NTNU
Det skapende universitet

Bruk av smarte målere til feillokalisering i høyspente distribusjonsnett

Frida Berg

Master i energi og miljø
Innlevert: juni 2017
Hovedveileder: Hans Kristian Høidalen, IEL

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Forord

Denne rapporten markerer avslutningen på det femårige masterstudiet Energi og Miljø ved NTNU Trondheim, våren 2017. Den er skrevet i forbindelse med faget TET4910 Masteroppgave og er en fortsettelse på prosjektoppgaven (TET4520) utført høsten 2016. Hensikten med oppgaven er å undersøke bruk av smarte målere i forbindelse med lokalisering av feil i det høyspente distribusjonsnett. Oppgaven går derfor nærmere inn på det norske distribusjonsnettet, smarte målere og håndtering og lokalisering av feil.

Det er mange som har bidratt med kunnskap og hjelp i forbindelse med masteroppgaven, og disse vil jeg gjerne takke. Først og fremst vil jeg takke NTNUs servicegjeng, og spesielt Bård Almås, for mange timer med hjelp til oppkobling og gjennomføring i lab som jeg er evig takknemlig for. Deretter vil jeg rette en stor takk til Rolf Pedersen fra Aidon for utstyr og hjelp til testing og datainnhenting. I tillegg vil jeg takke Kjell Sand, Therese Thorsen Engset og Svein Ole Hallås i NTE for tilgang på målerdata fra DemoSteinkjer-prosjektet. Jeg vil også rette en stor takk til Andor Solberg, Aksel Ørnes, Tarjei Benum Solvang og Bjørn Pedersen ved Nordlandsnett AS for hjelp med tilgang på utstyr til testing og Netbas, og svar på spørsmål. Jeg ønsker også å takke familie og venner for god støtte underveis i både studie og masteroppgave. En spesiell takk til Synne Garnås for mange timer med diskutering av masteroppgave og teori på lesesal. Og selvfølgelig en stor takk til hovedveileder Hans Kristian Høidalen.

Frida Berg

Sammendrag

Tidligere har manuelle feillokaliseringsmetoder vært utbredt, der mye menneskelig og langvarende aktivitet har vært nødvendig for å både detektere og lokalisere feil. Varsling om feilsituasjoner har vært gjort ved signaler fra relèvern og innringninger fra kunder. Høyspentlinjer seksjonaliseres, og kobles inn og ut for å finne riktig feilsted, mens lokalisering av feil i lavspentnettet ofte skjer via fysiske indikatorer. Installering av smarte målere i det lavspente distribusjonsnettet vil kunne bidra til en helt ny og detaljert sanntidsovervåkning av distribusjonsnettet. Dette vil blant annet kunne åpne opp for raskere lokalisering av feil.

I denne masteroppgaven er det undersøkt nærmere hvordan smarte målere kan bidra til å lokalisere feil i det høyspente distribusjonsnettet på bakgrunn av spenningsmålinger. Det tas utgangspunkt i litteratur funnet i forbindelse med prosjektoppgave, simuleringer av distribusjonsnett tilhørende Nordlandsnett AS, i tillegg til testing av en Aidon 6550 smartmåler og videre undersøkelse av nyttegjørelse av smarte målere i dag i forbindelse med Demo Steinkjer prosjektet.

Resultatene viser at feillokalisering ved hjelp av smarte målere er et relativt nytt og lite undersøkt område. Litteraturen viser til mye teori og lite praktisk testing, og fokuset for innstallering av smarte målere i norske nettselskap har vært innhenting av forbruk. Måleren måler spenninger for sjeldent (500 ms RMS) til at det kan brukes til å lokalisere feil i det høyspente distribusjonsnettet, og disse målingene kan kun bes om i sentralsystemet. Målere installert i TN-nett kan derimot detektere sikrings- og fasebrudd ved at de kan måle spenningen så lenge èn fase og nøytral har høy nok spenning.

Abstract

Previously, manual fault location methods have been widely used, with a lot of human interaction and long lasting activity has been required to detect and locate faults. Notification of fault situations has been done with signals from the relay and calls from customers. High voltage lines are sectionalized, and connected in and out to find the correct fault location, while localization of faults in the low voltage grid often occurs through physical indicators. Installing smart meters in the low voltage distribution network will be able to contribute to a brand new and detailed real-time monitoring of the distribution network. This could, among other things, allow for faster localization of faults.

In this master thesis, it has been investigated how smart meters can help detect and locate fault in the high voltage distribution network based on voltage measurements. It is based on literature found in connection with a specialization project, simulations of distribution networks belonging to Nordlandsnett AS, as well as testing of an Aidon 6550 smart meter and further investigation of utilization of smart meters today in connection with the Demo Steinkjer project.

The results show that fault localization using smart meters is a relatively new and little researched area. The literature refers to much theory and little practical testing, and the focus on the installation of smart meters in Norwegian utility companies has been the acquisition of consumption data. The meter measures voltages too rarely (500 ms RMS) to use it to detect faults in the high voltage distribution network, and these measurements can only be requested in the Head End System. However, meters installed in TN networks can detect fuse and phase failure by measuring voltage as long as phase and neutral have high enough voltage.

Innhold

Forord **i**

Sammendrag **ii**

Abstract **iii**

Innhold **viii**

Tabeller **ix**

Figurer **xiii**

1 Introduksjon **1**

1.1 Bakgrunn og motivasjon 1
1.2 Problembeskrivelse 2
1.3 Fremgangsmåte 3
1.4 Forutsetninger 3
1.5 Rapportstruktur 4

2 Distribusjonsnett **7**

2.1 Det høyspente distribusjonsnettet 9
2.1.1 Isolert nullpunkt 9
2.1.2 Direkte jording 10
2.1.3 Spolejording 10
2.2 Det lavspente distribusjonsnettet 10
2.2.1 TN-nett 11
2.2.2 IT-nett 12
2.3 Typiske feil 12
2.4 Insentiver for rask feillokalisering 14

2.5 Spenningsmåling og strømmåling 16
2.6 Verneinnretninger 16
2.6.1 Overstrømsvern 17
2.6.2 Jordfeilvern 19
2.6.3 Distansevern 21
2.6.4 Differensialvern 22
2.7 Relèvern og driftssentral 23

3 Smarte Målere 25
3.1 Funksjonskrav 25
3.2 Virkemåte 27
3.3 Kommunikasjon 28
3.4 Overvåkning og informasjonsinnhenting ved hjelp av smarte målere 30
3.5 Personvern og informasjonssikkerhet 31
3.6 Status for smarte målere vår 2017 32

4 Feillokalisering 33
4.1 Feillokalisering i dag - manuell metode 34
4.2 Impedansmetoden 35
4.3 Muligheter for feillokalisering med smarte målere 37
4.3.1 Informasjonsinnhenting og visualisering med DMS 38
4.3.2 ”Siste sukk”-signal 39
4.3.3 Spenningsmålinger 42
4.3.4 Andre muligheter 47
4.3.5 Oppsummering og kort vurdering av de foreslåtte metodene 47

5 Kortslutningsberegninger i Netbas 51
5.1 Kortslutningsytelse 52
5.2 Beskrivelse av simulert avgang 53
5.3 Simulering 54
5.3.1 Originalt nett 54
5.3.2 Maskenett for endring av kortslutningsytelse 54
5.4 Resultater 56
5.4.1 Nett koblet til original svingemaskin 57
5.4.2 Nett koblet til ny svingemaskin 60
5.4.3 Spenning ved utvalgte spenningsfall 60

5.4.4 Oppsummering 61

6 Testing av smart måler i distribusjonsnettmodell 63

6.1 Hypotese 63

6.1.1 Kortslutning 63

6.1.2 Fase- og sikringsbrudd 64

6.2 Labutstyr og oppsett 65

6.2.1 Distribusjonsnettmodell 65

6.2.2 Kortslutningsemulator 68

6.2.3 Aidon 6550 68

6.2.4 Adapterboks 70

6.2.5 Datainnsamling 71

6.2.6 Valgte dimensjoner og oppsett 74

6.3 Fremgangsmåte 76

6.3.1 Testing direkte koblet matenett 77

6.3.2 Kortslutningstest 77

6.3.3 Testing med variac 80

6.3.4 Fasebrudd 81

6.4 Resultater 81

6.4.1 Kortslutningstester 82

6.4.2 Testing med variac 85

6.4.3 Fasebrudd 87

6.5 Oppsummering resultater fra testing av smartmåler 90

7 Data fra Demo Steinkjer 91

7.1 Oppsummering 93

8 Evaluering 95

8.1 Metode og utførelse 96

8.2 Diskusjon 97

8.3 Konklusjon 99

8.4 Videre Arbeid 100

Bibliografi 101

Tillegg A Ny svingemaskin i Netbas 109

Tillegg B Resultater fra simulering i Netbas **111**

Tillegg C Kobling lab **119**

Tillegg D Loggfil eksempel **123**

Tillegg E Matlab-kode for lesing og plotting av Termite loggfil **127**

Tillegg F Matlab-kode for plotting av oscilloskopmålinger **131**

Tabeller

2.1 Avbruddsindikatorer [37] 16

3.1 Rapporteringsgrense strømbrudd [6] 31

5.1 Linjedata ved forskjellig lengde 55
5.2 Spenning og -fall ved NS 1 for kortslutning ved NS 10 og 11 . . . 61
5.3 Spenning og -fall ved NS 18 for kortslutning ved NS 10 og 11 . . . 61
5.4 Spenning og -fall ved NS 1 for kortslutninger 62
5.5 Spenning og -fall ved NS 1 for kortslutninger 62

6.1 Systemmodulens typeskilt 69
6.2 OBIS-koder brukt 73
6.3 Utstyrsliste lab 75
6.4 Induktanser brukt i test 75
6.5 Seksjonslengder brukt i test 75
6.6 Planlagte seksjonslengder 76
6.7 Parametre 79
6.8 Tester utført med KE og SM koblet til samme seksjon 79
6.9 Tester utført med KE og SM koblet i ulike sekjoner 80
6.10 Sammenligning av spenningsverdier 86
6.11 Sammenligning av målt spenning av voltmeter og smartmåler . . 86
6.12 Fasespenninger under fasebrudd 90

Figurer

2.1 Radielt distribusjonsnett 8
2.2 Isolert nullpunkt [18] 9
2.3 Direktejordet [18] 10
2.4 Spolejordet [18] 11
2.5 TN-C-S system [20] 11
2.6 IT system [20] 12
2.7 Ulike typer feil [23] 13
2.8 Fasebrudd uten jord [49] 14
2.9 Fasebrudd med tilknyttning til jord før og etter fasebruddet sett fra venstre, der R_F er feilmotstand [49] 14
2.10 Overstrømsvern [50] 17
2.11 Karakteristikk overstrømsrelè [50] 18
2.12 Overstrømsvern selektivitet [50] 20
2.13 Ikke retningsbestemt jordfeilvern [50] 20
2.14 Distansevern [50] 21
2.15 Karakteristikk distansevern [50] 22
2.16 Differensialvern for interne feil [50] 23

3.1 Informasjonsflyt [9] 26
3.2 Oppbygning Aidon-måler [19] 27
3.3 Kommunikasjonsinfrastruktur Aidon-løsning [3] 29

4.1 Impedansmetoden [1] 36
4.2 Avstandsligninger [1] 36
4.3 Fremtidens DMS-løsning [10] 39
4.4 Kunder uten strøm [24] 40
4.5 Smarte målere gruppert sammen i bokser [29] 41

4.6 Statusendring ved datainnsamling ved en feilsituasjon [29] 41
4.7 Spenningsfall avhengig av avstand og plassering [11] 43
4.8 Illustrasjon av LVZ-konseptet for en enfase feil til jord med feilmotstand 0,5 Ω [56] 45
4.9 Plassering av målere [56] 46

5.1 Avgang 3 53
5.2 Ny svingemaskin tilkoblet trafostasjonen 55
5.3 Lengde tilkoblede trafostasjoner 56
5.4 Fargekoder 56
5.5 Prosentvis spenningsfall NS 1 - 15 ved originalt nett 58
5.6 Prosentvis spenningsfall NS 16 - 31 ved originalt nett 58
5.7 Spenningsfall i NS 1 avhengig av avstand til feil i gren 1 59
5.8 Spenningsfall i NS 1 avhengig av avstand til feil i gren 2 og 3 . . . 60

6.1 Spenningsforløp 64
6.2 Fasebrudd uten jord [49] 64
6.3 Enlinjeskjema over distribusjonsnettet i laboratoriet [43] 65
6.4 Distribusjonsnettmodellen i smartgridlaboratoriet [43] 66
6.5 Enlinjeskjema linjeseksjon [43] 67
6.6 Bryterskap for linjeekvivalenter 67
6.7 Detalj linjeseksjon [43] 67
6.8 Eksempelsetting [43] 68
6.9 Kortslutningsemulator 68
6.10 Koblingsdiagram Aidon 6550 [7] 69
6.11 Tilkoblingspunkter for lokal uthenting av data [7] 70
6.12 Konnektorer for systemmodulen [7] 70
6.13 Adapterboks og kontakter for tilkobling i distribusjonsnettmodellen 71
6.14 Eksempel på informasjonsinnhenting i sanntid med programmet Termite 72
6.15 Uthevet data 72
6.16 Innstillinger som ble brukt i Termite 73
6.17 Laboppsett. Til høyre: kortslutningstester. Til venstre: fasebrudd . 74
6.18 Oppsett smartgridlab 78
6.19 Oppsett testing med variac 80
6.20 Kontaktor for testing av sikrings- og fasebrudd 81

6.21 Spenningsfall og kortslutningsstrøm 82
6.22 Spenningsfall før ”killing tasks” 84
6.23 Spenning også etter ”killing tasks” 84
6.24 Oppdaget spenningsfall 85
6.25 Datablokker i måleren 85
6.26 Manuell nedjustering av spenning 87
6.27 Manuell opp- og nedjustering av spenning 88
6.28 Fasebrudd fase L3 88
6.29 Fasebrudd fase L3 og L1 89
6.30 Fasebrudd fase L1 og L2 89

7.1 Data innsamlet fra Demo Steinkjer 92
7.2 Skjermbilde for datainnhenting i Demo Steinkjer - spenningskvalitet 93
7.3 Utsnitt av figur 7.2 93
7.4 ”Ad hoc”-lesing av data 94

A.1 Data for transformator 109

B.1 Forskjell LV - HV NS 1 - 15 112
B.2 Forskjell LV - HV NS 16 - 31 113
B.3 Fall LV 7,95 km NS 1 - 15 114
B.4 Fall LV 7,95 km NS 16 - 31 115
B.5 Fall LV 16,821 km NS 1 - 15 116
B.6 Fall LV 16,821 km NS 16 - 31 117

C.1 TN-C-S system [20] 119
C.2 Innkobling av brytere i lab 121

Kapittel 1

Introduksjon

I dette kapittelet blir bakgrunnen for prosjektet presentert. Dette inkluderer motivasjonen for utførelse av prosjektet, og i hvilken sammenheng prosjektet ble utført. Tilleggsvis blir også fremgangsmåte, forutsetninger og rapportstruktur presentert.

1.1 Bakgrunn og motivasjon

Strømbrudd er dyrt for samfunnet, og det får konsekvenser for alle. Det brukes ofte manuelle og tidkrevende metoder for å lokalisere feilsteder, og til nå har det vært minimalt med driftsinformasjon fra distribusjonsnettet.

Frem mot januar 2019 vil det monteres smarte målere i alle husstander i Norge. Disse vil sende inn oversikt over forbruket til alle forbrukerne, slik at manuell avlesning ikke lenger er nødvendig. De smarte målerne vil også sende ut annen data til nettselskapene som kan nyttegjøres til ulike formål. Mye av denne dataen er ikke nyttergjort, og det kan tenkes at de smarte målerne kan bistå til blant annet feillokalisering i distribusjonsnettet.

Basert på litteraturstudie utført i forbindelse med prosjektoppgaven skrevet høsten 2016, ble det interessant å videre undersøke hvordan smarte målere kan benyttes til feillokalisering i det høyspente distribusjonsnettet. Det er ansett som relativt enkelt å utnytte "siste sukk"-signalene som kan sendes ut av de smarte målerne til å forenkle feillokalisering i det lavspente distribusjonsnettet. Det blir

ikke lenger nødvendig å vente på kunder som ringer inn for å fortelle om at de er strømløse. Utnyttelse av spenningsmålingene fra smarte målere til å lokalisere feil i det høyspente distribusjonsnettet er ikke like mye undersøkt. I teorien skal kunder langt unna feilsted oppleve et mindre spenningsfall enn kunder nærmere feilen. Dette er tenkt å kunne utnyttes, og blir dermed nærmere undersøkt i denne masteroppgaven.

1.2 Problembeskrivelse

Formålet med denne masteroppgaven er å undersøke hvordan smarte målere kan forenkle feillokalisering, og om det er mulig å bruke smarte målere montert hos kundene i det lavspente distribusjonsnettet til å lokalisere feil i det høyspente distribusjonsnettet. Det er derfor interessant å få svar på:

- Fra hvilke smarte målere bør spenningsdata hentes inn for å best lokalisere feil?
- Hvor lave spenninger bør målerne tåle?
- Hvordan blir spenningsfallet med endring av kortslutningsytelsen i nettet?
- Hvor nøyaktig er smarte målere med tanke på målt spenning?
- Hvor høy tidsoppløsning er det på smartmålere?
  Klarer den å detektere det stasjonære spenningsnivået ved feil, før vernet slår ut og spenningen går mot null? Isåfall, er dette mulig å hente ut fra måleren?
- Kan måleren oppdage sikringsbrudd? Isåfall, hvordan?
- Hvordan er informasjonshentingen fra smarte målere i distribusjonsnett i dag?
- Hva trengs for å eventuelt muliggjøre feillokalisering i høyspenningsnettet ved hjelp av smarte målere?

Oppgaven er gitt i samarbeid med nettselskapet Nordlandsnett AS.

Hovedveileder: Hans Kristian Høidalen

1.3 Fremgangsmåte

Oppgaven startet med litteraturstudie utført i forbindelse med prosjektoppgaven som utgangspunkt. Deretter simuleringer av et virkelig distribusjonsnett, testing av en smartmåler og undersøkelse av dagens informasjonsinnhenting.

Oppgaven ble startet med å først undersøke hvordan et typisk distribusjonsnett oppfører seg ved en 3-fase kortslutning ulike steder, med tanke på spenningsfall, ved å utføre kortslutningsberegninger på en avgang i distribusjonsnettet eid av Nordlandsnett AS. Deretter ble en en smartmåler testet i distribusjonsnettmodellen i smartgridlaboratoriet til NTNU for å få svar på hva måleren kunne og ikke kunne gjøre. I smartgridlaboratoriet ble både en 3-fase kostslutning og fasebrudd uten jord testet. Planen var å også se på hvordan avstanden påvirket målingene, ved å plassere målere ulike steder i nettet, men dette ble det gått bort fra på grunn av målerens begrensninger. Deretter ble informasjonsinnhenting og nyttegjørelse av smarte målere med tanke på feillokalisering sett på i forbindelse med Demo Steinkjer prosjektet.

1.4 Forutsetninger

Masteroppgaven er en videreføring av litteraturstudien "Fault Handling in Distribution Systems with Smart Meters" [12] utført høsten 2016 i forbindelse med faget TET Prosjektoppgave. Det er derfor valgt å videre se nærmere på bare èn feillokaliseringsmetode i kombinasjon med spenningsmålinger fra smarte målere. Det finnes andre feillokaliseringsmetoder, men impedansmetoden ble etter litteratursøket ansett som den enkleste og mest lovende metoden.

Hovedfokuset er permanente feil (varighet over 3 min) i det høyspente distribusjonsnettet der vernet kobler fra linja med feil, men også muligheter ved lokalisering av feil i det lavspente distribusjonsnettet er nevnt. Det ses nærmere på spenningsfall knyttet til 3-fase kortslutning og fase- og sikringsbrudd. 3-fase kortslutning ble valgt utifra at dette er den mest alvorlige feilen, selv om enfase-jord er den mest vanlige feilen.

Før testene startet, var det gjort noen antakelser som viste seg ikke å stemme. For det første var det antatt at distribusjonsnettmodellen i smartgridlab enkelt

skulle kunne settes til å modellere både IT- og TN-nett. Dette viste seg å være mer tidkrevende enn tenkt, og en litt annen løsning enn planlagt ble satt opp. Den andre antakelsen var at den smarte måleren var smartere enn den var i virkeligheten, ved at det ble antatt at måleren kunne måle og gi ut spenningsverdier raskere enn den egentlig gjorde. Dermed kunne ikke kortslutningstestene utføres helt som planlagt, med variering av mange parametre for å se om oppførselen til den smarte måleren ville være forskjellig, men isteden ble testene forenklet ved å bare endre èn parameter.

Distribusjonsnettmodellen i lab var dessuten ikke helt likt et reelt distribusjonsnett med lastendringer og naturlig spenningsvariasjon, og den smarte måleren ble dermed testet i et veldig forenklet distribusjonsnett.

Det finnes smarte målere fra 3 ulike leverandører i Norge i dag. I NOR skal målere av typen Kaifa installeres, men måleren var ikke tilgjengelig til riktig tid for å kunne bli brukt i masteroppgaven. Det ble derfor bestemt å teste en måler fra Aidon istedenfor. Det er dermed ikke garantert at andre målere vil gi de samme resultatene og mulighetene. Testene er foretatt uten veldig detaljert kunnskap om hvordan innmaten av måleren ser ut og hvordan den da fungerer for å gi ut målte verdier.

Det ble også tenkt å utføre tester for sikrings- og fasebrudd for en smartmåler som monteres i IT-nett, og sammenligne oppførslene målerne har i forskjellige nett, men dette ble ikke gjort da måleren ankom for sent.

Resultatene gir en indikator på hva måleren kan og ikke kan gjøre, og hva de strengeste kravene er for at spenningsmålinger skal kunne brukes til feillokalisering. Resultatet er dermed ikke så mye kvantifisert med tanke på ulike målere og distribusjonsnettopologi, og inneholder for det meste analyse av tilgjengelig data.

1.5 Rapportstruktur

Rapporten skal besvare problemstillingen gjennom 8 kapitler, inneholder i tillegg 6 vedlegg for videre detaljer. Den starter med en introduksjon til oppgaven, deretter relevant teori før den går videre til praktisk simulering av en del av et

distribusjonsnett, testing av smartmåler i lab og undersøkelse av dagens informasjonsinnhenting fra smarte målere. Dette gjøres følgende:

Kapittel 1: Introduksjon beskriver bakgrunnen og motivasjonen for prosjektet, i hvilken sammenheng det ble utført, fremgangsmåte og rapportstrukturen. I tillegg presenteres problemstillingen og forutsetningen for svar på problemstillingen.

Kapittel 2: Distribusjonsnett ser nærmere på teori og beskrivelse av det norske distribusjonsnettet, typisk topologi, vanlige feil, komponenter relevant ved feilhåndtering, og incentiver for hvorfor lokalisere feil raskt.

Kapittel 3: Smarte Målere tar for seg hvilke funksjonskrav som smarte målere skal oppfylle, hvordan informasjonssikkerhet og personvern setter styringen for informasjonsinnhenting fra smarte målere. I tillegg presenterer kapittelet hvordan en smartmåler av typen Aidon fungerer, og hva status for utrulling er per april 2017.

Kapittel 4: Feillokalisering omhandler metoder for å lokalisere feil, både som brukes i dagens distribusjonsnett, impedansmetoden og muligheter med smarte målere.

Kapittel 5: Kortslutningsberegninger i Netbas presenterer simuleringer gjort av en avgang ved distribusjonsnettet tilhørende Nordlandsnett AS, med tanke på 3-fase kortslutning ulike steder på avgangen, påfølgende spenningsfall og spenning, i tillegg til innvirkning kortslutningsytelse har for spenningsfall.

Kapittel 6: Testing av smart måler i distribusjonsnettmodell tar for seg testing av en smart måler av typen Aidon 6550 med tanke på kortslutninger og fase- og sikringsbrudd i det høyspente distribusjonsnettet.

Kapittel 7: Data fra Demo Steinkjer går kort inn på hvordan informasjonsinnhentingen er i dag for smarte målere montert i Steinkjer som en del av Demo Steinkjer prosjektet.

Kapittel 8: Evaluering evaluerer de valgte metodene, kommenterer feilkilder og svakheter ved utførelse og oppsummerer og konkluderer masteroppgaven. I tillegg gåes det inn på forslag på videre arbeid for utvikling av smarte målernes rolle i feillokalisering.

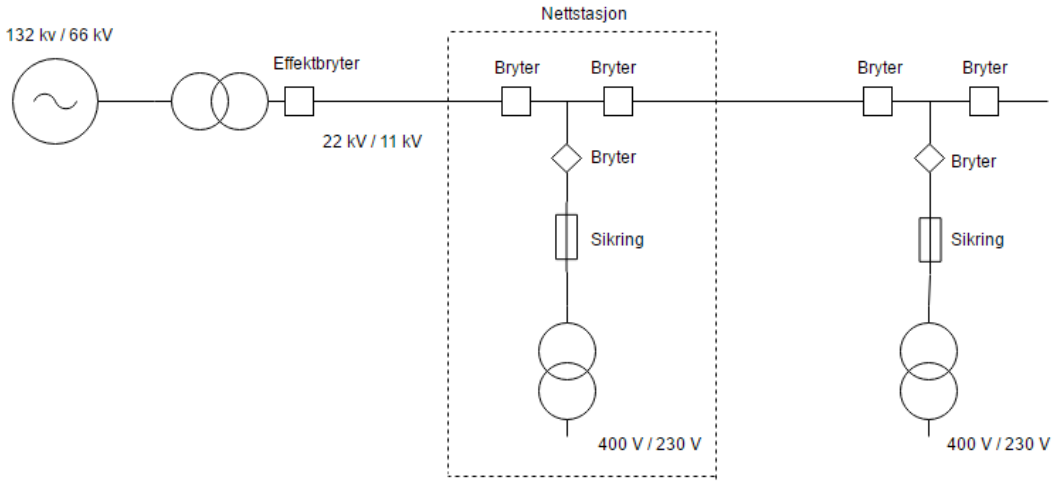
Kapittel 2

Distribusjonsnett

Det norske kraftnettet kan deles inn etter 3 spenningsnivåer: transmisjonsnett (420 kV, 300 kV), regionalnett (132 kV, 66 kV) og distribusjonsnett [35]. Distribusjonsnettet kan videre inndeles i det høyspente distribusjonsnettet med spenninger 11 kV - 22 kV og det lavspente distribusjonsnettet der spenningen kan være 230 V eller 400 V (avhengig av jording av nøytralleder). Det er i distribusjonsnettet at sluttbrukerne er tilkoblet. Dette kan være for eksempel husholdninger, tjenester og industri.

Distribusjonsnettet kan være utformet som enten et radialnett, ringnett med kabel eller maskenett [39] [30]. Radialnett er den vanligste nettkonfigurasjonen i Norge, og finnes for det meste på landsbygda, og er oftest et luftnett. Dermed kan feil medføre utkobling av store områder, og der er derfor vanlig å installere en effektbryter på midten av radialnettet som kan hjelpe feillokaliseringen og/eller minske antall berørte kunder ved feil. Ringnett finnes i modifiserte utgaver i Norge, men er svært utbredt i andre europeiske land. Maskenett er vanligst i bystrøk der det er mye kabler, og er gjerne et resultat av en gradvis utbygging der nye tilkoblinger kommer til. Nettet drives derimot ofte radielt, og har mange koblingsmuligheter,

Et eksempel på et typisk radielt drevet distribusjonsnett er vist i figur 2.1. Den består av det høyspente distribusjonsnettet (HS), som fungerer som trefaset ryggrad i kretsen, og "grener" med lavspente distribusjonsnett (LS) som kan være enfasede, tofasede eller trefasede [53]. Retningen ut fra transformatorstasjon og til nettstasjon defineres som nedstrøms, mens retning fra nettstasjon til trans-



Figur 2.1: Radielt distribusjonsnett

formatorstasjon defineres som oppstrøms. De komponentene som er i HS er i figuren vist fra og med effektbryter, til og med sikring, der transformatorene gir overgang fra henholdsvis regionalnett-HS og HS-LS.

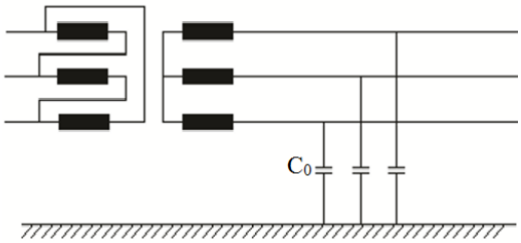
Brytersystemene i distribusjonsnettet blir utformet med tanke på at en skal kunne koble om ved feil, utføre vedlikehold og endre koblingsbildet med et minimum av avbrudd i energileveransen [30]. Brytere kan styres automatisk av relèvern, fjernstyrt fra driftsentral eller manuelt i stasjonen [30]. På starten av HS-linja er det vanligvis montert en effektbryter. Denne er dimensjonert for ut- og innkobling av de aller største strømmene som kan forekomme, og kan dermed operere ved både ved nominell belastningsstrøm og kortslutningsstrøm. Det er også her relèvernet er plassert, slik at effektbryteren automatisk åpnes ved feil på avgangen. Effektbryteren kan i tillegg fjernstyres fra driftssentral. I nettstasjoner der distribusjonsspenningen transformeres ned fra høy- til lavspenning ved hjelp av fordelingstransformatorer, monteres det også gjerne skillebrytere. Disse kan bare åpnes ved strømløs tilstand og brukes for å oppdele og seksjonere nettet, eller flere effektbrytere [30]. I tillegg kan også lastskillebrytere brukes. Disse vil i tillegg til å skape et synlig brudd slik som skillebrytere gjør, også ha den egenskapen at den kan slukke lysbuer ved inn- og utkobling av laster. Også i HS er det normalt sikringer som vil koble det lavspente distribusjonsnettet fra høyspentnettet hvis det skjer en feil her. Det vanligste er at effektbryteren på starten av linja styres av relèvern og er fjernstyrt, mens brytere i nettstasjoner styres manuelt, men også strategisk plasserte brytere i nettet kan være fjernstyrt.

2.1 Det høyspente distribusjonsnettet

I overgangen mellom regionalnett og distribusjonsnettet kan transformatorenes nullpunkt være behandlet på forskjellige måter. Denne må være kjent for å designe og velge det beste verneoppsettet for feildetektering. Nøytralpunktet til en stjernekoblet transformator kan enten isoleres, direktejordes, eller jordes med impedans (induktans og/eller resistans). Dette har stor innvirkning på hvordan jordfeil kan oppdages. Dette skyldes at størrelsen på jordfeilstrømmene bestemmes av måten systemnøytral er jordet [23]. Direktejording betyr høye jordfeilstrømmer, som begrenses av systemets naturlige jordfeilimpedans (jordmotstanden). Jordfeilstørrelsen kan reduseres ved å innføre en ekstra induktans eller motstand mellom nøytral og bakken. I de følgende avsnittene presenteres disse videre.

2.1.1 Isolert nullpunkt

I nettverk der transformatorens nullpunkt ikke forbundet med jord (isolert) er vist i figuren 2.2. Dette er mest bruk i distribusjonsnett, og er et system med god kontinuitet og service, og ingen jordfeilstrøm under jordfeil. Det blir imidlertid utsatt for høye overspenninger ved feil i nettet [18].

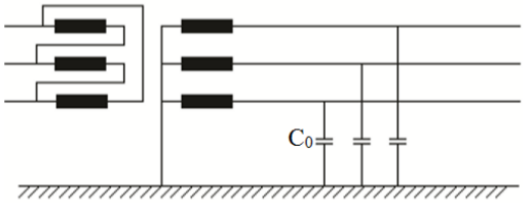


Figur 2.2: Isolert nullpunkt [18]

Selv om systemet teknisk er ujordet, vil det alltid være en kapasitiv tilkobling til bakken mellom fasene. Hvis kapasitansens størrelse blir tilstrekkelig stor, blir den kapasitive jordfeilstrømmen selvbærende, og må fjernes av effektbryteren [25].

2.1.2 Direkte jording

I et direktejordet nettverk er transformatorens nøytrale punkt direkte forbundet med jord, og tvinger det nøytrale punktet til å forbli på jordpotensialet. Dette forhindrer en høy spenningsstigning i sunne faser i tilfelle en jordfeil, men det forårsaker store feilstrømmer [18]. Dette betyr at jordfeilstrømmer lett kan oppdages og lokaliseres. Direktejordede nettverk kan ikke slukke lysbuen som forekommer ved en kortslutning, og må derfor kobles fra for kort tid. Nettverkskonfigurasjonen er vist i figur 2.3, og brukes hovedsakelig for nettverk med spenninger over 132 kV [30].



Figur 2.3: Direktejordet [18]

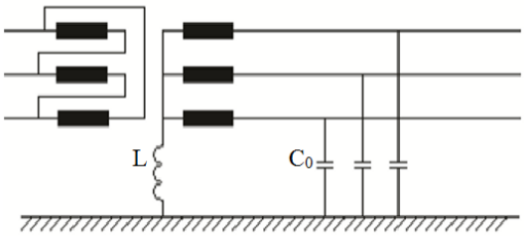
Det kan også velges å koble til en motstand i tillegg, men dette gåes det ikke nærmere inn på her.

2.1.3 Spolejording

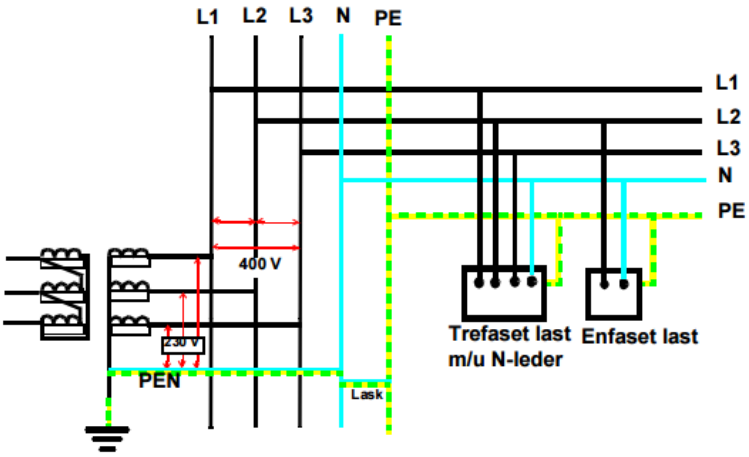
Et spolejordet nettverk er vist i figuren 2.4. Det er også kjent som kompensert nettverk, og er laget ved å koble en Peterson-spole mellom nøytral og bakken. Reaktansen er justerbar, og valgt for å nøytralisere kapasitiv strøm og dermed redusere jordfeilstrøm [23]. Denne konfigurasjonen begrenser feilstrømmen mer enn både et direktejordet og et motstandsbasert nettverk, og er derfor mer vanlig. Konfigurasjonen blir gjerne brukt i nett med spenninger mellom 47 og 132 kV og dermed ikke i distribusjonsnett [30].

2.2 Det lavspente distribusjonsnettet

Det lavspente distribusjonsnettet kan også ha ulik behandling av nøytralpunktet slik som tidligere gått inn på. De 3 hovedtypene i Norge kalles IT-, TN- og TT-



Figur 2.4: Spolejordet [18]



Figur 2.5: TN-C-S system [20]

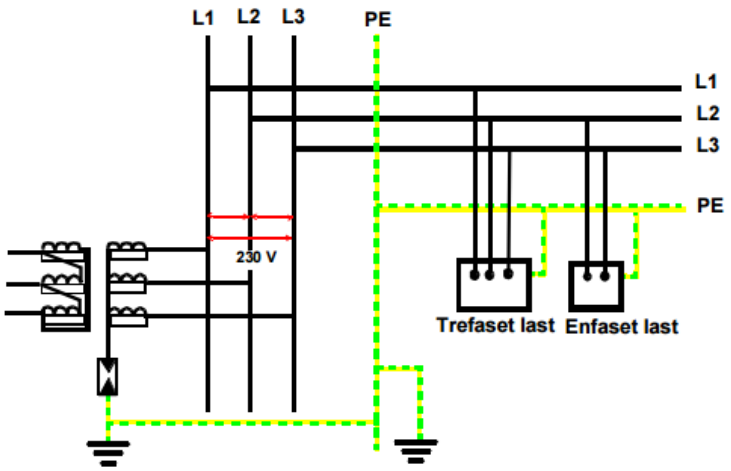
nett, og disse setter styringen for hvordan apparater hos forbrukeren blir koblet til. De mest utbredte typene er IT- og TN-nett, og disse vil nevnes i følgende delkapitler.

2.2.1 TN-nett

Et lavspentnett der nullpunktet i transformatoren er jordet, kalles et TN-nett. Her er utsatte deler forbundet til dette punktet gjennom beskyttelsesledere [28]. Et TN-nett kan være av typen TN-S, TN-C-S eller TN-C, avhengig av hvordan nøytralleder og beskyttelsesledere er arrangert. Det som skiller de tre systemene er om nøytrallederen og jordledninga ligger i samme ledning på et tidspunkt, og om lasten er tilkoblet både jord og nøytral som det blir gjort i et TN-C-system. Figur C.1 viser et TN-C-S-system.

2.2.2 IT-nett

Dersom alle spenningsførende deler er isolert fra jord, eller ett punkt er jordet over en høy impedans, kalles lavspentnettet for IT-nett. Dette er vist i figur 2.6. Utsatte ledende deler i installasjonen er jordet hver for seg eller felles, eller til systemjord [28].



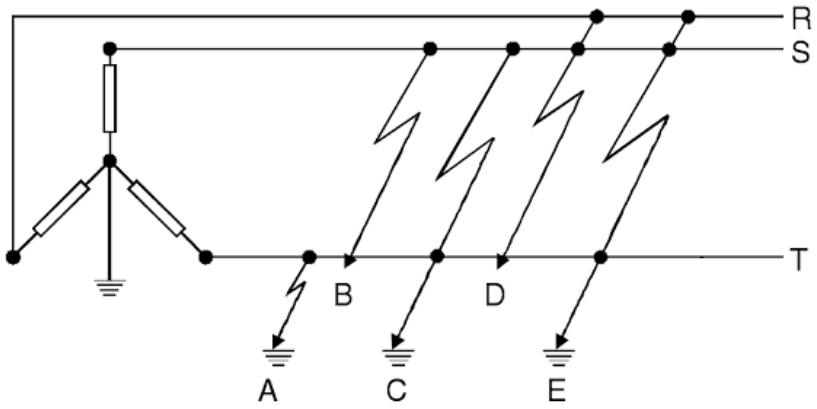
Figur 2.6: IT system [20]

2.3 Typiske feil

En feil er en kortslutning som skjer når en strømførende leder kommer i kontakt med andre strømførende ledere på grunn av at isolasjonsresistansen i eller mellom disse er for lav [45]. Dette resulterer i en lavimpedansbane enten mellom faser eller mellom fase(er) og bakken, noe som forårsaker store feilstrømmer [58]. Kortslutningsfeilene som kan oppstå på et trefasesystem er vist i figuren 2.7.

Her er A en fase-til-jord feil, B er en fase-til-fase feil, C er en fase-til-fase-til-jord feil, D er en trefasefeil og E er en trefasefeil-til-jord feil [23]. Hyppigheten til de forskjellige feilene er [58]:

- fase-fase: 5 %
- fase-jord: 80 %
- fase-fase-fase: 5 %

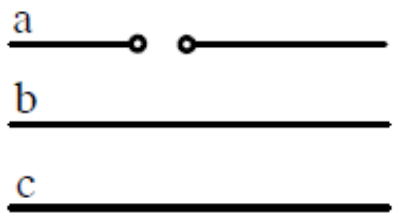


Figur 2.7: Ulike typer feil [23]

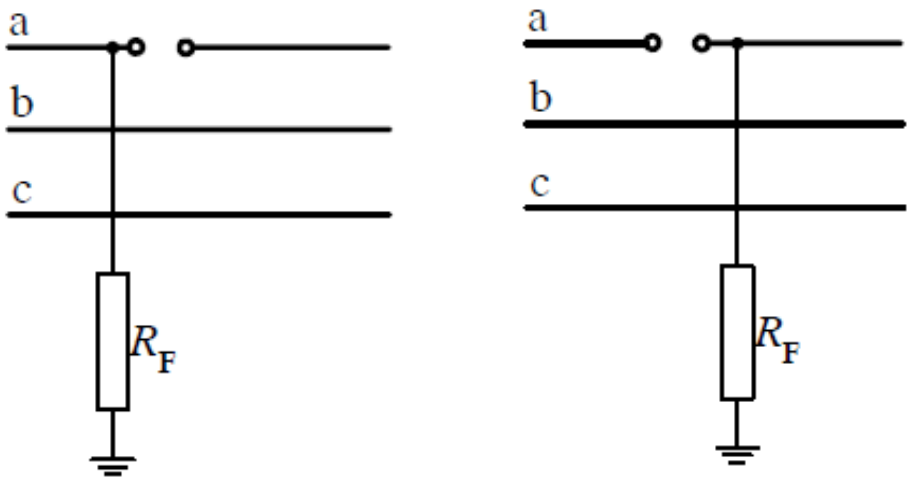
- fase-fase-jord: 10 %

En kortslutning med alle tre fasene er den mest alvorlige typen feil ved at spenningen er høyere og motstanden er lavere, noe som fører til at kortslutningsstrømmen er mye høyere [50]. Derimot er feil med èn fase og jord, også kalt enfasefeil, den mest vanlige formen for feil. Dette på grunn av at den totale lengden på distribusjonsnettlinjene er enfase. Det avhenger om nøytralpunktets forbindelse til jord om vernet måler jordfeilstrømmen ved kortslutning til jord og følgelig kobler ut eller ikke. Når nøytralpunktet er isolert, vil jordfeilstrømmene være for små til at relèvernet kobler ut effektbryteren. Da vil det være nødvendig med spesielle jordfeilvern.

