



Høgskulen på Vestlandet

Bacheloroppgave

ELE350

Predefinert informasjon

Startdato:	08-05-2023 09:00 CEST	Termin:	2023 VÅR
Sluttdato:	22-05-2023 14:00 CEST	Vurderingsform:	Norsk 6-trinns skala (A-F)
Eksamensform:	Bacheloroppgave		
Flowkode:	203 ELE350 1 O 2023 VÅR		
Intern sensor:	Eirik Haustveit		

Deltaker

Naun:	Sona Moradiroshankouhi
Kandidatnr.:	269
HVL-id:	591173@hvl.no

Informasjon fra deltaker

Egenerklæring *: Ja
**Inneholder besvarelsen
konfidensielt
materiale?:** Nei
**Jeg bekrefter at jeg har
registrert
oppgavetittelen på
norsk og engelsk i
StudentWeb og vet at
denne vil stå på
vitnemålet mitt *:** Ja

Gruppe

Gruppenavn: BO23EB-58
Gruppenummer: 47
**Andre medlemmer i
gruppen:** Pieter Johannes de Zwart

Jeg godkjenner avtalen om publisering av bacheloroppgaven min *

Ja

Er bacheloroppgaven skrevet som del av et større forskningsprosjekt ved HVL? *

Nei



Høgskulen
på Vestlandet

BACHELOROPPGAVE BO23EB-58

Fleksibilitetsutfordringer ved økt
effektbehov i distribusjonsnettet

Flexibility Challenges with Increased
Power Demand in Distribution Grid

Sona Moradiroshankouhi
Pieter Johannes de Zwarte

Elkraftteknikk

Fakultet for ingeniør- og naturvitenskap

Veileder: Eirik Haustveit

22. mai 2023

Vi bekrefter at arbeidet er selvstendig utarbeidet, og at referanser/kildehenvisninger til alle kilder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 12-1.

Forord

Denne bachelorrapporten er den avsluttende oppgaven ved Høgskulen på Vestlandet for studieretningen Elkraftteknikk. Prosjektgruppen har sett på fleksibilitetsutfordringer ved økt effektbehov i nettselskapet Lysna sitt distribusjonsnett.

I rapporten bruker prosjektgruppen faglig kompetanse opparbeidet gjennom semestrene, for å finne og drøfte ulike løsninger for Lysna sine utfordringer.

Rapporten retter seg hovedsakelig mot Lysna sitt distribusjonsnett, men prosjektgruppen ser at rapporten også er relevant for nett med liknende utfordringer andre steder.

Prosjektgruppen ønsker å rette stor takk til:

- Eirik Haustveit - Veileder ved Høgskulen på Vestland
- Tove Hjartnes Fosså - Fusa Kraftlag
- Rolf Oen - Lysna
- Anker Knutsen - Lysna
- Alexander Bang - Lysna
- Morten Fossen - Lysna
- Svanhild Dale Eikeland - Strøyma
- Dag Hafsten - NTNU
- Frode Lervik - Siemens
- Espen Ingebrigtsen - Siemens
- Geir-Håkon Gotaas - Siemens
- Guttorm Midlang - Siemens
- Frode Foss - Ensto
- Malte Stamland Rogne - Energia
- Helge Ådland - Sivilingeniør

Sammendrag

I denne oppgaven ser vi på en av nettselskapet Lysna sine distribusjonslinjer. Linjen har i dag mulighet for ringkjøring fra to transformatorstasjoner. Linjen har hatt en topplast i de kaldeste vinterperiodene på 7 MVA. Et nytt industriområde på Saubø vil øke topplasten. Oppdragsgiver setter som krav å beholde muligheten for ringkjøring med den nye lasten.

Vi har analysert dagens forbruksmønster, og bruker dette til å estimere en fremtidig økning av effekt opp mot 16 MVA. Vi har innhentet data for strømføringsevnen til komponentene i ringen, og gjennom simulering identifisert **flaskehals**er i ulike driftssituasjoner.

Flaskehalsene gitt av denne nær 130% økningen av last, gjør at nettet bare kan driftes på en måte. Dette gir dårlig forsyningssikkerhet, og en mister fleksibiliteten til å kunne koble om nettet ved feilsituasjoner eller vedlikehold.

Høylastsituasjonene er på vinterhalvåret. Vi finner vi kan overbelaste transformatorer og kabler noe ved de lave omgivelsestemperaturene. Likevel finner vi risikoen for å overbelaste kablene som for høy. For transformatorene finner vi akseptabel risiko ved å bygge om kjøleanlegget til transformatorene, det øker kapasiteten deres opptil 20%.

Videre finner vi at oppgradering av kabler for å øke kapasiteten i nettet, er en teknisk og økonomisk bedre løsning enn å tilføre **distribuert produksjon**, energilagring og/eller laststyring.

Vi konkluderer at vi kan akseptere risikoen ved noe overlast i trafoene. Da gir oppgradering av kjøleanlegget til trafoene og to kabelstrekk, muligheten for tre driftssituasjoner. Det gir akseptabel forsyningssikkerhet. Vi må akseptere litt mindre fleksibilitet ved en så høy økning av last. En av disse driftssituasjonene er kontinuerlig ringkjøring. Denne setter vi som normalsituasjon da denne gir laveste spenningsfall og effekttap, samt minimal overlast. Dette forutsetter korrekt innstilling og koordinering av vern.

Abstract

In this thesis, we examine one of the distribution lines of the utility company Lysna. The line currently has the ability to operate as a ring network supplied by two substations. The line has had a peak power demand of 7 MVA in the coldest winter periods. A new industrial area at Saubø will increase the peak load. The utility companies requirement is to maintain the possibility of the ring with the additional load.

We have analyzed the pattern of energy consumption and used it to estimate a future increase in power demand up to 16 MVA. We have obtained data on the current-carrying capacity of the components in the ring and identified bottlenecks in various operational situations through simulation.

The bottlenecks given by the nearly 130% increase in load mean that the network only can be operated under one single operational situation. This results in poor security of delivery, and the flexibility to be able to reconfigure the grid in the event of an outage or maintenance is lost.

The high load situations occur in the winter season. We find that the transformers and cables can be somewhat overloaded at low ambient temperatures. Nevertheless, we find that the risk of overloading the cables is too high. For the transformers, we find an acceptable risk by upgrading their cooling systems, which increases their capacity by up to 20%.

Furthermore, we find that upgrading cables to increase the capacity of the network is a technically and economically better solution than adding distributed production, energy storage, and/or load management.

We conclude that we can accept the risk of some overload of the transformers. Then upgrading the cooling system of the transformers and two sections of cable gives the possibility for three operational configurations. This provides acceptable security of delivery. We must accept slightly less flexibility with such a high increase in load. One of these operational configurations is running the grid continuously with a ring, which we set as the standard situation since it gives the lowest voltage drop and power loss, as well as minimal overload. This assumes that the protective relays are correctly set and coordinated.

Innhold

1	Innledning	3
1.1	Oppdragsgiver	4
2	Problemformulering	5
2.1	Problemavgrensninger	6
3	Metode	7
3.1	Innhenting av data	7
3.2	Programvare	7
3.2.1	OpenNIS	8
3.2.2	QtiPlot	8
3.2.3	Affinity Designer	9
3.2.4	REN Grøft	9
4	Teori	10
4.1	Effektfaktor	10
4.2	Fasekompensering	11
4.3	Effekttap / linjetap	12
4.4	Energi	12
4.5	Brukstid	12
4.6	Transformator	13
4.6.1	Tap i transformator	14

4.6.2	Kjøling av transformator	14
4.6.3	Levetid til transformator	15
4.6.4	Måletrafoer	15
4.7	Forsyningsnett	15
4.7.1	Liner	15
4.7.2	Master	16
4.7.3	Isolatorer	16
4.7.4	Kabler	16
4.7.4.1	Endeavslutninger og skjøter av kabler	17
4.7.4.2	Levetid for kabler	18
4.7.5	Brytere	18
4.8	Spenningsfall	19
4.8.1	Eksempel for spenningsfall og effekttap	19
4.9	Stivt nett / svakt nett	23
4.10	Vern	23
4.10.1	Overstrøm	23
4.10.2	Retningsbestemt overstrøm	23
4.10.3	Retningsbestemt sammenligning	24
4.10.4	Gjeninnkobling	24
4.10.5	Brukerdefinerbare karakteristikk	24
5	Det aktuelle nettet	25
5.1	Enlinjeskjema og kart	25
5.2	Om linjen	27
5.3	Om Eggekroken sekundærstasjon	28
5.4	Om Furuvoll sekundærstasjon	28
6	Forbruk og produksjon	29

6.1	Energi og effekt	29
6.2	Forbruk Furuvoll sekundærstasjon	30
6.3	Produksjon Hovbreen kraftverk	31
6.4	Forbruk Eggekroken sekundærstasjon	32
6.5	Forbruk på den aktuelle ringen	34
6.6	Forbruk Furuvoll og Eggekroken til sammen	35
6.7	Fremtidig forbruk	36
7	Komponentenes strømføringsevne	38
7.1	Kabler og liners strømføringsevne	38
7.2	Transformatorenes merkeverdier	39
7.3	Bryternes strømføringsevne	39
7.4	Strømtrafoenes merkeverdier	40
7.5	Endeavslutninger og skjøters strømføringsevne	40
8	Flaskehalsar og kapasitet	41
8.1	Strømflyt i den aktuelle ringen	42
8.2	Strømflyt i transformatorene	43
8.3	Spenningsfall og effekttap	43
9	Grense for tiltak	45
10	Overbelastning	46
10.1	Overbelastning av transformatorene	46
10.1.1	Levetiden til transformatorene	47
10.1.2	Levetidstap i Furuvoll transformator	48
10.1.3	Levetidstap i Eggekroken transformator	49
10.1.4	Akkumulert levetidstap for 2021	50
10.2	Overbelastning av kablene	51

10.2.1 Kabeloppbygging	52
10.2.2 Temperaturer i kablene	52
10.2.3 Levetiden til kablene	53
11 Kapasitetsøkning med tradisjonelle metoder	54
11.1 Velge luftlinjer eller kabelanlegg?	54
11.2 Forslag til oppgraderinger	55
12 Kapasitetsøkning med alternative metoder	57
12.1 Effekttjevning	57
12.2 Energilagring	61
12.3 Distribuert produksjon	62
12.4 Laststyring	62
13 Drøfting	63
13.1 Realistisk effekttrekk	63
13.2 Risiko ved overbelastning	64
13.2.1 Overbelastning av kablene	64
13.2.2 Overbelastning av transformatorene	65
13.3 Vurdering av tiltak	65
13.3.1 Energilagring	65
13.3.2 Distribuert produksjon	66
13.3.3 Laststyring	67
13.3.4 Tradisjonelle oppgraderinger	67
13.4 Kombinere tiltak	69
14 Konklusjon	70
15 Postskriptum: Vern	71

15.0.0.1 Status quo	71
15.1 Rekalkulere parameter	72
15.1.1 Tidsinnstillinger	72
15.1.2 Strøminnstillinger	73
15.1.2.1 Startstrøm	73
15.1.2.2 Momentanutkobling	74
15.1.2.3 Nye strømtrafoer	75
15.1.3 Oppdaterte parametere	75
15.2 Kontinuerlig ringkjøring	75
15.3 Konklusjon av postskriptum for vern	76
16 Anbefalinger	77
17 Videre arbeid	78
A Detaljerte grafer	85
B Prøvedata for sjøkabel	91
C Data fra simuleringer	93
D Merkeskilt Furuvoll transformator	95
E Merkeskilt Eggekroken transformator	96
F Effektbryter, strømtrafo og vern Furuvoll	97
G Eksempel levetidstap Furuvoll trafo	100
H Eksempel levetidstap Eggekroken trafo	102
I Databled TXFP	104

J	Eksempel for temperatur i kabel	107
K	Temperatur kabel scenario A	112
L	Temperatur kabel scenario B	117
M	Python-script for effektutjevning	122

Figurer

3.1	Skjerm bilde av OpenNIS	8
3.2	Skjerm bilde av REN Grøft	9
4.1	Strømtrekant, effekttrekant og impedanstrekant	10
4.2	Sinuskurve der strøm ligg fremfor spenning, noe som indikerer en kapasitiv krets.	10
4.3	Skisse av trefase trebeint trafo med Yy-kobling sett fra siden	13
4.4	Skisse av trefase trebeint trafo med Yy-kobling sett fra toppen	13
4.5	Skisse av FeAl 26/7	16
4.6	TSLF 24kV 3x1x240A [48]	17
4.7	Termisk ekvivalent for tilfeldig kabel	18
4.8	Forenklet pr. fase ekvivalent	19
4.9	Skalert viserdiagram	22
5.1	Siemens NXPLUS C bryter	25
5.2	Enlinjeskjema for det aktuelle nettet	26
5.3	Kart over det aktuelle nettet	27
6.1	Effekt til ladeanlegg for ferge	30
6.2	Forbruk fra Furuvoll sekundærstasjon	30
6.3	Forbruk fra Furuvoll sekundærstasjon, korrigert for effekten til ladeanlegg for ferge	31
6.4	Produksjon fra Hovbreen kraftverk	32

6.5	Forbruk fra Eggekroken sekundærstasjon	32
6.6	Forbruk fra Eggekroken sekundærstasjon, uten produksjon fra Hovbreen kraftverk	33
6.7	Forbruk fra Furuvoll og Eggekroken, korrigert for ladeanlegg ved ferje og uten Hovbreen kraftverk	35
6.8	Gjennomsnittlig energiforbruk og topper 2017 – 2022, samt trendlinjer og gjennomsnittlig strømpris	36
8.1	Utsnitt av kart med komponenter avmerket	41
10.1	Levetidstap trafo Furuvoll	49
10.2	Levetidstap trafo Eggekroken	50
12.1	Utsnitt av areal under og over graf til scenario A med oppgradering til ONAF	58
A.1	Forbruk til Furuvoll sekundærstasjon	86
A.2	Produksjon fra Hovbreen kraftverk	87
A.3	Forbruk til Eggekroken sekundærstasjon	88
A.4	Forbruk til Furuvoll og Eggekroken, korrigert for ladeanlegg ved ferje og uten Hovbreen kraftverk	89
A.5	Energiforbruk og høyeste energitopper 2017 – 2022, med trendlinjer og strømpris	90

Tabeller

4.1	Bokstavkode for kabler	17
6.1	Forbruk på den aktuelle ringen, med ringdeling	34
6.2	Forbruk på den aktuelle ringen, med ringkjøring	34
6.3	Forsyning fra en stasjon til den andre, inkl. alle avganger	35
7.1	Strømføringsevne kabler og liner	38
7.2	Merkeverdier transformatorene	39
7.3	Strømføringsevne brytere	39
7.4	Merkeverdier strømtrafoene	40
8.1	Strømflyt i ringens komponenter	42
8.2	Strømflyt i transformatorene	43
8.3	Spenningsfall og effekttap	44
9.1	Mest begrensende flaskehalsar	45
9.2	Mulig last på Saubø uten å overbelaste flaskehalsar	45
10.1	Last og temperaturer for mellomstor transformator ihh. til IEC60076	46
10.2	Strømflyt i transformatorene med oppgradering til ONAF	47
10.3	Akkumulert levetidstap for 2021	51
10.4	Temperaturer, overlaster og tap i flaskehalsene I og VIII	52
10.5	Temperaturer i ringens kabler	53

12.1 Belastningsgrenser uten tiltak	58
12.2 Belastningsgrenser ved oppgradering til ONAF	58
12.3 Belastningsgrenser ved oppgradering til ONAF og mest begrensende flaskehalsler	58
12.4 Effektutjevning av flaskehalsler uten oppgraderinger	60
12.5 Effektutjevning av flaskehalsler ved oppgraderinger til ONAF	60
12.6 Effektutjevning av flaskehalsler ved oppgraderinger til både ONAF og av de mest begrensende flaskehalsene	61
13.1 Mulig last på Saubø uten å overbelaste oppgraderte flaskehalsler	68
15.1 Kortslutningsytelser	71
15.2 Verninnstillinger før oppgraderinger	72
15.3 Minste kortslutningsstrømmer i den aktuelle ringen	73
15.4 Startstrøm	74
15.5 Den laveste av de høyeste kortslutningsstrømmene i ringen	74
15.6 Momentan strøm	75
15.7 Verninnstillinger etter oppgraderinger	75

Ordliste

AMS står for «avanserte måle- og styringssystemer» [57]. Begrepet brukes om nye digitale strømmålerne. Disse målerene registrerer kontinuerlig hvor mye strøm som brukes, og rapporterer inn forbruket automatisk.

Anleggsbidrag er en kostnad nettselskapene skal fastsette og kreve inn for å dekke hele eller deler av nye nettilknytninger, forsterkning av nettet til eksisterende kunder og/eller dersom kunder ber om økt kvalitet på nettet [58].

BESS står for «Battery Energy Storage System» eller batterienergilagringsystem på norsk [74].

CHP står for «Combined Heat and Power» og brukes om kraftvarmeanlegg der en kombinerer produksjon av elektrisitet og varme ved forbrenning av en energikilde [55].

Distribuert produksjon er lokal produksjon i distribusjonsnettet [79]. Typisk for distribuert produksjon er at kraftverkene har mindre ytelse sammenlignet med ordinære kraftverk.

Distribusjonsnettet er tilkoblet regionalnettet, og distribuerer elektrisk energi frem til sluttbrukerne [85]. Distribusjonsnettet har spenningsnivået 0,23 - 22 kV.

DSO står for «Distribution System Operator» og er nettselskapene som opererer distribusjonssystemene [14].

Flaskehals er et begrepet som beskriver noe som hindrer full gjennomstrømning [60]. I strømnettet vil en flaskehals begrense overføringskapasiteten.

KILE står for «kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi» og kan sees på som en bot nettselskapet må betale ved avbrudd i strømforsyningen [83]. Beløpet regnes ut fra kundegruppe, varigheten, tidspunkt og om avbruddet var planlagt eller ikke. Det er et insentiv for å holde strømnettet ved like.

Kraftsystemutredning er en rapport som gir oversikt over utviklingen av produksjon, forbruk og nett i et kraftsystemet [62]. Det finnes en kraftsystemutredning for sentralnettet og 17 kraftsystemutredninger for ulike deler av regionalnettet i Norge. Rapportene oppdateres annet hvert år av ansvarlige nettselskap utpekt av NVE.

Lette nett omhandler en metodikk der en bruker smart laststyring, energilagring og distribuert produksjon for at linjer kan bygges med lavere kapasitet enn ved tradisjonell planlegging [14].

Passive komponenter er komponenter som ikke tilfører nettet energi; slik som transformatorer, linjer og kabler [29].

Regionalnettet er tilkoblet transmisjonsnettet, og distribuerer elektrisk energi frem til distribusjonsnettene og enkelte store forbrukere [85]. Regionalnettet har spenningsnivået 33 - 132 KV.

SCADA står på norsk for «Overordnet styring, kontroll og datainnsamling» og er et system nettselskapenes driftssentraler benytter for å overvåke og styre strømmettet i sanntid [5].

SMR står for «små modulære kjernereaktorer» og er et begrep for kjernekraftverk i størrelsesordenen 10-300 MW [31].

Småkraft er en felles betegnelse på distribuert produksjon av vannkraft med opp til 10 MW installert effekt [63].

Kapittel 1

Innledning

Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet, er en av bærebjelkene i det moderne samfunn [14]. God forsyningssikkerhet kan oppnås med et fleksibelt **distribusjonsnett**. Et viktig verktøy for fleksibilitet i nettet er forsyning fra to eller flere sider. Dette kaller vi for ringkjøring [8]. Da kan en forsyne et gitt område via andre traséer og/eller fra ulike transformatorstasjoner. Slik kan en ved driftsfeil eller arbeid raskt koble om og ut seksjoner av nettet [14].

I en fremtid med mer ekstremvær, og stadig økende forbruk og avhengighet av elektrisitet, blir denne fleksibiliteten viktigere [81]. Samtidig får nettselskapene bøter for strømbrudd i form av **KILE-kostander**, som også kan reduseres ved raskere omkoblinger [83].

De siste årene har fiskeoppdrettsnæringen av miljøhensyn begynt å bygge landbaserte anlegg [27]. For å forhindre kostbare tap av biomasse, stilles det høye krav til oppetid for pumper til oksygen og sirkulasjon. Dette krever mye kraft som kan gi **flaskehals**er og påvirke muligheten for ringkjøring [60]. Dieselaggregat kan i perioder ivareta de mest kritiske funksjonene, men et fullt funksjonelt anlegg krever den gode oppetiden et fleksibelt nett gir [13].

Om **distribuert produksjon** som **småkraftverk**, samt lokal sol- og vindkraft, blir plassert nær lasten kan det gi synergieffekter som redusere **flaskehalsene** [14]. Energilagring kan gi stabil drift ved varierende produksjon og senke effekttoppene [80]. Disse to kan gi løsninger som begrenser nødvendige oppgraderinger i nettet.

Lysna er et nettselskap som i dag har god fleksibilitet i sine ringer [64]. I en av disse ringene har elektrifisering av samfunnet gitt etablering av et ladeanlegg for ferge. Det er også innmating fra et **småkraftverk** her. Nå vil et selskap etablere landbasert oppdrett innenfor denne ringen.

Lysna vil finne ut om de kan opprettholde fleksibilitet i ringen med den nye etableringen, eller om det krever tiltak i nettet [28]. Prosjektgruppen synes dette er en dagsaktuell og spennende problemstilling. Vi vil forsøke å finne de beste løsningene for Lysna i denne oppgaven.

1.1 Oppdragsgiver

I 1946 ble Fusa Kraftlag etablert med formål om å skaffe strøm til folk og næringsliv i Fusa kommune [22].

Oppdragsgiveren Lysna AS ble stiftet i 2020 som et underselskap i konsernet til Fusa Kraftlag SA. Formålet med Lysna er å drifte strømmettet, og har i dag områdekonsesjon i deler av Bjørnafjorden kommune [64].

Lysna hadde i 2021:

- 3300 nettkunder
- 100 GWh årlig distribusjon
- 50 GWh årlig småkraftproduksjon (Installert effekt 22 MW)
- 4 transformatorstasjoner 66/22 kV
- 12 linje/kabel avganger 22 kV
- 242 nettstasjoner
- 187 km høyspentnett (50 km kabel)
- 447 km lavspentnett (130 km kabel)
- 13 ansatte

Kapittel 2

Problemformulering

Det skal anlegges et nytt industriområde på Saubø i Lysna sitt konsesjonsområde. En aktør som vil etablere seg har behov for inntil 7 MW effektforbruk [33]. Oppgaven går ut på å undersøke om **distribusjonsnettet** har nok kapasitet, eller hvilke oppgraderinger som kreves, for å dekke dette effektbehovet [28].

Distribusjonsnettet i området har i dag mulighet for ringkjøring fra to transformatorstasjoner [64]. Dette gir god forsyningssikkerhet, fleksibilitet ved feilsituasjoner og forenkler omkoblinger ved arbeid i nettet. Nettet består av en kombinasjon av ulike kabler og luftlinjer, samt en sjøkabel. Forbruket består av boligområder, næringskunder, en stor industriaktør og et ladeanlegg til ferge. I tillegg til stasjonene er det innmating fra et **småkraftverk**.

Lysna setter som krav å beholde muligheten for ringkjøring for ulike driftssituasjoner [28]. Nettets belastning varierer da ladeanlegget til ferger trekker mye effekt i korte intervaller, og småkraftverket er elvebaserte med varierende produksjon.

Det kan komme mer **distribuert produksjon** som **småkraftverk** og solcelleanlegg i det aktuelle nettet [64]. Og det generelle energiforbruket er vurdert til å øke. Dette må oppgaven også ta hensyn til.

Lysna er åpne for å se på alternative metoder og nye teknologier for å produsere og lagre energi lokalt; om dette kan redusere nødvendig tiltak i **distribusjonsnettet**, og samtidig gi nødvendig forsyningssikkerhet [28].

2.1 Problemavgrensninger

Ut fra problemformuleringen fokuserer vi i denne oppgaven på:

- Undersøke kapasiteten i nettet for nåværende og fremtidig effektbehov.
- Vurdere tiltak for å øke kapasiteten i nettet med tradisjonelle metoder¹.
- Vurdere lokal produksjon og energilagring som alternativ til tradisjonelle oppgraderinger.
- Undersøke hvordan tiltakene påvirker spenningsfall og effekttap i nettet.
- Verifisere og rekalkulere parameter for vern ved ulike tiltak.
- Drøfte og sette tiltakene teknisk og økonomisk opp mot hverandre.

Transformatorene i stasjonene er en del av oppgaven [64]. Samleskinnene, forsyningen til og fra stasjonstransformatoren til samleskinnene, koblingsanlegget og **regionalnettet** mellom stasjonene er ikke en del av oppgaven.

¹Oppgradering av tverrsnitt og komponenter.

Kapittel 3

Metode

I denne oppgaven tar vi for oss problemavgrensningene ved å hente inn og analyserer data, og drøfter oss frem til ulike løsninger for disse.

3.1 Innhenting av data

Lysna har gitt oss nødvendig data og informasjon. De ønsker å holde en del av informasjonen konfidensiell [64]. I disse situasjonene har vi lagd forenklede enlinjeskjema og kart, samt brukt fiktive navn.

Vi har hatt utfordringer med å få så detaljert data vi ønsker, da det rett og slett ikke finnes. Da har vi gjort antagelser basert på faglige vurderinger, for å få et mest mulig riktig bilde av situasjonene.

Fra eksterne aktører har vi hentet datablad og informasjon for eksisterende komponenter, tilrådinger for nye komponenter og løsninger, samt fått prisoverslag.

3.2 Programvare

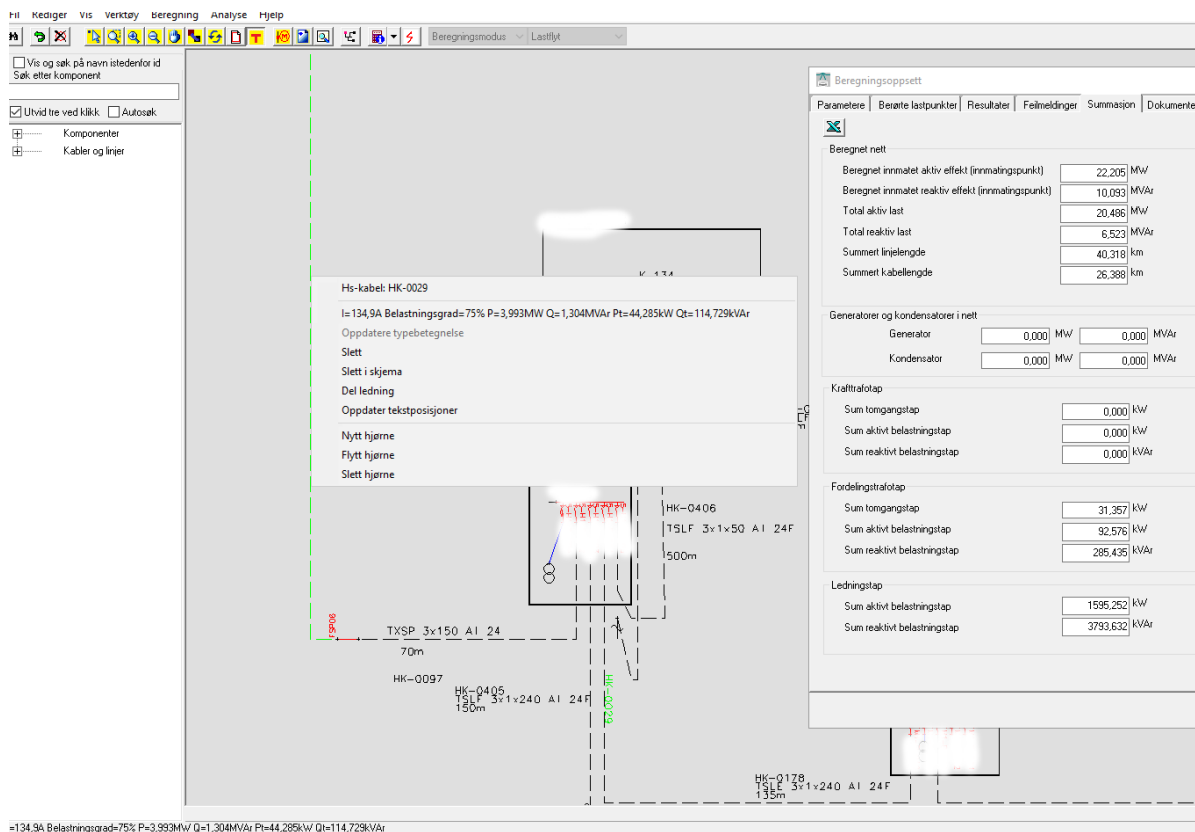
Oppgaven er skrevet i redigeringsprogrammet Overleaf med typesettingssystemet LaTeX. Vi har bruk Zotero for å holde orden på kilder. I tillegg til de vanlige programmene i Office-pakken m.m. og skolerelaterte program som Multisim, GeoGebra og Matlab/Python; har vi brukt følgende program for analyse, simulering og visualisering av data i oppgaven.

3.2.1 OpenNIS

Lysna bruker Volue OpenNIS for å simulere driftssituasjoner i det aktuelle nettet [64]. I programmet er alle nettets tilknytningspunkt og parameter for alle komponenter lagt inn. Hvert tilknytningspunkt estimerer sitt årsforbruk basert på reell forbruksdata innhentet fra AMS målere. Vi kan bestemme lastsituasjonene vi vil simulere ved å endre brukstiden det estimerte årsforbruket blir fordelt på.

Programmet har også analyse-modus, der vi fritt kan endre parameter og komponenter. Her kan vi også koble om nettet slik vi ønsker, da alle brytere kan betjenes. Vi kan under simulering få ulike typer data for hver komponent i nettet.

Dette programmet bruker vi for å forenkle avanserte beregninger med mange variabler. Et stort og omfattende nett er tidkrevende å regne manuelt. Og med så mange parametre og detaljer kan forenklede utregninger bli unøyaktige.



Figur 3.1: Skjerm bilde av OpenNIS

3.2.2 QtiPlot

For å håndtere store datamengder og lage grafer bruker vi QtiPlot. Det er et program for analysering og visualisering av data.

På en del av grafene i oppgaven har vi brukt LOWESS (locally-weighted scatterplot

smoothing) for å glatte kurvene [25]. Dette gjør vi for at kurver med mange datapunkt blir forståelig og leselig innenfor bredden til en A4 side. Da LOWESS ikke får med seg de skarpeste toppene og bunnen, har vi skalert de glattede kurvene med følgende formelen på hver rad:

$$y_{skalert} = \frac{y_{glattet} - y_{glattet_min}}{y_{glattet_max} - y_{glattet_min}} \cdot (y_{max} - y_{min}) + y_{min}$$

Siden de glattede og skalerte grafene mister detaljer og nøyaktighet, har vi i vedlegg A lagt alle grafer med detaljert rådata. Grafene er altså skalerte kun for visuell forståelse, og de er ikke nøyaktige nok til å ekstrahere data fra.

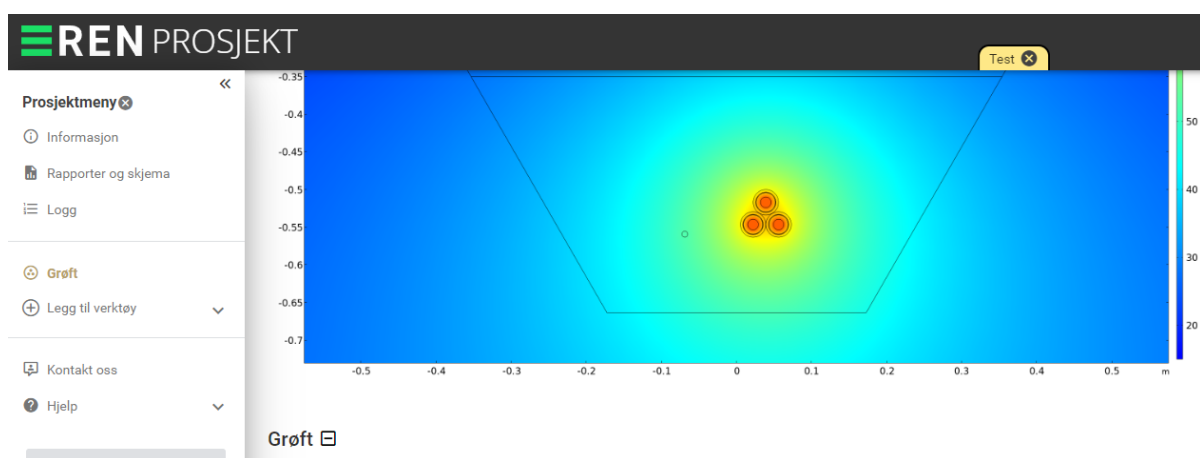
3.2.3 Affinity Designer

Affinity Designer er et redigeringsprogram for vektorgrafikk. Dette programmet har vi brukt for å lage grafikk som forenklede enlinjeskjema, kart og figurer.

Prosjektbruppen mener programmet gir mer fleksibilitet når det gjelder utforming og visualisering av enlinjeskjema enn ordinære program for elektriske skjemaer, men en har ikke mulighet for å simulere kretser her.

3.2.4 REN Grøft

For å simulere temperatur i kabler ved ulike belastninger, har vi brukt verktøyet REN Grøft. Programmet har en rekke funksjoner som å tegne grøftesnitt, samt beregne masse- og mengder, magnetfelt og termisk ledningsevne [90]. REN Grøft bruker COMSOL Multiphysics som beregningsmotor.

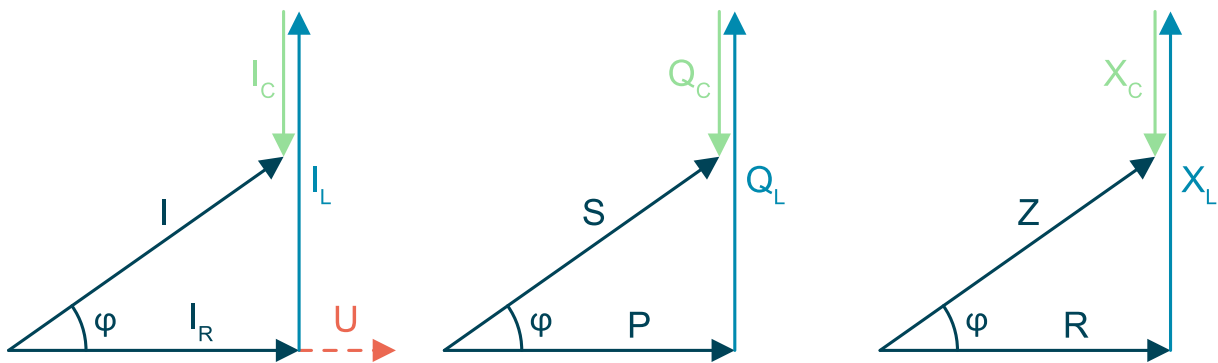


Figur 3.2: Skjermbilde av REN Grøft

Kapittel 4

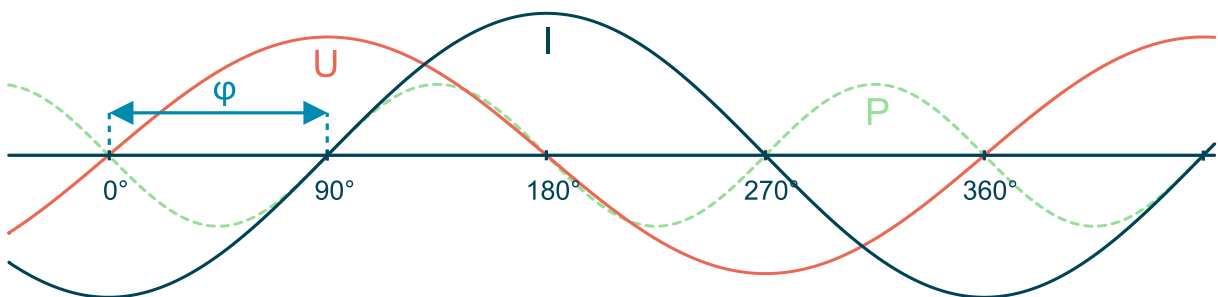
Teori

4.1 Effektfaktor



Figur 4.1: Strømtrekant, effekttrekant og impedanstrekant

I vekselstrømskretser (AC) er effektfaktor ($\cos \varphi$) faseforskyvningsvinkelen mellom sinuskurvene til spenning og strøm som vi ser i figur 4.2 [52]. Denne vinkelen ser vi som forholdet mellom hosliggende katet og hypotenus i impedans-, strøm og effekttrekanten i figur 4.1.



Figur 4.2: Sinuskurve der strøm ligg fremfor spenning, noe som indikerer en kapasitiv krets.

Aktiv effekt P (W) Ved ren resistiv motstanden R (Ω) i kretsen, vil kurvene være i fase og ikke ha noe faseforskyvning. Da har vi aktiv effekt, som vi beskriver som nytteeffekt.

Reaktiv effekt Q (VAr) Ved induktiv reaktans X_L (Ω) eller kapasitiv reaktans X_C (Ω) i kretsen, vil kurvene ha negativ eller positiv faseforskyvning. Ulike komponenter produserer og/eller forbruker reaktiv effekt, og vi får en reaktiv effektflyt mellom disse. Vi kan ikke omsette reaktiv effekt i nyttig arbeid, likevel tar den opp kapasitet i linjer og maskiner.

Tilsynelatende effekt S (VA) Tilsynelatende effekt er vektorsummen av aktiv- og reaktiv effekt. Her har vi en vekselstrømsmotstand vi kaller impedans (Z). På elektriske maskiner og transformatorer er merkeskiltet spesifisert med tilsynelatende effekt.

Effektbalanse

Det må til enhver tid være balanse mellom forbruk og produksjon av effekt [85]. Om det blir høyere forbruk en produksjon av aktiv effekt blir frekvensen dratt ned. Om det blir høyere forbruk en produksjon av reaktiv effekt, blir spenningen dratt ned. Og motsatt.

4.2 Fasekompensering

Den reaktive effektflyten vi nevnte øker strømmen som flyter i linjer og maskiner, og gir effekttap og spenningsfall [85]. Vi kan utnytte egenskapene til induktive og kapasitive komponenter for å utligne hverandre, slik at vi får en nær ren resistiv last. Dette kaller vi fasekompensering.

Vi gjør dette hovedsakelig med:

Kondensator er en kapasitiv komponent som tilføre reaktiv effekt i en vekselstrømskrets.

Reaktor (spole) er en induktiv komponent som trekke reaktiv effekt i en vekselstrømskrets.

Synkronkompensator er en synkronmaskin uten tilkoblet mekanisk last eller pådrag som spinner fritt. Synkronmaskiner kan både produserer og forbruke reaktiv effekt.

4.3 Effekttap / linjetap

Liner, kabler og andre komponenter i nettet har resistans og reaktans som gir effekttap [85]. Nettselskapene er interessert i minst mulig effekttap i overføringsnettet, da dette gir rent økonomisk tap.

Av formlene under ser vi at en dobling av strøm gir fire ganger så mye effekttap. Det viser hvor viktig det er å planlegge nett med riktig tverrsnitt for å få ned motstanden (R), og å fasekompensere ved lav effektfaktor for å få ned strømmen (I).

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot X$$

Effekttapet blir avgitt som varmeenergi til omgivelsene.

4.4 Energi

Mengden elektrisk energi (E) blir bestemt av elektrisk effekt (P) overført over en mengde tid (t) som i formel under [52]. Måleenheten er joule (J), men i kraftbransjen bruker en den like store enheten wattsekund (Ws) som vi avleder til wattimer (Wh) med prefikser som kWh , MWh og GWh .

$$E = P \cdot t$$

Dette bruker nettselskapene for å kalkulere kunders forbruk, og hvor mye effekttapet koster. Energi har en kostnad som varierer med tilgang og etterspørsel.

4.5 Brukstid

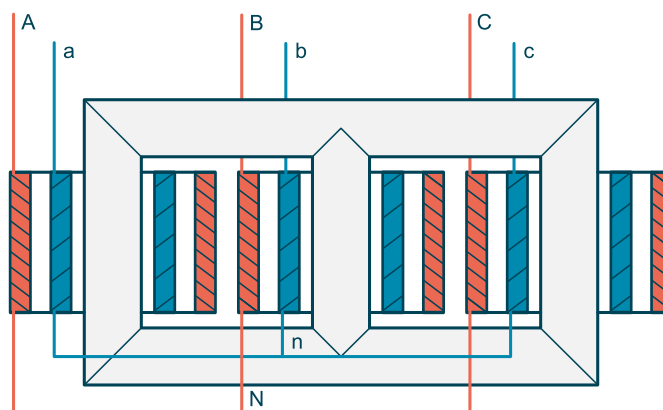
Brukstid er mengden timer et anlegg har vært i drift med full effekt, ved et gitt forbruk eller produksjon [73]. Vi kan si det er et uttrykk for kapasitetsutnyttelse. Brukstid kan ikke bli mer enn antall timer i et år. Brukstid er definert av formelen:

$$T_b = \frac{E}{P_{maks}}$$

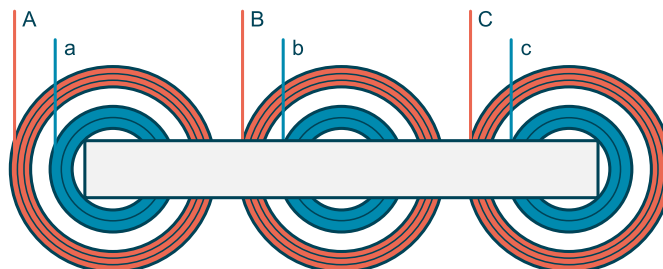
Brukstid kan også brukes for å finne en ønsket effekt ved et gitt forbruk eller produksjon, for eksempel ved simulering av et strømnett. Samt vi kan finne det maksimale forbruket eller produksjonen et anlegg kan trekke eller gi over et år.

