

# Lokalisering av kortslutninger i høyspent distribusjonsnett

**Ingrid Myhr**

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: juni 2017

Hovedveileder: Gerd Kjølle, IEL

Medveileder: Kjell Anders Tutvedt, Hafslund Nett

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



# Sammendrag

I denne masteroppgaven er en foreslått metode for impedansbasert feillokalisering i høyspent distribusjonsnett presentert og testet. Metoden baserer seg på kortslutningsstrømmer som eneste måleverdi og tradisjonelle kortslutningsberegninger etter IEC norm 60909. Denne metoden er utviklet basert på tilgjengelige ressurser hos nettselskapet Hafslund Nett. Arbeidet har utgangspunkt i et innovasjonsprosjekt i næringslivet kalt 'Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett' (FASaD).

Gjennom en uttesting av metoden som omfattet 20 historiske kortslutningshendelser ble det funnet en gjennomsnittlig feilmargin på 410 meter og 6 %. Fordelingen var noe forskjøvet i positiv retning, det vil si at beregnet avstand til feil i de fleste tilfeller var større enn den faktiske avstanden. For 5 av disse hendelsene havnet beregnet feilsted utenfor avgangens rekkevidde, og disse er ikke inkludert i den gjennomsnittlige feilmarginen. Fordi uttestingen omfattet såpass få hendelser har det ikke vært mulig å vurdere hvordan forhold som feiltype, avstand til feil eller type nett har påvirket feilmarginen.

Den foreslåtte metoden har blitt sammenliknet med et utvalg eksisterende algoritmer for impedansbasert feillokalisering. Her ble det funnet at den foreslåtte metoden oppnådde høyere gjennomsnittlig feilmargin enn samtlige av de eksisterende algoritmene. Dette var som forventet, da de eksisterende algoritmene ble vurdert som mer avanserte. Fullstendig sammenlikning av feilmarginen til de ulike metodene var likevel ikke mulig, da de har blitt testet under forskjellige forhold. I et kostnad-nytte-perspektiv er det likevel gunstig at den foreslåtte metoden kun krever strømmålinger og at beregningene er relativt enkle.

Videre ble det funnet at det særlig er to utfordringer knyttet til impedansbasert feillokalisering i høyspent distribusjonsnett. Disse gjelder både for den foreslåtte og de eksisterende algoritmene. For det første kan metodene finne flere mulige feilsteder ved avgreininger. Dette kan imidlertid løses ved å benytte retningsbestemte feilindikatorer på avgreiningene. For det andre kan ikke metodene lokalisere jordfeil i nett med isolert eller spolejordet nullpunkt.

I en eventuell videreutvikling av den foreslåtte metoden bør det fokuseres på økt grad av automatisasjon i beregningene. Det bør også vurderes nærmere hvordan impedansbasert feillokalisering kan benyttes i kombinasjon med andre teknologier i et fremtidig smart distribusjonsnett. Her inngår blant annet pålitelighetsanalyser og kostad-nytte-beregninger. En metodikk for denne typen beregninger er under utarbeidelse i forbindelse med det nevnte FASaD-prosjektet.

# Abstract

In this thesis a fault location method for medium voltage distribution grids is proposed and tested. The method is based on the theory of impedance-based fault location. Short circuit currents are the only measured input-value and traditional short circuit calculations are performed in accordance with the IEC norm 60909. The method is developed based on available resources at the norwegian distribution system operator (DSO) Hafslund Nett. The work is performed as a part of the R&D project 'Fault and Interruption Handling in Smart Distribution Systems'.

The proposed method has been tested on 20 historical short circuit events, and an average location error of 410 meters and 6% was found. The distribution was somewhat shifted in a positive direction, meaning that the calculated distance to fault in most cases was larger than the actual distance. For 5 of these cases, the calculated distance to fault corresponded to a point outside the range of the distribution feeder. In these cases, the error was not included in the total average error. Because a limited number of events were studied, it was not possible to evaluate the effects of factors like fault type, distance to fault or grid type on the location error.

The proposed method has been compared to a selection of existing impedance-based fault location algorithms. It was found that the proposed method obtained a higher location error than the existing algorithms. This was as expected, as the existing ones are considered to be more advanced. A complete comparison of the location error was however not possible because the algorithms were all tested under different conditions. In a cost-benefit perspective it is however considered beneficial that the proposed method only requires current measurements and that the calculations are relatively straightforward.

It was also found that there are two significant drawbacks to impedance-based fault location. This applies to both the proposed and the existing algorithms. The first is the multiple estimation problem, where several locations can have the same equivalent impedance due to branches. This can, however, be solved by introducing fault passage indicators (FPIs) at the beginning of each branch. The second drawback is the fact that impedance-based fault location cannot be applied to single-line-to-ground faults in isolated or compensated neutral systems.

In order to improve the proposed method, an emphasis should be placed on automating the different steps of the method. It should also be further investigated how impedance-based fault location can be implemented in combination with other technologies in a future smart distribution system. This study should include reliability and cost-benefit analysis. A methodology for this type of calculations is under development through the previously mentioned R&D project.

# Forord

Denne oppgaven er skrevet som en del av det toårige masterprogrammet Energibruk og energi-planlegging på NTNU. Oppgaven teller full studiebelastning (30 studiepoeng) på vårsemesteret i siste studieår, og markerer avslutningen på masterprogrammet. Oppgaven bygger videre på deler av arbeidet utført i forbindelse med prosjektoppgaven [1] gjennomført høsten 2016.

Oppgaven har utgangspunkt i et innovasjonsprosjekt i næringslivet kalt 'Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett' (FASaD). Prosjektets hensikt er å undersøke hvordan ny teknologi som feilindikatorer, feillokaliseringialgoritmer og automatiske koblingsprogram kan benyttes til å oppnå bedre feil- og avbruddshåndtering i distribusjonsnettet.

Jeg vil gjerne rette en stor takk til min hovedveileder, Gerd H. Kjølle ved SINTEF Energi/NTNU, for nyttige råd og innspill under hele arbeidsprosessen. Videre vil jeg gjerne takke min medveileder i Hafslund Nett, Kjell Anders Tutvedt. Uten hans hjelpsomhet og engasjement for dette temaet ville ikke den praktiske delen av oppgaven blitt noe av.

Det er også en rekke andre personer i Hafslund Nett som har bistått med tilganger, veiledning i bruk av programvare og svar på mine mange spørsmål. Tusen takk skal dere ha. Mari Benedikte Øgaard fortjener også en stor takk for iherdig korrekturlesing på tampen. Og til alle dere som har bidratt med prokastinering i en eller annen form det siste halve året: jeg ville ikke vært noe av dette foruten. Takk!

Ingrid Myhr, Trondheim, 09.06.2017

# Innhold

<b>Sammendrag</b>	<b>i</b>
<b>Abstract</b>	<b>iii</b>
<b>Forord</b>	<b>v</b>
<b>Innhold</b>	<b>vi</b>
<b>Figurliste</b>	<b>x</b>
<b>Tabelliste</b>	<b>xii</b>
<b>Definisjoner</b>	<b>xiv</b>
<b>1 Innledning</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn . . . . .	1
1.2 Problemstilling og oppbygning . . . . .	2
1.3 Begrensninger . . . . .	3
<b>2 Kortslutninger i distribusjonsnett</b>	<b>5</b>
2.1 Distribusjonsnettets oppbygning . . . . .	5
2.2 Feiltyper . . . . .	6
2.3 Hvor oppstår feil? . . . . .	7
2.4 Beregning av kortslutningsstrømmer . . . . .	8
2.4.1 IEC norm 60909 . . . . .	9
2.4.2 Symmetriske komponenter . . . . .	12



2.4.3	Kortslutningstransienter . . . . .	14
2.4.4	Topolet kortslutning . . . . .	17
2.4.5	Topolet jordfeil . . . . .	18
2.4.6	Trepolet kortslutning . . . . .	20
2.5	Kortslutningsimpedanser . . . . .	21
2.5.1	Impedanser i overliggende nett: kortslutningsytelse . . . . .	22
2.5.2	Impedanser i transformator . . . . .	23
2.5.3	Impedanser i luftlinjer og kabler . . . . .	24
2.5.4	Neglisjerte impedanser . . . . .	25
<b>3</b>	<b>Kortslutningsvern</b>	<b>26</b>
3.1	Plassering av vern . . . . .	26
3.2	Overstrømsvern . . . . .	28
3.3	Høyspenningssikring . . . . .	29
3.4	Automatisk gjeninnkobling (GIK) . . . . .	29
<b>4</b>	<b>Lokalisering av kortslutninger</b>	<b>30</b>
4.1	Metoder for feillokalisering i distribusjonsnett . . . . .	30
4.1.1	Bryterfall . . . . .	31
4.1.2	Seksjonering og prøvekobling . . . . .	31
4.1.3	Informasjon fra innringere . . . . .	33
4.1.4	Linjebefaring og lytting . . . . .	33
4.1.5	Feilindikatorer . . . . .	34
4.1.6	Feillokalisering algoritmer . . . . .	34
4.2	Hovedprinsipp for feillokalisering algoritmer . . . . .	35
4.2.1	Impedansbasert feillokalisering . . . . .	35
4.2.2	Transienter . . . . .	36
4.2.3	Distribuerte spenningsmålinger . . . . .	37
4.2.4	Kunstig intelligens . . . . .	38
4.3	Særegenheter ved distribusjonsnett . . . . .	39
4.3.1	Variierende systemjording . . . . .	39

4.3.2	Distribuert og varierende last . . . . .	40
4.3.3	Ikke-homogene ledertverrsnitt . . . . .	41
4.3.4	Avgreininger . . . . .	42
4.3.5	Overgangsimpedans i feilstedet . . . . .	42
4.3.6	Ubalansert system . . . . .	43
4.4	Eksisterende algoritmer for impedansbasert feillokalisering . . . . .	44
4.4.1	Oversikt . . . . .	44
4.4.2	Modellering av systemet . . . . .	45
4.4.3	Utregningsmetode . . . . .	47
4.4.4	Krav til måleverdier . . . . .	48
4.4.5	Feilmarginer og kilder til usikkerhet . . . . .	48
4.4.6	Oppsummering . . . . .	50
4.5	Implementering av feillokaliseringsalgoritmer . . . . .	52
<b>5</b>	<b>Metode</b>	<b>54</b>
5.1	Prinsipiell beskrivelse av foreslått metode . . . . .	54
5.2	Registrering av kortslutningsstrømmer . . . . .	55
5.3	Kortslutningsberegninger i Powel NetBas . . . . .	57
<b>6</b>	<b>Praktiske spesifikasjoner ved uttesting av metoden</b>	<b>61</b>
6.1	Vernspesifikasjoner . . . . .	61
6.2	Måleverdier på kun to faser . . . . .	62
6.3	Utvelgelse av målte kortslutningsstrømmer . . . . .	63
6.4	Jordberøring . . . . .	64
6.5	Beregning av kortslutningsytelse . . . . .	65
6.6	Feilmargin og beregninger utenfor rekkevidde . . . . .	65
<b>7</b>	<b>Resultater: Uttesting av foreslått metode</b>	<b>67</b>
7.1	Krav til utvalgte hendelser . . . . .	67
7.2	Oversikt . . . . .	68
7.3	Hendelser innenfor rekkevidde . . . . .	68
7.4	Hendelser utenfor rekkevidde . . . . .	71

7.5	Sammenlikning: to- og trepolet feil . . . . .	72
7.6	Sammenlikning: luft- og kabelnett . . . . .	72
7.7	Sammenlikning: ulike vern . . . . .	73
7.8	Sammenlikning: jordberøring . . . . .	73
7.9	Sammenheng: rapportert avstand til feil og feilmargin . . . . .	74
<b>8</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>76</b>
8.1	Analyse av resultater . . . . .	76
8.1.1	Hendelser innenfor rekkevidde . . . . .	76
8.1.2	Hendelser utenfor rekkevidde . . . . .	78
8.1.3	Vurdering av tradisjonelle kortslutningsberegninger etter IEC norm 60909 . . . . .	79
8.2	Kilder til usikkerhet . . . . .	79
8.2.1	Metode . . . . .	79
8.2.2	Praktiske tilpasninger . . . . .	80
8.2.3	Input-verdier . . . . .	81
8.3	Sammenlikning: foreslått metode og eksisterende algoritmer . . . . .	82
8.4	Implementering av foreslått metode . . . . .	83
<b>9</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>86</b>
	<b>Referanser</b>	<b>88</b>
<b>A</b>	<b>Vedlegg</b>	<b>93</b>
A.1	Regneeksempel: topolet kortslutning og topolet jordfeil . . . . .	93
A.2	Eksempel: Uttesting av foreslått feillokaliseringsmetode på en gitt hendelse . . . . .	95
A.2.1	Bryterfall 1 . . . . .	96
A.2.2	Bryterfall 2 . . . . .	98
A.2.3	Beregning av feilmargin . . . . .	99
A.3	Fullstendige resultater . . . . .	100

# Figurliste

2.1	Høyspent distribusjonsnett med radiell struktur. . . . .	5
2.2	Ringnettforbindelse. Figur hentet fra [2]. . . . .	6
2.3	Gjennomløpende nettforbindelse. Figur hentet fra [2]. . . . .	6
2.4	Fire av de vanligste feiltypene. . . . .	7
2.5	Antall feil per anleggsdel i nett med spenningsnivå fra 1-22 kV for 2015. Data hentet fra [3]. . . . .	8
2.6	Demonstrasjon av Thévenins teorem, der en tilfeldig krets blir forenklet til en ekvivalent spenningskilde, $V_{th}$ i serie med en impedans, $Z_{th}$ . . . . .	10
2.7	Positivt system (a), negativt system (b) og nullsystem (c). Figur hentet fra [4]. . . . .	13
2.8	Kortslutningsstrøm der DC-komponenten har sin maksimalverdi. Gul kurve er DC-komponenten, rød er AC-leddet og blå er summen av de to, altså total feilstrøm. . . . .	16
2.9	Kortslutningsstrøm ved topolet kortslutning. . . . .	17
2.10	Kortslutningsstrøm ved topolet jordfeil. I dette tilfellet er $Z_0$ liten og en betydelig del av feilstrømmen har returvei via jord. . . . .	19
2.11	Kortslutningsstrøm ved topolet jordfeil med to ulike feilsteder. I dette tilfellet er $Z_0$ stor og delen av feilstrømmen som har returvei via jord er liten. . . . .	20
2.12	Kortslutningsstrøm ved trepolet kortslutning. . . . .	20
2.13	Enlinjeskjema for beregning av kortslutningsstrømmer i høyspent distribusjonsnett. . . . .	21
2.14	Ekvivalent feilkrets i positivt system. . . . .	22
3.1	Plassering av vern i høyspent distribusjonsnett. Gule firkanter representerer vern, der den øverste er samleskinnevernet, den neste er avgangsvernet og de minste firkantene er trafovern. Blå sirkler er skillebrytere/lastskillebrytere. . . . .	27

4.1	Flytdiagram over arbeidsprosessen knyttet til feil- og avbruddshåndtering basert på dagens praksis i Hafslund Nett og Skagerak Nett. Figur hentet fra [5]. . . . .	32
4.2	Hovedprinsipp for feillokalisering basert på transienter. Figur hentet fra [6]. . . . .	36
4.3	Forenklet enlinjeskjema for modellering av impedanser i linjer og last ved en kortslutning. . . . .	41
4.4	Eksempel på en avgang i høyspent distribusjonsnett med avgreininger, der feil-lokalisering algoritmen kan gi flere mulige løsninger. . . . .	42
4.5	Kort linjemodell med samlede impedanser. . . . .	45
4.6	$\pi$ -linjemodell med samlede impedanser. . . . .	46
5.1	Flytdiagram over alle steg i den foreslåtte feillokaliseringmetoden. Det er her tatt utgangspunkt i at metoden finner to punkter i nettet med identisk impedans og beregnet kortslutningsstrøm på grunn av avgreininger. . . . .	55
5.2	Illustrasjon av gjennomføring av kortslutningsberegninger i NetBas. . . . .	60
6.1	Oppsett for måling av feilstrøm i transformatorstasjoner der det kun finnes måletransformator på to faser. I dette tilfellet måles fase <i>a</i> og <i>b</i> , mens fase <i>c</i> er ukjent. Dette løses ved å føre summen av strømmen i fase <i>a</i> og <i>b</i> tilbake gjennom fase <i>c</i> . . . . .	62
7.1	Histogram over feilmargin [m] for hendelser innenfor rekkevidde. . . . .	70
7.2	Histogram over feilmargin [%] for hendelser innenfor rekkevidde. . . . .	70
7.3	Spredningsplott over feilmargin [meter] og rapportert avstand til feil [meter]. For feilmarginen er det benyttet absoluttverdier. . . . .	74
7.4	Spredningsplott over feilmargin [%] og rapportert avstand til feil [meter]. For feilmarginen er det benyttet absoluttverdier. . . . .	75
A.1	Grensesnitt i NetBas for funksjonen 'Finn kortslutningsstrøm'. . . . .	97
A.2	Minimal kortslutningsstrøm langs avgangen. . . . .	97
A.3	Illustrasjon av beregnet feilsted for bryterfall 1 og 2. . . . .	100

# Tabelliste

4.1	Oppsummering av feillokaliseringprosessen i høyspent distribusjonsnett med tilhørende egnede feillokaliseringmetoder. . . . .	31
4.2	Oversikt over egenskaper og feilmargin til eksisterende algoritmer for impedansbasert feillokalisering. . . . .	52
5.1	Nøkkelegenskaper ved den foreslåtte feillokaliseringmetoden. . . . .	58
6.1	Rapporterte kortslutningsstrømmer for en topolet kortslutning mellom fase <i>b</i> og <i>c</i> . Verdiene er de største rapporterte strømmene innenfor tidsperioder på 5 minutter. . . . .	64
7.1	Hovedresultater for de 15 hendelsene der beregnet feilsted havnet innenfor avgangens rekkevidde. Beregnet avstand til feil er funnet som midtpunktet mellom beregnet feilsted (min) og beregnet feilsted (max). . . . .	69
7.2	Resultater for hendelser der beregnet feilsted havnet utenfor avgangens rekkevidde. . . . .	71
7.3	Sammenlikning av målt feilstrøm og beregnet feilstrøm (min) for det rapporterte feilstedet. . . . .	71
7.4	Sammenlikning av resultater for topolet (F-F) og trepolet (F-F-F) kortslutning. . . . .	72
7.5	Sammenlikning av resultater for kortslutninger i luft- og kabelnett. . . . .	73
7.6	Sammenlikning av resultater for hendelser med ulike vern. . . . .	73
7.7	Oppsummering av feilmargin for hendelser der jordberøring kunne bekreftes. . . . .	74

A.1	Rapporterte kortslutningsstrømmer for hendelse nummer 3. Fordi hendelsen fant sted mer enn 6 måneder før dataene ble hentet ut er kun verdier for hvert 15. minutt tilgjengelig. Fordi det i dette tilfellet kun var to bryterfall med to timers mellomrom er imidlertid ingen verdier gått tapt på grunn av dette. . . . .	96
A.2	Fullstendige resultater for de 15 hendelsene der beregnet feilsted havnet innenfor avgangens rekkevidde. . . . .	101

# Definisjoner

Følgende liste inneholder definisjoner av uttrykk og forkortelser benyttet i oppgaven. Definisjonene er hovedsaklig hentet fra IECs *Electropedia* [7] og *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet* [8]. I andre tilfeller er definisjonen referert til. Sidetallene oppgitt etter definisjonen viser til stedene uttrykket er benyttet i teksten.

**avbrudd** Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspennningene er under 5 % av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd ( $> 3$  min) og kortvarige avbrudd ( $\leq 3$  min). 3, 6, 34, 39, 84, 87

**avgang** En elektrisk forsyningslinje som er koblet til en transformatorstasjon (hovedfordeling) og forsyner en eller flere nettstasjoner. i, xi, xii, 1, 3, 5, 21, 31, 32, 35, 40–42, 44, 48, 49, 56, 57, 59, 65, 66, 68, 69, 71–74, 76–78, 86, 87, 93–95, 98

**driftsforstyrrelse** Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet. 67

**driftskontrollsystem** Samlebetegnelse for alle systemer som benyttes i forbindelse med drift av strømmettet. 53

**feilindikator** Komponent som kan plasseres på strategiske punkter i nettet og bestemme retningen på en feil i systemet. ii, 2, 3, 30, 34, 50, 84, 85, 87

**forbigående feil** Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig [9]. 7, 8, 29–31, 72



- gjentakende feil** Tilbakevendende feil på samme enhet og med samme årsak som gjentar seg før det har vært praktisk mulig å foreta utbedring eller å eliminere årsaken. Også kalt intermitterende feil [9]. 30
- jordfeil** Utilsiktet ledende forbindelse mellom en ledende del og jord. ii, 6, 7, 14, 18, 34, 40, 44, 49, 57, 58, 62, 63, 65, 67, 80, 83, 84, 87, 93
- kortslutning** Utilsiktet eller tilsiktet ledende forbindelse mellom to eller flere ledende deler. Dette tvinger den elektriske potensialforskjellen mellom disse ledende delene til å bli lik eller tilnærmet lik null. x, xii, 2, 3, 6–9, 12, 14, 17–21, 26, 34, 35, 40, 42–44, 58, 59, 61–65, 67, 72, 73, 76, 77, 84, 93, 94, 96, 98
- RMS** Root mean square (RMS) er den kvadratiske middelveidien til et tidsvarierende signal. Denne verdien kalles også for effektivverdi. 10, 11, 61
- SCADA** Supervisory Control And Data Acquisition. Kontrollsystem som benyttes til overvåking og styring av industrielle prosesser. I kraftforsyningen benyttes slike systemer til styring og overvåking av nettet. 31, 34, 63, 65, 68, 81, 82, 96
- smarte nett** Elektriske kraftnett som utnytter toveis kommunikasjon, distribuerte måle- og styresystemer, nye sensorteknologier – inkluderer styring av utstyr (last og produksjon) hos nettkundene [10]. 1
- spolejording** Nett der transformatorens nullpunkt er jordet gjennom en Petersenspole. Spolen benyttes for å kompensere for den kapasitive feilstrømmen ved en enpolet jordfeil. Dermed reduseres strømmen i feilstedet betydelig [11]. ii, 9, 19, 24, 25, 39, 40, 57, 80, 84, 87
- systemjording** Tilsiktet jording av ett eller flere punkt i kraftsystemet, enten som funksjonsjording eller beskyttelsesjording. 2, 39, 40
- varig feil** Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig [9]. 1, 7, 8, 30, 31, 34, 54, 63

# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Ved varige feil i kraftforsyningen er det ønskelig å lokalisere feilens plassering så raskt og nøyaktig som mulig. På den måten kan feilstedet isoleres og øvrig forsyning gjenopprettes. Samtidig kan mannskapet som skal gjennomføre korrigerende vedlikehold reise direkte til feilstedet. I praksis kan dette likevel være en tidkrevende prosess for nettselskapene [5].

I høyspent distribusjonsnett (1-22 kV) vil jordfeil- og kortslutningsvern som regel kun plasseres på begynnelsen av hver avgang. Vernresponsen vil dermed kun identifisere den feilbefengte avgangen. Med mindre egne feillokaliseringstrin eller -algoritmer er implementert, baserer videre feillokalisering seg på seksjonering og prøvekobling, linjebefaring eller informasjon fra innringende kunder [5].

Som en del av satsningen på smarte nett har det blitt foreslått en rekke metoder som kan beregne avstanden til feilstedet fra et gitt punkt i nettet [12]. Den vanligste av disse metodene kalles impedansbasert feillokalisering (Impedance-based fault location). Her benyttes måleverdier av strøm og spenning i feiløyeblikket til å finne en ekvivalent impedans mellom målepunktet og feilstedet [12]. Dermed kan avstanden til feilstedet beregnes.

Slike metoder er likevel mest utbredt på høyere nettnivå [12], det man i Norge definerer som regional- (33-132 kV) og sentralnettet (132-420 kV) [13]. De senere årene har det vært økende oppmerksomhet rundt utvikling av feillokaliseringstrin til bruk i distribusjonsnettet [12].

Det er flere faktorer som gjør feillokalisering mer utfordrende i denne typen nett, blant annet varierende systemjording, distribuert last, ikke-homogene ledertverrsnitt og avgreininger.

Gjennom et innovasjonsprosjekt i næringslivet kalt 'Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett (FASaD)' skal det undersøkes hvordan ny teknologi som feilindikatorer, feillokaliseringialgoritmer og automatiske koblingsprogram kan bidra til raskere feillokalisering og reduserte KILE-kostnader i høyspent distribusjonsnett [14]. Her inngår uttesting av funksjonalitet, pålitelighetsanalyser og økonomiske beregninger. Prosjektet er et samarbeid mellom SINTEF Energi, Hafslund Nett, Skagerak Nett og flere norske nettselskap.

Demonstrasjonsdelen av prosjektet går ut på å teste funksjonaliteten til retningsbestemte feilindikatorer og automatiske koblingsprogram for selvreparerende nett (Self-healing grids). I tillegg vil en foreslått metode for lokalisering av kortslutninger bli testet, og det er denne metoden som vil være utgangspunktet for denne masteroppgaven. Metoden skal beskrives og testes på et utvalg historiske kortslutningshendelser fra Hafslund Netts konsesjonsområde.

## 1.2 Problemstilling og oppbygning

Eksisterende algoritmer for impedansbasert feillokalisering krever ofte installasjon av nye måleinstrumenter og programvare. Implementering av slike metoder medfører derfor ofte en betydelig investeringskostnad for det aktuelle nettselskapet. Til gjengjeld har flere nyere feillokaliseringialgoritmer vist seg å kunne bestemme feilstedet svært hurtig og nøyaktig [15]. Spørsmålet er om også mindre avanserte metoder, som baserer seg på færre måleverdier, vil kunne utføre samme oppgave på en tilfredsstillende måte.

I denne oppgaven vil derfor en feillokaliseringmetode som benytter allerede installerte måleinstrumenter og analyseverktøy hos Hafslund Nett bli presentert og testet. Det er på forhånd forventet at denne metoden vil prestere dårligere enn mange av de eksisterende algoritmene presentert i litteraturen. Dette skyldes at den benytter færre måleverdier og at beregningene er

betydelig enklere. Det er likevel ønskelig å beregne hvor stor feilmargin som skiller den foreslåtte metoden fra de eksisterende. Det vil derfor bli gjennomført en sammenlikning mellom den foreslåtte metoden og et utvalg eksisterende algoritmer.

I kapittel 2 og 3 vil bakgrunnsteori for kortslutningsberegninger, feillokaliseringmetoder og vern bli beskrevet. Videre vil det i kapittel 4 bli gitt en oversikt over eksisterende feillokaliseringmetoder til bruk i distribusjonsnett. Det vil bli lagt vekt på å beskrive 7 av de mest siterte algoritmene for impedansbasert feillokalisering. Nøkkelegenskaper og feilmargin til de forskjellige algoritmene vil bli beskrevet og sammenliknet. Det vil også vurderes hva som er de største utfordringene knyttet til feillokalisering i distribusjonsnett.

I kapittel 5 vil den foreslåtte metoden for lokalisering av kortslutninger bli beskrevet. Metoden vil bli testet på et utvalg historiske feilhendelser og i kapittel 6 vil en rekke praktiske spesifikasjoner ved denne uttestingen bli beskrevet. I kapittel 7 vil resultatene fra uttestingen bli presentert. Videre vil det bli undersøkt om det er spesielle forhold som bidrar til høy eller lav feilmargin. Eksempel på dette er antall faser som er involvert i kortslutningen, om feilen inntrer tidlig eller sent på avgangen eller om den finner sted i luft- eller kabelnett.

I oppgavens diskusjon vil resultatene fra uttestingen bli analysert, og mulige feilkilder vil bli presentert. Den foreslåtte metoden vil også bli sammenliknet med de eksisterende algoritmene. Videre vil det diskuteres hvordan den foreslåtte metoden kan implementeres i et fremtidig smart distribusjonsnett med andre teknologier som feilindikatorer og automatiserte koblingsprogram. Det vil også bli gitt anbefalinger til videre arbeid knyttet til den foreslåtte metoden.

### **1.3 Begrensninger**

I denne oppgaven er det fokusert på de tekniske aspektene ved feillokalisering i høyspent distribusjonsnett. Kostnader ved å implementere de forskjellige metodene vil ikke bli studert. Nøyaktig hvor mye avbruddstiden kan reduseres ved å innføre slike metoder vil heller ikke bli undersøkt.