Fasebrudd er et eksempel på en såkalt enfasefeil. Dette er en feil der faselinja får et fysisk brudd, og faselederen som oftest kommer i kontakt med bakken, slik som i figur 2.9. Faselederen kan dermed berøres av folk og dyr, og er derfor en alvorlig og farlig feil. Det er derimot ikke nødvendigvis slik at faselederen kommer i kontakt med bakken. Dette er vist i figur 2.8. Dette er mindre farlige enfasefeil der for eksempel brudd på faselinja er forårsaket av en røket sikring, og kalles sikringsbrudd. Dette skjer inne i nettstasjonene og er som regel ønsket siden sikringer blant annet skal beskytte mot overbelastning av transformator, men vil fortsatt føre til lavere spenning og dårlig leveringskvalitet. Det detekteres verken fasebrudd eller sikringsbrudd i dag, og driftssentralen er avhengig av at folk ringer inn for å varsle om synlig fasebrudd og/eller dårlig leveringskvalitet.



Figur 2.8: Fasebrudd uten jord [49]



(a) Fase-jord med fasebrudd

(b) Fasebrudd med fase-jord

Figur 2.9: Fasebrudd med tilknyttning til jord før og etter fasebruddet sett fra venstre, der R_F er feilmotstand [49]

2.4 Insentiver for rask feillokalisering

Da nettselskapene i Norge har monopol når det gjelder kraftforsyning i deres område, er forskrifter som "forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer" [36] og "forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet" [37] laget for å sikre at kraften overføres til riktig kvalitet og pris.

Hvert år er inntekter til nettselskapene basert på året som er gått. Formålet er at inntektene over tid skal dekke driftskostnadene, og gi en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettverket [36]. Det vil si at nettselskapene økonomisk straffes for energi ikke levert ved både planlagte og uplanlagte avbrudd, ved at nettselskapets inntektsramme nedjusteres. Når det er direkte økonomiske konsekvenser for feiltilfeller, oppnås et større press på

nettselskapene både innad i selskaper og mellom selskaper [21]. Grunnlaget for dette er den økonomiske og tekniske rapporteringen av avbrudd fra nettselskapene som de plikter å rapportere til NVE (Norges Vassdrags- og Energidirektorat) ved slutten av hvert år. Rapporteringen inkluderer [36]:

- Kostnad for drift og vedlikehold, justert for inflasjon.
- Avskrivninger på investert kapital i nettet.
- Registrert verdi av nettkapital.
- Nettverkstap i MWh.
- Utbetaling ved svært langvarige avbrudd
- KILE-beløp.

KILE er Kostnad for Ikke-Levert Energi, og er basert på utkoblingstiden gjennom året og de berørte kundene [40]. KILE beregnes ved hjelp av FASIT, det standardiserte systemet for registrering av feil og avbrudd i kraftsystemet. Kundene deles her inn i ulike grupper basert på at ulike kunder har forskjellige kostnader. Disse gruppene er bolig, næringsliv, industri, kraftintensiv industri, offentlige tjenester og landbruk [36]. KILE påvirkes av årstiden, og skyldes at en driftsforstyrrelse forårsaket av en feil er dyrere for nettselskapene når forbruket er høyere om vinteren enn sommeren. Det er derfor ønskelig å få ned utkoblingstiden så mye som mulig, og dette vil blant annet bedre feillokalisering bidra med.

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet stiller krav til nettselskapene med tanke på leveringskvalitet til nettkundene. Viktige elementer som beskriver leveringskvalitet er spennings- og frekvensavvik, i tillegg til avbrudd [30]. Som indikasjon på om kvaliteten på forsyningen til kundene er tilfredsstillende med tanke på avbrudd, brukes avbruddsindikatorer. Disse er vist i tabell 2.1 [37]. Et *avbrudd er en tilstand som er karakterisert ved uteblitt eller redusert levering av elektrisk energi til én eller flere sluttbrukere, hvor forsyningsspenningen er under 1 % av kontraktsmessig avtalt spenning* [17]. Etter definisjonen registreres ikke fasebrudd der sluttbruker har halv spenning som avbrudd [17]. Avbrudd kan skyldes en utkobling av bryter, f.eks. på grunn av planlagt vedlikehold, eller en feil i nettet [52]. Avbruddsindikatorene er knyttet til avbruddshyppighet og -varighet og gjør det mulig for nettselskapet å sammenligne seg med gjennomsnittet nasjonalt sett og andre nettselskaper.

Tabell 2.1: Avbruddsindikatorer [37]

Indikator	Definisjon
SAIFI	Antall avbrudd per sluttbruker
CAIFI	Antall avbrudd per berørte sluttbruker
SAIDI	Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per sluttbruker
CAIDI	Gjennomsnittlig gjenopprettingstid per avbrudd
CTAIDI	Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per berørte sluttbruker.

2.5 Spenningsmåling og strømmåling

Spenningstransformatorer (VT) og strømtransformatorer (ST) er de to instrumenttransformatorene som kontinuerlig måler spenningen og strømmen for å kunne gi tilbakemeldingssignaler til reléene slik at de kan oppdage unormale forhold [23]. De reduserer primærspenningen og -strømmen til et passende nivå for drift av reléer, i tillegg til å gi elektrisk isolasjon fra strømførende ledninger, slik at personell som arbeider med reléer, vil arbeide i et sikrere miljø.

2.6 Verneinnretninger

For å unngå termisk og mekanisk skade på komponenter, og skade på mennesker, ved feilsituasjoner og overbelastning, installeres vern i distribusjonsnettet [50]. Det finnes vern for beskyttelse av generatorer, transformatorer og kraftstasjoner i tillegg til vern for nett (luftlinjer og kabler) med forskjellig spenning (11 kV - 22 kV og 66 kV - 420 kV).

Relèvern består av et mikroprosessorbasert system med et dataprogram som bruker måleverdiene fra VT og ST til å beregne verdier som blir sammenlignet med de innstilte verdiene [50]. På grunnlag av beregningene avgjør relèet om det er feil i det elektriske anlegget. Relévern sender signal til brytere for utkobling for å kutte strømtilførselen etter en viss innstillbar tidsforsinkelse når strømstyrken blir for høy [26].

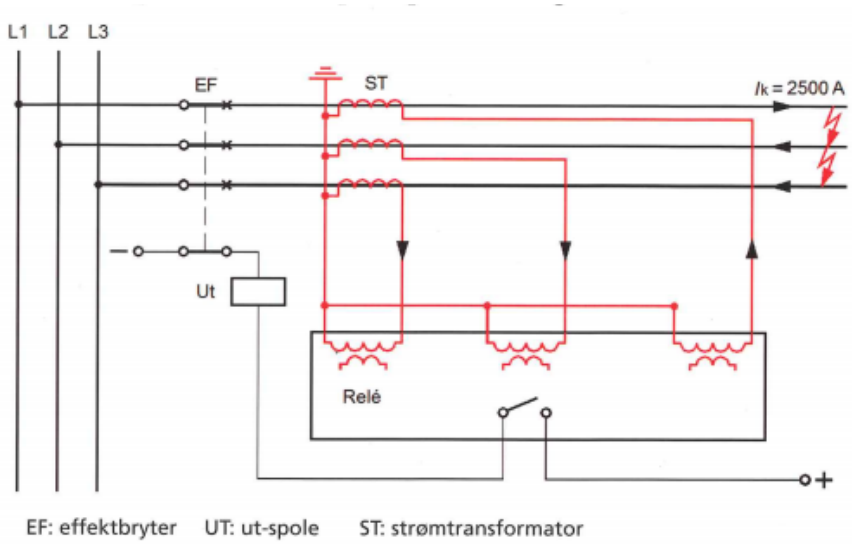
Det vil i dette delkapitlet handle om vern typisk for distribusjonsnett; overstrømsvern og jordfeilvern, i tillegg til andre mulige vern; distansevern og differensialvern.

2.6.1 Overstrømsvern

Overstrømsvern er det mest brukte vernet i distribusjonsnettet [26]. Vernet er et kortslutningsvern som beskytter både ved feil i fase og til jord, ved at det responderer på amplituden på strømmen gjennom vernet i forhold til en satt verdi. Som overstrømsvern i det høyspente distribusjonsnettet benyttes relévern for utkobling av brytere, mens det i for lavspenningsnett blir benyttet sikringer [26].

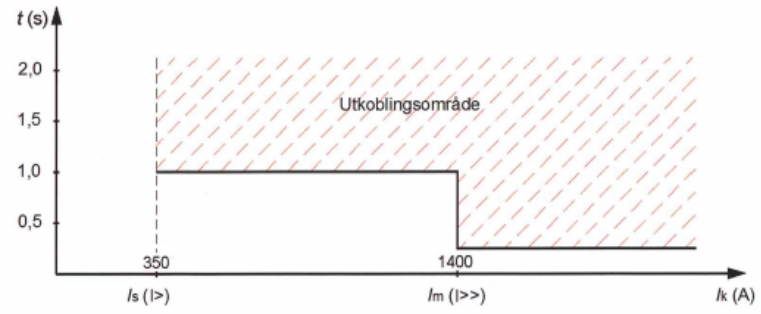
Overstrømsrelèvern

Kobling av overstrømsvern med mikroprosessorbasert overstrømsrelè er vist i figur 2.10. Dette relèet er bygd opp slik at dersom strømmen overgår starttstrømmen I_s ($I >$), lukker relèet kontakten i "ut-spolen" slik at effektbryteren får spenning og kobler ut og bryter kortslutningsstrømmen [50]. Relèkontakten åpner umiddelbart når kortslutningsstrømmen er brutt, siden det da ikke lenger går strøm gjennom relèet. Vernet kan innstilles til å utløses momentant og med en valgt tidsforsinkelse avhengig av om en konstanttid eller en inverstid karakteristikk.

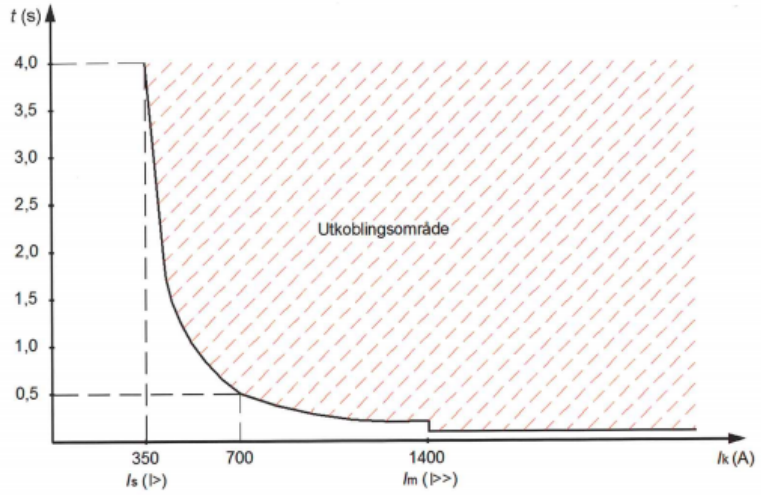


Figur 2.10: Overstrømsvern [50]

Vernet er et kortslutningsvern, og beskytter ikke mot overbelastning, ved at startstrømmen vanligvis blir satt til 35-50 % større enn linjen maksimale belastningsstrøm [50]. For at relèet skal løse ut må strømmen være høyere eller



(a) Konstanttid



(b) Inverstid

Figur 2.11: Karakteristikk overstrømsrelè [50]

lik startstrømmen. For strømmer mellom valgte amplitudegrenser, kan det velges en tidsinnstilling slik at man kan styre tidsforsinkelser i utløsing av vernet. Overstrømsrelèet kan stilles med konstanttid karakteristikk, og dermed bli et uavhengig overstrømsvern (mest brukt i Norge), eller med en inverstid karakteristikk og bli et avhengig overstrømsvern. Disse er vist i figur 2.11.

I figur 2.11a vil overstrømsrelèet koble ut effektbryteren ved en tidsforsinkelse på 1 s når strømmen overskrider 350 A, og momentant når strømmen overskrider 1400 A. For inverstid overstrømsrelè vist i figur 2.11b avtar tidsforsinkelsen dramatisk mellom 350 A og 1400 A, avhengig av økning av strømamplituden. Ved for eksempel 700 A er tidsforsinkelsen for inverstid overstrømsrelè 0,5 s, mens det i konstanttid er 1 s så lenge strømamplituden er mellom 350 A og 1400 A. Et overstrømsrelè med inverstid vil dermed koble ut effektbryteren hurtigere enn konstanttid når strømmen er større enn startstrømmen.

Sikringer

Også sikringer er en form for overstrømsvern. Disse er plassert på høyspenningssiden av fordelingstransformatoren og skal være kortslutningsvern mot transformatorhavari og kortslutning på sekundærsiden [39]. Sikringer er ofte strømbegrensende, noe som vil si at de bryter kortslutningsstrømmen så raskt at den ikke når toppverdien. Dette gjør den ved at det dannes en mengde lysbuer i serie ved svekninger i smelteelementet som sikringer består at [16]. Sirkinger er derfor ikke avhengig av feilstrømmens retning.

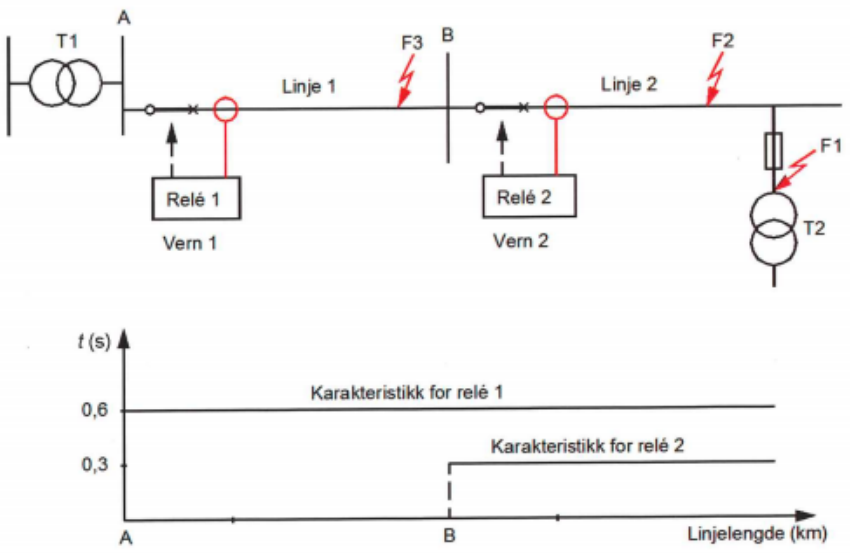
Selektivitet mellom overstrømsvern

Selektivitet kan oppnås enkelt ved å velge forskjellig tidsinnstilling for vernene [50]. Figur 2.12 viser 2 konstanttid overstrømsrelè og en sikring. Dersom en feil ved F1 skjer vil de to relèene starte, men sikringen vil være valgt med en tidsforsinkelse mindre enn relèene slik at den smelter og bryter kortslutningsstrømmen før relèene kobler ut. Dersom en feil skjer ved F2, vil begge relèene igjen reagere og starte nedtellingen for utkobling. Siden relè 2 har kortere tidsforsinkelse enn relè 1 vil bare relè 2 koble ut, og linje 1 er fortsatt spenningssatt. Dersom relè 2 svikter ved en feil ved F2, vil relè 1 fungere som et reservevern og bryte kortslutningsstrømmen etter 0,6 s. Å ha reservevern i distribusjonsnettet er derimot ikke veldig vanlig [50].

I radielle nett og radielt driftede nett er det vanlig med bare ett relèvern, som er plassert på starten av linja. Dermed vil hele avgangen koblet ut ved feil i det høyspente distribusjonsnettet, eller dersom sikringen feiler med å koble ut. Det er derfor vanskelig å vite nøytaktig hva som var skyld i utkoblingen og hvor feilen befinner seg.

2.6.2 Jordfeilvern

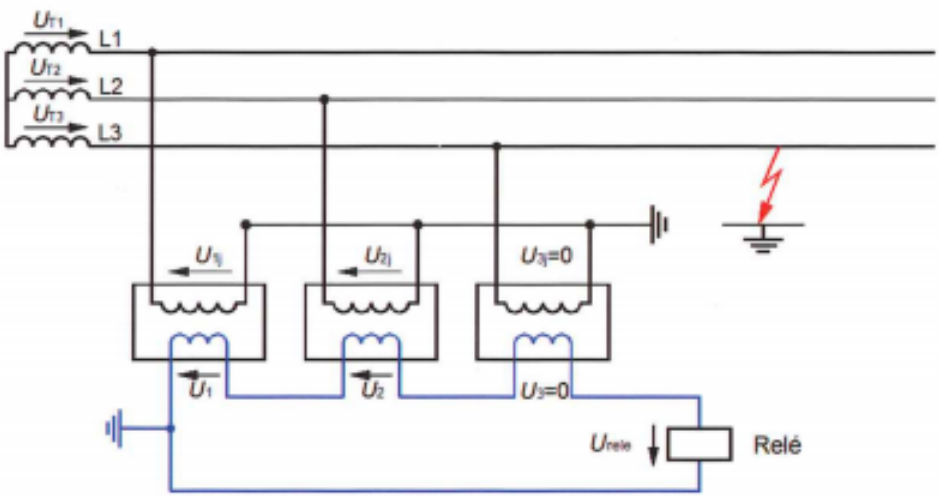
Fra kapittel 2.3 ser vi at jordfeil er den vanligste typen feil i distribusjonsnettet. Når de fleste 22 kV nett har isolert nullpunkt, blir jordfeilstrømmene som regel for små til at overstrømsvernet reagerer, og det er nødvendig å installere jordfeilvern [50]. Jordfeilvernet kan være enten retningsbestemt eller ikke-retningsbestemt, og



Figur 2.12: Overstrømsvern selektivitet [50]

bare det retningsbestemte vernet kan fortelle hvor i nettet jordfeilen befinner seg ved å både varsle om feil med lyd- og lyssignal, og koble ut feilen.

Figur 2.13 viser et ikke-retningsbestemt jordfeilvern. Her blir spenningen for hver fase målt av spenningstransformatorer. Spenningen over relèet er summen av disse spenningene, og ved en enpolt jordfeil i en fase vil de feilfrie fasene få linjespenninge mot jord, mens linjen med feil ikke får spenning til jord, og det blir spenning over relèet.

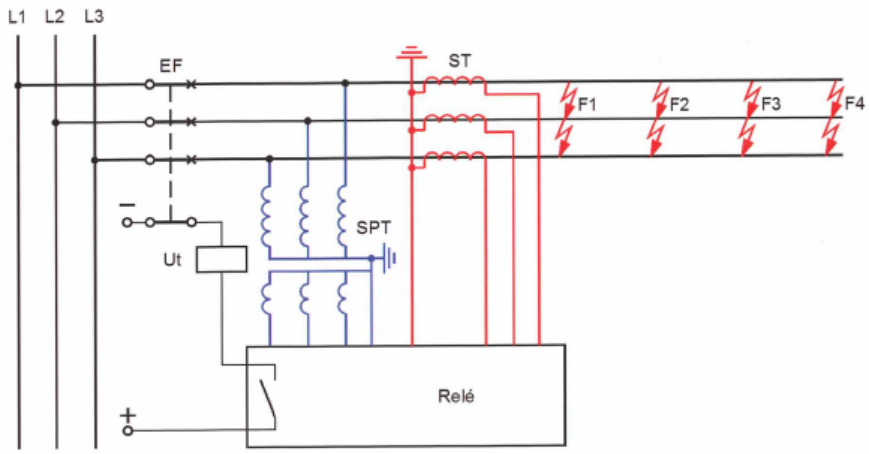


Figur 2.13: Ikke retningsbestemt jordfeilvern [50]

Et retningsbestemt jordfeilvern skiller seg fra et ikke-retningsbestemt jordfeilvern ved at den i tillegg består av en kabelstrømtransformator som omslutter alle tre fasene, en effektbryter og et retningsbestemt jordfeilrelè [50]. Når det er jordfeil i nettet, overstiger spenningen U_0, fra spenningstransformatoren, innstilt verdi på relèet, og relèet begynner å måle retningen (vinkelen) mellom strømmen I_0 fra kabelstrømtransformatorens sekundærside og spenningen U_0.

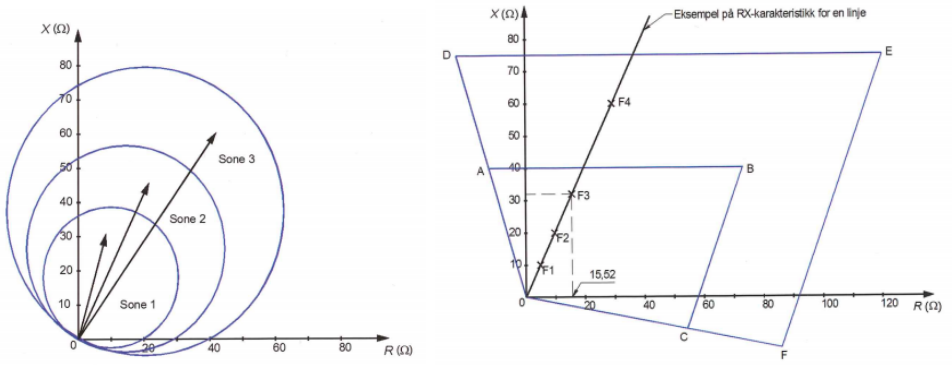
2.6.3 Distansevern

I tillegg til overstrømsvern er distansevern et mulig vern for distribusjonsnett. Dette vernet er derimot mer vanlig å bruke for spenningen høyere enn 22 kV der energitilførselen er fra flere sider [48]. Distansevern kalles også impedansvern, siden det bygger på prinsippet op at impedansen er proposjonal med avstanden til feilstedet [39]. Vernet kan dermed innstilles til å dekke forskjellige soner basert på linjeimpedansen. Impedansen beregnes ut ifra målte strømmer inn i og spenninger ved distansevernet, ved hjelp av ohms lov, og er ved normale lastforhold lik summen av linjeimpedansen og lastimpedansen [50]. Ved en kortslutning er impedansen lik linjeimpedansen fra distansevernet til kortslutningsstedet, og er dermed mindre enn ved normale lastforhold. Da gir vernet signal til effektbryteren om at denne skal koble ut.



Figur 2.14: Distansevern [50]

Vernet kan velges til å dekke ulike soner avhengig av ved hvilke impedanser det skal koble ut, og ved hvilken tidsforsinkelse, slik som for eksempel vist i figur



(a) Sirkelkarakteristikk (b) Polygonkarakteristikk

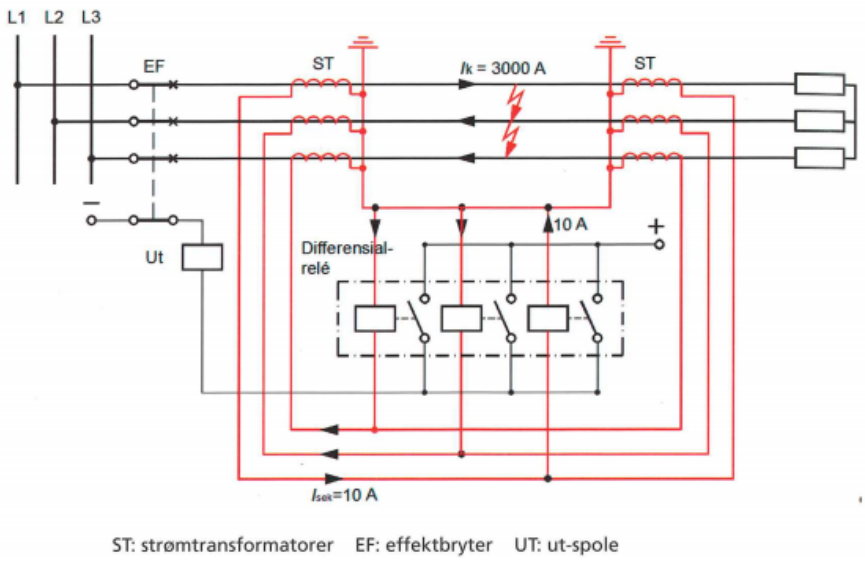
Figur 2.15: Karakteristikk distansevern [50]

2.15a. Figur 2.15b viser en karakteristikk for distansevernet sammen med R/X-karakteristikken (resistans-induktans forholdet) for en linje. Ved en feil ved F1, F2 eller F3 måler relèet en impedans som ligger innenfor relèets 1.sone, og lukker relèkontakten i figur 2.14 uten tidsforsinkelse slik at effektbryteren koblet ut momentant. En feil ved F2 havner i relèets 2.sone og dermed vil relèkontakten lukkes med en kort tidsforsinkelse. På denne måten er selektivitet opprettholdt. Normale lastimpedanser havner utenfor det største polygonet, og distansevernet kobler dermed ikke ut for disse tilfellene.

Distansevern gir ikke alltid sikker utkobling, og ved høyohmige feil trengs det andre typer vern, som for eksempel følsomme jordfeilvern [48]

2.6.4 Differensialvern

En annen type vern er differensialvern. Vernet blir gjerne brukt for å beskytte viktige kabler mot skader ved feil [50]. Figur 2.16 viser et differensialvern og strømfordelingen ved en intern feil. Her er det nødvendig å ha strømtransformatorer på begge siden av linjen/kabelen man ønsker å beskytte. Vernet fungerer ved at to strømmer blir sammenlignet, og er selektivt ved at det reagerer momentant dersom strømmene ikke er like.



Figur 2.16: Differensialvern for interne feil [50]

2.7 Relèvern og driftssentral

Et lyd- og lyssignal melder umiddelbart om utkobling ved relèvernet [39]. Signalene sendes til driftssentralen der alle viktige beskjeder, feilmeldinger og måleresultat blir behandlet av operatører. Dette blir gjort ved hjelp av SCADA (Supervisory Control And Data Aquisition) som brukes til å overvåke og styre anlegg og kraftverk. Driftssentralen kan kommunisere med understasjoner (trafostasjoner, nettstasjoner osv) ved hjelp av RTU-er (Remote Terminal Unit) montert i utvalgte understasjoner for å muliggjøre fjernstyring. RTU-en sender ut data om måleresultat fra sensorer i tillegg til feilmeldinger. Det er disse som er utgangspunktet for feillokalisering i det høyspente distribusjonsnettet.

Kapittel 3

Smarte Målere

Økende kraftetterspørsel, kompleksitet i nettet og høyere forventninger med tanke på leveringskvalitet, gjør smarte målere til en ettertraktet løsning i dagens nett [60]. Alle husstander i Norge skal ha en smartmåler installert innen 2019 [31]. Dette åpner opp for toveis kommunikasjon mellom kunde og nettselskap, slik at blant annet informasjon om kundens forbruk kan sendes inn til nettselskapene for en mer nøyaktig avregning, mens tariffinformasjon kan sendes til kundene slik at de selv kan justere forbruket sitt basert på lavest pris. Dette vil bidra til bedre oversikt og kontroll for nettselskapene, og potensielt billigere strømforbruk for forbrukeren.

Smarte målere omtales også som AMS-målere der AMS står for Avanserte Måle- og Styresystemer, men det vil i denne oppgaven bli omtalt som smarte målere.

3.1 Funksjonskrav

Ved bruk av smarte målere har NVE en "Forskrift om måling, avregning, fakturering av nettjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv." som må følges. I kapittel 4 i forskriften står følgende funksjonskrav [31]:

AMS skal:

a) lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 60 minutter, og kunne stilles om til en registreringsfrekvens på minimum 15 minutter

b) ha et standardisert grensesnitt som legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr basert på åpne standarder,

c) kunne tilknyttes og kommunisere med andre typer målere,

d) sikre at lagrede data ikke går tapt ved spenningsavbrudd,

e) kunne bryte og begrense effektuttaket i det enkelte målepunkt, unntatt trafomålte anlegg,

f) kunne sende og motta informasjon om kraftpriser og tariffer samt kunne overføre styrings- og jordfeilsignal,

g) gi sikkerhet mot misbruk av data og uønsket tilgang til styrefunksjoner og

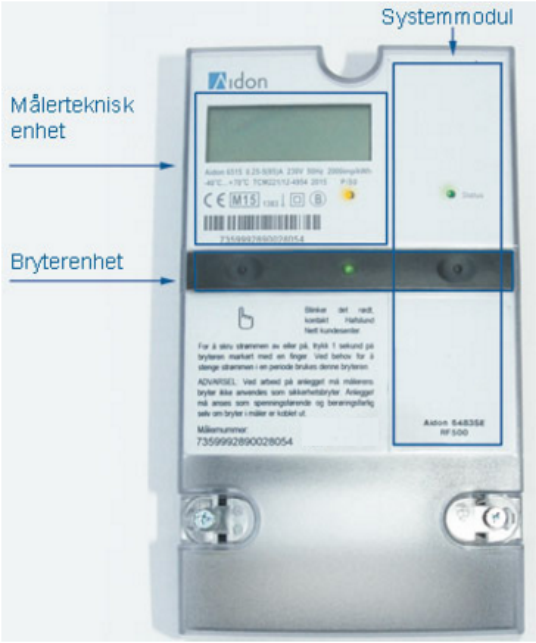
h) registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger.

Det vil si at forskriften ikke regulerer nettnyttetiltak hos kunder, slik som registrering av blant annet avbrudd, jordfeil, og spenningskvalitet [59]. Dette vil være opp til hvert enkelt nettselskap og måleleverandør. Det vil potensielt være mye informasjon og data som automatisk vil flyte mellom forbruker og energiselskaper, slik som vist i figur 3.1, og dermed vil for eksempel personvern og informasjonssikkerhet være viktig, og dette blir sett nærmere på i kapittel 3.5.

Figur 3.1: Informasjonsflyt [9]

3.2 Virkemåte

Figur 3.2 viser de ulike delene målerteknisk enhet, bryterenhet og systemmodul på en Aidon-måler [19]. Den målertekniske enheten gjør at målerstand vil kunne avleses på målerenhetens skjerm. Det er her strømledningene tilkobles. Bryterenheten lar brukeren styre displayet, i tillegg til at den brukes til fra- og tilkobling av kundens anlegg. I systemmodulen blir kundens forbruksdata registrert og sendt ut til sentralsystemet (Head End System, ofte forkortet "HES") hos nettselskapene. Den sørger også for at nettselskapene kan kommunisere med måleren, be om øyeblikksverdier og fjernstyre bryteren. Kontrollampen lyser grønt når måleren/anlegget er tilkoblet, blinke grønt ved klargjøring av bryteren, og blinke rødt når anlegget er frakoblet.



Figur 3.2: Oppbygning Aidon-måler [19]

Måleren består av to moduler; selve måleren og en kommunikasjonsmodul [42]. Selve måleren starter ganske kjapt og begynner å registrere data omgående, mens kommunikasjonsmodulen bruker tid på oppstart. Dette er på grunn av oppstart mot kommunikasjonsnettet – der det foregår en hel del "handshake" med RF-nettet og videre kommunikasjonsmedier nærmere forklart i kapittel 3.3. Dermed prosesseres og lagres data i måleren før kommunikasjonsmodulen har rukket å starte.

3.3 Kommunikasjon

Kommunikasjonskanaler som norske nettselskaper kan velge å bruke er radio/-radiomesh, mobil (GPRS, 4G, 3G, 2G), kraftlinjeoverføring (PLC) og fiber [59]. Hvilken teknologi som blir valgt avhenger av hva som er tilgjengelig i det spesifikke området og mengden data som skal overføres. Det er dermed opp til de forskjellige nettselskapene å velge hvilken kommunikasjonsløsning som skal brukes. En nærmere forklaring på de ulike kommunikasjonsløsningene er gitt nedenfor:

- Radio/Radiomesh:
  Kommunikasjon ved å bruke radiobølger i forbindelse med smarte målere. Brukes gjerne over korte avstander [19]. Når hver måler i et geografisk område har en radiomodul, dannes det til sammen et maskenettverk som er feilredundant, selvkonfigurerende og selvreparerende. *Dersom et radiopunkt skulle falle bort, vil andre punkter overta den aktuelle kommunikasjonsruten.* [19]

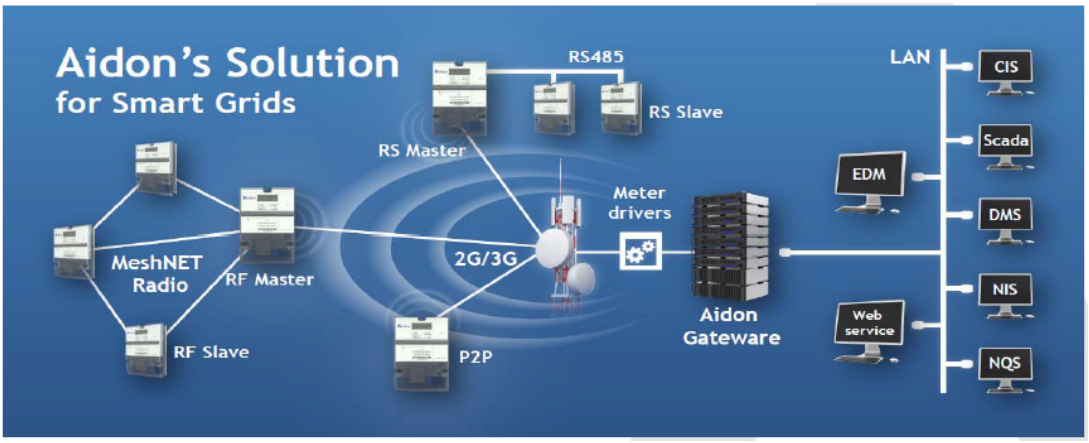
- Mobilnett:
  Mobilnett som GPRS, 4G, 3G og 2G er en mye brukt kommunikasjonsform ellers. Fordelen er at dette er en løsning som ikke krever mye nytt utstyr og data kan sendes over lange avstander. Alt som har et nettverkskort er så og si klar til å kobles til et nettverk. Ulempen er at det krever god dekning der målerne er lokalisert.

- Optisk fiber:
  Ved kommunikasjon gjennom lys over en fiberkabel blir elektriske signal konvertert til optiske signal (lys) ved sendersiden, og fra optiske signal til elektriske signal ved mottakersiden [39]. Fordelen er at fiberkabel kan overføre store mengder data på grunn av stor bandbredde. Ulempen er at det må legges en optisk kabel i bakken som vil innebære kostbart konverteringsutstyr og langvarig gravearbeid, og å legge fiber for bare å overføre informasjon og data fra smarte målere vil ikke være en kostnadseffektiv løsning [22].

- Power Line Communication (PLC):
  Er en kommunikasjonsløsning der all kommunikasjon foregår over kraftlinjene. Dette er en enkel og allerede eksisterende kommunikasjonsnsløsning [22]. Kommunikasjonen foregår på en annen frekvens enn strøm- og spen-

ningsfrekvensen, og skilles dermed fra strøm og spenning. Dette er derimot en lite pålitelig kommunikasjonsløsning, med mye støy og lav hastighet. Dårlig pålitelighet fordi det ikke vil være mulig å kommunisere med målerne ved utkobling av linjer, noe som vil være viktig i en feilsituasjon.

Som eksempel har smartmålerleverandøren Aidon valgt en kommunikasjonsløsning som kombinerer radio og mobilnettet. Dette er vist i figur 3.3. Et radio mesh blir lagd ved at de smarte målerne (Slave) sender data og informasjon ved hjelp av radiobølger til en innsamlingsenhet/konsentrator (Master) i nettstasjonen, som videre sender all data til sentralsystemet (HES) via 2G, 3G eller 4G. Slavene kobler seg automatisk til de beste tilgjengelige masterne og dermed er nettverket godt sikret mot tekniske problemer [5].



Figur 3.3: Kommunikasjonsinfrastruktur Aidon-løsning [3]

Standarden IEC 62056-21 oppgir at alle målerne skal sende ut måler-ID og måleverdier ved å bruke de samme kodene for effekt, strøm, spenning frekvens osv. Disse er kalt OBIS-koder, der OBIS står for "object identification system". Ifølge standarden skal de smarte målerne gi ut data som ASCII-kodet data, der informasjonshastigheten kan velges. OBIS-kodene brukt for denne masteroppgaven blir videre beskrevet i kapittel 6.2.5.

3.4 Overvåkning og informasjonsinnhenting ved hjelp av smarte målere

Overvåkning av driftssituasjon ved hjelp av smarte målere kan gjøres på forskjellige måter avhengig av valgte algoritmer i målerens programvare. Konfigurering av programvaren gjøres i sentralsystemet, og kan velges å være individuell for ett enkelt målepunkt eller en gruppe målepunkter [6]. Aidons løsning på overvåkning med smarte målere baseres på 3 former for overvåkning [6]:

- Proaktiv overvåkning:
  Kontinuerlig innsamlig av data som anses som sentrale for vurdering av spenningskvalitet. Sendes automatisk ved gitte tidsintervaller.
- Reaktiv overvåkning:
  Sanntidsalarmer som sendes for å informere om detektering av alvorlige problemer. Sendes automatisk og momentant.
- Analyse:
  Analyse av data kan gjøres raskt på bakgrunn av data og alarmer fra proaktiv og reaktiv overvåkning. Dette må det spørres om fra sentralsystemet som har samlet inn all informasjonen ved å sende en "adhoc" forespørsel.

En type reaktiv overvåkning skjer ved strømbrudd ved hjelp av et "siste sukk"-signal. Da kan hendelse-ID, tidsstempel, alarmstatus, momentan fasespenning og -strøm, i tillegg til målerens geografiske posisjon knyttet til målerens ID-nummer bli sendt inn til sentralsystemet [6]. Målerne benytter backup spenning for å sende informasjonen, men leveranse kan derimot ikke garanteres. Enkelte målere kan konfigureres til å i tillegg sende en hendelseslogg om totalt spenningsutfall/avbrudd etter at måleren har startet opp etter et totalt spenningsutfall [6]. Loggen samles inn av sentralsystemet på forespørsel eller ved mottak av "push"-hendelser, som er hendelser som er forhåndsbestemt å sendes inn ved gitte hendelser. Loggen kan ikke inkludere momentan spenningsverdi på grunn av at tiden benyttes for å lagre informasjon til et ikke-flyktig minne, men kan tenkes å være nyttig for vurdering av andre skader eller behov for vedlikehold.

Måleren rapporterer strømbrudd til systemmodul ved en bestemt lav spenning. Denne er vist i tabell 3.1 for ulike målere [6]. I en lavspenningssituasjon kan måleren forbli påslått, selv om systemmodulen er slått av, og det er avbrudd av

systemmodul som betraktes som strømbrudd i sentralsystemet.

Tabell 3.1: Rapporteringsgrense strømbrudd [6]

Type måler	**Spenningsgrense**
1-fase	$\sim$ 150 V
3-fase, uten nøytral	$\sim$ 90 V
3-fase, med nøytral	$\sim$ 120 V

Spenningsgrensen for når energimåling stopper er rapportert å være ca 50 V for alle typene målere [6]. Da har den metrologiske delen, som gjør målingene, for lav spenning til å levere driftsspenning til den metrologiske delen og systemmodul. Da trenger måleren backup spenning for å sende ut data eller informasjon, avhengig av satte algoritmer og om backup spenning er tilgjengelig eller ikke.

Basert på algoritmer implementert av Aidon i deres smarte målere, kan målerne per dags dato ikke detektere flimmer, raske spenningsvariasjoner og transiente overspenninger [6]. Dette er på grunn av at samplingstiden maskinvaren måleren har per dags dato er for lav.

3.5 Personvern og informasjonssikkerhet

Informasjonen fra AMS kan gi grunnlag for å anta eller forutsi mange forskjellige aspekter av individers daglige virke f.eks. når de er hjemme eller på jobb, når de sover, hvem som ikke sover på natta eller er på ferie. Dersom målingen kan knyttes til en person, f.eks. ved å sammenstille målernummer med huseier, vil målingen innebære behandling av personopplysninger [9]. Denne informasjonen kan misbrukes og er derfor viktig å beskytte.

