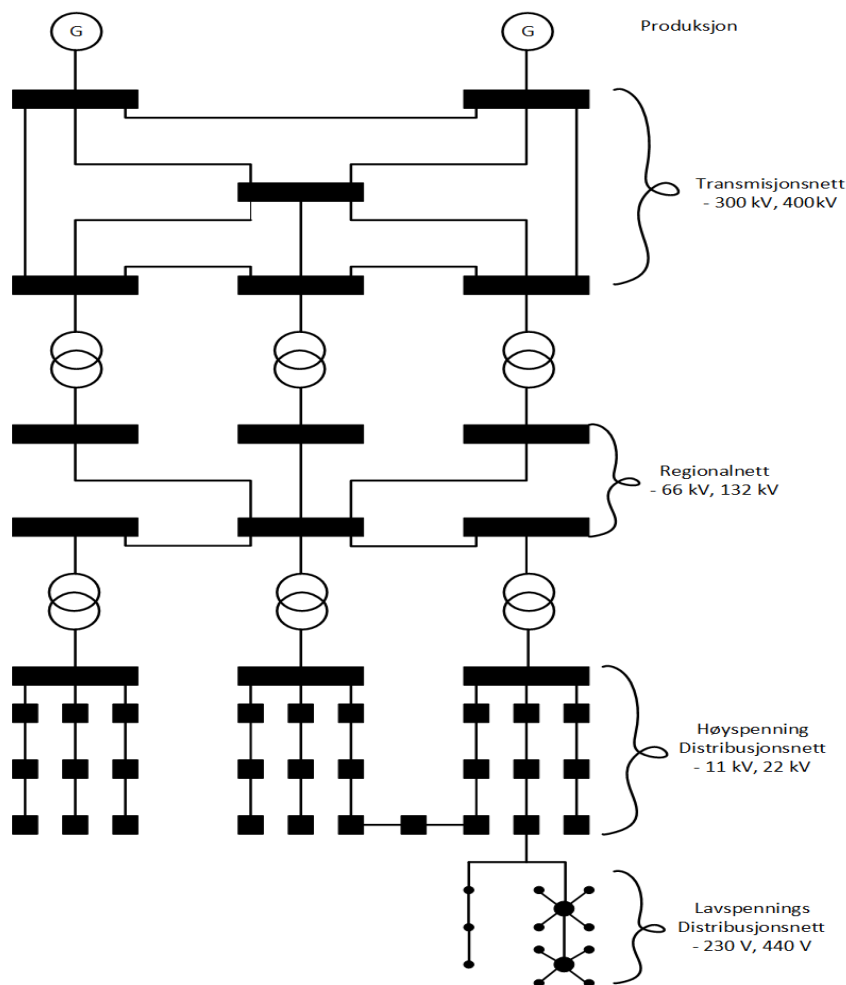
$$B = \sqrt{B_x^2 + B_y^2} \quad (2.22)$$

3 Nettforsyningen fra Jarnes til Hundeidvik

Dette kapittelet vil ta for seg de forskjellige nettnivåene og nettypene i nettet og de elektriske komponentene som er relevante for oppgaven. Det vil også være en beskrivelse av nettet mellom Jarnes og Hundeidvik slik det står i dag, fremtidige trender (utslipp og elektrifisering av transportmiddel) som vil påvirke nettet og en beskrivelse av det fremtidige nettet knyttet til oppgaven.

3.1 Nettnivå og -typer

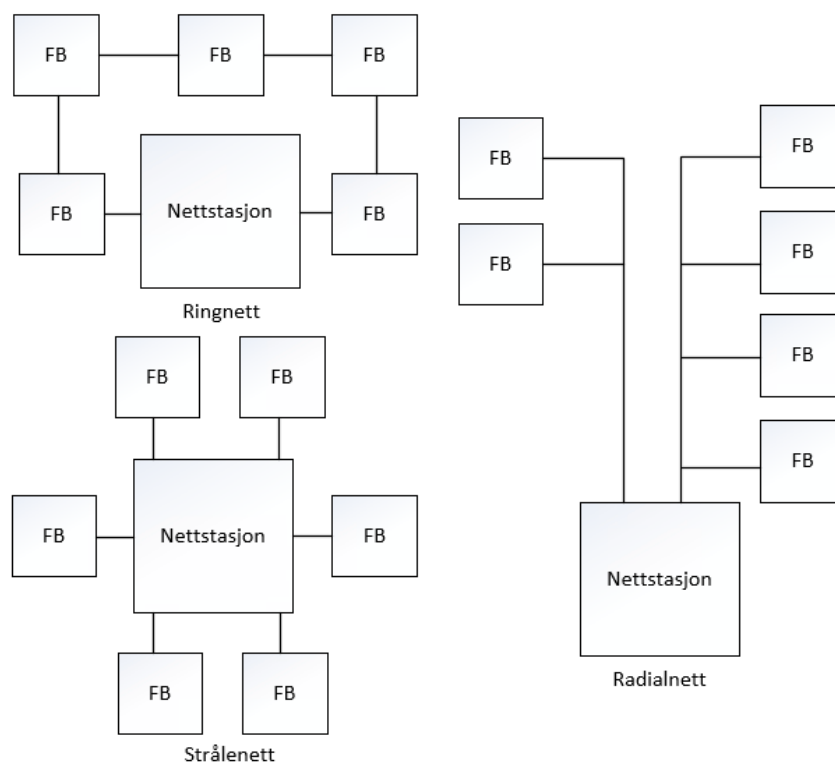
I Norge har vi i dag fire forskjellige nettnivå som vist i *Figur 3*. Hvorav transmisjonsnett er eid av Statnett, mens regionalnettet er det nettet som dekker større fylker og regioner, som er brukt til å knytte sentralnettet til distribusjonsnettet.



Figur 3: Oversikts bilde over transmisjons-, regional- og distribusjonsnettet

Nettnivåene er i hovedsak bygd opp av tre forskjellige nettyper som vist i *Figur 4*. Forsyningen fra Jarnes til Hundeidvik er et strålenett og det er dermed ingen reserveforbindelse om det skal oppstå et strømbrudd på linjen.

- Ringnettet er en nettype der man har mulighet til å danne en sluttet ring i nettet. En sluttet ring vil gi stor sikkerhet i forsyningen. På den måten er det muligheter for å stenge forsyningen fra en side og forsyne fra motsatt side, hvis det skulle oppstå en feil på nettet [17].
- Strålenettet har flere forbrukere koblet til en nettstasjon og brukes ofte der det er lav lasttetthet. Det er rimeligere å bygge. Hvis det skulle oppstå en feil på nettet, vil forbrukere være uten strøm til feilen er fikset, fordi det ikke finnes noen reserveforbindelser [17].
- Radialnettet har også flere forbrukere koblet til en nettstasjon. Denne type nett brukes ofte i store bygninger som hovedledningsnett og fordeler seg i hver etasje. Skulle det oppstå en feil i nettet, vil alle miste nettet til feilen er fikset, siden det ikke finnes noen reserveforbindelser [17].



Figur 4: Nettyper: Ringnett, Strålenett og Radialnett

3.2 Elektriske komponenter i nettet

I dette kapittelet presenteres de ulike elektriske komponentene som er relevante for denne oppgaven. Her beskrives ulike typer nettstasjoner, transformatorer, metoder for fergelading og kondensatorbatteri.

3.2.1 Nettstasjon

En nettstasjon er ett ledd i distribusjonsnettet hvor spenningen som oftest blir transformert ned til 230 V eller 400 V og den er som regel plassert i det teoretiske tyngdepunktet til belastningen i lavspenningsnettet. En nettstasjon blir også ofte omtalt som en transformatoriosk.

Nettstasjonen i dag er som regel prefabrikkerte, men det blir også lagd egne nettstasjoner. Det blir lagd egne hvis det er vanskelig å finne plass i tettbygde strøk, eventuelt i store bygninger hvor transformatoren er plassert i et eget rom i selve bygget. Nettstasjonene som er prefabrikkerte, kan fås som utvendig, se *Figur 5* og innvendig betjente, se *Figur 7*, i tillegg er det mulig å få masttransformatorer som er plassert mellom masteføttene, vist i *Figur 6*. Begge består av en eller flere fordelingstransformatorer, lastskillebrytere og effektbryter for inn- og utkobling av kabler/linjer og omkoblinger. Den inneholder også nødvendig strøm- og spenningstransformatorer for måling og vern [18].



Figur 5 : Utvendig betjent nettstasjon [19]



Figur 6: Masttransformator



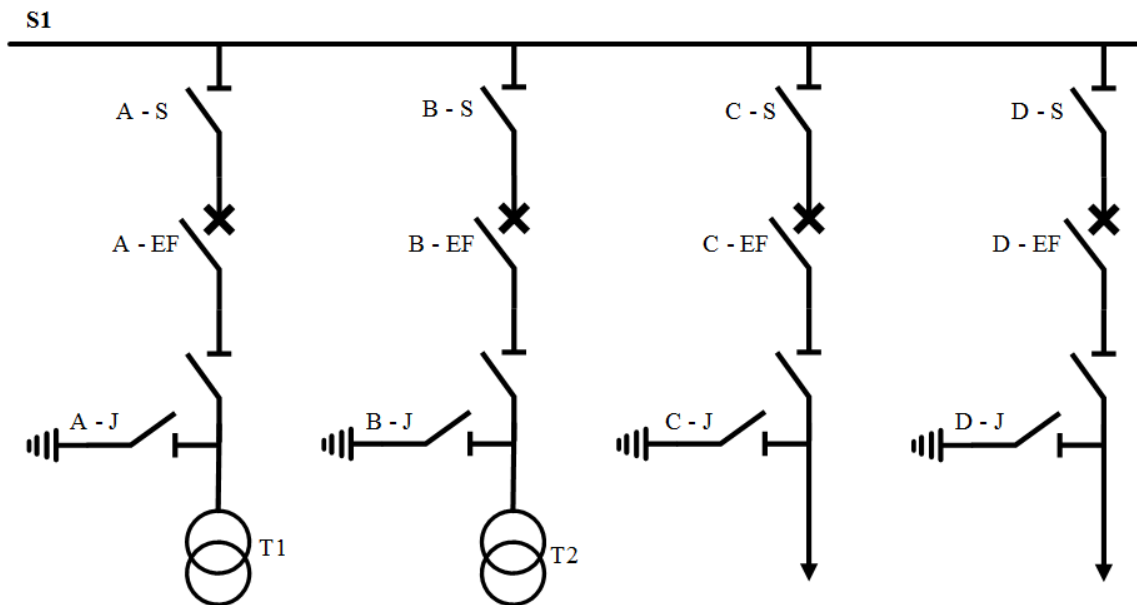
Figur 7: Innvendig betjent nettstasjon [20]

3.2.2 Bryteranlegg

Et bryteranlegg kan være plassert innvendig og utvendig. Når det er snakk om lave spenninger, som 24 kV er de i hovedsak plassert innvendig. Ved distribusjon ut i nettet er et slikt anlegg plassert i nettstasjonene i tillegg til transformatoren. Anlegget består av kabler, samleskinner, brytere, overspenningsavledere og strøm- og spenningstransformator. Ved bruk av slike anlegg i nettstasjonen er det som regel brukt metallkapslede anlegg eller SF6-anlegg, hvorav SF6-anlegg har blitt mer og mer aktuelt [21].

Fordelene med SF6-anlegg i forhold til konvensjonelle metallkapslede anlegg er at de er plassbesparende, berøringssikre, kommer i moduler med kort byggetid, mindre vedlikehold og mindre støy ved kobling av brytere. Ulempen er at det kan oppstå giftige spaltningsprodukter når gassen er utsatt for lysbue og kan potensielt ved meget stor utbredelse gi utslipp som er drivhusfremmende og i tillegg kan anlegget ha lang reparasjonstid [22].

I *Figur 8* nedenfor kan man se en illustrasjon over hvordan et enlinjeskjema av et bryteranlegg kan se ut.

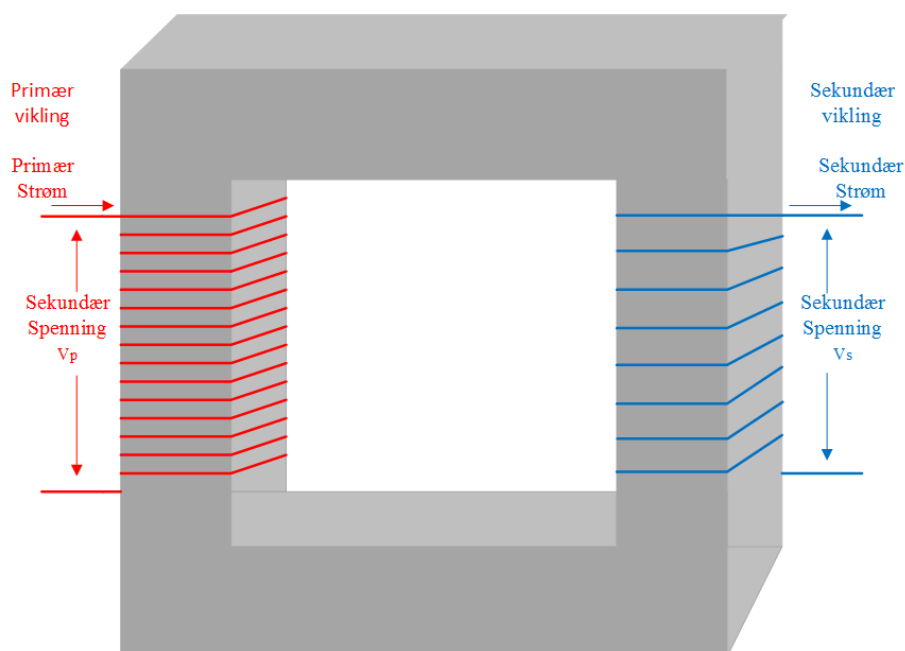


Figur 8: Enlinjeskjema av ett bryteranlegg

3.2.3 Transformator

Transformatoren er en elektrisk komponent som omsetter elektrisk vekselstrøm med en spenning, til vekselstrøm med en annen spenning og brukes innen alle områder av vekselstrømteknikken. Den bygges fra de minste miniatyrapparater til enheter på over en million kVA for kraftoverføringsanlegg.

En transformator inneholder vanligvis to viklinger på en kjerne av lamellert jernblikk, som vist i *Figur 9*. Jernkjernen virker på den måten at den induerte spenningen per vikling blir omtrent like stor på primær- og sekundærviklingen, som vil si at spenningen er proporsjonal med viklingstallene. Tar man ut strøm på sekundærviklingen, øker strømmen i primærviklingen tilsvarende, slik at produktet av strøm og spenning for begge viklingene er like store [23].



Figur 9: Transformatorkerne med viklinger

3.2.4 Fergelading

Det er i hovedsak to metoder som blir brukt til fergelading, ved begge tilfellene lades fergen opp mens den ligger til kai. Disse metodene er via batteribank og direkteledning:

- Batteribank er en løsning for å avlaste nettet ved lading av ferge. Ved denne løsningen lades batteribanken opp mens fergen går over fjorden, når fergen kommer tilbake lader den direkte fra batteribanken.
- Direkteledning fungerer ved at fergen kobler seg direkte på nettet for å lade.

3.2.5 Kondensatorbatteri

Et kondensatorbatteri er flere kondensatorer koblet sammen til ett batteri. Den skal gi ønsket spenning og kapasitans og benyttes i kraftnettet for å kompensere den induktive belastningen, gi bedre faseforskyvning og for å redusere overføringstapene [24].

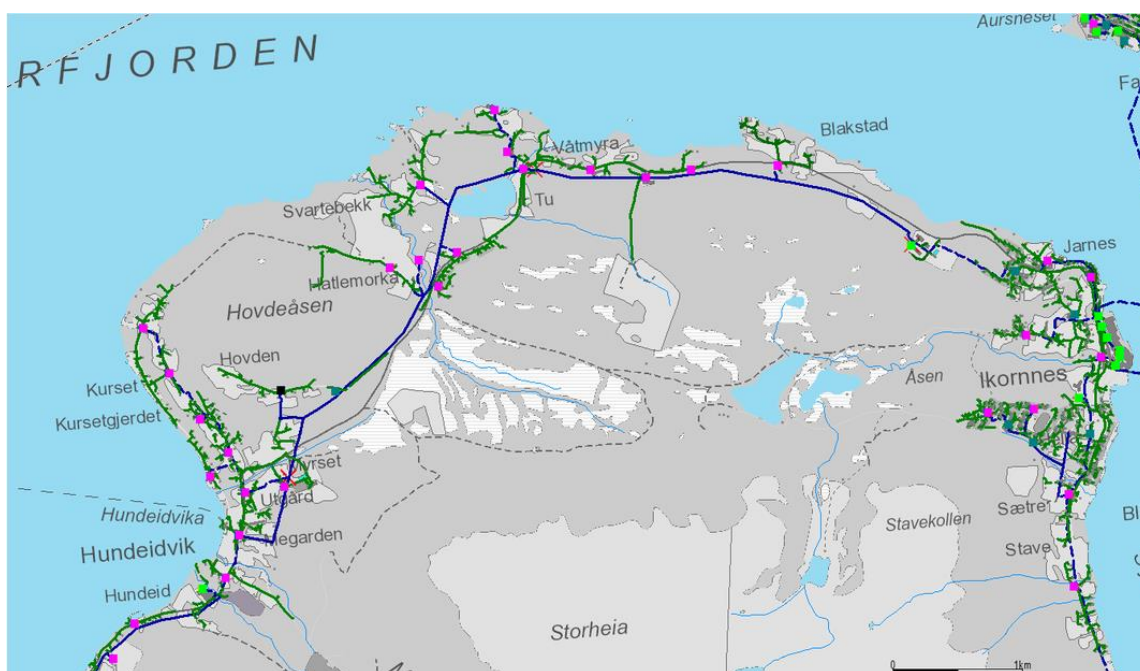
Ett kondensatorbatteri kan bestå av flere trinn som kan reguleres ved å koble ut eller inn ønskede antall trinn. Dette kan gjøres automatisk ved at man har en regulator som måler anleggets resulterende faseforskyvning. Om faseforsyningen avviker for mye fra innstilt

verdi, griper regulatoren inn og sørger for å koble inn de nødvendige trinnene, slik at anleggets resulterende faseforskyvning er nærmere innstilt verdi [25].

3.3 Beskrivelse av nettet fra Jarnes til Hundeidvik i dag

Figur 10 er et oversiktsbilde over nettet fra Jarnes til Hundeidvik som skal analyseres i denne rapporten. Strekningen har en merkespenning på 24 kV og driftes på 22 kV. Linjen som går fra Jarnes til Hundeidvik, er i dag av typen FeAl 35 og det er omkring 50 år siden linjen ble bygd. En linje av type FeAl 35 har en strømkapasitet på 183 A ved en omgivelses temperatur på 20°C, men strømkapasiteten vil svekkes av linjens alder [26].

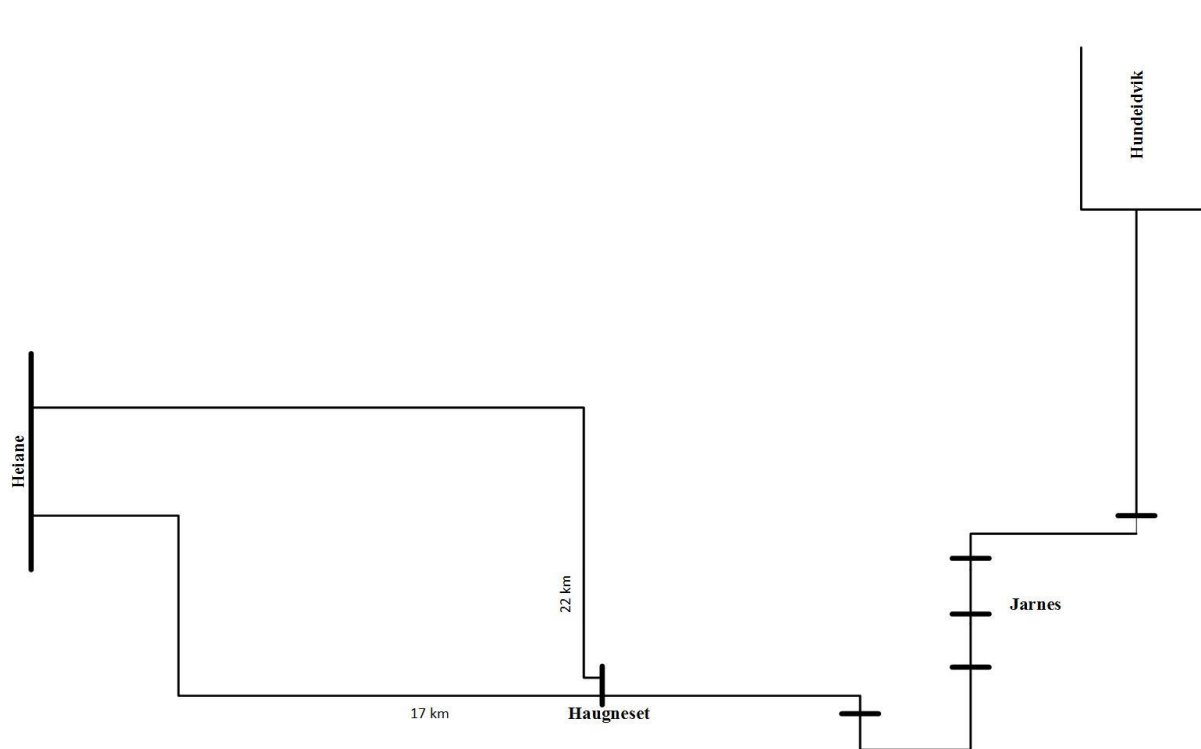
Ut ifra bilde ser man en heltrukket blå linje, som er høyspentlinjen som går fra Jarnes til Hundeidvik, den blå stiplede linjen er kabelforsyningen på høyspentnettet. De grønne strekene er lavspentnettet som er forsynt fra nettstasjonene, som er de rosa firkantene på bilde.