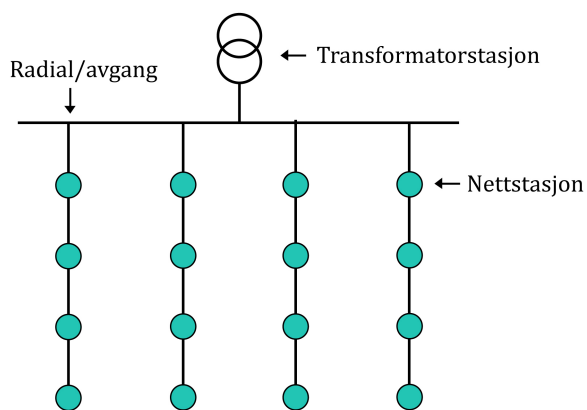
I utviklingen og uttestingen av den foreslåtte feillokaliseringsmetoden er det tatt utgangspunkt i Hafslund Netts perspektiv og tilgjengelige ressurser. Praktiske tilpasninger til andre systemer eller verktøy vil ikke bli beskrevet. På grunn av begrensninger i tilgjengelige måledata vil den foreslåtte metoden kun bli testet på 20 hendelser.

## 2. Kortslutninger i distribusjonsnett

I dette kapitlet vil grunnleggende teori knyttet til oppbygning av distribusjonsnett, ulike feiltyper og beregning av kortslutningsstrømmer bli beskrevet. Det gjøres oppmerksom på at underkapittel 2.1, 2.2, 2.3 og deler av 2.4 er utdrag fra prosjektoppgaven [1] skrevet av samme forfatter.

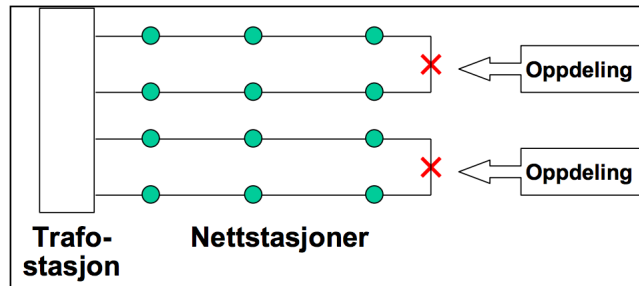
### 2.1 Distribusjonsnettets oppbygning

I Norge har det høyspente distribusjonsnett som oftest en radiell struktur [16]. Det vil si at systemet er bygget opp av avganger (også kalt radialer) som forsynes fra en bestemt retning [7]. En prinsipiell skisse av dette er gitt i figur 2.1, for en transformatorstasjon med fire avganger som hver har fire nettstasjoner. Ulempen med rene radielle nett er at feil tidlig på en avgang vil gjøre alle etterfølgende nettstasjoner spenningsløse helt til feilen er rettet [16].

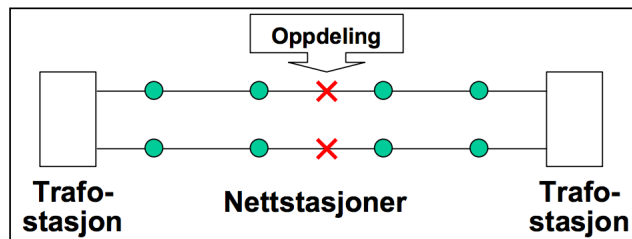


Figur 2.1: Høyspent distribusjonsnett med radiell struktur.

Det er derfor vanlig å legge opp til alternative forsyningsmuligheter, spesielt i bynære strøk [2]. Dette kan oppnås enten ved ringnettforbindelse eller gjennomløpende forbindelse, som vist i figur 2.2 og 2.3 [2]. Ved normal drift kombineres dette likevel med en oppdeling, slik at nettet fremdeles driftes radielt. Dette gjør at nettet kan kobles om ved feil, og avbruddstiden kan reduseres [2].



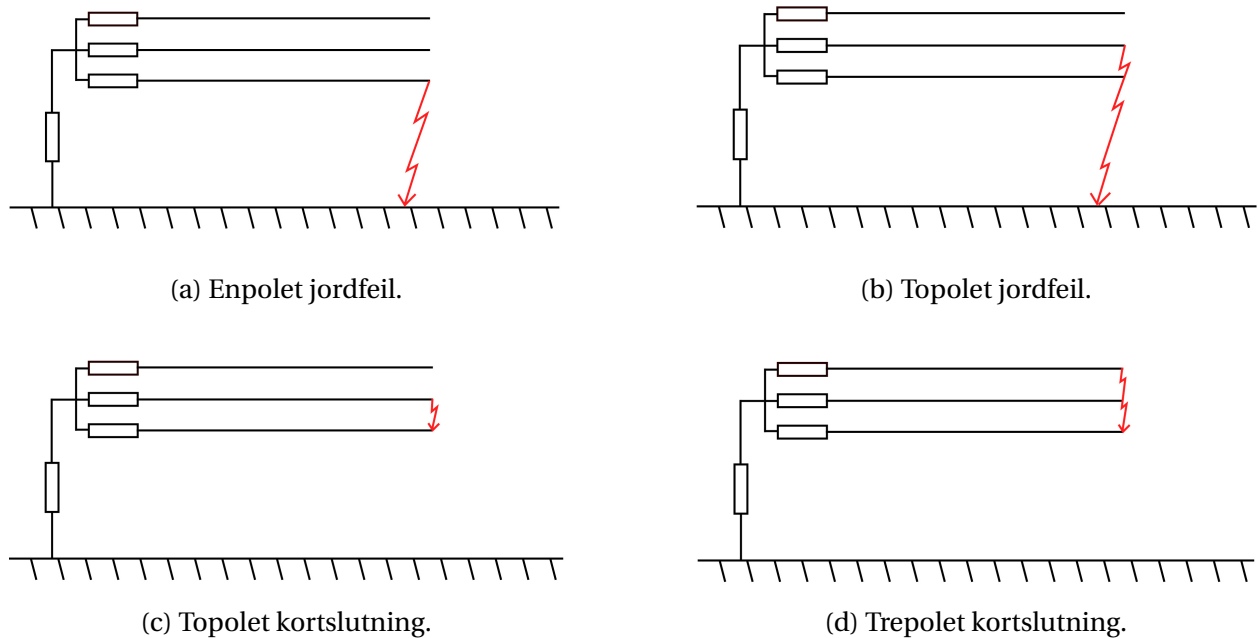
Figur 2.2: Ringnettforbindelse. Figur hentet fra [2].



Figur 2.3: Gjennomløpende nettforbindelse. Figur hentet fra [2].

## 2.2 Feiltyper

Feil i distribusjonsnettet vil ofte forekomme som en av de fire feiltypene oppgitt i figur 2.4. Det skilles mellom jordfeil og kortslutninger, der en jordfeil er en forbindelse mellom en fase og jord, mens en kortslutning er en forbindelse mellom to eller tre faser [17]. Kombinasjoner av feiltypene kan også oppstå, for eksempel ved at en to- eller trepolet kortslutning også har forbindelse til jord, som ved en topolet jordfeil. For trepolet kortslutning skilles det likevel ikke eksplisitt mellom om feilen har forbindelse til jord eller ikke, da feilen i teorien vil oppføre seg likt uavhengig av en eventuell jordberøring [18].



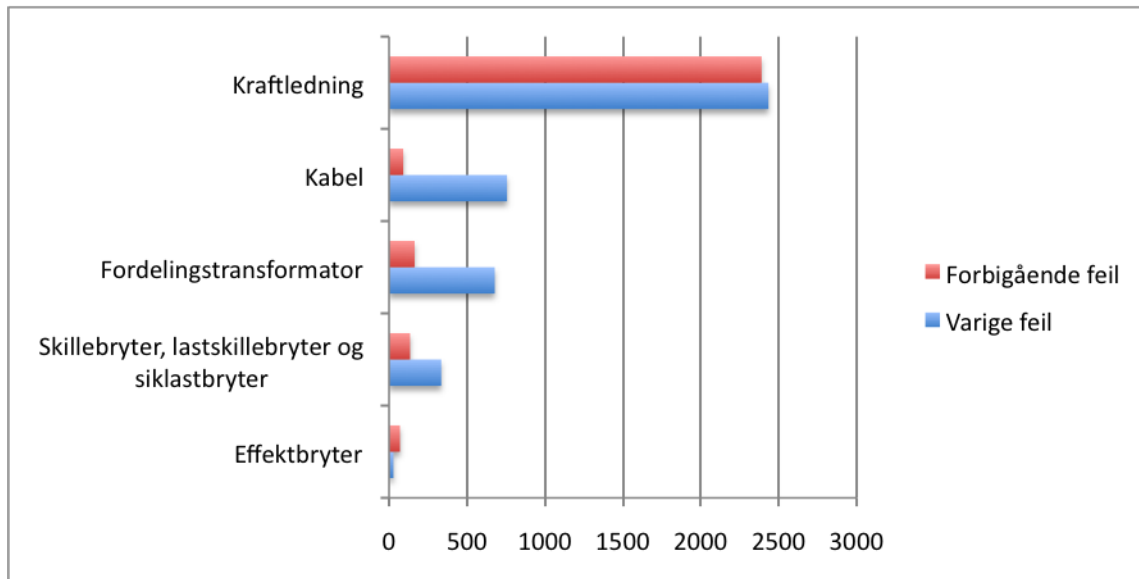
Figur 2.4: Fire av de vanligste feiltypene.

Det skilles videre mellom balanserte og ubalanserte feil. En balansert feil vil påvirke alle de tre fasene likt, mens en ubalansert feil vil skape ubalanserte feilstrømmer og -spenninger [19]. Av de fire nevnte feiltypene er det kun trepolet kortslutning som er en balansert feil. I utregning av feilstrømmer og -spenninger vil man kunne regne på balanserte feil ved å kun gjøre beregninger på én fase. For ubalanserte feil, derimot, må hver fase løses for seg, og dette krever mer avanserte metoder. En metode for å regne på ubalanserte feil vil bli presentert i underkapittel 2.4.2.

## 2.3 Hvor oppstår feil?

Hvert år gir Statnett ut en årsstatistikk med oversikt over feil i distribusjonsnett, basert på data fra feilrapporteringssystemet FASIT [3]. Denne statistikken inneholder også fordeling av feil per anleggsdel. I figur 2.5 er denne statistikken gjengitt for anleggsdelene med flest antall feil i 2015. Det skilles mellom varige og forbigående feil. En varig feil er definert som en feil der korrigerende vedlikehold er nødvendig, mens det for forbigående feil ikke er nødvendig med korrigerende vedlikehold [9].





Figur 2.5: Antall feil per anleggsdel i nett med spenningsnivå fra 1-22 kV for 2015. Data hentet fra [3].

Fra figur 2.5 er det tydelig at det forekommer flest feil i nett med stor andel kraftledninger, også kalt luftnett. I denne typen nett forekommer forbigående og varige feil omtrent like ofte. Utløsende årsak til feil i kraftledninger ble hovedsaklig registrert som *omgivelser*, noe som inkluderer vegetasjon, vind, fugl/dyr og tordenvær [3]. Videre er kabel og fordelingstransformator de to nest hyppigste anleggsdelene hvor feil oppstår. Her er det verdt å merke seg at feilene i større grad er varige enn ved feil i kraftledninger. For fordelingstransformatorer var tordenvær den desidert største utløsende årsaken til feil, mens det for kabler var mange ulike årsaker [3].

## 2.4 Beregning av kortslutningsstrømmer

Kortslutninger forårsaker som regel feilstrømmer som er betydelig større enn laststrømmen systemet er dimensjonert for [18]. Dette kan føre til uønskede virkninger som overoppvarming både i feilstedet og i lederne i tillegg til materielle skader på grunn av elektromekaniske krefter [19]. Store feilstrømmer utgjør også en betydelig personfare. Derfor er det viktig å detektere og isolere feilen så raskt som mulig. En forutsetning for å kunne dimensjonere vern og brytere tilstrekkelig er å kjenne hvilke feilstrømmer som kan oppstå i systemet. Derfor må kortslut-

ningsberegninger gjennomføres.

Felles for kortslutninger er at størrelsen på feilstrømmen i stor grad bestemmes av feiltype og impedansene i nettet [18]. I radielle nett flyter feilstrømmen fra en bestemt retning, og feilimpedansen finnes ved å summere impedansene i nettet frem til feilstedet. Dersom nettet driftes som ringnett eller har distribuert produksjon av en viss størrelse, vil kortslutningsstrømmen kunne flyte fra flere retninger [20]. Beregning av feilstrømmer blir derfor mer komplisert. Videre i oppgaven er det imidlertid kun kortslutninger i radielle nett uten distribuert produksjon som vil bli beskrevet.

I de følgende underkapitlene vil kortslutningsberegninger basert på IEC norm 60909 [21] bli beskrevet, da den foreslåtte feillokaliseringmetoden som senere vil bli beskrevet baserer seg på beregninger etter nettopp denne normen.

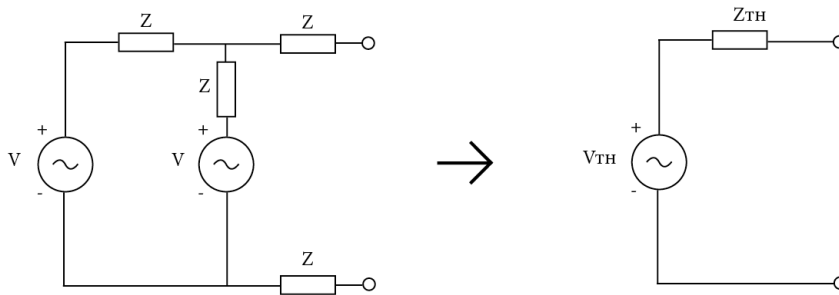
### **2.4.1 IEC norm 60909**

IEC norm 60909 er en internasjonal norm for kortslutningsberegninger, som kan benyttes til å beregne feilstrømmer i både lav- og høyspenningssystemer opp til 550 kV [21]. Normen er mye brukt i Europa, og er definert som standard av Norsk Elektroteknisk Komité (NEK).

I Norge driftes det høyspente distribusjonsnett i hovedsak med isolert eller spolejordet nullpunkt [22]. I denne typen nett vil en kortslutning kunne oppstå enten mellom to eller tre faser, inkludert en eventuell jordberøring. Enpolet kortslutning vil bare kunne oppstå når transformatorens nullpunkt er direktejordet og en nøytralleder er ført frem. Beregninger av enpolet jordfeil i nett med isolert eller spolejordet nullpunkt er ikke dekket av norm 60909. Av de fire feiltypene presentert i figur 2.4 er det derfor kortslutningsberegninger for de tre siste (topolet kortslutning, topolet jordfeil og trepolet kortslutning) som vil bli beskrevet videre.

Normen tar utgangspunkt i dekomponering i form av symmetriske komponenter, som vil bli beskrevet nærmere i underkapittel 2.4.2. Videre baserer beregningene seg på Thévenins teo-

rem, som sier at enhver lineær krets kan forenkles til en ekvivalent spenningskilde i serie med en ekvivalent impedans [18]. Kortslutningsstrømmen kan dermed finnes som denne spenningen delt på impedansen. Dette teoremet er illustrert i figur 2.6.



Figur 2.6: Demonstrasjon av Thévenins teorem, der en tilfeldig krets blir forenklet til en ekvivalent spenningskilde,  $V_{th}$  i serie med en impedans,  $Z_{th}$ .

I normen er det definert en rekke ulike verdier for kortslutningsstrømmen, der de mest relevante for denne oppgaven er listet opp i det følgende avsnittet. Her skilles det mellom enkeltverdier og tidsvarierende signaler. Enkeltverdiene er skrevet med stor  $I$  og er oppgitt i enten RMS (Root mean square) eller største momentanverdi (peak). De tidsvarierende signalene er skrevet med liten  $i$  og består av både en amplitude og en frekvens (AC) eller tidskonstant (DC).

- **$I_K$  : Stasjonær kortslutningsstrøm (RMS).** Kortslutningsstrømmen som gjenstår etter at det transiente forløpet har avtatt.
- **$I''_K$  : Subtransient kortslutningsstrøm (RMS).** Symmetrisk kortslutningsstrøm i det øyeblikket feilen oppstår. Med symmetrisk menes vekselstrømskomponenten til kortslutningsstrømmen, og at en eventuell likestrømskomponent er neglisjert.
- **$I_p$  : Maksimal kortslutningsstrøm (peak).** Største momentanverdi i løpet av feilintervallet.

- $i_{AC}(t)$ : **Kortslutningsstrømmens vekselstrømskomponent (tidsvarierende)**. Kortslutningsstrøm der en eventuell likestrømskomponent er fjernet. RMS-verdien til dette signalet kalles symmetrisk kortslutningsstrøm.
- $i_{DC}(t)$ : **Kortslutningsstrømmens likestrømskomponent (tidsvarierende)**. Likestrømskomponent som har sin maksverdi idet feilen inntreffer og deretter avtar til null.
- $I_{kmax}$ : **Maksimal kortslutningsstrøm (RMS)**. Største beregnede stasjonære kortslutningsstrøm.
- $I_{kmin}$ : **Minimal kortslutningsstrøm (RMS)**. Minste beregnede stasjonære kortslutningsstrøm.

I normen skilles det mellom feil som inntreffer nærme eller langt unna en generator. For feil langt unna en generator kan det antas at  $I_{k''} = I_k$ , altså at generatorenes transiente oppførsel ved feil ikke er av betydning. Dette er ofte en god tilnærming i det høyspente distribusjonsnettet, da de fleste generatorer i kraftsystemet er tilkoblet enten sentral- eller regionalnettet. Her må man samtidig være oppmerksom på at store motorer eller generatorer tilkoblet distribusjonsnettet også kan bidra med økt kortslutningsstrøm i den subtransiente perioden.

Uavhengig av om kortslutningen finner sted nærme eller langt unna en generator vil det i tillegg kunne oppstå en likestrømskomponent i begynnelsen av feilintervallet. Amplituden og tidskonstanten til dette signalet avhenger av momentanverdien til spenningen idet feilen inntreffer og impedansene i feilkretsen. Dermed får kortslutningsstrømmen i de fleste tilfeller et transient innsvingningsforløp, også i høyspent distribusjonsnett. Dette er nærmere beskrevet i underkapittel 2.4.3.

I henhold til normen kan både største og minste kortslutningsstrøm beregnes for hver feiltype, gitt som  $I_{kmin}$  og  $I_{kmax}$ . Dette er gjort for å ta hensyn til forhold som trinning av transformatorer, spenningsvariasjoner og varierende temperatur i lederne.

Spenningsvariasjoner er tatt hensyn til gjennom en spenningsfaktor,  $c$ . Denne er gitt som følgende verdier for et system med nominell spenning mellom 1 kV og 230 kV:

- For beregning av  $I_{kmax}$ :  $c = 1,10$
- For beregning av  $I_{kmin}$ :  $c = 1,00$

Spenningsfaktoren inkluderes i beregningene som vist i formel 2.12 og 2.16.

Med økt strøm øker temperaturen i lederne og dermed også resistansen. For å ta hensyn til dette kan resistansen temperaturkorrigeres. Reaktansen antas derimot konstant ved alle temperaturer. Ved beregning av  $I_{kmax}$  benyttes resistanser ved 20 °C. De fleste lederresistanser er i utgangspunktet oppgitt ved denne temperaturen, derfor er ingen korrigerings nødvendig. For beregning av  $I_{kmin}$  temperaturkorrigeres resistansen til den største tillatte temperaturen i ledere etter følgende formel:

$$R_L = R_{L20} \left[ 1 + \alpha(\theta_e - 20^\circ\text{C}) \right] \quad (2.1)$$

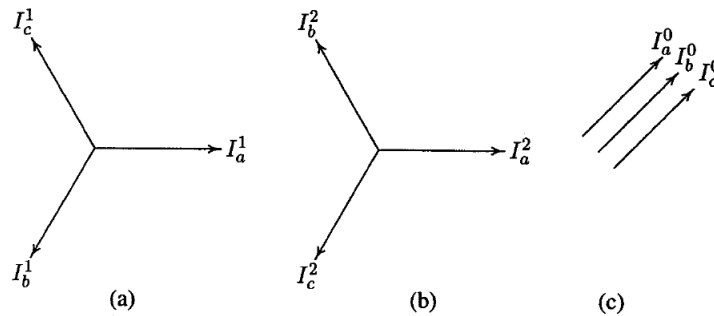
Der  $R_{L20}$  er lederresistansen ved 20 °C,  $\alpha$  er en materialavhengig konstant (for kobber, aluminium og stål er denne lik 0,004/K) og  $\theta_e$  er største tillatte ledertemperatur. For  $\theta_e = 90$  °C utgjør denne korrigeringen en økning i lederresistansen på 28 %.

## 2.4.2 Symmetriske komponenter

Ved en ideell trepolet kortslutning vil systemet fremdeles ha balanserte strømmer og spenninger. Det er derfor tilstrekkelig å gjøre utregninger for en fase [19]. For ubalanserte feil kreves derimot mer avanserte metoder, fordi feilen påvirker fasene ulikt [19]. Den vanligste metoden kalles for symmetriske komponenter, og vil bli videre beskrevet i dette underkapittelet.

For et gitt ubalansert trefasesystem representerer strømvektorene  $I_a$ ,  $I_b$  og  $I_c$  strømmen i de tre fasene. Ved hjelp av symmetriske komponenter kan dette ubalanserte systemet representeres som summen av tre balanserte system; positivt system, negativt system og nullsystem [4], som

vist i figur 2.7.



Figur 2.7: Positivt system (a), negativt system (b) og nullsystem (c). Figur hentet fra [4].

Det positive systemet er et balansert system med positiv faserekkefølge, det vil si at vektorene har lik absoluttverdi og er faseforskjøvet  $\pm 120^\circ$  i rekkefølgen  $abc$ . Det negative systemet ligner det positive, men har negativ faserekkefølge, det vil si at fasene kommer i rekkefølgen  $acb$ . Nullsystemet er også balansert, men skiller seg fra de to andre ved at vektorene er i fase.

De tre ubalanserte strømvektorene  $I_a$ ,  $I_b$  og  $I_c$  kan derfor dekomponeres på følgende måte ved hjelp av symmetriske komponenter:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_b^0 + I_b^1 + I_b^2 \\ I_c &= I_c^0 + I_c^1 + I_c^2 \end{aligned} \quad (2.2)$$

I dette tilfellet er  $I^0$  strøm i nullsystemet,  $I^1$  strøm i positivt system og  $I^2$  strøm i negativt system [4]. Fordi vektorene i samme system har lik absoluttverdi kan uttrykkene forenkles ved å innføre operatoren  $h = 1 \angle 120^\circ$ . Det er da gitt at:

$$1 + h + h^2 = 0 \quad (2.3)$$

Og strømvektorene kan nå skrives som:

$$\begin{aligned} I_a &= I_0 + I_1 + I_2 \\ I_b &= I_0 + h^2 I_1 + h I_2 \\ I_c &= I_0 + h I_1 + h^2 I_2 \end{aligned} \quad (2.4)$$

Tilsvarende kan de ubalanserte spenningsvektorene  $V_a$ ,  $V_b$  og  $V_c$  dekomponeres på samme måte:

$$\begin{aligned} V_a &= V_0 + V_1 + V_2 \\ V_b &= V_0 + h^2 V_1 + h V_2 \\ V_c &= V_0 + h V_1 + h^2 V_2 \end{aligned} \quad (2.5)$$

Ved normal drift eller en balansert feil er kun det positive systemet av betydning fordi verdiene i de andre systemene er lik null [4]. I feilanalyse kan derfor tilstedeværelsen av negativt system og nullsystem brukes for å detektere en ubalansert feil i systemet [4]. For eksempel kan det vises at:

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (2.6)$$

altså at strømmen i nullsystemet er en tredjedel av summen av fasestrømmene. For at summen av fasestrømmene skal bli forskjellig fra null, må deler av strømmen ta veien utenom den gitte strømbanen, altså via jord [4]. Dersom strømmen i nullsystemet er forskjellig fra null er det derfor en indikasjon på jordfeil i systemet [4].

### 2.4.3 Kortslutningstransienter

Kortslutningsstrømmen i distribusjonsnettets vil ofte ha et transient forløp selv om man befinner seg langt fra store generatorer og motorer i kraftsystemet [18]. Dette skyldes at feilkretsen ved en kortslutning kan modelleres som en spenningskilde koblet til en resistans,  $R$ , og en induktans,

$L$ , i serie [18].

For høyspenningsnett vil som regel induktansen være dominerende [18], og som kjent fra kretsteorien kan ikke strømmen gjennom en spole endre seg momentant. For å kompensere for dette vil feilstrømmen være asymmetrisk med hensyn til tidsaksen i noen få perioder etter at feilen inntreffer [18]. Kortslutningsstrømmen vil da bestå av to ledd: et vekselstrømsledd (AC) og et likestrømsledd (DC), som gitt ved:

$$\begin{aligned} i(t) &= i_{AC}(t) + i_{DC}(t) \\ &= \frac{E_m}{Z} \sin(\omega t + \beta - \theta) + \left[ \frac{E_m}{Z} \sin(\theta - \beta) \right] e^{-Rt/L} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Der det er antatt at laststrømmen kan neglisjeres og at feilen inntreffer ved  $t = 0$ . Det er videre gitt at:

$E_m$  = maksverdien til den påtrykte spenningen i feilkretsen

$Z$  = impedansen i feilkretsen, bestemt av resistansen  $R$ , og induktansen  $L$

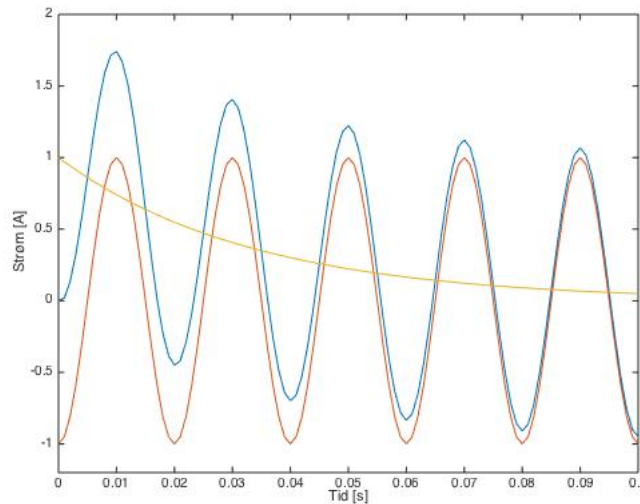
$\omega$  = vinkelfrekvensen til den påtrykte spenningen

$\beta$  = vinkelen til den påtrykte spenningen ved  $t = 0$

$$\theta = \tan^{-1} \left( \frac{\omega L}{R} \right)$$

AC-leddet,  $i_{AC}(t)$ , er altså en sinusbølge med samme frekvens som den påtrykte spenningen. DC-leddet,  $i_{DC}(t)$ , er en likestrømskomponent som avtar med en hastighet gitt ved en tidskonstant som avhenger av forholdet  $\frac{L}{R}$  i feilkretsen [18]. Startverdien til DC-komponenten avhenger av momentanverdien til spenningen idet feilen inntreffer [18]. Den vil få sin maksimalverdi dersom  $\theta - \beta = \pm \frac{\pi}{2}$ , og vil da ha samme verdi som maksverdien til AC-leddet, men med motsatt fortegn [18]. Total feilstrøm vil da være lik null ved  $t = 0$ , som vist i figur 2.8. Dette stemmer med teorien om at strømmen gjennom en spole ikke kan endres momentant, da strømmen i kretsen er antatt lik null før feilen inntreffer. Dersom  $\theta - \beta = 0$  vil DC-leddet bli lik null, og feilstrømmen vil være symmetrisk om tidsaksen [18].





Figur 2.8: Kortslutningsstrøm der DC-komponenten har sin maksimalverdi. Gul kurve er DC-komponenten, rød er AC-leddet og blå er summen av de to, altså total feilstrøm.