Informasjonssikkerhet og personvern setter styringen for hvordan innsamlet data fra smarte målere kan behandles og benyttes. *Informasjonssikkerhet betyr at de som oppbevarer personopplysningene, må sørge for at opplysningene ikke blir ødelagt, og at ikke uvedkommende får tilgang til dem* [8]. Personvernloven skal sikre at informasjon knyttet til enkeltindivider ikke kommer på avveie/brukes uten samtykke, og skal sikre at alle har lik rett til å ha et privatliv. Informasjonssikkerhet er spesielt viktig dersom trådløs kommunikasjon blir benyttet, siden trådløse signaler kan gi uønskede tilgang til sensitiv informasjon og muligheten

til å kontrollere og observere smarte målere [22]. Det er derfor viktig for nettselskapenes omdømme og ivaretakelse av tilliten fra kundene å forsikre kundene om at informasjonssikkerheten er god nok i tillegg til at kundenes personvern er sikret [9].

3.6 Status for smarte målere vår 2017

Det er hovedsaklig 3 leverandører som blir brukt for leveranse av smarte målere i Norge; Aidon, Kamstrup og Kaifa. Aidon har kontrakter for å levere målere til 53 % av norges befolkning [42], og skal levere til de største nettselskapene, som blant annet Hafslund, Eidsiva, Skagerak og Lyse, i tillegg til Nettalliansen bestående av mange små nettselskaper i Nord-Norge [34]. Ifølge Rolf Pedersen, leder for forretningsutvikling i Aidon, rulles det ut ca 70 000 målere i måneden, og enda gjenstår det endel. Opplandssamarbeidet, Agder Energi og Kragerø Energi er noen av nettselskapene som får målere fra Kamstrup [2], mens Kaifa skal levere til blant annet Trønderenergi, Nordlandsnett og store deler Vest-Norge [42]. Per 28.04.17 er ca 6 % av kommunene ferdig med utrullig av smarte målere, mens 25,3 % har påbegynt utrullingen [14]. Det gjenstår dermed en hel del målere, og det er dermed ikke mange nettselskaper som har testet ut målerne og undersøkt nettnytte i praksis.

Kapittel 4

Feillokalisering

Lokalisering av feilsted kan gjøres ved bruk av ulike metoder og med ulik teknologi. Det finnes metoder som utnytter vandrebølger som oppstår ved en feilsituasjon, impedansen frem til feilsted, høyfrekvensmetoder eller metoder som bruker kunstig intelligens ved lokalisering av feil [49]. Det er derimot ikke alle som enkelt kan brukes i distribusjonsnett. Dette er på grunn av noen utfordringer [15];

- store geografiske områder
- liten tilgjengelighet av status for brytere og verneinnretninger
- ikke-homogen balanse og kontinuerlig endring av belastninger
- flere mulige feilsteder på grunn av tilstedeværelse av flere grener.
- betydende effekt av lysbuemotstand

Kort fortalt brukes ikke vandrebølgemodellen i distribusjonsnett da de mange avgreinger gir mange refleksjoner, og høyresistante feil vil dempe amplituden på vandrebølgen slik at nøyaktigheten dramatisk går ned [49]. De mange avgreiningene vil også være en utfordring med impedansmetoden, da metoden vil estimere flere feilsteder som har samme impedans som avstanden til feil. Høyfrekvensmetoden er en variant av vandrebølgemetoden, men benytter "wavelet transform" som trekker ut bølgerefleksjonene fra feilen, uavhengig av feil, og kan derfor brukes i distribusjonsnett, men er ansett å være en dyr og kompleks metode [49]. Metoder som bruker kunstig intelligens krever både mikroprosessorbaserte reléer implementert med altgoritmer for mønstergenkjenning og beslutningtaking, mye data, i tillegg til at systemet som benytter seg av metoden må "trenes" hver gang

det er endringer i nettet [49]. Dette vil være både tidkrevende og unødvendig komplisert.

Med innføring av smarte målere vil det bli mer tilgjengelighet av informasjon om driftsstatus i distribusjonsnettet, slik det tidligere har vært mangel på. Dette kan forenkle feillokaliseringen, med automatiske oppdateringer og feilmeldinger fra målerne. Da impedansmetoden er ansett som en enkel og et bedre økonomisk alternativ sammenlignet med vandrebølger, høyfrekvens og kunstig intelligens [49], blir den videre undersøkt for feillokalisering ved utnyttelse av smarte målere. I tillegg gås det inn på hvordan feillokaliseringen foregår i dag.

Merk: *Deler av dette kapittelet har også blitt brukt i prosjektoppgaven [12], med noen endringer.*

4.1 Feillokalisering i dag - manuell metode

Feillokalisering i dag er en hovedsaklig manuell metode. "Manuell" fordi det er nødvendig med mye menneskelig aktivitet for å lokalisere feil. Det tas utgangspunkt i enten signaler fra relèvernene, eller innrigninger fra kunder for å starte feillokalisering, men personell må videre bruke mye tid på å lete etter feilstedet.

I det høyspente distribusjonsnettet sender relèvernene ut informasjon om driftssituasjonen til SCADA-systemet på driftssentralen [61]. Driftsingeniøren(e) får da opp en melding om tidspunkt for utkobling av effektbryter i tillegg til hvilken effektbryter som er koblet ut. Lokalisering av feil her blir gjort ved å seksjonere linja ved hjelp av fjernstyrte brytere eller manuelle brytere lokalisert langs linja. Med manuelle brytere er det vanlig å sende vedlikeholdspersonell til ca midt på linja og koble ut/åpne bryteren der, deretter koble inn effektbryteren på starten av linja og se om relèvernet kobler ut effektbryteren igjen. Hvis feilen ikke er før den midterste bryteren, åpnes effektbryteren av enten driftsingeniøren eller personellet i området slik at andre brytere en etter en nedstrøms for forrige bryter kan kobles ut helt til feilstedet er funnet, isoleres og feilen repareres. Hver utkobling av effektbryteren på starten av linja, forårsaker mer skade på feilstedet og utsetter nettverkskomponenter for stress [53] [32]. Med fjernstyrte brytere kan alle bryterne åpnes, og deretter fjernstyrt lukkes en etter en til relèvernet

kobler ut effektryteren. Så isoleres den seksjonen med feil, alle eventuelle sekundære innmatinger kobles fra, og vedlikeholdspersonellet sendes til feilstedet for å reparere feilen.

I lavspente distribusjonsnett blir feil typisk lokalisert gjennom fysiske indikasjoner, som lukten av brent kabel, synlig brudd eller kunder uten strøm, der kunder ringer inn og varsler [1] [61]. Driftsingeniøren på driftssentralen som tar imot telefonsamtalen vil deretter prøve å finne ut av hvor feilen er lokalisert, gjennom telefonnummeret til den som ringer i tillegg til spørsmål som "Har naboene strøm?", "Har hovedsikringen i huset gått?" eller "Hvor oppdaget du feilen?". Deretter vil vedlikeholdspersonell bli sendt ut for å kontrollere området med feil og finne bevis på at feil har skjedd. Det kan ta alt fra 10 minutter til timer å både lokalisere feilen, reparere den og i tillegg skifte den utkoblede/ødelagte sikringen i fordelingstransformatoren [15].

4.2 Impedansmetoden

Det er hovedsaklig ansett at impedansen til feilsted er et mål på distansen til feil, og med impedansmetoden kan distansen bestemmes med stor nøyaktighet [54] [49]. Metoden kan beregne distansen til feil enten ved målinger av strøm og spenning enten fra èn måleterminal eller to måleterminaler. Disse blir her nærmere presentert.

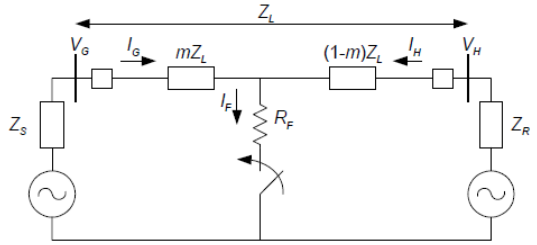
Èn terminal

Figur 4.1 viser et eksempel på hvordan feilstedet kan beregnes ut ifra tilsynelatende impedans sett fra målerterminalen G [1]. V_G og V_H er spenningene ved henholdsvis terminal G og H. Den totale feilstrømmen I_F er summen av den målte fase-jord-strømmen fra begge endene av linja, I_G and I_H.

Der impedansen sett fra samleskinne G er gitt av formelen (4.1).

$$Z_{GF} = \frac{V_G}{I_G} = mZ_L + R_F \frac{I_F}{I_G} \tag{4.1}$$

Dersom feilresistansen R_F er antatt å være null, blir det andre leddet i (4.1) null.



Figur 4.1: Impedansmetoden [1]

Tabellen i figur 4.2 viser hvilke ligninger som må løses for å finne distansen m [1] [40]. Da må feiltypen være kjent.

Fault type	$mZ_{1L} =$
Phase i - ground	$U_i/(I_i + kI_R), \quad i = a, b, c$
a-b or **a-b-g**	U_{ab}/I_{ab}
b-c or **b-c-g**	U_{bc}/I_{bc}
c-a or **c-a-g**	U_{ca}/I_{ca}
a-b-c	Any of the phase-phase equations

Figur 4.2: Avstandsligninger [1]

Dersom R_F ikke er lik null, derimot, så vil feilresistansen ha en reaktiv del på grunn av forholdet til I_G and I_F [40]. Denne reaktive komponenten er et resultat av påvirkningen fra innmating og last nedstrøms for feilstedet [1]. Dette kan føre til unøyaktighet av lokalisering av feil, og dette er den største begrensningen til denne metoden. I tillegg vil denne metoden kunne gi flere forslag til feilsted, siden distribusjonsnettet har mange avganger og avgreininger, i tillegg til at målinger av strøm og spenning bare blir gjort i trafostasjoner [1].

To terminaler

Hovedforskjellen mellom bruk av impedansmetoden ved èn eller to terminaler er at det blir samlet inn data fra to terminaler i sistnevnte. I tillegg kan påvirkning av feilmotstand og andre forstyrrende elementer bli eliminert [1]. Ved å bruke to terminaler isteden for èn, er det behov for kommunikasjon mellom de to terminalene. Denne metoden kan være tregere enn tidligere nevnte impedansmetode, men vil fortsatt være tilstrekkelig rask med sine maks minutter lange respons.

Referert til figur 4.1, anta at målingene er tilgjengelig fra begge terminalene. Feilkretsens spenningsfall U_{GF} og U_{HF} sett fra henholdsvis samleskinne G og H, er da gitt av ligning (4.2) og (4.3) [1].

$$U_{GF} = mZ_L I_G + U_F \tag{4.2}$$

$$U_{HF} = (1 - m)Z_L I_H + U_F \tag{4.3}$$

Feildistansen, m, fra G bestemmes ved å trekke fra ligning (4.3) fra (4.2), slik at den ukjente spenningen ved feilstedet, U_F, blir eliminert med følgende ligning [1]:

$$U_{GF} - U_{HF} = mZ_L I_H + (1 - m)Z_L I_H \tag{4.4}$$

Løsning av avstanden gir:

$$m = \frac{\frac{U_{GF} - U_{HF}}{Z_L} + I_H}{I_G + I_H} \tag{4.5}$$

Fra ligning (4.5) ser vi at distansen til feil fra samleskinne G kun avhenger av linjeimpedans tilstede ved feil i tillegg til målt strøm og spenning [1]. I tillegg er det nødvendig å vite topologien i nettet, linjeimpedans ved normal drift, og last [15].

4.3 Muligheter for feillokalisering med smarte målere

Det finnes mange artikler om mulighetene som smarte målere gir når det gjelder å forbedre feillokalisering, og dermed redusere avbruddstiden og KILE-kostnader. Noen av dem utnytter spenningsmåling utført av smarte målere for å finne feilpunktet, mens andre finner feilområdet ved hjelp av målerens evne til å sende et ”siste sukk”-signal (”last gasp” på engelsk) ved strømbrudd. Dette kan for eksempel kombineres med allerede brukte karttjenester som GIS og NIS, der også

komponenter er lagt inn geografisk korrekt, slik at feilstedet automatisk kan kartlegges og visualiseres.

Noen viktige utfordringer ved bruk av data fra smarte målere inkluderer:

- Datamengde som overføres
  Det er ønskelig at mengden data som overføres til enhver tid ikke er større enn absolutt nødvendig. Dette er fordi jo større datamengde, desto mer tid vil det ta å sende, gå igjennom/behandle og visualisere den informasjonen som det er behov for.

- Innsendelse av data ved feilsituasjoner
  Dersom en feil skjer i nettet, og data er ønsket for å lokalisere feilen, kan det være nødvendig med en ekstra spenningsforsyning for at måleren skal være i stand til å sende ut sanntidsdata under feilsituasjonen. Dette kan for eksempel være et kondensatorbatteri.

- Bestemmelse av om en feil har inntruffet eller ikke.
  Kan bli bekreftet ved å spørre nabomåleren ved hjelp av "pinging", kommunikasjonsenheter og/eller annen kommunikasjonsinformasjon [29].

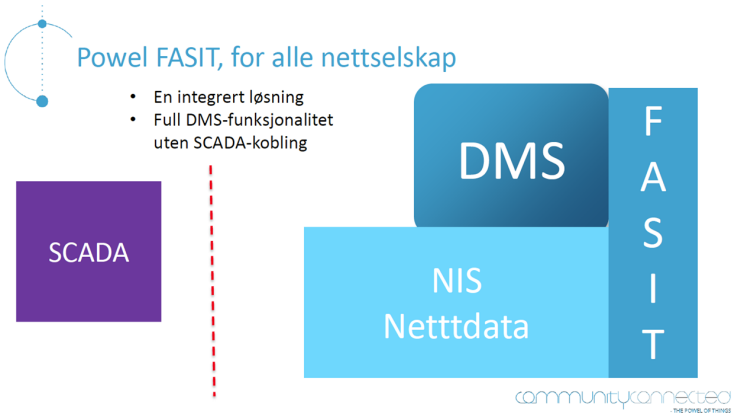
- Raskt prediksjon av feilsted
  Kan forbedres ved å velge gunstig måleintervall, en god algoritme og kunnskap om ofte mislykkede distribusjonsseksjoner [29].

- Kommunikasjonsfeil
  Dersom en smartmåler mislykkes i å rapportere, kan nabomåleren sjekkes ved "pinging". Det anbefales å forstå årsaken til mislykket datainnsamling [29].

4.3.1 Informasjonsinnhenting og visualisering med DMS

Med mer informasjon og data tilgjengelig i distribusjonsnettet, nå som smarte målere gir tusenvis av målepunkter, vil det være nødvendig å behandle og nyttegjøre seg denne informasjonen i et feillokaliseringssystem for distribusjonsnettet. Dette kan være enten være et helt eget og frittstående system eller en del av for eksempel DMS (Distribution Management System). Systemet samler inn, organiserer og visualiserer sanntidsinformasjon på tvers i hele nettet, slik

at distribusjonsnettet kan observeres og kontrolleres i sanntid [10]. Det er avhengig av informasjon fra andre systemer, som SCADA og NIS/GIS. I tillegg til nyttegjørelse av data, har DMS støtte for å gjennomføre analyser og predikere forbruk. I fremtiden er det tenkt å lage et mer avansert system, kalt ADMS (Advanced Distribution Management System), der DMS- og SCADA-funksjonalitet er i samme system, med tett integrasjon av NIS/GIS [10]. Dette er vist i figur 4.3.



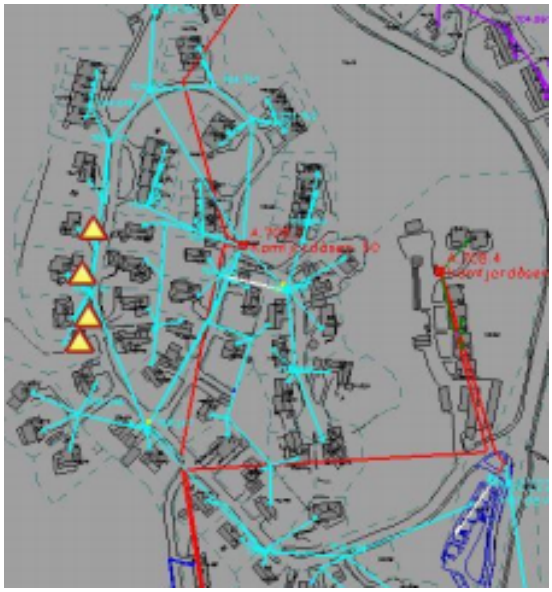
Figur 4.3: Fremtidens DMS-løsning [10]

4.3.2 ”Siste sukk”-signal

Vanligvis har manuelle metoder blitt brukt for å lokalisere feil i distribusjonsnettet. Den viktigste kilden til informasjon for feil i det lavspente distribusjonsnettet har vært telefonoppringninger fra kunder som enten er uten strøm eller oppdager feilsituasjoner ute langs linjen, mens det i det høyspente distribusjonsnettet har hovedsaklig vært alarmer og informasjon fra relèvern. Med installasjon av smarte målere vil det nå være mulig å utnytte et ”siste sukk”-signal fra målerne ved strømbrudd, slik som tidligere beskrevet i kapittel 3.4

Et av nettselskapene i Norge som har undersøkt videre bruk av ”siste sukk”-signalet i det lavspente distribusjonsnettet er Skagerak Energi [24]. De planlegger å ha DMS som automatisk registrerer et avbrudd i lavspentnettet når en alarm fra en smartmåler mottas. Deretter vil programmet vente på eventuelt flere alarmer relatert til samme feil, før det sender ut en spørring av målerne i området mottatte alarm befinner seg i. Basert på ”siste sukk”-signalet og svarene fra spørringen, kan det mest sannsynlige feilstedet finnes. Dette brukes til

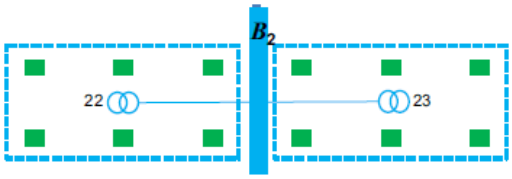
å binde den berørte sonen til den faktiske sikringen som er gått, eller der hvor lavspenningsforbindelsen er brutt [24]. Etter at avbruddet er avsluttet vil DMS dermed spørre målerne hos berørte kunder for å sjekke at alle har fått tilbake forsyningen.



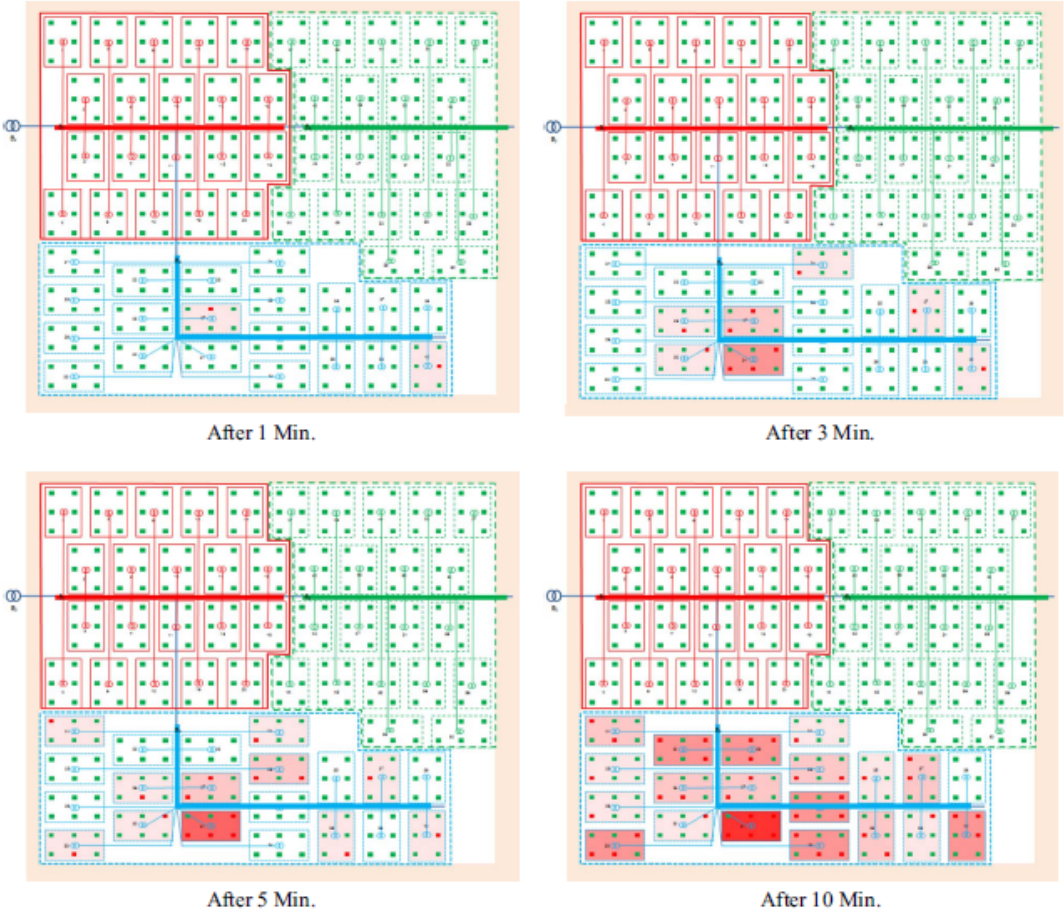
Figur 4.4: Kunder uten strøm [24]

Andre har sett på bruk av "siste sukk"-signalet for å lokalisere feil i det høyspente distribusjonsnettet. Èn av dem er presentert av Kuroda et al. (2014) [29]. Metoden baserer seg på kommunikasjon mellom smarte målere og driftssentralen, og overvåker mengden deaktiverte målere. Kombinert med data fra geografisk informasjonssystem (GIS), kan delen av nettet som er uten strøm bestemmes. Smarte målere blir her foreslått samlet sammen i "bokser" avhengig av hvor de befinner seg på linja og hvilken nettstasjon/transformator de er tilknyttet. Dette er vist i figur 4.5. Da kan en feilsituasjon bli lokalisert ved at boksen gradvis blir mer og mer rød avhengig av hvor mange smarte målere som sender ut "siste sukk"-signal eller om datainnhentingen ikke er mulig. Dersom det er 6 smarte målere i hver boks, kan store datamengder på samme tid unngås ved at det velges et innhentingsinterval for hver måler på 30 minutter og fremdeles oppdatere hver boks hvert 30 sekund. Slik kan et feil raskt og enkelt oppdateres, og nøyaktigheten av forekomsten forbedres. Figur 4.6 viser status på datainnsamlingen iløpet av en feil i det høyspente distribusjonsnettet.

Dersom det er usikkerhet knyttet til om en feil faktisk har skjedd i lavspen-



Figur 4.5: Smarte målere gruppert sammen i bokser [29]



Figur 4.6: Statusendring ved datainnsamling ved en feilsituasjon [29]

ningsnettet kan man ”pinge” smarte målere [55]. Dette vil hjelpe valideringen av feillokasjonen for personell. I tillegg vil driftssentralen være i stand til å bekrefte at kundene faktisk har fått tilbake strømmen sin før de sender ut en melding om at feilen er reparert. Dette vil forbedre ryktet til nettselskapene og føre til mer fornøyde kunder.

4.3.3 Spenningsmålinger

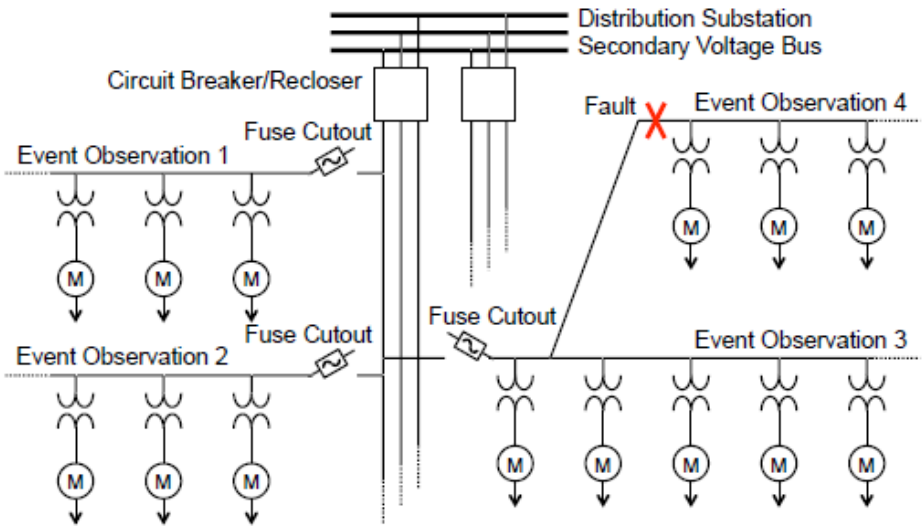
Det kan være utfordrende å bruke "siste sukk"-signal til å lokalisere feil i det høyspente distribusjonsnettet med god nøyaktighet. Basert på litteraturstudie er den mest foreslåtte metoden for feillokalisering i det høyspente distribusjonsnettet ved hjelp av smarte målere, en kombinasjon av spenningsmålinger og impedansen i nettet ved feil. Her vil det være nødvendig med måling av strøm og spenning i trafostasjonen for å beregne feilimpedansen slik som presentert i kapittel 4.2 Impedansmetoden. Det vil her ses nærmere på bare èn foreslått metode.

Ideen er at spenningsfall basert på spenningsmålinger fra smarte målere kan brukes til å finne spenningen i løpet av en feil. Et spenningsfall er funnet ved å subtrahere spenningsendringen som en komponent opplever fra spenningen før feil. Da feilene oppstår på forskjellige steder i distribusjonsnettet, endres spenningsverdien. For målere plassert som vist i figur 4.7a, vi spenningen falle slik som vist i figur 4.7b [11]. Spenningsfallet for kunden nær nettstasjon, "event observation 1", men langt fra feilstedet opplever en mindre spenningsfall som ikke vil utløse spenningsgrensen innenfor smartmåleren, som når kunden er relativt nær ("event observation" 2, 3 og 4). Til en feil nedstrøms for kunden, og oppstrøms for vernet som rydder feilen, oppleves et stor spenningsfall som vil overgå den gitte grensen for spenningsfall, og måleren vil sende ut en alarm, verdi eller bare slå seg av. Spenningen på kundens plassering vil da gå tilbake til sin normale verdi når feilen er klarert. Hvis kunden befinner seg nedstrøms for vernet, opplever kunden en avbrudd, og når kunden befinner seg nedstrøms for både feilen og vernet, oppleves en avbrudd som fortsetter gjennom den etterfølgende feilklaringen.

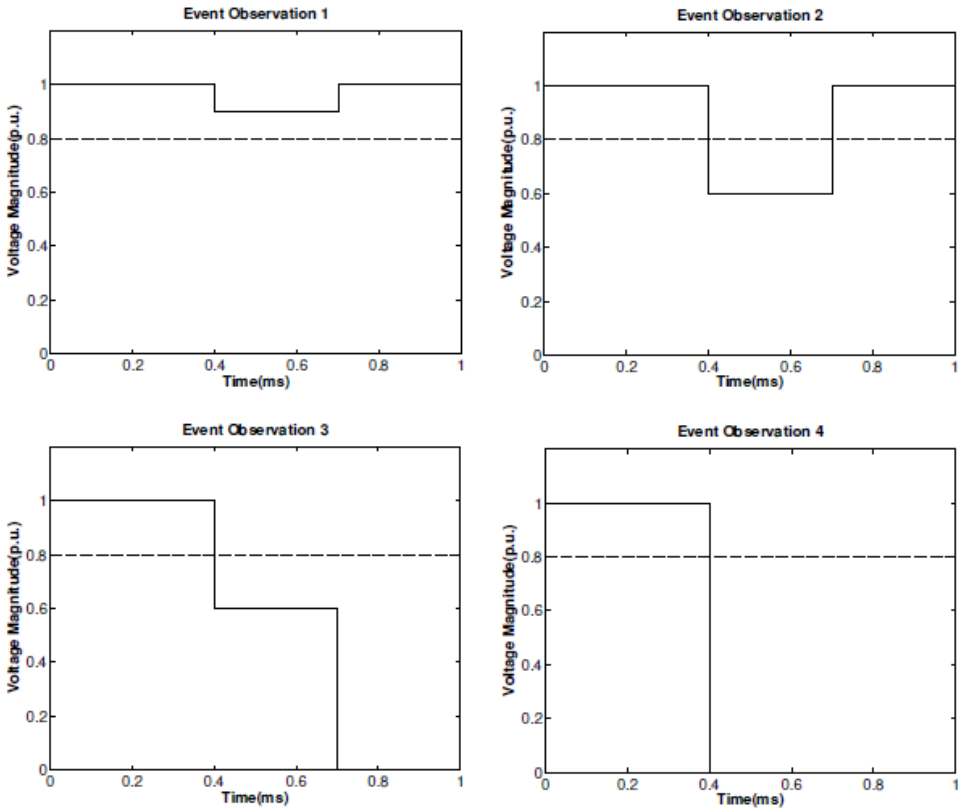
Artikkelen "Low Voltage Zones to support fault location in distribution systems with smart meters" av Trindade og Freitas [56](2016) foreslår følgende metode:

1. bruke impedansmetoden til omtrentlig estimering av feilsted
2. bruke spenningsmålinger fra smarte målere ved mistanke om estimering av for mange feilsteder til å lage Low Voltage Zones (LVZs), områder med lav spenning, til å identifisere det faktiske feilstedet.

Metoden er grunngitt med at dersom smarte målere kan rapportere spenningsstørrelsen til et datasenter, er prosessen med å skaffe sonene mer komplett enn når smarte målere kun kan rapportere feil, fordi en feil rapporteres når spen-



(a) Spenningsmålinger ved ulike steder



(b) Spenningsadferd for feil på forskjellige steder

Figur 4.7: Spenningsfall avhengig av avstand og plassering [11]

ningsstørrelsen er lavere enn en forhåndsdefinert terskelverdi [56].

LVZ er identifisert som det området der spenningen i det høyspente distribusjonsnettet er lavere enn en spesifikk spenningsgrense. Hovedutfordringen med LVZ-konseptet er oppgitt å være at spenninggrensen i måleren bør være adaptiv. Dette er basert på at høyere feilmotstand vil gi mindre differanse mellom målte spenninger utover nettet, og dermed kan området LVZ bli veldig stort og gjøre det vanskelig å raskt og nøyaktig finne riktig feilsted. Det foreslås å beregne spenningsgrensen utifra tidligere estimert avstand til feilsted d fra impedansmetoden ved hjelp av formel (4.6), der $\underline{V}_m^f$ og $\underline{I}_m^f$ er henholdsvis spenningen og strømmen målt i trafostasjonen ved en feil i nettet; Z_{L1} er linjeimpedanden per lengde; og Δd er reduksjon av avstand d.

$$V_{thres} = |\underline{V}_m^f - Z_{L1} \cdot (d - \Delta d) \cdot \underline{I}_m^f| \tag{4.6}$$

Etter at en feil er detektert og klassifisert tar metoden for seg å gå gjennom følgende steg for å lokalisere feilen [56]:

Steg 1: Bruk impedansmetoden;

Steg 2: Identifiser steder på linja assosiert med beregnet avstand (d);

Steg 3: Filtrer stedene identifisert i Steg 2 til reelle feilsteder (for eksempel at en trefase-feil kun kan skje på en trefase-linje);

Steg 4: Definer Δd, les maksimal iterasjon (num_it_max) og sett $num_it = 1$;

Steg 5: Sjekk om num_it er mindre eller lik num_it_max. Hvis ja, gå til Steg 6. Hvis ikke, gå til Steg 10.

Steg 6: Beregn spenningsgrensen V_{thres} ved hjelp av (4.6);

Steg 7: Identifiser (de) siste måler(ne) oppstrøms med spenning mindre enn spenningsgrensen. Spenningsmålingene vurderes per fase og bare en fase involvert i feilen er nødvendig, dvs. hvis feilen er enfase, blir spenningen av fasen involvert i feilen brukt, hvis feilen er trefase, blir spenningsstørrelsen av fase A, B eller C brukt;

Steg 8: Definer hver nettstasjon lokalisert nedstrøms for målerne i Steg 7 som LVZ(s);

Steg 9: Deretter:

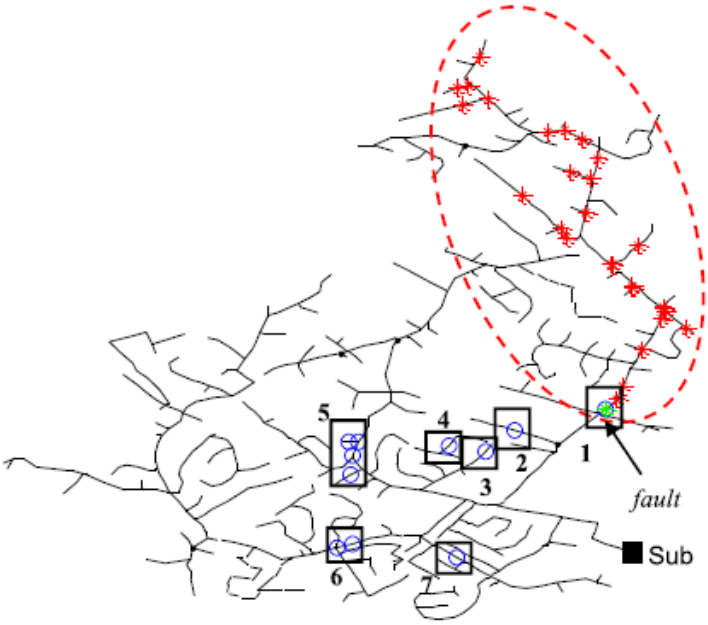
a) Hvis minste målte spenning er høyere enn spenningsgrensen V_{thres}, inkrementer Δd og sett $num_it = num_it + 1$; Gå tilbake til Steg 5.

b) Hvis minste målte spenning er lavere enn spenningsgrensen V_{thres}, bør det sjekkes om stedene foreslått i Steg 3 er lokalisert inni eller oppstrøms LVZ er lik 1. Dersom det er høyere enn 1, reduser Δd og gå tilbake til Steg 5. Ellers, gå til Steg 10.

Steg 10: Feilstedet er identifisert som det stedet/de stedene filtrert i Steg 3 som er lokalisert inni eller oppstrøms for LVZ funnet i Steg 9.

Det anbefales å velge en liten verdi av Δd til for eksempel 50 eller 100 meter, for å redusere muligheten for flere estimater. Da kan nøyaktigheten økes, og for lave feilmotstandsverdier er ikke metoden engang iterativ.

Figur 4.8 viser et enkelt kart med estimerte feilsteder i et distribusjonsnett markert med blå ring, der det virkelige feilstedet, grønt punkt, er funnet ved hjelp av lave spenninger, markert med røde kryss.

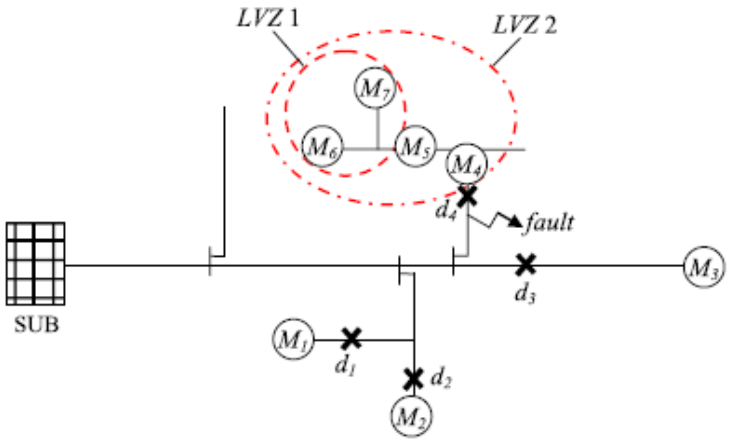


Figur 4.8: Illustrasjon av LVZ-konseptet for en enfase feil til jord med feilmotstand 0,5 Ω [56]

Metoden behøver ikke å utføres i sanntid, men forutsetter at spenningsinnhenting

er mulig og at målerne kan måle ofte nok til at den klarer å måle spenningsfallet. Foruten spenningsmåling er et annet viktig utfordring minimal driftsspenning, fordi hvis denne verdien er for høy, kan målerne ikke hjelpe feillokaliseringsprosessen med lave feilmotstander. Artikkelen har tatt utgangspunkt i at målerne har en målenøyaktighet på mellom 0,1 og 0,5 % for spenning, og at minste driftsspenning målerne tåler er mellom 24 og 48 % for målere installert i boliger. Dette tilsvarer at målerne tåler en spenning på mellom 55,2 V og 110,4 V i et IT-nett, og mellom 96 V og 192 V i et TN-nett. Det må derimot gjøres oppmerksomt må at det er usikkert om artikkelen kun tar for seg målere installert i nettstasjoner i det høyspente distribusjonsnettet, eller om også målere i lavspentnettet ble benyttet.

Metoden foreslår å bruke målere plassert sist på linja, gjerne på den lengste linja med høy sannsynlighet for feil, for eksempel luftlinjer nær trær, på bakgrunn av at målerne nedstrøm for feil vil ha de laveste spenningene. Andre målere oppstrøms, slik som M_4, M_5 og M_6 eller M_7 i figur 4.9, vil bare kunne tilnærme LVZ av feilstedet. Dermed vil ikke datamengden være så stor. De smarte målerne bidrar dermed til å indikere grenen under feil, mens feilavstanden oppnås ved impedansmetoden [56]. Det ble likevel påpekt at det teknisk sett ble ansett som en bedre konfigurasjon å bruke en smartmåler per nettstasjon, siden det muliggjør å identifisere feilbanen og å omtrentliggjøre LVZ for det faktiske feilstedet.



Figur 4.9: Plassering av målere [56]

Artikkelen utforsker også innvirkningen av forskjellige feilmotstandsverdier, målefeil, bruttofeil og tap av måling. Noen resultater her viser en 79,17 % suksessrate for enfase feil med 10 Ω feilmotstand ved bruk av smarte målere både i trefase-

nett og i fase A, mens 53,33 % suksessrate er resultatet med målere bare plassert i trefase-nett. Metoden ikke er like god for trefase feil med høy feilmotstand, der suksessraten ved feilmotstand på 0,5 Ω er 82,5 %, mens ved 5 Ω og 10 Ω er suksessraten henholdsvis 35,83 % og 1,67 %. I artikkelen konkluderes likevell at metoden er robust fordi simuleringer har vist at den ga rimelige resultater for alle tilfellene som ble undersøkt.

4.3.4 Andre muligheter

Smarte målere vil også kunne gi ut "alarmer" for varsling ved både for høye og lave spenninger, fasebrudd, brudd i nøytralleder, jordfeil og etter avbrudd [51]. Alle aktuelle for det lavspente distribusjonsnettet og inne hos kundene. Her vil det være en fordel å bruke smarte målere for dokumentering av leveringskvalitet fordi det er [51]:

- mye billigere
- har ferdig opplegg for fjernavlesning
- stor utbredelse ved ferdig utrulling
- forskriftskravene gjelder i kundens "inntak"
- måling hos sluttbruker og ikke bare i nettstasjon og transformator
- kan ofte slippe å sende ut personell med måleutstyr ved kundeklager
- ha full kontroll på utnyttelsen av nettet.

4.3.5 Oppsummering og kort vurdering av de foreslåtte metodene

Det vil bli både enklere og raskere å bruke smarte målere til lokalisering av feil i det lavspente distribusjonsnettet enn med dagens manuelle metode. Utfordringen videre er å lage et godt og brukervennlig visualiseringsprogram, og sikre at smarte målere er oppe og går og kan kommunisere med Head End System. Det vil derimot være snakk om store datamengder ved å bruke "siste sukk"-signalene for feil lokalisert i det høyspente distribusjonsnette, i tillegg til at nøyaktigheten ikke blir like god. For å bruke spenningsmålingene er det mye som må på plass og

vurderes. Blant annet må målerne klare å sende ut spenningsdata ved feil før de slår seg av på grunn av for lav spenning, de må måle ofte nok, og valg av plassering og type måler må også vurderes.

Ved å kombinere spenningsmålinger fra smarte målere med impedansmetoden, slik som Trindade og Freitas i artikkelen [56] foreslår, vil en ny måte å lokalisere feil i det høyspente distribusjonsnettet være mulig. Det ikke være nødvendig å sjekke ut alle feilsteder som har samme feilimpedans som blir estimert med impedansmetoden, og tid vil bli spart. Det er med denne metoden bare nødvendig å hente inn spenningsdata fra siste kunde i hver gren, slik at datamengden ikke blir særlig stor. Metoden forutsetter at det finnes system som tar imot data fra målerne og at beregninger i driftssentralen og i systemene SCADA og DMS vil øke. Dermed er det en relativt rask datainnsamling og -behandling, men det vil derimot være viktigere å unngå kommunikasjonssvikt med de valgte målerne.

