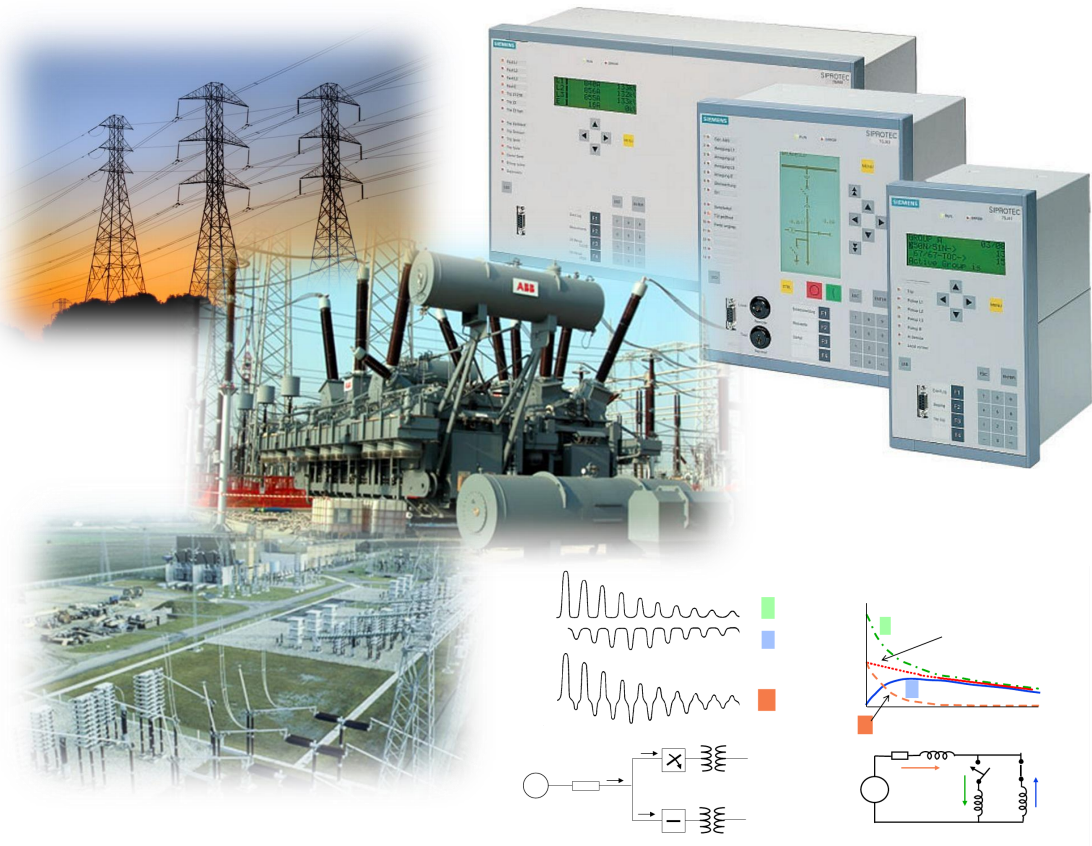
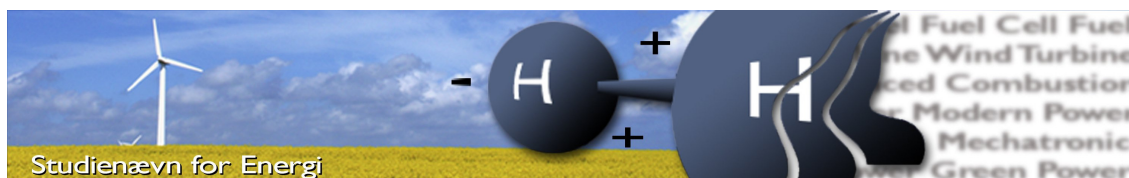


# Relæbeskyttelse af 150/60 kV stationen i Loldrup



DIPLOM AFGANGSPROJEKT  
NICOLAJ NIELSEN  
INSTITUT FOR ENERGITEKNIK  
AALBORG UNIVERSITET  
DEN. 14. NOVEMBER 2013





**Titel:** Relæbeskyttelse af 150/60 kV stationen i Loldrup  
**Semester:** 7. semester  
**Semester tema:** Diplom afgangsprøje  
**Projektperiode:** 02.09.13 - 14.11.13  
**ECTS:** 18  
**Vejleder:** Filipe Miguel Faria da Silva

---

**Nicolaj Nielsen**

Oplag: 3 stk.  
 Antal sider: 111 sider  
 Bilag: 2 stk  
 CD: 1 stk

### SYNOPSIS:

I rapporten tages der udgangspunkt i, hvorledes en 150/60 kV station skal relæbeskyttes. Der indledes med en kort beskrivelse af det danske el-net og dets virke. Herefter gives en overordnet beskrivelse af 150/60 kV stationen i Loldrup og alle dens komponenter. Endvidere indskrænkes projektet til kun at omhandle hvorledes en transformer relæbeskyttes mod kortslutninger samt indkoblingsstrømme.

For at kunne beskytte transformeren optimalt, er det nødvendigt at have noget viden omkring symmetriske komponenter og kortslutninger i el-nettet, som ligeledes er beskrevet i rapporten. Derudover gives også en grundig beskrivelse af beskyttelsesrelæer med særligt fokus på afstands- og differentialrelæer. Differentialrelæet findes til at være det mest optimale i forhold til transformerbeskyttelse, og der arbejdes derfor videre med dette relæ. Endvidere gives der en beskrivelse af hvorledes differentialrelæet virker i forhold til indkoblingsstrømme og kortslutninger.

Der udføres også nogle simuleringer i programmet PSCAD, for at afprøve hvorledes en transformer opfører sig ved henholdsvis indkobling og ved kortslutning. Det konkluderes at transformerne i simuleringerne opfører sig i overensstemmelse med teorien.

Endvidere er der også udført nogle praktiske forsøg i laboratoriet, for at efterprøve om differentialrelæet tripper i henhold til teorien. Desværre blev relæet defekt under opstillingen, så forsøgene blev kun opstillet hypotetisk. Men det konkluderes at metoden til at relæbeskytte en 150/60 kV transformer er blevet tilstrækkelig belyst jf. problemformuleringen.

Ved at underskrive dette dokument bekræfter hvert enkelt gruppemedlem, at alle har deltaget ligeligt i projektarbejdet, og at alle er kollektivt ansvarlige for rapportens indhold. Rapportens indhold er frit tilgængeligt, men offentliggørelse (med kildeangivelse) må kun ske efter aftale med forfatterne.





# Forord

---

Denne rapport udgør mit afgangsprøve indenfor min uddannelse som diplomingeniør i bæredygtig energiteknik med specialisering indenfor elektrisk energi ved Aalborg Universitet. Projektet har forløbet i 10 uger, med start fra den 2. september 2013 og frem til og med den 14. november 2013.

Gennem hele projektperioden har jeg modtaget kompetent hjælp fra min vejleder Filipe Miguel Faria da Silva, som jeg har holdt vejledermøde med ca. hver anden uge. Derudover skal der også lyde en stor tak til Energinet.dk, for at bistå med oplysninger og informationer til udførelsen af denne rapport.

## Læsevejledning

Der vil igennem rapporten fremtræde kildehenvisninger, og disse vil være samlet i en litteraturliste bagerst i rapporten. Der er i rapporten anvendt kildehenvisning efter Harvardmetoden, så i teksten refereres til en kilde med [Efternavn, År]. Står kilden inden punktummet i en sætning dækker kilden udsagn i denne sætning, står kilden efter punktummet refererer kilden til hele afsnittet. Hvis der er flere kilder med samme forfatter, er der et bogstav efter årstallet. Henvisningen fører til litteraturlisten, hvor kilder er angivet med forfatter, titel, udgave, forlag, hyperlink, dato, osv.

Figurer, tabeller, formler og udregninger er nummereret i henhold til kapitel, dvs. den første figur i kapitel 4 har nummer 4.1, den anden, nummer 4.2 osv.. Forklarende tekst til figurer og tabeller findes under de givne figurer og tabeller.

*Nicolaj Nielsen*



# Summary in English

---

## **Relay protection of the 150/60 kV station in Loldrup**

*This report is mainly focus on how to protect a 150/60 kV transformer with relays.*

The report is starting with a short introduction of the Danish power supply system. In this part it has been decided to focus on the 150/60 kV station in Loldrup and especially have focus on transformer protection.

After this it is necessary to have a general knowledge about the station in Loldrup and all its components. Even more a better explanation about transformer theory is necessary to be managed. All this is done in Chapter 2.

When this knowledge is reached it is now possible to make a problem statement, which is sound like this; How can a 150/60 kV transformer like this in Loldrup be relay protected against high inrush current and short circuit current?

To solve this problem statement it is necessary to know more about sequence networks and short circuit in electrical power systems. This is done in Chapter 4 where also a knowledge about fault currents is represented.

To do some protection of a transformer it is also important to know something about different kind of relays and how they act. It is done in Chapter 5. It is realized that the best choice of relays is a differential relay, which is being more described in this Chapter. Even more is a theory about inrush current and short circuit current made in the same Chapter. It is realized that inrush current including a big part of second order harmonics. Even more is realized that the relay should be able to handle external short circuit current without tripping. But if the short circuit current is inside the transformer the relay has to give a trip.

To improve the theory there is made some models about switching transformers to the network in the computer program PSCAD. There is made three models which are; switching one transformer to the network, switching one transformer to the network parallel with another transformer, and short circuit on secondary side of the transformer. In all three models the results agree with the theory.

From these models it is now possible to make some practical test in the laboratory to see if the differential relay is tripping or not with the signals from the models. Unfortunately the differential relay is being defect when doing the set up. That is why the test is only made hypothetical.

The conclusion of this report is that it is possible to protect a 150/60 kV transformer with a differential relay, and sort out inrush current and external short circuit current, so the relay does not give a trip signal.



# Indholdsfortegnelse

---

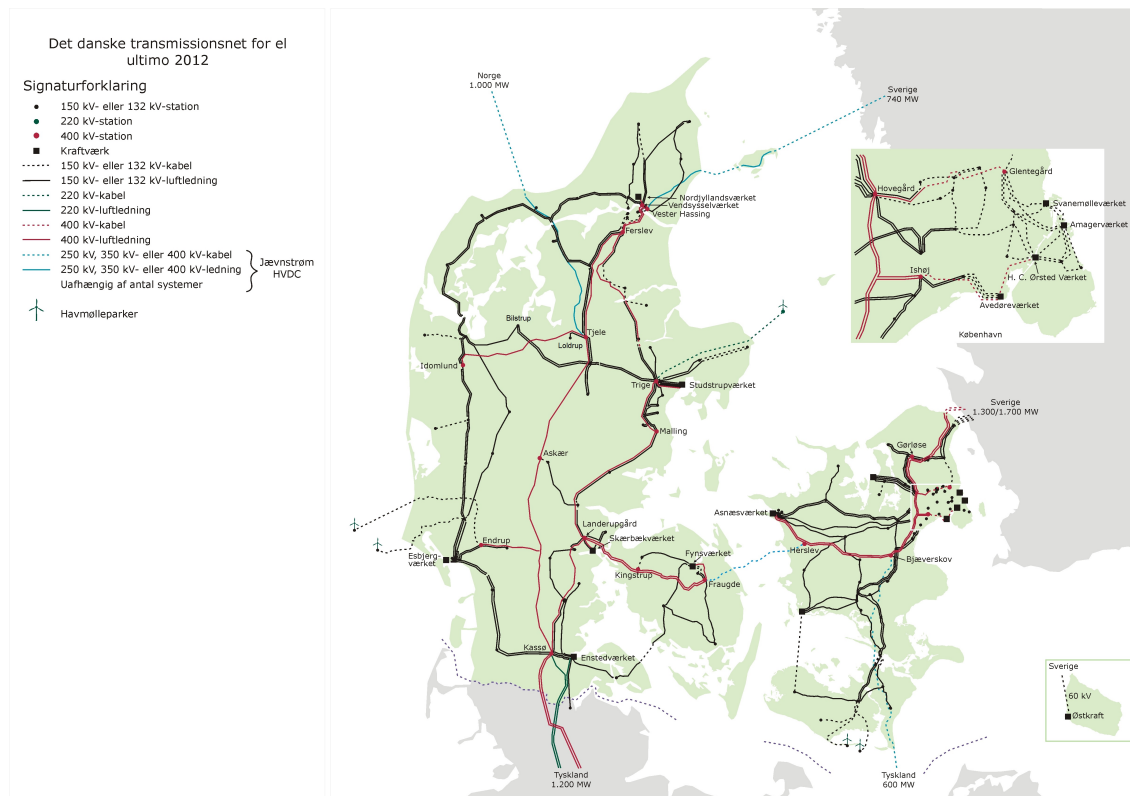
|                  |                                                                     |           |
|------------------|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Kapitel 1</b> | <b>Indledning</b>                                                   | <b>1</b>  |
| <b>Kapitel 2</b> | <b>Stationen i Loldrup</b>                                          | <b>5</b>  |
| 2.1              | Beskrivelse af stationen . . . . .                                  | 5         |
| 2.2              | Beskrivelse af linjefelterne Tjele og Bilstrup . . . . .            | 7         |
| 2.2.1            | Resistiv modstand i luftledningerne . . . . .                       | 8         |
| 2.2.2            | Reaktiv impedans i luftledningerne . . . . .                        | 9         |
| 2.3              | Beskrivelse af reaktorfeltet i Loldrup . . . . .                    | 10        |
| 2.3.1            | Reaktiv effekts indflydelse på el-nettet . . . . .                  | 10        |
| 2.4              | Transformerfelterne KT31 og KT32 . . . . .                          | 13        |
| 2.4.1            | Transformerteori . . . . .                                          | 15        |
| <b>Kapitel 3</b> | <b>Problemformulering</b>                                           | <b>21</b> |
| <b>Kapitel 4</b> | <b>Symmetriske komponenter og kortslutninger i el-nettet</b>        | <b>23</b> |
| 4.1              | Symmetriske komponenter . . . . .                                   | 23        |
| 4.1.1            | Sekvens impedans i en transformer . . . . .                         | 24        |
| 4.1.2            | Sekvens impedans i stjerne- og trekantkoblet netværk . . . . .      | 26        |
| 4.1.3            | Sekvens impedans i en synkron generator . . . . .                   | 28        |
| 4.2              | Kortslutninger i el-nettet . . . . .                                | 29        |
| 4.2.1            | Fase til jord-fejl . . . . .                                        | 30        |
| 4.2.2            | Fase til fase-fejl . . . . .                                        | 32        |
| 4.2.3            | 2 faser til jord-fejl . . . . .                                     | 34        |
| 4.2.4            | Trefaset fejl . . . . .                                             | 36        |
| 4.2.5            | Trefaset fejl til jord . . . . .                                    | 38        |
| 4.3              | Fejlstrøm i et trefaset el-net . . . . .                            | 39        |
| <b>Kapitel 5</b> | <b>Relæbeskyttelse og beskyttelse af transformere</b>               | <b>43</b> |
| 5.1              | Typer af beskyttelsesrelæer . . . . .                               | 43        |
| 5.1.1            | Afstandsrelæer . . . . .                                            | 44        |
| 5.1.2            | Differentialerelæer . . . . .                                       | 47        |
| 5.2              | Beskyttelse af transformere . . . . .                               | 51        |
| 5.2.1            | Detektering af indkoblingsstrømme . . . . .                         | 52        |
| 5.2.2            | Beskyttelse mod kortslutning i transformeren . . . . .              | 57        |
| <b>Kapitel 6</b> | <b>Modellering af transformerne i Loldrup</b>                       | <b>63</b> |
| 6.1              | 1. model: Indkobling af en transformer på el-nettet . . . . .       | 63        |
| 6.1.1            | Case 1: Forsyning fra henholdsvis stærkt og svagt netværk . . . . . | 64        |

|                                                                             |                                                                                                                 |            |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 6.1.2                                                                       | Case 2: Indkobling af transformeren . . . . .                                                                   | 65         |
| 6.1.3                                                                       | Case 3: Mætning af transformeren . . . . .                                                                      | 68         |
| 6.1.4                                                                       | Detektering af <i>in rush</i> -strømmene i transformeren . . . . .                                              | 71         |
| 6.2                                                                         | 2. model: Indkobling af en transformer parallelt med en i forvejen tilkoblet transformer på el-nettet . . . . . | 72         |
| 6.2.1                                                                       | Case 1: Forsyning fra henholdsvis stærkt og svagt netværk . . . . .                                             | 72         |
| 6.3                                                                         | 3. model: Kortslutning lige efter en transformer . . . . .                                                      | 77         |
| 6.3.1                                                                       | Case 1: Kortslutning mellem en fase og jord (L-G) . . . . .                                                     | 77         |
| 6.3.2                                                                       | Case 2: Kortslutning mellem to faser (L-L) . . . . .                                                            | 81         |
| <b>Kapitel 7 Praktisk afprøvning af differentielrelæet</b>                  |                                                                                                                 | <b>85</b>  |
| 7.1                                                                         | Afprøvning af relæet . . . . .                                                                                  | 85         |
| 7.2                                                                         | Indstilling af relæet . . . . .                                                                                 | 88         |
| 7.2.1                                                                       | Data fra transformeren . . . . .                                                                                | 88         |
| 7.2.2                                                                       | Indstilling af beskyttelsen . . . . .                                                                           | 89         |
| <b>Kapitel 8 Konklusion</b>                                                 |                                                                                                                 | <b>93</b>  |
| <b>Litteratur</b>                                                           |                                                                                                                 | <b>95</b>  |
| <b>Bilag A Beskrivelse af forberedelserne til de praktiske afprøvninger</b> |                                                                                                                 | <b>97</b>  |
| <b>Bilag B CD - indhold</b>                                                 |                                                                                                                 | <b>101</b> |

# Indledning 1

---

Det danske el-net er primært opdelt i to grupper, som er henholdsvis transmissions- og distributionsnettet. Transmissionsnettet ejes og vedligeholdes af Energinet.dk og består af de højeste spændingsniveauer, som ligger fra 132 kV og op til 400 kV. Disse forbindelser betegnes som elektricitetens motorveje og bruges til, at transportere langt hovedparten af alt elektricitet i Danmark. Transmissionsnettet er i den ene ende forbundet til producenter, som hovedsagligt består af kraftværker, decentrale kraftvarmeværker og vindmøller. I den anden ende er transmissionsnettet tilsluttet en transformerstation, hvor så spændingsniveauet bliver transformeret ned og spredt ud til flere små forbindelser. Enkelte store forbrugere er koblet direkte på transmissionsnettet, idet at deres forbrug er så enormt, at forbindelserne på de lavere spændingsniveauer vil blive alt for store, hvis de var forbundet til disse forbrugere. Figur 1.1 viser en oversigt over det danske transmissionsnet [Energinet.dk, 2007].

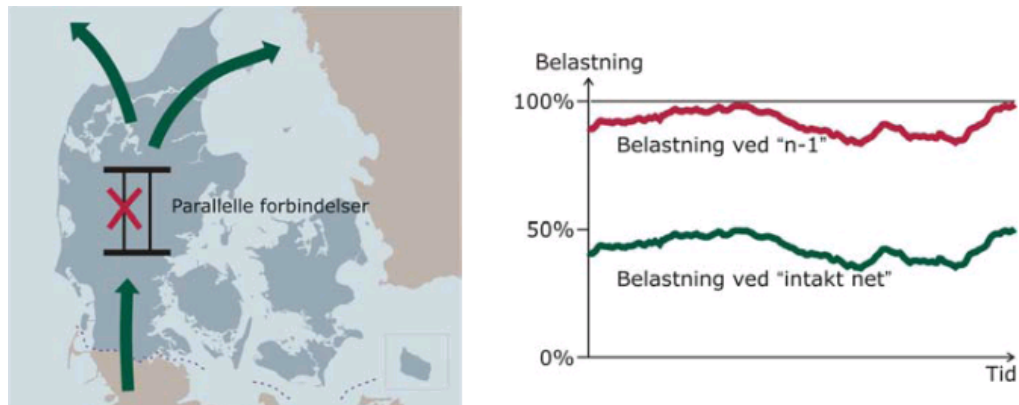


**Figur 1.1.** Viser et overblik over hele det danske transmissionsnet for 2012 [Energinet.dk, 2007].

I Danmark er el-nettet dimensioneret og opbygget efter (n-1)-princippet, hvilket vil sige at det kan tåles at en producent/forbruger falder ud uden, at nettet går ned. Det samme gælder for forbindelser mellem de forskellige stationer i Danmark. Her kan det ligeledes tåles, at en linje falder ud uden, at der sker et sammenbrud og derved medfører et "blackout".

Transmissionsnettet er opbygget i en maskestruktur, samtidig med at det er parallelt. En maskestruktur vil sige, at hver station i Danmark er forsynet med mindst to uafhængig af hinanden forbindelser. Derved kan forsyningen stadig ske gennem den anden forbindelse, hvis den første falder ud. Når systemet samtidig er parallelt opbygget, vil forskellige spændingsniveauer kunne supplere hinanden. Hvis fx en 400 kV forbindelse falder ud, skal den anden forbindelse i masken være i stand til, at kunne klare den samlede belastning for hele det forsyningsområde. Hvis den anden forbindelse i masken kun består af 150 kV forbindelser, skal der naturligvis være nogen flere af disse forbindelser, for at kompenserer for den manglende 400 kV forbindelse. Figur 1.2 viser hvordan (n-1)-princippet fungerer [Energinet.dk, 2007] og [Nielsen, 2013].