Figur 10: Kart over planområde

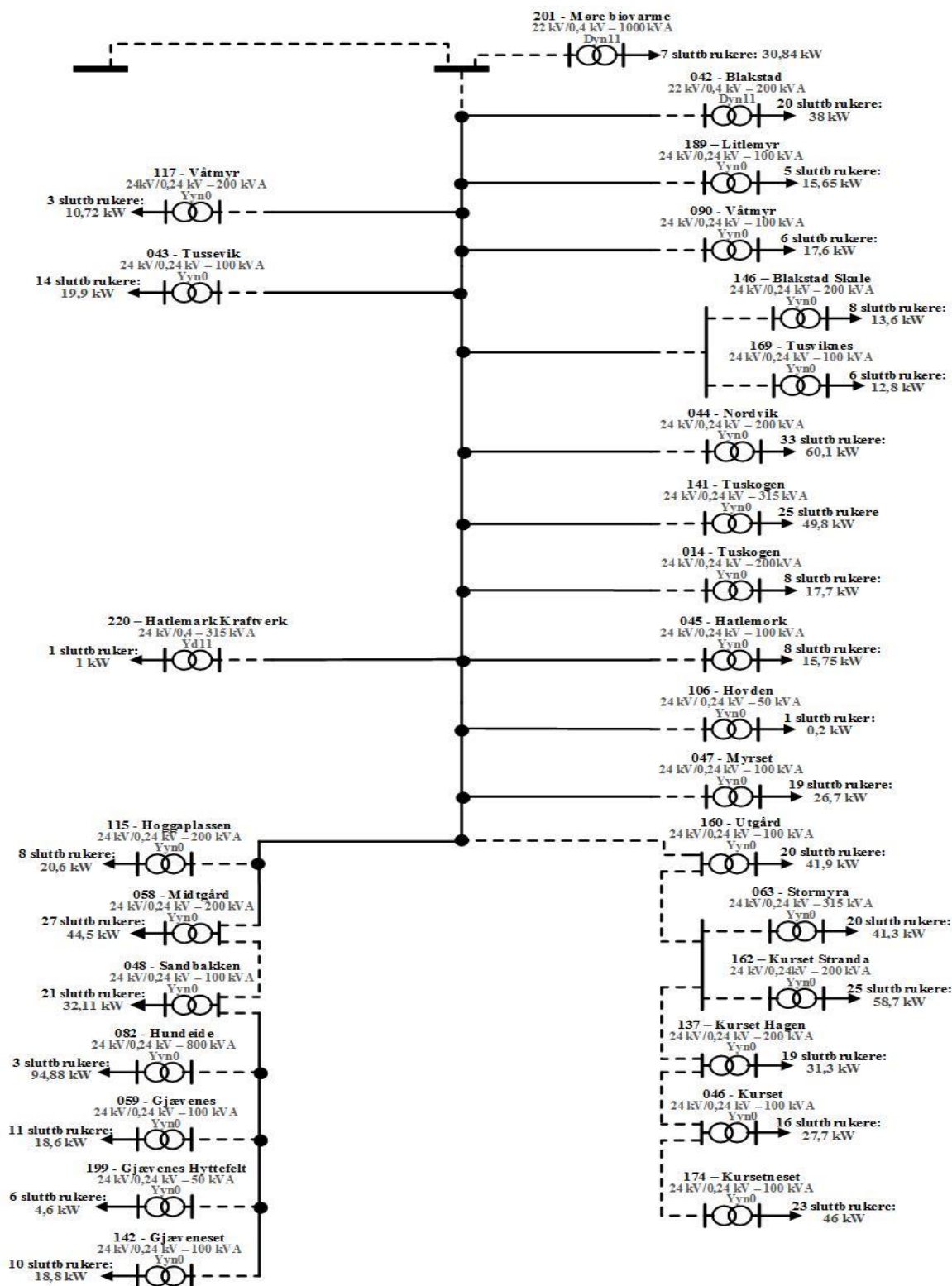
3.3 Beskrivelse av nettet fra Jarnes til Hundeidvik i dag

Figur 11 viser at det er to kabler som kan forsyne linjen, og man kan derfor velge mellom dem. Begge kablene går fra Heiane til Haugneset, men har ulik lengde. Den korteste kablen er 17 km, mens den lengste er 22 km. Det er en av disse linjene som vil forsyne strekningen mellom Jarnes og Hundeidvik.



Figur 11: Oversikt over omkobling

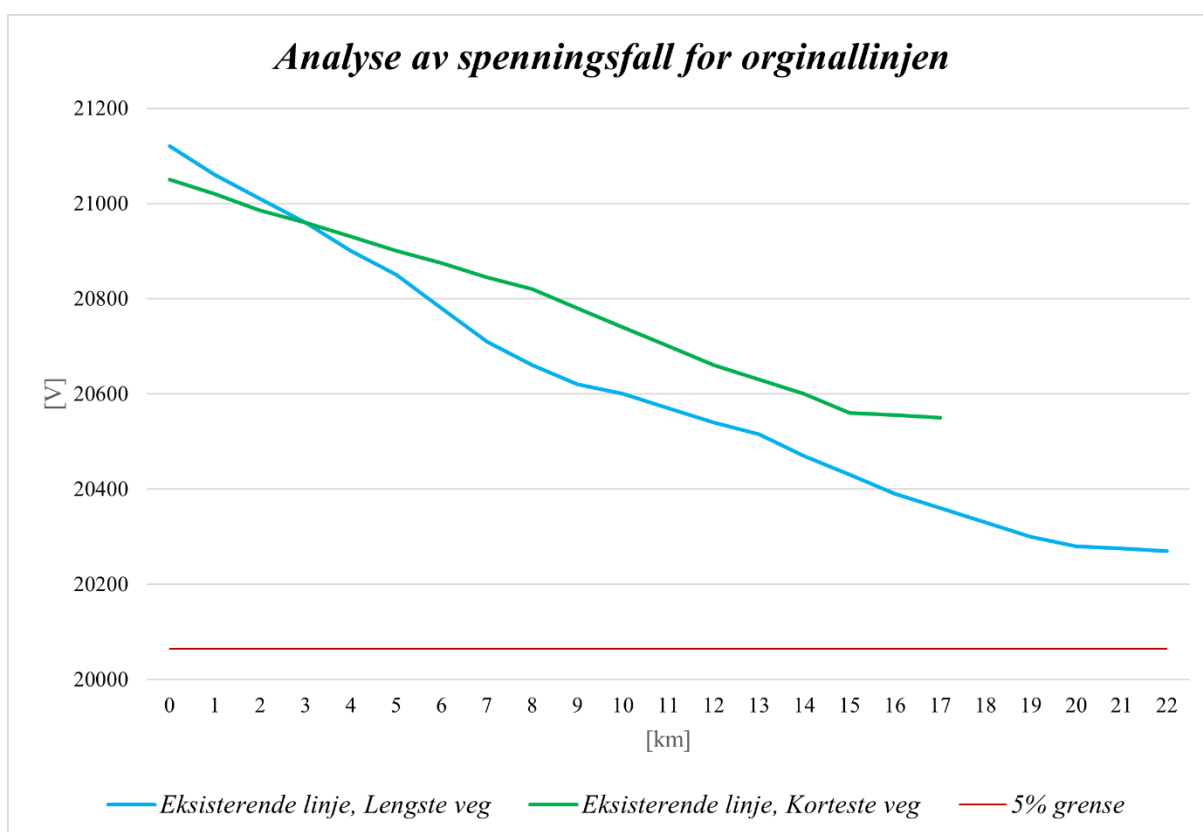
Enlinjeskjemaet i *Figur 12* viser en nærmere oversikt over området mellom Jarnes og Hundeidvik, som er hovedfokuset i denne rapporten. På enlinjeskjemaet kan man se nettstasjonene i nettet med navn på nettstasjonene, antall sluttbrukere og effektbruk fra transformatorene i tunglast.



Figur 12: Enlinjeskjema over planområde

Ved informasjonsinnhenting av nettet ble det sett på spenningsfall og strømforbruk på originallinjen. Dette ble gjort for å ha et referansepunkt å gå ut fra ved vurderingene av de forskjellige scenarioene.

Figur 13 viser analysen av spenningsfallet på nåværende linje. Den lengste veien på 22 km har et spenningsfall på 4,03 %, mens den korteste vegen på 17 km har ett spenningsfall på 2,38 %. Dette er begge verdier som ligger innenfor kravet på 5% spenningsfall, men den korteste vegen har større margin før den overstiger kravet.



Figur 13: Analyse av spenningsfall fra Jarnes til Hundeidvik

I Tabell 1 kan man se strømforbruket på linjen. Hvor strømmen på Jarnes er 41 A. Når man har strømforbruk og spenning kan en regne seg frem til effekten på linjen. Dette resulterer i at tilsynelatende effekten (S) på Jarnes er 1,52 MVA.

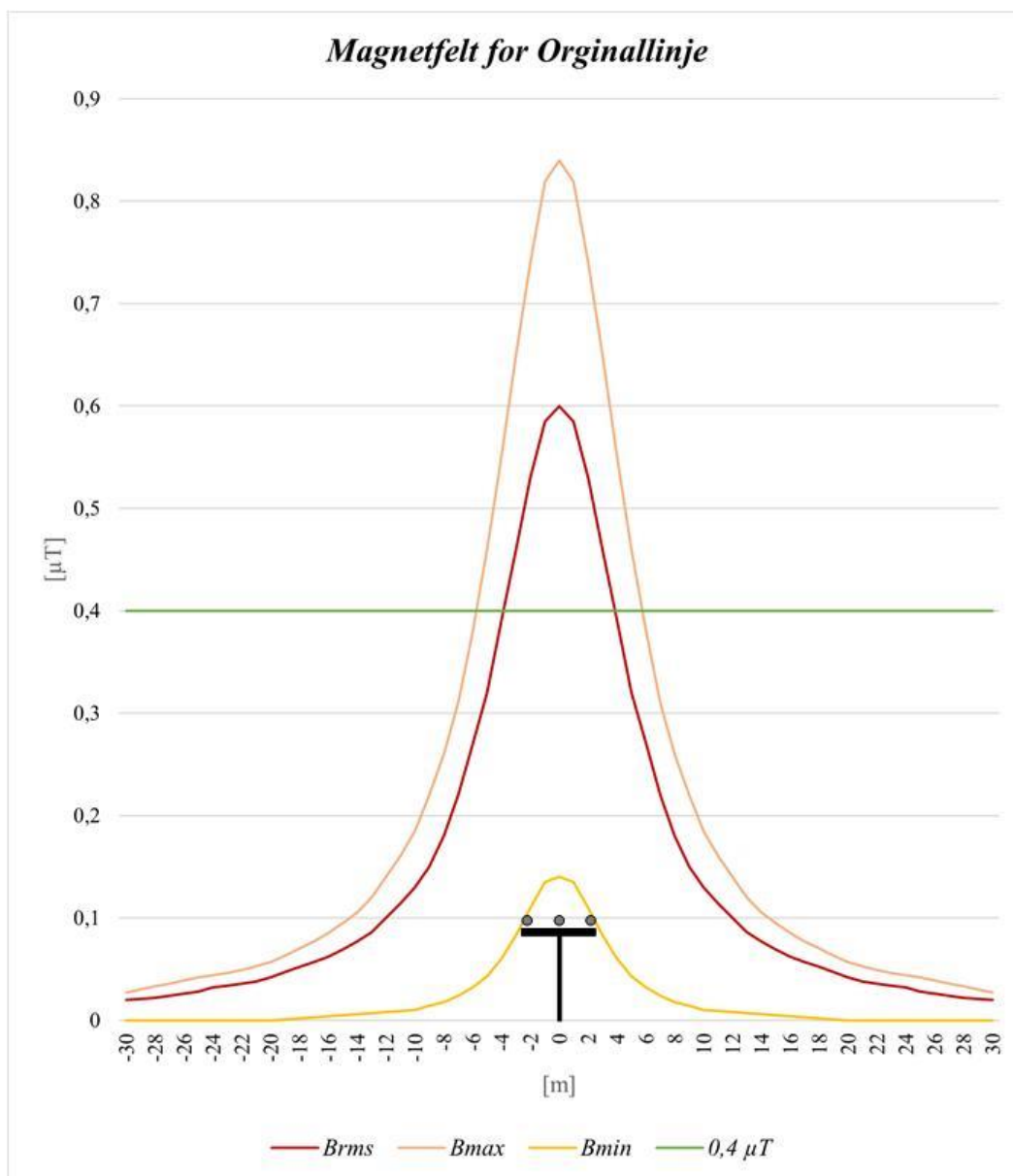
$$S = U \cdot I \cdot \sqrt{3} \quad (3.1)$$

$$S = U \cdot I \cdot \sqrt{3} = 21400 \text{ V} \cdot 41 \text{ A} \cdot \sqrt{3} = 1,52 \text{ MVA}$$

Tabell 1: Strømmen i originalnettet

Strøm [A]					
Område:	Hundeidvik	Hatlemorka	Våtmyra	Blakstad	Jarnes
Originallinje:	6	19	28	31	41

I Figur 14 kan man se en illustrasjon av magnetfeltet som oppstår rundt linjen i dag, hvor B_{rms} er den verdien som blir brukt som utgangspunkt. I Tabell 2 ser man at det ikke trengs mer enn en avstand på fire meter fra linjen slik den er i dag for å komme under utredningskravet.



Figur 14: Magnetfelt for originallinje

Tabell 2: Verdier for B_{rms} med avstand for Originallinje

Avstand [m]	B_{rms} [μ T]
0	0,60
1	0,58
2	0,53
3	0,46
4	0,39

I formelen under vises utregningen av KILE-kostanden for ett avbrudd av forsyningen på originallinjen, i en time i januar, på en ukedag, midt på dag, som ble regnet ut til å koste 35 720 NOK.

$$K_j = k_{P,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref} \quad (3.2)$$

$$K_{j,originallinje} = (8,8 + 14,7) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1520 \text{ kW} = 35\,720 \text{ kr}$$

3.4 Fremtidig trender

I dette kapittelet vil det presenteres fremtidige trender for økt effektforbruk i Norge. Bakgrunnen for dette er at det har blitt stort søkelys på klimautslipp, som dermed fører til at det som kan gjøres elektrisk blir elektrisk. Med denne utviklingen kommer utfordringene i forhold til kraftnettet og nettselskapene i tiden fremover.

Ut fra NVEs rapport fra 2018 kan strømforbruket i Fastlands-Norge øke med 23 TWh årlig fra 2018 til 2040. [27] Norge er ett av landene som ligger fremst når det kommer til elektrifiseringen og nesten all elektrisk strøm som produseres i Norge er fornybar. Elektrifisering av kjøretøy er et viktig virkemiddel for å redusere bruken av fossil energi i transportsektoren og dette ligger til grunn for NVEs framskriving av strømforbruk i Fastlands-Norge [27].

3.4.1 Utslipp i transportsektoren

Stortinget har satt i gang en rekke tiltak når det gjelder reduisering av klimautslipp for kjøretøy og sjøfart. Disse tiltakene går ut på å gjøre om fartøy fra fossilt drivstoff, til elektrisk eller hybrid.

Tabell 3 viser målene for å redusere utslippene frem til 2025 og 2030. Dette gjelder for personbiler, lastebiler, busser og ferger, mange av tiltakene er allerede godt i gang [28].

Siden det meste går over til å bli elektrisk er dette noe som burde betraktes når man renoverer kraftnettet, da det vil øke effektbruken generelt i Norge.

Tabell 3: Elektrifisering av transportsektoren

Transportmiddel:	Andel:	Utslipp:	Mål for å redusere utslipp:
Personbil/varebil (Nye)	100%	nullutslipp	2025 [29]
Ferge	100%	null- eller lavutslippsferger	2025 [30]
Bybuss (nye)	100%	nullutslipp	2025 [31]
Tyngre varebiler (nye)	100%	nullutslipp	2030 [31]
Lastebiler (nye)	50%	nullutslipp	2030 [31]
Langdistansebusser (nye)	75%	nullutslipp	2030 [31]

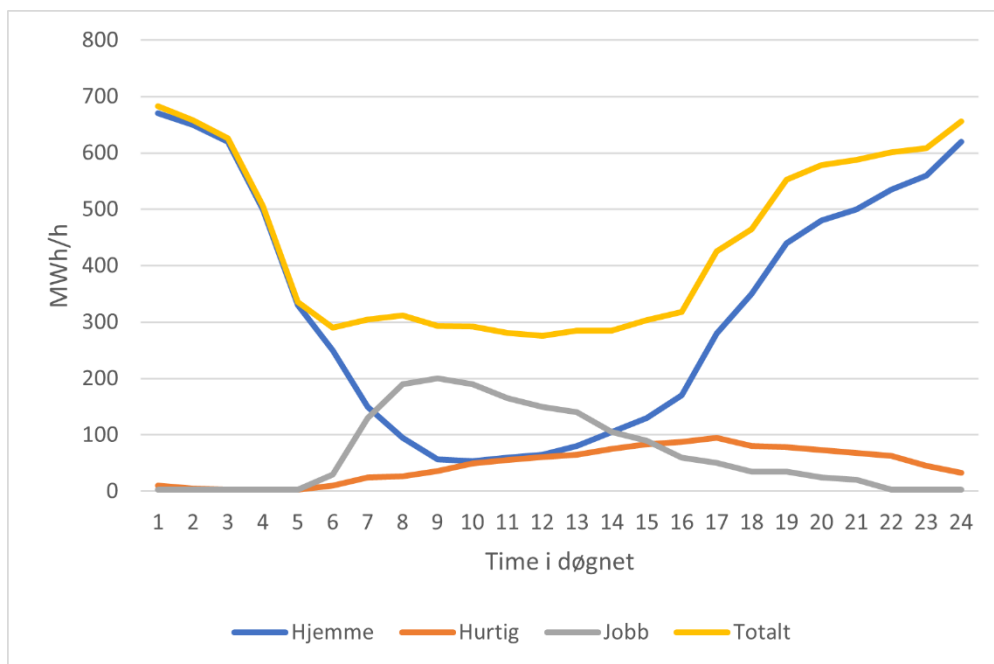
Når man snakker om nullutslipp menes det mer enn 95% reduksjon sammenlignet med konvensjonell teknologi [32], mens når man snakker om lavutslippskjøretøy menes det mer enn 40% reduksjon sammenlignet med konvensjonell teknologi [33].

3.4.2 Elektrifisering av personbilparken

Økningen i kjøp av elbiler i Norge vil ha stor betydning for effektbruken til hver forbruker. Ifølge regjeringen skal alle personbiler og lette varebiler være nullutslippskjøretøy, det vil si at alle nye biler som selges skal være elbil fra 2025. Dette vil være viktig å tenke på når man skal beregne den fremtidige tilleggslasten. I oppgaven tar vi utgangspunkt i NVE sin rapport der husstander med 230 V transformator legges til en last på 7,3 kW og husstander med 400 V transformator legges til en last på 22 kW [34].

Nettselskapene må ta hensyn til den elektrifiseringen av kjøretøy som pågår når de fornyer nettet. Effektpådraget vil være størst for distribusjonsnettet og det vil oppstå høyt effektforbruk hos enkelte forbrukere [35]. Det kan oppstå problemer for strømmettet fordi det vil påvirke spenningskvaliteten eller redusere overføringskapasiteten. Spesielt i områder med lite kapasitet i nettet og høyt samtidig ladeforbrukt. Nettselskapene må også passe på å bytte ut komponenter når det er nødvendig, slik at man unngår overbelastning på kabler og transformatorer [35].

Figur 15 viser en graf NVE har lagt ut av energiforbruket for elbilladere i 2030. I grafen kan man se at de fleste vil lade hjemme på nattestid eller mens de er på jobb. Det vil altså være størst strømforbruk fra klokken 16.00 til 06.00, i tillegg må man regne med et større forbruk om vinteren da bilene vil bruke mer strøm til fremdrift [35].



Figur 15 : fra NVE-rapport, når på døgnet det lades

Elbil effektforbruk

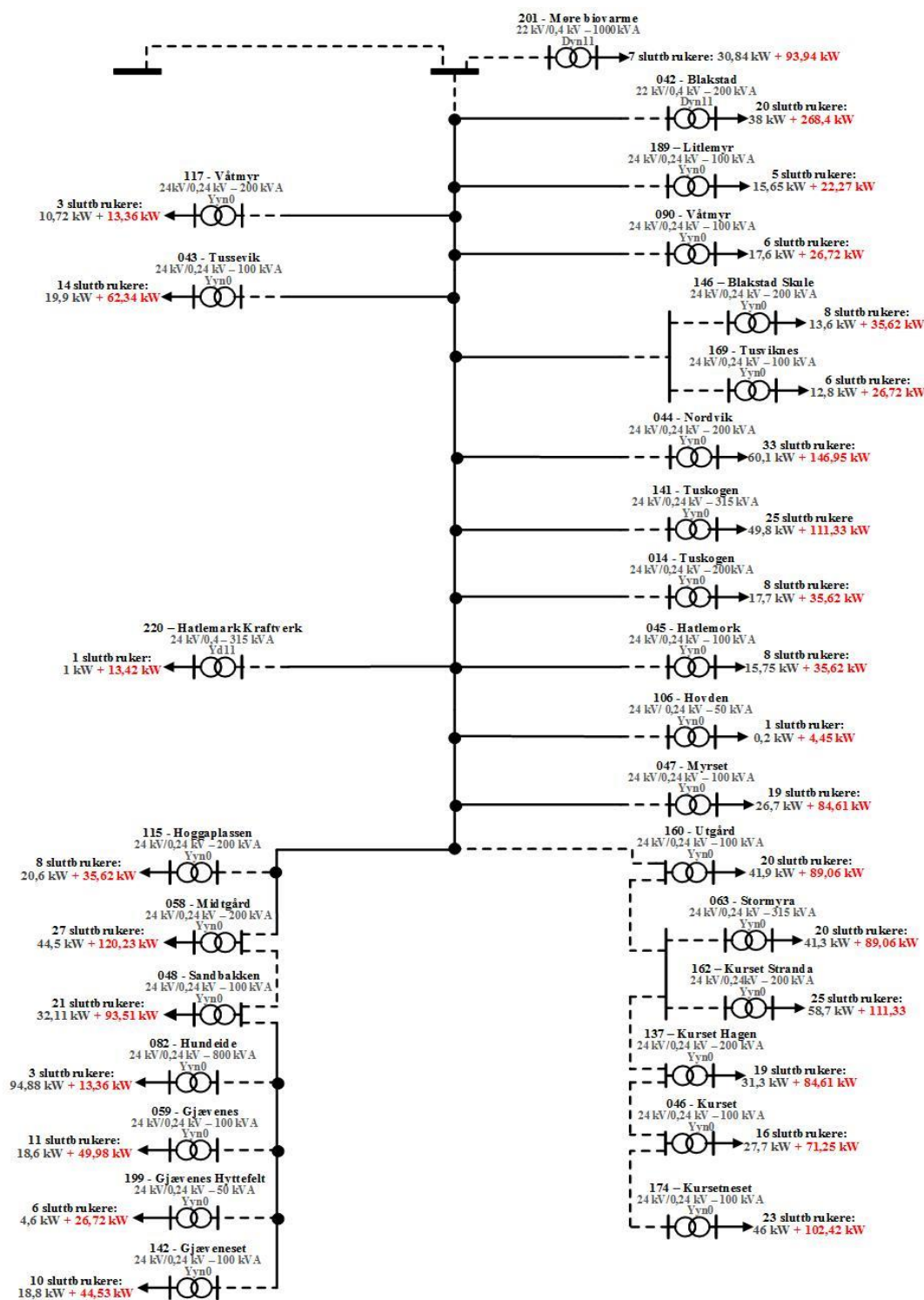
I Tabell 4 er en oversikt over type ladere som blir mest brukt for husstander i Norge. For boliger med 230 V transformator settes inn 7,3 kW og for boliger med 400 V transformator settes inn 22 kW, der begge har en strøm på 32 A. Det blir også brukt en samtidighetsfaktor på 61% [35].