I artikkelen foreslås det å plassere målerne sist på grener. Dette vil stille strengere krav til hvor lave spenninger målerne må tåle for å være i stand til å sende ut spenningsdata. Det kan også tenkes å være utfordrende å lokalisere trefase feil med denne plasseringen, da trefase feil oppstrøms på samme linje vil gi et 100 % spenningsfall. Videre foreslås det at den beste konfigurasjonen er å bruke målere installert i hver nettstasjon, siden det da vil være mulig å identifisere feilbanen, og tilnærme LVZ til det faktiske feilstedet. Det nevnes ikke spesielt tydelig om også målere montert i lavspentnettet er aktuelle for å lokalisere feil.

Det må videre vurderes om man bør velge å bruke enfase målere eller trefase målere. Enfase målere vil kunne gi indikasjon på feil på fasen den er montert på, mens trefase målere vil kunne gi indikasjon for alle typer feil. Basert på resultater presentert i [56] vil det å ikke bare ha trefase målere bidra til å gi mer nøyaktig feilsted, og bør derfor anbefales undersøkt videre. Siden smarte målere skal installeres i alle hus uansett, så er det ikke en økonomisk begrensning å bruke flere målere til å lokalisere feil. Det som vil være styrende er datamengden, hva som vil skje om valgte målere feiler med å sende inn data, og hvordan system må være satt opp for å best gå gjennom, nyttegjøre, og bidra til å enklere lokalisere riktig feilsted.

Metoden foreslått i [56] viser seg å fortsatt ha utfordringer med å nøyaktig kunne lokalisere feilsted ved høye feilmotstander, slik som impedansmetoden originalt har. Dette er derfor fortsatt en ulempe ved bruk av impedansmetoden. Det kan

derfor senere bli aktuelt å både undersøke andre metoder enn impedansmetoden, eller undersøke å gjøre endringer på impedansmetoden slik at feillokalisering ved høye feilmotstander også lar seg gjøre.

En forutsetning for at spenningsmålinger fra smarte målere kan brukes som en indikator på feillokasjon er at det er forskjellig spenningsfall avhengig av avstanden til feil og at målerne har mulighet til å sende ut spenningsdataen før vernet kobler ut den aktuelle avgangen og måleren slår seg av. Dette har ikke den nevnte spenningsmetoden tatt hensyn til, og er dermed ikke helt realistisk før også dette er vurdert/testet.

Artikkelen sett nærmere på, tar for seg en relativt nylig foreslått kombinasjon av impedansmetode og spenningsmålinger. Det er derfor usikkert på hvor bra metoden faktisk fungerer i praksis i både et typisk norsk distribusjonsnett og med målerne som installeres i Norge.

Kapittel 5

Kortslutningsberegninger i Netbas

For at en en feillokaliseringsmetode i kombinasjon med smarte målere, slik som for eksempel presentert i kapittel 4.3.3, skal fungere, stilles det ulike krav til prestasjon og plassering av målerne. Det ble det derfor bestemt å se nærmere på hvordan et typisk norsk radielt distribusjonsnett oppfører seg ved feil med tanke på spenningsfall i det lavspente distribusjonsnettet, ved feil i det høyspente distribusjonsnettet, og i hvor stor grad og hvordan smarte målere best kunne utnyttes. Er det bestemte steder spenningsdata fra smarte målere bør innhentes? Hvor lave spenninger bør målerne tåle?

Siden 3-fase feil er den mest alvorlige typen feil og vil føre til de største spenningsfallene, ble denne typen feil valgt ved utføring av kortslutningsberegninger i Netbas for en avgang i distribusjonsnettet til Nordlandsnett AS. Netbas er et nettinformasjonssystem som er svært utbredt blant nettselskapene i Norge, der nettet er godt dokumentert og kan analyseres. Det er derfor brukt reelle lastdata, topologi og objekt-id, men anonymiserte stedsnavn.

Simuleringene ble gjort for avgangen koblet normalt til regionalnettet med den kortslutninsytelsen som det ga, i tillegg til at det ble endret for å sjekke hvilken betydning ulik kortslutningsytelse hadde for spenningsfallet og hvordan spenningen falt avhengig av avstanden til feil. Resultatene vil være med på å gi krav til smarte målere og lokaliseringsmetode.

5.1 Kortslutningsytelse

Kortslutningsytelsen (også kalt kortslutningseffekt) har stor innvirkning på størrelsen på spenningsforstyrrelser. Teoretisk sett så skal en halvering av kortslutningsytelsen gi en dobling av størrelsen på spenningsforstyrrelser [38]. Dette setter derfor styringen for hvilken terskel målerne må tåle for å være i stand til å fortsatt sende spenningsdata selv med høye spenningsfall.

Kortslutningseffekten S_k, oppgitt i MVA, beregnes ved hjelp av formel (5.3), der U_n er den nominell spenningen og I_k er kortslutningsstrømmen ved trefase kortslutning, beregnet ved hjelp av formel (5.2) [45]. Kortslutningsytlsen kan ikke måles direkte, og er bare en beregnet størrelse [57]. Dette er fordi den beregnes ved å bruke to størrelser som tidsmessig ikke er sammenfallende [30].

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k \tag{5.1}$$

$$I_k^{“} = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \tag{5.2}$$

Her er korreksjonsfaktor, c, lik 1,0 for lavspenningsnett og 1,1 for høyspenningsnett. U_n er basisspenningen, mens Z er impedansen for et symmetrisk/enfasesystem.

Ved bruk av ohms lov kan formelen også skrives som:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \frac{cU_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{cU_n{}^2}{Z_k} \tag{5.3}$$

Ut ifra formel (5.3) ser vi at kortslutningsimpedanser er gitt ved:

$$Z_k = \frac{cU_n{}^2}{S_k} \tag{5.4}$$

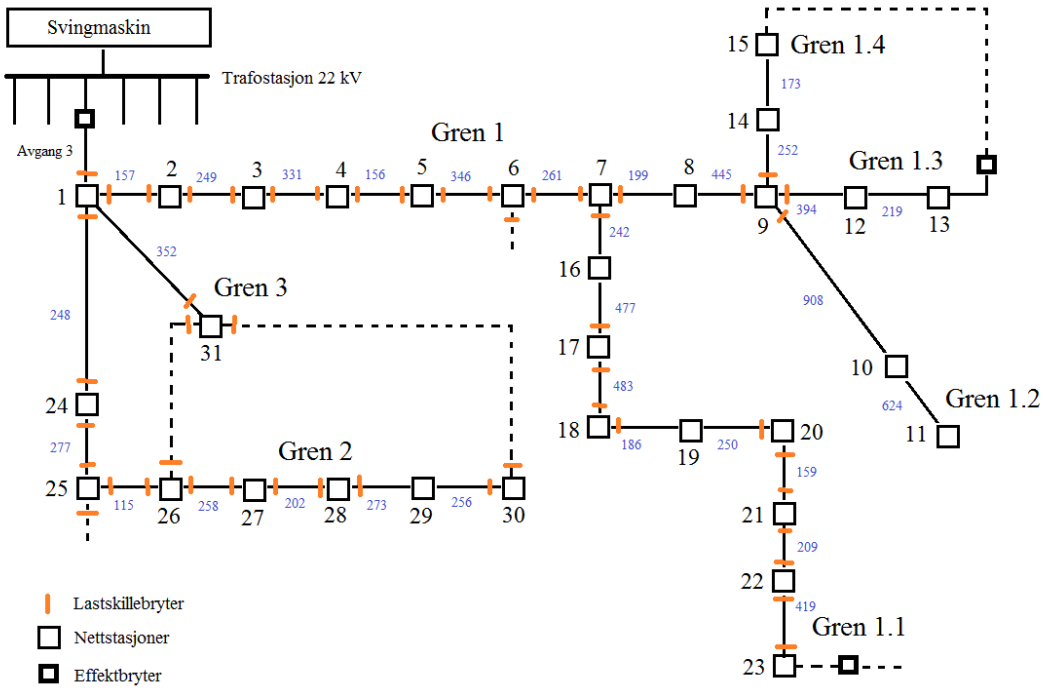
og dermed er kortslutningseffekten/-ytelsen et mål for impedansen i nettet ved feil.

Det vil si at en lav impedans (motstand) i nettet fram til det punktet for kortslutning vil gi en høy kortslutningsytelse, som vil si at det ikke skal oppleves et

særlig stort spenningsfall på de friske linjene ved feil på en annen linje [57]. Da regnes nettet som stivt fordi spenningen og fasevinkelen er tilnærmet konstant. Et nett med høyere impedans blir kalt et mykt nett, og spenningen vil bli mer påvirket av endringer i forbruk og produksjon.

5.2 Beskrivelse av simulert avgang

Avgang 3, vist i figur 5.1, er en av 6 avganger ut fra en trafostasjon driftet av Nordlandsnett AS i Bodø kommune. Avgangen forgreiner seg i 3 hovedgrener, som videre forgreiner seg i 4, med til sammen 31 nettstasjoner (NS) med kunder i et boligområde. Distribusjonsnettet er hovedsaklig et kabelnett, med kabellengder på mellom 150 m og 300 m. I det lavspente distribusjonsnettet i avgang ME03 er hovedsaklig IT-nett, men har også 2 TN-nett (NS 18 og 20).



Figur 5.1: Avgang 3

Avgangen er en del av et maskenett som har mulighet for alternativ forsyning, men som driftes radielt. Ved avbrudd kan disse brukes til reservemating. På starten av avgangen er det en effektbryter, i tillegg er det lastskillebrytere mellom hver nettstasjon (NS) både før og etter NS, utenom ved NS 10, 11, 12, 13, 14, 15,

16, 19 og 29. Det er mulig å koble NS 6, 23 og 25 til en annen avgang, og drifte deler av nettet denne veien. På denne måten kan man ved feil koble ut og isolere området med feil, og drifte resten av nettet som er uten feil. Dersom feilen ligger innenfor NS 6 og NS 24 kan man isolere dette stedet, og drifte resten av nettet via andre avganger. Gren 3 kan også driftes via NS 26 og NS 30. På lignende vis kan også gren 1.4 og 1.3 kobles sammen og forsyne kundene på en annen måte.

Trafostasjonen er tilkyttet et hovedsaklig spolejordet regionalnett, men har selv isolert nullpunkt. Nullpunktet er da tilkoblet en overspenningsavleder, som kun (kortvarig) kobler nullpunktet til jord når det oppstår overspenninger i nullpunktet, forårsaket av f.eks lyn [46].

Generelt er kortslutningsytelsen høy i nettet tilknyttet trafostasjonen, og nettet kan regnes som stivt [41]. Det vil si at det er liten motstand i nettet, og at det ikke skal oppleves et særlig stort spenningsfall på de friske linjene ved feil på en annen linje [57].

5.3 Simulering

5.3.1 Originalt nett

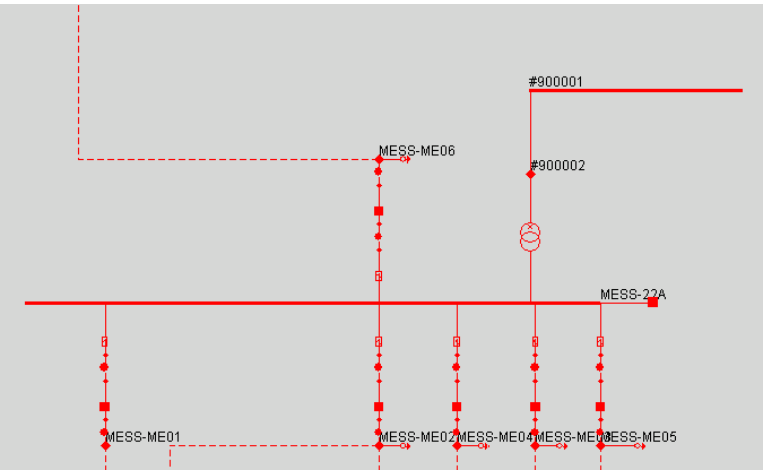
For kortslutninsberegninger i det originale nettet ble distribusjonsnettet for avgang 3 hentet inn fra databasen med nettskjemaer til nettmodulen Netbas Analyse, ved å velge startknutepunktet som nettet skulle hentes fra. Alle data om nettets komponenter, som blant annet elektriske egenskaper, kunder, forbruk, geografiske plassering kunne hentes inn. Siden beregninger skulle foretas i høyspenningsnettet ble sumobjekter for hver enkelt nettstasjon innhentet, der forbruket til kundene i lavspenninsnettet var summert.

Deretter ble en lastberegning gjort før en kortslutningsberegning ble kjørt ved å velge knutepunkt der en 3-fase kortslutning skulle simuleres.

5.3.2 Maskenett for endring av kortslutningsytelse

For å simulere hva som skjer ved en annen impedans (og dermed også kortslutningsytelse) i det bakenforliggende nettet (regional- og transmissjonsnettet), ble

det gjort endringer i det originale nettet og lagret dette som ny maskefil. Endringen påvirket ikke nettet som ligger lagret i Arkiv. Figur 5.2 viser ny svingemaskin #900001, linje tilkoblet mellom svingemaskin og knutepunktet #900002 og ny transformator tilkoblet knutepunktet og trafostasjonen for avgang ME03. Svingemaskinen koblet til hadde de samme dataene som den originale svingemaskinen, mens transformatoren var basert på 2 eksisterende transformatorer. Denne er nærmere presentert i Vedlegg A.



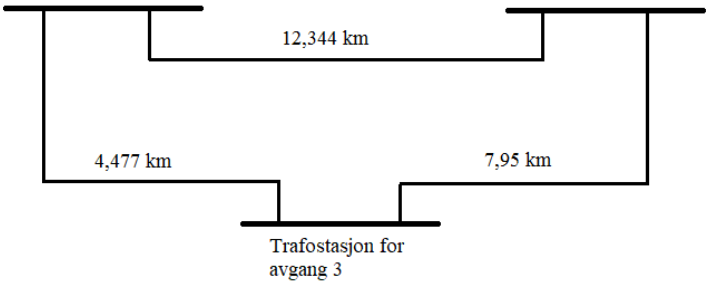
Figur 5.2: Ny svingemaskin tilkoblet trafostasjonen

Linjen mellom svingemaskin og trafostasjon var av typen FeAl 150. For å se hvilke utslag kortslutningsytelsen hadde på observert spenningsfall, ble linjeimpedansen endret ved å endre linjelengden. Lengden ble valgt med utgangspunkt i linjelengden fra tilkoblede trafostasjoner i regionalnettet, da det var usikkert hva kortslutningsimpedansen frem til trafostasjonen var, og ble endret fra 7,95 km til 16,821 km basert på om forsyningen til trafosasjonen bare var fra den korteste linja, eller via trafostasjonen til venstre i figur 5.3. Tabell 5.1 viser linjedata ved de forskjellige lengdene, og viser at ved å endre linjelengden fra kort til lang oppnås en økning på 52,74 % på impedansen.

Tabell 5.1: Linjedata ved forskjellig lengde

	Lengde 7,95 km	**Lengde 16,821 km**
Resistans Ω	0,9620	2,0353
Reaktans Ω	3,2118	6,7957
Driftskapasitet nF	71,95	152,23
Kap. mot jord nF	52,15	110,35

Etter at alt dette ble satt opp, ble samme fremgangsmåte som for det originale



Figur 5.3: Lengde tilkoblede trafostasjoner

nettet gjort, med en lastberegning før en kortslutningsberegning ved å velge knutepunkt der en 3-fase kortslutning skulle simuleres.

5.4 Resultater

Spenningsfall fra lavspentsiden blir her presentert, da dette er hvor smarte målere installeres. Det ble dessuten observert at det er små forskjeller i observert spenningsfall i lavspentnettet som i høyspentnettet. Spenningsfallene i lavspentnettet er ikke like store spenningsfall på lavspentnettet som i høyspentnettet, men forskjellene er små. Dette kan ses nærmere på i Vedlegg B.

Resultatene blir presentert ved hjelp av fargekoder i tabeller. Fargekodene er vist i figur 5.4. Et spenningsfall på 100 % blir vist i rødt, 80-99 % i forskjellige gulnyanser, 60-79 % i forskjellige blåtoner, mens spenningsfall mindre enn dette vises i ulike grønnfarger.

100 %
90-99,99%
80-89,99%
70-79,99%
60-69,99%
50-59,99%
< 50

Figur 5.4: Fargekoder

Prosentvis spenningsfall ble funnet ved formel (5.5) ved å bruke spenningen før og under feil gitt ved henholdsvis U_f og U_u.

$$U_{\%-fall} = \frac{U_f - U_u}{U_f} \cdot 100\% \tag{5.5}$$

I resultattabellene viser den vertikale NS hvilken NS som er valgt til feilsted, mens den horisontale NS viser alle nettstasjonene. Hver rad viser da spenningsfallene disse nettstasjonene opplever ved feil ved NS i den første kolonnen. Tabellene er laget med forsøk på logisk rekkefølge på forgreiningene; gren 1.4 og gren 1.3 kommer før gren 1.2 i tabellene, og det er derfor ikke 100 % spenningsfall for gren 1.2 ved kortslutning i gren 1.3 og 1.4.

5.4.1 Nett koblet til original svingemaskin

For det originale nettet hentet rett fra databasen og koblet til regionalnettet og videre til transmissjonsnettet, varierte spenningsfallene med mellom 53,42 % og 100 %, som vist i figur 5.5 og 5.6. Det laveste spenningsfallet observeres for feil ved NS 11, og spenningen er spenningen da 115 V. Som forventet er spenningsfallet større nærmere feilstedet enn lengre unna, men figurene viser også at forskjellene i spenningsfall ikke alltid er slik. Ved kortslutning i for eksempel NS 23 i gren 1.1, vil prosentvis spenningsfall i gren 2 og 3 være ganske likt (mellom 70,32 % og 71,07 %) for alle nettstasjonene. Dette er omtrent det samme spenningsfallet som NS 1 opplever. Dersom kortslutningen befinner seg på gren 2 vil spenningsfallet på resterende grener være rundt 85,8 % og 86,12 %. Ved en kortslutning ved NS 9, blir spenningsfallet ved NS 1 82,42 %, mens det i gren 1.1 blir et spenningsfall tilsvarende spenningsfallet i NS 7. Tendensen er altså at spenninsfallene er relativt like for grener uten feil, og at spenningsfallet ”stabiliserer” seg ved krysningspunkter.

Dersom bare data fra smarte målere nærmest trafostasjonen skulle blitt hentet inn, viser figur 5.5 at det ville vært problematisk å lokalisere et nøyaktig feilsted ved noen tilfeller. Dette gjelder for feil ved NS 8 og NS 16 som fører til et spenningsfall på henholdsvis 85,78 % og 85,42 %, en forskjell på 0,36 %. Det samme gjelder for NS 9 og NS 17 med en 0,52 % forskjell i spenningsfallene.

	Prosentvis spenningsfall i lavspenningsnett														
NS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	14	15	12	13	10	11
1	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
2	98,58 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
3	96,40 %	97,79 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
4	93,52 %	94,94 %	97,10 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
5	92,22 %	93,65 %	95,77 %	98,63 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
6	89,39 %	90,80 %	92,91 %	95,74 %	97,05 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
7	87,32 %	88,71 %	90,78 %	93,61 %	94,87 %	97,78 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
8	85,78 %	87,19 %	89,25 %	92,00 %	93,26 %	96,17 %	98,35 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
9	82,42 %	83,86 %	85,82 %	88,55 %	89,79 %	92,62 %	94,78 %	96,35 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
14	72,90 %	74,34 %	76,20 %	78,83 %	79,94 %	82,62 %	84,66 %	86,07 %	89,45 %	100,00 %	100,00 %	89,33 %	89,37 %	89,48 %	89,38 %
15	66,83 %	68,31 %	70,08 %	72,60 %	73,61 %	76,21 %	78,24 %	79,51 %	82,79 %	92,93 %	100,00 %	82,58 %	82,65 %	82,84 %	82,67 %
12	67,88 %	69,36 %	71,12 %	73,68 %	74,74 %	77,34 %	79,37 %	80,64 %	83,92 %	83,74 %	83,76 %	100,00 %	100,00 %	83,96 %	83,81 %
13	60,83 %	62,29 %	63,95 %	66,41 %	67,35 %	69,84 %	71,78 %	72,94 %	76,12 %	75,86 %	75,88 %	91,37 %	100,00 %	76,19 %	75,96 %
10	62,58 %	63,98 %	65,57 %	67,90 %	68,85 %	71,25 %	73,14 %	74,28 %	77,37 %	77,12 %	77,14 %	77,10 %	77,19 %	100,00 %	100,00 %
11	53,42 %	54,78 %	56,14 %	58,26 %	59,04 %	61,17 %	62,95 %	63,83 %	66,63 %	66,26 %	66,29 %	66,22 %	66,35 %	86,83 %	100,00 %
16	85,42 %	86,87 %	88,88 %	91,68 %	92,94 %	95,81 %	97,99 %	97,97 %	97,98 %	97,96 %	97,96 %	97,96 %	97,96 %	97,99 %	97,97 %
17	81,90 %	83,33 %	85,30 %	87,99 %	89,23 %	92,06 %	94,18 %	94,13 %	94,14 %	94,08 %	94,08 %	94,07 %	94,09 %	94,16 %	94,10 %
18	78,53 %	79,96 %	81,88 %	84,53 %	85,71 %	88,47 %	90,61 %	90,52 %	90,55 %	90,44 %	90,45 %	90,43 %	90,47 %	90,57 %	90,48 %
19	77,28 %	78,71 %	80,59 %	83,25 %	84,38 %	87,14 %	89,24 %	89,15 %	89,17 %	89,05 %	89,06 %	89,04 %	89,08 %	89,20 %	89,10 %
20	75,66 %	77,07 %	78,94 %	81,56 %	82,69 %	85,40 %	87,47 %	87,36 %	87,39 %	87,25 %	87,27 %	87,24 %	87,29 %	87,43 %	87,31 %
21	74,65 %	76,06 %	77,89 %	80,47 %	81,60 %	84,27 %	86,35 %	86,23 %	86,26 %	86,11 %	86,12 %	86,09 %	86,15 %	86,30 %	86,17 %
22	73,31 %	74,74 %	76,56 %	79,11 %	80,23 %	82,86 %	84,91 %	84,77 %	84,81 %	84,64 %	84,65 %	84,62 %	84,68 %	84,85 %	84,70 %
23	70,76 %	72,17 %	73,94 %	76,50 %	77,52 %	80,12 %	82,14 %	81,98 %	82,02 %	81,82 %	81,84 %	81,80 %	81,87 %	82,07 %	81,90 %
24	97,77 %	97,79 %	97,78 %	97,79 %	97,78 %	97,78 %	97,79 %	97,77 %	97,78 %	97,75 %	97,76 %	97,75 %	97,76 %	97,78 %	97,76 %
25	95,34 %	95,38 %	95,37 %	95,38 %	95,36 %	95,36 %	95,38 %	95,34 %	95,35 %	95,30 %	95,31 %	95,30 %	95,32 %	95,37 %	95,32 %
26	94,37 %	94,42 %	94,40 %	94,42 %	94,39 %	94,40 %	94,42 %	94,37 %	94,38 %	94,32 %	94,33 %	94,31 %	94,34 %	94,40 %	94,34 %
27	91,82 %	91,89 %	91,86 %	91,88 %	91,85 %	91,85 %	91,89 %	91,82 %	91,84 %	91,75 %	91,76 %	91,74 %	91,77 %	91,86 %	91,78 %
28	90,16 %	90,24 %	90,21 %	90,24 %	90,19 %	90,20 %	90,24 %	90,16 %	90,18 %	90,07 %	90,08 %	90,06 %	90,10 %	90,21 %	90,11 %
29	87,97 %	88,07 %	88,04 %	88,07 %	88,01 %	88,02 %	88,08 %	87,97 %	88,00 %	87,87 %	87,88 %	87,85 %	87,90 %	88,03 %	87,92 %
30	85,99 %	86,10 %	86,07 %	86,10 %	86,04 %	86,05 %	86,11 %	85,99 %	86,02 %	85,87 %	85,88 %	85,85 %	85,91 %	86,06 %	85,92 %
31	96,84 %	96,87 %	96,86 %	96,87 %	96,85 %	96,85 %	96,87 %	96,84 %	96,85 %	96,81 %	96,82 %	96,81 %	96,82 %	96,86 %	96,83 %

Figur 5.5: Prosentvis spenningsfall NS 1 - 15 ved originalt nett

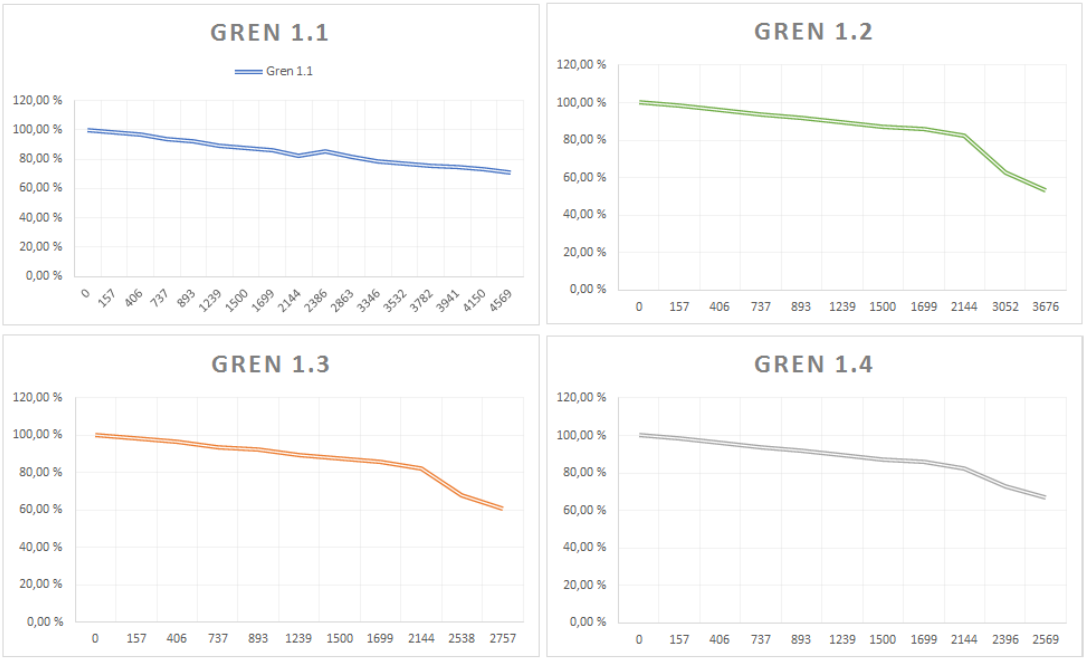
	Prosentvis spenningsfall i lavspenningsnett																
NS	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
2	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	98,60 %	98,59 %	98,60 %	98,56 %	98,57 %	98,59 %	98,59 %	98,60 %
3	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	96,43 %	96,42 %	96,43 %	96,34 %	96,37 %	96,42 %	96,43 %	96,43 %
4	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	93,59 %	93,56 %	93,59 %	93,42 %	93,48 %	93,57 %	93,57 %	93,58 %
5	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	92,31 %	92,27 %	92,31 %	92,11 %	92,18 %	92,28 %	92,29 %	92,30 %
6	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	89,50 %	89,46 %	89,50 %	89,23 %	89,33 %	89,47 %	89,48 %	89,49 %
7	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	87,46 %	87,40 %	87,46 %	87,14 %	87,25 %	87,41 %	87,43 %	87,44 %
8	98,35 %	98,34 %	98,26 %	98,35 %	98,26 %	98,27 %	98,33 %	98,33 %	85,94 %	85,88 %	85,94 %	85,57 %	85,70 %	85,89 %	85,90 %	85,91 %
9	94,77 %	94,75 %	94,52 %	94,76 %	94,50 %	94,51 %	94,71 %	94,72 %	82,61 %	82,54 %	82,61 %	82,16 %	82,32 %	82,55 %	82,57 %	82,58 %
14	84,64 %	84,58 %	83,96 %	84,61 %	83,92 %	83,85 %	84,46 %	84,48 %	73,20 %	73,08 %	73,20 %	72,50 %	72,75 %	73,10 %	73,13 %	73,15 %
15	78,21 %	78,12 %	77,22 %	78,16 %	77,17 %	77,09 %	77,95 %	77,98 %	67,19 %	67,04 %	67,19 %	66,34 %	66,64 %	67,07 %	67,11 %	67,13 %
12	79,33 %	79,25 %	78,38 %	79,29 %	78,33 %	78,28 %	79,09 %	79,11 %	68,23 %	68,09 %	68,23 %	67,41 %	67,70 %	68,11 %	68,15 %	68,18 %
13	71,73 %	71,62 %	70,48 %	71,68 %	70,41 %	70,29 %	71,40 %	71,43 %	61,26 %	61,09 %	61,26 %	60,25 %	60,61 %	61,12 %	61,16 %	61,20 %
10	73,10 %	72,99 %	71,88 %	73,05 %	71,82 %	71,72 %	72,78 %	72,82 %	62,98 %	62,82 %	62,98 %	62,02 %	62,36 %	62,85 %	62,89 %	62,92 %
11	62,89 %	62,74 %	61,21 %	62,81 %	61,11 %	60,99 %	62,45 %	62,49 %	53,93 %	53,72 %	53,93 %	52,73 %	53,16 %	53,76 %	53,82 %	53,85 %
16	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	85,58 %	85,51 %	85,58 %	85,20 %	85,34 %	85,52 %	85,54 %	85,55 %
17	96,14 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	82,09 %	82,01 %	82,09 %	81,63 %	81,79 %	82,03 %	82,05 %	82,06 %
18	92,48 %	96,25 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	78,77 %	78,67 %	78,77 %	78,22 %	78,41 %	78,69 %	78,71 %	78,73 %
19	91,11 %	94,83 %	98,48 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	77,52 %	77,42 %	77,52 %	76,94 %	77,15 %	77,44 %	77,47 %	77,49 %
20	89,34 %	93,02 %	96,52 %	98,11 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	75,92 %	75,81 %	75,92 %	75,30 %	75,52 %	75,83 %	75,86 %	75,88 %
21	88,18 %	91,84 %	95,27 %	96,90 %	98,72 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	74,92 %	74,81 %	74,92 %	74,27 %	74,50 %	74,83 %	74,86 %	74,88 %
22	86,73 %	90,31 %	93,67 %	95,33 %	97,07 %	98,31 %	100,00 %	100,00 %	73,60 %	73,48 %	73,60 %	72,91 %	73,16 %	73,50 %	73,53 %	73,56 %
23	83,92 %	87,40 %	90,56 %	92,34 %	93,87 %	95,10 %	96,87 %	100,00 %	71,07 %	70,95 %	71,07 %	70,32 %	70,59 %	70,97 %	71,00 %	71,03 %
24	97,79 %	97,78 %	97,68 %	97,78 %	97,68 %	97,68 %	97,76 %	97,77 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	97,79 %
25	95,38 %	95,36 %	95,17 %	95,37 %	95,16 %	95,14 %	95,32 %	95,33 %	97,56 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	95,39 %
26	94,41 %	94,39 %	94,15 %	94,40 %	94,14 %	94,13 %	94,34 %	94,35 %	96,59 %	98,99 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	94,42 %
27	91,88 %	91,84 %	91,52 %	91,86 %	91,50 %	91,46 %	91,78 %	91,79 %	94,03 %	96,42 %	97,40 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	91,89 %
28	90,23 %	90,19 %	89,78 %	90,21 %	89,76 %	89,73 %	90,11 %	90,13 %	92,39 %	94,73 %	95,71 %	98,23 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	90,25 %
29	88,06 %	88,01 %	87,51 %	88,03 %	87,48 %	87,45 %	87,92 %	87,93 %	90,18 %	92,47 %	93,47 %	95,89 %	97,68 %	100,00 %	100,00 %	88,08 %
30	86,09 %	86,03 %	85,46 %	86,06 %	85,42 %	85,38 %	85,92 %	85,94 %	88,18 %	90,42 %	91,43 %	93,79 %	95,56 %	97,87 %	100,00 %	86,12 %
31	96,86 %	96,85 %	96,74 %	96,86 %	96,73 %	96,70 %	96,83 %	96,83 %	96,88 %	96,86 %	96,88 %	96,79 %	96,82 %	96,86 %	96,87 %	100,00 %

Figur 5.6: Prosentvis spenningsfall NS 16 - 31 ved originalt nett

Med topologien i figur 5.1 i bakhodet, er det forståelig at dette er tilfellet, siden avstanden mellom NS 7 og NS 8 og 9 er omtrent den samme. Det vil derimot gi

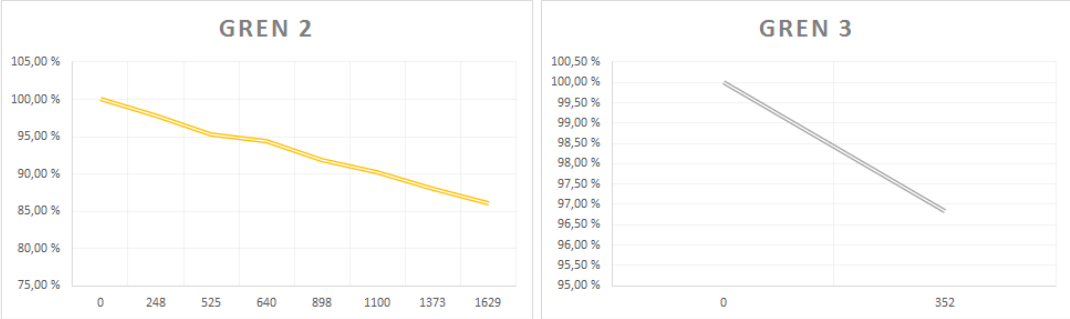
en indikator på hvor feilsøkingen burde starte: nedstrøms for NS 7. Sammelignes spenningsfallene observert ved NS 8 og NS 9 for forskjellige feilsteder, ses det at NS 8 vil bedre kunne finne riktig avgreining nedstrøms, men vil ikke kunne være med å avgjøre om feil er i NS 16 (97,97 %) eller NS 24 (97,77 %). Dette vil derimot NS 1 være med på å avgjøre.

Figur 5.7 og figur 5.8 viser spenningsfallet i NS 1 avhengig av avstand til feil. De viser blant annet at spenningen faller mer for en feil ved NS 23, 4569 meter fra NS 1, enn for en feil i gren 1.2 og 1.3 hvor feilsavstanden var mindre (henholdsvis 3676 meter og 2757 meter). På generell basis var det høyere spenningsfall jo kortere avstanden til feil er, men det er unntak. For en feil ved NS 11 er det et gradvis spenningsfall sett mot NS 1, men det for en kortslutning i NS 23 generelt er et høyere spenningsfall i hele nettet, selv om avstanden til NS 23 er lengre en NS 11. Spenningsfallet i gren 3 er en lineær kurve der spenningen faller fra 100 % til 96,84 % for en avstand på 352 meter.



Figur 5.7: Spenningsfall i NS 1 avhengig av avstand til feil i gren 1

Basert på resultattabellene og -grafene, kan det tenkes at det bør bes om spenningsinformasjon fra måler ved NS 1, NS 27, NS 4, NS 19 og NS 8 for lokalisering av feil. På bakgrunn av at spenningsfallet i de friske grenene vil ha omtrent samme spenningsfall uavhengig av avstand til feil, og målinger nært forgreininger



Figur 5.8: Spenningsfall i NS 1 avhengig av avstand til feil i gren 2 og 3

vil kunne være med på å avgjøre hvilken retning feilen befinner seg i.

5.4.2 Nett koblet til ny svingemaskin

Ny impedans i det bakenforliggende nettet ga en høyere kortslutningsytelse enn det originale nettet. Figurene B.3, B.4, B.5 og B.6 i Vedlegg B viser spenningsfallene for en linjelengde på henholdsvis 7,95 km og 16,821 km.

Ved å variere lengden på luftlinjen tilknyttet svingemaskin fra 7,95 km til 16,821 km ble spenningsfallet ved NS 1 på LS-siden ved feil på NS 11 på henholdsvis 46,01 % og 43,17 %. Dette gir en økning på 2,84 % ved en økning av lengden med 8,871 km, altså litt mer enn en fordobling. Dette viser at det ved en høyere impedans er mindre spenningsfall enn ved en lavere impedans, noe som ikke stemmer med teorien i 5.1 og det kan derfor tenkes at noe har gått galt i simuleringen eller oppsettet av resultattabellene. Resultatene viser derimot at kortslutningsytelsen i et nett vil være med på å sette spenningsgrenser smarte målere må tåle.

5.4.3 Spenning ved utvalgte spenningsfall

Tabell 5.2 og 5.3 viser spenningene for spenningsfallene ved kortslutning ved NS 10 og 11. Tabellene viser hvor lav spenningen er på sitt høyeste ved en kortslutning i nettet, og at dersom smarte målere plassert i lavspenningsnettet her skal kunne brukes, må disse tåle ihvertfall denne spenningen. I tabell 5.2 ser vi at en måler i et IT-nett vil måtte tåle et spenning på under 115 V i det originale nettet for å holde seg påslått under feilforløpet og bidra med data til

feillokalisering. I det originale TN-nettet derimot må målerne tåle rundt 160,6 V. For nett med lavere kortslutningsytelse blir spenningskravet noe mildere.

Tabell 5.2: Spenning og -fall ved NS 1 for kortslutning ved NS 10 og 11

	Original	**Kort linje**	**Lang linje**
NS 11			
Spenningsfall	53,42 %	46,01 %	43,17 %
Ny spenning	115 V	128,5 V	125,2 V
NS 10			
Spenningsfall	62,58 %	55,55 %	53,43 %
Ny spenning	92,4 V	105,8 V	102,6 V

Tabell 5.3: Spenning og -fall ved NS 18 for kortslutning ved NS 10 og 11

	Original	**Kort linje**	**Lang linje**
NS 11			
Spenningsfall	61,21 %	55,05 %	52,73 %
Ny spenning	160,6 V	179,5 V	174,9 V
NS 10			
Spenningsfall	71,88 %	66,62%	65,05 %
Ny spenning	116,4 V	133,3 V	129,3 V

Dersom spenningsmålinger fra smarte målere lokalisert i IT lavspentnett tilknyttet NS 1 vil målerne måtte være i stand til å måle spenninger så lave som 13 V for å være nyttig ved lokalisering av feil i gren 2. Dette er vist i tabell 5.4. Generelt ser det ut til at målerne vil være mulig å brukes i sammenheng med feillokalisering dersom de kan måle spenninger rundt 50 V, slik som vist i 5.5, da spenningen ved kryssningspunkt generelt tilsvarte spenningen også funnet ved gren uten kortslutning. Ved kortslutning ved resten av nettstasjonene, som vil ha kortere avstand til NS 1, vil det være enda lavere spenninger, og det kan bli utfordrende å måle så lave spenningsverdier.

5.4.4 Oppsummering

For alle simuleringene vises det tydelig at spenningsfallet ikke er betydelig forskjellig avhengig av avstanden til feil. Det vil altså ikke være mulig å finne nøyaktig feilsted på bakgrunn av kun spenningsmålinger, men spenningsmålingene vil kunne gi en indikator på hvilken gren kortslutningen befinner seg i. Utifra

Tabell 5.4: Spenning og -fall ved NS 1 for kortslutninger

Nettstasjon ved feil	**Laveste spenning [V]**
26	13,9
27	20,2
28	24,3
29	29,7
30	34,6

Tabell 5.5: Spenning og -fall ved NS 1 for kortslutninger

Nettstasjon ved feil	**Laveste spenning [V]**
9	43,4
14	66,9
15	81,9
12	79,3
13	96,7
10	92,4
11	115
17	44,7
18	53
19	56,1
20	60,1
21	62,6
22	65,9
23	72,2

simuleringene ser det ut til at det vil være viktig å få data fra smarte målere nærmest trafostasjonen, ved skillet av ulike forgreininger, og eventuelt på slutten av grener.

Basert på simuleringene gjort i Netbas vil det stilles relativt strenge spenningskrav til målerne for at disse skal kunne være nyttig ved lokalisering av enkelte feilsituasjoner. Disse spenningskravene vil avhenge av kortslutningsytelsen i et nett. Det skal likevell nevnes at resultatene viser spenningsfall for trefase kortslutning, som er en av de mer sjeldne feiltypene.