**Figur 1.2.** Viser (n-1)-princippet. Transmissionsnettet skal kunne tåle at miste en forbindelse og stadig køre videre på en anden forbindelse uden, at der sker et "black-out" [Energinet.dk, 2007].

Distributionsnettet består af de resterende forbindelser, der opererer på et lavere spændingsniveau. Disse forbindelser går fra 60 kV og helt ned til brugerniveau på 400 V. Distributionsnettet ejes og administreres af de forskellige netselskaber [Energinet.dk, 2007].

Derudover består det danske el-net også af en række udlandsforbindelser, som alle ejes og administreres af Energinet.dk. Disse forbindelser gør det muligt for Danmark, at både importere og eksportere store mængder elektricitet over landets grænser. Disse forbindelser kan både være vekselstrøms- og jævnstrømsforbindelser. De steder hvor de pågældende net er synkrone, vil forbindelsen være en vekselstrømsforbindelse. Dette er tilfældet mellem Jylland - Tyskland og Sjælland - Sverige. De steder hvor nettene ikke er synkrone, som er tilfældet mellem Jylland og Sverige eller Norge, vil der være en HVDC-forbindelse [Kjærgaard, 2011].

I august 2010 satte Energinet.dk en HVDC-forbindelse mellem Fyn og Sjælland. Derved blev Danmark nu reduceret til at kun bestå af et samlet el-net, som i dag styres fra Energinet.dk's hovedkontrolcentral i Erritsø. Samtidig blev det derved også muligt, at transportere mere elektricitet gennem Danmark, hvilket også er krævet i et el-net, som bliver mere og mere kompleks pga. mere vedvarende energi [Kjærgaard, 2011].

Skillefladen mellem transmissions- og distributionsnettet ligger ved udgangen på sekundærside af 150/60 kV transformatoren (132/50 kV på Sjælland), som findes overalt i Danmark på en af Energinet.dk's stationer. På disse stationer findes der udover transformeren også en del andet udstyr, som spiller en vigtig rolle i elforsyningen. Mange af disse komponenter behøver konstant overvågning for ikke at blive destrueret ved eventuelle fejl i nettet. Derfor er det nødvendigt at beskytte de respektive komponenter med forskellige beskyttelsesrelæer [Nielsen, 2013].

Denne rapport vil tage udgangspunkt i relæbeskyttelse på Energinet.dk's station i Loldrup og have hovedfokus på, hvorledes man praktiserer beskyttelse af en 150/60 kV transformer. Derfor er det nødvendigt med en grundig beskrivelse af stationen og alle dens komponenter. Endvidere er en dybere beskrivelse af teorien omkring en transformer ligeledes nødvendigt. Dette vil blive belyst i kapitel 2.



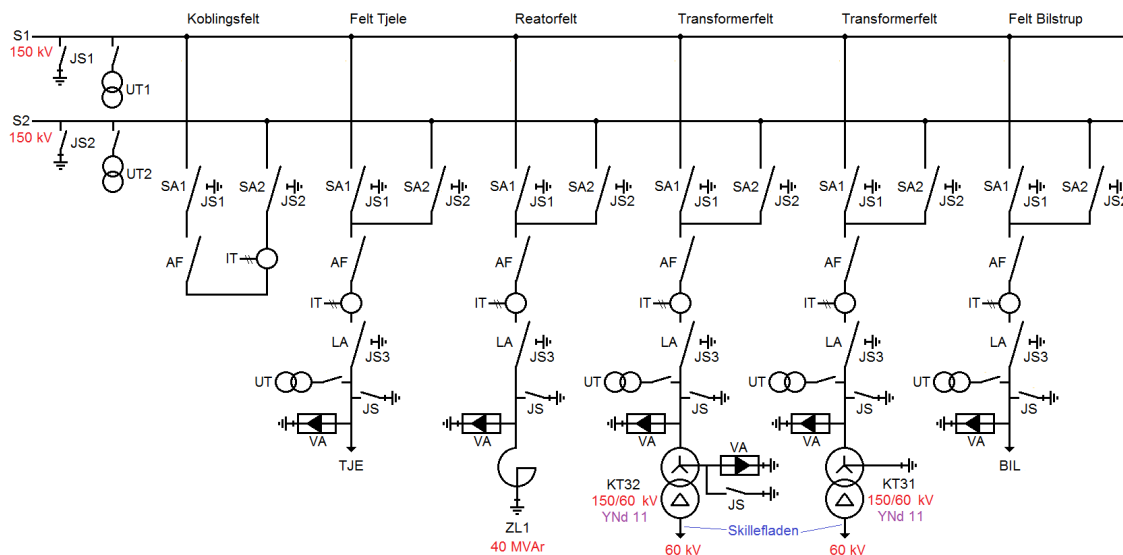
# Stationen i Loldrup 2

---

Følgende kapitel vil give en overordnet beskrivelse af stationen i Loldrup og dens komponenter. Samtidig vil der komme en beskrivelse af, hvordan nogle af de forskellige komponenter på stationen virker. Endvidere vil teorien omkring transformerne på stationen blive beskrevet mere detaljeret. Kapitlet vil kun tage udgangspunkt i transmissionssiden af stationen, hvilket vil sige 150 kV siden.

## 2.1 Beskrivelse af stationen

Stationen Loldrup er en 150/60 kV station, som ligger lidt nord for Viborg. Stationen gennemgår her i løbet af 2013 en ombygning, hvor selve friluftstationen bliver nedlagt og erstattet af en moderne *Gas Isolated System* - GIS station i stedet for. Samtidig bliver der etableret en 31 km lang kabelstrækning mellem Loldrup - og Bilstrup stationen, som ligger i nærheden af Skive. Derudover bliver de sidste 2,4 km af linjen mellem Tjele og Loldrup kabellagt ved 400/150 kV masten M209. Endvidere kommer der også et reaktorfelt, som kan levere en induktiv effekt på 40 MVar [Energinet.dk, 2013c], [Energinet.dk, 2013a] og [Energinet.dk, 2013b]. Figur 2.1 viser et et-stregsdiagram over den nye station Loldrup i, hvor alle dens komponenter på 150 kV siden er indtegnet.



**Figur 2.1.** Viser et et-streksdiagram over stationen Loldrup med alle dens nye komponenter på 150 kV siden.

Et-streksdiagrammet repræsenterer hele det trefaset system. Stationen er opbygget således, at der er to samleskiner på 150 kV siden (S1 og S2). Disse to samleskiner er redundante, således at hvis den ene skinne er ude af drift, så kan systemet stadig køre videre med den anden skinne. Til hver af de to skinner er de respektive felter så tilkoblet. De forskellige felter er følgende.

- Et koblingsfelt, som forbinder de to samleskiner (S1 og S2) med hinanden.
- To linjefelter som skaber forbindelse til henholdsvis stationen i Tjele (TJE) og i Bilstrup (BIL).
- To transformerfelter (KT31 og KT32) som omformer spændingen fra 150 kV ned til 60 kV.
- Et reaktorfelt (ZL1) som består af en stor reaktorspole.

Til hver felt er der placeret en afbryder (AF), som er i stand til at afbryde forbindelsen mellem samleskinnerne og linjen/komponenten under drift. Derudover er der også en lang række samleskinneadskillere (SA) og linjeadskillere (LA), som kan åbne for strømvejene rundt omkring i systemet. Adskillerne bliver brugt, når dele af systemet skal udkobles. Adskillere kan kun åbnes, når den pågældende strømvej ikke er i drift.

Derudover er der også en masse jordsluttere (JS), som kan kobles ind i forbindelse med at der skal udføres arbejde på systemet. Disse jordsluttere bliver indkoblet via adskillere.

Rundt omkring i systemet sidder der også en del spændings-(UT) og strømtransformere (IT). Disse komponenter måler de primære værdier, og omformer dem til nogle mindre sekundærværdier, som sendes til relæerne i manøvretavlerne.

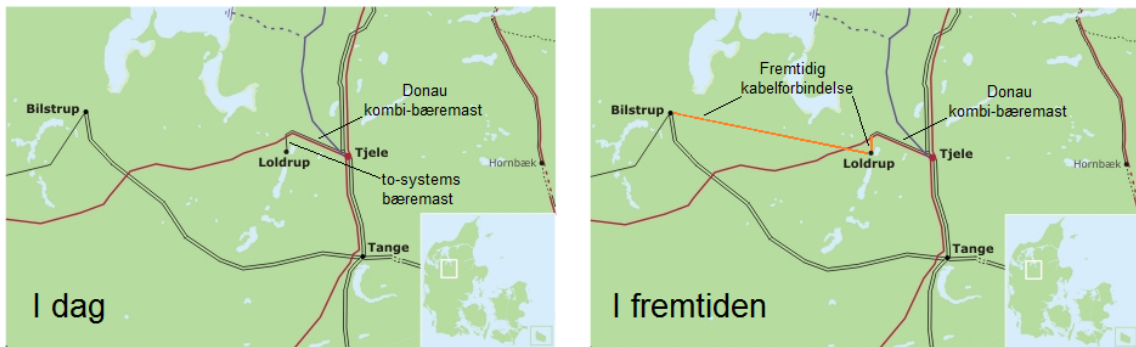
Endelig er der lige før afgang til linjerne/komponenterne en spændingsafleder (VA), som

udgør det svageste led i systemet. Dvs. ved en eventuel overspænding, vil overgangen ske ved denne komponent.

[Vørts, 2003] og [Nielsen, 2013]

## 2.2 Beskrivelse af linjefelterne Tjele og Bilstrup

Som tidligere beskrevet i afsnit 2.1 så kommer der med tiden til at løbe en kabelforbindelse mellem Loldrup og Bilstrup. Endvidere vil den sidste del af strækningen mellem Tjele og Loldrup også blive kabellagt inden 2025 [Energinet.dk, 2013b]. Figur 2.2 viser hvorledes forbindelserne til Loldrup løber idag og i fremtiden.



**Figur 2.2.** Viser hvordan forbindelserne løber til Loldrup. Til venstre ses hvordan de eksisterende forbindelser ser ud. Til højre ses hvordan forbindelserne kommer til at se ud i fremtiden [Energinet.dk, 2013c].

Den nuværende forbindelse, der løber mellem Tjele og Loldrup er, som benævnt, opdelt i to strækninger. I den første strækning løber 150 kV forbindelsen ca. 9 km sammen med en 400 kV forbindelse, der løber videre over til Idomlund, på en Donau Kombi-bæremast. I den sidste strækning løber 150 kV forbindelsen ca. 2,7 km alene på en to-systems bæremast. Figur 2.3 og 2.4 viser hvorledes de to forskellige master ser ud.



skineffektdiameteren ( $D_{\text{Skin}}$ ).

$$[m] \quad D_{\text{Skin}} = \sqrt{\frac{\rho_{20}}{\pi \cdot f \cdot \mu_0}} \quad \text{hvor } f > 0 \quad (2.2)$$

Hvor  $\rho_{20}$  er den elektriske resistivitet ved 20°C (aluminium =  $0,0282 \cdot 10^{-6} \Omega \cdot m$ ) og  $\mu_0$  er vakuum permeabilitet ( $\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \frac{H}{m}$ ).

Ud fra formel (2.2) kan det ses, at jo højere frekvensen bliver, jo mindre bliver dens diameter og derved areal, som strømmen løber i.

Den samlede resistive modstand for luftledningen pr. kilometer ( $R'_{ac}$ ) fås ved at sammensætte formel (2.1) og (2.2), samt anvende luftledningens *Geometric Mean radius* - GMR ( $r'$ ). Dette giver formel (2.3).

$$\left[ \frac{\Omega}{km} \right] \quad R'_{ac} = R'_t \cdot \frac{2 \cdot r'}{D_{\text{Skin}}} \quad (2.3)$$

GMR på hver af luftledningerne ( $r'$ ) udregnes ud fra den målte radius på luftledningerne ( $r$ ). Dette ses i (2.4).

$$[m] \quad r' = e^{-1/4} \cdot r \quad (2.4)$$

[nkt cables, 2005] og [Maksimovic, 1999]

## 2.2.2 Reaktiv impedans i luftledningerne

Luftledningerne har en indvirkning på hinanden, når de løber langs el-masterne. Når strømmen løber i en leder, danner det som bekendt et magnetfelt, som inducerer en spænding i de andre ledere. Derved bliver der induceret en induktiv impedans. Samtidig har luftledningerne også en kapacitiv impedans, som ligeledes er afhængig af den afstand, der er mellem luftledningerne. Formel (2.5) og (2.6) viser sammenhængen mellem henholdsvis selvinduktion pr. kilometer ( $L'$ ) og kapaciteten pr. kilometer ( $C'$ ) som funktion af GMR på hver af luftledningerne ( $r'$ ) og den ækvivalente afstand mellem luftledningerne ( $D_{eq}$ ).

$$\left[ \frac{H}{km} \right] \quad L' = 1000 \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \left( \frac{D_{eq}}{r'} \right) \quad (2.5)$$

$$\left[ \frac{F}{km} \right] \quad C' = 1000 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \frac{1}{\ln \left( \frac{2 \cdot D_{eq}}{r'} \right)} \quad (2.6)$$

Hvor  $\epsilon_0$  er vakuum permittiviteten.

Den ækvivalente afstand mellem luftledningerne ( $D_{eq}$ ) udregnes ud fra formel (2.7). Hvor  $D_{xx}$  er den individuelle afstand mellem luftledningerne.

$$[m] \quad D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} \quad (2.7)$$

Ud fra værdierne i formel (2.5) og (2.6) kan henholdsvis den induktive og kapacitive reaktans pr. kilometer ( $X'$ ) for luftledningerne udregnes. Formel 2.8 viser sammenhængen.

$$\left[ \frac{\Omega}{km} \right] \quad X' = j \left( \omega L' - \frac{1}{\omega C'} \right) \quad (2.8)$$

I de ovenstående formler er der ikke medregnet den gensidige induktans mellem luftledningerne og nulledningerne.

[Ebert, 1998] og [Overbye, 2012]

## 2.3 Beskrivelse af reaktorfeltet i Loldrup

Som beskrevet i afsnit 2.1 bliver der i løbet af den kommende tid installeret et reaktorfelt på Loldrup stationen. Reaktorfeltet består af en shuntreaktor, som i princippet bare er en stor trefaset spole. Reaktorfeltet i Loldrup bliver en statisk reaktiv kompensator, som kan koble 40 MVar ind, hvis el-nettet kommer i ubalance.

### 2.3.1 Reaktiv effekts indflydelse på el-nettet

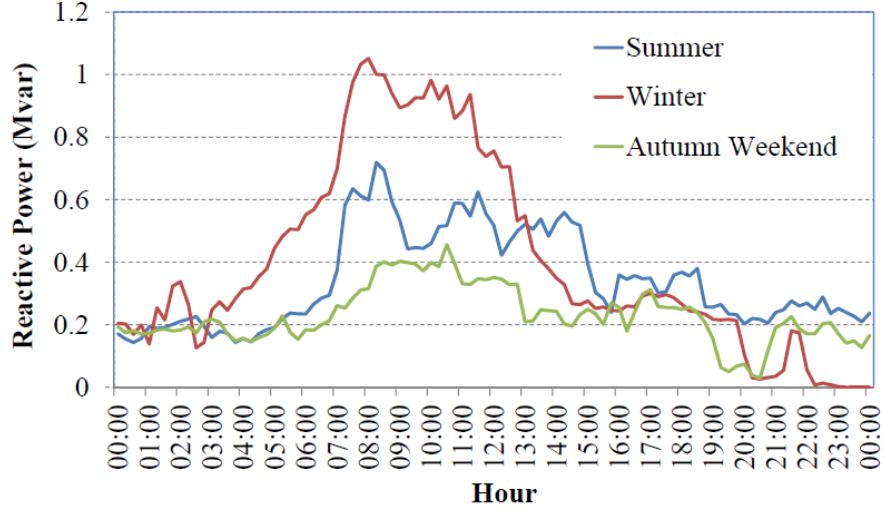
I el-nettet er der flere komponenter, som kan være årsag til at el-nettet kommer i ubalance med enten induktiv (positiv) eller kapacitiv (negativ) reaktiv effekt ( $Q$ ). Disse komponenter kan være følgende.

- **Generatorer.**
- **Transformere.**
- **Luftledninger og kabler.**
- **Forbrugere.**
- **HVDC-anlæg.**

Når der er tale om induktiv reaktiv effekt ( $Q_L$ ), vil det sige, at el-nettet forbruger reaktiv effekt. Mens når der er tale om kapacitiv reaktiv effekt ( $Q_C$ ), vil el-nettet generere reaktiv effekt.

Den reaktive effekt vil variere meget i takt med at forbruget ændrer sig. Figur 2.5 viser hvorledes den producerede reaktive effekt i el-nettet ændrer sig over et typisk døgn i Danmark.

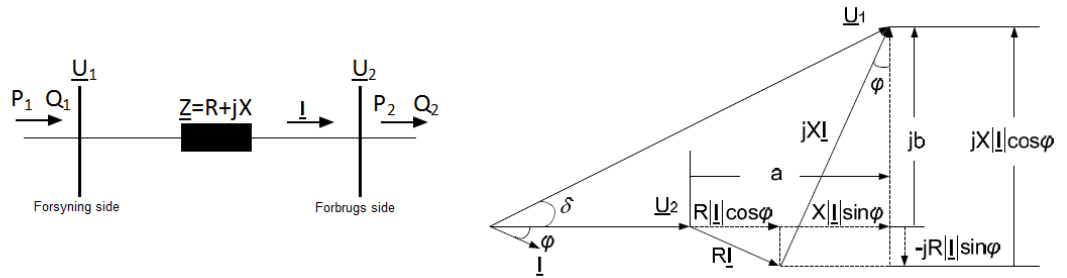




**Figur 2.5.** Viser den producerede reaktive effekt i el-nettet over et døgn. Der ses både for en sommer-, vinter- og en weekendperiode [Mahat, 2013].

Som det ses i figur 2.5 så stiger behovet for at kompensere fra kl. 7:00 om morgenen til omkring et sted mellem kl. 19:00-20:00 om aftenen.

Hvis en linje betragtes som kun værende induktiv, vil den forbruge reaktiv effekt. Når der forbruges reaktiv effekt fra el-nettet, vil der samtidig komme et spændingsfald ( $\Delta \underline{U}$ ), hvis der ses bort fra den kapacitet der også er i en linje. Når der kommer et spændingsfald i el-nettet, bliver strømmen ( $\underline{I}$ ) nødt til at blive større. Derved vil el-nettet blive mere belastet, når den reaktive effekt er stor. Figur 2.6 viser hvordan spændingsfaldet opstår, når der er en høj reaktiv effekt. Den reaktive effekt er repræsenteret ved en ledningsimpedans.



**Figur 2.6.** Viser hvordan et spændingsfald opstår, når der er en reaktiv effekt i el-nettet [Mahat, 2013].

Ud fra figur 2.6 kan spændingsfaldet udregnes. Det vises ud fra formel (2.9).

$$[V] \quad \Delta \underline{U} = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = R \cdot |\underline{I}| \cdot \cos(\phi) + X \cdot |\underline{I}| \cdot \sin(\phi) + j(X \cdot |\underline{I}| \cdot \cos(\phi) - R \cdot |\underline{I}| \cdot \sin(\phi)) \quad (2.9)$$

$$\Downarrow$$

$$\Delta \underline{U} = \frac{1}{|\underline{U}_2|} \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) + j \frac{1}{|\underline{U}_2|} \cdot (X \cdot P_2 - R \cdot Q_2)$$

Ud fra formel (2.9) kan det ses, at hvis reaktansen ( $X$ ) sænkes, så vil spændingsfaldet falde. Da resistansen ( $R$ ) er konstant, er reaktansen det eneste parameter, der kan reguleres på. Formel (2.10) og (2.11) viser henholdsvis strømmen og det komplekse effekttab ( $\underline{S}_{\text{tab}}$ ), som funktion af den reaktive effekt.

$$[A] \quad |\underline{I}| = \frac{|\underline{S}_2|}{|\underline{U}_2|} = \frac{\sqrt{P_2^2 + Q_2^2}}{|\underline{U}_2|} \quad (2.10)$$

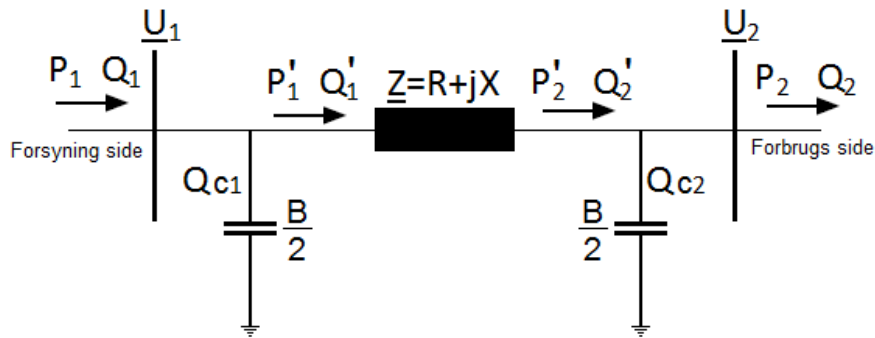
$$[VA] \quad \underline{S}_{\text{tab}} = \Delta \underline{U} \cdot \underline{I}^* \quad (2.11)$$

$\Downarrow$

$$[W] \quad P_{\text{tab}} = \text{Re}[\underline{S}_{\text{tab}}]$$

Som det ses i formel (2.10) og (2.11) så bliver strømmen større og derved også det komplekse og aktive effekttab.