Som vist i figur 2.8 kan maksverdien til den totale feilstrømmen bli betydelig større enn amplituden til AC-leddet. Største mulige momentanverdi til den totale feilstrømmen tilsvarer det som i underkapittel 2.4.1 ble beskrevet som maksimal kortslutningsstrøm,  $I_p$ . Denne kan beregnes ut fra følgende formel:

$$I_p = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (2.8)$$

Der  $\kappa$  er en konstant som beregnes på følgende måte:

$$\kappa = 1,02 + 0,98 e^{-3R/X} \quad (2.9)$$

Der  $R$  og  $X$  er resistans og reaktans i feilkretsen. Dersom man er langt fra generatorene i systemet, og antar at  $I_k'' = I_k$ , kan formel 2.8 skrives på følgende måte:

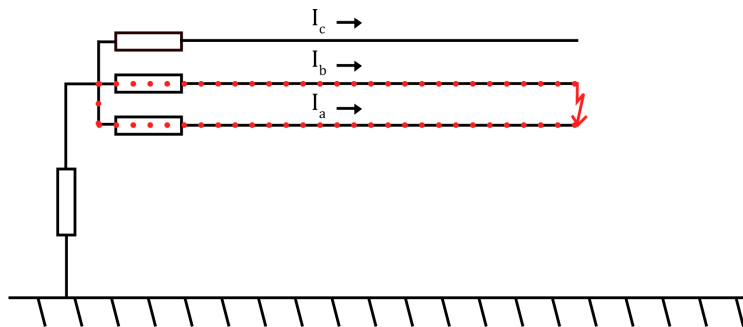
$$I_p = \kappa \sqrt{2} I_k \quad (2.10)$$

Beregninger av største mulige feilstrom gjennomføres som regel i forbindelse med dimensjonering av brytere og termisk motstandskraft til komponenter. I andre situasjoner er det likevel vanligst å kun ta hensyn til kortslutningsstrømmer under stasjonære forhold. Beregning av stasjonær kortslutningsstrøm,  $I_k$ , for de tre aktuelle feiltypene vil derfor bli beskrevet i de følgende underkapitlene.

#### 2.4.4 Topolet kortslutning

Det antas at laststrømmen i en gitt krets er lik null idet en topolet kortslutning inntreffer mellom fase  $a$  og  $b$ . Strømmen i fase  $c$  vil da være lik null. Selve feilstømmen vil flyte ut gjennom fase  $b$ , og tilbake gjennom fase  $a$ , som vist i figur 2.9. Det er da gitt at:

$$\begin{aligned} I_c &= 0 \\ I_b &= -I_a \end{aligned} \tag{2.11}$$



Figur 2.9: Kortslutningsstrøm ved topolet kortslutning.

Dersom det antas null overgangsimpedans mellom fasene kan feilstømmen finnes som:

$$I_{k2p} = \frac{cV}{|Z_1 + Z_2|} \tag{2.12}$$

der  $V$  er nominell linjespenning,  $c$  er spenningsfaktoren,  $Z_1$  er impedans i positivt system og  $Z_2$  er impedans i negativt system [23].

### 2.4.5 Topolet jordfeil

En topolet jordfeil er en kombinasjon av en kortslutning og en jordfeil, men vil her defineres som en kortslutning. Utregning av feilstrom for denne feiltypen er mer komplisert enn for topolet kortslutning, da deler av feilstrommen vil kunne flyte via jord. Dermed kan det beregnes hele tre forskjellige feilstrommer for denne feiltypen, en for hver fase og en for jordstrømmen. I henhold til norm 60909 kan disse beregnes på følgende måte, for en topolet jordfeil mellom fase  $b$  og  $c$ , uten overgangsimpedans:

$$I_{j2pb} = cV \cdot \left| \frac{(Z_0 - hZ_2)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \right| \quad (2.13)$$

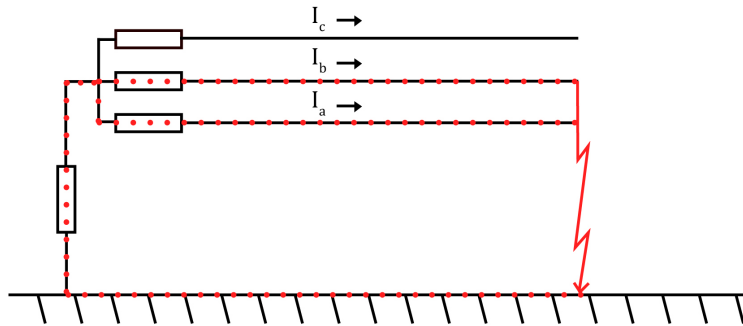
$$I_{j2pc} = cV \cdot \left| \frac{(Z_0 - h^2 Z_2)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \right| \quad (2.14)$$

$$I_{j2pj} = \sqrt{3}cV \left| \frac{Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \right| \quad (2.15)$$

Der  $I_{j2pb}$  er feilstrommen som flyter i fase  $b$ ,  $I_{j2pc}$  er feilstrommen som flyter i fase  $c$  og  $I_{j2pj}$  er jordstrømmen.  $V$  er nominell linjespenning og  $Z_1$ ,  $Z_2$  og  $Z_0$  er impedans i henholdsvis positivt, negativt og nullsystemet.  $c$  er spenningsfaktoren og  $h$  er operatoren som beskrevet i underkapittel 2.4.2.

Størrelsen på jordstrømmen avhenger i stor grad av  $Z_0$ , som igjen avhenger av hvordan sekundærsiden på transformatoren er jordet [23]. I systemer som enten er direktejordet eller lavohmig jordet, er impedansen i nullsystemet,  $Z_0$ , liten og jordstrømmen blir betydelig. Dette fører også

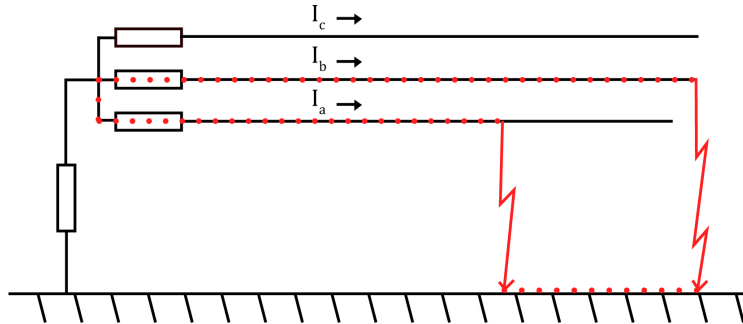
til at størrelsen på feilstrømmene som flyter i fase  $b$  og  $c$  blir ulike. Denne situasjonen er vist i figur 2.10.



Figur 2.10: Kortslutningsstrøm ved topolet jordfeil. I dette tilfellet er  $Z_0$  liten og en betydelig del av feilstrømmen har returvei via jord.

I nett med isolert eller spolejordet nullpunkt blir derimot  $Z_0$  betydelig større, og en liten andel av feilstrømmen vil ha returvei via jord. I dette tilfellet vil en topolet jordfeil oppføre seg tilnærmet likt en topolet kortslutning. Dette er vist gjennom et eksempel i vedlegg A.2.

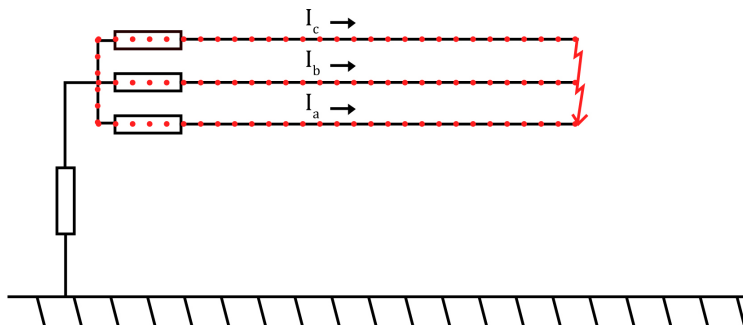
Det som utgjør den største forskjellen mellom en topolet kortslutning og en topolet jordfeil i dette tilfellet er at den første alltid vil skje på ett bestemt sted i nettet. En topolet jordfeil kan derimot bestå av to enpoledede jordfeil på ulike steder. Det vil da kunne begynne som en enpolet jordfeil på et gitt sted i nettet. Ved isolert eller spolejordet nett vil dette føre til høyere fasespenninger på de friske fasene [22], noe som videre kan trigge en ny feil på et annet svakt punkt i nettet. I dette tilfellet har man ikke én, men to feilsteder som må detekteres og isoleres. Denne situasjonen er illustrert i figur 2.11.



Figur 2.11: Kortslutningsstrøm ved topolet jordfeil med to ulike feilsteder. I dette tilfellet er  $Z_0$  stor og delen av feilstrømmen som har returvei via jord er liten.

### 2.4.6 Trepolet kortslutning

En trepolet kortslutning gir like stor feilstrøm i alle fasene [23]. Systemet er derfor balansert, og kun positivt system er av betydning. Dette er vist i figur 2.12.



Figur 2.12: Kortslutningsstrøm ved trepolet kortslutning.

Feilstrømmen kan finnes ved:

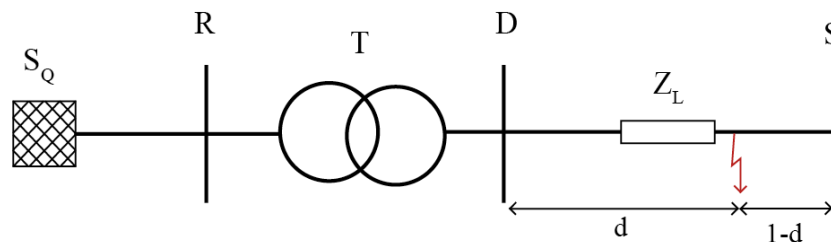
$$I_{k3p} = \frac{cV}{\sqrt{3}|Z_1|} \quad (2.16)$$

der  $V$  er nominell linjespenning,  $c$  er spenningsfaktoren og  $Z_1$  er impedans i positivt system [23].

Trepolet kortslutningsstrøm er i de fleste tilfeller den største feilstømmen som kan oppstå i systemet. Ved å sette  $Z_1=Z_2$ , kan det vises at feilstømmen er  $\frac{2}{\sqrt{3}}$  ganger større enn ved en topolet kortslutning,  $I_{k2p}$ . Ved en ideell trepolet kortslutning vil ikke en eventuell jordberøring påvirke kortslutningsstrømmen, fordi spenningen i feilstedet er lik null.

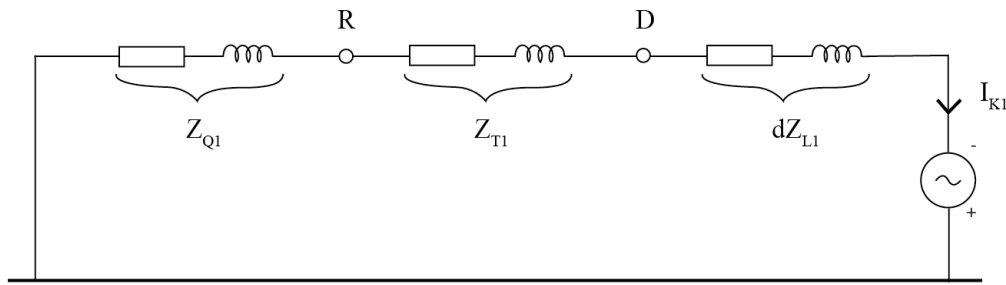
## 2.5 Kortslutningsimpedanser

For beregning av kortslutningsstrømmer i høyspent distribusjonsnett er det i hovedsak den indre impedansen i følgende komponenter som må inkluderes: overliggende nett, transformatorer, luftlinjer og kabler. Nettet kan dermed illustreres ved et enlinjeskjema som i figur 2.13, der en kortslutning inntreffer på en av linjene. Dersom generatorer eller motorer er koblet direkte til denne delen av nettet må også disse inkluderes.



Figur 2.13: Enlinjeskjema for beregning av kortslutningsstrømmer i høyspent distribusjonsnett.

I figuren er  $S_Q$  kortslutningskilden til det overliggende nettet,  $R$  er samleskinnen på regionalnettsiden,  $T$  er transformatoren,  $D$  er samleskinnen på distribusjonsnettsiden,  $Z_L$  er impedansen i linjene og  $S$  er enden på avgangen.  $d$  er et tall mellom 0 og 1 som representerer andelen av linjen som ligger oppstrøms for feilstedet. Denne kretsen kan videre omgjøres til en feilkrets i positivt system som vist i figur 2.14. I henhold til norm 60909 plasseres en ekvivalent spenningskilde i feilstedet, mens alle andre komponenter erstattes med sin respektive indre impedans.



Figur 2.14: Ekvivalent feilkrets i positivt system.

I figuren er  $Z_{Q1}$  impedans i overliggende nett,  $Z_{T1}$  er impedans i transformator og  $Z_{L1}$  er impedans i linjene.  $d$  er andelen av linjene som ligger oppstrøms for feilstedet og  $I_{K1}$  er kortslutningsstrømmen. Alle verdier er i positivt system.

Fra figuren kan det observeres at det kun er impedansene mellom forsyningen (i dette tilfellet regionalnettet) og feilstedet som inkluderes i beregningene. Impedansen i linjene mellom feilstedet og linjeenden,  $S$ , er derfor ekskludert. Nærmere beskrivelse av impedansen til de ulike komponentene er beskrevet i de følgende tre underkapitlene. Utregning av impedanser i positivt system og nullsystemet vil bli beskrevet, og for alle disse komponentene vil impedansen i negativt system være identisk med den i positivt.

Impedanser i nettet som neglisjeres i kortslutningsberegningene etter norm 60909 er beskrevet i underkapittel 2.5.4.

### 2.5.1 Impedanser i overliggende nett: kortslutningsytelse

Impedansene i det overliggende nettet oppgis som regel i form av en kortslutningsytelse,  $S_Q$ . Denne verdien representerer styrken til det overliggende nettet, altså den ekvivalente impedansen mellom en tenkt ideell spenningskilde og leveringspunktet. Leveringspunktet vil i dette tilfellet være samleskinnen på regionalnett-siden, punkt  $R$  i figur 2.13 og 2.14. Impedansene i det

overliggende nettet kan finnes på følgende måte ut ifra kortslutningsytelsen [21]:

$$Z_{Q1} = \frac{cV_n^2}{S_Q t_r^2} \quad (2.17)$$

der  $Z_{Q1}$  er impedansene i det overliggende nettet i positivt system, referert til spenningsnivået på distribusjonsnett-siden,  $c$  er spenningsfaktoren,  $V_n$  er linjespenning på distribusjonsnett-siden og  $t_r$  er omsetningsforholdet i transformatoren, referert til normal trinnstatus.

I tilfeller der fasevinkelen,  $\cos \phi$ , også er oppgitt kan  $Z_{Q1}$  dekomponeres til  $R_{Q1}$  og  $X_{Q1}$ . Der som dette ikke er oppgitt kan det antas at impedansen er en ren reaktans for systemer med nominell spenning over 35 kV [21], noe som stort sett er tilfellet i regionalnettet. Dette skyldes at serieimpedansen i linjer og kabler i regionalnettet i all hovedsak er induktiv. Impedansen i det overliggende nettet blir dermed  $Z_{Q1} = 0 + jX_{Q1}$  i positivt system. For det overliggende nettet inkluderes ikke impedanser i nullsystemet.

### 2.5.2 Impedanser i transformator

I kortslutningsberegninger etter norm 60909 er det kun serieimpedansene i transformatoren som inkluderes, og disse oppgis som regel som kortslutningsspenningen til transformatoren i prosent av nominell spenning. Serieimpedansene for en normal toviklingstransformator finnes dermed på følgende måte:

$$Z_{T1} = \frac{u_k}{100\%} \cdot \frac{V_T^2}{S_T} \quad (2.18)$$

$$R_{T1} = \frac{u_r}{100\%} \cdot \frac{V_T^2}{S_T} \quad (2.19)$$



$$X_{T1} = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (2.20)$$

Der  $Z_{T1}$ ,  $R_{T1}$  og  $X_{T1}$  er henholdsvis transformatorens impedans, resistans og reaktans i positivt system.  $u_k$  er kortslutningsspenningen i prosent og  $u_r$  er den resistive komponenten til kortslutningsspenningen i prosent.  $S_T$  er nominell ytelse til transformatoren og  $V_T$  er nominell spenning på distribusjonsnett-siden.

Transformatorens impedans i nullsystemet avhenger av koblingsmetode og jordingsforhold.  $Z_{T0}$  er oppgitt av leverandøren enten som reelle verdier, eller som et forholdstall  $R_{T0}/R_{T1}$  og  $X_{T0}/X_{T1}$ .

### 2.5.3 Impedanser i luftlinjer og kabler

Impedansene i luftlinjer og kabler vil i de fleste tilfeller utgjøre den største delen av feilimpedansen ved en kortslutning. Ved beregning av impedansene i positivt og negativt system er det kun serieimpedansen i linjer og kabler som er inkludert. Linjekapasitansen er kun av betydning ved beregning av impedans i nullsystemet,  $Z_{L0}$ .

$Z_{L1}$  oppgis av leverandøren som en spesifikk impedans i enheten  $\Omega/\text{km}$ . Denne verdien avhenger i hovedsak av ledermateriale og tverrsnitt. Resistansen i ledere er normalt oppgitt ved en temperatur på  $20^\circ\text{C}$ . Ved høyere temperaturer skal resistansen korrigeres etter formel 2.1.

I nett med isolert eller spolejordet nullpunkt bestemmes  $Z_{L0}$  i hovedsak av den distribuerte linjekapasitansen og en eventuell Petersenspole. Det er likevel utfordrende å fastsette denne verdien nøyaktig, da den også vil avhenge av jordingsforhold. For isolerte nett kan likevel et estimat beregnes etter følgende formel:

$$Z_0 = \frac{1}{j\omega C} \quad (2.21)$$

Der  $Z_0$  er impedansen i nullsystemet,  $j$  er den imaginære enheten,  $\omega$  er vinkelfrekvensen i systemet og  $C$  er linjekapasitansen for hele systemet.

For spolejordet nett inngår induktansen til spolen i parallell med linjekapasitansen, og  $Z_0$  vil øke betydelig. Dersom spolen er utstyrt med en parallellmotstand som kobles inn etter en gitt tidsforsinkelse, vil  $Z_0$  synke idet denne legges inn [11].

#### 2.5.4 Neglisjerte impedanser

Følgende impedanser er ikke inkludert i kortslutningsberegningene etter IEC norm 60909.

- **Impedanser i brytere og vern.** Disse impedansene kan eventuelt inkluderes i andre komponenter. Enkelte unntak eksisterer også, for eksempel ved bruk av strømreducerende sikringer.
- **Lastimpedanser.** All ikke-roterende last er neglisjert i kortslutningsberegningene. Motorer erstattes med en ekvivalent impedans.
- **Overgangsimpedanser i feilstedet.** Det antas at  $Z_f = 0$  ved alle kortslutningsberegninger.

## 3. Kortslutningsvern

Gjennom *Forskrift om elektriske forsyningsanlegg* er nettselskapene pliktet til å koble ut alle kortslutninger "hurtig og automatisk" [24]. En forutsetning for å kunne gjøre det er at minste kortslutningsstrøm er betydelig større enn største tillatte laststrøm, slik at det er mulig å skille på de to [25]. Det er også ønskelig å oppnå selektivitet, det vil si at vernet nærmest feilen, i retning av der feilstrømmen kommer fra, kobler ut først [18]. Dette gjøres ved å stille inn en tidsforsinkelse på høyereliggende vern. På den måten vil minst mulig av nettet bli spenningsløst som følge av vernutkoblingen.

I radielle distribusjonsnett uten distribuert produksjon vil kortslutningsstrømmen kun flyte fra en retning, og retningsbestemmelse av feilstrømmen er ikke nødvendig. Beskyttelse mot kortslutninger oppnås dermed i hovedsak ved bruk av tradisjonelle overstrømsvern og høyspenningssikringer [18]. Disse vil bli nærmere beskrevet i de følgende underkapitlene. I tillegg vil vernplasseringer og automatisk gjeninnkobling (GIK) bli beskrevet. Det gjøres oppmerksom på at deler av dette kapittelet er utdrag fra prosjektoppgaven [1] skrevet av samme forfatter.

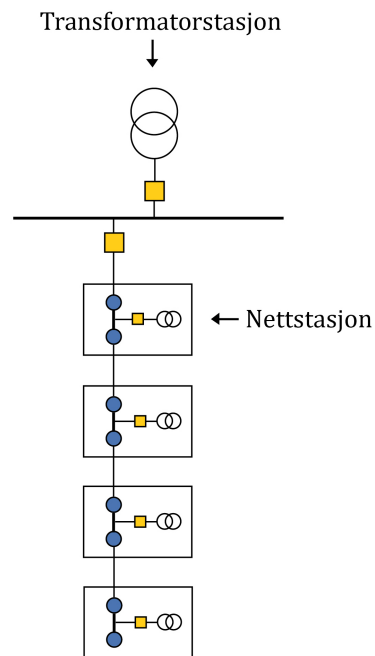
### 3.1 Plassering av vern

I høyspent distribusjonsnett benyttes i hovedsak tre typer vernplasseringer:

- **Samleskinnevern.** Disse plasseres i transformatorstasjonen mellom selve transformatoren og samleskinnen på distribusjonsnett-siden. Disse beskytter systemet mot en kortslutning på samleskinnen.

- **Avgangsvern.** Avgangsvernet plasseres på begynnelsen av avgangen og beskytter systemet mot en kortslutning på linjer og kabler langs avgangen eller på samleskinnen på høyspentsiden i nettstasjonen.
- **Trafovern/nettstasjonsvern.** Trafovernet er plassert i nettstasjonen mellom samleskinnen på høyspentsiden og transformatoren. Vernet beskytter systemet mot en kortslutning i transformatoren eller samleskinnen på lavspentsiden.

Disse plasseringene er illustrert i figur 3.1.



Figur 3.1: Plassering av vern i høyspent distribusjonsnett. Gule firkanter representerer vern, der den øverste er samleskinnevernet, den neste er avgangsvernet og de minste firkantene er trafovern. Blå sirkler er skillebrytere/lastskillebrytere.

Andre vernplasseringer enn foreløpig nevnt er heller ikke uvanlig. Dette kan for eksempel være vern langs samleskinnen i transformatorstasjonen eller langs avgangen i overganger mellom luft- og kabelnett. Normal praksis vil også variere mellom nettselskap og ulike typer nett.

## 3.2 Overstrømsvern

Den typen overstrømsvern som benyttes i høyspent distribusjonsnett består i hovedsak av tre komponenter: måletransformatorer, signalprosessor og en brytermekanisme [18]. Som regel er også jordfeilvern og eventuelt andre funksjoner integrert i samme enhet. Denne typen vern benyttes gjerne på de mest kritiske plasseringene i nettet, gjerne som samleskinnevern og avgangsvern.

I tilfeller der retningsbestemt deteksjon av kortslutninger er nødvendig kreves både strøm- og spenningstransformatorer. Dersom retningsbestemmelse ikke er nødvendig kreves bare strømtransformatorer. De fungerer ved at en strøm som er proporsjonal med fasestrømmen induseres i en sekundærvikling [25]. Fordi strømmen i sekundærviklingen er betydelig lavere enn fasestrømmen kan den måles med enklere måleinstrumenter. Fasestrømmen finnes ved å gange opp strømmen i sekundærviklingen med en konstant som representerer viklingsforholdet.

Signalprosessoren behandler informasjonen fra strømtransformatorene og sender signal om utkobling til bryterene når en feil detekteres [18]. De målte fasestrømmene sammenliknes enten med en inverstid- eller fasttidskarakteristikk [12]. Ved inverstidskarakteristikk er utkoblingstiden invers proporsjonal med kortslutningsstrømmen. Ved fasttidskarakteristikk minker utkoblingstiden med fastsatte verdier for kortslutningsstrømmen. Normalt settes to eller tre slike steg, for eksempel gitt som:

- $I >$  : **Lav overstrøm** Denne verdien tilsvarer største tillatte laststrøm på avgangen, og har en lang utkoblingstid,  $tI >$ .
- $I \gg$  : **Høy overstrøm** Denne verdien tilsvarer minste kortslutningsstrøm, og har en relativt kort utkoblingstid,  $tI \gg$ .
- $I \gg\gg$  : **Ekstra høy overstrøm** Denne verdien tilsvarer ekstra høye kortslutningsstrømmer, og har tilnærmet umiddelbar utkobling,  $tI \gg\gg \approx 0$ .

### 3.3 Høyspenningssikring

Høyspenningssikringer benyttes gjerne på mindre kritiske plasseringer i nettet [25], for eksempel som trafovern eller i overganger mellom luft- og kabelnett. Sikringene består i hovedsak av en smeltetråd og et slukkemedium [18]. Ved overstrømmer vil temperaturen i smeltetråden øke til den smelter. Temperaturøkningen skjer raskere ved høyere kortslutningsstrømmer, derfor får sikringene naturlig en inverstidskarakteristikk. En spesiell type sikringer legger også inn en resistans i feiltidspunktet, slik at feilstrømmen reduseres [18]. Disse omtales som strømreducerende sikringer.

### 3.4 Automatisk gjeninnkobling (GIK)

Overstrømsvern kan i visse tilfeller være utstyrt med en automatisk gjeninnkoblingsmekanisme [25], forkortet kalt GIK. Når vernet løser ut vil mekanismen forsøke å gjeninnkoble bryterne automatisk. Dette skjer først umiddelbart, og gjentas eventuelt 1-2 ganger med gitte tidsforsinkelser. Hensikten er å forsøke å fjerne en eventuell forbigående feil så hurtig som mulig [25]. GIK benyttes i hovedsak i luftnett der forbigående feil inntreffer hyppig, for eksempel på grunn av fugleaktivitet eller tett skog. På grunn av personfare bør bruk av GIK begrenses eller unngås i områder der det er stor menneskelig aktivitet i nærheten av linjene.

## 4. Lokalisering av kortslutninger

### 4.1 Metoder for feillokalisering i distribusjonsnett

Nøyaktig lokalisering av feil i distribusjonsnett er i de fleste tilfeller kun nødvendig når det kan konstateres at feilen er varig, og at korrigerende vedlikehold er nødvendig. Ved gjentakende feil, altså forbigående feil som gjentar seg på samme sted i nettet og med samme årsak, kan det også være hensiktsmessig å lokalisere feilen. På den måten kan vedlikehold gjennomføres slik at man unngår en varig feil på et senere tidspunkt.

I høyspent distribusjonsnett kan selve feillokaliseringsprosessen deles opp i tre steg, som oppsummert i tabell 4.1. Det benyttes ofte ulike metoder til de forskjellige stegene, der de vanligste er oppsummert i tabellen og beskrevet i de følgende underkapitlene. Gjeldende praksis vil riktignok variere mellom ulike nettselskap og avhenge av tilgjengelige ressurser.

I norsk sammenheng kan likevel bryterfall, seksjonering og prøvekobling, informasjon fra innringere, linjebefaring og lytting anses som tradisjonelle metoder. Feilindikatorer og feillokalisering algoritmer er derimot i begrenset bruk av norske nettselskap [5].

Steg i feillokaliseringsprosessen	Egnet metode
1. Grovlokalisering - Lokalisere feilbefengt avgang	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bryterfall</li> </ul>
2. Grovlokalisering - Lokalisere feilbefengt linjesegment	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seksjonering og prøvekobling</li> <li>• Informasjon fra innringere</li> <li>• Feilindikatorer</li> <li>• Feillokaliseringsalgoritmer</li> </ul>
3. Finlokalisering - Lokalisere nøyaktig feilsted	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informasjon fra innringere</li> <li>• Linjebefaring / lytting</li> <li>• Feillokaliseringsalgoritmer</li> </ul>

Tabell 4.1: Oppsummering av feillokaliseringsprosessen i høyspent distribusjonsnett med tilhørende egnede feillokaliseringsmetoder.

#### 4.1.1 Bryterfall

En feil i høyspent distribusjonsnett oppdages i de fleste tilfeller ved at avgangsvernet på den aktuelle avgangen løser ut, og at driftssentralen varsles om et bryterfall gjennom SCADA-systemet [5]. Dette vil også representere det første steget i feillokaliseringsprosessen, da bryterfallet vil detektere hvilken avgang feilen befinner seg på.

Dersom avgangen er utstyrt en med automatisk gjeninnkoblingsmekanisme (GIK), som beskrevet i underkapittel 3.4, vil en eventuell mislykket gjeninnkobling indikere at feilen er varig. Dermed er videre feillokalisering langs avgangen nødvendig. Er gjeninnkoblingen vellykket, derimot, var feilen forbigående, og ytterligere feillokalisering er ikke nødvendig.