Kapittel 6

Testing av smart måler i distribusjonsnettmodell

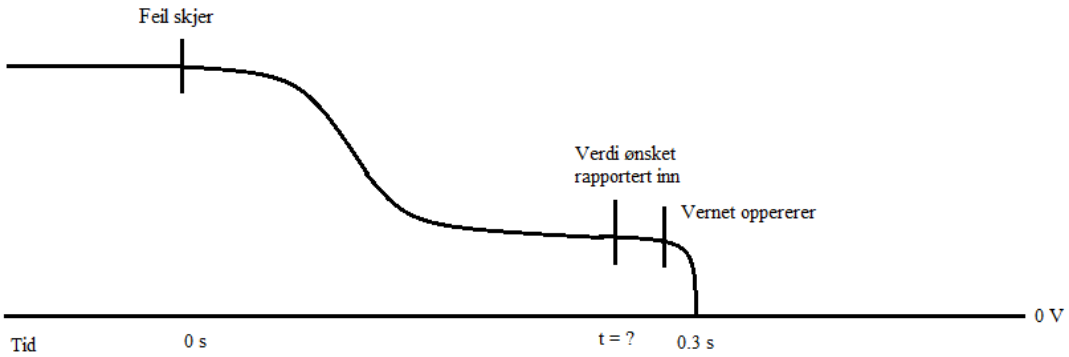
For å se hva smartmåleren registrererer i praksis ble en smartmålere fra leverandøren Aidon testet for kortslutning og fasebrudd uten jord. Testene ble utført i distribusjonsnettmodellen som er satt opp i Smartgridlaboratoriet ved NTNU for å få en så realistisk modell som mulig. I tillegg ble det utført tester ved enkel oppkobling av måler og variac for tester for nøyaktighet og respons på manuell spenningsjustering. Følgende seksjoner tar for seg hypotese, laboppsett, fremgangsmåte og resultater fra testingen.

6.1 Hypotese

6.1.1 Kortslutning

Ved en korslutning et sted i nettet faller spenningen hos kundene oppstrøms for feilen, slik som vist i figur 6.1. Spenningen vil falle tilsvarende feiltype og avstanden til feil før vernet slår inn og spenningen faller til null. Ved en jordfeil vil spenningsforløpet være ganske likt, men da vil ikke vernet slå inn slik at spenningen går mot null, men spenningen vil holde seg på det spenningsnivået forårsaket av jordfeilen.

Hypotesen er at dette spenningsforløpet kan de smarte målerne registrere, slik

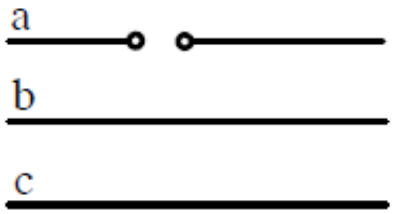


Figur 6.1: Spenningsforløp

at man kanskje kan klare å få hentet inn det spenningsfallet som skjer forårsaket av korslutningen, før vernet slår inn. Det er her tatt utgangspunkt i at vernet kobler ut avgangen ved 300 ms. Det er denne hypotesen som ble undersøkt i lab.

6.1.2 Fase- og sikringsbrudd

Fase- og sikringsbrudd på høyspentsiden av en transformator i en nettstasjon er det sjeldent at blir oppdaget før kunder ringer inn og klager på spenningen eller har sett en faseleder liggende på bakken. Det er derfor interessant å se om smarte målere kan gi beskjed om eller indikere unormale spenninger ved slike tilfeller.



Figur 6.2: Fasebrudd uten jord [49]

Spenningen i lavspentnettet ved et sikrings- eller fasebrudd på høyspentsiden av transformatoren avhenger av avstand, type last og størrelse på last der man måler, men generelt sier man at det måles halv spenning, da spenningen gjerne er i denne størrelsessorderen.

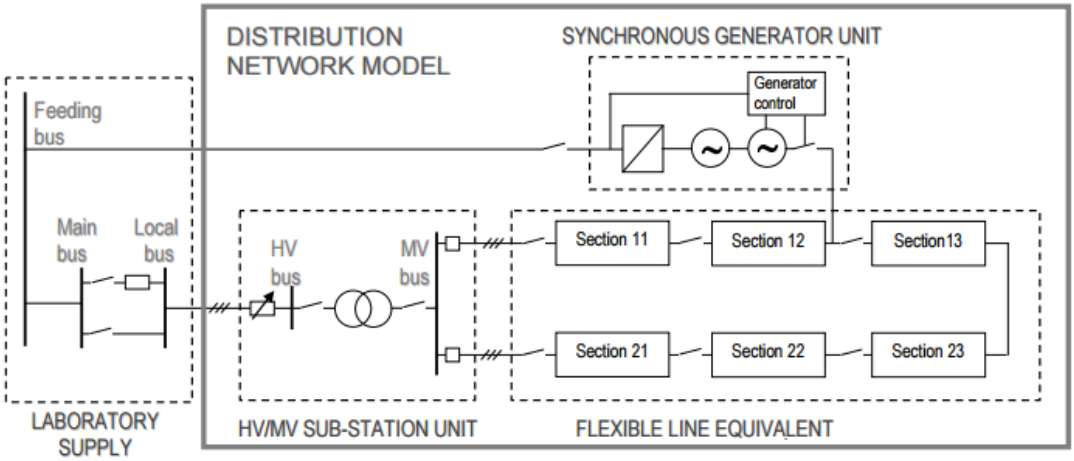
Hypotesen er at smarte målere kan ved hjelp av spenningsmålinger detektere både sikrings- og fasebrudd i det høyspente distribusjonsnettet, og dette vil bli

undersøkt i tester i lab.

6.2 Labutstyr og oppsett

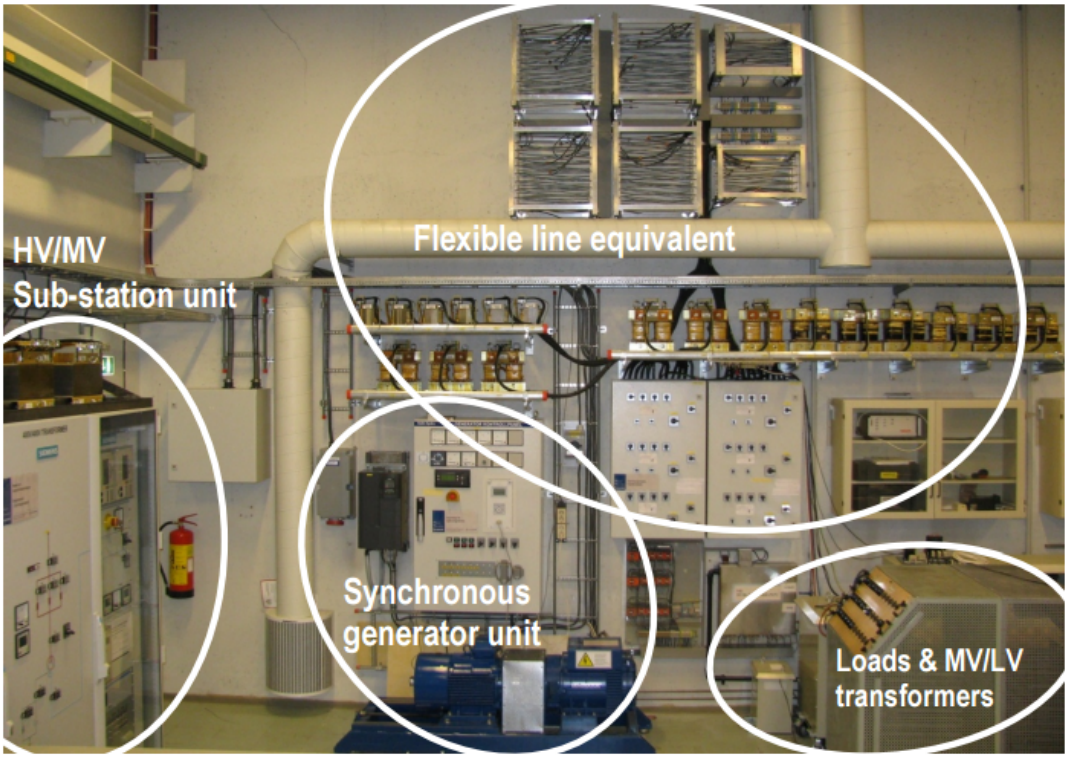
6.2.1 Distribusjonsnettmodell

Figur 6.3 viser enlinjeskjema over distribusjonsnettmodellen og tilkoblingen i Smartgridlaboratoriet. Modellen er basert på et gjennomsnittlig distribusjonsnett, med en nedskalering på 1000:1 i effekt, slik at 1 kW i 400 V modellen tilsvarer 1 MW i et 22 kV nett [44]. Trafostasjonen HV/MV (sub-station unit) inneholder en transformator 400/400 V, en HV linjeekvivalent med mulighet for 3 forskjellige induktanser for reduksjon av kortstutningsstrømmen, en MV samleskinne med 2 avganger der begge har standard overstrømsvern (7SJ641) og avgang 1 i tillegg har distansevern (7SA610) [43]. Distribusjonsnettet blir forsynt en spenning på 400 V med en maksimal strøm på 225 A og kortslutningsstrøm på omtrent 3.8 kA [43].



Figur 6.3: Enlinjeskjema over distribusjonsnettet i laboratoriet [43]

Figur 6.4 viser utstyret modellen består av. I tillegg til det overnevnte utstyret kan også en synkrongenerator og en 50 kVA skilletrafo kobles til. Disse ble ikke brukt. Det ble derimot en annen skilletrafo (400/230V), for tilkobling av last.

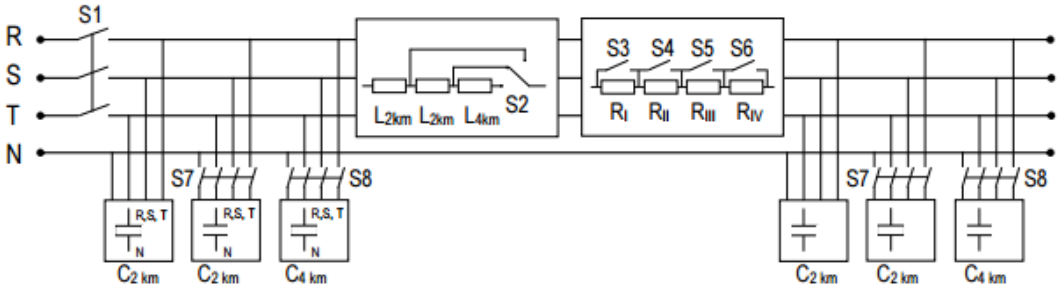


Figur 6.4: Distribusjonsnettmodellen i smartgridlaboratoriet [43]

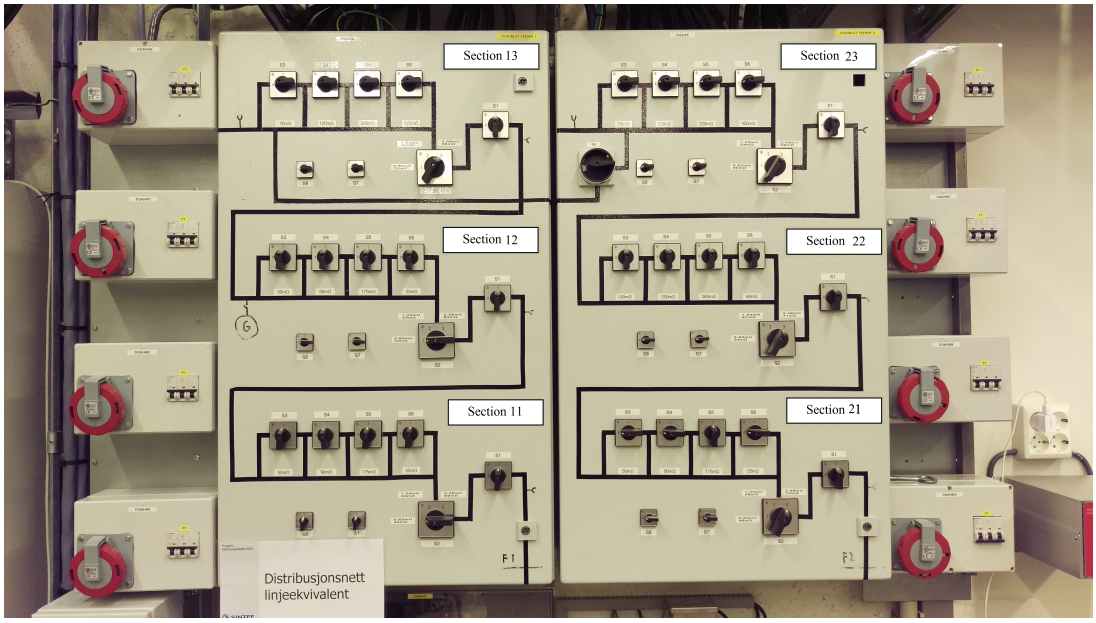
Linjeimpedans

Linjeimpedansen i modellen kan endres basert på hvilken lengde og tverrsnitt på linjen som skal illustreres. Dette gjøres enkel ved inn- og utkobling av brytere. Det er 6 seksjoner som hver kan representere 2, 4 eller 8 km luftlinje med varierende dimensjoner fra FeAl 25 til FeAl 240. For hver seksjon kan resistansen, induktansen og kapasitansen til jord velges individuelt. Figur 6.5 og 6.7 illustrerer en av disse seksjonene og hvordan seksjonene kobles inn og endres, mens 6.6 viser bryterskapet. Hver linjeseksjon er bygd opp av π-ekvivalenter og brytere for kontroll [43]. Settingen av innkoblede brytere er lagd av SINTEF basert på luftlinjer i et 22 kV distribusjonsnett, og et eksempel er vist i figur 6.8

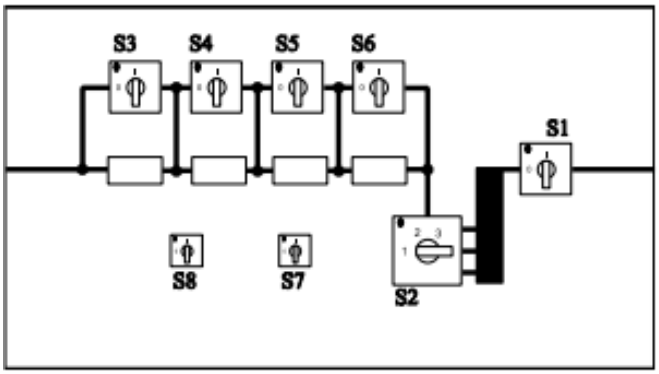
Linjeinduktansenes kjerne er dimensjonert for å unngå metning ved kortslutning. Det vil si at linjeinduktansen til seksjon 11 og 21 består av en kjerne med viklinger som har en større metningsstrøm enn for eksempel seksjon 23 siden kortslutningsstrømmen er størst ved starten av linjen.



Figur 6.5: Enlinjeskjema linjeseksjon [43]



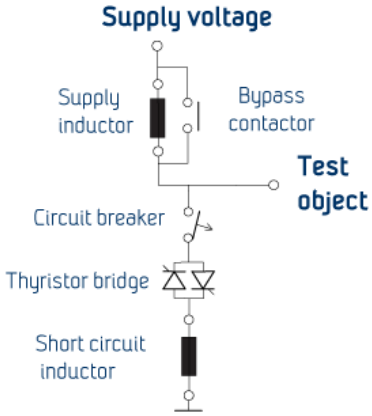
Figur 6.6: Bryterskap for linjeekvivalenter



Figur 6.7: Detalj linjeseksjon [43]

Equivalent 22 kV line dimension	"Ideal" resistance (wanted value)	Physical resistance - resistor & coil (measured values)	Section 22 (200 A coil)											
			2km				4 km				8 km			
			S3	S4	S5	S6	S3	S4	S5	S6	S3	S4	S5	S6
240 mm²	42, 85, 169 mΩ	54, 61, 191, mΩ	I	I	I	I	I	I	I	I	0	I	I	I
150 mm²	67, 135, 269 mΩ	54, 108, 238 mΩ	I	I	I	I	I	I	I	0	0	I	I	0
120 mm²	84, 168, 336 mΩ	101, 181, 353 mΩ	I	I	I	0	0	I	I	I	I	0	I	0
95 mm²	106, 213, 425 mΩ	101, 228, 424 mΩ	I	I	I	0	0	I	I	0	I	I	0	I
70 mm²	143, 286, 572 mΩ	174, 296, 578 mΩ	0	I	I	I	I	0	I	I	0	I	0	0
50 mm²	200, 400, 799 mΩ	221, 414,781 mΩ	0	I	I	0	I	I	0	I	0	0	0	0
25 mm²	401, 803, 1605 mΩ	407, 771 mΩ	I	I	0	I	0	0	0	0				

Figur 6.8: Eksempelsetting [43]



(a) Skjema [27]

(b) Kortslutningsemulator med induktanser

Figur 6.9: Kortslutningsemulator

6.2.2 Kortslutningsemulator

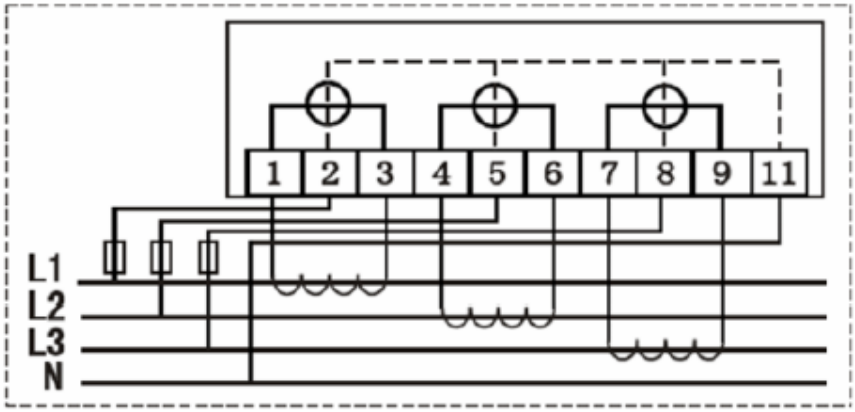
Selve kortslutningen ble simulert av en kortslutningsemulator som vist i figur 6.9a og figur 6.9b. Til den ble det koblet inn en kortslutningsinduktans og en serieinduktans (supply inductor) på 1 mH hver. De to induktansene ble valgt koblet inn for å begrense feilstrømmen og unngå skade på utstyr, da det var usikkert om dokumentasjonen på kortslutningsytelsen stemte.

6.2.3 Aidon 6550

For denne masteroppgaven ble en måler av typen Aidon 6550 testet. Dette er en 3-fase CT-tilkoblet måler, 4 ledninger, 3x230/400V med systemmodul 6478, som er videre beskrevet i tabell 6.1. Aidon 6550 blir for det meste brukt i industrianlegg

og nettstasjoner der strømmålinger blir utført ved hjelp av en strømtrafo, men funksjonaliteten er den samme som for målere som blir innstallert i hus [42]. Det var også enklere å bruke denne typen måler i denne oppgaven da det var mindre krav til last.

Måleren blir koblet slik som vist i figur 6.10, der en strømtransformator (CT) blir brukt for å sikre at strømmen gjennom måleren er innenfor grensen på 6 A. Måleren er en 230V/400V 3-fase måler som betyr at den brukes i TN-nett med spenning på 400 V, for installasjoner som trenger 230 V. Måleren måler spenningen mellom fase og nøytral ved hjelp av et wattmeter.



Figur 6.10: Koblingsdiagram Aidon 6550 [7]

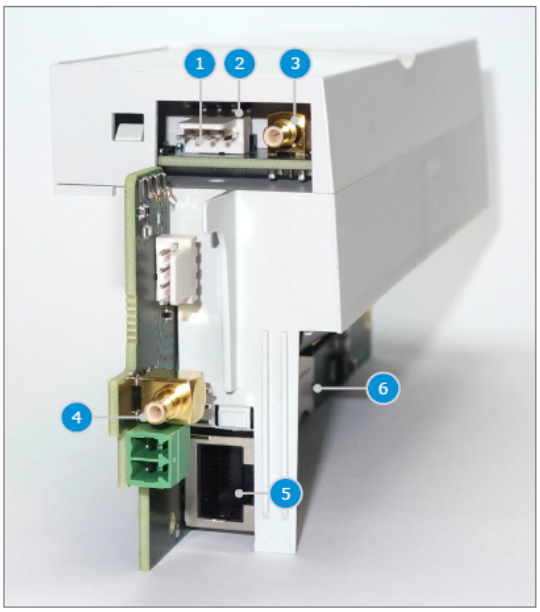
Tabell 6.1: Systemmodulens typeskilt

Typeskilt	**Beskrivelse**
6478ME 2G/3G/4G+RF+Eth	Aidon 6478, master, tilkobling for ekstern antenne. Kommunikasjonstype: 2G/3G/4G ,RF-radio 500 mW, Ethernet.

Måleren som ble brukt i testingen var koblet med et "service grensesnitt" som Aidon bruker til konfigurering av målerne under produksjon. På denne måten kunne data hentes lokalt ved hjep av en kabel mellom måler og pc, og spenningsrådata avleses direkte ved hjelp av programmet Termite, som er nærmere beskrevet i kapittel 6.2.5. Data lest var samme type data som blir levert over kommunikasjon når målerne er tilkoblet et målersystem.

Figur 6.11a viser tilkoblingspunkt for kabel mellom måler og pc, i tillegg til tilkobling av en ekstern antenne for mulighet for fjernavlesning og fjernoppdatering

(a) Tilkoblingspunkt kabel (øverst)



(b) Mulige tilkoblingspunkter

Figur 6.11: Tilkoblingspunkter for lokal uthenting av data [7]

av programvaren hos Aidon. Figur 6.11b viser andre tilkoblingspunkter som kan brukes ved oppsett av smartmåler, og figur 6.12 viser hva de ulike tilkoblingspunktene på figur 6.11b er. De konnektorene som ikke er listet opp er ikke i bruk [7].

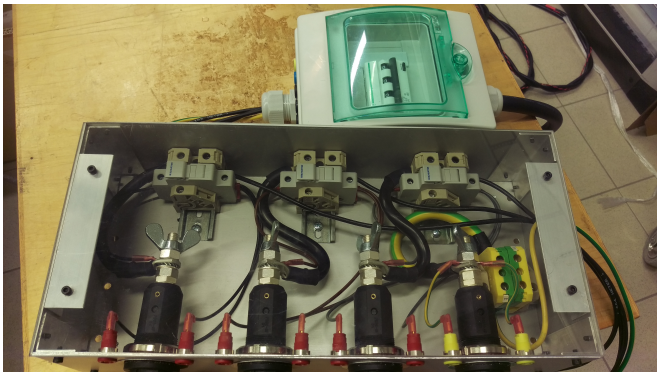
#	Konnektorer på Slave og Master	#	Konnektor kun på Master
1	HAN Adapter -tilkobling	4	Ekstern antenne konnektor (uplink 2G/3G/4G)
2	2 statusinnganger	5	RJ-45 konnektor (uplink LAN/Ethernet)
3	Ekstern antenne konnektor (lokal Aidon RF2)	6	SIM-kortholderen (micro)

Figur 6.12: Konnektorer for systemmodulen [7]

6.2.4 Adapterboks

For enkel tilkobling av måleren til distribusjonsnettmodellen ble det lagd en adapterboks av ingeniørene på NTNU servicelab. Denne ble brukt både ved tester med fasebrudd og kortslutninger. Tilkoblet på den ene siden av boksen var en kabel med en plugg som passet stikkontaktene i lab. På den andre siden var det laget til utganger for tilkobling med bananplugger, slik at omkobling var

(a) Adapterboks for måleren



(b) Kontakter og adapterboks kortslutningsemulator

Figur 6.13: Adapterboks og kontakter for tilkobling i distribusjonsnettmodellen

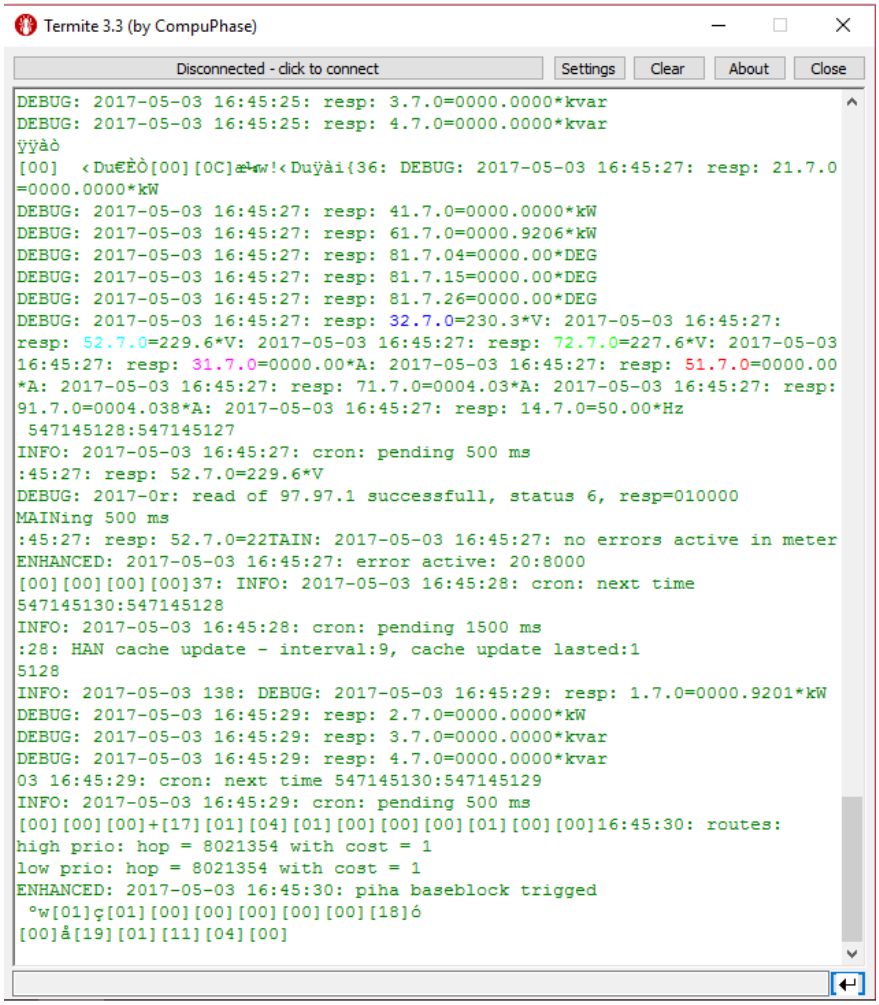
berøringssikkert og enkelt. Adapterboksen inneholdt også en sikring for å kunne beskytte det tilkoblede utstyret. Det ble også laget kontakter og adapterboks for tilkobling av kortslutningsemulatoren. Disse er vist i figur 6.13b.

6.2.5 Datainnsamling

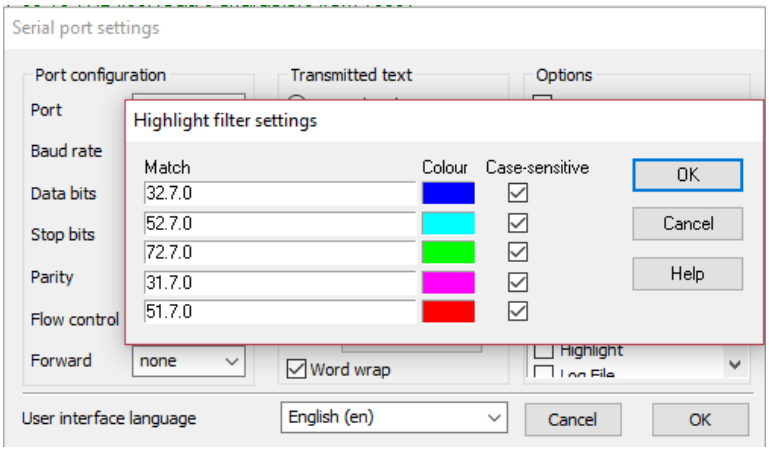
Datainnsamling ble gjort ved å koble smartmåleren til en pc med den installert programvaren "Termite", som er tilgjengelig for alle å laste ned og bruke [47]. Programmet muliggjør for sending og mottakelse av informasjon og data. Et eksempel på informasjonsuthenting i sanntid er vist i figur 6.14. Meldinger mottatt fra måleren ble by default vist i fargen grønn, mens sendte meldinger i blått.

Det var også spesielle fargekoder for å fremheve ulike koder, vist i figur 6.15. Dette var for OBIS-kodene for strøm og spenning i hver fase, og tabell 6.2 viser forklaringen av kodene brukt videre i testingen. Alle kodene angir momentanverdier. Disse ble bedt om ved å skrive inn "log 10" en eller flere ganger i Termite.

Valgte instillinger brukt under testing er vist i figur 6.16. Dette for lettere lesing av sanntidsdataene og automatisk laging av loggfil. Videre lesing og behandling av loggfil ble gjort i Matlab med scriptet i Vedlegg F.



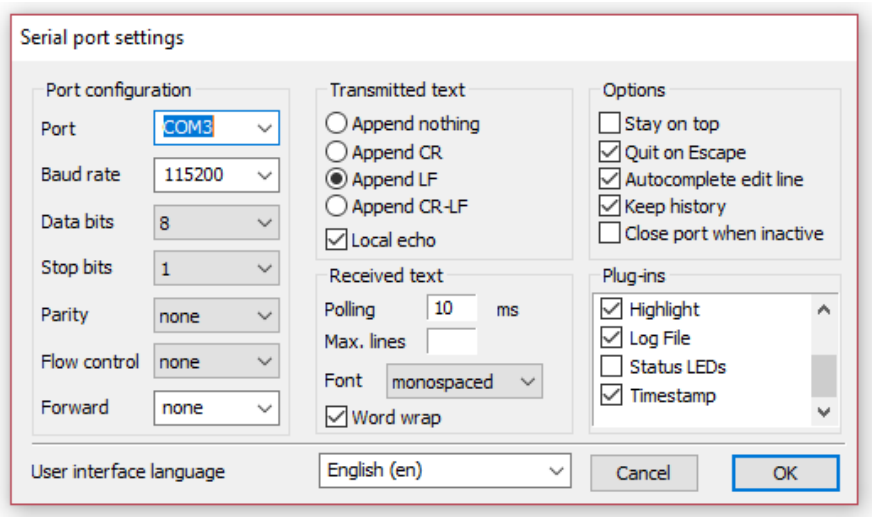
Figur 6.14: Eksempel på informasjonsinnhenting i sanntid med programmet Termite



Figur 6.15: Uthevet data

Tabell 6.2: OBIS-koder brukt

Kode	Strøm/spenning	Fase
32.7.0	Spenning	L1
52.7.0	Spenning	L2
72.7.0	Spenning	L3
31.7.0	Strøm	L1
51.7.0	Strøm	L2
71.7.0	Strøm	L3

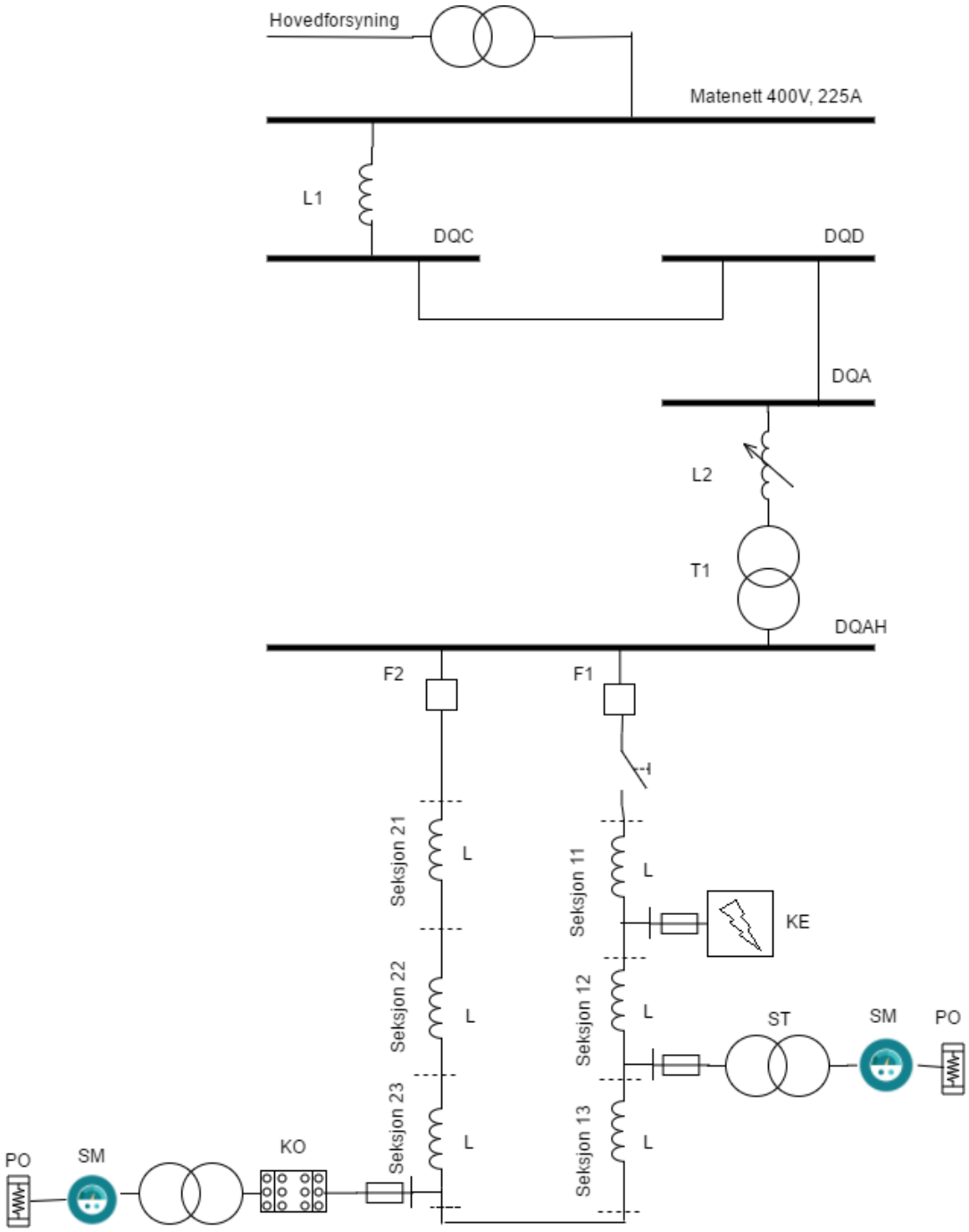


Figur 6.16: Innstillinger som ble brukt i Termite

”Polling”-tid i 6.16 er hvor lang tid det tar for å få ny informasjon eller måling fra måleren. Observert polling-tid er 3500 ms 2500 ms, 1500 ms og 500 ms, der sistnevnte gjelder for blant annet utgivelse av spenningsdata.

6.2.6 Valgte dimensjoner og oppsett

Figur 6.17 viser oppsettet for testene utført med den smarte måleren i smartgrid-laboratoriet. Forklaring av de ulike komponentene er gitt i tabell 6.3.



Figur 6.17: Laboppsett. Til høyre: kortslutningstester. Til venstre: fasebrudd

Tabell 6.3: Utstyrsliste lab

Type instrument	**Markert i figur 6.17 med:**	**Labnummer**
Induktans	L1	K01-0135
Skilletransformator	ST	B1-03
Smartmåler	SM	-
Panelovn	PO	P02-0142
Kortslutningsemulator	KE	R04-0126
Serieinduktans	KE	K02-0134
Kortslutningsnduktans	KE	K02-0133
Oscilloscop	-	G04-0356
Kontaktor	KO	-
Adapterboks	-	-
Variac	-	B1-399

Tabell 6.4: Induktanser brukt i test

Induktans i figur 6.17	**Verdi**
L1	1 mH
L2	1,6 mH
L	2,48 mH

Siden oppførselen til den smarte måleren ved spenningsfall var hovedfokuset var det ikke nødvendig med mange målepunkter i distribusjonsnettmodellen, og det ble valgt å ha alle seksjonene innkoblet og med innmating bare på avgang F2. Med utgangspunkt i at jo høyere impedans, jo høyere spenningsfall, og usikkerhet med tanke på faktisk kortslutningsytelse i distribusjonsnettmodellen, ble lengdene på seksjonene satt til 8 km. Den totale induktansen for hvert målepunkt benyttet er vist i tabell 6.6. Tverrsnittet til seksjon 11 og 21 ble satt til 240 mm^2 mens resten ble satt til 150 mm^2.

Tabell 6.5: Seksjonslengder brukt i test

Seksjon	**Lengde**	**Total lengde til målepunkt**
Seksjon 23	24 km	7,44 mH
Seksjon 13	32 km	9,92 mH
Seksjon 12	40 km	12,4 mH

Total induktans til kortslutningsemulator koblet til i starten av seksjon 11 var da 12,4 mH, mens frem til kontakten hvor smartmåleren var koblet til var det 9,92 mH.

Det var ikke nødvendig å ha strømtrafo så lenge det kunne garanteres at strømmen gjennom måleren ikke ble mer enn 5 A. Derfor ble en panelovn med 2000 W som last, med innstillinger som ga en motstand på 50 Ohm valgt, slik at strømmen ble på rundt 4 A.

Til adapterboksen ble skilletransformatoren med smartmåler og panelovn tilkoblet for kortslutningstester, mens det i tester med fasebrudd også ble koblet inn en kontaktor mellom adapterboksen og skilletransformatoren. Disse to tilfellene er vist i figur 6.17, henholdsvis til høyre og venstre i distribusjonsnettmodellen.

Planlagt testoppsett

Før testene startet var det egentlig planlagt et annet oppsett for testing av smartmåler, med begge avgangene F1 og F2 inne. Dette oppsettet ble derimot ikke brukt. Planlagte seksjonslengder er vist i tabell 6.6, og måleren skulle testes i hver av disse seksjonene. Dette ville gi forskjellige spenningsfall ved måleren og ville i tillegg muligens gi svar på om måleren slo seg av når den var plassert for nært matenettet/den tenkte trafostasjonen, og ha vanskelig med å gi ut spenningsdata her.

Tabell 6.6: Planlagte seksjonslengder

Seksjon	**Lengde**	**Total lengde til målepunkt**
Seksjon 11	4 km	4 km
Seksjon 12	8 km	10 km
Seksjon 21	8 km	8 km
Seksjon 22	8 km	16 km

6.3 Fremgangsmåte

Da testingen skulle starte ble det bestemt at prøvetestinger skulle utføres. Først i en annen lab for å bli kjent med måleren og datainnsamling, deretter i smartgridlab på grunn av usikker kortslutningsytelse. I smartgridlab ble først utført tester hvor smartmåleren var direkte koblet i distribusjonsnetmodellen, deretter med en skilletrafo koblet mellom modell og måler. Det var mulig å koble til måleren i samme punkt som kortslutningsemulatoren eller foran eller bak den ved hjelp

av de ulike adapterboksene. For testene med måler direktekoblet modellen var kortslutningsemulator og måler både testet ved tilkobling i samme og forskjellige punkt.

Fokuset for kortslutningstestene skulle være hvordan feilenes karakteristikk (type, varighet, motstand, intermitterende/periodiske) ville spille inn, men ble endret til å finne ut hvilke begrensninger måleren hadde og hva den kunne gi ut og hvor ofte. For fasebrudd var fokuset å se om måleren kunne detektere fasebrudd. Måleren ble testet i et tillaget TN-nett, men en panelovn tilkoblet i fase L3 som last i alle testene.

6.3.1 Testing direkte koblet matenett

Før tester ble gjort i distribusjonsnettmodell i smartgridlab ble måleren direkte koblet til et matenett i kraftelektronikklab for å sjekke datainnsamling og oppkoblingen til nett. Det ble oppdaget i samarbeid med Bård Almås fra servicelab at den smarte måleren måtte være tilknyttet nullederen til enhver tid for å være operativ. Dette er fordi måleren bruker 230 V til styring og kontroll av måleren. Derfor måtte nøytralederen i smartgridlaboratoriet kobles inn. Dette var utfordrende å få til, og oppkoblingen ble såkalt "jukset til", som videre vist i Vedlegg C.

Ved de aller første oppkoblingene av måler og pc ble det erfart at målerne ikke ga ut spenningsmålinger da kabel var koblet mellom disse. Det ble derfor bestemt å koble til last for å se om dette gjorde en forskjell. Det gjorde det ikke, og dette var fordi kabelen var koblet til feil tilkoblingspunkt på måleren. Det ble derimot videre bestemt å bruke panelovn som last da det var enklere å se om måleren var riktig koblet til og var påslått.

6.3.2 Kortslutningstest

Prøvetester i distribusjonsnettmodellen ble gjort først, der alle seksjoner med lengde på 8 km ble valgt koblet inn, med mating fra F2. Smartmåleren ble koblet til modellen både på høyspentsiden og på lavspentsiden ved hjelp av adapterboksene. Måleren ble systematisk plassert mellom seksjonene, og registrerte

spenningen for en kortslutning i seksjon 11, når måleren selv var koblet til i seksjon 12 og 13 i høyspentnettet. Testene ble gjort både med og uten en YY-koblet skilletrafo. Figur 6.18 viser testoppsettet i smartgridlab.

Figur 6.18: Oppsett smartgridlab

Parametrene feiltype, varighet og motstand var planlagt å endre for hver måling for å observere hvordan måleren oppførte seg og hva den registrerte. Disse parametrene er oppgitt i tabell 6.7. Dette ble derimot ikke gjort da det raskt ble konkludert med at måleren ga ut verdier for sjeldent og videre testing av dette ikke ville gi gode svar.

