

Titel:

Funktionssvigt af differentialbeskyttelse på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV net

Tema:

Diplom afgangsprøjsjekt

Projekt periode:

Efterår 2007

Projekt gruppe:

EE7

Forfattere:

Jens Holm

Dianna Nymark Høgh

Vejleder:

Claus Leth Bak

Hjælpevejleder:

Unnur Stella Gudmundsdóttir

Antal oplag: 5

Sideantal: 68+27

Appendikser: 4

Bilag: 1 CD-rom

Dato for afslutning af projekt:

3. Januar 2008

Synopsis:

I denne rapport behandles en problemstilling givet af elforsyningsvirksomheden Orkuveita Reykjavíkur fra Island. Firmaet havde en kortslutningsfejl på et kabel mellem to transformerstationer. Differentialbeskyttelse er anvendt på strækningen for at sikre hurtig udkobling ved fejl. Da differentialbeskyttelsen ikke koblede ud som forventet, ønskes der fra firmaets side en analyse af hvad beskyttelsessvigtet skyldtes og en løsning af problemet. Analysen indeholder kortslutningsberegninger ved brug af teoretisk metode og til verificering ligeledes simulering i programmet DIGSILENT. På baggrund af analysen blev det fastslået at funktionsfejlen skyldtes, at en høj induceret spænding i kommunikationskablet mellem relæerne opstod ved fejlen, pga. et langt parallelt forløb med den fejlramte 132 kV højspændingsledning. Den kommunikationsmetode der konkluderes, at være den bedste løsning på Orkuveita Reykjavíkurs differentialbeskyttelsesproblem, er at erstatte det nuværende galvaniske signalkabel med en lysleder.

Forord

Denne rapport er udarbejdet af gruppe EE7 og er gruppens afgangsprøve som Diplomingeniører. Projektet er udarbejdet i perioden mellem den 3/9 2007 og den 3/1 2008 og omhandler et givet problem, som el-forsyningsvirksomheden Orkuvieta Reykjavíkur har ønsket behandlet. Der har i den forbindelse været foretaget en studietur til Island. Studieturen fandt sted i perioden mellem den 24/11-2007, og den 2/12-2007 og gruppen vil i den forbindelse gerne takke Helgi Pétursson Dreifing for opbakning omkring turen og den generelt store behjælpelighed i forbindelse med projektet. Ligeledes rettes en tak til hjælpevejleder Unnur Stella Gudmundsdóttir for planlægning af firmabesøg på Island.

Der findes på side 69 en litteraturliste, hvor kilderne er opgivet på følgende måde for bøger: efternavn, titel, forlag, udgivelsesår og ISBN-nr. Er litteraturen hentet fra et websted angives ligeledes dato, og er der tale om brugermanualer refereres der til firmanavn. Kildehenvisninger angives på to måder - enten umiddelbart efter anvendelse eller i slutningen af et afsnit. Der kan i starten af større afsnit være refereret til kilden, hvis den er anvendt gennem hele afsnittet. Appendiks er nummereret med bogstaver og findes sidst i rapporten. Bilag er vedlagt på CD-ROM.

Aalborg Universitet den 3. Januar 2008

Jens Holm

Dianna Nymark Høgh

Indholdsfortegnelse

1	Indledning	1
2	Beskrivelse af Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet	4
2.1	Enfaset kortslutning på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet	5
2.2	Opbygning af Orkuveita Reykjavíkurs højspændingsnet	6
2.3	Kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2	8
2.3.1	Kabeltyper	9
2.4	Beskyttelses strategi	10
2.5	Jording af transformere	11
3	Problem analyse af beskyttelsessvigt på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV net	14
3.1	Symmetriske komponenter	14
3.2	Kortslutninger	16
3.3	Differentialbeskyttelse	18
3.4	Kommunikationslinje mellem differentialbeskyttelsesrelæer	24
3.5	Formulering af problemet på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet	26
3.6	Afgrænsning af problemet	26
3.7	Løsningsmetode til effektivisering af differentialbeskyttelsen	27
4	Teknisk analyse af beskyttelsessvigt på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV net	29
4.1	Kortslutningsberegninger	29
4.1.1	Synkron- og inverse-impedanser for 132 kV el-forsyningsnettet	29
4.1.2	Nulimpedanser for 132 kV el-forsyningsnettet	32
4.1.3	Trefaset kortslutning uden jordberøring	41
4.1.4	Tofaset kortslutning uden jordberøring	42
4.1.5	Enfaset kortslutning med jordberøring	44
4.1.6	Kortslutningsberegning med DIGSILENT	46
4.1.7	Opsamling af resultater for kortslutningsstrømme i de tre kortslutningstilfælde	49
4.1.8	Delkonklusion	51
4.2	Induceret spænding på signalkabel	52
4.2.1	Beregning af induceret spænding U_i	54

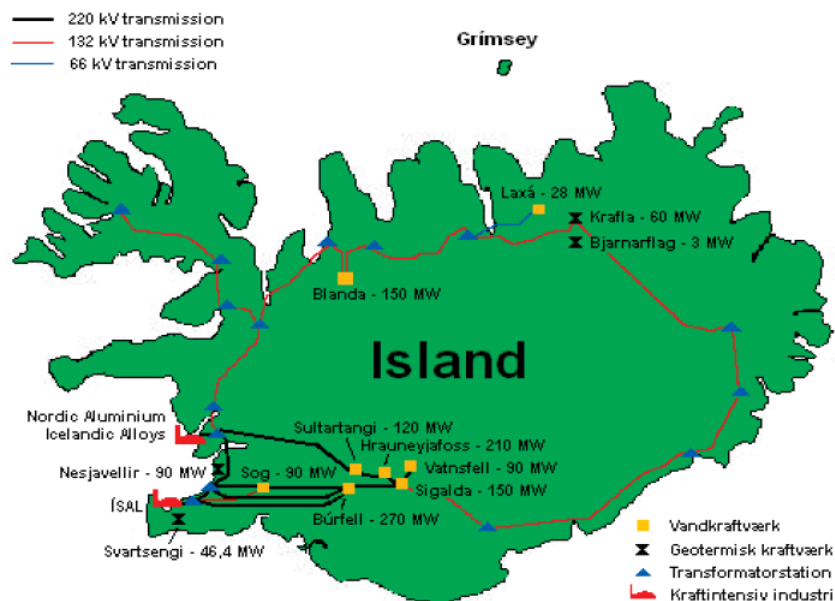
4.2.2	Delkonklusion	58
4.3	Forsøg med induceret spænding på signalkabel	59
4.3.1	Delkonklusion	60
4.4	Alternative kommunikationsformer mellem differentialrelæerne REL 561	60
4.4.1	μ -bølge forbindelse	61
4.4.2	Route-switching over eksisterende telekommunikationsnetværk	62
4.4.3	Optisk fiberkabel(lysleder)	63
4.5	Løsningsforslag til problemet på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet	65
5	Konklusion	66
6	Perspektivering	68
	Litteraturliste	68
	Appendiks	A 1
A	Beregning af synkronimpedansen	A 1
B	Forsøg med induceret spænding i nærførte ledere	A 4
C	Eftervisning af metode til beregning af induceret spænding på signalkabel	A 14
D	Fremgangsmåde for kortslutningsberegning med DIGSILENT	A 17

Kapitel 1

Indledning

Elektricitet er en af grundstenene i et moderne samfund. Uden en stabil el-forsyning ville et moderne samfund bryde sammen. Der bliver derfor brugt mange ressourcer på en stabil el-forsyning.

For at have en el-produktion der også er miljøvenlig, kan naturens egne kræfter med fordel benyttes. Dette kan være ved at udnytte vinden, vandets eller solens energi. Derudover kan geotermiske kilder også bruges til el-produktion. Der er forskel på, hvor rentable disse forskellige energi former er alt efter hvor på kloden samfundet befinder sig. I Danmark er det for eksempel vindkraft, der benyttes meget, dette skyldes, at der er mange kyster hvor vindmøllerne kan placeres. Der har derudover været politisk vilje til at udbygge en vedvarende el-produktion i Danmark. I andre samfund kan det være andre typer af vedvarede energiproduktion der anvendes.



Figur 1.1: Kort over Island med el-forsyningsnettet påført.[M.L. Lemgart(24-10-2007)]

Et samfund, der har mulighed for at benytte vedvarende energi til el-produktion er Island. Island er beliggende i Nord Atlanten og har en befolkning på 290 000 mennesker, hvor af ca. 192 000 bor i området omkring hovedstaden Reykjavik. Det årlige elforbrug var i 2003 på 8495 Gwh. Af den samlede energiproduktion blev 7083 Gwh produceret på vandkraftværker, 1406 Gwh ved geotermiske anlæg og 4.9 Gwh ved kraftværker med olie som energikilde. Størsteparten af el produktionen forbruger aluminiumsfabrikkerne med ca. 70 procent af den samlede produktion. De resterende 30 procent bliver forbrugt af mindre virksomheder og ved private forbrugere [M.L. Lemgart(24-10-2007)]. Transmissionsnettet som ses på kort 1.1 er administreret af Landsnet. Der findes en række lokale distributører.

En af distributørerne, Orkuveita Reykjavíkur, håndterer el-forsyningen i området omkring Reykjavik. Orkuveita Reykjavíkur har ca 170 000 kunder og leverer ud over elektricitet også vand og bredbåndsløsninger til deres forbrugere. Orkuveita Reykjavíkurs hovedbygning kan ses på figur 1.2

Orkuveita Reykjavíkur havde i februar 2007 en kortslutning på deres 132 kV net. Kortslutningen skyldtes en fejl på kablet mellem to transformerstationer og resulterede i, at en stor del af el-forsyningen svigtede. Kablet mellem transformerstationerne er 11,05 km langt og er størstedelen af vejen ført i jorden og en mindre del af kablet er ført under vand. Højspændingsnettet omkring Reykjavik kan ses på figur 1.4. Kortslutningen skete på kablet mellem transformerstationerne A2 og A7. Transformerstation A7 kan ses på figur 1.3. For at forhindre at en kortslutning har betydning for



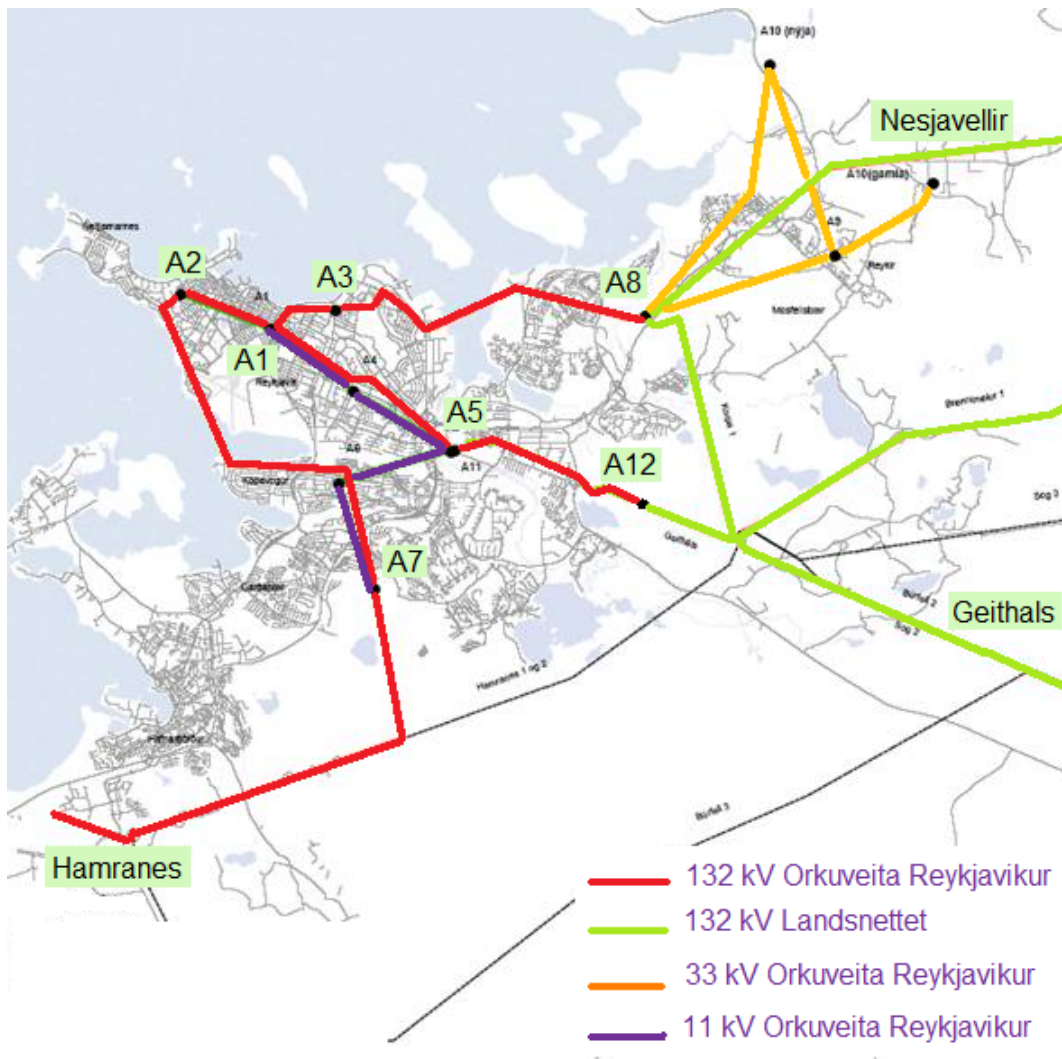
Figur 1.2: Orkuveita Reykjavíkurs hovedbygning i Reykjavik, Island.



Figur 1.3: Transformerstation A7 beliggende i udkanten af Reykjavik.

hele nettet kan der bruges forskellige beskyttelsesstrategier. Der er i dette tilfælde brugt en primær og en sekundær beskyttelsestrategi.

Den primære strategi der er brugt på den pågældende kabelstrækning er differentialbeskyttelse. Differentialbeskyttelsen virkede imidlertid ikke. Det var således den sekundære beskyttelse der afbrød forsyningen. Den sekundære beskyttelse består af afstandsrelæer. På grund af den lange udkoblings-tid var hele storindustrien samt nogle vandkraftværker udkoblet, inden afstandsrelæerne brød. Dette leder op til det initierende problem:



Figur 1.4: Højspændings nettet omkring Reykjavik. Original kort findes i bilag 1

Initierende problem

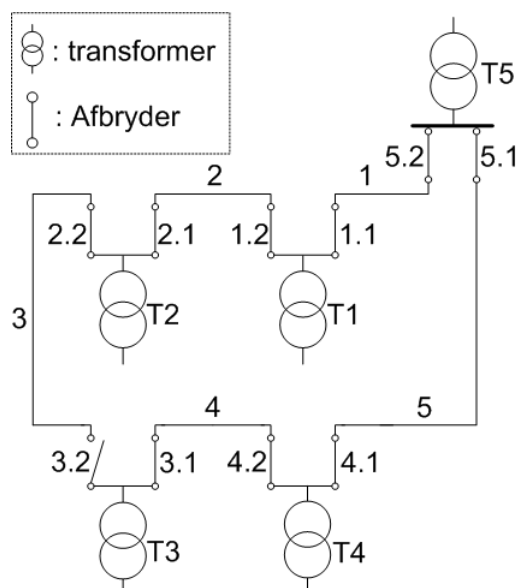
Hvorfor udkoblede den primære beskyttelse ikke? Hvilke foranstaltninger kan der træffes således at differentialbeskyttelsen ved en kortslutning på kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2 udkobler?

Kapitel 2

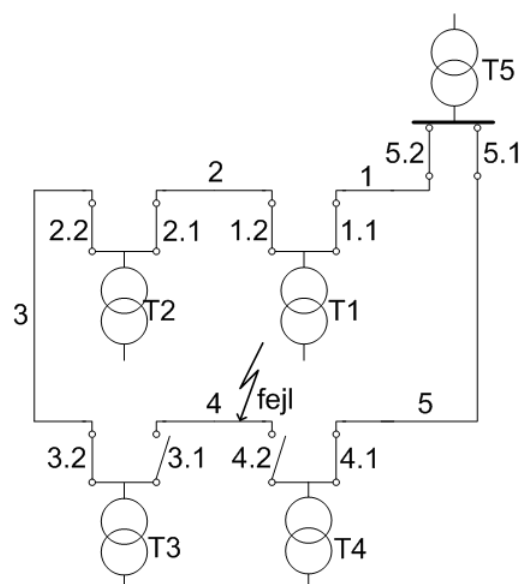
Beskrivelse af Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet

I dette afsnit vil den del af det islandske 132 kV el-forsyningsnet, der tilhører Orkuveita Reykjavíkur, blive præsenteret. Informationerne er venligst givet af forsyningsselskabet. Derved kan relevante beregninger til belysning af problemstillingen, omtalt i indledningen, udføres. Den del af 132 kV el-forsyningsnettet, der tilhører Orkuveita Reykjavíkur, danner sammen med Landsnet et ringnet. Landsnet er et islandsk firma, der varetager driften af det overordnede el-transmissionssystem. El-forsyningsnettet omkring Reykjavík kan ses på figur 1.4 i forrige afsnit.

At det samlede el-forsyningsnet er udformet som et ringnet gør at der kan garanteres en større



Figur 2.1: Fejlfri operation af ringnet.



Figur 2.2: Isolering af fejlrant kabelstrækning 4 og T3's forsyningsside bliver ændret.

pålidelighed af forsyningen til forbrugerne, da en fejlrant kabelstrækning kan isoleres og det omkringliggende net kan blive forsynet fra anden side. Princippet i et ringnet kan ses i figur 2.1. Det

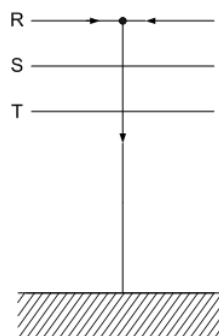
kan ses på figur 2.2, at hvis der er fejl på kabelstrækning 4, kan den isoleres fra ved at slutte afbryder 3.2 og bryde afbryder 3.1 og 4.2. Ved brug af ringnet skal kabelnettet dimensioneres, så det kan bære belastning fra en hel ring. Eksempelvis hvis der er fejl på kabelstrækning 1, skal hele strengen forsynes igennem afbryder 5.1. Eksempel på højspændingsafbrydere kan ses på figur 2.3.



Figur 2.3: Eksempel på afbrydere mellem højspændingslinier [ABB(26-10-2007)].

2.1 Enfaset kortslutning på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet

Den føromtalte fejl, der skete på Orkuveita Reykjavíkurs højspændingsnet, var en enfaset kortslutning til jord. Kortslutningen skete på kabelstrækningen mellem transformerstationerne A7 og A2, se figur 2.6. Kortslutningspunktet F på figur 2.6 vil fremover blive refereret til fejlpunktet F. Kortslutningen skete 6,34 km fra transformerstation A7. En enfaset kortslutning til jord er den kortslutningstype, der sker hyppigst [Roeper(1985), s. 13] og diagrammet over denne type fejl kan ses i figur 2.4. Andre former for kortslutningsfejl vil blive gennemgået i afsnit 3.2.



Figur 2.4: Enfaset kortslutning til jord.

2.2 Opbygning af Orkuveita Reykjavíkurs høgspændingsnet

Orkuveitas 132 kV el-forsyningsnet indeholder 7 transformerstationer, fordelt mellem 6 kabelstrækninger (L1-L6). Fra disse transformerstationer bliver spændingen transformeret fra 132 kV ned til 11 kV. Orkuveita Reykjavíkurs del af 132 kV el-forsyningsnettet omkring Reykjavík kan ses på figur 2.5 og 2.6. Der er tre indfødningspunkter, der forsyner denne del af el-forsyningsnettet, hvor Hamranes leverer forsyning til transformerstation A7, Nesjavellir forsyner A8 og Geithals forsyner både A8 og A12.



Figur 2.5: 132 kV nettet omkring Reykjavík. De røde streger symboliserer 132 kV-nettet tilhørende Orkuveita Reykjavíkur og er de kabelstrækninger projektet koncentrerer sig om.

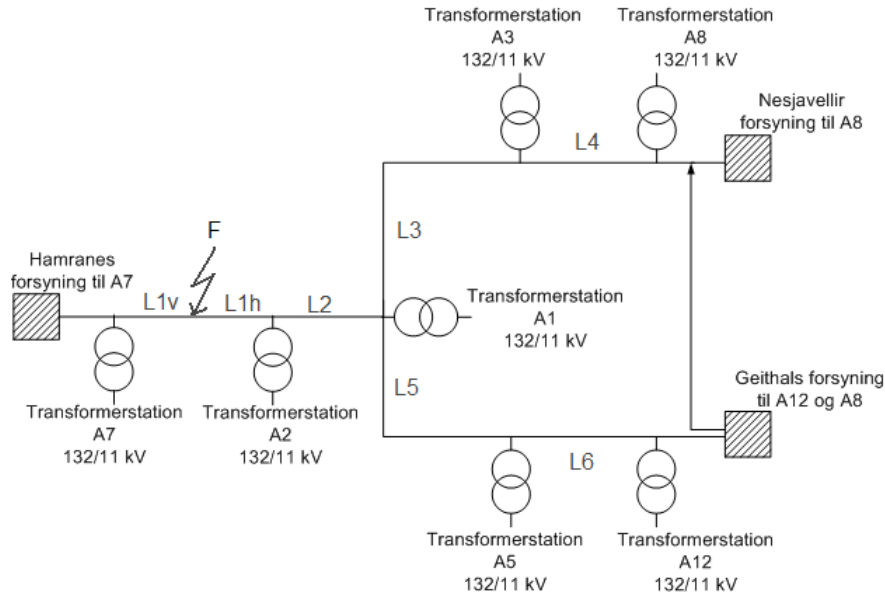
Kablernes struktur er individuel for hver kabelstrækning, og da strukturen har indflydelse på impedansværdierne, skal disse udregnes for hver enkel strækning L1-L6. Kabelimpedanser er opgivet i Ω/km af Orkuveita Reykjavíkur, med undtagelse af L6. Kabeldata modtaget fra Orkuveita Reykjavíkur kan ses på bilag 1. Synkronimpedansen for hver kabelstrækning udregnes i det følgende:

Synkron impedans Z_{L1} på kabelstrækning L1 (A7-A2)

$$Z_{L1} = (0,0584071 + j0,1471429)\Omega/\text{km} \cdot 11,05\text{km} = 0,6454 + j1,4570 \quad \Omega \quad (2.1)$$

Synkron impedans Z_{L2} på kabelstrækning L2 (A2-A1)

$$Z_{L2} = (0,0742857 + j0,1471429)\Omega/\text{km} \cdot 2,8\text{km} = 0,208 + j0,412 \quad \Omega \quad (2.2)$$



Figur 2.6: Oversigtstegning over 132 kV nettet tilhørende Orkuveita Reykjavíkur.

Synkron impedans Z_{L3} på kabelstrækning L3 (A1-A3)

$$Z_{L3} = (0,0788889 + j0,1438889)\Omega/\text{km} \cdot 1,8\text{km} = 0,142 + j0,259 \quad \Omega \quad (2.3)$$

Synkron impedans Z_{L4} på kabelstrækning L4 (A3-A8)

$$Z_{L4} = (0,0920513 + j0,13)\Omega/\text{km} \cdot 7,8\text{km} = 0,718 + j1,014 \quad \Omega \quad (2.4)$$

Synkron impedans Z_{L5} på kabelstrækning L5 (A1-A5)

$$Z_{L5} = (0,0740351 + j0,1463158)\Omega/\text{km} \cdot 5,7\text{km} = 0,442 + j0,834 \quad \Omega \quad (2.5)$$

Synkron impedans Z_{L6} Kabelstrækning L6 (A5-A12)

Da der ikke er data tilgængelig for denne kabelstrækning er synkronimpedansen fundet i appendiks A til $0,0393 + j0,124 \Omega/\text{km}$.

$$Z_{L6} = (0,0393 + j0,124)\Omega/\text{km} \cdot 5,5\text{km} = 0,2162 + j0,6820 \quad \Omega \quad (2.6)$$

Alle udregnede impedanser inklusiv nulimpedanser, der ligeledes er opgivet fra Orkuveita Reykjavíkur kan ses i tabel 2.2. $L1_v$ henviser til impedansen på venstre side af fejlstedet F, se figur 2.6, og $L1_h$ henviser til højre del af L1 fra fejlstedet F. Nulimpedansen for L6 er ikke tilgængelig fra forsynings-selskabet og kan ikke udregnes, da den til dels afhænger af konstruktionen af kablet, men også af omgivelserne hvori den er nedgravet [Heinhold(1990), s. 329]. Nulimpedansen for L6 er derfor taget fra kabelstrækningen L1, hvis kabler har samme dimensioner af leder og skærm.

De oplyste kortslutningseffekter, S_k'' for hver indfødningspunkt er at finde i tabel 2.3. Kortslutningseffekten findes ud fra netspændingen før en kortslutning, U_N , kortslutningsstrømmen ved en ren

trefaset kortslutning i det pågældende punkt, $I_k''^*$ og faktor $\sqrt{3}$ ved trefasede systemer. Udtrykket ses i 2.7. [Røgilds(1962), s. 25]. Der kan i tabel 2.1 ses kortslutningsstrømmen $I_{k\max}''$ og $I_{k\min}''$.

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_k''^* \quad (2.7)$$

Navn	$I_{k\max}'' [kA]$	$I_{k\min}'' [kA]$	Forsyner transformerstation
Geithals	3,051	2,753	A8 og A12
Hamranes	3,379	3,153	A7
Nesjavellir	2,008	1,580	A8

Tabel 2.1: Kortslutningsstrømmen I_k''

Linie	l/km	Kabeltype	Synkronimp.Z[Ω]	Nulimp.Z0[Ω]
L1	11,05	AXLJ 3x1x630mm ² Al / 95mm ² Cu	0,645 + j1,457	2,738 + j1,017
L1 _v	6,34	AXLJ 3x1x630mm ² Al / 95mm ² Cu	0,370 + j0,836	1,571 + j0,584
L1 _h	4,71	AXLJ 3x1x630mm ² Al / 95mm ² Cu	0,275 + j0,621	1,167 + j0,434
L2	2,8	XLPE 3x1x500mm ² Al / 45mm ² Cu	0,208+j0,412	1,21+j0,437
L3	1,8	AXKJ 3x1x500mm ² AL/ 50mm ² Cu	0,142+j0,259	0,797+j0,284
L4	7,8	NKT 1x3x240mm ² Cu	0,718+j1,014	2,153+j1,014
L5	5,7	XLPE 3x1x500mm ² Al / 45mm ² Cu	0,422+j0,834	2,47+j0,889
L6	5,5	2XS(FL)2Y 3x1x630 Cu/ 95mm ² Cu	0,216 + j0,682	1,363 + j0,506

Tabel 2.2: Data for kabelstrækninger L1-L6

Indfødningspunkt Q	Navn	$S_{k\max}'' [MVA]$	$S_{k\min}'' [MVA]$
Q_G	Geithals	697,77	629,42
Q_H	Hamranes	772,55	720,87
Q_N	Nesjavellir	459,10	361,24

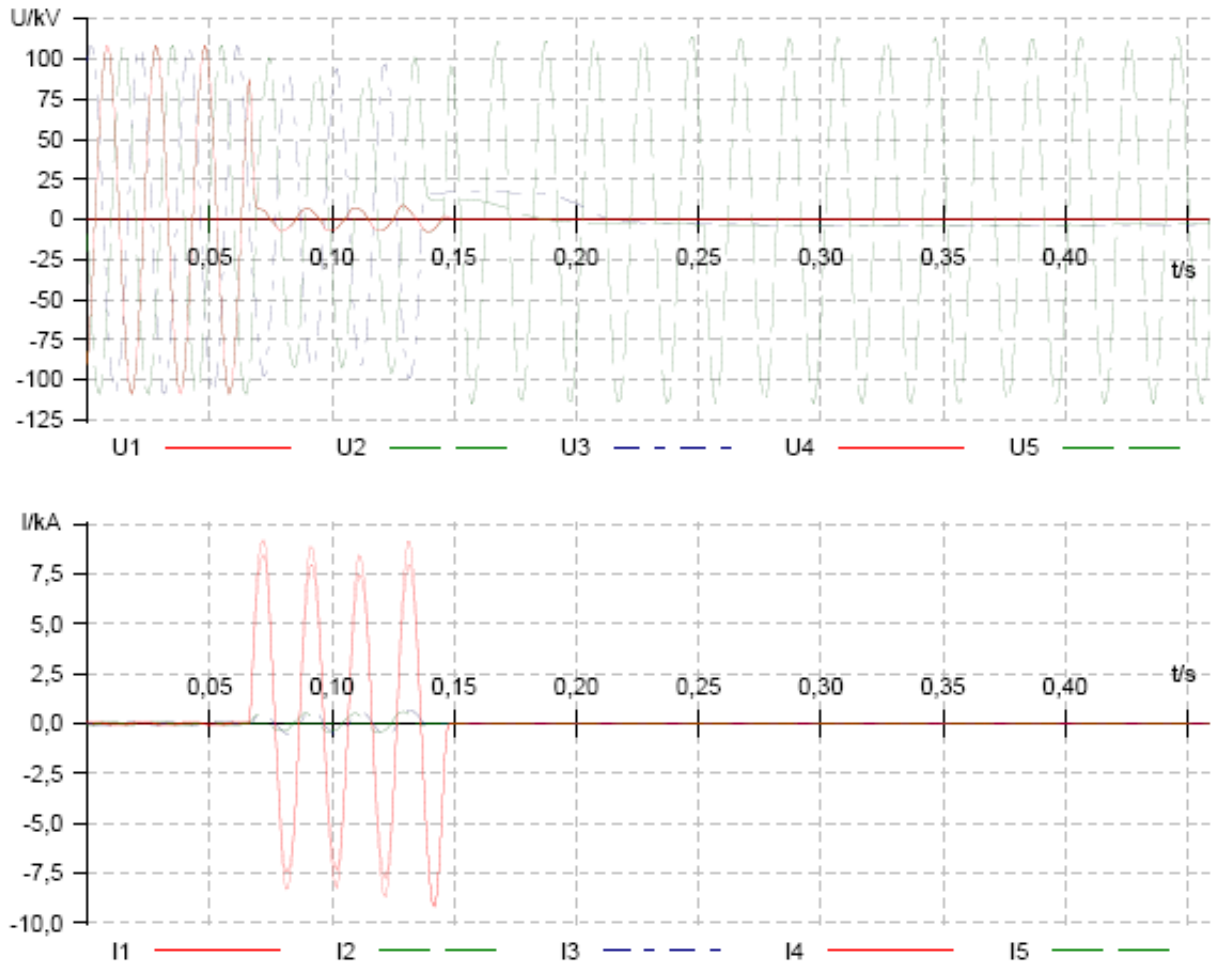
Tabel 2.3: Kortslutningseffekt S_k''

2.3 Kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2

Fejlen på højspændingsnettet i februar 2007 skete på kabelstrækningen mellem transformerstation A2 og A7. Fra fejltidspunktet er der måledata tilgængelige, der viser strømme og spændinger i og omkring fejltidspunktet. Disse måledata kan ses på figur 2.7 og tabel 2.4. Data kan ligeledes ses i original dokumentet fra Orkuveita Reykjavíkur på bilag 1. Da fejlen skete på strækningen mellem transformerstation A7 og A2, vil der i projektet blive lagt vægt på denne kabelstrækning.

	Betegnelse	Minimum værdi	Maximum værdi
I_{L1}	I_1	-9165,00 A	8463,00 A
I_{L1}	I_2	-462,00 A	597,00 A
I_{L1}	I_3	-618,00 A	702,00 A

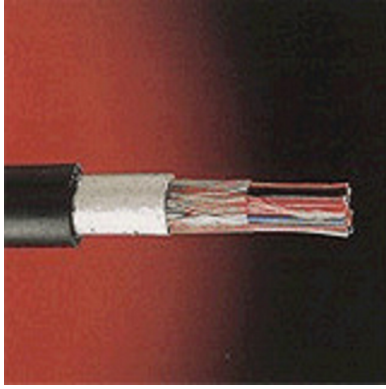
Tabel 2.4: Tabellen viser fasestrømme i fejltidspunktet



Figur 2.7: Graferne viser fasespændinger og fasestrømme i og omkring fejltidspunktet.

2.3.1 Kabeltyper

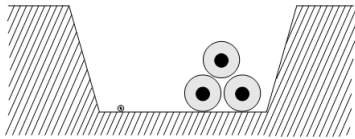
Kabelstrækningen L1 består af tre enfasede kabler placeret i trekant formation samt et parallel signalkabel (pilot-wire), se figur 2.10 og 2.11. De enfasede kabler der er brugt på strækningen L1, er af typen AXLJ 630 mm² Al + 95mm² Cu, se figur 2.9, der viser kabel af lignende type. På strækningen L1 er kablerne nedlagt i jord og under en fjord, hvor det har været nødvendigt at skifte kabeltype for signalkablet. Det grundlæggende princip i, hvordan kablerne ligger i jorden på strækningen, kan ses på figur 2.10, 2.11 og 2.12. I jord er signalkablet af kabeltypen 5-0,8 MXLE-45p (5 par, 0,8 mm²), se figur 2.8 og i vand af typen 5-0,8 MEQE-45p-R1,2 (5 par, 0,8 mm²).



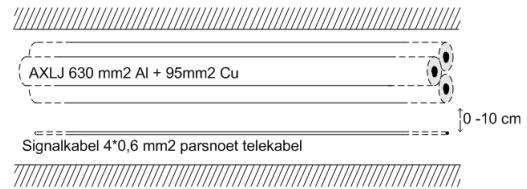
Figur 2.8: Billede af kabeltype brugt som signalkabel i jorden. [Nexans(27-12-2007)]



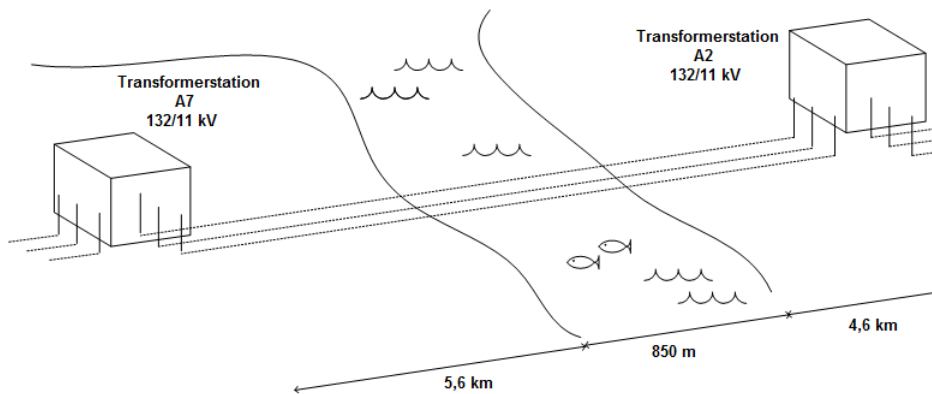
Figur 2.9: De forskellige lag i et 145kV højspændingskabel af lignende type som brugt mellem transformerstation A2 og A7. [ABB(27-12-2007)]



Figur 2.10: Figuren viser kablerne i jorden set fra siden.