Hvis der medregnes den kapacitet der ligger i en linje, vil spændingsfaldet i nogen tilfælde opføre sig på en anden måde. Normalt har den kapacitive effekt ikke den store betydning i luftledninger, men i kabler har den ret stor indflydelse. Figur 2.7 viser et  $\pi$ -diagram for en linje, hvor kapaciteten er medregnet.



**Figur 2.7.** Viser en linje, hvor kapacitansen er medregnet i et  $\pi$ -diagram.

Ud fra figur 2.7 kan det ses at udover den induktive ledningsimpedans, er den kapacitive ledningsadmittans lagt til. Disse admittanser bliver lagt til som kapacitive belastninger, som er vist i formel (2.12).

$$[VAr] \quad Q_{c1} = |\underline{U}_1|^2 \cdot \frac{B}{2} \quad \text{og} \quad Q_{c2} = |\underline{U}_2|^2 \cdot \frac{B}{2} \quad (2.12)$$

Samtidig må følgende også gælde hvis det betragtes, at der kun er tale om ren kapacitiv belastning  $Q_{c1}$  og  $Q_{c2}$ .

$$[W] \quad P_1 = P'_1 \quad \text{og} \quad P_2 = P'_2 \quad (2.13)$$

$$[VAr] \quad Q_1 = Q'_1 - Q_{c1} \quad \text{og} \quad Q_2 = Q'_2 - Q_{c2}$$

Ved at implementere formel (2.13) ind i formel (2.9) fås et nyt udtryk for spændingsfaldet, som er vist i formel (2.14).

$$[V] \quad \Delta \underline{U} = \frac{1}{|\underline{U}_2|} \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot (Q_2 - Q_{c2})) + j \frac{1}{|\underline{U}_2|} \cdot (X \cdot P_2 - R \cdot (Q_2 - Q_{c2})) \quad (2.14)$$

Hvis belastningen i forbrugssiden lige pludselig forsvinder, kan der opstå en højere spænding på forbrugssiden. Dette sker fordi, at der stadig vil løbe en strøm igennem den induktive ledningsimpedansen idet, at strømmen ikke pludselig kan ændre sig og derved forhøje spændingen på forbrugssiden. Denne effekt kaldes *Ferranti effekten*. Ved at sætte  $P_2$  og  $Q_2$  til nul i formel 2.14 ses det, at spændingsfaldet bliver negativt, og derved bliver spændingen på forbrugssiden højere end spændingen på forsyningssiden. Dette ses i formel (2.15).

$$[V] \quad \Delta \underline{U} = -\frac{1}{|\underline{U}_2|} \cdot X \cdot Q_{c2} + j \frac{1}{|\underline{U}_2|} \cdot R \cdot Q_{c2} \quad (2.15)$$

Da den reaktive impedans ( $X$ ) er meget større end den resistive impedans ( $R$ ), vil spændingsfaldet altid være negativt og derved bidrage til en højere spænding på forbrugssiden.

Der er forskellige måder at kompensere el-nettet på. Nogle af mulighederne er nævnt nedenfor.

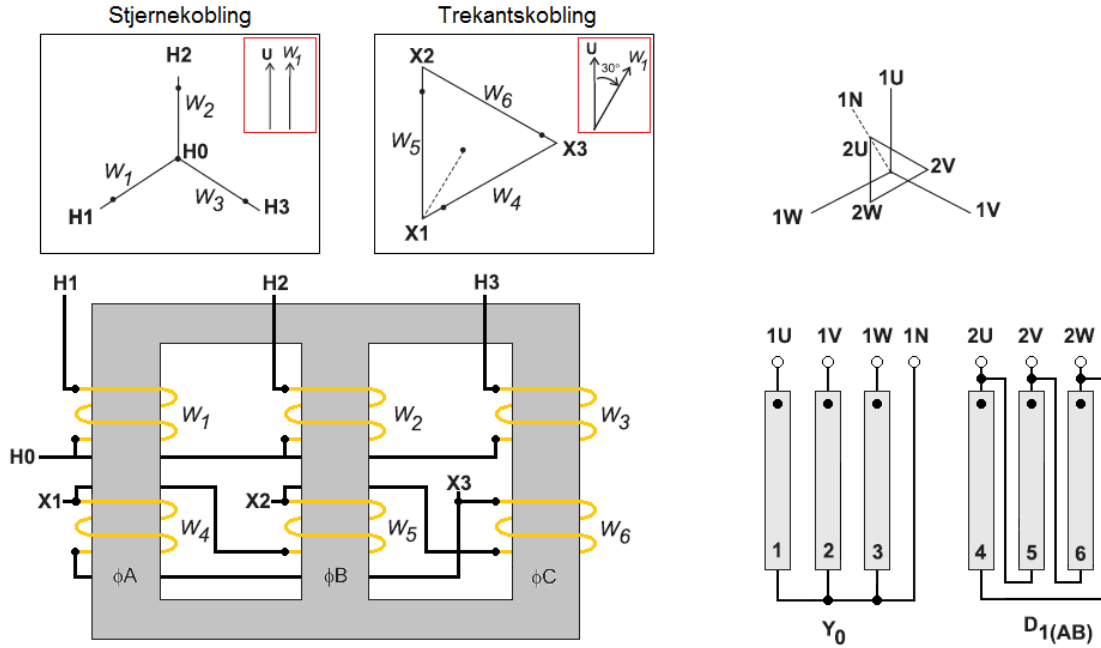
- **Shunt-induktor**-som giver en induktiv compensation af el-nettet.
- **Shunt-kapacitor**-som giver en kapacitiv compensation af el-nettet .
- **Synkronkompensatorer**-som giver en dynamisk compensation af el-nettet.

Typisk er en shunt-induktor og en shunt-kapacitor altid statiske, hvilket vil sige, at når de bliver koblet ind, så giver de en fast mængde MVar. Derimod er en synkronkompensator dynamisk kompenserende og kan derved både levere induktiv og kapacitiv MVar.

[Mahat, 2013], [Vørts, 2003] og [Nelms, 2008]

## 2.4 Transformerfelterne KT31 og KT32

Som det står beskrevet i afsnit 2.1 så findes der to transformerfelter på stationen, som omformer spændingen fra 150 kV ned til 60 kV. Ud fra figur 2.1 ses det at begge transformerfelter er koblet i *YNd11*, hvilket vil sige en stjerne-trekants kobling, hvor der er tilsluttet nul-punkts jording i stjernepunktet. I KT31 er der tilkoblet en konstant nul-punkts jording, mens der i KT32 er monteret en jordslutter til nul-punkts jordingen. Figur 2.8 viser hvordan transformerfelterne er koblet.



**Figur 2.8.** Viser hvordan transformerfelterne KT31 og KT32 er koblet til 60 kV nettet [Horak, 2006].

Som det ses i figur 2.8 er linje-spændingen ( $W$ ) i fase med fase-spændingen ( $U$ ) i  $Y_0$ -koblingen. Derimod er linje-spændingen og fase-spændingen i  $D_1(AB)$ -koblingen  $30^\circ$  forskudt. Derved kommer der et faseskift for linje-spændingen mellem primær- og sekundærside af transformerfelterne. Vindingerne i transformerfelterne er arrangeret således, at linje-spændingen på primærside er  $30^\circ$  foran (*leads*) linje-spændingen på sekundærside.

Fordelen ved at koble transformerfelterne i en  $YNd11$ -kobling er, at disse er mere stabile over for ubalancerede forbrugere. Hvis el-nettet på sekundærside af transformerfeltet bliver ubalanceret pga. forbrugere eller en kortslutning, vil der begynde at løbe en nul-strøm i nul sekvens impedanskredsløbet. Men da sekundærside ikke er nul-punkts jordet, vil denne nul-strøm ikke have forbindelse til nul sekvens impedanskredsløbet på primærside, og derved vil ubalancen ikke influere primærsiden, og forstyrrelsen bliver derved mindre (se afsnit 4.1.1). Derudover kan der spares en del penge på, at koble højspændingssiden på stjernesiden af transformerfeltet.

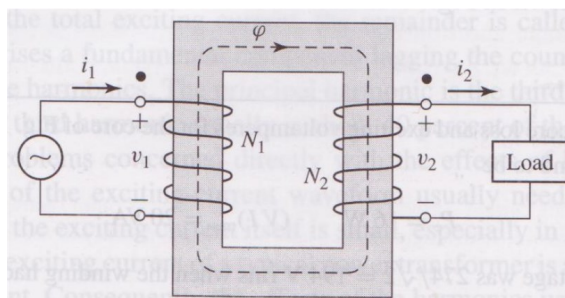
[Horak, 2006] og [Saadat, 2010]

## 2.4.1 Transformerteori

I det følgende afsnit vil den grundlæggende teori omkring transformere blive beskrevet.

### Den ideelle transformer

Der tages først udgangspunkt i en hel generel transformer med to enkelte vindinger, som vil blive betragtet som værende ideel. på figur 2.9 ses et billede af en ideel transformer, hvor der er påsat en vekselspændingskilde og en forbruger.



**Figur 2.9.** Viser en ideel transformer med to enkelte vindinger [A. E. Fitzgerald Charles Kingsley, 2003].

Når der løber en strøm i den primær vinding ( $i_1$ ) vil der blive induceret et magnetfelt, som så danner rammen for den flux ( $\varphi$ ) der bliver sendt rundt i jernkernen. Den flux vil så inducere en strøm i den sekundære vinding ( $i_2$ ) og derved også et spændingsfelt ( $v_2$ ). Når transformeren er ideel, vil terminalspændingen på primærsiden ( $v_1$ ) være den samme som den elektromotoriske kraft ( $e_1$ ). Formel (2.16) og (2.17) viser hvordan spændingen udregnes på henholdsvis primær- og sekundærsiden af transformeren.

$$[V] \quad v_1 = e_1 = N_1 \cdot \frac{d\varphi}{dt} \quad (2.16)$$

$$[V] \quad v_2 = e_2 = N_2 \cdot \frac{d\varphi}{dt} \quad (2.17)$$

Når transformeren er ideel, vil der ikke være noget tab i hverken vindingerne eller i jernkernen. Derved vil den indgående effekt være lig med den udgående effekt ( $P_1 = P_2$ ). Dette gør at følgende sammenhænge gør sig gældende i formel (2.18).

$$[W] \quad v_1 \cdot i_1 = v_2 \cdot i_2 \quad (2.18)$$

$\Downarrow$

$$[A] \quad N_1 \cdot i_1 = N_2 \cdot i_2$$

$\Downarrow$

$$[V] \quad N_2 \cdot v_1 = N_1 \cdot v_2$$

Ud fra formlerne i (2.18) kan det ses, at spændingen bliver transformeret i det direkte forhold, hvor mod strømmen bliver transformeret i det inverse forhold. Dette skal forstås ved, at strømmen løber mod *plus* på primærside, men løber fra *plus* på sekundærside.

Ved at omskrive formlerne fra (2.18) kan der laves et udtryk for impedansen på primærside ( $Z_1$ ), som funktion af impedansen på sekundærside ( $Z_2$ ). Dette ses i formel (2.19).

$$\begin{array}{ccc}
 [\text{V}] \text{ og } [\text{A}] & v_1 = v_2 \cdot \frac{N_1}{N_2} \quad \text{og} \quad i_1 = i_2 \cdot \frac{N_2}{N_1} & (2.19) \\
 & \Updownarrow & \\
 [\Omega] & Z_1 = \frac{v_1}{i_1} = \frac{v_2 \cdot \frac{N_1}{N_2}}{i_2 \cdot \frac{N_2}{N_1}} & \\
 & \Updownarrow & \\
 [\Omega] & Z_1 = Z_2 \cdot \left( \frac{N_1}{N_2} \right)^2 &
 \end{array}$$

Derved kan det ses ud fra formel (2.19) at impedansen bliver transformeret i det direkte forhold i anden potens.

[A. E. Fitzgerald Charles Kingsley, 2003]

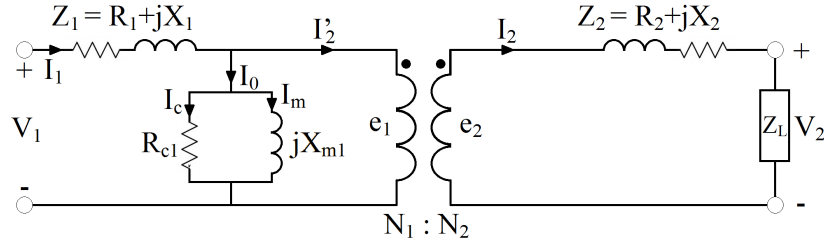
## Den reelle transformer

I den reelle transformer findes der, udover det resistive tab i henholdsvis primær- og sekundærspolen ( $R_1$  og  $R_2$ ), også et *no load* - tab i selve overførelsen af fluxen ( $\varphi$ ) mellem primær- og sekundærspolen. *No load* - tabet består af en *no load* - strøm ( $I_0$ ), som svarer til den strøm der vil løbe, hvis der ikke var påsat en forbruger på sekundærsiden. *no load* - strømmen består for det første af en magnetiseringsstrøm ( $I_m$ ), som både ligger i fase med fluxen, og samtidig også er den strøm der danner fluxen i jernkernen. Da den inducerede spænding i primærspolen ( $e_1$ ) ligger  $90^\circ$  foran magnetiseringsstrømmen, bliver komponenten repræsenteret af en magnetiserings reaktans ( $X_{m1}$ ).

Derudover består *no load*-strømmen også af en anden strøm ( $I_c$ ), som repræsenterer de andre tab der er i henholdsvis jernkernen og vindingerne. Da denne strøm danner grundlag for et effekttab, bliver komponenten repræsenteret af en resistor ( $R_{c1}$ ).

Samtidig ligger der også et flux tab i selve jernkernen, da den primære flux ikke er lig med den sekundære flux. Det vil med andre ord sige, at der er en leakage flux fra både primær- og sekundærsiden. Denne leakage flux kan blive repræsenteret af en reaktans på både primær- og sekundærsiden ( $X_1$  og  $X_2$ ).

En måde at udregne tabene i en reel transformer er ved, at opstille et ækvivalentdiagram, hvor alle resistive og induktive modstande er indtegnet. Der tages højde for at selve transformeren er ideel således, at der ikke ligger nogen reaktans i hverken primær- og sekundærspolen. Figur 2.10 viser et ækvivalentdiagram for en transformer med to vindinger.



**Figur 2.10.** Viser et ækvivalentdiagram for en transformer med to vindinger [Saadat, 2010]

Ud fra figur 2.10 og formlerne i (2.18) og (2.19) kan der opstilles lignende udtryk. Først laves der et udtryk for henholdsvis den inducerede spænding på sekundær- og primærsidensiden ( $e_2$  og  $e_1$ ), som ses i formel (2.20) og (2.21).

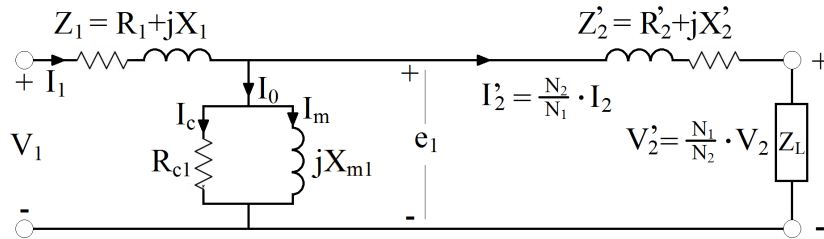
$$[V] \quad e_2 = V_2 + Z_2 \cdot I_2 \quad (2.20)$$

$$[V] \quad e_1 = \frac{N_1}{N_2} \cdot V_2 + \left( \frac{N_1}{N_2} \right)^2 \cdot Z_2 \cdot I_2' \quad (2.21)$$

$$\Updownarrow$$

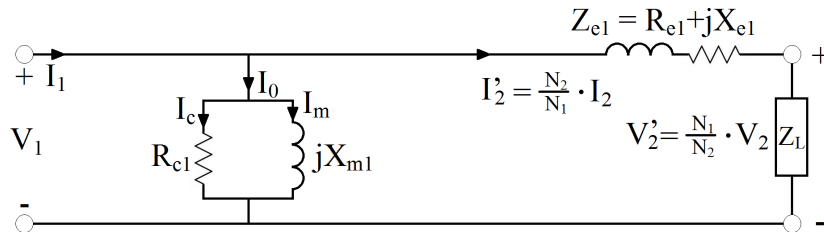
$$e_1 = V_2' + Z_2' \cdot I_2'$$

Fra formel (2.20) og (2.21) kan det ses, at der kan laves et udtryk for den inducerede spænding på primærsiden, hvor alle værdierne fra sekundærsiden er transformeret om til primærsiden. Derved kan der tegnes et nyt ækvivalentdiagram, som ses i figur 2.11.



**Figur 2.11.** Viser ækvivalentdiagrammet, hvor alle sekundærværdierne er transformeret til primærsiden [Saadat, 2010].

Til sidst kan de to  $Z$ -værdier lægges sammen til en samlet impedans ( $Z_{e1}$ ). Dette ses i figur 2.12 og formel (2.22).



**Figur 2.12.** Viser det samlede ækvivalentdiagram, hvor impedansen er lagt sammen til en samlet impedans [Saadat, 2010].

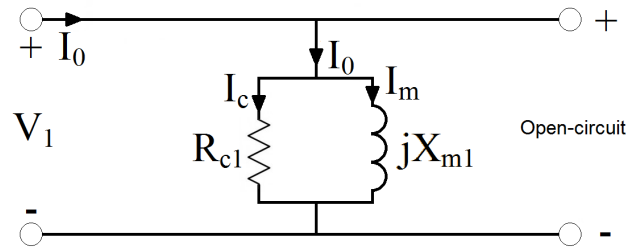
$$\begin{aligned}
[V] \quad & V_1 = V_2' + (R_{e1} + jX_{e1}) \cdot I_2' \\
\text{hvor} \quad & \left[ R_{e1} = R_1 + \left( \frac{N_1}{N_2} \right)^2 \cdot R_2 \right] \quad \text{og} \quad \left[ X_{e1} = X_1 + \left( \frac{N_1}{N_2} \right)^2 \cdot X_2 \right]
\end{aligned} \tag{2.22}$$

[Saadat, 2010]

### Bestemmelse af parametrene i transformeren

Ud fra ækvivalentdiagrammet i figur 2.12 kan værdierne på de forskellige impedanser findes ud fra henholdsvis en *Open-Circuit* - test og en *Short-Circuit* - test.

I *Open-Circuit* - testen bliver forbrugesimpedansen ( $Z_L$ ) i ækvivalentdiagrammet fjernet og tilbage står et åbent kredsløb. Dette er vist i figur 2.13.



**Figur 2.13.** Viser ækvivalentdiagrammet for *Open-Circuit* - test, hvor  $R_{c1}$  og  $X_{m1}$ , samt strømmene  $I_c$  og  $I_m$  bestemmes.

I denne test påføres transformeren den nomielle spænding på primærsiden ( $V_1$ ) samtidig med, at strømmen ( $I_0$ ) måles og indgangseffekten ( $P_0$ ) udregnes. Idet at sekundærsiden af transformeren står åben, vil der ikke løbe nogen strøm i sekundærsiden. Derved vil den strøm der måles på primærside kun være *no load* - strømmen ( $I_0$ ). Ud fra den nomielle spænding, *no load* - strømmen og indgangseffekten kan impedansen ( $R_{c1}$  og  $X_{m1}$ ) og strømmene ( $I_c$  og  $I_m$ ) udregnes ved hjælp fra formel (2.23) til (2.26).

$$[\Omega] \quad R_{c1} = \frac{V_1^2}{P_0} \tag{2.23}$$

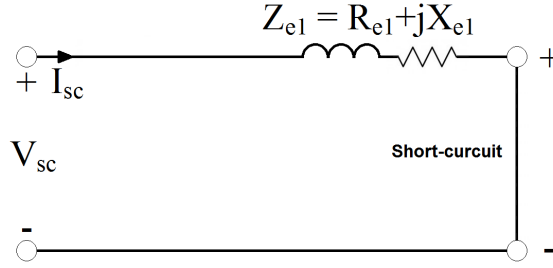
$$[A] \quad I_c = \frac{V_1}{R_{c1}} \tag{2.24}$$

$$[A] \quad I_m = \sqrt{I_0^2 - I_c^2} \tag{2.25}$$

$$[\Omega] \quad X_{m1} = \frac{V_1}{I_m} \tag{2.26}$$

I *Short-Circuit* - testen bliver forbrugsimpedansen ( $Z_L$ ) i ækvivalentdiagrammet 2.12 også fjernet. Men i stedet for at lade kredsløbet stå åben, kortsluttes terminalerne i stedet for. Dette ses i figur 2.14.