Det eneste som ble endret av disse parametrene var varighet. Varigheten som ble testet, plasseringen av utstyret og polling-tiden i Termite er vist i tabell 6.8. Polling-tiden ble endret etterhvert da Termite-programmet og bruken av det

Tabell 6.7: Parametre

Parameter	**Verdi**
Feiltype	1-fase
	2-fase
	3-fase
Varighet	100 ms
	200 ms
	300 ms
	400 ms
	500 ms
Motstand	1 mH
	1,67 mH
	2 mH

fortsatt var relativt ukjent. Tanken var at enten en endring av varighet eller polling-tid kunne gi ut spenningsdata iløpet av kortslutningen. Feiltypen var 3-fase for alle testene, mens feilmotstanden i kortslutningsemulatoren totalt var 2 mH.

Tabell 6.8: Tester utført med KE og SM koblet til samme seksjon

Seksjon	**Varighet**	**Polling-tid**
Før seksjon 21	300 ms	100 ms
Seksjon 21	100 ms	100 ms og 10 ms
	200 ms	100 ms og 10 ms
	300 ms	100 ms
	400 ms	100 ms og 10 ms
	500 ms	100 ms og 10 ms
Seksjon 11	100 ms	10 ms
	200 ms	10 ms
	300 ms	10 ms
	400 ms	10 ms
	500 ms	10 ms

For tester der KE og SM var koblet i ulike seksjoner var polling-tiden i Termite på 10 ms. Ved disse testene var også smartmåleren tilkoblet nettet via en skilletrafo.

Målinger gjort i seksjon 23 og 13 er teknisk sett målinger gjort i samme målepunkt da det ikke er tilkoblet en linjeimpedans mellom disse tilkoblingspunktene. Dette ble det ikke tenkt på under testingen, da flyttingen i distribusjonsnettmodellens tilkoblingspunkter ble gjort litt ukritisk i ”testingens iver”.

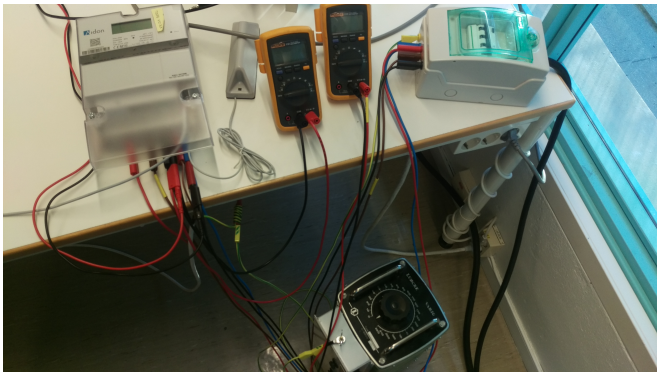
Tabell 6.9: Tester utført med KE og SM koblet i ulike sekjoner

Varighet	Plassering KE	Plassering SM
200 ms	Seksjon 11	Seksjon 23
300 ms	Seksjon 11	Seksjon 23
400 ms	Seksjon 11	Seksjon 12
	Seksjon 11	Seksjon 13
	Seksjon 11	Seksjon 23

Det ble til sammen utført 15 tester avhengig av om loggfilen i Termite ble lagret ordentlig og Termite ikke krasjet, i tillegg til at utstyret ble flyttet og varigheten til kortslutningen ble endret.

6.3.3 Testing med variac

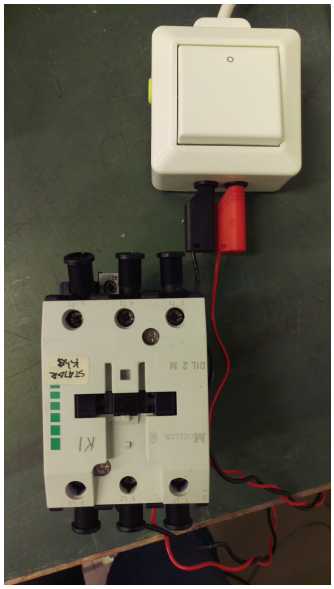
Da målingene i smargridlaboratoriet ikke helt ble som forventet og ønsket, ble videre tester utført ved å tilkoble måleren til matenettet i kraftelektronikklaboratoriet via variac og adapterboks. Spenningen ble manuelt justert ved å skru på variacen, og multimeter ble brukt for å sjekke spenningen underveis i justeringen. Et multimeter var koblet til før variacen, mens den andre var koblet til på samme punkt som den smarte måleren. Dette for å se hva spenningen inn på måleren var da måleren slo seg av, og for å kontrollere spenningsmålingene gjort av smartmåleren. I tillegg til et multimeter var også et oscilloscop koblet til for å kontrollere spenningsmålingen. Fokuset med disse testene var altså å se hva måleren registrerte, hvor nøyaktig den var, og hvordan måleren oppførte seg ved for lav spenning.



Figur 6.19: Oppsett testing med variac

6.3.4 Fasebrudd

Det ble etter disse testene også testet ut hva som skjer ved et sikrings- og fasebrudd ved å koble valgte faser til en kontaktor som ved et bryterklikk kobler ut de fasene som var tilkoblet kontaktoren. Kontaktoren vises i figur 6.20. Testene ble gjort i distribusjonsnettmodellen i smartgridlaboratoriet, der kontaktoren var koblet inn mellom adapterboksen og skilletransformatoren, slik at fasebruddet ble modellert til å skje i det høyspente distribusjonsnettet, slik som også et normalt sikringsbrudd gjør.



Figur 6.20: Kontaktor for testing av sikrings- og fasebrudd

Måleren var tilkoblet seksjon 23 i distribusjonsnettmodellen under alle testene, der seksjon 21, 22 og 23 alle hadde en impedans tilsvarende en 8 km luftlinje. Bare avgang F2 var koblet inn, og seksjon 11, 12 og 13 var ikke innkoblet under test. Se videre figur 6.17 for enlinjeskjema over tilkobling i lab. Det ble utført tester for brudd i fase L3, brudd i fase L3 og L1, og brudd i fase L1 og L2. På denne måten ble det både testet for 1 fase med last, og 2 faser med og uten last.

6.4 Resultater

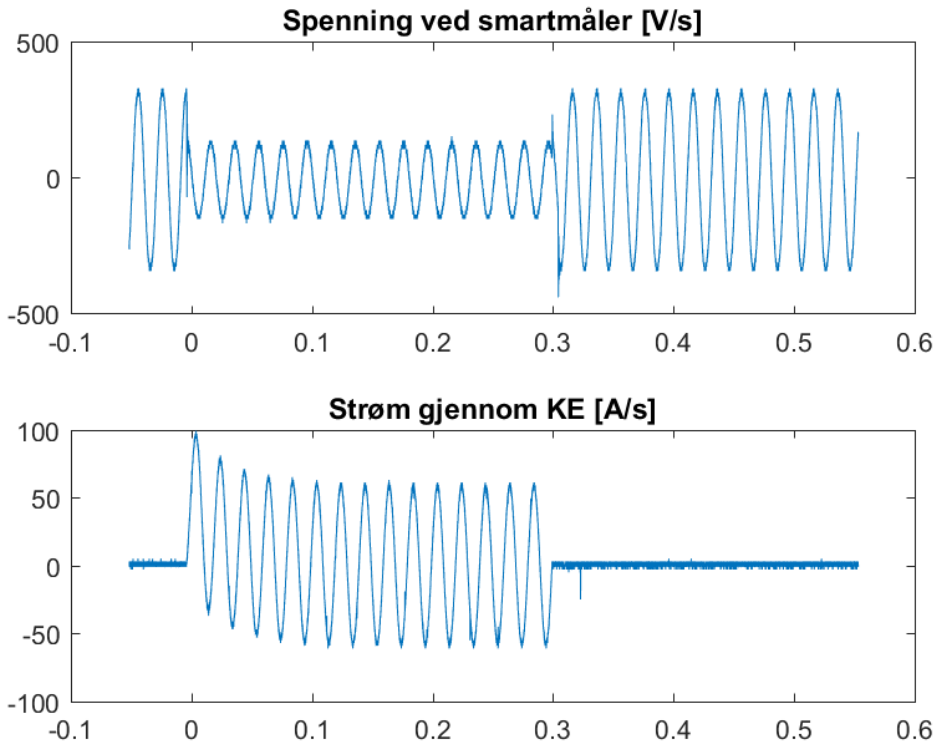
I følgende kapittel blir resultater fra testingen presentert utifra observasjoner, nærmere forklaring fra Aidon og loggfil fra måler. En Matlab-kode ble lagd for

lesing og behandling av loggfil produsert av Termite-programmet, og kan finnes i Vedlegg F. Felles for alle resultat-figurene er at X-aksen viser tid, mens Y-aksen vise spenning og strøm avhengig av type måling.

Et eksempel av en fullstendig loggfill for et sikringsbrudd i fase L3 er gitt i Vedlegg D.

6.4.1 Kortslutningstester

Figur 6.21 viser et typisk strøm- og spenningsforløp før, etter og i løpet av en 3-fase kortslutning i distribusjonsnettmodellen målt ved hjelp av oscilloskop. Kortslutningsemulatoren var koblet til i seksjon 11, mens smartmåleren og skilletrafoen var koblet til i seksjon 12. Spenningsmålingene ble gjort i tilkoblingspunktet på smartmåleren, mens strømmålingen er inn i kortslutningsemulatoren. Som forventet var det ikke et spenningsfall ved smartmåleren før det gikk en kortslutningsstrøm gjennom kortslutningsemulatoren.



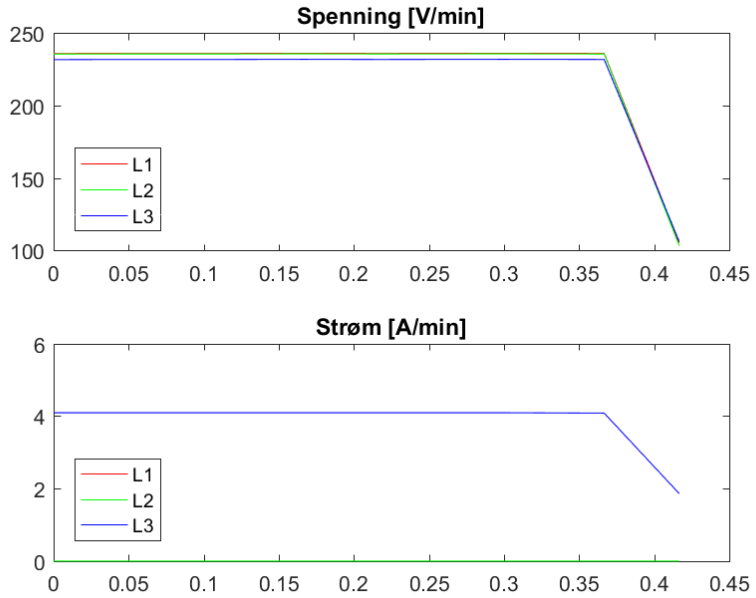
Figur 6.21: Spenningsfall og kortslutningsstrøm

Generelt sett slo måleren seg av dersom spenningen falt for mye, og data i denne perioden var ikke mulig å hente ut. Et eksempel hvor dette var tilfellet var for en kortslutning med varighet på 300 ms der måleren var direkte koblet til i seksjon 12 mens kortslutningsemulatoren var koblet til i seksjon 11. Da sendte smartmåleren ut beskjeden "panic data stored" kl 14:44:45, som måleren sendte ut det øyeblikket når måleren rapporterer strømbrudd til systemmodulen. På dette tidspunktet slo systemmodulen seg av og ga til slutt beskjeden "Killing tasks done" for å fortelle at nedleggelsen er ferdig. Ved oppstart gikk måleren gjennom mange startup-prosesser hver gang den måtte slås på. Blant annet startup state change, sjekking av målertype, tid, dato og relè-initiering. Dette tok tid, og etter oppstart ga måleren ut informasjonen "power outage of 11 seconds" kl 14:45:14 før den automatisk ga ut effektverdier kl 14:49:10. Altså kan måleren gi ut tid for avbrudd, og bruker rundt 4 minutter fra den slår seg av til den er påslått og kan gi ut effektverdier.

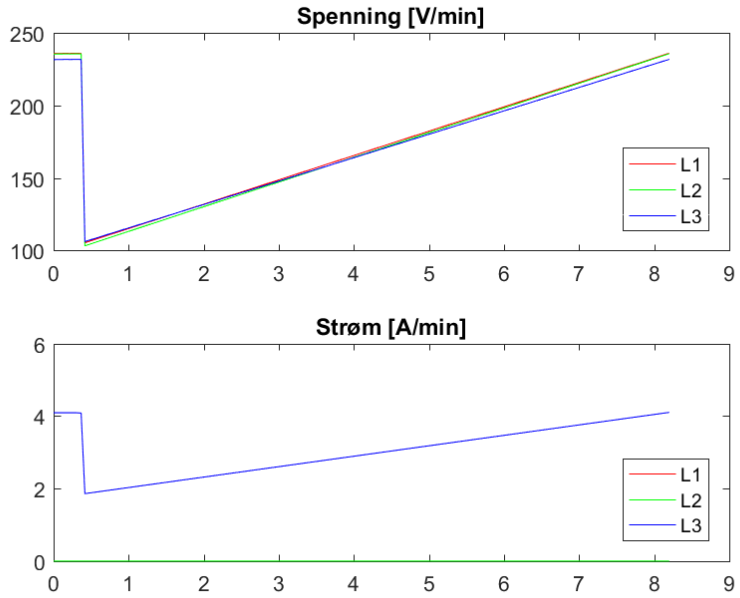
Ved den samme testen klarte måleren tilfeldigvis å gi ut en spenningsfallverdi før måleren slo seg av. Måleren oppga da en spenning på 105,4 V for fase L1, 103,3 V for L2 og 106,2 V for L3 kl 14:44:45 rett før måleren slo seg av, som vist i figur 6.22. Måleren ga deretter ut normal spenning på 236,0 V for fase L1 235,7 V V for L2 og 231,8 V for L3 kl 14:49:12, ca 5 minutter etter siste verdi, vist i figur 6.23. Det er derfor mulig å få ut så lave målinger ved smartmåler tilkoblet nettet ved en kortslutning, dersom måleren tilfeldigvis måler på ønsket tidspunkt. Ved tester med feilvarighet på 500 ms slo vernet ut og koblet fra avgangen, og dermed ga ikke denne feilvarigheten noe resultat.

Det ble oppdaget at spenningsverdier (og annen data) bare ble registrerert hvert 500 ms, men at måleren detekterte og informerte om spenningsfall gjennom koden DIP_SWELL_P, som vist i figur 6.24. Dette ble bekreftet av Niklas Syrén fra Aidon, som kunne fortelle at måleren også hadde en intern logg som samlet spenningsfall og overspenninger [33]. Disse dataene inneholdt oppdaget minimumsverdi i en spenningdipp og maksimum i overspenning. Dessverre var disse dataene også noe som ikke kunne analyseres 100 % gjennom systemmodulets loggspor.

Videre ble det oppdaget at den smarte måleren måler mer data enn hva systemmoduloggen viser [33]. For selv om måleren måler spenning ved hjelp av 500 ms RMS periode, og derfor oppdateres spenningsregistrene på måleren to ganger i



Figur 6.22: Spenningsfall før "killing tasks"



Figur 6.23: Spenning også etter "killing tasks"

sekundet, leser imidlertid ikke systemmodulen denne dataen så ofte, og dermed sendes det ikke ut data til Head End System like ofte.

```
DEBUG: 2017-04-26 13:44:07: previous minute  = 546529320
DEBUG: 2017-04-26 13:44:07: timestamp minute = 546529380
INFO: 2017-04-26 13:44:07: ENWQ: period ended, status 0
ENHANCED: 2017-04-26 13:44:07: DIP_SWELL_P - last read:1052, log item
cnt:48
DEBUG: 2017-04-26 13:44:08: MeterReader: execreply of 003D success,
status 11, resp=;;;;;001052
ENHANCED: 2017-04-26 13:44:08: DIP_SWELL_P - ret:0, next:1, last:1052,
log item cnt:48
```

Figur 6.24: Oppdaget spenningsfall

Markert i rødt er også noe som kan se ut som et internt tidsstempel, betydningen av denne er noe usikkert da det ikke ble bekreftet av Aidon.

Måleren har også noen datablokker som kan inneholde for eksempel gjennomsnittlig spenning og strøm fra en bestemt tidsperiode [33]. I tillegg kan den inneholde minimum- og maksimumsverdier på spenningen. Et eksempel for dette vises i figur 6.25, der datablokk 002B er for gjennomsnittsverdier, mens 002E er for min/max spenningsverdier. Systemmodulen bruker da disse dataene for å levere gjennomsnittlig og min/maks data til Head End System.

```
DEBUG: 2017-04-26 10:52:36: MeterReader: execreply of 002B success,
status 70,
resp=170426105230;0030;000000;000000;000404;0004046;2324;2324;2283;00;0
0;00
DEBUG: 2017-04-26 10:52:36: ENWQ: post of 002B ok
DEBUG: 2017-04-26 10:52:36: ENWQ: processing 002b
08: DEBUG: 2017-04-26 10:52:36: MeterReader: execreply of 002E success,
status 123,
resp=170426105230;2324;2323;2282;0001;0010;0001;2325;2325;2283;0003;001
8;0002;000000;000000;000405;0001;0001;0005;2324;2324;2283
DEBUG: 2017-04-26 10:52:36: ENWQ: post of 002E ok
```

Figur 6.25: Datablokker i måleren

6.4.2 Testing med variac

Nøyaktighet

Det ble også foretatt tester for å se på nøyaktigheten av spenningsmålingene gjort av smartmåleren ved å sammenligne målinger gjort av multimeter og oscilloskop. Resultatene er vist i tabell 6.10.

Tabell 6.11 viser spenningsforskjellen i prosent mellom målt spenning av smartmåler sammenlignet med voltmeter og oscilloskop. Spenningsforskjellen på 3,82

Tabell 6.10: Sammenligning av spenningsverdier

Multimeter [V]	**Oscilloskop [V]**	**Smartmåler [V]**
170,6	168	170,8
180,5	179	181,0
189,7	188	190,0
200,5	199	200,8
211,7	211	212,3
229,9	220	221,1
226,8	226	227,3

% kan se ut som en avlesningsfeil i tabell 6.10, og da visert tabellen 6.11 at nøyaktigheten til smartmåleren er mellom 0,1172 % og 0,2834 %.

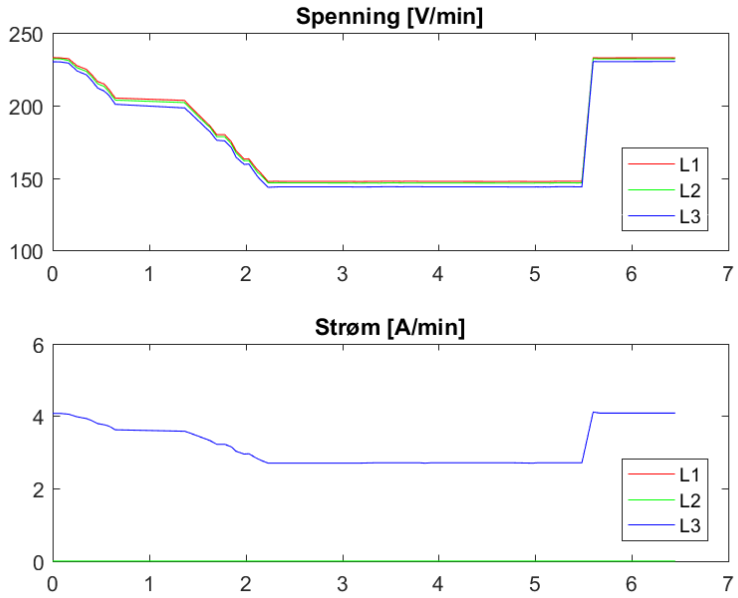
Tabell 6.11: Sammenligning av målt spenning av voltmeter og smartmåler

Spenningsforskjell
0,1172 %
0,2770 %
0,1581 %
0,1496 %
0,2834 %
-3,8278 %
0,2205 %

Registreringen av målingene ble gjort ved manuell avlesning, og det er dermed mulig at avlesning av multimeter ble gjort rett før verdien endret seg opp eller ned, og at det derfor kan hende at multimeteret og smartmåleren var veldig enig i spenningsverdi. Oscilloskopet har avlesning uten desimaltall, og det kan derfor hende at målingene er nærmere verdiene målt av multimeteret og smartmåleren. Det er uansett ikke ansett som en særlig forskjellig spenning målt av multimetere, oscilloskopet og smartmåleren, da spenningsforskjellen maks er 1 V.

Laveste spenning

I tillegg ble spenningen nedjustert og registrert manuelt for å undersøke hvor lave spenninger måleren kunne håndtere. Spenningen ble nedjustert ved hjelp av variacen samtidig som spenningen inn på måleren ble registrert til verdier så lavt som omtrent 309-310 V. Da slo måleren seg av. Måleren slo seg derimot ikke på igjen ved bare en liten oppjustering av spenningen. Spenningen måtte opp til



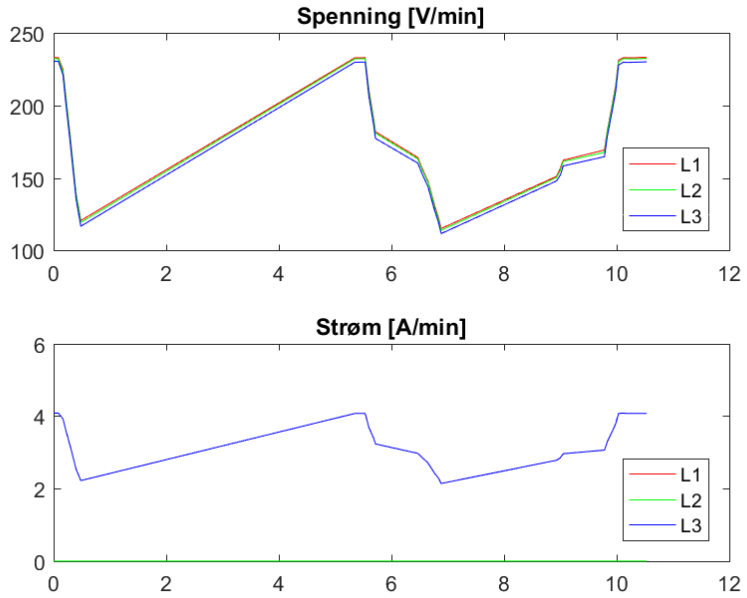
Figur 6.26: Manuell nedjustering av spenning

rundt 335-336 V for å gå gjennom oppstart av måler ut spenningsregistreringer. Laveste registrerte spenning ut var 118,2 V. Plot for nedjustering av spenning er vist i figur 6.26

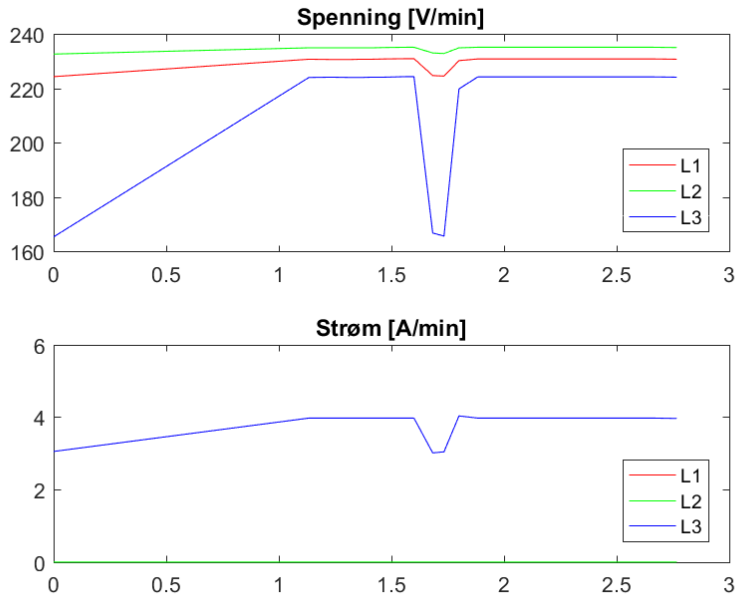
Figur 6.27 viser 2 rimelig kontrollerte spenningsjusteringer. Ved det først spenningsfallet ble spenningen raskt skrudd opp etter at måleren hadde slått seg av, og tiden det tok for måleren å slå seg på igjen, vises tydelig som tiden mellom spenningsbunn og -topp. Ved spenningsfall nr. 2 ble spenningen kontrollert både på vei ned og opp. Ved alle langsomt skrå linjene i plottene, kan det tydelig ses at måleren ikke har målt ofte nok, og en stor del av grunnen til det er at måleren har vært avslått og trenger tid for å starte opp igjen og gi ut spenningsverdier.

6.4.3 Fasebrudd

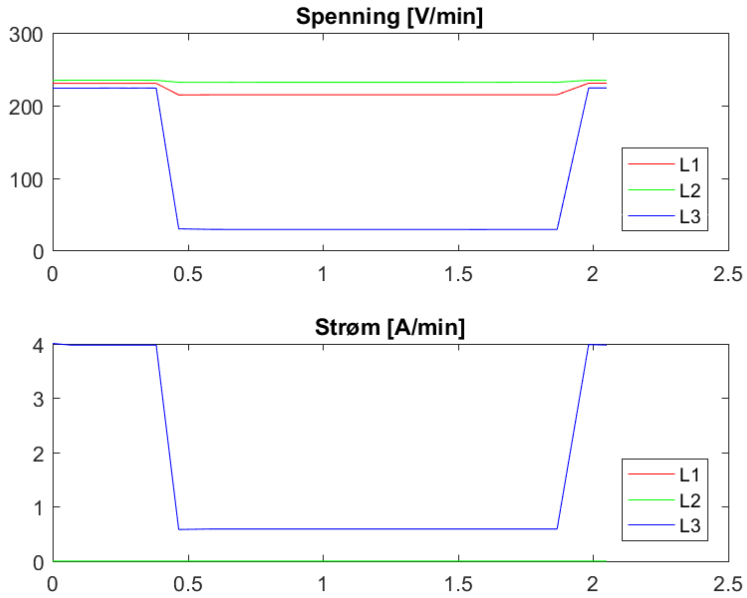
Følgende figurer viser resultater for tester med fasebrudd. Figur 6.28 viser brudd i fase L3, mens figur 6.29 og figur 6.30 viser brudd i henholdsvis L3 og L1, og L1 og L2. Spenningen i fasene under fasebruddene er vist i tabell 6.12. Varigheten på fasebruddene i tillegg til lengden av loggfilene er forskjellig, og dermed er plottene med forskjellig tidsakse og utseende.



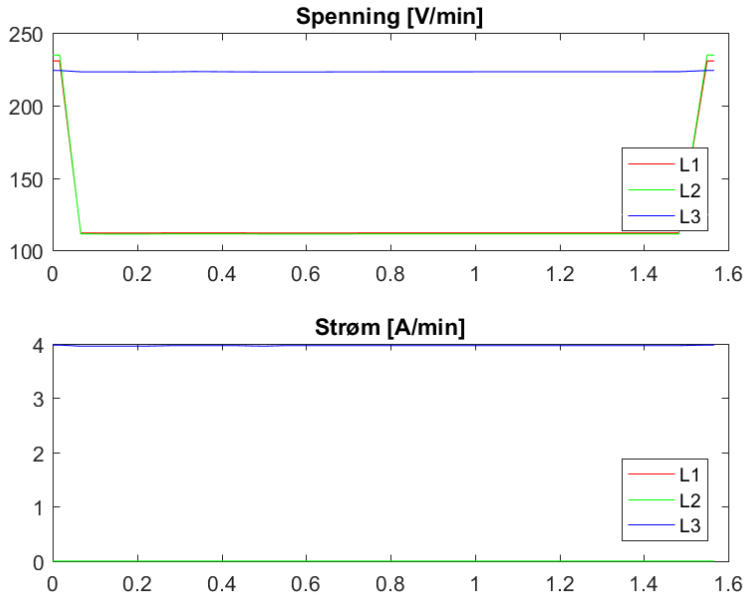
Figur 6.27: Manuell opp- og nedjustering av spenning



Figur 6.28: Fasebrudd fase L3



Figur 6.29: Fasebrudd fase L3 og L1



Figur 6.30: Fasebrudd fase L1 og L2

Som vi ser så faller spenningen i fase L3, som har last, mye mer enn L1 når det er fasebrudd i begge disse. Spenningen faller jevnere ved fasebrudd i L1 og L2.

Fase	L3	L3 og L1	L1 og L2
L1 [V]	224,3	214,5	112,1
L2 [V]	232,6	232,0	111,5
L3 [V]	165,5	30,0	223,2

Tabell 6.12: Fasespenninger under fasebrudd

Måleren kan dermed måle lave spenninger så lenge spenningen inn på èn fase av måleren er god nok.

6.5 Oppsummering resultater fra testing av smartmåler

Det ble observert at den smarte måleren målte spenningen hver 500 ms, og dette ble bekreftet av Aidon. Måleren kunne informere om at et spenningsfall hadde skjedd, men ikke gi ut spenningsverdien. Hypotesen om at den smarte måleren kunne detektere spenningsverdien ved et spenningsfall forårsaket at en feil i det høyspente distribusjonsnettet, stemte derfor ikke helt.

Måleren Aidon 6550 kan derimot fint detektere sikrings- og fasebrudd. Dette er fordi at måleren kan være påslått og måle spenningen så lenge spenningen inn på èn fase av måleren er god nok.

Kapittel 7

Data fra Demo Steinkjer

Siden spenningsmålingene fra testing i lab ikke ble som forventet så var det interessant å se hvordan informasjonsinnhentingen er i dag. Vil det at målerne ikke er bra nok med tanke på spenningsmålingene være veldig tydelig ved informasjonshentingen hos nettselskapene? Er det at målerne er for dårlige veldig tydelig, og setter dette begrensninger til nytteverdien av smarte målere også i virkeligheten?

Det ble valgt å undersøke innformasjonsinnhentingen fra smarte målere gjort i forbindelse med Demo Steinkjer prosjektet. Dette er et prosjekt som NTE har i samarbeid med smartgridsenteret og forskningsmiljøene ved NTNU og SINTEF [13]. Formålet er å få testet et smartgrid og smartgridteknologier i et virkelig nett, og fokuset i første omgang har vært toveis kommunikasjon mellom nettselskap og kunder slik at kundene får oversikt over priser og annen informasjon, og kan respondere ved å endre forbruket sitt. Nettselskapet på sin side kan data om blant annet forbruk, spenning og feilmeldinger. Dette skal prøves ut for å få overblikk over driftssituasjonen via smarte målere og annen instrumentering i nettstasjoner.

Ifølge Rolf Pedersen fra Aidon kan de smarte måleren i prosjektet levere data av typen i figur 7.1 [42], og det var derfor opprinnelig tenkt å få spenningsdata fra målerne for et tilfelle ved feil i det høyspente distribusjonsnettet.

Det ble derimot klart etter kontakt med Therese Troset Engan og Svein Ole Hallås i NTE, at ikke alle spenningsmålinger fra smarte målere sendes inn automatisk og brukes slik det er i dag. I programmet NTE har for innsamling og lesing av verdier blir det blant annet automatisk registrert spenningskvalitetver-

Data	Unit	Type	Description
Avg EF Current	mA	Stat.	1 minute EF current average.
Max EF Current	mA	Stat.	Maximum of EF 15s averages
Frequency	Hz	Stat.	Network frequency
Avg. A+ Power	W	Stat.	Average Active demand over 1 minute (total)
Avg. A- Power	W	Stat.	Active demand over 1 minute (total)
Avg. R+ Power	Var	Stat.	Reactive demand over 1 minute (total), inductive
Avg. R- Power	Var	Stat.	Reactive demand over 1 minute (total), capacitive
Data per phase/between phases			
U_{avg}	V	Stat.	Average phase voltage
U_{min}	V	Stat.	Minimum 500ms voltage sample
U_{min} moment	timestamp	Stat.	Moment of when smallest voltage sample was measured.
U_{max}	V	Mom.	Maximum 500ms voltage sample
U_{min} moment	timestamp	Stat.	Moment of when smallest voltage sample was measured.
Delta U/s	V/s	Stat.	Rapidness of voltage change.
I_{avg}	A	Stat.	Average current.
I_{max}	A	Mom.	Maximum current sample.
Voltage when I_{max}	V	Stat.	Voltage level at the same moment when Imax sample was measured.
I_{max} moment	timestamp	Stat.	Moment of when the max current sample was measured.
THD + 3rd, 5th, 7th harmonics	V	Stat.	THD ratio + 3rd, 5th, 7th Harmonics voltages

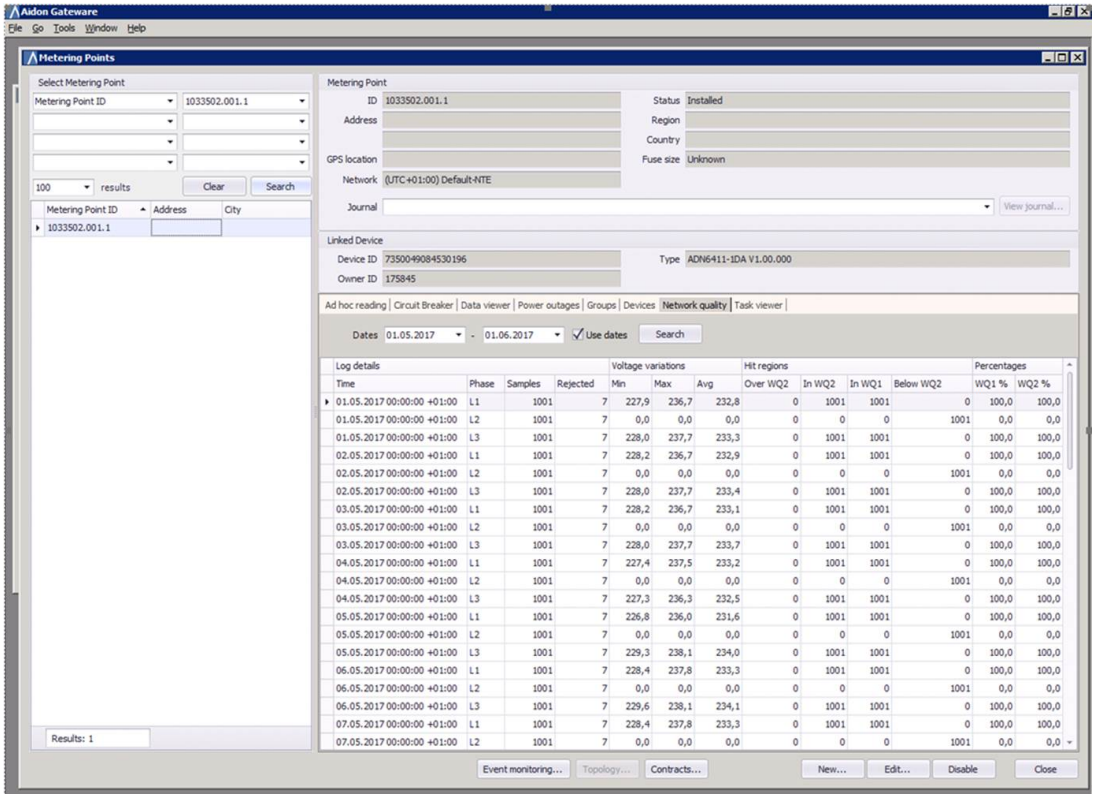
Figur 7.1: Data innsamlet fra Demo Steinkjer

dier, mens momentanverdier i sanntid for spenningen må bes om ved hjelp av ”ad hoc”-lesing.

Spenningskvalitetverdier, vist i figur 7.2 og forstørret i figur 7.3, blir sendt inn daglig ved midnatt, der gjennomsnittlig spenning blir beregnet ved hjelp av 10 minutters gjennomsnittverdier [4].

Ved ”ad hoc”-lesing hentes momentane spenningsverdier inn fra valgt måler. Hvordan dette ser ut vises i figur 7.4. Som vist i figuren, tar det altså ca 10 sekunder fra momentanverdier bes om til de er gitt fra målerne. Denne informasjonsinnhentingen har derfor per dags dato ikke så aller verst varighet.

I prosjektet Demo Steinkjer logges det i tillegg spenningsdata på bare enkelte målertyper. I prosjektet har det ikke blitt sett nærmere på å nyttegjøre seg disse målingene, og dette er tenkt at vil komme sterkere med utbyggingen av AMS-målerne.



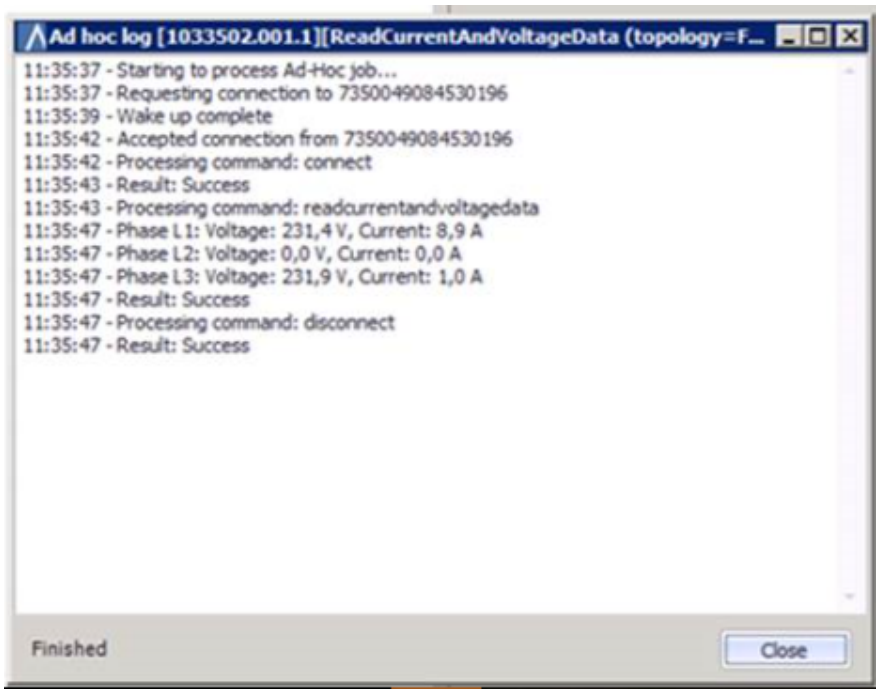
Figur 7.2: Skjermbilde for datainnhenting i Demo Steinkjer - spenningskvalitet

Log details				Voltage variations		
Time	Phase	Samples	Rejected	Min	Max	Avg
01.05.2017 00:00:00 +01:00	L1	1001	7	227,9	236,7	232,8
01.05.2017 00:00:00 +01:00	L2	1001	7	0,0	0,0	0,0
01.05.2017 00:00:00 +01:00	L3	1001	7	228,0	237,7	233,3
02.05.2017 00:00:00 +01:00	L1	1001	7	228,2	236,7	232,9
02.05.2017 00:00:00 +01:00	L2	1001	7	0,0	0,0	0,0
02.05.2017 00:00:00 +01:00	L3	1001	7	228,0	237,7	233,4

Figur 7.3: Utsnitt av figur 7.2

7.1 Oppsummering

Basert på hvordan informasjonsinnhentingen er i dag i Demo Steinkjer prosjektet i NTE, er det slik at for at det skal være mulig å bruke momentane spenningsverdier ved tilfeller av feil i nettet til å lokalisere feil, må det lages et program/løsning der enten de smarte målerne blir satt til å automatisk sende inn spenningsverdiene når spenningen er under en satt verdi, eller et program i nettselskapet som får inn alle momentanverdier automatisk. Sistnevnte vil gi ut for mye unyttig



Figur 7.4: ”Ad hoc”-lesing av data

informasjon, og det er tenkelig at det er målerleverandøren som må gjøre om på sin programvare av målerne, slik at nettselskapene heller kan velge å sette utvalgte målere til å automatisk sende inn spenningsdata når spenningen er under en satt grense.

Kapittel 8

Evaluering

Det er i denne oppgaven forsøkt å få svar på om smarte målere kan brukes til å detektere feil i det høyspente distribusjonsnettet. Fokuset har vært følgende spørsmål:

- Fra hvilke smarte målere bør spenningsdata hentes inn for å best lokalisere feil?
- Hvor lave spenninger bør målerne tåle?
- Hvordan blir spenningsfallet med endring av kortslutningsytelsen i nettet?
- Hvor nøyaktig er smarte målere med tanke på målt spenning?
- Hvor høy tidsoppløsning er det på smartmålere?
  Klarer den å detektere det stasjonære spenningsnivået ved feil, før vernet slår ut og spenningen går mot null? Isåfall, er dette mulig å hente ut fra måleren?
- Kan måleren oppdage sikringsbrudd? Isåfall, hvordan?
- Hvordan er informasjonshentingen fra smarte målere i distribusjonsnett i dag?
- Hva trengs for å eventuelt muliggjøre feillokalisering i høyspenningsnettet ved hjelp av smarte målere?

Iløpet av denne masteroppgaven har flere metoder blitt benyttet for å besvare problemstillingen. Her nevnes kort feilkilder og svakheter med metodene, i tillegg

til diskusjon av resultatene i forhold til problemstillingen.