#### 4.1.2 Seksjonering og prøvekobling

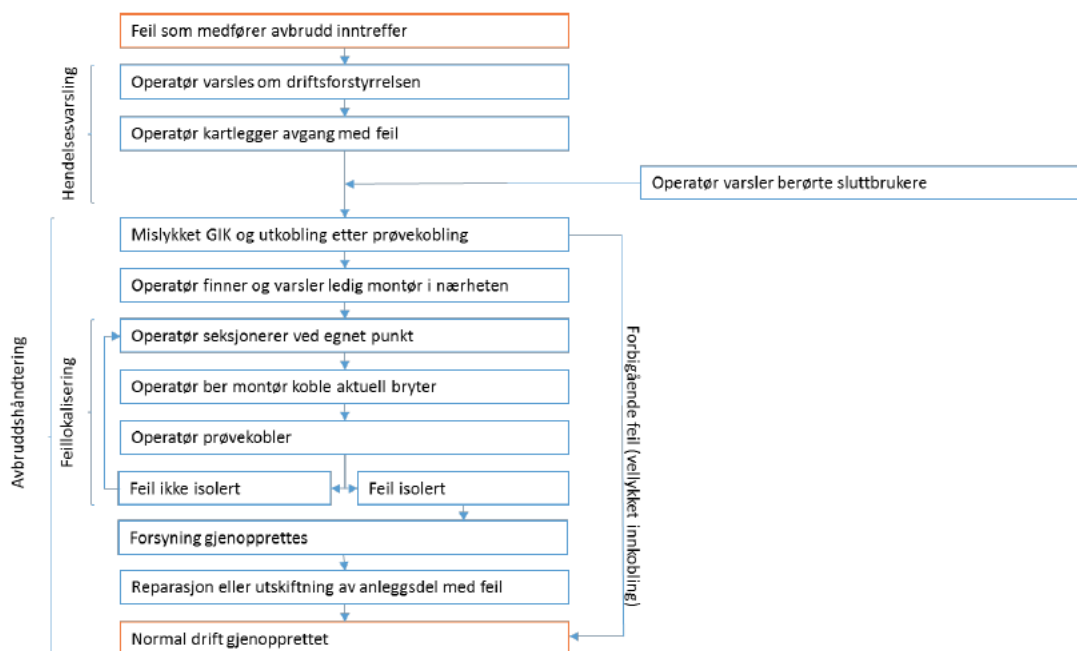
Dersom avgangen ikke er utstyrt med GIK vil en operatør på driftssentralen ofte forsøke å fjernstyre inn den aktuelle bryteren på nytt, kalt en prøvekobling. Dette gjøres for å sikre rask gjenoppretting dersom feilen viser seg å være forbigående. Beslutningen om å prøvekoble gjøres basert



på en risikovurdering der blant annet værforhold, tid på døgnet og topografi vurderes [5].

Dersom første prøvekobling ikke holder inne vil det videre bli gjennomført en seksjonering før det prøvekobles på nytt [5]. Med seksjonering menes at en skillebryter plassert nedstrøms for avgangsvernet kobles ut. På denne måten blir bare deler av den aktuelle avgangen spenningsatt idet bryteren i avgangsvernet legges inn. Dette gjøres for å kunne bestemme om feilen er oppstrøms eller nedstrøms for den aktuelle skillebryteren som ligger ute.

Prøvekobling og seksjonering er en iterativ prosess. Det er vanlig å begynne omtrent midt på den aktuelle avgangen [5], dersom ikke andre hensyn legger føringer for seksjoneringen. Videre legger man inn og ut deler av nettet helt til man har funnet hvilke to skillebrytere feilen må finne seg mellom. Dermed kan feilstedet isoleres, og forsyning kan gjenopprettes til så mange kunder som praktisk mulig før feilen er permanent rettet. Hele prosessen fra feilen inntreffer til normal drift er gjenopprettet er illustrert gjennom flytdiagrammet i figur 4.1.



Figur 4.1: Flytdiagram over arbeidsprosessen knyttet til feil- og avbruddshåndtering basert på dagens praksis i Hafslund Nett og Skagerak Nett. Figur hentet fra [5].

Skillebryterene som benyttes til seksjonering vil ofte være plassert i nettstasjoner eller andre strategiske punkter i nettet. De er også i all hovedsak lokalstyrte [5], noe som betyr at en montør blir nødt til å operere den aktuelle bryteren ute i nettet. Dette fører naturlig nok til at hele prosessen kan ta lang tid, spesielt i tilfeller der det er langt mellom nettstasjonene eller krevende terreng. Innføring av flere fjernstyrte brytere vil derfor kunne korte ned seksjoneringstiden. Dette utgjør likevel en betydelig merkostnad, og en eventuell investering må baseres på kostnad-nytte-analyser [26].

### 4.1.3 Informasjon fra innringere

Informasjon fra innringende kunder, montører eller andre som gjør arbeid i nærheten av nettet kan gi verdifull informasjon som kan korte ned feillokaliseringsprosessen. Dette kan være informasjon som fører til nøyaktig lokalisering av feilen, for eksempel ved at innringeren har observert et trefall på en luftlinje eller vært vitne til en graveskade på en kabel. Det kan også være informasjon som kan bidra til å begrense søkeområdet, for eksempel opplysninger om at det gjennomføres trefelling i et bestemt område.

### 4.1.4 Linjebefaring og lytting

Etter seksjonering og prøvekobling vil informasjon om feilsted som regel være begrenset til feilbefengt linjesegment, altså mellom hvilke to skillebrytere feilen befinner seg. Det siste steget i feillokaliseringen går derfor ut på å finlokalisere feilstedet for å kunne iverksette nødvendige reparasjoner. I kabelnett gjøres dette ved hjelp av spesialtilpassede måleinstrumenter på det aktuelle kabelsegmentet. Denne prosessen kalles for lytting. Her ønsker man ikke å grave opp mer enn nødvendig, og det kreves derfor god nøyaktighet. I luftnettet gjøres dette ved linjebefaring, der man for eksempel leter etter trær som har falt på linjene eller skadede isolatorer. Linjebefaring kan gjennomføres enten til fots, kjørende eller ved hjelp av helikopter eller droner.

### 4.1.5 Feilindikatorer

Feilindikatorer er i prinsippet sensorer som kan plasseres på strategiske punkter i nettet og bestemme retningen på en kortslutning eller jordfeil. Dette kan føre til raskere feillokalisering ved at søkeområdet begrenses, og at behovet for seksjonering og prøvekobling reduseres. Dette gjelder spesielt dersom feilindikatorerne er koblet opp mot nettselskapets SCADA-system. Det muliggjør også utviklingen av såkalte selvreparerende nett (Self healing grids), der feilstedet detekteres og isoleres ved hjelp av feilindikatorer, fjernstyrte brytere og automatiske koblingsprogram [5].

Fordelen med feilindikatorer er at de er relativt kostnadseffektive og enkle å installere. Per i dag er de likevel kun i begrenset bruk av norske nettselskap, og dette er ofte enklere modeller som kun kan detektere kortslutninger og må leses av lokalt [27]. Ved fjernavleste indikatorer som i tillegg kan lokalisere jordfeil er det ventet en betydelig reduksjon i avbruddstid [28]. Gjennom pilotstudier gjennomført av Hafslund Nett ble det funnet at en full utrulling i alle nettstasjoner vil kunne redusere KILE-kostnader og ikke levert energi ved varige feil på rundt 30 % [29].

### 4.1.6 Feillokaliseringsalgoritmer

Med feillokaliseringsalgoritmer menes i dette tilfellet algoritmer som regner ut en avstand til feilstedet fra et gitt punkt i nettet, ofte fra avgangsvernet i transformatorstasjonen. Disse algoritmene benytter måleverdier fra feiltidspunktet og stasjonære nettdata til å beregne en avstand til feilstedet [12]. Slike algoritmer er mye brukt i regional- og sentralnettet, men er ikke i utbredt bruk av norske nettselskap i distribusjonsnettet.

I motsetning til feilindikatorer vil slike algoritmer kunne beregne et eksakt feilsted, heller enn å bestemme et linjesegment mellom to indikatorplasseringer. Metodene er derfor i teorien ventet å kunne bestemme feilstedet mer nøyaktig enn ved bruk av feilindikatorer. Det er imidlertid flere særegenheter ved distribusjonsnettet som skaper utfordringer for disse algoritmene. Disse vil bli beskrevet nærmere i underkapittel 4.3.

## 4.2 Hovedprinsipp for feillokaliseringsalgoritmer

Feillokaliseringsalgoritmer til bruk i distribusjonsnettene kan basere seg på forskjellige prinsipper og måleverdier. Metoder som benytter grunnfrekvensmålinger av strøm og spenning, kalt impedansbasert feillokalisering, er per i dag de mest anvendte i distribusjonsnettene [12]. Disse vil derfor bli viet mest oppmerksomhet videre i oppgaven, men en oversikt over andre prinsipper vil også bli presentert i de følgende underkapitlene. En grundigere oversikt over de forskjellige metodene er for eksempel gitt i [6] og [12].

### 4.2.1 Impedansbasert feillokalisering

Metoder for impedansbasert feillokalisering benytter måleverdier av grunnfrekvensen (50 Hz-komponenten) til strøm og spenning, i tillegg til stasjonære nettdata for å bestemme avstanden til feilstedet [6]. Dette gjøres ved å finne en ekvivalent impedans mellom målepunktet og feilstedet. Svært forenklet kan det for en trepolet kortslutning finnes på følgende måte:

$$Z_1 = \frac{V}{I_{k3p}} \quad (4.1)$$

Der  $Z_1$  er impedansen i positivt system mellom målepunktet og feilstedet,  $V$  er fasespenningen i feiltidspunktet og  $I_{k3p}$  er feilstrømmen. Den beregnede impedansen vil dermed kunne tilsvare ett eller flere punkter i nettet, avhengig av om avgangen har avgreininger.

Denne metoden er foretrukket i distribusjonsnettene fordi den ofte er rimeligere og enklere å implementere enn andre metoder [12]. Måleverdiene hentes som regel fra ett bestemt punkt, ofte ved avgangsvernet i transformatorstasjonen. Tilsvarende algoritmer til bruk i regional- eller sentralnettene krever ofte måleverdier i begge linjeender, da feilstrømmen kan flyte fra begge retninger [12].

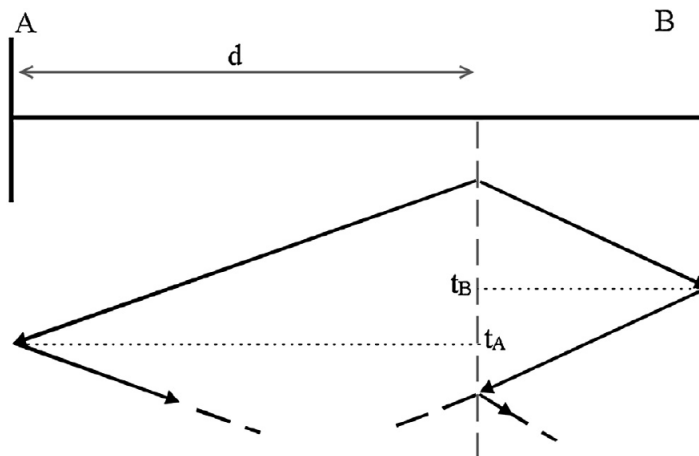
Nøyaktigheten til disse metodene avhenger i stor grad av hvordan systemet er modellert, og da spesielt hvilke impedanser i last, linjer og kabler som er inkludert [6]. Valg av utregningsmetode er også av stor betydning. Nærmere beskrivelse av disse egenskapene ved en rekke eksisterende algoritmer er gitt i underkapittel 4.4.

### 4.2.2 Transienter

Når en feil inntreffer oppstår transienter i strøm- og spenningssignalene som kan benyttes til feillokalisering. På engelsk kalles disse metodene for traveling-wave based fault location. Hovedprinsippet for disse algoritmene er illustrert i figur 4.2 for en feil som inntreffer på et linjesegment mellom punkt A og B. Når feilen inntreffer vil det oppstå transienter som forflytter seg raskt i begge retninger vekk fra feilstedet [12]. Dersom måleinstrumenter er tilgjengelig i begge ender av linjen, vil tidsforskjellen mellom når transientene treffer punkt A og B,  $t_d$ , kunne bestemmes som [6]:

$$t_d = t_A - t_B \quad (4.2)$$

Der  $t_A$  er tidspunktet transienten treffer punkt A, og  $t_B$  er tilsvarende for punkt B.



Figur 4.2: Hovedprinsipp for feillokalisering basert på transienter. Figur hentet fra [6].

Avstanden til feilstedet kan dermed finnes som:

$$d = \frac{L - ct_d}{2} \quad (4.3)$$

Der  $d$  er avstand til feilstedet fra punkt A,  $L$  er total lengde på linjen og  $c$  er hastigheten til transientene [6]. Dersom måleverdier kun er tilgjengelig i den ene enden av linjen kan metodene basere seg på det faktum at transientene reflekteres både i linjeendene og i feilstedet [12]. Dermed kan feilstedet lokaliseres ved å måle tidsintervallet mellom første og andre gang et gitt signal treffer samme linjeende.

Disse metodene er i hovedsak utviklet for bruk i regional- og sentralnettet [6]. I denne typen nett har metodene vist seg å kunne lokalisere feilstedet svært nøyaktig [12]. Flere forsøk har blitt gjort på å utvikle liknende algoritmer som også kan benyttes i distribusjonsnettet, blant annet beskrevet i [30] og [31]. Det er imidlertid flere utfordringer knyttet til å implementere disse metodene i distribusjonsnettet, først og fremst kravet om måleinstrumenter med høy samplingrate og avansert signalbehandling [12]. Dette gjør det kostbart å innføre disse metodene sammenliknet med f.eks. impedansbasert feillokalisering.

### 4.2.3 Distribuerte spenningsmålinger

En annen type feillokaliseringsalgoritmer baserer seg på distribuerte spenningsmålinger (på engelsk kalt voltage sag-based fault location). Denne typen algoritmer har blitt utviklet som følge av at flere distribuerte måleverdier har blitt gjort tilgjengelig gjennom økende bruk av spenningskvalitetsmålere og smarte målere (AMS) i distribusjonsnettet [6]. Eksempel på slike algoritmer er gitt i [32] og [33].

Disse metodene tar utgangspunkt i at ulike feiltyper forårsaker spenningsfall av ulik størrelse i nærheten av feilstedet [6]. Dersom spenningsmålinger fra ulike punkter i nettet er tilgjengelig, kan man regne seg frem til hvor i nettet feilen befinner seg. Dette gjøres ved at forventet spenningsfall for ulike feiltyper beregnes for alle målepunkt på forhånd [6].

I en feilsituasjon sammenliknes målte spenningsfall med de beregnede. Målepunktet med det minste avviket mellom beregnet og målt verdi bestemmes som målepunktet nærmest feilen [6]. Ulempen med disse metodene er at nøyaktigheten er varierende, og avhenger av at et visst antall målepunkt er tilgjengelig. I de fleste tilfeller begrenser nøyaktigheten seg til å bestemme hvilket målepunkt som er nærmest feilen [6].

#### 4.2.4 Kunstig intelligens

Flere foreslåtte feillokalisering algoritmer til bruk i distribusjonsnettene kan falle inn under kategorien kunstig intelligens. Disse metodene kalles også for læringsbaserte algoritmer (learning-based fault location). Hovedprinsippet går ut på å bruke kunnskap om nettet eller historiske hendelser til å "lære" systemet å kjenne igjen feil med ulike plasseringer i nettet. I feillokalisering kan kunstig intelligens implementeres på en av de følgende tre måtene, eller som kombinasjoner av disse [12]. For å unngå forvirring er engelske begreper benyttet.

- Expert systems
- Fuzzy-logic systems
- Artificial neural networks

Expert systems kan beskrives som algoritmer der beslutninger tas basert på et sett med fastsatte regler, kalt en 'kunnskapsdatabase' [12]. Systemet kan også trenes opp til å opprette egne regler. Fuzzy-logic systems har også dette utgangspunktet, men her går man vekk i fra den tradisjonelle binære logikken. Ved expert systems må en påstand enten være sann (1) eller usann (0), mens det for fuzzy-logic heller kan være et sted midt i mellom (f.eks 0,3) [12]. På denne måten kan man bedre ta hensyn til usikre måledata eller manglende opplysninger i feillokalisering prosessen [12].

Et eksempel på hvordan fuzzy-logic kan implementeres i feillokalisering er gitt i [34]. Der benyttes tradisjonell impedansbasert feillokalisering i kombinasjon med erfaringsbasert kunnskap i form

av fuzzy-logic-regler til å bestemme feilstedet med en gitt sannsynlighetsfordeling. Den erfaringsbaserte kunnskapen kan for eksempel være informasjon om topografien i området rundt nettet og tilhørende sannsynlighet for avbrudd. I tilfeller der flere feilsteder er beregnet på grunn av avgreininger vil denne metoden kunne bestemme hvilket som er mest sannsynlig.

Artificial neural networks (ANN) er trolig det mest kjente eksempelet på kunstig intelligens, og er inspirert av biologiske 'neural networks', der hjernen samler informasjon og tar beslutninger [12]. ANN skiller seg fra de to andre systemene ved at de ikke trenger en kunnskapsdatabase for å fungere, men heller lærer systemet å kjenne igjen mønstre i historiske eller simulerte hendelser [12]. Basert på denne "opplæringen" kan systemet kjenne igjen feil med ulik avstand fra målepunktet. Flere feillokalisering algoritmer til bruk i distribusjonsnettet benytter ANN på forskjellige måter, for eksempel som beskrevet i [35] og [36]. Ulempen med disse metodene er at systemet gjerne krever mange hendelser for å bli "opplært", og at dette må gjentas hver gang det gjøres endringer i nettet [12].

### **4.3 Særegenheter ved distribusjonsnettet**

I dette underkapittelet vil det bli fokusert på hvilke egenskaper ved distribusjonsnettet som gjør feillokalisering mer utfordrende enn i regional- og sentralnettet. Det tas utgangspunkt i hvilke utfordringer dette skaper for metodene for impedansbasert feillokalisering, men det er ventet at de fleste av disse egenskapene også vil være problematiske for de andre metodene.

#### **4.3.1 Varierende systemjording**

Med systemjording menes hvordan sekundærsiden på transformatoren og utsatte ledende deler i systemet er jordnet. I høyspent distribusjonsnett i Norge er nett med isolert eller spolejordnet nullpunkt mest brukt [22]. I andre land er derimot direktejordnet eller lavohmig jordnet nullpunkt vel så vanlig [18]. På høyere nettnivå benyttes i større grad direktejordnet nullpunkt [22].



Valg av systemjording vil i hovedsak ha innvirkning på hvordan en jordfeil påvirker systemet. I direktejordet nett vil en enpolet jordfeil likne en kortslutning, da impedansen i feilkretsen blir liten og feilstrømmen tilsvarende stor. Dermed kan metoder for impedansbasert feillokalisering benyttes i denne typen nett. I isolert eller spolejordet nett har feilstrømmen ved en enpolet jordfeil ingen naturlig returvei [25]. Feilstrømmen bestemmes dermed av linjekapasitansen og induktansen i en eventuell Petersenspole. Dette resulterer i en lav feilstrøm og eksisterende metoder for impedansbasert feillokalisering kan ikke benyttes [12].

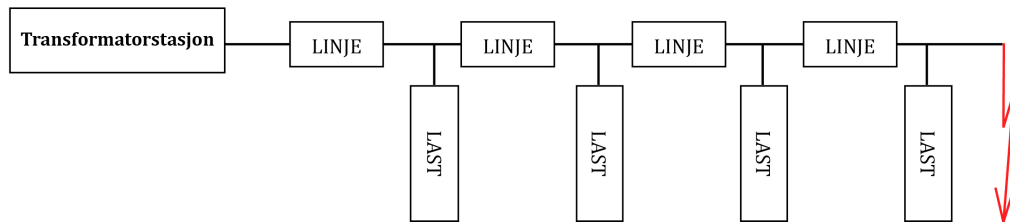
### 4.3.2 Distribuert og varierende last

Som beskrevet i underkapittel 2.1 vil man i det høyspente distribusjonsnett ha nettstasjoner tilkoblet langs hele avgangen. Lastpunktene er dermed fordelt over hele avgangen, og ikke bare ved linjeendene, som i regional- og sentralnettet [12]. Lasten vil også kunne variere raskt, avhengig av hva slags kunder som er tilkoblet.

Årsaken til at dette skaper utfordringer er at strømmen som måles på starten av avgangen i feilintervallet ikke vil være en ren feilstrøm, men også inneholde en liten laststrøm. Denne laststrømmen må derfor tas hensyn til for å begrense usikkerheten i beregningene. Måten dette kan gjøres på kan forklares ved å vise til det forenklete enlinjeskjemaet i figur 4.3. Når en kortslutning inntreffer på enden av denne avgangen, som vist ved den røde pilen, vil spenningen i feilstedet synke. Størrelsen på spenningsfallet vil avhenge av feiltype, eventuell overgangsmotstand i feilstedet og jordberøring.

De ulike lastpunktene vil også oppleve spenningsfall av ulik størrelse, avhengig av nærheten til feilstedet. Når spenningen over lastpunktet synker, vil også laststrømmen hver enkelt nettstasjon trekke synke proporsjonalt med spenningsfallet. Dette gjelder imidlertid kun dersom det er snakk om lineære laster [12], altså laster som kan modelleres som en konstant impedans. Motorer og andre ulineære laster vil for eksempel kunne trekke en større laststrøm ved kortslutninger [12].

For å fullt ut kompensere for laststrømmen i feillokaliseringsberegninger bør måleverdier i øyeblikket før feilen inntreffer være tilgjengelig, slik at det aktuelle lastnivået kan kartlegges [12]. Videre må det beregnes ekvivalente lastimpedanser, og tas hensyn til den aktuelle kombinasjonen av lineære og ulineære laster. Ulike måter dette kan gjøres på vil beskrives nærmere i underkapittel 4.4.2.



Figur 4.3: Forenklet enlinjeskjema for modellering av impedanser i linjer og last ved en kortslutning.

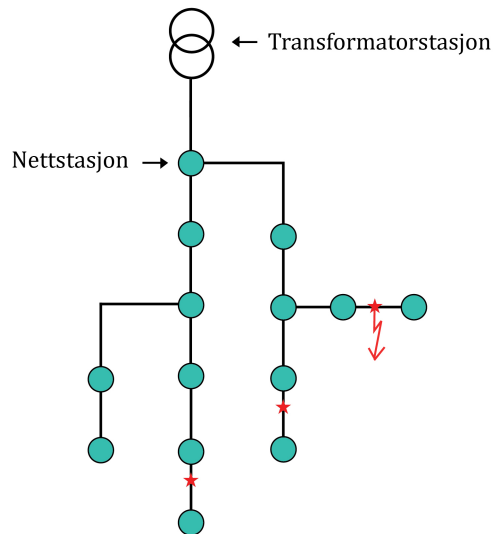
### 4.3.3 Ikke-homogene ledertverrsnitt

Fordi lastpunktene er fordelt langs avgangens lengde, er det også vanlig å redusere ledertverrsnittet jo lenger ut man kommer på avgangen [12]. Dette gjøres for å kutte kostnader, og kan tillates fordi både laststrømmen og mulige kortslutningsstrømmer er lavere lenger ut på avgangen. Det er også vanlig med overganger mellom luft- og kabelnett på samme avgang, og i denne overgangen vil også tverrsnittet normalt endres.

Denne karakteristikken fører til at feillokaliseringsalgoritmen må gjennomføres sekvensielt for hvert linjesegment med ulikt tverrsnitt. Dermed kreves det at nøyaktige lengder og impedanser er tilgjengelige for hvert enkelt linjesegment på avgangen. På høyere nettnivåer vil man i de fleste tilfeller benytte homogene ledertverrsnitt på samme linje [12]. Problemene knyttet til varierende tverrsnitt er derfor unngått, og beregningene trenger ikke løses sekvensielt.

### 4.3.4 Avgreininger

Avganger som deler seg i forskjellige avgreininger er vanlig i det høyspente distribusjonsnettet. Et eksempel på en slik avgang er gitt i figur 4.4, der den røde pilen på avgreiningen lengst til høyre illustrerer en kortslutning. Det er to grunner til at avgreininger skaper utfordringer for feillokalisering algoritmene. For det første øker det kompleksiteten i beregningene, ved at hver enkelt avgreining må beregnes for seg. For det andre kan dette føre til flere mulige løsninger, da flere punkter i nettet kan ha identisk impedans sett fra starten på avgangen. I figur 4.4 er dette illustrert ved tre røde stjerner som alle er beregnet som mulige feilsteder i dette tilfellet.



Figur 4.4: Eksempel på en avgang i høyspent distribusjonsnett med avgreininger, der feillokalisering algoritmen kan gi flere mulige løsninger.

### 4.3.5 Overgangsimpedans i feilstedet

Med overgangsimpedans menes at et medium befinner seg mellom fasene i feilstedet og forhindrer fullstendig elektrisk kontakt mellom lederene. Dette kan være i form av en fysisk impedans, for eksempel et tre som ligger over luftlinjene og dermed danner en ledende forbindelse mellom fasene. Det kan også være i form av en lysbueimpedans, dersom kortslutningen oppstår som en

lysbue i luft eller annen gass.

Dersom en overgangsimpedans er tilstede i feilstedet vil det kunne føre til usikkerhet i feillokaliseringens beregningene [12]. Ved impedansbasert feillokalisering vil metodene beregne avstanden til feilstedet som større enn den egentlig er fordi impedansene i feilstedet antas å tilhøre linjene. En mulig løsning på dette problemet er å finne avstanden til feilstedet ved å kun benytte den ekvivalente reaktansen, ( $X$ ), til feilstedet, heller enn impedansen, ( $R + jX$ ). Reaktansen i en fase ved en trepolet kortslutning kan finnes som [37]:

$$X = \frac{V}{I_k} \sin(\phi) \quad (4.4)$$

Der  $X$  er reaktansen i en gitt fase,  $V$  er fasespenningen i feiløyeblikket,  $I_k$  er feilstrømmen i den aktuelle fasen og  $\phi$  er fasevinkelen mellom strøm og spenning. Det antas dermed at overgangsimpedansen i feilstedet er rent resistiv,  $R_f$ , og at dens effekt kan utelukkes ved å fjerne hele resistansen fra utregningen [37].

I den tidlige litteraturen er denne metoden referert til som *The Reactance Component Method* [38]. Mange nyere algoritmer baserer seg på nettopp dette prinsippet, blant annet [39], som har vist svært god nøyaktighet. Ulempen med denne metoden er at en stor overgangsmotstand vil føre til at  $R/X$ -forholdet øker, noe som igjen kan føre til måleusikkerhet i fasevinkelen,  $\phi$  [37]. En viss usikkerhet vil også kunne oppstå i tilfeller der overgangsmotstanden ikke er rent resistiv.

### 4.3.6 Ubalansert system

Det er flere faktorer som kan føre til ubalanserte faser i distribusjonsnettet. Her må det presiseres at det ikke er snakk om samme type ubalanse som oppstår ved ubalanserte feil. Med ubalanse menes i dette tilfellet at impedansen i de tre fasene er ulik, slik at strøm- og spenningsvektorene ikke er balanserte ved normal drift. Dette kan blant annet skyldes ubalansert last, for eksempel ved at lasten er skjevt fordelt mellom fasene. I enkelte land er det også vanlig å ha enfase- eller tofaselaster tilkoblet direkte i det høyspente distribusjonsnettet [6].

En annen årsak til ubalanse kan være ubalanse i linjeimpedansene, for eksempel på grunn av manglende transponering av linjene [12]. Transponering vil si å endre fysisk rekkefølge på fasene, slik at den gjensidige påvirkningen mellom fasene blir likt fordelt på de tre fasene. Dette er vanlig praksis ved lange luftstrekk i regional- og sentralnettet, men gjøres sjelden i distribusjonsnettet.

Noe ubalanse vil til enhver tid være tilstede i distribusjonsnettet, og dette vil kunne skape utfordringer for feillokalisering algoritmene. Dette gjelder spesielt for algoritmer som benytter tradisjonell dekomponering i form av symmetriske komponenter, fordi denne metoden antar balansert linjeimpedans og last [40]. Flere nyere algoritmer har derfor gått vekk i fra symmetriske komponenter. Dette er nærmere beskrevet i underkapittel 4.4.3.