**Figur 2.14.** Viser ækvivalentdiagrammet for *Short-Circuit* - test, hvor  $R_{e1}$  og  $X_{e1}$  bestemmes.

I denne test påføres primærsiden en reduceret spænding ( $V_{sc}$ ) og derefter måles strømmen ( $I_{sc}$ ) og indgangseffekten ( $P_{sc}$ ) udregnes. Når sekundærsiden er kortsluttet, vil størstedelen af strømmen i ækvivalentdiagrammet løbe via  $I'_2$  i figur 2.12. Derved kan *no load* - strømmen ( $I_0$ ) negligeres fra udregningerne. Ud fra den reducerede spænding, strømmen og indgangseffekten kan impedansen ( $R_{e1}$  og  $X_{e1}$ ) udregnes ved hjælp fra formel (2.27) til (2.29).

$$[\Omega] \quad Z_{e1} = \frac{V_{sc}}{I_{sc}} \quad (2.27)$$

$$[\Omega] \quad R_{e1} = \frac{P_{sc}}{I_{sc}^2} \quad (2.28)$$

$$[\Omega] \quad X_{e1} = \sqrt{Z_{e1}^2 - R_{e1}^2} \quad (2.29)$$

[Saadat, 2010]



# Problemformulering 3

---

I kapitel 2 blev en grundig beskrivelse af stationen Loldrup og alle dens komponenter lavet. Endvidere blev teorien omkring en transformer belyst. Fra indledningen i kapitel 1 blev det besluttet, at denne rapport vil tage udgangspunkt i relæbeskyttelse med hovedfokus på transformefellerne i Loldrup. Med den opnåede viden fra kapitel 2, kan der udformes en problemformulering for den videre rapport.

Formulering lyder således:

*Hvordan relæbeskyttes en 150/60 kV transformer mod høje indkoblings- og kortslutningsstrømme på en station svarende til den i Loldrup?*

For at kunne løse dette problem, er det nødvendigt at opnå følgende viden.

- Grundlæggende viden omkring symmetriske komponenter og sekvens netværk.
- Grundlæggende viden omkring forskellige kortslutninger og fejlstrømme.
- Forståelse af hvordan forskellige beskyttelsesrelæer virker.
- Teori omkring transformerrelæbeskyttelse for indkobling og kortslutning.

Endvidere er det nødvendigt at lave nogle simuleringer af nogle transformermodeller, som laves i programmet PSCAD. For at verificere modellerne, bliver der også udført en række praktiske forsøg i laboratoriet.



# Symmetriske komponenter og kortslutninger i el-nettet 4

---

I dette kapitel vil den grundlæggende teori omkring symmetriske komponenter blive beskrevet, samt hvorledes de anvendes i forskellige sekvensnetværk. Derudover vil teorien omkring forskellige slags kortslutninger blive belyst, samt hvorledes deres forskellige kortslutningsstrømme og -spændinger udregnes. Til sidst vil en beskrivelse af fejlstrømme i el-nettet blive belyst.

## 4.1 Symmetriske komponenter

Når der er tale om kortslutning i el-nettet, tales der ofte om en ubalanceret fejl. En ubalanceret fejl vil sige, at der ikke nødvendigvis vil løbe den samme strøm i alle tre faser. Samtidig med at der formentlig heller ikke vil være den samme spænding mellem de tre faser. Grundet ubalancen mellem faserne bliver det meget svært, at beregne på en eventuel kortslutning. Derfor transformeres faseværdierne ( $\mathbf{V}_p$ ) over i nogle sekvensværdier ( $\mathbf{V}_s$ ), som gør udregningerne mere overskuelige.

For at omregne sekvensværdierne til faseværdier anvendes en omregningsmatrice ( $\mathbf{A}$ ), som ganges med sekvensværdierne. Dette ses i formel (4.1).

$$\begin{aligned} [\mathbf{V}] \quad \mathbf{V}_p &= \mathbf{A} \cdot \mathbf{V}_s & (4.1) \\ &\Downarrow \\ \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Hvor  $\left[ a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right]$ .

Ved udregning af sekvensværdierne ganges den inverse omregningsmatrice ( $\mathbf{A}^{-1}$ ) med

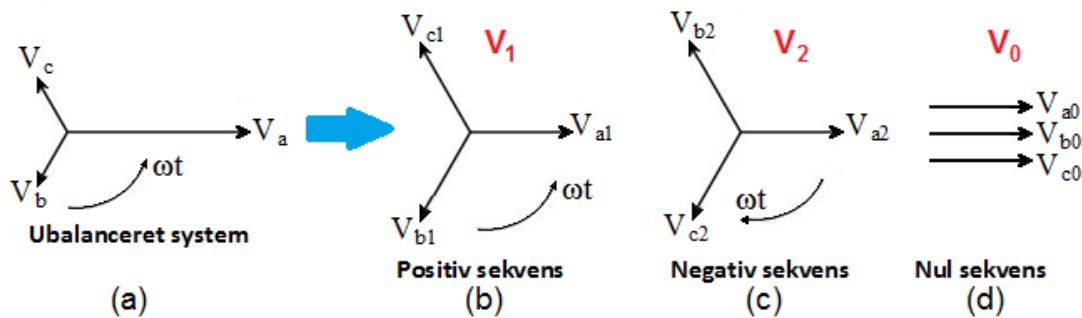
faseværdierne. Dettet ses i (4.2).

$$[V] \quad \mathbf{V}_s = \mathbf{A}^{-1} \cdot \mathbf{V}_p \quad (4.2)$$

$$\Downarrow$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Ud fra formel (4.1) kan der opstilles nogle fasediagrammer, som refererer til henholdsvis den positive sekvens, negative sekvens og nul sekvens. Dette ses i figur 4.1.



**Figur 4.1.** (a) viser et ubalanceret system, som har faseværdierne. (b) viser den positive sekvens, som svarer til  $V_1$ . (c) viser den negative sekvens, som svarer til  $V_2$ . (d) viser nul sekvensen, som svarer til  $V_0$  [myElectrical, 2013].

Fra figur 4.1 ses det, at et ubalanceret system bestående af tre faser, kan blive transformeret til tre symmetriske komponenter, som er mere håndgribelige at regne med. Hver sekvens indeholder tre vektorer. Hvis vektorerne i både den negative sekvens og i nul sekvensen giver nul, vides det at fasesystemet er balanceret.

[Overbye, 2012]

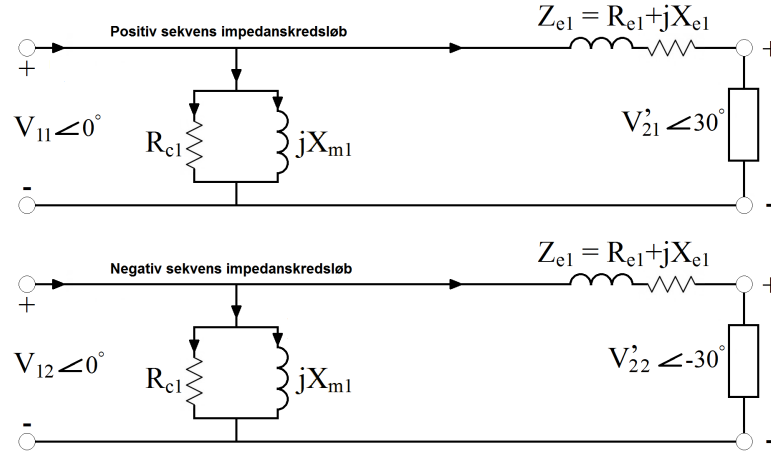
#### 4.1.1 Sekvens impedans i en transformer

Udover at der kan tegnes nogle vektorer for de tre sekvenser, så kan der også tegnes nogle sekvens impedanskredsløb for strømflowet. Disse sekvens impedanskredsløb er meget identiske med det samlede ækvivalentetdiagram i figur 2.12.

Som beskrevet i afsnit 2.4.1 og vist på figur 2.12 så løber der en *no load*-strøm ( $I_0$ ) i transformeren. Denne strøm vil også være der i sekvens impedanskredsløbet. Samtidig blev det også beskrevet, at transformeren har en samlet seriel leakage impedans ( $Z_{e1}$ ). Denne impedans vil heller ikke ændrer sig, hvis vektorerne ændre sig i sekvensen, da transformeren er en statisk maskine.

I afsnit 2.4 står det beskrevet, at transformerne i Loldrup er koblet i *YNd11*. Derved bliver linje-spændingen forskudt  $30^\circ$  forud på primærsiden i forhold til linje-spændingen på sekundærsiden. Derved bliver den positive sekvens linje-spænding også forskudt  $30^\circ$  forud, mens den negative sekvens linje-spænding bliver forskudt  $30^\circ$  bagud. Derfor vil det positive og negative sekvens impedanskredsløb være det samme som figur 2.12, hvor

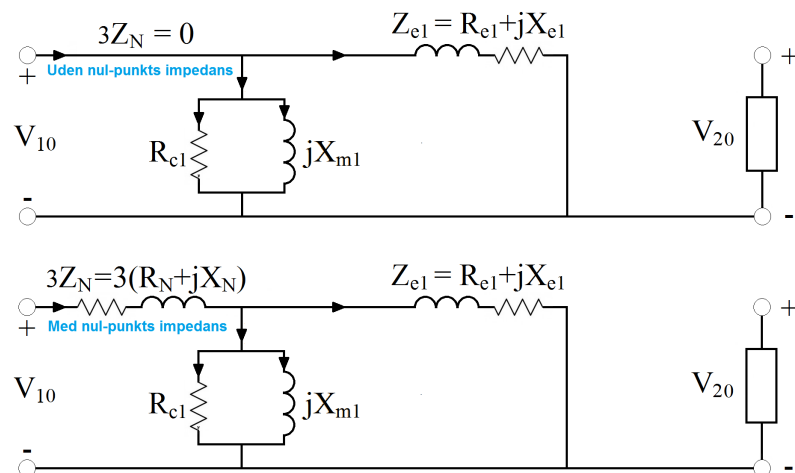
linje-spændingen ligger henholdsvis  $30^\circ$  forud eller bagud. Sekvens impedanskredsløbene for henholdsvis den positive og negative sekvens er vist i figur 4.2.



**Figur 4.2.** Viser henholdsvis det positive og negative sekvens impedanskredsløb.

Nul sekvens impedansen afhænger ligeledes af hvorledes transformeren er koblet. I Loldrup er transformeren, som bekendt, koblet således at stjernepunktet er nul-punkts jordet. Det betyder, at strømmen i den primære vinding kan løbe pga. nul-punkts jordingen, og derved er disse to punkter forbundet i nul sekvens impedanskredsløbet. I den sekundære vinding er der kun cirkulerende nul sekvens strøm, som ikke kan løbe til jord. Derved er disse punkter ikke forbundet i nul sekvens impedanskredsløbet.

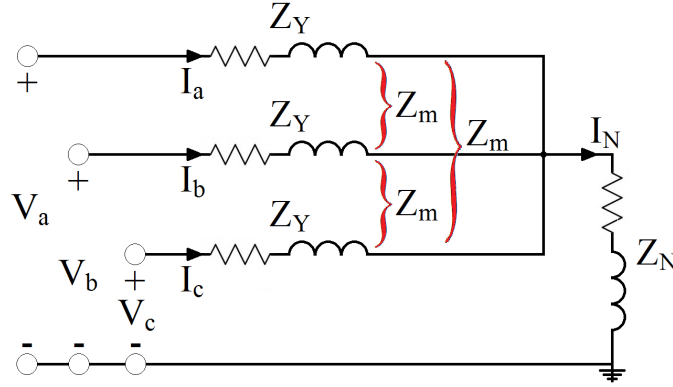
Hvis der er koblet en impedans ( $Z_N$ ) mellem stjernepunktet og jorden, skal den naturligvis medregnes i nul sekvens impedanskredsløbet, hvor den er ganget med en faktor 3. Figur 4.3 viser nul sekvens impedanskredsløbet for en transformer i en  $YNd11$ -kobling med og uden nul-punkts impedans ( $Z_N$ ).



**Figur 4.3.** Viser nul sekvens impedanskredsløbet for en transformer koblet i  $YNd11$  med og uden nul-punkts impedans.

### 4.1.2 Sekvens impedans i stjerne- og trekantkoblet netværk

Hver enkel kobling i transformeren kan ligeledes omskrives til nogle sekvens impedanskredsløb. Figur 4.4 viser en trefaset symmetrisk belastet stjernekobling, som er nul-punkts jordet med en nul-punkts impedans ( $Z_N$ ). Endvidere er den gensidige impedans ( $Z_m$ ) mellem impedanserne ( $Z_Y$ ) medtaget.



**Figur 4.4.** Viser et stjernekoblet netværk, hvor der er tilkoblet en nul-punkts impedans.

Ud fra Kirchoff's strømlove kan der findes nogle udtryk for henholdsvis spændingerne og strømmene i stjernekoblingen. Dette ses i formel (4.3) og (4.4).

$$\begin{aligned}
 [V] \quad V_a &= Z_Y \cdot I_a + Z_m \cdot I_b + Z_m \cdot I_c + Z_N \cdot I_N \\
 V_b &= Z_m \cdot I_a + Z_Y \cdot I_b + Z_m \cdot I_c + Z_N \cdot I_N \\
 V_c &= Z_m \cdot I_a + Z_m \cdot I_b + Z_Y \cdot I_c + Z_N \cdot I_N
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

$$[A] \quad I_N = I_a + I_b + I_c \tag{4.4}$$

Ved at lægge formel (4.3) og (4.4) sammen kan følgende udtryk laves som ses i (4.5).

$$\begin{aligned}
 [V] \quad \mathbf{V}_p &= \mathbf{Z}_p \cdot \mathbf{I}_p \\
 &\Downarrow \\
 \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} Z_Y + Z_N & Z_m + Z_N & Z_m + Z_N \\ Z_m + Z_N & Z_Y + Z_N & Z_m + Z_N \\ Z_m + Z_N & Z_m + Z_N & Z_Y + Z_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

For at omregne i faseværdierne i  $\mathbf{Z}_p$  om til de symmetriske værdier i  $\mathbf{Z}_s$ , anvendes formel (4.6)

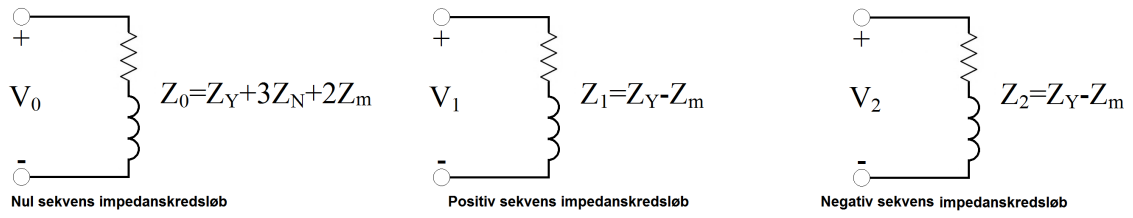
$$[\Omega] \quad \mathbf{Z}_s = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_p \cdot \mathbf{A} \tag{4.6}$$

Derved fås et endeligt udtryk for sekvens impedansen. Dette ses i formel (4.7).

$$[\Omega] \quad \mathbf{Z}_s = \begin{bmatrix} Z_0 \\ Z_1 \\ Z_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_Y + 3Z_N + 2Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_Y - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_Y - Z_m \end{bmatrix} \tag{4.7}$$

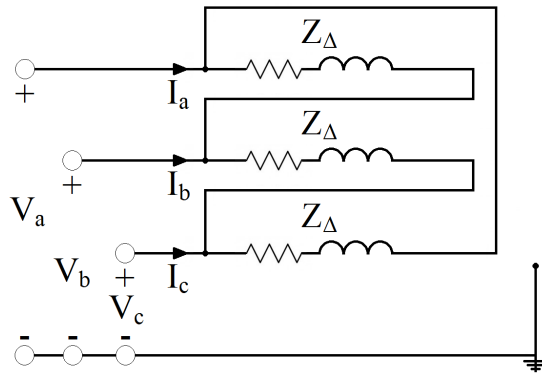


Nu kan sekvens impedansen overføres til de respektive sekvens impedanskredsløb for en stjernekobling, som ses i figur 4.5.



**Figur 4.5.** Viser sekvens impedanskredsløbene for en stjernekobling.

På samme måde kan trekantkobling omskrives til et sekvens impedanskredsløb. Figur 4.6 viser en trefaset symmetrisk belastet trekantkobling.

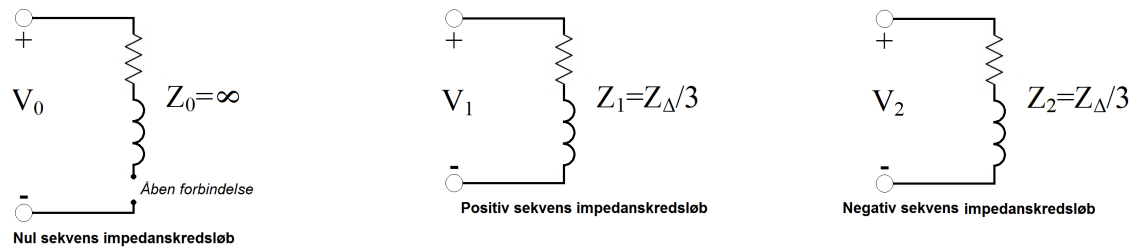


**Figur 4.6.** Viser et trekantkoblet netværk.

Som det ses i figur 4.6 står jorden åben. Derved løber der ingen nul-punkts strøm og nul-punkts impedansen ( $Z_0$ ) bliver uendelig. Der kan på samme måde som ved stjernekoblingen, udregnes en sekvens impedans ( $\mathbf{Z}_s$ ). Dette er vist i formel (4.8).

$$[\Omega] \quad \mathbf{Z}_s = \begin{bmatrix} Z_0 \\ Z_1 \\ Z_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \infty & 0 & 0 \\ 0 & \frac{Z_\Delta}{3} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{Z_\Delta}{3} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Herefter kan sekvens impedanskredsløbene for trekantkoblingen opstilles, som ses i figur 4.7. Da der ikke løber nogen nul-punkts strøm, vil forbindelsen i nul impedanskredsløbet også være åben.

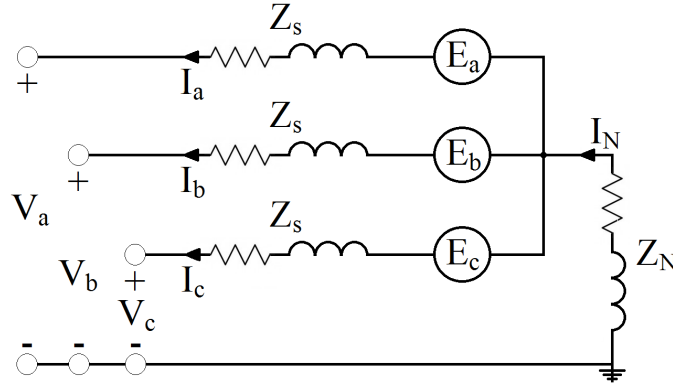


**Figur 4.7.** Viser sekvens impedanskredsløbene for en trekantkobling.

[Saadat, 2010] og [Overbye, 2012]

### 4.1.3 Sekvens impedans i en synkron generator

En synkron generator, som er belastet symmetrisk, kan ligeledes omskrives til nogle sekvens impedansdiagrammer. Figur 4.8 viser en trefaset synkron generator, hvor der er tilkoblet en nul-punkts jording med en nul-punkts impedans ( $Z_N$ ).