Figur 2.11: Figuren viser kablerne i jorden set ovenfra.



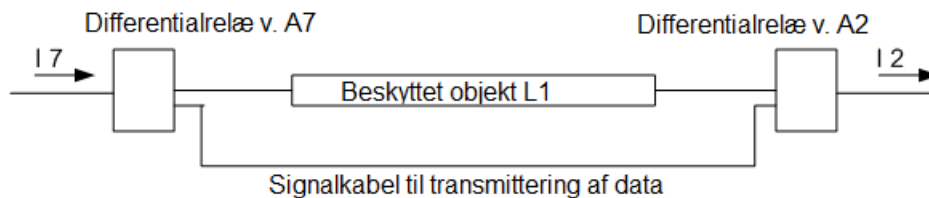
Figur 2.12: Figuren viser principielt hvordan kablerne er nedlagt på land og i vand.

Signalkablet er kommunikationsmedie mellem beskyttelsesrelæerne, der skal sende et udkoblingssignal ved eventuelle fejl på kabelstrækningen. En kort introduktion til beskyttelsesstrategien anvendt på kabelstrækning L1 gives i det næste afsnit 2.4.

2.4 Beskyttelses strategi

Til beskyttelse af el-forsyningslinien, L1, bruges der differentialrelæer. Et ABB REL 561 differentialrelæ, se figur 2.14, er monteret i et skab i tilhørende kontrolbygning placeret i hver ende af

kabelstrækningen. Placeringen af differentialrelæerne kan ses på figur 2.13, hvor et blokdiagram viser de enkelte dele i differentialbeskyttelsen. Relæerne sammenligner de to strømme I_7 og I_2 , hvor de ved fejlfri operation på el-forsyningslinjen vil opfylde $\Delta I = I_7 - I_2 = 0$ A. Kommunikationen mellem de to relæer sker over et signalkabel og derfor er det vigtigt at dette signalkabel i alle situationer vil kunne transmittere data fejlfrit, da beskyttelsen skal forhindre skade på det beskyttede objekt, i dette tilfælde transmissionslinjen. Virkemåden af differentialbeskyttelsen vil blive beskrevet nærmere i afsnit 3.3. Differentialrelæerne er placeret i kontrolbygninger ved transformestationerne A7 og



Figur 2.13: Blokdiagram over fysisk placering af differentialrelæerne ABB REL 561.



Figur 2.14: Billede af differentialrelæ ABB REL 561 monteret i transformstation A7

A2. Beregninger senere i rapporten kræver en viden om hvordan transformerne på 132 kV-nettet er jordet. Tre forskellige jordingsformer blive beskrevet i næste afsnit 2.5.

2.5 Jording af transformere

Der er tre metoder til jording af transformere. Dette afsnit er skrevet med inspiration fra [Vørts(1990)].

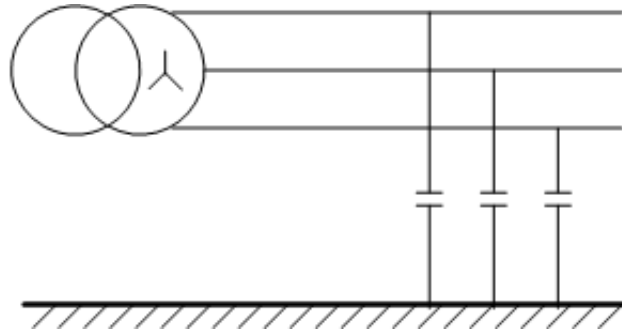
- Isoleret nulpunkt

- Nulpunktsjording over slukkespøler
- Direkte jordet nulpunkt

Ved normal drift har det ikke principielt betydning om nettets nulpunkt er jordet eller ej. Hvis der derimod er usymmetriske driftsforstyrrelser, specielt enfasede kortslutninger, har nulpunktsjording afgørende betydning for fejlstrømme, da nulpunktsjording har betydning for nul impedansen Z_0 .

Isoleret nulpunkt:

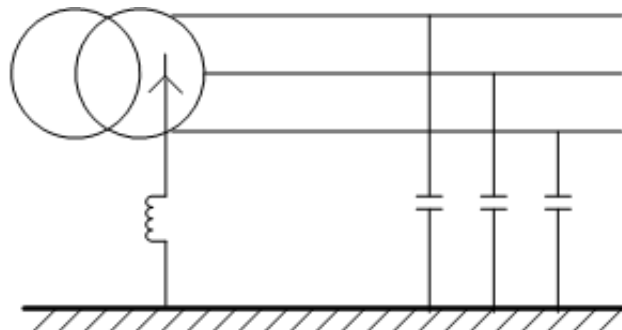
Denne form for jording benyttes i mindre net og for det meste ved spændinger mellem 3 og 30 kV. Hvis jordslutningsstrømmen overstiger 5A må isoleret nulpunkt ikke bruges på luftledningsanlæg i Danmark. En princip tegning af et isoleret nulpunkt ses på figur 2.15.



Figur 2.15: Isoleret nulpunkt

Nulpunktsjording over slukkespøler:

Denne form for jording bruges en del i Europa i luftledningsanlæg med spændinger mellem 5 og 100 kV. Nulpunktsjording over slukkespøler har den fordel, at der ved en forbigående fejl ikke nødvendigvis behøver at være udkobling af den anlægsdel der er berørt af fejlen. En princip tegning af en nulpunkts jording over slukkespøler ses på figur 2.16.

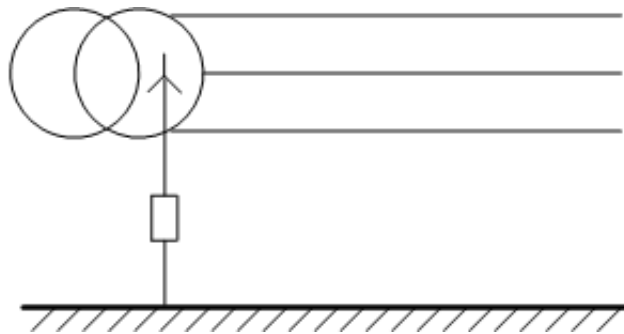


Figur 2.16: Nulpunkts jording over slukkespøler

Direkte jordet nulpunkt:

Det er denne jordingsmetode der er benyttet i transformerstationerne på 132 kV el-forsyningsnettet

tilhørende Orkuveita Reykjavíkur. Nulpunktet på transformerstationerne er tilsluttet en jordforbindelse. Derfor bliver nettets nul impedans af samme størrelse som kortslutningsimpedansen. Dette medfører, at strømmen ved en eventuel kortslutning fra en fase til jord bliver af samme størrelsesorden som en kortslutningsstrøm. Metoden er vidt udbredt ved lavspændingsanlæg, samt ved højspændingsanlæg med spændinger over 50 kV. Ved lavspændingsanlæg bruges det for at have en fast spændingsreference til jord for at sikre en hurtig udkobling, da der skal en strøm der er væsentligt højere end driftsstrømmen til for at bryde sikringerne. Fordelene ved at bruge direkte jordet nulpunkt i højspændingsnet er, at der kan bruges en mere simpel relæbeskyttelse. Ulemperne ved et direkte jordet nulpunkts system er at enhver jordslutning nødvendiggør udkobling af den pågældende anlægsdel. Der kan dog etableres en automatisk hurtig genindkobling, således at afbrydningstiden reduceres til en brøkdel af et sekund. En anden ulempe er, at der er en større risiko for forstyrrelser på nærførte svagstrømsledninger, der kommer til udtryk både ved normal drift og ved en jordslutning. Ved normal drift skyldes forstyrrelsen, at der kan være overtoner i de driftmæssige jordforbindelser og i en kortslutningssituation, at der vil være en høj strøm i el-forsyningskablet. Denne strøm kan inducere en spænding i de nærførte ledninger. En princip tegning af et direkte jordet nulpunkt ses på figur 2.17.



Figur 2.17: Direkte jordet nulpunkt

Der er nu givet en beskrivelse af 132 kV el-forsyningsnettet tilhørende Orkuveita Reykjavíkur, hvor der er lagt vægt på kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2, da det var på denne strækning at fejlen indtraf i februar 2007. Der er ligeledes givet en kort beskrivelse af beskyttelsesformen brugt på kabelstrækningen. I de følgende afsnit i kapitel 3, vil der blive givet en uddybende forklaring af differentialbeskyttelsen og af signalkablet til kommunikation mellem de to differentialrelæer. Anvendelsen af symmetriske komponenter samt forskellige kortslutningsscenarier vil ligeledes blive gennemgået.

Kapitel 3

Problem analyse af beskyttelsessvigt på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV net

Der er nu givet en præsentation af 132 kV el-forsyningsnettet tilhørende Orkuveita Reykjavík og der er givet en kort forklaring omkring differentialbeskyttelsen anvendt på kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2. I dette kapitel vil der blive gennemgået emner til at fastlægge forholdene i den aktuelle kortslutningssituation. Teorien omkring symmetriske komponenter i næste afsnit vil danne grundlaget for videre beregninger på forskellige kortslutningssituationer.

3.1 Symmetriske komponenter

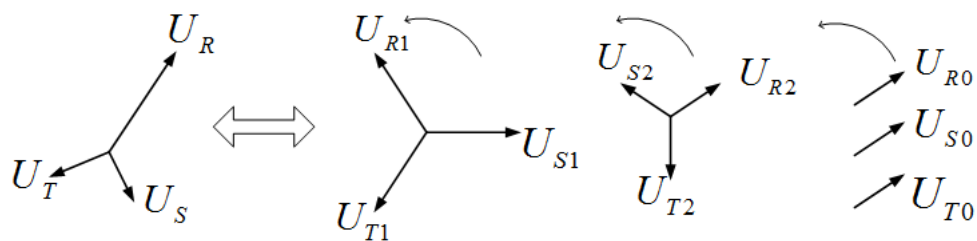
I tilfælde af usymmetri i eksempelvis et trefaset net, kan dette opløses i symmetriske komponenter. Denne metode vil simplificere f. eks. kortslutningsberegninger, som skal gennemføres på kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2. Operatoren, der bruges i et symmetrisk trefaset system til at rotere en viser 120° , er benævnt a .

$$a = e^{j(\frac{2\pi}{3})} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3.1)$$

Et usymmetrisk spændingssystem opløst i symmetriske komponenter, kan ses på figur 3.1. De tre balancerede systemer der tilsammen udgør det usymmetriske system kaldes henholdsvis synkron-, invers- og nul-komponenterne og betegnes U_1 , U_2 og U_0 . De symmetriske komponenter kan endvidere også benyttes for strøm og impedans. I dette tilfælde er spændingssystemet kun til demonstration af opløsning i symmetriske komponenter.

Spændingen kan både repræsenteres grafisk som set på figur 3.1 og ved de følgende udtryk:

$$\begin{aligned} U_R &= U_{R1} + U_{R2} + U_{R0} \\ U_S &= U_{S1} + U_{S2} + U_{S0} = a^2 \cdot U_{R1} + a \cdot U_{R2} + U_{R0} \\ U_T &= U_{T1} + U_{T2} + U_{T0} = a \cdot U_{R1} + a^2 \cdot U_{R2} + U_{R0} \end{aligned} \quad (3.2)$$



Figur 3.1: Princippet af opløsning af et usymmetrisk system til symmetriske komponenter.

Transformationen fra fase-spændinger til symmetriske komponenter kan også skrives på matrice-form vha. operatormatricen A , som vist nedenfor.

$$\begin{bmatrix} U_{R0} \\ U_{R1} \\ U_{R2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix}$$

$$\Downarrow$$

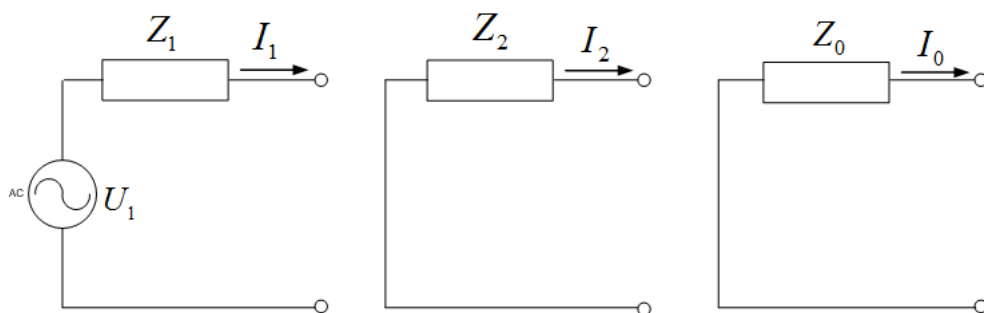
$$\begin{bmatrix} U_{sym} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} [A] \cdot [U_{fase}]$$

og ønskes der at gå fra symmetriske komponenter til faseværdier benyttes $[A]^{-1}$

$$\begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{R0} \\ U_{R1} \\ U_{R2} \end{bmatrix}$$

$$\Downarrow$$

$$\begin{bmatrix} U_{fase} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} [A^{-1}] \cdot [U_{sym}]$$



Figur 3.2: Ækvivalent diagrammer for synkron-, invers- og nul komponenterne.

Der kan for hver af de symmetriske komponenter opstilles et ækvivalentskema. For synkronkomponenten vil diagrammet indeholde synkronspænding, synkronstrøm og synkronimpedans. Diagrammerne

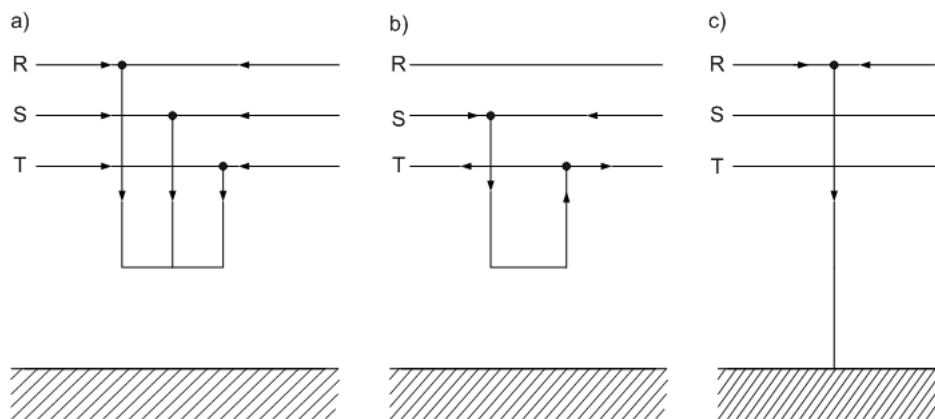
for de symmetriske komponenter kan ses i figur 3.2. Disse diagrammer vil simplificere de kommende kortslutningsberegninger, da kan opstilles et ækvivalent diagram indeholdende de symmetriske komponenter afhængig af kortslutningstype. Disse diagrammer og medhørende beregninger kan findes i Kapitel 4, afsnit 4.1 omkring kortslutningsberegninger. De forskellige kortslutningstyper, som de kommende beregninger vil omhandle, vil blive beskrevet i det efterfølgende afsnit 3.2.

3.2 Kortslutninger

Nogle af de forskellige former for fejlmuligheder, der kan opstå, når man taler om kortslutninger på tre fasede net, vil blive beskrevet i det følgende. Dette afsnit vil sammen med teorien om de symmetriske komponenter danne grundlaget for kortslutningsberegninger i forskellige fejlsценарier. Da fejlen, der opstod på strækningen mellem transformerstation A7 og A2 var en enfaset kortslutning til jord, vil denne fejltypе blive belyst. To andre fejltypеr vil også blive gennemgået; en trefaset kortslutning uden jordberøring og tofaset kortslutning uden jordberøring.

Kortslutningstyper

De tre førømtalte kortslutningstyper kan ses grafisk på figur 3.3.



Figur 3.3: De forskellige kortslutningstyper der vil blive lagt vægt på i projektet. a) Trefaset kortslutning uden jordberøring b) Tofaset kortslutning uden jordberøring c) Enfaset kortslutning med jordberøring.

Trefaset kortslutning uden jordberøring

Denne fejltypе betegner en symmetrisk belastning af systemet. Spændingen vil være 0 V i alle tre ledere i fejlpunktet F, hvilket også betyder at hver af de symmetriske komponenter er 0 V. Strømmen

i hver af lederne er af samme værdi, dog forskudt med 120° .

$$\begin{aligned}\bar{U}_R &= \bar{U}_S = \bar{U}_T = 0 \\ \bar{U}_1 &= \bar{U}_2 = \bar{U}_0 = 0\end{aligned}\tag{3.3}$$

$$\begin{aligned}\bar{I}_R &= \bar{I}_1 \\ \bar{I}_S &= a^2 \bar{I}_1 \\ \bar{I}_T &= a \bar{I}_1\end{aligned}\tag{3.4}$$

Tofaset kortslutning uden jordberøring

I modsætning til den trefasede kortslutning repræsenterer den tofasede kortslutning en asymmetrisk belastning af systemet. Der vil ingen strøm løbe i den fejlfri leder R og spændingen i de to fejlramte ledere vil være identisk.

$$\begin{aligned}\bar{U}_S &= \bar{U}_T \\ \bar{U}_1 &= \bar{U}_2\end{aligned}\tag{3.5}$$

$$\begin{aligned}\bar{I}_R &= 0 \\ \bar{I}_S &= -\bar{I}_T \\ \bar{I}_0 &= 0 \\ \bar{I}_1 &= -\bar{I}_2\end{aligned}\tag{3.6}$$

Enfaset kortslutning med jordberøring

Denne fejltypen er den der ramte højspændingsnettet i Reykjavik. Ved denne kortslutningsfejl vil der kun løbe strøm i den fejlramte leder. På strømkurverne i figur 2.7, kapitel 2, er det tydeligt at strømmen i den fejlramte leder vil stige til mange gange den normale belastningsstrøm, samt at strømmen i de to resterende ledere falder til næsten 0 A.

$$\begin{aligned}\bar{U}_R &= 0 \\ \bar{U}_1 &= -\bar{U}_2 - \bar{U}_0\end{aligned}\tag{3.7}$$

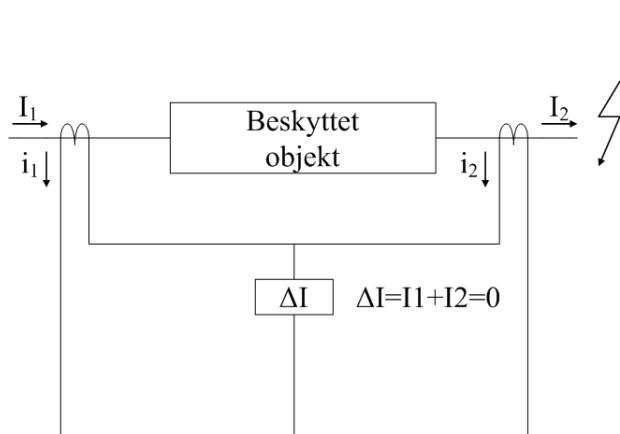
$$\begin{aligned}\bar{I}_S &= \bar{I}_T = 0 \\ 3\bar{I}_0 &= \bar{I}_R\end{aligned}\tag{3.8}$$

I tilfældet af denne aktuelle kortslutningsfejl vil der løbe en høj strøm i den ene faseleder som lige beskrevet, og der opstår herved et magnetfelt omkring lederen på den pågældende strækning. Hvad indflydelse dette magnetfelt har på signalkablet i projekttilfældet, vil blive beskrevet i afsnit 3.4, omhandlende kommunikationslinjer. Til udkobling af evt. opstående kortslutningsfejl er der på

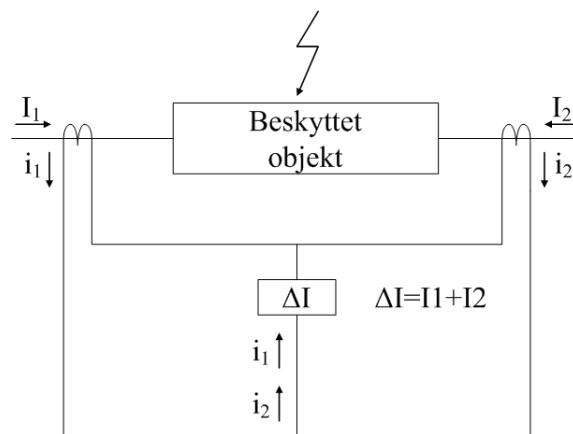
kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2 benyttet differentialbeskyttelse. Differentialbeskyttelsens virkemåde vil i det følgende afsnit 3.3 blive beskrevet.

3.3 Differentialbeskyttelse

Differentialbeskyttelse er en udbredt form for beskyttelses filosofi og kan bruges til at beskytte kabler, luftledningsanlæg, transformere, generatorer og samleskinner (busbars). En af grundene til at differentialbeskyttelse er udbredt er, at den hurtigt kan udkoble en fejl. Detektering af en fejl kan ske inden for en periode [Ziegler(2005)]. Selve udkoblingen af el-forsyningslinjen afhænger af afbryderen og kommunikation mellem denne og differetnialrelæet. Når et elektrisk overføringselement ønskes beskyttet med differentialbeskyttelse måles strømmen i indgangen og udgangen af objektet, se figur 3.4. Strømmen måles med en strøm transformer (CT). Der tages i det følgende udgangspunkt i at det er en kabel strækning der ønskes beskyttet. Grundprincippet i differentialbeskyttelsen er Kirchhoff's



Figur 3.4: Princip tegning for differentialbeskyttelse, med fejl udenfor det beskyttede område [Ziegler(2005)].



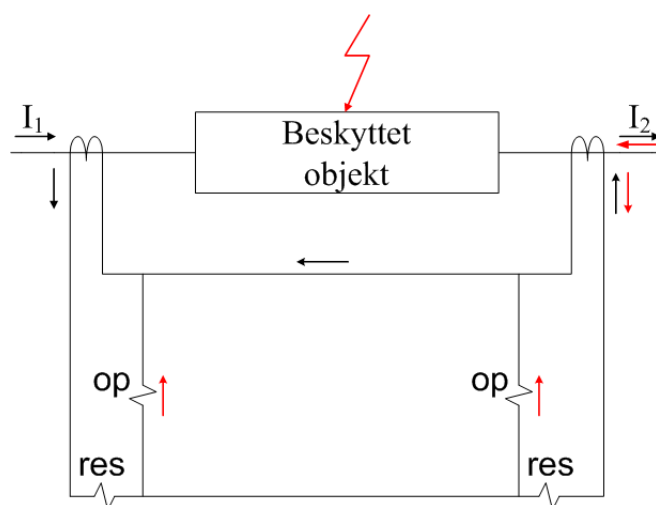
Figur 3.5: Princip tegning for differentialbeskyttelse, med fejl indenfor det beskyttede område [Ziegler(2005)].

strømlov, der siger at summen af strømme, der løber til et knudepunkt, er lig summen af strømme, der løber fra et knudepunkt. Dette kan illustreres ved figur 3.4 og figur 3.5, hvor der på figur 3.4 er en fejl udenfor det beskyttede område, hvilket medfører at summen af strømmene $\Delta I = 0$ og vil dermed ikke resultere i en udkobling af relæerne. På figur 3.5 er der en fejl på den beskyttede kabelstrækning, hvilket medfører at strømmene begge løber mod fejlstedet og summen fra de to strømtransformere bliver modsatrettede og $\Delta I \neq 0$. I tilfældet på figur 3.5 vil differentialbeskyttelsesrelæet give signal til en afbryder, der derefter vil afbryde. For at sammenligne de to strømme skal relæerne i hver ende af den beskyttede højspændingsstrækning have oplysninger om den aktuelle strøm i henholdsvis starten og slutningen af strækningen. Kommunikationen mellem differentialrelæerne sker normalt over et signalkabel enten i form af en lysleder eller et parsnoet signalkabel. Den sidstnævnte form for kommunikationsmedie, der er anvendt i projektsammenhængen, er beskrevet i afsnit 3.4.

For at undgå at kablet bliver overbelastet, hvis der er en fejl et andet sted på højspændingsnettet og udkobling af denne fejl ikke forekommer, kan der benyttes en sekundær beskyttelse. Denne sekundære beskyttelse der benyttes på kabelstrækningen L1 er distance beskyttelse. I det følgende vil en mere nuanceret forklaring af differentialrelæets virkemåde blive beskrevet.

Virkemåde af differentialrelæet

Det beskyttelses princip der er benyttet i projektet, er det ”cirkulerende strøm princip”. Operationen af denne beskyttelses metode kan beskrives vha. de to parametre; restraint-strømmen, I_{res} , og differential-strømmen, I_{op} , som henholdsvis er defineret i udtryk 3.9 og 3.10 og kan ses på figur 3.6. Ved fejlfri operation(de sorte pile) vil strømmen løbe ind fra venstre på den beskyttede forsy-



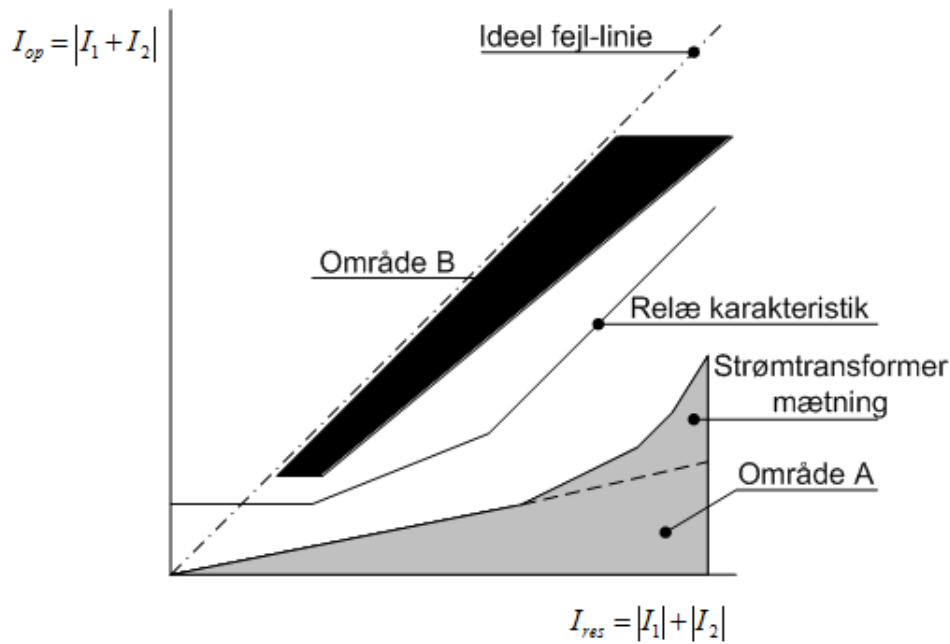
Figur 3.6: Cirkulerende strømprincip hvor de sorte strømpile indikerer fejlfri operation og de røde strømpile viser strømretning ved fejl på den beskyttede forsyningslinje, tegning inspireret af [Anderson(1999), s. 476].

ningslinje og ud mod højre i den anden ende. Derved løber der en strøm i res-vindingerne og ikke i op-vindingerne. Ved fejl(de røde pile) vil strømmen ved den fjerne ende blive modsatrettet og der vil også løbe en strøm i op-vindingerne [Anderson(1999), s. 475]. Der vil ved dette princip altid løbe en strøm i signalkablet, der via differentialrelæerne er monteret mellem de to primære strømtransformere(CT), som gør at evt. eksterne fejl ikke vil få differentialrelæerne til at koble ud. Dette kaldes ”blocking pilot scheme”. [Ziegler(2005), s. 27]

$$I_{res} = |I_1| + |I_2| = |I_1 - I_2| \quad (3.9)$$

$$I_{op} = |I_1 + I_2| \quad (3.10)$$

Ud fra disse to strømme kan der opstilles et I_{op}/I_{res} -diagram, som kan visualisere funktionsområdet for differentialrelæet. Dette diagram kan ses på figur 3.7. Den ideelle tilstand for differentialrelæet er hvis normal belastning er tilstede, og ligeledes ved eksterne fejl, som der før beskrevet ikke har indflydelse på den aktuelle beskyttede højspændingslinje og udtrykket $I_{op} = |I_1 + I_2| = 0$ vil i disse to



Figur 3.7: Generel I_{op}/I_{res} -diagram for differentialrelæ, tegning inspireret af [Ziegler(2005), s. 26].

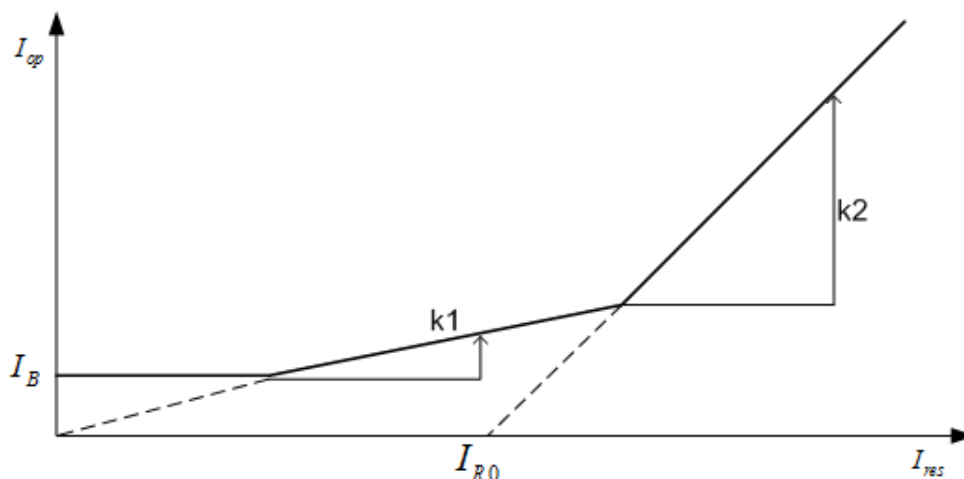
tilfælde være opfyldt. Den ideelle fejlfri situation er dermed repræsenteret ved den horisontale akse i figur 3.7. Dog vil denne ideelle tilstand ikke reelt være tilstede, da der fra strømtransformernes unøjagtigheder opstår en unøjagtig differentialstrøm, I_{op} , som er proportional med belastningsstrømmen gennem den beskyttede højspændingslinje. Det fejlfri arbejdsområde for differentialrelæet er område A på figur 3.7, som er afgrænset af den stiplede linje i det grå område. Der kan, afhængig af strømtransformernes dimensionering, opstå en mætning af de pågældende transformere. Sker der en mætning af en af strømtransformerne, vil der ske en kraftig stigning i differentialstrømmen, $I_{op} = |I_1 + I_2|$ [Ziegler(2005), s. 27]. Området for transformer mætning kan ses som det grå område over den stiplede linje.

Den 45° stiplede linje på figur 3.7 afgrænser området for betingelserne, hvor fejl på den beskyttede højspændingslinje kan opstå. Denne ideelle interne fejl linje opfylder $I_{op}/I_{res} = 1$. I praksis vil interne fejl give et forhold $I_{op}/I_{res} \leq 1$ og er afgrænset af det sorte område B.

De to områder der repræsenterer fejlfri- og fejloperation er nu defineret. Den sorte linje, der ligger mellem de to områder, kaldes relækarakteristikken for det pågældende differentialrelæ og kan også ses på figur 3.8. Den består normalt af tre opdelte, men kontinuerte lineære områder. Denne stykkevise lineære linje definerer området fra fejlfri operationsområde under linjen til fejl på den beskyttede højspændingslinje over relækarakteristikken. [Ziegler(2005), s. 28]. De tre lineære områder defineres som:

$$I_{op} \geq I_B \quad (3.11)$$

$$I_{op} \geq k_1 \cdot I_{Res} \quad (3.12)$$



Figur 3.8: Generel karakteristik for differentialrelæ, tegning inspireret af [Ziegler(2005), s. 27].

$$I_{op} \geq k_2 \cdot (I_{Res} - I_{R0}) \quad (3.13)$$

hvor:

I_B er den minimum differentialstrøm der skal registreres for at en udkobling kan finde sted. [A]

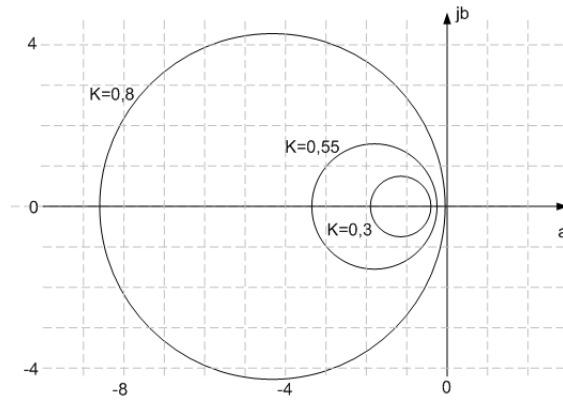
k_1 er gradienten for det andet lineære område og er en parameter der kan indstilles på differentialrelæet. Afhængig af strømtransformermætning og unøjagtighed.

k_2 er gradienten for det tredje lineære område og er en parameter der kan indstilles på differentialrelæet. Afhængig af strømtransformermætning og unøjagtighed.

En anden grafisk repræsentation af et differentialrelæes arbejdsområde kan være i form af en cirkel placeret i et komplekst koordinatsystem. For at kunne indtegne relækarakteristikken i form af en cirkel i det komplekse koordinatsystem skal karakteristikken omskrives til formelen for en cirkel. Der inkluderes her konstanten k i udtrykket for $I_{res} = k(|I_1| + |I_2|) = k|I_1 - I_2|$. Konstanten k vælges normalt til enten 0.5 eller 1 [Demetrious A. Tziouvaras and Roberts(04-12-2007), s.3]. Omskrivningen kan ses i de følgende punkter:

- $I_{op} \geq k_1 \cdot I_{Res}$, udtryk 3.12 bruges som udgangspunkt.
- $|I_1 + I_2| \geq k|I_1 - I_2|$ 3.9 og 3.10 indsættes i det ovenstående udtryk.
- $\left|1 + \frac{I_2}{I_1}\right| \geq k \left|1 - \frac{I_2}{I_1}\right|$, her divideres med I_1 på begge sider af lighedstegnet.
- Velvidende at $\frac{I_2}{I_1} = a + jb$ kan ovenstående udtryk omskrives til $|1 + a + jb| \geq k|1 - a - jb|$.
- Igen kan ovenstående udtryk omskrives til $a^2 + b^2 + 2 \cdot \frac{1+k^2}{1-k^2} \cdot a + 1 \geq 0$.

Det endelige udtryk for en cirkel med radius som i udtryk 3.14 og cirkelcenter som i udtryk 3.15. Cirklerne for flere forskellige værdier af gradienten k kan ses i figur 3.9. Differentialrelæets virkeområde er udenfor cirklen, hvilket refererer til området over den stykkevist lineære relækarakteristik i figur 3.7.