## 4.4 Eksisterende algoritmer for impedansbasert feillokalisering

En rekke algoritmer for impedansbasert feillokalisering er foreslått i litteraturen, og flere artikler gir en oversikt over disse, blant annet [6], [41] og [42]. I dette kapitlet vil kun et utvalg på 7 av disse algoritmene bli beskrevet og sammenliknet. De er utvalgt basert på følgende kriterier: at de er blant de mest siterte i litteraturen, at de kan lokalisere kortslutninger, at de er uttestet og at de tilhørende feilmarginene er rapportert.

### 4.4.1 Oversikt

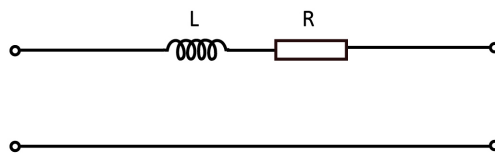
De 7 algoritmene er publisert i perioden 1993-2016, og er presentert i kronologisk rekkefølge med tilhørende nøkkelegenskaper i tabell 4.2. I beskrivelsen og sammenlikningen av algoritmene er det fokusert på 4 hovedegenskaper, nemlig hvordan algoritmene modellerer systemet (linjer og last), utregningsmetode, hvilke måleverdier som kreves og rapporterte feilmarginer. Samtlige algoritmer baserer seg på målinger i en ende av linjen, altså på begynnelsen av avgangen. De fleste av de utvalgte algoritmene kan lokalisere enpolet jordfeil i tillegg til kortslutninger. Her må det presiseres at dette kun gjelder for nett med direktejordet eller lavohmig jordet nullpunkt.

#### 4.4.2 Modellering av systemet

I impedansbasert feillokalisering vil måten systemet modelleres på være avgjørende for nøyaktigheten til algoritmen [12]. Her inngår spesielt modellering av linjer og last, og dette vil bestemme hvilke impedanser som inkluderes. I modellering av linjene skilles det i hovedsak mellom om impedansene er samlet (lumped) eller distribuerte (distributed parameter model) [12]. For en samlet impedansmodell er resistans og reaktans for en bestemt linje samlet i enkeltelementer enten midt på eller ved linjeendene, som illustrert i figur 4.5 og 4.6.

Ved en distribuert impedansmodell vil impedansene være fordelt over hele linjen og modelleres som en funksjon av lengden på linjen,  $l$  [12]. Dette gir en mer nøyaktig representasjon av linjene, spesielt den distribuerte linjekapasitansen [12]. Ulempen med bruk av distribuerte parametre er at det øker kompleksiteten i beregningene.

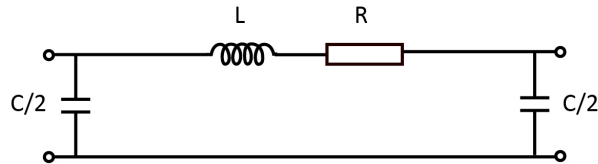
Det vil også variere hvor mange parametre som er inkludert i modellering av linjene. For eksempel vil man i mange tilfeller neglisjere linjekapasitansene, noe som ofte er en god tilnærming ved korte luftlinjer [12]. I tabell 4.2 er dette derfor referert til som en 'kort' linjemodell. Denne tar dermed kun hensyn til resistansen,  $R$ , og induktansen,  $L$ , som vist i figur 4.5.



Figur 4.5: Kort linjemodell med samlede impedanser.

Ved lengre linjer eller kabelnett vil linjekapasitansene ofte være større, og den tradisjonelle  $\pi$ -linjemodellen kan benyttes for å ta hensyn til dette. I denne modellen er den totale kapasitansen

i en linje fordelt på to ekvivalente kapasitanser tilkoblet hver linjeende. Dette er presentert i figur 4.6. Her må det presiseres at både 'Kort' og  $\pi$ -linjemodellen benytter samlede impedanser. Ved distribuerte parametre er som regel linjekapasitanser inkludert, som gjort i linjemodellen presentert av Nouri et al. i [43]. I algoritmen foreslått av Das et al. [39], som benytter en forenklet linjemodell basert på distribuerte parametre, er imidlertid linjekapasitansene neglisjert.



Figur 4.6:  $\pi$ -linjemodell med samlede impedanser.

Som beskrevet i underkapittel 4.3.2 må den distribuerte og varierende lasten i systemet tas hensyn til for en mest mulig nøyaktig feillokalisering. I modellering av last skiller det i hovedsak mellom om lasten er modellert som konstante eller spenningsavhengige impedanser. Ved konstante impedanser tar man utgangspunkt i at lasten er lineær, altså at den ikke endrer seg ved et spenningsfall. Dette er den vanligste og enkleste måten å modellere last på, og er benyttet av alle de nevnte algoritmene med unntak av to.

Algoritmene foreslått av Zhu et al. [44] og Das et al. [39] benytter derimot spenningsavhengige impedanser til å modellere lasten. Disse kan dermed ta hensyn til ulineære laster som for eksempel motorer. I algoritmen foreslått av Das et al. [39] er lastpunktene oppstrøms for feilstedet behandlet individuelt, mens lastpunktene nedstrøms er samlet til en felles last ved linjeenden. Et gitt lastpunkt er modellert på følgende måte [39]:

$$Y_r = \left( G_r |V_r|^{n_p - 2} + j B_r |V_r|^{n_q - 2} \right) \quad (4.5)$$

Der  $Y_r$  er admittansen i lastpunkt  $r$  og  $V_r$  er spenningen i det samme punktet.  $G_r$  og  $B_r$  er konstanter som er proporsjonale med den aktuelle lastens konduktans og suseptans.  $j$  er den imaginære enheten.  $n_p$  og  $n_q$  er responskonstanter som bestemmer grad av linearitet i lasten. Alle konstantene beregnes basert på strøm- og spenningsverdier målt i øyeblikket før feilen inntreffer, og vil derfor gjenspeile den aktuelle lasten i feiløyeblikket [39]. Tilsvarende lastmodell er benyttet av Zhu et al. i [44]. For algoritmene som benytter konstante impedanser er det varierende om aktuell last er tatt hensyn til eller ikke. Dette krever måleverdier fra øyeblikket før feilen inntreffer, og er ikke brukt i algoritmene foreslått av Girgis et al. [45] og Choi et al. [46], der et statisk lastnivå er benyttet.

### 4.4.3 Utrekningsmetode

Eksisterende algoritmer for impedansbasert feillokalisering vil som regel benytte en av de følgende to utrekningsmetodene:

- Dekomponering i form av symmetriske komponenter
- Direkte utregninger per fase

Symmetriske komponenter er en utmerket måte å begrense kompleksiteten i beregningene på ved ubalanserte feil [4]. Metoden er derfor foretrukket ved tradisjonelle kortslutningsberegninger, men kommer til kort når impedanser i linjer og last er ubalanserte [40]. Det finnes likevel måter å ta hensyn til dette på, som i algoritmen foreslått av Das et al. [39], der en rekke konstanter er innført for å kompensere for denne ubalansen. Dette vil samtidig føre til økt kompleksitet.

Flertallet av de nevnte 7 algoritmene går vekk fra bruk av symmetriske komponenter, og regner heller på hver fase i systemet direkte (på engelsk kalt *direct circuit analysis*). Dette skyldes i hovedsak begrensningene nevnt over. Å regne på hver fase for seg fører også fort til svært kompliserte beregninger, da fasene er sammenkoblet av natur [12]. Ulike transformasjoner er derfor foreslått for å kunne gjøre uavhengige beregninger på fasene, som *Matrix inverse lemma* av Choi et al. i [46] og *Clarke transformation matrix* av Gabr et al. i [15].



#### 4.4.4 Krav til måleverdier

Samtlige av de 7 algoritmene benytter måleverdier av strøm og spenning i ett punkt, nemlig på begynnelsen av den aktuelle avgangen. Av de nevnte algoritmene tar alle inn måleverdier fra selve feilintervallet, altså tiden mellom feilen inntreffer og vernet løser ut. Til tross for at det ikke er beskrevet eksplisitt i de foreslåtte algoritmene, er det ventet at det er en fordel om måleverdiene som benyttes er hentet ut så sent i feilintervallet som mulig, for å kunne måle feilstrømmen under mest mulig stasjonære forhold [12].

I tillegg til måleverdier i feilintervallet benytter flere av algoritmene måleverdier fra øyeblikket før feilen inntreffer. Som beskrevet i underkapittel 4.4.2 gjøres dette for å kunne ta hensyn til den aktuelle lasten idet feilen inntreffer. På avganger der lasten er spesielt varierende vil dette kunne bedre nøyaktigheten i beregningene [12]. Ulempen er at strømmen i øyeblikket før feilen inntreffer kan være påvirket av feilsituasjonen, og dermed ikke gi nøyaktige resultater [12].

#### 4.4.5 Feilmarginer og kilder til usikkerhet

Feilmarginer i feillokalisering beregnes normalt i meter eller i prosent på følgende måte [12]:

$$\begin{aligned} \text{Feilmargin (m)} &= l_{\text{beregnet}} - l_{\text{eksakt}} \\ \text{Feilmargin (\%)} &= \frac{l_{\text{beregnet}} - l_{\text{eksakt}}}{l_{\text{tot}}} \cdot 100\% \end{aligned} \tag{4.6}$$

Der  $l_{\text{beregnet}}$  er den beregnede avstanden fra målepunktet til feilstedet,  $l_{\text{eksakt}}$  er den faktiske avstanden og  $l_{\text{tot}}$  er lengden på den aktuelle avgangen. Dersom avgangen har avgreininger er lengden på den lengste avgreiningen benyttet. Når gjennomsnittlig feilmargin skal beregnes er det vanlig å ta absoluttverdien på leddet  $|l_{\text{beregnet}} - l_{\text{eksakt}}|$ , slik at en negativ verdi ikke nuller ut en positiv [12].

I tillegg til denne metoden finnes det også andre måter å oppgi feilmarginen på. Metoden presentert av Nouri et al. i [43] beregner feilmarginen ved å bytte ut  $l_{tot}$  med  $l_{eksakt}$  i nevneren. I tabell 4.2 er disse resultatene regnet om til samme format som formel 4.6 for å kunne sammenlikne feilmarginen med de andre algoritmene.

Sammenlikning av rapporterte feilmarginer til de forskjellige feillokaliseringialgoritmene bør likevel gjøres med forsiktighet. Dette skyldes i hovedsak at de er testet under forskjellige forhold, som at enkelte er testet på reelle driftsforstyrrelser, mens andre kun er testet gjennom simuleringer. Andre forhold som total lengde på avgangen som er testet, hvilke overgangsimpedanser som er benyttet, antallet testhendelser og testede feiltyper vil også ha stor betydning for den rapporterte feilmarginen. Disse forholdene er forsøkt oppgitt på en oversiktlig måte i tabell 4.2. Siste rad i tabellen oppgir den største rapporterte feilmarginen for en enkelthendelse.

De rapporterte feilmarginene oppgitt i tabell 4.2 er likevel av begrenset interesse, og må kun ses på som veiledende. Mer interessant er det å studere forsøk på å teste algoritmene under like forhold, noe som blant annet har blitt gjort i [41]. Studien tar for seg 10 utvalgte feillokaliseringialgoritmer, der tre av disse samsvarer med de 7 som er sammenliknet her, nemlig de av Girgins et al. [45], Zhu et al. [44] og Das et al. [39].

Flere interessante funn ble gjort i denne studien. Først og fremst ble det funnet at det særlig var to faktorer som bidro til stor feilmargin i beregningene for samtlige algoritmer: overgangsmotstand i feilstedet og avstand til feilstedet. Jo større overgangsmotstand og avstand til feilstedet jo større feilmargin. Det ble videre funnet at enpolet jordfeil var feiltypen med størst feilmargin for alle algoritmene. Metoden foreslått av Das et al. [39] presterte totalt sett best av de utvalgte algoritmene. Det ble samtidig konkludert med at det var overraskende lite som skilte de ulike algoritmene, og at også de enklere algoritmene viste jevnt over gode resultater.

Feilmarginen til algoritmene vil også i stor grad avhenge av hvor godt modelleringen av last og linjer stemmer overens med nettet der feilstedet skal beregnes [41]. For feillokalisering i kabelnett er det for eksempel en fordel å benytte en modell som tar hensyn til linjekapasitanser. I nett

med spesielt varierende last bør måleverdier før feilen inntreffer benyttes for å ta hensyn til aktuell last. Det som likevel gjenstår som den største utfordringen er problemet med flere mulige feilsteder ved avgreininger [41]. Ingen av de 7 algoritmene som er beskrevet her er istand til å løse dette problemet på egenhånd. Bruk av feilindikatorer som supplement til feillokaliseringalgoritmene ser ut til å være den beste løsningen foreslått i litteraturen [12].

#### **4.4.6 Oppsummering**

I dette underkapittelet vil en oppsummering av nøkkelegenskapene til de 7 utvalgte algoritmene for impedansbasert feillokalisering bli presentert. Disse egenskapene har blitt presentert i de foregående underkapitlene, og en enkel forklaring av disse nøkkelegenskapene er gitt innledningsvis.

<b>Egenskap</b>	<b>Forklaring</b>
<b>Modellering av linje</b>	Dette punktet beskriver hva slags modelleringsprinsipp som er brukt for linjene, noe som bestemmer hvilke impedanser som er inkludert. Dette er nærmere beskrevet i underkapittel 4.4.2.
<b>Modellering av last</b>	Dette punktet beskriver hva slags modelleringsprinsipp som er brukt for last. Dette er nærmere beskrevet i underkapittel 4.4.2.
<b>Utregningsprinsipp</b>	Dette punktet beskriver hvilket utregningsprinsipp som er benyttet i beregningene: symmetriske komponenter eller per fase-beregninger. Dette er nærmere beskrevet i underkapittel 4.4.3.
<b>Feiltyper</b>	Dette punktet beskriver hvilke av de følgende feiltypene algoritmen kan lokalisere: enpolet jordfeil (F-J), topolet jordfeil (F-F-J), topolet kortslutning (F-F) og trepolet kortslutning (F-F-F).
<b>Krav til måleverdier før feil</b>	Dette punktet oppgir hvilke måleverdier som kreves fra før feilen inntreffer. Dette er nærmere beskrevet i underkapittel 4.4.4.
<b>Krav til måleverdier i feilintervallet</b>	Dette punktet oppgir hvilke måleverdier som kreves fra feilintervallet. Dette er nærmere beskrevet i underkapittel 4.4.4.
<b>Uttestingsmetode</b>	Dette punktet beskriver hvordan algoritmen er testet, om det er gjort gjennom simuleringer eller på reelle feil i nettet.
<b>Lengde på testet system</b>	Dette punktet beskriver lengden på systemet som er testet (i km). Dette er nærmere beskrevet i underkapittel 4.4.5.
<b>Største rapporterte feilmargin (maksverdi)</b>	Dette punktet oppgir maksimal rapportert feilmargin for en enkelthendelse. Dette er nærmere beskrevet i underkapittel 4.4.5.

Egenskaper	Girgis et al. [45]	Zhu et al. [44]	Choi et al. [46]	Das et al. [39]	Salim et al. [47]	Nouri et al. [43]	Gabr et al. [15]
Modellering av linje	Kort	Kort	Kort	Distribuerte parametre (forenklet)	$\pi$ -linje	Distribuerte parametre	Kort
Modellering av last	Konstant impedans	Spenningsavhengig impedans	Konstant impedans	Spenningsavhengig impedans	Konstant impedans	Konstant impedans	Konstant impedans
Hensyn til aktuell last	Nei	Ja	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja
Utregningsmetode	Symmetriske komponenter	Per fase	Per fase	Symmetriske komponenter	Per fase	Symmetriske komponenter	Per fase
Feiltyper	Alle	Alle	F-F	Alle	Alle	Alle	Alle
Krav til måleverdier for feil	Ingen	•Fasespenninger •Fasestrømmer	Ingen	•Fasespenninger •Fasestrømmer	•Fasespenninger •Fasestrømmer	•Fasespenninger •Fasestrømmer	•Fasespenninger •Fasestrømmer
Krav til måleverdier i feilintervallet	•Fasespenninger •Fasestrømmer	•Fasespenninger •Fasestrømmer	•Fasespenninger •Fasestrømmer	•Fasespenninger •Fasestrømmer	•Fasespenninger •Fasestrømmer	•Fasespenninger •Fasestrømmer	•Fasespenninger •Fasestrømmer
Uttestingsmetode	Simuleringer	Reelle feil	Simuleringer	Simuleringer og lab	Simuleringer	Simuleringer	Simuleringer
Lengde på testet system	Ikke nevnt	12,5 km <sup>a</sup>	37 km	37 km	92,18 km	4,018 km	4,51 km
Største rapporterte feilmargen (maksverdi)	48 meter ved F-J feil og $R_f = 0\Omega$	3,42% ved F-J feil og $R_f = \text{ukjent}$	0,54% ved F-F feil og $R_f = 50\Omega$	2,2 % ved F-J feil og $R_f = 50\Omega$	1,58% ved F-F-F-J feil og $R_f = 85 - 100\Omega$	1,04 % ved F-J feil og $R_f = 10\Omega$	2,52% ved F-J feil og $R_f = 100\Omega$

<sup>a</sup> Lengde på nett i case nummer 2, tilsvarende case med største rapporterte feilmargen

Tabell 4.2: Oversikt over egenskaper og feilmargen til eksisterende algoritmer for impedansbasert feillokalisering.

## 4.5 Implementering av feillokaliseringsalgoritmer

Måten feillokaliseringsalgoritmen implementeres på vil ha stor innvirkning både på hvordan den presterer i en driftssituasjon og total investeringskostnad. Også her vil normal praksis variere fra distribusjonsnett til høyere nettnivåer [12]. I regional- eller sentralnettet implementeres algoritmene som regel ved hjelp av egne feillokaliseringsinstrumenter (på engelsk kalt fault locators), som er plassert i en eller begge linjeender [12]. Input-dataene om det aktuelle linjesegmentet er relativt enkle på grunn av homogene ledertverrsnitt og mangel på avgreininger, derfor kan utregningene ofte gjøres lokalt. Synkronisering mellom forskjellige instrumenter er likevel nødvendig for metodene som benytter flere målepunkt [12].

I distribusjonsnett er det vanligere at feillokalisering algoritmen kjøres sentralt [12], altså ved hjelp av IT-systemer på driftssentralen. Dette skyldes at algoritmene krever mer omfattende data om det aktuelle nettet for å kunne beregne feilstedet. Her inngår lengde og ledertverrsnitt på hvert enkelt linjesegment, informasjon om avgreininger og plassering og størrelse på tilkoblet last. Algoritmene vil derfor med fordel kunne kobles sammen med nettselskapets GIS- (Geographical information system) eller NIS-system (Network information system), der all informasjon om nettets topologi er samlet. Måleverdier kan hentes enten ved hjelp av egne måleinstrumenter eller ved at vernet registrerer disse. Av økonomiske grunner er den siste løsningen foretrukket [12].

Det ble tidlig foreslått systemløsninger der feillokalisering var en integrert del av nettselskapets driftskontrollsystem [12]. Per i dag finnes det flere slike løsninger tilgjengelig der feillokalisering metoder er implementert. I flere land har disse vært i bruk lenge og vist gode resultater [12]. Sammen med andre funksjoner vil dette kunne utgjøre en egen modul i driftskontrollsystemet, ofte kalt Fault Location, Isolation and Service Restoration (FLISR) [48].

## 5. Metode

I det følgende kapitlet vil den foreslåtte metoden for lokalisering av kortslutninger i høyspent distribusjonsnett bli beskrevet. En prinsipiell oversikt over metoden er gitt i underkapittel 5.1. Videre er de to hovedstegene i metoden beskrevet i underkapittel 5.2 og 5.3. Metoden har blitt testet på et utvalg historiske kortslutningshendelser i Hafslund Netts konsesjonsområde. En rekke praktiske spesifikasjoner ved denne uttestingen er nærmere beskrevet i kapittel 6. Resultatene fra uttestingen er beskrevet i kapittel 7. Et praktisk eksempel på denne uttestingen er gitt i vedlegg A.2.

### 5.1 Prinsipiell beskrivelse av foreslått metode

Den foreslåtte feillokaliseringmetoden består av de følgende to hovedstegene:

- Registrering av kortslutningsstrømmer
- Kortslutningsberegninger i Powel NetBas

Videre kan metoden deles opp i flere steg, som illustrert gjennom flytdiagrammet i figur 5.1. Det er her tatt utgangspunkt i at metoden kun er tatt i bruk i tilfeller der det kan konstateres en varig feil. Beregninger kan likevel gjennomføres på måleverdier fra første bryterfall.

Metoden vil kunne ende opp med å bestemme to eller flere mulige feilsteder. Dette er illustrert i flytdiagrammet i figur 5.1, for en hendelse der metoden finner to mulige feilsteder. Som beskrevet i underkapittel 4.3.4 skyldes dette at avgreininger er vanlig i høyspent distribusjonsnett. Dermed vil flere punkter i nettet kunne ha identisk impedans sett fra avgangsvernet, og

dermed samme beregnede kortslutningsstrøm.



Figur 5.1: Flyttdiagram over alle steg i den foreslåtte feillokaliseringemetoden. Det er her tatt utgangspunkt i at metoden finner to punkter i nettet med identisk impedans og beregnet kortslutningsstrøm på grunn av avgreininger.

## 5.2 Registrering av kortslutningsstrømmer

Metoden baserer seg på kortslutningsstrømmer som eneste måleverdi. Den skiller seg derfor fra algoritmene beskrevet i underkapittel 4.4, som alle benytter både kortslutningsstrømmer og -spenninger. Dette gjør metoden både rimeligere og enklere å installere fordi den krever færre måleinstrumenter og mindre avanserte beregningsverktøy. Ulempen er at metoden ikke kan



beregne avstand til feil basert på reaktansen alene, som beskrevet i underkapittel 4.3.5 som *The Reactance Method*.

Dette skyldes at feilspenning og fasevinkel ikke er tilgjengelig for å gjennomføre beregningene etter formel 4.4. Feilstedet må derfor beregnes basert på den totale impedansen,  $Z$ . Konsekvensen av dette er at en eventuell overgangsmotstand i feilstedet,  $R_f$ , ikke kan utelukkes fra de videre beregningene. Derfor er denne metoden ventet å kunne gi stor feilmargin ved overgangsmotstand i feilstedet.

En annen ulempe er at impedansene i det overliggende nettet må inkluderes i beregningene i form av en kortslutningsytelse,  $S_Q$ , som beskrevet i underkapittel 2.5.1. Denne må inkluderes for å finne spenningsfallet frem til målepunktet, altså starten på avgangen. For algoritmene med spenningsmålinger kan impedansen i det overliggende nettet og i transformatoren utelukkes, da spenningen i målepunktet allerede er kjent.

Ved den foreslåtte metoden må derimot den nominelle spenningen benyttes og kortslutningsytelsen til det overliggende nettet beregnes i forkant. Kortslutningsytelsen er imidlertid ikke en statisk størrelse, den er ventet å variere med effektflyten og hvilke komponenter som er koblet inn. Derfor vil det være en viss usikkerhet knyttet til fastsettelse av denne størrelsen. Samtidig vil impedansen i det overliggende nettet være relativt liten sammenliknet med impedansen i linjene i høyspent distribusjonsnett.

Kortslutningsstrømmene kan måles på flere måter, men den enkleste og rimeligste måten å gjøre dette på vil som regel være å hente ut måleverdier fra avgangsvernet [12]. Da er man også sikret at det hentes ut verdier samtidig som vernet faktisk kobler ut på kortslutning. Ettersom de videre beregningene baserer seg på stasjonære kortslutningsberegninger er det antatt at måleverdier hentet fra slutten av feilintervallet vil gi de mest nøyaktige resultatene.

Fra de målte kortslutningsstrømmene er det to typer informasjon som må hentes ut: størrelse på kortslutningsstrømmen og feiltype. De videre beregningene tar ikke hensyn til ubalanse i

fasestrømmene, derfor må kun én fasestrøm velges ut for å representere feilen. Her er det valgt å benytte største målte fasestrøm. Dette er gjort basert på antagelsen om at dette representerer fasen med lavest overgangsmotstand. Med feiltype menes i dette tilfellet å bestemme om kortslutningen involverer to eller tre faser. Måleverdier fra samtlige faser er derfor nødvendig.

Hvorvidt kortslutningen i tillegg involverer en jordberøring kan normalt ikke bestemmes ut fra størrelsen på kortslutningsstrømmene alene. De videre beregningene skiller heller ikke mellom topolet jordfeil og topolet kortslutning, derfor er disse beregnet som samme feiltype. Dette er ikke ventet å gi store avvik i nett med isolert eller spolejordet nullpunkt, som beskrevet i underkapittel 2.4.5 og vist gjennom eksempelet i vedlegg A.1. Et unntak er for topolet jordfeil bestående av to enpolede jordfeil på forskjellige avganger. Her vil det faktum at det kun er registrert kortslutningsstrøm på én fase på hver avgang avsløre at feilstrømmen flyter via jord. Den foreslåtte metoden er imidlertid ikke i stand til å beregne avstand til feil ved denne feiltypen.

### 5.3 Kortslutningsberegninger i Powel NetBas

Powel NetBas er et GIS-basert (Geographical information system) nettinformasjonssystem som kan benyttes til å gjøre ulike beregninger i nettet. I denne metoden er det kortslutningsberegningene fra modulen *Analyse* som er benyttet til å lokalisere feil. Her må det presiseres at kortslutningsberegningene i NetBas ikke i utgangspunktet er utviklet for dette formålet, men for mer tradisjonell bruk som dimensjonering av vern og ledertverrsnitt. Det er likevel interessant å studere hvorvidt disse beregningene er nøyaktige nok til å kunne lokalisere feil, spesielt fordi dette er verktøy mange nettselskap allerede har tilgjengelig.

Kortslutningsberegningene i NetBas baserer seg på IEC norm 60909, som beskrevet i underkapittel 2.4.1. En rekke spesifikasjoner ved beregningene er derfor gitt gjennom denne normen. Nøkkelegenskapene til metoden kan oppsummeres etter de samme kategoriene som gjort ved sammenlikning av de eksisterende algoritmene i underkapittel 4.4.6. Dette er gjort i tabell 5.1.

<b>Egenskap</b>	<b>Metode basert på IEC norm 60909</b>
<b>Modellering av linje</b>	Kort
<b>Modellering av last</b>	Last er neglisjert
<b>Utregningsprinsipp</b>	Symmetriske komponenter
<b>Feiltyper</b>	F-E, (F-F-J) og F-F-F
<b>Krav til måleverdier før feil</b>	Ingen
<b>Krav til måleverdier i feilintervallet</b>	Fasestrømmer

Tabell 5.1: Nøkkelegenskaper ved den foreslåtte feillokaliseringmetoden.

I henhold til norm 60909 benyttes en kort linjemodell, det vil si at det kun er linjenes serie-resistans og -induktans som er inkludert i beregningene gjennom impedansene i positivt og negativt system,  $Z_1$  og  $Z_2$ . Som beskrevet i underkapittel 2.5.3 er linjekapasitansen kun inkludert i impedansen i nullsystemet,  $Z_0$ . Derfor vil den ikke ha innvirkning ved beregning av to- og trepolet kortslutning. I motsetning til de eksisterende algoritmene beskrevet i underkapittel 4.4 tar ikke den foreslåtte metoden hensyn til last. Laststrømmen kan dermed ikke fjernes fra den målte kortslutningsstrømmen, og det er dermed ventet at dette vil kunne gi noe usikkerhet i beregningene.

I beregningene benyttes dekomponering i form av symmetriske komponenter. Som beskrevet i underkapittel 4.4.3 er fordelene med dette at beregningene blir relativt enkle sammenliknet med metodene der utregningene gjøres på en per-fase-basis. Ulempen er at metoden ikke kan ta hensyn til ubalanse i faseimpedansene.

I NetBas kan kortslutningsberegninger gjennomføres for to- og trepolet kortslutning. Som beskrevet i underkapittel 5.2 er det ved en topolet jordfeil derfor antatt at beregningene kan gjennomføres på samme måte som ved topolet kortslutning. Dette også gjort fordi det er vanskelig å skille de to feiltypene fra hverandre basert på kun målte kortslutningsstrømmer.