4.6 Transformator

En transformator transformerer opp eller ned spenningsnivået til en vekselstrøm [84]. Den er bygd opp av to sett med viklinger per fase, tørnet rundt en felles jernkjerne. Induksjon og Lenz' lov induserer en spenning fra et sett med viklinger, gjennom jernkjernen, til et annet sett med viklinger. Figurene 4.3 og 4.4 illustrerer dette med tre faser.



Figur 4.3: Skisse av trefase trebeint trafo med Yy-kobling sett fra siden



Figur 4.4: Skisse av trefase trebeint trafo med Yy-kobling sett fra toppen

Den induserte spenning blir omtrent like per viking [84]. Det gjør spenningen proporsjonal med antallet viklinger. Vi utnytter dette slik at primærviklinger (N_1) og sekundærvikling (N_2) har ulikt antall viklinger, avhengig av ønske spenningsnivå. Viklingstallet kaller vi omsetningsforhold (n).

$$n = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Tallet på viklinger på høyspentsiden kan justeres noe for å imøtekomme spenningskravene. En vanlig distribusjonstrafo kan normalt trinnes opp og ned 2 x 2,5% fra en nøytral posisjon [84]. Disse må justeres i spenningsløs tilstand. Større transformatorer som stasjonstrafoene i oppgaven har en mer avansert konstruksjon med automatisk trinnkobler, som holder spenningen til et satt nivå.

Høyere spenning gir lavere strøm når en overfører samme mengede effekt. Høy strøm gir høy linjetap [52]. Derfor transformerer vi opp spenningen når vi skal overføre energi over lange strekninger.

4.6.1 Tap i transformator

Som liner og kabler har transformatorer en indre resistans som gir effekttap [84]. Vi kaller dette for belastningstap eller kobbertap. Transformatoren har i tillegg jerntap, som vi også kan kalle tomgangstap siden tapet er uavhengig av last. Jerntap består av hysteres- og virvelstrømstap.

Hysteresetap oppstår når jernkjernen magnetiseres med vekselstrøm [84]. Da settes det opp et magnetisk felt som ikke forsvinner ved nullgjennomgang, og vi trenger mer energi for å reversere feltet. Virvelstrømstap oppstår når en leder blir påvirket av det magnetiske feltet. Da blir det gjennom induksjon induisert strøm i lederen, som øker strømmen gjennom resistanser og gir mer tap.

Hysteres- og virvelstrømstapene er prinsippene vi utnytter for å steke mat med induksjonstopper, noe som ikke er ønskelig i transformatorer [70]. Hysteresetap minsker vi ved å velge rett legering av jernet i kjernen, og virvelstrømstap minsker vi ved å laminere jernet i kjernen [84]. En transformator har normalt en høy virkningsgrad opp mot 97% – 99%.

4.6.2 Kjøling av transformator

Vi får ikke redusert tapene helt, så vi må kvitte oss med den termiske energien disse tapene gir. Transformatorene vi ser på i oppgaven er oljeisolert. For disse har vi fire prinsipper for kjøling [84]:

ONAN (Oil Natural Air Natural) er kjøling med naturlig konveksjon gjennom kjøleribber eller radiator.

ONAF (Oil Natural Air Forced) er kjøling med konveksjon gjennom radiator der kjølevifter sørger for ytterligere luftstrøm.

OFAF (Oil Forced Air Forced) er kjøling der olje blir sirkulert gjennom en radiator med pumper.

OFWF (Oil Forced Water Forced) er kjøling der olje blir sirkulert gjennom en varmeveksler med vannsløyfe.

Små og mellomstore transformatorer bruker normalt prinsippet ONAN [84]. Noen av disse har termostatstyring av kjølevifter, slik at en i prinsipp har en kjøling av typen ONAN til et visst temperaturnivå, og deretter ONAF. OFAF og OFWF blir normalt brukt på store transformatorer, eller transformatorer som er plassert steder der de er vanskelige å kjøle ned.

4.6.3 Levetid til transformator

Transformatorer er statiske komponenter uten bevegelige deler. Ved lav last har de en tilnærmet uendelig levetid [84]. Levetiden forkortes derimot ved høye temperaturer gitt av tapene. Internt i transformatoren er det brukt organiske isolasjonsmaterialer som for eksempel papir. Høye termiske belastninger endrer disse stoffene kjemisk. I praksis får vi nedbrytning av isolasjonen med påfølgende transformatorhavari.

Også fuktighet i oljen kan redusere isolasjonsholdfastheten [84]. I tillegg vil hurtig oppvarming forårsaket av kortslutninger i nettet kunne forårsake trykkstigning og gassutvikling som påvirker transformatoren negativt.

En anslår en teknisk levetiden for transformatorer på 30 år ved nominell last [19]. Men norske transformatorer står i et relativt kaldt klima, og kjøres normalt godt under nominell last, noe som gir en betydelig lengre levetid.

4.6.4 Måletrafoer

Vi trenger å måle strøm og spenning både for å kunne overvåke nettsystemer, kontrollere vern og for å måle effekt og energiforbruk [85]. Men direktekoblet måleutstyr håndterer ikke høye strømmen og spenninger. Vi må da benytte transformatorer, for å transformere ned strøm og spenning på et nivå som er håndterbart for måleutstyret.

Vi kaller også måletrafoer for strømtrafo og spenningstrafo individuelt [85]. Disse bruker de samme prinsippene som ordinære transformatorer, men er fysisk mye mindre da det ikke går noe last i disse. Strømtrafoer blir koblet til måleutstyret i serie, og spenningstrafoer blir koblet til måleutstyret i parallell.

4.7 Forsyningsnett

Nettet som forsyner mellom transformatorer, enten det er distribusjon-, regional- eller transmisjonsnett, består typisk av følgende komponenter:

4.7.1 Liner

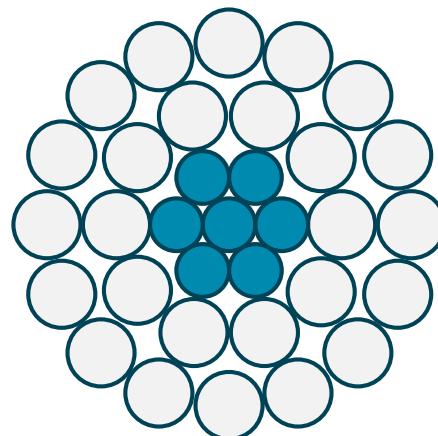
I høyspenningsluftlinjer bruker en tradisjonelt liner av typen FeAl mellom mastene [85]. FeAl kombinerer den mekaniske styrken til stål (Fe), med de gode elektriske egenskapene til aluminium (Al). Linene er bygd opp av en stållede i kjernen, med aluminiumsledere spunnet rundt kjernen som illustrert i figur 4.5.

Hvor mange lederer vi har av hver type blir spesifisert av et forholdstall som eksempelvis 6/1 og 26/7, der det første tallet er aluminiumsledere og det andre stållede [85]. Vi kaller disse individuelle lederne for kordeler. Vi skiller de ulike størrelsene på selve

linen med et nummereringssystem, der nummeret på linen tilsvarer ledningsevnen til en ekvivalent kobberline med tverrsnitt lik nummeret. Et eksempel er «FeAl 95 26/7» med ledningsevne som 95 mm² kobber, 26 aluminiumskordeler og 7 stålkordeler.

Kapasitans og reaktans i luftlinene variere med faseavstand, og kapasitans varierer i tillegg med avstand til jord og terreng [85].

Så lenge linene ikke blir utsatt for uforutsett mekanisk slitasje, korroderende miljø eller overlaster som gir høyere driftstemperatur en tillatt; har linene svært lang levetid, typisk over 50 år [82, 89].



Figur 4.5: Skisse av FeAl 26/7

4.7.2 Master

For å spenne linene over bakkenivå brukes det ulike mastetyper av ulike materialer. De mest brukte materialene er tre, stål, kompositt og betong [85, 71]. Valg av materialer og fysisk utforming av mastene kommer blant annet an på spenningsnivå, ledertverrsnitt og avstand mellom mastene.

I **distribusjonsnett**, som denne oppgaven hovedsakelig ser på, brukes det stort sett impregnerte trestolper bygd som H-master med plan forlegning av fasene [64].

Levetiden til de impregnerte trestolpene avhenger av mekanisk slitasje og miljøet de er plassert i [85]. Normalt regnes levetiden på minimum 30 – 40 år. Råte, angrep av hakkespett, lynnedslag, ras, vind og store snølaste er noen av de miljømessige årsakene som kan redusere levetiden til trestolpene [64].

4.7.3 Isolatorer

I alle strømførende anlegg bruker vi isolatorer for å isolere spenningsførende komponenter fra ikke-spenningsførende komponenter [85]. I tillegg til å isolere er isolatoren en komponent vi bruker for å feste og gi støtte til ledere og andre spenningsførende deler. De er laget av materialer med god elektrisk holdfasthet som porselen, glass eller kompositt. Vi ser typisk linene hengende eller stående på isolatorer i mastene. Luft er isolator mellom linene. Også kabler har ulike typer isolasjonsmaterialer rundt lederne.

4.7.4 Kabler

For kabler må vi normalt tilfredsstillere krav for levetid, mekaniske egenskaper, termiske egenskaper og sikkerhet [85]. For høyspenningskabler må vi i tillegg ta hensyn til bedre elektrisk holdfasthet og isolasjonsevne, samt elektrisk feltfordeling. Vi har også fysiske

fenomener som gir dielektriske tap og skjermtap, men disse er så små for spenningsnivåene i [distribusjonsnettet](#) at vi kan neglisjere de.

I dag er det vanligste isolasjonsmaterialet for høyspentkabler plasttypen tverrbundet polyetylen (PEX) [85]. Denne har gode mekaniske og elektriske egenskaper, og er motstandsdyktig mot fuktighet og kjemikaliepåtrykk. En typisk høyspentkabel har



Figur 4.6: TSLF 24kV 3x1x240A [48]

PEX-isolasjon bestående av lagene indre halvleder, isolasjon og ytre halvleder [85]. Dette er illustrert i figur 4.6. Halvlederne er PEX blandet med en type sot. Dette gir halvledende egenskaper, som jevner ut spenningsfeltet i overgangen mellom lederkordelene og isolasjonen. Slik unngår vi høye feltstyrker mellom kordelene, og forhindrer slik elektrisk utladninger som skader isolasjonen. I figur 4.6 Ser vi også skjermtrådene til jord, aluminiumslaminat for vanntetting og ytre kappe.

Lederne består av kobber eller aluminium [85]. Aluminium er vesentlig billigere enn kobber, og er det mest brukte ledematerialet i høyspentkabler. Om ikke annet er spesifisert har kablene i oppgaven aluminiumledere.

Vi får kablene utført som rene kabler der alle tre lederne er samlet i samme kappe, der de tre lederne er tvunnet rundt hverandre og som enkeltstående ledere [49]. Måten en legger enkeltstående ledere, og avstanden mellom disse, påvirker lederreaktansen.

En kan lese av oppbygningen av norskproduserte kabler etter en kode bestående av fire bokstaver [85]. I tabell 4.1 har vi tatt med bokstavene som er relevant for kablene i oppgaven.

1. Bokstav isolasjon	2. bokstav Kappe ol.	3. bokstav Armering, skjerm	4. bokstav Ytterkappe
T Tverrbundet polyetylen PEX	S Fyllkappe og/eller båndering	F Ståltråd, flat	A Jute + asfalt
	X Ingen kappe	L Al-laminat	F Halvledende PE
		R Ståltråd rund	P PVC

Tabell 4.1: Bokstavkode for kabler

4.7.4.1 Endeavslutninger og skjøter av kabler

Ved lange strekk må vi føye sammen kabler med skjøting. I høyspentanlegg gjøres dette med spesielle skjøtesett [69]. I disse settene har vi blant annet feltfordelende slanger, som krympes på for å fordele feltstyrken i skjøten.

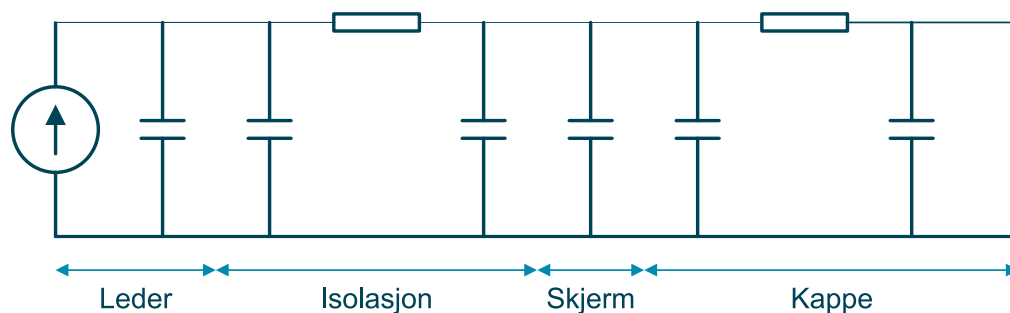
Når vi kobler høyspentkablene til koblingspunkter på brytere, høyspent kabelskap eller transformatorer; trenger vi spesielle endeavslutninger som fordeler og gir en fin avslutning på feltstyrken mot koblingspunktet [69].

4.7.4.2 Levetid for kabler

Vi kan kategorisere faktorene som påvirker levetiden til kabler som termisk-, elektrisk, mekanisk- og miljømessig stress [85]. Elektrisk, mekanisk- og miljømessig stress kan være inntrengning av fukt, vanntrevekst, partielle utladninger i isolasjonen og montasje-feil for å nevne noen.

I denne oppgaven ser vi bare på hva termisk stress kan gjøre med levetiden til kable-ne. Som for transformatorer vil høye termiske belastninger endre de kjemiske stoffene som isolasjonsmaterialet består av [39]. I praksis får vi nedbrytning av isolasjonen ved overbelastning, med påfølgende kabelhavari.

For å regne temperaturer i kablene kan vi lage en termisk ekvivalent som i figur 4.7. Her finner vi de termiske motstandene og varmekapasitetene til de ulike lagene. Hvordan kablen er forlagt påvirker temperaturen mye. En av faktorene er jordas termiske resistivitet, denne varierer blant annet med fuktighetsforholdene i jorden [39, 24]. I oppgaven bruker vi programmet REN Grøft for å utføre kalkulasjoner.



Figur 4.7: Termisk ekvivalent for tilfeldig kabel

En anslår en teknisk levetiden for høyspentkabler til å være 30 år ved nominell last [89]. Men norske kabler ligger i et relativt kaldt klima, og kjøres normalt godt under nominell last, noe som gir en betydelig lengre levetid. Erfaringstallene gir en forventet levetid mellom 40 til 80 år.

4.7.5 Brytere

For å kunne koble ut strømmen til komponenter og deler av nettet, ved både vedlikehold og feil, trenger vi brytere. Disse har en teoretisk enkel virkemåte, ved at en skiller to ledende deler fysisk fra hverandre [85].

Bryterne har en strømføringsevne og en bryteevne [75]. Bryterens strømføringsevne, eller merkestrøm, er den strømmen den tåler under kontinuerlige driftsforhold. Bryteevnen er strømstyrken bryteren klarer å bryte, uten å skape en lysbue som skader bryteren [85]. Vi kan øke bryteevnen ved å bruke andre brytermedium en luft. Det vil si vi bruker fysikkens egenskaper med SF6-gass, olje, vakuum eller trykkluft for å forhindre en lysbue fra å tenne ved høye strømmer.

4.8 Spenningsfall

Resistans og induktiv reaktans i nettet gir spenningsfall [85]. Størrelsen på fallet kommer an på linjenes parameter, spenningsnivå og effektlyt. «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet» [20] setter krav for høyeste tillatte spenningsfall. Lavspenngrensen er definert til å være $\pm 10\%$ av nominell spenning, der nominell spenning stort sett er 230 V i Lysnas lavspenntnett [64]. Det vil si vi må levere mellom 207 V og 253 V ved tilknytningspunktet til forbrukerne.

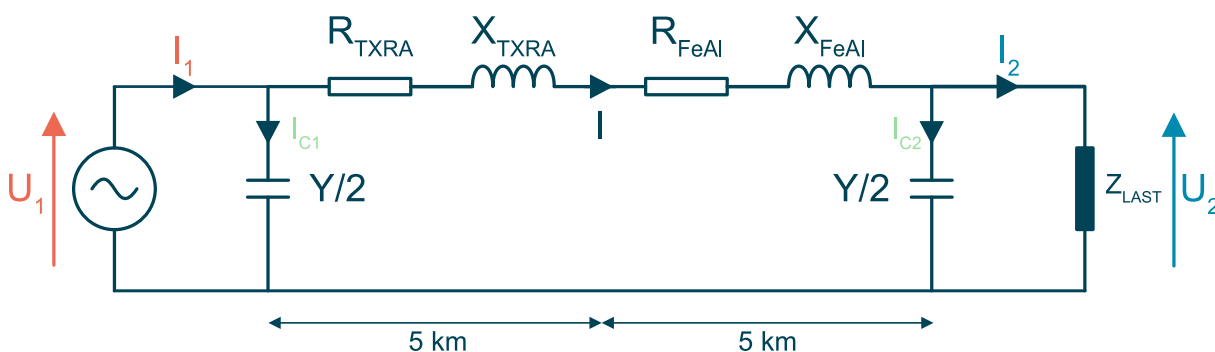
Som for effekttap, kan oppgraderinger av tverrsnitt og fasekompensering være virkemiddel for å redusere spenningsfall [85].

4.8.1 Eksempel for spenningsfall og effekttap

I dette eksempelet bruker vi Toportmodell I [85]. Toportmodellene setter opp et formelsystem i matriseform. Normalt tar en ikke hensyn til driftskapasitans på korte linjer med relativt lavt spenningsnivå som her. Vi velger likevel å ta det med i eksempelet, slik at en kan se sammenheng opp mot annen teori.

Toportmodell I gjør en forenkling ved å sette driftskapasitansen som to like deler, som plasseres ved innmatingspunktet og lastpunktet [85]. Det er en forenkling som kan gi store avvik på overføringer med høyt spenningsnivå og lengder over 240 km. Da bruker en Toportmodell II som er basert på Telegrafligningen. Simuleringsprogram som OpenNIS bruker lignede prinsipper.

I eksempelet velger vi å beregne med en 5 km lang sjøkabel av typen TXRA 3x95 Cu, etterfulgt av en 5 km luftline av typen FeAl nr. 95. Disse forsynes fra en stasjon med spenningsnivå på 22 kV, og denne leverer 9 MW med en effektfaktor på 0,94. Parameter for lasten er ukjent. Vi fremstiller dette som den forenklete pr. fase ekvivalenten i figur 4.8. Vi tar ikke med lastuttak langs linjen, og heller ikke tap i transformatorer.



Figur 4.8: Forenklet pr. fase ekvivalent

Vi begynner med å beregne ledningsparametrene som vi har hentet fra databladet til sjøkabelen i vedlegg B, og fra RENblad 8041 for luftlinen [68]. For luftlinene tar vi utgangspunkt i en faseavstand på 2 meter, og at linjen har jordleder 2 meter under fasene [68]. RENbladet tar en forutsetning at fasene henger 7 meter over bakkenivå.

$$R_{TXRA} = r_{TXRA} \cdot l_{TXRA} = 0,193 \Omega/\text{km} \cdot 5 \text{ km} = 0,965 \Omega$$

$$X_{TXRA} = x_{TXRA} \cdot l_{TXRA} = 0,117 \Omega/\text{km} \cdot 5 \text{ km} = 0,585 \Omega$$

$$Cd_{TXRA} = c_{dTXRA} \cdot l_{TXRA} = 0,233 \mu\text{F}/\text{km} \cdot 5 \text{ km} = 1,165 \mu\text{F}$$

$$R_{FeAl} = r_{FeAl} \cdot l_{FeAl} = 0,1904 \Omega/\text{km} \cdot 5 \text{ km} = 0,9520 \Omega$$

$$X_{FeAl} = x_{FeAl} \cdot l_{FeAl} = 0,374 \Omega/\text{km} \cdot 5 \text{ km} = 1,870 \Omega$$

$$Cd_{FeAl} = c_{FeAl} \cdot l_{FeAl} = 0,006 \mu\text{F}/\text{km} \cdot 5 \text{ km} = 0,030 \mu\text{F}$$

Vi ser at resistansen er nesten lik for de to ledertypene. Det bekrefter at FeAl nr. 95 skal ha tilsvarende resistans som tversnittet av 95 mm² kobber.

Den induktive reaktansen er mye høyere for luftlinene. Kapasitansen er derimot mye høyere for kabelen. Om vi har lange kabler der kapasitans dominerer over induktans, vil vi ved ingen eller lav last få økning i spenning istedet for spenningsfall [85].

$$X_{cd} = \frac{1}{\omega \cdot (Cd_{TXRA} + Cd_{FeAl})} = \frac{1}{2\pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot (1,165 \cdot 10^{-6} \mu\text{F} + 0,030 \cdot 10^{-6} \mu\text{F})} = 2663,68 \Omega$$

Vi bruker admittans (Y) i denne modellen. Admittans er inverse av impedans, og er et mål på hvor lett kretser tillater strøm å passere gjennom [52].

$$Y = \frac{1}{-j \cdot X_{Cd}} = \frac{j}{2663,68 \Omega} = j3,7542 \cdot 10^{-4} \text{ S}$$

$$\varphi_1 = \cos^{-1}(0,94) = -19,95^\circ (\text{ind})$$

$$|I_1| = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos\varphi_1} = \frac{9 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 22000 \text{ V} \cdot 0,94} = 251,26 \text{ A}$$

$$\vec{I}_1 = 251,26 / -19,95^\circ \text{ A}$$

$$U_1 = \frac{22000 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 12701,71 \text{ V}$$

$$B = Z = R + j\omega L = 0,965 + j0,585 + 0,952 + j1,870 = 3,115 / -52,015^\circ$$

$$A = D = \frac{Z \cdot Y}{2} + 1 = \frac{3,115 / 52,015^\circ \cdot 3,7542 \cdot 10^{-4}}{2} + 1 = 1,000 / 0,026^\circ$$

$$C = Y \cdot \left(\frac{Z \cdot Y}{4} + 1 \right) = j3,7542 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{3,115 / 52^\circ \cdot 3,7542 \cdot 10^{-4}}{4} + 1 \right) = 3,753 \cdot 10^{-4} / 90,010^\circ$$

Matrisen gir parameter ved innmatingspunktet. Vi ønsker å vite spenningsfallet ved lastuttaket, så vi snur matrisen.

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{AD - BC} \cdot \begin{bmatrix} D & -B \\ -C & A \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,999/0,015^\circ & 3,112/-127,995^\circ \\ 3,749 \cdot 10^{-4}/-90^\circ & 0,999/0,015^\circ \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 12701,71 \\ 251,26/-19,95^\circ \end{bmatrix}$$

$$U_2 = 0,999/0,015^\circ \cdot 12701,71 + 3,112/-127,995^\circ \cdot 251,26/-19,95^\circ = 12034/-1,965^\circ \text{ V}$$

$$U_{2L} = 12034 \cdot \sqrt{3} = 20843,5 \text{ V}$$

$$\Delta U = U_{1L} - U_{2L} = 22000 - 20843,5 = 1156,5 \text{ V}$$

$$\Delta u\% = \frac{22000 - 20843,5}{22000} \cdot 100\% = 5,26\%$$

Vi ser et spenningsfall for denne driftssituasjonen på 5,26%, men vi kan ikke si om dette er for høyt eller lavt i forhold til spenningskravet ved tilknytningspunktet til forbrukerne. Da måtte vi ha undersøkt hvilket nivå distribusjonstrafoen er trinnet, hvor mye spenningen varierer fra laveste til høyeste lastsituasjon og hvor mye spenningsfall vi har i transformatoren og lavspentnettet.

Videre kalkulerer vi strømmen i linjen og effekttapene.

$$I_2 = 3,749 \cdot 10^{-4}/-90^\circ \cdot 12701,71 + 0,999/0,015^\circ \cdot 251,26/-19,95^\circ = 252,67/-20,95^\circ \text{ A}$$

$$I = I_2 + \frac{Y}{2} \cdot U_2 = 252,67/-20,95^\circ + \frac{j3,7542 \cdot 10^{-4}}{2} \cdot 12034/-1,965^\circ = 251,94/-20,46^\circ \text{ A}$$

$$\Delta P_{TXRA} = 3 \cdot I_2^2 \cdot R = 3 \cdot 251,94^2 \cdot 0,965 = 183,75 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{TXRA} = 3 \cdot I_2^2 \cdot X = 3 \cdot 251,94^2 \cdot 0,585 = 111,40 \text{ kVAr}$$

$$\Delta P_{FeAl} = 3 \cdot I_2^2 \cdot R = 3 \cdot 251,94^2 \cdot 0,952 = 181,28 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{FeAl} = 3 \cdot I_2^2 \cdot X = 3 \cdot 251,94^2 \cdot 1,870 = 356,09 \text{ kVAr}$$

Vi ser at aktivt effekttap er nesten lik for de to lederene, ikke overraskende siden resistansen var nesten lik. Mens den induktive reaktansen for luftlinene gir over 3 ganger så høyt reaktivt effekttap som for kabelen.

$$\Delta P_{Total} = 181,28 \text{ kW} + 181,28 \text{ kW} = 365,03 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{Total} = 111,40 \text{ kVAr} + 356,09 \text{ kVAr} = 467,49 \text{ kVAr}$$

Totalt har vi et aktivt effekttap på 365,03 kW og reaktiv effekttap på 467,49 kVAr. Om vi hadde hatt denne lastsituasjonen et helt år på 8760 timer, ville det utgjort en energimengde på 3,2 GWh og 4,1 GMVAr.

Vi vet nå spenningen og strømmen ved lastuttaket. Det kan videre være interessant å vite hvor mye effekt lasten drar, og hvilken effektfaktor vi har.

$$P_2 = P_1 - \Delta P_{Total} = 9 \text{ MW} - 365,03 \text{ kW} = 8,63 \text{ MW}$$

$$\varphi_2 = -(-1,965^\circ + 20,95^\circ) = -18,985^\circ \rightarrow \cos \varphi_2 = 0,946 \text{ (ind)}$$

Vi kan også kalkulere strømmene til kondensatorene, og spenningen over resistansen og induktansen.

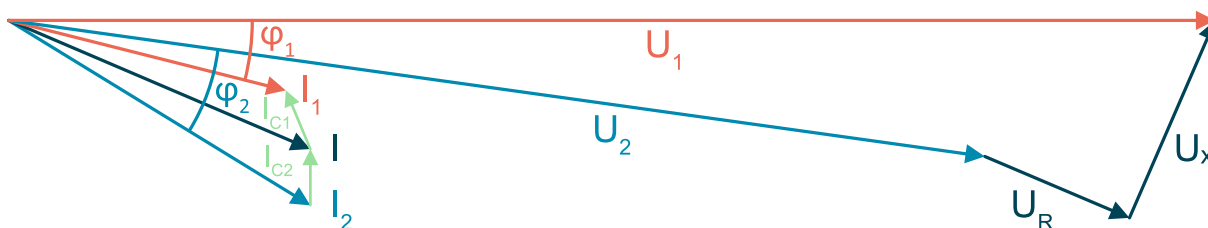
$$I_{C1} = \frac{Y}{2} \cdot U_1 = \frac{j3,7542 \cdot 10^{-4}}{2} \cdot 12701,71 = 2,38/90^\circ \text{ A}$$

$$I_{C2} = \frac{Y}{2} \cdot U_2 = \frac{j3,7542 \cdot 10^{-4}}{2} \cdot 12034/-1,965^\circ = 2,26/88^\circ \text{ A}$$

$$U_R = I \cdot R_{Total} = 251,94/-20,46^\circ \text{ A} \cdot 1,917 \Omega = 482,97/-20,46^\circ \text{ V}$$

$$U_X = I \cdot R_{Total} = 251,94/-20,46^\circ \text{ A} \cdot j2,455 \Omega = 618,51/-69,54^\circ \text{ V}$$

Disse kan vi tegne som vektorer og parallellforskyve for å fremstille driftsituasjonen grafisk med et viserdiagram som i figur 4.9.



Figur 4.9: Skalert viserdiagram

Vektorer og vinkler i figur 4.9 er skalert for å vise prinsippet, da de reelle verdiene med små vinkler og korte vektorer gjør det vanskelig å fremstille situasjonen grafisk.

4.9 Stivt nett / svakt nett

Lange linjer med lavt tverrsnitt og relativ høy effektlyt, gir et svakt nett [59, 72]. Et svakt nett gir stort spenningsfall og tap, og har lite kortslutningsytelse.

Et stivt nett har et ledertverrsnitt som er dimensjonert for effektlyten, hvor spenningsstabiliteten blir lite påvirket av produksjon og last [59, 72]. Et stivt nett gir lite spenningsfall og tap, og har høy kortslutningsytelse.

4.10 Vern

Forsyningsanlegg består av mange komponenter det kan oppstå feil i [85]. For å beskytte anleggsdelene mot termiske og mekaniske påkjenninger må vi koble ut feil raskt. Samtidig må vi opprettholde selektivitet, slik at ikke annet enn området med feil blir koblet ut. Dette er vernets oppgave.

Relevern i høyspenningsanlegg er sammensatt av komponentene måletransformatorer, rele og en effektbryter [85]. Releet overvåker data fra måletransformatorene, og tripper effektbryteren om den detekterer ikke-ønskelige parameter.

Tradisjonelle linjevern har funksjonalitet for overstrøm, retningsbestemt jordfeilvern og gjeninnkopling [85]. Nyere digitale vern har avansert funksjonalitet utover dette. Blant annet retningsbestemt overstrøm, koordinering for momentan utkobling i ringkjøringer og mulighet for ulike innstillinger avhengig av driftssituasjon. I oppgaven er vi innom disse funksjonene:

4.10.1 Overstrøm

Funksjonen for overstrøm reagerer ved overskridelse av en innstilt grenseverdi, og kobler enten ut momentant eller etter en innstilt utkoblingstid [77]. Ved flere vern i anlegget koordinerer vi disse innstillingene for å få korrekt selektivitet.

4.10.2 Retningsbestemt overstrøm

Funksjonen for retningsbestemt overstrøm kalkulerer differansen mellom fasevinkelen til strømmen og fasevinkelen til spenningen, ved overstrøm [53]. Slik kan en stille inn vernet til bare å trippe i en ønsket retning. Veldig forenklet ser vernet om vektorene til strøm og spenning er lik eller ulik, og ønsket retning blir definert ut fra dette.

4.10.3 Retningsbestemt sammenligning

Funksjonen for retningsbestemt sammenligning kobler sammen vernene med en fysisk kabelforbindelse, gjerne fiberoptisk [77]. Ved ringkjøring kan en da programmere vernene på avgangene slik at de tripper samtidig.

4.10.4 Gjeninnkobling

Funksjonen for gjeninnkoplingsautomatikk (GIK) vil etter en innstilt tid prøve å koble inn igjen effektbryteren etter at den har trippet [85]. Denne handlingen gjentas et bestemt antall ganger.

4.10.5 Brukerdefinerbare karakteristikk

Funksjonen for brukerdefinerbare karakteristikk lar en legge inn parameter for flere ulike driftsituasjoner [77]. Gjennom signal fra SCADA kan vernet automatisk settes til den rette innstillingen for den aktuelle driftsituasjonen, om nettet blir koblet om.

Kapittel 5

Det aktuelle nettet

5.1 Enlinjeskjema og kart

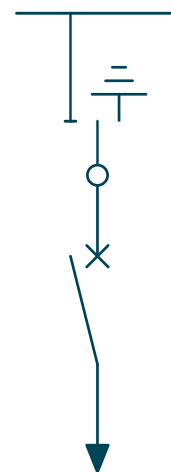
Lysna har et detaljert enlinjeskjema med komponentinformasjon, avstander, tverrsnitt, kabel/line-typer, brytere, transformatorer, m.m. Dette ønsker de ikke å offentliggjøre, så vi har tegnet et forenklet enlinjeskjema i figur 5.2. Detaljer som brytere, transformatorer og nøyaktig informasjon om lengder, kabeltyper, tverrsnitt, osv. er unnlatt.

Beregninger og simuleringer i oppgaven blir foretatt med Lysna sitt fullstendige enlinjeskjema.

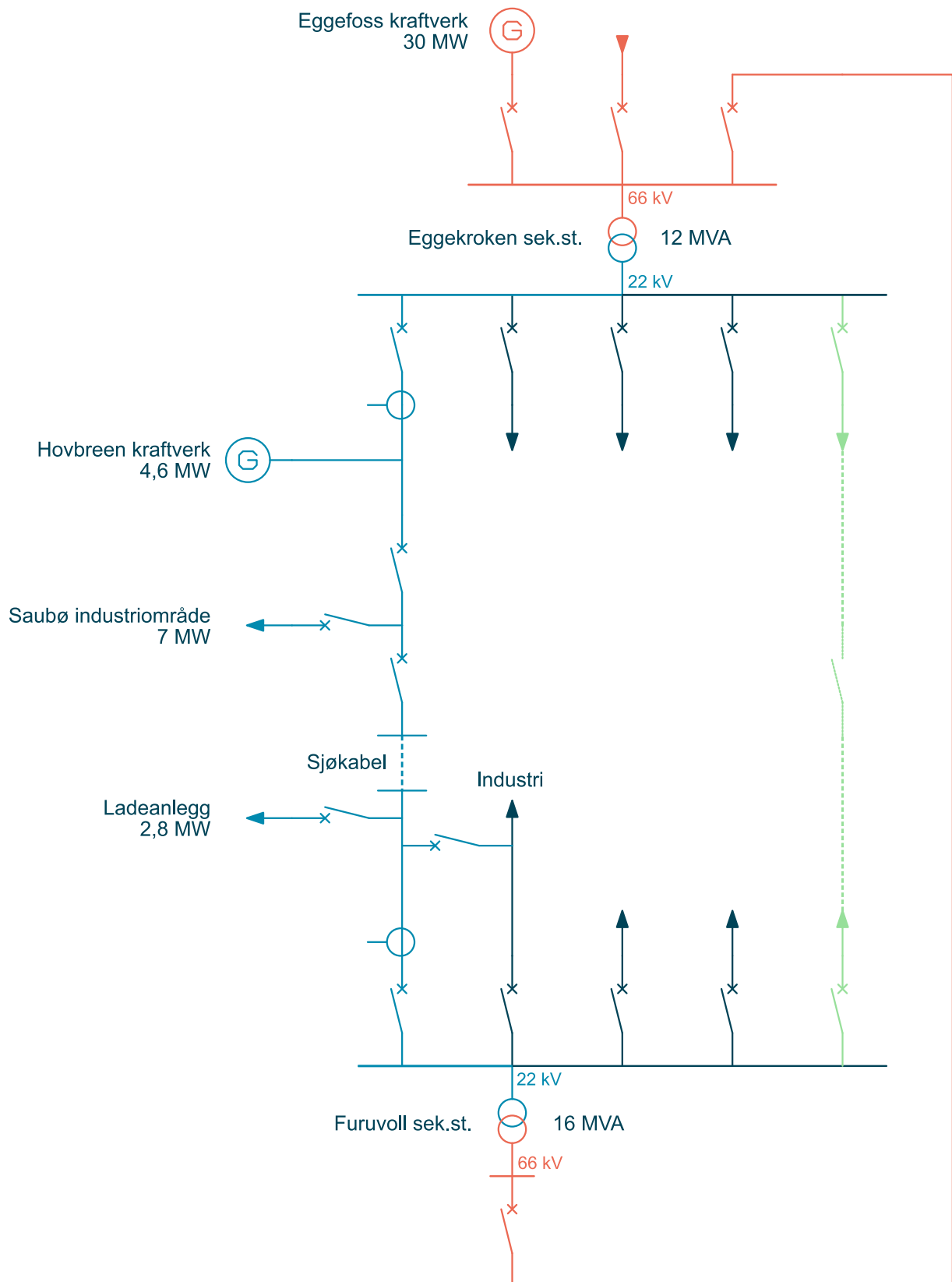
Et eksempel på forenklinger gjort er effektbryterene i stasjonene som i tillegg til selve effektbryteren, har en 3-posisjons kombinert skillebryter og jordkniv som i figur 5.1 [77]. Vi har heller ikke inkludert nettstasjoner, koblingsbrytere, spenningstrafoer, overspenningsvern, m.m.

Problemstillingen er avgrenset til linjene farget lyseblått, men de mørkeblå avgangene og generatoren er relevant for beregninger av transformatorene. Regionalnettet farget oransje er ikke del av oppgaven. Den lysegrønne forbindelsen muliggjør også ringkjøring i distribusjonsnettet, men er ikke tilstrekkelig dimensjonert for mer last og er heller ikke en del av oppgaven.

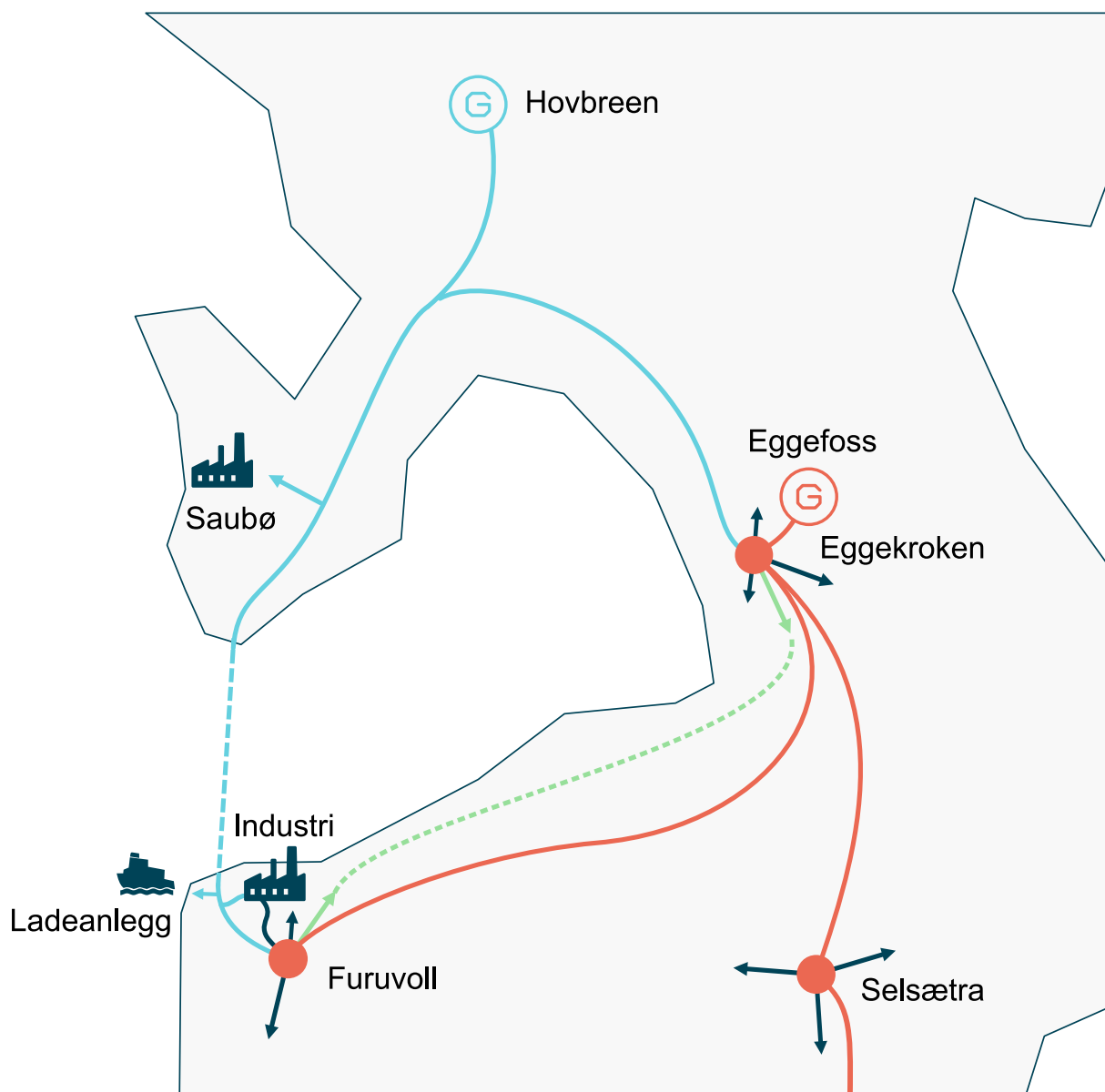
Kartet i figur 5.3 er en geografisk framstilling av det forenklete enlinjeskjemaet.



Figur 5.1: Siemens NXPLUS C bryter



Figur 5.2: Enlinjeskjema for det aktuelle nettet



Figur 5.3: Kart over det aktuelle nettet

5.2 Om linjen

Linjen mellom sekundærstasjonene Eggekroken og Furuvoll er 21 km lang. Systemspenningen er 22 kV. Linjen har kabler av typen TSLF og TXFP, sjøkabel av typen TXRA og luftliner av typen FeAl. Det er ulike tverrsnitt langs traséen.