Figur 3.9: Relækarakteristik for forskellige værdier af gradienten k , figuren er inspireret af [Demetrious A. Tziouvaras and Roberts(04-12-2007), s.4].

Ligeledes er området indenfor cirklen svarende til området under den stykkevist lineære relækarakteristik i figur 3.7, hvor den beskyttede højspændingslinje er fejlfri. [Demetrious A. Tziouvaras and Roberts(04-12-2007), s.4]

$$r_{\text{cirkel}} = \frac{2k}{1 - k^2} \quad (3.14)$$

$$c_{\text{cirkel}} = a + jb = -\frac{1 + k^2}{1 - k^2} + j0 \quad (3.15)$$

Ovenstående afsnit omkring differentialrelæets virkemåde og arbejdsområde var en beskrivelse af differentialrelæer generelt. Næste afsnit er omhandlende det anvendte differentialrelæ REL 561, placeret i transformerstationerne A7 g A2.

Differentialrelæ REL 561

De følgende oplysninger er taget fra brugermanualen for differentialrelæet REL 561, [ABB(04-12-2007)], der også er at finde på bilag 2. Differentialrelæerne der er anvendt i transformerstationerne A2 og A7 er som tidligere nævnt af typen REL 561 og kan anvendes både på mellem-, høj- og ekstra høj-spændingsanlæg. Kommunikationen mellem relæerne skal foregå med et 56 kbit/s signal og skal foregå i begge retninger. Er transmissionstiden ≥ 12 ms vil differentialfunktionen blive blokeret og en besked "Communication failure" vil blive sendt. Sammenligningen af de strømme der løber ind og ud af den beskyttede højspændingslinje, sker ved en transmission af strømværdier for hver af de tre faser og bliver sendt hvert 5. ms. De tre individuelle strømværdier sendes i en fælles digital besked, men de tre bliver evalueret individuelt efter modtagelse i de to differentialrelæer.

Der er forskellige kommunikationsmuligheder til overførsel af data mellem differentialrelæerne såsom optisk fiberkabel, galvanisk parsnoet signalkabel, trådløst vha. μ -bølger og ligeledes route switching over et telekommunikationsnet. Disse vil hver især blive beskrevet yderligere i afsnit 4.4. For at sikre en fejlfri operation af differentialbeskyttelsen skal transmissionstiden i begge retninger være ens.

Hvis de to tider ikke er ens, opstår der en forkert differentialstrøm og i tilfælde af en forskel på 1 ms, ved 50 Hz opstår der en differentialstrøm der er 16% af belastningsstrømmen. For at forskellen i transmissionstiden ikke skal have indflydelse på differentialbeskyttelsen skal denne være mindre end 0,2 ms. [ABB(04-12-2007), s. 66]

Fasestrømmene, der skal sammenlignes i differentialrelæerne monteret i hver ende af den beskyttede højspændingslinje, samples med en 2 kHz samplingsfrekvens. Af to efterfølgende samples beregnes én samplingsværdi der skal repræsentere en faseværdi og efterfølgende opnås et sæt samples hvert ms. Fasestrømmene bliver fourierfiltreret og fundamentalkomponenten ved $\omega_f = 50$ Hz repræsenteres ved fourierkoefficienterne a og b. Ved fourierfiltreringen skilles de harmoniske svingninger $\omega \neq \omega_f$ fra. I udtryk 3.16 ses signalet før filtreringen og i udtryk 3.17 ses fundamentalkomponenten med de to koefficienter a og b. Fourierfiltreringen danner et sæt indeholdende a og b hvert ms, som repræsenterer henholdsvis sinus- og cosinus-komponenterne af fundamentalkomponenten, ved $\omega_f = 50$ Hz.

$$I_{fase} = f(t) = f(\omega_f) + f(\omega \neq \omega_f) \quad (3.16)$$

$$f(\omega_f) = a \cdot \sin(\omega_f t) + b \cdot \cos(\omega_f t) \quad (3.17)$$

a og b koefficienterne indeholder oplysninger om både amplitude og fase for en fasestrøm og koefficienterne vil være konstante gennem en hel periode ved fejlfri operation og derved ved identiske strømme ind og ud af den beskyttede højspændingslinje. Ved en fejlsituation, hvor strømmene ikke vil være konstante, vil koefficienterne a og b ændre værdi med tiden t. Da de to koefficienter a og b, der repræsenterer fasestrømmen, skal kunne sammenlignes efter afsendelse, skal de sendes med reference til referenceklokken, der er indbygget i hvert af differentialrelæerne. De værdier der sendes over kommunikationslinjen, er a' og b' samt en koefficient n. n er et nummer der refererer til hvilket tidspunkt a' og b' er samlet og afsendt og kan tage en værdi (n=0,1,2...7) og hænger sammen med afsendetidspunktet vha. $n \cdot 5$ ms. a' og b' findes ved udtryk 3.18. [ABB(04-12-2007), s. 67]

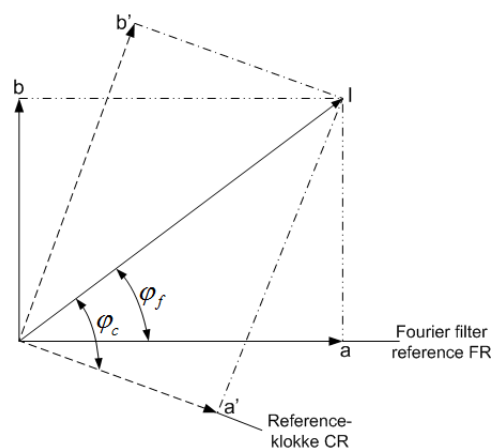
$$a' + jb' = (a + jb)e^{-(\varphi_f - \varphi_c)} \quad (3.18)$$

hvor:

φ_f er referencen for fourierfilteret, se figur 3.10.

φ_c er referencen for referenceklokken CR, se figur 3.10.

Det kan ses i figur 3.10 hvordan de to sæt a-b og a'-b' er placeret i forhold til strømvektoren I og de to vinkler φ_f og φ_c kan ligeledes ses. Når de tre koefficienter a', b' og n er modtaget af relæet monteret i den anden ende af den beskyttede højspændingslinje vil de blive sammenlignet med de lokalt beregnede værdier af a' og b' relateret til den samme værdi af n. De data, der transmitteres hvert 5. ms, indeholder check bits til at identificere en fejlramt datatransmission. Ved modtagelse af fejlramt data vil den pågældende datasekvens blive afvist og vil derfor ikke medføre en besked til afbryderne om udkobling af el-forsyningslinjen. [ABB(04-12-2007), s. 68]



Figur 3.10: Vektor diagram indeholdende vinkler φ_f og φ_c , samt koefficienterne a-b og a'-b'. [ABB(04-12-2007), s. 68]

Dette var en beskrivelse af differentialbeskyttelsesprincippet og en gennemgang af hvordan differentialrelæet REL 561, produceret af ABB overordnet fungerer. De faktorer der har indflydelse på selve kommunikationsmediet, i dette tilfælde signalkablet, vil blive gennemgået i det efterfølgende afsnit 3.4.

3.4 Kommunikationslinje mellem differentialbeskyttelsesrelæer

I differentialbeskyttelse skal måledata transmitteres mellem to differentialbeskyttelsesrelæer, monteret i hver ende af det beskyttede objekt. I projekttilfældet er det beskyttede objekt kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2. Mellem A7 og A2 ligger der et galvanisk signalkabel nedgraved parallelt med 132 kV kablerne. Der kan i et kortslutningstilfælde eller ved lynnedslag induceres høje uønskede spændinger, i en størrelsesorden på flere kV, på signalkablet. Da der i tilfældet af den enfasede kortslutningsfejl mellem A7 og A2, ikke skete en udkobling vha. differentialbeskyttelsen er det relevant at belyse, hvilke faktorer der er at overveje i beskyttelsestilfælde hvor signalkablet ligger parallelt med højspændingskablerne. Afsnittet er inspireret af [Ziegler(2005)]. Da det er et galvanisk signalkabel, der er anvendt mellem transformerstation A7 og A2, vil signalkabel igennem dette afsnit referere til et galvanisk signalkabel.

Det er muligt at have kommunikation mellem differentialrelæer op til ca. 10 km vha. et signalkabel. Typen af signalkabel til brug af kommunikation afhænger af afstanden mellem differentialrelæerne. I en afstand op til 2 km, og ved 50 Hz forventes den inducerede spænding ikke at være af ødelæggende størrelse. I disse tilfælde kan normale signalkabler med en nominel spænding på 2 kV benyttes. Disse er ikke nødvendigvis med parsnoede ledere.

Er det derimod længere afstande på op til omkring 10 km skal der bruges signalkabler med parsnoede ledere. Sker der en kortvarig fejl ($\leq 0,5s$), eksempelvis en enfaset kortslutning, er den acceptable spænding mellem leder og jord 60 % af den nominelle spænding. Er et kables nominelle spænding på 2 kV, er det acceptable spændingsniveau i ($\leq 0,5s$) 1,2 kV. Selve beskyttelseskomponenterne, såsom differentialrelæer, har normalt en nominel spænding på 2 kV og skal derfor beskyttes med skilletransformer, hvis den kortvarige spænding overstiger 1,2 kV.

Den inducerede spænding på et signalkabel kan udregnes ved formel 3.19 [Heinhold(1990), 351]. Det kan herved ses at den inducerede spænding er direkte proportional med kortslutningsstrømmen, den gensidige induktans mellem el-forsyningskabel og signalkabel samt længden af den parallelle strækning. Selve udregningen vil blive gennemgået i afsnit 4.2.

$$U_i = \omega \cdot M_{12} \cdot l \cdot I \cdot r \quad [V] \quad (3.19)$$

hvor:

U_i er den inducerede spænding i signalkablet. [V]

ω er vinkelhastigheden. [rad/s]

M_{12} er den gensidige induktans. [H/m]

l er længden hvor kablerne ligger parallelt. [m]

I er kortslutningsstrømmen, ved enfaset kortslutning til jord, $I = 3 \cdot I_0$. [A]

r er den samlede reduktionsfaktor, afhængig af skærme og armering på de anvendte kabler.

Der er flere indflydelsesfaktorer, der kan overvejes til at nedsætte en høj induceret spænding på signalkablet. Disse er opstillet nedenfor:

- Lav modstand til jord i transformerstationer.
- At signalkablet har en god skærm og derved en lav reduktionsfaktor.
- At højspændingskabler har en god skærm og derved en lav reduktionsfaktor.
- Så stor afstand, mellem højspænding og signalkabel, som muligt.
- Overskydende ledere i signalkablet kobles til skærm i begge ender af kablet.
- Anvendelse af parsnoet signalkabel.
- Anvendelse af skilletransformer hvis nødvendigt.

Der er en anden metode, der kan reducere den inducerede spænding i signalkablet eller helt fjerne den. Det er, hvis el-forsyningsnettet bruger det telekommunikationsnet, der ejes og er i brug af teleselskabet i det pågældende område. Dette vil muliggøre datatransmission mellem differentialrelæerne

over en helt anden strækning langt væk fra, hvor højspændingskablerne ligger nedgravet. Bruges teleselskabets kabler skal der overvejes om det er acceptabelt, at el-forsyningsselskabet ikke har fuld kontrol over telekommunikationsnettet, som også kan sættes ud af drift ved reparation, vedligehold og fejl opstået i forbindelse med uvejr. Det er fordelagtigt, at det er nedgravede højspændingskabler, der skal beskyttes, og ikke luftledninger, da fejl på luftledninger ofte sker i forbindelse med uvejr. Er det en luftledningsstrækning, der skal beskyttes, og kommunikationslinien mellem differentialrelæerne er lejet af teleselskabet, kan der i værste tilfælde forekomme fejl på både teleselskabets net og den beskyttede højspændingsstrækning og differentialbeskyttelsen vil fejle.

I de foregående afsnit er alle nødvendige data og teoretiske områder beskrevet og behandlet, hvorledes det i efterfølgende afsnit er muligt at fastlægge den endelige formulering af problemet der danner grundlaget for det videre projektarbejde.

3.5 Formulering af problemet på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet

Formålet med projektet er at analysere den enfasede kortslutningsfejl, der skete på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet, mellem transformerstation A7 og A2, i februar 2007. Denne analyse skal indeholde kortslutningsberegninger til at eftervise de aktuelle fejldata og derefter fastlægge, hvorfor differentialbeskyttelsen på 132 kV linien mellem transformerstationerne A7 og A2 svigtede. På baggrund af analysen skal der fastslås om en effektiv differentialbeskyttelse er mulig ved bibeholdelse af de nuværende differentialrelæer REL 561 placeret i transformerstationerne A7 og A2, eller om en alternativ beskyttelsesmetode er nødvendig. Der skal sikres, at der ved realisering af det endelige løsningsforslag vil ske en udkobling af en fremtidig fejl mellem transformerstationerne A7 og A2. Der vil som første prioritet blive arbejdet med en forbedring af den eksisterende differentialbeskyttelse og kun ved ikke tilfredsstillende forbedringer blive arbejdet med en anden beskyttelsesform.

3.6 Afgrænsning af problemet

Der vil blive fokuseret udelukkende på kabelstrækningen mellem transformerstationerne A7 og A2, da det var her differentialbeskyttelsen svigtede. Der lægges kun vægt på det aktuelle fejlsted og ikke ved fejl på andre punkter af kabelstrækningen mellem A7 og A2. Tilfældet af tre-, to- og enfasede kortslutninger bliver undersøgt dog med fokus på den enfasede kortslutningssituation. Der er reelt kabelforbindelse mellem A12 og A8, men denne kabelstrækning er ikke en del af Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet og der er derfor ingen data tilgængelige for denne kabelstrækning. Derfor vil indfødingen til transformerstation A8 tilføres fra Geithals og Nesjavellir og indfødingen til A12 vil tilføres fra Geithals. Kortslutningseffekterne oplyst til henholdsvis transformerstation A8 og A12 fra Geithals er identiske værdier trods kabelstrækningen mellem de to. Dette skyldes igen, at der

ikke er data tilgængelig for denne kabelstrækning mellem transformerstation A8 og A12, da de ejes af Landsnet.

Data til grundlag for den afgrænsede analyse er venligst givet af Orkuveita Reykjavíkur, heriblandt:

- Synkron- og nulimpedans for kabelstrækningerne med undtagelse af kabelstrækningen, L6, mellem transformerstation A12 og A5.
- Datablad for kabler på strækning L6.
- Minimum og maksimum kortslutningseffekt for hver af indfødningspunkterne Hamranes, Geithals og Nesjavellir.
- Type af signalkabel (pilotwire).
- Differentialrelætype.
- Afstand mellem kabler.
- Spændinger og strømme på L1 i og omkring fejltidspunktet.

3.7 Løsningsmetode til effektivisering af differentialbeskyttelsen

Differentialbeskyttelsen på kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2 skal som udgangspunkt udføres med differentialrelæer af typen ABB REL 561. De følgende punkter vil ligge grundlaget for en effektiv differentialbeskyttelse af kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2 på 132 kV el-forsyningsnettet tilhørende Orkuveita Reykjavíkur:

- Beregning af synkronimpedansen for L6.
- Beregning af kortslutningsstrømmen for enfaset kortslutning på det aktuelle fejlsted.
- Simulering af kortslutningsstrømmen i programmet DIGSILENT til understøttelse af beregninger.
- Beregning af gensidig induktans mellem højspændingskabler og signalkablet.
- Beregning af induceret spænding i signalkablet i tilfælde af enfaset kortslutning.
- Verificering af matlabfil til udregning af induceret spænding, vha. gennemregning af eksempel fra [Heinhold(1990)].
- Forsøg til understøttelse af beregninger af induceret spænding i signalkabel.

- Differentialbeskyttelses løsning på grundlag af forrige punkter.

Problemstillingen er fastlagt og punkterne til løsningsmetode er bestemt. I næste kapitel vil udregningerne til grundlag for en vurdering af, hvad der forårsagede et differentialbeskyttelsessvigt på kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2, blive udført.

Kapitel 4

Teknisk analyse af beskyttelsessvigt på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV net

På grundlag af de forrige afsnit kan der nu foretages beregninger omhandlende den aktuelle fejl, der skete på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV strækning mellem transformerstationerne A7 og A2. Der vil blive beregnet den kortslutningsstrøm, der teoretisk skulle opstå ved en enfaset kortslutning 6,34 km inde på kabelstrækningen fra transformerstation A7 og ligeledes blive lavet en simulering i programmet DIGSILENT. Der vil blive beregnet, hvor stor indflydelse en kortslutningsstrøm vil have på det parallelt liggende signalkabel.

4.1 Kortslutningsberegninger

I Kapitel 3, afsnit 3.2 omkring kortslutninger beskrives der tre forskellige kortslutningstilfælde. Der vil i det følgende blive udført beregninger på de tre forskellige kortslutningstilfælde. For at kunne beregne kortslutningsstrømmene i hvert af tilfældene skal der beregnes en synkron-, invers- og nulimpedans til at repræsentere indfødningpunkterne Hamranes, Nesjavellir og Geithals. Ligeledes beregnes synkron-, invers- og nulimpedansen for hver net-del på hver side af fejlpunktet F.

4.1.1 Synkron- og inverse-impedanser for 132 kV el-forsyningsnettet

Først vil alle synkron- og invers-impedanser blive beregnet for indfødningstederne og derefter henholdsvis for højre og venstre side af fejlstedet F.

Synkronimpedans for indfødningpunkterne Hamranes, Nesjavellir og Geithals

Metoden til at finde synkron impedansværdien for indfødningpunkterne Hamranes, Nesjavellir og Geithals er gennemgået i det følgende.

$$Z_{indf\o dning} = \frac{c \cdot U_N^2}{S_k''} \quad [\Omega] \quad (4.1)$$

hvor:

c er en korrektionsfaktor for spændingen før fejlen i nettets forskellige punkter afhængende af belastning. Korrektionsfaktoren vælges til 1,1 ved beregning med maximal kortslutningsstrøm ved netspændinger over 1kV, [Vørts(1990), s.305] og [Roeper(1985), s.109] og til 1,0 ved beregning med minimum kortslutningsstrøm [Vørts(1990), s.305].

U_N er netspændingen. [V]

S_k'' er kortslutningseffekten. [VA]

Synkronimpedansen i kompleks form:

$$\bar{Z}_{indf\o dning} = R_{indf\o dning} + jX_{indf\o dning} \quad [\Omega] \quad (4.2)$$

hvor:

$$R_{indf\o dning} = 0,1 \cdot X_{indf\o dning}. \quad [\text{Roeper}(1985), \text{s.89}]$$

$$X_{indf\o dning} = 0,995 \cdot Z_{indf\o dning} \quad [\text{Roeper}(1985), \text{s.89}]$$

Synkronimpedanserne for de tre indfødningspunkter findes i det følgende og der regnes med maxværdier for S_k'' , se tabel 2.3. Da det er samme fremgangsmetode i alle tre tilfælde, er udregningen kun gennemgået for indfødningspunktet Hamranes. Samtlige værdier kan ses i tabel 4.1.

Hamranes' synkronimpedans Z_1

$$\begin{aligned} Z_{Hamranes} &= \frac{1,1 \cdot 132kV^2}{772,55MVA} \\ &= 24,81 \quad \Omega \end{aligned}$$

Modstanden R og Reaktansen X:

$$\begin{aligned} X_{Hamranes} &= 0,995 \cdot 24,81 \\ &= 24,685 \quad \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{Hamranes} &= 0,1 \cdot 24,69 \\ &= 2,47 \quad \Omega \end{aligned}$$

Den samlede synkron impedans for indfødningspunktet Hamranes:

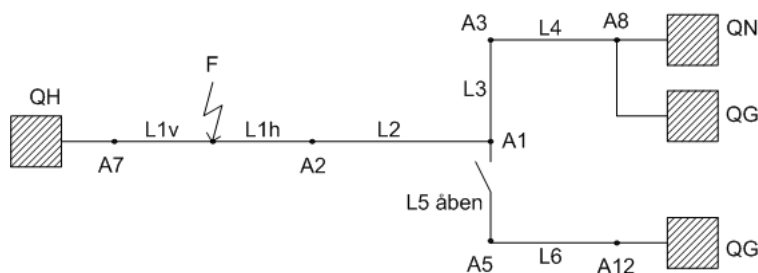
$$\bar{Z}_{Hamranes} = 2,48 + j24,69 \quad \Omega \quad (4.3)$$

Der er i ovenstående beregning brugt maximum kortslutningseffekten, S''_{kmax} , som kan ses i tabel 2.3, afsnit 2. I tabel 4.1 kan maximum og minimum-værdierne for synkronimpedansen i alle tre indfødningspunkter ses.

Betegnelse	Navn	Synkronimpedans Z_1 [Ω]
\bar{Z}_{Hmax}	Hamranes	2,48+j24,69
\bar{Z}_{Hmin}	Hamranes	2,42 +j24,05
\bar{Z}_{Gmax}	Geithals	2,75 +j27,33
\bar{Z}_{Hmin}	Geithals	2,77 +j27,54
\bar{Z}_{Nmax}	Nesjavellir	4,17 +j41,54
\bar{Z}_{Hmin}	Nesjavellir	4,82 +j47,99

Tabel 4.1: Henholdsvis maximum og minimum synkronimpedans Z_1 for indfødningspunkterne

Synkron- og inversimpedans for venstre og højre side af F

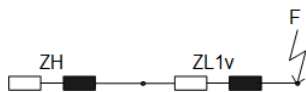


Figur 4.1: Oversigtsdiagram over el-forsyningsnettet til grundlag for beregninger af synkron impedanser.

Nu da synkronimpedanserne for indfødningspunkterne er fundet, er næste trin at finde synkronimpedanserne for kabelstrækningerne på begge sider af fejlstedet F. Synkronimpedansen Z_1 er lig inversimpedansen Z_2 , da en ændring af fasefølgen fra R-S-T til R-T-S af spændingsforsyningen på det kortslutningsramte net ikke vil have nogen indvirkning på størrelsen af kortslutningsstrømmen. Det antages derfor i det følgende at $Z_1=Z_2$, da el-forsyningsnettet anses for at være symmetrisk. For at finde impedanserne for hver side af F opstilles ækvivalentdiagrammer. I tilfældet hvor Z_1 skal findes, skal diagrammerne indeholde både synkronimpedanser for indfødningspunkterne og kabelstrækninger. Der er oplyst fra Orkuveita Reykjavíkur, at forsyningspunktet Geithals forsyner både til A8 og til A12, og at afbryderen for kabelstrækning L5 var åben i transformerstation A1 i fejltidspunktet. Derfor ser oversigtsdiagrammet, til grundlag for følgende udregninger, ud som på figur 4.1. De nødvendige kabelimpedanser blev beregnet i kapitel 2 og kan ses i tabel 2.2.

Impedans-ækvivalentdiagrammet for venstre side af F ses i figur 4.2 og den resulterende synkron

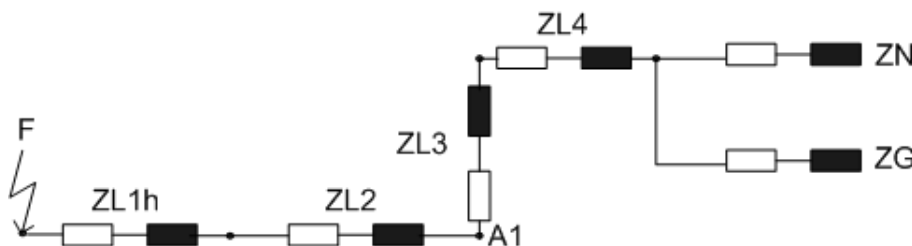
impedans $Z_{1venstre}$ er beregnet i 4.4.



Figur 4.2: Ækvivalent diagram over synkron impedanser på venstre side af fejlpunktet F.

$$\begin{aligned}
 Z_{1venstre} &= Z_H + Z_{L1v} \\
 &= (2,47 + j24,69) + (0,339 + j765) \\
 &= 2,8513 + j25,5214 \quad \Omega
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

Ækvivalentdiagram for højre side af F kan ses på figur 4.3. Synkronimpedanserne sammenregnes på følgende måde:



Figur 4.3: Ækvivalent diagram over synkron impedanser på højre side af fejlpunktet F.

1. $Z_{NG} = \frac{Z_N \cdot Z_G}{Z_N + Z_G}$
2. $Z_{A1} = Z_{L3} + Z_{L4} + Z_{NG}$
3. $Z_{højre} = Z_{L1h} + Z_{L2} + Z_{A1}$

Indsættes værdierne der alle tidligere er beregnet findes:

$$Z_{1højre} = Z_{L1h} + Z_{L2} + Z_{A1} = 2,9998 + j18,7906 \quad \Omega$$

Synkron- og inversimpedanserne for henholdsvis højre og venstre side af fejlstedet F kan ses i tabel 4.2. I det følgende vil nulimpedanserne for først indfødningspunkterne og senere højre og venstre side af F blive beregnet.

4.1.2 Nulimpedanser for 132 kV el-forsyningsnettet

Da der ikke er nogle Z_0 -oplysninger tilgængelige for indfødningspunkterne Hamranes, Geithals og Nesjavellir, skal disse udregnes. Der antages derfor, at forholdene X_0/X_1 og R_0/X_0 for kabelstykkerne vil være identiske med forholdene for det bagvedliggende el-forsyningsnet. På baggrund af denne

<i>Betegnelse</i>	<i>Impedans [Ω]</i>
$\bar{Z}_{1 \text{ højre}}$	2,9998 +j18,7906
$\bar{Z}_{2 \text{ højre}}$	2,9998 +j18,7906
$\bar{Z}_{1 \text{ venstre}}$	2,8513 +j25,5214
$\bar{Z}_{2 \text{ venstre}}$	2,8513 +j25,5214

Tabel 4.2: Synkron- og invers impedans for begge sider af fejlpointet F

antagelse udregnes nul impedansen for Hamranes i det følgende.

Nulimpedans for indfødningspunktet Hamranes

Forholdene før omtalt for kabelstykkerne, X0/X1 og R0/X0, er fundet som et gennemsnit af alle kabelstrækningerne (L1-L6). Forholdet mellem X0/X1 er 0,8785 og forholdet mellem R0/X0 er 2,1222. Udregningen af forholdene kan ses i appendiks D.

Modstanden og reaktansen for nulimpedansen:

$$\begin{aligned} X_{0 \text{ Hamranes}} &= X_{\text{Hamranes}} \cdot 0,8785 \\ &= j23.24 \quad \Omega \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$\begin{aligned} R_{0 \text{ Hamranes}} &= X_{0 \text{ Hamranes}} \cdot 2,1222 \\ &= 49.32 \quad \Omega \end{aligned} \quad (4.6)$$

Den samlede nulimpedans for indfødningspunktet:

$$Z_{0 \text{ Hamranes}} = 49.32 + j23,24 \quad \Omega \quad (4.7)$$

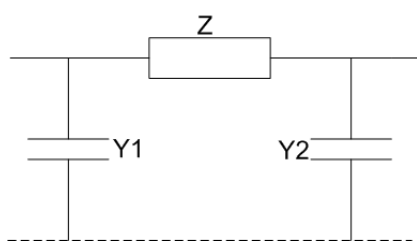
Nulimpedansen for de to øvrige indfødningspunkter beregnes ved brug af samme metode. I tabel 4.3 kan maximum og minimum-værdierne for nulimpedansen i alle tre indfødningspunkter ses.

Nulimpedans for venstre og højre side af F

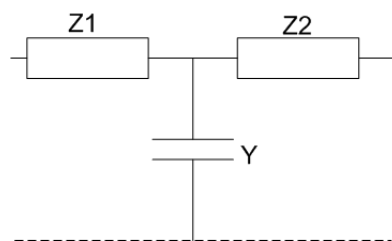
Der kan, som for synkronimpedansen, opstilles et ækvivalentdiagram for nulimpedansen for venstre og højre side af F. Ækvivalentdiagrammerne er opstillet som sammenhængende π -modeller. π -modellen repræsenterer et kabelstykkens impedans Z og shunt-admittans Y , hvor $Y = Z^{-1}$. Ligeledes findes der en T-model, der kan repræsentere et kabelstykke. De to modeller kan ses på henholdsvis figur 4.4 og 4.5. Regneregler for transformationer mellem T og π kan ses i tabel 4.4.

Betegnelse	Navn	Synkronimpedans Z_1 [Ω]
\bar{Z}_{0Hmax}	Hamranes	46,02+j21,69
\bar{Z}_{0Hmin}	Hamranes	44,84+j21,13
\bar{Z}_{0Gmax}	Geithals	50,95+j24,01
\bar{Z}_{0Hmin}	Geithals	51,35+j24,20
\bar{Z}_{0Nmax}	Nesjavellir	77,45+j36,49
\bar{Z}_{0Hmin}	Nesjavellir	89,48+j42,16

Tabel 4.3: Henholdsvis maximum og minimum nulimpedans Z_0 for indfødningspunkterne



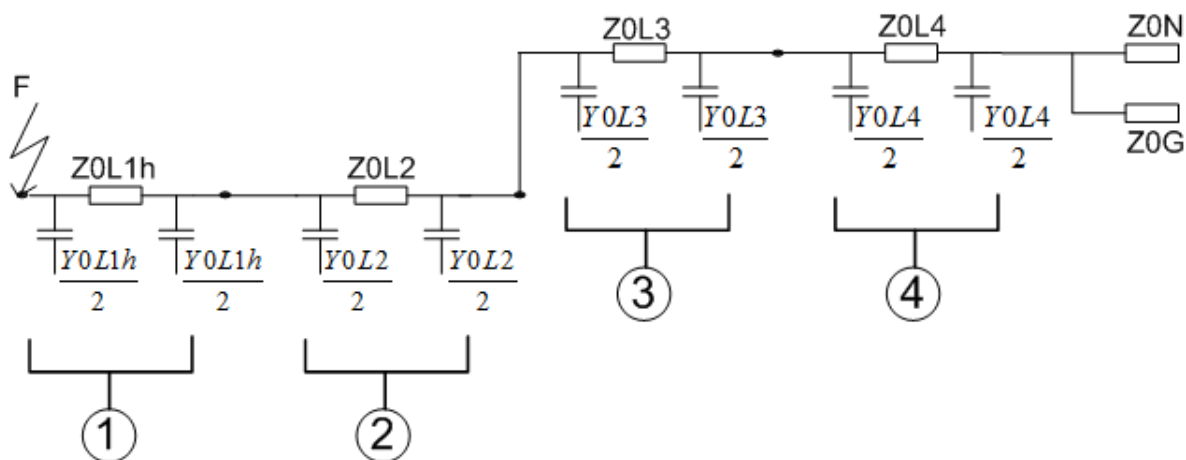
Figur 4.4: π -model af kabelstykke. Tegnet med inspiration fra [Vørts(1990)]



Figur 4.5: T-model af kabelstykke. Tegnet med inspiration fra [Vørts(1990)]

Alle nulimpedanser, Z_0 , er beregnet for kabelstrækningerne og Y kan beregnes som $Y = Z^{-1}$.

Der kan nu opstilles et ækvivalentdiagram indeholdende π -led for kabelstykkerne og nulimpedanser for indfødningspunkterne. Ækvivalentdiagrammet for højre side af fejlpunktet F kan ses på figur 4.6. Der skal ske en sammenlægning af π -leddene, og metoden til dette kan følges dels på figur 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 og ved gennemgang af følgende trin.

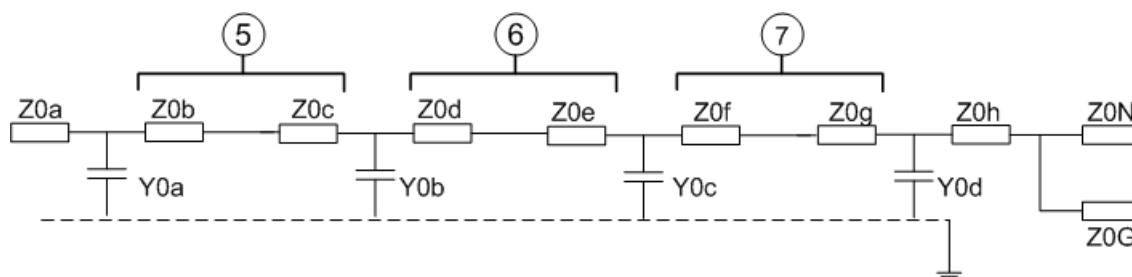


Figur 4.6: Ækvivalent diagram med π -led repræsenterende hvert af kabelstykkerne og nulimpedanser for indfødningspunkterne på højre side af F. Numrene refererer til trinnene i sammenlægning af π -led som kan følges i det nedenstående trin. Til slut fremkommer et enkelt t-led for hele højre side af F.

<i>Transformation fra T til π</i>	<i>Transformation fra π til T</i>
$Z = Z_1 + Z_2 + Z_1 \cdot Z_2 \cdot Y$	$Y = Y_1 + Y_2 + Y_1 \cdot Y_2 \cdot Z$
$Y_1 = Y \cdot \frac{Z_2}{Z}$	$Z_1 = Z \cdot \frac{Y_2}{Y}$
$Y_2 = Y \cdot \frac{Z_1}{Z}$	$Z_2 = Z \cdot \frac{Y_1}{Y}$

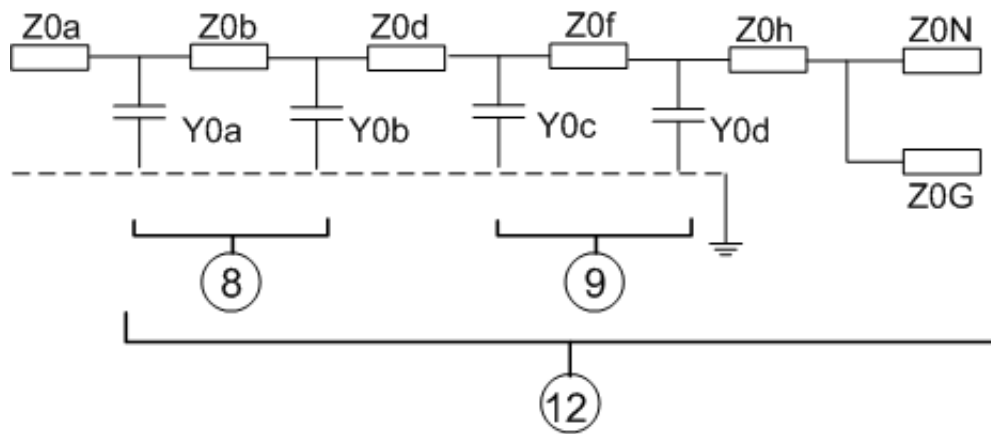
Tabel 4.4: Transformation mellem π - og T-model.[Vørts(1990)]

- $Y_{0a} = \frac{Y_{0L1h}}{2} + \frac{Y_{0L1h}}{2} + (\frac{Y_{0L1h}}{2} \cdot \frac{Y_{0L1h}}{2} \cdot Z_{0L1h})$, transformering fra π - til t-model vha. tabel 4.4.
 - $Z_{0a} = Z_{0L1h} \cdot \frac{Y_{0L1h}/2}{Y_{0a}}$, transformering fra π - til t-model vha. tabel 4.4.
 - $Z_{0b} = Z_{0L1h} \cdot \frac{Y_{0L1h}/2}{Y_{0a}}$, transformering fra π - til t-model vha. tabel 4.4.
- De samme trin som i punkt 1 følges.
- De samme trin som i punkt 1 følges.
- De samme trin som i punkt 1 følges og figur 4.7 viser resultatet af de forrige transformeringer af π -led til t-led.