**Figur 4.8.** Viser et netværk for en synkron generator, hvor der er tilkoblet en nul-punkts impedans ( $Z_N$ ).

Synkron generatoren genererer en balanceret intern elektromotorisk kraft, som er repræsenteret ved de positive sekvens vektorer. Derved udregnes den elektromotoriske kraft for faseværdierne ( $\mathbf{E}_p$ ) kun ud fra en fase ( $E_a$ ). Dette ses i formel (4.9).

$$[\mathbf{V}] \quad \mathbf{E}_p = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} \cdot E_a \quad (4.9)$$

Ved at bruge Kirchhoff's spændingslov, kan der opstilles en formel for udregningen af spændingen på terminalerne på synkron generatoren ( $\mathbf{V}_p$ ). Dette ses i formel (4.10).

$$[\mathbf{V}] \quad \mathbf{V}_p = \mathbf{E}_p - \mathbf{Z}_p \cdot \mathbf{I}_p \quad (4.10)$$

$$\Updownarrow$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_s + Z_N & Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_s + Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_N & Z_s + Z_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

For at transformere spændingen til symmetriske komponenter, anvendes formel (4.11).

$$[\mathbf{V}] \quad \mathbf{V}_s = \mathbf{E}_s - \mathbf{Z}_s \cdot \mathbf{I}_s \quad (4.11)$$

$$\Updownarrow$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_s + 3Z_N & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

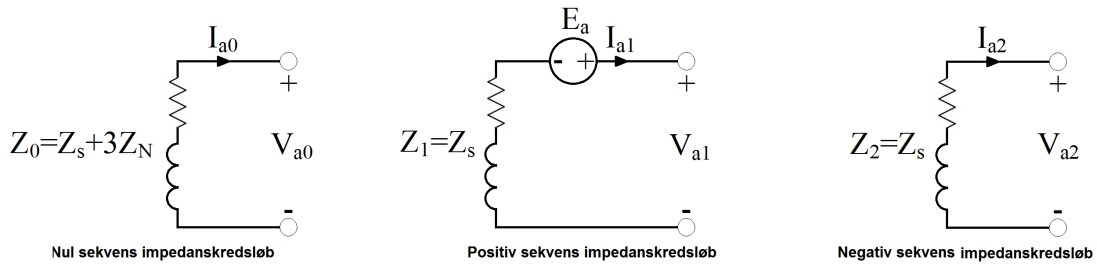
hvor

$$\mathbf{Z}_s = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Z_s + Z_N & Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_s + Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_N & Z_s + Z_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Da den genererede elektromotoriske kraft ( $\mathbf{E}_s$ ) er balanceret, vil den kun være repræsenteret af den positive sekvens. Derfor bliver den som følgende i formel (4.12).

$$[\mathbf{V}] \quad \mathbf{E}_s = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Ud fra formel (4.11) kan sekvens impedanskredsløbet for synkron generatoren laves, hvor der er taget udgangspunkt i fase  $a$ . Dette ses i figur 4.9.



**Figur 4.9.** Viser sekvens impedanskredsløbene for en symmetrisk belastet synkron generator. Der er taget udgangspunkt i fase  $a$ .

Fra figur 4.9 kan det ses, at kun det positive sekvens impedanskredsløb har en spændingskilde. Dette er tilfældet, når generatoren er symmetrisk belastet. Endvidere er neutralen repræsenteret ved det positive- og negative sekvens impedanskredsløb, mens jorden er repræsenteret ved nul sekvens impedanskredsløbet. Derfor kan der kun løbe strøm i nul sekvens impedanskredsløbet, hvis jorden er forbundet med neutralen. Hver fase kan blive udregnet separat fra hinanden.

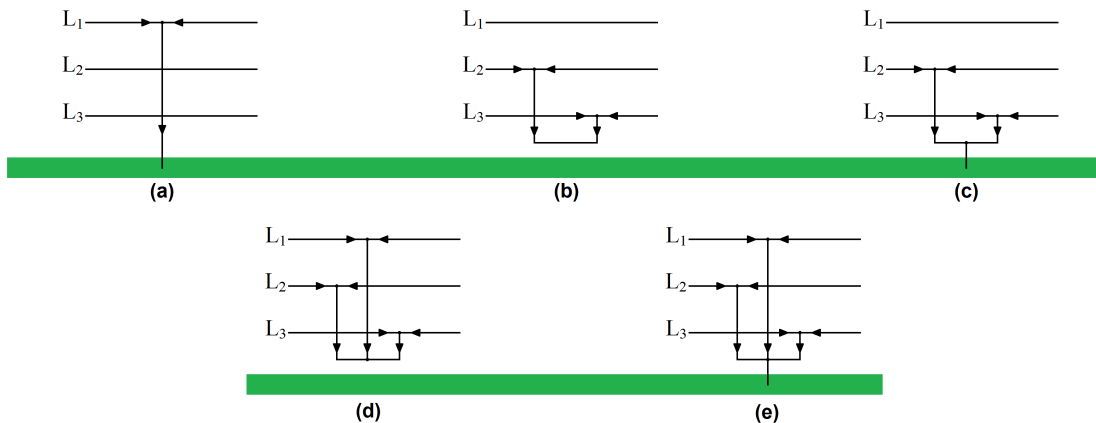
[Saadat, 2010]

## 4.2 Kortslutninger i el-nettet

I dette afsnit vil forskellige typer af kortslutninger i el-nettet blive beskrevet, hvor teorien fra afsnit 4.1 vil blive anvendt. I et trefaset elforsyningssystem kan der opstå fem former for kortslutninger, som er.

- Fase til jord-fejl.
- Fase til fase-fejl.
- 2 faser til jord-fejl.
- Trefaset fejl.
- Trefaset fejl til jord.

Figur 4.10 viser en simpel skitse over de forskellige kortslutninger i el-nettet.



**Figur 4.10.** Viser de fem forskellige kortslutningstyper, der kan forekomme i el-nettet. (a) fase til jord-fejl. (b) fase til fase-fejl. (c) 2 faser til jord-fejl. (d) trefaset fejl. (e) trefaset fejl til jord.

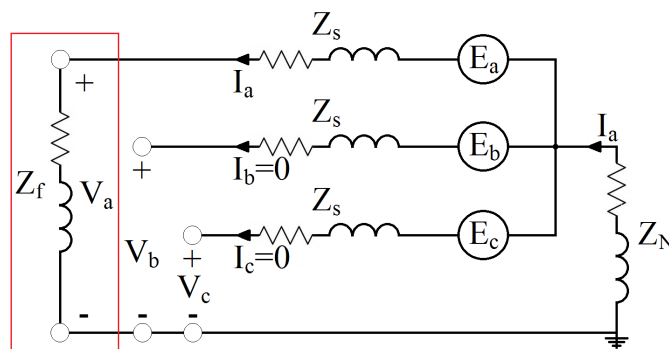
De fem forskellige slags kortslutninger, kan opdeles i to forskellige grupper; balancerede og ubalancerede kortslutninger. De balancerede fejl vil sige, at der sker en fejl, som belaster alle tre faser ligeligt. Derimod de ubalancerede fejl belaster ikke el-nettet symmetrisk, og derved vil der ikke løbe den samme strøm i alle tre faser. Fra figur 4.10 viser billede (a)-(c) tre ubalancerede kortslutninger, mens billede (d)-(e) viser to balancerede kortslutninger.

Afsnittet starter med at beskrive de tre ubalancerede kortslutninger, hvor de symmetriske komponenter fra afsnit 4.1 anvendes. Udregninger i det følgende tager udgangspunkt i, at el-nettet før kortslutningen, var symmetrisk belastet og derved var sekvenskredsløbene ikke forbundet inden.

[Overbye, 2012], [Saadat, 2010] og [Tleis, 2008]

#### 4.2.1 Fase til jord-fejl

Denne kortslutning er den mest hyppige fejl, der kan opstå i el-nettet. Figur 4.11 viser netværket for en trefaset synkron generator, hvor den ene fase er kortsluttet til jord.  $Z_f$  repræsenterer den eventuelle impedans, der er mellem faserne og jorden. Netværket for en synkron generator ligger til grund for kortslutningsberegningerne til denne fejl.



**Figur 4.11.** Viser netværket for en synkron generator, hvor der er lavet en fase til jord-fejl.

I denne form for kortslutning vil der kun løbe strøm fra den fase, der er involveret i kortslutningen. Kortslutningsstrømmen er enorm i forhold til den normale belastningsstrøm. Derved kan det antages at strømmen i de resterende to faser må være næsten lig med nul, i forhold til kortslutningsstrømmen. Derved kan der opstilles et udtryk for sekvens strømmen ( $\mathbf{I}_s$ ), som funktion af fase strømmen ( $\mathbf{I}_p$ ). Dette ses i formel (4.13)

$$\begin{aligned}
 \text{[A]} \quad \mathbf{I}_s &= \mathbf{A}^{-1} \cdot \mathbf{I}_p & (4.13) \\
 &\Downarrow \\
 \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} &= \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Ud fra formel (4.13) fås et reduceret udtryk for sekvens strømmen, hvor der tages udgangspunkt i en synkron generator. Dette ses i formel (4.14).

$$\text{[A]} \quad I_0 = I_1 = I_2 = \frac{1}{3} \cdot I_a \quad (4.14)$$

Fra formel (4.11) kan der laves tre udtryk for sekvens spændingerne. Dette er vist i formel (4.15).

$$\begin{aligned}
 \text{[V]} \quad V_0 &= 0 - (Z_s + 3 \cdot Z_N) \cdot I_0 & (4.15) \\
 V_1 &= E_a - Z_s \cdot I_1 \\
 V_2 &= 0 - Z_s \cdot I_2
 \end{aligned}$$

Da det vides at følgende udtryk (4.16) gælder, for at finde faseværdien for spændingen i fase  $a$  ( $V_a$ ), kan udtrykket omskrives, hvor formel (4.14) og (4.15) involveres.

$$\begin{aligned}
 \text{[V]} \quad V_a &= V_0 + V_1 + V_2 & (4.16) \\
 &\Downarrow \\
 V_a &= \left[ 0 - (Z_s + 3 \cdot Z_N) \cdot \frac{1}{3} \cdot I_a \right] + \left[ E_a - Z_s \cdot \frac{1}{3} \cdot I_a \right] + \left[ 0 - Z_s \cdot \frac{1}{3} \cdot I_a \right] \\
 &\Downarrow \\
 V_a &= E_a - (3 \cdot Z_N + 3 \cdot Z_s) \cdot \frac{1}{3} \cdot I_a \\
 &\Downarrow \\
 V_a &= E_a - (Z_N + Z_s) \cdot I_a
 \end{aligned}$$

Ud fra figur 4.11 kan spændingen i fase  $a$  ( $V_a$ ) også findes ved at gange kortslutningsimpedansen ( $Z_f$ ) med kortslutningsstrømmen ( $I_a$ ). Dette kan sættes ind i formel (4.16) og et endeligt udtryk for kortslutningsstrømmen kan opskrives. Dette ses i formel (4.17).

$$\text{[V]} \quad Z_f \cdot I_a = E_a - (Z_N + Z_s) \cdot I_a \quad (4.17)$$

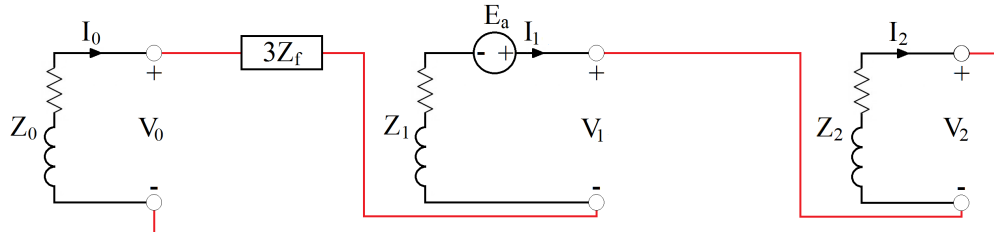
$$\begin{aligned}
 &\Downarrow \\
 Z_f \cdot I_a + (Z_N + Z_s) \cdot I_a &= E_a \\
 &\Downarrow \\
 I_a \cdot (Z_f + Z_N + Z_s) &= E_a \\
 &\Downarrow
 \end{aligned}$$

$$\text{[A]} \quad I_a = \frac{E_a}{(Z_f + Z_N + Z_s)}$$

Hvis kortslutningsstrømmen skal udtrykkes som sekvens værdi, bliver formel (4.17) omskrevet til formel (4.18).

$$[A] \quad I_0 = I_a \cdot \frac{1}{3} = \frac{E_a}{(Z_f + Z_N + Z_s) \cdot 3} \quad (4.18)$$

Sekvens impedanskredsløbet kan tegnes ud fra formel (4.14) og (4.18). Dette ses i figur 4.12.



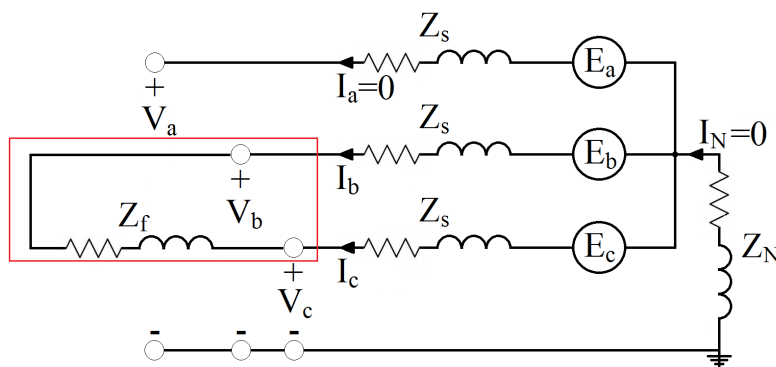
**Figur 4.12.** Viser sekvens impedanskredsløbet for en fase til jord-fejl.

I figur 4.12 kan det ses at de tre sekvens strømme udgør den samme strøm, mens at summen af de tre sekvens spændinger udgør spændingen i fase  $a$ .

[Saadat, 2010]

#### 4.2.2 Fase til fase-fejl

Denne kortslutning opstår når to faser bliver kortsluttet, via en kortslutningsimpedans ( $Z_f$ ). Hvis der tages udgangspunkt i at det er fase  $b$  og  $c$  der bliver kortsluttet, vil der ikke løbe nogen strøm i fase  $a$ . Samtidig vil fase  $b$  og  $c$  være den samme, bare modsat af hinanden ( $I_b = -I_c$ ). Figur 4.13 viser netværket for en trefaset synkron generator, hvor fase  $b$  og  $c$  er kortsluttet.



**Figur 4.13.** Viser netværket for en synkron generator, hvor der er lavet en fase til fase-fejl.

Da der er tale om en kortslutning mellem to faser, vil der ikke løbe nogen strøm gennem nul-punkts jordingen.

På samme måde som i formel (4.13) kan der opstilles et lignende udtryk for sekvens strømmen ( $I_s$ ), som funktion af fase strømmen ( $I_p$ ). Dette ses i formel (4.19), hvor de

reelle strømme er tilpasset.

$$[A] \quad \mathbf{I}_s = \mathbf{A}^{-1} \cdot \mathbf{I}_p \quad (4.19)$$

$$\Downarrow$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{3} \cdot (a - a^2) \cdot I_b \\ \frac{1}{3} \cdot (a^2 - a) \cdot I_b \end{bmatrix}$$

Ud fra figur 4.13 kan spændingsforskellen mellem de to faser ( $V_{BC}$ ) findes. Dette er vist i formel (4.20).

$$[V] \quad V_{BC} = V_b - V_c = (a^2 - a) \cdot (V_1 - V_2) = Z_f \cdot I_b \quad (4.20)$$

Ved at indsætte sekvens spændingerne fra formel (4.15), samt  $I_1$  fra formel (4.19) kan udtrykket reduceres og et udtryk for den positive sekvens strøm ( $I_1$ ) kan findes. Dette er vist i formel (4.21)

$$[V] \quad (a^2 - a) \cdot [(E_a - Z_s \cdot I_1) - (-Z_s \cdot I_2)] = Z_f \cdot \frac{3 \cdot I_1}{(a - a^2)} \quad (4.21)$$

$\Downarrow$

$$[E_a - Z_s \cdot I_1 - Z_s \cdot I_1] = Z_f \cdot \frac{3 \cdot I_1}{(a^2 - a) \cdot (a - a^2)}$$

$\Downarrow$

$$E_a - 2 \cdot Z_s \cdot I_1 = Z_f \cdot I_1$$

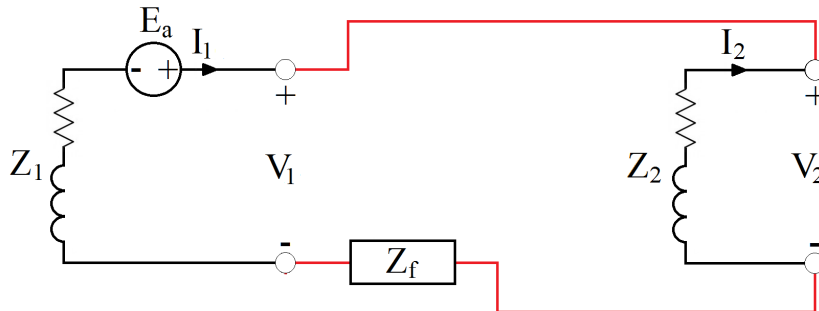
$\Downarrow$

$$[A] \quad \frac{E_a}{(Z_f + 2 \cdot Z_s)} = I_1$$

For at finde kortslutningstrømmen ( $I_b$  og  $-I_c$ ) omskrives formel (4.21) til formel (4.22).

$$[A] \quad \frac{(a^2 - a) \cdot E_a}{(Z_f + 2 \cdot Z_s)} = I_b = -I_c \quad (4.22)$$

Igen kan sekvens impedanskredsløbet tegnes for den kortslutning. Bemærk at der ikke er noget nul sekvens impedanskredsløb, da der ikke løber noget strøm i nul-punkts forbindelsen mellem stjernepunktet og jorden. Sekvens impedanskredsløbet kan ses i figur 4.14.



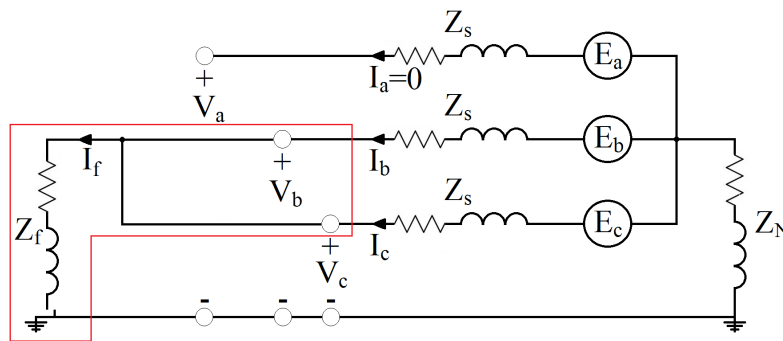
**Figur 4.14.** Viser sekvens impedanskredsløbet for en fase til fase-fejl.

I figur 4.14 kan det ses, at de to sekvens impedanskredsløb er koblet modsat af hinanden. Derved bliver strømmene modsat rettet af hinanden.

[Saadat, 2010]

### 4.2.3 2 faser til jord-fejl

I denne form for kortslutning bliver to faser kortsluttet, samtidig med at de bliver kortsluttet til jorden. Igen tages der udgangspunkt i, at det er fase  $b$  og  $c$  der bliver kortsluttet og tilsluttet til jorden. Derved løber der heller ingen strøm i fase  $a$ . Spændingen i fase  $b$  og  $c$  vil være den samme, mens summen af strømmene fra fase  $b$  og  $c$  vil være lig med den samlet kortslutningsstrøm ( $I_f$ ). Figur 4.15 viser netværket for en trefaset synkron generator, hvor fase  $b$  og  $c$  er kortsluttet og endvidere kortsluttet til jorden.



**Figur 4.15.** Viser netværket for en synkron generator, hvor der er lavet en kortslutning mellem to faser og tilkoblet jord.