Linjen forsyner rundt 50 nettstasjoner, noen på avgreninger fra hovedlinjen. Den største forbrukeren på linjen er et industriområde rett nedenfor stasjonen på Furuvoll, som trekker rundt 2 MW. Industriområdet har flere nettstasjoner som kan kobles i ring mellom den aktuelle linjen og en egen avgang i Furuvoll sekundærstasjon. Lasta ligger i normalsituasjon delt mellom disse. Ladeanlegget på ferjekaien forsyner 2,8 MW i intervaller på 7 minutt hvert 40 minutt.

På denne linja ligger også Hovbreen kraftverk med installert effekt på 4,6 MW. Og det er også et småkraftverk i størrelsesorden 2,0 – 3,5 MW under planlegging.

I normaldrift ligger ringen delt av en åpen bryter i første nettstasjon etter sjøkabelen mot Eggekroken. En ønsker å ha ringen delt for å ha kontroll på lastflyt, og for ikke å få bidrag til kortslutningseffekt fra begge stasjoner [85].

I normaldrift er stedet der ringen er delt valgt ut fra ønsket lastfordeling [64]. Innstillingene av vernene i stasjonene er beregnet med hensyn til denne driftssituasjonen. På denne linjen ønsker en også at sjøkabelen alltid er spenningsatt, slik at en oppdager om det oppstår feil på den.

Langs linjen er det flere brytere i både nettstasjoner og enkelte høyspentmaster. Disse gir mulighet for å flytte stedet der ringen er delt, og slik seksjonere nettet som en ønsker.

5.3 Om Eggekroken sekundærstasjon

Eggekroken sekundærstasjon er tilkoblet regionalnettet med systemspenning 66 kV. Regionalnettet er koblet inn på en samleskinne. Denne har forbindelse til transformatoren i stasjonen, samt forbindelse videre til Furuvoll sekundærstasjon og Eggefoss kraftstasjon.

Kraftstasjonen har 30 MW installert effekt og vannmagasin, og kan drifte det lokale nettet i øydrift. Kraftstasjonen, og den inngående forbindelsen fra regionalnettet, gir sammen nødvendig forsyningssikkerhet for nettet i konsesjonsområdet.

Eggekroken har en transformator på 12 MVA, som forsyner en 22 kV samleskinne med 5 avganger. Disse avgangene har effektbrytere av typen Siemens NXPLUS C og vern av typen Siemens 7SJ62. Strømtrafoene på avgangene har omsetningsforhold 200/1 A.

5.4 Om Furuvoll sekundærstasjon

Furuvoll sekundærstasjon er tilkoblet regionalnettet via Eggekroken.

Furuvoll har en transformator på 16 MVA, som forsyner en 22 kV samleskinne som også har 5 avganger. Disse avgangene har effektbrytere av typen BBC/SACE SFA 24.06.12 og vern av typen BBC IT 94-3. Strømtrafoen på avgangen som gjelder oppgaven har omsetningsforhold 150/5 A.

Kapittel 6

Forbruk og produksjon

Vi må fastslå dagens kapasitet på linjenettet, hvor mye av denne kapasiteten som allerede er i bruk og hvor mye kapasitet vi trenger for fremtiden. Til dette har vi fått forbruksdata for perioden 2017 – 2022¹, samt produksjonsdata fra småkraftverket for perioden 2018 - 2021.

6.1 Energi og effekt

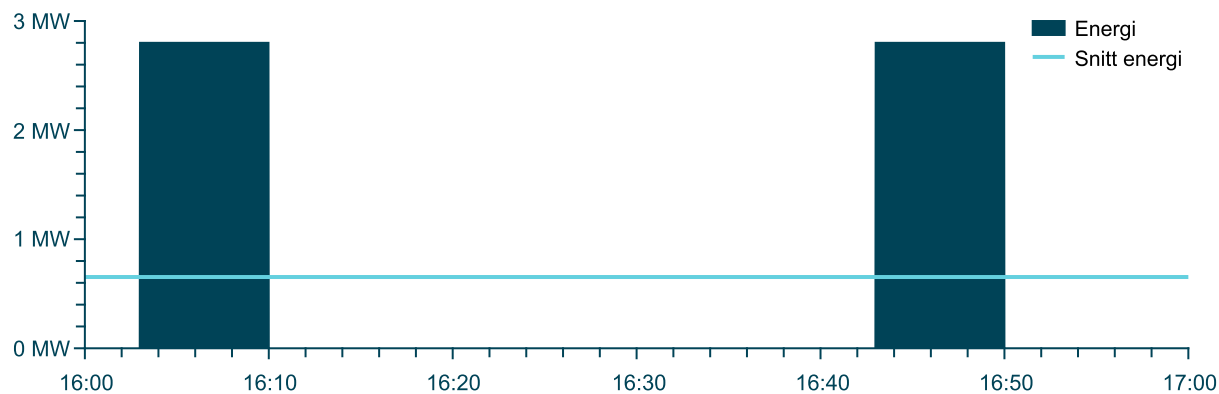
Forbruk og produksjonsdata viser timesbasert energimengde. Vi må dimensjonere komponenter og nett for det høyeste strømtrekket, og må da finne de høyeste effekttoppene. Energimengden for en time er lik den gjennomsnittlige effekten [52].

Vi trenger også en effektfaktor, eller tilsynelatende energi, for å finne det høyeste strømtrekket. Vi har bare fått oppgitt aktiv energi, men Lysna opplyser at effektfaktoren ligger rundt 0,99 i Eggekroken og 0,94 på Furuvoll [64]. Dette er et nett med relativt lite reaktiv effekt. Industrien er pålagt av Lysna å ha kompenseringanlegg for å holde en akseptabel effektfaktor. Vi bruker de oppgitte effektfaktorene videre i oppgaven.

Lysna opplyser at lasten på nettet er stabil og varierer lite innenfor timene [64]. Et unntak er ladeanlegget til fergen nedenfor Furuvoll. Vi må korrigere for effekten til ladeanlegget opplyst om i kapittel 5.2 når vi kalkulerer den høyeste effekttopp. Det gjør vi ved å beregne den gjennomsnittlige effekten med integralene under. Det er grafisk fremstilt i figur 6.1.

$$\int_{\frac{3}{60} t}^{\frac{10}{60} t} (2,8 \text{ MW}) dx + \int_{\frac{43}{60} t}^{\frac{50}{60} t} (2,8 \text{ MW}) dx \approx 0,653 \text{ MWh}$$

¹2022 frem til 30. november.



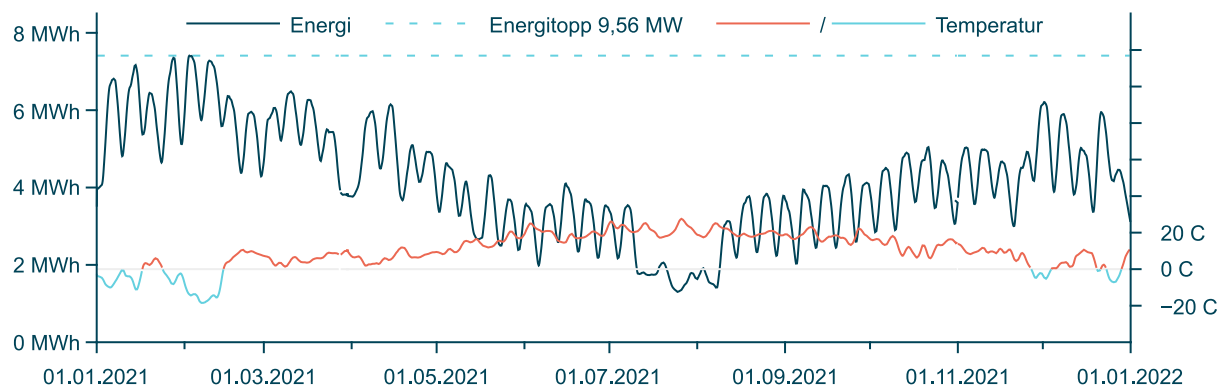
Figur 6.1: Effekt til ladeanlegg for ferge

Nå kan vi subtrahere den gjennomsnittlige effekten, og adderer topeffekten, på forbruksdataen til Furuvoll. Da kan vi anse forbruksdata som effekt i stedet for energi.

6.2 Forbruk Furuvoll sekundærstasjon

For perioden 2017 – 2022 hadde sekundærstasjonen på Furuvoll og i Eggekroken flere høye energitopper. Vi velger å bruke data fra 2021 for begge stasjonene, da begge har flere høye topper dette året. Effekttoppen for Furuvoll i 2021 var 7,41 MWh.

For Furuvoll ser vi energiforbruket grafisk fremstilt i figur 6.2, der vi har energi og temperatur² på Y-aksene, og dato på X-aksen. Dette er en glattet og skalert versjon av kurven i vedlegg A.1.



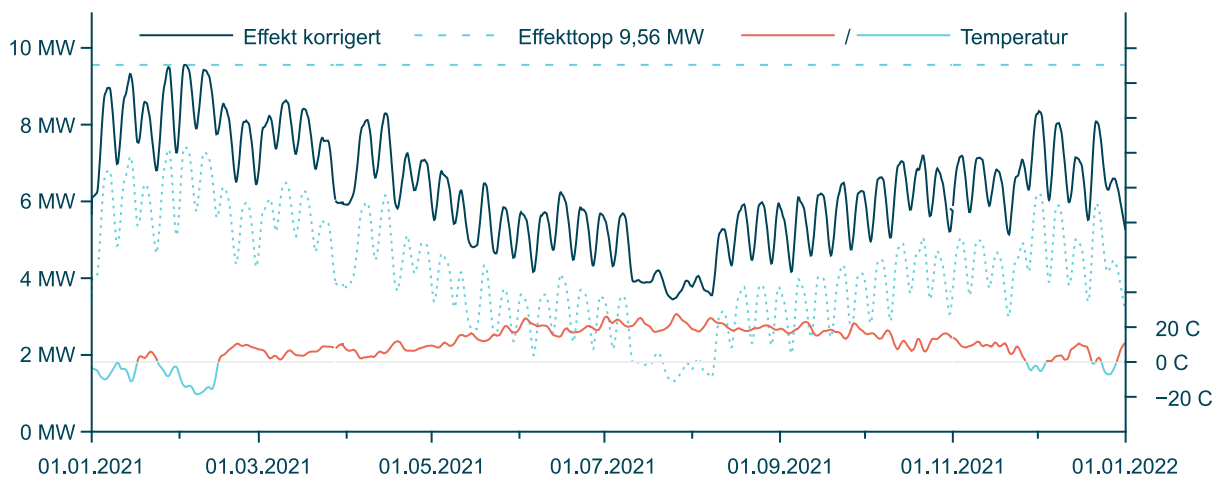
Figur 6.2: Forbruk fra Furuvoll sekundærstasjon

Det er interessant å se i den detaljerte grafen i vedlegg A.1 hvor mye forbruket varierer fra hverdag til helg. Det er industrien på Furuvoll som skaper dette mønsteret. Med grunnlag i dette er det rimelig å anta at energiforbruket til boliger varierer med temperatursvingninger, mens industribedrifter med energikrevende prosesser varierer energiforbruket i takt med aktivitetsnivå. Vi ser at gjennomsnittsförbruket varierer med tempe-

²Værdata kan avvike da nærmeste målestasjon er i Bergen kommune.

ratur, mens toppene varierer med arbeidsuker og flatter betydelig ut i ferier og helligdager.

Da ladeanlegget i normalsituasjon ligger til Furuvoll, korrigerer vi energi om til effekt som nevnt i 6.1. Da anser vi at grafen i figur 6.3 fremstiller effekt istedenfor energi, og vi ser at høyeste effekttopp for Furuvoll blir 9,56 MW. (Figur 6.3 er en glattet og skalert kurve av vedlegg A.1.)



Figur 6.3: Forbruk fra Furuvoll sekundærstasjon, korrigeret for effekten til ladeanlegg for ferge

Vi kalkulerer høyeste strømtopp til å bli:

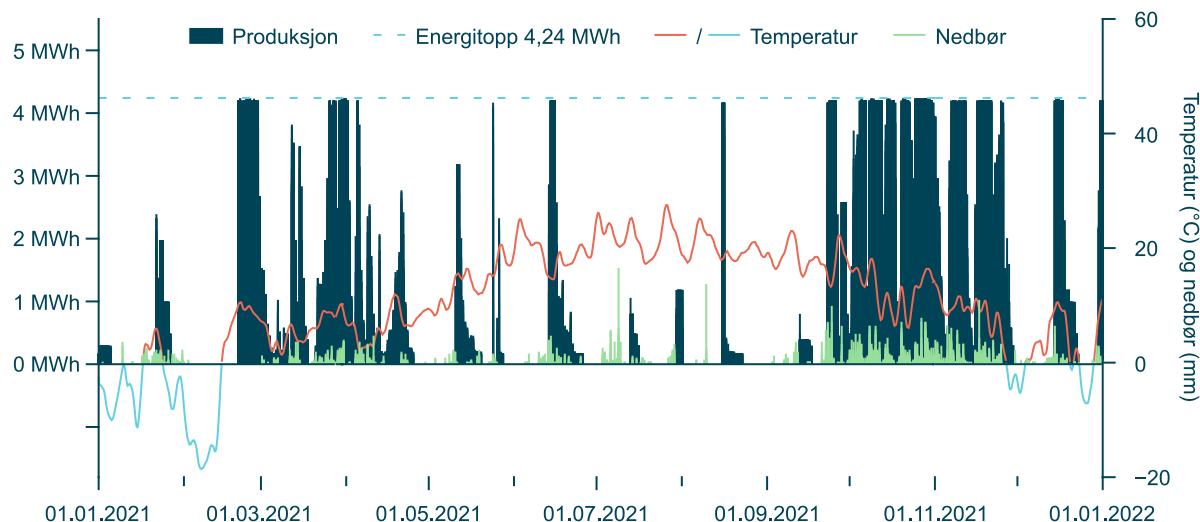
$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} = \frac{9,56 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 22000 \text{ V} \cdot 0,94} \approx 267 \text{ A}$$

6.3 Produksjon Hovbreen kraftverk

Vi må ta hensyn til Hovbreen kraftverk. Som nevnt er dette elvebasert. Vi kombinerer produksjonsdata, nedbør og temperatur for 2021, og ser hvor mye produksjonen varierer i figur 6.4. (Figur 6.4 er en glattet og skalert kurve av vedlegg A.2.) Det er nesten ingen produksjon ved minusgrader, og heller ikke i tørre perioder.

Vi ser høyeste gjennomsnittlige effekt for Hovbreen ikke går over 4,2 MW, noe som er under installert effekt. Lysna er medeier av kraftverket. Vi får opplyst at det er humus og groer i tilførselsrøret som øker friksjonen i vannveien, dette gir trykktap og mindre effekt [41].

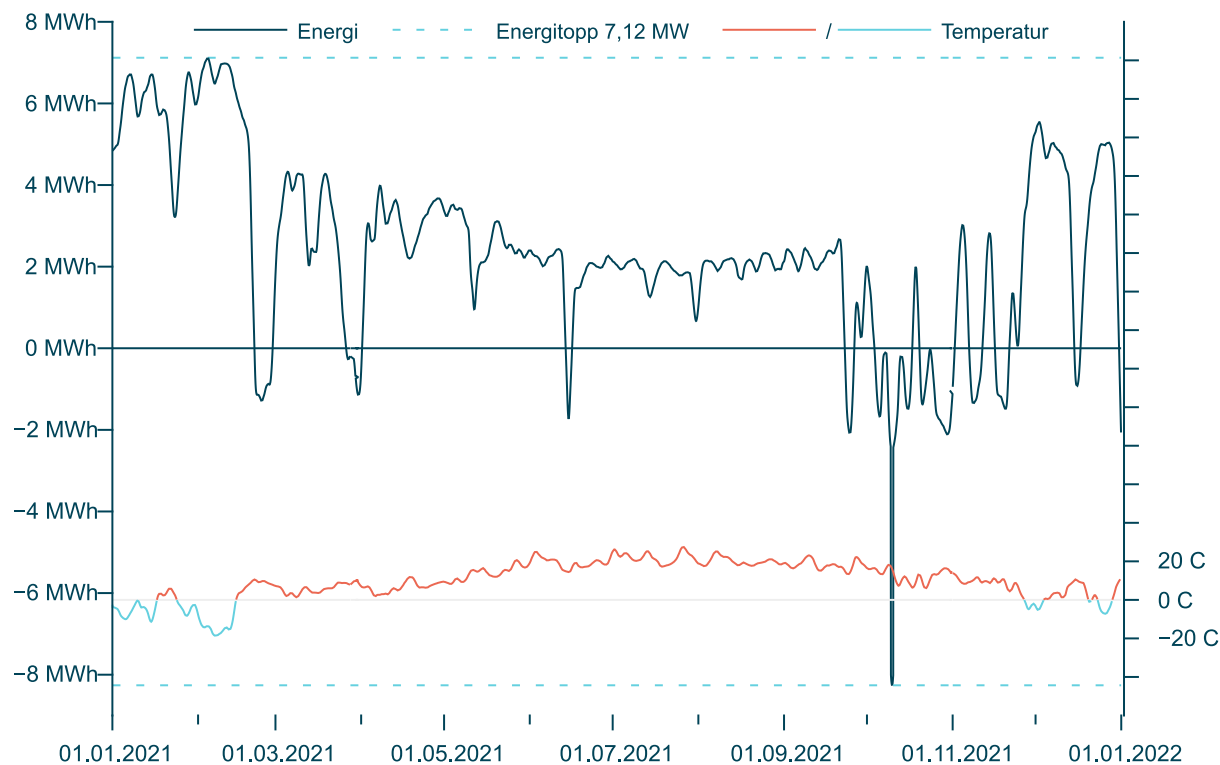
Produksjonene til Hovbreen går i normalsituasjon til Eggekroken. Hovbreen bidrar til å dekke over forbruket på linja. Denne produksjonen kan da redusere de høyeste effekttoppene i nettet. Siden vi må dimensjonere nettet for de høyeste toppene, bør vi fjerne Hovbreen sin produksjon fra forbruksdataen til Eggekroken.



Figur 6.4: Produksjon fra Hovbreen kraftverk

6.4 Forbruk Eggekroken sekundærstasjon

I Eggekroken ser vi av forbruksdata for 2021 i figur 6.5 at denne stasjonen har ujevnere kurve enn Furuvoll, og leverer ofte energi til [regionalnettet](#). (Figur 6.5 er en glattet og skalert kurve av vedlegg A.3.) Vi sammenligner forbruks- og produksjonsdata, og ser at det stort sett er Hovbreen som bidrar til energiflyten ut av stasjonen.



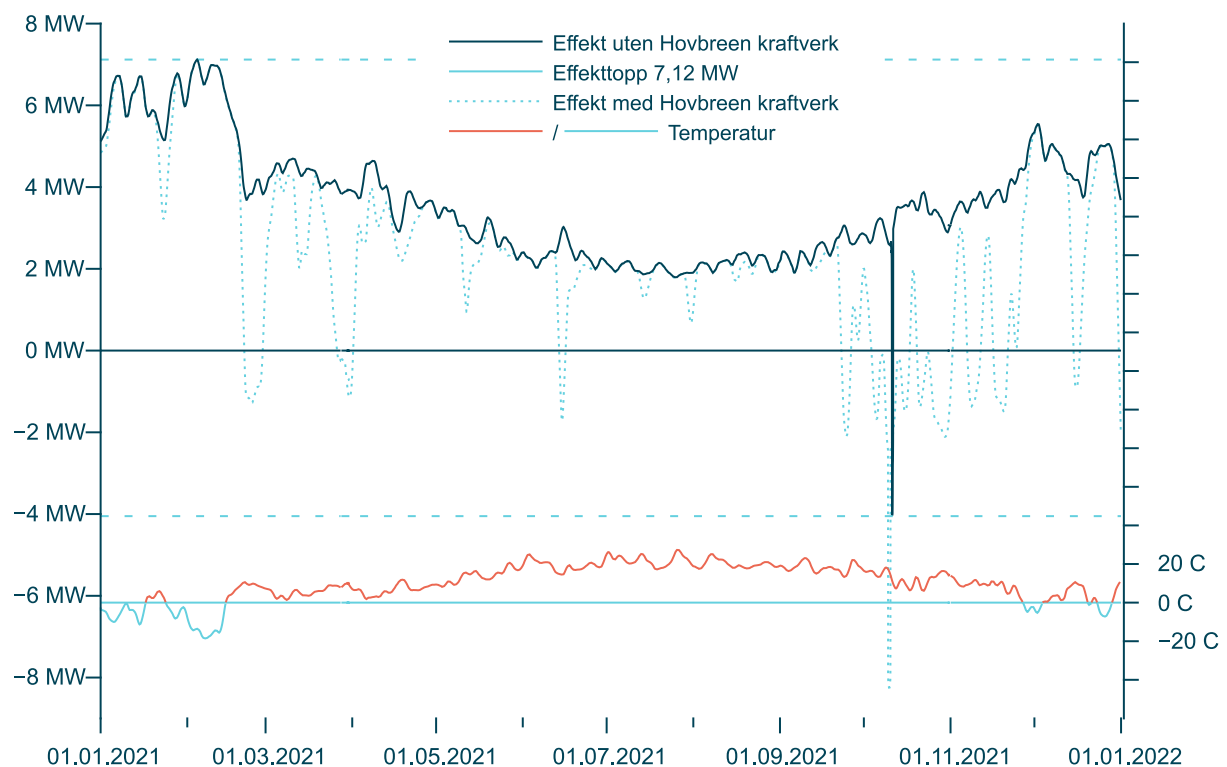
Figur 6.5: Forbruk fra Eggekroken sekundærstasjon

I korte perioder har det gått større energimengder, opp til 8 MWh, ut til [regionalnettet](#). Dette kan umulig komme fra Hovbreen alene. Ved nærmere undersøkelser ser vi at

dette er når en annen 22 kV-ring, som ikke er en del av oppgaven, har blitt lagt inn mot Eggekroken. Denne ringen mellom Eggekroken og Selsætra har flere småkraftverk med til sammen nær 13,6 MW innstallert effekt, og ligger i normalsituasjon mot Selsætra sekundærstasjon.

Som nevnt korrigerer vi forbruket til Eggekroken ved å fjerne produksjonen til Hovbreen, og fremstiller det grafisk i figur 6.6. (Figur 6.6 er en glattet og skalert kurve av vedlegg A.3.). Da anser vi at grafen i figur 6.6 fremstiller effekt istedenfor energi.

Vi korrigerer ikke for de få timene de andre småkraftverkene har levert til Eggekroken.



Figur 6.6: Forbruk fra Eggekroken sekundærstasjon, uten produksjon fra Hovbreen kraftverk

Det er interessant å observere at Eggekroken, som ikke har stor industri, har en jevnere kurve enn Furuvoll når vi ser vekk fra produksjonen. Vi kan ikke uten videre lese av kurven når det er helligdager eller ferie.

Vi ser også at de høyeste effekttoppene er like både før og etter korrigering av Hovbreen. Ikke uventet siden vi har sett elvebasert småkraft gir lite produksjon i periodene vi også har høye effekttopper. At forbruket endrer seg med temperatur, er mer markant i Eggekroken enn Furuvoll. Ser vi vekk fra skala, er forbruk og temperatur nesten invers av hverandre.

Fra figur 6.6 ser vi at høyeste effekttopp for Eggekroken er på 7,12 MWh. Vi kalkulerer høyeste strømtopp til å bli:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} = \frac{7,12 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 22000 \text{ V} \cdot 0,99} \approx 189 \text{ A}$$

6.5 Forbruk på den aktuelle ringen

Forbruksdata sier ingenting om hvor mye effekt selve ringen mellom stasjonene trekker. Dette kan vi simulere. I OpenNIS har vi koblet nettet som i normalsituasjon i kapittel 5.2, og vi justerer brukstiden slik at Furuvoll og Eggekroken får de høyeste effekttopene nærmest mulig lik de vi fant i 6.2 og 6.4. Dette blir i vårt tilfelle 3350 brukstimer.

Vi må ta hensyn til at forbruket til ladeanlegget for fergen også blir fordelt med brukstidene. Dette har vi løst ved å erstatte forbruket med en ny last som drar 2,8 MW kontinuerlig. Da får vi simulert en nær lik situasjon som figur 6.3. Så legger vi ut alle avgangene i begge stasjonene, utenom de to avgangene som gjelder den aktuelle ringen, og får resultatene i tabell 6.1³.

Driftssituasjon	S_{MAX}	I_{MAX}	$\cos \varphi$
Eggekroken til ringdeling	2,7 MVA	72 A	0,981
Furuvoll til ringdeling	4,3 MVA	112 A	0,954
Totalt	7,0 MVA	184 A	0,966

Tabell 6.1: Forbruk på den aktuelle ringen, med ringdeling

Vi kan også legge inn bryteren som deler ringen, og kjøre de to stasjonene mot hverandre. Da får vi resultatet i tabell 6.2. Eneste forskjell fra tabell 6.1 er at vi får noen kW lavere effekttap, noe vi ikke ser grunnet avrundinger. (En oversikt over simulert data ligger som vedlegg C.)

Driftssituasjon	S_{MAX}	I_{MAX}	$\cos \varphi$
Eggekroken til Furuvoll	7,0 MVA	184 A	0,966

Tabell 6.2: Forbruk på den aktuelle ringen, med ringkjøring

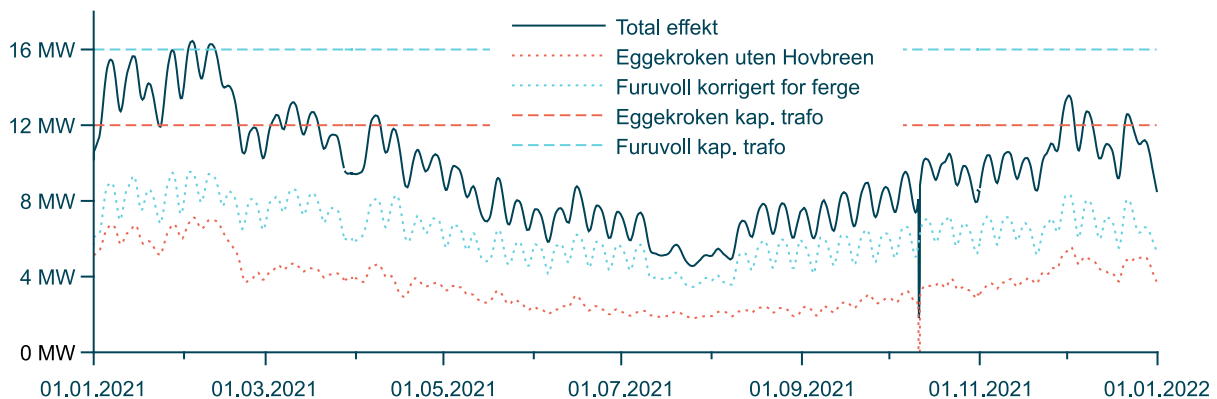
Vi ser at effektfaktoren observert i kapittel 6.1 og i den simulerte situasjonen er noe ulik. Dette kan være fordi den observerte effektfaktoren var ved en annen lastsituasjon, og/eller siden hvert tilkoblingspunkt i simuleringen er lagt inn med en antatt effektfaktor. Dette er et eksempel på at vi ikke kan bruke data eller resultat fra simuleringer blindt, men må gjøre antagelser basert på faglige vurderinger for å få et mest mulig riktig bilde av situasjonene.

³Kalkulert med komplekse tall

6.6 Forbruk Furuvoll og Eggekroken til sammen

Det er også interessant å se om vi kan forsyne det totale forbruket for begge stasjonene, fra en av stasjonene alene. Det vil gi god fleksibilitet om en av stasjonene må kobles ut ved vedlikehold eller feil.

Når vi adderer de korrigerede effektdataene for stasjonene, får vi grafen i figur 6.7. (Figur 6.7 er en glattet og skalert kurve av vedlegg A.4.).



Figur 6.7: Forbruk fra Furuvoll og Eggekroken, korrigert for ladeanlegg ved ferge og uten Hovbreen kraftverk

Vi kalkulerer høyeste strømtopp til å bli:

$$I_{Total} = I_{Furuvoll} + I_{Eggekroken} \approx 267 \text{ A} + 189 \text{ A} \approx 456 \text{ A}$$

Vi må ta forbehold med dette resultatet. Det meste av lasten ligger i Furuvoll, så det å forsyne Furuvoll fra Eggekroken vil gi et høyere effekttap og spenningsfall enn å forsyne Eggekroken fra Furuvoll. Vi simulere disse to situasjonene og får resultatene i tabell 6.3.

Driftssituasjon	S_{MAX}	I_{MAX}	$\cos \varphi$	U_{MIN}
Eggekroken til Furuvoll	21,4 MVA	562 A	0,903	16,95 kV
Furuvoll til Eggekroken	19,0 MVA	497 A	0,953	19,52 kV

Tabell 6.3: Forsyning fra en stasjon til den andre, inkl. alle avganger

Vi ser en litt høyere strøm enn I_{total} som vi kalkulert ovenfor, når Furuvoll leverer til Eggekroken. Når Eggekroken leverer til Furuvoll, ser vi en mye høyere strøm enn I_{total} . Det er en differanse på nesten 60 A mellom disse to driftssituasjonene.

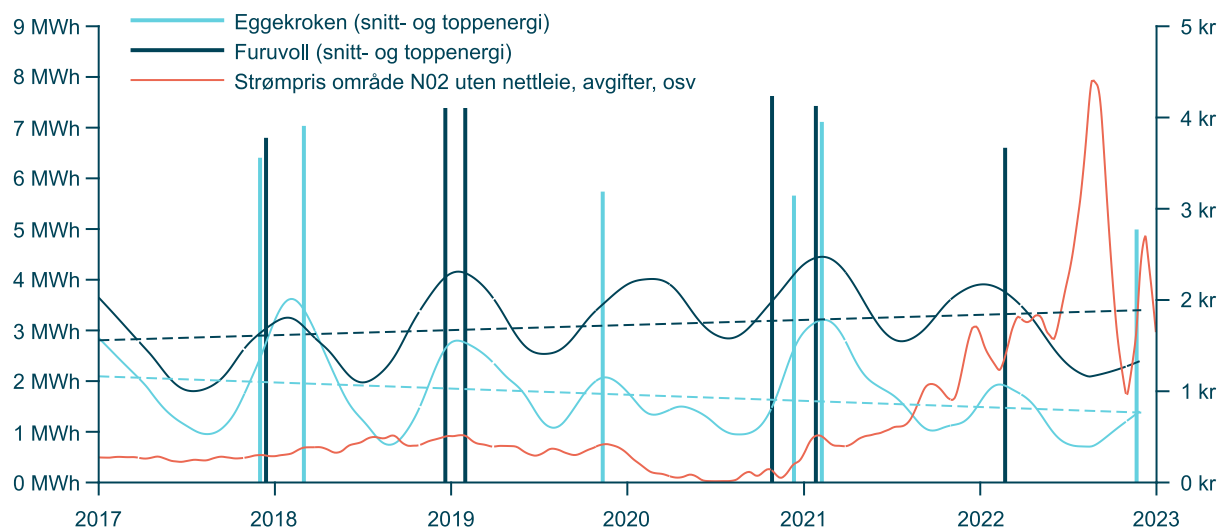
Ingen av stasjonene har nok kapasitet til å drifte situasjonene. Vi ser også høye spenningsfall. Senere i oppgaven ser vi på hvor mye spenningsfall vi kan akseptere.

6.7 Fremtidig forbruk

Vi kan ikke risikere at eventuelle dyre oppgraderinger gir for lite kapasitet etter få år. Så utover de planlagte 7 MWene til Saubø industriområde, må vi ta høyde for enda høyere effektbehov i fremtiden.

I figur 6.8 ser vi hvordan de høyeste effekttoppene og energimengden har utviklet seg for perioden 2017 – 2022. (Figur 6.8 viser glattede gjennomsnitt av kurvene i vedlegg A.5.) Vi har lagt inn trendlinjer for begge stasjonene for tidsperioden. Furuvoll har en svak stigning, mens Eggekroken har en svak nedgang.

Vi ser den høyeste energitoppen for hvert år, og de aller høyeste er de for 2021 som vi regnet om til effekt i delkapittel 6.1. En ser en tydelig fellesnevner for disse toppene, at de er midt i vinterhalvåret.



Figur 6.8: Gjennomsnittlig energiforbruk og topper 2017 – 2022, samt trendlinjer og gjennomsnittlig strømpris

Det er overraskende at forbruket for 2022 er det laveste på tre år for begge stasjoner. Når vi legger til utviklingen av strømprisen for prisområde NO2 ser vi en sammenheng [87]. Vi kan ikke konkludere at dette ene og alene er årsaken. Likevel er det klart at en bratt stigning av strømpris vil dempe forbruk, og samtidig gi insentiv for å investere i energieffektiviserende tiltak som varmepumper og passivbygg.

Data i [kraftsystemutredningen](#) som gjelder [regionalnettet](#) Lysna har tilknytning til, viser årsforbruk og maksimaleffekt 2005 - 2022 [17]. Her har de også inkludert temperatorkorrigert data. Disse viser en jevn stigning i både forbruk og effekt de siste 15 årene, og så en liten nedgang slik vi også ser i Lysna sitt nett.

[Kraftsystemutredningen](#) har flere prognoser fram til 2042 for både forbruk og effekt [17]. Vi ser videre på effekt og velger å gå ut fra den mellomste effektprognosen. Den har en bratt stigning de første 5 - 6 årene, og flater så ut. Dette er et mønster som passer godt for Saubø industriområde, da det etter all sannsynlighet blir en storstilt utbygging av flere aktører der i den perioden.

Prognosen er verken detaljert eller nøyaktig, men har for perioden 2022 - 2042 en nær dobling av effekt [17]. Basert på funn av effekt i tabell 6.1, gir det en økning på 7 MVA fra dagens nivå. Ser vi vekk fra effektfaktor, er det effekten den ene aktøren som vil etablere seg på Saubø trenger. Siden prognosen ikke er nøyaktighet, og vi også må ta høyde for at et stort industriområde kan få flere effektkrevende bedrifter, velger vi å kalkulere 2 MVA over de planlagte 7 MVAene. Vi velger da å dimensjonere linjenettet for en kapasitet på:

$$S_{\text{Max}} = \text{Dagens forbruk} + \text{Forbruksøkning} + \text{Ekstra margin}$$

$$S_{\text{Max}} = 7 \text{ MVA} + 7 \text{ MVA} + 2 \text{ MVA} = 16 \text{ MVA}$$

For transformatorene sin del må vi også ta med i betrakningen at det kan komme økning av effekt på de andre avgangene. Likevel velger vi å se bort fra det, da Saubø industriområde er det eneste området med plan for storstilt utbygging innenfor Lysna sitt konsesjonsområde de neste årene [54].

I tillegg har vi nevnt at det er mer småkraft under planlegging [64]. Som Hovbreen er dette også elvebasert, og vil mest sannsynlig ikke være i drift under de høyeste effekt-toppene. Solceller er økende innenfor nettområdet [64]. Disse gir, som det elvebaserte kraftverket, mest energi i sommerhalvåret og vil pr. dags dato ikke dekke nevneverdig over forbruket i vinterhalvåret. Vi drøfter dette nærmere senere i oppgaven.

Kapittel 7

Komponentenes strømføringsevne

For å vurdere nåværende kapasitet, må vi se på hvilke begrensninger komponentene i nettet har. Vi har informasjon om komponenten i linjenettet fra enlinjeskjemaet og datablad. Foruten transformatorene, ser vi her bare på komponentene som er i 22 kV-ringen mellom Furuvoll og Eggekroken.

7.1 Kabler og liners strømføringsevne

Nettet mellom stasjonene består av ulike liner og kabler, med ulike tverrsnitt. Lysna benytter seg av normene til REN. Vi finner maksimal strømtrekk for termisk belastning av kabler og liner i RENBlad 8041 [68] og databladet for sjøkabelen i vedlegg B. Vi tar som forutsetning at kabler er forlagt i henhold til beskrivelsene i RENBlad 8041. Da kan vi belaste kabler og liner i henhold til tabell 7.1.

Kabel / line	I_{th}
TXFP 3x95 Al	240 A
TXFP 3x150 Al	310 A
TXRA 3x95 Cu	315 A
TSLF 3x1x240 Al	455 A
FeAl nr. 95	544 A

Tabell 7.1: Strømføringsevne kabler og liner

7.2 Transformatorenes merkeverdier

De største komponentene er de to 66/22 kV transformatorene i stasjonene. Disse kan belastes i henhold til tabell 7.2. Merkeskiltene ligger som vedlegg D og E.

Transformator	S_{MAX}	I_{MAX}
Furuvoll	16 MVA	420 A
Eggekroken	12 MVA	315 A

Tabell 7.2: Merkeverdier transformatorene

7.3 Bryternes strømføringsevne

Vi har ulike typer brytere i nettet. Noen er montert utendørs i master, andre innendørs i nettstasjoner. Bryteevnen til disse varierer. Noen har lastbrytekammer og kan bryte høye strømmer, andre er rene skillebrytere som ikke kan bryte last. Her tar vi ikke for oss bryteevnen, men den maksimale strømføringsevne. Vi finner disse i vedlegg F og i databladene [75, 77, 76, 2]. Bryterne kan belastes i henhold til tabell 7.3.

Bryter	I_{MAX}
Siemens F148 m/ svepe	400 A
Siemens F148 m/ lastbrytekammer	400 A
Siemens F148 (kun skille)	400 A
Siemens NXPLUS C	630 A
BC/SACE SFA 24.06.12	630 A
Siemens 8DJH	630 A
ABB SafePlus	630 A

Tabell 7.3: Strømføringsevne brytere

7.4 Strømtrafoenes merkeverdier

Strømtrafoene er valgt ut fra dagens lastsituasjon. Furuvoll har strømtrafoer som kan kobles for både 150 og 300 A, men er pr. dags dato koblet for 150 A. Strømtrafoene er beregnet for en strøm i henhold til tabell 7.4.

Strømtrafoer	I_{MAX}
Furuvoll	150 A
Eggekroken	200 A

Tabell 7.4: Merkeverdier strømtrafoene

7.5 Endeavslutninger og skjøters strømføringsevne

Fra en leverandør og datablad får vi opplyst at endeavslutninger og skjøter er designet for å tilfredsstille testnormene NEK HD 629 og NEK IEC 60502 [43, 45].

Det vil i praksis si at endeavslutninger og skjøter vil ha lik eller bedre strømføringsevne, enn kablene og bryteranleggene de er installert på [21]. For oppgaven sin del kan vi da se vekk fra disse komponentene.

Kapittel 8

Flaskehalsar og kapasitet

Nå vet vi strømføringsvevnen for komponentene i nettet og effekten vi må dimensjonere for. Da kan vi undersøke hvilken kapasitet nettet har, og identifisere flaskehalsar i ulike driftssituasjonar.

For å undersøke kapasiteten har vi valgt å simulere scenariene i listen under.

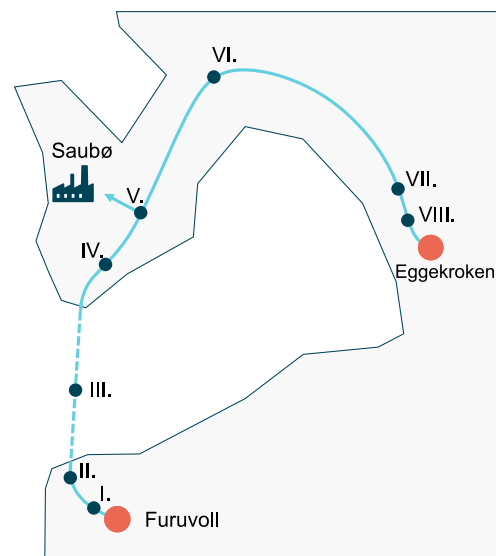
Scenario A er forsyning fra Furuvoll til ny ringdeling (V.) ved Saubø med 9 MW last på Saubø, samt last på andre avganger som i normalsituasjon.

Scenario B er forsyning fra Eggekroken til ny ringdeling (V.) ved Saubø med 9 MW last på Saubø, samt last på andre avganger som i normalsituasjon.

Scenario C er ringkjøring med forsyning fra både Furuvoll og Eggekroken med 9 MW last på Saubø, samt last på alle avganger som i normalsituasjon.

Scenario D er forsyning fra Eggekroken frem til Furuvoll med 9 MW last på Saubø, samt last på andre avganger i Eggekroken som i normalsituasjon.

Scenario E er forsyning fra Furuvoll frem til Eggekroken med 9 MW last på Saubø, samt last på andre avganger i Furuvoll som i normalsituasjon.



Figur 8.1: Utsnitt av kart med komponenter avmerket

Linjen tåler ikke mer enn det svakeste leddet, men siden strømmen fordeler seg, kan vi likevel ikke si at det svakeste leddet blir begrensningen for hele ringen. Vi må derfor analysere strømflyten gjennom komponentene nærmere.

Fra tabellene i kapittel 7 identifiserer vi de mest begrensende komponentene. Disse presenterer vi i listen under.

I figur 8.1 har vi et kartutsnitt som markerer disse komponentenes posisjon. Flere av komponentene er brukt flere steder i nettet. I kartet har vi bare markert plasseringen nærmest stasjonene, da det er her vi får de høyeste strømmene.