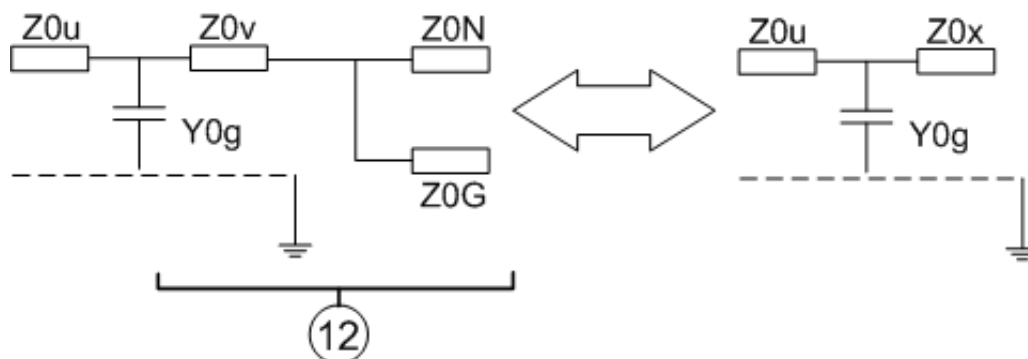
Figur 4.7: .

- $Z_{0i} = Z_{0b} + Z_{0c}$ Sammenlægning af modstande i serie, hvorved der opstår nye π -led.
- Sammenlægning af modstande som i trin 5.
- Sammenlægning af modstande som i trin 5 og ækvivalentdiagrammet ser nu ud som i figur 4.8.
- Følg igen trin 1 til transformering fra π - til t-model.
- Følg igen trin 1 til transformering fra π - til t-model.
- Der opstår igen serieforbindelser af modstande som lægges sammen. Dette trin kan ikke ses på figur.
- Igen opstår et π -led der transformeres til et t-led. Dette trin kan ikke ses på figur.



Figur 4.8: .

12. Til sidst fremkommer ét t-led i serie med parallelkoblingen af nulimpedanserne for Nesjavellir og Geithals. Modstandene på højre side af t-leddet sammenlægges: $Z_{0v} + \frac{Z_{0N} \cdot Z_{0G}}{Z_{0N} + Z_{0G}}$. Det resulterende t-led kan ses på figur 4.9. Alle detaljerede transformeringer og udregninger er udført i matlab programmet "kortslutningsberegninger_L5_open.mat", der er at finde på vedlagte bilags-CD i mappen "MATLAB".



Figur 4.9: Det endelige t-led repræsenterende hele højre side af F .

De 12 trin i beregningerne af nulimpedansen på højre side af fejlstedet F er som følger:

Trin 1

$$\begin{aligned}
 Y_{0a} &= Y_{0L1h} + \left(\frac{Y_{0L1h}}{2} \cdot \frac{Y_{0L1h}}{2} \cdot Z_{0L1h} \right) \\
 &= (0,75 - j0,28) + \left(\frac{(0,75 - j0,28)}{2} \cdot \frac{(0,75 - j0,28)}{2} \cdot (1,17 + j0,43) \right) \\
 &= 0,94 - j0,35 \quad \text{S}
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

$$\begin{aligned}
 Z_{0a} &= Z_{0L1h} \cdot \frac{Y_{0L1h}}{Y_{0a}} \\
 &= (1,17 + j0,43) \cdot \frac{(0,75 - j0,28)}{(0,94 - j0,35)} = 0,47 + j0,17 \quad \Omega
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

$$\begin{aligned}
 Z_{0b} &= Z_{0L1h} \cdot \frac{Y_{0L1h}}{Y_{0a}} \\
 &= (1,17 + j0,43) \cdot \frac{(0,75 - j0,28)}{(0,94 - j0,35)} = 0,47 + j0,17 \quad \Omega
 \end{aligned} \tag{4.10}$$

Trin 2

$$\begin{aligned}
 Y_{0b} &= Y_{0L2} + \left(\frac{Y_{0L2}}{2} \cdot \frac{Y_{0L2}}{2} \cdot Z_{0L2} \right) \\
 &= (0,73 - j0,26) + \left(\frac{(0,73 - j0,26)}{2} \cdot \frac{(0,73 - j0,26)}{2} \cdot (1,21 + j0,44) \right) \\
 &= 0,91 - j0,33 \quad \text{S}
 \end{aligned} \tag{4.11}$$

$$\begin{aligned}
 Z_{0c} &= Z_{0L2} \cdot \frac{Y_{0L2}}{Y_{0b}} \\
 &= (1,21 + j0,44) \cdot \frac{(0,73 - j0,26)}{(0,91 - j0,33)} = 0,48 + j0,17 \quad \Omega
 \end{aligned} \tag{4.12}$$

$$\begin{aligned}
 Z_{0d} &= Z_{0L2} \cdot \frac{Y_{0L2}}{Y_{0b}} \\
 &= (1,21 + j0,44) \cdot \frac{(0,73 - j0,26)}{(0,91 - j0,33)} = 0,48 + j0,17 \quad \Omega
 \end{aligned} \tag{4.13}$$

Trin 3

$$\begin{aligned}
Y_{0c} &= Y_{0L3} + \left(\frac{Y_{0L3}}{2} \cdot \frac{Y_{0L3}}{2} \cdot Z_{0L3} \right) \\
&= (1, 11 - j0, 40) + \left(\frac{(1, 11 - j0, 40)}{2} \cdot \frac{(1, 11 - j0, 40)}{2} \cdot (0, 80 + j0, 28) \right) \\
&= 1, 39 - j0, 50 \quad \text{S}
\end{aligned} \tag{4.14}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0e} &= Z_{0L3} \cdot \frac{\frac{Y_{0L3}}{2}}{Y_{0c}} \\
&= (0, 80 + j0, 28) \cdot \frac{\frac{(1, 11 - j0, 40)}{2}}{(1, 39 - j0, 50)} = 0, 32 + j0, 11 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.15}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0f} &= Z_{0L3} \cdot \frac{\frac{Y_{0L3}}{2}}{Y_{0c}} \\
&= (0, 80 + j0, 28) \cdot \frac{\frac{(1, 11 - j0, 40)}{2}}{(1, 39 - j0, 50)} = 0, 32 + j0, 11 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.16}$$

Trin 4

$$\begin{aligned}
Y_{0d} &= Y_{0L4} + \left(\frac{Y_{0L4}}{2} \cdot \frac{Y_{0L4}}{2} \cdot Z_{0L4} \right) \\
&= (0, 38 - j0, 18) + \left(\frac{(0, 38 - j0, 18)}{2} \cdot \frac{(0, 38 - j0, 18)}{2} \cdot (2, 15 + j1, 01) \right) \\
&= 0, 48 - j0, 22 \quad \text{S}
\end{aligned} \tag{4.17}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0g} &= Z_{0L4} \cdot \frac{\frac{Y_{0L4}}{2}}{Y_{0d}} \\
&= (2, 15 + j1, 01) \cdot \frac{\frac{(0, 38 - j0, 18)}{2}}{(0, 48 - j0, 22)} = 0, 86 + j0, 41 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.18}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0h} &= Z_{0L4} \cdot \frac{\frac{Y_{0L4}}{2}}{Y_{0d}} \\
&= (2, 15 + j1, 01) \cdot \frac{\frac{(0, 38 - j0, 18)}{2}}{(0, 48 - j0, 22)} = 0, 86 + j0, 41 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.19}$$

Trin 5, 6 og 7

$$\begin{aligned}
Z_{0i} &= Z_{0b} + Z_{0c} \\
&= (0,47 + j0,17) + (0,48 + j0,17) = 0,95 + j0,35 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.20}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0j} &= Z_{0d} + Z_{0e} \\
&= (0,48 + j0,17) + (0,32 + j0,11) = 0,80 + j0,29 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.21}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0j} &= Z_{0f} + Z_{0g} \\
&= (0,32 + j0,11) + (0,86 + j0,41) = 0,80 + j0,29 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.22}$$

Trin 8

$$\begin{aligned}
Y_{0e} &= Y_{0a} + Y_{0b} + (Y_{0a} \cdot Y_{0b} \cdot Z_{0i}) \\
&= (0,94 - j0,35) + (0,91 - j0,33) + ((0,94 - j0,35) \cdot (0,91 - j0,33) \cdot (0,95 + j0,35)) \\
&= 2,78 - j1,02 \quad \text{S}
\end{aligned} \tag{4.23}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0l} &= Z_{0i} \cdot \frac{Y_{0b}}{Y_{0e}} \\
&= (0,91 - j0,33) \cdot \frac{(0,91 - j0,33)}{(2,78 - j1,02)} = 0,31 + j0,12 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.24}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0m} &= Z_{0i} \cdot \frac{Y_{0a}}{Y_{0e}} \\
&= (0,91 - j0,33) \cdot \frac{(0,94 - j0,35)}{(2,78 - j1,02)} = 0,32 + j0,12 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.25}$$

Trin 9

$$\begin{aligned}
Y_{0f} &= Y_{0c} + Y_{0d} + (Y_{0c} \cdot Y_{0d} \cdot Z_{0k}) \\
&= (1,39 - j0,50) + (0,48 - j0,22) + ((1,39 - j0,50) \cdot (0,48 - j0,22) \cdot (1,18 + j0,52)) \\
&= 2,80 - j1,08 \quad \text{S}
\end{aligned} \tag{4.26}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0n} &= Z_{0k} \cdot \frac{Y_{0d}}{Y_{0f}} \\
&= (1,18 + j0,52) \cdot \frac{(0,48 - j0,22)}{(2,80 - j1,08)} = 0,21 + j0,08 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.27}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0o} &= Z_{0k} \cdot \frac{Y_{0c}}{Y_{0f}} \\
&= (1,18 + j0,52) \cdot \frac{(1,39 - j0,50)}{(2,80 - j1,08)} = 0,57 + j0,27 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.28}$$

Trin 10

$$\begin{aligned}
Z_{0p} &= Z_{0a} + Z_{0l} \\
&= (0, 47 + j0, 17) + (0, 31 + j0, 12) = 0, 78 + j0, 29 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.29}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0q} &= Z_{0m} + Z_{0j} + Z_{0n} \\
&= (0, 32 + j0, 12) + (0, 80 + j0, 29) + (0, 21 + j0, 08) = 1, 34 + j0, 48 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.30}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0r} &= Z_{0o} + Z_{0h} \\
&= (0, 57 + j0, 27) + (0, 86 + j0, 41) = 1, 44 + j0, 68 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.31}$$

Trin 11

$$\begin{aligned}
Y_{0g} &= Y_{0e} + Y_{0f} + (Y_{0e} \cdot Y_{0f} \cdot Z_{0q}) \\
&= (2, 78 - j1, 02) + (2, 80 - j1, 08) + ((2, 78 - j1, 02) \cdot (2, 80 - j1, 08) \cdot (1, 34 + j0, 48)) \\
&= 17, 35 - j6, 72 \quad S
\end{aligned} \tag{4.32}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0s} &= Z_{0q} \cdot \frac{Y_{0f}}{Y_{0g}} \\
&= (1, 34 + j0, 48) \cdot \frac{(2, 80 - j1, 08)}{(17, 35 - j6, 72)} = 0, 22 + j0, 08 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.33}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0t} &= Z_{0q} \cdot \frac{Y_{0e}}{Y_{0g}} \\
&= (1, 34 + j0, 48) \cdot \frac{(2, 78 - j1, 02)}{(17, 35 - j6, 72)} = 0, 21 + 0, 08 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.34}$$

Trin 12

$$\begin{aligned}
Z_{0u} &= Z_{0p} + Z_{0s} \\
&= (0, 78 + j0, 29) + (0, 22 + j0, 08) = 0, 99 + j0, 37 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.35}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0v} &= Z_{0t} + Z_{0r} \\
&= (0, 21 + j0, 08) + (1, 44 + j0, 68) = 1, 65 + j0, 76 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.36}$$

$$\begin{aligned}
Z_{0x} &= Z_{0v} + \frac{Z_{0N} \cdot Z_{0G}}{Z_{0N} + Z_{0G}} \\
&= (1, 65 + j0, 76) + \frac{(77, 45 + j36, 49) \cdot (50, 95 + j24, 01)}{(77, 45 + j36, 49) + (50, 95 + j24, 01)} = 32, 38 + j15, 24 \quad \Omega
\end{aligned} \tag{4.37}$$

Det resulterende t-led, som ses i figur 4.9, har efter reduktionerne de følgende værdier som indsat i tabel 4.5:

	<i>Impedanser og admittans for det resulterende t – led</i>
Z_{0u}	$0,99 + j0,37 \quad \Omega$
Z_{0x}	$32,38 + j15,24 \quad \Omega$
Y_{0g}	$17,35 - j6,72 \quad S$

Tabel 4.5

Da nettet er direkte jordet, som beskrevet i systembeskrivelsen, kapitel 2, kan der ses bort fra admittans værdien da $Y \ll Z$. Den endelige Nulimpedans for højre side af F, $Z_{0højre}$ er derfor:

$$\begin{aligned} Z_{0højre} &= Z_{0x} + Z_{0u} \\ &= (32,38 + j15,24) + (0,99 + j0,37) = 33,37 + j15,61 \quad \Omega \end{aligned} \quad (4.38)$$

Nulimpedans diagrammet for venstre side af F består kun af to π -led, der repræsenterer kabelstrækning L_{1v} og nulimpedansen for indfødningspunktet Hamranes. Nulimpedansen for venstre side beregnes i udtryk 4.39.

$$\begin{aligned} Z_{0venstre} &= Z_{0H} + Z_{0L1v} \\ &= (46,02 + j21,69) + (1,57 + j0,58) \\ &= 47,59 + j22,27 \quad \Omega \end{aligned} \quad (4.39)$$

Maximum og minimum værdier for nulimpedanserne for venstre side og højre side af fejlpointet F kan ses i tabel 4.6. Nu da alle synkron- invers- og nulimpedanser er beregnet, kan kortslutningsstrømme

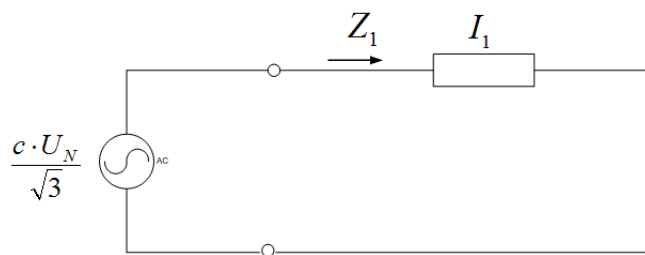
<i>Betegnelse</i>	<i>Impedans [Ω]</i>
$\bar{Z}_{0højre max}$	$33,37 + j15,61$
$\bar{Z}_{0højre min}$	$35,27 + j16,50$
$\bar{Z}_{0venstre max}$	$47,59 + j22,27$
$\bar{Z}_{0venstre min}$	$46,41 + j21,71$

Tabel 4.6: Nulimpedans for begge sider af fejlpointet F

findes ved at opstille ækvivalent diagrammer for henholdsvis synkron-, invers- og nulimpedanser, afhængig af hvilken type kortslutning der beregnes på.

4.1.3 Trefaset kortslutning uden jordberøring

Ved en trefaset kortslutning kan der opstilles et diagram som i figur 4.10 og tilhørende udtryk, hvor:



Figur 4.10: Ækvivalent diagram for tilfældet af en trefaset kortslutning uden jordberøring.

$$\begin{aligned}\bar{I}_1 \cdot \bar{Z}_1 &= \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3}} \\ \bar{I}_2 &= 0 \\ \bar{I}_0 &= 0\end{aligned}\tag{4.40}$$

Hvorved kortslutningsstrømmen kan beregnes for henholdsvis venstre og højre side af fejlpunktet F. Ved at finde bidraget af kortslutningsstrøm fra hver sin side af F kan den resulterende kortslutningsstrøm findes som $I''_{k3} = I''_{k3\text{venstre}} + I''_{k3\text{højre}}$.

Kortslutningsstrøm fra venstre side af F

$$\bar{I}''_{k3\text{venstre}} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_{1\text{venstre}}}\tag{4.41}$$

$$\begin{aligned}&= \frac{1,1 \cdot 132\text{kV}}{\sqrt{3} \cdot (2,85 + j25,52\Omega)} \\ &= 362,45 - j3244,3 \text{ kA}\end{aligned}\tag{4.42}$$

Kortslutningsstrøm fra højre side af F

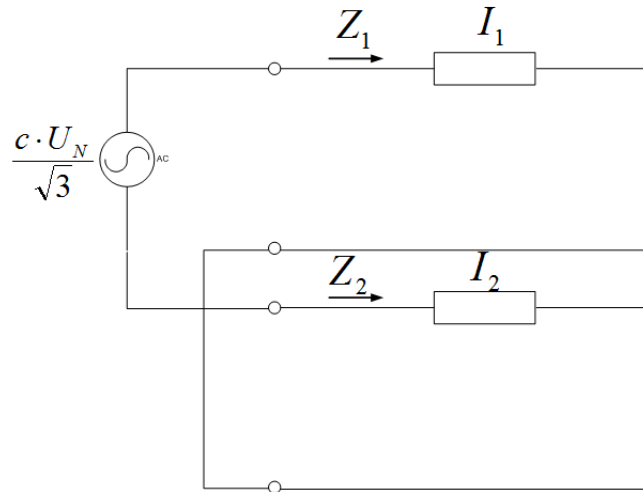
$$\begin{aligned}\bar{I}''_{k3\text{højre}} &= \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_{1\text{højre}}} \\ &= \frac{1,1 \cdot 132\text{kV}}{\sqrt{3} \cdot (3,00 + j18,79\Omega)} \\ &= 694,5 - j4350,5 \text{ kA}\end{aligned}\tag{4.43}$$

Den samlede kortslutningsstrøm:

$$\begin{aligned}\bar{I}''_{k3} &= |\bar{I}''_{k3\text{venstre}} + \bar{I}''_{k3\text{højre}}| \\ &= |1057 - j7594,7| \\ &= 7,67 \text{ kA}\end{aligned}\tag{4.44}$$

4.1.4 Tofaset kortslutning uden jordberøring

Ved en tofaset kortslutning kan der opstilles følgende diagram og udtryk, hvor:



Figur 4.11: Ækvivalent diagram for tilfældet af en tofasnet kortslutning uden jordberøring.

$$\begin{aligned}
 \bar{I}_1 \cdot (\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2) &= \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3}} \\
 \bar{I}_1 &= -\bar{I}_2 \\
 \bar{I}_0 &= 0
 \end{aligned}
 \tag{4.45}$$

Hvorved kortslutningsstrømmen kan beregnes for henholdsvis venstre og højre side af fejlpunktet F. Ved at finde bidraget af kortslutningsstrøm fra hver sin side af F kan den resulterende kortslutningsstrøm findes som $I''_{k2} = I''_{k2\text{venstre}} + I''_{k2\text{højre}}$.

Kortslutningsstrøm fra venstre side af F

$$\bar{I}''_{k2\text{venstre}} = \frac{c \cdot U_N}{\bar{Z}_{1\text{venstre}} + \bar{Z}_{2\text{venstre}}}
 \tag{4.46}$$

$$\begin{aligned}
 &= \frac{1,1 \cdot 132\text{kV}}{(2,85 + j25,52) + (2,85 + j25,52)\Omega} \\
 &= 313,89 - j2809,6 \text{ kA}
 \end{aligned}
 \tag{4.47}$$

Kortslutningsstrøm fra højre side af F

$$\begin{aligned}
 \bar{I}''_{k2\text{højre}} &= \frac{c \cdot U_N}{\bar{Z}_{1\text{højre}} + \bar{Z}_{2\text{højre}}} \\
 &= \frac{1,1 \cdot 132\text{kV}}{(3,00 + j18,79) + (3,00 + j18,79)\Omega} \\
 &= 601,48 - j3767,6 \text{ kA}
 \end{aligned}
 \tag{4.48}$$

Som et alternativ kan den tofasede kortslutningsstrøm udelukkende bestemmes ud fra den tidligere udregnede kortslutningsstrøm for det trefasede kortslutningstilfælde, da der i udtrykkene 4.41 og 4.46

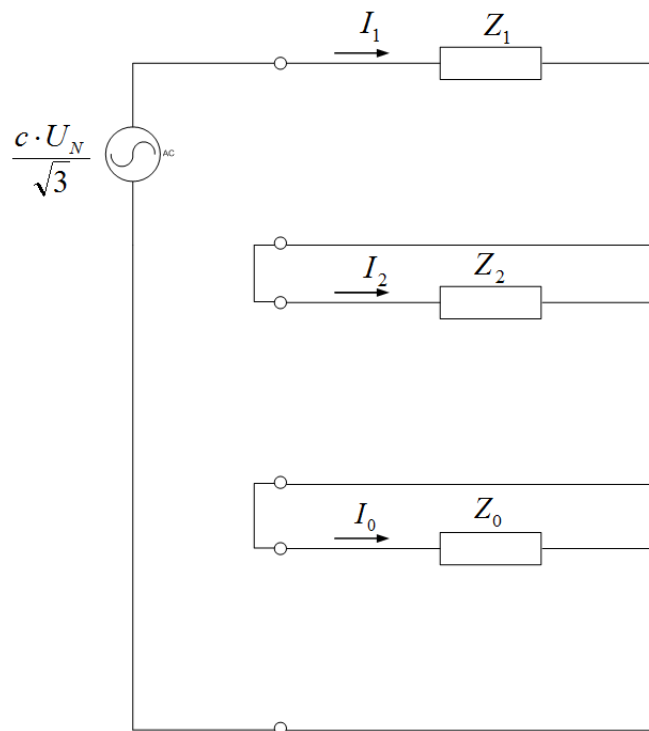
kun er en faktor $\frac{\sqrt{3}}{2}$ til forskel. Kortslutningsstrømmen kan derfor findes som $\bar{I}''_{k2} = \bar{I}''_{k3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$, gældende at $\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2$.

Den samlede kortslutningsstrøm:

$$\begin{aligned}\bar{I}''_{k2} &= |\bar{I}''_{k2\text{venstre}} + \bar{I}''_{k2\text{højre}}| \\ &= |915,37 - j6577,2| \\ &= 6,64 \text{ kA}\end{aligned}\tag{4.49}$$

4.1.5 Enfaset kortslutning med jordberøring

Ved en enfaset kortslutning med jordberøring, og dermed den aktuelle fejlsituation, kan der opstilles følgende diagram og udtryk, hvor:



Figur 4.12: Ækvivalent diagram for tilfældet af en enfaset kortslutning med jordberøring.

$$\begin{aligned}\bar{I}_1 \cdot (\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0) &= \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3}} \\ \bar{I}_1 &= \bar{I}_2 \\ \bar{I}_0 &= \bar{I}_1\end{aligned}\tag{4.50}$$

Hvorved kortslutningsstrømmen kan beregnes henholdsvis for venstre og højre side af fejlpunktet F. Ved at finde bidraget af kortslutningsstrøm fra hver sin side af F kan den resulterende kortslutningsstrøm findes som $\bar{I}''_{k1} = \bar{I}''_{k1\text{venstre}} + \bar{I}''_{k1\text{højre}}$.

Kortslutningsstrøm fra venstre side af F

$$\begin{aligned}
 \bar{I}_{k1venstre}'' &= \frac{c \cdot U_N}{\bar{Z}_{1venstre} + \bar{Z}_{2venstre} + \bar{Z}_{0venstre}} \\
 &= \frac{1,1 \cdot 132kV}{(2,85 + j25,52) + (2,85 + j25,52) + (47,59 + j22,27)\Omega} \\
 &= 1632 - j2244 \quad kA
 \end{aligned} \tag{4.51}$$

Kortslutningsstrøm fra højre side af F

$$\begin{aligned}
 \bar{I}_{k1højre}'' &= \frac{c \cdot U_N}{\bar{Z}_{1højre} + \bar{Z}_{2højre} + \bar{Z}_{0højre}} \\
 &= \frac{1,1 \cdot 132kV}{(3,00 + j18,79) + (3,00 + j18,79) + (33,37 + j15,61)\Omega} \\
 &= 2261 - j3055 \quad kA
 \end{aligned} \tag{4.52}$$

Den samlede kortslutningsstrøm:

$$\begin{aligned}
 \bar{I}_{k1}'' &= |\bar{I}_{k2venstre}'' + \bar{I}_{k2højre}''| \\
 &= |3893 - j5299| \\
 &= 6,58 \quad kA
 \end{aligned} \tag{4.53}$$

De udførte beregninger er lavet for den maksimale kortslutningseffekt S_{kmax}'' , se tabel 2.3. Indsættes der i stedet værdien S_{kmin}'' i udtrykket 4.1 og konstanten c sættes til 1,0 [Vørts(1990), s. 305], findes minimum kortslutningsstrømmene for de tre kortslutningstilfælde. Disse minimumværdier kan ses i tabel 4.7 sammen med en opsamling af maximum kortslutningsstrømmene.

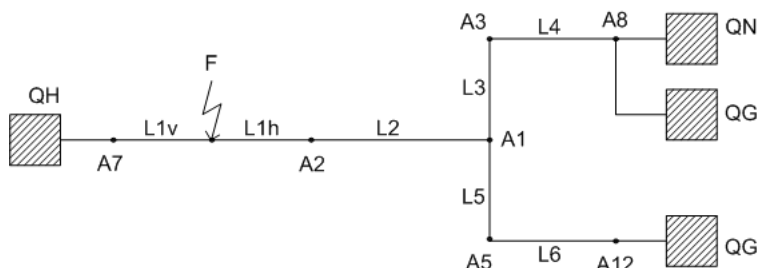
	<i>Kortslutningstrøm</i> [kA]
I_{k3max}''	7,67
I_{k3min}''	6,84
I_{k2max}''	6,64
I_{k2min}''	5,93
I_{k1max}''	6,58
I_{k1min}''	6,45

Tabel 4.7: En opsamlingstabel med henholdsvis minimum og maximum kortslutningsværdier.

Der vil i det følgende afsnit blive beregnet kortslutningsstrømme for de samme tre kortslutningstilfælde ved brug af simulering i programmet DIGSILENT.

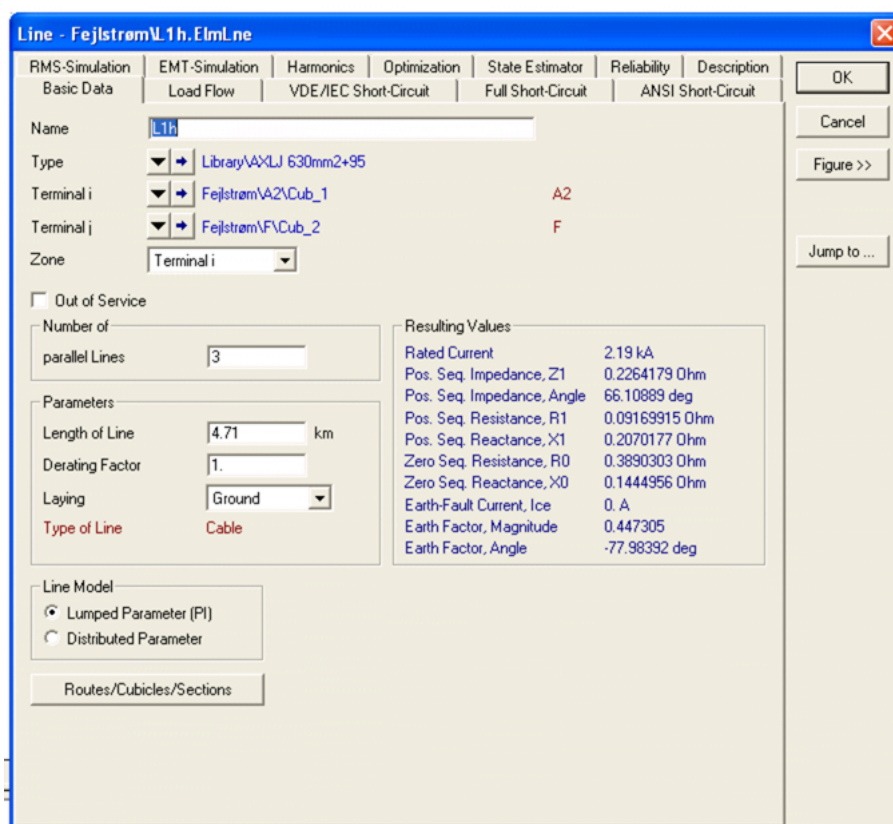
4.1.6 Kortslutningsberegning med DIgSILENT

For at verificere kortslutningsberegningerne udført i foregående afsnit laves der en simulering af kortslutningen med programmet DIgSILENT PowerFactory. Der vil i det følgende blive forklaret, hvordan 132 kV el-forsyningnettet på figur 4.13 opbygges, og hvordan en kortslutning simuleres i DIgSILENT.



Figur 4.13: El-forsyningsnettet der ønskes opbygget og simuleret

Først indsættes knudepunkterne og disse har betegnelsen A1 til A12. Der er i appendiks D en udførlig beskrivelse af fremgangsmåden for opbygningen og beregning af modellen. Herefter forbindes punkterne med kabler, og der indtastes data for de enkelte kabler. På figur 4.14 ses dialogboksen, hvor kabledataene for kablet L1h mellem knudepunkterne F og A2 er indført, og hvor F er fejlpunktet.

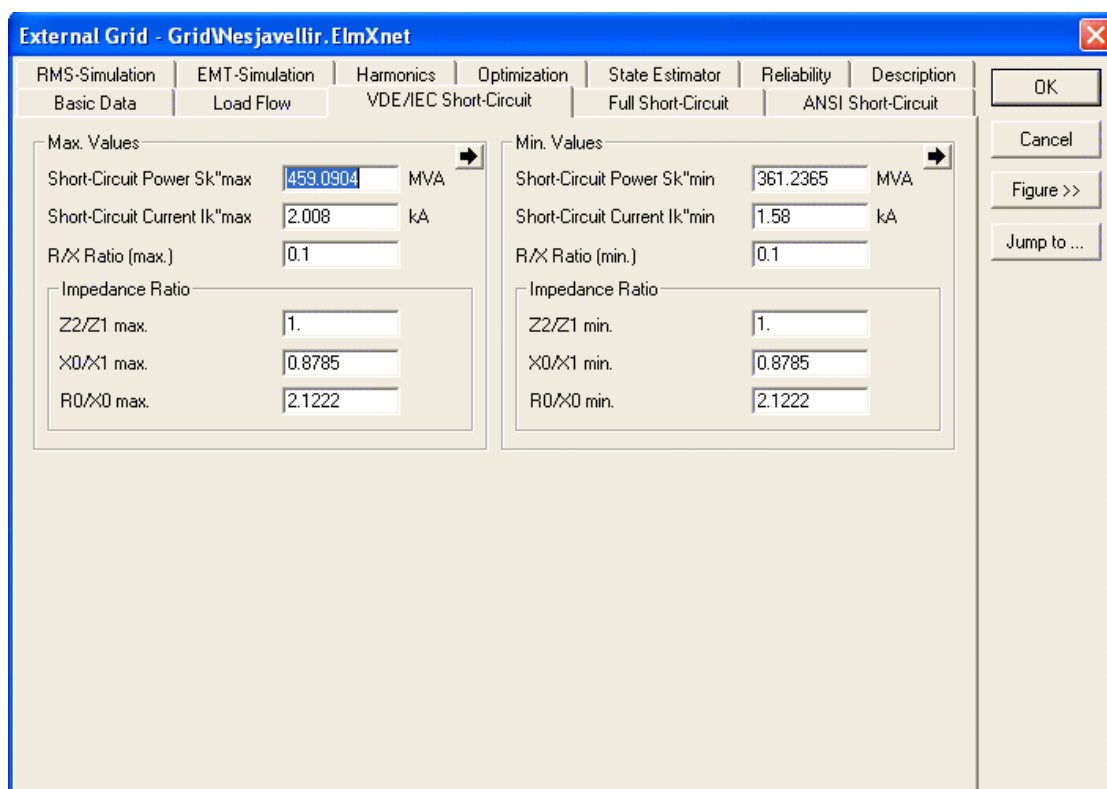


Figur 4.14: Dialogboks for kabel L1h

Dette gøres for alle kablerne på hele 132 kV el-forsyningsnettet. Der er nu opbygget et net uden forsyning. El-forsyningsnettet er forsynet i punkterne A7, A8 og A12 fra eksterne kraftværkerne. Kraftværkerne indsættes som eksterne forsyninger (External grid). Der er fra el-forsyningsselskabet Orkuveita Reykjavíkur oplyst kortslutningsstrømmene i indfødningspunkterne A7, A8 og A12. Transformerstationen Geithals forsyner både A8 og A12. På figur 4.15 kan det ses, hvordan kortslutningsstrømmene for Nesjavellir indsættes og tilsvarende gøres for de andre eksterne forsyninger. I tabel 2.2 på side 8 kan data for kablerne ses, og i tabel 4.8 ses kortslutningsstrømmen I''_{kmin} og I''_{kmax} . Data for kabler og kortslutningsstrømme er givet af Orkuveita Reykjavíkur, se bilag 1. For at udføre kortslutningsberegningen skal loadflowet beregnes, hvilket gøres ved at aktivere loadflow knappen se figur 4.16.