Tabell 4: Lading av elbil

Type lader	Spenning [V]/ Strøm [A]	Effekt [kW]
Husholdning/yrkesbygg	230/32	7,3
Semihurtiglader	400/32/3faser	22

Oversikt over total elbiløkning

I Figur 16 vises en oversikt over hvor mye ekstra effekt hver transformator vil få hvis hver sluttbruker anskaffer en elbil. Denne verdien er oppgitt i kWh og effekten tilsvarer en total verdi på linjen på 1912 kWh.



Figur 16: Enlinjeskjema med effekten fra elbi

3.4.3 Elektrifisering av ferge

Elektrifisering av ferger er et sentralt tema for norske nettselskap. Ved korte fergeturer på under 35 minutt, er det spesielt lønnsomt å benytte batteri. Av totalt 180 ferger er det 84 ferger på 61 ulike strekninger som er egnet for elektrifisering i Norge [30]. Det er to muligheter for lading av ferger som vurderes: batteri eller direkte-lading.

Stortinget vedtok at de har satt som mål at norsk fergetransport skal bli 100% null- eller lavutslippsferger innen 2025. Dette vil redusere CO₂ utslippet med 300 000 tonn, som vil si 9% av det totale innenriks sjøfartens utslipp. Det vil si at det unngås et utslipp på 100 000 tonn med diesel og 8000 tonn med NO_x [30].

I tillegg til store klimatiske fordeler er det også økonomiske fordeler for fergetransporten. Investeringene som de må gå gjennom i forbindelse med elektrifisering, vil de tjene inn igjen på fem år. Dette grunnet en redusert driftskostnad på 700 millioner kroner i året [30].

3.5 Beskrivelse av fremtidig nett fra Jarnes til Hundeidvik

Det fremtidige effektuttaket til kommende elbillading er 7,3 kW for husstander med 230 V transformator og 22 kW for husstander med 400 V transformator. Disse lastene blir plassert utover nettet i forhold til hvor mange forbrukere hver nettstasjon har.

Det er planlagt et fremtidig industriområde i Hundeidvik, som Straumen Nett AS har beregnet til å ha en økning i effektuttaket på 2 MW, i tillegg til fergeladingen.

Straumen Nett AS har vært i dialog med utbygger om en eventuell elektrifisering av ferger på strekningen Hundeidvik og Festøy. *Tabell 5* viser det beregnede effektbehovet for fergelading ved Hundeidvik som ligger i konsesjonsområde:

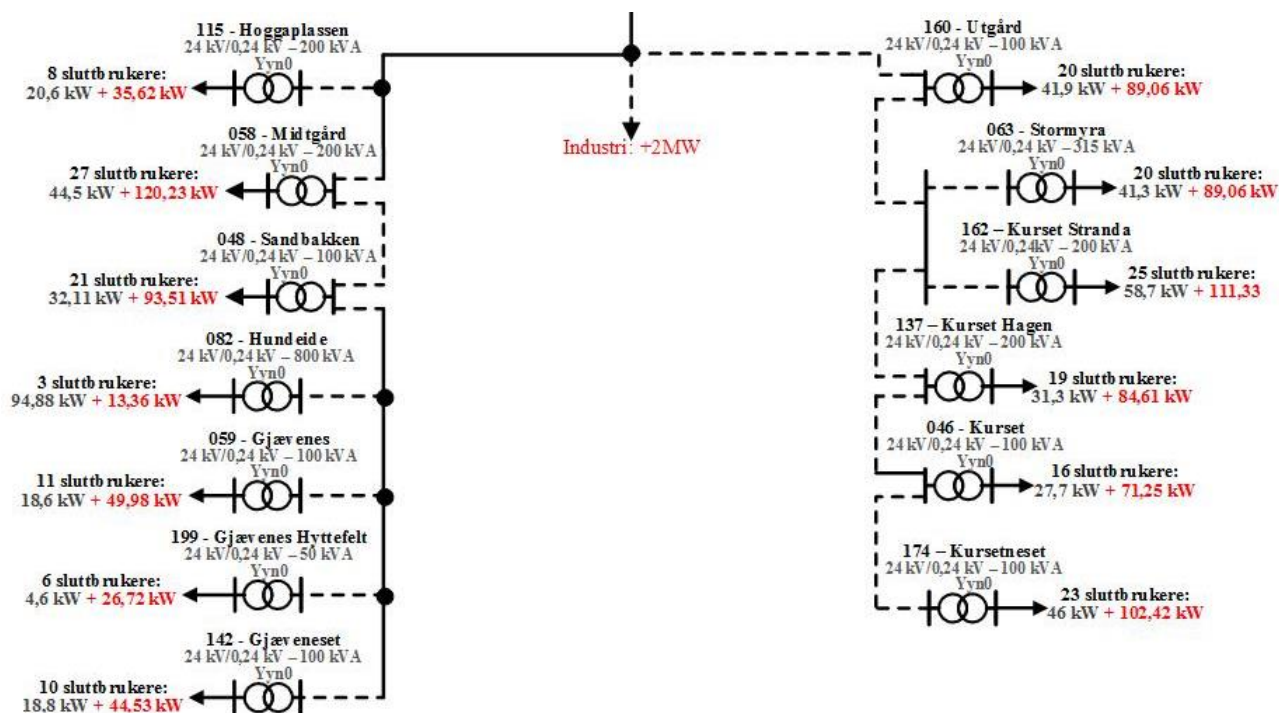
Tabell 5: Beregnet effektbehov for fergelading

Kai	Direkte-lading (variabel last) [MW]	Batteribank (konstant last) [MW]
Hundeidvik	1,3	0,16

Ut fra resultatene vil det vurderes hvilke tiltak i forhold til reovering som blir nødvendige og det vil bli fastsatt hva det mest økonomiske vil være.

3.5.1 Scenario 1:

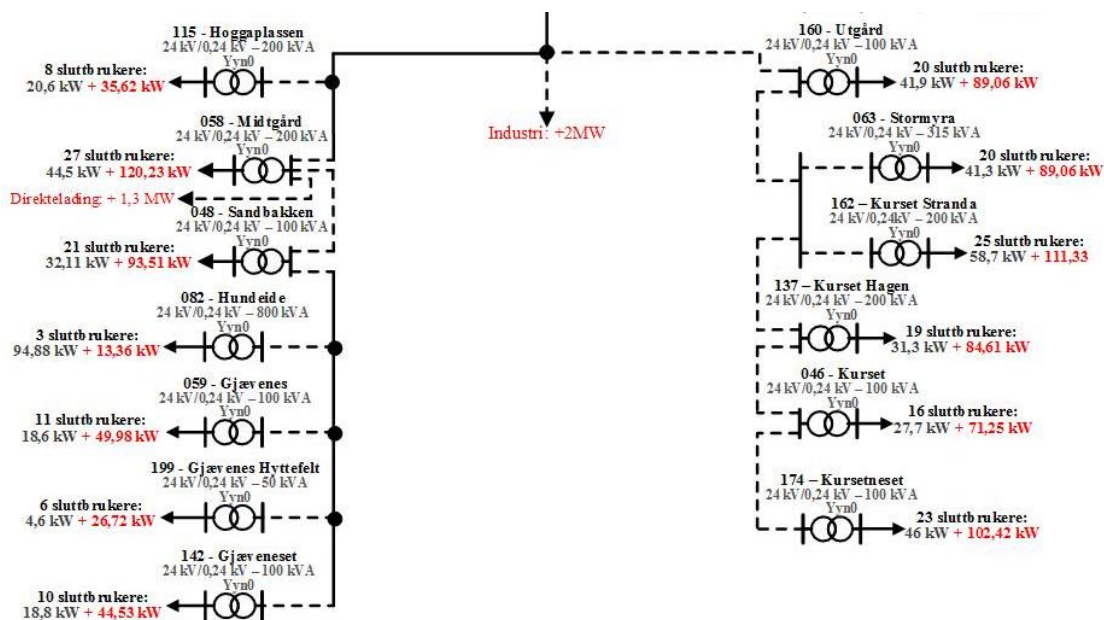
Figur 17 er ett enlinjeskjema som viser hvor den økte effekten og effektbehovet for Scenario 1 vil bli på linjen. Scenario 1 inneholder effektøkning for industrianlegget på 2 MW og elbillading per husstand.



Figur 17: Enlinjeskjema med effekt økning for Scenario 1

3.5.2 Scenario 2:

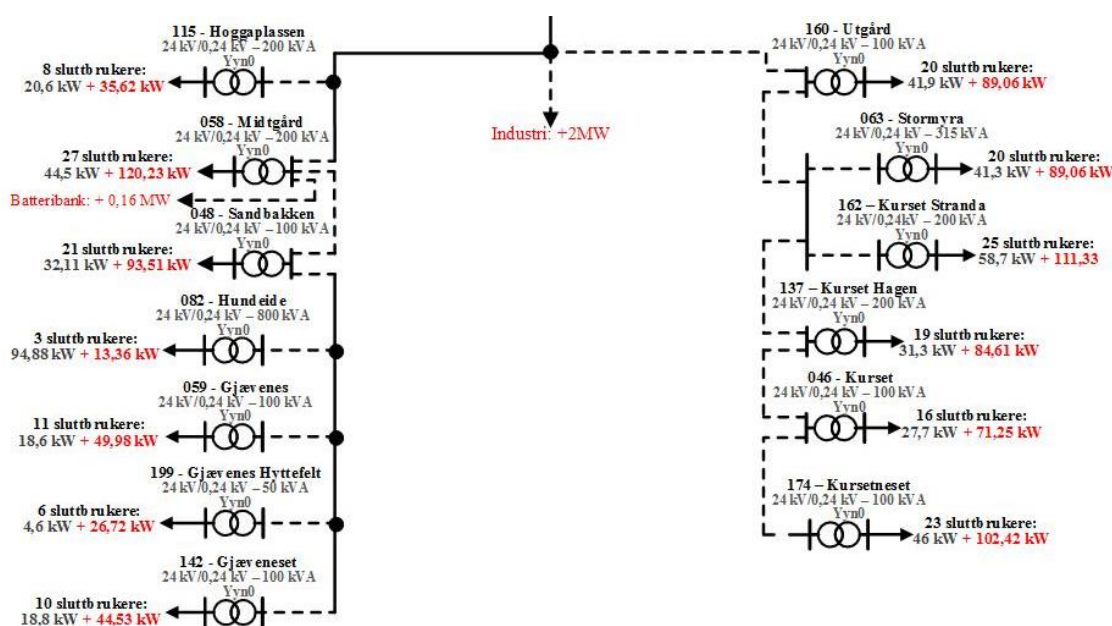
Figur 18 er ett enlinjeskjema som viser hvor den økte effekten og effektbehovet for Scenario 2 vil bli på linjen. Scenario 2 inneholder økning av effekt for industrianlegget på 2 MW, elbillading per husstand og direkteledning av ferge på 1,3 MW.



Figur 18: Enlinjeskjema med effekt økning for Scenario 2

3.5.3 Scenario 3:

Figur 19 er ett enlinjeskjema som viser hvor den økte effekten og effektbehovet for Scenario 3 vil bli på linjen. Scenario 3 inneholder økning av effekt for industrianlegget på 2 MW, elbillading per husstand og batterilading av ferge på 0,16 MW.



Figur 19: Enlinjeskjema med effekt økning for Scenario 3

4 Model av nettet

Dette kapitlet inneholder antagelser som ble gjort av oppgaven, verktøy som er brukt for å utføre oppgaven og testing av de tre scenarioene i oppgaven.

Kvantitative data som ble hentet til oppgaven er i hovedsak fra Straumen Nett sin database i Netbas, som har informasjon om kraftnett i og rundt Jarnes og Hundeidvik. Der ble det hentet nødvendige data over det nåværende kraftnettet. Tilleggslasten for fergelading og industriområde som brukes i oppgaven er tildelt av Straumen nett AS.

4.1 Antagelser

Det vil bli benyttet egne transformatorer for industribygg og fergelading, på denne måten vil ikke andre transformatorer i nettet bli like påvirket. Dermed vil utregningen av hvilke transformatorer som er belastet i Scenario 1 gjelde for alle scenarioene.

Det ble tatt en bestemmelse om å se på NVE sine tall om elbillading og bruke de til å sette inn for hver husstand. Effektforbruk i forhold til elektrifisering av busser og lastebiler blir ikke tatt hensyn til i oppgaven på grunn av lite eller ingen informasjon om hvor mye effekt og hvor mye trafikk det vil være snakk om. Det vurderes slik at området i fokus for oppgaven ikke vil være mest belastet av dette tiltaket.

I oppgaven er det tatt utgangspunkt i at linjen skal ha en levetid på minimum 50 år. Dette er benyttet for utregning av økonomisk tverrsnitt og i konklusjon.

Fra en avbruddsstatistikk på NVE sine sider kan en se at det i gjennomsnittlig er tre avbrudd per forbruker i året i Sykkylven [36]. Med denne informasjonen kan en finne ut hvor mange avbrudd det vil ta før det lønner seg å ha to linjer til en transformator. Det vil si å bygge en ny linje til transformator og på den måten ha to linjer, der den ene fungerer som sikkerhet for tap av nett og KILE-kostnader. Det blir tatt utgangspunkt i at den nye linjen går parallelt med den gamle.

4.2 Netbas

I oppgaven ble Netbas brukt til å analysere nettet ved de ulike scenarioene av last som ble lagt inn og fikk hentet ut spenning og strøm over nettet.

Powel Netbas er et GIS-basert nettinformasjonssystem som gir god anleggsdokumentasjon til effektiv planlegging, prosjektering, vedlikehold og gode analyse- og avgjørelsesstøttemodeller. Det sentrale nettarkivet holder orden på informasjon om komponenter og anlegg [37].

Nettarkivet gir nødvendig data til avanserte simulering- og analyseverktøy, som blant annet lastflytanalyse. Resultat og data blir presentert etter behov i kart, grafer, linjediagram eller som alfanumeriske lister og oppslag. Netbas sin database inneholder tekniske data om kraftlinjer, kabler, transformatorer, generatorer, kondensatorbatteri og i tillegg data for produksjon og last [37].

I Netbas finnes det ulike moduler for ulike behov. Totalt er det fire moduler, analyse, nettutvikling, nettdata og vedlikehold og i dette prosjektet ble modulene nettutvikling og analyse brukt:

- Nettutvikling brukes for prosjektering og planlegging. I denne modulen lages det en plan der nettet kan endres uten at det vil ha påvirkning på det originale nettet så lenge man ikke godkjenner planen. I planen kan man legge til, trekke fra eller forandre komponenter.
- Netbas analyse er en modul som brukes til å analysere nettet. I denne modulen kan man legge til last for å se hvordan andre komponenter bli påvirket.

4.3 REN

I oppgaven brukes REN-blad for å hente standarder og retningslinjer for å utføre oppgradering av kraftnettet.

Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet AS er et selskap som ble etablert for å starte med standardisering av materiell og arbeidsmetoder i norske nettselskap. I dag formidler de

kunnskap og retningslinjer innen prosjektering, montasje, drift og vedlikehold gjennom REN-blader, som er utviklet etter bransjens beste praksis [38].

REN Kalkyle er en modultype i REN som omfatter REN kostnadskatalog og REN kalkyleverktøy. Dette omfatter at en kan bla i kostnadskatalogen, tilpasning av kalkyler fra innholdet i katalogene og beregne kostnader for jobben som kreves for å utføre arbeidet [39].

REN Kalkyle brukes til å beregne kostnader knyttet til oppgradering av kraftnettet. I modulen lages det et prosjekt der det legges inn ulike produkter en trenger for oppgraderingen, i tillegg til selve prisen på objektet får man med deler og arbeid som blir nødvendig for å utføre oppgraderingen.

Kostnadskatalogen er basert på RENs egen kostnadskatalog og benytter gjennomsnittsverdier for materiell- og timepriser og er laget for typiske prosjekter for nettselskap og entreprenører i bransjen. Den tar derfor med relevante materiell med priser for de jobbutførelsene brukeren ønsker. På den måten får man ut en gjennomsnittlig pris på arbeidet.

REN har et verktøy som er en Excel-basert kalkulator. Den gjør beregning av økonomisk tverrsnitt for en overføring og baserer seg på retningslinjer fra REN-blad. Denne brukes i oppgaven til å velge riktig tverrsnitt på linjen i forhold til forbedring av linjen [40].

4.4 Tesla

Tesla 2012 beregner den magnetiske flukstettheten som er skapt av luftledninger med inntil tre ledersett (ni ledere totalt). Programmet kan beregne magnetfeltets effektivverdi B_{rms} , B_{max} og B_{min} innenfor +/- 90 m fra valgt nullpunkt.

I oppgaven ble Tesla brukt til å regne ut den magnetiske feltstyrken for å ta hensyn til den, da den magnetiske feltstyrken vil øke når strømmen øker [16].

4.5 Test av scenarioer i eksisterende nett

I oppgaven har det hovedsakelig blitt sett på tre scenarioer, der alle scenarioene har en påvirkning på nettet ved økt last. Det gir et bilde av hvordan distribusjonsnettet oppfører seg. Når hvert av scenarioene har blitt analysert er dette gjort ved tunglast, da det er dette tilfelle

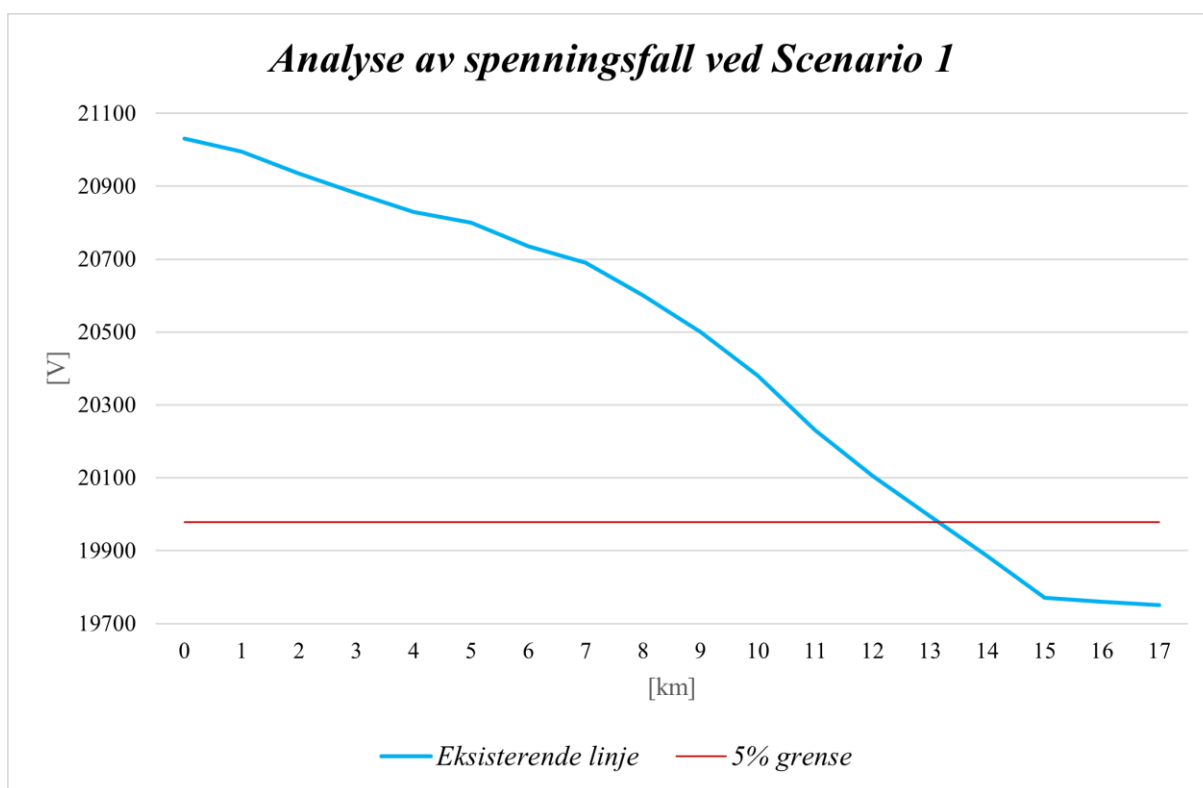
som vil ha den største påkjenningen på linjen. Det betyr at resultatene kan avvike fra virkeligheten på forskjellige tidspunkt.

Følgende tre scenarier har blitt sett på:

4.5.1 Scenario 1:

For analysen i Scenario 1 ble lasten for det eventuelle industrianlegget i Hundeidvik og lasten for fremtidig elbillading lagt inn i Netbas. Lasten for elbillading ble fordelt på transformatorene langs nettet etter hvor mange sluttbrukere hver enkelt transformator er koblet til.