I, V og VI er kabelen TSLF 3x1x240. Den er brukt flere steder med både lange og korte strekk, og utgjør ca. 1,4 km av ringen.

II er kabelen TXFP 3x150. Den utgjør et stykke på 340 meter av ringen på Furuvoll-siden før sjøkabelen.

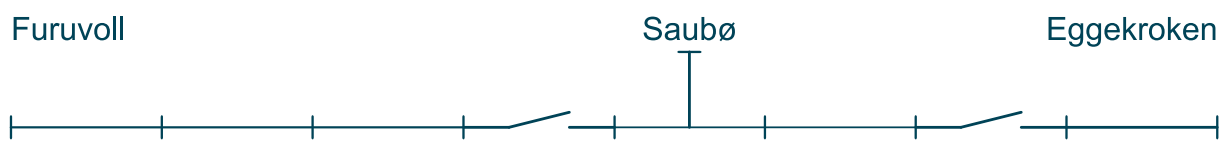
III er sjøkabelen TXRA 3x95 Cu på 4,2 km.

IV og VII er bryter av typen Siemens F148. Denne er brukt 7 steder i ringen.

VIII er kabelen TXFP 3x95. Den går fra avgangen i Eggekroken, og utgjør 380 meter av ringen.

8.1 Strømflyt i den aktuelle ringen

Vi simulerer de valgte scenarioene, og legger strømflyten gjennom komponentene i tabell 8.1. (Simuleringer i vedlegg C.)



	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
I_{MAX}	455 A	310 A	315 A	400 A	455 A	455 A	400 A	240 A
A	403 A	391 A	292 A	289 A	275 A			
B					277 A	311 A	331 A	337 A
C	271 A	260 A	160 A	158 A	264 A	152 A	173 A	178 A
D	0 A	15 A	135 A	139 A	451 A	486 A	507 A	512 A
E	472 A	461 A	362 A	359 A	344 A	38 A	6 A	0 A

Tabell 8.1: Strømflyt i ringens komponenter

I scenario A ser vi at II utgjør en flaskehals. Denne kabelen forsyner både ladeanlegget for fergen og videre til Saubø. Vi observerer at sjøkabelen (III) har lignede begrensning som II, men at strømmen er under strømføringsvevnen for III siden en del av strømmen i II går til ladeanlegget.

I scenario B ser vi at VIII utgjør en flaskehals. Dette er kabelen fra avgangen i Eggekroken sekundærstasjon. Den går under et boligfelt før den kobles på linjen mot Saubø via en bryter (VII).

I scenario C leverer begge stasjoner til ringen. Lastflyten fordeler seg fint ut fra linjens elektriske egenskaper, og vi ser ingen flaskehals.

I både scenario D og E ser vi høy overbelastning av flere komponenter.

8.2 Strømflyt i transformatorene

I tabell 8.2 ser vi hvilken belastning de ulike scenario gir transformatorene.

	Eggekroken	Furuvoll
I_{MAX}	315 A	420 A
A		561 A
B	466 A	
C	309 A	430 A
D	640 A	
E		630 A

Tabell 8.2: Strømflyt i transformatorene

Vi ser at transformatorene, som også leverer til de andre avgangene i stasjonene, har høy overbelastning i alle situasjoner foruten scenario C. I scenario C har transformatoren på Furuvoll en liten overlast på 10 A. Videre i oppgaven unnlater vi scenario C i flere sammenligninger, da vi anser 2,4% overlast som neglisjerbar.

8.3 Spenningsfall og effekttap

Vi må også ta hensyn til hvordan de ulike scenarioene påvirker spenningsfall og effekttap. Scenario med høy last kan gi høye tap som legger beslag på tilgjengelig kapasitet, og gir spenningsfall utenfor kravene for spenningskvalitet. Om vi tar utgangspunkt i en trafo med nominell spenning 22000/240 V, må vi være innenfor følgende høyspenningsverdier for å holde oss til spenningskravene:

$$U_{1_{min}} = \frac{N_1}{N_2} \cdot U_2 = \frac{22000}{240} \cdot 207 \text{ V} = 18975 \text{ V}$$

$$U_{1_{max}} = \frac{N_1}{N_2} \cdot U_2 = \frac{22000}{240} \cdot 253 \text{ V} = 23192 \text{ V}$$

Dette er uten å beregne spenningsfallene i transformatorene og lavspenningsnettet. Den laveste grensen for høyspent bør derfor være noe høyere, da spenningen i distribusjonstrafoene må dekke over disse spenningsfallene. Vi ser ikke videre på dette i oppgaven, men vi må likevel ta hensyn til det. Det betyr vi må heve det laveste punktet. Generelt ønsker vi også å holde oss unna ytterpunktene.

Vi vet at stasjonstrafoene blir trinnet til å levere 22000 V [64]. Siden vi får 23192 V som høyeste spenning kan vi trinne ned distribusjonstransformatorene. Om vi beregner på nytt med 1 trinn ned får vi følgende høyspenningsverdier:

$$U_{1_{min}} = \frac{N_1 \cdot 0,975}{N_2} \cdot U_2 = \frac{22000 \cdot 0,975}{240} \cdot 207 \text{ V} = 18500 \text{ V}$$

$$U_{1_{max}} = \frac{N_1 \cdot 0,975}{N_2} \cdot U_2 = \frac{22000 \cdot 0,975}{240} \cdot 253 \text{ V} = 22612 \text{ V}$$

Fra simuleringene (vedlegg C) henter vi den laveste spenningen observert på forbrukertransformatorene, samt aktive og reaktive belastningstap for linjenettet, og legger i tabell 8.3.

	Laveste spenning	Aktiv belastningstap	Reaktiv belastningstap
A	20,34 kV	546 kW	1208 kVAr
B	20,11 kV	617 kW	1446 kVAr
C	21,09 kV	343 kW	729 kVAr
D	17,91 kV	1595 kW	3794 kVAr
E	19,62 kV	822 kW	1858 kVAr

Tabell 8.3: Spenningsfall og effekttap

Vi observerer at scenario D har lavere spenning enn den nedre grensen vi beregnet ovenfor, og bare gir rundt 200 V på sekundærsiden. Det er for mye spenningsfall.

For scenario E er vi innenfor spenningsbåndet. Vi får spenning på sekundærsiden rundt 220 V. Vi vet ikke noe om lavspenningsnettet denne trafoen forsyner, så vi velger å si at denne situasjonen ligger på grensen til hva som er akseptabelt.

Disse to scenarioene har da også implisitt de høyeste belastningstapene.

Kapittel 9

Grense for tiltak

Siden industriområdet på Saubø med høy sannsynlighet får en gradvis utbygging, er det interessant å vite hvor mye last vi kan tilføre Saubø før vi må innføre tiltak. Det er de mest begrensende flaskehalsene fra kapittel 8 som setter belastningsgrensene for hvert scenario. Vi presenterer grensene i tabell 9.1.

Scenario	A	B	D	E
Flaskehals	Trafo Furuvoll	Trafo Eggekro.	Trafo Eggekro.	Trafo Furuvoll
Grense	420 A	315 A	315 A	420 A

Tabell 9.1: Mest begrensende flaskehals

Effekttapene i linjen endrer seg avhengig av lasten på Saubø. Vi velger derfor å simulere scenarioene fra kapittel 8 i OpenNIS, ved å endre lasten til vi har strøm i de mest begrensende flaskehalsene lik grensene i tabell 9.1. Resultatet fra simuleringen presentert i tabell 9.2 viser de høyeste lastene på Saubø, som linjen tåler uten tiltak.

Scenario	A	B	D	E
Mulig last på Saubø	4,6 MW	4,3 MW	Overlast uten Saubø	2,5 MW
Laveste spenning	21,15 kV	21,08 kV	-	21,00 kV

Tabell 9.2: Mulig last på Saubø uten å overbelaste flaskehals

Vi må også ta med spenningsfall i vurderingene. Sammenligner vi spenningene i tabell 9.2 med beregningene i kapittel 8.3 ser vi at vi er innenfor et akseptabelt spenningsbånd.

Det kan tenkes at vi i realiteten kan øke lasten på Saubø noe. Dette med grunnlag i at de 2,8 MWene som ladeanlegget til fergen trekker er i korte perioder. For å kunne vurdere dette må vi se på risikoen av å overbelaste komponentene i nettet.

Kapittel 10

Overbelastning

Ved å innhente opplysninger om overbelastning av komponentene i nettet, kan vi senere drøfte om noen scenario kan kjøres uten oppgraderinger.

10.1 Overbelastning av transformatorene

Å bytte ut de to transformatorene kan gi store kostnader. Ifølge [kraftsystemutredningen](#) er det ingen planer for oppgraderinger i Furuvoll eller Eggekroken, før stasjonene eventuelt blir bygd om fra 66 kV til 132 kV en gang i 2045 – 2050 [17]. Derfor er det nyttig å se om en kan overbelaste transformatorene noe i tidsperioden frem til en eventuell ombygging.

Begge transformatorene er designet i henhold til standarden IEC60076 [44]. Denne standarden tillater enn viss overlast ved ulike driftssituasjoner. Transformatorstørrelsen i oppgaven blir klassifisert som «medium» av standarden. Da kan vi belaste transformatorene i henhold til tabell 10.1, så lenge vi ikke overstiger de spesifiserte temperaturene for driftssituasjonene.

	Normal syklisk last	Langtids nødlast	Korttids nødlast (< 30 min)
Strøm (p.u.)	1,5	1,5	1,8
Viklinger	120°C	140°C	160°C
Metalliske deler	140°C	160°C	180°C
Indre kjerne	130°C	140°C	160°C
Topp olje	105°C	115°C	115°C

Tabell 10.1: Last og temperaturer for mellomstor transformator ihh. til IEC60076

Videre undersøkelser viser at begge transformatorene har kjølesystem av typen ONAN. Fra leverandørene av transformatorene får vi vite at det finnes en mulighet for å bygge de om til ONAF [38, 30]. Leverandørene anslår at ombygging kan gi en økning i kapasitet opp mot 20%. En slik undersøkelse starter med detaljerte rekalkuleringer av grensene for temperaturer og strømmer for komponentene internt i trafoen. Ut fra studiet vil radiatorene på transformatorene få påmontert korrekt dimensjonerte vifter, og nytt merkeskilt med oppdatert merkeytelse. Om vi antar at en kapasitetsøkning på 20% for begge transformatorene er mulig, gir det ny merkeytelse i tabell 10.2.

	Eggekroken	Furuvoll
I_{MAX}	378 A	504 A
A		561 A
B	466 A	
C	309 A	430 A
D	640 A	
E		630 A

Tabell 10.2: Strømflyt i transformatorene med oppgradering til ONAF

Med opplysninger fra leverandørene, og noen forutsetninger, estimerer vi oppgradering fra ONAN til ONAF for begge transformatorene til kr 700 000 [38, 30]. Vi ser fra tabell 10.2 at en slik oppgradering hjelper, men gir likevel ikke nok kapasitet til annet enn scenario C. For å kunne drøfte om vi kan tillate overbelastning, må vi finne ut hvordan dette påvirker levetiden til transformatorene.

10.1.1 Levetiden til transformatorene

Det er vanskelig å beregne den spesifikke levetiden til en transformator. Transformatorene i oppgaven har ikke detaljert overvåking av temperatur [64]. Vi har heller ikke data om oppbygning av trafoen, eller analyser av oljen. Det blir for omfattende å kalkulere nøyaktig levetid, men vi kan gjøre noen tilnærminger som gir et inntrykk for senere drøfting.

Vi tar utgangspunkt i eksempelet i IEC60076 Annex I [44]. Eksempelet bruker differensialligninger for å kalkulere varmepunkt i transformatorens viklinger, i forhold til omgivelsestemperatur og lastfaktor. Vi tar følgende tilnærminger:

- Vi tar utgangspunktet i at transformatoren er designet med vanlig kraftpapir, fremfor oppgradert papir som tåler mer temperatur.
- Vi trenger forholdet mellom belastningstap og tomgangstap. Vi har ikke tilgang til denne informasjonen, så vi setter forholdet til 8 som i IEC eksempelet.

- Vi vet ikke noe om hvordan trafoene reagerer på temperatur, noe som fysisk må måles under lasttester. Vi setter parameterne slik at vi får varmpunkt på 98°C ved omgivelsestemperatur 30°C . Dette tilsvarer relativt aldri lik 1, altså verken økning eller reduksjon av levetid.
- Vi setter parameter for termisk karakteristik til standarden sine anbefalinger for «ONAN restricted» og «ONAF restricted», der restricted har et design som minsker oljesirkulasjon. Vi velger disse parameterne da vi ikke vet hvilken kategori våre transformatorer havner i, og disse gir minst ideelle driftsforhold.

10.1.2 Levetidstep i Furuvoll transformator

For transformatoren på Furuvoll kalkulerer vi temperatur og livstidstep over en 5 timers periode for følgende tre situasjoner:

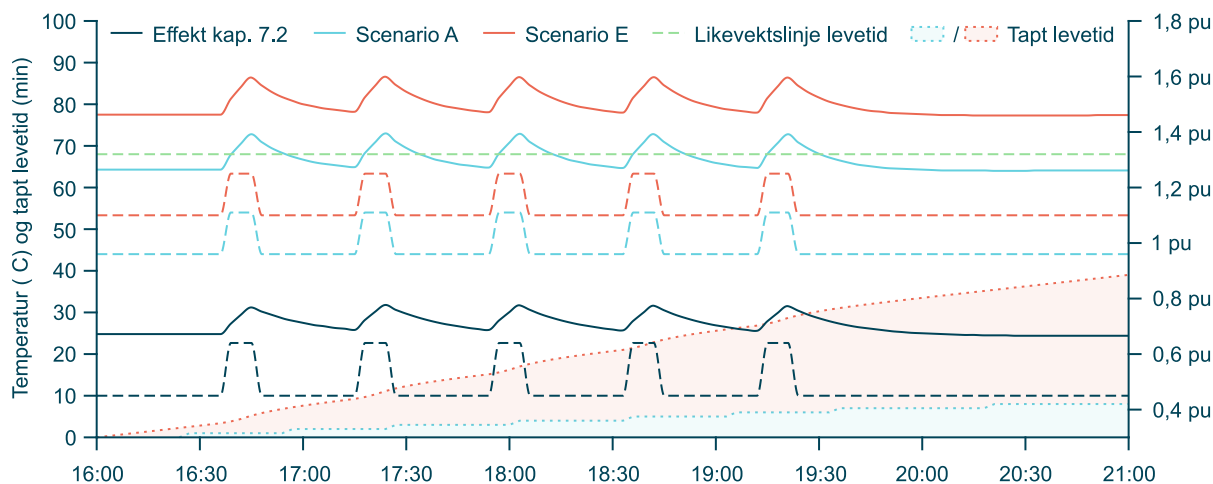
- Den høyeste strømmen vi fant i kapittel 6.2 med ONAN
- Scenario A med ONAF
- Scenario E med ONAF

For alle tre situasjonene subtraherer vi snitteffekten fra ladeanlegget til ferge, og tar med topp-effekten som tidsintervaller¹, slik som i figur 7.1.

Effekttoppen vi fant i kapittel 6.2 fant sted 27. januar 2021 kl. 10:00. Det er ingen målestasjoner for temperatur i nærheten av stasjonen, så vi tar et snitt av temperaturer fra stasjoner i kommunene Bergen og Kvam og får $-4,7^{\circ}\text{C}$ på dette tidspunktet [56]. Vi har selv observert at transformatoren har et overbygg for beskyttelse fra vær og vind. Overbygget er uisolert med gode ventilasjonsrister, men for å være på den sikre siden kalkulerer vi for en temperatur innenfor veggene på 0°C .

For transformatoren på Furuvoll gir dette figur 10.1. (Data for kurven til situasjonen i kapittel 6.2 ligger som regneark i vedlegg G.) De stiplede linjene er lastfaktoren i per unit. De heltrukne linjene er temperatur. Og de fargede områdene er akkumulert tap av levetid i minutter.

¹9 minutter hvert 39 minutt, dette passer med 3 minutts intervaller i eksempelet.



Figur 10.1: Levetidstap trafo Furuvoll

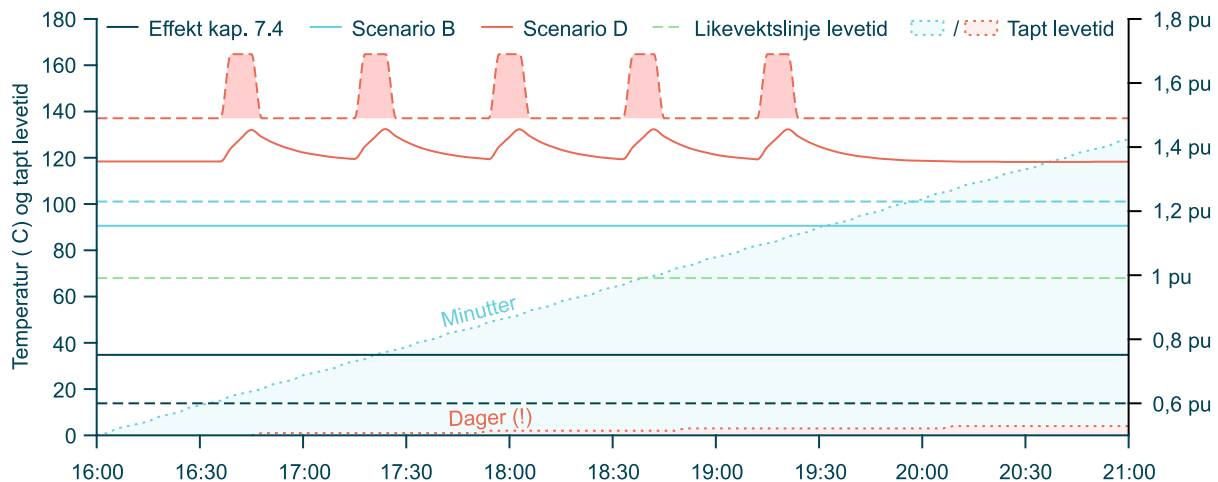
Vi ser at lastsituasjonen for 2021 som vi fant i kapittel 7.2 ikke gir nevneverdig tap av levetid. Scenario A gir et tap av levetid på 8 minutter over denne 5 timers perioden, mens scenario E gir et tap av levetid på 39 minutt.

10.1.3 Levetidstap i Eggekroken transformator

For transformatoren i Eggekroken kalkulerer vi temperatur og livstidstap over en 5 timers periode for følgende tre situasjoner:

- Den høyeste strømmen vi fant i kapittel 6.4 med ONAN
- Scenario B med ONAF
- Scenario D med ONAF

Eggekroken har også et overbygg over trafoen, så vi bruker samme temperatur som for Furuvoll. For transformatoren i Eggekroken gir dette figur 10.2. (Data for kurven til situasjonen i kapittel 6.4 ligger som regneark i vedlegg H.) De stiplede linjene er lastfaktoren i per unit. De heltrukne linjene er temperatur. Og de fargede områdene er akkumulert tap av levetid i minutter for scenario B og dager for scenario D. Vi ser også at ladeanlegget til fergen får forsyning fra Eggekroken i scenario D.



Figur 10.2: Levetidstep trafo Eggekroken

Vi ser at lastsituasjonen for 2021 som vi fant i kapittel 6.4 ikke gir nevneverdig tap av levetid. Scenario B gir et tap av levetid på 128 minutt over denne 5 timers perioden, mens scenario D gir et tap av levetid på hele 4 dager på bare 5 timer! Vi ser også at lasten for scenario D havner i det IEC 60076 definerer som «korttids nødlast» i tabell 10.1 (skravert med rødt i figur 10.2).

10.1.4 Akkumulert levetidstep for 2021

Vi må ta forbehold med resultatene for levetidstep. Siden metoden brukt er ansett som en tilnærming, men også fordi IEC60076 kan være endret siden transformatorene ble produsert i 1994 (Furuvoll) og 1998 (Eggekroken). Merkeskiltet på transformatoren i Eggekroken (vedlegg E) er merket med IEC 76-1976. Prosjektgruppen har ikke fått tak i IEC 76-1976 da denne kostet 1/3 stipend [46, 37].

Likevel velger vi å skalere forbruksmønstrene fra 2021 til å passe scenariene våre, øker temperaturene for 2021 med 5 grader for å kompensere for overbyggene og legger inn at fergen lader i 9 minutter hvert 39 minutt hele året (dette passer med 3 minutt intervaller) og får levetidstepene i tabell 10.3.

Scenario	Furuvoll	Egge Kroken
Kap. 7.2 med ONAN	0 dager	
A med ONAN	30 dager	
A med ONAF	6 dager	
E med ONAN	174 dager	
E med ONAF	24 dager	
Kap. 7.4 med ONAN		0 dager
B med ONAN		23 dager
B med ONAF		19 dager
D med ONAN		13994 dager
D med ONAF		519 dager

Tabell 10.3: Akkumulert levetidstap for 2021

Scenario D med ONAN har en lastfaktor over de tillatte 1,8 i tabell 10.1, og har lastfaktor over 1,5 i perioder lengre enn 30 minutt. Transformatoren vil i dette scenariet med høy sannsynlighet få interne skader etter bare kort tid. Scenario D med ONAF ligger helt på grensen for tillatt last med lastfaktor på 1,49 i høylastperioder, og opp mot 1,7 i perioden fergen lader. Det samme gjør scenario E med ONAN.

Forbruksmønstre og temperaturer varierer fra år til år. Prosjektgruppen mener likevel eksempelet for levetidstap for 2021 gir et godt grunnlag for videre drøfting.

10.2 Overbelastning av kablene

De fleste av flaskehalsene vi fant i kapittel 8 er kabler. Selv om oppgradering av kabler ikke er like kostbart som kjøp av nye transformatorer, er det likevel interessant å undersøke i hvilken grad kablene kan overbelastes [61].

Ved hjelp av programmet REN Grøft utfører vi temperaturberegninger på kablene [66]. Her legger vi inn kabeltype, strømgjennomgang, omgivelsestemperatur og omliggende massers termiske resistivitet. Siden de høyeste strømtoppene er i vinterhalvåret, er det for denne perioden vi vil utføre beregninger. Ifølge NEK HD 620, som er standarden kablene er testet for, kan man bruke en verdi på 0,85 mK/W for den termiske resistiviteten til omliggende masser om vinteren [42].

NEK HD 620 oppgir også en temperatur for 10°C om vinteren [42]. Vi velger å bruke 0°C da vi ser effekttoppene er i perioder med flere minusgrader. Vi velger å ikke bruke like lav temperatur som vi har fra værdata, med grunnlag i at det tar tid før dybden der kablene ligger er kjølt ned [39].

Vi må bruke den varmeste temperaturen en kabel kan få på sitt strekk [39]. For sjøkabelen vil temperaturen i dybden på fjorden være relativt stabil, og kan være varmere enn overflaten om vinteren. Den nærmeste målestasjonen vi finner data fra er Sogne-sjøen [35]. Den midlere temperaturen for januar til mars i 2022 på 200 meters dyp er 8,4°C. Sjøkabelen i ringen ligger på sitt dypeste på ca. 200 meter, vi bruker derfor samme temperatur i beregningen [32]. For sjøkabelen bruker vi en termisk resistivitet på 1 mK/W [10].

10.2.1 Kabeloppbygging

Flere av kablene i ringen er av eldre typer som ikke er lagt inn i REN Grøft. REN Grøft har en egen kabelbygger [66]. Ved hjelp av et eldre datablad for TXFP (vedlegg I) og prøvedata for sjøkabelen (vedlegg B), har vi bygd opp de aktuelle kablene i programmet.

Databladet i vedlegg I oppgir en maksimal temperatur på 90°C med PEX isolasjon ved en jordtemperatur på 15°C, gravedybde på 70 cm, termisk resistivitet på 1 mK/W og nominell strøm. Det er identisk med forutsetningen som RENBlad 8041 setter [68]. For en av våre selvbygde kabler fikk vi ved disse parameterne en ledertemperatur på 87°C. (Resultat i vedlegg J.) Vi mener dette stemmer godt nok, da vi uansett ikke ønsker å presse kablene nær 90°C med påfølgende levetidstap. Vi tilskriver unøyaktigheten til prosjektgruppens oppbyggingen av lagene i kabelen.

10.2.2 Temperaturer i kablene

Tabell 10.4 viser detaljert data for to av flaskehalsene. Detaljerte vedlegg med beregninger fra REN Grøft ligger som vedlegg K og L.

Scenario	Overlast	Ledertemp.	Temp. jordmasse	Elektrisk tap
A, flaskehals I	26%	111°C	65°C	130 W/m
B, flaskehals VIII	40%	139°C	83°C	162 W/m

Tabell 10.4: Temperaturer, overlast og tap i flaskehalsene I og VIII

Et problem med disse simuleringene er at de er ved stabil tilstand av både temperatur og last. Vi velger likevel å simulere alle kablene i tabell 9.1 ved stabil tilstand, og presenterer disse i tabell 10.5.

The diagram shows a power line with three main sections: Furuvoll, Saubø, and Eggekroken. The line is divided into eight sections (I-VIII) by transformer locations. A table below provides temperature data for different cable types (A-E) across these sections. The maximum temperature (T_{MAX}) is consistently 90°C across all sections. Cable types A, B, D, and E show significantly higher temperatures in certain sections, with D reaching 1552°C in section VIII.

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
T _{MAX}	90°C	90°C	90°C		90°C	90°C		90°C
A	46°C	111°C	67°C		20°C			
B					20°C	26°C		139°C
C	19°C	39°C	23°C		18°C	6°C		27°C
D	0°C	0°C	19°C		61°C	73°C		1552°C
E	68°C	191°C	124°C		32°C	0°C		0°C

Tabell 10.5: Temperaturer i ringens kabler

Vi ser ikke uventet høye temperaturer på de mest begrensede flaskehalsene. Vi kan også observere at omgivelsestemperaturen holder noen av kablene for eksempel typen TSLF 3x1x240 (I, V og VI) kaldere enn maksimal ledertemperatur ved last over nominell strøm i henhold til tabell 8.1. Vi ser også at flaskehals VIII får en ekstrem høy temperatur i scenario D. Prosjektgruppen har ikke sett på temperatur i bryterene (IV og VII) i denne oppgaven.

10.2.3 Levetiden til kablene

Når det gjelder levetid for kabler har prosjektgruppen funnet dette mer utfordrende enn for transformatorer. Det gjør det heller ikke enklere at vi bare har temperaturer ved stabil tilstand. Vi vet fra en rapport at kabler med last som gir lavere temperatur enn 60°C har tilnærmet uendelig levetid, og vi vet også at kabelens levetid er designet for kontinuerlig drift ved den maksimale ledertemperaturen [39]. Vi mener ut fra dette at vi har nok grunnlag for senere drøfting.

Kapittel 11

Kapasitetsøkning med tradisjonelle metoder

Fra kapittel 8.1 ser vi at det bare er scenario C som gir mulighet for å drifte nettet med en høylastsituasjon som inkluderer 9 MW last på Saubø. Vi ser vi i dette scenarioet også ligger på grensen til hva transformatorene tåler. Vi må øke kapasiteten til flere komponenter om den aktuelle ringen skal ha mulighet for flere driftssituasjoner og ønsket fleksibilitet.

Metoder for å øke kapasiteten avhenger av typen komponent. Oppgradering av tverrsnitt og utbytting av komponenter er tradisjonelt typiske metoder [14].

11.1 Velge luftlinjer eller kabelanlegg?

Når vi skal oppgradere flaskehalsene, eller generelt bygge om eller ut strømmettet, må vi vurdere om vi skal velge kabler i bakken eller luftlinjer. Rapporten «Kabel som alternativ til luftledning» tar for seg kostnadsforholdet mellom luftlinjer og kabler [61]. Den viser at kostnadene for høyspentkabler ble betydelig redusert etter 1995, men fremdeles er noe høyere enn for luftlinjer. Likevel mener prosjektgruppen flere faktorer spiller inn, og følgende punkter taler for å bruke kabelanlegg i den aktuelle ringen:

- Kabler er mindre sårbare for eksterne faktorer som vind, trefall og lynnedslag enn luftledninger. Det gir mindre sannsynlighet for driftsfeil, og påfølgende besparelser av både reparasjoner og KILE-kostnader.
- Kabler er skjult i bakken og forårsaker ikke visuell støy. Det er et bedre valg for by- og boligområder, samt naturlandskap. Høye spenningsnivå på luftlinjer kan være plaget med støy fra glimming/korona, og luftlinjer kan generelt være til fare for fugleliv.
- Kabelanlegg gir laver effekttap enn luftlinjer, slik at mer av den produserte strøm-

men når sluttbrukerne. Dette må vi ta med i beregningene for den totale kostnaden over levetiden til anlegget, spesielt ved lange avstander i nettet.

- Kabler har lengre levetid enn luftledninger. Dette reduserer den totale kostnad for bruk av kabelanlegg i nettet, og kan veie positivt opp for dyrere installasjon og reparasjon i forhold til luftlinjer.

11.2 Forslag til oppgraderinger

I henhold til forrige delkapittel foreslår vi bare kabler der vi oppgraderer linjenettet. I forslagene henter vi kostnader fra REN sin kostnadskatalog [67].

Ved oppgradering av kabler kunne vi regnet på det mest økonomiske tversnittet. Men neste dimensjon opp fra en TSLF på 240 mm² er 400 mm² [49]. En TSLF med 400 mm² har lederevne på 600 A. Den største trafoen i oppgaven klarer bare å levere 70% av dette, og FeAl nr. 95 som hele linjens luftnett består av har lederevne på 544 A [68]. Det gir grunnlag for at vi kan bruke 400 mm² uten videre beregninger, siden last høyere enn det denne kablen tåler vil si vi må bygge en helt ny linje.

Flaskehals I

I enlinjeskjemaet ser vi det er lagt en reservekabel av samme type i parallell med I. Et tiltak for å eliminere flaskehals I er å koble kablene i parallell. Parallellføringen vil gi en dobling i strømføringssevne på seksjonen.

Ny strømføringssevne: 910 A

Kostnad: kr 50 000

Flaskehals II

Vi foreslår å grave en ny kabelgrøft og legge en TSLF 3x1x400 på strekket.

Ny strømføringssevne: 600 A

Kostnad: kr 410 000

Flaskehals III

Vi kunne for eksempel lagt en ny sjøkabel med TXRA 24 kV 3x240 mm². REN sin kostnadskatalog har ingen kalkyler for dette [67]. Vi estimerer kostnaden ut fra en eldre kostnadsrapport fra NVE, og justerer i henhold til konsumprisindeksen [6]. Om sjøkabelen må byttes er det en stor investering.

Ny strømføringssevne: 515 A

Kostnad: kr 10 000 000

Flaskehals V

Flaskehals V er den nye ringdelingen ved Saubø. Her kommer det en koblingsstasjon, kablene er bare et kort strekk inn og ut fra denne [64]. Stasjonen er ikke er bygd enda, men vi gikk ut fra en TSLF 3x1x240 da dette er de facto standard hos Lysna. Vi anbefaler oppgradering til TSLF 3x1x400. Koblingsstasjonen er allerede under planlegging, så vi gjør ingen kalkulasjoner for denne i oppgaven.

Ny strømføringsevne: 600 A

Flaskehals VI

Vi foreslår å grave en ny kabelgrøft og legge en TSLF 3x1x400 på strekket.

Ny strømføringsevne: 600 A

Kostnad: kr 410 000

Flaskehals IV og VII

Vi har 5 slike bryterer. Disse kan bygges om med et sett som fordobler tverrsnittet på kobberskinnene, og da fordobler strømføringsevnen [26].

Ny strømføringsevne: 800 A

Kostnad: kr 225 000

Flaskehals VIII

Vi foreslår å grave en ny kabelgrøft og legge en TSLF 3x1x400 på strekket.

Ny strømføringsevne: 600 A

Kostnad: kr 335 000

Transformatorene

Ved bytting av transformatorer finner vi i [kraftsystemutredningen](#) kostnad for nye transformatorer i andre planlagte prosjekt av lik størrelsesorden [17]. Størrelsene baserer vi på scenario D og E i tabell 8.2.

Ny effekt: 2 x minimum 25 MVA

Kostnad: 2 x kr 10 000 000

Kapittel 12

Kapasitetsøkning med alternative metoder

Siden tradisjonelle oppgraderinger kan være kostbare, er det nyttig å se om alternative metoder gir tekniske eller økonomiske fordeler. Rapporten «Drift og utvikling av kraftnettet – utforming av DSO-rollen» omhandler hva DSOer står ovenfor av fremtidige utfordringer knyttet til planlegging og drift av nett [14]. Her kan vi lese følgende sitat.

“Mulighetene for smart styring, lokal energilagring, distribuert produksjon, effektiv og automatisert kommunikasjon gjør at økende etterspørsel etter netjtjenester ikke automatisk bør føre til økt kapasitet i nettet.”

- Energi Norge

Energi Norge bruker videre i rapporten det nye uttrykket «lette nett» om denne metodikken [14]. Så vi vil finne ut om den aktuelle ringen kan bli et lett nett.

12.1 Effektutjevning

For å kunne vurdere et lett nett må vi finne energimengden og effekten vi trenger for å jevne ut toppene i nettet slik at vi ikke overbelaster flaskehalsene. Om vi skal ha et så lett nett at det ikke er behov for noen tradisjonelle oppgraderinger, er det den mest begrensede flaskehalsen for hvert scenario fra kapittel 8 som setter belastningsgrensen. Dette har vi tidligere funnet som tabell 9.1, vi presenterer denne på nytt som tabell 12.1 her.

I tabell 12.1 ser vi det er trafoene som er de mest begrensede flaskehalsene for dagens nett. Det er også interessant å se hvilke flaskehalsen som er mest begrensende, om

Scenario	A	B	D	E
Flaskehals	Trafo Furuvoll	Trafo Eggekro.	Trafo Eggekro.	Trafo Furuvoll
Grense	420 A	315 A	315 A	420 A

Tabell 12.1: Belastningsgrenser uten tiltak

vi kombinerer effektutjevning med ombygging av transformatorene til ONAF. Det gir grensene i tabell 12.2.

Scenario	A m/ ONAF	B m/ ONAF	D m/ ONAF	E m/ ONAF
Flaskehals	II	VIII	VIII	II
Grense	480 A	369 A	368 A	479 A

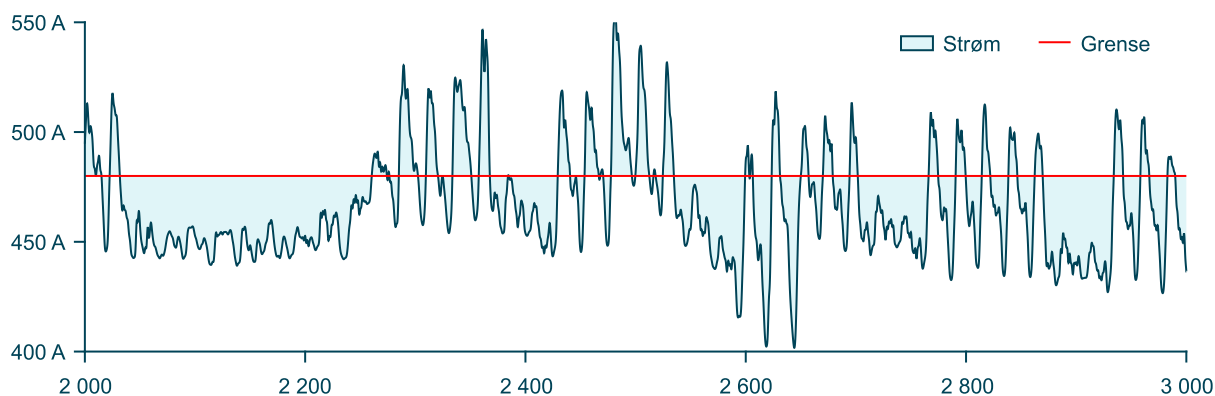
Tabell 12.2: Belastningsgrenser ved oppgradering til ONAF

Mens vi er i gang finner vi hvor mye høyere grensen blir om vi oppgraderer de to mest dominerende flaskehalsene II og VIII med tradisjonelle oppgraderinger i tabell 12.3.

Scenario	A m/ ONAF ++	B m/ ONAF ++	D m/ ONAF ++	E m/ ONAF ++
Flaskehals	Trafo Furuvoll	Trafo Eggekro.	Trafo Eggekro.	Trafo Furuvoll
Grense	504 A	378 A	378 A	504 A

Tabell 12.3: Belastningsgrenser ved oppgradering til ONAF og mest begrensede flaskehals

For å ha en kurve å gå ut ifra skalerer vi via opp forbruksdata fra 2021 til å ha I_{MAX} lik scenarioene i tabell 8.2. Vi kan illustrere dette grafisk for eksempel for et utsnitt på 1000 timer av scenario A, med oppgradering til ONAF som gir grense på 480 A, i figur 12.1.



Figur 12.1: Utsnitt av areal under og over graf til scenario A med oppgradering til ONAF

Nå kunne vi har beregnet energimengden vi trenger, for å jevne ut effekten, med trape-sintegrasjon på de skalerte kurvene. Men siden vi har timesbasert forbruksdata tenkte vi oss frem til enn algoritme for dette. Algoritmen finner:

- Nødvendig energimengde
- Maksimal nødvendig effekt
- Antall timer som trenger en grad av kompensering
- Et svar om det er mulig å senke effekten under belastningsgrensen

Algoritmen er presentert i pseudokoden under. Selve Python-scriptet vi har brukt ligger som vedlegg M.

1. Setter variabelen GRENSE til grensen gitt av den mest begrensende flaskehalsen for valgt scenario.
2. Initaliserer følgende variabler = 0:
TOPP, BUNN, BUFFER, EFFEKT, TIMER, KAPASITET
3. Les inn CSV-fil for valgt scenario med kolonnene RAD og FORBRUK.
4. Reverserer kolonnene RAD og FORBRUK.
5. For hver RAD:
 - a. Om FORBRUK er større enn GRENSE:
 - i. Legg FORBRUK - GRENSE til TOPP.
 - ii. Legg FORBRUK - GRENSE til BUFFER.
 - iii. Om FORBRUK - GRENSE er større enn EFFEKT, sett EFFEKT til FORBRUK - GRENSE.
 - iv. Om RAD er mindre enn 8760, øk TIMER med 1.
 - c. Om FORBRUK er mindre enn GRENSE og TOPP større enn 0:
 - i. Subtraher FORBRUK - GRENSE fra BUNN.
 - ii. Legg FORBRUK - GRENSE til BUFFER.
 - d. Om BUFFER er større enn KAPASITET, sett KAPASITET til BUFFER.
 - e. Om BUNN er større eller lik TOPP:
 - i. Sett TOPP, BUNN og BUFFER = 0.
6. Om TOPP er større enn 0 etter prosessering av alle rader, sett MULIG til 'Nei', ellers sett MULIG til 'Ja'.
7. Presenter EFFEKT, TIMER, KAP og MULIG.

Algoritmen sjekker om effekttoppene over den satte grensen kan jevnes ut med energimengden fra bunnene i tidsperiodene før toppene (se figur 12.1). Når det er mange toppe etter hverandre, uten tilgjengelig energimengde i bunnene for å jevne disse ut, kreves det en større kapasitet for å lagre energien.

Algoritmen er litt forenklet og kalkulerer bare hvor mye effekt en trenger å levere for å flate toppene under belastningsgrensen, ikke hvor mye man trenger for hurtig ladning i dype bunner. Det kan også hende vi kommer i en situasjon der de høyeste toppene er ved årsskifte, og algoritmen vil da underkjenne scenariet siden en ikke får «lagret nok» energi for å jevne ut toppene ved årsstart. Da har vi inkludert forbruksdata fra og med sommeren 2020, og kjørt algoritmen på nytt.

Vi kjører algoritmen med strøm og ikke effekt, siden det er det vi har brukt på scenariene hittil. Så for tabellene regner vi om Ah til MWh med følgende formel:

$$\text{MWh} = \frac{Ah \cdot V \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{3}}{1000000}$$

Når vi kjører algoritmen på de skalerte grafene med grensene fra tabellene 12.1, 12.2 og 12.3; får vi tabellene 12.4, 12.5 og 12.6.

Scenario	A	B	D	E
Effekt	5,0 MW	5,7 MW	12,3 MW	7,9 MW
Timer	7325	6069	8749	8760
Kapasitet	Ikke mulig	4433 MWh	Ikke mulig	Ikke mulig

Tabell 12.4: Effekttjevning av flaskehalsen uten oppgraderinger

Scenario	A m/ ONAF	B m/ ONAF	D m/ ONAF	E m/ ONAF
Effekt	2,9 MW	3,7 MW	10,3 MW	5,4 MW
Timer	2126	1847	8749	8159
Kapasitet	765 MWh	1814 MWh	Ikke mulig	Ikke mulig

Tabell 12.5: Effekttjevning av flaskehalsen ved oppgraderinger til ONAF

Vi ser fra tabellene at vi får svært høye energimengder, og i flere situasjoner klarer vi ikke å holde oss under grensene i tabellene 12.1, 12.2 og 12.3.

Scenario	A m/ ONAF ++	B m/ ONAF ++	D m/ ONAF ++	E m/ ONAF ++
Effekt	2,0 MW	3,3 MW	9,9 MW	4,5 MW
Timer	855	1535	8748	6243
Kapasitet	51 MWh	1397 MWh	Ikke mulig	Ikke mulig

Tabell 12.6: Effektutjevning av flaskehalsen ved oppgraderinger til både ONAF og av de mest begrensede flaskehalsene

12.2 Energilagring

Vi trenger et medium som kan lagre den nødvendige energimengden, og levere den nødvendige effekten. Vi har en rekke måter å lagre energi på, her nemner vi noen:

Kjemisk gjennom elektrolyse og brenselceller til og fra hydrogen.