<i>Navn</i>	$I''_{kmax} [kA]$	$I''_{kmin} [kA]$
Geithals	3,051	2,753
Hamranes	3,379	3,153
Nesjavellir	2,008	1,580

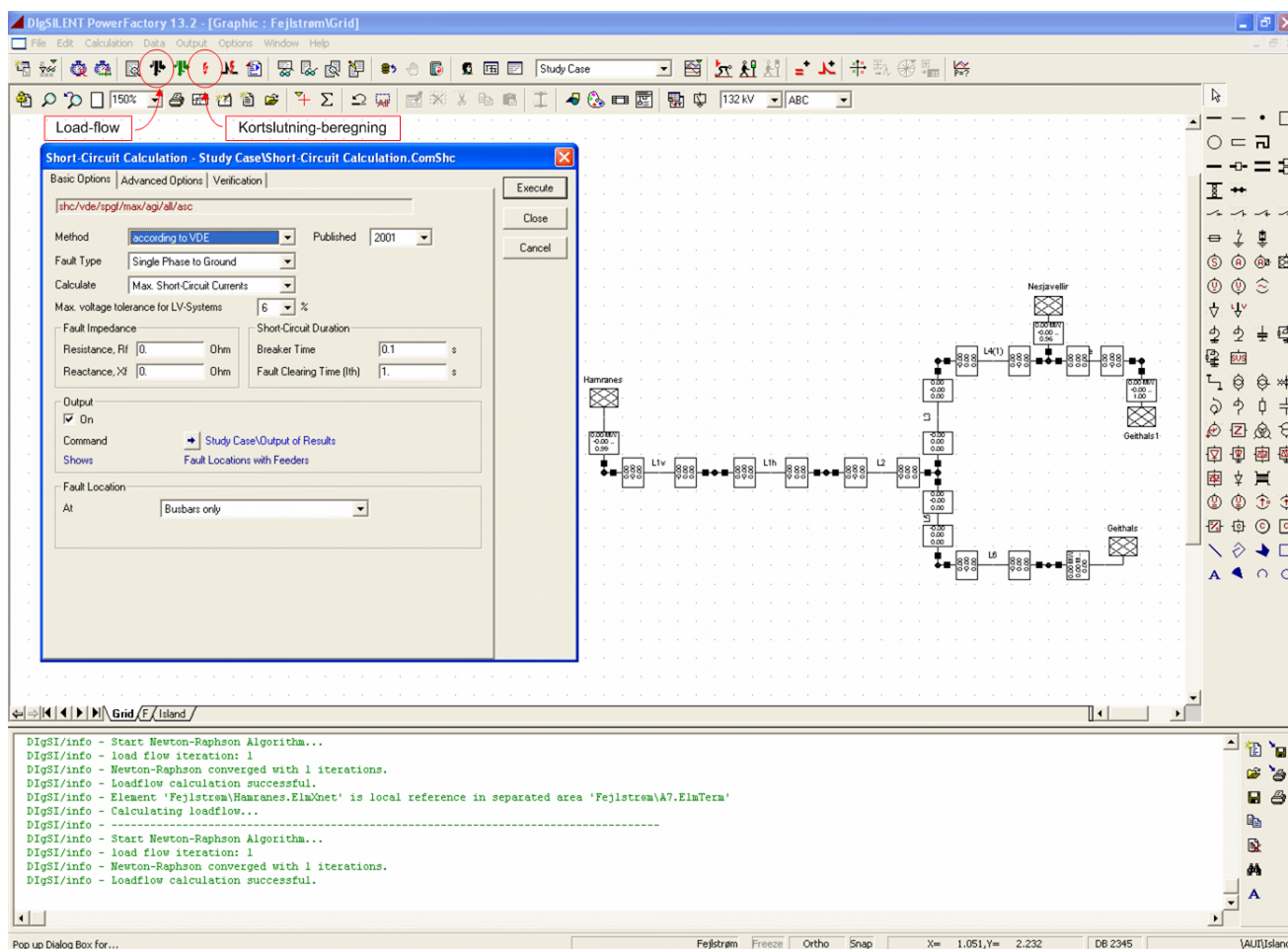
Tabel 4.8: Kortslutningsstrømmen I''_k



Figur 4.15: Dialogboks for den eksterne forsyning Nesjavellir, hvor kortslutningsstrømmen indsættes

Herefter beregnes kortslutningsstrømmen. Kortslutningsknappen aktiveres og en dialogboks fremkommer, se figur 4.16. I dialogboksen er det muligt at vælge, hvilken form for kortslutning der ønskes beregnet/simuleret, trefaset kortslutning, enfaset kortslutning til jord osv. Der ønskes nu at

udføre en enfaset kortslutning til jord. Denne kortslutning vælges i dialogboksen og knappen udfør (execute) aktiveres. Der fremkommer en beregning nederst i brugervinduet. DiGSILENT beregner kortslutningsstrømmen i alle knudepunkterne, hvis andet ikke angives. Punktet der har interesse for projektets analyse er fejlpunktet F, der er punktet hvor den faktiske kortslutning var. Der udføres først kortslutningsberegninger, hvor en del af el-forsyningsnettet er udkoblet. Den udkoblede del af el-forsyningsnettet er linjerne mellem knudepunkterne A1 og A12. For at beregne kortslutningsstrømmen når en del af el-forsyningsnettet er udkoblet gøres følgende: Dobbeltklik på det firkantede ikon ved siden af knudepunkt A1 og mod knudepunkt A12, ikonet skal nu blive en firkant, hvor det inderste er blevet hvidt. Resultaterne for denne kortslutningsberegning kan ses i tabel 4.9 i afsnit 4.1.7. For at se kortslutningsberegningerne for hele el-forsyningsnettet indkoblet henvises der til appendiks D, hvor resultaterne kan ses. Resultaterne kan ligeledes findes i afsnit 4.1.7.



Figur 4.16: Skærm billede, hvor det samlede el-forsyningsnet ses til højre, og en dialogboks for kortslutningsberegninger ses til venstre. Knapperne til aktivering af loadflow- og kortslutnings-beregning er markeret med en rød cirkel

Resultater for kortslutningsberegning med DIgSILENT

Som beskrevet i foregående afsnit udregnes kortslutningsstrømmen for forskellige elforsyningskonfigurationer, da hele el-forsyningsnettet ikke var indkoblet, da den aktuelle fejl forekom. Resultaterne i tabel 4.9 er hvor el-forsyningslinjerne mellem knudepunkterne A1 og A12 er udkoblet.

	$I''_{k\max}[kA]$	$I''_{k\min}[kA]$
Trefaset kortslutning	7,67	6,83
Tofaset kortslutning	6,64	5,92
Enfaset kortslutning til jord	6,44	5,69

Tabel 4.9: Kortslutningsstrømmen $I''_{k\max}$ og $I''_{k\min}$ fra DIgSILENT, når linjerne mellem A1 og A12 er udkoblet.

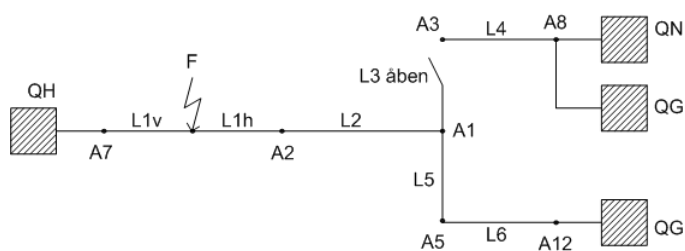
Resultaterne for kortslutningsberegningerne vil i det næste afsnit blive sammenlignet for at undersøge, om der er overensstemmelse mellem beregningerne udført i afsnit 4.1.3-4.1.5 og beregningerne/simuleringerne udført i dette afsnit. De samlede beregnings resultater vil derefter blive sammenlignet med faktiske strømme for kortslutningsfejlen på Orkuveita Reykjavíkurs el-forsyningsnet. I appendiks D er der en komplet beskrivelse af fremgangsmåden for simuleringerne i DIgSILENT, og i bilag findes udregningsresultaterne kopieret fra DIgSILENTs output-vindue.

4.1.7 Opsamling af resultater for kortslutningsstrømme i de tre kortslutningstilfælde

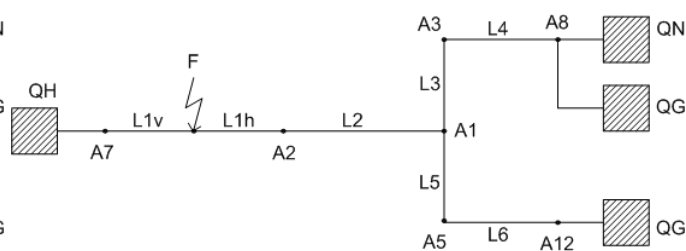
De beregnede og simulerede kortslutningsstrømme for alle tre kortslutningstilfælde kan genses i tabel 4.10, og ligeledes afvigelserne mellem de beregnede kortslutningsstrømme og kortslutningsstrømmene fundet gennem simulering med DIgSILENT.

	<i>Beregnet</i> [kA]	<i>Simuleret</i> [kA]	<i>Afv.</i> [%]
$I_{k3\max}$	7,67	7,67	0
$I_{k3\min}$	6,84	6,83	0,1
$I_{k2\max}$	6,64	6,64	0
$I_{k2\min}$	5,93	5,92	0,2
$I_{k1\max}$	6,58	6,44	2,1
$I_{k1\min}$	6,44	5,69	11,6

Tabel 4.10: En opsamlingstabel med henholdsvis de udregnede kortslutningsværdier og de simulerede værdier fra programmet DIgSILENT.



Figur 4.17: Forbindelsen til L3 er i dette tilfælde afbrudt i transformerstation A1 .



Figur 4.18: Hele 132 kV nettet koblet ind.

Der kan, ifølge informationer fra Orkuveita Reykjavíkur, være andre mulige koblinger af 132 kV nettet. Disse koblingers resulterende kortslutningsstrømme er efter ønske fra Orkuveita Reykjavíkur ligeledes blevet beregnet. Det drejer sig om to andre mulige koblinger. 1) Hvor kabelstrækning L3 er åben og dermed L5 sluttet, se figur 4.17. 2) Hvor hele nettet er koblet ind, se figur 4.18. Der vil ikke blive gennemgået beregninger for disse to tilfælde, men der henvises til de to matlab-programmer, der er at finde på vedlagte bilags-CD: 1) ”kortslutningsberegninger_L3_open.m” 2) ”kortslutningsberegninger.m”. Resultaterne kan findes i tabel 4.11 for tilfælde 1) og i 4.12 for tilfælde 2).

	Beregnet [kA]	Simuleret [kA]
I_{k3max}	6,05	6,05
I_{k3min}	5,55	5,55
I_{k2max}	5,24	5,24
I_{k2min}	4,81	4,81
I_{k1max}	5,12	5,11
I_{k1min}	5,16	4,66

Tabel 4.11: Kortslutningsstrømme i tilfælde af at L3 er åben og L5 sluttet, se figur 4.17. Resultaterne er henholdsvis de beregnede kortslutningsværdier og de simulerede værdier fra programmet DIgSILENT.

	Beregnet [kA]	Simuleret [kA]
I_{k3max}	10,14	10,14
I_{k3min}	9,09	9,07
I_{k2max}	8,78	8,78
I_{k2min}	7,87	7,86
I_{k1max}	8,45	8,49
I_{k1min}	8,34	7,51

Tabel 4.12: Kortslutningsstrømme i tilfælde af at hele nettet er koblet ind, se figur 4.18. Resultaterne er henholdsvis de beregnede kortslutningsværdier og de simulerede værdier fra programmet DIgSILENT.

4.1.8 Delkonklusion

	<i>Betegnelse</i>	<i>Minimum værdi</i>	<i>Maximum værdi</i>
I_{L1}	I_1	-9165,00 A	8463,00 A
I_{L1}	I_2	-462,00 A	597,00 A
I_{L1}	I_3	-618,00 A	702,00 A

Tabel 4.13: Tabellen viser fasestrømme i tiden efter fejltidspunktet og til sekundær beskyttelse koblede linien ud. Selve grafen kan ses på figur 4.19. Original tabel er at finde på bilag 1

Den kortslutningsstrøm der registreredes under fejlen på kabelstrækningen A7-A2, kan genses i tabel 4.13 og på figur 4.19. For at have en eksakt værdi at sammenligne både de beregnede og simulerede kortslutningsstrømme med findes gennemsnittet af de to peakværdier for en periode af de aktuelle fejlmålinger. Dette er nødvendigt, da det ikke er muligt at fastslå, om fejlen forekom ved minimum belastning eller ved maximum belastning, og de teoretiske værdier for I_{k1min} og I_{k1max} vil derfor begge blive sammenlignet med gennemsnitsmålingerne fra Orkuveita Reykjavíkur. Dette resulterer i en gennemsnitlig enfaset kortslutningsstrøm i fejløjeblikket på, $I_{k1} = \frac{9165+8463}{2} = 8810A$. Denne strøm-værdi er dog peakværdien, og alle de beregnede og simulerede kortslutningsstrømme er rms-værdier og derfor findes rms-værdien af kortslutningsstrømmen i fejløjeblikket: $I_{k1rms} = 8810 \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} = 6230A$.

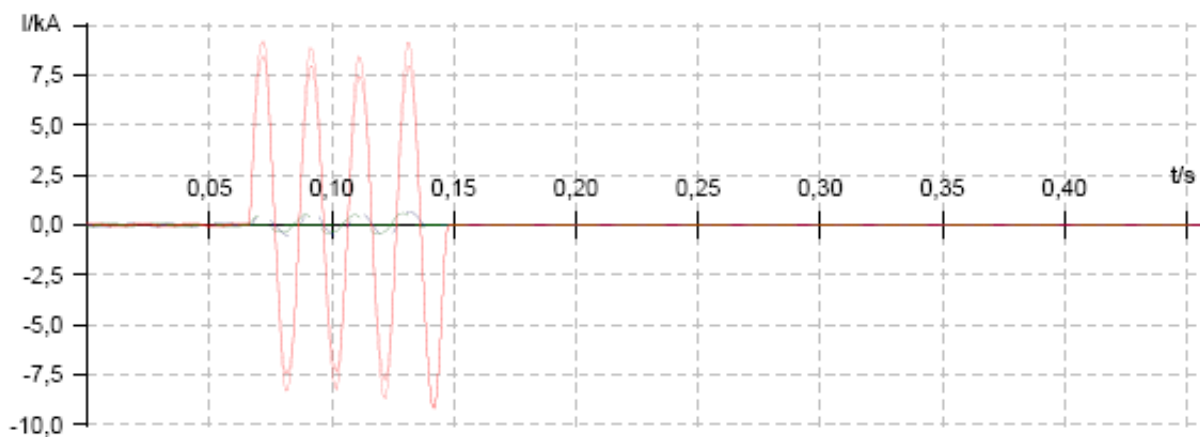
	<i>Fejldata fra O.R. [kA]</i>		<i>Beregnet [kA]</i>	<i>Simuleret [kA]</i>
I_{k1rms}	6,23	I_{k1max}	6,58	6,44
		I_{k1min}	6,45	5,69

Tabel 4.14: Enfasede kortslutningsstrømme fra O.R.(Orkuveita Reykjavíkur), Beregnede værdier fra afsnit 4.1.5 og simulerede værdier fra programmet DIgSILENT.

	1) <i>Data O.R – Beregnet [%]</i>	2) <i>Data O.R – Simuleret [%]</i>	3) <i>Beregnet – Simuleret [%]</i>
I_{k1max}	5,3	3,3	2,1
I_{k1min}	3,4	8,6	11,6

Tabel 4.15: Afvigelser i % mellem 1) Data fra O.R.(Orkuveita Reykjavíkur)- Beregnede værdier. 2) Data fra O.R.(Orkuveita Reykjavíkur)- Simulerede værdier fra programmet DIgSILENT og 3) Beregnede værdier-Simulerede værdier fra programmet DIgSILENT

Som det kan ses i tabel 4.10 ligger både de trefasede og tofasede kortslutningsstrømme fundet vha. beregninger og simulering med en afvigelse på ($\leq 0,2\%$). Det kan derfor verificeres, at kortslutnings-beregningerne uden brug af Z_0 , dvs. beregninger for kortslutninger uden jordberøring, er korrekte. I tabel 4.15, kan det ses at både de beregnede og simulerede resultater for kortslutningsstrømmen ligger tæt på den aktuelle måling på 6,23 kA. De små afvigelser kan skyldes den simplificering, der sker ved



Figur 4.19: Graferne viser fasestrømme i og omkring fejltidspunktet.

at ignorere den kabelstrækning der er mellem station A12 og A8. Grunden til at linien er ignoreret er at denne kabelstrækning er en del af Landsnet og ikke en del af Orkuveita Reykjavíkur's net. Derfor er der ingen data tilgængelige på strækningen. Det vurderes at både beregninger og simuleringer giver en kortslutningsstrøm, der ligger meget tæt op af målingerne, og de kan derfor godkendes.

I det kommende afsnit vil det blive undersøgt, hvor stor en indflydelse kortslutningsstrømmen har på det parrallelt liggende signalkabel. Der vil i disse beregninger blive brugt den aktuelt målte kortslutningsstrøm, på 6,23 kA, fra tiden efter fejltidspunktet og til linien blev koblet ud, da det vil give det mest virkelighedsnære resultat for hvor stor en spænding der reelt induceredes i signalkablet ved fejlen i februar.

4.2 Induceret spænding på signalkabel

Kortslutningsstrømmen for en enfaset kortslutning er nu beregnet og hvor meget indflydelse den har på det parallelle nedgravede signalkabel vil blive undersøgt i det følgende. Det er vigtigt at tage højde for en evt. induceret spænding da den kan forårsage skade på signalkablet, tilhørende komponenter og personer. Ligeledes kan den være skyld i at kommunikationsdata mellem to differentialrelæer vil blive ødelagt [Heinhold(1990), s. 349]. I dette tilfælde ligger 132 kV højspænding parallel med signalkablet på en strækning af 11,05 km mellem transformerstation A7 og A2. Afstanden, D_{12} , mellem højspænding og signalkabel er oplyst til at være $0 \leq D_{12} \leq 10$ cm. I tilfældet af en enfaset kortslutning vil der opstå et magnetfelt fra den strøm, der løber mellem den fejlramte fase og jord. Dette magnetfelt vil i det parallelle signalkabel inducere en spænding U_i . Den magnetiske kobling mellem de to ledere beskrives som den gensidige induktans, M_{12} og beregnes ved udtryk 4.55. I udtrykket er parameteren, d , den ækvivalente jorddybde benyttet. Denne ækvivalente jorddybde er en størrelse der beskriver strømmens retur i jord, hvor jordmodstanden og frekvens bestemmer hvor dybt strømmen i teorien vil løbe. Denne sammenhæng, som kan ses i 4.54, blev undersøgt af amerikaneren Carson. [Vørts(1966), s. 64]

$$d = 660 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [m] \quad (4.54)$$

hvor:

d er den ækvivalente dybde af returstrømmen i jord. [m]

ρ er jordmodstanden. [$\Omega \cdot m$]

f er frekvensen. [Hz]

$$M_{12} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{d}{D_{12}} \quad [H/m] \quad (4.55)$$

hvor:

M_{12} er den gensidige induktion mellem to ledere. [H/m]

$2 \cdot 10^{-7}$ er en konstant, der stammer fra udtrykket for magnetisk induktion $B = \mu_0 \cdot H$, som helt udskrevet bliver til $B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2\pi \cdot x} = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot I}{x}$.

d er den ækvivalente jorddybde. [m]

D_{12} er afstanden mellem de to parallelle ledere. [m]

Der skal gøres opmærksom på, at udtryk 4.55 kun kan bruges ved tilfælde, hvor $D_{12} \ll d$ [Vørts(1966), s. 65]. Den inducerede spænding i signalkablet kan nu findes som i 4.56.

$$U_i = \omega \cdot M_{12} \cdot l \cdot I \cdot r \quad [V] \quad (4.56)$$

hvor:

U_i er den inducerede spænding i signalkablet. [V]

ω er vinkelhastigheden. [S^{-1}]

M_{12} er den gensidige induktans. [H/m]

l er længden, hvor kablerne ligger parallelt. [m]

I er kortslutningsstrømmen, ved enfaset kortslutning til jord, $I = 3 \cdot I_0$. [A]

r er den samlede reduktionsfaktor, som vil blive beskrevet herunder.

Reduktionsfaktoren, r , er en multiplikation af flere forskellige reduktionsfaktorer. Der findes fem forskellige reduktionsfaktorer, der kan være afhængig af omgivelserne hvori kablerne er nedgravet eller af kablets opbygning [Heinhold(1990), s. 351]. Disse er:

- r_{ki} , afhængig af skærmen på højspændingskabel.
- r_{ku} , afhængig af skærmen på signalkabel.
- r_s , afhængig af sideløbende togs Skinner.

- r_E , afhængig af snoede jordledere i luftledningsarrangementer.
- r_x , afhængig af nærved liggende rør eller andre metallisk ledende dele, der alle er udlignet i forhold til jord.

Disse faktorer gør hver især, at den inducerede spænding på signalkablet bliver reduceret, hvilket betyder at små reduktionsfaktorer er mest favorable. De eneste, der er aktuelle på kabelstrækningen mellem A7 og A2, er de to øverste på listen, r_{ki} og r_{ku} . Disse to kan findes ud fra samme formel og kan ses i 4.57.

$$r_k = \frac{R_M}{\sqrt{R_M^2 + \omega^2 \cdot L_E^2}} \quad (4.57)$$

hvor:

r_k er reduktionsfaktoren og er enhedsløs.

R_M er DC modstanden af skærmen pr. enhedslængde i det pågældende kabel. [Ω/m]

ω er vinkelhastigheden. [S^{-1}]

L_E er induktansen i jorden pr. enhedslængde og er opgivet til $2 \cdot 10^{-6}$ [H/km]. [Heinhold(1990), s. 352]

4.2.1 Beregning af induceret spænding U_i

Første trin i de kommende beregninger er at finde DC modstanden for skærmen i henholdsvis højspændingskablet og signalkablet. Disse størrelser skal bruges til at finde r_{ki} og r_{ku} . DC modstanden findes som i 4.58.

$$R_M = \frac{\rho}{A} \quad [\Omega/m] \quad (4.58)$$

hvor:

R_M er DC modstanden [Ω/m]

ρ er den elektriske modstand for det anvendte materiale. [$\Omega \cdot m$]

A er tværsnitsarealet af skærmen. [m^2]

De nødvendige fysiske data for skærmene i de to omtalte kabler findes i tabel 4.16.

	<i>Kobberskærm 132 kV kabel</i>	<i>Aluminiumskærm signalkabel</i>
<i>Tykkelse</i> [mm]	–	0,015
<i>Tværsnitsareal</i> [m ²]	95 · 10 ⁻⁶	282 · 10 ⁻⁹
<i>Elektrisk modstand</i> ρ [Ω · m]	1,69 · 10 ⁻⁸	2,75 · 10 ⁻⁸

Tabel 4.16: Skærmdata for henholdsvis 132 KV kabel nedlagt mellem A7 og A2 og signalkablet. Skærmtykkelsen for signalkablet er ikke oplyst fra Orkuveita Reykjavíkurs side og derfor er data for et lignende kabel brugt.

DC modstand

DC modstand i skærm på 132 kV kabel

$$\begin{aligned}
 R_{M\ 132\ kV} &= \frac{\rho_{Cu}}{A} \\
 &= \frac{1,69 \cdot 10^{-8}}{95 \cdot 10^{-6}} \\
 &= 0,179 \cdot 10^{-3} \quad \Omega/m
 \end{aligned} \tag{4.59}$$

DC modstand i skærm på signalkabel

$$\begin{aligned}
 R_{M\ signal} &= \frac{\rho_{Alu}}{A} \\
 &= \frac{2,75 \cdot 10^{-8}}{282 \cdot 10^{-9}} \\
 &= 97 \cdot 10^{-3} \quad \Omega/m
 \end{aligned} \tag{4.60}$$

Reduktionsfaktor

Alle nødvendige data er nu til rådighed for at udregne reduktionsfaktorene for hver af skærmene vha. udtryk 4.57.

Reduktionsfaktor r_{ki} for skærm på 132 kV kabel

$$\begin{aligned}
 r_{ki} &= \frac{R_{M\ 132\ kV}}{\sqrt{R_{M\ 132\ kV}^2 + \omega^2 \cdot L_E^2}} \\
 &= \frac{0,179 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{(0,179 \cdot 10^{-3})^2 + 314,16^2 \cdot (2 \cdot 10^{-6})^2}} \\
 &= 0,274
 \end{aligned} \tag{4.61}$$

Reduktionsfaktor r_{ku} for skærm på signalkabel

$$\begin{aligned} r_{ku} &= \frac{R_{M \text{ signal}}}{\sqrt{R_{M \text{ signal}}^2 + \omega^2 \cdot L_E^2}} \\ &= \frac{97 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{(97 \cdot 10^{-3})^2 + 314,16^2 \cdot (2 \cdot 10^{-6})^2}} \\ &= 1,00 \end{aligned} \tag{4.62}$$

Dette resultat betyder, at skærmen på signalkablet ikke vil have nogen indflydelse på beregningerne til at finde den inducerede spænding på signalkablet. Det giver derfor en samlet reduktionsfaktor, r , som i udtryk 4.63.

$$\begin{aligned} r_{ku} &= r_{ki} \cdot r_{ku} \\ &= 0,274 \cdot 1,00 \\ &= 0,274 \end{aligned} \tag{4.63}$$

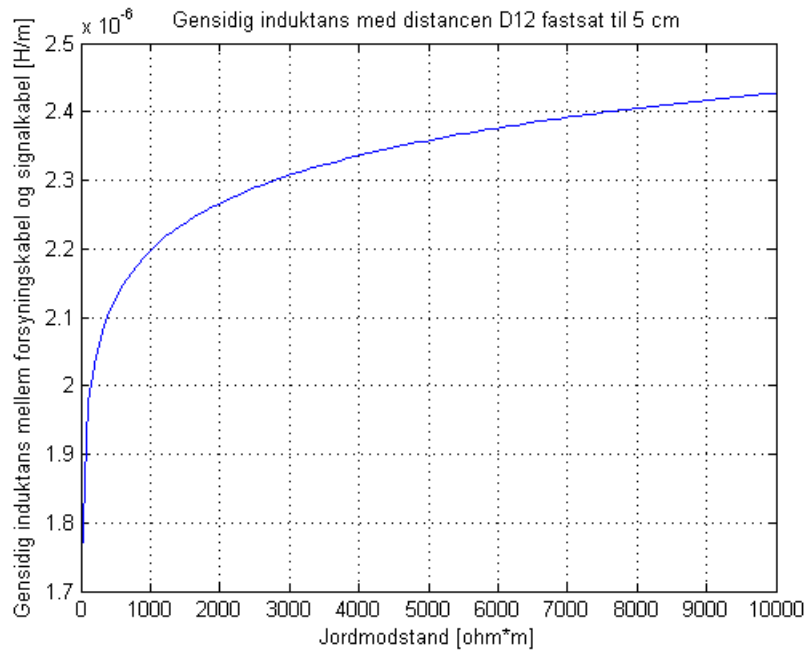
Den ækvivalente jorddybde d

Den værdi, der skal bruges til at finde den ækvivalente jorddybde, d , afhænger af jordmodstanden ρ . Da den nøjagtige jordmodstand, for hvor kablerne er nedgravet, ikke er kendt, vil den gensidige impedans blive simuleret i matlab, hvor $0,1 \leq \rho \leq 10000\Omega \cdot m$. Matlabfilen hedder "*induceret - volt - var - D.m*" og kan findes på bilags-CDen i mappen MATLAB. Der vil dog samtidig blive foretaget udregninger her i afsnittet, hvor ρ fastsættes til $5000\Omega \cdot m$, da den værdi er foreslået i [Heinhold(1990), s. 351] for stenfyldt jord.

$$\begin{aligned} d &= 660 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \\ &= 660 \cdot \sqrt{\frac{5000}{50}} \\ &= 6600 \text{ m} \end{aligned} \tag{4.64}$$

Gensidig induktans

Jordmodstanden $0,1 \leq \rho \leq 10000\Omega \cdot m$ vil give mange mulige resultater for den gensidige induktans. Den gensidige induktans er beregnet i matlab og kan ses i figur 4.20 som funktion af ρ . Benyttes $5000\Omega \cdot m$ til jordmodstand og afstanden mellem el-forsyningskabler og signalkabel sættes til 5 cm, vil den gensidige induktans være som i udtryk 4.65.



Figur 4.20: .

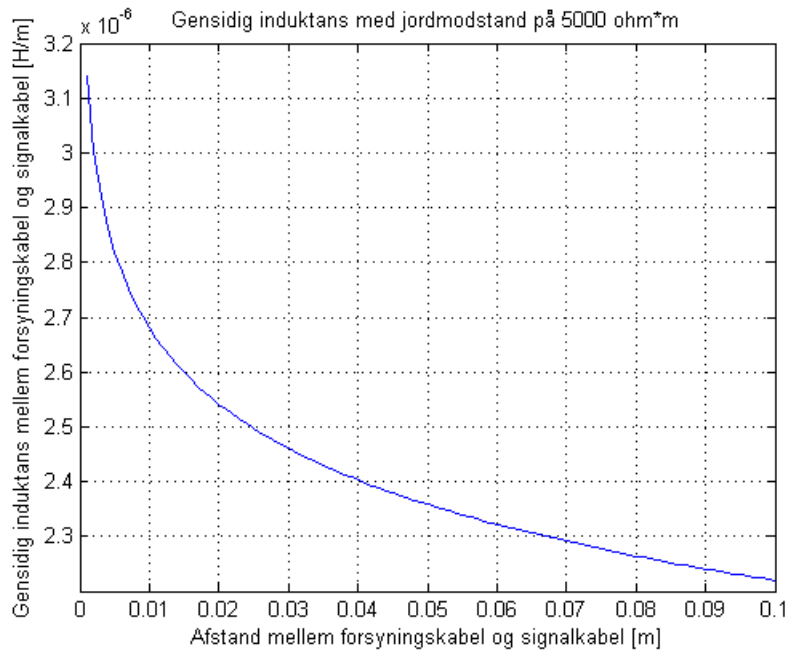
$$\begin{aligned}
 M_{12} &= 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{d}{D_{12}} \\
 &= 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{6600}{0,05} \\
 &= 2,3581 \cdot 10^{-6} \text{ H/m}
 \end{aligned} \tag{4.65}$$

Fastsætter man i stedet jordmodstanden til $5000\Omega \cdot m$ og varierer afstanden D_{12} vil den gensidige induktans se ud som på figur 4.21.

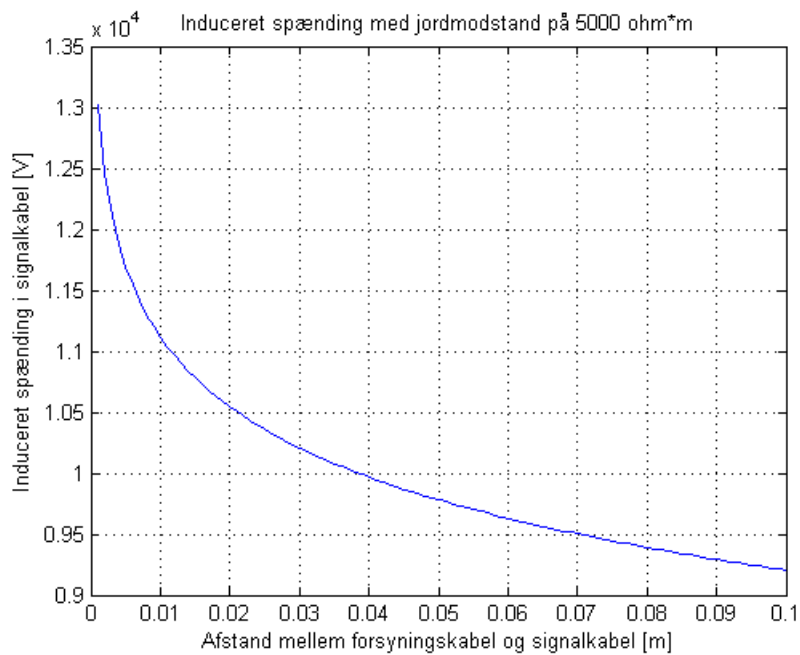
Induceret spænding på signalkablet

Sidste skridt er at indsætte de beregnede værdier i udtryk 4.56. I den førømtalte matlab-fil vil der ligeledes blive simuleret den inducerede spænding som funktion af afstanden mellem højspænding og signalkablet, D_{12} , se figur 4.22. I udtryk 4.66 skal kortslutningsstrømmen ganges med en sandsynlighedsfaktor på 0,7, da alle værste mulige tilfælde, f. eks at fejlen sker helt ude i enden af en kabelstrækning, ikke er sandsynligt alle at ske i samme fejlsituation [Heinhold(1990), s. 352]. Kortslutningsstrømmen, der indsættes i udtrykket er valgt til den aktuelle målte værdi fra Orkuveita Reykjavíkur, da den vil give et korrekt resultat for den spænding, der blev induceret på signalkablet på fejltidspunktet og efterfølgende indtil linjen blev koblet ud. [Heinhold(1990), s. 352]

$$\begin{aligned}
 U_i &= \omega \cdot M_{12} \cdot l \cdot 0,7 \cdot I \cdot r \\
 &= 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 2,3581 \cdot 10^{-6} \cdot 11050 \cdot 0,7 \cdot 6230 \cdot 0,274 \\
 &= 9,78 \text{ kV}
 \end{aligned} \tag{4.66}$$



Figur 4.21: .



Figur 4.22: .

4.2.2 Delkonklusion

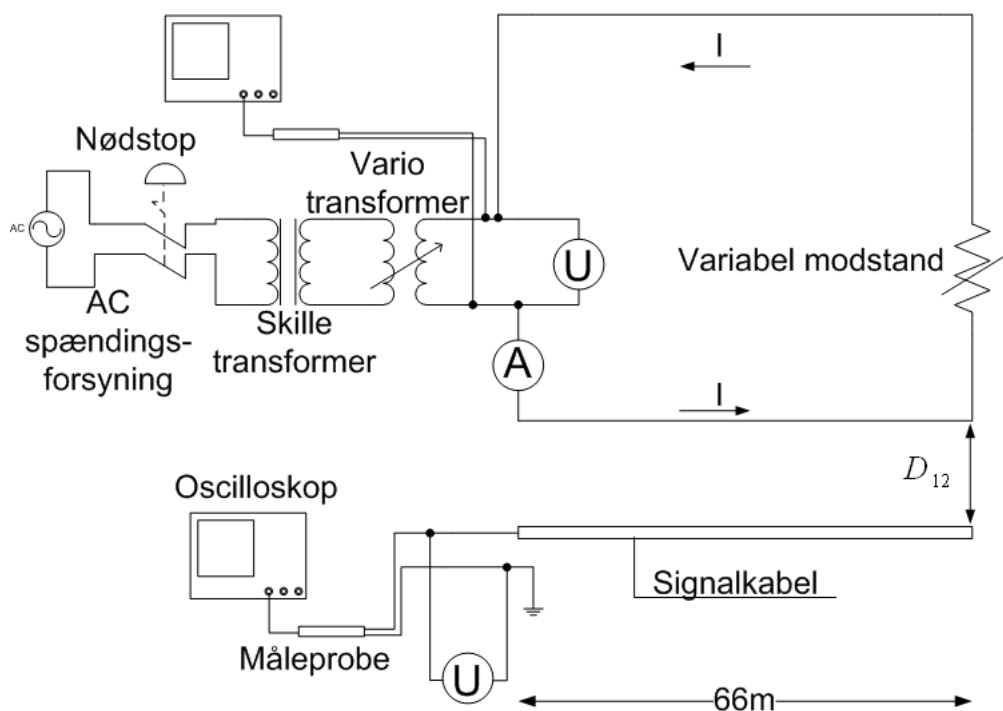
For at bevise at regnemethoden er den korrekte at anvende, er der lavet en eftervisning af dette ved at udregne et eksempel fra [Heinhold(1990), s. 360]. Det samme matlab program "*induceret – volt – var – D.m*" som brugt i alle de ovenstående beregninger er derfor ligeledes brugt til at udregne eksempel 26.6 i [Heinhold(1990)]. Dette eksempel er gennemgået i Appendiks C. Resultatet for eksemplet afviger 124,4 V eller 5,6% fra det udregnede resultat i bogen. Grunden til dette er, at den

gensidige induktans M_{12} , i eksemplet er aflæst på graf, hvor den i projektberegningerne er udregnet eksakt udfra formel 4.54 og 4.55. Bruges den aflæste gensidige induktans, som brugt i bogen, giver det et nøjagtigt resultat. På baggrund af dette udregnede eksempel er det derfor eftervist, at den inducerede spænding på signalkablet i 4.66 på 9,78 kV er korrekt.