I det at de to fasespændinger er ens ( $V_b = V_c$ ), kan de sættes over for hinanden. Dette er vist i formel (4.23).

$$\begin{aligned}
 [V] \quad V_b &= V_0 + a^2 V_1 + a V_2 \quad \& \quad V_c = V_0 + a V_1 + a^2 V_2 & (4.23) \\
 &\Downarrow \\
 V_0 + a^2 V_1 + a V_2 &= V_0 + a V_1 + a^2 V_2 \\
 &\Updownarrow \\
 (a^2 - a) \cdot V_1 &= (a^2 - a) \cdot V_2 \\
 &\Updownarrow \\
 V_1 &= V_2
 \end{aligned}$$

Ud fra formel (4.23) kan det ses at den positive- og negative sekvens værdi for spændingen også er lig med hinanden. Derved behøves der kun at laves en beregning ud fra spændingen i fase  $b$ . Derved kan der opstilles endnu et udtryk for spændingen, som er vist i formel



(4.24).

$$\begin{aligned}
[V] \quad V_b &= Z_f \cdot (I_b + I_c) & (4.24) \\
&\Downarrow \\
V_b &= Z_f \cdot [(I_0 + a^2 I_1 + a I_2) + (I_0 + a I_1 + a^2 I_2)] \\
&\Downarrow \\
V_b &= Z_f \cdot (2 \cdot I_0 - I_1 - I_2) \\
&\Downarrow \\
V_b &= Z_f \cdot 3 \cdot I_0
\end{aligned}$$

Ved at kombinere formel (4.23), (4.24) og spændingerne fra formel (4.15), kan der laves nogle udtryk, hvor nul sekvens strømmen ( $I_0$ ) findes ud fra enten  $V_1$  eller  $V_2$ . Dette er vist i formel (4.25) og (4.26).

$$\begin{aligned}
[V] \quad Z_f \cdot 3 \cdot I_0 &= V_0 + (a^2 + a) \cdot V_1 & (4.25) \\
&\Downarrow \\
Z_f \cdot 3 \cdot I_0 &= V_0 - V_1 \\
&\Downarrow \\
Z_f \cdot 3 \cdot I_0 &= -(Z_s + 3 \cdot Z_N) \cdot I_0 - (E_a - Z_s \cdot I_1) \\
&\Downarrow \\
Z_f \cdot 3 \cdot I_0 + (Z_s + 3 \cdot Z_N) \cdot I_0 &= -(E_a - Z_s \cdot I_1) \\
&\Downarrow \\
(3 \cdot Z_f + Z_s + 3 \cdot Z_N) \cdot I_0 &= -(E_a - Z_s \cdot I_1) \\
&\Downarrow \\
[A] \quad I_0 &= \frac{-(E_a - Z_s \cdot I_1)}{(3 \cdot Z_f + Z_s + 3 \cdot Z_N)}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
[V] \quad Z_f \cdot 3 \cdot I_0 &= V_0 + (a^2 + a) \cdot V_2 & (4.26) \\
&\Downarrow \\
Z_f \cdot 3 \cdot I_0 &= V_0 - V_2 \\
&\Downarrow \\
Z_f \cdot 3 \cdot I_0 &= -(Z_s + 3 \cdot Z_N) \cdot I_0 - (-Z_s \cdot I_2) \\
&\Downarrow \\
Z_f \cdot 3 \cdot I_0 + (Z_s + 3 \cdot Z_N) \cdot I_0 &= -(-Z_s \cdot I_2) \\
&\Downarrow \\
(3 \cdot Z_f + Z_s + 3 \cdot Z_N) \cdot I_0 &= -(-Z_s \cdot I_2) \\
&\Downarrow \\
[A] \quad I_0 &= \frac{(Z_s \cdot I_2)}{(3 \cdot Z_f + Z_s + 3 \cdot Z_N)}
\end{aligned}$$

Ud fra disse to formler i (4.25) og (4.26), kan der udledes et udtryk for  $I_2$ , hvilket er gjort

i formel (4.27).

$$\begin{aligned}
 [A] \quad \frac{-(E_a - Z_s \cdot I_1)}{(3 \cdot Z_f + Z_s + 3 \cdot Z_N)} &= \frac{(Z_s \cdot I_2)}{(3 \cdot Z_f + Z_s + 3 \cdot Z_N)} \\
 \Downarrow \\
 I_2 &= \frac{-(E_a - Z_s \cdot I_1)}{Z_s}
 \end{aligned} \tag{4.27}$$

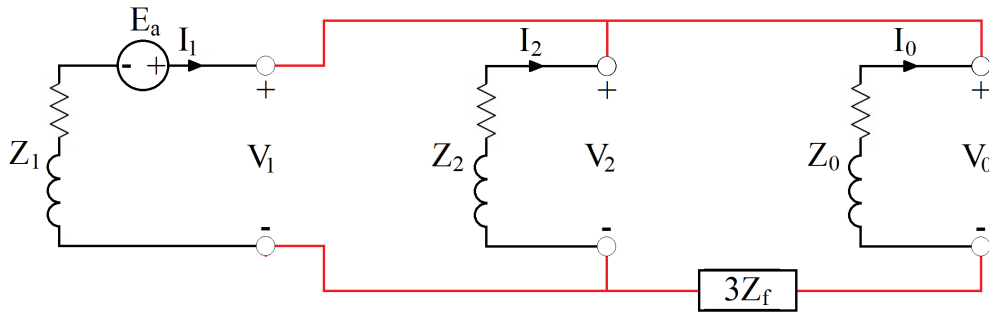
Til sidst kan der udledes et udtryk for  $I_1$ , som kun indeholder impedanser og den elektromotoriske kraft, ud fra formel (4.25) og (4.27), hvor det vides at summen af de tre sekvens strømme er lig med nul. Dette ses i formel (4.28).

$$\begin{aligned}
 [A] \quad I_0 + I_1 + I_2 &= 0 \\
 \Downarrow \\
 I_1 &= -I_0 - I_2 \\
 \Downarrow \\
 I_1 &= -\left(\frac{-(E_a - Z_s \cdot I_1)}{(3 \cdot Z_f + Z_s + 3 \cdot Z_N)}\right) - \left(\frac{-(E_a - Z_s \cdot I_1)}{Z_s}\right) \\
 \Downarrow \\
 I_1 &= \frac{E_a}{Z_s + \frac{Z_s \cdot (Z_s + 3 \cdot Z_N + 3 \cdot Z_f)}{Z_s + Z_s + 3 \cdot Z_N + 3 \cdot Z_f}}
 \end{aligned} \tag{4.28}$$

Kortslutningsstrømmen ( $I_f$ ) kan udregnes ud fra formel (4.29).

$$[A] \quad I_f = I_a + I_b = 3 \cdot I_0 \tag{4.29}$$

Til sidst kan sekvens impedanskredsløbet for kortslutningen tegnes. Dette er vist i figur 4.16.



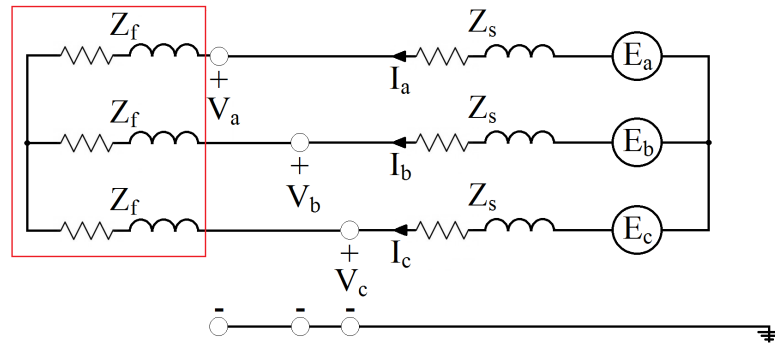
**Figur 4.16.** Viser sekvens impedanskredsløbet for to kortsluttet faser koblet til jord fejl.

[Saadat, 2010]

#### 4.2.4 Trefaset fejl

Denne form for kortslutning er en af de balancerede fejl, hvor alle tre faser bliver ligeligt belastet. Derved løber der også den samme kortslutningsstrøm i alle tre faser. Figur 4.17

viser netværket for en trefaset synkron generator, hvor der er lavet en trefaset stjernekoblet kortslutning.



**Figur 4.17.** Viser netværket for en synkron generator, hvor der er lavet en trefaset stjernekoblet kortslutning.

Igen ses det, at der ligger en kortslutningsimpedans ( $Z_f$ ) mellem hver af faserne. Da kortslutningen er balanceret, vil denne impedans være den samme for alle tre faser. Samtidig er de tre kortslutningsstrømme fra hver af faserne også lig med hinanden. Spændingen i det nydannede stjernepunkt vil være nul.

Da kortslutningen er balanceret, vil der kun løbe strøm i det positive sekvens impedanskredsløb. Derfor giver det kun mening at udregne spændingen og strømmen for de positive sekvens værdier. Samtidig vil faseværdierne for strømmen og spændingen i fase  $a$  være lig med de positive sekvens værdier ( $V_a = V_1$  og  $I_a = I_1$ ). Ved at bruge formel (4.15) kan der laves et udtryk for sekvens strømmen ( $I_1$ ) i fase  $a$ . Dette ses i formel (4.30).

$$[V] \quad V_1 = E_a - Z_s \cdot I_1 = \frac{1}{3} \cdot Z_f \cdot I_1 \quad (4.30)$$

$\Downarrow$

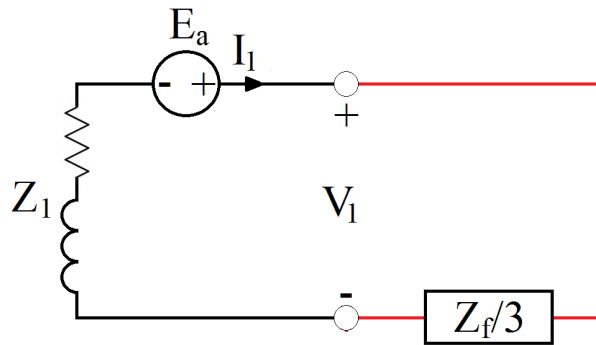
$$[A] \quad I_1 = \frac{E_a}{Z_s + \frac{1}{3} \cdot Z_f}$$

De resterende spændinger og strømme kan udregnes ved at forskyde dem  $120^\circ$  henholdsvis foran og bagud. Formel (4.31) og (4.32) viser sammenhængen.

$$[V] \quad \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} \cdot V_1 \quad (4.31)$$

$$[A] \quad \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} \cdot I_1 \quad (4.32)$$

Herefter kan sekvens impedanskredsløbet for kortslutningen tegnes, hvor kun det positive sekvens impedanskredsløb er aktivt. Kredsløbet ses i figur 4.18.

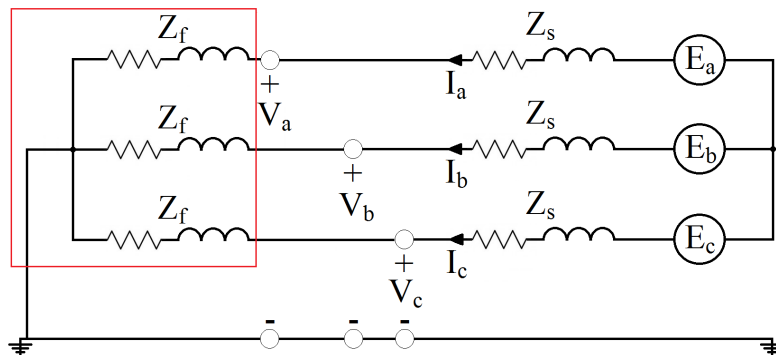


**Figur 4.18.** Viser sekvens impedanskredsløbet for en trefaset stjernekoblet kortslutning.

[Tleis, 2008]

#### 4.2.5 Trefaset fejl til jord

Denne kortslutning er meget identisk med den forrige i afsnit 4.2.4. Den eneste forskel er, at her er de tre kortsluttede faser også kortsluttet med jorden. Kortslutningen er stadig balanceret, idet det betragtes at alle tre faser er ligeligt belastet. Figur 4.19 viser netværket for en trefaset synkron generator, hvor der igen er lavet en stjernekoblet kortslutning, som endvidere er koblet til jorden.



**Figur 4.19.** Viser netværket for en synkron generator, hvor der er lavet en trefaset stjernekoblet kortslutning til jord fejl.

På samme måde som før, så er kortslutningsimpedanserne ( $Z_f$ ) mellem hver af faserne stadig den samme. Det resulterer igen i at kortslutningstrømmene er de samme for hver af faserne. Igen vil kun det positive sekvens impedanskredsløb være repræsenteret, da systemet er balanceret. Samtidig vil faseværdierne for strømmen og spændingen i fase  $a$  igen være lig med de positive sekvens værdier ( $V_a = V_1$  og  $I_a = I_1$ ). Ved igen at bruge formel (4.15) kan der laves et udtryk for sekvens strømmen ( $I_1$ ) i fase  $a$ . Dette ses i formel

(4.33). Den eneste forskel fra formel (4.30) er at der her ikke ganges med  $\frac{1}{3}$ .

$$[V] \quad V_1 = E_a - Z_s \cdot I_1 = Z_f \cdot I_1 \quad (4.33)$$

$\Downarrow$

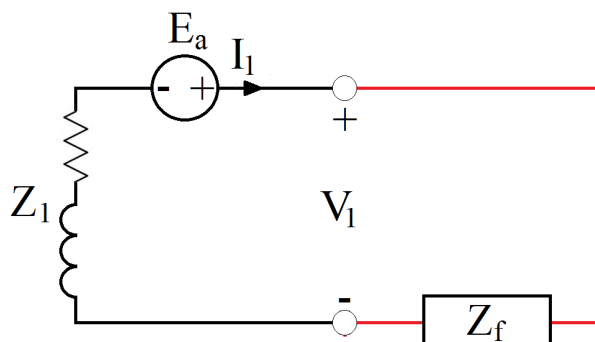
$$[A] \quad I_1 = \frac{E_a}{Z_s + Z_f}$$

De resterende spændinger og strømme kan igen udregnes ved at forskyde dem  $120^\circ$  henholdsvis foran og bagud. Formel (4.34) og (4.35) viser sammenhængen.

$$[V] \quad \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} \cdot V_1 \quad (4.34)$$

$$[A] \quad \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} \cdot I_1 \quad (4.35)$$

Herefter kan sekvens impedanskredsløbet for den trefaset kortslutning til jord tegnes, hvor igen kun det positive sekvens impedanskredsløb er aktivt. Kredsløbet ses i figur 4.20, hvor forskellen er at kortslutningsimpedansen ( $Z_f$ ) ikke divideres med tre.



**Figur 4.20.** Viser sekvens impedanskredsløbet for en trefaset stjernekoblet kortslutning.

[Tleis, 2008]

### 4.3 Fejlstrøm i et trefaset el-net

Når der sker en trefaset balanceret kortslutning i et el-net, vil strømmen naturligvis ændre sig, idet at impedansen pludselig ændrer sig. En kortslutningsstrøm kan opdeles i to komponenter, som henholdsvis er en vekselstrømskomponent og en jævnstrømskomponent. Vekselstrømskomponenten svarer til den nominelle vekselstrøm, som var i el-nettet før kortslutningen indtraf. Jævnstrømskomponenten er en udligningsstrøm, som aftager med tiden. Jævnstrømskomponenten er bestemt ved at være løsningen til den homogene ligning,

som ses i (4.36).

$$[V] \quad R \cdot i_j + L \cdot \frac{di_j}{dt} = 0 \quad (4.36)$$

Hvor  $i_j$  er jævnstrømskomposanten og  $R$  og  $L$  er henholdsvis den reelle og reaktive del af impedansen i luftledningen.

Løsningen på denne homogene ligning bliver en eksponentiel aftagende funktion, som ses i formel (4.37).

$$[A] \quad i_j = -I_A \cdot \sin(\alpha) \cdot e^{-\beta/t} \quad (4.37)$$

Hvor  $I_A$  er amplitudeværdien for den nominelle vekselstrøm,  $\alpha$  er indkoblingsvinklen og  $\beta$  er tidskonstanten.

Vekselstrømskomposanten er, som tidligere beskrevet, den nominelle strøm, som løb i el-nettet før kortslutningen. Denne vekselstrøm er bestemt ud fra formel (4.38).

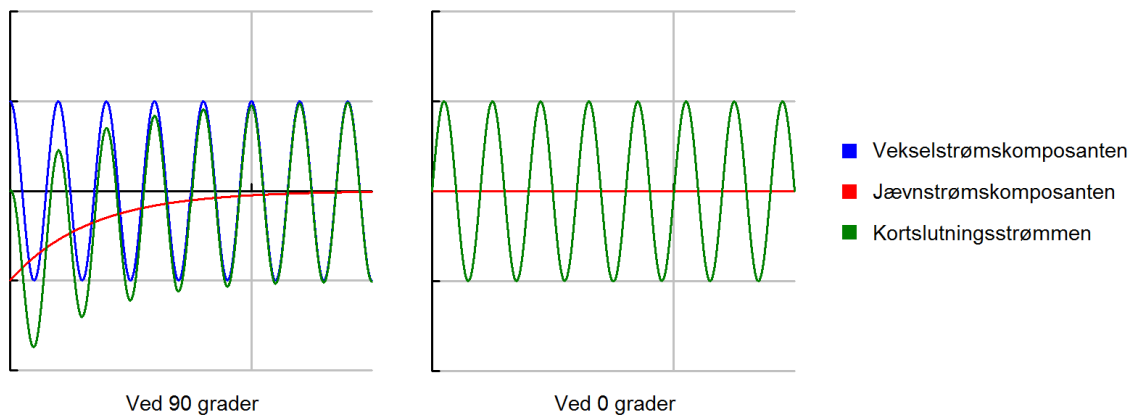
$$[A] \quad i_v = I_A \cdot \sin(\omega \cdot t - \alpha) \quad (4.38)$$

Den samlede kortslutningsstrøm bliver så summen af de to komposanter, som er vist i formel (4.39).

$$\begin{aligned} [A] \quad i_f &= i_v + i_j & (4.39) \\ &\Downarrow \\ i_f &= I_A \cdot \sin(\omega \cdot t - \alpha) - I_A \cdot \sin(\alpha) \cdot e^{-\beta/t} \\ &\Downarrow \\ i_f &= I_A \cdot \left( \sin(\omega \cdot t - \alpha) - \sin(\alpha) \cdot e^{-\beta/t} \right) \end{aligned}$$

Da det betragtes her i disse udregninger, at luftledningen samt kortslutningen gennem jorden har en induktiv impedans, skal en kortslutningsstrøm altid starte fra den øjebliksværdi den havde lige inden kortslutningen fandt sted. Af den årsag kommer jævnstrømskomposanten ind i billedet, som har den samme modsatrettede værdi som vekselstrømskomposanten i kortslutningsøjeblikket.

Alt efter hvornår kortslutningen indtræffer, vil jævnstrømskomposanten variere med indkoblingsvinklen. Hvis kortslutningen sker ved en strøm på  $0^\circ$ , vil jævnstrømskomposanten være lig med nul, idet at vekselstrømskomposanten også er nul ved denne vinkel af strømmen. Men er indkoblingsvinklen for strømmen på  $90^\circ$  ved kortslutningen, vil jævnstrømskomposanten være på sit maks., idet at vekselstrømskomposanten også er i maks. ved denne vinkel. Figur 4.21 viser en kortslutning ved en strøm med en vinkel på henholdsvis  $0^\circ$  og  $90^\circ$ .

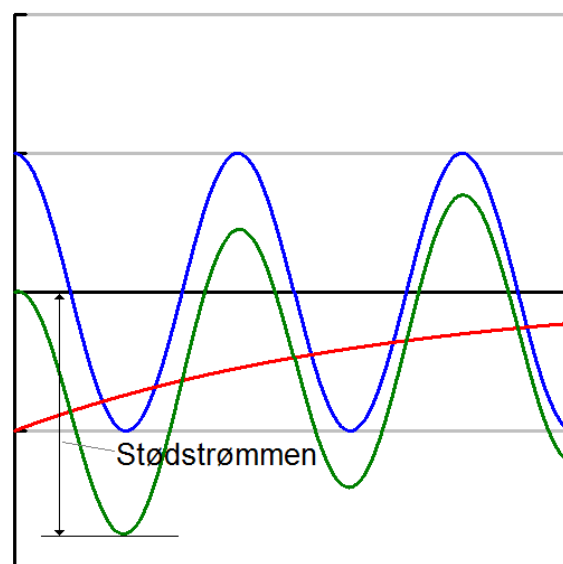


**Figur 4.21.** Viser kortslutningsstrømmen for en kortslutning ved henholdsvis  $90^\circ$  og  $0^\circ$ .

Når det betragtes at impedansen er overvejende induktiv, vil der være en faseforskel mellem strøm og spænding på op til  $90^\circ$ . Spændingen vil derved være *lagging* og være foran strømmen. Derfor vil jævnstrømskomponenten være størst, spændingen har sin maks. værdi.

Når der er tale om et trefaset system, vil hver fase naturligvis ikke have den samme vekselstrømskomponent og derved heller ikke den samme jævnstrømskomponent. Derved kan der højst opnås symmetri i en af faserne ved en kortslutning, hvor de andre to faser vil have  $+/- \frac{\sqrt{3}}{2}$  gange den maksimale usymmetri der kan opstå.

Stødstrømmen er den maksimale peakværdi af kortslutningsstrømmen der kan opnås, og opstår når der er en jævnstrømskomponent. Den kommer op til ca.  $\frac{1}{2}$  periode efter selve kortslutningen afhængig af, hvor stor jævnstrømskomponenten er. Stødstrømmen er vist på figur 4.22.



**Figur 4.22.** Viser stødstrømmen for en kortslutning, hvor jævnstrømskomponenten er på sit maks.

Hvis dæmpningen af jævnstrømskomponenten sker med en lille tidskonstant, vil stødstrømmen blive ret stor og i nærheden af dobbelt så stor som den normal amplitudeværdi. Dette kan have ret store konsekvenser for materialet, da de mekaniske kræfter bliver enorm store ved en kortslutning. Hvis ikke tidskonstanten er opgivet, kan man som udgangspunkt regne med følgende udtryk, som er beskrevet i formel (4.40).

$$[A] \qquad I_{\text{stød}} = 2,5 \cdot I_{\text{v-rms}} \qquad (4.40)$$

Hvor  $I_{\text{stød}}$  er stødstrømmen og  $I_{\text{v-rms}}$  er effektivværdien af vekselstrømskomponenten.

[Vørts, 2003]



# Relæbeskyttelse og beskyttelse af transformere 5

---

I dette kapitel vil teorien omkring forskellige typer af relæbeskyttelse blive gennemgået, samt hvorledes nogle af parametrene til relæerne bliver udregnet. Endvidere vil der blive beskrevet, hvorledes en transformer bliver beskyttet af relæer i tilfælde af høje indkoblings- og kortslutningsstrømme.

## 5.1 Typer af beskyttelsesrelæer

Der findes flere former for relæbeskyttelse indenfor elforsyningen, der hver især udfører forskellige typer opgaver og overvågning af el-nettet. Som udgangspunkt anvendes der fem forskellige slags beskyttelsesrelæer, som er følgende.