For Scenario 1 er det et generelt krav om at spenningsfallet i høyspentnettet ikke skal overstige 5%. For å undersøke om dette kravet er opprettholdt med den linjen som er i dag ble det foretatt en analyse i Netbas for å se på hvordan nettet oppfører seg, dette vises som graf i *Figur 20*. Ut fra figuren kan en se at spenningsfallet ikke opprettholder kravet på 5%, da spenningsfallet nå ligger på 6,09 %. Det er på bakgrunn av det høye spenningsfallet at det er nødvendig med en forbedring av linjen for Scenario 1.



Figur 20: Analyse av spenningsfall Scenario 1

Når det legges på en last som er i overkant av 2 MW vil dette føre til en økning i strømmen på nettet. Dette tilsvarer en økning på 106 A fra originallinjen og strømmen over de ulike områdene vises i *Tabell 6*. Den nye strømmen vil bli brukt for å beregne det økonomiske tverrsnittet og magnetfeltet for linjen.

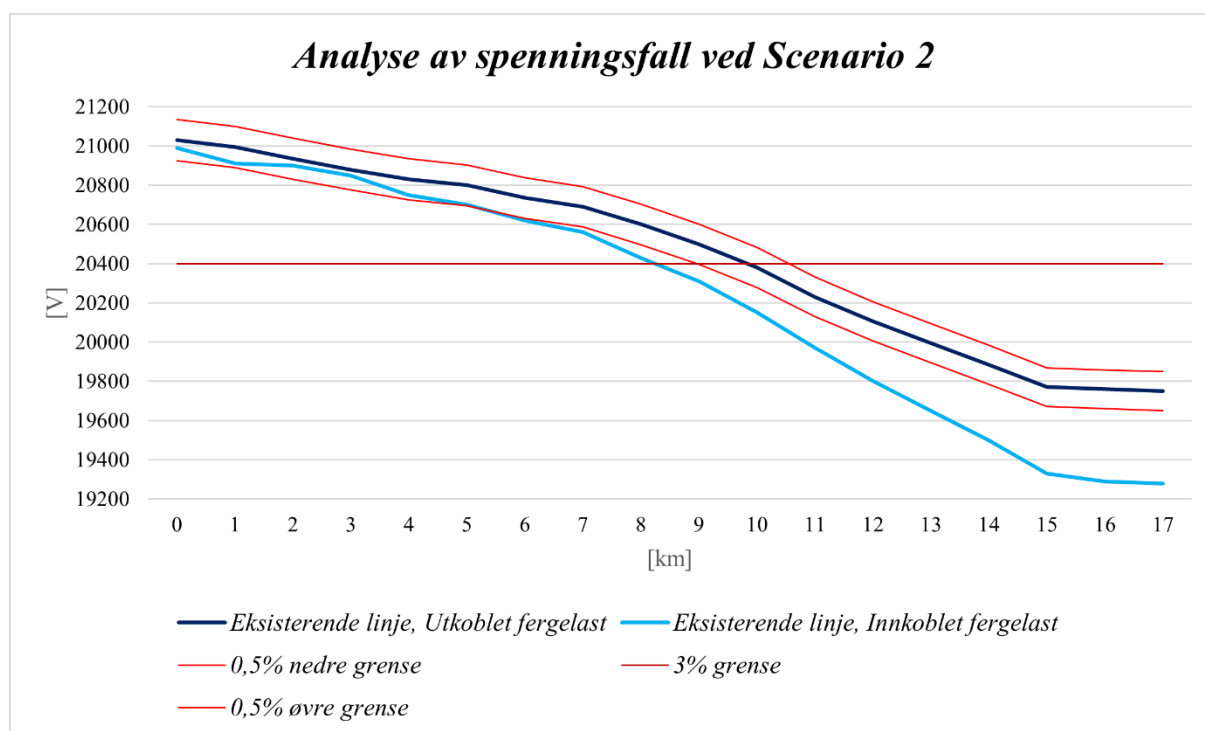
Tabell 6: Strømmen i nettet ved Scenario 1

Strøm [A]					
Område:	Hundeidvik	Hatlemorka	Våtmyra	Blakstad	Jarnes
Scenario 1:	16	102	125	137	147

4.5.2 Scenario 2:

I Scenario 2 ble det i tillegg til lasten i Scenario 1 lagt inn en last for direkteledning av ferge. Denne lasten er lagt inn på fergekaien i Hundeidvik. Her vil lasten på 1,3 MW til fergen kobles inn når fergen ligger til kai og kobles ut når fergen drar, i tillegg til at lasten på 2 MW og elbillading trekkes kontinuerlig fra linjen.

For scenarioet med direkteledning av ferge er det et krav om at spenningsfallet ikke skal være større enn 3% og i tillegg skal ikke spenningsfallet endre seg mer enn 0,5% ved innlegging av fergelast. For å undersøke om disse kravene er opprettholdt til den linjen som er der i dag, ble det foretatt en analyse av nettet i Netbas for å se hvordan nettet oppførte seg ved ut- og innkoblet last, som vist i *Figur 21*. Ut fra grafen ser man at linjen hverken opprettholder kravet på 3% eller 0,5%, hvorav spenningsfallet for utkoblet fergelast er på 6,09% og innkoblet fergelast er på 8,15%. Det er på bakgrunn av dette nødvendig med en forbedring av den nåværende linjen for Scenario 2.



Figur 21: Analyse av spenningsfall ved Scenario 2

Når en legger på en effekt på 1,3 MW, vil strømmen i linjen øke ganske kraftig og i dette tilfellet vil det tilsvare en økning på 153 A fra originallinjen og strømmen over de ulike områdene vises i Tabell 7. Den nye strømmen i linjen vil derfor bli brukt til å regne ut økonomisk tverrsnitt og magnetfelt.

Tabell 7: Strømmen i nettet ved Scenario 2

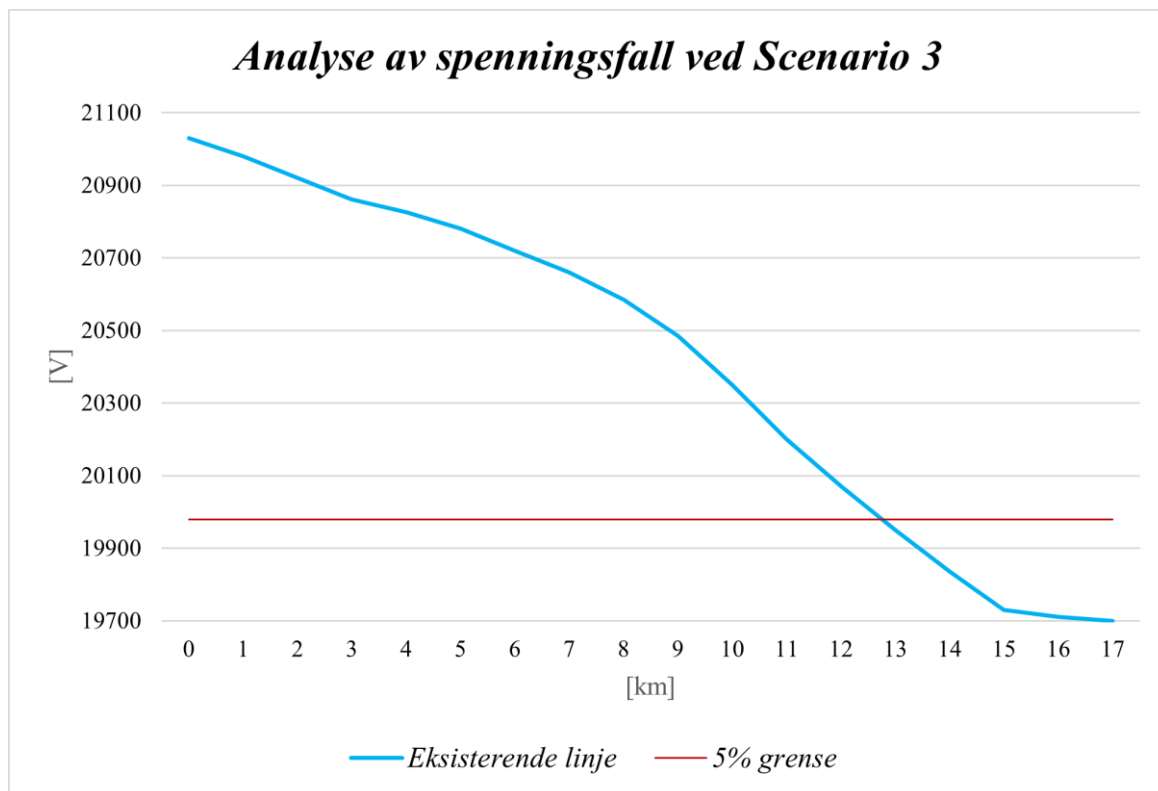
Strøm [A]					
Område:	Hundeidvik	Hatlemorka	Våtmyra	Blakstad	Jarnes
Utkoblet fergelast	16	102	125	137	147
Innkoblet fergelast	62	144	165	178	194

4.5.3 Scenario 3:

I analysen for Scenario 3 vil lasten for direktelading byttes ut med en batteribank som skal plasseres på fergekaien i Hundeidvik. Her vil en last på 0,16 MW kontinuerlig bli trukket fra linjen av batteribanken, sammen med lasten på 2 MW og elbillading.

For Scenario 3 er det et generelt krav om at spenningsfallet i høyspentnettet ikke skal overstige 5%. For å undersøke om dette kravet er opprettholdt med den linjen som er i dag, ble det foretatt en analyse i Netbas for å se på hvordan nettet oppfører seg, som vist i Figur

22. Ut fra figuren ser man at spenningsfallet ikke opprettholder kravet på 5%, hvorav spenningsfallet nå ligger på 6,32%. Det er på bakgrunn av dette nødvendig med en forbedring av linjen for Scenario 3.



Figur 22: Analyse av spenningsfall ved Scenario 3

Når det legges på en last som er i overkant av 2,13 MW vil dette føre til en økning i strømmen på nettet. Dette tilsvarer en økning på 118 A fra originallinjen og strømmen over de ulike områdene vises i Tabell 8. Den nye strømmen vil bli brukt for å beregne det økonomiske tverrsnittet og magnetfeltet for linjen.

Tabell 8: Strømmen i nettet ved Scenario 3

Strøm [A]					
Område:	Hundeidvik	Hatlemorka	Våtmyra	Blakstad	Jarnes
Scenario 3:	28	107	130	142	159

5 Test av ulike Scenarier

Til forbedring av nettet ble REN sin kalkulator brukt for «Beregning av økonomisk tverrsnitt for en overføring», hvor de presenterer anbefalt tverrsnitt for linjen med angitt strøm. Der kan en legge inn ønsket type overføring, som i dette tilfellet er en luftlinje på 24kV og strømmen som skal overføres, som kommer frem i analysene over strøm. Til slutt ble det lagt inn en levetid på anlegget på 50 år.

Tallene for spenningsfallene her hentet ut fra Netbas og skal ikke overskride kravene for hvert scenario som er beskrevet i kapittel 4.5 *Test av scenarier i eksisterende nett*.

Magnetfeltene er regnet ut for å se hvorvidt det eventuelt måtte være med i vurderingen om utredningsmetoden av linjen. Standardverdier som 120 grader faseforskyvning, 1,5 meter i lengde mellom fasene (X) og 6 meter høyde fra bakke til midlere pølhøyde (Y) ble lagt inn i Tesla, i tillegg til en varierende strøm for hvert scenario. Deretter ble det regnet ut maksimum, minimum og rms-verdi (effektivverdien) i henhold til forskjellige avstander fra linjen.

For hvert scenario ble de økonomiske kostnadene ble vurdert. De økonomiske investerings- og arbeidskostnadene ble regnet ut med REN sin kostnadskalkyle. Arbeidskostnadene innebærer antall timer en montør vil bruke på renovering og hvilke kostnader det vil medføre.

I tillegg til investerings- og arbeidskostnader ble det regnet på KILE-kostnader, da de i dag ikke har noe reservelinje å forsyne med under renovering. Denne kostnaden vil være avhengig av hvor effektivt jobben blir gjort og hvor mange montører de kan bruke for å få ned utkoblingstiden. KILE-kostnaden vil også vær et varslet avbrudd og vil dermed være mindre enn ved et uanmeldt avbrudd.

5.1 Nødvendige utbygginger for de ulike scenarioene

I dette kapittelet presenteres REN sitt forslag til økonomisk tverrsnitt, analyse av spenningsfall i forhold til forslaget og resultatene av de magnetiske feltene. Kapittelet deles inn i de ulike scenarioene for god oversikt.

5.1.1 Scenario 1:

Økonomisk tverrsnitt for Scenario 1 er regnet ut fra informasjonen lagt inn i *Tabell 9*, hvor REN har gitt anbefalinger som vist i *Tabell 10* om å benytte FeAl 70 linje og PEX 240 kabel for lasten på 2 MW og elbillading.

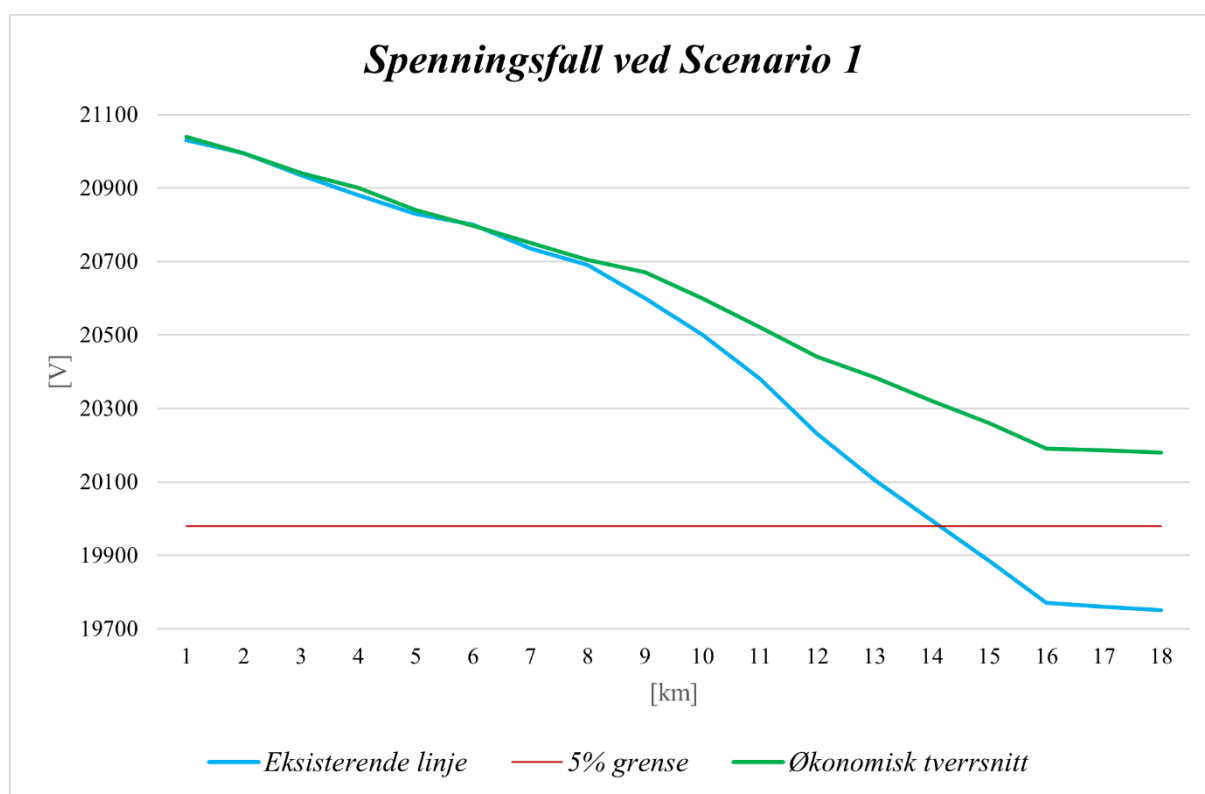
Tabell 9: Innlagt informasjon for beregning av økonomisk tverrsnitt, Scenario 1

	Strøm som skal overføres [A]	Type overføring	Bruktid tap [t]	Spenning [kV]
Overføring som skal kalkuleres	141	Luft overføring 24 kV	2500	24

Tabell 10: Beregning av økonomisk tverrsnitt for en overføring, Scenario 1

	Spenning [kV]	Kabel/Linje	Type	Termisk grensestrøm	Nåverdi total kostnad [kr/m]
Anbefalt kabel	24	PEX 3x1x240	Kabel	455	681
Anbefalt linje	24	FeAl 3x70	Linje	454	613

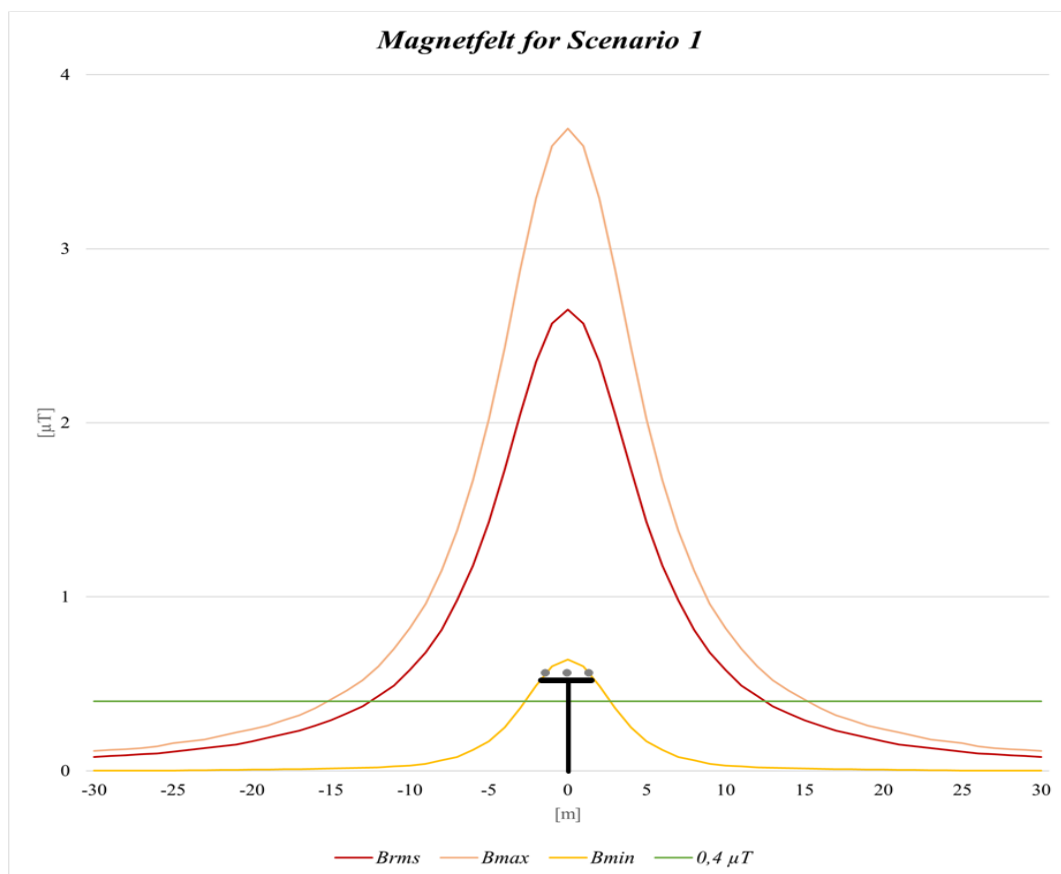
Det økonomiske tverrsnittet for kabel og linje resulterte, som vist i *Figur 23* et spenningsfall på 4,09%, som vil si at det ligger innenfor kravet på 5% og en kan dermed utelukke annen renovering av linjen utover dette.



Figur 23: Spenningsfall ved Scenario 1

Magnetfelt

I *Figur 24* kan man se en illustrasjon av magnetfeltet som vil oppstå rundt linjen ved Scenario 2, hvor B_{rms} er verdien av interesse. I *Tabell 11* kan man se at fra og med 13 meter vil B_{rms} være under $0,4 \mu T$ og vil dermed ikke ha konsekvenser for utbygging.