Mekanisk gjennom omforming av potensiell og kinetisk energi i pumpekraft, svinghjul, trykkluft og gravitasjon.

Termisk gjennom smelting av salter.

Elektrisk i superkondensatorer.

Elektrokjemisk i batterier.

Det er fordeler og ulemper med de ulike lagringsmetodene [15]. Flere av metodene har lav virkningsgrad, men energilagring er et dagsaktuelt tema som kontinuerlig forbedres. Pumpekraft kunne vert aktuelt, men terrenget rundt Saubø tillater ikke dette innenfor ringens flaskehalsen. Svinghjul og superkondensatorer er pr. dags dato mest for korttidslagring. Og trykkluft og gravitasjon er fremdeles eksperimentell. Vi går ikke videre inn i de ulike teknologiene. For oppgaven sin del er det mest aktuelt å se på batteri.

Scenario B er det scenariet som krever størst lagringsmengde, av scenariene som faktisk er mulige å effektutjevne. Her trenger vi 4435 MWh, og effekt på 5,7 MW. Til sammenligning er verdens største BESS pr. dags dato i California, og er på 1600 MWh/400 MW [34]. Anlegget kostet nær 4,2 milliarder norske kroner.

Scenario A i kombinasjon med oppgradering av transformatoren til ONAF og de mest begrensede flaskehalsene, er det scenarioet som trenger minst mengde energilagring. Her trenger vi 54 MWh/2,2 MW. For et slikt anlegg kan vi bruke Tesla sin priskalkulator for Megapack [88]. Megapack er batteripakker for industriell energilagring. Her får vi opplyst 275 millioner norske kroner. Dette stemmer godt med kostnaden for et prosjekt med lignende størrelse i Australia [4]. Priskalkulatoren til Tesla oppgir også at driftskostnadene for et anlegg på denne størrelsen ligger rundt 760 000 kr/år, og kostnaden øker med ca. 2% hvert år anlegget er i drift [88].

Med andre ord store kostnader vi må ta hensyn til når vi drøfter oss frem til de beste løsningene.

12.3 Distribuert produksjon

Siden effektmengdene vi trenger for å jevne ut toppene er forholdsvis lave i forhold til energimengdene, kan lokal energiproduksjon være et bedre alternativ for effektutjevning.

Vi vet fra kapittel 5.2 at det er et småkraftverk i størrelsesorden 2,0 – 3,5 MW under planlegging i området. Likevel ser vi at denne stort sett leverer for lite effekt i henhold til tabellene i 12.4, 12.5 og 12.6. Og som vi alt har nevnt er småkraftproduksjonen for ustabil, og ofte fraværende i vinterperiodene når vi trenger energikompenseringen.

Den økende mengden solcelleanlegg i nettet er for liten til å gi en reel effektutjevning [64]. Og om vi øker mengden av solceller vil vi fremdeles slite med ustabile produksjonsperioder og ingen effekt på nattetid, så en vil trenger en kombinasjon av solceller og energilagring [15]. Vindkraft er heller ikke godt egnet i området, da det ligger mellom fjell og ikke har stabil vind [56]. Et annet dagsaktuelt tema er SMR. Vi velger å se vekk fra dette i denne oppgaven, da det er et alternativ som ligger noen tiår frem i tid både politisk og for økonomisk realisme. Om vi vil ha en stabil forsyning med ønsket effektnivå, må vi se på mer konvensjonelle metoder å produsere strøm. Samtidig må vi tenke miljø, så kraftverk med fossilt brensel er utelukket.

På Saubø blir det også bygd en stor tømmerkai. Det blir anslått at 100 000 m³ tømmer vil bli videresendt med båt herfra hvert år. En lokal sivilingeniør arbeider for å få et sagbruk for lokal behandling av trevirke her. Videre foreslår sivilingeniøren at biomasse som sagflis kan brukes i et CHP-anlegg. Da kan strømproduksjonen sendes ut på nettet for å flate ut effekttoppene og varmen kan brukes lokalt til oppvarming på Saubø. I tillegg er det mulig CO₂ kan bli ført inn i et drivhus for matproduksjon, og at restproduktet biokull kan utnyttes i landbruk [23, 51]. I Kanada blir det planlagt et CHP-anlegg med en ytelse på 6,5 MW [16]. Investeringa er rundt 270 millioner norske kroner. Vi går ikke videre inn i detaljene og regner heller ikke på lønnsomheten, men det er en artig ide å ta med videre i drøftingen.

12.4 Laststyring

En annen mulighet for et lett nett, er å se om det finnes store og skalerbare laster som kan kobles opp mot Lysna sitt SCADA-system, og automatisk justere disse ned ved høye effekttopper. Et slikt tiltak kan være å forhindre fergen fra å lade ved høylastsituasjoner. Fergen er bygd om til hybrid, og kan bruke dieselaggregat til fremdrift [3]. Da kan dette være et forholdsvis teknisk enkelt tiltak, men kan bli en byråkratisk utfordring. Uten at prosjektgruppen har klart å finne sikre kilder, blir det sagt fra ulike hold at fergeselskapet blir bøtelagt av fylkeskommunen for brudd på tilbud om de går med dieseldrift.

På samme måte er det mulig å undersøke om både eksisterende næring i nettet, og ny næring på Saubø, har laster eller prosesser som kan kuttes ut under de høyeste toppene. Det kan være nyttig å ta slike tiltak med i drøftingen.

Kapittel 13

Drøfting

Fra funn og analyser har vi grunnlag for å allerede nå si at det blir utfordrende å beholde fleksibiliteten, om den aktuelle ringen får en 9 MW last på Saubø. For at Lysna skal kunne koble om og seksjonere nettet slik de ønsker ved ulike feilsituasjoner og vedlikehold, må vi diskutere hvilke tiltak som er mest formålstjenlig å innføre.

Men før vi setter de ulike tiltakene teknisk og økonomisk opp mot hverandre, bør det diskuteres om det høye effekttrekket for landbasert fiskeoppdrett er reelt.

13.1 Realistisk effekttrekk

Forsyningsanlegg for boliger blir prosjektert med en samtidighetsfaktor [12, 9]. Slik unngår vi å overdimensjonere et anlegg som sjelden vil utnytte maksimal kapasitet. For industri bruker vi det teoretisk maksimale effekttrekket for å dimensjonere forsyningsanlegg [12]. For flere typer industri kan det diskuteres om en burde bruke en samtidighetsfaktor, da alle maskiner sjelden er i drift samtidig. Landbasert fiskeoppdrett er basert på pumper for å sirkulere vann og oksygen [11]. Disse må være kontinuerlig i drift for å holde liv i biomassen. Med hensyn til dette er det med stor sannsynlighet korrekt å dimensjonere et slikt anlegg for maksimalt effekttrekk.

Men er maksimalt effekttrekk på 7 MW korrekt for et anlegg av typen planlagt på Saubø? Erfaringstall for energiforbruket til et tilsynelatende lignende anlegg ligger rundt 3 KWh/kg postsmolt [7]. Anlegget på Saubø blir dimensjonert for en årlig produksjon av 10 000 tonn postsmolt og matfisk [65]. Ved bruk av dette erfaringstallet gir det et energiforbruk på 30 GWh, og en effekt på 3,5 MW ved 8760 brukstimer. En del av effekten er sannsynligvis oppvarming, ergo mer last om vinteren, og det blir da ikke riktig å bruke 8760 brukstimer. Det kan også være kalkulert inn andre ikke-kontinuerlige laster. Vi vet ikke om disse anleggene er direkte sammenlignbare, og vi vet heller ikke hvordan beregningene for de opprinnelige 7 MWene er foretatt. Ut fra dette velger vi å benytte de oppgitte 7 MWene.

Når det gjelder måten vi korrigerer energi om til effekt i kapittel 6.1 kan en argumentere for at toppeffekten ikke bør adderes til hele døgn, siden fergen har pauser og ikke går på nattetid [18]. Da kan denne tilnærmingen gi en høyere effekttopp en virkelighet. Likevel er høyeste effekttopp med høy sannsynlighet innenfor rutetidene til fergen. Om ikke, skader det ikke å overdimensjonere nettet noe, siden vi ikke vet med sikkerhet om det har vært enda høyere topper innenfor de individuelle timene. Denne tilnærmingen er grunnlag for estimeringen av det fremtidige forbruket i kapittel 6.7, så vi velger å utføre drøftingen basert på de 9 MW funnet der.

13.2 Risiko ved overbelastning

Fra kapittel 10 vet vi at overbelastning av komponentene i nettet gir en risiko for havari og tap av levetid. Ved å sammenligne forbruksmønsteret i figur 6.8 og levetidstapene for 2021 i tabell 10.3 ser vi at nettet har hatt konservativ drift. Ut fra det kan vi anta at komponentene har høyere resterende levetid, en hva de opprinnelig ble designet for. Likevel har vi en vis usikkerhet rundt dette, både siden vi ikke har data eller overvåking av temperaturer, men også siden flere av komponentene allerede har en alder nær 30 år.

Risiko er definert som *sannsynlighet \times konsekvens* [50]. Sannsynligheten for havari øker med graden av overbelastning. Og dess mer kritiske laster vi får i nettet, dess større blir konsekvensen ved havari. Konsekvensen blir også større når vi har mindre fleksibilitet for omkoblinger. Så spørsmålet er hvor stor risiko vi kan ta med overbelastning?

13.2.1 Overbelastning av kablene

For kablene kan det ta mange timer før de når temperaturen beregnet ved overlasten i tabell 10.4 [39]. Det kan også hende at overlasten bare varer noen minutter, og kablen i realiteten aldri kommer i nærheten av den beregnede temperaturen. Et eksempel på en slik last er ladeanlegget til fergen som vi nevnte i kapittel 9. Men vi har ikke nok grunnlag til å risikovurdere dette, siden vi bare har temperaturer for stabil tilstand og ikke vet hvordan temperaturen i kablene reagerer på lastendringer.

Videre vet vi at temperaturen i kablene blir påvirket av faktorer som omliggende masser, gravedybde og andre kabler i grøften [39, 24]. Vi har lite informasjon om disse faktorene, og parameter brukt ved kalkulering er forutsetninger. Samtidig har temperaturen i bakken stor treghet i forhold til temperaturen i luft. En kan komme i situasjoner der for eksempel årets første frostperiode ikke får kjølt ned temperaturen på forlegningsdybden til kablene nok, og vi ikke klarer å holde temperaturen til kablen på et forsvarlig lavt nivå.

Det er også en omfattende jobb å lokalisere og reparere havari på en kabel, spesielt om det skulle skje noe med sjøkabelen [61]. I tillegg er kostnaden for å oppgradere kabler relativt lav i forhold til andre komponenter.

Med grunnlag i momentene ovenfor og manglende mulighet for en god risikovurdering, er det vanskelig å argumentere for overbelastning av kablene.

13.2.2 Overbelastning av transformatorene

For transformatorene ser vi fra tabell 10.3 at om vi ikke oppgraderer kjølesystemene, taper vi svært mye levetid for scenario D og E. Scenario D har også en lastfaktor som bare er tillatt ved nødsituasjoner i 30 minutter i følge tabell 10.1. Scenario A og B har mindre levetidstap, men tilsier likevel et tap av levetid på 1,5 - 2 år om vi regner 30 år som transformatorens tekniske levetid. Altså måtte vi ha byttet ut begge transformatorene etter bare 28 år ved kontinuerlig drift i disse situasjonene.

Transformatorene er nær 30 år, og sannsynligheten for havari øker med alderen uansett hvor konservativt drift vi har. Vi anser konsekvensen av trafohavari for stor. Vi har alt sagt vi mener overlasten i scenario C er neglisjerbar, så en bør kunne tillate denne driftssituasjonen. Men med bare en mulig driftssituasjonen vil vi fremdeles ikke kunne dele og seksjonere ringen, og samtidig drifte Saubø. Da mister vi all fleksibilitet, noen som også gir høy risiko.

Med grunnlag i tabell 10.3 vil en ombygging av kjøleanleggene til transformatorene til ONAF gir en lavere risiko ved overlast. Dette gir gode argumenter for at vi kan akseptere risikoen ved driftssituasjonene gitt av scenario A og B med ONAF. En kombinasjon av scenario C, med scenario A og B som back-up, kan gi en akseptabel forsyningsikkerhet og risiko for transformatorene sin del.

13.3 Vurdering av tiltak

13.3.1 Energilagring

For energilagring har vi allerede i kapittel 12.2 vurdert batteri som den mest aktuelle lagringsmetoden.

Beregningene for energimengdene vi trenger i tabellene 12.4, 12.5 og 12.6 er høye. Bare for å jevne ut effekten i nettet nok til å drifte scenario A, i kombinasjon med oppgradering av noen flaskehalsen og kjøleanlegget til transformatoren, gir en investering i størrelsesordenen over en kvart milliard norske kroner. Og for ikke å snakke om energimengden vi trenger for de andre scenarioene, om de i det hele tatt er mulig å kompensere; da må vi bygge verdens største batterilagransanlegg, nær 3 ganger så stor som dagens største.

Normalt ved «peak shaving» lagrer vi energi i tider på døgnet med lavt forbruk, og tar ut energi i tider på døgnet med høyt forbruk. I vårt tilfelle trenger vi enorm lagringskapasitet siden vi prøver å flate ut toppene over uker og måneder. I tillegg må vi ta med i vurderingene at cellene i dagens batteriteknologier degraderer i løpet av levetiden, så vi

mister noe kapasitet. Og batterianlegg har også høye vedlikeholdskostnader. Dette gjør det vanskelig å argumentere for batterilagring.

Likevel vil et argument for et slikt anlegg være at vi får en flater effektkurve i **distri-busjonsnettet**. Det forhindrer store svingninger av last i å forplante seg videre ut på **regionalnettet**. Noe som gir forutsigbare driftsforhold.

Det må også nevnes at prisen på ulike typer energilagring faller, samtidig som kapasiteten øker [15]. Om trenden fortsetter vil det være muligheter for mer utbredt bruk av energilagring i kraftnettet i fremtiden. Men samlet sett virker energilagring med dagens teknologi som en teknisk og økonomisk lite tilfredstillende løsning for å gi nettet ønsket fleksibilitet.

13.3.2 Distribuert produksjon

Et annet tiltak som kan kompensere for manglende kapasitet i nettet, er **distribuert produksjon** nær Saubø. I motsetning til energilagring kan vi med de rette produksjonsmetodene få en kontinuerlig høy effekt. I tillegg kan vi få reduksjon av spenningsfall og effekttap.

Vi har allerede sagt vi anser flere produksjonsmetoder for ustabile, men en av produksjonsmetodene vi vil drøfte videre er et **CHP**-anlegg. Et **CHP**-anlegg er en artig idé som har positive synergieffekter for hele industriområdet på Saubø. Likevel bringer det med seg flere usikkerhetsmomenter. Vi vet ikke om det kommer et sagbruk, og vi vet heller ikke om sagbruket vil danne nok biomasse for effekten vi trenger. Likevel er det mulig at avfallet fra fiskeopprettsanlegget kan forbrennes i et slikt anlegg, men igjen vet vi ikke om vi får nok avfall for å få nødvendig effekt og energi.

Samtidig blir vi avhengige av et slikt anlegg i vinterperiodene, noe som gir mindre fleksibilitet i nettet og større konsekvens ved driftsstans. Det kan likevel argumenteres for at vi kan kombinere et slikt anlegg sammen med driftssituasjonen i scenario C. Da kan vi ha scenario C som normalsituasjon og **CHP**-anlegget som back-up istedet for, eller i tillegg til, scenario A og B.

Men det er høye investeringskostnader assosiert med et anlegg i den skalaen vi trenger. Anlegget vil også ha drifts- og vedlikeholdsbehov. Likevel vil et slik anlegg også generere inntekter ved salg av varme, kraft og biokull; men dette trenger et driftsapparat og administrering, som kanskje faller mer naturlig på aktørene som vil etablere seg i Saubø.

For prosjektgruppen kan det virke som det for nettet sin del er mer hensiktsmessig å investere i andre tiltak. Likevel er det ikke tvil i at all lokal produksjon vil være et positive bidrag for å dekke over den høye lasten i nettet. Det gjelder også produksjonstypene vi anser som ustabile.

13.3.3 Laststyring

Laststyring er et godt tiltak for å redusere last i nettet under de høyeste toppene. Men bedriftene er pålagt en effektledd, som vil si de må betale for de høyeste effekttoppene de påfører nettet [36]. Denne tariffen gir dem intensiv for å forhindre disse toppene selv.

Likevel kan det være laster som i normalsituasjoner ikke er ønskelig å kutte, men kan være mulig å kutte i nødstilfeller. Slik som vi nevnte med fergen. For fergen kan det likevel tenkes, om det stemmer at en får bøter for dieseldrift, at det kan lages et avtaleverk mellom nettselskapet, fylkeskommunen og fergeselskapet som gjelder høylastsituasjoner som truer forsyningssikkerheten.

Det er vanskelig å se at laststyring kan løse kapasitetsutfordringene i den aktuelle ringen, men likevel vil det være et nyttig tilleggstiltak som kan gi positive bieffekter.

13.3.4 Tradisjonelle oppgraderinger

Ingen av tiltak vi har drøftet til nå, har pekt seg ut som teknisk eller økonomisk gode løsninger for utfordringene i oppgaven. Det vi trenger er et robust nett, med høy opptid og lite vedlikehold. De mest robuste komponentene i et nett, er de **passive komponentene**. Om vi rett og slett oppgraderer disse komponentene, og slik fjerner flaskehalsene, vil det være en teknisk svært god løsning.

I kapittel 11.2 har vi funnet tiltak for **flaskehalsene** i ringen. Et argument mot flere av disse er at de krever kostbar graving. Likevel er det vanskelig å bruke dette som et motargument når tiltaket er vesentlig billigere enn noen av tiltakene vi har sett på hittil. I tillegg gir det en stabil løsning som ikke trenger mer tilsyn enn det nettet allerede får i dag. Og det er også en løsning med lang levetid.

Likevel må det diskuteres om det er hensiktsmessig å gjøre alle oppgraderingene vi har foreslått. Ny sjøkabel og to nye stasjonstransformatorer er eksempel på oppgradering med høy kostnad. Vi må kunne spørre om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å oppgradere alle **flaskehalsene**?

La oss si vi velger å se vekk fra **flaskehalsene** i scenario D og E, og bare oppgraderer de to **flaskehalsene** som vi har i scenario A og B. Om vi simulerer dette som i delkapittel 9; får vi tabell 13.1 for de høyeste lastene på Saubø, som linjen tåler etter oppgraderingene av **flaskehals** II og VIII.

Scenario	A m/ ONAF ++	B m/ ONAF ++	D m/ ONAF ++	E m/ ONAF ++
Mulig last på Saubø	7,3 MW	6,4 MW	1,7 MW	5,3 MW

Tabell 13.1: Mulig last på Saubø uten å overbelaste oppgraderte flaskehals

Det er nå transformatorene som er de mest begrensende **flaskehalsene** i scenario A og B. Og da er vi tilbake til drøftingen vi hadde i delkapittel 13.2 om overlast. Der kom vi frem til at om vi setter scenario C som normalsituasjon, og bruker scenario A og B som alternative driftssituasjoner ved feil og vedlikehold, kan det gi akseptabel risiko ved overbelastning av transformatorene. Dersom vi i tillegg planlegger nødvendig vedlikehold eller arbeid som krever drift med scenario A eller B til sommerhalvåret med lav last, vil det ytterligere redusere risikoen.

Oppgradering av de to kabelstrekene og kjølesystemet til de to transformatorene gir en kostnad rundt 1,5 millioner. Det er en brøkdel av andre kapasitetsøkende tiltak. Det gir et overkommelig **anleggsbidrag** for aktøren som vil etablere seg på Saubø, og gir vilkår for realisme i prosjektet.

Men om vi velger vekk muligheten for å kunne kjøre scenario D og E, mister vi litt av fleksibiliteten nettet har i dag. Da dukker det opp et spørsmål: kan vi akseptere mindre fleksibilitet?

En så høy last som er ønsket på Saubø vil med stor sannsynlighet kreve mer oppmerksomhet av driftsingeniørene uansett, uavhengig av hvilken driftssituasjon en er i. Så lenge en kan kjøre Saubø fra begge stasjonene, kan en argumentere for at en ivaretar nødvendig forsyningssikkerhet.

Likevel risikerer en at det kan oppstå driftsfeil ved Furuvoll, og en klarer da ikke å drifte verken ladeanlegget til fergen eller industriområdet på Furuvoll fra Eggekroken. Det er en lite ønskelig situasjon. Likevel vil risiko for dette være lav, om en vedlikeholder nettet godt og bruker scenario C med ONAF som normalsituasjon. Og nødvendige oppgraderinger av alle **flaskehalsene** er en kostbar løsning i forhold til reduksjonen av det vi anser som lav risiko.

Scenario C som normalsituasjon gir også ønskelige tilleggseffekter som lavere spenningsfall og effekttap, siden lasten fordeles over alle komponentene. Likevel er dette en uvant situasjon som Lysna ikke har brukt før. Kontinuerlig ringkjøring medfører også høyere kortslutningsytelser, og det blir viktigere å ha riktige innstillinger på vern. Likevel virker dette som en løsning med akseptabel kostnad, lav risiko og teknisk realisme.

13.4 Kombinere tiltak

Det er også en mulighet å kombinere tiltak. Likevel kan hvert tiltak en innfører, blir en ekstra faktor prosjektingeniørene må ta hensyn til ved drifting av nettet. I så måte kan det gi det mindre fleksibilitet, og samtidig flere mulige feilkilder.

Tiltakene drøftet har vi tidligere i oppgaven delt inn i tradisjonelle mot alternative metoder for å øke kapasiteten. Vi ser at alternative metoder som **lette nett** generelt virker mindre robust enn tradisjonelle oppgraderinger, og samtidig medfører en høyere kostnad.

Likevel vil en verden med mer varierende produksjon som sol- og vind antagelig trenge metodene som **lette nett** står for. Men det er vanskelig å finne gode argumenter for at teknologien er klar for et **distribusjonsnett** av typen i oppgaven per dags dato, verken teknisk eller økonomisk.

Kapittel 14

Konklusjon

Ut fra funn, analyser og drøftingen mener prosjektgruppen vi har nok grunnlag for å konkludere oppgaven. Prosjektgruppen mener at den samlet sett beste løsningen for Saubø er:

- Oppgradere tversnittet for kabeltraséen i [flaskehalsene II og VIII](#).
- Oppgradere kjølesystemet til begge transformatorene til ONAF.
- Innføre ringkjøring av typen i scenario C som normalsituasjonen, med påfølgende koordinering av vern.
- Akseptere mindre fleksibilitet i nettet med den nye lastsituasjonen, ved å bare ha scenario A og B som alternative driftsmetoder for scenario C.

Prosjektgruppen mener dette gir den normaldriftssituasjonen med lavest spenningsfall og effekttap, samt laveste grad av levetidstap for komponentene i nettet. Samtidig ivaretar en forsyningssikkerheten ved å ha muligheten til å forsyne Saubø fra to stasjoner.

Vi mener vi ikke kan forsvare investeringskostnadene for ytterligere fleksibilitet, både ovenfor nettselskapet selv, og [anleggsbidraget](#) oppgraderingene pålegger aktøren som vil etablere seg på Saubø.

Med tillegg av verifisering og rekalkulering av parameter for vern, som vi litt ukonvensjonelt tar for oss etter konklusjon, mener prosjektgruppen at konklusjonen tilfredsstiller problemstillingen.

Kapittel 15

Postskriptum: Vern

Det har vist seg krevende å verifisere og rekalkulere parameter for vern ved de ulike tiltakene. Nettet til Lysna blir mer og mer dynamisk. Det er store laster som blir skiftet mellom stasjoner. Det kommer mer distribuert produksjon som kan levere til ulike stasjoner. Og fra konklusjonen vil vi innføre kontinuerlig ringkjøring.

Som forfatteren Lasse Sivertsen av «Høyspenningssystemer» skriver om releplanlegging [85]:

“Dette er ofte et omfattende arbeid som gjerne blir utført av konsulentfirmaer som innehar denne spesialkompetansen.”

- Lasse Sivertsen

Vi vil likevel ta en generell kikk på releplanen til Lysna, med grunnlag i oppgavens konklusjon. Releplanen er ikke vedlagt grunnet konfidensialitet.

15.0.0.1 Status quo

Vi får oppgitt de maksimale kortslutningsytelsene gitt av inngående **regionalnett** gjennom stasjonstrafoene, samt de minimale kortslutningsytelsene gitt av Eggefoss kraftstasjon i øydrift. Disse er presentert i tabell 15.1.

22 kV samleskinne	$S_{K_{MAX}}$	$S_{K_{MIN}}$
Furuvoll	99 MVA	60 MVA
Eggekroken	104 MVA	62 MVA

Tabell 15.1: Kortslutningsytelser

Det er også retningsbestemt jordslutningsvern i stasjonene, samt Petersons spole for å kompensere ned kapasitive feilstrømmer. Disse går vi ikke videre inn på i denne oppgaven.

I dag er vernene for den aktuelle ringen innstilt som i tabell 15.2.

Innstilling	Furuvoll	Eggekkroken
$I>$	180 A	198 A
$t>$	0,6 s	0,5 s
$I>>$	1050 A	634 A
$t>>$	0,1 s	0,1 s

Tabell 15.2: Verninnstillinger før oppgraderinger

$I>$ og $I>>$ er settpunktene som tripper effektbryteren om tidene $t>$ og $t>>$ overstiges [85, 77, 78]. Vi kaller $I>$ og $t>$ for startstrøm og starttid. $I>>$ og $t>>$ er strøm og tid for momentan utkobling. Denne typen tidsinnstilling kalles innen releplanlegging for konstanttidskarakteristikk.

I tillegg har Eggekroken retningsbestemt overstrømsfunksjon grunnet innmating fra Hovbreen kraftverk i normalsituasjon.

Vi leser ut fra releplanen at parameterne for Furuvoll er satt for 30% overlast på en kabel med $3 \times 25 \text{ mm}^2$ aluminium. Og Eggekroken er satt for 10% overlast på en kabel med $3 \times 50 \text{ mm}^2$ aluminium. Mer informasjon hvorfor disse parameterne er satt slik finner vi ikke.

15.1 Rekalkulere parameter

15.1.1 Tidsinnstillinger

Normalt ville tidsinnstillingene for $t>$ vært i området 0,2 – 0,4 sekund [85]. Ut fra releplanen kan vi lese at nåværende innstillinger er satt for å få selektivitet opp mot stasjonstransformatorene. Momentantiden $t>>$ er satt til 0,1 s. Dette er i henhold til funksjonskrav for kraftsystemet [86], som setter krav til minste frakoplingstid uavhengig av spenningsnivå skal være 0,1 sekund. Vi ser derfor ikke videre på tidsinnstillingene i oppgaven.

15.1.2 Strøminnstillinger

Når det gjelder innstillingene for strøm forstår prosjektgruppen det slik at vern er mer rettet mot å beskytte personer, utstyr og eiendom. Og ikke nødvendigvis for å forhindre en grad av overbelastning. Vi forstår det slik at vurderinger rundt overbelastning og monitorering av temperaturer er en oppgave rettet mot driftscentralen gjennom SCA-DA-systemet.

Det er to viktige hensyn vi må ta når vi skal beregne strøminnstillingene til vernene. Vi må være sikre på at vernet kobler ut ved kortslutning [85, 78]. Og vi må være sikre på at den svakeste komponenten i nettet tåler kortslutningsstrømmen den kan bli utsatt for. Den svakeste komponenten i ringen har vi funnet til å være kablene av typen TSLF 3x1x50. Disse finner vi i flere avgreninger fra hovedlinjen, og tåler en kortslutningsstrøm på 4500 A i 1 sekund [47].

15.1.2.1 Startstrøm

For å finne innstillingen for startstrøm begynner vi med å finne de laveste kortslutningsstrømmene ($I_{K_{2p-min}}$). Dette gjør vi ved å oppgradere nettet i OpenNIS, slik vi har konkludert med i konklusjonen kapittel 14. Så simulerer vi for de valgte driftssituasjonene med kortslutningsytelsene fra tabell 15.1. Vi får verdiene for $I_{K_{2p-min}}$ -min i tabell 15.3.

Scenario	$I_{K_{2p-min}}$
A (Furuvoll til Saubø)	897 A
B (Eggekkroken til Saubø)	795 A

Tabell 15.3: Minste kortslutningsstrømmer i den aktuelle ringen

Videre bruke vi følgende betingelse [85]:

$$1,5 \cdot I_{L_{max}} < I_s < I_{k_{min}}$$

I betingelsen er det vanlig å bruke en margin på 50% på den maksimale belastningsstrøm $I_{L_{MAX}}$. $I_{L_{MAX}}$ henter vi fra tabell 8.1. I_s er startstrømmen, og $I_{K_{MIN}}$ er minste kortslutningsstrømmen som funnet i tabell 15.3. Det gir følgende betingelser for henholdsvis scenario A og B:

$$605 \text{ A} < I_s < 897 \text{ A}$$

$$506 \text{ A} < I_s < 795 \text{ A}$$

Vi kan aldri være helt sikre på at simuleringer stemmer 100% med virkeligheten. Derfor er det lurt å ikke presse I_{start} opp mot $I_{K_{\text{MIN}}}$, da en kan risikere at vernet ikke løser ut. Men hvor høy blir I_{start} ?

Med Saubø får vi mer industriell last på linjen. I en kilde har en oppgitt en faktor på 1 ved last til husholdninger, og en faktor på 5 for industriell last [40]. Den høye lasten på Saubø gir et relativt svakt nett, med lav kortslutningsytelse i forhold til den maksimale belastningsstrømmen. Med en faktor på 5 er vi langt over den minste kortslutningsstrømmen for våre scenario. Hvilken startstrømmer en i realiteten vil få, har prosjektgruppen ingen forutsetninger for å si per nå.

Vi ser en annen kilde har tatt med en faktor på 0,8 for $I_{K_{\text{MIN}}}$ [78]. Prosjektgruppen mener dette er en fornuftig sikkerhetsmargin for å garantere utkobling, og vi velger å legge I_{start} opp mot denne marginen. Dette gir oss de nye strøminnstillingene i tabell 15.4.

Scenario	$I_{>}$
A (Furuvoll til Saubø)	718 A
B (Eggekkroken til Saubø)	636 A

Tabell 15.4: Startstrøm

Om startstrømmen skulle vise seg å være høyere enn $I_{K_{\text{MIN}}}$, har vi et så svakt nett at vi ikke kan tillate scenario A og B. Vi antar at dette ikke er tilfellet i denne oppgaven.

For eldre vern, for eksempel i stasjonen på Furuvoll, har en innstillinger i form av trinn (vedlegg F). Eksempelvis $0,2-4,8 \times I_n$. Da velger en innstilling som er nærmest $I_{>}$. I_n blir ofte satt til merkeverdien til strømtrafoen, eller høyeste lederevnen for linjen.

15.1.2.2 Momentanutkobling

For momentanutkobling vil vi redusere den høye gjennomslupne energien vi kan få nær stasjonen i en feilsituasjon [78]. Samtidig må vi stille denne inn slik at den er mindre enn den laveste $I_{K_{3p\text{-maks}}}$ vi finner i den aktuelle ringen, slik at vi sikrer momentan utkobling for alle komponentenes høyeste kortslutningsstrømmer.

Ved å simulere med same forhold som i tabell 15.3, finner vi den minste $I_{K_{3p\text{-maks}}}$ i tabell 15.5.

Scenario	$I_{K_{3p\text{-maks}}}$
A (Furuvoll til Saubø)	1542 A
B (Eggekkroken til Saubø)	1915 A

Tabell 15.5: Den laveste av de høyeste kortslutningsstrømmene i ringen

Vi kan heller ikke her være sikre på at simulering stemmer 100% med virkeligheten.

Likevel anbefales det at innstillingen for momentanutkobling ligger opp mot verdiene i tabell 15.5. Prosjektgruppen mener likevel en faktor på 0,8 ligger nær nok opp mot verdiene. Dette gir oss de nye strøminnstillingene i tabell 15.6.

Scenario	$I_{>>}$
A (Furuvoll til Saubø)	1234 A
B (Eggekkroken til Saubø)	1532 A

Tabell 15.6: Momentan strøm

Her har eldre vern også en innstillinger i form av trinn (Vedlegg F). Eksempelvis $1-20 \times I_n$ for Furuvoll. Da velger en innstilling som er nærmest $I_{>>}$.

15.1.2.3 Nye strømtrafoer

Vi må også oppgradere strømtrafoene i stasjonene. Disse må velges etter merkestrøm i henhold til den I_n vi velger å sette for linjen. De må også ha korrekt klasse i forhold til målenøyaktighet [85]. Vi går ikke videre inn på valg av strømtrafoer i oppgaven.

15.1.3 Oppdaterte parametere

Med forholdene satt i oppgavens konklusjon, får vi de nye parameterne for scenario A og B presentert i tabell 15.7.

Innstilling	Furuvoll	Eggekkroken
$I_{>}$	718 A	636 A
$t_{>}$	0,6 s	0,5 s
$I_{>>}$	1234 A	1532 A
$t_{>>}$	0,1 s	0,1 s

Tabell 15.7: Verninnstillinger etter oppgraderinger

Men vi har også scenario C, og her kommer utfordringen.

15.2 Kontinuerlig ringkjøring

Skal vi ha kontinuerlig ringkjøring må også vernene stilles inn og koordineres for dette. Furuvoll og Eggekkroken har ulike typer vern. Furuvoll har et eldre vern, BBC IT 94-3,

som bare har funksjonalitet for overstrøm med konstanttidskarakteristikk. Eggekroken har et moderne vern av typen Siemens SIPROTEC 7SJ62. Dette er i bunn og grunn en PLS, og kan stilles inn med en rekke funksjoner [77].

For at vi skal kunne drifte et nett med kontinuerlig ringkjøring på best mulig måte; trenger vi funksjonene brukerdefinerbare karakteristikk, retningsbestemt sammenligning og retningsbestemt overstrøm [1, 78, 77]. Sistnevnte trenger vi også der vi kan få inngående produksjon. For å gi best forsyningssikkerhet burde vernene på Furuvoll fornyes og det bør installeres vern ved avgreiningen til Saubø. Da kan en med funksjonaliteten nevnt ovenfor, la vernene koordinere tripping ved feilsituasjoner slik at en unngår mest mulig driftsstans for flest mulig.

Med dette mener vi at om en ligger med en driftssituasjon som scenario C, og vi får en feil mellom Eggekroken og Saubø; så vil vernene automatisk og koordinert koble om nettet, slik at feilen blir isolert uten at strekningen Furuvoll til Saubø mister spenningen. En annen situasjon kan være at vi har ringen delt på Saubø, og at Saubø får forsyning fra Furuvoll. Om vi da får en feil mellom Furuvoll og Saubø, kan vernene automatisk og koordinert koble om nettet slik at Saubø blir forsynt fra Eggekroken, og en unngår driftsstans på Saubø.

Dette er en kompleks situasjon, og prosjektgruppen har ikke kapasitet til å gå videre inn i dette innenfor oppgavens rammer. Prosjektgruppen mener et konsulentfirmaer som innehar denne spesialkompetansen bør engasjeres til å utarbeide en ny releplan for den aktuelle ringen.

15.3 Konklusjon av postskriptum for vern

Som et supplement til konklusjonen i oppgaven, har vi i dette postskriptum sett på vern og dets parametere, ut fra forholdene satt i oppgavens konklusjon. Prosjektgruppen konkluderer postskriptumet med en anbefaling om å:

- Oppgradere vern i stasjonen på Furuvoll.
- Oppgradere strømtrafoer i Eggekroken og på Furuvoll.
- Installere vern ved avgreining til Saubø.
- Utarbeide ny releplan som utnytter vernenes funksjonalitet.

Selektivitet er heller ikke noe oppgaven har sett på [85]. Men prosjektgruppen ser det som en selvfølge at selektivitet blir sjekket ved utarbeiding av ny releplan, både opp mot stasjonstransformatorene og sikringer ute i nettet.

Kapittel 16

Anbefalinger

Videre har prosjektgruppen følgende anbefalinger:

- Vurdere å benytte kabler med 400 mm² som standard for alle nye kabeltraséer, der en kan komme i en lignende lastsituasjon som Saubø innen de neste tiårene.
- Vurdere system for overvåking av temperatur i transformatorer og kritiske kabler ved høylastsituasjoner.
- Utarbeide rutiner for overvåking av høylastsituasjoner, og innføre alarmer med settpunkt når overvåking kreves.
- Undersøke og sjekke alle potensielle svake punkt i det aktuelle nettet; som tilkoblingspunkt i brytere og tilkoblingsklemmer på linjene.

Kapittel 17

Videre arbeid

Prosjektgruppen mener følgende punkter kan arbeides videre med:

- Se på effekten av å flytte last fra avgangene i de to stasjonene til andre stasjoner. Dette kan avlaste transformatorene ytterligere i høylastsituasjoner, men kan gi høye spenningsfall.
- Undersøke forlegning og overdekning av kablene, samt analysere temperaturøkning i kabler over tid ved lastendring; for å kunne utføre en korrekt risikovurdering for overbelastning av disse.
- Utarbeide en detaljert releplan med hensyn til både ringkjøring og ulike driftssituasjoner.

Bibliografi

- [1] ABB. *Protection criteria for medium voltage networks*. 2016.
- [2] ABB. *SafePlus 12/24 kV*. 2018. URL: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VDD006001%20GB&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (sjekket 21.05.2023).
- [3] ACEL. *ACEL med fire kontrakter på hybridisering av ferger*. URL: <https://www.ancel.no/blogg/ancel-med-fire-kontrakter-pa-hybridisering-av-ferger> (sjekket 21.05.2023).
- [4] Australian Renewable Energy Agency. *Lake Bonney Battery Energy Storage System*. URL: <https://arena.gov.au/projects/lake-bonney-battery-energy-storage-system/> (sjekket 21.05.2023).
- [5] Autic System AS. *Hva er SCADA*. URL: <https://www.autic.no/hva-er-scada/> (sjekket 21.05.2023).
- [6] Berdal Strømme AS. *Kostnader for hovedkomponenter i kraftsystemet*. Tekn. rapp. NVE. URL: https://publikasjoner.nve.no/publikasjon/1996/publikasjon1996_01.pdf (sjekket 21.05.2023).
- [7] Aslak Berge. *BioFish svarer Handeland: - Moderne RAS-anlegg bruker bare cirka tre KWh per kilo produsert postsmolt*. Nov. 2021. URL: <https://ilaks.no/biofish-svarer-handeland-moderne-ras-anlegg-bruker-bare-cirka-tre-kwh-per-kilo-produsert-postsmolt/> (sjekket 21.05.2023).
- [8] Lars Martin Bråthen, Fridtjof E. Sylju og Sigmund Aarflot. «Nettanalyse av fremtidig distribusjonsnett i Hamar kommune». Ph.d.-avh. NTNU, 2019. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2613783/no.ntnu%3Ainspera%3A2326599.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (sjekket 04.02.2023).
- [9] Din elektriker. *Hva er samtidighetsfaktor for bolig? Lær utregningen!* URL: <https://din-elektriker.no/artikler/samtidighetsfaktor-bolig> (sjekket 21.05.2023).
- [10] Electrotechnik. *Submarine Power Cable Current Ratings - ELEK Software*. URL: <https://elek.com.au/articles/submarine-power-cable-ratings/>.
- [11] Ellen Synnøve Viseth. *Rekordmange tillatelser til fiskeoppdrett på land*. Nov. 2020. URL: <https://www.tu.no/artikler/oppdrett-pa-land-vil-trengestore-mengder-strom-og-skyhoy-forsyningssikkerhet/502259> (sjekket 21.05.2023).