### *Overstrømsrelæer*

Dette form for relæ modtager en strømmåling fra strømtransformeren, hvor så det vurderes om strømmen er for høj. Hvis strømmen er for høj laver det et tripsignal til afbryderen om at udkoble. Relæet kan indstilles i nogle zoner, således at der er tidsforsinkelse på tripsignalet, afhængig af hvor høj strømmen er.

### *Genindkoblingsrelæer*

Disse former for relæer bruges ofte i distributionsnettet og er ret simple. Egentlig er de ikke fysiske relæer i sig selv, men mere en funktion i et andet relæ. De virker ved, at hvis der kommer en alt for høj strømmåling fra strømtransformeren, vil relæet koble ud øjeblikkeligt. Efter et meget kort stykke tid, vil relæet uden betingelser genindkoble igen. Hvis der stadig er for høj en strøm, vil relæet atter udkoble og forblive udkoblet.

### *Retningsbestemterelæer*

Retningsbestemterelæer står ofte sammen med andre relæer. De har den egenskab, at de kan måle hvilken vej strømmen løber, ud fra en spændings- og strømreference. Hvis strømmen pludselig begynder at løbe den modsatte vej, vil det give et tripsignal til afbryderen om at udkoble.

### *Afstandsrelæer*

Disse former for relæer modtager en måling fra henholdsvis en spændings- og

strømtransformer, hvorefter det så udregner impedansen i fx en linje. Hvis impedansen bliver lavere end den indstillede værdi, vil relæet give signal til afbryderen om at udkoble. Afstandsrelæet kan også inddeles i nogle zoner, som giver tidsforsinkede tripsignaler, alt efter den målte impedans størrelse. Disse former for relæer er ofte anvendt til at beskytte luftledninger og kabler.

#### *Differentialerelæer*

Differentialerelæer har den egenskab at de måler strømmen der fx går ind i en linje og tilsvarende den strøm der går ud af linjen igen, via et andet differentialerelæ. Hvis de to målte strømme ikke er lig med hinanden, vil relæet give signal til afbryderen om at udkoble. Disse former for relæer er ofte anvendt til at beskytte transformere, samleskinner og generatorer.

I denne rapport vil der fremover kun blive fokuseret på afstands- og differentialerelæer, da de er de mest anvendte i transmissionsnettet og derved også på stationen Loldrup. Dog vil der være særligt fokus på differentialerelæet, da dette type relæ oftest bruges til transformerbeskyttelse.

[Overbye, 2012]

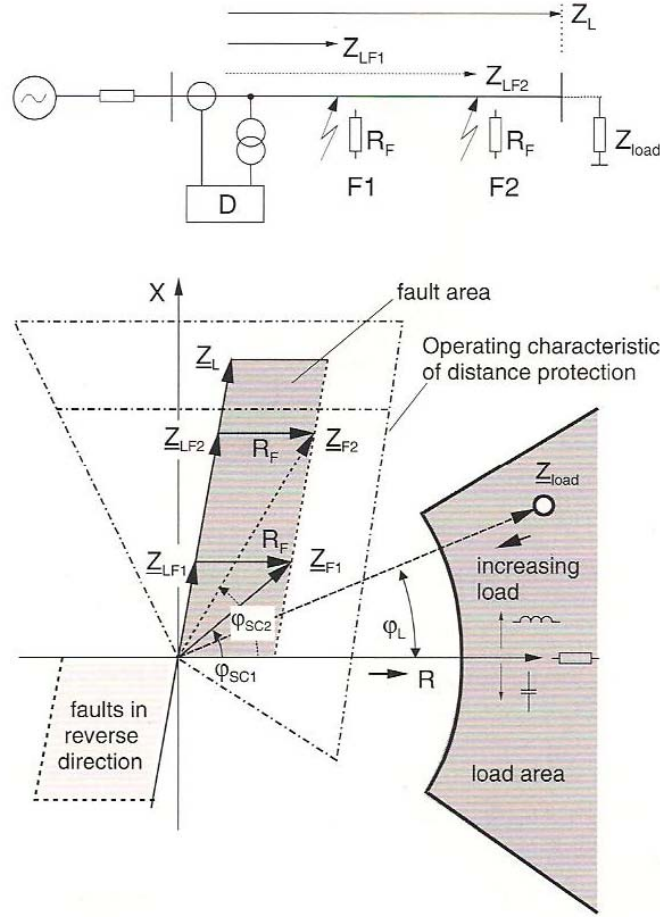
### **5.1.1 Afstandsrelæer**

Et afstandsrelæ bliver ofte anvendt til at beskytte luftledninger og kabler, da de har den fordel, at de kan give en ret klar indikation om hvor en eventuel fejl ligger. Relæet er, som tidligere beskrevet, et relæ som via fejlstrømmen ( $I_f$ ) og spændingen ( $V_f$ ) udregner fejlimpedansen ( $Z_f$ ). Dette er gjort i formel (5.1).

$$[\Omega] \qquad Z_f = \frac{V_f}{I_f} \qquad (5.1)$$

### **Impedansdiagrammet**

Størrelsen på denne impedans definerer om der er tale om en reel fejl i linjen, samt hvor på linjen fejlen ligger. Ud fra relæets typologi kan der tegnes et impedansdiagram, som er vist i figur 5.1.



**Figur 5.1.** Viser impedansdiagrammet for et afstandsrelæ. I diagrammet ses belastningszonen (load area) og fejlzonen (fault area) [Ziegler, 2011].

I impedansdiagrammet ligger både en belastningszone og en fejlzone. Belastningszonen er den zone hvor impedansen normalt ligger indenfor, når der ikke er fejl i linjen. Den impedans der er under normal drift ( $Z_{Load}$ ), udregnes ud fra formel (5.2).

$$[\Omega] \quad Z_{Load} = \frac{V_L^2}{P_{Load}} \quad (5.2)$$

Hvor  $V_L$  er den nomielle spænding i linjen og  $P_{Load}$  er belastningseffekten for linjen. Belastningszonen skal indstilles således at impedansen kan bevæge sig indenfor zonen og ikke komme udenfor. Vinklen på belastningsimpedansen er, hvis der ikke er nogen fejl i linjen, den samme som den vinkel der er mellem strøm og spænding.

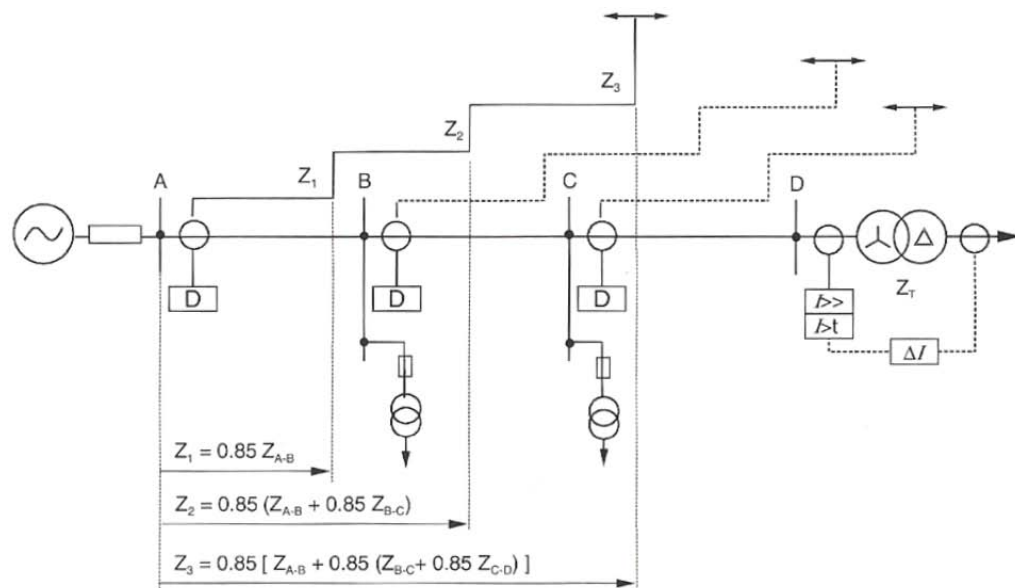
Hvis der opstår en fejl i linjen, som fx en kortslutning, vil impedansen i linjen ( $Z_L$ ) falde markant og derved falde indenfor fejlzonen. Alt efter hvor i linjen kortslutningen ligger, vil impedansen afhænge af dette. Hvis kortslutningen ligger i begyndelsen af linjen, vil fejlimpedansen ( $Z_{LF1}$ ) være meget lille. Hvis kortslutningen ligger i slutningen af linjen, vil fejlimpedansen ( $Z_{LF2}$ ) være højere, men stadig mindre end linje impedansen. Fejlimpedansen vil være proportional med linjeimpedansen, medmindre der opstår en lysbue ved kortslutningen, så vil der blive lagt en resistans ( $R_f$ ) til fejlimpedansen ( $Z_{LF}$ ). Derved bliver den endelige fejlimpedans ( $Z_F$ ) en addering mellem disse to.

De to zoner er adskilt fra hinanden med en god afstand, således at en eventuel skæv belastning ikke kunne blive opfattet som en fejl på linjen. I figur 5.1 ses en stiplede linje, som indikerer det område, hvor relæet begynder at blive opmærksom på eventuelle fejl. Nogen gange går overvågningsområdet helt ud og overlapper belastningszonen. Hvis dette er tilfældet, vil det overlappede område blive skåret ud af overvågningsområdet, så relæet ikke opfatter normal belastning som fejl.

[Ziegler, 2011] og [Overbye, 2012]

### Afstandszoner i relæet

Som tidligere beskrevet deles relæet ofte op i forskellige afstandszoner med forskellige tidsforsinkelser. Figur 5.2 viser et *grading chart* som indikerer de forskellige zoner i afstandsrelæet.



**Figur 5.2.** Viser et *grading chart*, som indikerer de forskellige zoner i afstandsrelæet [Ziegler, 2011].

Ud fra figur 5.2 kan det ses, at zone 1 er den primære beskyttelse af linje-AB. Zonen udgør ca. 85 % af linje-AB og har typisk ikke nogen tidsforsinkelse.

Zone 2 starter ved først ca. 85 % ude af linje-AB og fortsætter ca. 72 % ind i linje - BC. Zone 2 er den sekundær beskyttelse til linje - AB og er typisk tidsforsinket 0,25-0,40 sek.

Zone 3 er den tredje beskyttelseszone, som starter ved ca. 72 % ude af linje-BC og fortsætter ca. 64 % ud af linje - CD. Zonen bliver først aktiveret efter ca. 0,6-1,00 sek.

Zonerne er opdelt således, at en eventuel fejl gerne skulle blive opdaget i zone 1. Hvis dette ikke er tilfældet, vil fejlen med al sandsynlighed blive opdaget af enten zone 2 eller 3 efter tidsforsinkelsen. Hvis en fejl ligger længere ude end 85 % på en linje, vil det altid være zone 2 der opdager fejlen. Grunden til dette er, at der ligger en usikkerhed i udregningen af impedansen pga. usikkerhed i målingen af strøm og spænding, jo længere afstanden

er fra relæet. Derfor er der nødt til at være zone 2, der har tidsforsinkelse, der afbryder for linjen, hvis fejlen ligger mere end 85 % ude af linjen. Samtidig bliver relæerne også sekundærbeskyttelse på den efterfølgende linje.

Hvis der installeres anden form for relæbeskyttelse på den næste station, skal zone 2 og 3 tidsforsinkes med yderligere 0,2 sek., således at de andre relæer kan opdage fejlen først.

[Ziegler, 2011] og [Overbye, 2012]

### 5.1.2 Differentialrelæer

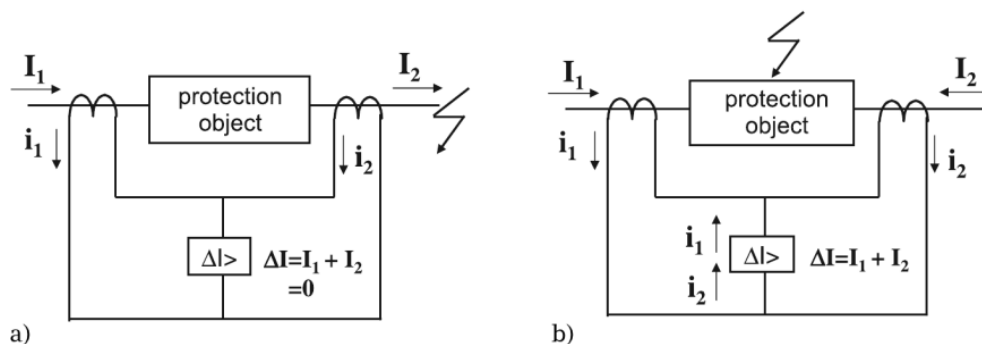
Som beskrevet tidligere i dette afsnit, måler et differentialrelæ forskellen mellem den strøm der går ind i et objekt, og den strøm der går ud af objektet igen. Hvis disse to værdier ikke er nul, vil relæet give signal til afbryderen om at udkoble. Oftest er differentialrelæer anvendt til at beskytte objekter, som ikke spreder sig over en større geografisk afstand, idet at relæet har brug for måleværdier fra både primær- og sekundærsiden af objektet. Derfor vil det være mest oplagt, at anvende differentialrelæer på objekter som generatorer, transformere og samleskinner. Differentialrelæer bliver også ofte anvendt som sekundærbeskyttelse på luftledninger og kabler. I disse tilfælde er det nødvendigt med et relæ i begge ender, som så kommunikerer via et lyslederkabel.

Differentialrelæer er 100 % selektive, hvilket vil sige, at de kun reagerer på fejl inden for den afgrænsede zone, hvor de opererer. De er derved heller ikke afhængig af andre former for relæer eller målinger, udover de strømmålinger relæet får fra de involverede strømtransformere. Derved er de ideelle til at beskytte enheder som generatorer, transformere og samleskinner.

[Ziegler, 2012] og [Overbye, 2012]

### Basis principper

De basale principper i et differentialrelæ er vist i figur 5.3.

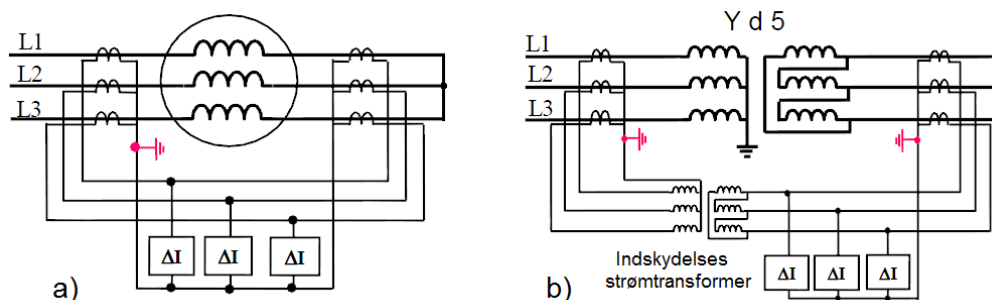


**Figur 5.3.** Viser basis principperne i et differentialrelæ. (a) viser et differentialrelæ under normale omstændigheder. (b) viser differentialrelæet, hvor der er sket en fejl på objektet [Ziegler, 2012].

I figur 5.3(a) ses et differentialrelæ, hvor der opstår en fejl eller er et forbrug på ekstern

side af beskyttelseszonen. Differentielrelæet vil ikke blive påvirket, da summen af de to strømme tilsammen giver nul. Derimod i figur 5.3(b) ses det samme differentielrelæ, hvor der opstår en fejl inden for beskyttelseszonen. Dette vil relæet blive påvirket af, da strømmen på sekundærside vil begynde at løbe den modsatte vej. Og derved vil summen af de to strømme ikke længere være nul, og relæet vil derved trippe.

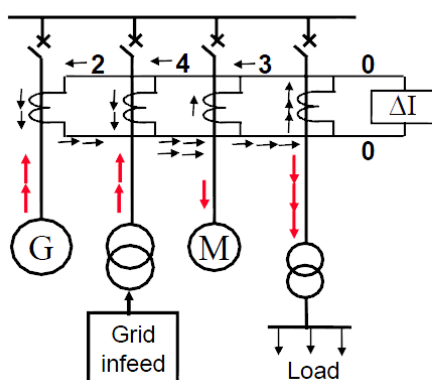
Princippet for at beskytte en generator eller en transformator er vist i figur 5.4.



**Figur 5.4.** (a) viser hvorledes en generator bliver beskyttet af et differentielrelæ. (b) viser hvorledes en transformator bliver beskyttet af et differentielrelæ [Ziegler, 2012].

Principperne for en generatorbeskyttelse er de samme, som principperne i figur 5.3. Derimod er principperne for beskyttelse af transformeren lidt anderledes. Da transformere er galvanisk adskilt på primær- og sekundærside, er strømmålingerne fra strømtransformerne også nødt til at være det. Derudover er der også nødt til at blive taget højde for omformningsforholdet i transformeren.

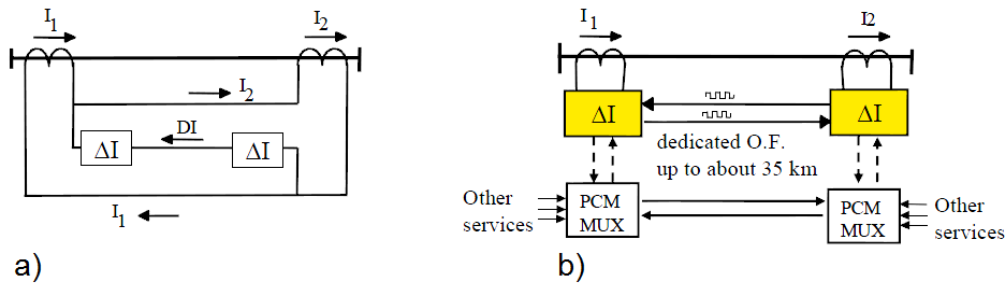
For at beskytte samleskinner på en transformerstation måles den strøm der føder ind på samleskinnesystemet, samtidig med at den strøm der løber væk fra samleskinnesystemet bliver adderet. Hvis summen af den indgående og de udgående strømme ikke giver nul, vil den trippe. Figur 5.5 viser principperne.



**Figur 5.5.** Viser hvordan et samleskinnesystem bliver beskyttet af et differentielrelæ [Ziegler, 2012].

Hvis der er tale om en linje, der skal beskyttes, kan det gøres på to måder. Hvis linjen ikke er særlig lang, kan strømtransformerne kobles direkte til et enkelt differentielrelæ. Dette

ses i figur 5.6(a). Derimod hvis linjen er lang, skal der etableres to differentielrelæer, som skal kommunikere med hinanden. Dette er vist i figur 5.6(b).



**Figur 5.6.** Viser hvoledes linjer beskyttes af differentielrelæer. (a) viser en kort linje, hvor der kun er behov for et relæ. (b) viser en lang linje, hvor der skal bruges to relæer, som så kommunikerer med hinanden via fx lyslederudstyr [Ziegler, 2012].

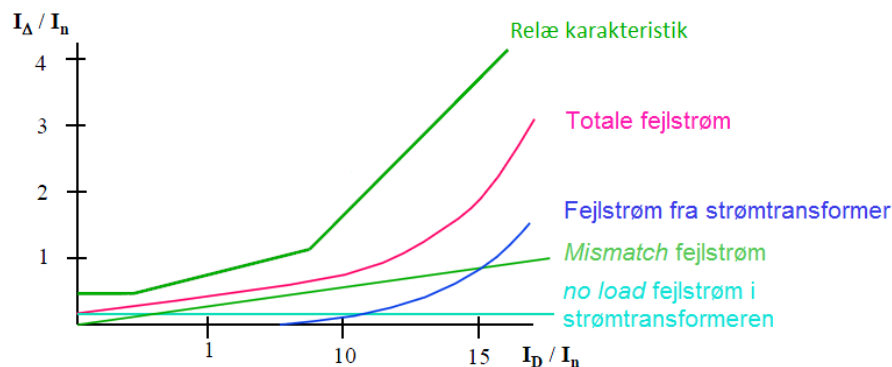
[Ziegler, 2012]

### Differentielrelæets virkemåde

De målinger der kommer fra strømtransformerne på henholdsvis primær- og sekundærside af det beskyttede objekt ( $I_1$  og  $I_2$ ), kan indeholde en del usikkerheder, som gør strømmålingerne mindre saglige.

Først ligger der en fejlmåling fra strømtransformeren ved høje strømværdier på primærside, idet at strømtransformeren på et tidspunkt bliver magnetisk mættet. Denne fejlmåling er gradvis stigende i takt med, at fejlstrømmen på primærside af strømtransformeren bliver større.