Selve beregningene i NetBas gjennomføres ved at delen av nettet det skal kjøres beregninger på hentes ut i en egen analysefil. Alt overliggende nett (i dette tilfellet regionalnettet) erstattes med en såkalt svingmaskin, det vil si en ideell spenningskilde i serie med en ekvivalent impedans. Denne impedansen er spesifisert ved en kortslutningsytelse,  $S_Q$ , som beskrevet i underkapittel 2.5.1. Før kortslutningsberegningene kan gjennomføres må det kjøres en lastflyt på den aktuelle delen av nettet.

Feilstedet beregnes ved å sammenlikne den målte kortslutningsstrømmen med beregnede kortslutningsstrømmer for alle knutepunkt langs avgangen. Dette vil i praksis si å finne punkter i nettet med identisk impedans som det den målte kortslutningsstrømmen tilsvarer. Dette er vist ved følgende eksempel for en trepolet kortslutning:

$$I_{k3p\text{-målt}} = I_{k3p\text{-beregnet}}$$

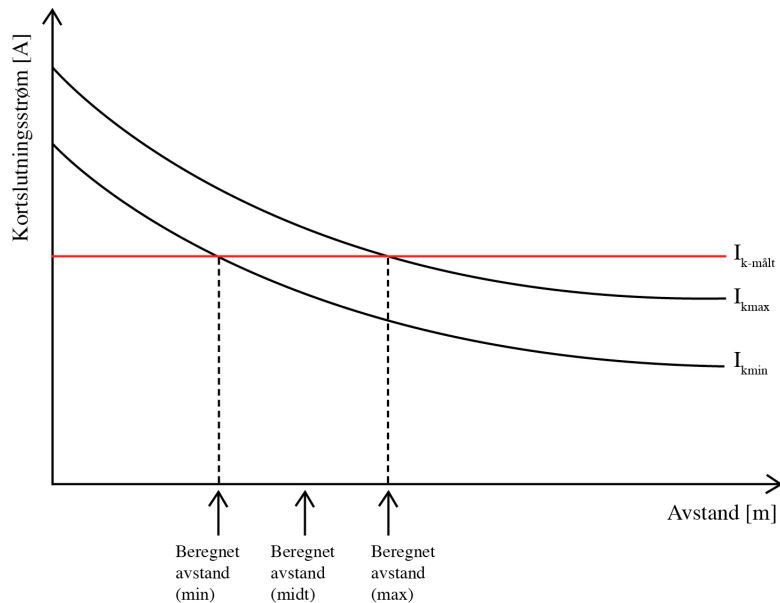
$$\frac{V_{feil}}{\sqrt{3}|Z_{feil}|} = \frac{cV_n}{\sqrt{3}|Z_l|} \quad (5.1)$$

$$V_{feil} = cV_n$$

$$|Z_{feil}| = |Z_l|$$

Der  $I_{k3p\text{-målt}}$  er den målte kortslutningsstrømmen for en trepolet feil og  $I_{k3p\text{-beregnet}}$  er den beregnede kortslutningsstrømmen for et gitt punkt i nettet.  $V_{feil}$  er fasespenningen ved feil,  $V_n$  er nominell fasespenning og  $c$  er spenningsfaktoren. Det er antatt at  $Z_1 = Z_l$ , og at  $Z_l$  dermed er impedansen frem til punkt  $l$  i nettet.  $Z_{feil}$  er impedansen som gir feilstrømmen  $I_{k3p\text{-målt}}$ . Her må det nok en gang poengteres at dersom den aktuelle avgangen har avgreininger, vil to eller flere punkter i nettet kunne ha lik impedans sett fra avgangsvernet. Dersom avgreiningene har ulikt ledertverrsnitt, vil også disse punktene kunne ha ulik avstand fra avgangsvernet.

I henhold til norm 60909 kan både maksimal og minimal kortslutningsstrøm beregnes,  $I_{kmax}$  og  $I_{kmin}$ . Som beskrevet i underkapittel 2.4.1 er det i hovedsak to elementer som skiller disse beregningene. Ved maksimal kortslutningsstrøm inkluderes en spenningsfaktor på 1,1 og ved minimal kortslutningsstrøm temperaturkorrigeres lederresistansen til 90 °C. For en gitt feiltype kan begge disse kortslutningsstrømmene beregnes for hvert punkt i nettet. Ved å sammenlikne de beregnede strømmene med den målte kortslutningsstrømmen,  $I_{k-m\ddot{a}lt}$ , kan det dermed beregnes to feilsteder, som vist i figur 5.2. Det er antatt at det faktiske feilstedet i de fleste tilfeller befinner seg et sted mellom disse, derfor er også midtpunktet (i meter) mellom disse to estimatene beregnet.



Figur 5.2: Illustrasjon av gjennomføring av kortslutningsberegninger i NetBas.

## 6. Praktiske spesifikasjoner ved uttesting av metoden

I arbeidet med uttestingen av metoden har flere praktiske tilpasninger vært nødvendig. I de følgende underkapitlene er spesifikasjoner ved denne uttestingen og beslutninger tatt i den forbindelse beskrevet. Det er samtidig ikke nødvendigvis gitt at den mest hensiktsmessige løsningen har blitt valgt i alle tilfeller. En vurdering av disse momentene vil derfor bli gjort i oppgavens diskusjonsdel, kapittel 8.

### 6.1 Vernspesifikasjoner

På stasjonene der metoden har blitt testet er kortslutningsstrømmene målt og registrert av ulike vernmodeller levert av Siemens og ABB. For vernene fra Siemens er det måleverdien "Primary fault current" som benyttes. Dette tilsvarer feilstrømmen i RMS (root mean square) idet vernet sender signal om å koble ut bryteren, altså helt mot slutten av feilintervallet. Normal utløsertid for kortslutninger ( $tI \gg$ ) på disse stasjonene er 50 ms, noe som tilsvarer 2,5 perioder.

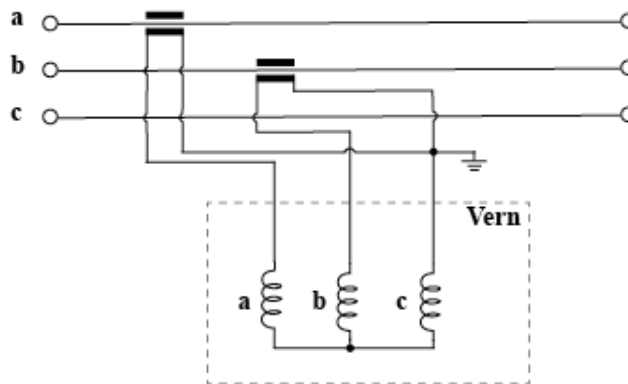
For vernene fra ABB er det noe ulik praksis mellom de ulike modellene, og på enkelte modeller har det heller ikke lyktes å kartlegge hvilken feilstrøm som er registrert på grunn av manglende opplysninger fra leverandøren. Ved modellene der dette er kjent er det måleverdien "current amplitude during fault" som hentes ut, altså maksimal feilstrøm målt i feilintervallet. I modellenes datablad står det heller ikke spesifisert om den målte feilstrømmen er i RMS eller peak-verdi. Basert på de målte verdiene er det antatt at disse verdiene også er målt i RMS.

## 6.2 Måleverdier på kun to faser

Samtlige av vernmodellene som er benyttet i uttestingen har mulighet til å registrere kortslutningsstrømmer for alle tre faser. I arbeidet med å samle inn måleverdiene ble det imidlertid oppdaget at to av de ti transformatorstasjonene kun har måletransformator koblet til to av fasene. Verdien til den ukjente fasen beregnes ut ifra den negative summen av de to andre fasene, som vist i formel 6.1 og figur 6.1. Beregningen baserer seg på antagelsen om at summen av de tre fasestrømmene er lik null.

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$I_c = -I_a - I_b \quad (6.1)$$



Figur 6.1: Oppsett for måling av feilstrom i transformatorstasjoner der det kun finnes måletransformator på to faser. I dette tilfellet måles fase *a* og *b*, mens fase *c* er ukjent. Dette løses ved å føre summen av strømmen i fase *a* og *b* tilbake gjennom fase *c*.

Dette estimatet er ventet å være nøyaktig ved normal drift eller når en to- eller trepolet kortslutning inntreffer. Ved en jordfeil eller kortslutning med jordberøring, vil det derimot gi noe

unøyaktige resultater. Som beskrevet i underkapittel 2.4.2 skyldes dette at summen av fasestrømmene vil bli forskjellig fra null ved en jordfeil i systemet.

Til tross for denne unøyaktigheten, sikrer dette estimatet muligheten til å bestemme hvor mange faser som er involvert i kortslutningen. I uttestingen av metoden på disse stasjonene er måleverdiene fra den beregnede fasen ikke benyttet i de videre beregningene.

### **6.3 Utvelgelse av målte kortslutningsstrømmer**

På grunn av prøvekobling, GIK og seksjonering vil det i en feilsituasjon kunne oppstå flere sett med målte kortslutningsstrømmer. Her er det antatt at største målte fasestrøm fra de ulike settene vil være den mest nøyaktige, da dette vil kunne representere lavest overgangsmotstand i feilstedet. Samtidig vil det i en reell feilsituasjon være hensiktsmessig å lokalisere feilen så raskt som mulig etter at det er konstatert at feilen er varig. Dermed er det i praksis kun feilstrømmene registrert ved første bryterfall og en eventuell GIK eller prøvekobling som er tilgjengelig.

Fordi det i denne uttestingen har blitt benyttet historiske hendelser har feilstrømmer fra hele hendelsesforløpet vært tilgjengelig. Måten dataene har blitt lagret på har imidlertid gjort at enkelte verdier har gått tapt. De målte kortslutningsstrømmene har blitt registrert av feilskriveren i vernet, og deretter rapportert til SCADA-systemet.

For historiske hendelser er det kun det største og minste settet med fasestrømmer i løpet av en tidsperiode på 5 minutter som har blitt registrert. Det vil si at dersom vernet kun koblet ut én gang på 5 minutter, vil fasestrømmene fra denne utkoblingen stå for både maks og min-verdier. Dersom vernet koblet ut flere ganger i løpet av 5 minutter, er det kun største og minste sett med fasestrømmer som er registrert i SCADA-systemet.

I løpet av arbeidet med innhenting av feilstrømmene ble det også oppdaget at den korteste tidsperioden på 5 minutter slettes fra SCADA-systemet etter 6 måneder. For hendelser eldre enn



dette var derfor 15 minutter den minste tilgjengelige tidsperioden. Alle måleverdiene kunne fremdeles hentes ut fra opptaket i feilskriveren for en mer detaljert analyse, men det ble ikke gjort i dette arbeidet. Derfor var det i praksis utfordrende å bestemme hvilke måleverdier som tilhørte hvilket bryterfall. Det ble derfor besluttet å benytte maks-verdier for første tidsperiode i alle tilfeller.

Som nevnt i underkapittel 5.3 tar ikke beregningene hensyn til ubalanse i fasestrømmene, derfor må kun én fasestrøm velges ut. I den foreslåtte metoden er det konsekvent benyttet største registrerte fasestrøm. Et eksempel på hvordan dette er gjennomført er vist ved den følgende hendelsen, der en topolet kortslutning inntreffer i løpet av perioden 08:45-08:50.

Tidsperiode	$I_a$	$I_b$	$I_c$
08:40-08:45	0 A	0 A	0 A
08:45-08:50	0 A	2184 A	2198 A
08:50-08:55	0 A	2136 A	2234 A
08:55-09:00	0 A	0 A	0 A

Tabell 6.1: Rapporterte kortslutningsstrømmer for en topolet kortslutning mellom fase  $b$  og  $c$ . Verdiene er de største rapporterte strømmene innenfor tidsperioder på 5 minutter.

I hovedberegningene er det som nevnt benyttet største registrerte fasestrøm fra første tidsperiode, i dette tilfellet 2198 A. For enkelte hendelser har det også blitt beregnet avstand til feilsted basert på de etterfølgende målingene. Et eksempel på dette er gitt i vedlegg A.2.

## 6.4 Jordberøring

Som nevnt i underkapittel 5.3 tar ikke metoden hensyn til en eventuell jordberøring. I denne uttestingen er det likevel undersøkt om de valgte hendelsene involverer en jordberøring for å vurdere om dette har innvirkning på nøyaktigheten til metoden. For å avgjøre hvorvidt det har

vært en jordberøring har hendelseslisten fra SCADA-systemet blitt benyttet som supplement. Her har det blitt undersøkt om det har kommet startsignaler fra jordfeilvernet på avgangen før vernet koblet ut på kortslutning.

Vernet har normalt kortere utløsertid for kortslutninger enn jordfeil, derfor vil en kortslutning med jordberøring som regel kobles ut som en kortslutning. Startsignalet fra jordfeilvernet kan likevel leses av i hendelseslisten. Denne informasjonen er kun benyttet veiledende, da disse opplysningene kun kan bekrefte at det har vært en jordberøring. Manglende jordfeilsignal er med andre ord ikke tilstrekkelig til å konstatere at feilen var isolert fra jord.

## 6.5 Beregning av kortslutningsytelse

Kortslutningsytelsen til det overliggende nettet er beregnet basert på oppbygningen i regionalnettet i perioden beregningene ble gjennomført (mars/april 2017). Bryterstillinger mellom transformatorer og samleskinner er også lagt til det som er definert som normalstilling ved tidspunktet for beregningene. Det kan imidlertid ha skjedd endringer i nettet siden feiltidspunktet, og hendelser der det er kjent at det har skjedd store endringer har blitt utelatt. Fordi historiske enlinjeskjema ikke har vært tilgjengelig, er det derfor mulig at ikke alle endringer har blitt fanget opp. Dette kan ha bidratt til noe usikkerhet i beregningene.

## 6.6 Feilmargin og beregninger utenfor rekkevidde

For samtlige hendelser har det blitt beregnet tre feilsteder: feilsted basert på maksimal kortslutningsstrøm  $I_{kmax}$ , feilsted basert på minimal kortslutningsstrøm  $I_{kmin}$  og midtpunktet mellom disse to, som vist i figur 5.2. Feilmargin har blitt beregnet i meter og prosent for alle hendelser etter formel 4.6. Ved beregning av gjennomsnittlig feilmargin er absoluttverdier benyttet. Referansen til alle avstandsberegningene er satt til starten på hver avgang, ved avgangsvernet. For alle beregningene er beregnet feilsted lagt til "riktig" avgreining, altså samme avgreining som

der feilen faktisk fant sted. Total lengde på avgangen er imidlertid satt til lengste mulige avstand fra avgangsvernet og til det ytterste punktet på avgangen.

I enkelte tilfeller havnet beregnet avstand utenfor avgangens rekkevidde. Det vil si at feilstedet, i følge beregningene, enten skulle vært før begynnelsen på avgangen eller lenger ut enn det ytterste punktet på avgangen. I disse tilfellene er beregnet feilsted satt enten til 0 m (starten på avgangen) eller til avstanden som tilsvarer slutten på avgangen. Hendelser der alle tre beregninger (min, midt og max) havnet utenfor rekkevidde har blitt gruppert sammen i resultatene, og er presentert i underkapittel 7.4.

## 7. Resultater: Uttesting av foreslått metode

Den foreslåtte feillokaliseringsmetoden er testet på et utvalg kortslutningshendelser som har funnet sted i perioden oktober 2014 - mars 2017. Hendelsene er hentet fra ti av Hafslund Netts transformatorstasjoner der registrering av kortslutningsstrømmer er implementert. De ti transformatorstasjonene gir et godt utvalg av Hafslund Netts konsesjonsområde da 6 av disse er bynære stasjoner med stor andel kabelnett, og de gjenstående 4 ligger i mindre tettbygde strøk med stor andel luftnett.

Det er riktignok ikke alle disse stasjonene som har hatt registrering av feilstrømmer tilbake til oktober 2014. På den siste av de 10 stasjonene ble dette innført så sent som i november 2016. Feilfrekvensen på de de forskjellige stasjonene er også svært varierende. De utvalgte hendelsene er derfor noe skjevt fordelt mellom stasjonene.

### 7.1 Krav til utvalgte hendelser

Hendelsene ble funnet ved å gjennomgå alle driftsforstyrrelser på hver enkelt stasjon fra tidspunktet registrering av kortslutningsstrømmer ble innført. Videre ble det satt følgende krav til hendelsene som skulle testes:

- Feilen måtte ha blitt oppdaget som følge av et bryterfall på avgangsvernet.
- Utkoblingssignalet fra vernet måtte være på kortslutning (overstrøm), for å sikre at kortslutningsstrømmer var registrert. Hendelser der første utkobling var på jordfeil og senere utkoblinger på kortslutning ble også inkludert.

- Kortslutningsstrømmer måtte være registrert i SCADA-systemet for minst to faser.
- Nøyaktig feilsted måtte være kjent fra feilrapporten, for eksempel i form av et mastenummer, nettstasjonsnummer eller markering på kart.
- Ingen store endringer kunne ha skjedd i nettets topologi siden feiltidspunktet.
- Nettinformasjon for alle nødvendige komponenter måtte være tilgjengelig.

Fordi mange av hendelsene fant sted flere år tilbake i tid, var det særlig kravet om at det ikke kunne ha skjedd store endringer i nettet som gjorde at mange hendelser ikke kunne benyttes. Dette var spesielt problematisk fordi historiske enlinjeskjema i de fleste tilfeller ikke var tilgjengelig. Derfor var det heller ikke mulig å endre modellen i NetBas tilbake til historisk topologi.

## 7.2 Oversikt

Totalt ble det funnet 20 hendelser som kunne brukes til å teste den foreslåtte feillokaliseringmetoden. Som forklart i underkapittel 6.6 havnet noen av disse beregningene utenfor avgangens rekkevidde. Disse er gruppert sammen og presentert i underkapittel 7.4. Resultatene for hendelsene som havnet innenfor rekkevidde er presentert i underkapittel 7.3.

	<b>Antall hendelser</b>
Hendelser der beregnet feilsted havnet innenfor rekkevidde	15
Hendelser der beregnet feilsted havnet utenfor rekkevidde	5
<b>Totalt antall hendelser</b>	<b>20</b>

## 7.3 Hendelser innenfor rekkevidde

I tabell 7.1 er hovedresultatene for hendelsene der beregnet feilsted havnet innenfor rekkevidde presentert. I tabellen er første kolonne hendelsesnummeret, som det vil bli henvist til senere i

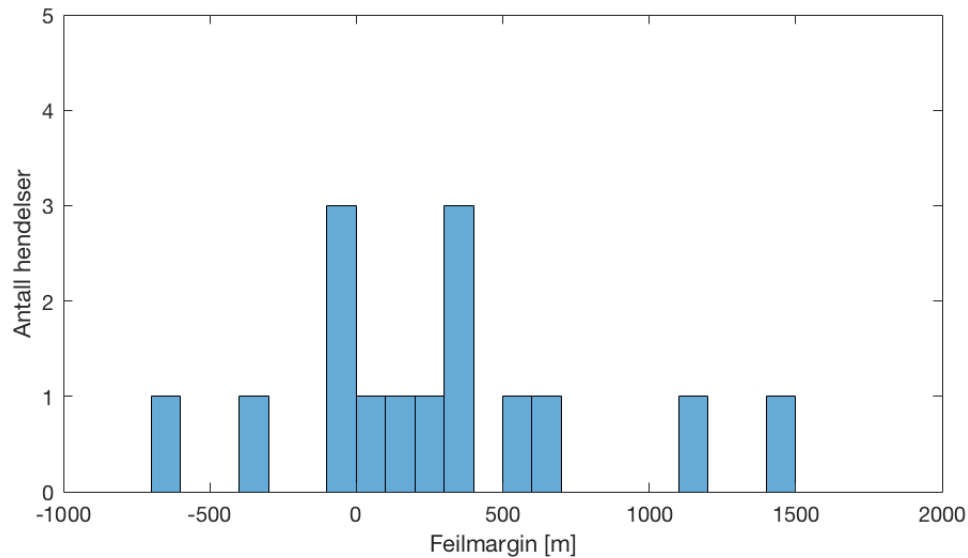
dette kapittelet. Rapp. avstand til feil er den faktiske avstanden til feilstedet, som beskrevet i feilrapporten. Ber. avstand til feil er den beregnede avstanden til feilstedet basert på den midterste beregningen, som beskrevet i underkapittel 5.3. Denne er benyttet da den ga lavest gjennomsnittlig feilmargin for alle hendelsene, både i meter og i prosent.

Resultater for alle estimatene (min, midt og max) er presentert i vedlegg A.3. For disse hendelsene ble det funnet at det faktiske feilstedet i 6/15 tilfeller lå kortere ut på avgangen enn beregnet feilsted (min), i 4/15 tilfeller lå det mellom beregnet feilsted (min) og (midt) og i 5/15 tilfeller mellom (midt) og (max).

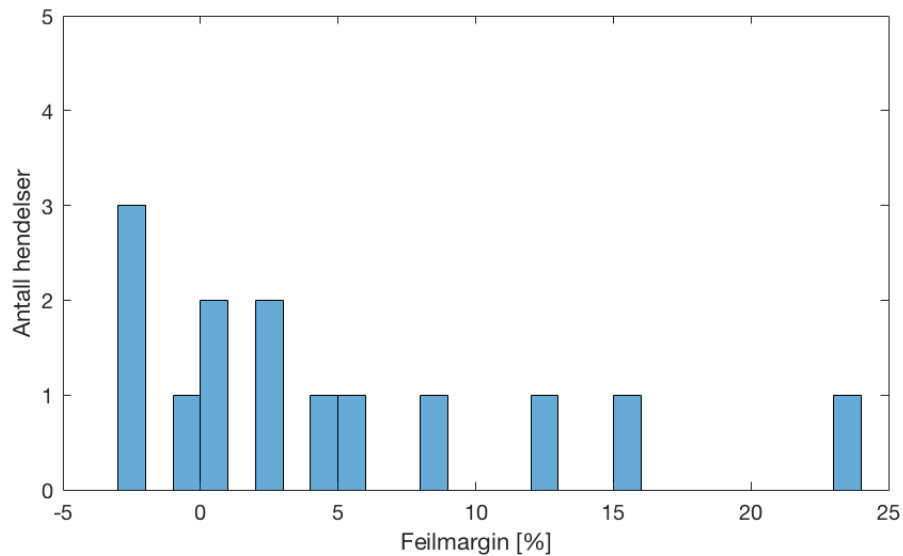
#	Feiltype	Feilårsak	Tot. lengde avgang	Rapp. avstand til feil	Ber. avstand til feil	Feilmargin [m]	Feilmargin [%]
1	F-F-F	Nettstasjonsfeil	2 403 m	1 490 m	1 798 m	308 m	12,82 %
2	F-F	Kabelfeil	3 449 m	401 m	701,5 m	300,5 m	8,71 %
3	F-F	Kabelfeil	7 221 m	5 375 m	4 751,5 m	-623,5 m	-8,63 %
4	F-F	Trefall	7 375 m	3 892 m	4 111,5 m	219,5 m	2,98 %
5	F-F	Trefall	13 976 m	6 541 m	6 567 m	26 m	0,19 %
6	F-F	Grein på linje	10 876 m	10 062 m	9 756 m	-306 m	-2,81 %
7	F-F	Kabelfeil	1 963 m	471 m	427 m	-44 m	-2,24%
8	F-F	Kabelfeil	2 545 m	505 m	441 m	-64 m	-2,51 %
9	F-F-F	Kabelfeil	1 457 m	721 m	712 m	-9 m	-0,62 %
10	F-F-F	Kabelfeil	4 909 m	2 114 m	3 250 m	1 136 m	23,14 %
11	F-F	Trefall	29 888 m	4 291 m	4 947,5 m	656,5 m	2,20 %
12	F-F-F	Defekt isolator	8 966 m	5 006 m	6 406 m	1 400 m	15,61 %
13	F-F	Trefall	10 384 m	9 687 m	10 214,5 m	527,5 m	5,08 %
14	F-F-F	Trafohavari	18 592 m	6 038 m	6 166,5 m	128,5 m	0,69 %
15	F-F	Trefall	8 966 m	8 534 m	8 933 m	399 m	4,45 %
<b>Gjennomsnitt</b>						<b>409,87 m</b>	<b>6,18 %</b>

Tabell 7.1: Hovedresultater for de 15 hendelsene der beregnet feilsted havnet innenfor avgangens rekkevidde. Beregnet avstand til feil er funnet som midtpunktet mellom beregnet feilsted (min) og beregnet feilsted (max).

Feilmarginene er noe forskjøvet i positiv retning, det vil si at beregnet avstand til feilsted i de fleste tilfellene var større enn den faktiske avstanden. Dette kan observeres i figur 7.1 og 7.2. I figuren er feilmarginen i meter og prosent presentert i histogrammer for de 15 hendelsene innenfor rekkevidde.



Figur 7.1: Histogram over feilmargin [m] for hendelser innenfor rekkevidde.



Figur 7.2: Histogram over feilmargin [%] for hendelser innenfor rekkevidde.

## 7.4 Hendelser utenfor rekkevidde

I tabell 7.2 er hovedresultatene for hendelsene utenfor rekkevidde presentert. I disse tilfellene havnet beregnet feilsted for alle estimater (min, midt og max) utenfor slutten på avgangen, derfor er beregnet feilsted satt til slutten på avgangen. Disse hendelsene er ikke inkludert i sammenlikningene i de etterfølgende underkapitlene, da de vil ha stor innvirkning på beregning av gjennomsnittlig feilmargin.

#	Feiltype	Feilårsak	Tot. lengde avgang	Rapp. avstand til feil	Ber. avstand til feil	Feilmargin [m]	Feilmargin [%]
16	F-F	Kabelfeil	6 124 m	5 687 m	6 124 m	437 m	7,14 %
17	F-F-F	Bryterhavari	3 591 m	3 139 m	3 591 m	452 m	12,59 %
18	F-F	Kabelfeil	5 845 m	4 575 m	5 845 m	1 270 m	21,73 %
19	F-F	Kabelfeil	628 m	179 m	628 m	449 m	71,50 %
20	F-F	Defekt sikring	10 756 m	5 915 m	10 756 m	4 841 m	45,01 %

Tabell 7.2: Resultater for hendelser der beregnet feilsted havnet utenfor avgangens rekkevidde.

Sammenlikning av målt feilstrøm og beregnet kortslutningsstrøm (min) i det rapporterte feilstedet for disse hendelsene er også oppgitt i tabell 7.3.

#	$I_{k-m\grave{a}lt}$	$I_{kmin}$
16	970 A	3 837 A
17	877 A	6 405 A
18	1 280 A	4 419 A
19	4 740 A	5 429 A
20	900 A	2 110 A

Tabell 7.3: Sammenlikning av målt feilstrøm og beregnet feilstrøm (min) for det rapporterte feilstedet.

Videre ble det undersøkt om det kunne være spesielle årsaker til at nettopp disse hendelsene endte opp utenfor rekkevidde. Det ble funnet noen fellestrekk ved disse hendelsene, men det er



usikkert om dette kan forklare feilmarginen eller skyldes tilfeldigheter. Følgende fellestrekk ble funnet:

- Alle hendelsene fant sted i kabelnett
- 3/5 hendelser skyldtes kabelfeil
- Alle hendelsene hadde startsignaler fra jordfeilvernet
- For hendelse nummer 17, 19 og 20 falt vernet på en annen avgang samtidig som første bryterfall på den aktuelle avgangen. På de øvrige avgangene var imidlertid feilen forbigående

## 7.5 Sammenlikning: to- og trepolet feil

Til tross for et begrenset datagrunnlag ble det undersøkt om det var tydelige forskjeller i feilmargin for to- og trepolet kortslutning. Sammenlikningen er kun gjort for hendelsene innenfor rekkevidde. Dette er presentert i tabell 7.4.

#	Antall hendelser	Feiltype	Feilmargin [m]- gjennomsnitt	Feilmargin [%]- gjennomsnitt
2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 11, 13, 15	10	F-F	260,40 m	3,20 %
1, 9, 10, 12, 14	5	F-F-F	596,30 m	10,58 %

Tabell 7.4: Sammenlikning av resultater for topolet (F-F) og trepolet (F-F-F) kortslutning.

## 7.6 Sammenlikning: luft- og kabelnett

Videre ble det undersøkt om det var store forskjeller i feilmargin for kortslutninger som fant sted i luft- eller kabelnett. Dette er presentert i tabell 7.5.