- [12] Elvia. *Dimensjoneringsgrenser*. URL: <https://nettbiblioteket.elvia.no/doc/dimensjoneringsgrenser/id1c88b4db> (sjekket 21.05.2023).
- [13] Elvia. *Nødstrøm – når strømmen blir borte*. no. URL: <https://www.elvia.no/elsikkerhet/nodstrom-nar-strommen-blir-borte/> (sjekket 04.02.2023).
- [14] Energi Norge. *Drift og utvikling av kraftnettet – utforming av DSO-rollen*. no. Tekn. rapp. 2018.
- [15] Enova. *Lagringsteknologier for fleksibilitet i energisystemet*. Tekn. rapp. 2020.
- [16] Erin Voegele. *Canada invests \$35M in 6.5 MW biomass CHP plant | Biomass-magazine.com*. URL: <https://biomassmagazine.com/articles/19801/canada-invests-35m-in-6-5-mw-biomass-chp-plant> (sjekket 21.05.2023).
- [17] Fagne. *Kraftsystemutgreiing for Sunnhordland og Nord-Rogaland 2022 - 2042*. Jun. 2022.
- [18] Fjord1. *Hatvik - Venjanaset*. Mai 2023. URL: <https://www.fjord1.no/Ruteoversikt/Vestland/Hatvik-Venjanaset> (sjekket 21.05.2023).
- [19] Jørn Foros. *Når bør jeg skifte ut en gammel transformator?* nb-NO. Sep. 2021. URL: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/nar-bor-jeg-skifte-transformator/> (sjekket 23.03.2023).
- [20] *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet - Lovdata*. URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557> (sjekket 18.05.2023).
- [21] Frode Foss. *Telefonsamtale*. Mar. 2023.
- [22] Fusa Kraftlag SA. *Om Fusa Kraftlag SA*. no-NO. URL: <https://www.fusa-kraftlag.no/om-fusa-kraftlag-sa> (sjekket 05.02.2023).
- [23] GE. *GE and Houweling's Tomatoes Unveil the First Greenhouse Combined Heat and Power Project in the US*. en. Aug. 2022. URL: <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-and-houwelings-tomatoes-unveil-first-greenhouse-combined-heat-and-power-project> (sjekket 21.05.2023).
- [24] Sherif Salama Mohamed Ghoneim, Mahrous Ahmed og Nehmdoh Abdelmotaleb Sabiha. «Transient Thermal Performance of Power Cable Ascertained Using Finite Element Analysis». en. I: *Processes* 9.3 (feb. 2021), s. 438. ISSN: 2227-9717. DOI: 10.3390/pr9030438. URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/9/3/438> (sjekket 21.05.2023).
- [25] Stephanie Glen. *Lowess Smoothing in Statistics: What is it?* en-US. Okt. 2013. URL: <https://www.statisticshowto.com/lowess-smoothing/> (sjekket 18.05.2023).
- [26] Guttorm Midlang. *Samtale på Teams*. Feb. 2023.
- [27] Havforskningsinstituttet. *Landbaserte oppdrettsanlegg/lukkede anlegg*. no. URL: <https://www.hi.no/hi/temasider/akvakultur/landbaserte-oppdrettsanlegg-lukkede-anlegg> (sjekket 04.02.2023).
- [28] Tove Hjartnes Fosså. *Spesifikasjon av bacheloroppgave*. Okt. 2022.
- [29] Knut Hofstad. *Elektrisk komponent*. Mai 2023. URL: https://snl.no/elektrisk_komponent (sjekket 21.05.2023).
- [30] Jarle Haugestad. *Referanse i bacheloroppgave*. Mai 2023.

- [31] Joanne Liou. *What are Small Modular Reactors (SMRs)?* Publisher: IAEA. Nov. 2021. URL: <https://www.iaea.org/newscenter/news/what-are-small-modular-reactors-smrs> (sjekket 21.05.2023).
- [32] Kartverket. *Sjøkart*. 2023. URL: <https://norgeskart.no/#!?project=seeiendom&layers=1008,1013,1014,1015&zoom=3&lat=7197864.00&lon=396722.00&p=searchOptionsPanel> (sjekket 21.05.2023).
- [33] Camilla Kvamme. «Landbasert oppdrett på Samnøy». nn-NO. I: *Os og Fusaposten* (aug. 2021). URL: <https://www.osogfusa.no/nyhende/landbasert-oppdrett-pa-samnøy-dette-stottar-vi-100-prosent/> (sjekket 04.02.2023).
- [34] Venkat L. *World's Largest Utility-Scale Battery Energy Storage System Now Online*. URL: <https://www.powerinfotoday.com/renewable-energy/worlds-largest-utility-scale-battery-energy-storage-system-now-online/> (sjekket 21.05.2023).
- [35] Lars Asplin og Jon Albretsen. *Klimaet ved kysten*. URL: <https://www.hi.no/hi/temasider/hav-og-kyst/klimaet-i-havet/klimastatus/kysten>.
- [36] Lysna. *Prisar for større næringslivskunder (forbruk over 100 000 kWh)*. URL: <https://lysna.no/prisar-for-storre-naeringslivskunder-forbruk-over-100-000-kwh> (sjekket 21.05.2023).
- [37] Lånekassen. *Stipend og lån*. nb-NO. URL: <https://lanekassen.no/nb-NO/stipend-og-lan/> (sjekket 21.05.2023).
- [38] Malte S. Rogne. *Kjøleanlegg og overkapasitet 12 MVA SEA trafo (Lysna AS)*. Mar. 2023.
- [39] Markus Heggås. «Dynamic Rating of Power Cables Based upon Transient Temperature Calculations». Ph.d.-avh.
- [40] Mediha Mehmed-Hamza og Plamen Stanchev. «Coordination of the Time Overcurrent Relay Protection Settings in Medium Voltage Electric Power Grids». I: *2020 7th International Conference on Energy Efficiency and Agricultural Engineering (EE&AE)*. Nov. 2020, s. 1–4. DOI: 10.1109/EEAE49144.2020.9279011.
- [41] Morten Fossen. *Telefonsamtale*. Mar. 2023.
- [42] NEK. *Distribution cables with extruded insulation for rated voltages from 3,6/6 (7,2) kV up to and including 20,8/36 (42) kV*.
- [43] NEK. *NEK HD 629-1-S3:2019*. 2019.
- [44] NEK. *NEK IEC 60076-7*. 2018.
- [45] NEK. *NEK IEC 60502-2*. 2014.
- [46] *NEK IEC 60076-1:1976*. URL: <https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=257860> (sjekket 21.05.2023).
- [47] Nexans. *Datablad - TSLF 24kV 1x50A*. 2023. URL: <https://www.nexans.no/.rest/catalog/v1/product/pdf/10163157> (sjekket 22.05.2023).
- [48] Nexans. *Datablad - TSLF 24kV 3x1x240A*. 2023. URL: <https://www.nexans.no/.rest/catalog/v1/product/pdf/10166758> (sjekket 22.05.2023).
- [49] Nexans. *Kabelboka*. URL: <https://www.nexans.no/no/dam/jcr:67e3c663-3435-4b57-b5fd-963b1b8e0e72/Kabelboka%20Nexans.pdf>.

- [50] NHO. *Hvordan definerer vi risikonivået?* URL: https://arbinn.nho.no/hms/risikovurdering_og_avvik/risikostyring-og-avvikshandtering/qa-avvik-og-risiko-ny/hvordan-definerer-vi-risikonivaet/ (sjekket 21.05.2023).
- [51] Nibio. *Biokull*. URL: <https://www.nibio.no/tema/jord/organisk-avfall-som-gjodsel/biokull> (sjekket 21.05.2023).
- [52] James William Nilsson og Susan A. Riedel. *Electric circuits*. eng. Eleventh edition, Global edition. New York: Pearson, 2020. ISBN: 978-1-292-26104-1.
- [53] NOJA Power. «The basic physics of directional protection». en-ZA. I: *ESI-Africa.com* (mai 2019). URL: <https://www.esi-africa.com/industry-sectors/metering/the-basic-physics-of-directional-protection/> (sjekket 18.05.2023).
- [54] Norkart. *Kommunekart for Bjørnafjorden*. URL: <https://kommunekart.com/klient/bjornafjorden/bjornafjordenkart?urlid=fc7202d9-8059-49ec-afe9-773ad6ef77dc> (sjekket 21.05.2023).
- [55] Norsk Fjernvarme. *CHP - Kraftvarme*. URL: <http://www.fjernvarme.no/fakta/chp-kraftvarme> (sjekket 21.05.2023).
- [56] Norsk klimaservicesenter. *Observasjoner og værstatistikk*. URL: <https://seklimate.no/> (sjekket 21.05.2023).
- [57] NVE. AMS. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ams/> (sjekket 18.05.2023).
- [58] NVE. *Anleggsbidrag*. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/> (sjekket 18.05.2023).
- [59] NVE. *Definisjoner spenningskvalitet*. URL: https://www.nve.no/Media/3121/definisjoner-spenningskvalitet_v2.pdf (sjekket 18.05.2023).
- [60] NVE. *Hva er budområder og flaskehalser?* no. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/hva-er-budomraader-og-flaskehalser/> (sjekket 04.02.2023).
- [61] NVE. *Kabel som alternativ til luftledning*. Tekn. rapp. URL: <https://www.nve.no/media/2079/kabel-som-alternativ-til-luftledning.pdf> (sjekket 21.05.2023).
- [62] NVE. *Kraftsystemutredninger*. URL: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/kraftsystemutredninger/> (sjekket 18.05.2023).
- [63] NVE. *Mini-, mikro og småkraftverk*. URL: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/mini-mikro-og-smaakraftverk/> (sjekket 21.05.2023).
- [64] Rolf Oen. *Oppstarstmøte*. Jan. 2022.
- [65] Stian Olsen. *Bolaks vil drive oppdrett av matfisk på land: - Systemet i sjø gir behov for tilpasninger for å få til en lønnsom produksjon*. Mai 2020. URL: <https://ilaks.no/bolaks-vil-drive-oppdrett-av-matfisk-pa-land-systemet-i-sjo-gir-behov-for-tilpasninger-for-a-fa-til-en-lonnsom-produksjon/> (sjekket 21.05.2023).
- [66] REN. *Grøft - REN Prosjekt*. URL: <https://www.ren.no/project/nb/cablesimulator/main>.

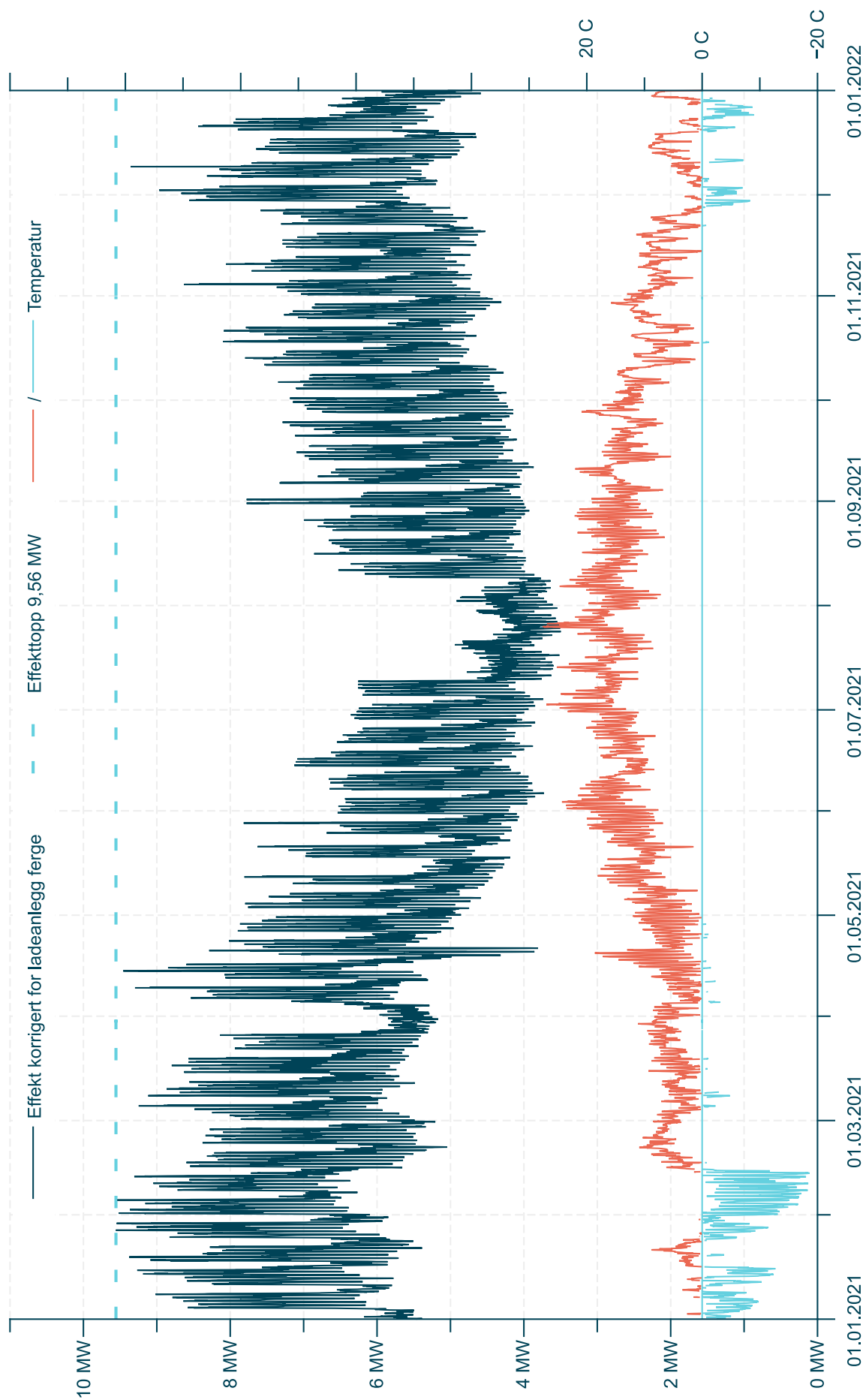
- [67] REN. *Kostnadskatalog med kalkyle*. no. URL: [https://www.ren.no/verktoy/\[slug\]](https://www.ren.no/verktoy/[slug]) (sjekket 21.05.2023).
- [68] REN AS. «Tekniske verdier for kabel og luftnett 0,23 - 24 kV». no. I: ().
- [69] REN AS. «Teori for kabel, skjøter og endeavslutninger». no. I: ().
- [70] Knut A. Rosvold. *Induksjonstopp*. Jan. 2023. URL: <https://snl.no/induksjonstopp> (sjekket 21.05.2023).
- [71] Knut A. Rosvold. *ledningsmast*. no. Jan. 2023. URL: <https://snl.no/ledningsmast> (sjekket 18.05.2023).
- [72] Knut A. Rosvold. *spenningskvalitet*. no. Jan. 2023. URL: <http://snl.no/spenningskvalitet> (sjekket 05.02.2023).
- [73] Knut A. Rosvold og Knut Hofstad. *brukstid*. no. Jan. 2023. URL: <http://snl.no/brukstid> (sjekket 10.02.2023).
- [74] Siemens. *Battery Energy Storage Solutions*. URL: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/storage-solutions/battery-energy-storage.html> (sjekket 21.05.2023).
- [75] Siemens. *Friluftsbryter F148*. URL: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:f2bc3e-b211-4819-99ff-4f87dbccca43/friluftsbryter-f148.pdf> (sjekket 08.02.2023).
- [76] Siemens. *Siemens 8DJH*. 2022.
- [77] Siemens. *Siemens NXPLUS C*. 2022.
- [78] Andreas Simonsen. «Releplanlegging på lange distribusjonsavganger». Ph.d.-avh. Jul. 2015.
- [79] SINTEF. *Distribuert elproduksjon og plusskunder*. URL: <https://www.sintef.no/ekspertise/sintef-energi/distribuert-produksjon/> (sjekket 18.05.2023).
- [80] SINTEF. *Fleksible distribusjonsnett*. no. URL: <https://www.sintef.no/ekspertise/sintef-energi/fleksible-distribusjonsnett/> (sjekket 04.02.2023).
- [81] SINTEF. *Forsyningsikkerhet for elektrisitet*. no. URL: <https://www.sintef.no/fagomrader/energisystem/forsyningsikkerhet-for-elektrisitet/> (sjekket 04.02.2023).
- [82] SINTEF. *Kartlegging av korrosjonsmiljø*. URL: https://www.sintef.no/globalassets/project/tilstandskontroll_kraftledninger/kartlegging_korrosjonsmiljo.pdf (sjekket 22.05.2023).
- [83] SINTEF. *KILE*. URL: <https://www.sintef.no/ekspertise/sintef-energi/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-lev/> (sjekket 04.02.2023).
- [84] Lasse Sivertsen. *Elektriske maskiner*. 2019. ISBN: 978-82-450-3296-3.
- [85] Lasse Sivertsen. *Høyspenningssystemer*. 1. utg. 2020. ISBN: 978-82-450-3353-3.
- [86] Statnett. *Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet*. Jul. 2022.
- [87] Svanhild Dale Eikeland. *Timeprisar NO2*. Feb. 2023.
- [88] Tesla. *Order Megapack*. URL: <https://www.tesla.com/megapack/design> (sjekket 21.05.2023).

-
- [89] Tor Morten Sneve. *Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet*. Tekn. rapp. 2005. URL: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2005/rapport2005_08.pdf (sjekket 23.03.2023).
- [90] *Verktøyet Grøft er lansert!* no. URL: [https://www.ren.no/artikkel/\[slug\]](https://www.ren.no/artikkel/[slug]) (sjekket 18.05.2023).

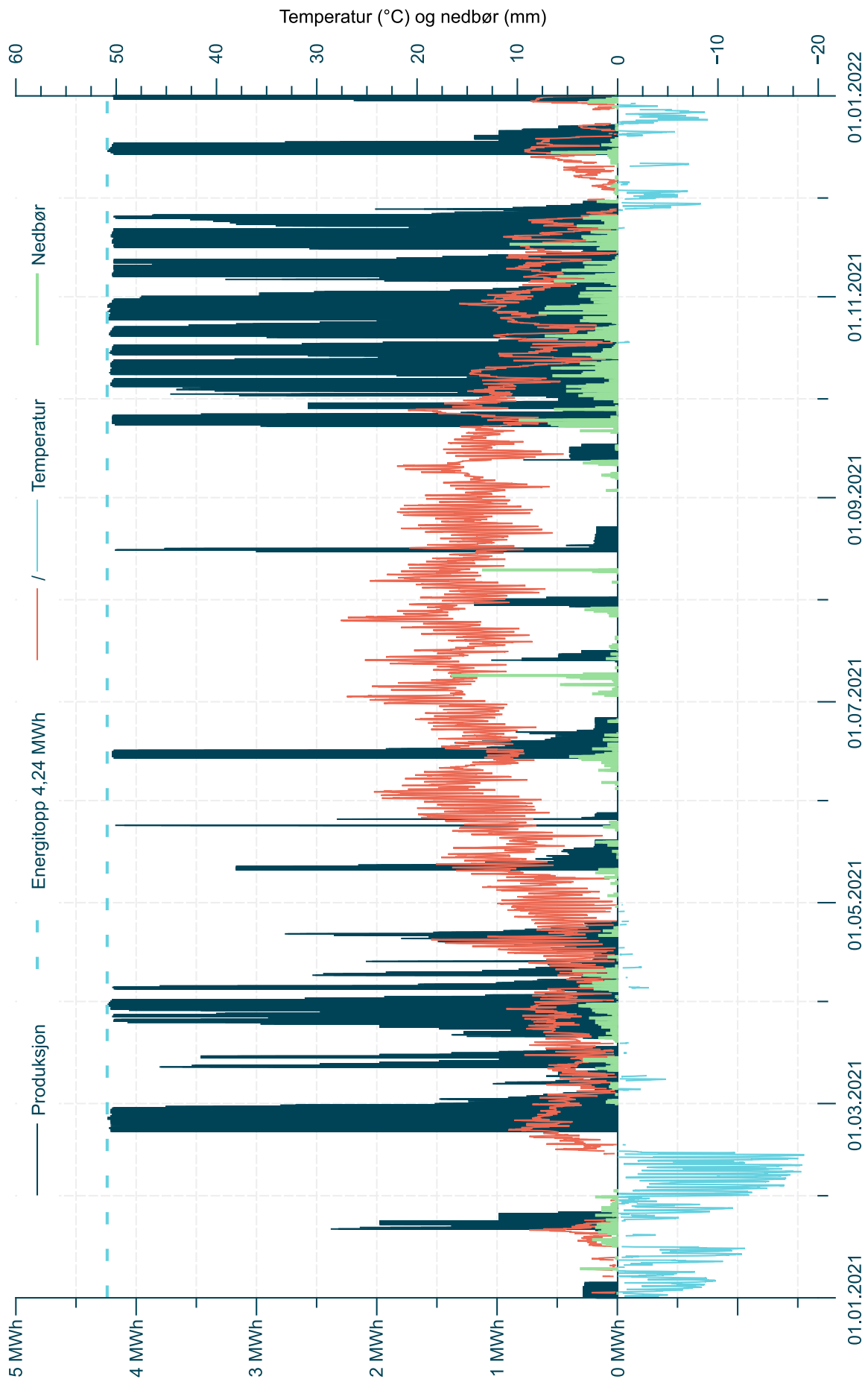
Vedlegg A

Detaljerte grafer

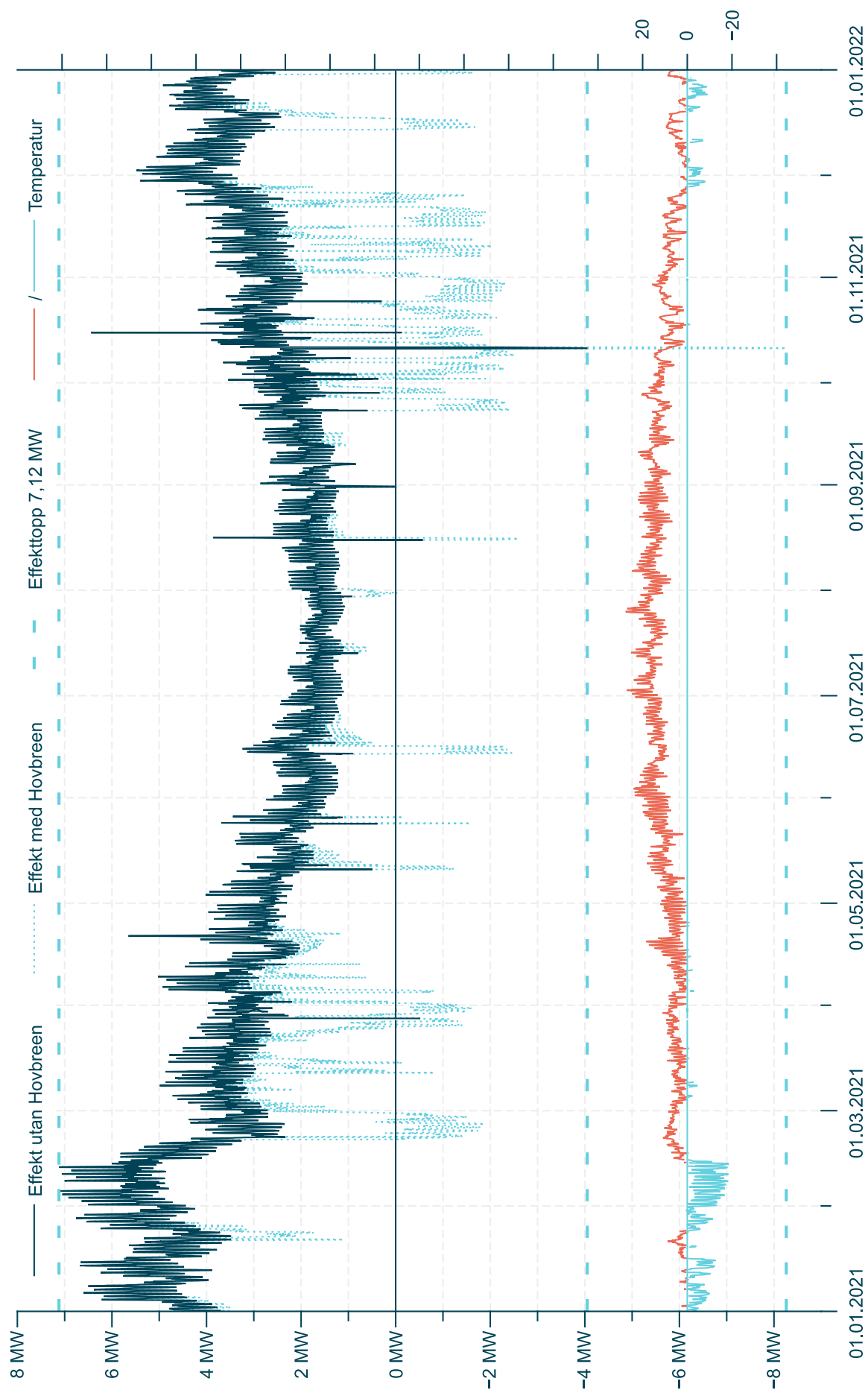
Videre følger detaljerte grafer med kurver av ubehandla data. Disse grafene er grunnlaget for de glattede og skalerte grafene brukt i oppgaven.



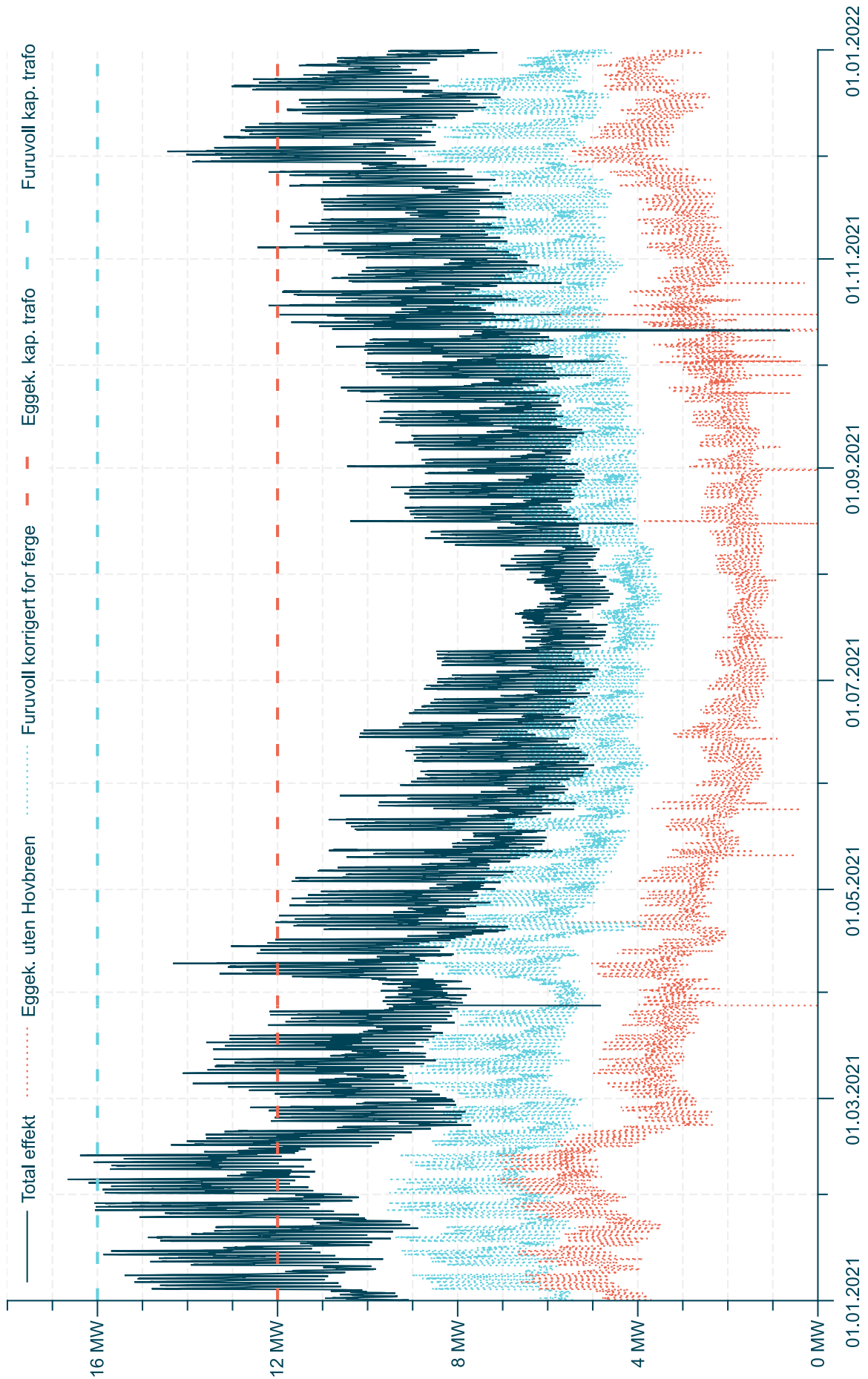
Figur A.1: Forbruk til Furuvoll sekundærstasjon



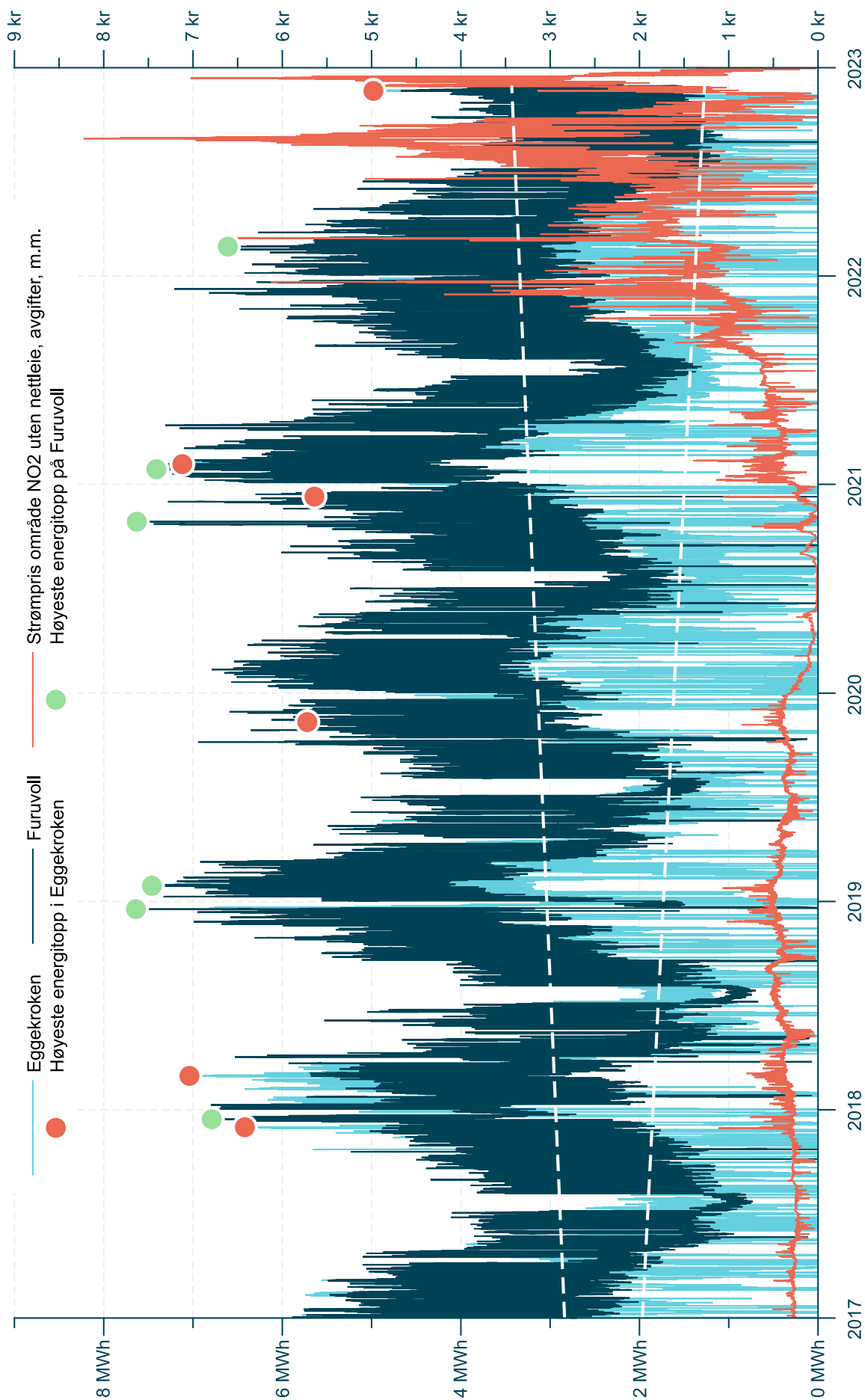
Figur A.2: Produksjon fra Hovbreen kraftverk



Figur A.3: Forbruk til Eggekroken sekundærstasjon



Figur A.4: Forbruk til Furuvoll og Eggekroken, korrigert for ladeanlegg ved ferge og uten Hovbreen kraftverk



Figur A.5: Energiforbruk og høyeste energitopper 2017 – 2022, med trendlinjer og strømpris

Vedlegg B - Prøvedata for sjøkabel

ALCATEL
STK

Telefon (02) 63 88 00 - Postboks 80, 0508 Økern, Oslo 5

**PRØVESERTIFIKAT FOR
PLASTISOLERT
HØYSPENNINGSKABEL**

Kunde,

Fusa Kraftlag

Kabeltype TXRA 24kV 3x95mm²Cu	Fabrikkordre nr. 4889
Salgsordre nr.	Spes. nr. KSS 2865-4

PRØVEDATA

X nr.	Lengde meter	Trommel nr.	Utladningsnivå pC ved .18. kV	Ledermotstand ohm/km korrigeret til 20 ° C			Skjermmotstand ohm/km korrigeret til 20°C	Merking
				Fase I	Fase II	Fase III		
1	>4200	svingsk.	<10	<0,193	<0,193	<0,193	-	-

Spenningsprøve er utført ved **40** . . . kV 50 Hz i **15** . . . minutter på alle leveringslengder. **Prøven er utført som forhåndsprøve før snoing.**

Prøvingen er foretatt i tidsrommet: **Uke 22/90 ved Alcatel STK / NAMSOS**

Spenningsprøve er utført ved **72** . . . kV DC i **15** . . . minutter på alle leveringslengder.

Prøvingen er foretatt i tidsrommet: **1.8.90 ved Alcatel STK / Halden**

Prøveutstyr: **HDW ELEKTRONIK, TEST SET T95/1, STK No. 80319-0-795**

Oslo,

RS 1472



Standard Telefon og Kabelfabrik A/S

KONSTRUKSJONSDATA for TXRA 24 kV 3x95 mm²Cu

Leder	Diameter over leder 19-trådet rund, komprimert kobberleder Langstett leder	12,1 mm
Lederskjerm	Tykkelse Ekstrudert halvleder av tverrbundet polyetylen	0,6 mm
Isolasjon	Isolasjonstykkelse Diameter over isolasjon Isolasjon av ekstrudert tverrbundet polyetylen (PEX)	5,5 mm 24,6 mm
Isolasjons- skjerm	Tykkelse Ekstrudert halvleder av tverr- bundet polyetylen.	2,0 mm
	De isolerte ledere er snodd sammen med fyllstrenger og båndert med halvledende bånd. Diameter over snodd kabel ca.	62 mm
Armering	Tråddiameter Totalt antall tråder Ett lag av 32 ståltråder og 4 sinktråder	5,6 mm 36
Ytre korro- sjonsvern	To lag polypropylengarn og asfalt Ytterdiameter av kabel ca.	83 mm
Kabelvekter	Ledere Polyetylen i isolasjonen Armeringstråd (uten sinktråder) Totalvekt (med sinktråder)	2,58 kg/m 0,93 kg/m 6,30 kg/m 12,90 kg/m

Vedlegg C - Data fra simuleringer

21.05.2023 Sona Moradiroshankouhi og Pieter Johannes de Zwart Data fra simulering og beregning OpenNIS 3550												
Site revisjon	Innmatet aktiv effekt (MW)	Innmatet reaktiv effekt (MVAR)	Tilsvarende effekt (MVA)	Linjelengde (km)	Kabel lengde (km)	Aktiv belastningstap (kW)	Reaktiv belastningstap (kVAR)	Laveste spenning (V)	Strøm (A)	Effektfaktor (cos phi)		
Driftsituasjon												
Eggekroken med forsyning kun på avgang mot Furuvoll, frem til ringdeling i normalsituasjon, med 9 MW last på Saubø	12,372	5,406	13,501	20,827	10,803	676,059	1602,470	19,850	354,309	0,916		
Eggekroken med forsyning kun på avgang mot Furuvoll, frem til ringdeling i normalsituasjon, uten 9 MW last på Saubø	2,688	0,533	2,740	20,827	10,483	14,765	32,960	21,747	71,906	0,981		
Eggekroken med forsyning kun på avgang mot Furuvoll, frem til ny ringdeling ved Saubø, uten 9 MW last på Saubø	2,149	0,372	2,181	15,632	10,217	7,501	16,086	21,852	57,236	0,985		
Eggekroken i normalsituasjon med 9 MW last på Saubø	17,237	6,557	18,442	40,143	19,432	687,817	1616,285	19,849	483,978	0,935		
Eggekroken i normalsituasjon, til ny ringdeling, med 9 MW last på Saubø	16,633	6,243	17,766	34,948	18,926	616,806	1445,960	20,114	466,237	0,936		
Eggekroken i normalsituasjon uten 9 MW last på Saubø	7,552	1,683	7,737	40,143	19,112	25,508	45,873	21,746	203,050	0,976		
Eggekroken med forsyning kun på avgang mot Furuvoll, helt frem til Furuvoll med 9 MW last på Saubø	17,340	8,933	19,506	21,002	17,999	1582,833	3779,049	17,910	511,893	0,889		
Eggekroken med forsyning kun sine avganger og mot Furuvoll, helt frem til Furuvoll med 9 MW last på Saubø	22,205	10,093	24,391	40,138	26,388	1595,252	3793,632	17,908	640,103	0,910		
Eggekroken med forsyning kun på avgang mot Furuvoll, helt frem til Furuvoll uten 9 MW last på Saubø	6,997	2,442	7,411	21,002	17,359	265,849	630,954	20,252	194,486	0,944		
Eggekroken med forsyning til alle sine avganger, og alle Furuvoll sine avganger, begge i normalsituasjon og uten 9 MW på Saubø	19,334	9,178	21,402	41,520	34,912	1775,405	4281,316	16,953	561,653	0,903		
Furuvoll med forsyning kun på avgang mot Eggekroken, frem til ny ringdeling ved Saubø, med 9 MW last på Saubø	14,148	5,884	15,323	5,388	8,112	539,579	1202,464	20,344	402,118	0,923		
Furuvoll med forsyning kun på avgang mot Eggekroken, frem til ny ringdeling ved Saubø, uten 9 MW last på Saubø	4,604	1,427	4,820	5,388	7,472	16,197	12,505	21,893	126,494	0,955		
Furuvoll med forsyning kun på avgang mot Eggekroken, frem til ny ringdeling ved normalsituasjon, uten 9 MW last på Saubø	4,069	1,281	4,266	0,175	7,206	13,310	8,436	21,908	111,950	0,954		
Furuvoll i normalsituasjon, med unntak av ny ringdeling ved Saubø, med 9 MW last på Saubø	20,052	7,369	21,363	6,590	17,276	545,811	1208,328	20,343	560,638	0,939		
Furuvoll i normalsituasjon, med unntak av ny ringdeling ved Saubø, uten 9 MW last på Saubø	10,508	2,911	10,904	6,590	16,636	22,077	17,868	21,893	286,149	0,964		
Furuvoll i normalsituasjon, frem til ringdeling i normalsituasjon (uten 9 MW last på Saubø)	9,973	2,765	10,349	1,377	16,370	19,173	13,775	21,908	271,596	0,964		
Furuvoll med forsyning kun på avgang mot Eggekroken, helt frem til Eggekroken med 9 MW last på Saubø	16,569	6,954	17,969	21,002	17,996	815,609	1852,306	19,626	471,568	0,922		
Furuvoll med forsyning kun på egne avganger og mot Eggekroken, helt frem til Eggekroken med 9 MW last på Saubø	22,474	8,439	24,006	22,204	27,160	821,940	1858,323	19,625	629,999	0,936		
Furuvoll med forsyning kun på avgang mot Eggekroken, helt frem til Eggekroken uten 9 MW last på Saubø	6,787	1,882	7,043	21,002	17,356	57,340	100,503	21,466	184,834	0,964		

Tabell 6.1

B

D

Tabell 6.3

Tabell 6.1

A

E

Tabell 6.3												
C												
Tabell 7.2												
Furuvoll med forsyning til alle sine avganger, og alle Eggekroken sine avganger, begge i normalsituasjon og uten 9 MW på Saubø	18,035	5,749	18,929	41,520	34,909	543,339	1223,680	19,517	496,761	0,953	A med last 4620H1672	
Ringkjøring fra begge stasjoner, med alle avganger, med 9 MW last på Saubø	26,845	8,402	28,129	41,520	35,562	343,301	729,429	21,096	738,198	0,954	B med last 4336J11568	
Ringkjøring fra begge stasjoner, med alle avganger, uten 9 MW last på Saubø	17,521	4,439	18,075	41,520	34,922	39,962	44,998	21,869	474,335	0,969	E med last 2526+J916	
Ringkjøring fra begge stasjoner, kun avgang for den aktuelle ringen, med 9 MW last på Saubø	16,076	5,759	17,076	21,002	18,009	326,130	710,605	21,097	448,140	0,941	A med last 5266+J12654	
Ringkjøring fra begge stasjoner, kun avgang for den aktuelle ringen, uten 9 MW last på Saubø	6,753	1,797	6,988	21,002	17,369	23,403	26,770	21,870	183,388	0,966	B med last 6373H12313	
Furuvoll i normalsituasjon, med unntak av ny ringdeling ved Saubø, med last på Saubø som ikke overbelastet flaskehals	15,272	4,889	16,035	6,590	17,276	165,886	333,438	21,153	420,822	0,952	D med last 1687+1613	
Eggekroken i normalsituasjon, til ny ringdeling, med last på Saubø som ikke overbelastet flaskehals	11,500	3,462	12,010	34,948	18,926	168,688	384,103	21,081	315,176	0,958		
Furuvoll med forsyning kun på egne avganger og mot Eggekroken, helt frem til Eggekroken med last på Saubø som ikke overbelastet flaskehals	15,321	4,518	15,973	22,204	27,160	166,826	338,979	21,003	419,190	0,959		
Furuvoll med forsyning kun på egne avganger og mot Eggekroken, helt frem til Eggekroken med last på Saubø som ikke overbelastet oppgraderte flaskehals	18,247	5,979	19,202	22,204	27,160	351,358	794,910	20,485	503,911	0,950		
Furuvoll i normalsituasjon, med unntak av ny ringdeling ved Saubø, med last på Saubø som ikke overbelastet oppgraderte flaskehals	18,149	6,321	19,218	6,590	17,276	350,318	787,646	20,698	504,348	0,944		
Eggekroken i normalsituasjon, til ny ringdeling, med last på Saubø som ikke overbelastet oppgraderte flaskehals	13,681	4,572	14,425	34,948	18,926	321,612	746,484	20,680	378,551	0,948		
Eggekroken med forsyning kun sine avganger og mot Furuvoll, helt frem til Furuvoll med last på Saubø som ikke overbelastet oppgraderte flaskehals	13,681	4,523	14,409	40,318	26,388	408,278	959,113	19,880	378,145	0,949		

Vedlegg D - Merkeskilt Furuvoll transformator




ABB National Transformer

3 - FASE REGULER - TRANSFORMATOR

Type: **TKTOK-L** Fabr. Nr: **103791** År: **1994**

MVA: **16.0** Drift: **VARIG** Hz: **50**

Normer: **IEC 76 + NEN 05.71** Kjøling: **ONAN**

Uttak	MVA	Stilling	kV	A	Isol. nivå
		+ 10 - 6 X 1.67%			
ABC	16.0	- 10	70.020	132	LI 325 AC 140
ABC	16.0	0	60.0	154	LI 325 AC 140
ABC	16.0	+ 6	53.990	171	LI 325 AC 140
abc	16.0		22.0	420	LI 125 AC 50

Omsetn. kV	MVA	Kobl. gr	U _z %
70.02/22.00	16.0	YNynO	10.7
60.00/22.00	16.0	YNynO	9.9
53.99/22.00	16.0	YNynO	9.5

Vekt kjerne, vinkl. lokk: **16.7** tonn Oljevekt: **8.1** tonn

Transp. vekt m/u olje: **25.3 / 19.3** tonn Totalvekt: **33.3** tonn

Vedlegg E - Merkeskilt Eggekroken transformator




TEZZE DI ARZIGNANO
(VICENZA) - ITALY

S.E.A. S.p.a.