En anden metode til eftervisning af, at den brugte udregningsmetode er brugbar, er ved at lave et praktisk forsøg, hvor samme udregningsmetode bruges til at beregne en forventet induceret spænding på et parallelt liggende kabel. De forudberegnete spændingsværdier sammenlignes herefter med de målte resultater. En opsummering af forsøget og resultater præsenteres i det næste afsnit 4.3. Hele forsøgsrapporten findes i Appendiks B.

4.3 Forsøg med induceret spænding på signalkabel

Der er blevet udført et forsøg til at verificere, om formel 4.56 i afsnit 4.2 beregner den korrekte inducerede spænding på et kabel, der ligger parallelt med en strømførende ledning. I forsøget udlægges en strømsløjfe med en fremløbende leder liggende parallelt med et signalkabel og retur lederen ca. 10 m væk for at forhindre, at den har nogen indvirkning på forsøget, se figur 4.23. Denne returvej vælges, da et andet forsøg viste, at det ikke var muligt at have en returstrøm i jorden og samtidig få troværdige resultater. For nærmere beskrivelse af forsøget med returvej i jord, se Appendiks B. Der blev beregnet forventede værdier af den inducerede spænding, ved to mulige afstande mellem



Figur 4.23: Forsøgsopstilling med strømsløjfe.

de to parallelle ledere. Et forsøg hvor afstanden, $D_{12}=10$ cm og et andet forsøg med $D_{12}=1$ cm. De

forudberegnete resultater og de aktuelle måleresultater kan ses i tabel 4.17.

Afstand D_{12}	Beregnet U_i	U_i målt	Afvigelse målt-beregnet
0,01 m	298 mV	290 mV	2,68 %
0,10 m	202 mV	191 mV	5,94 %

Tabel 4.17: Afvigelse i % mellem beregnede spændinger og måleresultater.

4.3.1 Delkonklusion

De aktuelle måleresultater i forsøget har en afvigelse på max 5,94% i forhold til de forudberegnete værdier. Det er derfor bevist, at regnemethoden for induceret spænding holder både i teori og i praksis. Det er hermed sikkert, at der ved den enfasede kortslutning i februar blev induceret en spænding i signalkablet på 9,78 kV, ved en afstand mellem kablerne på 5 cm. Anvendes en anden afstand mellem kablerne, $0 \text{ cm} \leq D_{12} \leq 10 \text{ cm}$, i beregningerne kan resultatet variere mellem $9,25 \text{ kV} \leq U_i \leq 13 \text{ kV}$, se figur 4.22 i afsnit 4.2. Den inducerede spænding vil derved være stor nok til at ødelægge signalet, selv ved en konstant afstand på 10 cm. Det kan derfor konkluderes, at det nuværende signalkabel ikke vil fungere som kommunikation mellem de to differentialrelæer i transformerstationerne A7 og A2 i eventuelle nye enfasede kortslutningstilfælde. Der skal derfor findes en alternativ kommunikationsmetode mellem de to differentialrelæer placeret i transformerstation A7 og A2. De forskellige alternativer vil blive gennemgået i det følgende afsnit 4.4.

4.4 Alternative kommunikationsformer mellem differentialrelæerne REL 561

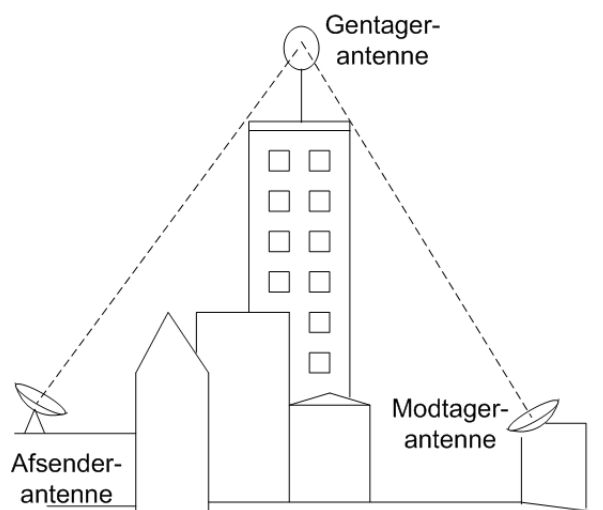
Da der i foregående afsnit blev konkluderet, at det nuværende galvaniske signalkabel, der er nedlagt mellem transformerstation A7 og A2, ikke vil fungere ved en eventuel gentagelse af fejltilfældet med en enfaset kortslutningsfejl, vil der i dette afsnit blive beskrevet, hvilke alternativer der er til transittering af data mellem differentialrelæerne REL 561. Der er ifølge brugermanualen for REL 561 og fra korresponderende samtaler med ABB tre mulige alternativer til det nuværende signalkabel, se bilag 2 for materiale og e-mails modtaget fra ABB, Sverige. De tre mulige transmissionsmedier er:

- μ -bølge system.
- Route-switching over eksisterende telekommunikationsnetværk.
- Optisk fiberkabel (lysleder).

Der vil i det følgende blive beskrevet virkemåde samt fordele og ulemper ved de forskellige kommunikationsformer.

4.4.1 μ -bølge forbindelse

Signalkablet, der anvendes under nuværende omstændigheder, ligger parallelt med de beskyttede højspændingskabler og følger derved den samme rute mellem transformerstationerne A7 og A2. Anvendes der i stedet μ -bølger til kommunikation mellem differentialrelæerne, følger denne ikke nødvendigvis den samme rute, som hvor højspændingskablerne er nedlagt. μ -bølgesystemer kan i princippet sende informationer så langt som man er i stand til at se, omkring 50 km. Det er derfor nødvendigt ved længere strækninger at indsætte antenner til at opfange og omdirigere signalet, se figur 4.24. Størst præcision opnås ved brug af paraboliske antenner med en diameter på 1-2 m [Ziegler(2005), s. 119]. Disse gentagelses-antenner placeres oftest på høje punkter såsom højhuse, bjerge eller på ma-



Figur 4.24: Tegning der viser princippet i gentagelses-antenner. Afstanden mellem afsender og modtager skal ses som værende flere km.

ster. At de placeres på højeste mulige punkter reducerer antallet af gentagelses-antenner og dermed også omkostningerne ved installering af et μ -bølgesystem.[Anderson(1999), s. 478]. Dette betyder i de fleste tilfælde, at kommunikationsvejen mellem differentialrelæerne bliver længere, end ruten for hvor højspændingskablerne er nedlagt. Dette har dog ingen betydning, så længe tidsforsinkelsen ikke overstiger de 0,2 ms. En ulempe ved at anvende μ -bølgesystemer er, at pålideligheden af systemet svækkes ved dårlige vejrforhold. En metode der kan forbedre pålideligheden er ved at placere to modtager-antenner på modtager-masten med en vertikal afstand på 10m. Dog vil dette udgøre en ekstra omkostning, og da vejrforholdene på Island kan være hårde og omskiftelige, vil denne kommunikationsform ikke kunne anbefales. Fra ABB's side anbefaler de heller ikke denne kommunikationsform på Island, grundet signalsvækkelse ved dårligt vejr og tilisning af antennerne, se e-mail i bilag 2. En opsummering af fordele og ulemper ved μ -bølgesystem mellem transformerstation A7 og A2 er opstillet på næste side.

Fordele ved μ -bølgesystem mellem transformerstation A7 og A2:

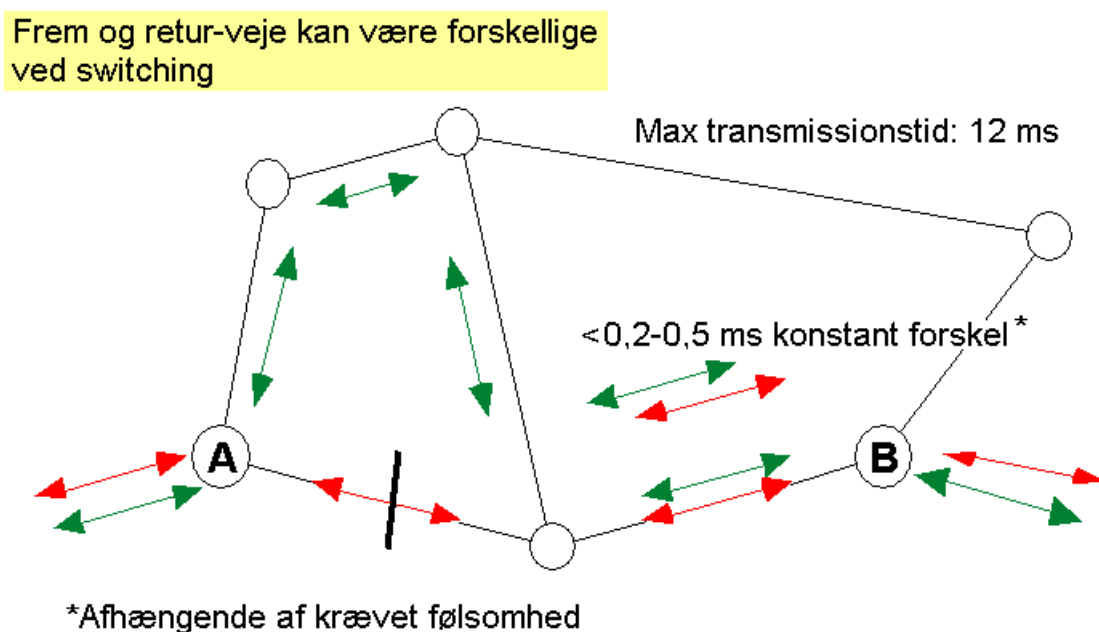
- Der skal ikke nedgraves kabel mellem transformerstationerne til erstatning af nuværende signalkabel.
- Orkuveita vil være ejer af kommunikationslinjen, og derved vil omkostningen ved installationen af μ -bølgesystem være et engangsbeløb.

Ulemper ved μ -bølgesystem mellem transformerstation A7 og A2:

- Atmosfæriske forstyrrelser, såsom kraftig regn, kan svække signalet, og svigt af differentialbeskyttelsen kan derved forekomme ved kortslutningsfejl.
- Der kan forekomme tilisning af antennerne og derved også ske en svækkelse af signalet.
- Terrænet og bebyggelsen i og omkring Reykjavik vil sandsynligvis kræve flere gentageantenner, afhængig af masternes højde hvorpå de er placeret. Dette vil betyde en ekstra omkostning for Orkuveita Reykjavíkur.

4.4.2 Route-switching over eksisterende telekommunikationsnetværk

Denne kommunikationsform anvender, som tidligere nævnt i afsnit 3.4, et allerede eksisterende telekommunikationsnetværk. Dette betyder, at forsyningsselskabet, Orkuveita Reykjavíkur, ikke vil have fuld kontrol over den kommunikationslinje, der anvendes mellem differentialrelæerne ved transformerstationerne A7 og A2. Det skal derfor overvejes om afhængighed af andet selskab er optimalt. Princippet i hvordan route switching fungerer, kan ses i figur 4.25. Under besøg hos Orkuveita Reykjavíkur



Figur 4.25: Tegning der viser princippet i route switching over eksisterende telekommunikationsnet, kopi fra bilag 2, ABB.

blev gruppen underrettet, om at Landsnet tidligere havde anvendt det eksisterende telekommunikationsnet i Reykjavik som kommunikation mellem differentialbeskyttelsesrelæer, hvor der opstod kommunikationsfejl pga. en omkobling af linjerne, som Landsnet ikke blev underrettet om. Dette resulterede i en transmissionstid, der oversteg 12 ms, som er den maximale transmissionstid mellem relæerne. Dette er ikke acceptabelt, og differentialbeskyttelsen vil ikke anses som pålidelig. At telekommunikationsnettet ejes af et andet firma end Orkuveita Reykjavíkur betyder også, at der opstår kontinuerlige omkostninger for leasing af nettet. Derfor anbefales det ikke at anvende route switching på Reykjavíks telekommunikationsnet, som kommunikationsmetode mellem differentialrelæerne. En opsamling af fordel og ulemper ved route switching mellem transformerstation A7 og A2 er opstillet herunder

Fordel ved route switching mellem transformerstation A7 og A2:

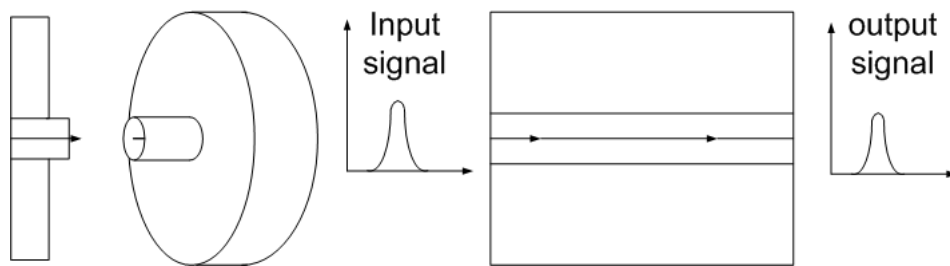
- Der skal ikke nedgraves kabel mellem transformerstationerne til erstatning af nuværende signalkabel, da eksisterende telekommunikationsnet er tilgængelig tæt på transformerstationerne.

Ulemper ved route switching mellem transformerstation A7 og A2:

- Orkuveita Reykjavíkur vil ikke have kontrol over kommunikationsvejen.
- Landsnets tidligere erfaring viser en risiko for overskridelse af transmissionstiden på 12 ms.
- Årlig økonomisk omkostning til leasing af telekommunikationsnettet.

4.4.3 Optisk fiberkabel(lysleder)

Lyslederkabler er blevet anvendt i stor omfang, som kommunikationsmedie siden 1990'erne. Grunden til dette er at lyslederen, i forhold til det galvaniske signalkabel, er upåvirkelig af elektromagnetiske forstyrrelser og kan anvendes over lange afstande, op til 100 km, med minimal dæmpning af signalet. At den ikke er påvirkelig af elektromagnetiske forstyrrelser gør, at den kan nedgraves sammen med højspændingskabler eller fastgøres til jord- eller faseledere i luftledningsarrangementer. Selve opbygningen af lyslederen består af en kerne af glas eller plast, omkringliggende lag der bestemmer brydningsindekset for lyset og yderst en kappe til fysisk beskyttelse. Lyset reflekteres i kernen pga. at forskellen på det absolutte brydningsindeks for glaskernen og for det omkringliggende materiale. [Ziegler(2005), s. 115]. Principtegning af signal overført af singlemode lysleder kan ses på figur 4.26. Skal lyslederen anvendes til beskyttelse af højspændingslinjer, skal lyslederkernen være af glas, da der derved opstår en minimal dæmpning af signalet. Er lyslederkernen af plast, kan transmissionsdistancen ikke overstige 100m. Der er to typer af lysledere. Den ene er multimode-lysledere der kun kan anvendes på strækninger op til 1,5 km, og den anden er singlemode-lysledere, der kan transmittere data op til 100 km. Multimode-lyslederen kan på forhånd udelukkes som kommunikation mellem transformerstation A7 og A2, da strækningen mellem disse er på 11,05 km. Singlemode-lyslederen kan transmittere ét lyssignal gennem kernen. Kernen har en diameter, der afhænger af bølgelængden



Figur 4.26: Tegning der viser princippet i lyssignal i single mode lysleder. Inspireret af [Ziegler(2005), s. 116].

af signalet. Der er tre bølgelængder, der kan sikre en minimal dæmpning af signalet. De er derfor meget anvendt i kommunikationssystemer i dag og er på henholdsvis 850nm, 1300nm og 1550nm. Et signal i en lysleder bliver heller ikke udsat for yderligere dæmpning ved bøjninger på lyslederen. [Ziegler(2005), s. 117]

At lyslederen ikke påvirkes af elektromagnetiske forstyrrelser vil være en stor fordel i differentialbeskyttelsen mellem transformerstation A7 og A2. Det vil sige, at hvis det var en lysleder, der erstattede det nuværende signalkabel, ville eventuelt kommende kortslutningsstrømme på højspændingslinjen, ikke have nogen indflydelse på kommunikationsdataene, og differentialrelæerne vil sende signal til udkobling af linjen, inden der sker skade på kablerne, og inden det får indflydelse på det resterende el-forsyningsnettet i Reykjavik. Ved korrespondancen med ABB understregede de, at den optimale kommunikationsmetode vil være at installere en lysleder mellem transformerstationerne A7 og A2, se bilag 2. Der blev under besøget hos Orkuveita Reykjavíkur gjort opmærksom på, at der på nuværende tidspunkt er nedlagt rør mellem transformerstationerne A7 og A2, hvilket vil simplificere installationen af lyslederen. En opsamling af fordelene ved installation af lysleder mellem transformerstation A7 og A2 er opstillet herunder. Der er ikke nogle ulemper ved installation af lysleder andet end installationstid. Dog regnes dette ikke med som ulempe, da hver af de tre kommunikationsformer vil kræve en installation.

Fordele ved installering af lysleder mellem transformerstation A7 og A2:

- Kommunikation mellem differentialrelæerne vil ikke påvirkes under kortslutningsfejl eller ved andre elektromagnetiske forstyrrelser.
- Der er eksisterende rør mellem transformerstation A7 og A2, hvorved lyslederen kan trækkes uden at skulle grave render i jorden.
- Orkuveita Reykjavíkur vil eje kommunikationslinjen, og derved vil omkostningerne ved denne løsning være et engangsbeløb.

4.5 Løsningsforslag til problemet på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet

På baggrund af de foregående afsnit omhandlende μ -bølge system, route-switching over eksisterende telekommunikationsnetværk og lysleder, skal der foretages et valg af den endelige løsningsform til erstatning af den nuværende kommunikationsform. Udvælgelsen foretages på grundlag af funktionsbeskrivelser, praktiske erfaringer fra det islandske firma Landsnet, der varetager driften af det overordnede el-transmissionssystem og kommunikationen med ABB, Sverige.

Kommunikationsmetoden med μ -bølge system kan udelukkes, da ABB, der har udviklet produktet REL 561, ikke vil garantere differentialbeskyttelsen som værende pålidelig, grundet de ekstreme vejrforhold der kan være på Island, se bilag 2. Ligeledes kan routeswitching udelukkes som optimal løsning på differentialbeskyttelses problemet. Dette baseres på Landsnets tidligere dårlige erfaringer med leasing af telekommunikationsnettet i Reykjavik til differentialbeskyttelse. For at differentialbeskyttelsen kan fungere, skal transmissionstiden på max 12 ms overholdes. I dette aktuelle tilfælde har ABB ved installationen af REL 561 i transformerstationerne A7 og A2 i Juni 2005 anbefalet route switching som alternativ til signalkablet, se bilag 2. Dog vil den praktiske erfaring fra Landsnet, medføre, at det vil anses for en risiko at anvende denne kommunikationsform. Derfor er route-switching over eksisterende telekommunikationsnetværk blevet udelukket.

Den sidste kommunikationsform var brug af lysleder mellem de to differentialrelæer. Dette må klart ses som den mest attraktive løsning, da den for det første ikke kan påvirkes af elektromagnetiske felter, der opstår i tilfælde af kortslutningsfejl på højspændingslinjen, og idet den kan fungere på strækninger $\gg 11,05$ km. Den er også den mest anbefalede kommunikationsform fra ABB, og da Orkuveita Reykjavík er i besiddelse af rørføring mellem de to transformerstationer, bliver lyslederen den bedste løsning, der er på differentialbeskyttelsesproblemet mellem transformerstation A7 og A2.

På baggrund af de foregående beregninger, der viste en alt for høj spænding på signalkablet i tilfældet af den enfasede kortslutning, blev det konstateret at der skulle vælges en anden kommunikationsform mellem differentialrelæerne. Denne er med størst pålidelighed, samt ikke for vanskelig installation valgt til lysleder som erstatning af det ikke fungerende signalkabel.

Kapitel 5

Konklusion

Der er igennem rapporten arbejdet med at besvare det initierende problem:

Hvorfor udkoblede den primære beskyttelse ikke? Hvilke foranstaltninger kan der træffes, således at differentialbeskyttelsen ved en kortslutning på kabelstrækningen mellem transformerstation A7 og A2 udkobler?

Der er i beskrivelsen af Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV el-forsyningsnet beskrevet, hvordan 132 kV el-forsyningsnettet, som Orkuveita Reykjavíkur ejer, er opbygget, og hvilken fejl der var på el-forsyningsnettet, hvordan el-forsyningsnettet er opbygget med kabler, hvilken beskyttelsesstrategi der er anvendt på den kortslutningsramte kabelstrækning, og hvilke muligheder der er for jording af transformere.

Der er efterfølgende udført en problemanalyse, hvor det blev klarlagt, hvad der har betydning for det faktiske kortslutningstilfælde, herunder symmetriske komponenter og en præsentation af virkemåden for differentialrelæet, både generelt og specifikt for det anvendte differentialrelæ REL 561.

Der kan på baggrund af disse beskrivelser opstilles en problemformulering, hvor det vil foretrækkes at komme med et løsningsforslag, hvor de eksisterende differential beskyttelses relæer kan benyttes. En undersøgelse af hvad der forårsagede den manglende udkobling af differential beskyttelsen udføres.

For at finde en løsning udførtes der kortslutningsberegninger for den del af el-forsyningsnettet, der var indkoblet i kortslutningstidspunktet. Disse kortslutningsberegninger beviste, at den målte kortslutningsstrøm var realistisk, da resultatet var tilstrækkelig tæt på den reelle målte kortslutningsstrøm, $I''_{k_{1rms}}$. Der blev opstillet en simuleringsmodel i programmet DIGSILENT, hvor de simulerede resultater for kortslutningsstrømmene $I''_{k_{max}}$ og $I''_{k_{min}}$ dækkede området for den aktuelle målte kortslutningsstrøm $I''_{k_{min}} < I''_{k_{1rms}} < I''_{k_{max}}$. På baggrund af kortslutningsberegningen og simuleringen anvendtes den målte kortslutningsstrøm til den videre analyse.

Næste skridt var at undersøge, om den høje kortslutningsstrøm havde nogen indvirkning på det

parallelt liggende signalkabel. Beregningerne udførtes for at eftervise, om det kunne være en høj induceret spænding på signalkablet, der var skyld i, at kommunikationen mellem differentialrelæerne ikke blev overført og modtaget korrekt. Der kunne ved at udføre disse beregninger konkluderes, at der blev induceret en høj spænding på signalkablet. Spændingen på signalkablet blev beregnet til at kunne ligge mellem 9,25 kV og 13 kV, alt efter om der regnes med en afstand på 0 eller 10 cm mellem signalkablet og højspændingskablet. En induceret spænding i denne størrelsesorden vil medføre at kommunikationssignalerne vil blive ødelagt. Det kan derfor konkluderes, at det var den inducerede spænding, der var skyld i, at differentialbeskyttelsesrelæerne ikke udkoblede. Der blev udført et forsøg, hvor sammenhængen mellem den teoretiske beregning omkring induceret spænding og det praktiske tilfælde skulle valideres. Metoderne til kortslutningsberegninger og beregning af den inducerede spænding kan også anvendes til at analysere, om der kunne være lignende problemer på andre af Orkuveita Reykjavíkurs kabelstrækninger. Der er dog ikke udført en analyse af andre eventuelle problemer, da en sådan analyse ikke er inden for den stillede opgave.

Der blev lavet en beskrivelse af de forskellige løsningsforslag til en alternativ kommunikationsform mellem differentialbeskyttelsesrelæerne REL 561. På baggrund af disse løsningsforslag kan det konkluderes, at den mest attraktive metode til kommunikation er at udlægge en lysleder i stedet for det nuværende galvaniske signalkabel. Dermed undgås det, at der induceres en spænding, som kan ødelægge signalet mellem relæerne. Der er på strækningen mellem transformerstationerne A2 og A7 en føringsvej, der vil muliggøre en ny forbindelse mellem differentialbeskyttelsesrelæerne. Når det foregående summeres må det konkluderes, at besvarelsen på den stillede opgave er opfyldt.

Kapitel 6

Perspektivering

Det arbejde, der er blevet udført i rapporten, kan ikke kun anvendes til analyse af den aktuelle enfasede kortslutning, der opstod på Orkuveita Reykjavíkurs 132 kV kabelstrækning mellem transformerstation A7 og A2. Den samme metode kan anvendes til at forudsige kortslutningsstrømme, der kan opstå ved fejl på enhver af kabelstrækningerne (L1-L6). Derudover kan metoden anvendes på alle el-forsyningsnet, såfremt der opstilles den korrekte systemmodel med tilhørende parametre. Kortslutningsberegningemetoden kan dermed anvendes på el-forsyningsnet, hvor det kan være interessant at vide, hvor stor en kortslutningsstrøm, der i værste tilfælde kan løbe på en kabelstrækning. Dette kan sikre den korrekte dimensionering af kabler og materiel.

I differentialbeskyttelsessammenhæng er det en vigtig faktor, at kunne forudsige problemer med kommunikationen mellem de to differentialrelæer. Er kortslutningsstrømmen først beregnet kan der beregnes, om der er risiko for høje inducerede spændinger på signalkablet (pilot-wire). Dette gøres ved at anvende metoden for beregning af induceret spænding, der ved et praktisk forsøg er eftervist til at give et meget præcist resultat. Dette muliggør en forudsigelse af eventuelle kommunikationsproblemer i tilfælde af høje strømme på nærliggende kabler, f.eks. i tilfælde af kortslutningsfejl. Forsyningselskaber har derved muligheden for at overveje en forbedring af kommunikationsformen mellem relæer, før fejlen eventuelt opstår. Dette er nogle vigtige forudsigelser at kunne gøre, og projektet er af de grunde meget relevant i forhold til eksisterende forsyningsanlæg.

Drejer det sig derimod om differentialbeskyttelse på en ny el-forsyningsstrækning ville man i dag, i de fleste tilfælde, anvende en lysleder som kommunikationsmedie mellem differentialrelæerne. Anvendes lyslederen kan man ignorere muligheden for påvirkning fra nærvedliggende strømførende kabler, da den som omtalt i rapporten er immun over for elektromagnetiske forstyrrelser. Alt i alt må emnerne i rapporten anses for at være meget anvendelige, ikke kun i projektsammenhængen, men også for forsyningselskaber generelt.

Litteraturliste

- [ABB(26-10-2007)] ABB. <http://www.abb.dk/product/dk/9aac710000.aspx?country=dk>. internet, 26-10-2007. Højspændingsprodukter.
- [ABB(27-12-2007)] ABB. <http://www.abb.dk/productguide/product.aspx?&c=c1256ccb004e670dc1256bdc002351d3&db=seitp332>. internet, 27-12-2007. Højspændingsprodukter.
- [ABB(04-12-2007)] ABB. http://library.abb.com/global/scot/scot296.nsf/veritydisplay/bb2d63c0aa5b505fc125726e00375175/file/1mrk506184-uen_c_en_application_manual_line_differential_and_distance_protection_terminal_rel561_2.5.pdf. internet, 04-12-2007. REL 561 manual.
- [Anderson(1995)] P. M. Anderson. *Analysis of Faulted Power Systems*. IEEE press, 1. edition, 1995. ISBN 0-7803-1145-0.
- [Anderson(1999)] P. M. Anderson. *Power System Protection*. IEEE press, 1. edition, 1999. ISBN 0-07-134323-7.
- [Demetrious A. Tziouvaras and Roberts(04-12-2007)] G. B. Demetrious A. Tziouvaras, Hector Altuve and J. Roberts. Line differential protection with an enhanced characteristic. internet, 04-12-2007. Artikel.
- [Heinhold(1990)] L. Heinhold. *Power Cables and their Applications*. Siemens, 1990. ISBN 3-8009-1535-9.
- [M.L. Lemgart(24-10-2007)] . U. M.L. Lemgart. <http://www.norden.org/pub/sk/showpub.asp?pubnr=2005:555>. internet, 24-10-2007. Generel information om Island.
- [Nexans(27-12-2007)] Nexans. <http://www.nexans.no/eservice/navigation/navigationproduct.nx?productid=413388&cz=norway>. internet, 27-12-2007. kabelprodukter.
- [Røgilds(1962)] K. E. Røgilds. Kortslutningsstrømme i trefasede højspændingsnet. Note, 1962.
- [Roepert(1985)] R. Roepert. *Short-circuit Currents in Three-phase Systems*. John Wiley and sons Ltd, 2. edition, 1985. ISBN 0-471-90707-3.
- [Serway(2000)] R. A. Serway. *Physics for Scientists and Engineers*. Emilly Barrosse og John Vondeling, 5. edition, 2000. ISBN 0-03-022657-0.

[Vørts(1990)] S. Vørts. *Elektriske fordelingsanlæg*. Polyteknisk forlag, 4. edition, 1990. ISBN 87-502-0707-5.

[Vørts(1966)] S. Vørts. *Ledninger og ledningsnet*. Akademisk forlag, 2. edition, 1966. ISBN 413135907.

[Ziegler(2005)] G. Ziegler. *Numerical Differential Protection- Principles and Applications*. Publicis Corporate Publishing, Erlangen, 1. edition, 2005. ISBN 3-89578-234-3.

Appendiks A

Beregning af synkronimpedansen

For at undersøge om synkronimpedansen, Z_1 , i databladet for kablet mellem transformestationerne A5 og A12 er for en eller tre ledere vil der i det følgende blive udført beregninger for at undersøge dette. Afsnittet er opdelt i to dele, hvor den første er en generel betragtning og den anden del er for kablet mellem A5 og A12. Nulimpedansen afhænger af jordens modstand og skjærmens udformning og kan ikke umiddelbart beregnes. Der er derfor valgt at bruge nulimpedansen for et tilsvarende kabel til at beregne kortslutningsstrømmen I_k'' . Nulimpedansen, der er brugt, er for kablet L1. For at beregne impedansen skal kablets dimensioner kendes, derudover skal det vides i hvilken form kablerne er placeret. Der er to måder at placere højspændingskabler i jorden. Kablerne kan enten placeres i et lag eller i en trekantformation, dette kan ses på figur A.1 og figur A.2, hvor figur A.1 illustrerer kablerne lagt i et lag og figur A.2 illustrerer en trekant formation. Da kablerne i projektet alle er placeret i trekantformation, afgrænses beregningerne til kun at omhandle denne formation. Der er ikke udført beregninger for modstanden, R , i kablet, da denne kan være vanskelig at beregne, således at en tilstrækkelig nøjagtig værdi fremkommer. Dette skyldes, at der kan være variationer af kobberrets kvalitet og kablets udformning [Heinhold(1990), s. 322]. Af denne grund benyttes modstanden, R , oplyst fra datablad, se bilag 3. Først skal den geometriske middelfastand D_s kendes. Den kan beregnes som:

$$D_s = r \cdot e^{\frac{-1}{4}} \quad [mm] \quad (A.1)$$

hvor:

r er radius for lederen. [mm]

Når D_s er fundet kan induktansen pr. fase beregnes:

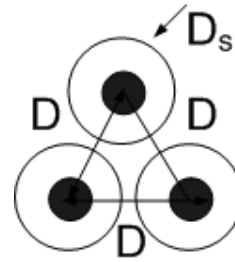
$$L = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln^3 \sqrt{\frac{D \cdot D \cdot D}{D_s}} \cdot 10^3 \quad [mH/km] \quad (A.2)$$

hvor:

D er afstanden mellem lederne fra centrum til centrum. [mm]



Figur A.1: Kabler placeret i et lag



Figur A.2: Kabler placeret i et lag. Kabler placeret i trekant formation

Næste trin er at beregne reaktansen pr. fase:

$$X = L \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \quad [\Omega/km] \quad (A.3)$$

hvor:

f er frekvensen. [Hz]

Nu kendes induktansen L og reaktansen X og for at finde impedansen Z skal værdien for modstanden R findes. Den kan findes ved opslag i datablad for kablet og er fundet til $R=0,0393 \Omega$. Reaktansen, X, og modstanden, R, kendes nu og udtrykket for Z fremkommer som i udtryk A.4

$$Z = R + X \cdot j \quad [\Omega/km] \quad (A.4)$$

Synkron impedansen for kablet mellem A5 og A12

Der tages udgangspunkt i databladet for kablet på strækningen fra A5 til A12. Datablad for dette kabel kan ses i bilag 3. I dette eksempel er induktansen og modstanden givet til $L=0,039 \text{ mH/km}$ og $R=0,0393 \Omega/km$. Kablet er et 630 mm^2 med en leder af kobber og en 95 mm^2 skærm. Kablet har en ydre diameter på 80mm. Kablet er lagt i trekant formation. Radius for lederen:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \Rightarrow \sqrt{\frac{630}{\pi}} = 14,16 \text{ mm} \quad (A.5)$$

For at beregne den geometriske middelfastand indsættes radius for lederen:

$$D_s = r \cdot e^{\frac{-1}{4}} \Rightarrow 14,16 \cdot e^{\frac{-1}{4}} = 11,03 \text{ mm} \quad (A.6)$$

Når D_s er fundet kan induktansen pr. fase beregnes:

$$L = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln^3 \sqrt{\frac{D \cdot D \cdot D}{D_s}} \cdot 10^3 \Rightarrow \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}}{2 \cdot \pi} \cdot \ln^3 \sqrt{\frac{80 \cdot 80 \cdot 80}{11,03}} \cdot 10^3 = 0,396 \text{ mH/km} \quad (A.7)$$

Reaktansen findes herefter:

$$X = L \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \Rightarrow 0,396 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 = 0,124 \quad \Omega/km \quad (\text{A.8})$$

Da modstanden for kablet kendes kan denne værdi indsættes:

$$Z = R + X \cdot j \Rightarrow 0,0393 + 0,124 \cdot j \quad \Omega/km \quad (\text{A.9})$$

Resultat af beregning

Induktansen opgivet i databladet er 0,039 mH/km og den beregnede værdi er fundet til 0,0396 mH/km. Det kan dermed konkluderes, at værdien fra databladet stemmer godt sammen med den beregnede. Det er på bilags-CDen vedlagt et matlab, program der beregner synkronimpedansen for et givet kabel, der er placeret i trekant formation.

Appendiks B

Forsøg med induceret spænding i nærførte ledere

Formål

Formålet med forsøget er at eftervise, at metoden for beregning af den inducerede spænding på signalkablet, der er anvendt i afsnit 4.2, er korrekt. Dette gøres vha. et praktisk forsøg.