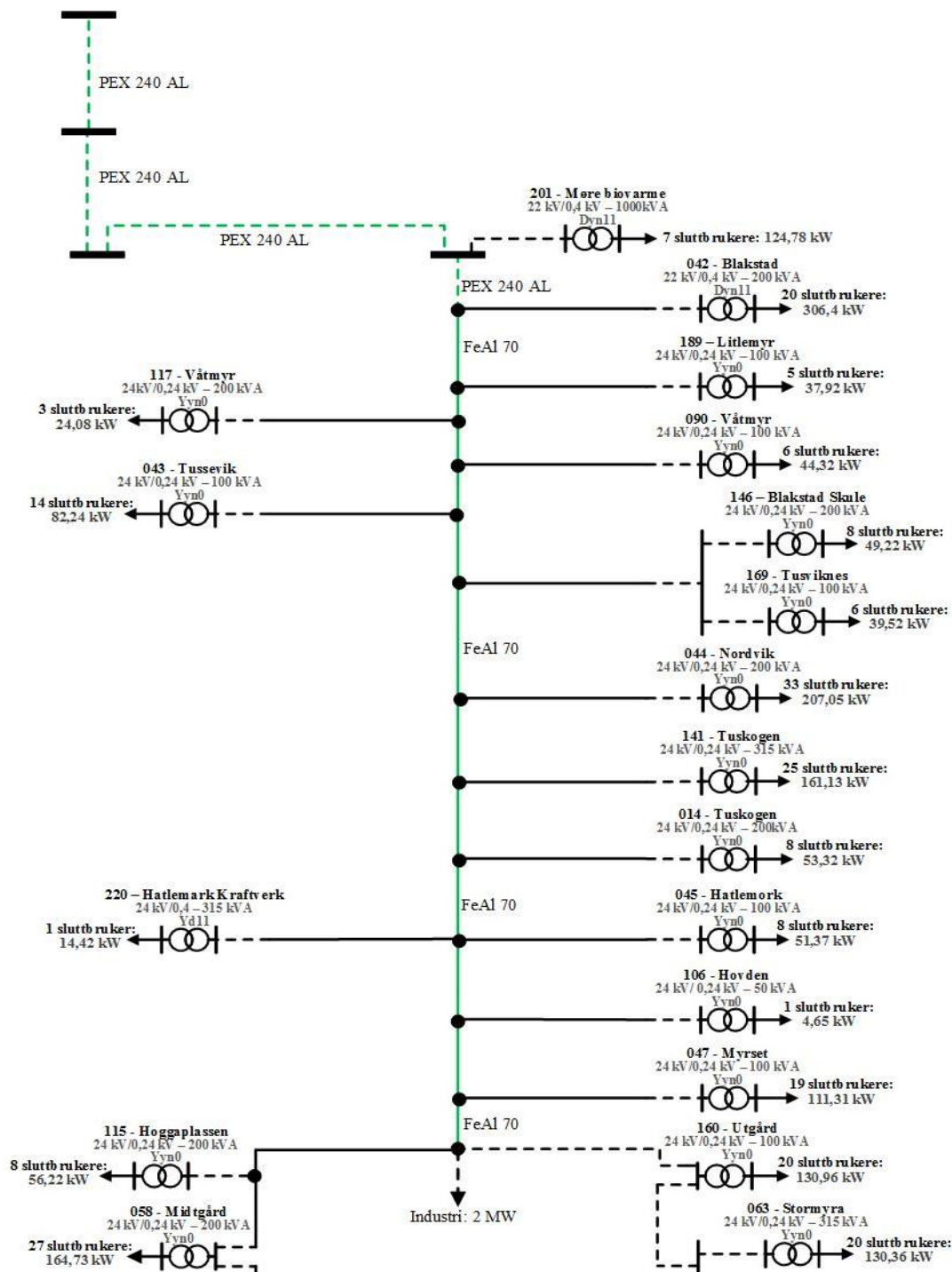
Figur 24: Magnetfelt for Scenario 1

Tabell 11: Verdier for B_{rms} med avstand for Scenario 1

Avstand [m]	B_{rms} [μT]
0	2,65
1	2,57
2	2,35
3	2,05
4	1,73
5	1,43
6	1,18
7	0,98
8	0,81
9	0,68
10	0,58
11	0,49
12	0,43
13	0,37

Renovering av nettet:

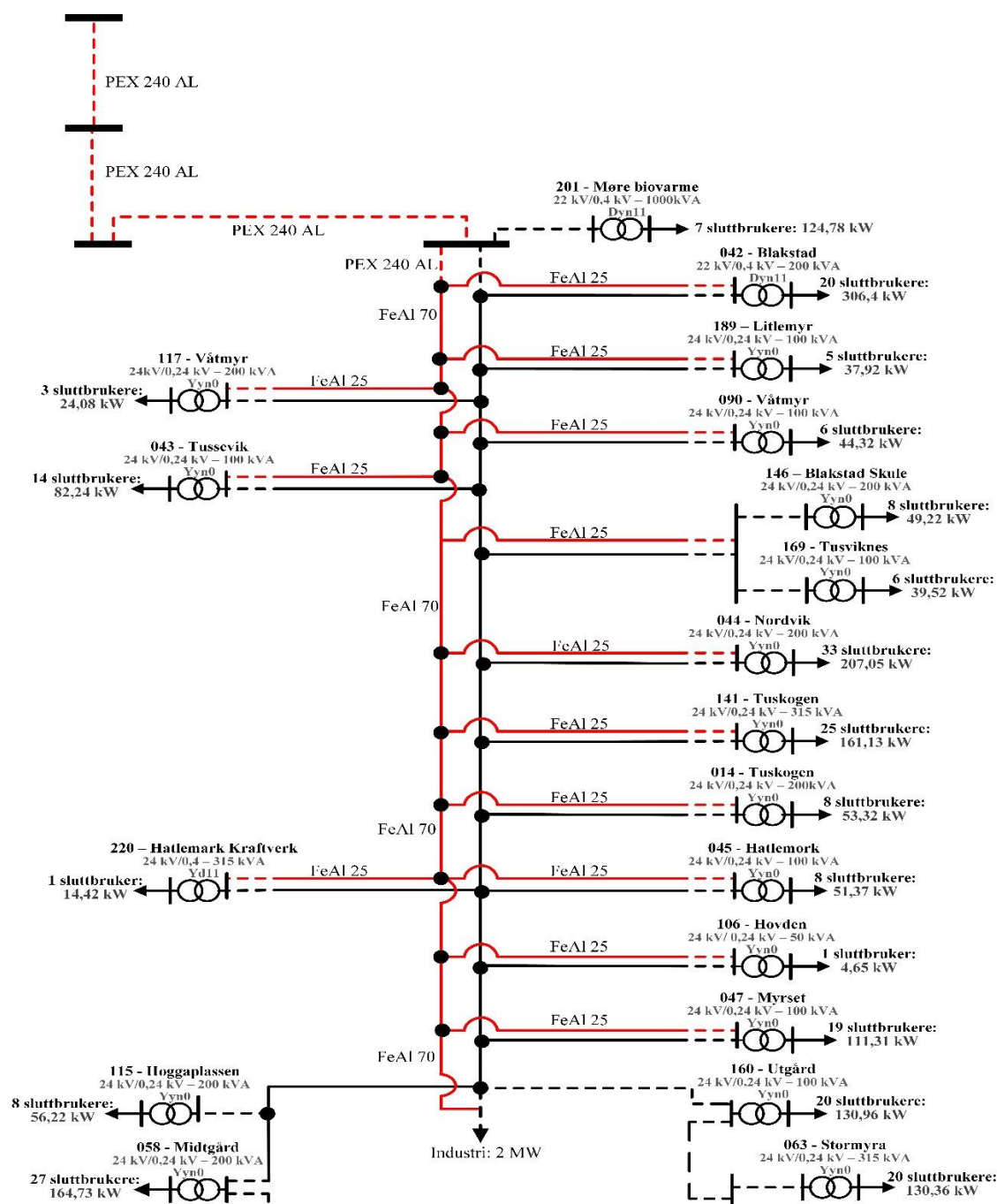
Figur 25 viser et enlinjeskjema over hvilke linjer (heltrukket grønn linje) og kabler (stiplet linje) som blir endret i Netbas ved renovering av nettet. Hvorav linjen som i dag er en FeAl 35 er byttet med en FeAl 70, og kablen som i dag er av typen PEX 3x95 er byttet til en PEX 3x240.



Figur 25: Renovering av nettet for Scenario 1

Bygging av ny linje:

Figur 26 viser et enlinjeskjema over den nye linjen i rødt som skal bygges parallelt med den eksisterende linjen. Der kabel tilførselen til linjen som i dag er av typen PEX 3x95 er byttet til en PEX 3x240. Den nye linjen er dimensjonert til å bestå av typen FeAl 70 på hovedlinjen, mens avgreiningen er bestående av typen FeAl 25 med en stikkledning av typen PEX 3x50 til nettstasjonen fra linjen.



Figur 26: Nybygging av nettet for Scenario 1

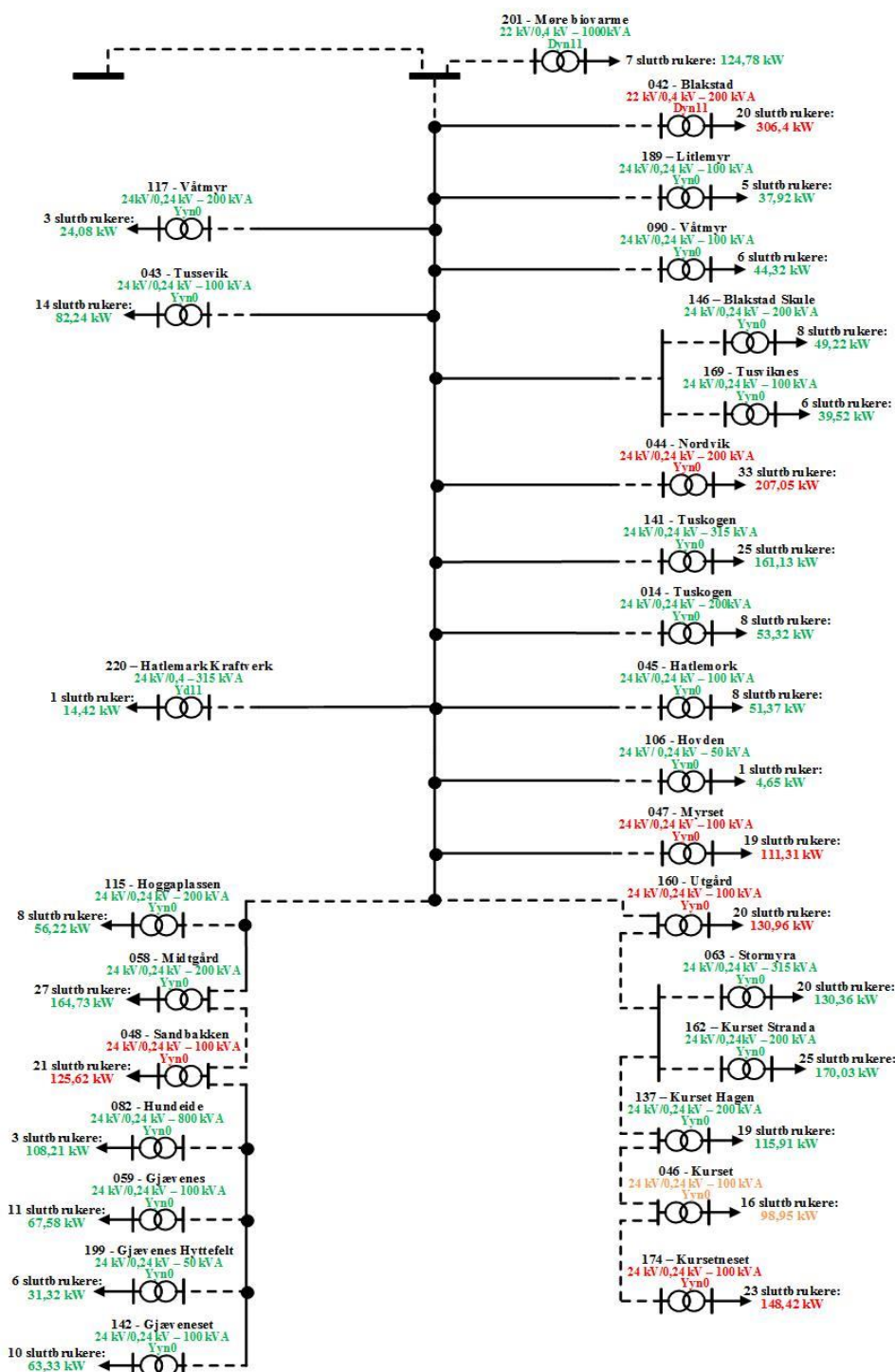
Ved bygging av ny linje hvor den gamle linjen vil bestå, vil det være nødvendig å forbedre nettstasjonene vist i *Tabell 12*, avhengig om de har plass til en kabeltilførsel ekstra eller om det er nødvendig med renovering av nettstasjonen. Om det ikke skulle være plass i nettstasjonen er det mulig å koble avgreningen med brytere på utsiden.

Tabell 12: Nettstasjoner som må forbedres med nybygging av linje, Scenario 1

Nettstasjons navn	Antall brytere i bruk i dag	Antall brytere behov for ved utbygging
201 – Møre biovarme	3	4
042 – Blakstad	2	3
189 – Litledal	2	3
117 – Våtmyr	2	3
090 – Våtmyr	2	3
043 – Tussvik	2	3
146 – Blakstad Skule	2	3
169 – Tussviknes	2	3
044 – Nordvik	2	3
141 – Tuskogen	2	3
014 – Tuskogen	2	3
045 – Hatlemork	2	3
220 – Hatlemork kraftverk	2	3
106 – Hovden	2	3
047 – Myrset	2	3

Transformator

I Figur 27 er det seks transformatorer markert med rødt på linjen, som vil si at de er overbelastet og må byttes. En transformator markert med oransje er 98,9% belastet og det bør derfor vurderes et bytte om det er muligheter for at den vil bli mer belastet i nærmere fremtid. Resten av transformatorene er markert med grønn, det er dermed ikke behov for å gjøre noe med disse.



Figur 27: Oversikt over overbelastede transformatorer

5.1 Nødvendige utbygginger for de ulike scenarioene

Tabell 13 viser en oversikt over de seks transformatorene som er overbelastet og transformatoren som er på grensen til å bli overbelastet. Det er i tillegg oppført forslag til nye transformatorstørrelser for disse. Forslagene er hentet fra Møre Trafo AS sine sider [41].

Siden industrianlegget og fergelading vil ha egne transformatorer, vil de overbelastede transformatorene gjelde for alle scenarioene. Overbelastning på transformatorene kommer altså bare av økning i elbillading.

Tabell 13: Nødvendig utskiftning av transformatorer

Nåværende transformator:	Effekt:	Ny transformator:
22/0,4 kV – 200 kVA Dyn11	306,4 kW	22+2-4 /0,415 kV – 315 kVA Dyn11
24/0,24 kV – 200 kVA Yyn0	207,05 kW	22+2-4/0,24 kV – 315 kVA Yyn0
24/0,24 kV – 100 kVA Yyn0	111,31 kW	22+2-4/0,24 kV – 200 kVA Yyn0
24/0,24 kV – 100 kVA Yyn0	130,96 kW	22+2-4/0,24 kV – 200 kVA Yyn0
24/0,24 kV – 100 kVA Yyn0	148,42 kW	22+2-4/0,24 kV – 200 kVA Yyn0
24/0,24 kV – 100 kVA Yyn0	125,62 kW	22+2-4/0,24 kV – 200 kVA Yyn0
24/0,24 kV – 100 kVA Yyn0	98,95 kW	22+2-4/0,24 kV – 200 kVA Yyn0

5.1.2 Scenario 2:

Økonomisk tverrsnitt for Scenario 2 er regnet ut fra informasjonen lagt inn i Tabell 14, hvor REN har gitt anbefalinger som vist i Tabell 15 om å benytte FeAl 70 linje og PEX 240 kabel for lasten på 2MW, elbillading og direktelading på 1,3MW.

Tabell 14: Innlagt informasjon for beregning av økonomisk tverrsnitt, Scenario 2

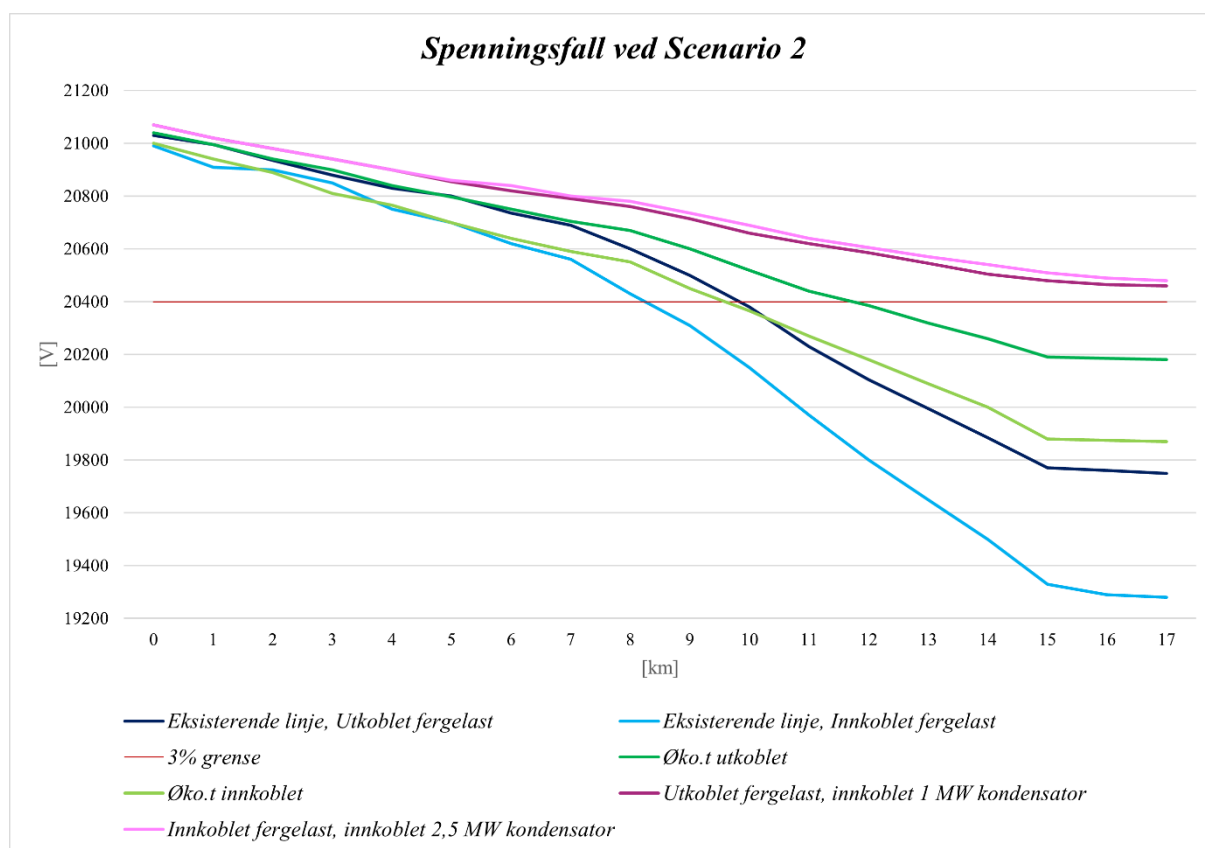
	Strøm som skal overføres [A]	Type overføring	Brukstid tap [t]	Spenning [kV]
Overføring som skal kalkuleres	184	Luft overføring 24	2500	24

Tabell 15: Beregning av økonomisk tverrsnitt for en overføring, Scenario 2

	Spenning [kV]	Kabel/Linje	Type	Termisk grensestrøm	Nåverdi totalkostnad [kr/m]
Anbefalt kabel	24	PEX 3x1x240	Kabel	455	729
Anbefalt linje	24	FeAl 3x70	Linje	454	712

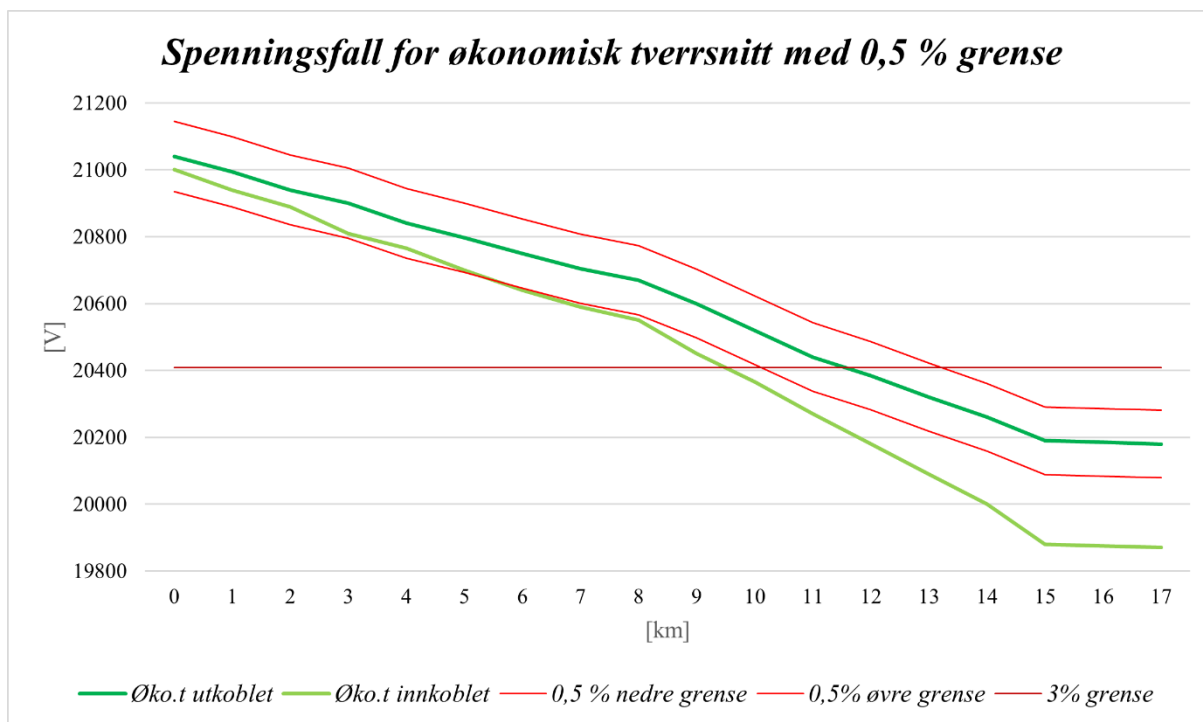
I *Figur 28* kan man se et spenningsfall for det økonomiske tverrsnittet for kabel og linje på 5,38%, det vil si at det overstiger kravet på 3% spenningsfall. På bakgrunn av dette ble tverrsnittet på linjen endret til FeAl 95. Det nye tverrsnittet i tillegg til kondensatorbatteri resulterte i et spenningsfall på 2,8%, som er innenfor kravet på 3%.

Det ble tatt en beslutning om å benytte FeAl 95. Ved større tverrsnitt på linjen vil det ikke lenger gi noen betydelig forskjell på spenningsfallet, som man kan se i *Figur 28*. Siden problemet var å komme under 0,5% grensen og en økning av tverrsnitt ikke hadde store betydning for denne grensen, ble det i stedet satt inn ett kondensatorbatteri. Ved å sette inn større kondensatorbatteri ville spenningen være over øvre 0,5% grense og det ville føre til spenningsstigning på linjen som er utenfor 0,5% grensen igjen.