TRE-FASE OLJEISOLERT TRANSFORMATOR FOR UTENDORS OPPSTILLING, MED TERTIER KOMPENSASJONSVIKLING.
IEC STANDARD 76-1976

YTELSE

HS V 12000

LS V 22000

HS STROM A 111.7

LS STROM A 315

HS ISOLASJONSNIVÅ kV 72.5 - 140 - 325

LS ISOLASJONSNIVÅ kV 24 - 50 - 125

SYMBOL Y/Δ (Δ)

KOBLINGSGRUPPE Yny0 (0)

TYPE

IMPEDANS VED 12 MVA % 0.5

FREKVENNS Hz 50

KJØLING ONAN

VEKT AV OLJE Kg 2500

VEKT AV KJERNE & VIKLINGER Kg 2500

VEKT TOTAL Kg 5000

PRODUKSJONÅR 1998

SERIE NUMMER 57367



IEC SLETTESKILTTYPE	A B C N	LS SLETTESKILTTYPE	1 2 3
SYMBOL		SYMBOL	

22000



CE

Vedlegg F - Effektbryter, strømtrafo og vern Furuvoll

TEKNISK SPESIFIKASJON 2

Prosjektkode: Fusa

Pos.	Kvantum	Spesifikasjon
		<p>Anlegget er bygget og prøvet etter PEHLA retningslinjer nr. 2 for lysbuefasthet, i 1 sek., og oppfyller derved de høyeste krav til person- og driftssikkerhet i stasjonen.</p> <p>Øvrige data se brosjyre : D IL 1191 80D og N-EL 087 N/E</p> <p>Omgivelsesbetingelser (IEC) Temperatur : +5° C til +35° C Relativ fuktighet : maks. 70%</p>
1.21	1	<p><u>Simpleksfelt for hovedtransformator</u></p> <p>Felt nr. 3 bestykket med:</p> <p>1 Trepol. SF6-effektbryter i pluggbar utførelse, på vogn for manuell inn- og utkjøring</p> <p>Fabrikat : BBC/SACE Type : SFA 24.12.12 Merkespenning : 24 kV Merkestrøm : 800 A Merkebryte-evne : 500 MVA</p> <p>Bryteren har fjærdriftsanordning med motoropptrekk, magnetpoler for inn- og ut-kobling, signalvendere for bryter- og skillestilling, mek. koblingsteller, aut. jording av brytervogn</p> <p>Motorspenning : 110 V= Spolespenning : 110 V= Brosjyre med tekn.data :</p>

TEKNISK SPESIFIKASJON 5

Prosjektkode: Fusa

Pos.	Kvantum	Spesifikasjon
		<p><u>Vern:</u></p> <p>1 BBC-modures 19" elektronikketasje bestykket med:</p> <p>1 Maksimalstrømsrele, trefase</p> <p>Fabrikat : BBC</p> <p>Type : IT 94-3</p> <p>Merkestrøm : 1/5 A</p> <p>Merkefrekvens : 50 Hz</p> <p>Innstillingsområde :</p> <p>Momentanutløsning : 1-20 x In</p> <p>Forsinket utløsning : 0-9,9 s</p> <p>Tidsforsinkelse : 0-9,9 s</p> <p>Egetforbruk i målekrets: 0,7 VA</p> <p>Bredde : 4 T</p> <p>Beskrivelse : CH-ES 65-10.1D</p> <p>1 Matepart : NF92</p> <p>Type : 110V=+42%-25%</p> <p>Utgangseffekt : 25 W</p> <p>Bredde : 3 T</p> <p>Beskrivelse : CH-ES 66-90 D</p> <p>Elektronikketasjen utstyres med adapter for felles prøvepart, type XV91.</p>

TEKNISK SPESIFIKASJON 7

Prosjektkode: Fusa

Pos.	Kvantum	Spesifikasjon
		<p>2 Strømtransformatorer, tørrisolert for innendørs montasje</p> <p>Fabrikat : MWB</p> <p>Type : AS 20</p> <p>Merkespenning : 24 kV</p> <p>Oversetning : 150-300/5/5 A</p> <p>Ytelse kjerne 1 : 15 VA kl. 0,5</p> <p style="padding-left: 40px;">kjerne 2 : 30 VA kl. 5P10</p> <p>Termisk korttidsstrøm Ith :</p>
		<p>1 Kabelstrømtransformator</p> <p>Fabrikat : Strømberg</p> <p>Type : KOLA 06A1</p> <p>Oversetning :</p>
		<p>1 Topol. spenningstransformator, tørrisolert, for innendørs montasje</p> <p>Fabrikat : MWB</p> <p>Type : RZL 20</p> <p>Merkespenning : 24 kV</p> <p>Oversetning : 22000/110 V</p> <p>Ytelse : 30 VA kl. 1</p>
		<p><u>Vern:</u></p>
		<p>1 BBC-modures 19" elektronikketasje bestykket med:</p> <p>1 Maksimalstrømsrele, trefase</p> <p>Fabrikat : BBC</p> <p>Type : IT 94-3</p> <p>Merkestrøm : 1/5 A</p> <p>Merkefrekvens : 50Hz</p> <p>Innstillingsområde:</p> <p>Momentanutløsning : 1-20x In</p> <p>Forsinket utløsning : 0,2-4,8xIn</p>

Vedlegg G - Eksempel levetidstap Furuvoll trafo

$\Delta\theta_{or}$	39	K
$\Delta\theta_{hr}$	29	K
τ_o	210	min
τ_w	10	min
R	8	
x	0,8	
y	1,3	
k11	0,5	
k21	3,0	
k22	2,0	

ONAN Restricted med last på Furuvoll 7,41 MWh med ca. -5 C (justert til 0 C)

Steg	t	Klokke	θ_a	K	D00	θ_0	$\Delta\theta_{h1}$	$\Delta\theta_{h1}$	$\Delta\theta_{h2}$	$\Delta\theta_{h2}$	$\Delta\theta_h$	θ_h	(Vanlig papir)	
													Hot-spot	Loss of life (min)
0	0	16:00	0,0	0,45		14,5		30,8		20,5		24,8	0,00	0
1	3	16:03	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,00	0
2	6	16:06	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,00	0
3	9	16:09	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,00	0
4	12	16:12	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,00	0
5	15	16:15	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,00	0
6	18	16:18	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,00	0
7	21	16:21	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,00	0
8	24	16:24	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,01	0
9	27	16:27	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,01	0
10	30	16:30	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,01	0
11	33	16:33	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,01	0
12	36	16:36	0,0	0,45	0,000	14,5	0,00	30,8	0,000	20,5	10,3	24,8	0,01	0
13	39	16:39	0,0	0,64	0,199	14,7	2,68	33,5	0,341	20,9	12,6	27,3	0,01	0
14	42	16:42	0,0	0,64	0,194	14,9	2,28	35,8	0,331	21,2	14,6	29,5	0,01	0
15	45	16:45	0,0	0,64	0,182	15,1	1,86	37,6	0,312	21,5	16,1	31,2	0,01	0
16	48	16:48	0,0	0,45	-0,016	15,1	-1,02	36,6	-0,028	21,5	15,1	30,2	0,01	0
17	51	16:51	0,0	0,45	-0,016	15,1	-0,87	35,7	-0,027	21,5	14,3	29,4	0,01	0
18	54	16:54	0,0	0,45	-0,016	15,1	-0,74	35,0	-0,027	21,4	13,6	28,6	0,01	0
19	57	16:57	0,0	0,45	-0,015	15,0	-0,63	34,4	-0,026	21,4	13,0	28,0	0,02	0
20	60	17:00	0,0	0,45	-0,015	15,0	-0,53	33,8	-0,025	21,4	12,4	27,5	0,02	0
21	63	17:03	0,0	0,45	-0,014	15,0	-0,45	33,4	-0,024	21,4	12,0	27,0	0,02	0
22	66	17:06	0,0	0,45	-0,014	15,0	-0,39	33,0	-0,024	21,3	11,7	26,7	0,02	0
23	69	17:09	0,0	0,45	-0,013	15,0	-0,33	32,7	-0,023	21,3	11,4	26,3	0,02	0
24	72	17:12	0,0	0,45	-0,013	15,0	-0,28	32,4	-0,022	21,3	11,1	26,1	0,02	0
25	75	17:15	0,0	0,45	-0,013	15,0	-0,24	32,2	-0,022	21,3	10,9	25,8	0,02	0
26	78	17:18	0,0	0,64	0,187	15,1	2,48	34,6	0,320	21,6	13,0	28,2	0,02	0
27	81	17:21	0,0	0,64	0,182	15,3	2,11	36,7	0,311	21,9	14,8	30,2	0,02	0
28	84	17:24	0,0	0,64	0,171	15,5	1,72	38,5	0,292	22,2	16,3	31,8	0,02	0
29	87	17:27	0,0	0,45	-0,028	15,5	-1,15	37,3	-0,047	22,2	15,2	30,6	0,02	0
30	90	17:30	0,0	0,45	-0,027	15,4	-0,98	36,3	-0,046	22,1	14,2	29,7	0,03	0
31	93	17:33	0,0	0,45	-0,026	15,4	-0,83	35,5	-0,045	22,1	13,5	28,9	0,03	0
32	96	17:36	0,0	0,45	-0,025	15,4	-0,71	34,8	-0,043	22,0	12,8	28,2	0,03	0
33	99	17:39	0,0	0,45	-0,025	15,4	-0,60	34,2	-0,042	22,0	12,2	27,6	0,03	0
34	102	17:42	0,0	0,45	-0,024	15,3	-0,51	33,7	-0,041	21,9	11,8	27,1	0,03	0
35	105	17:45	0,0	0,45	-0,023	15,3	-0,43	33,3	-0,040	21,9	11,4	26,7	0,03	0
36	108	17:48	0,0	0,45	-0,023	15,3	-0,37	32,9	-0,039	21,9	11,0	26,3	0,03	0
37	111	17:51	0,0	0,45	-0,022	15,3	-0,31	32,6	-0,038	21,8	10,8	26,0	0,03	0
38	114	17:54	0,0	0,45	-0,021	15,3	-0,27	32,3	-0,037	21,8	10,5	25,8	0,03	0
39	117	17:57	0,0	0,64	0,179	15,4	2,46	34,8	0,305	22,1	12,7	28,1	0,03	0
40	120	18:00	0,0	0,64	0,173	15,6	2,09	36,9	0,297	22,4	14,5	30,1	0,03	0
41	123	18:03	0,0	0,64	0,168	15,8	1,78	38,6	0,288	22,7	16,0	31,7	0,04	0
42	126	18:06	0,0	0,45	-0,036	15,7	-1,17	37,5	-0,061	22,6	14,9	30,6	0,04	0
43	129	18:09	0,0	0,45	-0,035	15,7	-1,00	36,5	-0,059	22,6	13,9	29,6	0,04	0
44	132	18:12	0,0	0,45	-0,034	15,7	-0,85	35,6	-0,057	22,5	13,1	28,8	0,04	0
45	135	18:15	0,0	0,45	-0,033	15,6	-0,72	34,9	-0,056	22,4	12,5	28,1	0,04	0
46	138	18:18	0,0	0,45	-0,032	15,6	-0,61	34,3	-0,054	22,4	11,9	27,5	0,04	0
47	141	18:21	0,0	0,45	-0,031	15,6	-0,52	33,8	-0,053	22,3	11,4	27,0	0,04	0
48	144	18:24	0,0	0,45	-0,030	15,5	-0,44	33,3	-0,051	22,3	11,0	26,6	0,04	0
49	147	18:27	0,0	0,45	-0,029	15,5	-0,38	32,9	-0,050	22,2	10,7	26,2	0,04	0
50	150	18:30	0,0	0,45	-0,028	15,5	-0,32	32,6	-0,048	22,2	10,4	25,9	0,04	0
51	153	18:33	0,0	0,45	-0,027	15,5	-0,27	32,4	-0,047	22,1	10,2	25,7	0,04	0
52	156	18:36	0,0	0,64	0,173	15,6	2,45	34,8	0,295	22,4	12,4	28,0	0,05	0
53	159	18:39	0,0	0,64	0,168	15,8	2,08	36,9	0,287	22,7	14,2	30,0	0,05	0
54	162	18:42	0,0	0,64	0,163	16,0	1,77	38,7	0,279	23,0	15,7	31,6	0,05	0
55	165	18:45	0,0	0,45	-0,041	15,9	-1,18	37,5	-0,070	22,9	14,6	30,5	0,05	0
56	168	18:48	0,0	0,45	-0,040	15,9	-1,00	36,5	-0,068	22,9	13,6	29,5	0,05	0
57	171	18:51	0,0	0,45	-0,039	15,8	-0,85	35,6	-0,066	22,8	12,8	28,7	0,05	0
58	174	18:54	0,0	0,45	-0,038	15,8	-0,72	34,9	-0,064	22,7	12,2	28,0	0,05	0
59	177	18:57	0,0	0,45	-0,037	15,8	-0,61	34,3	-0,062	22,7	11,6	27,4	0,05	0
60	180	19:00	0,0	0,45	-0,035	15,7	-0,52	33,8	-0,061	22,6	11,2	26,9	0,05	0
61	183	19:03	0,0	0,45	-0,034	15,7	-0,44	33,3	-0,059	22,5	10,8	26,5	0,06	0
62	186	19:06	0,0	0,45	-0,033	15,7	-0,38	32,9	-0,057	22,5	10,5	26,1	0,06	0
63	189	19:09	0,0	0,45	-0,033	15,6	-0,32	32,6	-0,056	22,4	10,2	25,8	0,06	0
64	192	19:12	0,0	0,45	-0,032	15,6	-0,27	32,4	-0,054	22,4	10,0	25,6	0,06	0
65	195	19:15	0,0	0,64	0,169	15,8	2,45	34,8	0,288	22,7	12,1	27,9	0,06	0
66	198	19:18	0,0	0,64	0,164	15,9	2,08	36,9	0,280	22,9	13,9	29,9	0,06	0
67	201	19:21	0,0	0,64	0,159	16,1	1,77	38,7	0,272	23,2	15,4	31,5	0,06	0
68	204	19:24	0,0	0,45	-0,045	16,1	-1,18	37,5	-0,077	23,1	14,3	30,4	0,06	0
69	207	19:27	0,0	0,45	-0,043	16,0	-1,00	36,5	-0,074	23,1	13,4	29,4	0,06	0
70	210	19:30	0,0	0,45	-0,042	16,0	-0,85	35,6	-0,072	23,0	12,6	28,6	0,06	0
71	213	19:33	0,0	0,45	-0,041	15,9	-0,72	34,9	-0,070	22,9	12,0	27,9	0,06	0
72	216	19:36	0,0	0,45	-0,040	15,9	-0,61	34,3	-0,068	22,9	11,4	27,3	0,07	0
73	219	19:39	0,0	0,45	-0,039	15,8	-0,52	33,8	-0,066	22,8	11,0	26,8	0,07	0

74	222	19:42	0,0	0,45	-0,038	15,8	-0,44	33,3	-0,064	22,7	10,6	26,4	0,07	0
75	225	19:45	0,0	0,45	-0,037	15,8	-0,38	33,0	-0,062	22,7	10,3	26,1	0,07	0
76	228	19:48	0,0	0,45	-0,035	15,7	-0,32	32,6	-0,061	22,6	10,0	25,8	0,07	0
77	231	19:51	0,0	0,45	-0,034	15,7	-0,27	32,4	-0,059	22,5	9,8	25,5	0,07	0
78	234	19:54	0,0	0,45	-0,033	15,7	-0,23	32,1	-0,057	22,5	9,6	25,3	0,07	0
79	237	19:57	0,0	0,45	-0,033	15,6	-0,20	31,9	-0,056	22,4	9,5	25,1	0,07	0
80	240	20:00	0,0	0,45	-0,032	15,6	-0,17	31,8	-0,054	22,4	9,4	25,0	0,07	0
81	243	20:03	0,0	0,45	-0,031	15,6	-0,14	31,6	-0,052	22,3	9,3	24,9	0,07	0
82	246	20:06	0,0	0,45	-0,030	15,5	-0,12	31,5	-0,051	22,3	9,2	24,8	0,07	0
83	249	20:09	0,0	0,45	-0,029	15,5	-0,10	31,4	-0,050	22,2	9,2	24,7	0,07	0
84	252	20:12	0,0	0,45	-0,028	15,5	-0,09	31,3	-0,048	22,2	9,1	24,6	0,07	0
85	255	20:15	0,0	0,45	-0,027	15,5	-0,07	31,2	-0,047	22,1	9,1	24,6	0,07	0
86	258	20:18	0,0	0,45	-0,027	15,4	-0,06	31,2	-0,045	22,1	9,1	24,5	0,08	0
87	261	20:21	0,0	0,45	-0,026	15,4	-0,05	31,1	-0,044	22,0	9,1	24,5	0,08	0
88	264	20:24	0,0	0,45	-0,025	15,4	-0,05	31,1	-0,043	22,0	9,1	24,5	0,08	0
89	267	20:27	0,0	0,45	-0,024	15,4	-0,04	31,0	-0,042	22,0	9,1	24,4	0,08	0
90	270	20:30	0,0	0,45	-0,024	15,3	-0,03	31,0	-0,040	21,9	9,1	24,4	0,08	0
91	273	20:33	0,0	0,45	-0,023	15,3	-0,03	31,0	-0,039	21,9	9,1	24,4	0,08	0
92	276	20:36	0,0	0,45	-0,022	15,3	-0,02	30,9	-0,038	21,8	9,1	24,4	0,08	0
93	279	20:39	0,0	0,45	-0,022	15,3	-0,02	30,9	-0,037	21,8	9,1	24,4	0,08	0
94	282	20:42	0,0	0,45	-0,021	15,2	-0,02	30,9	-0,036	21,8	9,1	24,4	0,08	0
95	285	20:45	0,0	0,45	-0,020	15,2	-0,01	30,9	-0,035	21,7	9,2	24,4	0,08	0
96	288	20:48	0,0	0,45	-0,020	15,2	-0,01	30,9	-0,034	21,7	9,2	24,4	0,08	0
97	291	20:51	0,0	0,45	-0,019	15,2	-0,01	30,9	-0,033	21,7	9,2	24,4	0,08	0
98	294	20:54	0,0	0,45	-0,019	15,2	-0,01	30,9	-0,032	21,6	9,2	24,4	0,08	0
99	297	20:57	0,0	0,45	-0,018	15,2	-0,01	30,9	-0,031	21,6	9,3	24,4	0,08	0
100	300	21:00	0,0	0,45	-0,018	15,1	-0,01	30,8	-0,030	21,6	9,3	24,4	0,08	0

Vedlegg H - Eksempel levetidstap Eggekroken trafo

$\Delta\theta_{or}$	39	K
$\Delta\theta_{hr}$	29	K
τ_o	210	min
τ_w	10	min
R	8	
x	0,8	
y	1,3	
k11	0,5	
k21	3,0	
k22	2,0	

ONAN Restricted med last i Eggekroken 7,12 MWh med ca. -5 C (justert til 0 C)

														(Vanlig papir)		
Steg	Tid	t	θ_a	K	D θ_0	θ_0	D $\Delta\theta_1$	$\Delta\theta_1$	D $\Delta\theta_2$	$\Delta\theta_2$	$\Delta\theta_h$	θ_h	L	Hot-spot	Loss of life (min)	Loss of life (days)
			Utendørs temperatur	Lastfaktor												
0	0	16:00	0,0	0,60		19,9		44,8		29,9		34,8			0,00	0
1	3	16:03	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,00		0,00	0
2	6	16:06	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,00		0,00	0
3	9	16:09	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,01		0,01	0
4	12	16:12	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,01		0,01	0
5	15	16:15	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,01		0,01	0
6	18	16:18	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,01		0,01	0
7	21	16:21	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,01		0,01	0
8	24	16:24	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,02		0,02	0
9	27	16:27	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,02		0,02	0
10	30	16:30	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,02		0,02	0
11	33	16:33	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,02		0,02	0
12	36	16:36	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,02		0,02	0
13	39	16:39	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,03		0,03	0
14	42	16:42	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,03		0,03	0
15	45	16:45	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,03		0,03	0
16	48	16:48	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,03		0,03	0
17	51	16:51	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,03		0,03	0
18	54	16:54	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,04		0,04	0
19	57	16:57	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,04		0,04	0
20	60	17:00	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,04		0,04	0
21	63	17:03	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,04		0,04	0
22	66	17:06	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,04		0,04	0
23	69	17:09	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,05		0,05	0
24	72	17:12	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,05		0,05	0
25	75	17:15	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,05		0,05	0
26	78	17:18	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,05		0,05	0
27	81	17:21	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,05		0,05	0
28	84	17:24	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,06		0,06	0
29	87	17:27	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,06		0,06	0
30	90	17:30	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,06		0,06	0
31	93	17:33	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,06		0,06	0
32	96	17:36	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,06		0,06	0
33	99	17:39	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,07		0,07	0
34	102	17:42	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,07		0,07	0
35	105	17:45	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,07		0,07	0
36	108	17:48	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,07		0,07	0
37	111	17:51	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,08		0,08	0
38	114	17:54	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,08		0,08	0
39	117	17:57	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,08		0,08	0
40	120	18:00	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,08		0,08	0
41	123	18:03	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,08		0,08	0
42	126	18:06	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,09		0,09	0
43	129	18:09	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,09		0,09	0
44	132	18:12	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,09		0,09	0
45	135	18:15	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,09		0,09	0
46	138	18:18	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,09		0,09	0
47	141	18:21	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,10		0,10	0
48	144	18:24	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,10		0,10	0
49	147	18:27	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,10		0,10	0
50	150	18:30	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,10		0,10	0
51	153	18:33	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,10		0,10	0
52	156	18:36	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,11		0,11	0
53	159	18:39	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,11		0,11	0
54	162	18:42	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,11		0,11	0
55	165	18:45	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,11		0,11	0
56	168	18:48	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,11		0,11	0
57	171	18:51	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,12		0,12	0
58	174	18:54	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,12		0,12	0
59	177	18:57	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,12		0,12	0
60	180	19:00	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,12		0,12	0
61	183	19:03	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,12		0,12	0
62	186	19:06	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,13		0,13	0
63	189	19:09	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,13		0,13	0
64	192	19:12	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,13		0,13	0
65	195	19:15	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,13		0,13	0
66	198	19:18	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,13		0,13	0
67	201	19:21	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,14		0,14	0
68	204	19:24	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,14		0,14	0
69	207	19:27	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,14		0,14	0

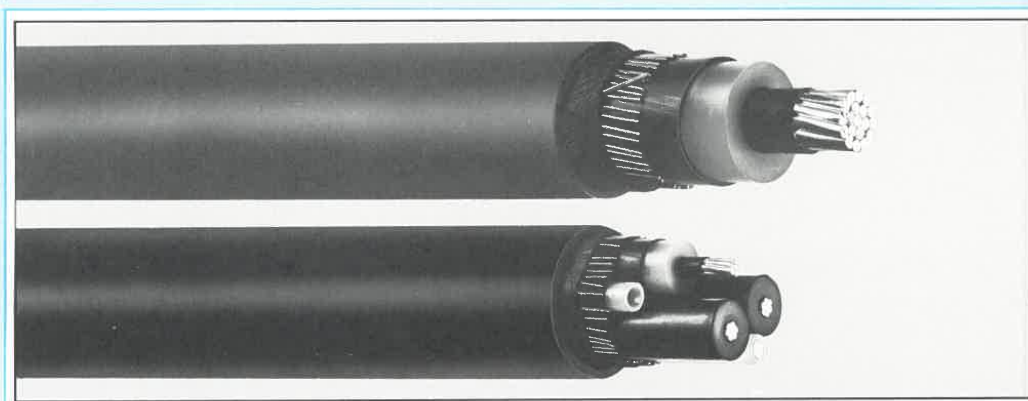
70	210	19:30	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,14	0
71	213	19:33	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,14	0
72	216	19:36	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,15	0
73	219	19:39	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,15	0
74	222	19:42	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,15	0
75	225	19:45	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,15	0
76	228	19:48	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,15	0
77	231	19:51	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,16	0
78	234	19:54	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,16	0
79	237	19:57	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,16	0
80	240	20:00	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,16	0
81	243	20:03	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,16	0
82	246	20:06	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,17	0
83	249	20:09	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,17	0
84	252	20:12	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,17	0
85	255	20:15	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,17	0
86	258	20:18	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,17	0
87	261	20:21	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,18	0
88	264	20:24	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,18	0
89	267	20:27	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,18	0
90	270	20:30	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,18	0
91	273	20:33	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,18	0
92	276	20:36	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,19	0
93	279	20:39	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,19	0
94	282	20:42	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,19	0
95	285	20:45	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,19	0
96	288	20:48	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,19	0
97	291	20:51	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,20	0
98	294	20:54	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,20	0
99	297	20:57	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,20	0
100	300	21:00	0,0	0,60	0,000	19,9	0,00	44,8	0,000	29,9	14,9	34,8	0,20	0

Vedlegg I - Datablad TXFP

PEX-isolert kabel TXSP 24 kV



KATALOGDEL 5



Konstruksjon:

Leder:

Rund flertrådet leder av kobber eller aluminium.

Lederskjerm:

Ekstrudert lag av halvledende materiale.

Isolasjon:

Ekstrudert isolasjon av tverrbundet polyetylen.

Isolasjonskjerm:

Et ekstrudert lag av halvledende materiale.

Farge: Sort.

Det halvledende lag må fjernes ved montasje.

Snoing og båndering:

Tre-leder kablene er snodd sammen av tre isolerte ledere med isolasjonskjerm og båndert med bånd av halvledende materiale. I viklerommene er innlagt fyllstrenger.

Konsentrisk leder:

Kobbertråder med en motspiral av kobbertråd eller kobberbånd for å sikre god kontakt mellom de enkelte tråder.

Ytre kappe:

Den ytre kappe består normalt av PVC, men kan også fremstilles i PE.

Farge: Sort.

TXSP 24 kV - En-leder

Tverrsnitt mm ²	El. nr. Hovedgr. 10-		Isolasjons- tykkelse mm	Dia- meter over isola- sjon mm	Tverrsnitt av Cu-skjerm mm ²	Tykkelse ytre kappe ca. mm	Ytre Dia- meter ca. mm	Kabelvekt pr. 100 m	
	Cu	Al						Kobber ca. kg	Alumi- nium ca. kg
1x25	-178 06	-179 06	5,5	18,6	16	1,7	26	87	71
1x50		08	5,5	21,1	16	1,8	29	118	87
1x95		10	5,5	24,6	25	1,9	33	182	122
1x150		12	5,5	27,6	25	2,0	36	241	148
1x240		14	5,5	32,3	35	2,1	41	352	200
1x400		16	5,5	38,0	35	2,3	48	524	271
1x630		18	5,5	45,0	50	2,5	56	775	378
1x800			5,5	48,9	50	2,6	60		442
1x1000			5,5	53,2	50	2,7	64		515
1x1200			5,5	57,0	50	2,8	68		588
1x1600			5,5	64,5	50	3,1	76		742
1x2000			5,5	70,5	50	3,3	83		885

TXSP 24 kV - Tre-leder

Tverrsnitt mm ²	El. nr. Hovedgr. 10-		Isolasjons- tykkelse mm	Dia- meter over isola- sjon mm	Tverrsnitt av Cu-skjerm mm ²	Tykkelse ytre kappe ca. mm	Ytre Dia- meter ca. mm	Kabelvekt pr. 100 m	
	Cu	Al						Kobber ca. kg	Alumi- nium ca. kg
3x25	-178 36	-179 36	5,5	18,6	16	2,5	52	245	199
3x50		38	5,5	21,1	25	2,7	58	351	258
3x95		40	5,5	24,6	25	2,9	66	522	340
3x150		42	5,5	27,6	35	3,1	73	721	436
3x240		44	5,5	32,3	35	3,4	83	1035	572

Standard Telefon og Kabelfabrik AS

Tlf. 15 99 50 - 22 20 50 - Postboks 60, Økern, Oslo 5

PEX-isolert kabel



KATALOGDEL 5

Kontinuerlig belastning.

Kabler med isolasjon av tværbundet polyetylen kan belastes som angitt i tabellen ved forlegning i jord og fritt i luft.

Tabellen angir belastning for en- og tre-leder kabel med ledere av kobber og aluminium for følgende tilfeller:

Tre en-leder skjermete kabler i flat forlegning.

Tre en-leder skjermete kabler i tett trekantforlegning.

En tre-leder skjermet eller armert kabel.

Belastningstabellen er basert på følgende forutsetninger:

Maksimal ledertemperatur: 90 °C.

Temperatur i jord: 15 °C.

Temperatur i luft: 25 °C.

Forlegningsdybde i jord: 70 cm.

Termisk resistivitet i jord:

100 °C cm/W.

For en-lederkablene er følgende forutsatt:

Flat forlegning: Én kabeldiameter eller 7 cm fri avstand mellom kablene.

Tett trekantforlegning: Ingen avstand mellom kablene.

Kobberskjermene er jordet i begge ender.

Ved kabler i jord bør det tas hensyn til at jorden kan tørke ut når flere høyt belastede kabler ligger i samme grøft. Når jordsmonnet tørker ut, øker jordens termiske resistivitet. Dette fører til større temperaturstigning i jorden og høyere temperatur på kablet.

Kortslutning.

Ved kortslutning er det for kabel med isolasjon av tværbundet polyetylen tillatt med en maksimal ledertemperatur på 250 °C. Med 90 °C driftstemperatur på leder som utgangspunkt får en følgende strømtettheter på leder i 1 sek. for kobber og aluminiumledere:

Belastning av 12 - 24 kV PEX-kabel*)

Tverrsnitt mm ²	En-leder kabel				Tre-leder kabel		
	Flat forlegning O O O		Trekantforlegning △		I jord	I luft	
	I jord A	I luft A	I jord A	I luft A	A	A	
KOBBERLEDERE	25	185	175	170	160	145	135
	35	220	215	205	195	175	165
	50	260	255	240	250	215	205
	70	315	320	300	295	260	250
	95	370	380	350	355	310	295
	120	415	430	395	410	350	340
	150	455	480	450	465	400	390
	185	500	535	500	535	440	435
	240	570	615	570	620	510	515
	300	625	685	640	705		
400	695	785	735	835			
500	760	870	815	940			
630	825	960	890	1035			
ALUMINIUMLEDERE	25	145	135	130	125	115	110
	50	200	205	185	195	170	160
	95	295	310	275	280	240	230
	150	370	395	355	370	310	305
	240	465	515	455	490	400	400
	400	590	680	600	680		
	630	715	840	745	880		
	800	780	1040	850	1000		
	1000	850	1140	930	1120		
	1200	900	1220	1000	1220		
1600	990	1340	1110	1390			
2000	1050	1430	1190	1520			

*) Belastningstabellen gjelder bare for 12 og 24 kV, men kan for høyere spenninger benyttes til overslagsberegninger. Det vises forøvrig til katalogen for kabelteknikk, del 3 og NEN 62.75, Norske Normer for kraftkabler, Belastningstabeller.

Kobberledere:
 $S = 140 \text{ A/mm}^2$ i 1 sek.
 Aluminiumledere:
 $S = 90 \text{ A/mm}^2$ i 1 sek.

Tillatt kortslutningsstrøm for en kabel finnes ut fra

$$I_k = \frac{A \cdot S}{\sqrt{t_k}}$$

hvor:

I_k = tillatt kortslutningsstrøm (A)

A = ledertverrsnitt (mm²)

S = tillatt strømtetthet i 1 sek. (A/mm² i 1 sek.)

t_k = kortslutningstid - $\geq 0,5$ sek.

På diagrammene er inntegnet tillatt kortslutningsstrøm for PEX-kabel avhengig av kortslutningstid for forskjellige tverrsnitt (se neste side).

Det må kontrolleres at utstyr - skjøter og endemuffer - tåler de aktuelle kortslutningsstrømmer.

Standard Telefon og Kabelfabrik AS

Tlf. 15 99 50 - 22 20 50 - Postboks 60, Økern, Oslo 5

PEX-isolert kabel



KATALOGDEL 5

Maksimal kortslutningsstrøm

Tillatt termisk kortslutningsstrøm for en kabel beregnes ut fra formelen

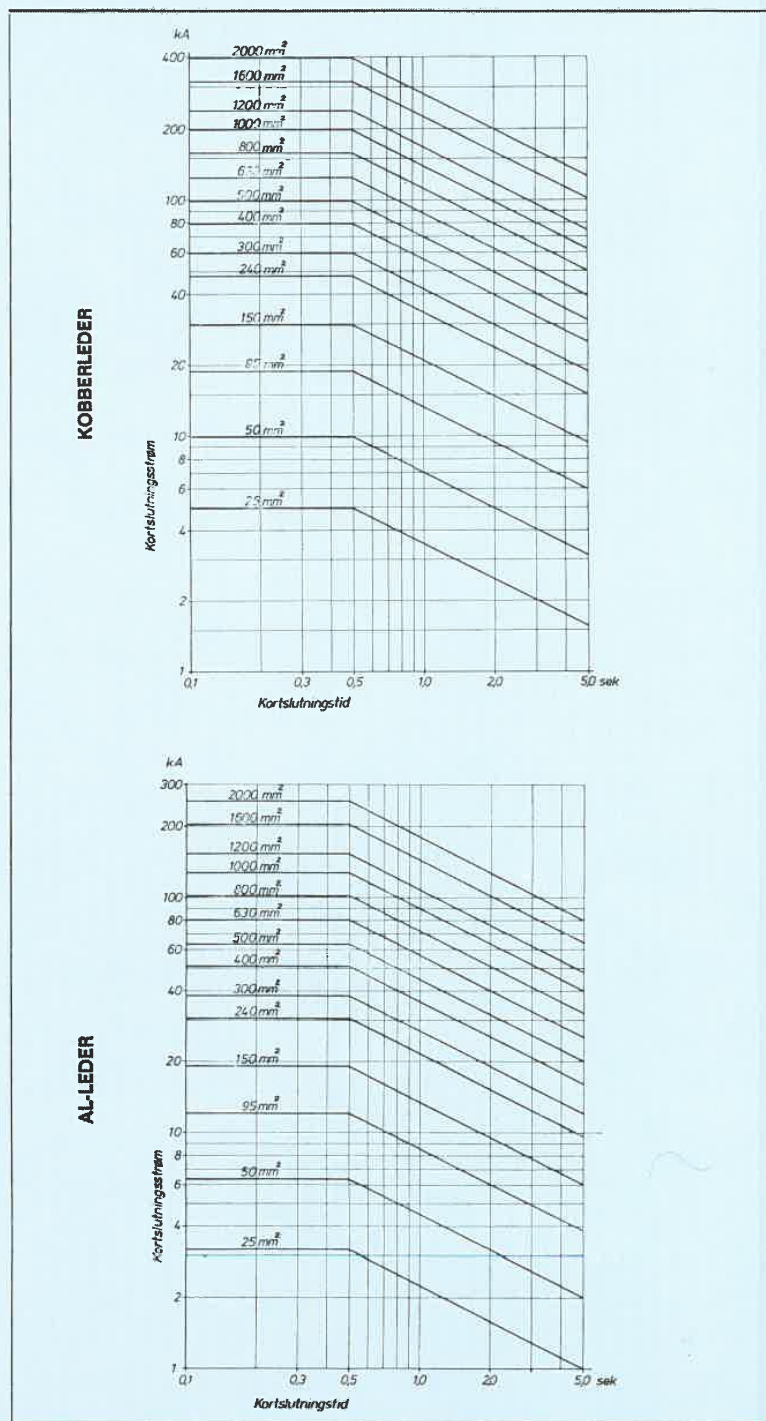
$$I_t = \frac{A \cdot S}{\sqrt{t}} \text{ hvor}$$

S = tillatt strømtetthet i 1 sek. i A/mm²

Kobberleder: S = 140 A/mm²
Aluminiumleder: S = 90 A/mm²

A = kabelens ledertverrsnitt i mm²
t = kortslutningstiden i sekunder: s

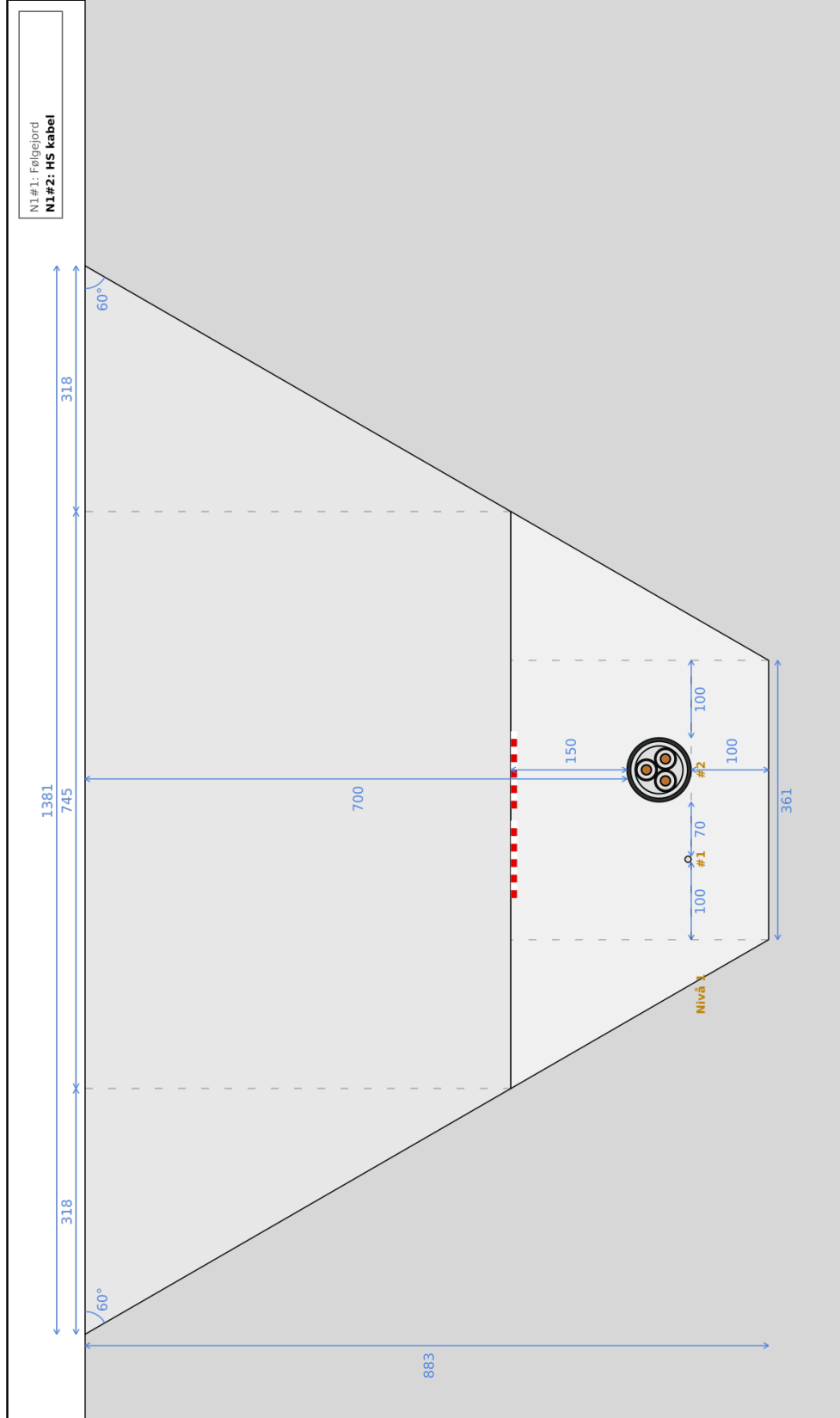
På diagrammene som følger er inntegnet tillatt kortslutningsstrøm for de forskjellige kabeltyper avhengig av ledertverrsnitt og kortslutningstiden.