Forsøg med strømretur i jord

Teori

Når en leder gennemløbes af en strøm, vil denne strøm give anledning til et magnetfelt i følge Amperes lov [Serway(2000), 945]. Magnetfeltet vil inducere en spænding i et evt. parallelt liggende kabel til den strømførende leder. Spændingen, der induceres i det nærliggende kabel, kan udregnes iflg. formel B.1. Formlen blev i afsnit 4.2 ligeledes anvendt til at udregne den inducerede spænding på signalkablet, der ligger nedgravet parallelt med 132 kV el-forsyningskablerne mellem transformerstationerne A7 og A2:

$$U_i = \omega \cdot M_{12} \cdot l \cdot I \cdot r \quad [V] \quad (\text{B.1})$$

hvor:

U_i er den inducerede spænding. [V]

ω er vinkelhastigheden. [rad/s]

M_{12} er den gensidige induktans mellem den strømførende leder og det nærliggende kabel. [H/m]

l er længden af stykket, hvor de to ledere er fremført parallelt. [m]

I er strømmen i lederen. [A]

r er en reduktionsfaktor.

For at udregne den gensidige induktans, M_{12} , skal den ækvivalente jorddybde, d , først beregnes, se formel B.2.

$$d = 660 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [m] \quad (B.2)$$

hvor:

d er den ækvivalente dybde af returstrømmen i jord. [m]

ρ er jordmodstanden. [$\Omega \cdot m$]

f er frekvensen. [Hz]

Den gensidige induktans, M_{12} , kan nu beregnes som:

$$M_{12} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln\left(\frac{d}{D_{12}}\right) \quad [H/m] \quad (B.3)$$

hvor:

$2 \cdot 10^{-7}$ er en konstant der stammer fra udtrykket for magnetisk induktion $B = \mu_0 \cdot H$, som helt udskrevet bliver til $B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2\pi \cdot x} = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot I}{x}$.

d er den ækvivalente jorddybde. [m]

D_{12} er afstanden mellem de to parallelle ledere. [m]

Magnetfeltet for en lang strømførende leder kan udregnes efter formel B.4. Formlen er kun gældende for magnetfeltet udenfor lederen.

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot r} \quad [T] \quad (B.4)$$

hvor:

B er magnetfeltet omkring lederen. [T]

μ_0 er permeabiliteten af vakuum og er $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ [T · m/A].

r er afstanden fra lederen. [m]

I er strømmen gennem lederen. [A]

Sker der en variation af dette magnetfelt med tiden, t , vil en emf blive induceret i det parallelt liggende signalkabel. Dette opfylder Faradays lov og kan ses i udtryk B.5.

$$emf = -\frac{d\Phi_B}{dt} \quad (B.5)$$

hvor:

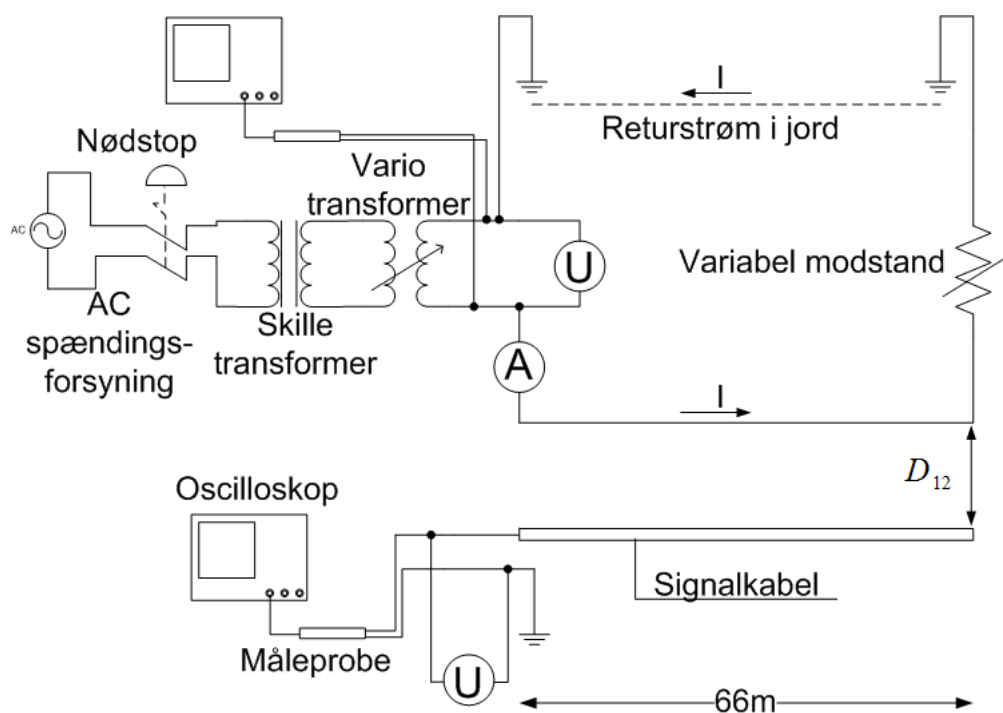
emf er den inducerede spænding. [V]

Φ_B er den magnetiske flux. $\Phi = B \cdot dA$. [$T \cdot m^2$]

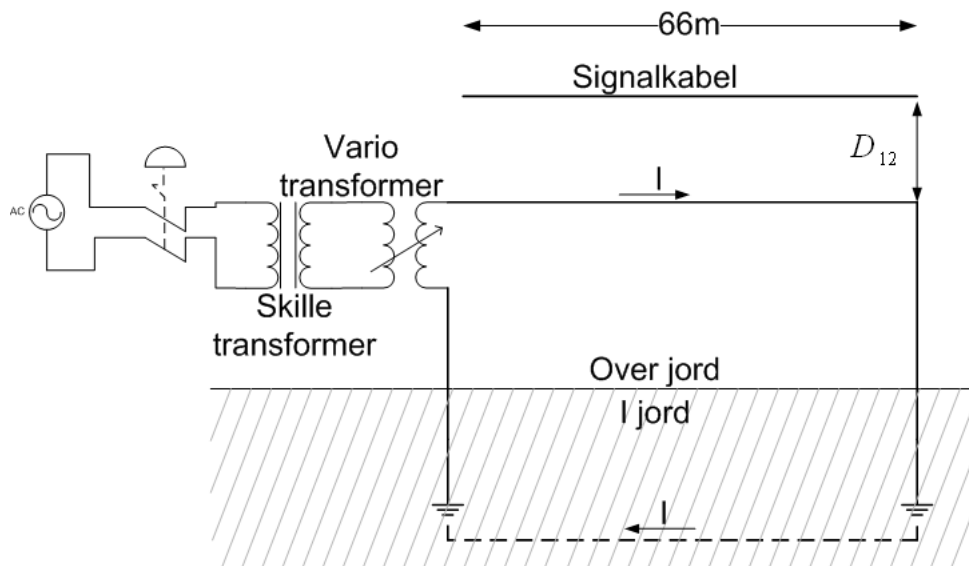
Som det kan ses af formelen for U_i , har flere parametre indflydelse på resultatet af forsøget. Det er dog ikke alle parametre, der er mulige at ændre. De parametre, der er mulige at ændre og som har betydning for resultatet af forsøget, er følgende.

- Afstanden mellem signalkablet og den strømførende leder, D_{12} .
- Længden af det parallelle forløb for signalkablet og den strømførende leder, l .
- Strømmen i den strømførende leder, I .

Måleopstilling



Figur B.1: Forsøgsopstilling med alle komponenter inkluderet.



Figur B.2: Forsøgsopstilling hvor kabler over jord kan ses og ligeledes returstrømmen i jorden

Forsøgsbeskrivelse

På figur B.1 og B.2 kan måleopstillingen for forsøget ses. Forsøget udføres ved at udlægge en kreds bestående af en strømførende leder, der er jordet i begge ender for at opnå, at returstrømmen løber i jorden, hvilket også er tilfældet ved den aktuelle enfasede kortslutning i projektet. Der udlægges derudover et signalkabel parallelt med den førnævnte strømførende leder, hvorpå den inducerede spænding skal måles.

Forsyningen er 230 V og er forbundet igennem et nødstop af sikkerhedsmæssige årsager. Efter nødstopet er forsyningsspændingen forbundet til en skilletransformer. Skilletransformeren indføres for at undgå berøringsfare, derved opnås, at potentialet på sekundær siden af skilletransformeren ikke har jordforbindelsen som reference. Efter skilletransformeren indføres en variotransformer, der har til formål at kunne regulere spændingen på sekundærsiden, således en lavere spænding, $U < 230$ V, kan opnås. Efter variotransformeren monteres lederen, der udgør en del af strømsløjfen, se måleopstillingen på figur B.1. Lederen er i begge ender jordet, så der opnås et kredsløb med strømretur i jord. I den ene ende af lederen, før jordingen, er en variabel modstand monteret, der agerer last i forsøget.

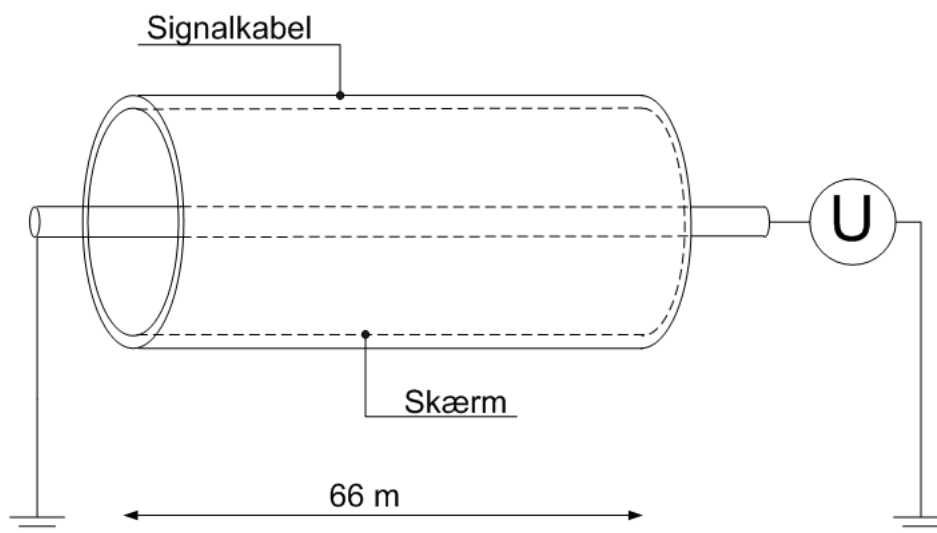
Det kan ses på måleopstillingen, figur B.1, at der er indsat et oscilloskop efter variotransformeren. Dette er indsat for at sikre at den spænding der forsyner den strømførende leder er sinusformet. For at måle den inducerede spænding på signalkablet jordes skærmen i begge ender. Kablet der skal være den strømførende leder er valgt til ikke at være skærmet, da en ekstra reduktionsfaktor ligeledes vil være en ekstra usikkerhedsfaktor for resultatet.

De to metoder til målingen af den inducerede spænding på signalkablet kan ses på figur B.3 og B.4 og er som følgende:

1. Spændingen måles mellem leder og jord, hvor lederen i modsatte ende er jordet, se figur B.3. Den fulde inducerede spænding U_i måles.
2. Spændingen måles mellem leder og jord i begge ender af signalkablet, se figur B.4. Den halve inducerede spænding måles, se udtryk B.6.

$$U_i = \frac{1}{2}U_1 + \frac{1}{2}U_1 = U_{\text{målt ved } l=0\text{m}} + U_{\text{målt ved } l=66\text{m}} \quad [V] \quad (\text{B.6})$$

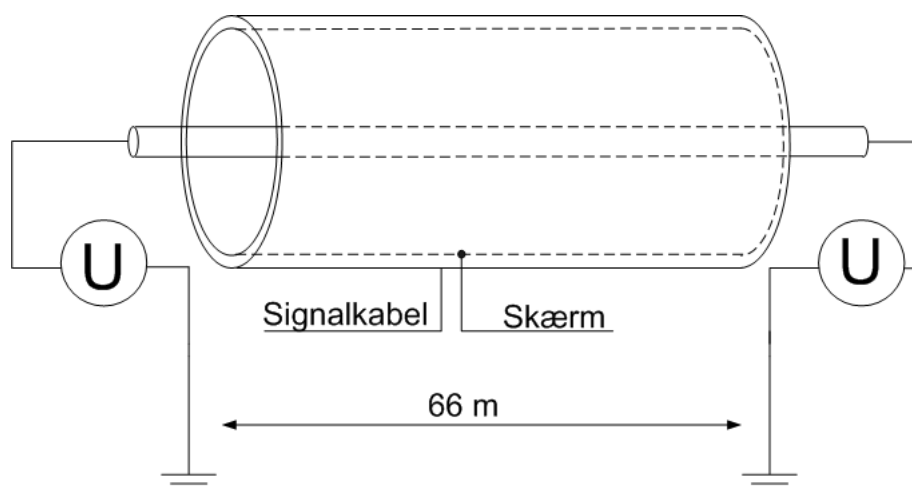
Der måles både med oscilloskop og voltmeter i begge ender, da oscilloskopet kan vise, om spændingen er sinusformet og har en frekvens på 50 Hz, og voltmeteret kan give en præcis måling af den inducerede spænding. Hvert af forsøgene vil blive gentaget to gange, hvor den indbyrdes afstand mellem den strømførende leder og signalkablet varieres mellem 1 cm og 10 cm. Afstanden varieres for at eftervise, at når afstanden forøges mellem signalkablet og den strømførende leder, vil den inducerede spænding, U_i , blive mindre iflg. formel B.3. Det kan ligeledes ses ud fra formel B.4 at styrken af magnetfeltet vil blive mindre, jo større afstanden mellem den strømførende leder og signalkablet er.



Figur B.3: Det første forsøg hvor hele den inducerede spænding kan måles

For at opnå et realistisk måleresultat er længden af det parallelle kabel-forløb valgt til 66m. Valget er truffet på baggrund af formel B.3, hvor det kan ses, at længden er proportional med den inducerede spænding U_i . Den største mulige længde af det parallelle kabel forløb er 66m, grundet lokaliteten hvor forsøget skal udføres.

Der skal nu vælges hvilken strøm den strømførende kreds skal gennemløbes af. Da den variable



Figur B.4: Forsøg hvor den halve inducerede spænding kan måles

modstand, der ønskes brugt, maksimalt kan optage 200 W, vælges der strøm og spænding efter dette. Strømmen vælges til 10 A, der er maksimal strømmen for variotransformeren, se tabel B.1.

Apparaturliste

En liste over de anvendte apparaturer ses i tabel B.1.

Apparatur	LB/AAU-nummer	Fabrikat og model	Max I	Max P
Variotransformer	35583	H & K. Lübcke - R 68-380-H	10 A	-
Oscilloskop	38387	Tektronix - TDS 3014	-	-
Variabel modstand	72706D02	ASEA - S 911.0025	14,1 A	200 W
Skilletransformer m. nødstop	38604	AXA - TA-1,25-F	-	-
Multimeter (Voltmeter)	70388	Fluke 179	-	-
Multimeter (Amperemeter)	62786	Fluke 179	-	-
Signalkabel		PTS-HF 2x2x0,6 s100	-	-
Strømførende kabel		0,75 mm ² PVT	-	-
2,2 m Jordspyd af rundjern	-	-	-	-

Tabel B.1: Apparatur anvendt i opstillingen

Da det ønskes at eftervise, om formel B.1 kan udregne den inducerede spænding i et parallelt placeret signalkabel i forhold til strømførende kabel, udføres udregninger til forudsigelse af den inducerede spænding. Disse udregnede værdier for U_i kan ses i tabel B.2. Der er beregnet for en afstand mellem de to kabler, D_{12} , på henholdsvis 1 og 10 cm.

Afstand D_{12}	U_i beregnet	I
0,01m	475mV	10 A
0,10m	379mV	10 A

Tabel B.2: Beregnede resultater for den inducerede spænding i signalkablet

Delkonklusion

Der var i dette forsøg ikke tilfredsstillende resultater. Dette kan skyldes, at afstanden mellem de to jordspyd ikke var tilstrækkelig. Dette medfører, at nedtrængningsdybden for strømmen i jorden ikke bliver så dyb som forventet. De målte resultater var ca. en faktor 90 for stor i forhold til den beregnede spænding. Det vælges derfor at udføre forsøget, hvor der ikke benyttes en returvej i jorden.

Forsøg med strømsløjfe

Der vælges nu at udføre et andet forsøg, hvor jorden ikke bruges som returleder. Der udlægges i stedet en strømsløjfe. Det er derfor nødvendigt at anvende en anden formel for den gensidige induktans mellem den strømførende leder og signalkablet. Der vil i det næste afsnit blive fremført en beregningsmetode for den nye forsøgsopstilling.

Teori

Teorien beskrevet omkring forsøget med strømretur i jorden er stadig gældende og udtrykket for den inducerede spænding B.7 anvendes igen. Den eneste forskel er formelen for den gensidige induktans, M_{12} . Grunden til dette er, at udtrykket for den ækvivalente jorddybde ikke længere er gældende, da strømmens returvej ikke løber i jorden. Der er derfor brug for et udtryk, der beskriver den magnetiske kobling mellem to ledere over jord, se udtryk B.8.

$$U_i = \omega \cdot M_{12} \cdot l \cdot I \cdot r \quad [V] \quad (\text{B.7})$$

Den gensidige induktans, M_{12} , kan nu beregnes som i udtryk B.8 [Anderson(1995), 76]:

$$M_{12} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot l}{D_{12}} - 1 \right) \quad [H/m] \quad (\text{B.8})$$

hvor:

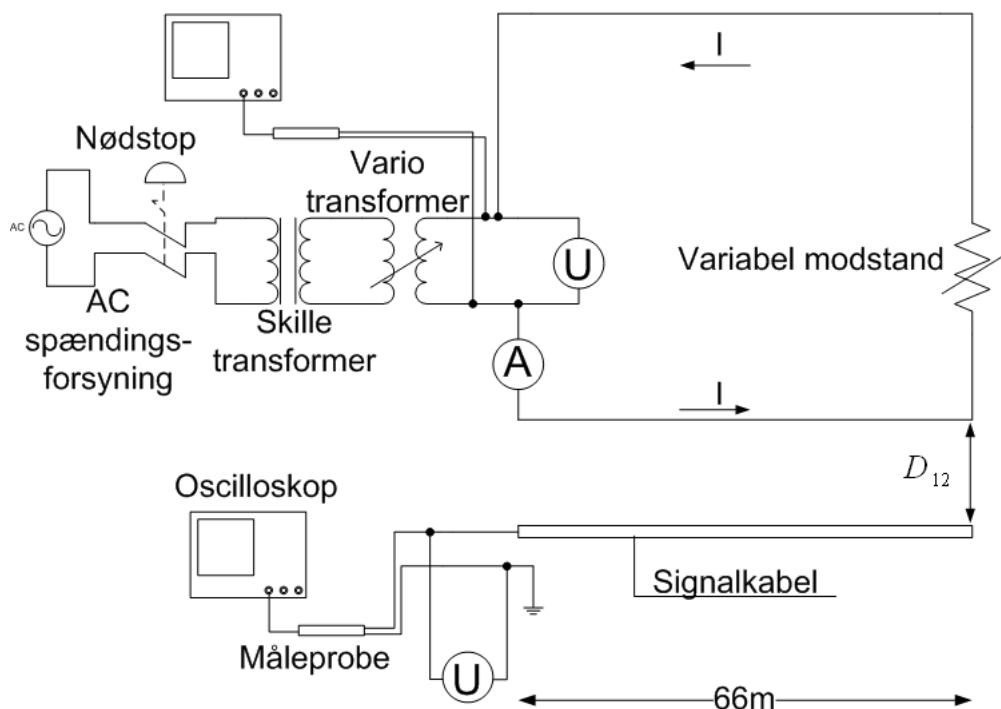
$2 \cdot 10^{-7}$ er en konstant.

l er længden af det parallelle forløb. [m]

D_{12} er afstanden mellem de to parallelle ledere. [m]

Måleopstilling

Måleopstillingen kan ses på figur B.5.



Figur B.5: Måleopstilling for forsøg, hvor lederen er udlagt som en strømsløjfe

Forsøgsbeskrivelse

Der vælges ikke at beskrive fremgangsmåden for forsøget, da denne er identisk med forsøgsbeskrivelsen for forsøget med strømretur i jord.

Apparaturliste

En apparaturliste findes under forsøget med strømretur i jord.

Beregning af forventet induceret spænding

Afstand D_{12}	U_i beregnet	I
0,01m	298mV	10 A
0,10m	202mV	10 A

Tabel B.3: Beregnede resultater for den inducerede spænding i signalkablet

Da det ønskes at eftervise, om formel B.7 kan udregne den inducerede spænding i et parallelt placeret signalkabel i forhold til strømførende kabel, udføres udregninger til forudsigelse af den inducerede

spænding. Disse udregnede værdier for U_i kan ses i tabel B.3. Der er beregnet for en afstand mellem de to kabler, D_{12} , på henholdsvis 1 og 10 cm. Filen *induceret_spaening_forsog_jh* til beregning af den inducerede spænding kan findes på bilags-CDen i mappen MATLAB.

Resultater

Forsøgene gav følgende resultater:

Afstand D_{12}	$U_{m\ddot{a}lt\ ved\ l=0m}$	$U_{m\ddot{a}lt\ ved\ l=66m}$	I Målt
0,01 m	149 mV	150 mV	10 A
0,10 m	94,4 mV	94,9 mV	10 A

Tabel B.4: Forsøgsresultater: Inducerede spændinger målt henholdsvis i den ene ende af signalkablet ($l=0m$) og i den anden ende ($l=66m$). Lederen er ikke koblet til jord i nogle af enderne, hvilket medfører, at der kan måles den halve inducerede spænding.

Afstand D_{12}	$U_{m\ddot{a}lt\ ved\ l=0m}$	I Målt
0,01 m	290 mV	10 A
0,10 m	191 mV	10 A

Tabel B.5: Forsøgsresultater: Inducerede spændinger målt i den ene ende af signalkablet ($l=0m$) og leder koblet til jord forbindelsen i den anden ende ($l=66m$). Ved at koble lederen på denne måde kan den fulde spænding måles.

Afstand D_{12}	Beregnet U_i	$U_{m\ddot{a}lt}$	Afvigelse målt-beregnet
0,01 m	298 mV	290 mV	2,68 %
0,10 m	202 mV	191 mV	5,94 %

Tabel B.6: Afvigelse i % mellem beregnede spændinger og måleresultater.

Fejlkilder

Der er mulighed for, at den spænding der kommer fra variotransformereren ikke er sinusformet og 50 Hz. For at verificere, at dette ikke er tilfældet, måles den inducerede spænding med et oscilloskop. Grafen på oscilloskopet havde form som en sinuskurve og det kan dermed konkluderes, at den inducerede spænding har sinusform. Denne mulige fejlkilde kan der derfor ses bort fra.

Konklusion på forsøg

Det var at foretrække, at forsøget kunne udføres med returstrømmen i jorden, men da dette ikke var muligt, blev forsøget udført med en strømsløjfe i stedet. Der vurderes, at der stadig er muligt at eftervise sammenhængen mellem teori og praksis. Som det kan ses af måleresultaterne er der god overensstemmelse mellem de beregnede og målte inducerede spændinger. En afvigelse på mellem 2,68 og 5,94 % vurderes at være acceptabel. Formålet med forsøget var at eftervise, at der er sammenhæng mellem teori og praksis, og dermed at der er sammenhæng mellem forsøget og den inducerede spænding, på signalkablet mellem transformerstation A2 og A7 på Orkuveita Reykjavíkurs el-forsyningsnet i kortslutningstidspunktet. Derved kan det også antages, at hvis forsøget ville være udført på en strækning på 11,05 km og med samme strøm som i kortslutnings tidspunktet ville der blive induceret samme spænding som i udregningen i afsnit 4.2. Dermed har forsøget bevist, at det kan lade sig gøre, at udregne hvilken spænding der induceres i parallelt liggende kabel.

Appendiks C

Eftervisning af metode til beregning af induceret spænding på signalkabel

I afsnit 4.2 udregnes den inducerede spænding, der i værste tilfælde kan fremkomme på signalkablet ved en kortslutningsstrøm på 6,23 kA. For at eftervise at den brugte beregningsmetode er korrekt, vil et eksempel fra [Heinhold(1990)] blive gennemregnet. I afsnit 4.2 bruges et matlab program, ”*induceret-volt-var-D.m*”, hvor alle udtryk fra 4.54 til 4.56 er indsat. For at eftervise programmets korrekte virkemåde vil parametrene fra eksempel 26.6 [Heinhold(1990), s. 360] blive sat ind i stedet for de aktuelle parametre i projektet. Hvis programmet virker korrekt skal det give det samme resultat som i eksempel 26.6. De aktuelle parametre i eksempel 26.6 kan ses i tabel C.1.

<i>Betegnelse</i>	<i>Projektdata</i>	<i>Data eks. 26.6</i>
<i>Frekvens f [Hz]</i>	50	50
<i>Længde l [km]</i>	11,05	5
<i>Indbyrdes afstand D_{12} [m]</i>	0,05	100
<i>Kortslutningsstrøm I [kA]</i>	6,23	8,5
<i>Reduktionsfaktor r_E</i>	–	0,62
<i>Reduktionsfaktor r_{ki}</i>	0,27	–
<i>Reduktionsfaktor r_{ku}</i>	1	0,95
<i>Jordmodstand ρ [$\Omega \cdot m$]</i>	5000	50
<i>Gensidig induktans M_{12} [mH/km]</i>	2,36	0,4
<i>Induceret spænding U_i [kV]</i>	9,78	2,202

Tabel C.1: Parameter størrelser fra eksempel 26.6 [Heinhold(1990)]

Indsættes de parametre fra eksempel 26.6 i udtryk C.1, fremkommer en induceret spænding på 2202 V, hvilket er det samme resultat som i eksempel 26.6.

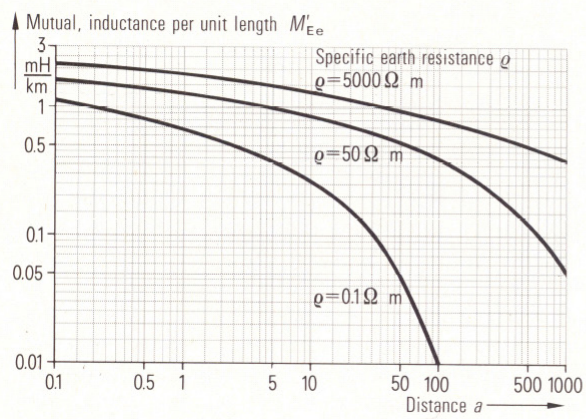
$$\begin{aligned}
U_i &= \omega \cdot M_{12} \cdot l \cdot 0,7 \cdot I \cdot r \\
&= 2 \cdot \pi \cdot 50\text{Hz} \cdot 0,4 \cdot 10^{-6}\text{H/m} \cdot 5000\text{m} \cdot 0,7 \cdot 8500\text{A} \cdot 0,62 \cdot 0,95 \\
&= 2202 \text{ V}
\end{aligned} \tag{C.1}$$

Indsættes parametrene derimod i matlab programmet, hvilket skulle eftervise om det regner korrekt, bliver den inducerede spænding i det parallelle signalkabel 2078 V. Grunden til forskellen er at matlab programmet udregner den ækvivalente dybde, d , og derefter den gensidige induktans, M_{12} . Jordmodstanden er oplyst til $50 \Omega \cdot m$ og dette vil give en ækvivalente dybde, d , som i udtryk C.2 og en gensidig induktans som i udtryk C.3.

$$\begin{aligned}
d &= 660 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \\
&= 660 \cdot \sqrt{\frac{50}{50}} \\
&= 660 \text{ m}
\end{aligned} \tag{C.2}$$

$$\begin{aligned}
M_{12} &= 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{d}{D_{12}} \\
&= 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{660}{100} \\
&= 0.377 \cdot 10^{-6} \text{ H/m}
\end{aligned} \tag{C.3}$$

Forskellen på de to inducerede spændinger fra henholdsvis Heinhold og matlab programmet, på 2202 V og 2078 V er fremkommet i [Heinhold(1990)], fordi den gensidige induktans er aflæst ud fra en kurve [Heinhold(1990), s.351] og i matlab programmet udregnes den eksakt. Der kan ses en kopi af kurven i figur C.1. Det må derfor konkluderes, at matlab programmet udregner en mere nøjagtig værdi for den inducerede spænding, da det ikke er baseret på aflæsninger men på eksakte værdier. Derfor er det nu bevist, at matlabfilen "*induceret - volt - var - D.m*" udregner korrekt resultat for den inducerede spænding i signalkablet.



$\rho = 5000 \Omega \text{ m}$ Rocky ground
 $\rho = 50 \Omega \text{ m}$ Loam, cultivated ground (central europe)
 $\rho = 0.1 \Omega \text{ m}$ Urban areas

Fig. 26.2
Mutual inductance between influenced and influencing conductors at $f = 50 \text{ Hz}$

Figur C.1: Figur hvorfra den gensidige induktans er aflæst. Figuren er en kopi fra [Heinhold(1990), s.351].

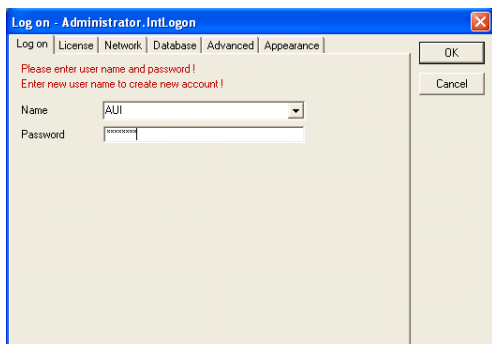
Appendiks D

Fremgangsmåde for kortslutningsberegning med DIgSILENT

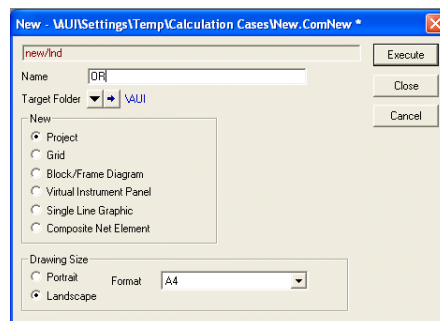
For at dokumentere hvordan kortslutningsberegningerne med DIgSILENT er opbygget, vil der i det følgende blive gennemgået modellens opbygning trin for trin.

Start af DIgSILENT og oprettelsen af et nyt projekt

Der første der gøres er at åbne programmet, hvor der skal indtastes brugernavn og kode, se figur D.1.



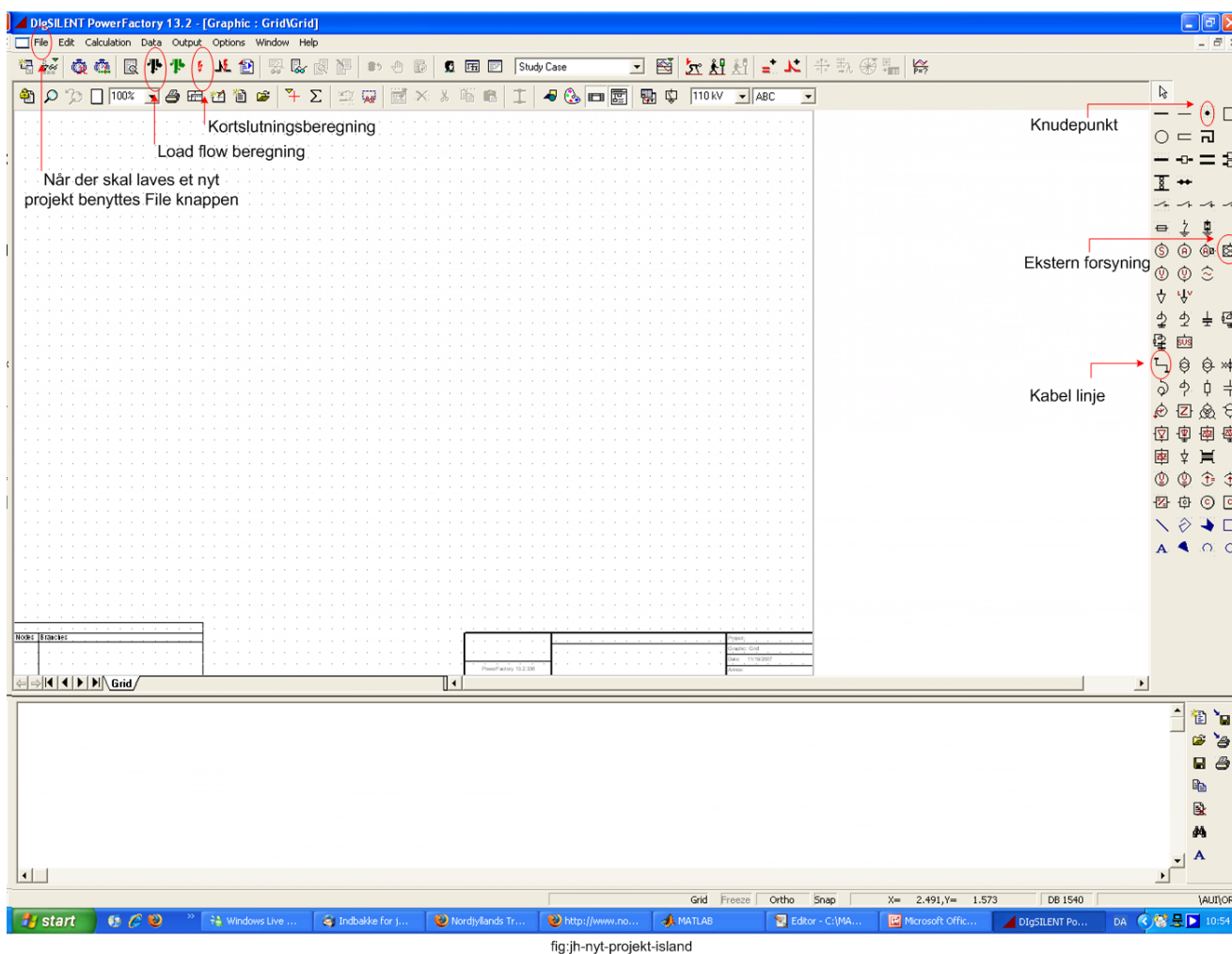
Figur D.1: Start af DIgSILENT



Figur D.2: Et nyt projekt startes

Nu åbner selve programmet. Det næste der skal gøres er at starte et nyt projekt. Dette gøres ved at flytte markøren op i øverste venstre hjørne og klikke på **File**, en undermenu kommer frem. Aktiver **New** kommandoen og en dialog boks fremkommer, boksen kan ses på figur D.2. Projektet kaldes OR efter Orkuveita Reykjavikur, som er det el-forsyningsselskab projektet udføres i samarbejde med. Ejer af projektet sættes til EE7. Nu aktiveres **Execute**.