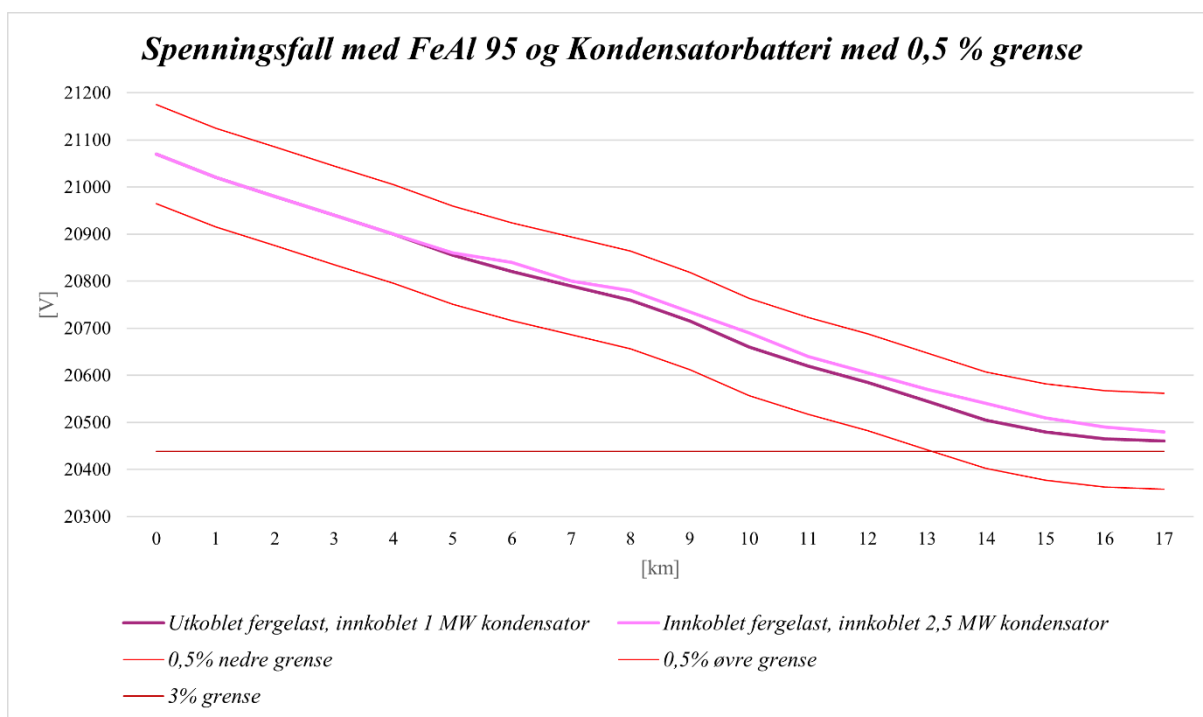
Figur 28: Spenningsfall ved Scenario 2

I *Figur 29* kan en se en nærmere figur av spenningsfallet for det økonomiske tverrsnittet, i denne figuren kan enn se at spenningsfallet hverken opprettholder det generelle kravet på 3% eller kravet på 0,5% for fergelading, i forhold til den utkoblede lasten.



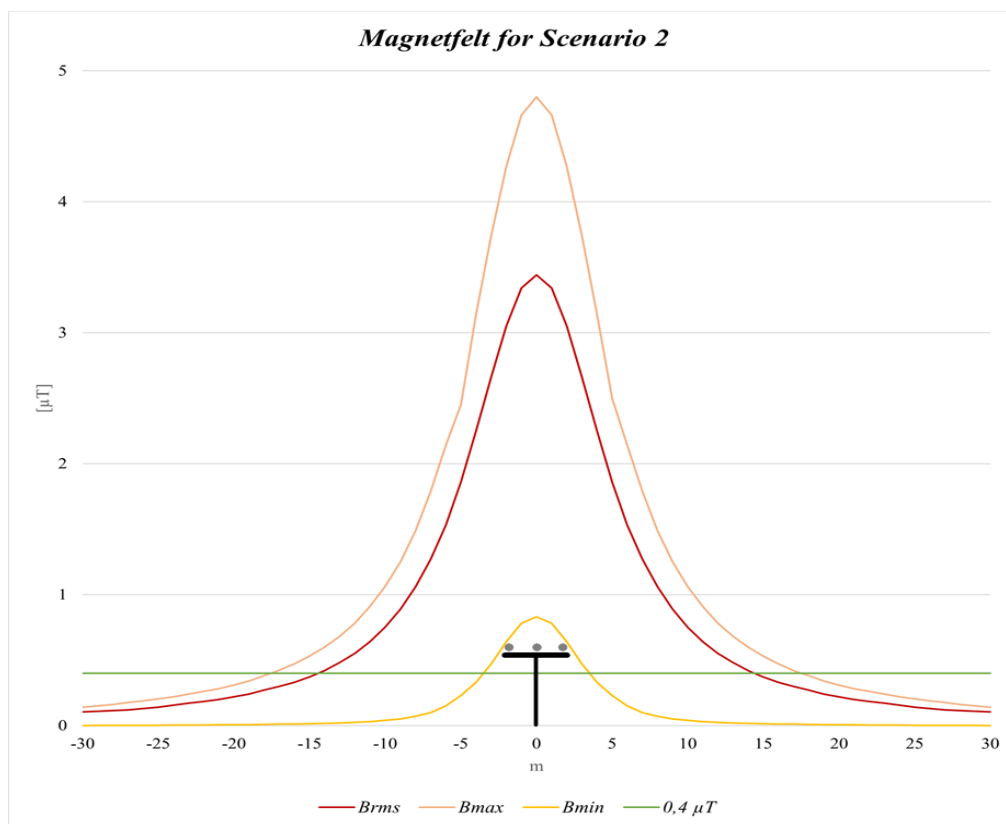
Figur 29: Spenningsfall for økonomisk tverrsnitt med 0,5% grense

I Figur 30 under kan en se en nærmere figur av spenningsfallet for det økonomiske tverrsnittet med kondensatorbatteri når linjen har blitt omkoblet. I denne figuren kan enn se at spenningsfallet opprettholder det generelle kravet på 3% og kravet på 0,5% for fergeladingen i forhold til den utkoblede lasten.



Figur 30: Spenningsfall for 95 FeAl og kondensatorbatteri, med 0,5% grense

I *Figur 31* kan man se en illustrasjon av magnetfeltet som vil oppstå rundt linjen ved Scenario 2, hvor B_{rms} er verdien av interesse. I *Tabell 16* kan man se at fra og med 16 meter vil B_{rms} være under $0,4 \mu T$ og vil dermed ikke ha konsekvenser for utbygging.



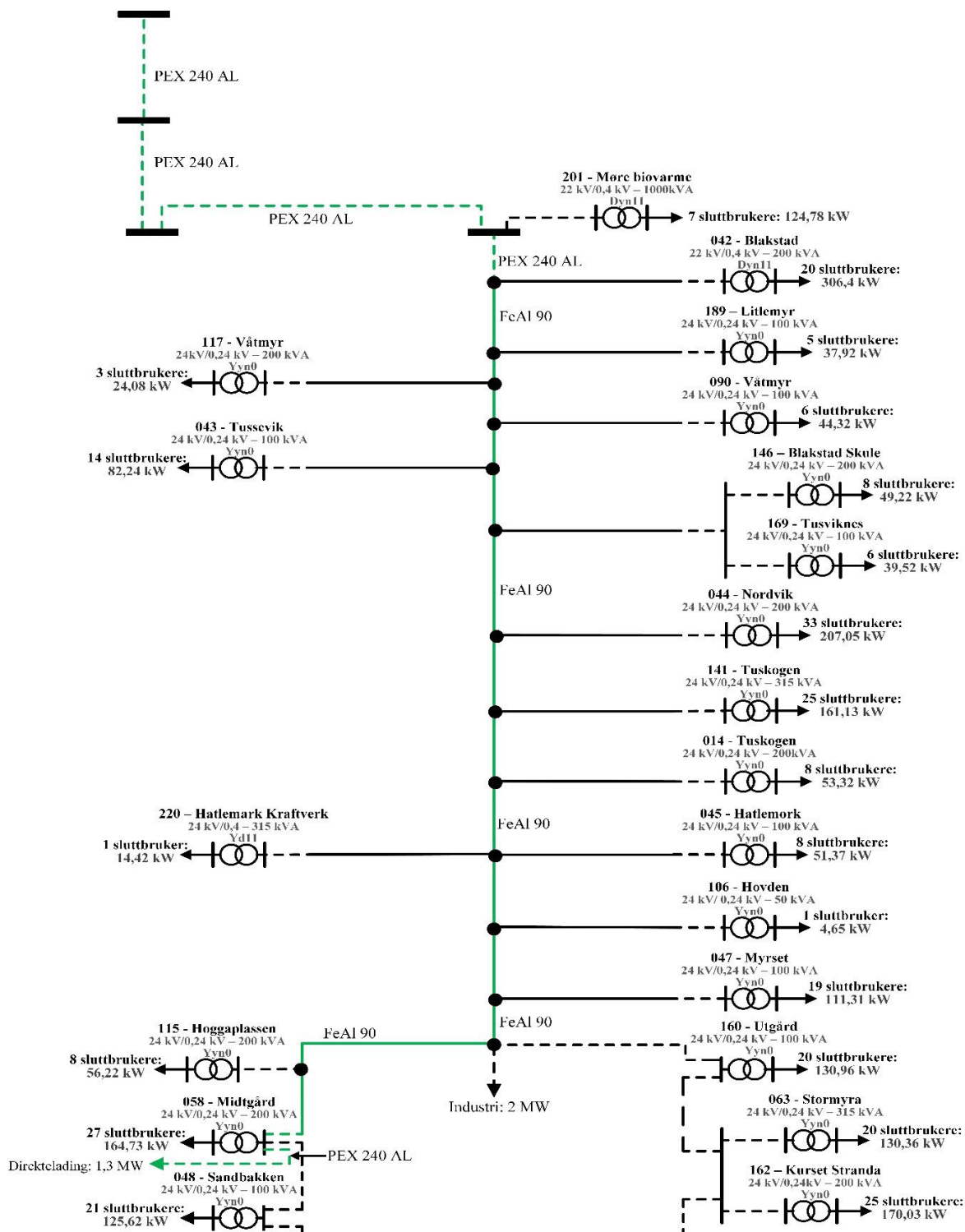
Figur 31: Magnetfelt for Scenario 2

Tabell 16: Verdier for B_{rms} med avstand for Scenario 2

Avstand [m]	B_{rms} [μT]
0	3,44
1	3,34
2	3,05
3	2,66
4	2,25
5	1,86
6	1,53
7	1,27
8	1,06
10	0,89
11	0,75
12	0,64
13	0,55
14	0,48
15	0,42
16	0,37

Renovering av nettet:

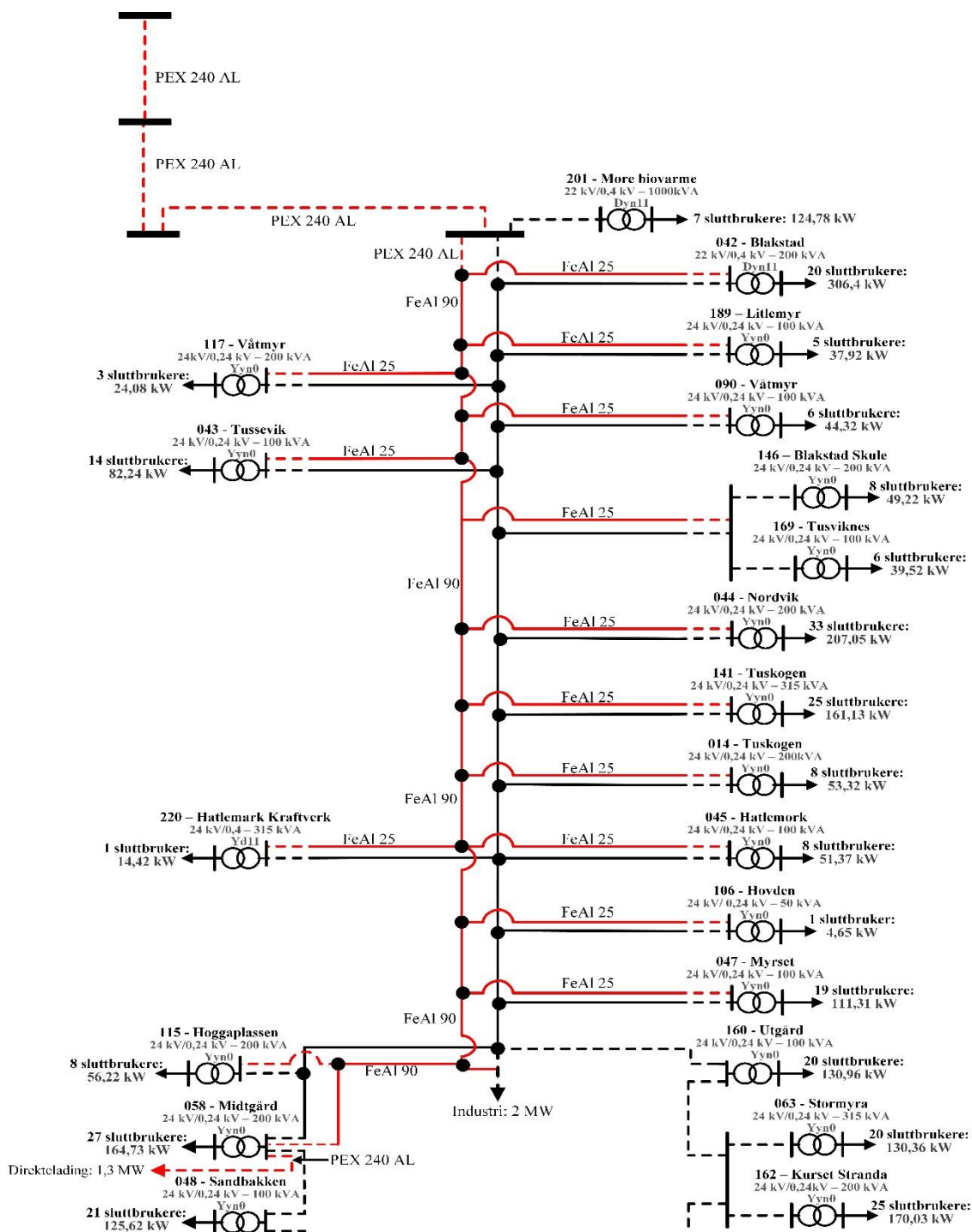
Figur 32 viser et enlinjeskjema over hvilke linjer (heltrukket grønn linje) og kabler (stiplet linje) som blir endret i Netbas ved renovering av nettet. Hvorav linjen som i dag er en FeAl 35 er byttet med en FeAl 90, og kablen som i dag er av typen PEX 3x95 er byttet til en PEX 3x240.



Figur 32: Renovering av nettet for Scenario 2

Bygging av ny linje:

Figur 33 viser et enlinjeskjema over den nye linjen i rødt som skal bygges parallelt med den eksisterende linjen. Der kabeltilførselen til linjen som i dag er av typen PEX 3x95 er byttet til en PEX 3x240. Den nye linjen er dimensjonert til å bestå av typen FeAl 90 på hovedlinjen, mens avgreiningen er bestående av typen FeAl 25 med en stikkledning av typen PEX 3x50 fra linjen til nettstasjonen.



Figur 33: Nybygging av nettet for Scenario 2

Ved bygging av ny linje hvor den gamle linjen vil bestå, vil det vær nødvendig å forbedre nettstasjonene vist i *Tabell 17* nedenfor, avhengig om de har plass til en kabeltilførsel ekstra eller om det er nødvendig med reovering av nettstasjonen. Om det ikke skulle være plass i nettstasjonen er det mulig å koble avgreningen med brytere på utsiden.

Tabell 17: Nettstasjoner som må forbedres med nybygging av linje, Scenario 2

Nettstasjons navn	Antall brytere i bruk i dag	Antall brytere behov for ved utbygging
201 – Møre biovarme	3	4
042 – Blakstad	2	3
189 – Litledal	2	3
117 – Våtmyr	2	3
090 – Våtmyr	2	3
043 – Tussvik	2	3
146 – Blakstad Skule	2	3
169 – Tussviknes	2	3
044 – Nordvik	2	3
141 – Tuskogen	2	3
014 – Tuskogen	2	3
045 – Hatlemork	2	3
220 – Hatlemork kraftverk	2	3
106 – Hovden	2	3
047 – Myrset	2	3
115 - Hoggaplassen	2	3

5.1.3 Scenario 3:

Økonomisk tverrsnitt for Scenario 3 er regnet ut fra informasjonen lagt inn i *Tabell 18*, hvor REN har gitt anbefalinger som vist i *Tabell 19* om å benytte FeAl 70 linje og PEX 240 kabel for lasten på 2 MW, elbillading og 0,16 MW batteribank.

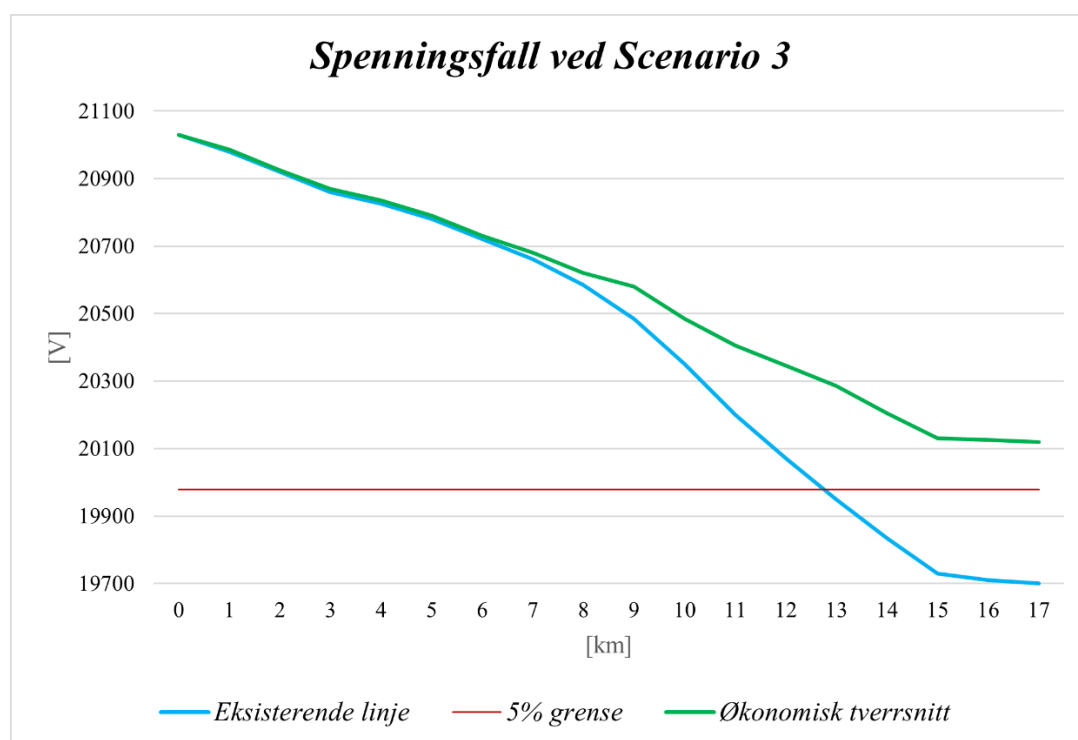
Tabell 18: Innlagt informasjon for beregning av økonomisk tverrsnitt, Scenario 3

	Strøm som skal overføres [A]	Type overføring	Bruktid tap [t]	Spenning [kV]
Overføring som skal kalkuleres	146	Luft overføring 24	2500	24

Tabell 19: Beregning av økonomisk tverrsnitt for en overføring, Scenario 3

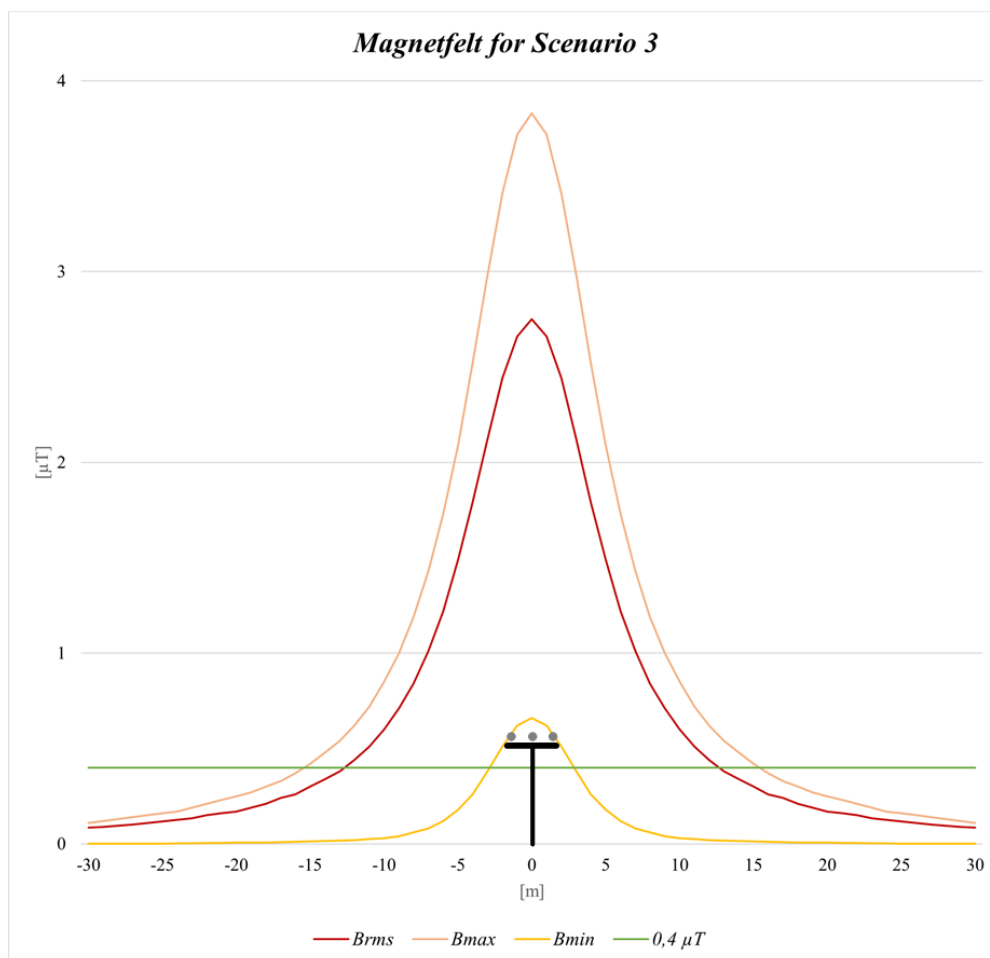
	Spenning [kV]	Kabel/Linje	Type	Termisk grensestrøm	Nåverdi totalkostnad [kr/m]
Anbefalt kabel	24	PEX 3x1x240	Kabel	455	686
Anbefalt linje	24	FeAl 3x70	Linje	454	623

Det økonomiske tverrsnittet for kabel og linje resulterte, som vist i *Figur 34* et spenningsfall på 4,33%, som vil si at det ligger innenfor kravet på 5% og en kan dermed utelukke annen renovering av linjen utover dette.