8.1 Metode og utførelse

Som utgangspunkt for nytteverdi av smarte målere med tanke på feillokalisering ble det i masteroppgaven bare sett nærmere på impedansmetoden i kombinasjon med smarte målere. Det er forsøkt å presentere denne muligheten på en leservennlig måte, i tillegg påpeke svakheter ved kilden og krav denne stiller til smarte målere. Det er mulig at videre utvidelse av impedansmetoden eller endring av valg av metode vil bli relevant eller aktuelt senere.

Ved simuleringer i Netbas ble det ikke foretatt simuleringer for den vanligste feilen i distribusjonsnett; enfase jordfeil. Det kan dermed hende at det ikke vil være like nødvendig med mange spenningsinnhentinger fra ulike målere, og at posisjonene foreslått i kapittel 5.4.1 ikke blir helt korrekt. Det kan i tillegg være tilfelle at enfase jordfeil stiller enten høyere eller lavere krav til spenningen målerne må tåle.

For testingen av smartmåleren i lab var det en del ting som kunne vært gjort bedre. Det var ikke gjort godt nok forarbeid før lab, med tanke på detaljer om målerkapabiliteter, krav og begrensninger, detaljer om lab, oppsett og utstyr. Dermed kunne ikke de tenkte testene av smartmåleren la seg ikke gjøre slik som planlagt, og selve utførelsen av testene var ganske rotete, slik at mye tid måtte brukes for å få til riktig oppsett i lab og rydde i og tolke resultatene. Det var i tillegg generelt veldig lite vitenskapelige tester utført med variac. Variacen er treg og vanskelig å styre kontrollert. Det hakket hver gang spenningen ble skrudd ned, og spenningen kunne derfor hoppe ned med ulike skrittlengder. Avlesningene på både måler, voltmeter og oscilloskop ble gjort manuelt, og det var dermed en stor sannsynlighet for avlesningsfeil. Testene som ga spenningsverdier for når måleren slo seg av og på kan ikke regnes som særlig nøyaktige, og det bør derfor testes med en mer kontrollert nedjustering av spenningen og med et mer nøyaktig spenningsintrument. Til sist ble ukritisk satt opp målinger av spenning ved testing av målerens nøyaktighet. Både voltmeter og smartmåler målte spenningen i fasen L1, mens oscilloskopet målte i fase L3, og dermed kan ikke spenningsmålingene fra oscilloskopet brukes til å vurdere om smartmåleren var særlig nøyaktig. Testene ble utført med last på bare èn fase, og dette er sjeldent tilfelle for en

trefase måler i et virkelig distribusjonsnett, men testene ga likevel en indikasjon på at den kan detektere fase- og sikringsbrudd. Til senere kan det være lurt og også se hva som skjer når 1 fase uten last har sikringsbrudd.

På grunn av tilkobling i feil avlesningspunkt i måleren ved de aller første testene, ble det trodd at måleren trengte last for å gi ut spenningsverdier. Dermed ble en panelovn koblet til. Denne viste seg å egentlig ikke være nødvendig for at måleren skulle fungere, og gi ut spenningsdata. Panelovnen var likevel en veldig synlig og grei indikator for når måleren vil tilkoblet nettet.

Den testede måleren ble testet via et service grensesnitt, som ga noen begrensninger med tanke på hvordan det virkelig er for målere montert i distribusjonsnettet. Måleren ga automatisk ut data "ac hoc", og dette må man i distribusjonsnettet be om. Testene inkluderte ikke ulike applikasjoner/algoritmer som kan lastes på måleren som gjør at den lagrer data og sender inn ved jevne mellomrom, eller spontant dersom en satt grenseverdi ble nådd. Eksempelvis kan spenningen logges fortløpende (500 ms) intervall og loggen sender inn høyeste, laveste og gjennomsnittsverdien hvert døgn. Dette ble bare påpekt av Aidon, og ble ikke vurdert og videre undersøkt ved testene.

Lesing av måliger ble gjort ved hjelp av et installert PC-program ved navn Termite. Dette var ikke et særlig pålitelig og stabilt program, da det ofte sluttet å fungere midt i testingen, og testen måtte utføres enda en gang. Heldigvis lagret programmet kontinuerlig alt av data i en loggfil slik at denne kunne ses på selv om programmet var avslått. Av og til måtte det i tillegg gjøres endringer i loggfilen for at matlab-scriptet kunne kjøres ordentlig, og dette er også en ulempe med Termite-programmet. Det var ikke konsist nok i skriving av loggfil, og av og til måtte riktig dato for momentanlesing skrives inn manuelt i loggfil.

8.2 Diskusjon

Det vil ikke alltid være nødvendig med data fra alle målere for å lokalisere feilsted. Basert på resultater fra simuleringer i Netbas i seksjon 5.4, vil det være viktig å få data fra smarte målere nærmest trafostasjonen, ved skillet av ulike forgreininger, og eventuelt på slutten av grener. Målerne bør ihvertfall være i stand til å måle spenninger ved trefase kortslutning (på rundt 40-50 V for det

simulerte nettet). Men da distribusjonsnett har ulik topologi for ulike avganger, kortslutningsytelse, og ulike feil kan skje, i tillegg til mengden feil på samme tid, vil ulike spenningskrav stilles. Dersom korslutningsytelsen i nettet er lav, blir spenningsfallene større og det er større sannsynlighet for at smarte målere slår seg av ved kortslutning. Det bør derfor lages prosedyrer for å suksessivt lete seg fram til feilsted, der kommunikasjonssvikt tas høyde for, og for eksempel adaptiv spenningsgrense blir satt.

Smartmåleren Aidon 6550 gir oftere ut data for aktiv og reaktiv effekt i tillegg til fasevinkler, og det må oftere bes om data for spenningsmåling. Måleren slår seg dessuten av ved for lave spenninger inn på måleren. Dette kan tenkes at er en valgt strategi for Aidon, siden fokuset til nå har vært mest på forbruksregistrering. Det kan også tenkes at det vil bli mer fokus på spenningsdata og bruk av den for overvåkning av spenningskvalitet i fremtiden, og at målerne får installert et batteri som holder måleren på lenge nok til at den kan sende ut spenningsdata og informasjon for feilforløpet. Det vil da være mulig å forbedre feilsøketiden, få bedre omdømme fra kunder, oppnå sikkerhet med tanke på brann og havari i forbindelse med fasebrudd. Smarte målere kan altså gi bedre grunnlag for både nettutvikling, drift og vedlikehold.

Sammenlignet med forutsatt målerkapabilitet i feillokaliseringsmetoden i kapittel 4.3.3 (nøyaktighet mellom 0,1 og 0,5 %, og spenninger mellom 96 og 192 V), har Aidon 6550 en litt bedre nøyaktighet (mellom 0,1172 og 0,2834 %) og krever en mindre spenning (ca 50 V) for å være påslått. Måleren kan derimot kun sende ut spenningmålinger så lavt som ca 120 V. Det ville dermed fungert å bruke målere av denne typen til den foreslåtte feillokaliseringsmetoden, hadde bare måleren vært i stand til å måle og sende inn slike lave verdier ofte nok. Derimot er det slik at måleren ikke være i stand til å gi ut spenningsdata for store deler av nettet ved en trefase kortslutning, sett i sammenheng med simuleringene i 5.4.

For at smarte målere skal være i stand til å måle spenningen før vernet kobler fra avgangen, må måleren kunne gi ut verdier ved kortere tidsintervall enn 500 ms. Denne tidsoppløsningen kan tenkes å være rundt 50-100 ms, men for å bestemme den eksakte verdien burde dette ses nærmere på og flere tester gjennomføres. Dette vil være opp til målerleverandøren å implementere.

Siden spenningsmålinger iløpet av en kortslutning i det høyspente distribusjonettet ikke kan brukes til å lokalisere feilsted, kan alternativet være å innstallere

distansevern for lokalisering av feilsted i det høyspente distribusjonsnettet. En tredje mulighet kan kanskje være å bruke impedansmetoden i kombinasjon med signal om bryterutfall for å bestemme hvilken avgang som har feil og hvilken avstand det er til feilen? Da vil det mest sannsynlig fortsatt bli foreslått flere feilsteder, men kan det da tenkes at det vil være nok å få inn "siste sukk"-signaler for indikasjon av riktig avgang med feil?

Informasjonhenting i dag er ikke automatisk og brukes ikke til veldig mye per dags dato, da fokuset har vært forbruk. Det trengs et bedre system for mottakelse av data og informasjon, som kan nyttegjøre seg denne og vise sannsynlige feilsted på en brukervennlig måte. Systemet bør være i stand til å være både detaljert og enkel avhengig av behov, slik at det oppnås oversikt på transormatornivå og helt net til den enkelte sluttbruker. Det er fortsatt ikke sett nærmere på hvordan spenningsdata bør hentes inn og analyseres, men et alternativ kan være å for eksempel be om spenningsdata fra målere for hver gang et "siste-sukk"-signal mottas i området. Da informasjonsinnhentingen i tillegg til nytten av smarte målere er lite undersøkt, bør dette testes ut i pilottester i små områder slik at teknologien og nytten kan utvikle seg over tid.

8.3 Konklusjon

Å bruke smarte målere til å bidra til å lokalisere feil i det høyspente distribusjonsnettet, er et relativt nytt og spennende område med mange muligheter. Per dags dato er det ikke mulig å utnytte spenningsmålinger fra smarte målere til å lokalisere kortslutninger i nettet. For at dette skal være mulig må effektivverdi av spenningen beregnes hyppigere enn tid til bryterfall, og dermed hyppigere enn dagens 500 ms RMS. Det er derimot mulig å detektere fasebrudd og sikringsbrudd, der førstnevnte er en viktig feiltype fordi den kan være farlig for publikum. I tillegg kan "siste sukk"-signal fra målere utnyttes til å bestemme lavspentnett med feil.

Det er mye som må på plass for at smarte målere kan brukes til feillokalisering i det høyspente distribusjonsnettet. For det første må målerne måle og være i stand til å sende ut data og informasjon oftere enn hvert 500 ms slik som den gjør i dag. Målerens programvare bør settes til å sende ut data automatisk ved gitte tilfeller, og dette vil være avhengig av distribusjonsnettet målerne befinner seg

i. Deretter må et mye bedre system for nyttegjørelse av data og informasjon på plass som kan velge ut viktig data og meldinger, og presentere disse på en enkel og forståelig visuell måte. Til sist bør spenningsdataene ses i sammenheng med en feillokaliseringsmetode, slik som for eksempel en variant av impedansmetoden.

Dette er et tverrfaglig, komplekst og nytt område. Det trengs både kunnskap om databehandling, kommunikasjon og elkraftteknik, og det bør være god dialog med leverandører av smarte målere for å åpne opp for nettnytte muligheter og videreutvikling av målerne. Det er vanskelig/for tidlig å si hvilke(n) løsning(er) som gjør seg best for visualisering av feillokalisering med smarte målere, og dette bør undersøkes videre.

8.4 Videre Arbeid

Det er mye som kan jobbes videre med for å undersøke nytteverdi av smarte målere med tanke på feillokalisering i det høyspente distribusjonsnettet. Nye tester og undersøkelser bør utføres for forbedret versjon av måler fra Aidon i tillegg til også andre smarte målere. Dette er blant annet ting som:

1. Hvordan oppfører en smartmåler montert i et IT-nett seg?
   (a) Kan også disse målerne detektere fase- og sikringsbrudd? Og hvordan?
2. Hvordan blir det ved enfase feil sammenlignet med trefase feil i nettet?
   (a) Trenger spenningsinnhentingen foregå fra forskjellige målere?
   (b) Er målerens maskinvare bedre egnet for slike spenningsfall?
3. Hvordan få data fra målerne på best mulig måte?
   (a) Be om den på visse tidspunkter?
   (b) Sette en automatisk kobling med vernet? Når vernet slås ut på den bestemte avgangen, så sendes informasjon om spenningsforløpet fra målerne? Hva da med spenningskilde/batteri for at målerne fysisk klarer å sende ut denne informasjonen?
   (c) Vil det være mulig å bare gjøre om på algoritmer fra smarte målere for å få inn data, eller må det gjøres noen endringer på selve maskinvaren?

4. Hvordan bør dataene prosesseres og visualiseres for å få en nytteverdi?
5. Hvordan best lage et program eller lignende for å få et visuelt bilde av feillokasjonen?
   (a) Bør det være tett knyttet opp mot SCADA og DMS, eller inngå i DMS?
   (b) Samle inn og analysere data ved hjelp av DMS? Eller med et eget avbruddsprogram?
6. Se på muligheten ved å knytte data fra smarte målere opp mot FASIT for automatisk avbruddsregistrering på sikt.
7. Hvordan få til selektivitet av data inn fra målerne?
   (a) Bør det være ulike målere for ulike feiltyper? Og hvor bør disse vider plasseres ved enfase feil, for eksempel?
8. Hva skjer ved simultane feil? Vil måleren være nyttig i slike tilfeller? Og hvordan?
9. Implementasjon av feillokaliseringsalgoritmer basert på spenningsmålingene fra smarte målere.
10. Også se på hvordan situasjonen blir med distribuert generasjon og plusskunder i nettet, noe som er mer og mer aktuelt?

For fremtidige prosjekter med smarte målere er det også en god idè å ta kontakt med leverandørene for mer dokumentasjon om deres produkter tidlig i en prosjektsammenheng, og eventuelt opprette et samarbeid, da teknologien og bruksområdene er såpass ny.

Bibliografi

[1] "IEEE guide for determining fault location on ac transmission and distribution lines". *IEEE Std C37.114-2004*. pp.1-36, 2005.

[2] Atle Abelsen. Forvent det uventede. Energiteknikk nr. 6, September 2015. Tema: AMS/smarte nett.

[3] Aidon. Energy service device (ESD 6000). Tilsendt av Andor Solberg ved Nordlandsnett AS. Produktbeskrivelse, presentasjon.

[4] Aidon. Monitoring network quality. Mottatt fra Svein Ole Hallås i NTE.

[5] Aidon. Rf-kommunikasjon viste styrke i alta. `https://www.aidon.com/nb/aktuelt/beyond-metering-nyhetsbrev/nyhetsbrev-mai-2014/rf-kommunikasjon-viste-styrke-i-alta/`. lest 20.05.2017.

[6] Aidon. Teknisk bilag - nettnytte applikasjoner. Versjon 1.22 A.

[7] Aidon. *Installasjonsveiledning for energy service devices*. Aidon, Erteløkka 3, 1384 Asker Norge, 1.7 a edition, 2016. Aidon RF2 - systemmoduler.

[8] NDLA Arne Jansen. Hva er personvern? `http://ndla.no/nb/node/101577?fag=102783`. oppdatert 31.08.2015.

[9] Ernst & Young AS. Informasjonssikkerhet og personvern i AMS. `http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-Temaark-Advisory-AMS/$FILE/EY-Temaark-Advisory-AMS.pdf`. Temaark, 2014.

[10] Nordlandsnett AS. Nor samling 22.11.2016.

[11] Thomas Baldwin, David Kelle, Jose Cordova, and Neilsen Beneby. Fault locating in distribution networks with the aid of advanced metering infra-

structure. In *Power Systems Conference (PSC), 2014 Clemson University*, pages 1–8. IEEE, 2014.

[12] Frida Berg. Fault handling in distribution systems with smart meters. Prosjektoppgave, NTNU, 2016.

[13] The Norwgian Smartgrid Centre. Demo steinkjer. `http://smartgrids.no/demo-steinkjer/`.

[14] EnergiNorge. [...] her kan du se hvor langt utrullingen er kommet. `https://www.nymaler.no`. Nettredaktør: Camilla M. Granheim.

[15] Abouzar Estebsari, Enrico Pons, Ettore Bompard, Alireza Bahmanyar, and Sadegh Jamali. An improved fault location method for distribution networks exploiting emerging lv smart meters. In *Environmental, Energy, and Structural Monitoring Systems (EESMS), 2016 IEEE Workshop on*, pages 1–6. IEEE, 2016.

[16] Hans Faanes. *Kompendium TET4115*. NTNU, 2006.

[17] Referansegruppe feil og avbrudd NVE, SINTEF, EBL og Statnett. Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet. `https://www.sintef.no/projectweb/kile/definisjoner-feil-og-avbrudd/`, 2001. Versjon 2.

[18] Anniken Liland Fredriksen. Earth fault protection in isolate and compensated power distribution systems. Master's thesis, Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU, 2016.

[19] Hafslund. Slik fungerer den nye strømmåleren. `https://www.hafslundnett.no/kunde/veiledning/15478`.

[20] Eilif Hugo Hansen. Fordelingssystemer. Forelesning 2 i faget Elektroinstallasjoner.

[21] Håvard Hansen, Ånestad Astrid Eggum, Eirik, Hege Sveaas Fadum, and Camilla Aarbakken. Avbrotsstatistikk 2015. Technical Report 78, NVE, `https://www.nve.no/`, 2016.

[22] Christian Haugen. Vurdering av kommunikasjonsalternativer for informasjonsutveksling med AMS mellom smarte målere og et smart kraftnett. Master's thesis, Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU, 2010.

[23] Leslie Hewitson, Mark Brown, and Ramesh Balakrishnan. *Practical power system protection.* Elsevier.

[24] Bjørn Tore Hjartsjø. Eksempler på samspill med DMS/SCADA for mer effektiv FASIT-håndtering. FASIT-dagene 2016. Skagerak Energi.

[25] Stanley H Horowitz and Arun G Phadke. *Power system relaying*, volume 22. John Wiley & Sons, 2008.

[26] Frode Høyte. Overstrømsvern. `https://snl.no/overstr\T1\omvern`.

[27] SINTEF Kjell Ljøkesøy. Short circuit cmulator. `https://www.sintef.no/en/sintef-energy/short-circuit-emulator-/`.

[28] Norsk Elektroteknisk Komitè. Elektriske lavinstallasjoner. NEK 400:2014, 5.utgave.

[29] Ken Kuroda, Ryuichi Yokoyama, Daisuke Kobayashi, and Tomiyasu Ichimura. An approach to outage location prediction utilizing smart metering data. In *2014 8th Asia Modelling Symposium*, pages 61–66. IEEE, 2014.

[30] Magne Kvistad. Apparatanlegg. `http://urn.nb.no/URN:NBN:no-nb_digibok_2011032508043`, 2000.

[31] Lovdata. Forskrift om måling, avregning fakturering av nettjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv., kapittel 4. `https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301/KAPITTEL_4#KAPITTEL_4`.

[32] Jorun I. Marvik. *Fault localization in medium voltage distribution networks with distributed generation.* PhD thesis, Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU, 2011.

[33] Aidon Niklas Syrèn. Some questions about meter capabilities. Mailkorrespondanse.

[34] Aidon Norge. Våre kunder og kundeprosjekter. `https://www.aidon.com/nb/vare-kundeprosjekter/norge/`.

[35] NVE. Nett. `https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/`, 2016.

[36] Olje og energidepartementet. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheter og tariffer. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302.

[37] Olje og energidirektoratet. Forskrift om leveringspåliteghet og spenningskvalitet, kapittel 3. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557#KAPITTEL_3.

[38] Henrik Kirkeby og Helge Seljeseth. Utfordende elektriske apparater. NEF Teknisk møte 2014. SINTEF Energi AS.

[39] Jon W. Henriksen og Viggo Torjussen. *Stasjonsanlegg og fjernstyringutstyr*. Elforlaget, NELFO, 2011.

[40] Ole Berdiin Olesen. Smarter fault localization in distribution systems. Master's thesis, Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU, 2014.

[41] Bjørn Bjørstad Pedersen. Kortslutningsytelse i nett. Telefonsamtale 16.02.2017.

[42] Rolf Pedersen. Møte 27.04.17. Energiteknikk nr. 6, September 2015. Tema: AMS/smarte nett.

[43] Astrid Petterteig. Distribution network laboratory model. Technical report, SINTEF, 2011.

[44] Astrid Petterteig. Smartgrid & renewable energy laboratory. https://www.sintef.no/globalassets/upload/energi/laboratorier/renewable/nef-2011_labpresentasjon_final.pdf, 2011. Presentasjon på NEF Teknisk møte, Trondheim 24.-25.mars, 6 sider.

[45] Powel. Grunnleggende formler - kortslutningsberegning. Netbas dokumenasjon.

[46] Kent R.Hüttepohl. Oppdatert data trafostasjon. Mailkorrespondanse. 28.02.2017.

[47] Thiadmer Riemersma. Termite: a simple RS232 terminal. https://www.compuphase.com/software_termite.htm. CompuPhase.

[48] Knut A. Rosvold. Distansevern. https://snl.no/distansevern.

[49] Murari Mohan Saha, Jan Jozef Izykowski, and Eugeniusz Rosolowski. *Fault location on power networks*. Springer Science & Business Media, 2009.

[50] Jan H. Sebergsen. *Reléteknikk*. Elforlaget, NELFO, 2012.

[51] Helge Seljeseth. Nettnytte ams og spenningskvalitet. ELK-10 Quality and reliability of supply in electrical power systems, forelesning 3, 2016. Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU.

[52] Joseph Seymour. The seven types of power problems. `http://www.apc.com/salestools/VAVR-5WKLPK/VAVR-5WKLPK_R1_EN.pdf?sdirect=true`, 2011. Schneider Electric.

[53] Thomas Allen Short. *Electric power distribution handbook*. CRC press, 2014.

[54] Kongming Sun, Qing Chen, and Zhanjun Gao. An automatic faulted line section location method for electric power distribution systems based on multi-source information. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(4), 2016.

[55] Hahn Tram. Technical and operation considerations in using smart metering for outage management. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T&D. IEEE/PES*, pages 1–3. IEEE, 2008.

[56] Fernanda CL Trindade and Walmir Freitas. Low voltage zones to support fault location in distribution systems with smart meters. 2016.

[57] NVE. Forklaring på noen begreper brukt innen spenningskvalitet. `https://www.nve.no/Media/3121/definisjoner-spenningskvalitet_v2.pdf`.

[58] Vijay Venu Vadlamudi. Short circuit studies - symmetrical faults. TET4115 Power system analysis, forelesning 3, 2016. Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU.

[59] Arne Venjum. Smarte målere (AMS) - status og installasjon per 1.halvår 2016. Technical Report 79, NVE, `https://www.nve.no/`, 2016.

[60] Arne Venjum and Guro Grøtterud. Smarte strømmålere (AMS). NVE `https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/smarte-strommalere-ams/`, 2016.

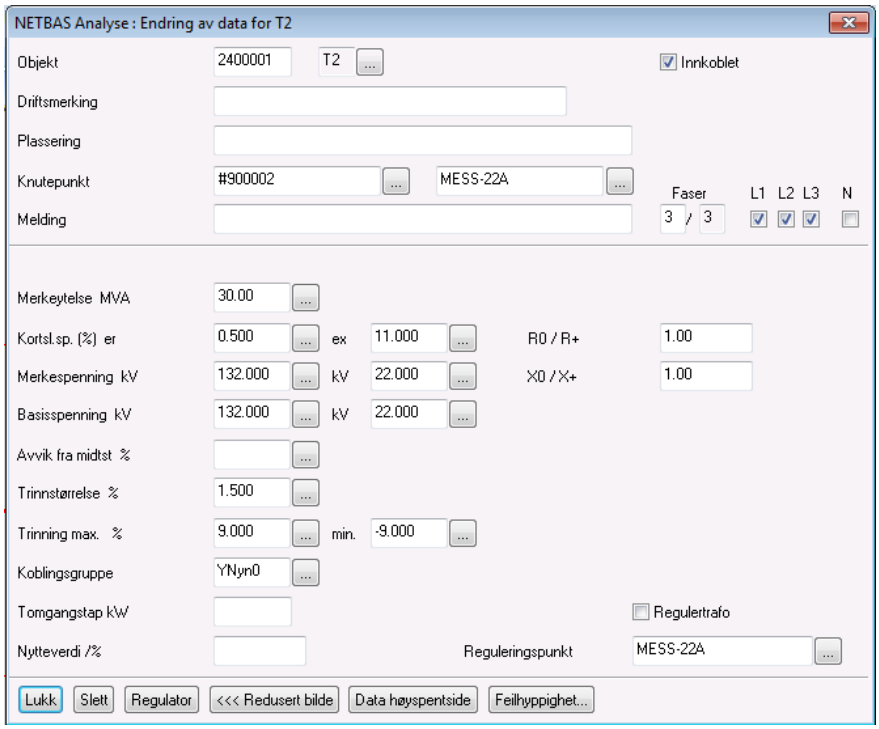
[61] Carl Johan Wallnerström, Sabina Stenberg, and Patrik Hilber. Fault management at a distribution system operator. In *PMAPS 2012, The 12th*

International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, June, 2012, Istanbul, 2012.

Tillegg A

Ny svingemaskin i Netbas

Figur A.1 viser settingene til ny svingemaskin tilkoblet trafostasjonen til avgang ME03. Den innsatte transformatoren var basert på 2 eksisterende transformatorer i original svingemaskin. Viktigste parametre for transformatoren er at kortslutningsspenningene E_k og E_r var på henholdsvis 11 % og 0.5 %. Koblingsgruppen var YNyn0, som betyr at transformatoren var Y-Y-koblet, der spenningene på primær- og sekundærsiden ikke er faseforskjøvet.



Figur A.1: Data for transformator

Tillegg B

Resultater fra simulering i Netbas

Figur B.1 og B.2 viser forskjell av observert spenningsfall i det høy- (HS) og lavspente (LS) distribusjonsnettet. Disse viser at spenningsfall i HS og LS ikke var veldig forskjellig. Størst forskjell i spenningsfall HS vs LS var 3,86 % ved NS 2 for en kortslutning i NS 11, noe som ikke er en veldig stor forskjell.

	Prosentvis spenningsforskjell LV-HV														
NS	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**14**	**15**	**12**	**13**	**10**	**11**
1	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
2	0,10 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
3	0,28 %	0,18 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
4	0,47 %	0,42 %	0,23 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
5	0,59 %	0,55 %	0,34 %	0,10 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
6	0,81 %	0,78 %	0,60 %	0,38 %	0,25 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
7	0,97 %	0,94 %	0,74 %	0,57 %	0,41 %	0,17 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
8	1,09 %	1,09 %	0,91 %	0,69 %	0,54 %	0,32 %	0,15 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
9	1,31 %	1,37 %	1,15 %	0,96 %	0,83 %	0,61 %	0,47 %	0,29 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
14	2,06 %	2,18 %	1,96 %	1,84 %	1,65 %	1,46 %	1,34 %	1,10 %	0,86 %	0,00 %	0,00 %	0,74 %	0,78 %	0,89 %	0,79 %
15	2,49 %	2,72 %	2,49 %	2,36 %	2,13 %	1,97 %	1,93 %	1,62 %	1,41 %	0,51 %	0,00 %	1,21 %	1,28 %	1,46 %	1,30 %
12	2,41 %	2,62 %	2,38 %	2,28 %	2,07 %	1,90 %	1,84 %	1,53 %	1,29 %	1,11 %	1,13 %	0,00 %	0,00 %	1,33 %	1,18 %
13	2,95 %	3,20 %	2,97 %	2,90 %	2,65 %	2,51 %	2,47 %	2,13 %	1,95 %	1,70 %	1,72 %	0,60 %	0,00 %	2,02 %	1,79 %
10	2,81 %	3,06 %	2,83 %	2,74 %	2,54 %	2,40 %	2,37 %	2,05 %	1,84 %	1,60 %	1,62 %	1,58 %	1,67 %	0,00 %	0,00 %
11	3,52 %	3,86 %	3,61 %	3,57 %	3,34 %	3,21 %	3,28 %	2,86 %	2,72 %	2,36 %	2,39 %	2,32 %	2,47 %	1,11 %	0,00 %
16	1,08 %	1,13 %	0,91 %	0,74 %	0,59 %	0,34 %	0,18 %	0,16 %	0,16 %	0,14 %	0,14 %	0,14 %	0,15 %	0,17 %	0,15 %
17	1,37 %	1,44 %	1,23 %	1,01 %	0,89 %	0,68 %	0,51 %	0,46 %	0,47 %	0,41 %	0,42 %	0,40 %	0,43 %	0,49 %	0,43 %
18	1,61 %	1,69 %	1,48 %	1,31 %	1,16 %	0,94 %	0,84 %	0,76 %	0,78 %	0,68 %	0,69 %	0,67 %	0,71 %	0,81 %	0,72 %
19	1,71 %	1,82 %	1,59 %	1,44 %	1,26 %	1,07 %	0,96 %	0,86 %	0,89 %	0,78 %	0,79 %	0,77 %	0,81 %	0,93 %	0,82 %
20	1,84 %	1,94 %	1,73 %	1,59 %	1,41 %	1,22 %	1,10 %	0,99 %	1,03 %	0,89 %	0,90 %	0,88 %	0,93 %	1,06 %	0,94 %
21	1,93 %	2,05 %	1,82 %	1,66 %	1,49 %	1,29 %	1,19 %	1,07 %	1,11 %	0,96 %	0,97 %	0,95 %	1,01 %	1,15 %	1,02 %
22	2,01 %	2,16 %	1,94 %	1,78 %	1,62 %	1,41 %	1,31 %	1,18 %	1,22 %	1,05 %	1,07 %	1,04 %	1,10 %	1,26 %	1,11 %
23	2,19 %	2,35 %	2,13 %	2,04 %	1,82 %	1,63 %	1,55 %	1,40 %	1,44 %	1,25 %	1,27 %	1,23 %	1,31 %	1,50 %	1,32 %
24	0,17 %	0,19 %	0,18 %	0,19 %	0,18 %	0,18 %	0,19 %	0,17 %	0,18 %	0,16 %	0,16 %	0,15 %	0,16 %	0,19 %	0,17 %
25	0,35 %	0,39 %	0,38 %	0,39 %	0,37 %	0,38 %	0,40 %	0,36 %	0,37 %	0,32 %	0,33 %	0,32 %	0,34 %	0,39 %	0,34 %
26	0,44 %	0,49 %	0,48 %	0,49 %	0,47 %	0,48 %	0,51 %	0,46 %	0,47 %	0,41 %	0,42 %	0,41 %	0,43 %	0,49 %	0,44 %
27	0,62 %	0,69 %	0,68 %	0,70 %	0,67 %	0,68 %	0,72 %	0,65 %	0,67 %	0,58 %	0,59 %	0,57 %	0,61 %	0,69 %	0,61 %
28	0,75 %	0,83 %	0,81 %	0,84 %	0,80 %	0,81 %	0,86 %	0,78 %	0,80 %	0,70 %	0,71 %	0,69 %	0,73 %	0,83 %	0,74 %
29	0,91 %	1,02 %	0,99 %	1,03 %	0,98 %	1,00 %	1,06 %	0,95 %	0,98 %	0,85 %	0,86 %	0,84 %	0,89 %	1,02 %	0,90 %
30	1,07 %	1,20 %	1,17 %	1,21 %	1,15 %	1,17 %	1,24 %	1,12 %	1,15 %	1,00 %	1,02 %	0,99 %	1,05 %	1,20 %	1,06 %
31	0,22 %	0,25 %	0,24 %	0,25 %	0,24 %	0,24 %	0,26 %	0,23 %	0,24 %	0,20 %	0,21 %	0,20 %	0,21 %	0,25 %	0,22 %

Figur B.1: Forskjell LV - HV NS 1 - 15

	Prosentvis spenningsforskjell LV-HV															
NS	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**	**31**
1	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
2	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,11 %	0,11 %	0,11 %	0,08 %	0,09 %	0,11 %	0,11 %	0,11 %
3	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,32 %	0,31 %	0,32 %	0,23 %	0,27 %	0,31 %	0,32 %	0,32 %
4	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,54 %	0,52 %	0,55 %	0,38 %	0,44 %	0,53 %	0,53 %	0,53 %
5	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,67 %	0,64 %	0,68 %	0,48 %	0,55 %	0,65 %	0,66 %	0,66 %
6	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,92 %	0,88 %	0,92 %	0,65 %	0,75 %	0,89 %	0,90 %	0,90 %
7	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	1,11 %	1,06 %	1,11 %	0,79 %	0,91 %	1,07 %	1,09 %	1,09 %
8	0,15 %	0,15 %	0,06 %	0,15 %	0,06 %	0,07 %	0,13 %	0,14 %	1,25 %	1,19 %	1,25 %	0,89 %	1,02 %	1,20 %	1,22 %	1,22 %
9	0,46 %	0,45 %	0,21 %	0,46 %	0,20 %	0,20 %	0,41 %	0,42 %	1,50 %	1,43 %	1,51 %	1,06 %	1,22 %	1,45 %	1,47 %	1,47 %
14	1,32 %	1,26 %	0,65 %	1,30 %	0,61 %	0,55 %	1,15 %	1,17 %	2,35 %	2,24 %	2,36 %	1,67 %	1,92 %	2,27 %	2,30 %	2,31 %
15	1,90 %	1,82 %	0,94 %	1,88 %	0,89 %	0,81 %	1,67 %	1,70 %	2,85 %	2,71 %	2,86 %	2,02 %	2,32 %	2,75 %	2,79 %	2,79 %
12	1,81 %	1,73 %	0,87 %	1,79 %	0,83 %	0,78 %	1,59 %	1,62 %	2,76 %	2,63 %	2,77 %	1,95 %	2,25 %	2,67 %	2,71 %	2,71 %
13	2,43 %	2,33 %	1,20 %	2,40 %	1,14 %	1,02 %	2,13 %	2,17 %	3,38 %	3,21 %	3,39 %	2,39 %	2,75 %	3,26 %	3,31 %	3,31 %
10	2,34 %	2,24 %	1,14 %	2,31 %	1,08 %	0,99 %	2,05 %	2,09 %	3,22 %	3,06 %	3,23 %	2,28 %	2,62 %	3,10 %	3,15 %	3,15 %
11	3,23 %	3,09 %	1,58 %	3,19 %	1,49 %	1,37 %	2,83 %	2,88 %	4,03 %	3,83 %	4,04 %	2,86 %	3,28 %	3,89 %	3,95 %	3,95 %
16	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	1,24 %	1,18 %	1,24 %	0,87 %	1,01 %	1,20 %	1,21 %	1,22 %
17	0,34 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	1,57 %	1,49 %	1,57 %	1,11 %	1,28 %	1,51 %	1,54 %	1,54 %
18	0,63 %	0,30 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	1,85 %	1,76 %	1,85 %	1,30 %	1,50 %	1,78 %	1,81 %	1,81 %
19	0,77 %	0,43 %	0,06 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	1,96 %	1,86 %	1,96 %	1,38 %	1,59 %	1,89 %	1,92 %	1,92 %
20	0,94 %	0,60 %	0,14 %	0,16 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	2,11 %	2,01 %	2,11 %	1,49 %	1,72 %	2,03 %	2,06 %	2,06 %
21	1,00 %	0,69 %	0,18 %	0,26 %	0,05 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	2,21 %	2,11 %	2,22 %	1,57 %	1,81 %	2,13 %	2,17 %	2,17 %
22	1,14 %	0,78 %	0,26 %	0,38 %	0,12 %	0,04 %	0,00 %	0,00 %	2,31 %	2,19 %	2,31 %	1,63 %	1,88 %	2,23 %	2,26 %	2,26 %
23	1,38 %	1,03 %	0,38 %	0,67 %	0,23 %	0,17 %	0,25 %	0,00 %	2,51 %	2,39 %	2,52 %	1,77 %	2,04 %	2,42 %	2,46 %	2,46 %
24	0,19 %	0,18 %	0,09 %	0,19 %	0,08 %	0,08 %	0,17 %	0,17 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,19 %
25	0,40 %	0,38 %	0,19 %	0,39 %	0,18 %	0,16 %	0,35 %	0,35 %	0,20 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,39 %
26	0,50 %	0,48 %	0,25 %	0,49 %	0,23 %	0,22 %	0,44 %	0,45 %	0,31 %	0,08 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,49 %
27	0,71 %	0,68 %	0,36 %	0,70 %	0,34 %	0,30 %	0,62 %	0,63 %	0,52 %	0,31 %	0,22 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,70 %
28	0,85 %	0,81 %	0,41 %	0,84 %	0,39 %	0,36 %	0,74 %	0,76 %	0,68 %	0,45 %	0,37 %	0,10 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,84 %
29	1,04 %	1,00 %	0,50 %	1,03 %	0,48 %	0,44 %	0,91 %	0,93 %	0,86 %	0,62 %	0,56 %	0,23 %	0,17 %	0,00 %	0,00 %	1,02 %
30	1,22 %	1,17 %	0,60 %	1,20 %	0,57 %	0,52 %	1,07 %	1,09 %	1,03 %	0,77 %	0,74 %	0,39 %	0,33 %	0,18 %	0,00 %	1,20 %
31	0,25 %	0,24 %	0,13 %	0,25 %	0,12 %	0,10 %	0,22 %	0,22 %	0,25 %	0,24 %	0,26 %	0,18 %	0,20 %	0,25 %	0,25 %	3,38 %

Figur B.2: Forskjell LV - HV NS 16 - 31

	Prosentvis spenningsfall i lavspenningsnett X=7.95km														
NS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	14	15	12	13	10	11
1	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
2	98,19 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
3	95,34 %	97,17 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
4	91,72 %	93,55 %	96,33 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
5	90,08 %	91,88 %	94,61 %	98,29 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
6	86,55 %	88,34 %	90,98 %	94,59 %	96,23 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
7	83,99 %	85,76 %	88,39 %	91,92 %	93,56 %	97,24 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
8	82,10 %	83,89 %	86,43 %	89,96 %	91,55 %	95,19 %	97,89 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
9	78,07 %	79,85 %	82,34 %	85,71 %	87,24 %	90,80 %	93,38 %	95,46 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
14	66,76 %	68,57 %	70,81 %	74,05 %	75,40 %	78,67 %	80,99 %	82,91 %	87,05 %	100,00 %	100,00 %	86,88 %	86,93 %	87,09 %	86,95 %
15	59,87 %	61,66 %	63,80 %	66,85 %	68,12 %	71,23 %	73,31 %	75,22 %	79,18 %	91,44 %	100,00 %	78,90 %	78,99 %	79,23 %	91,47 %
12	61,05 %	62,82 %	65,01 %	68,10 %	69,37 %	72,48 %	74,62 %	76,52 %	80,52 %	80,29 %	80,30 %	100,00 %	100,00 %	80,57 %	80,36 %
13	53,28 %	55,04 %	57,04 %	59,93 %	61,09 %	64,03 %	65,94 %	67,74 %	71,51 %	71,17 %	71,19 %	89,68 %	100,00 %	71,58 %	71,28 %
10	55,55 %	57,20 %	59,12 %	61,89 %	62,97 %	65,83 %	67,66 %	69,42 %	73,10 %	72,79 %	72,80 %	72,74 %	72,85 %	100,00 %	100,00 %
11	46,01 %	47,59 %	49,19 %	51,65 %	52,51 %	55,00 %	56,49 %	58,08 %	61,33 %	60,87 %	60,89 %	60,81 %	60,97 %	84,75 %	100,00 %
16	64,50 %	66,24 %	68,39 %	71,43 %	72,72 %	75,87 %	78,08 %	97,44 %	97,44 %	97,41 %	97,42 %	97,41 %	97,42 %	97,45 %	97,42 %
17	77,39 %	79,18 %	81,67 %	85,05 %	86,57 %	90,09 %	92,66 %	92,69 %	92,71 %	92,62 %	92,63 %	92,61 %	92,64 %	92,73 %	92,65 %
18	73,45 %	75,23 %	77,58 %	80,88 %	82,34 %	85,74 %	88,20 %	88,24 %	88,27 %	88,13 %	88,14 %	88,11 %	88,16 %	88,30 %	88,18 %
19	71,97 %	73,73 %	76,08 %	79,34 %	80,75 %	84,11 %	86,55 %	86,60 %	86,64 %	86,48 %	86,48 %	86,45 %	86,51 %	86,67 %	86,53 %
20	70,08 %	71,82 %	74,11 %	77,34 %	78,70 %	82,06 %	84,40 %	84,46 %	84,50 %	84,32 %	84,32 %	84,29 %	84,36 %	84,54 %	84,38 %
21	68,87 %	70,65 %	72,90 %	76,09 %	77,45 %	80,72 %	83,05 %	83,12 %	83,16 %	82,96 %	82,97 %	82,93 %	83,00 %	83,20 %	83,02 %
22	67,35 %	69,11 %	71,36 %	74,51 %	75,82 %	79,05 %	81,32 %	81,39 %	81,44 %	81,22 %	81,23 %	81,19 %	81,27 %	81,49 %	81,29 %
23	64,50 %	66,24 %	68,39 %	71,43 %	72,72 %	75,87 %	78,08 %	78,16 %	78,22 %	77,96 %	77,97 %	77,92 %	78,01 %	78,27 %	78,04 %
24	97,14 %	97,17 %	97,16 %	97,17 %	97,15 %	97,16 %	97,13 %	97,14 %	97,15 %	97,12 %	97,12 %	97,11 %	97,12 %	97,16 %	97,13 %
25	94,03 %	94,09 %	94,07 %	94,09 %	94,06 %	94,06 %	94,01 %	94,04 %	94,05 %	93,98 %	93,98 %	93,97 %	94,00 %	94,07 %	94,00 %
26	92,77 %	92,84 %	92,82 %	92,84 %	92,80 %	92,81 %	92,75 %	92,78 %	92,79 %	92,71 %	92,71 %	92,70 %	92,73 %	92,81 %	92,74 %
27	89,58 %	89,68 %	89,65 %	89,67 %	89,62 %	89,63 %	89,54 %	89,58 %	89,61 %	89,49 %	89,49 %	89,47 %	89,51 %	89,64 %	89,53 %
28	87,48 %	87,59 %	87,56 %	87,59 %	87,53 %	87,54 %	87,44 %	87,48 %	87,52 %	87,37 %	87,37 %	87,35 %	87,40 %	87,55 %	87,42 %
29	84,79 %	84,93 %	84,89 %	84,92 %	84,85 %	84,86 %	84,74 %	84,80 %	84,83 %	84,65 %	84,66 %	84,63 %	84,69 %	84,87 %	84,71 %
30	82,35 %	82,51 %	82,46 %	82,51 %	82,43 %	82,43 %	82,29 %	82,36 %	82,40 %	82,20 %	82,20 %	82,17 %	82,24 %	82,45 %	82,26 %
31	95,97 %	96,00 %	95,99 %	96,00 %	95,98 %	95,98 %	95,95 %	95,97 %	95,98 %	95,93 %	95,93 %	95,92 %	95,94 %	95,99 %	95,95 %