#	Antall hendelser	Type nett	Feilmargin [m]- gjennomsnitt	Feilmargin [%]- gjennomsnitt
1, 2, 3, 7, 8, 9, 10	7	Kabelnett	355,00 m	8,38 %
4, 5, 6, 11, 12, 13, 14, 15	8	Luftnett	457,88 m	4,25 %

Tabell 7.5: Sammenlikning av resultater for kortslutninger i luft- og kabelnett.

## 7.7 Sammenlikning: ulike vern

Det er også undersøkt om det var tydelige forskjeller i feilmargin for hendelsene på stasjoner med ulike vernleverandører, da de registrerer feilstrøm på ulik måte, som beskrevet i underkapittel 6.1. Dette er presentert i tabell 7.6.

#	Antall hendelser	Vernleverandør	Feilmargin [m]- gjennomsnitt	Feilmargin [%]- gjennomsnitt
1, 2, 3, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15	12	Siemens	419,50 m	6,58 %
4, 5, 6	3	ABB	183,83 m	1,99 %

Tabell 7.6: Sammenlikning av resultater for hendelser med ulike vern.

## 7.8 Sammenlikning: jordberøring

Som nevnt i underkapittel 6.4 har det blitt undersøkt om det har kommet startsignaler fra jordfeilvernet på avgangene i forbindelse med kortslutningen. Dette er gjort for å undersøke om feilen involverte en jordberøring. Av de 15 hendelsene innenfor rekkevidde ble det funnet at 4 av disse hadde startsignaler fra jordfeilvernet. Gjennomsnittlig feilmargin for disse hendelsene er oppsummert i tabell 7.7. Øvrige hendelser er ikke inkludert som referanse fordi det ikke kunne bekreftes at disse var isolert fra jord.

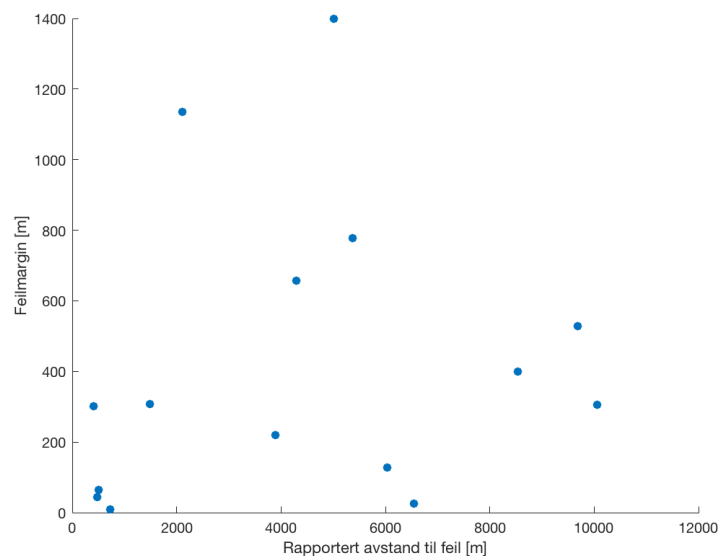
Som nevnt i underkapittel 7.4 ble det funnet at samtlige hendelser utenfor rekkevidde hadde startsignaler fra jordfeilvernet.

#	Antall hendelser	Feilmargin [m]- gjennomsnitt	Feilmargin [%]- gjennomsnitt
6, 7, 12, 15	4	537,25 m	6,28 %

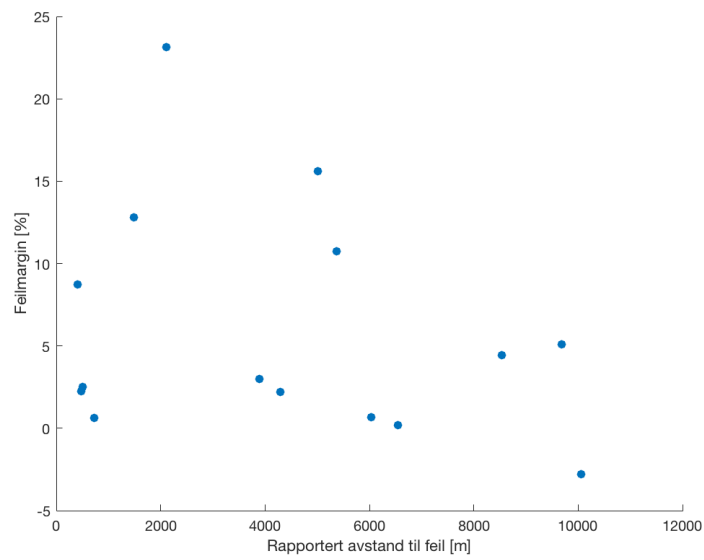
Tabell 7.7: Oppsummering av feilmargin for hendelser der jordberøring kunne bekreftes.

## 7.9 Sammenheng: rapportert avstand til feil og feilmargin

Til slutt er det undersøkt om det er en sammenheng mellom rapportert avstand til feilsted og feilmargin, altså om feilmarginen øker jo lenger ut på avgangen feilen inntreffer. Dette er presentert gjennom to spredningsplott i figur 7.3 og 7.4. Dersom det eksisterer en sammenheng som beskrevet vil punktene forme en rett linje som stiger mot høyre.



Figur 7.3: Spredningsplott over feilmargin [meter] og rapportert avstand til feil [meter]. For feilmarginen er det benyttet absoluttverdier.



Figur 7.4: Spredningsplott over feilmargin [%] og rapportert avstand til feil [meter]. For feilmarginen er det benyttet absoluttverdier.

## 8. Diskusjon

### 8.1 Analyse av resultater

I de følgende to underkapitlene vil resultatene fra hendelsene der beregnet feilsted havnet innenfor og utenfor rekkevidde bli diskutert. I underkapittel 8.1.3 vil en vurdering av resultatene bli gjort med tanke på tradisjonell bruk av kortslutningsberegninger.

#### 8.1.1 Hendelser innenfor rekkevidde

For de 15 hendelsene der beregnet feilsted havnet innenfor rekkevidde ble det funnet en gjennomsnittlig feilmargin på ca 410 meter og 6 %. Her er beregnet feilsted (midt) benyttet, da dette ga lavest gjennomsnittlig feilmargin for disse hendelsene.

Resultatene antyder at max-beregningene danner en øvre grense, da beregnet feilsted (max) i alle tilfeller lå lenger ut på avgangen enn det faktiske feilstedet. Det ble imidlertid observert 6 hendelser der beregnet feilsted (min) lå lenger ut på avgangen enn det faktiske feilstedet, derfor vil trolig ikke dette estimatet kunne danne en nedre grense. Dersom beregninger gjennomføres for et betydelig antall flere hendelser kan disse resultatene sammenfattes til en sannsynlighetsfordeling, som kan benyttes i stedet for max- og min-beregninger.

Sammenlikningene gjennomført i underkapittel 7.5-7.8 er av begrenset interesse fordi svært få hendelser er studert. Enkelte momenter kan likevel trekkes frem. Ved sammenlikning av to- og trepolet kortslutning ble det funnet en lavere feilmargin for topolet feil (3,2 % mot 10,58 %). Ved

å slå sammen disse resultatene med de 5 hendelsene utenfor rekkevidde blir derimot bildet et annet, da 4 av disse var topolet feil med tilhørende stor feilmargin. Det er dermed ikke funnet en tydelig forskjell i feilmargin for to- og trepolet kortslutning.

Ved sammenlikning av feil i luft- og kabelnett ble det funnet en dobbelt så stor feilmargin i % for kabelnett (8,38 % mot 4,25 %). Dette skyldes helt enkelt at disse avgangene i snitt har kortere lengde, og dermed får en større prosentvis feilmargin. I meter hadde derimot hendelsene i kabelnett noe lavere feilmargin. Her kan det likevel ikke konkluderes hvilken type nett som gir størst feilmargin. Ved sammenlikning av ulike vern ble det funnet en lavere feilmargin for stasjoner med ABB-vern enn Siemens-vern (1,99 % mot 6,58%). Dette kan også skyldes tilfeldigheter da det kun var tre hendelser der ABB-vern var benyttet.

For sammenlikning av hendelser med en bekreftet jordberøring ble det ikke funnet en betydelig forskjell fra den totale gjennomsnittlige feilmarginen. Det mest interessante funnet i den forbindelse var likevel at samtlige hendelser som havnet utenfor rekkevidde var kortslutninger med jordberøring. Dette vil diskuteres nærmere i underkapittel 8.1.2.

Fordi flere studier, blant annet [41], har funnet en sammenheng mellom rapportert avstand til feil og feilmargin ved en rekke eksisterende algoritmer, er også dette undersøkt. Gjennom spredningsplottene i figur 7.3 og 7.4 kan det derimot ikke observeres en lineær sammenheng. Derfor er heller ingen videre regresjonsanalyse gjennomført på disse variablene.

Rent teoretisk kan likevel en økt feilmargin lenger ut på avgangen forklares ved å studere figur 5.2. Fordi kortslutningsstrømmen er invers proporsjonal med impedansen, vil kortslutningsstrømmen synke raskere for hver meter på begynnelsen av avgangen enn mot slutten. Dermed vil avstanden mellom beregnet feilsted (min) og beregnet feilsted (max) bli mindre på starten av avgangen, og feilstedet kan lokaliseres mer nøyaktig.

Det er imidlertid to faktorer som bidrar til å dempe denne effekten, og som kan gjøre at grafene i figur 5.2 blir mer lineære. Den første er stor impedans i overliggende nett og den andre er

økende lederimpedans lenger ut på avgangen på grunn av reduserte ledertverrsnitt. Fra figur A.2 kan det for eksempel observeres et tilnærmet lineært forhold mellom kortslutningsstrøm og avstand i km. Dette kan være noe av årsaken til at det ikke er funnet en tydelig sammenheng mellom rapportert avstand til feil og feilmargin i denne uttestingen.

### 8.1.2 Hendelser utenfor rekkevidde

Det at beregningene for hele 25 % av hendelsene havnet utenfor rekkevidde kan anses som en tydelig svakhet ved metoden. Samtlige av disse beregningene havnet i det minste utenfor rekkevidde i samme retning, nemlig lenger ut enn ytterste punkt på avgangen. Som observert i tabell 7.3 var de målte feilstrømmene i alle tilfeller betydelig lavere enn den beregnede  $I_{kmin}$ .

Dermed kan feilmarginen oppgitt i tabell 7.2 faktisk være kunstig lav, spesielt for hendelse nummer 16 og 17. Feilmarginen for disse hendelsene blir relativt lav fordi feilen tilfeldigvis fant sted langt ute på avgangen, og beregnet feilsted er satt til enden på avgangen. Ved å studere avviket mellom målt og beregnet feilstrøm er det likevel tydelig at feilmarginen ville vært betydelig større dersom avgangen hadde vært lenger.

Det bør derfor skilles mellom hendelser som havner utenfor rekkevidde fordi feilen faktisk inntreffer sent på avgangen og feil der målt feilstrøm er spesielt lav. Dette kan gjøres ved å sammenlikne målt kortslutningsstrøm med minste kortslutningsstrøm for et punkt helt ytterst på avgangen. Er avviket lite er det sannsynlig at feilen har funnet sted sent på avgangen. Er avviket stort er det derimot andre faktorer som spiller inn, og beregningene vil ikke gi nyttige resultater. I en eventuell videreutvikling av metoden bør en slik sjekk innføres.

Nøyaktig hva som bidrar til stort avvik mellom  $I_{k-målt}$  og  $I_{kmin}$  i disse tilfellene er vanskelig å bestemme. Som nevnt i resultatdelen er det likevel funnet enkelte fellestrekk, for eksempel at samtlige hendelser fant sted i kabelnett og at en jordberøring kunne bekreftes i alle tilfeller. Det ble også funnet at tre av hendelsene inntraff samtidig som et bryterfall på en annen avgang på samme stasjon. Det er derfor sannsynlig at disse feilhendelsene kan ha en sammenheng

eller felles årsak, og at dette kan ha bidratt til et uvanlig hendelsesforløp som har påvirket feilstrømmene. På grunn av begrenset tilgang til måleverdier kunne likevel ikke dette bekreftes.

En annen sannsynlig årsak til lav feilstrøm ved disse hendelsene er overgangsimpedans eller lysbue i feilstedet. Som nevnt i underkapittel 5.2 er en kjent svakhet ved den foreslåtte metoden at den ikke kan ta hensyn til impedanser i feilstedet. Ved stor overgangsmotstand vil feilstrømmen synke, og beregningene vil finne at feilen ligger lenger ut enn den egentlig gjør.

### **8.1.3 Vurdering av tradisjonelle kortslutningsberegninger etter IEC norm 60909**

Resultatene fra kapittel 7 kan også benyttes til å vurdere nøyaktigheten til tradisjonelle kortslutningsberegninger etter IEC norm 60909. Uten at bestemte konklusjoner kan trekkes fra disse resultatene, tyder de på at nøyaktigheten i de aller fleste tilfeller vil være god nok til det disse beregningene normalt benyttes til, nemlig dimensjonering av vern, brytere og ledertverrsnitt. Spesielt kan det faktum at det beregnes en maksimal kortslutningsstrøm, og at den målte feilstrømmen aldri oversteg denne verdien, anses som en styrke ved disse beregningene.

## **8.2 Kilder til usikkerhet**

I de følgende underkapitlene vil en rekke sannsynlige kilder til usikkerhet ved resultatene bli presentert og diskutert. Disse er gruppert etter feilkilder knyttet til selve metoden, valg tatt i forbindelse med praktisk tilpasning av metoden og usikkerhet i input-verdier.

### **8.2.1 Metode**

Som beskrevet i kapittel 5 er mange begrensninger og feilkilder kjent ved den foreslåtte feil-lokaliseringmetoden. Enkelte av disse er forsøkt hensyntatt gjennom praksisen ved å beregne en største og minste kortslutningsstrøm. Dette gjelder spesielt usikkerheten knyttet til at det ikke benyttes spenningsmålinger og at trinning av transformatorer ikke er kjent. Usikkerheten



knyttet til temperaturavhengigheten til resistansen i lederne er også korrigert for.

Videre er det faktum at metoden ikke tar hensyn til ubalanse i fasestrømmene, jordberøring eller impedanser i feilstedet antatt å være blant de mest betydelige feilkildene. For hendelsene som ble testet ble det i enkelte tilfeller observert spesielt skjeve fasestrømmer. Dette kan skyldes flere årsaker, men det antas at ubalanserte impedanser i feilstedet er den mest sannsynlige. Som vist gjennom eksempelet i vedlegg A.1 kan også en jordberøring bidra til ubalanserte fasestrømmer. Denne effekten er likevel begrenset ved isolert eller spolejordet nett.

Fordi metoden ikke tar hensyn til laststrøm er også dette ventet å gi noe usikkerhet i beregningene. Som forklart i underkapittel 4.3.2 vil den målte feilstrømmen inneholde en liten laststrøm, noe som kan bidra til at beregnet feilsted blir noe nærmere enn det ville vært dersom laststrømmen var trukket fra. Samtidig vil laststrømmen synke betydelig i feiløyeblikket på grunn av spenningsfallet over lastpunktene. Derfor er det uvisst hvor stor usikkerhet dette faktisk medfører.

### **8.2.2 Praktiske tilpasninger**

I forbindelse med de praktiske tilpasningene beskrevet i kapittel 6 er det i hovedsak beslutningene rundt valg av kortslutningsstrømmer som har innvirkning på resultatet. Her inngår blant annet beslutningen om å benytte den største av de målte fasestrømmene. Denne beslutningen er basert på antagelsen om at dette representerer fasen med lavest overgangsmotstand. Fra eksempelet i vedlegg A.1 ble det samtidig tydelig at denne antagelsen ikke er gyldig for en topolet jordfeil. En bedre løsning for denne feiltypen ville vært å benytte midtpunktet mellom de to fasestrømmene. For å ta hensyn til dette må jordberøring kunne bekreftes på en mer pålitelig måte enn ved denne uttestingen.

For stasjonene med måleverdier på kun to faser er det ikke observert en høyere gjennomsnittlig feilmargin enn for de øvrige hendelsene. Det er derfor antatt at usikkerheten knyttet til disse hendelsene er unngått ved å ikke benytte måleverdier fra fasen som er beregnet.

Eksempelet i vedlegg A.2 belyste problematikken ved at man ved GIK eller prøvekoblinger kan ende opp med flere sett med kortslutningsstrømmer for samme feil. I denne uttestingen er det som nevnt benyttet maksimal fasestrøm fra første tidsperiode (på 5 eller 15 min) for å etterlikne en reell driftssituasjon. Samtidig ble det på forhånd antatt at største målte fasestrøm fra feilhendelsen ville gi de mest nøyaktige resultatene på grunn av lavest overgangsimpedans. Fra de studerte hendelsene ble det funnet at dette stemte bra. De største målte kortslutningsstrømmene fra feilhendelsen ga nemlig i gjennomsnitt lavest feilmargin for beregnet feilsted (midt).

Dersom man heller hadde benyttet største feilstrøm fra hele feilhendelsen i denne uttestingen ville den gjennomsnittlige feilmarginen vært noe lavere. Resultatene tyder derfor på at det i en driftssituasjon kan lønne seg å gjennomføre nye beregninger dersom etterfølgende målinger gir høyere kortslutningsstrømmer enn ved første bryterfall. Ytterligere uttestinger er likevel nødvendig for å kunne bekrefte dette.

### 8.2.3 Input-verdier

En rekke feilkilder kan også knyttes til input-verdiene som er benyttet i uttestingen av metoden. Her skilles det mellom usikkerhet knyttet til måleverdiene, altså kortslutningsstrømmene, og andre statiske nettdata som er benyttet i beregningene.

For måleverdiene er det usikkerhet knyttet til alle ledd fra målesensorer, signalprosessor i vernet til rapportering i SCADA-systemet. For strømtransformatorene er det spesielt for store kortslutningsstrømmer at det kan forventes en viss usikkerhet. Dette skyldes at kjernen i transformatoren kan gå i metning, og dermed gi unøyaktige resultater [12].

Som nevnt i underkapittel 6.1 ble det i uttestingen benyttet vern fra to forskjellige leverandører med ulik metode for registrering av feilstrømmer. På grunn av tidsbegrensninger og manglende informasjon har det i dette arbeidet ikke lyktes å opparbeide en full oversikt over disse metodene, spesielt den som er benyttet av vernene til ABB. For å få mer klarhet i hvilken av disse metodene som er best egnet bør en grundigere analyse gjennomføres i samarbeid med de ak-

tuelle leverandørene.

Måten feilstrømmene ble registrert i SCADA-systemet var ikke optimalt utformet for dette formålet. Fordi feilstrømmene bare kunne hentes ut som maks- og minverdier for hvert 5. eller 15. minutt har trolig flere verdier gått tapt. Det er samtidig ikke ventet at dette har bidratt til usikkerhet i beregningene, da største sett med feilstrømmer i perioden har blitt registrert. Det har heller forhindret en mer detaljert analyse av hele hendelsesforløpet.

For at beregningene i NetBas skal bli nøyaktige kreves naturlig nok høy grad av nøyaktighet i nettinformatjonen som benyttes. Dette inkluderer først og fremst impedanser i linjer, kabler, transformator og overliggende nett (kortslutningsytelse). Videre må topologien stemme og alle brytere være koblet riktig. Samtidig må alle komponenter ha samme basisspenning, slik at lastflyt kan gjennomføres.

I uttestingen av metoden er unøyaktig nettinformatjon antatt å være en betydelig feilkilde. Dette skyldes i hovedsak to momenter. Det første er som nevnt i underkapittel 7.1 at mange av feilhendelsene fant sted flere år tilbake i tid, og at historiske enlinjeskjema ikke har vært tilgjengelig. Derfor kan endringer i nettet ha skjedd uten at dette har blitt fanget opp. Videre skyldes det at Hafslund Nett nettopp har begynt å ta i bruk NetBas som beregningsverktøy, og at all nettinformatjon har blitt overført fra et annet system. I denne overføringen kan det ha skjedd feil som ikke har blitt oppdaget. Akkurat hvor stor innvirkning dette har hatt på resultatene i denne uttestingen er likevel vanskelig å vurdere.

### **8.3 Sammenlikning: foreslått metode og eksisterende algoritmer**

Uttestingen av den foreslåtte metoden ga som forventet høyere gjennomsnittlig feilmargin enn algoritmene presentert i underkapittel 4.4. For de eksisterende algoritmene ble det rapportert om maksimale feilmarginer på 0,54 - 3,42 %. Resultatene er likevel ikke fullstendig sammenlikn-

bare, fordi metodene er testet under forskjellige forhold. Som nevnt i underkapittel 4.4.5 er for eksempel de fleste av de eksisterende algoritmene testet gjennom simuleringer og ikke på reelle hendelser.

Den eneste av de eksisterende algoritmene som er testet på reelle feil er den foreslått av Zhu et al. [44]. Den rapporterte uttestingen omfattet likevel kun 5 hendelser, der 4 av disse var enpolet jordfeil. Den siste hendelsen var en topolet jordfeil, og her ble det rapportert om en feilmargin på 60 m eller 1,13 %.

Noe av utfordringen med å evaluere den foreslåtte metoden er at det er vanskelig å vurdere hvor mye de ulike feilkildene bidrar til den totale feilmarginen. Dermed kan det heller ikke bestemmes hvilke tiltak eller forbedringer som i størst grad ville bidratt til å redusere feilmarginen. Rent teoretisk er det tydelig at de eksisterende algoritmene overgår den foreslåtte metoden, ved at disse kan ta hensyn til last, ubalanserte fasestrømmer, jordberøring og overgangsmotstand i feilstedet. Samtidig vil valg av algoritme kun være avgjørende for usikkerheten knyttet til selve beregningene.

Usikkerhet knyttet til måleverdier og nettdata vil derimot eksistere for samtlige metoder. Det ville derfor vært interessant å studere forskjellen i feilmargin for en gitt metode ved uttesting gjennom simuleringer og på reelle feil. Dermed vil man kunne kvantifisere hvor stor del av usikkerheten som skyldes selve beregningene og hvor stor del som skyldes input-data.

## 8.4 Implementering av foreslått metode

Som beskrevet i kapittel 5 er den foreslåtte metoden utviklet basert på tilgjengelige ressurser hos Hafslund Nett. Den største fordelen med metoden er at den er relativt enkel og benytter allerede tilgjengelige måleinstrumenter og beregningsverktøy. Samtidig er ikke metoden klar for implementering slik den er beskrevet i denne oppgaven. I denne uttestingen er de forskjellige stegene gjennomført manuelt, og dette er trolig for tidkrevende for bruk i en driftssituasjon. En eventuell

videreutvikling av metoden bør derfor fokusere på automasjon i beregningene.

Hittil i denne oppgaven har det blitt fokusert på implementering av feillokalisering algoritmer alene. Dette bør likevel inngå i en helhetlig vurdering av nye teknologier og økt grad av digitalisering i distribusjonsnettet. Her må det gjennomføres pålitelighetsberegninger for å finne hvor mye hver enkelt metode og kombinasjoner av disse er i stand til å redusere avbruddstiden. Deretter bør kostnad-nytte-analyser [26] gjennomføres for å finne optimalt valg av metoder og investeringsnivå. Som beskrevet i oppgavens innledning er dette utenfor omfanget til denne masteroppgaven. I forbindelse med det nevnte FASaD-prosjektet er likevel en metodikk for denne typen beregninger under utarbeidelse [49].

Enkelte tekniske betraktninger rundt hvordan den foreslåtte metoden kan kombineres med andre teknologier kan likevel gjøres i denne forbindelse. Impedansbasert feillokalisering kan for eksempel med fordel kombineres med retningsbestemte feilindikatorer. Ved bruk av feilindikatorer kan den største ulempen ved impedansbasert feillokalisering unngås, nemlig at disse metodene kan finne flere mulige feilsteder ved avgreininger. Ved å plassere feilindikatorer på hver avgreining kan den riktige avgreiningen identifiseres. Fordi avstandsberegningene finner hvor langt ut på avgreiningen feilen befinner seg, vil det samtidig kunne redusere behovet for antallet feilindikatorer.

Denne kombinasjonen er likevel kun optimal ved lokalisering av kortslutninger. Som beskrevet i underkapittel 4.3.1 kommer eksisterende metoder for impedansbasert feillokalisering til kort ved enpolet jordfeil i nett med isolert eller spolejordet nullpunkt. I denne typen nett kan dermed ikke disse metodene benyttes på jordfeil, og dette kan betraktes som en stor ulempe. Moderne feilindikatorer har i de fleste tilfeller mulighet til å detektere jordfeil i denne typen nett [1], og er dermed bedre egnet i nett med stor andel jordfeil.

På sikt er det ventet at måleverdier fra feillokalisering algoritmer og feilindikatorer kan sammenfattes og benyttes til å lokalisere og isolere feilstedet automatisk. Dette betegnes ofte som selvrepurende nett (Self healing grids). For å oppnå full automasjon kreves også en viss andel

fjernstyrte brytere, slik at koblinger kan utføres automatisk. Før full automasjon implementeres er det også foreslått å innføre halvautomatiske systemer, for eksempel i form av en algoritme som gir koblingsforslag til operatørene.

Før den foreslåtte metoden kan benyttes til dette formålet er ytterligere uttesting og videreutvikling nødvendig. Det er spesielt økt grad av automasjon i beregningene som bør prioriteres. I tillegg vil det være avgjørende å kunne modellere usikkerheten i beregningene på en nøyaktig måte, både for feilindikatorer og feillokaliseringalgoritmer. Feilindikatorerne gir output i form av en boolsk variabel. Det vil si at den kun har to mulige output-verdier, feilen er enten oppstrøms eller nedstrøms for målepunktet. Denne usikkerheten må derfor beregnes separat.

## 9. Konklusjon

Gjennom uttestingen av den foreslåtte feillokaliseringsmetoden på 20 hendelser ble det funnet en gjennomsnittlig feilmargin på 410 meter og 6 %. For 5 av disse hendelsene havnet beregnet feilsted utenfor avgangens rekkevidde, og disse er ikke inkludert i den gjennomsnittlige feilmarginen. Fordi såpass få hendelser ble studert har det ikke vært mulig å vurdere hvordan forhold som feiltype, avstand til feil eller type nett har påvirket feilmarginen.

Den foreslåtte metoden har blitt sammenliknet med 7 eksisterende algoritmer for impedansbasert feillokalisering. Her ble det funnet at den foreslåtte metoden er mindre avansert enn samtlige av de eksisterende, da disse benytter måleverdier av både strøm og spenning i feilintervallet. De eksisterende algoritmene kan derfor bedre ta hensyn til forhold som ubalanse i faseimpedansene, spenningsvariasjoner og overgangsimpedans i feilstedet.

Det ble derfor på forhånd forventet at den foreslåtte metoden ville oppnå høyere feilmargin enn de eksisterende algoritmene. Fra uttestinger av de eksisterende algoritmene ble det rapportert om maksimale feilmarginer fra 0,54 - 3,42 %. Disse resultatene er imidlertid ikke fullstendig sammenliknbare med resultatene fra denne uttestingen. Dette skyldes at de er testet under forskjellige forhold og på forskjellige feiltyper. De fleste av de eksisterende algoritmene er også kun testet gjennom simuleringer og ikke på reelle feil.

Dermed har det vært utfordrende å vurdere den foreslåtte metoden opp mot de eksisterende. Dette skyldes spesielt at det ikke har vært mulig å bestemme hvilke av feilkildene ved den foreslåtte metoden som er av størst betydning. Det ville for eksempel vært spesielt nyttig å kunne skille mellom usikkerhet i beregningsmetoden og usikkerhet i input-data ved den foreslåtte

metoden. Dersom usikkerhet i måleverdier og nettdata utgjør den største feilkilden vil man ikke nødvendigvis oppnå bedre resultater ved å oppgradere til en mer avansert beregningsalgoritme.

Fordi IEC norm 60909 er standard for kortslutningsberegninger i Norge, er det også interessant å studere resultatene i lys av mer tradisjonell bruk av kortslutningsberegninger. Her inngår spesielt dimensjonering av brytere, vern og ledertverrsnitt. Resultatene tyder på at nøyaktigheten til beregningene i de fleste tilfeller vil være god nok til dette formålet, men dette kunne ikke bekreftes. Samtidig vurderes det som spesielt gunstig at det aldri ble målt kortslutningsstrømmer større enn den beregnede  $I_{kmax}$ .