Figur 34: Spenningsfall ved Scenario 3

I *Figur 35* nedenfor kan man se en illustrasjon av magnetfeltet som vil oppstå rundt linjen ved Scenario 3, hvor B_{rms} er verdien av interesse. I *Tabell 20* kan man se at fra og med 13 meter vil B_{rms} være under $0,4 \mu T$ og vil dermed ikke ha konsekvenser for utbygging.



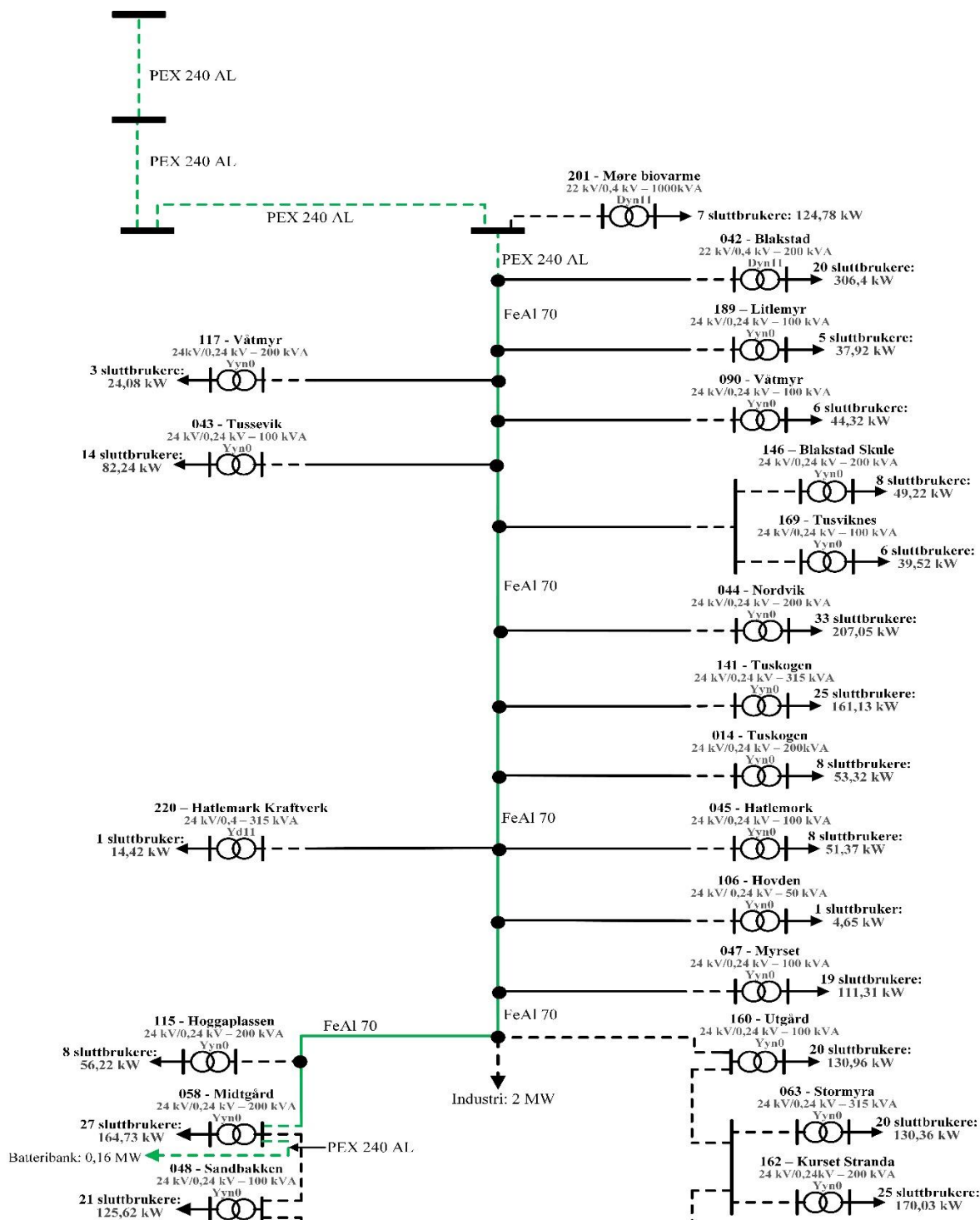
Figur 35: Magnetfelt for Scenario 3

Tabell 20: Verdier for B_{rms} med avstand for Scenario 3

Avstand [m]	B_{rms} [μT]
0	2,75
1	2,66
2	2,44
3	2,12
4	1,79
5	1,49
6	1,22
7	1,01
8	0,84
9	0,71
10	0,60
11	0,51
12	0,44
13	0,38

Renovering av nettet:

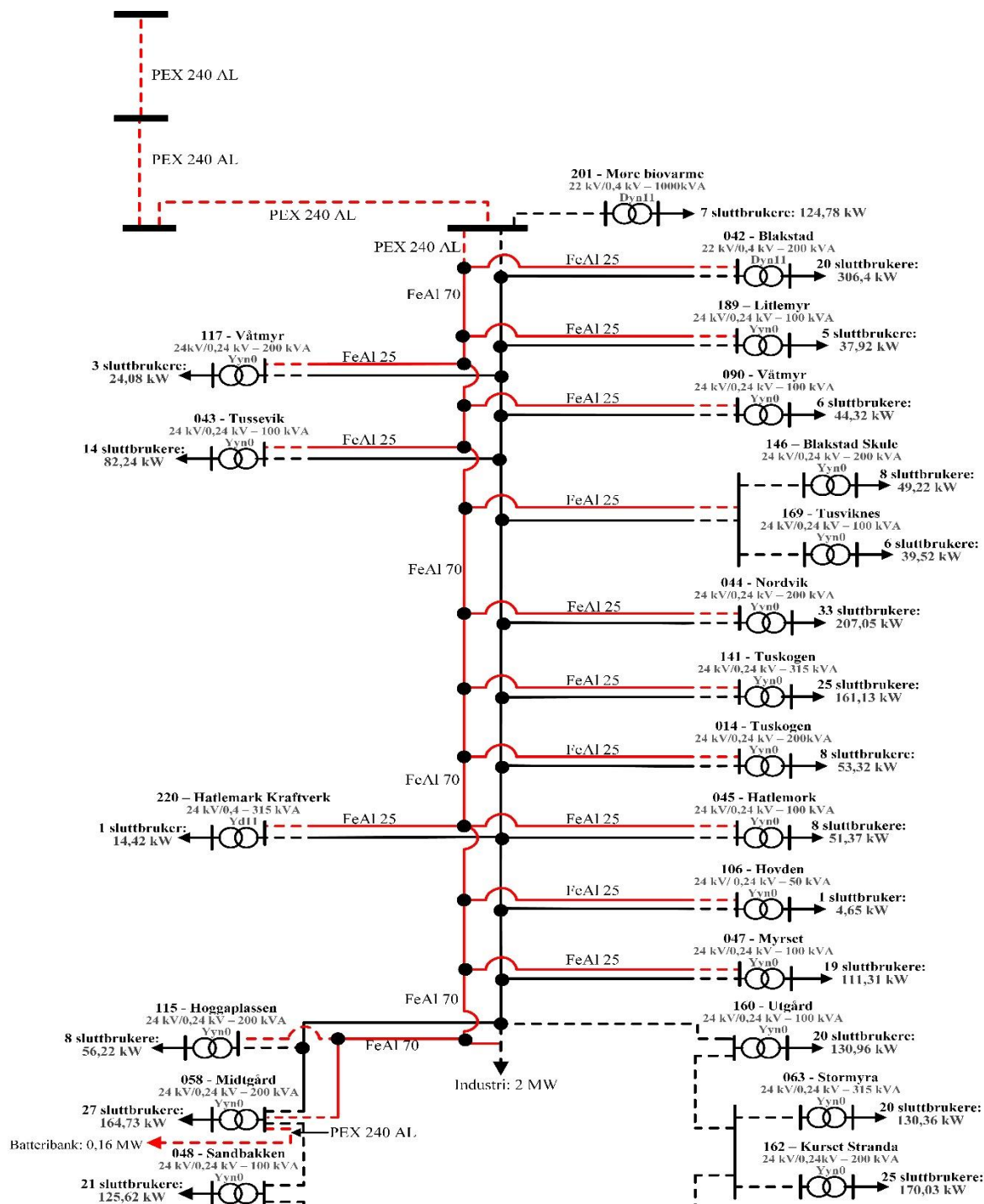
Figur 36 viser et enlinjeskjema over hvilke linjer (heltrukket grønn linje) og kabler (stiplet linje) som blir endret i Netbas ved renovering av nettet. Hvorav linjen som i dag er en FeAl 35 er byttet med en FeAl 70, og kablen som i dag er av typen PEX 3x95 er byttet til en PEX 3x240.



Figur 36: Renovering av nettet for Scenario 3

Bygging av ny linje:

Figur 37 viser et enlinjeskjema over den nye linjen i rødt som skal bygges parallelt med den eksisterende linjen. Der kabeltilførselen til linjen som i dag er av typen PEX 3x95 er byttet til en PEX 3x240. Den nye linjen er dimensjonert til å bestå av typen FeAl 70 på hovedlinjen, mens avgreiningen er bestående av typen FeAl 25 med en stikkledning av typen PEX 3x50 til nettstasjonen fra linjen.



Figur 37: Nybygging av nettet for Scenario

Ved bygging av ny linje hvor den gamle linjen vil bestå, vil det vær nødvendig å forbedre nettstasjonene vist i *Tabell 21*, avhengig om de har plass til en kabeltilførsel ekstra eller om det er nødvendig med renovering av nettstasjonen. Om det ikke skulle være plass i nettstasjonen er det mulig å koble avgreningen med brytere på utsiden.

Tabell 21: Nettstasjoner som må forbedres med nybygging av linje, Scenario 2

Nettstasjons navn	Antall brytere i bruk i dag	Antall brytere behov for ved utbygging
201 – Møre biovarme	3	4
042 – Blakstad	2	3
189 – Litledal	2	3
117 – Våtmyr	2	3
090 – Våtmyr	2	3
043 – Tussvik	2	3
146 – Blakstad Skule	2	3
169 – Tussviknes	2	3
044 – Nordvik	2	3
141 – Tuskogen	2	3
014 – Tuskogen	2	3
045 – Hatlemork	2	3
220 – Hatlemork kraftverk	2	3
106 – Hovden	2	3
047 – Myrset	2	3
115 - Hoggaplassen	2	3

5.2 Kostnader ved utbygging av nettet

Analysene i Netbas viste om linjen tålte økningen i effekt, om den ikke tålte økningen, ble investeringskostnadene knyttet til de eventuelle endringene på kraftnettet regnet ut ved hjelp av REN sine kostnadskalkyler og KILE-kostnader ble regnet ut med formel.

For leveringssikkerheten vil det være best å ha to linjer til en transformator. Det vil si å bygge en ny linje til transformator og på den måten ha to linjer, der den ene fungerer som sikkerhet for tap av nett og KILE-kostnader. Det blir tatt utgangspunkt i at den nye linjen går parallelt med den gamle. På grunn av dette er det med utregninger for både renovering og nybygging.

5.2.1 Scenario 1:

Renoveringen av linjen består av å bytte dagens linje til en FeAl 70, der demontering har kostnaden på 128 870 NOK og etablering av ny linje har kostnaden på 917 602 NOK. Dette gir renoveringen en total kostnad på 1 046 472 NOK, som vist i *Tabell 22*.

Tabell 22: Kostnader for renovering, Scenario 1

Renovering			
	Sum:	Mengde:	Enhet:
Etablering av FeAl nr. 70 6/1	917 602	5,806	km
Frakte og montere 3 tromler	31 678	5,806	stk
Trekke ut 3 liner	89 006	5,806	km
Registrering av nettdata – HS linje	8 186	5,806	km
Grunnerstatning Blank line	231 799	5,806	km
FeAl nr. 70 6/1	556 934	18 288,9	m
Demontere HS linje	128 870	5,806	km
Demontering belagt og blank line	128 870	5,806	km
Total kostnad:	1 046 472		kr

I tillegg til kostnaden av renovering vil det komme en KILE-kostnad for utkoblingen av linjen. Denne kostnaden vil betegnes som en varslet utkobling og vil være avhengig av tid. I formelen nedenfor vises det hva KILE-kostnaden vil være for en time ved et varslet avbrudd. Det er i tillegg tatt i betraktning at utkoblingen vil være på dagtid om sommeren.

Tabell 23 viser at det vil være billigere å ha en utkobling på hundre timer enn ti utkobliger på ti timer. Det vil også være det beste med tanke på kabelskjøter på linjen. Flere skjøter vil gi en svakere linje, som kan resultere i flere feil på linjen.

$$K_{j,renovering} = k_{P,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot f_{K,varslet} \cdot P_{ref} \quad (5.1)$$

$$K_{j,1\text{ time}} = (8,8 + 14,7) \cdot 0,6 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 1520 = 10\,716 \text{ kr} \quad (5.2)$$

$$K_{j,10\text{ timer}} = (126 + 13 \cdot (10 - 6)) \cdot 0,6 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 1520 = 81\,168 \text{ kr} \quad (5.3)$$

$$K_{j,100\text{ timer}} = (1081,5 + 13,3 \cdot (100 - 72)) \cdot 0,6 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 1520 = 662\,978 \text{ kr} \quad (5.4)$$

Tabell 23: KILE-kostnad ved renovering

	1 time totalt	10 timer totalt	100 timer totalt
$K_{j,1 \text{ time}}$	10 716 kr	107 160 kr	1 071 600 kr
$K_{j,10 \text{ timer}}$		81 168 kr	811 680 kr
$K_{j,100 \text{ timer}}$			662 978 kr

I Tabell 24 ser man kostnadene for å bygge en helt ny linje med FeAl 70. De totale kostnadene vil ligge på 4 192 501 NOK, dette innebærer skogrydding, arbeid og alle deler som er viktig for å bygge en ny linje.

Tabell 24: Kostnader for nybygging, Scenario 1

Nybygging			
	Sum:	Mengde:	Enhet:
Etablering av FeAl nr. 70 6/1	4 192 501	5,806	Km
Ny bygging Blank line, skogrydding i barskog	65 016	2,322	km
Ny bygging Blank line, skogrydding i lauvskog	35 463	1,742	km
Frakte og montere 3 tromler	31 678	5,806	stk
Trekke ut 3 liner	89 006	5,806	km
Registrering av nettdata – HS linje	8 186	5,806	km
Grunnerstatning Blank line	231 799	5,806	km
Prosjektering HS linje	210 253	5,806	km
Etablering av jordelektrode for luftinstallasjon	87 518	6	stk
FeAl nr. 70 6/1	556 934	18 288,9	m
Gjennomgående jordline FeAl nr. 25 6/1	136 197	5,806	km
H-mast i rettlinje FeAl 70 6/1	707 646	29,03	sett
H-mast rettlinje med stekkjeder FeAl 70 6/1	238 730	6	sett
H-mast i vinkel, stålsolator og bardun FeAl 70 1/6	181 365	6	sett
H-mast i vinkel, strekkjeder og bardun FeAl 70 1/6	328 923	6	sett
H-mast i vinkel, strekkjeder og strever FeAl 70 1/6	392 533	6	sett
H-endemast med barduner FEAL 70 6/1	329 972	6	sett
Dobbel ende-mast m/strever FEAL 70 6/1	561 284	6	sett
Total kostnad:	4 192 501		kr

Under vises utregningen av den totale KILE-kostanden ved et eventuelt avbrudd av forsyningen på linjen i Scenario 1, i en time i januar, på en ukedag, midt på dag, som ble regnet ut til å koste 347 452 NOK.

$$K_j = k_{P,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref} \quad (5.5)$$

$$K_{j,industri} = (38,2 + 95,2) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 2000 \text{ kW} = 266\,800 \text{ kr} \quad (5.6)$$

$$K_{j,elbil} = (8,8 + 14,7) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1912 \text{ kW} = 44\,932 \text{ kr} \quad (5.7)$$

$$\begin{aligned} K_{j,S1,total} &= K_{j,original} + K_{j,industri} + K_{j,elbil} \\ K_{j,S1,total} &= (35\,720 + 266\,800 + 44\,932) \text{ kr} = 347\,452 \text{ kr} \end{aligned} \quad (5.8)$$

5.2.2 Scenario 2:

Renoveringen av linjen består av å bytte dagens linje til en FeAl 95, der demontering har kostnaden på 146 538 NOK og etablering av ny linje har kostnaden på 1 448 538 NOK. Dette gir renoveringen en total kostnad på 1 595 076 NOK, som vist i *Tabell 25*.

Tabell 25: Kostnader for renovering, Scenario 2

Renovering			
	Sum:	Mengde:	Enhet:
Etablering av FeAl nr. 95 Sp 22/7	1 448 538	6,602	km
Frakte og montere 3 tromler	36 021	6,602	stk
Trekke ut 3 liner	101 209	6,602	km
Registrering av nettdata – HS linje	9 309	6,602	km
Grunnerstatning Blank line	263 578	6,602	km
FeAl nr. 95 22/7	1 038 422	20796,3	m
Demontere HS Linje	146 538	6,602	km
Demontere belagt og blank line	146 538	6,602	km
Total kostnad:	1 595 076		kr

I *Tabell 26* ser man kostnadene for å bygge en helt ny linje med FeAl 95. De totale kostnadene vil ligge på 5 660 028 NOK, dette innebærer skogrydding, arbeid og alle deler som er viktig for å bygge en ny linje.

Tabell 26: Kostnader for nybygging, Scenario 2

Nybygging			
	Sum:	Mengde:	Enhet:
Etablering av FeAl nr. 95 Sp 22/7	5 660 028	6,602	Km
Nybygging Blank line, skogrydding i barskog	73 929	2,641	Km
Nybygging Blank line, skogrydding i lauvskog	40 325	1,981	Km
Frakte og montere 3 tromler	36 021	6,602	Stk
Trekke ut 3 liner	101 209	6,602	Km

Registrering av nettdata- HS linje	9 309	6,602	km
Grunnerstatning Blank line	263 578	6,602	km
Prosjektering HS linje	239 079	6,602	km
Etablering av jordelektrode for luftinstallasjoner	99 517	6,602	stk
FeAl nr. 95 22/7	1 038 422	20796,3	m
Gjennomgående jordline FeAl nr. 25 6/1	154 869	6,602	km
H-mast i rettlinje FeAl 95 Sp 22/7	652 974	33	sett
H-mast rettlinje med stekkjeder FeAl 95 Sp 22/7	302 870	6	sett
H-mast i vinkel, strekkjeder og bardun FeAl 95 Sp 22/7	683 172	13	sett
H-mast i vinkel, strekkjeder og strever FeAl 95 Sp 22/7	465 924	6	sett
H-forankringsmast med barduner FeAl 95 Sp 22/7	423 721	6	sett
H-endemast med barduner FeAl 95 Sp 22/7	406 043	6	sett
Dobbel endemast m/strever FeAl 95 Sp 22/7	669 068	6	sett
Total kostnad:	5 660 028		kr

Under vises utregningen av den totale KILE-kostanden for et eventuelt avbrudd av forsyningen på linjen i Scenario 2, i en time i januar, på en ukedag, midt på dag, som ble regnet ut til å koste 655 372 NOK.

$$K_j = k_{p,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref} \quad (5.9)$$

$$K_{j,Direktelading} = (67,4 + 127,2) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1200 \text{ kW} = 307 920 \text{ kr}$$

$$K_{j,S2,Total} = K_{j,S1,Total} + K_{j,Direktelading} \quad (5.10)$$

$$K_{j,S2,Total} = (347 452 + 307 920) \text{ kr} = 655 372 \text{ kr}$$

5.2.3 Scenario 3:

Renoveringen av linjen består av å bytte dagens linje til en FeAl 70, der demontering har kostnaden på 146 538 NOK og etablering av ny linje har kostnaden på 1 043 364 NOK. Dette gir renoveringen en total kostnad på 1 189 902 NOK, som vist i *Tabell 27*.

Tabell 27: Kostnader for renovering, Scenario 3

Renovering			
	Sum:	Mengde:	Enhet:
Etablering av FeAl nr. 70 6/1	1 043 364	6,602	km
Frakte og montere 3 tromler	36 021	6,602	stk
Trekke ut 3 liner	101 209	6,602	km
Registrering av nettdata – HS linje	9 309	6,602	km
Grunnerstatning Blank line	263 578	6,602	km
FeAl nr. 70 6/1	633 247	20796,3	m
Demontere HS Linje	146 538	6,602	km
Demontere belagt og blank line	146 538	6,602	km
Total kostnad:	1 189 902		kr

I *Tabell 28* ser man kostnadene for å bygge en helt ny linje med FeAl 70. De totale kostnadene vil ligge på 4 767 269 NOK, dette innebærer skogrydding, arbeid og alle deler som er viktig for å bygge en ny linje.