Standard Telefon og Kabelfabrik AS

Tlf. 15 99 50 - 22 20 50 - Postboks 60, Økern, Oslo 5

Vedlegg J - Eksempel for temperatur i kabel



Alle lengder er oppgitt i mm. Figuren viser grøftesnitt - se påfølgende tabeller for detaljer.



Delstrekning "sjøkabelen TXRA 3x95"

Kabler

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Kabeltype	Konfigurasjon	Skjerm	Strømpåtrykk (RMS)	Driftsspennning
Nivå 1							
#2	HS kabel	-	Alcatel TXRA24kV95A	-	Lukket	315 A	22 kV

Følgjord

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Tversnitt	Radius
Nivå 1				
#1	Følgjord	-	50 mm ²	4,0 mm

Termisk konfigurasjon

Termisk resistivitet ledningssone 1,0 mK/W
 Termisk resistivitet gjentyllingssone 1,0 mK/W
 Termisk resistivitet omgivende masser 1,0 mK/W
 Bakketemperatur 8,4 °C
 Luftkonveksjon Konstant bakketemperatur (IEC 60287)

Simuleringsresultater

Høyeste temperatur 87 °C
 Høyeste kabeltemperatur 87 °C
 Høyeste temperatur i ledningssmassene 50 °C
 Høyeste temperatur i gjentyllingsmassene 31 °C

Høyeste temperatur på bakkenivå
 Totalt elektrisk tap

8 °C

73 W/m

Resultater for kabler

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Kabeltype	Overføring [MVA]	Strøm (RMS) [A]	Drifts-spennning [kV]	Isolasjons-nivå [kV]	Tap skjerm [W/m]	Tap isolasjon [W/m]	Leder impedans [ohm/km]	Maks leder-temperatur [°C]	Kabel kapasitans [µF/km]	Kabel Taps-vinkel	Relativ permit-tivitet
Nivå 1														
#2	HS kabel	-	Alcatel TXRA24KV95A	12,0	315	22	24	72,8	0,26	0,245 + j0,113	86,9	0,20	0,001	2,5

Strøm & spenning for kabler

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Kabeltype	Kompleks strøm leder (RMS) [A]	Maks strøm leder (RMS) [A]	Kompleks strøm skjerm (RMS) [A]	Maks strøm skjerm (RMS) [A]
Nivå 1							
#2	HS kabel	-	Alcatel TXRA24KV95A	0,0 + j0,0	315,0	-1,8 - j1,2	2,2

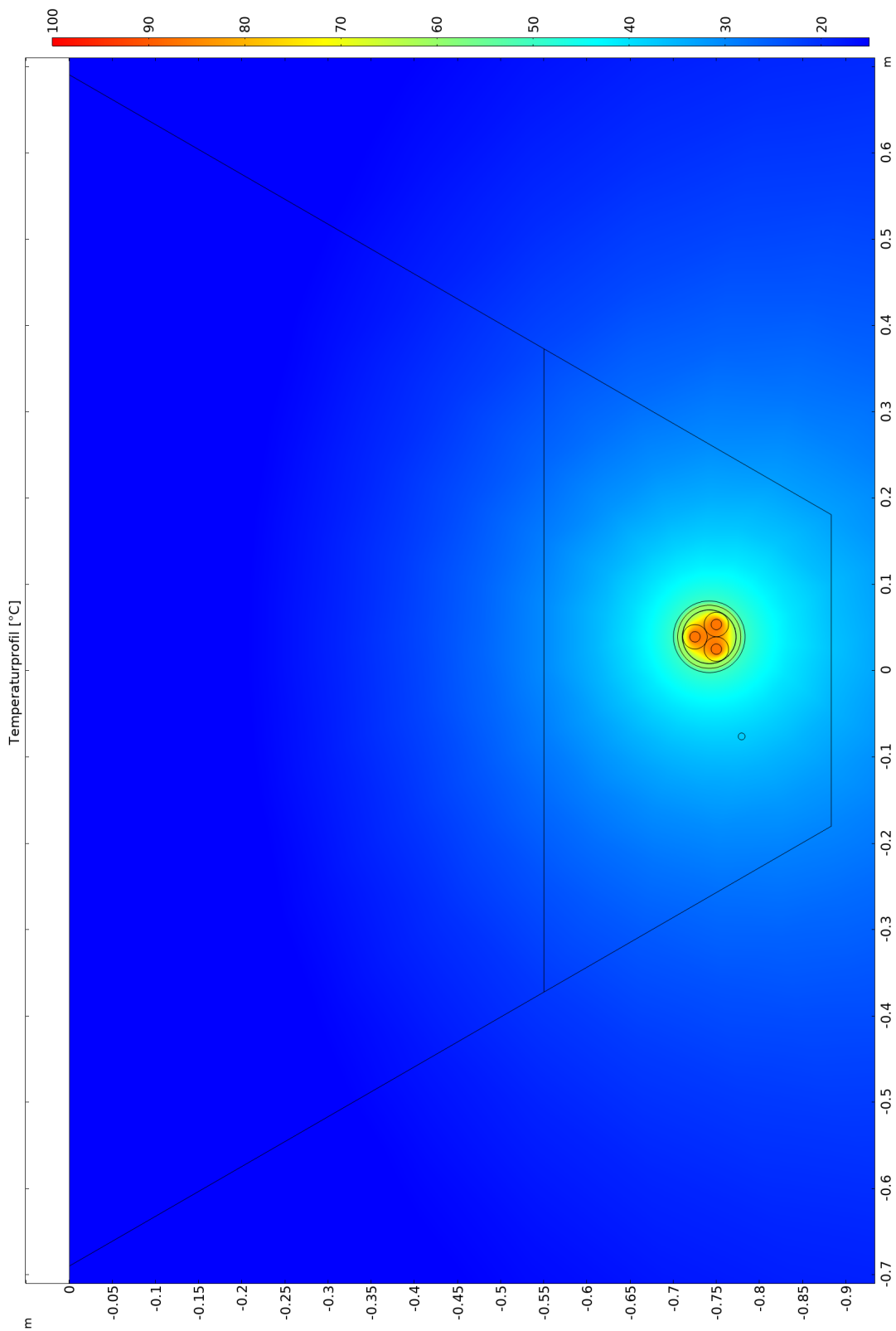
Resultater for følgejord

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Følgejordtype	Kompleks strøm (RMS) [A]	Strøm (RMS) [A]	Elektrisk tap [W/m]	Maksimal temperatur [°C]
Nivå 1							
#1	Følgejord	-	50 mm²	5,0 - j2,7	5,7	0,01	37,8

Magnetfelt

Område med magnetisk flukstetthet (RMS) >= 0,4 µT på bakken -2,5 m .. 3,5 m

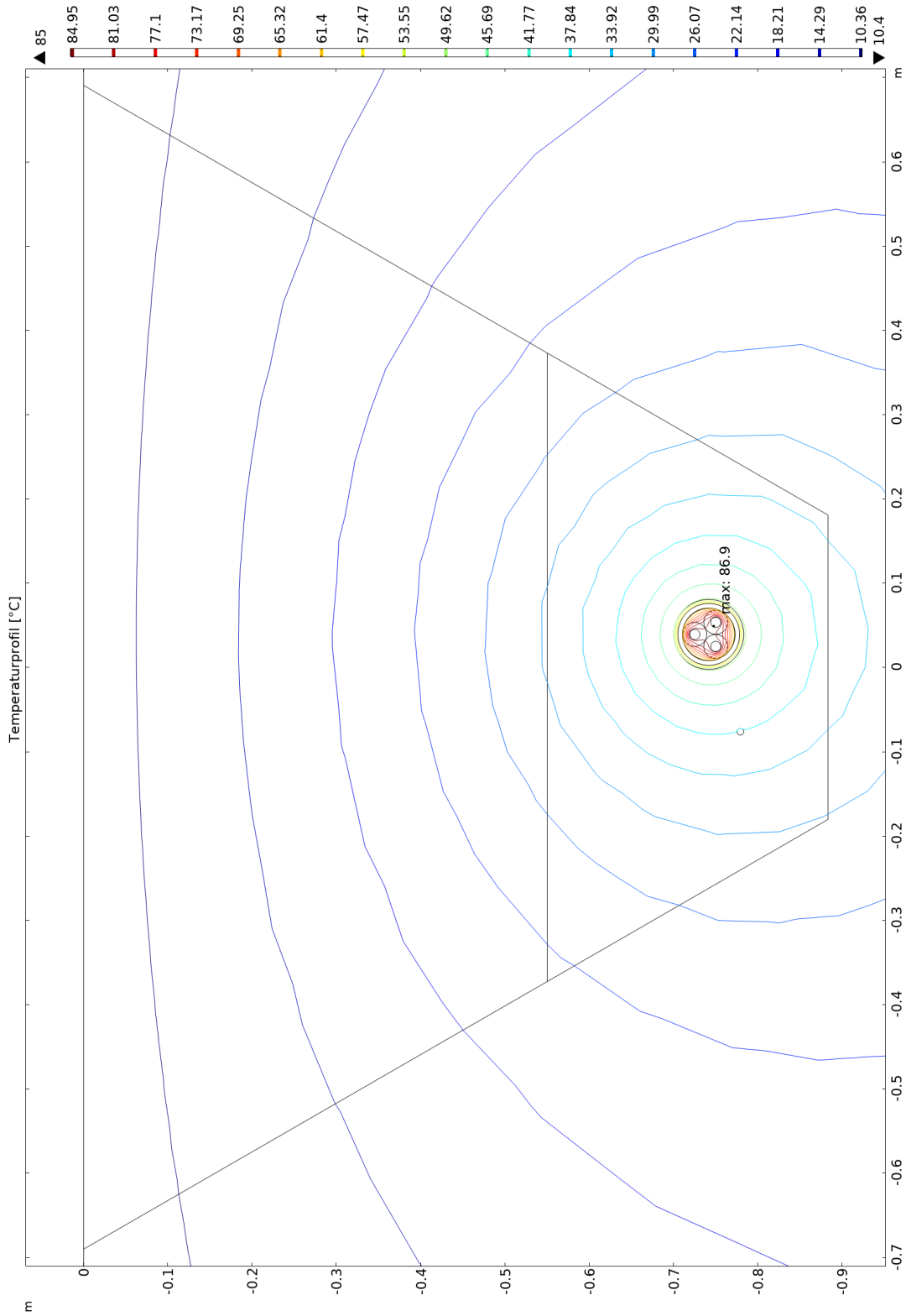
Område med magnetisk flukstetthet (RMS) >= 0,4 µT, 1m over bakken -2,3 m .. 3,2 m



Figuren viser temperaturprofil [°C].

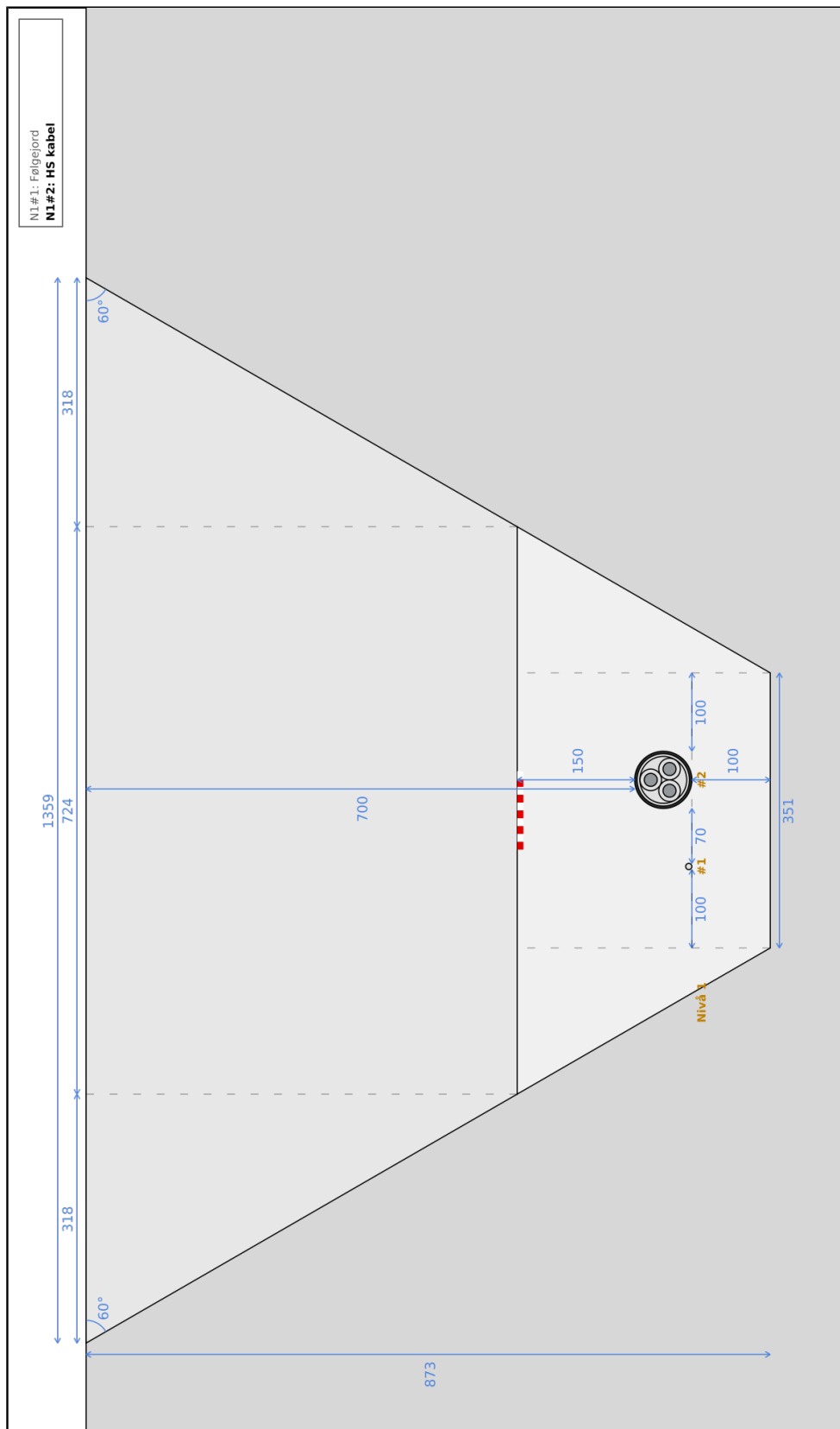


Delstrekning "sjøkabelen TXRA 3x95"



Figuren viser temperaturprofil [°C].

Vedlegg K - Temperatur kabel scenario A



Alle lengder er oppgitt i mm. Figuren viser grøftesnitt - se påfølgende tabeller for detaljer.

Kabler

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Kabeltype	Konfigurasjon	Skjerm	Strømpåtrykk (RMS)	Driftsspennning
Nivå 1							
#2	HS kabel	-	STK TAFP24kV150A/35	-	Lukket	391 A	22 kV

Følgejord

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Tversnitt	Radius
Nivå 1				
#1	Følgejord	-	50 mm ²	4,0 mm

Termisk konfigurasjon

Termisk resistivitet ledningssone 0,85 mK/W
 Termisk resistivitet gjentyllingssone 0,85 mK/W
 Termisk resistivitet omgivende masser 0,85 mK/W
 Bakketemperatur 0,0000 °C
 Luftkonveksjon Konstant bakketemperatur (IEC 60287)

Simuleringsresultater

Høyeste temperatur **111 °C** Høyeste temperatur på bakkenivå **0 °C**
 Høyeste kabeltemperatur **111 °C** Totalt elektrisk tap **130 W/m**
 Høyeste temperatur i ledningssmassene **65 °C**
 Høyeste temperatur i gjentyllingsmassene **34 °C**

Resultater for kabler

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Kabeltype	Overføring [MVA]	Strøm (RMS) [A]	Drifts-spennning [kV]	Isolasjons-nivå [kV]	Tap isolasjon [W/m]	Tap skjerm [W/m]	Tap leder [W/m]	Leder impedans [ohm/km]	Maks leder-temperatur [°C]	Kabel kapasitans [µF/km]	Kabel Taps-vinkel	Relativ permit-tivitet
Nivå 1															
#2	HS kabel	-	STK TXFP24kV150A/35	14,9	391	22	24	129,6	0,58	-	0,284 + j0,092	111,4	0,27	0,001	2,5

Strøm & spenning for kabler

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Kabeltype	Kompleks strøm leder (RMS) [A]	Maks strøm leder (RMS) [A]	Kompleks strøm skjerm (RMS) [A]	Maks strøm skjerm (RMS) [A]
Nivå 1							
#2	HS kabel	-	STK TXFP24kV150A/35	0,0 + j0,0	391,0	-3,2 - j1,6	3,6

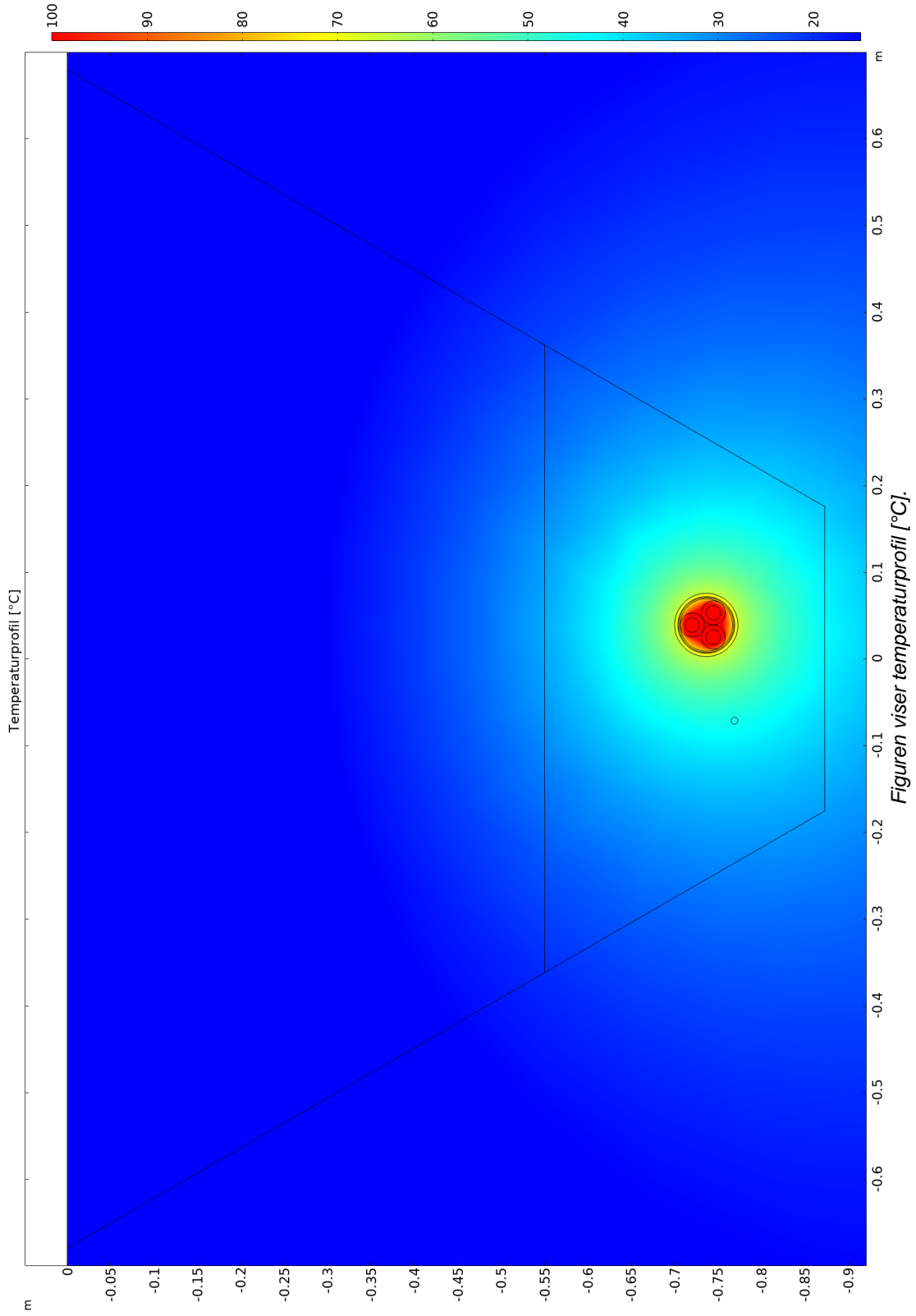
Resultater for følgejord

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Følgejordtype	Kompleks strøm (RMS) [A]	Strøm (RMS) [A]	Elektrisk tap [W/m]	Maksimal temperatur [°C]
Nivå 1							
#1	Følgejord	-	50 mm ²	6,5 - j3,3	7,3	0,02	45,3

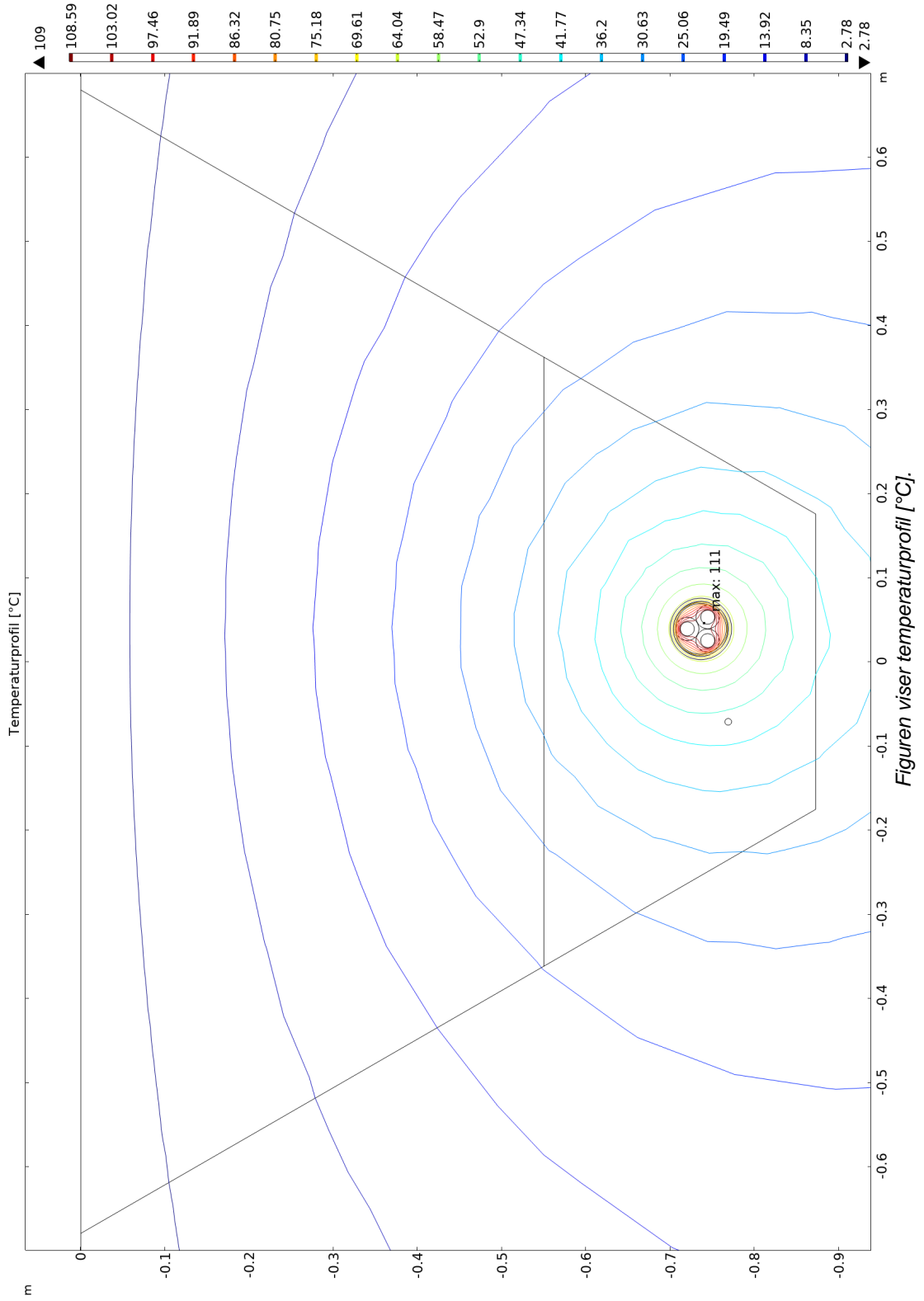
Magnetfelt

Område med magnetisk fluks tetthet (RMS) >= 0,4 µT på bakken -2,8 m .. 4,1 m

Område med magnetisk fluks tetthet (RMS) >= 0,4 µT, 1m over bakken -2,7 m .. 3,8 m

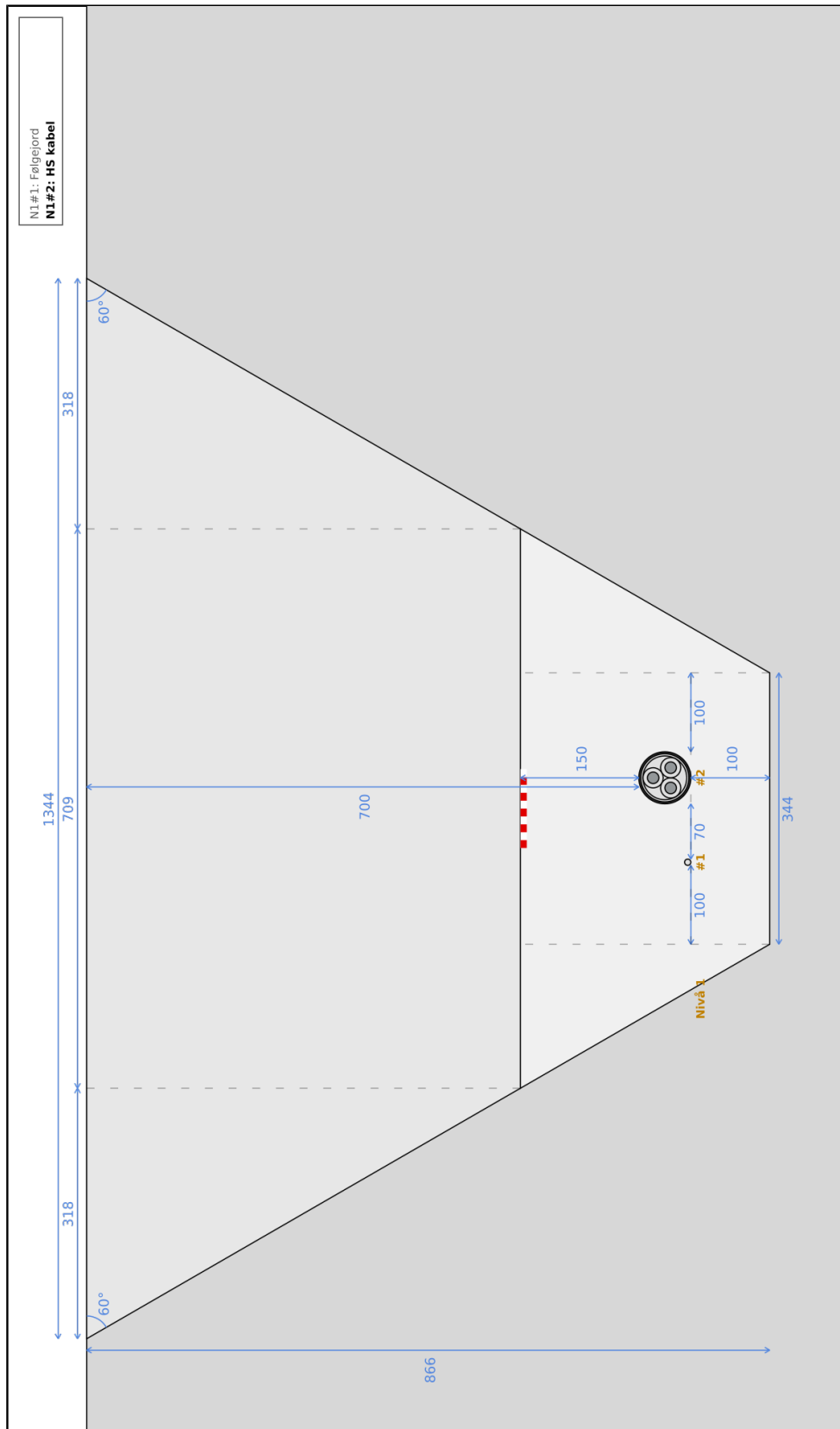


Figuren viser temperaturprofil [°C].



Figuren viser temperaturprofil [°C].

Vedlegg L - Temperatur kabel scenario B



Alle lengder er oppgitt i mm. Figuren viser grøftesnitt - se påfølgende tabeller for detaljer.



Delstrekning "Scenario B"

Kabler

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Kabeltype	Konfigurasjon	Skjerm	Strømpåtrykk (RMS)	Driftsspenning
Nivå 1							
#2	HS kabel	-	STK TAFP24kV95A/25	-	Lukket	337 A	22 kV

Følgejord

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Tversnitt	Radius
Nivå 1				
#1	Følgejord	-	50 mm ²	4,0 mm

Termisk konfigurasjon

Termisk resistivitet ledningssone	0,85 mK/W
Termisk resistivitet gjentyllingssone	0,85 mK/W
Termisk resistivitet omgivende masser	0,85 mK/W
Bakketemperatur	0,0000 °C
Luftkonveksjon	Konstant bakketemperatur (IEC 60287)

Simuleringsresultater

Høyeste temperatur	139 °C	Høyeste temperatur på bakkenivå	0 °C
Høyeste kabeltemperatur	139 °C	Totalt elektrisk tap	162 W/m
Høyeste temperatur i ledningssmassene	83 °C		
Høyeste temperatur i gjentyllingsmassene	43 °C		

Resultater for kabler

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Kabeltype	Overføring [MVA]	Strøm (RMS) [A]	Drifts-spennning [kV]	Isolasjons-nivå [kV]	Tap isolasjon skjerm [W/m]	Tap isolasjon ledere [W/m]	Leder impedans [ohm/km]	Maks leder-temperatur [°C]	Kabel-kapasitans [µF/km]	Kabel-Taps-vinkel	Relativ permit-tivitet	
Nivå 1															
#2	HS kabel	-	STK TXFP24kV95A/25	12,8	337	22	24	161,5	0,30	-	0,475 + j0,095	139,1	0,25	0,001	2,5

Strøm & spenning for kabler

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Kabeltype	Kompleks strøm leder (RMS) [A]	Maks strøm leder (RMS) [A]	Kompleks strøm skjerm (RMS) [A]	Maks strøm skjerm (RMS) [A]
Nivå 1							
#2	HS kabel	-	STK TXFP24kV95A/25	0,0 + j0,0	337,0	-1,8 - j1,2	2,2

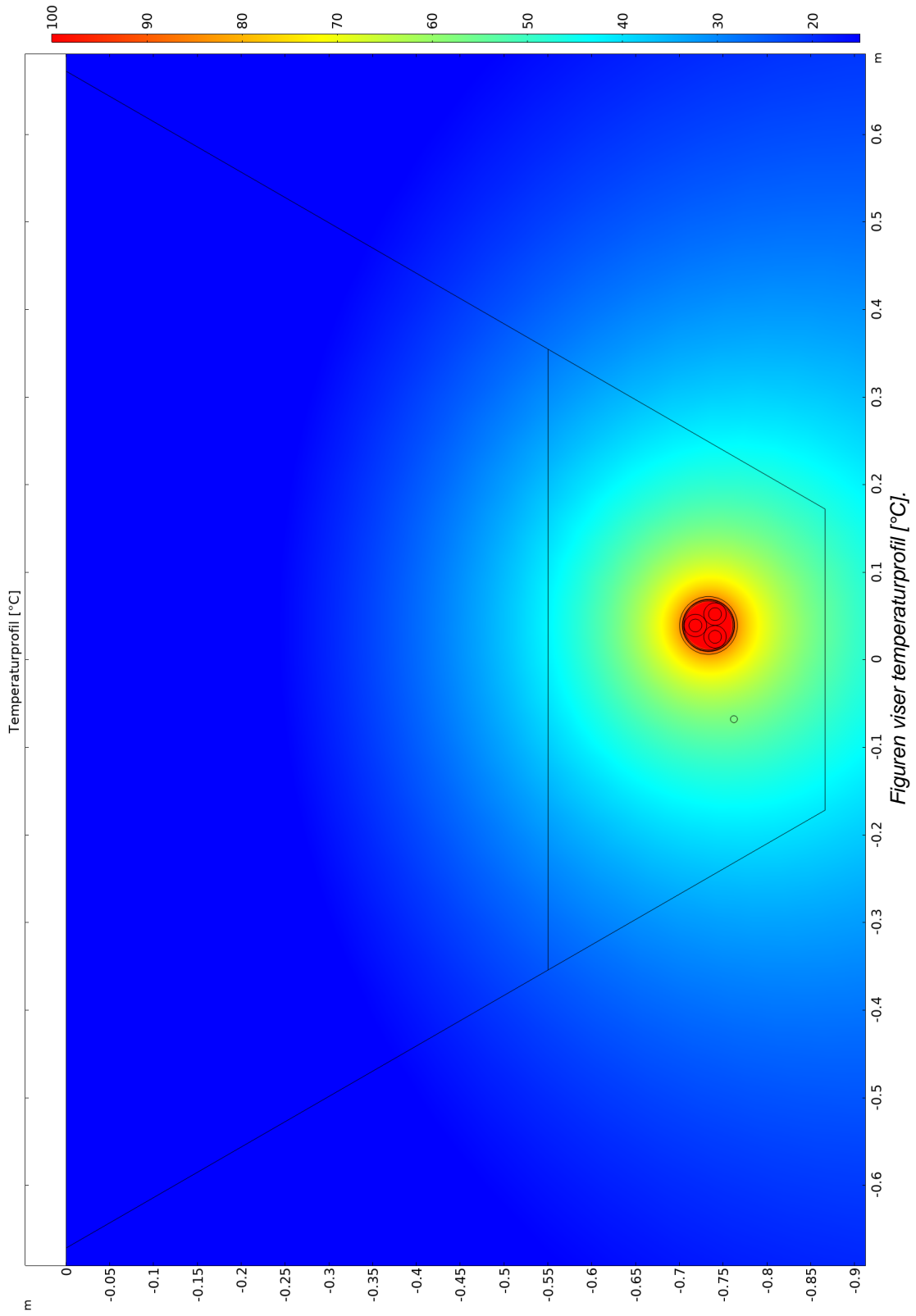
Resultater for følgejord

Posisjon	Objektbeskrivelse	Driftsmerking	Følgejordtype	Kompleks strøm (RMS) [A]	Strøm (RMS) [A]	Elektrisk tap [W/m]	Maksimal temperatur [°C]
Nivå 1							
#1	Følgejord	-	50 mm ²	5,1 - j2,9	5,8	0,01	57,0

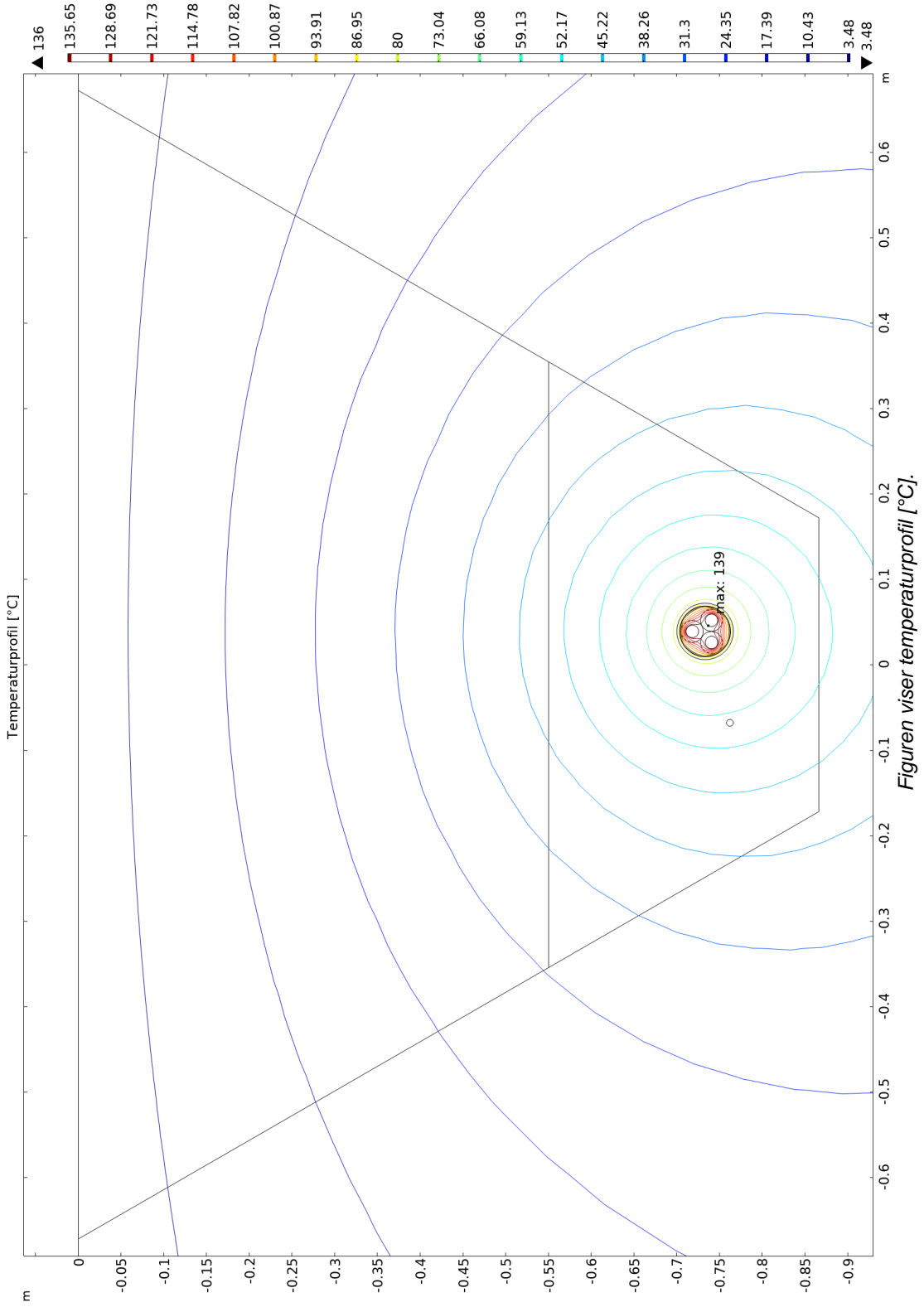
Magnetfelt

Område med magnetisk fluks tetthet (RMS) >= 0,4 µT på bakken -2,5 m .. 3,6 m

Område med magnetisk fluks tetthet (RMS) >= 0,4 µT, 1m over bakken -2,3 m .. 3,3 m



Figuren viser temperaturprofil [°C].



Figuren viser temperaturprofil [°C].

Vedlegg M - Python-script for effektutjevning

```
1 # Scriptet kjøres for hvert scenario. Hvert scenario må ha en CSV fil
2 # formatert med timenummeret, toppverdi. GRENSE settes ut fra valgt
3 # scenario. Se kapittel 12 i rapporten for mer info.
4
5 import csv
6
7 # Setter belastningsgrensen for valgt scenario
8 GRENSE = 504.0
9
10 # Initialiserer variabler
11 PEAK = 0.0
12 BUNN = 0.0
13 BUFFER = 0.0
14 EFFEKT = 0.0
15 TIMER = 0
16 KAP = 0.0
17
18 # Leser CSV fil for valgt scenario in i liste av tuppler
19 with open('scenarioEplus.csv', newline='') as csvfile:
20     reader = csv.reader(csvfile, delimiter=',')
21     data = [(float(row[0]), float(row[1])) for row in reader]
22
23 # Reverserer listen av tuppler
24 data = data[::-1]
25
26 # Kjører iterasjoner på radene i listen
27 for row in data:
28     RAD, FORBRUK = row
29
30     if FORBRUK > GRENSE:
31         TIMER += 1
32
33     if FORBRUK > GRENSE:
34         PEAK += FORBRUK - GRENSE
35         BUFFER = BUFFER + FORBRUK - GRENSE
36         if FORBRUK - GRENSE > EFFEKT:
37             EFFEKT = FORBRUK - GRENSE
38
39
40     if FORBRUK < GRENSE and PEAK > 0:
41         BUNN -= FORBRUK - GRENSE
42         BUFFER = BUFFER + FORBRUK - GRENSE
43
44     if BUFFER > KAP:
45         KAP = BUFFER
46
47     if BUNN >= PEAK:
48         PEAK = 0
49         BUNN = 0
50         BUFFER = 0
51
52 # Sjekker om PEAK er større enn 0 etter iterasjonene
53 if PEAK > 0:
54     MULIG = 'Nei'
55 else:
```

```
56     MULIG = 'Ja'
57
58 # Presenterer verdiene av EFFEKT, TIMER, KAP, and ECHO
59 print("EFFEKT =", EFFEKT)
60 print("TIMER =", TIMER)
61 print("KAP =", KAP)
62 print("MULIG =", MULIG)
```