Ved implementering av impedansbasert feillokalisering er det spesielt to begrensninger som gjelder både for den foreslåtte og de eksisterende metodene. Den første er at beregningene vil kunne finne flere mulige feilsteder dersom avgangen har avgreininger. Dette problemet kan løses ved å kombinere impedansbasert feillokalisering med retningsbestemte feilindikatorer. Den andre er at metodene ikke kan lokalisere enpolet jordfeil i nett med isolert eller spolejordet nullpunkt.

Den foreslåtte metoden er utviklet basert på allerede tilgjengelige ressurser hos Hafslund Nett. I et kostnad-nytte-perspektiv er dette spesielt gunstig fordi metoden ikke krever installasjon av nye komponenter eller beregningsverktøy. Samtidig er ikke metoden klar til implementering slik den er beskrevet i denne oppgaven. En eventuell videreutvikling av metoden bør fokusere på økt grad av automasjon i beregningene og mer omfattende modellering av feilmarginen.

Videre bør det fokuseres på helhetlige løsninger for digitalisering av arbeidsprosessene knyttet til feil- og avbruddshåndtering i distribusjonsnettet. Her inngår blant annet pålitelighetsanalyser for å beregne hvor mye avbruddstiden kan reduseres ved å innføre nye teknologier. Metodikk for denne typen beregninger i et fremtidig smart distribusjonsnett er under utarbeidelse i forbindelse med det nevnte FASaD-prosjektet. Videre uttesting og analyser gjennom dette prosjektet er derfor ventet å kunne belyse disse problemstillingene ytterligere.



# Referanser

- [1] I. Myhr. "Algoritmer og virkemåte til retningsbestemte feilindikatorer i distribusjonsnett", 2016. Prosjektoppgave, Institutt for elkraftteknikk, NTNU.
- [2] Avdeling nettstrategi, Hafslund Nett. "Systemutfordring for distribusjonsnett". Hafslunds nettbibliotek, 2014.
- [3] Statnett, avdeling feilanalyse. *Årsstatistikk 2015: Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoblinger i 1-22 kV-nettet*, 2016.
- [4] H. Sadaat. *Power System Analysis*. The McGraw-Hill Companies, 1999.
- [5] H. M. Vefsnmo, S. H. Jakobsen. "Arbeidsprosessbeskrivelse for dagens og morgendagens feil- og avbruddshåndtering", 2016. Prosjektnotat SINTEF Energi.
- [6] A. Bahmanyar, S. Jamali, A. Estebarsari, E. Bompard. "A Comparison Framework for Distribution System Outage and Fault Location Methods". *Electric Power Systems Research*, No. 145 p. 19-34, 2017.
- [7] International Electrotechnical Commission. "Electropedia: The World's Online Electrotechnical Vocabulary". <http://www.electropedia.org/>. [Lastet 14.09.2016].
- [8] Olje og energidepartementet. "Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet". <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>. 2004, FOR-2004-11-30 nr. 1557. [Lastet 26.09.2016].
- [9] Referansegruppe for feil og avbrudd. "Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet". <https://www.sintef.no/globalassets/project/kile/definisjoner.pdf>, versjon 2, 2001. [Lastet 14.09.2016].

- [10] G. H. Kjølle. "Teknologisk utvikling og forsyningssikkerhet". [https://www.sintef.no/globalassets/project/vulnerability-and-security/publications/presentations/foredrag\\_gkj\\_teknologisk-utvikling.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/vulnerability-and-security/publications/presentations/foredrag_gkj_teknologisk-utvikling.pdf). Foredragspresentasjon, Energiutvalget, 2011. [Lastet 19.09.2016].
- [11] J. Roberts, H. J. Altuve, D. Hou. "Review of Ground Fault Protection Methods for Grounded, Ungrounded and Compensated Distribution Systems", 2001. Schweitzer Engineering Laboratories.
- [12] M. M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski. *Fault Location in Power Systems*. Springer, 2009.
- [13] Store Norske Leksikon. "Overføringsnett". <https://snl.no/overf\T1\oringsnett>, 2016. [Lastet 03.02.2016].
- [14] SINTEF Energi. "Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett". <http://www.sintef.no/prosjekter/feil-og-avbruddshandtering-i-smarte-distribusjonsn/>, 2015. [Lastet 03.02.2017].
- [15] M. A. Gabr, D. K. Ibrahim, E. S. Ahmed, M. I. Gilany. "A new impedance-based fault location scheme for overhead unbalanced radial distribution networks". *Electric Power Systems Research 142 (2017) P. 153-162*, 2016.
- [16] H. H. Faanes. "Kraftnett". <http://www.ntva.no/wp-content/uploads/2014/01/Kraftnett-faanes.pdf>, 2014. [Lastet 26.09.2016].
- [17] B. de Metz-Noblat, F. Dumas, C. Poulain. "Calculation of short-circuit currents". <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/en/shared/electrical-engineering/electrical-know-how/low-voltage-minus-1kv/ect158.pdf>. Cahier technique no. 158, 2005, [Lastet 26.09.2016].
- [18] P. M. Anderson. *Power System Protection*. IEEE Press Power Engineering Series, 1998.
- [19] N. D. Tleis. *Power Systems Modelling and Fault Analysis: Theory and Practice*. Elsevier Ltd., 2008.

- [20] A. Petterteig. "Utfordringer i forbindelse med tilknytning av produksjon i distribusjonsnettet". [https://www.sintef.no/globalassets/project/distribution\\_2020/publikasjoner/nef\\_2007\\_utfordringer.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/distribution_2020/publikasjoner/nef_2007_utfordringer.pdf), 2007. [Lastet 04.10.2016].
- [21] International Electrotechnical Commission (IEC). "NEK IEC 60909-0:2016. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents". 2016. Publisert av Norsk Elektroteknisk Komité (NEK).
- [22] H.K. Høidalen. "Power System Protection. Ground Fault Protection", 2015. Forelesningspresentasjon i faget TET4115: Power system analysis på NTNU.
- [23] J.C. Das. *Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics*. Marcel Dekker, Inc, 2002.
- [24] Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap. "Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg". <http://oppslagsverket.dsb.no/content/el-tilsyn/forskrifter/elektriske-forsyningsanlegg/veiledning-til-forskrift-om-elektriske-forsyningsanlegg/.pdf?expand-content=on>. 2005, [Lastet 21.10.2016].
- [25] J.D. Glover et al. *Power System Analysis and Design: Fifth Edition*. Cengage Learning, 2012.
- [26] Store Norske Leksikon. "Kostnad-nytte-analyse". <https://snl.no/kostnad-nytte-analyse>, 2015. [Lastet 10.12.2016].
- [27] T. S. Hermansen, G. H. Kjølle. "Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett", 2016. Prosjektnotat SINTEF Energi.
- [28] E. Vidyasagar et al. "Reliability Improvement of a Radial Feeder Using Multiple Fault Passage Indicators". *Energy Procedia*, vol. 14, 2012. 2nd International Conference on Advances in Energy Engineering (ICAEE 2011).
- [29] G.H. Kjølle, V. V. Vadlamudi, S. Kvistad, K. A. Tutvedt . "Potential for Improved Reliability and Reduced Interruption Costs Utilizing Smart Grid Technologies". *22nd International Conference on Electricity Distribution, CIRED*, 2013.

- [30] H. Nouri, C. Wang, T. Davies. "An Accurate Fault Location Technique for Distribution Lines with Tapped Loads Using Wavelet Transform ". *IEEE Porto Power Tech Conference, Vol. 3*, 2001.
- [31] D. W. P. Thomas, R.J.O. Carvalho, E. T. Pereira . "Fault Location in Distribution Systems Based on Traveling Waves". *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003.
- [32] F. C. L. Trindade, W. Freitas, J. C. M. Vieira. "Fault Location in Distribution Systems Based on Smart Feeder Meters". *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29, No. 1. 251-260*, 2014.
- [33] Y. Dong, C. Zheng, M. Kezunovic. "Enhancing Accuracy While Reducing Computation Complexity for Voltage-Sag-Based Distribution Fault Location". *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, No. 2 p. 1202 - 1212*, 2013.
- [34] P. Järventausta, P. Verho, J. Partanen . "Using Fuzzy Sets To Model The Uncertainty in The Fault Location Process of Distribution Networks". *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2 p. 1202 - 1212*, 1994.
- [35] D. Thukaram, H. P. Khincha, H. P. Vijaynarasimha. "Artificial Neural Network and Support Vector Machine Approach for Locating Faults in Radial Distribution Systems". *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 2 p. 710 - 721*, 2005.
- [36] A. Rafinia, J. Moshtagh. "A New Approach to Fault Location in Three-Phase Underground Distribution System Using Combination of Wavelet Analysis with ANN and FLS". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 55*, 2014.
- [37] M. Lehtonen, S. Pettissalo, J. H. Etula. "Calculational Fault Location for Electrical Distribution Networks". *Third International Conference on Power System Monitoring and Control, p. 38-43*, 1991.
- [38] A. R. Van C. Warrington. "Protective Relays, Their Theory and Practice". *Vol. 1, Chapman and Hall Ltd. London*, 1968.
- [39] R. Das, M. S. Sachdev, T. S. Sidhu. "A Fault Locator for Radial Subtransmission and Distribution Lines". *Power Engineering Society Summer Meeting, p. 443-448*, 2000.

- [40] M. -S. Choi, S. -J. Lee, B. -G. Jin. "A New Fault Location Algorithm Using Direct Circuit Analysis for Distribution Systems". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 1. 35-41, 2004.
- [41] J. Mora-Flòrez, J. Meléndez, G. Carrillo-Caicedo. "Comparison of Impedance Based Fault Location Methods for Power Distribution Systems". *Electric Power Systems Research*, No. 78 p. 657-666, 2008.
- [42] M. M. Saha, R. Das, P. Verho, D. Novosel. "Review of Fault Location Techniques for Distribution Systems". *Power Systems and Communications Infrastructure for the future*, 2002.
- [43] H. Nouri, M. M. Alamuti. "Comprehensive Distribution Network Fault Location Using the Distributed Parameter Model". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 26, No. 4 p. 2154 - 2162, 2011.
- [44] J. Zhu, D. L. Lubkeman, A. A. Girgis. "Automated Fault Location and Diagnosis on Electric Power Distribution Feeders". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2. 801-808, 1997.
- [45] A. A. Girgis, C. M. Fallon, D. L. Lubkeman. "A Fault Location Technique for Rural Distribution Feeders". *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 29, No. 6. 1170-1175, 1993.
- [46] M. -S. Choi, S. -J. Lee, S. -I. Lim, D. -S. Lee, X. Yang. "A Direct Three-Phase Circuit Analysis-Based Fault Location for Line-to-Line Fault". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 22, No. 4. 2541-2547, 2007.
- [47] R. H. Salim, K. C. O. Salim, A. S. Bretas. "Further Improvements on Impedance-based Fault Location for Power Distribution Systems". *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2011.
- [48] R. Guo et al. "Fault Location, Isolation and Service Restoration – Optimizing Field Operations for Utilities". *IEEE Rural Electric Power Conference*, 2016.
- [49] T.S. Hermansen, G. Kjølle, K. A. Tutvedt, S. Simonsen. "Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett". *NEF Teknisk møte*, 2017.

# A. Vedlegg

## A.1 Regneeksempel: topolet kortslutning og topolet jordfeil

I dette eksempelet skal det undersøkes hvor store avvikene mellom beregnet kortslutningsstrøm for en topolet kortslutning og en topolet jordfeil blir. Beregningene er gjort i henhold til IEC norm 60909, og reelle impedanser fra en av avgangene studert i oppgaven er benyttet.

Følgende data er hentet fra den utvalgte avgangen:

$$V_n = 22 \text{ kV}$$

Systemjording = Isolert

Type nett = Luftnett

Total lengde avgang = 13 km

$$Z_0 = -j218 \Omega$$

$$Z_1 = Z_2 = 7,73 + j6,26 \Omega$$

Følgene maksimale feilstrøm kan dermed beregnes for en topolet kortslutning etter formel 2.12:

$$I_{k2p-max} = \frac{1,1 \cdot 22 \text{ kV}}{2 \cdot |7,73 + j6,26 \Omega|} = 1216 \text{ A}$$

For en topolet jordfeil kan maksimale feilstrømmer beregnes etter formel 2.13-2.15:

$$I_{j2pb-max} = 1,1 \cdot 22kV \cdot \left| \frac{-j218 - 1\angle 120^\circ \cdot (7,73 + j6,26)\Omega}{(7,73 + j6,26)^2 + 2 \cdot ((7,73 + j6,26) \cdot (-j218))\Omega} \right| = 1255A$$

$$I_{j2pc-max} = 1,1 \cdot 22kV \cdot \left| \frac{-j218 - 1\angle 240^\circ \cdot (7,73 + j6,26)\Omega}{(7,73 + j6,26)^2 + 2 \cdot ((7,73 + j6,26) \cdot (-j218))\Omega} \right| = 1178A$$

$$I_{j2pj-max} = \sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 22kV \cdot \left| \frac{7,73 + j6,26\Omega}{(7,73 + j6,26)^2 + 2 \cdot ((7,73 + j6,26) \cdot (-j218))\Omega} \right| = 98A$$

Eksempelet viser at de to fasestrømmene ved en topolet jordfeil vil bli forskjellige, og at deler av feilstrømmen vil flyte via jord. Den ene fasestrømmen vil bli større enn tilsvarende feilstrøm for topolet kortslutning, mens den andre vil bli mindre. Størrelsen på avviket mellom fasestrømmene vil avhenge av forholdet mellom  $Z_0$  og  $Z_1 = Z_2$ .

I dette eksempelet ble avviket mellom fasestrømmene med og uten jordberøring på 39 A, eller 3 %. Det antas samtidig at dette er et ekstremtilfelle, da  $Z_1 = Z_2$  er hentet helt ytterst på en lang avgang, og dermed er spesielt stor.

$Z_0$  er beregnet basert på formel 2.21 og total kapasitans i alle avganger koblet til samme samle-skinne. Som nevnt i underkapittel 7.6 er det en viss usikkerhet knyttet til fastsettelsen av denne verdien. Den beregnede verdien er likevel antatt å representere en realistisk, men lav verdi grunnet stor tilkoblet kapasitans.

Ved normale forhold er det derfor ventet at forskjellen i fasestrømmene blir mindre enn i dette eksempelet, da en spesielt stor verdi for  $Z_1$  og lav verdi for  $Z_0$  er benyttet.

## A.2 Eksempel: Uttesting av foreslått feillokaliseringsmetode på en gitt hendelse

I dette eksempelet er en av kortslutningshendelsene valgt ut for å demonstrere uttestingen av den foreslåtte feillokaliseringsmetoden. Denne hendelsen tilsvarer nummer 3 i tabell 7.1 og A.2.

Følgende data er hentet fra avgangen der feilen inntraff:

$$V_n = 11 \text{ kV}$$

Type nett = Kabelnett

$$\text{Lengde avgang} = 4448 \text{ m} + 2773 \text{ m} = 7221 \text{ m}$$

I feiltidspunktet forsynte avgangen i tillegg hele naboavgangen, da det hadde vært en feil på matekabelen til naboavgangen som ikke hadde blitt rettet. Derfor er total lengde på avgangen satt til total lengde på begge disse avgangene.

Fra hendelseslisten og feilrapporten er det kommet frem til følgende hendelsesforløp:

Tidspunkt	Hendelse	Kommentar
18.25	Første bryterfall	Bryterfall (overstrøm) på avgangen. Kortslutningsstrøm registrert for to faser.
19.07	Bryteren legges inn av operatør	Bryteren blir forsøkt lagt inn av operatør for første gang. Det kommer startsignaler fra vernet (overstrøm) etter dette, men vernet holder inne en stund til.
20.36	Andre bryterfall	En drøy time senere faller bryteren på nytt på denne avgangen. Denne gangen er det registrert kortslutningsstrømmer på tre faser.

På denne avgangen er det benyttet lokalavleste feilindikatorer i feillokaliseringsprosessen. Der-



for var ikke ytterligere prøvekobling og seksjonering nødvendig, og feilbefengt linjesegment ble lokalisert etter andre bryterfall. Derfor er det registrert to sett med kortslutningsstrømmer i SCADA-systemet for denne hendelsen.

Tidsperiode	$I_a$	$I_b$	$I_c$
18:15-18:30	4010 A	3920 A	100 A
20:30-20:45	4480 A	4490 A	4490 A

Tabell A.1: Rapporterte kortslutningsstrømmer for hendelse nummer 3. Fordi hendelsen fant sted mer enn 6 måneder før dataene ble hentet ut er kun verdier for hvert 15. minutt tilgjengelig. Fordi det i dette tilfellet kun var to bryterfall med to timers mellomrom er imidlertid ingen verdier gått tapt på grunn av dette.

I de videre beregningene er største fasestrøm fra disse to bryterfallene benyttet:

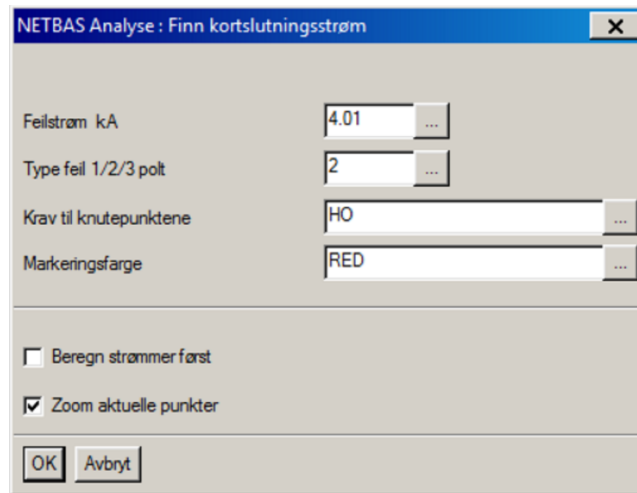
Bryterfall 1: 4010 A (Topolet kortslutning)

Bryterfall 2: 4490 A (Trepolet kortslutning)

Avstand til feilsted er beregnet for begge disse tilfellene. I hovedresultatene i tabell 7.1 er bryterfall 1 benyttet. Dette er som nevnt gjort konsekvent for alle hendelser, for å etterlikne en reell driftssituasjon.

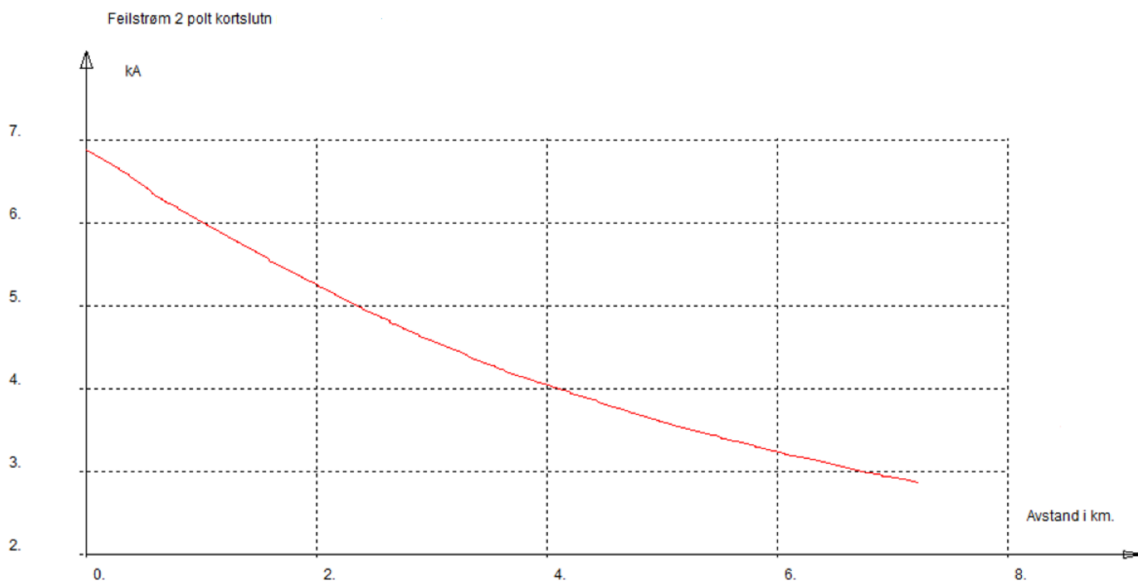
### A.2.1 Bryterfall 1

Beregningene i NetBas kan gjøres på to måter for sammenlikning av  $I_{km\grave{a}lt}$  og minste beregnede kortslutningsstrøm,  $I_{kmin}$ . Den første måten er ved hjelp av funksjonen 'Finn kortslutningsstrøm'. Ved å oppgi målt kortslutningsstrøm finner funksjonen punkter i nettet med identisk beregnet minimal kortslutningsstrøm, og røde piler vil peke på disse punktene i nettet. Grensesnittet for disse beregningene er presentert i figur A.1.



Figur A.1: Grensesnitt i NetBas for funksjonen 'Finn kortslutningsstrøm'.

Den andre metoden beregner kortslutningsstrømmer mellom to valgte knutepunkt, og presenterer disse grafisk som i figur A.2. Kortslutningsstrømmer og avstander til alle knutepunkt kan også presenteres i tabellform. Dermed kan feilstedet finnes som punktet der beregnet og målt kortslutningsstrøm er lik. Dersom målt kortslutningsstrøm tilsvarer et punkt mellom to knutepunkt benyttes interpolasjon.



Figur A.2: Minimal kortslutningsstrøm langs avgangen.

I dette tilfellet ble det funnet at  $I_{km\grave{a}lt}=I_{kmin}$  i et punkt med avstand lik 4067 m fra avgangsvernet. Det var ingen avgreininger p\aa denne avgangen, derfor ble det kun funnet dette ene punktet.

For beregning av største kortslutningsstr\om  $I_{kmax}$  kan bare den siste metoden benyttes, da 'Finn kortslutningsstr\om' kun fungerer for minste kortslutningsstr\om. Her ble det funnet at  $I_{km\grave{a}lt}=I_{kmax}$  i et punkt som befant seg 5 436 m fra avgangsvernet.

Midtpunktet mellom disse to beregnede feilstedet ble ogs\aa funnet som:

$$\frac{4067m + 5436m}{2} = 4751,5m$$

F\olgende avstander er dermed beregnet for f\orste bryterfall:

Beregnet feilsted (min): 4 067 m

Beregnet feilsted (midt): 4 751,5 m

Beregnet feilsted (max): 5 436 m

## A.2.2 Bryterfall 2

Beregningene ved bryterfall nummer 2 ble gjort p\aa samme m\aae som ved det f\orste, bortsett fra at de er gjort for en trepolet kortslutning og  $I_{km\grave{a}lt}=4490$  A.

F\olgende avstander ble dermed beregnet for andre bryterfall:

Beregnet feilsted (min): 4 316 m

Beregnet feilsted (midt): 5 028 m

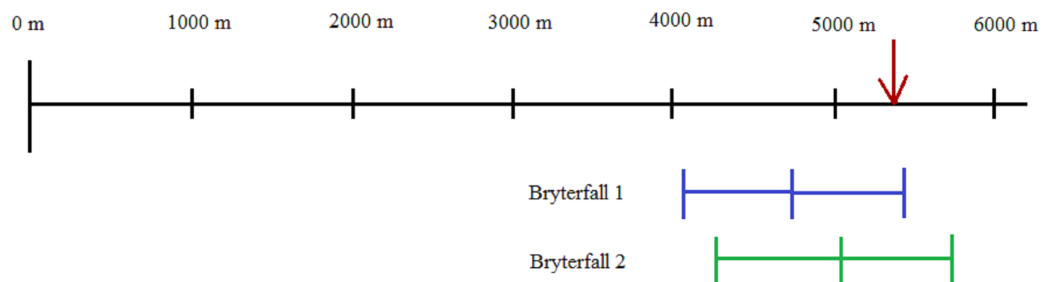
Beregnet feilsted (max): 5 740 m

### A.2.3 Beregning av feilmargin

Fra feilrapporten ble det funnet at det faktiske feilstedet befant seg 5375 m fra avgangsvernet. Feilmargin kunne dermed beregnes etter formel 4.6, både i meter og prosent.

Bryterfall	Beregnet feilsted (min)	Beregnet feilsted (midt)	Beregnet feilsted (max)	Feilmargin min [m]	Feilmargin midt [m]	Feilmargin max [m]	Feilmargin min [%]	Feilmargin midt [%]	Feilmargin max [%]
1	4 067 m	4 751,5 m	5 436 m	-1308 m	-623,5 m	61 m	-18,11 %	-8,63%	0,84 %
2	4 316 m	5 028 m	5 740 m	-1059 m	-347 m	365 m	-14,67 %	-4,81 %	5,05 %

Dette kan også illustreres grafisk, som i figur A.3, der den røde pilen er det rapporterte feilstedet. Blå estimerer er min, midt og max for bryterfall 1, mens de grønne er for bryterfall 2. Her kan det observeres at beregnet feilsted (max) er mest nøyaktig for bryterfall 1, mens beregnet feilsted (midt) er mest nøyaktig for bryterfall 2.



Figur A.3: Illustrasjon av beregnet feilsted for bryterfall 1 og 2.

### A.3 Fullstendige resultater

#	Feiltype	Tot. lengde avgang	Rapp. avstand til feil	Ber. avstand til feil (min)	Ber. avstand til feil (midt)	Ber. avstand til feil (max)	Feilmargin (min) [m]	Feilmargin (midt) [m]	Feilmargin (max) [m]	Feilmargin (min) [%]	Feilmargin (midt) [%]	Feilmargin (max) [%]
1	F-F-F	2 403 m	1 490 m	1 372 m	1 798 m	2 224 m	-118 m	308 m	734 m	-4,91%	12,82%	30,55%
2	F-F	3 449 m	401 m	415 m	701,5 m	988 m	14 m	300,5 m	587 m	0,41%	8,71%	17,02%
3	F-F-F	7 221 m	5 375 m	4 067 m	4 751,5 m	5 436 m	-1 308 m	-623,5 m	61 m	-18,11%	-8,63%	0,84%
4	F-F	7 375 m	3 892 m	3 693 m	4 111,5 m	4 530 m	-199 m	219,5 m	638 m	-2,70%	2,98%	8,65%
5	F-F	13 976 m	6 541 m	5 832 m	6567 m	7 302 m	-709 m	26 m	761 m	-5,07%	0,19%	5,45%
6	F-F	10 876 m	10 062 m	8 636 m	9 756 m	10 876 m	-1 426 m	-306 m	814 m	-13,11%	-2,81%	7,48%
7	F-F	1 963 m	471 m	0 m	427 m	854 m	-471 m	-44 m	383 m	-23,99%	-2,24%	19,51%
8	F-F	2 545 m	505 m	44 m	441 m	838 m	-461 m	-64 m	333 m	-18,11%	-2,51%	13,08%
9	F-F-F	1 457 m	721 m	393 m	712 m	1 031 m	-328 m	-9 m	310 m	-22,51%	-0,62%	21,28%
10	F-F-F	4 909 m	2 114 m	2 800 m	3 250 m	3 700 m	686 m	1 136 m	1 586 m	13,97%	23,14%	32,31%
11	F-F	29 888 m	4 291 m	4 611 m	4 947,5 m	5 284 m	320 m	656,5 m	993 m	1,07%	2,20%	3,32%
12	F-F-F	8 966 m	5 006 m	5 606 m	6 406 m	7 206 m	600 m	1 400 m	2 200 m	6,69%	15,61%	24,54%
13	F-F	10 384 m	9 687 m	10 045 m	10 214,5 m	10 384 m	358 m	527,5 m	697 m	3,45%	5,08%	6,71%
14	F-F-F	18 592 m	6 038 m	5 704 m	6 166,5 m	6 629 m	-334 m	128,5 m	591 m	-1,80%	0,69%	3,18%
15	F-F	8 966 m	8 534 m	8 900 m	8 933 m	8 966 m	366 m	399 m	432 m	4,08%	4,45%	4,82%
<b>Gjennomsnitt</b>							<b>513,20 m</b>	<b>409,87 m</b>	<b>741,33 m</b>	<b>9,33 %</b>	<b>6,18 %</b>	<b>13,25 %</b>

Tabell A.2: Fullstendige resultater for de 15 hendelsene der beregnet feilsted havnet innenfor avgangens rekkevidde.