Tabell 28: Kostnader for nybygging, Scenario 3

Nybygging			
	Sum:	Mengde:	Enhet:
Etablering av FeAl nr. 70 6/1	4 767 269	6,602	Km
Nybygging Blank line, skogrydding i barskog	73 929	2,6408	Km
Nybygging Blank line, skogrydding i lauvskog	40 325	1,9806	Km
Frakte og montere 3 tromler	36 021	6,602	Stk
Trekke ut 3 liner	101 209	6,602	Km
Registrering av nettdata- HS linje	9 309	6,602	km
Grunnerstatning Blank line	263 578	6,602	km
Prosjektering HS linje	239 079	6,602	km
Etablering av jordelektrode for luftinstallasjoner	99 517	6,602	stk
FeAl nr. 70 6/1	633 247	20796,3	m
Gjennomgående jordline FeAl nr. 25 6/1	154 883	6,602	km
H-mast i rettlinje FeAl 70 6/1	804 665	33	sett
H-mast rettlinje med stekkjeder FeAl 70 6/1	271 460	6	sett
H-mast i vinkel, stålsolator og bardun FeAl 70 1/6	206 230	6	sett

H-mast i vinkel, strekkjeder og bardun FeAl 70 1/6	374 019	6	sett
H-mast i vinkel, strekkjeder og strever FeAl 70 1/6	446 349	6	sett
H-endemast med barduner FeAl 70 6/1	375 212	6	sett
Dobbel endemast m/strever FeAl 70 6/1	638 237	6	sett
Total kostnad:	4 767 269		kr

Under vises utregningen av den totale KILE-kostanden for et eventuelt avbrudd av forsyningen på linjen i Scenario 3, i en time i januar, på en ukedag, midt på dag, som ble regnet ut til å koste 378 588 NOK.

$$K_j = k_{P,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref} \quad (5.11)$$

$$K_{j,Batteribank} = (67,4 + 127,2) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 160kW = 31\,136\,kr$$

$$K_{j,S3,Total} = K_{j,S1,Total} + K_{j,Batteribank} \quad (5.12)$$

$$K_{j,S3,Total} = (347\,452 + 31\,136)\,kr = 378\,588\,kr$$

6 Drøfting

I dette kapitlet skal resultatene i oppgaven presenteres og drøftes. Kapitlet vil deles opp i overskrifter for effektforbruk, Netbas analyse, magnetfelt, forbedring av nett og økonomi, hver for seg. På denne måten vil det bli en total drøfting av alle scenarioer og gi en bedre oversikt for leseren.

I starten av oppgaven ble det planlagt å ta lastanalyser av kraftnettet, men det kom tidlig frem at det ikke var mulighet for å kun ta analyse av det område som er i fokus for oppgaven. Dermed endret strategien seg og det ble valgt å se på spenningsfall, strøm og magnetfelt rundt linjen, som gir et godt bilde av om linjen vil tåle den ekstra belastningen.

6.1 Effektforbruk

Det ble tatt et valg om å se på effektforbruket av elbillading i området, da dette bare vil øke med årene som kommer. Lading av elbiler var forventet å være høy.

Lasten av elbillading ble høyere enn forventet. Dette førte til at gruppen bestemte seg for å se om transformatorene i nettet ville tåle påkjenningen. Det var forventet at det ville bli overbelastninger på noen av transformatorene.

Det viste seg at det ble nødvendig med en oppgradering på seks av transformatorene, mens en er på grensen av overbelastning, som vist i *Tabell 13*. Det vil benyttes egne transformatorer for industribygg og fergelading, dermed gjelder resultatet for alle scenarioene.

6.2 Netbas analyse

Det var forventet at linjen ville få et økt spenningsfall og økt strøm på linjen ved økt last fra de tre scenarioene. Det ble også forutsett at batteribank i Scenario 3 ikke ville belaste linjen like mye som direkte lading i Scenario 2.

Ut fra analysen kan en se at alle scenarioene i resultatet har et spenningsfall høyere enn kravet på 5% om man regner med 22 kV som U_n . I tillegg øker strømmen mye, som vil medføre stor påkjenning for eksisterende linje, da linjen er omtrent 50 år.

6.3 Magnetfelt

Det var forventet en økning av magnetfeltet ved økning i strømmen og at det var muligheter for at dette måtte tas hensyn til med tanke på renovering eller nybygging av linjen.

Magnetfeltet ble ikke like påvirket som forventet. Det var derimot så lave tall i resultatet at det velges å ikke ta hensyn til magnetfeltet under renovering. *Tabell 29* viser hvilken avstand som trengs for å komme under $0,4 \mu\text{T}$. Det skal likevel tas i betraktning i henhold til masteplassering ved en eventuell nybygging av linjen, slik at magnetfeltet i bygg og boliger blir under $0,4 \mu\text{T}$.

Tabell 29: Oversikt, magnetfelt

Scenario:	Avstand [m]:	B_{rms} [μT]:
Scenario 1	13	0,37
Scenario 2	16	0,37
Scenario 3	13	0,38

Det må også tas hensyn til magnetfelt ved parallell linje til en transformator.

6.4 Forbedring av nett

Et av målene ved oppgaven var å finne den mest økonomiske måten å forbedre kraftnettet i konsesjonsområde. Det var derfor forventet at det ville være nødvendig å renovere linjen ved stor økning av last i nettet.

Selv når linjer og kabler ble byttet til forslaget om økonomisk tverrsnitt var det høyere spenningsfall i alle scenarioer enn forventet. Nettet ble derfor omkoblet slik at det ble kortere avstander på linjen. Dermed havnet Scenario 1 og Scenario 3 innenfor kravene på 5% spenningsfall.

Omkobling av nettet kan bli et problem hvis en feil oppstår på kabelen som forsyner linjen den korteste veien, som medfører at man må koble om til den lengste veien igjen. Da vil spenningsfallet på linjen gå over kravet. Det høye spenningsfallet vil være akseptabelt i en liten periode, men feilen bør forbedres raskt.

Siden Scenario 2 ikke kom under kravene for spenningsfall ved omkobling, måtte en se på alternativer for å få det ned til akseptabel verdi. Valget havnet på å se om et

kondensatorbatteri ville senke nivået, siden høyere tverrsnitt på linjen ikke vil ha stor effekt på spenningsfallet. Det resulterte i at spenningsfallet havnet innenfor kravene på 3% og 0,5% for fergelading.

6.4.1 Parallell linje til nettstasjon

Det sikreste vil være å bygge en ny linje hvor man kunne forsyne nettstasjonen med en kabel fra hver av linjene. Dette vil fungere som et maskenett. Det vil gjøre nettet sikrere i forhold til feil på nettet, da man kan koble ut den delen av nettet det er feil på å forsyne fra den andre. Dette vil redusere tid med tap av nett og dermed redusere KILE-kostnader.

Det er ikke sikkert at nettstasjonene i dag er utrustet for flere tilkoblinger på det høyspente bryteranlegget eller har plass til større bryteranlegg. Dette kan skape store kostnader da hele nettstasjonen må skiftes ut. Det kan dermed være bedre å bygge en ny linje og bruke den som hovedlinje og koble fra dagens tilførsel fra eksisterende linje.

På denne måten vil det være mulig å renovere den gamle linjen og bruke den som reserve til industribygget og fergeladingen. Der hvor det er luftisolerte anlegg i dag, vil det være billigere og lettere å bygge om, da dette kan gjøres ved å sette inn en ekstra celle. Ved ett SF6-anlegg derimot må hele anlegget byttes, hvis en skal ha en ny celle.

I en situasjon med parallell linje der det går kabel til hver nettstasjon med den nye linjen, må det tas hensyn til at magnetfeltet kommer innenfor kravet ved utbygging. Hvis det skulle komme hus eller bygninger innenfor utredningskravet må det velges en annen trasé, høyere master eller en annen type linjeoppheng.

6.5 Økonomi

Ved samtaler rundt det økonomiske ved reovering av linjen, kom det frem at sannsynlighetene var store for at batteribanken ville være det mest økonomiske for nettselskapet da den ikke vil kreve like mye av nettet som det en direkteledning vil gjøre. Det var også forventet at Scenario 1 ikke ville ha betydelige kostnader.

I motsetning til forventningene fikk Scenario 1 høyere kostnader enn forventet da linjen måtte opp i tverrsnitt på grunn av den høye lasten fra elbillading. Utrekningene av det økonomiske viser, som forventet at direkteledning vil være dyrere enn batteribank, fordi det må byttes til et

høyere tverrsnitt på linjen i Scenario 2 for å dekke kravene. *Tabell 30* viser en oversikt over kostnadene for renovering, nybygging og KILE-kostnader for alle scenarioene. Tabellen viser at det billigste alternativet for fergelading er Scenario 3.

Tabell 30: Oversikt over kostnader ved utbygging av nettet

Scenario:	Renovering:	Ny linje:	KILE:
Scenario 1	1 046 472 kr	4 192 501 kr	347 452 kr
Scenario 2	1 595 076 kr	5 660 028 kr	655 372 kr
Scenario 3	1 189 902 kr	4 767 269 kr	378 588 kr

KILE-kostnadene for fergelading og industri vil de være mye høyere enn for linjen generelt, på grunn av høy effekt og leveringspålitelighet. Kostnadene for batterilading i Scenario 3 vil det være flere hundre tusen kroner billigere enn de andre scenarioene. Dette fordi effekten for batteribank er mindre enn i de to andre scenarioene.

6.5.1 Tilleggs kostnader

Ved oppgradering av nettet vil det komme tilleggs kostnader for oppgradering av transformatorene og tilleggs kostnader for nye transformatorer til industrianlegg og fergelading. Disse kostnadene ble ikke tatt med i utregningene på grunn av manglende informasjon om disse kostnadene.

Det vil komme et anleggsbidrag som inneholder forbedringer i nettet som kunden påfører nettselskapet. I dette tilfellet gjelder det fergelading, det er derfor fylkeskommunen og staten som må betale dette. Det vil komme tilleggs kostnader for kondensatorbatteri i Scenario 2 og batteribank i Scenario 3. Siden dette er kostnader kunden påfører nettselskapet blir dette betraktet som anleggsbidrag.

7 Konklusjon og fremtidig arbeid

Dette kapittelet presenterer bemerkningene og konklusjonene i rapporten og gir forslag til fremtidig arbeid som kan utføres.

7.1 Konklusjon

Generelt for alle scenarioene har gruppen konkludert med at det sikreste vil være å endre linjen fra strålenett til ringnett, eller to kabler til en transformator, som gjør nettet sikrere. Det vil minske risikoen for tap av nett over lang tid og det vil redusere høye KILE-kostnader. Det vil være en dyr investering å gjøre, men det vil være billigere over tid.

Tabell 31 viser hvor mange år det vil ta for å tjene inn igjen kostnadene av en ny linje i forhold til KILE-kostnader. Det er regnet med at det vil være tre timer brudd på nettet i Sykkylven i løpet av et år, som nevnt i *4.1 Antagelser*.

Det vil ta fire år eller mindre med KILE-kostnader for at alle scenarioene vil tjene inn igjen den nye linjen. Fire år er lite for en linje med minst 50 års levetid og det er en investering gruppen mener det vil være verdt å gjennomføre.

Tabell 31: Inntjening av ny linje

Scenario:	KILE-kostnad årlig:	Kostnad ny linje:	År:
Scenario 1	1 042 356 kr	4 192 501 kr	4
Scenario 2	1 996 116 kr	5 660 028 kr	2,9
Scenario 3	1 135 764 kr	4 767 269 kr	3,6

Scenario 1:

Nettet vil kreve kostnadene for reovering av linjen. Det vil også kreve kostnader for oppgradering av seks overbelastede transformatorer.

Scenario 2:

Nettet vil kreve kostnadene for reovering av linjen. Nettet vil tåle direktelading av fergen, industrianlegget og fremtidig elbillading, med egen transformator for industrianlegg og

fergelading. Det vil også kreve kostnader for oppgradering av seks overbelastede transformatorer.

Scenario 3:

Nettet vil kreve kostnadene for renovering av linjen. Nettet vil tåle lading av ferge via batteri, industrianlegget og fremtidig elbillading, med egen transformator for industrianlegg og fergelading. Her må det også tas i betraktning at det krever mye plass å sette opp en batteribank. Det vil også kreve kostnader for oppgradering av seks overbelastede transformatorer.

Det billigste alternativet for nettselskapet vil være å benytte Scenario 3 med batteribank. Scenario 3 er rundt 400 000 kroner billigere enn Scenario 2 med tanke på renovering og rundt 900 000 kroner billigere med tanke på nybygging. Om en utkobling blir nødvendig på grunn av feil, vil det i tillegg være rundt 800 000 kroner billigere i KILE-kostnader å rette feilen ved Scenario 3 enn ved Scenario 2.

Det vil komme tilleggs kostnader i Scenario 2 og Scenario 3. Siden dette er forbedringer på nettet som kunden påfører nettselskapet er det fylkeskommunen og staten som skal betale anleggsbidraget, når det gjelder ferger. Eiere av det nye industrianlegget skal også betale anleggsbidrag for sin del av forbedringene på nettet.

Gruppen konkluderer på bakgrunn av dette med at det beste alternativet vil være å benytte batteribank i stedet for direktelading for fergelading i tilfellet for oppgaven, så lenge det er nok plass på fergekaien til en batteribank.

7.2 Fremtidig arbeid

For fremtidig arbeid kan det være relevant å undersøke hvordan man kan løse oppgaven med ringnett eller med to linjer til en transformator. I tillegg kan man se på det økonomiske knyttet til nybygging eller renovering og magnetfelt som vil oppstå.

Det er også muligheter for å fortsette på denne oppgaven å se på forbedringer som må gjøres i forhold til transformatorene og bryteanlegg i nettet ved økning av effekt og gå dypere inn i det økonomiske knyttet til oppgaven. Det økonomiske vil si anleggsbidrag og eventuelt kostnader for batteribank til ferge og kondensatorbatteriet.

Referanser

- [1] Statistisk sentralbyrå, «www.ssb.no,» 27 August 2019. [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/transport-star-for-30-prosent-av-klimautslippene-i-norge#:~:text=Figur%20%20viser%20at%20veitrafikk,olje-%20og%20gassutvinning%20og%20industri..> [Funnet 21 Mars 2021].
- [2] Regjeringen, «www.regjeringen.no,» 11 November 2020. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>. [Funnet 16 Mars 2021].
- [3] DNV GL Energy, «www.energinorge.no,» 31 Oktober 2019. [Internett]. Available: <https://www.energinorge.no/contentassets/74f33e5598d64578bda89c1fa864e83a/rapport---stromnett-i-et-fullelektrisk-norge.pdf>. [Funnet 16 Mars 2021].
- [4] Draka, «Teknisk håndbok Kraftkabel,» Juli 2016. [Internett]. Available: http://media.draka.no/2016/07/Teknisk-Handbok-2010_final-til-web.pdf. [Funnet 24 Februar 2021].
- [5] S. R. Brunborg, «Tap i nettet,» [Internett]. Available: <https://energipolitisk.no/temasider/tap-i-nettet/>. [Funnet 21 Januar 2021].
- [6] Olje- og energidepartementet, «Lovdata,» 1 Juli 2020. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>. [Funnet 25 Januar 2021].
- [7] Justis- og beredskapsdepartementet, «Lovdata,» 20 Desember 2005. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2005-12-20-1626?q=elektriske%20forsyningsanlegg>. [Funnet 28 Januar 2021].
- [8] REN, *RENBLAD 8059, versjon 1,2- Innføring i investering og prosjektanalyse*, REN, 2020.
- [9] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Anleggsbidrag,» 30 November 2020. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettilknytning/anleggsbidrag/>. [Funnet 1 Februar 2021].

- [10] K. Sand, «Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnettKostnadsnivå 2014,» 2013. [Internett]. Available: <https://www.sintef.no/en/publications/publication/?pubid=CRISTin+1092771>. [Funnet 2 Februar 2021].
- [11] Sintef, *Planleggingsbok for kraftnett - Tapskostnader*, Sintef Energi AS, 2010.
- [12] K. Rosvold, «KILE (i kraftforsyningen),» 1 September 2019. [Internett]. Available: https://snl.no/KILE_-_i_kraftforsyningen. [Funnet 1 Februar 2021].
- [13] Norges vassdrags- og energidirektorat, «KILE- kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi,» 20 Mars 2009. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>. [Funnet 28 Januar 2021].
- [14] S. Svarte og J. H. Sebergsen, *Energiproduksjon og energidistribusjon - Jordfeil, anlegg og sikkerhet*, Oslo: Gyldendal, 2002, pp. 132-134.
- [15] REN, *REBLAD 8014, versjon 2,4- Saksbehandling, Måling og Håndtering av Magnetfelt*, REN, 2020.
- [16] Sintef, *Planleggingsbok for Kraftnett - Tesla 2012*, Sintef Energi AS, 2012.
- [17] Institutt for elkraftteknikk, «Elektroinstallasjoner,» 24 Februar 2000. [Internett]. Available: <http://www.elkraft.ntnu.no/~eeafag/41255/losninger/lf03.pdf>. [Funnet 26 Januar 2021].
- [18] S. Svarte og J. H. Sebergsen, *Energiproduksjon og energidistribusjon; Jordfeil, anlegg og sikkerhet*, Oslo: Gyldendal, 2002, pp. 87-90.
- [19] Møre Trafo, «moretrafo,» 3 Juni 2013. [Internett]. Available: <https://moretrafo.no/produkter/flex10/>. [Funnet 5 April 2021].
- [20] Nordvest Nett, «nvn,» 20 September 2017. [Internett]. Available: <https://www.nvn.no/aktuelt/kiosk-med-spenning/>. [Funnet 5 April 2021].
- [21] S. Svarte og J. H. Sebergsen, *Energiproduksjon og energidistribusjon - Jordfeil, anlegg og sikkerhet*, Oslo: Gyldendal, 2002, pp. 76-83.

-
- [22] T. A. Folkestad, *Losningsforslag_ovingsett3_2019 Ny utgave*, Gjøvik, 2019.
- [23] K. Saugstad, «transformator,» 24 Januar 2019. [Internett]. Available: <https://snl.no/transformator>. [Funnet 26 Januar 2021].
- [24] Store norske leksikon, «Kondensatorbatteri,» 13 Februar 2019. [Internett]. Available: <https://snl.no/kondensatorbatteri>. [Funnet 29 Mars 2021].
- [25] S. Svarte og J. H. Sebergesen, *Energiproduksjon og energidistribusjon - Produksjon, nettsystemer og beregninger*, Oslo: Gyldendal, 2002, pp. 108-109.
- [26] Statnett, «www.statnett.no,» 19 April 2018. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/fosweb/beregning-av-termisk-grenselast-pa-kraftledninger-statnett-sf.pdf>. [Funnet 11 Februar 2021].
- [27] D. Spilde, L. E. Hodge, I. H. Magnussen, J. Hole, M. Buvik og H. Horne, «Strømforbruk mot 2040,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2019.
- [28] M. Holm, J. Randers, E. Andersen, S. Bysveen, K. Høyland, T. Wigdahl, P. E. Lund, B. Johnsen, C. Bu, K. Wågsås, R. Waitz, L.-E. Årøy, E. Figenbaum, G. Andreassen og P. H. Sønstelid, «Handlingsplan for elektrifisering av veitransport,» Regjeringen, Oslo, 2019.
- [29] Regjeringen, «Foreslår nye mål, krav og standarder for å redusere klimagassutslipp,» 15 Februar 2019. [Internett]. Available: https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/veg_og_vegtrafikk/eus-mobilitetspakke/foreslar-nye-mal-krav-og-standarder-for-a-reducere-klimagassutslipp/id2626007/. [Funnet 17 Mars 2021].
- [30] TU, «Lønnsomt med elektriske ferger,» 2021. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/brandstory/siemens/brandstory-lonnsomt-med-elektriske-ferger/275748?p=d70c214065bd>. [Funnet 17 Mars 2021].
- [31] Regjeringen, «Norge har mål om å redusere klimautslippene fra transport,» 14 September 2020. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/forurensning/innsiktsartikler-forurensning/miljoennlig-transport/id2076774/>. [Funnet 17 Mars 2021].

- [32] DNV GL AS Maritime, «Nullutslipp i 2026 for skip i verdensarvfjordene,» 10 Februar 2020. [Internett]. Available: https://www.sdir.no/contentassets/ce0badc8e20b4983aedc364f73d3a954/dnvgi-rapport_2019-1250_rev0_final.pdf?t=1588434015183. [Funnet 17 Mars 2021].
- [33] Regjeringen, «Barometer for grønn omstilling av skipsfarten,» 25 Januar 2019. [Internett]. Available: https://www.regjeringen.no/contentassets/00f527e95d0c4dfd88db637f96ffe8b8/dnv-gi-underlagsrapport_endelig-versjon.pdf. [Funnet 17 Mars 2021].
- [34] NVE, «Strømnettet er klar for strømnettet,» 28 August 2020. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stromnettet-er-klar-for-elbilene/>. [Funnet 26 Februar 2021].
- [35] C. H. Skotland, E. Eggum og D. Spilde, «Hva betyr elbiler for strømnettet?,» Norges vassdrags- og energidirektorat, OSLO, 2016.
- [36] T. Kallevik, C. Aabakken og E. Eggum, «Avbruddsstatistikk 2020,» NVE, 29 April 2021. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/leveringskvalitet/leveringspalitelighet/avbruddsstatistikk/avbruddsstatistikk-2020/>. [Funnet 03 Mai 2021].
- [37] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Kraftsystemdata,» 19 Januar 2009. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/kraftsystemdata/>. [Funnet 28 Januar 2021].
- [38] REN, «Om REN,» [Internett]. Available: <https://www.ren.no/om-oss/om-ren>. [Funnet 28 Januar 2021].
- [39] REN, «Kostnadskatalog med kalkyle,» [Internett]. Available: <https://www.ren.no/verktoy/kostnadskatalog-med-kalkyle>. [Funnet 20 Februar 2021].
- [40] REN, *RENBLAD 9114, versjon 1,0- Beregning av økonomisk tverrsnitt for en overføring.*
- [41] Møre Trafo AS, «Standard Transformatorer,» 03 10 2013. [Internett]. Available: <https://moretrafo.no/produkter/500-kva/>. [Funnet 20 04 2021].

Vedlegg

Vedlegg A	KILE – Kostnadstabeller
Vedlegg B	Fremdriftsrapporter
Vedlegg B.1	Fremdriftsrapport 1
Vedlegg B.2	Fremdriftsrapport 2
Vedlegg B.3	Fremdriftsrapport 3
Vedlegg B.4	Fremdriftsrapport 4
Vedlegg B.5	Fremdriftsrapport 5
Vedlegg C	Møtereferat
Vedlegg C.1	Møtereferat 1
Vedlegg C.2	Møtereferat 2
Vedlegg C.3	Møtereferat 3
Vedlegg C.4	Møtereferat 4
Vedlegg C.5	Møtereferat 5
Vedlegg D	Timeliste