Figur B.3: Fall LV 7,95 km NS 1 - 15

	Prosentvis spenningsfall i lavspenningsnett X=7.95km															
NS	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
2	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	98,22 %	98,21 %	98,21 %	98,17 %	98,18 %	98,21 %	98,21 %	98,21 %
3	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	95,39 %	95,37 %	95,39 %	95,27 %	95,31 %	95,37 %	95,38 %	95,38 %
4	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	91,82 %	91,78 %	91,82 %	91,61 %	91,67 %	91,79 %	91,80 %	91,81 %
5	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	90,20 %	90,15 %	90,20 %	89,94 %	90,02 %	90,16 %	90,17 %	90,18 %
6	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	86,72 %	86,64 %	86,71 %	86,37 %	86,47 %	86,66 %	86,68 %	86,69 %
7	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	84,18 %	84,10 %	84,18 %	83,77 %	83,89 %	84,12 %	84,14 %	84,15 %
8	97,92 %	97,91 %	97,82 %	97,91 %	97,82 %	97,81 %	97,89 %	97,89 %	82,32 %	82,22 %	82,31 %	81,85 %	81,99 %	82,24 %	82,26 %	82,28 %
9	93,46 %	93,43 %	93,16 %	93,44 %	93,15 %	93,12 %	93,37 %	93,38 %	78,33 %	78,21 %	78,32 %	77,76 %	77,93 %	78,24 %	78,27 %	78,29 %
14	81,20 %	81,11 %	80,34 %	81,16 %	80,29 %	80,23 %	80,95 %	80,99 %	67,16 %	66,99 %	67,15 %	66,30 %	66,55 %	67,03 %	67,07 %	67,10 %
15	73,61 %	73,49 %	72,45 %	73,56 %	72,38 %	72,25 %	73,27 %	73,31 %	60,36 %	60,14 %	60,34 %	59,31 %	59,62 %	60,19 %	60,24 %	60,27 %
12	74,91 %	74,79 %	73,80 %	74,85 %	73,74 %	73,61 %	74,58 %	74,62 %	61,52 %	61,31 %	61,50 %	60,50 %	60,80 %	61,36 %	61,41 %	61,44 %
13	66,32 %	66,16 %	64,81 %	66,25 %	64,73 %	64,58 %	65,88 %	65,94 %	53,84 %	53,59 %	53,82 %	52,62 %	52,98 %	53,65 %	53,71 %	53,74 %
10	68,03 %	67,88 %	66,62 %	67,96 %	66,53 %	66,37 %	67,61 %	67,66 %	56,08 %	55,84 %	56,06 %	54,92 %	55,26 %	55,90 %	55,95 %	55,99 %
11	56,98 %	56,78 %	55,05 %	56,89 %	54,93 %	54,76 %	56,42 %	56,49 %	46,66 %	46,37 %	46,64 %	45,25 %	45,67 %	46,44 %	46,50 %	46,55 %
16	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	81,90 %	81,80 %	81,89 %	81,42 %	81,56 %	81,83 %	81,85 %	81,86 %
17	95,16 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	77,67 %	77,55 %	77,66 %	77,08 %	77,25 %	77,57 %	77,60 %	77,62 %
18	90,70 %	95,35 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	73,77 %	73,62 %	73,75 %	73,07 %	73,28 %	73,66 %	73,69 %	73,71 %
19	89,04 %	93,63 %	98,12 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	72,31 %	72,16 %	72,30 %	71,58 %	71,80 %	72,20 %	72,23 %	72,25 %
20	86,87 %	91,37 %	95,72 %	97,66 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	70,44 %	70,28 %	70,43 %	69,66 %	69,89 %	70,32 %	70,36 %	70,38 %
21	85,54 %	89,99 %	94,21 %	96,20 %	98,42 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	69,24 %	69,07 %	69,23 %	68,43 %	68,67 %	69,11 %	69,15 %	69,18 %
22	83,78 %	88,19 %	92,26 %	94,32 %	96,41 %	97,94 %	100,00 %	100,00 %	67,75 %	67,57 %	67,73 %	66,89 %	67,15 %	67,61 %	67,65 %	67,68 %
23	80,49 %	84,72 %	88,53 %	90,69 %	92,57 %	94,04 %	96,16 %	100,00 %	64,92 %	64,73 %	64,91 %	64,00 %	64,27 %	64,78 %	64,82 %	64,85 %
24	97,17 %	97,15 %	97,02 %	97,16 %	97,01 %	97,02 %	97,13 %	97,13 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	97,17 %
25	94,08 %	94,05 %	93,81 %	94,07 %	93,80 %	93,77 %	94,00 %	94,01 %	96,89 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	94,09 %
26	92,83 %	92,80 %	92,51 %	92,82 %	92,49 %	92,46 %	92,74 %	92,75 %	95,64 %	98,71 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	92,85 %
27	89,66 %	89,61 %	89,18 %	89,64 %	89,15 %	89,13 %	89,53 %	89,54 %	92,40 %	95,41 %	96,68 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	89,68 %
28	87,58 %	87,52 %	87,03 %	87,55 %	86,99 %	86,94 %	87,42 %	87,44 %	90,33 %	93,28 %	94,56 %	97,74 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	87,60 %
29	84,91 %	84,84 %	84,22 %	84,88 %	84,18 %	84,13 %	84,71 %	84,74 %	87,59 %	90,48 %	91,78 %	94,84 %	97,04 %	100,00 %	100,00 %	84,94 %
30	82,49 %	82,41 %	81,69 %	82,46 %	81,65 %	81,59 %	82,26 %	82,29 %	85,14 %	87,98 %	89,24 %	92,16 %	94,38 %	97,33 %	100,00 %	82,53 %
31	96,00 %	95,98 %	95,82 %	95,99 %	95,81 %	95,79 %	95,95 %	95,95 %	96,01 %	95,99 %	96,01 %	95,91 %	95,94 %	96,00 %	96,00 %	100,00 %

Figur B.4: Fall LV 7,95 km NS 16 - 31

	Prosentvis spenningsfall i lavspenningsnett X=16.821km														
NS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	14	15	12	13	10	11
1	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
2	98,09 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
3	95,19 %	97,08 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
4	91,42 %	93,31 %	96,17 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
5	89,70 %	91,60 %	94,41 %	98,20 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
6	86,02 %	87,92 %	90,67 %	94,38 %	96,11 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
7	83,34 %	85,27 %	87,97 %	91,60 %	93,31 %	97,11 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
8	81,39 %	83,30 %	85,94 %	89,57 %	91,19 %	94,99 %	97,81 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
9	77,17 %	79,07 %	81,61 %	85,17 %	86,76 %	90,43 %	93,12 %	95,28 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
14	65,37 %	67,27 %	69,63 %	72,99 %	74,38 %	77,79 %	80,17 %	82,21 %	86,52 %	100,00 %	100,00 %	86,37 %	86,31 %	86,56 %	86,39 %
15	58,10 %	60,04 %	62,24 %	65,44 %	66,70 %	69,98 %	72,15 %	74,08 %	78,28 %	91,01 %	100,00 %	78,05 %	77,94 %	78,35 %	78,08 %
12	59,37 %	61,29 %	63,50 %	66,74 %	68,01 %	71,33 %	73,52 %	75,49 %	79,68 %	79,39 %	79,41 %	100,00 %	100,00 %	79,75 %	79,50 %
13	51,16 %	53,08 %	55,11 %	58,16 %	59,29 %	62,39 %	64,36 %	66,23 %	70,23 %	69,80 %	69,83 %	89,25 %	100,00 %	70,32 %	69,95 %
10	53,43 %	55,23 %	57,19 %	60,13 %	61,23 %	64,20 %	66,09 %	67,95 %	71,86 %	71,45 %	71,48 %	71,56 %	71,42 %	100,00 %	100,00 %
11	43,17 %	44,95 %	46,60 %	49,17 %	50,07 %	52,69 %	54,19 %	55,83 %	59,32 %	58,74 %	58,78 %	58,89 %	58,69 %	83,94 %	100,00 %
16	80,98 %	82,85 %	85,49 %	89,12 %	90,78 %	94,54 %	97,36 %	97,37 %	97,38 %	97,34 %	97,34 %	97,35 %	97,33 %	97,38 %	97,35 %
17	76,49 %	78,40 %	80,94 %	84,45 %	86,04 %	89,66 %	92,34 %	92,37 %	92,40 %	92,29 %	92,30 %	92,32 %	92,28 %	92,42 %	92,33 %
18	72,36 %	74,23 %	76,70 %	80,13 %	81,61 %	85,15 %	87,69 %	87,74 %	87,78 %	87,61 %	87,62 %	87,65 %	87,59 %	87,82 %	87,67 %
19	70,81 %	72,70 %	75,08 %	78,47 %	79,94 %	83,48 %	85,96 %	86,02 %	86,06 %	85,87 %	85,88 %	85,92 %	85,85 %	86,11 %	85,94 %
20	68,82 %	70,68 %	73,05 %	76,40 %	77,81 %	81,31 %	83,73 %	83,79 %	83,85 %	83,62 %	83,63 %	83,68 %	83,59 %	83,90 %	83,70 %
21	67,54 %	69,42 %	71,79 %	75,10 %	76,50 %	79,91 %	82,32 %	82,39 %	82,44 %	82,19 %	82,21 %	82,26 %	82,17 %	82,50 %	82,28 %
22	65,96 %	67,85 %	70,12 %	73,44 %	74,79 %	78,19 %	80,54 %	80,62 %	80,68 %	80,40 %	80,42 %	80,48 %	80,38 %	80,74 %	80,50 %
23	62,91 %	64,80 %	67,01 %	70,20 %	71,53 %	74,81 %	77,07 %	77,17 %	77,24 %	76,92 %	76,94 %	77,00 %	76,88 %	77,31 %	77,03 %
24	97,00 %	97,04 %	97,03 %	97,03 %	97,02 %	97,02 %	96,99 %	97,00 %	97,01 %	96,97 %	96,97 %	96,98 %	96,97 %	97,02 %	96,99 %
25	93,83 %	93,89 %	93,87 %	93,89 %	93,85 %	93,86 %	93,80 %	93,83 %	93,85 %	93,76 %	93,76 %	93,78 %	93,75 %	93,87 %	93,79 %
26	92,51 %	92,59 %	92,56 %	92,58 %	92,54 %	92,55 %	92,48 %	92,51 %	92,53 %	92,43 %	92,43 %	92,46 %	92,42 %	92,56 %	92,47 %
27	89,20 %	89,31 %	89,27 %	89,30 %	89,25 %	89,26 %	89,15 %	89,20 %	89,23 %	89,08 %	89,09 %	89,12 %	89,06 %	89,26 %	89,13 %
28	87,02 %	87,16 %	87,11 %	87,15 %	87,08 %	87,09 %	86,96 %	87,02 %	87,06 %	86,87 %	86,89 %	86,92 %	86,86 %	87,10 %	86,94 %
29	84,20 %	84,37 %	84,32 %	84,36 %	84,27 %	84,29 %	84,14 %	84,20 %	84,25 %	84,03 %	84,04 %	84,09 %	84,01 %	84,30 %	84,11 %
30	81,66 %	81,86 %	81,79 %	81,84 %	81,74 %	81,76 %	81,59 %	81,66 %	81,72 %	81,46 %	81,48 %	81,53 %	81,43 %	81,78 %	81,55 %
31	95,82 %	95,87 %	95,85 %	95,87 %	95,84 %	95,85 %	95,81 %	95,82 %	95,84 %	95,78 %	95,78 %	95,79 %	95,77 %	95,85 %	95,80 %

Figur B.5: Fall LV 16,821 km NS 1 - 15

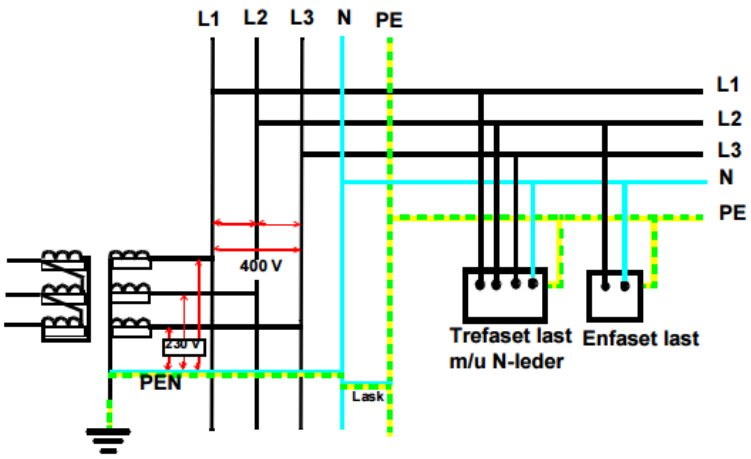
	Prosentvis spenningsfall i lavspenningsnett X=16.821km															
NS	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
2	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	98,12 %	98,11 %	98,12 %	98,07 %	98,08 %	98,11 %	98,11 %	98,12 %
3	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	95,26 %	95,23 %	95,25 %	95,13 %	95,15 %	95,23 %	95,24 %	95,24 %
4	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	91,54 %	91,49 %	91,54 %	91,31 %	91,35 %	91,50 %	91,51 %	91,52 %
5	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	89,84 %	89,78 %	89,83 %	89,56 %	89,62 %	89,79 %	89,81 %	89,82 %
6	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	86,21 %	86,13 %	86,21 %	85,84 %	85,91 %	86,15 %	86,17 %	86,18 %
7	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	83,57 %	83,48 %	83,56 %	83,13 %	83,21 %	83,50 %	83,52 %	83,54 %
8	97,84 %	97,83 %	97,73 %	97,84 %	97,72 %	97,73 %	97,81 %	97,81 %	81,65 %	81,54 %	81,64 %	81,15 %	81,24 %	81,56 %	81,59 %	81,61 %
9	93,21 %	93,17 %	92,89 %	93,19 %	92,87 %	92,85 %	93,11 %	93,12 %	77,48 %	77,35 %	77,47 %	76,87 %	76,99 %	77,38 %	77,41 %	77,43 %
14	80,43 %	80,33 %	79,54 %	80,39 %	79,48 %	79,41 %	80,14 %	80,17 %	65,85 %	65,65 %	65,83 %	64,92 %	65,10 %	65,69 %	65,74 %	65,77 %
15	72,51 %	72,38 %	71,27 %	72,45 %	71,18 %	71,08 %	72,10 %	72,15 %	58,68 %	58,44 %	58,67 %	57,56 %	57,78 %	58,50 %	58,55 %	58,59 %
12	73,86 %	73,73 %	72,70 %	73,81 %	72,62 %	72,50 %	73,47 %	73,52 %	59,94 %	59,70 %	59,92 %	58,85 %	59,06 %	59,76 %	59,81 %	59,85 %
13	64,82 %	64,65 %	63,24 %	64,74 %	63,13 %	62,99 %	64,29 %	64,36 %	51,84 %	51,55 %	51,81 %	50,53 %	50,78 %	51,62 %	51,68 %	51,73 %
10	66,53 %	66,37 %	65,05 %	66,46 %	64,95 %	64,79 %	66,03 %	66,09 %	54,07 %	53,80 %	54,05 %	52,83 %	53,06 %	53,87 %	53,93 %	53,97 %
11	54,79 %	54,57 %	52,73 %	54,69 %	52,59 %	52,44 %	54,11 %	54,19 %	43,96 %	43,63 %	43,93 %	42,44 %	42,73 %	43,71 %	43,78 %	43,83 %
16	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	81,24 %	81,13 %	81,24 %	80,74 %	80,83 %	81,16 %	81,19 %	81,20 %
17	95,01 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	76,81 %	76,68 %	76,80 %	76,18 %	76,30 %	76,71 %	76,74 %	76,76 %
18	90,33 %	95,16 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	72,74 %	72,58 %	72,73 %	72,00 %	72,14 %	72,62 %	72,65 %	72,68 %
19	88,57 %	93,35 %	98,05 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	71,22 %	71,05 %	71,20 %	70,44 %	70,59 %	71,09 %	71,13 %	71,15 %
20	86,37 %	91,05 %	95,54 %	97,57 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	69,25 %	69,07 %	69,23 %	68,41 %	68,57 %	69,11 %	69,15 %	69,18 %
21	84,93 %	89,56 %	93,97 %	96,03 %	98,37 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	67,99 %	67,81 %	67,98 %	67,13 %	67,29 %	67,85 %	67,89 %	67,92 %
22	83,13 %	87,66 %	91,95 %	94,05 %	96,26 %	97,87 %	100,00 %	100,00 %	66,43 %	66,23 %	66,41 %	65,52 %	65,69 %	66,28 %	66,32 %	66,35 %
23	79,67 %	84,04 %	88,05 %	90,26 %	92,25 %	93,80 %	95,98 %	100,00 %	63,43 %	63,21 %	63,41 %	62,44 %	62,63 %	63,26 %	63,31 %	63,35 %
24	97,03 %	97,02 %	96,92 %	97,02 %	96,91 %	96,88 %	96,99 %	96,99 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	97,04 %
25	93,88 %	93,85 %	93,59 %	93,87 %	93,58 %	93,56 %	93,79 %	93,80 %	96,78 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	93,90 %
26	92,58 %	92,54 %	92,24 %	92,56 %	92,22 %	92,19 %	92,47 %	92,48 %	95,48 %	98,65 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	92,60 %
27	89,29 %	89,24 %	88,78 %	89,27 %	88,75 %	88,74 %	89,13 %	89,15 %	92,12 %	95,27 %	96,60 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	89,32 %
28	87,13 %	87,07 %	86,57 %	87,11 %	86,53 %	86,46 %	86,94 %	86,96 %	89,97 %	93,02 %	94,36 %	97,70 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	87,17 %
29	84,35 %	84,27 %	83,65 %	84,31 %	83,60 %	83,53 %	84,11 %	84,14 %	87,15 %	90,14 %	91,45 %	94,62 %	96,94 %	100,00 %	100,00 %	84,39 %
30	81,83 %	81,74 %	81,00 %	81,79 %	80,94 %	80,88 %	81,55 %	81,59 %	84,60 %	87,53 %	88,80 %	91,86 %	94,14 %	97,21 %	100,00 %	81,88 %
31	95,86 %	95,84 %	95,65 %	95,85 %	95,64 %	95,65 %	95,80 %	95,81 %	95,88 %	95,86 %	95,88 %	95,77 %	95,79 %	95,86 %	95,87 %	100,00 %

Figur B.6: Fall LV 16,821 km NS 16 - 31

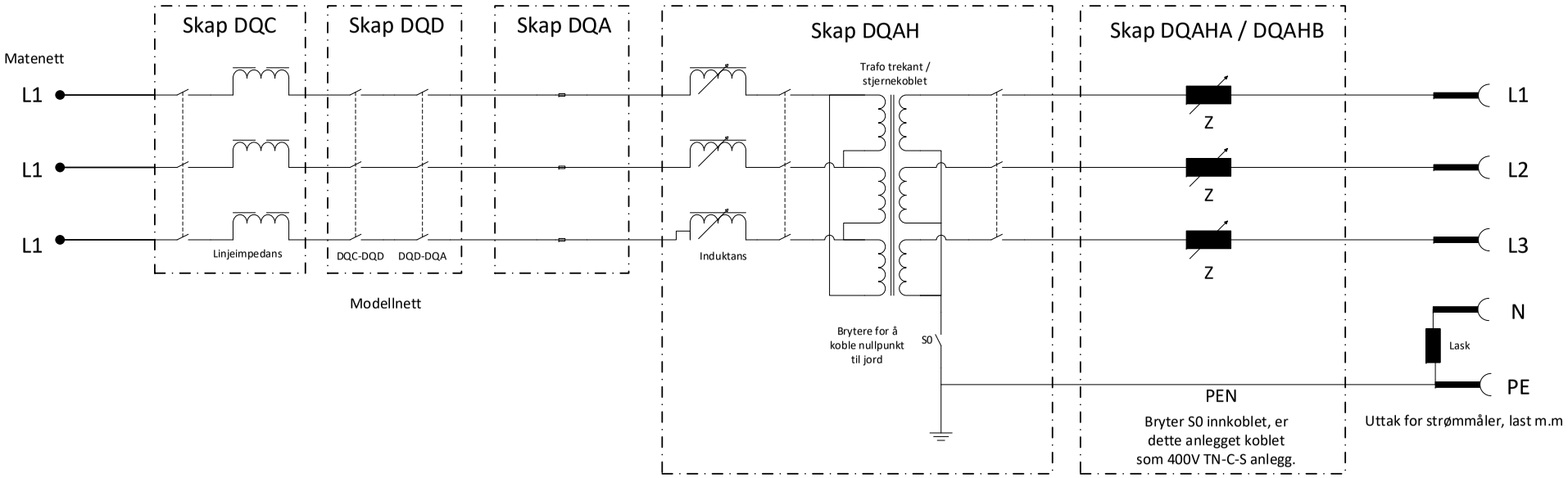
Tillegg C

Kobling lab

Påfølgende side viser hvordan smartgridlab var koblet for gjennomføring av tester i distribusjonsnettmodellen. Modellen var originalt koblet med isolert nullpunkt. Den smarte måleren trengte derimot å ha tilgang til nøytral, N, i tillegg til fasene L1, L2, L3. Dermed ble modellen koblet om av avdelingsingeniørene i NTNU servicelab ved å laske sammen N med jord i fordelingsskapet. Det vil si at den "høyspente" delen av nettet ble spolejordet, mens måleren ble koblet slik som i et TN-C-S-nett i det "lavspente" dstribusjonsnettet, vist i figur C.1. *I TN-C-S-nett er nøytralleder og beskyttelsesleder kombinert i en enkelt leder i en del av fordelingssystemet* [28].

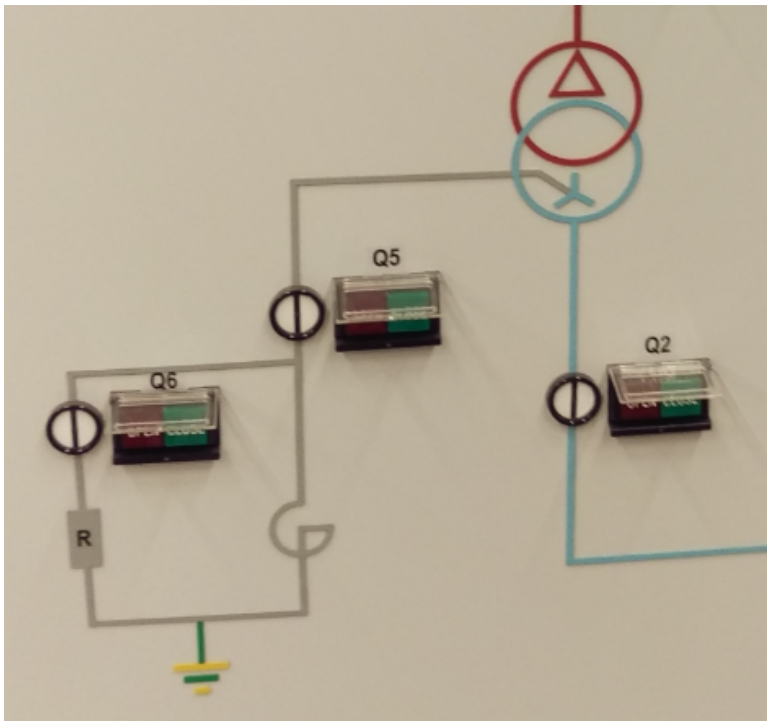


Figur C.1: TN-C-S system [20]



Tittel: Skjema for oppkobling til linjeevalenter i Smartgridlab.	**NTNU Elkraft.**	**Dato:**	24.05.17
		Tegn.	B. Almås
		Rev.	
	Tegn. nr:		

Bryterne for motstand og spole i fordelingsskap DQAH ble koblet til jord, slik som vist i figur C.2.



Figur C.2: Innkobling av brytere i lab

Tillegg D

Loggfil eksempel

I de påfølgende sidene er et utvalg av en loggfil for et sikringsbrudd i fase L3 vist.

```
DEBUG: 2017-05-03 11:08:39: resp: 91.7.0=0003.974*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:39: resp: 14.7.0=50.00*Hz
30: DEBUG: 2017-05-03 11:08:39: resp: 1.7.0=0000.8937*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:39: resp: 2.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:39: resp: 3.7.0=0000.0000*kvar
DEBUG: 2017-05-03 11:08:39: resp: 4.7.0=0000.0000*kvar
INFO: 2017-05-03 11:08:39: cron: next time 547124920:547124919
INFO: 2017-05-03 11:08:39: cron: pending 500 ms
ENHANCED: 2017-05-03 11:08:40: error active: 20:8000
INFO: 2017-05-03 11:08:40: cron: next time 547124922:547124920
INFO: 2017-05-03 11:08:40: cron: pending 1500 ms
INFO: 2017-05-03 11:08:40: PhaseOutageMonitor: Time triggered!
31: INFO: 2017-05-03 11:08:40: PhaseOutageMonitor:
      Phase 1: 2309
      Phase 2: 2351
      Phase 3: 2243
      Missing registers mask: 0
      Number of phases: 3
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 21.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 41.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 61.7.0=0000.8937*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 81.7.04=0000.00*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 81.7.15=0000.00*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 81.7.26=0359.86*DEG
32: INFO: 2017-05-03 11:08:41: cron: next time 547124922:547124921
INFO: 2017-05-03 11:08:41: cron: pending 500 ms
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 32.7.0=230.9*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 52.7.0=235.1*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 72.7.0=224.3*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 31.7.0=0000.00*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 51.7.0=0000.00*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 71.7.0=0003.97*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 91.7.0=0003.976*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:41: resp: 14.7.0=50.02*Hz
34: DEBUG: 2017-05-03 11:08:43: HAN cache update - interval:8, cache update
lasted:1
MAINTAIN: 2017-05-03 11:08:43: meter reader cache: no hit for 1.7.0
cache hit rate = 84 %
DEBUG: 2017-05-03 11:08:43: MeterReader: read of 1.7.0 successfull, status
12, resp=0000.8935*kW
MAINTAIN: 2017-05-03 11:08:43: meter reader cache: no hit for 97.97.1
cache hit rate = 83 %
DEBUG: 2017-05-03 11:08:44: MeterReader: read of 97.97.1 successfull,
status 6, resp=010000
INFO: 2017-05-03 11:08:44: cron: next time 547124923:547124922
MINOR: 2017-05-03 11:08:44: cron: already late 1 seconds
INFO: 2017-05-03 11:08:44: cron: next time 547124925:547124924
INFO: 2017-05-03 11:08:44: cron: pending 500 ms
35: INFO: 2017-05-03 11:08:44: cron: next time 547124925:547124924
INFO: 2017-05-03 11:08:44: cron: pending 500 ms
DEBUG: 2017-05-03 11:08:44: resp: 1.7.0=0000.8935*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:44: resp: 2.7.0=0000.0000*kW
```

```
DEBUG: 2017-05-03 11:08:44: resp: 3.7.0=0000.0000*kvar
DEBUG: 2017-05-03 11:08:44: resp: 4.7.0=0000.0000*kvar
ENHANCED: 2017-05-03 11:08:45: error active: 20:8000
INFO: 2017-05-03 11:08:45: RfDiagnostic: max duty-cycle is now 11
36: DEBUG: 2017-05-03 11:08:45: resp: 21.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:45: resp: 41.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:45: resp: 61.7.0=0000.5021*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:45: resp: 81.7.04=0000.00*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:45: resp: 81.7.15=0000.00*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:45: resp: 81.7.26=0359.86*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:46: resp: 32.7.0=224.7*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:46: resp: 52.7.0=233.0*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:46: resp: 72.7.0=166.8*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:46: resp: 31.7.0=0000.00*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:46: resp: 51.7.0=0000.00*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:46: resp: 71.7.0=0003.01*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:46: resp: 91.7.0=0003.011*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:46: resp: 14.7.0=50.04*Hz
37: INFO: 2017-05-03 11:08:47: cron: next time 547124928:547124925
INFO: 2017-05-03 11:08:47: cron: pending 500 ms
DEBUG: 2017-05-03 11:08:47: resp: 1.7.0=0000.5038*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:47: resp: 2.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:47: resp: 3.7.0=0000.0000*kvar
DEBUG: 2017-05-03 11:08:47: resp: 4.7.0=0000.0000*kvar
INFO: 2017-05-03 11:08:47: cron: next time 547124928:547124927
INFO: 2017-05-03 11:08:47: cron: pending 500 ms
39: DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: Meter event received - alarm status 00000040
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 21.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 41.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 61.7.0=0000.5060*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 81.7.04=0000.00*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 81.7.15=0000.00*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 81.7.26=0000.00*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 32.7.0=224.5*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 52.7.0=232.8*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 72.7.0=165.7*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 31.7.0=0000.00*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 51.7.0=0000.00*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 71.7.0=0003.04*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 91.7.0=0003.045*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:49: resp: 14.7.0=50.04*Hz
41: DEBUG: 2017-05-03 11:08:50: MeterReader: read of 97.97.1 successfull,
status 6, resp=010000
MAINTAIN: 2017-05-03 11:08:50: no errors active in meter
ENHANCED: 2017-05-03 11:08:50: error active: 20:8000
MAINTAIN: 2017-05-03 11:08:51: meter reader cache: no hit for 97.97.1
cache hit rate = 84 %
DEBUG: 2017-05-03 11:08:51: display shows register 1.8.0:
DEBUG: 2017-05-03 11:08:51: MeterReader: read of 97.97.1 successfull,
status 6, resp=010000
INFO: 2017-05-03 11:08:51: cron: next time 547124930:547124928
MINOR: 2017-05-03 11:08:51: cron: already late 1 seconds
```

```
ENHANCED: 2017-05-03 11:08:51: buffer space: 24
ENHANCED: 2017-05-03 11:08:51: ENWQ round 2 ok
42: DEBUG: 2017-05-03 11:08:51: MeterReader: exec of 1.8.0() success,
status 0
DEBUG: 2017-05-03 11:08:51: MeterReader: execreply of 002B success, status
70,
resp=170503110845;0030;000000;000000;000384;0003846;2300;2348;2166;00;0
0;00
DEBUG: 2017-05-03 11:08:51: ENWQ: post of 002B ok
DEBUG: 2017-05-03 11:08:51: ENWQ: processing 002b
INFO: 2017-05-03 11:08:51: Showing register 1.8.0
DEBUG: 2017-05-03 11:08:51: display shows small text: A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:52: MeterReader: execreply of 002E success, status
123,
resp=170503110845;2246;2330;1665;0030;0028;0030;2310;2352;2243;0021;002
3;0011;000000;000000;000397;0001;0001;0022;2307;2350;2243
DEBUG: 2017-05-03 11:08:52: ENWQ: post of 002E ok
INFO: 2017-05-03 11:08:52: cron: next time 547124934:547124931
INFO: 2017-05-03 11:08:52: cron: pending 1500 ms
DEBUG: 2017-05-03 11:08:52: ENWQ: processing 002e
DEBUG: 2017-05-03 11:08:52: ENWQ: updating phase 0 minmax stats raw data
DEBUG: 2017-05-03 11:08:52: ENWQ: updating phase 1 minmax stats raw data
DEBUG: 2017-05-03 11:08:52: ENWQ: updating phase 2 minmax stats raw data
43: DEBUG: 2017-05-03 11:08:52: MeterReader: exec of 0008(A    ) success,
status 0
MAINTAIN: 2017-05-03 11:08:52: meter reader cache: no hit for 1.7.0
cache hit rate = 83 %
DEBUG: 2017-05-03 11:08:52: MeterReader: read of 1.7.0 successfull, status
12, resp=0000.5069*kW
INFO: 2017-05-03 11:08:52: Showing small text A
MAINTAIN: 2017-05-03 11:08:53: meter reader cache: no hit for 41.7.0
cache hit rate = 82 %
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 21.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 41.7.0=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 61.7.0=0000.5069*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 81.7.04=0000.00*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 81.7.15=0000.00*DEG
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 81.7.26=0359.86*DEG
44: DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 32.7.0=230.2*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 52.7.0=234.9*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 72.7.0=219.8*V
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 31.7.0=0000.00*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 51.7.0=0000.00*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 71.7.0=0004.03*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 91.7.0=0004.035*A
DEBUG: 2017-05-03 11:08:53: resp: 14.7.0=50.04*Hz
INFO: 2017-05-03 11:08:53: cron: next time 547124934:547124933
INFO: 2017-05-03 11:08:53: cron: pending 500 ms
DEBUG: 2017-05-03 11:08:54: MeterReader: cached read of 41.7.0 successfull,
resp=0000.0000*kW
DEBUG: 2017-05-03 11:08:54: HAN cache update - interval:9, cache update
lasted:2
```

Tillegg E

Matlab-kode for lesing og plotting av Termite loggfil

Rask lesing og behandling av loggfiler med data fra smartmåleren laget av programmet Termite ble gjort med følgende MATLAB-kode. Koden er laget med fokus på funksjonalitet, og ikke optimering av kode.

Det var nødvendig å av og til gå inn på loggfila og endre tekstlinjene, da Termite ikke var særlig konsekvent med lagingen av denne.

```
clear all
clc

%% 1. Aapne filen og sjekker at den er aapen
fid = fopen('TermiteLoggfil.txt', 'r');
if fid == -1
   disp('Kan ikke aapne filen')
else

%% 2. Bruk filen
% initialiserer struct-vektorer
lagret = struct('dato', {}, 'tid', {}, 'kode', {},'verdienhet', {},'
    verdi', {}, 'enhet', {});
L1 = struct('tid', {}, 'kode', {}, 'verdi', {});
L2 = struct('tid', {}, 'kode', {}, 'verdi', {});
L3 = struct('tid', {}, 'kode', {}, 'verdi', {});
L1S = struct('tid', {}, 'kode', {}, 'verdi', {});
L2S = struct('tid', {}, 'kode', {}, 'verdi', {});
L3S = struct('tid', {}, 'kode', {}, 'verdi', {});
```

```
while~feof(fid)
  % leser inn en og en linje til en character vector:
  linje = fgetl(fid);
  % tildeler hvert ord et felt i en cell array:
  felt = strsplit(linje, ' ');
  % sjekker om linja er lengre enn 4 ord. Av og til er loggfilen
  % ukonsis:
    if length(felt) > 4
        if strcmp(felt{4},'resp:') == 1
            data.dato = felt{2};
            data.tid = felt{3}(1:end-1);
            % tidspunktet er gjoeres omtil en sammenhengende linje
            % med tall:
            data.tid = str2num(strrep(data.tid, ':', ''));
            [data.kode, data.verdienhet] = strtok(felt{5},'=');
            data.verdienhet = data.verdienhet(2:end);
            [data.verdi, data.enhet] = strtok(data.verdienhet, '*');
                if data.verdi(1) == 0
                    data.verdi = data.verdi(4:end);
                end
            data.verdi = str2double(data.verdi);
            data.enhet = data.enhet(2:end);
            lagret(end + 1) = data;
        elseif strcmp(felt{5},'resp:') == 1
            data.dato = felt{3};
            data.tid = felt{4}(1:end-1);
            data.tid = str2num(strrep(data.tid, ':', ''));
            [data.kode, data.verdienhet] = strtok(felt{6},'=');
            data.verdienhet = data.verdienhet(2:end);
            [data.verdi, data.enhet] = strtok(data.verdienhet, '*');
                if data.verdi(1) == 0
                    data.verdi = data.verdi(4:end);
                end
            data.verdi = str2double(data.verdi());
            data.enhet = data.enhet(2:end);
            lagret(end + 1) = data;
        end % if strcmp
        k = 1;
        r = 1;
        s = 1;
        p = 1;
        q = 1;
        w = 1;
```

```
        for i = 1:length(lagret)
            % SPENNING
            if strcmp(lagret(i).enhet,'V') == 1
                if strcmp(lagret(i).kode,'32.7.0') == 1
                    L1(k).tid = lagret(i).tid;
                    L1(k).kode = lagret(i).kode;
                    L1(k).verdi = lagret(i).verdi;
                    k = k + 1;
                elseif strcmp(lagret(i).kode,'52.7.0') == 1
                    L2(r).tid = lagret(i).tid;
                    L2(r).kode = lagret(i).kode;
                    L2(r).verdi = lagret(i).verdi;
                    r = r + 1;
                elseif strcmp(lagret(i).kode,'72.7.0') == 1
                    L3(s).tid = lagret(i).tid;
                    L3(s).kode = lagret(i).kode;
                    L3(s).verdi = lagret(i).verdi;
                    s = s + 1;
                end
            % STROEM
            elseif strcmp(lagret(i).enhet,'A') == 1
                if strcmp(lagret(i).kode,'31.7.0') == 1
                    L1S(p).tid = lagret(i).tid;
                    L1S(p).kode = lagret(i).kode;
                    L1S(p).verdi = lagret(i).verdi;
                    p = p + 1;
                elseif strcmp(lagret(i).kode,'51.7.0') == 1
                    L2S(q).tid = lagret(i).tid;
                    L2S(q).kode = lagret(i).kode;
                    L2S(q).verdi = lagret(i).verdi;
                    q = q + 1;
                elseif strcmp(lagret(i).kode,'71.7.0') == 1
                    L3S(w).tid = lagret(i).tid;
                    L3S(w).kode = lagret(i).kode;
                    L3S(w).verdi = lagret(i).verdi;
                    w = w + 1;
                end
            end % if strcmp
        end % for i = 1:length
    end % if length > 4
end % while
% Finner tidsdifferansen mellom foerste og maaling nummer t.
% Denne brukes i plottet.
```

```
% Tidsdifferansen for alle de tre fasene er lik, og derfor velges bare L1.
starttid = L1(1).tid;
tidsdiff(1) = 0;
min = 0;
sec = 0;
    for t = 2:length(L1)
        tidsdiff(t) = (L1(t).tid - starttid);
        min(t) = floor(tidsdiff(t)/60);
        sec(t) = tidsdiff(t)-min(t)*60;
        tidsdiff(t) = min(t) + sec(t)/60;
    end
% Plotter spenning og stroem:
figure
hold on;
subplot(2,1,1);
plot([tidsdiff],[L1.verdi],'r',[tidsdiff],[L2.verdi],'g',[tidsdiff],[L3.verdi],'b');
h = legend('L1', 'L2', 'L3');
set(h,'Location','southeast')
title('Spenning [V/min]');

subplot(2,1,2);
plot([tidsdiff],[L1S.verdi],'r',[tidsdiff],[L2S.verdi],'g',[tidsdiff],[L3S.verdi],'b');
n = legend('L1', 'L2', 'L3');
set(n,'Location','southeast')
title('Str m [A/min]');
saveas(gcf, 'TermiteLoggfil.png')
saveas(gcf, 'TermiteLoggfil', 'fig')

%% 3. Lukk filen
  if fclose(fid) == 0
        disp('Filen er lukket')
    else
        disp('Filen er fortsatt aapen')
  end
end
```

Tillegg F

Matlab-kode for plotting av oscilloskopmålinger

```
clear all

Values = tdfread('T0012red.CSV', 'comma');

All_signals=[Values.CH1 Values.CH2];

 figure
    hold on;
  subplot(2,1,1);
  plot(Values.TIME, Values.CH2);
  title('Spenning ved smartmler [V/s]');

  subplot(2,1,2);
  plot(Values.TIME, Values.CH1);
  title('Strm gjennom KE [A/s]');

saveas(gcf, 'OscilloskopPlotM.png')
saveas(gcf, 'OscilloskopPlotM', 'fig')
```