På figur D.3 kan programfladen ses. I højre side af skærmen ses de forskellige komponenter, hvor de komponenter der bliver brugt i modellen er markeret med en rød cirkel.

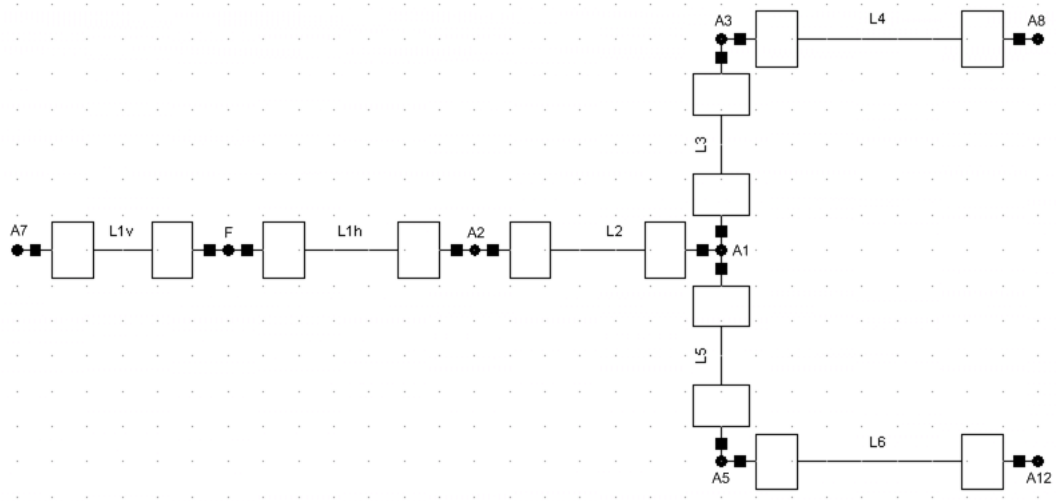


Figur D.3: Start vindue

Opbygning af modellen

Der kan nu startes med det egentlige arbejde med at opbygge modellen. Det første der gøres er at indsætte knudepunkter (Busbars). Der er flere forskellige typer af knudepunkter i DiGSILENT, der er dog ikke forskel på de elektriske egenskaber. Forskellen på knudepunkterne er i form af grafisk udformning, og at nogle af knudepunkterne kan brydes på forskellig vis. Knudepunkterne er placeret i højre side på figur D.3. Der er valgt kun at fremhæve det til projektet anvendte knudepunkt. Knudepunktet markeres ved at venstre klikke på det. Der kan efterfølgende placeres så mange knudepunkter der ønskes. Knudepunkterne skal nu forbindes til hinanden med kabler, dette gøres ved at markere kabellinje-ikonet, der ses i højre side på figur D.3.

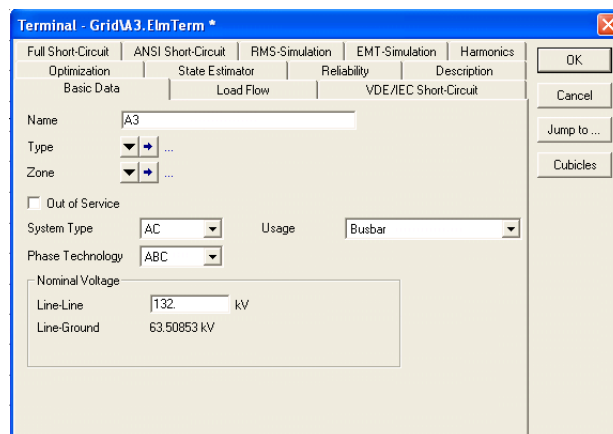
Der er nu opbygget et netværk uden forsyning og uden der er indsat parametre for kabler og knudepunkter. Det opbyggede el-forsyningsnet ser nu ud som på figur D.4.



Figur D.4: El nettet uden forsyning

Indsættelse af data for kabler og knudepunkter

Der er i det følgende valgt kun at uddybe de undermenuer og funktioner, der er relevant for projektet. Der skal nu indsættes data for knudepunkter og kabler. For at ændre data for knudepunktet dobbelt klikkes der på en af knudepunkts-ikonerne, der er tilføjet til modellen i det forrige afsnit. Der fremkommer en dialog boks, som kan ses på figur D.5. I toppen af den fremkomne dialogboks er der forskellige faneblade og det faneblad der skal bruges til dette projekt er Basic Data. Under fanebladet Basic Data, skal der først indsættes et navn på knudepunktet. Dette gøres hvor der står Name og her indtastes A3, da det er det ønskede navn for dette knudepunkt. Herefter skal spændingen ændres til 132kV. Dette gøres i bunden af dialogboksen, hvor der står Line-Line Voltage. Der er mulighed for at bestemme hvilken system type knudepunktet skal anvendes på. Da el-forsyningsnettet er forsynet med AC vælges denne. Der er også mulighed for at bestemme fasefølgen under punktet phase technology. Denne vælges til ABC. Da der ikke er behov for at ændre flere data for dette knudepunkt aktiveres **Ok**. Tilsvarende udføres for de andre knudepunkter. Hvis spændingen ikke ændres til samme værdi i alle knudepunkterne, vil det give fejl i Load Flow, beregningen der udføres senere. Der

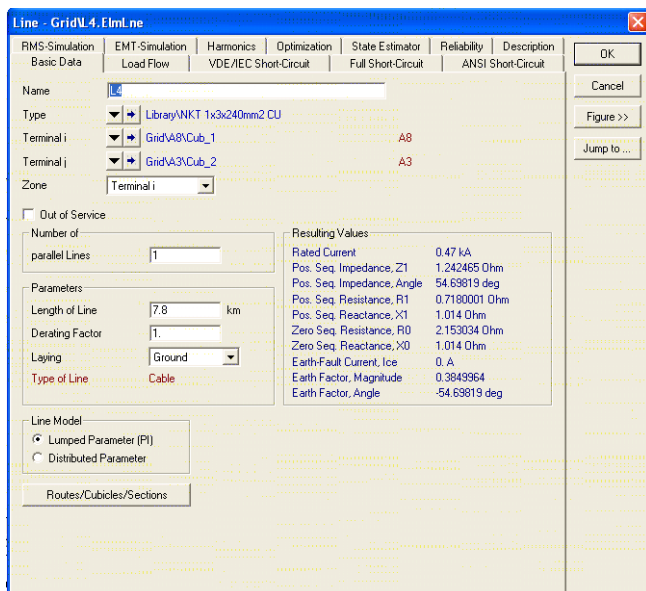


Figur D.5: Dialog boks hvor spænding og navn på knudepunkt indsættes.

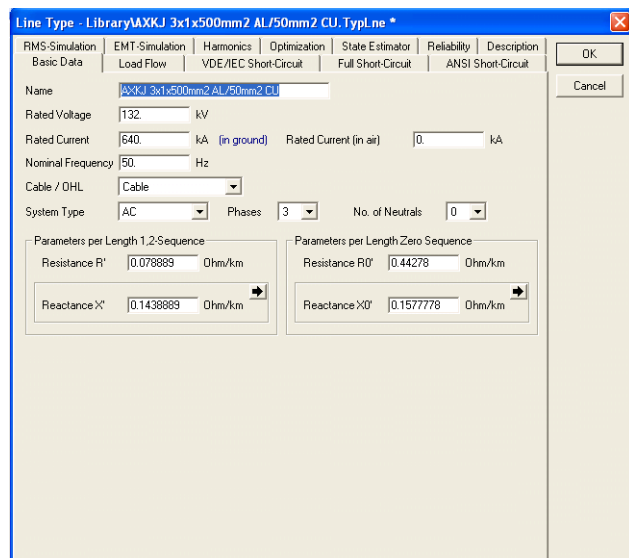
skal nu indsættes data for kabellinjerne. For at indsætte kabeldata gøres følgende. Dobbelt klik på et af kabellinje-ikonerne der tidligere er tilføjet i modellen. Dialogboksen på figur D.6 fremkommer. Ikonet hvor der står **Type** aktiveres og en undermenu fremkommer. **New projekt type** aktiveres og der fremkommer en dialogboks mere. Denne boks kan ses på figur D.7. I dialogboksen Line Type, skal følgende indsættes under fanebladet Basic Data. I Name feltet indtastes kabel typen, som i dette tilfælde er kablet af typen AXKJ. Herefter indsættes hvilken nominel spænding kablet er konstrueret til (Rated Voltage). Den er i dette tilfælde 132 kV. Efter den nominelle spænding er indtastet skal den nominelle strøm (Rated Current) indtastes og denne indtastes til 640 A. Der skal nu sættes hvilken frekvens spændingen på el-forsyningsnettet har og den sættes til 50 Hz. Der skal vælges om det er kabler (Cable) eller luftledninger (OHL) der benyttes, der vælges kabler. Der skal nu vælges system type og den vælges til AC. Der er en vigtig detalje for kablerne. Denne er, at de data der er opgivet for kablerne er for tre kabler der er placeret i trekant formation, Dette medfører at selv om at der ligger 3 kabler i trekant formation betragtes det af DIGSILENT som om der er ét kabel. Der skal derfor vælges at der er tre faser (Phases), dette kan vælges under punktet Phases. Til sidst skal parameter for kablerne indsættes. Dette gøres i bunden af figur D.7, hvor der indsættes værdier for R, X, R₀ og X₀. Værdierne skal indsættes i ohm/km og kan ses i tabel D.1. Efter kabelparametrene er indtastet klikkes der på **Ok**. Der vendes nu tilbage til figur D.6, hvor længden af kabellinjen angives. Dette gøres under punktet Parameters og Length of line og i dette tilfælde sættes kabellængden til 7,8 km. Det eneste der mangler for at have indtastet data for kablerne er at sætte, hvor mange parallelle linjer der er og dette skal sættes til én, som konsekvens af at kabeldataene er for tre kabler jævnfør tidligere forklaring. Der er også mulighed for at indstille hvor meget kablerne belastes. Dette kan sættes i Derating factor. Denne sættes til én, da der ikke ønskes en reduktion. Der er mulighed for at angive hvor kablerne er placeret, om de er placeret i jorden (ground) eller i luften (Air) og da kablerne er nedgravet skal ground vælges. Til sidst er der mulighed for at vælge hvordan modellen skal simuleres, om det er en Lumped model eller Distributed model. Da det i kortslutningsberegningerne er valgt at udføre beregning med pi modeller skal dette også vælges her. Samme proces skal gennemgås for de andre kabelstrækninger.

Kabel linje	Knudepunkter	Kabel længde	R Ω/km	X Ω/km	R ₀ Ω/km	X ₀ Ω/km
L1v	A7-F	6,34	0,058	0,132	0,247	0,092
L1h	F-A2	4,71	0,058	0,132	0,247	0,092
L2	A2-A1	2,8	0,074	0,147	0,432	0,156
L3	A1-A3	1,8	0,079	0,144	0,276	0,158
L4	A3-A8	7,8	0,092	0,130	0,433	0,130
L5	A1-A5	5,7	0,074	0,146	0,433	0,156
L6	A5-A12	5,5	0,039	0,124	0,248	0,092

Tabel D.1: Kabel data



Figur D.6: Dialogboks hvor kabel strækningens navn og længde indsættes



Figur D.7: Dialogboks hvor kabel konstanter indsættes

Indsættelse af forsyningspunkter

Der skal nu indsættes forsyningspunkter. Der bruges i dette tilfælde eksterne forsyninger (External Grid). Ikonet kan ses på figur D.3 i højre side. Ikonet aktiveres og placeres ved de knudepunkter, hvor der skal være eksterne forsyninger. Det er ved knudepunkterne A7, A8 og A12. Der skal placeres to eksterne forsyninger ved A8. For at DIGSILENT ikke melder fejl, skal der indføres et kort kabel ved den ene af de to eksterne forsyninger. Hvis dette ikke gøres vil DIGSILENT opfatte det som en kortslutning. Der er derfor indført et kabel på 100m, der har samme parametre som kablet L1, der er placeret mellem A2 og A7. Alle de eksterne forsyninger er nu indført, og der skal nu vælges parametre. Der er fra Orkuvieta Reykjavíkur opgivet kortslutnings strømme i knudepunkterne A7, A8 og A12. Disse kortslutnings strømme skal indsættes i de eksterne forsyninger. Der dobbeltklikkes nu på en af de eksterne forsyninger, figur D.8 fremkommer og under fanebladet Basic Data skal der nu indføres det ønskede navn på den eksterne forsyning. Navnet er i dette tilfælde Nesjavellir. Herefter kan det vælges, om stjernepunktet er jordet (grounded), kompenseret (compensated) eller isoleret (isolated) og her vælges at stjernepunktet er jordet. Der skal nu vælges, hvilken modstand og reaktans der er i jordforbindelsen. Disse kendes ikke og sættes til nul. Dette medfører, at det er værste tilfælde der regnes på. Når dette er udført, skiftes der menu oppe ved fanebladene og den menu der ønskes at ændre i er VDE/IEC Short-Circuit. Når VDE/IEC Short-Circuit fanebladet fremkommer, ser det ud som på figur D.9, der skal nu indtastes værdier for kortslutnings strømmen I_k'' og der er mulighed for at indtaste en minimum og en maksimum værdi under punkterne Short-Circuit Current $I_{k_{max}}''$ og Short-Circuit Current $I_{k_{min}}''$. I dette tilfælde er $I_{k_{max}}'' = 2,008 \text{ kA}$ og $I_{k_{min}}'' = 1,580 \text{ kA}$. Der er i dialogboksen, der ses på figur D.9, mulighed for at ændre på forholdet mellem impedanserne (Impedance Ratio) og der er tre forhold der kan ændres. Den første er forholdet $\frac{Z_1}{Z_2}$, som er henholdsvis synkron og invers impedanserne og da det antages at el-forsyningsnettet er symmetrisk er forholdet mellem

<i>Navn</i>	$I''_{k\ max}[kA]$	$I''_{k\ min}[kA]$	Forsyner knudepunkt
Geithals	3,051	2,753	A8,A12
Hamranes	3,379	3,153	A7
Nesjavellir	2,008	1,580	A8

Tabel D.2: Kortslutningsstrømmen I''_k

$\frac{Z_1}{Z_2}$ lig med én. Den anden er forholdet $\frac{X_0}{X_1}$, som er nul reaktansen og synkron reaktansen, den tredje er forholdet $\frac{R_0}{X_0}$, som er nul resistansen og nul reaktansen. Da forholdet mellem X_0 , X_1 og R_0 , X_0 ikke kendes for el-forsyningsnettet før forsyningspunkterne, antages det at forholdet er sammenligneligt med forholdet for kablerne i el-forsyningnettet, hvor værdierne er opgivet fra Orkuveita Reykjavíkur. Udregning af forholdet mellem X_0 , X_1 og R_0 , X_0 .

$$\begin{aligned}
X_{0\ kabel} &= \frac{X_{0\ L1v} + X_{0\ L1h} + X_{0\ L2} + X_{0\ L3} + X_{0\ L3} + X_{0\ L4} + X_{0\ L5} + X_{0\ L6}}{7} \\
&= \frac{0,58 + 0,43 + 0,44 + 0,28 + 1,01 + 0,83 + 0,51}{7} \\
&= 0,59
\end{aligned} \tag{D.1}$$

$$\begin{aligned}
X_{1\ kabel} &= \frac{X_{1\ L1v} + X_{1\ L1h} + X_{1\ L2} + X_{1\ L3} + X_{1\ L3} + X_{1\ L4} + X_{1\ L5} + X_{1\ L6}}{7} \\
&= \frac{0,84 + 0,62 + 0,41 + 0,26 + 1,01 + 0,83 + 0,68}{7} \\
&= 0,67
\end{aligned} \tag{D.2}$$

$$\begin{aligned}
R_{0\ kabel} &= \frac{R_{0\ L1v} + R_{0\ L1h} + R_{0\ L2} + R_{0\ L3} + R_{0\ L3} + R_{0\ L4} + R_{0\ L5} + R_{0\ L6}}{7} \\
&= \frac{1,57 + 1,17 + 1,21 + 0,80 + 2,15 + 0,42 + 1,36}{7} \\
&= 1,24
\end{aligned} \tag{D.3}$$

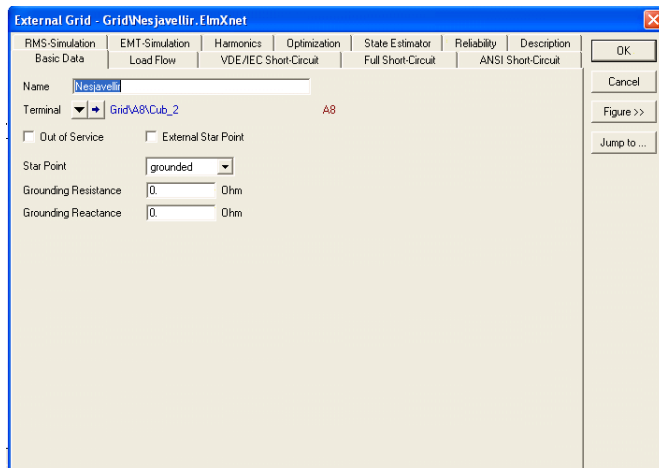
Forholdet mellem X_0 og X_1

$$\begin{aligned}
X_0/X_1 &= \frac{X_{0\ kabel}}{X_{1\ kabel}} \\
&= \frac{0,59}{0,67} \\
&= 0,8785
\end{aligned} \tag{D.4}$$

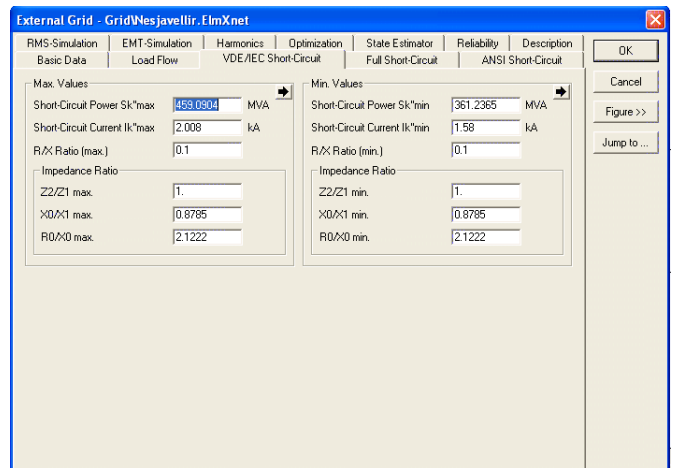
Forholdet mellem R_0 og X_0

$$\begin{aligned}
R_0/X_0 &= \frac{R_{0\ kabel}}{X_{0\ kabel}} \\
&= \frac{1,24}{0,59} \\
&= 2,1220
\end{aligned} \tag{D.5}$$

De beregnede værdier indsættes og herefter aktiveres **Ok**. Samme værdier er indsat i de forskellige forsyningspunkter og processen gennemføres for de andre eksterne forsyninger.



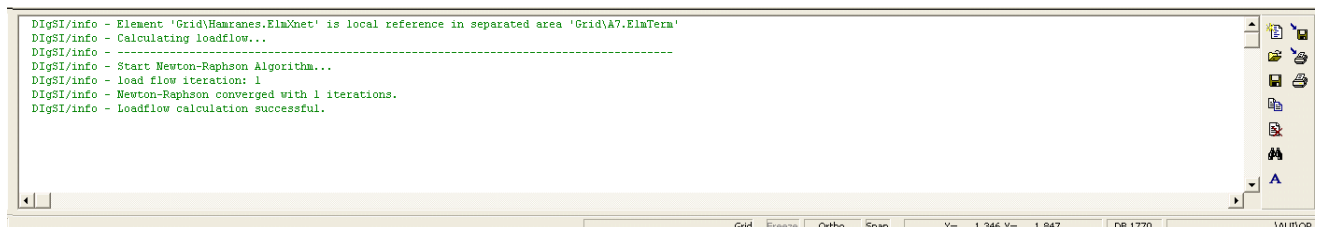
Figur D.8: Dialogboks hvor navn på ekstern forsyning indsættes



Figur D.9: Dialogboks hvor kortslutningsstrømmen indsættes

Belastnings beregning (Load Flow)

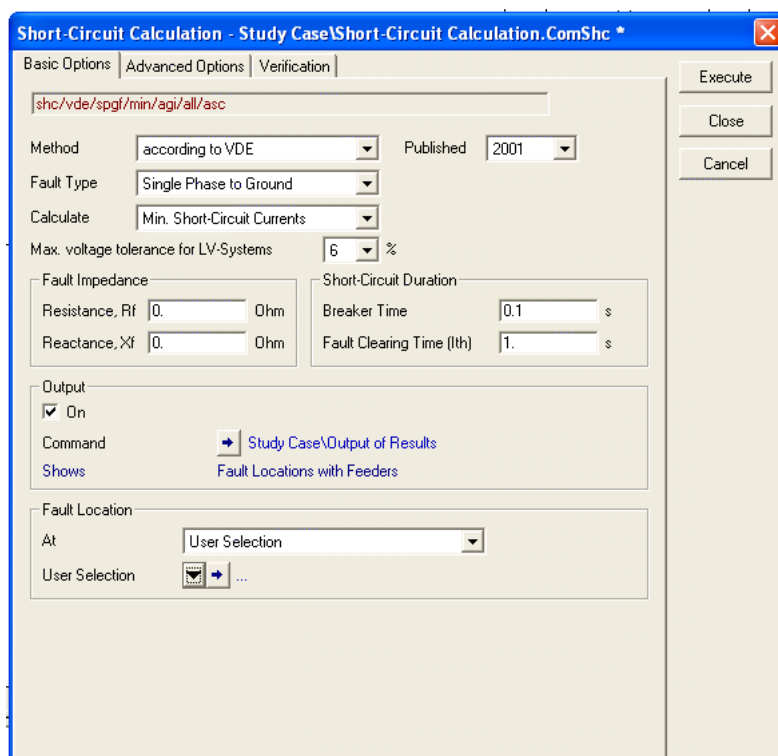
Der er nu opbygget en model for el-forsyningsnettet omkring Reykjavik. Der er dog ikke indført belastninger, da formålet med brugen af modellen er kortslutningsberegninger. Det næste skridt er at udføre en load flow beregning. Load flow beregninger kan generelt bruges til at undersøge, om et givent el-forsyningsnet er stabilt og undersøge hvordan forsyningnettet er belastet, herunder spændingsfald og lignende. For at starte belastningsberegningen aktiveres loadflow ikonet. Ikonet er placeret i den øverste værktøjslinje og ikonet og placeringen kan ses på fig D.3. Når ikonet aktiveres vil der i output-vinduet nederst i DIGSILENT komme grøn tekst frem, se figur D.10. Hvis teksten i output vinduet mod forventning ikke er grøn men rødt, er der lavet en fejl i opbygningen af modellen. Her kan det være en ide at undersøge modellen for fejl og eventuelt bruge hjælpefunktionen **Help**. I selve modellen vil der fremkomme tal i boksene placeret efter hvert knudepunkt. Da der ikke er belastning indsat i modellen, skal tallene i boksene være 0.



Figur D.10: Output-vinduet efter en loadflow beregning

Kortslutningsberegning og resultater

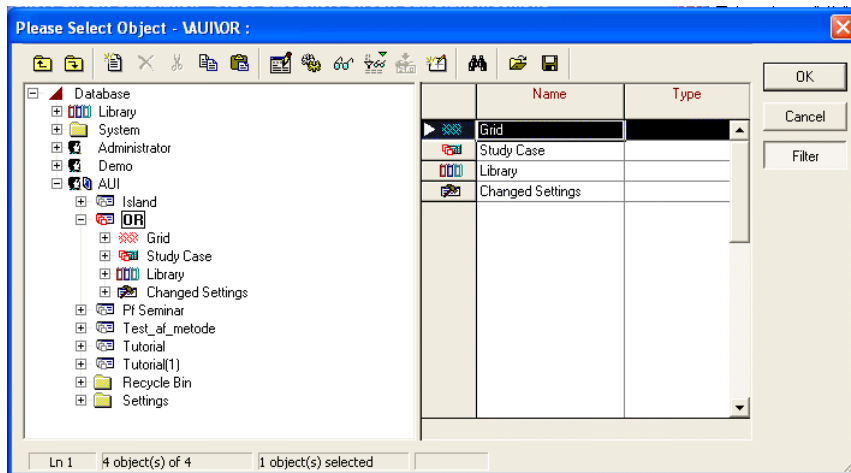
Der kan nu udføres en kortslutningsberegning, hvor denne foretages ved at aktivere kortslutningsikonet. Ikonet kan ses på figur D.3. Der fremkommer nu en dialogboks, som kan ses på figur D.11.



Figur D.11: Dialogboks for kortslutningsberegning

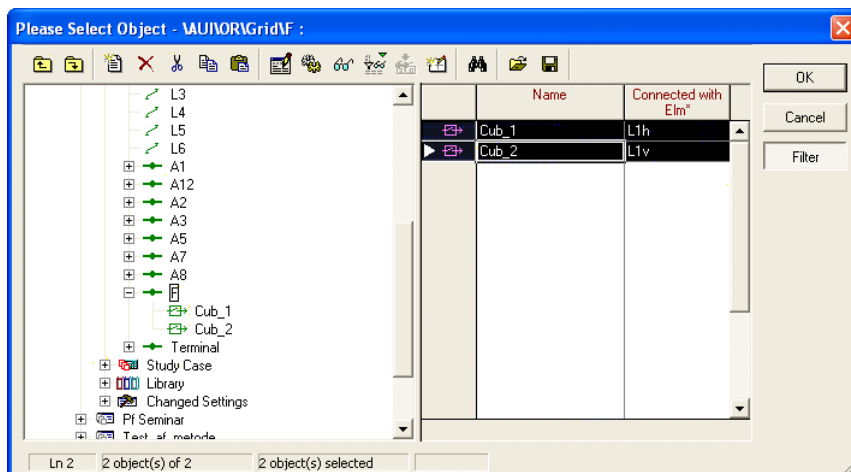
I dialogboksen, der ses på figur D.11, skal det først vælges, hvilken metode der ønskes benyttet. Da der ønskes sammenlignelighed mellem kortslutningsberegningerne i afsnit 4.1 og simuleringerne i dette afsnit vælges metoden til VDE/IEC, som er den samme metode der er brugt i de førnævnte kortslutningsberegninger. Der kan nu vælges, hvilken type kortslutning der ønskes beregnet. De tre forskellige kortslutnings beregninger der er relevante for projektet er enfaset kortslutning til jord, trefaset kortslutning og tofaset kortslutning. For at vælge hvilken type kortslutning der ønskes beregnet, findes undermenuen Fault Type, hvor der er mulighed for at vælge den ønskede kortslutningstype. For at vælge om det er maksimum eller minimum kortslutningsstrømme der ønskes beregnet, kan der i undermenuen Calculate vælges dette. Der skal nu indsættes hvilken impedans der er i fejlstedet og da værdierne for R_f og X_f ikke er oplyst vælges denne til nul, hvilket medfører at det er værste tilfælde der regnes på. Der skal nu indsættes oplysninger om kortslutningens varighed, hvilket gøres under punktet Short-Circuit Duration. Der er her to parametre der skal indsættes. Den første er Breaker time, der bestemmer hvor lang tid der går fra kortslutningen opstår til kortslutningen er afbrudt og denne sættes til 0,1 s. Den anden parameter der skal indsættes er hvor lang tid det tager før systemet er fejlfrit (uden kortslutning) og denne sættes til 1 s. I bunden af dialog boksen er der en sektion der er navngivet Fault Location. Her er der valgmuligheder for hvor på modellen der ønskes beregnet en kortslutningsstrøm. Hvis der ikke foretages et valg vil der blive udregnet kortslutningsstrømme i

alle knudepunkter. Det punkt der har interesse for projektet er knudepunktet F, hvor der er indsat et kunstigt knudepunkt, hvor den faktiske fejl skete. For at vælge punktet F aktiveres trekanten i bunden af dialogboksen, hvor der står user selection ved siden af. En undermenu fremkommer. Der vælges **select** og der fremkommer en undermenu som kan ses på figur D.12. I venstre side af dia-



Figur D.12: Dialogboks hvor det er muligt at bestemme hvor kortslutningen skal beregnes

logboksen på figur D.12 er det et ikon, hvor der står grid ved siden af. Dette ikon aktiveres og der fremkommer underpunkter og et af disse underpunkter er F. Underpunktet F aktiveres og i højre side af dialogboksen er der nu to felter, Cub_1 og Cub_2. Det er kun Cub_1 der er sort og for at aktivere Cub_2 holdes ctrl-tasten nede og der venstre klikkes på musen over Cub_2. Nu er Cub_1 og Cub_2 sorte, se figur D.13. **Ok** ikonet aktiveres. Der er nu klar til at blive udført en kortslutningsberegning.



Figur D.13: Valg af knudepunkt for kortslutningsberegning

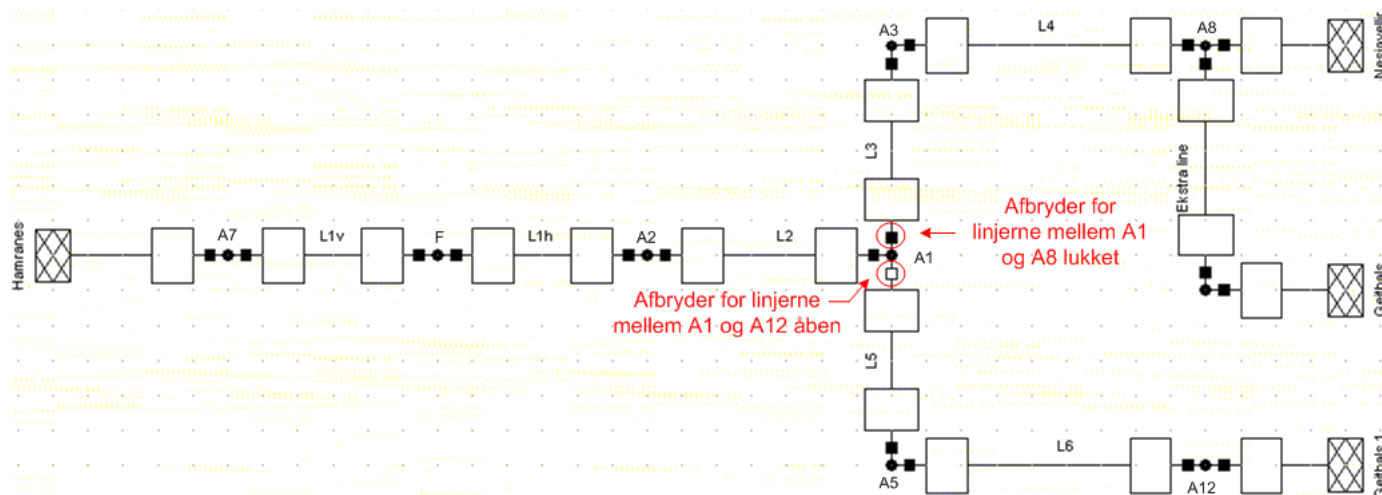
For at starte beregningen aktiveres **Execute**. For at udføre kortslutningsberegning for de tre tilfælde der ønskes beregnet ændres kortslutningstypen og om det skal være en maksimum eller minimums beregning som beskrevet ovenfor. Der er i bilag 4 tre pdf filer, hvor resultaterne fra output vinduet kan ses. De tre pdf filer er for henholdsvis enfaset kortslutning til jord, tofaset kortslutning og trefaset kortslutning. Resultaterne for beregningen kan ses i tabel D.3.

	Trefaset kortslutning	Tofaset kortslutning	Enfaset kortslutning til jord
$I''_{k\ max}[kA]$	10,14	8,79	8,49
$I''_{k\ min}[kA]$	9,07	7,86	7,51

Tabel D.3: Kortslutningsstrømme beregnet med DIgSILENT, hvor hele el-forsyningsnettet er indkoblet

Kortslutningsberegning hvor kabelinjen mellem A1 og A12 er udkoblet (faktiske tilfælde)

Der er i det foregående afsnit udført kortslutningsberegning for hele el-forsyningsnettet og der ønskes nu udført kortslutningsberegning, hvor en del af el-forsyningsnettet er udkoblet. Grunden til at udkoble en del af el-forsyningsnettet er, at der i fejlsituationen var udkoblet en del af el-forsyningsnettet. Den del af el-forsyningsnettet, der var udkoblet i fejltidspunktet, var el-forsyningslinjen mellem knudepunktet A1 og A12. Der udføres kortslutningsberegning, hvor el-forsyningslinjen fra knudepunkt A1 til A12 og den eksterne forsyning Geithals er udkoblet. Efterfølgende vil el-forsyningslinjen fra knudepunkt A1 til knudepunktet A8 og de eksterne forsyninger Geithals og Nesjavellir er tilkoblet. For at frakoble en del af systemet gøres følgende. Der dobbeltklikkes på den sorte firkant (afbryder), der er placeret lige efter knudepunktet, se figur D.14 hvor en rød cirkel markerer afbryderen. Afbryderen (firkanten) ændrer nu udseende fra at være sort til at være hvid i midten. El-forsyningslinjen



Figur D.14: Afbryder for linje mellem A1 og A8 er lukket, afbryderen for linjen mellem A1 og A12 åben.

mellem A1 og A12 er nu udkoblet, og da punktet for kortslutningsberegningen er knudepunktet F, er den del af el-forsyningsnettet, der indeholder linjen mellem A1 og A12, ikke inkluderet i kortslutningsberegningen. Kortslutningsberegningen udføres som angivet i tidligere afsnit. Resultatet for udregningen kan ses i tabel D.4 og i bilag 4 der indeholder tre pdf filer, hvor resultaterne fra output vinduet kan ses, de tre pdf filer er for henholdsvis enfaset kortslutning til jord, tofaset kortslutning og trefaset kortslutning.

	Trefaset kortslutning	Tofaset kortslutning	Enfaset kortslutning til jord
$I''_{k\ max}[kA]$	7,67	6,64	6,44
$I''_{k\ min}[kA]$	6,83	5,92	5,69

Tabel D.4: Kortslutningsstrømme beregnet med DIgSILENT, hvor el-forsyningslinjen mellem knudepunkterne A1 og A12 er udkoblet. Denne kobling af el-forsyningnettet var den der var på fejltidspunktet.

Kortslutningsberegning hvor kabellinjen mellem A1 og A8 er udkoblet

Efter ønske fra Orkuveita Reykjavíkur udføres kortslutningsberegning for el-forsyningnettet, hvor linjen mellem A1 og A8 er udkoblet, og linjen mellem A1 og A12 er indkoblet. Resultaterne kan ses tabel D.5 og i bilag 4.

	Tre faset kortslutning	To faset kortslutning	En faset kortslutning til jord
$I''_{k\ max}[kA]$	6,05	5,24	5,11
$I''_{k\ min}[kA]$	5,55	4,81	4,66

Tabel D.5: Kortslutningsstrømme beregnet med DIgSILENT, hvor el-forsyningslinjen mellem knudepunkterne A1 og A8 er udkoblet