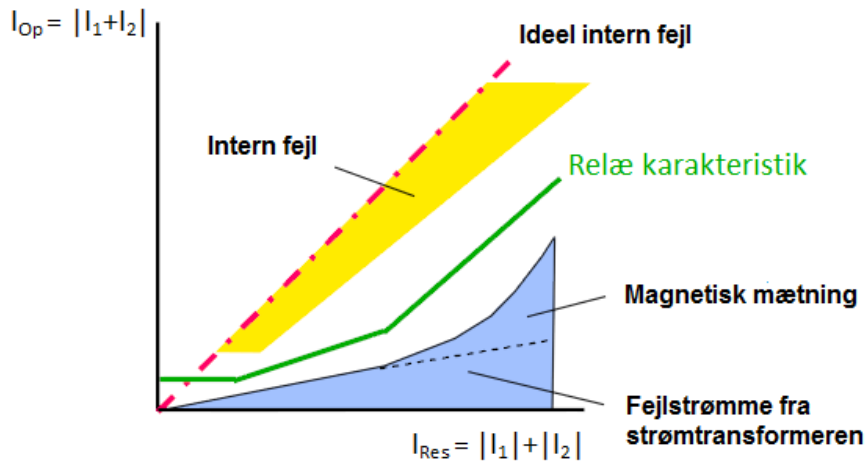
Dernæst kan der være en *mismatch* - strøm, som skyldes unøjagtigheder i trinkobleren på tranformeren, samt omregningsforholdet mellem primær og sekundærside. Denne fejlmåling er proportional med den gennemløbende strøm på primærside af strømtransformeren. Derudover ligger der også, som tidligere beskrevet, en *no load* - strøm i strømtransformeren, som ligeledes giver en stationær målefejl. Summen af alle disse fejlmålinger udgør tilsammen den samlede fejlmåling, som ses i figur 5.7.



**Figur 5.7.** Viser de fejlstrømme der er i målingen ved en strømtransformer [Ziegler, 2012].

Ud fra figur 5.7 kan det ses, at jo højere strømmen på primærside af strømtransformeren ( $I_D$ ) bliver, jo større bliver måleusikkerheden. Derfor er differentielrelæet nødt til at være indstillet således, at disse målefejl ikke giver anledning til et trip.

Som videreudvikling af figur 5.7 kan der opstilles et  $I_{Op}/I_{Res}$  - diagram, som viser sammenhængen mellem operationsstrømmen ( $I_{Op}$ ) og den resterende strøm ( $I_{Res}$ ). Diagrammet ses i figur 5.8.



**Figur 5.8.** Viser et  $I_{Op}/I_{Res}$  - diagram for et differentielrelæ [Ziegler, 2012].

Operationsstrømmen er den numeriske værdi af summen mellem henholdsvis strømmen på primær- og sekundærside af det beskyttede objekt. Samtidig er operationsstrømmen den strøm, der løber gennem differentielrelæet. Det er denne strøm der afgør om relæet skal trippe eller ej.

Den resulterende strøm er summen af de to numeriske strømme på henholdsvis primær- og sekundærsiden. Hvis der er tale om flere terminaltilslutninger, som det fx er tilfældet ved et samleskinnesystem, bliver de ligeledes summeret på henholdsvis operationsstrømmen og den resterende strøm. Formel (5.3) og (5.4) viser sammenhængen.

$$[A] \quad I_{Res} = |I_1| + |I_2| + |I_3| + \dots + |I_n| \quad (5.3)$$

$$[A] \quad I_{Op} = |I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n| \quad (5.4)$$

Hvor alle de strømme der løber til det beskyttede objekt, bliver betegnet med positivt fortegn. Derfor vil operationsstrømmen og den resterende strøm for henholdsvis en ekstern og intern fejl blive som vist i formel (5.5) og (5.6), hvor der tages udgangspunkt i figur 5.3.

$$[A] \quad \begin{array}{ll} \text{Ekstern fejl} & I_{Res} = |I_1| + |-I_2| = I_1 + I_2 \\ & I_{Op} = |I_1 - I_2| = 0 \end{array} \quad (5.5)$$

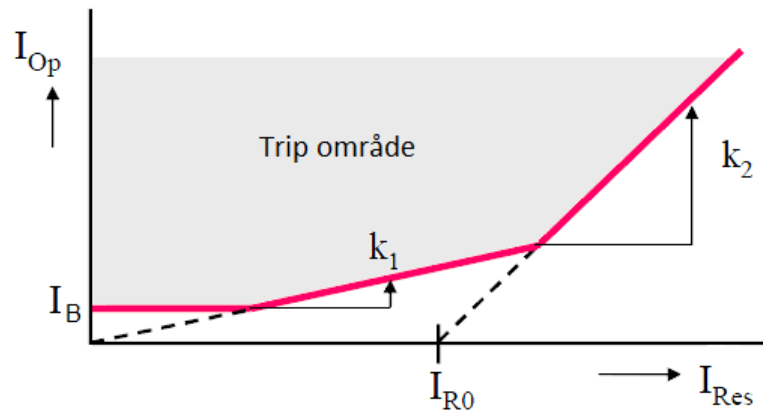
$$[A] \quad \begin{array}{ll} \text{Intern fejl} & I_{Res} = |I_1| + |I_2| = I_1 + I_2 \\ & I_{Op} = |I_1 + I_2| = I_1 + I_2 \end{array} \quad (5.6)$$



Ud fra formel (5.5) og (5.6) kan det ses, at den resulterende strøm er den samme i begge tilfælde, mens operationsstrømmen er nul ved en ekstern fejl og samme værdi som den resulterende strøm ved en intern fejl.

Derudover ses det også i figur 5.8, at en intern fejl i det beskyttede objekt kan ligge inden for et område, der her er mærket med gult. Ved en ideel intern fejl, vil operationsstrømmen og den resterende strøm være lige store. Hvis fx derimod at strømmene på henholdsvis primær- og sekundærside ikke er i fase, vil operationsstrømmen være mindre end den resulterende strøm.

Derved skal differentielrelæet indstilles således, at tripgrænsen (den grønne streg) ligger mellem det gule og lyseblå område i figur 5.8. Når differentielrelæet skal indstilles, gøres det efter nogle zoner. Disse zoner kan ses i figur 5.9.



**Figur 5.9.** Viser de zoner, som differentielrelæet skal indstilles indenfor [Ziegler, 2012].

Som det ses i figur 5.9 bliver relæets karakteristik bestemt ud fra nogle konstanter. Hvis operationsstrømmen overstiger denne linje, vil relæet trippe. Derved kan følgende udtryk opstilles, som ses i formel (5.7).

|     |         |                                         |                    |       |
|-----|---------|-----------------------------------------|--------------------|-------|
| [A] | Zone A: | $I_{Op} > I_B$                          | $\rightarrow trip$ | (5.7) |
|     | Zone B: | $I_{Op} > k_1 \cdot I_{Res}$            | $\rightarrow trip$ |       |
|     | Zone C: | $I_{Op} > k_2 \cdot (I_{Res} - I_{R0})$ | $\rightarrow trip$ |       |

Hvor  $I_B$  er minimum værdien for et eventuelt trip.  $I_{R0}$  er den strøm reference der anvendes, hvor der begynder at regne på zone C.  $k_1$  og  $k_2$  er fejlkonstanterne, som bestemmes ud fra hvilket objekt differentielrelæet skal beskytte. Normalt ligger denne værdi mellem 0,2-0,8.

[Ziegler, 2012] og [SIEMENS]

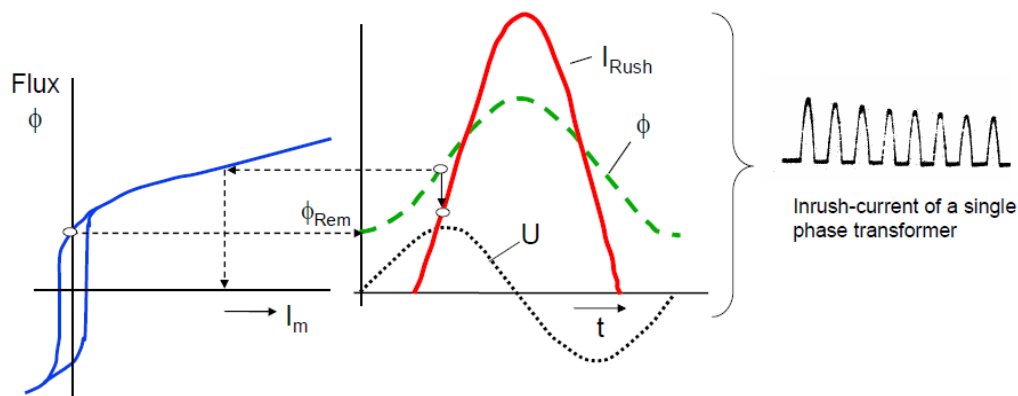
## 5.2 Beskyttelse af transformere

I dette afsnit vil der blive set på beskyttelse af en transformer ved hjælp af et differentielrelæ. Differentielrelæet har flere beskyttelses funktioner over for transformeren. Udover at det skal beskytte den mod høje kortslutningsstrømme, så skal det også beskytte transformeren mod høje indkoblingsstrømme. Eller rettere sagt skal differentielrelæet være

istand til at kunne lade de fleste indkoblingsstrømme passere igennem uden at trippe, og derved kun sortere de alt for høje indkoblingsstrømme fra.

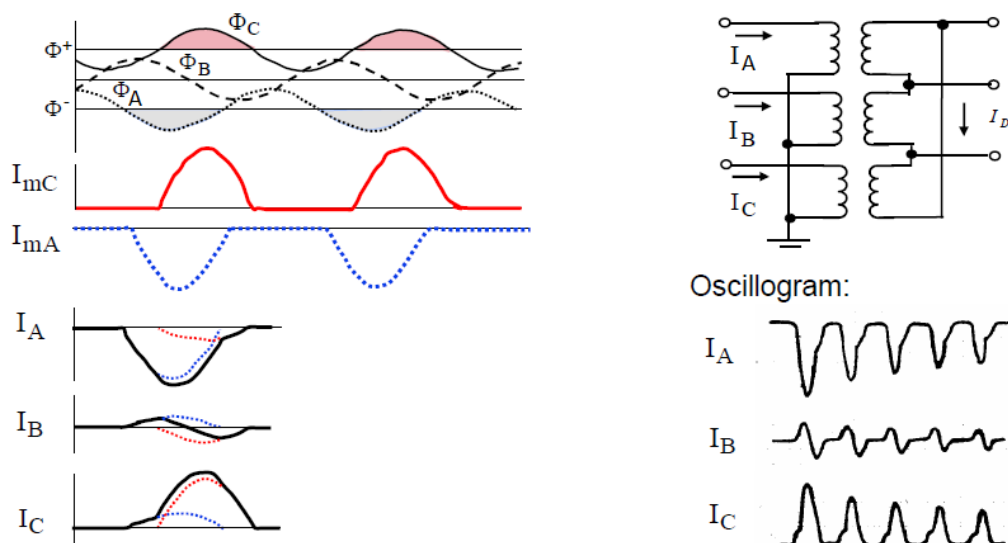
### 5.2.1 Detektering af indkoblingsstrømme

Når en transformer bliver indkoblet på el-nettet, vil en ensrettet startstrøm (*inrush* - strøm) opstå i transformatoren. Det sker fordi at fluxen i transformeren ( $\phi$ ) ikke vil lande på nul, når transformeren bliver udkoblet. Den vil med andre ord starte på en fast flux-værdi ( $\phi_{Rem}$ ), når den bliver indkoblet, som typisk ligger på omkring 80 % af den nominelle flux. Når transformeren bliver indkoblet mens fluxen er på 80 %, vil jernkernen i transformeren hurtigt blive mættet. Dette vil resultere i, at der dannes en stor magnetiseringsstrøm ( $I_m$ ), som starter i det øjeblik jernkernen begynder at blive mættet. Hvis transformeren bliver indkoblet mens spændingen er i nul, vil fluxen begynde at stige øjeblikkeligt, og fortsætte indtil spændingen igen er tilbage i nul. Denne stigning i flux vil generere en høj magnetiseringsstrøm, som vil gøre sig til udtryk via en periodisk ensrettet *inrush* - strøm. Figur 5.10 viser sammenhængen.



**Figur 5.10.** Viser hvordan startstrømmen i en en-faset transformer opfører sig, når den bliver indkoblet. Når jernkernen i transformeren bliver mættet, dannes der en høj magnetiseringsstrøm ( $I_m$ ), som stiger mens spændingen er positiv, og faldende når spændingen er negativ. Dette sker fordi, at fluxen ikke starter i nul, når transformeren bliver indkoblet pga. remanensen [Ziegler, 2012].

Hvis der er tale om en tre-faset transformer, vil der også forekomme store startstrømme, alt efter hvorledes transformeren er koblet og hvor stor den er. Hvis transformeren er koblet i en  $Y\Delta$  - kobling, vil to af faserne generere store magnetiseringsstrømme i hver deres retning, mens den sidste fase vil ligge og fluktuerer omkring nul-aksen og være identisk med strømmen i trekantskoblingen på sekundærside ( $I_D$ ). Dette forudsættes af at transformeren indkobles således, at en af faserne starter i nul under indkoblingen. Figur 5.11 viser sammenhængen.



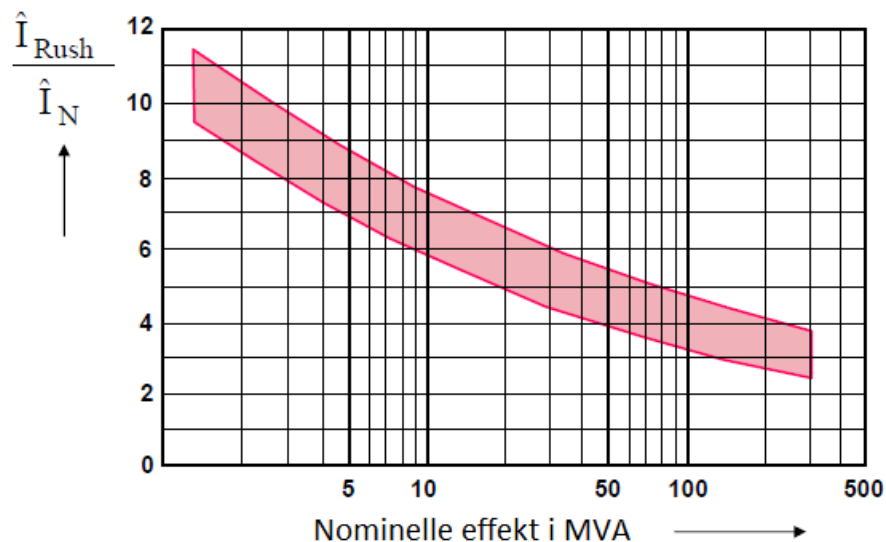
**Figur 5.11.** Viser hvordan startstrømmen i en tre-faset  $Y\Delta$ -koblet transformer opfører sig, når den bliver indkoblet. To af faserne vil generere indkoblingsstrømme, som er modsat rettet af hinanden. Mens den sidste fase fluktuerer omkring nul-aksen [Ziegler, 2012].

Ud fra figur 5.11 kan det ses, at når fluxen i fase  $a$  og  $c$  bliver mættet, opstår magnetiseringsstrømmene ( $I_{mA}$  og  $I_{mC}$ ). Størrelsen på de tre magnetiseringsstrømme afhænger meget af hvilken tid de bliver indkoblet, samt hvorledes startværdien af fluxen er i jernkernen ved indkoblingen. Samtidig betyder det også meget, hvordan spændingen er ved indkoblingen. Ud fra formel (5.8) kan strømmene for de tre faser udregnes via de to magnetiseringsstrømme i fase  $a$  og  $c$ .

$$\begin{aligned}
 [A] \quad I_A &= \frac{5}{6} \cdot I_{mA} - \frac{1}{6} \cdot I_{mC} \\
 I_B &= -\frac{1}{6} \cdot I_{mA} - \frac{1}{6} \cdot I_{mC} \\
 I_C &= \frac{5}{6} \cdot I_{mC} - \frac{1}{6} \cdot I_{mA}
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

På sekundærside af transformen, som er koblet i trekant, vil alle tre strømme blive summeret sammen. Da strømmen fra fase  $a$  og  $b$  er identiske med modsat fortegn af hinanden, vil de to udligne hinanden. Tilbage vil kun være en strøm, som svarer til strømmen i fase  $b$ .

Størrelsen på transformerens nominelle effekt har også indflydelse på, hvor store startstrømmene er. Figur 5.12 viser forholdet mellem *inrush*-strømmen og den nominelle strøm, som funktion af den nominelle effekt på en tre-faset transformer, der er koblet i en  $Y\Delta$ -kobling.



**Figur 5.12.** Viser forholdet mellem *inrush* - strømmen og den nominelle strøm, som funktion af den nominelle effekt på en tre-faset transformer, der er koblet i en  $Y\Delta$  - kobling [Ziegler, 2012].

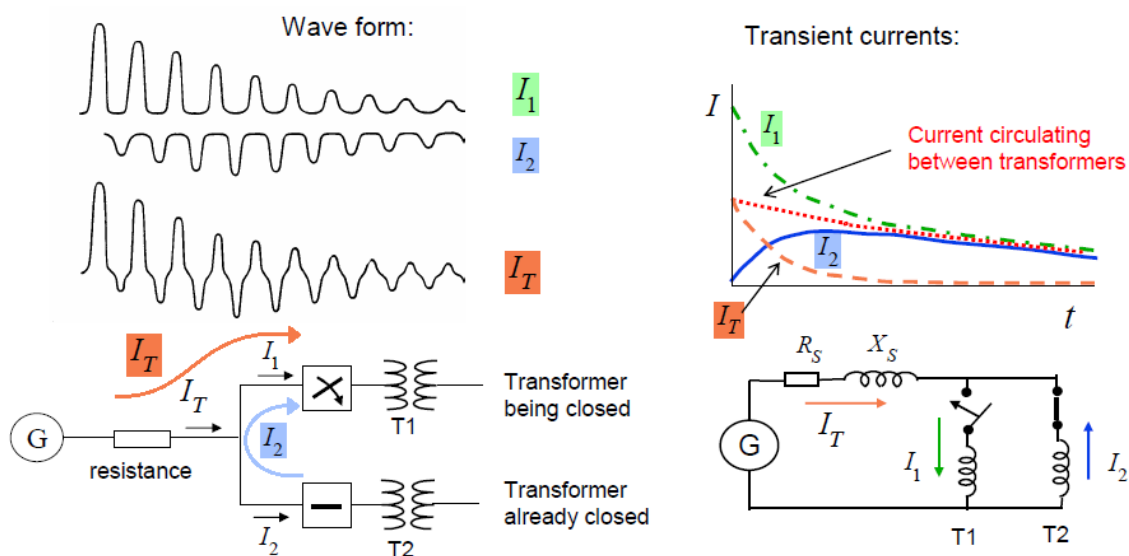
Ud fra figur 5.12 ses det at jo højere den nominelle effekt er, jo lavere bliver *inrush* - strømmen i forhold til den nominelle strøm. Det sker fordi, at jo højere den nominelle effekt i transformeren er, jo mindre er reaktansen i transformen. En mindre reaktans er lig med et mindre tab i jernkernen, og derved bliver jernkernen ikke nær så hurtig mættet. Derved bliver startstrømmene også mindre.

[Ziegler, 2012]

### Indkobling af parallelkoblet transformere

Hvis to transformere er koblet parallelt sammen, vil startstrømmen opføre sig lidt anderledes, når den ene transformer bliver indkoblet, mens den anden er i drift. Dette fænomen kaldes *sympathetic inrush* - strøm. Grunden til at dette fænomen opstår er, at når den første transformer ( $T1$ ) bliver sat i drift, vil den ændre den samlede impedans, og derved give et øget spændingsfald over kildeimpedansen ( $Z_s$ ). Det antages her at den første transformer ( $T1$ ) bliver koblet ind, mens den anden transformer ( $T2$ ) allerede er koblet ind.

Denne spændingsændring vil have en effekt på den anden transformer ( $T2$ ), som så begynder at levere strøm ( $I_2$ ) til den første transformers store startstrøm ( $I_1$ ). Når strømmen fra den anden transformer ( $I_2$ ) stiger, vil strømmen fra kilden ( $I_T$ ) begynde at falde. Derved vil strømmen udelukkende fluer mellem de to transformere indtil de er indsvinget. Pga. af den lille dæmpning (store tidskonstant) der er i disse to transformere, vil der være en lang indsvingningstid. Figur 5.13 viser sammenhængen mellem transformere  $T1$  og  $T2$ .



**Figur 5.13.** Viser hvordan startstrømmen er ved en transformer, som bliver indkoblet parallelt med en anden transformer. Når den første transformer ( $T1$ ) bliver indkoblet, vil den trække en stor startstrøm, som leveres af den anden transformer ( $T2$ ). Dette fænomen kaldes *Sympathetic inrush* - strøm [Ziegler, 2012].

Som det ses i figur 5.13 vil der i den første transformer ( $T1$ ) være en høj startstrøm, som blev beskrevet tidligere. Samtidig vil der være en negativ *sympathetic inrush* - strøm fra den anden transformer ( $T2$ ), som leverer strøm til den første transformer ( $T1$ ). Størrelsen på *sympathetic inrush* - strømmen afhænger af, hvor stor kildeimpedansen ( $Z_s$ ) er. Hvis netværket er stærkt, vil kildeimpedansen være lav, og *sympathetic inrush* - strømmen vil være mindre, da der kan komme meget strøm fra kilden. Hvis netværket er svagt, vil kildeimpedansen være høj, og *sympathetic inrush* - strømmen vil være større, da der ikke kan komme meget strøm fra kilden pga. den store induktans.

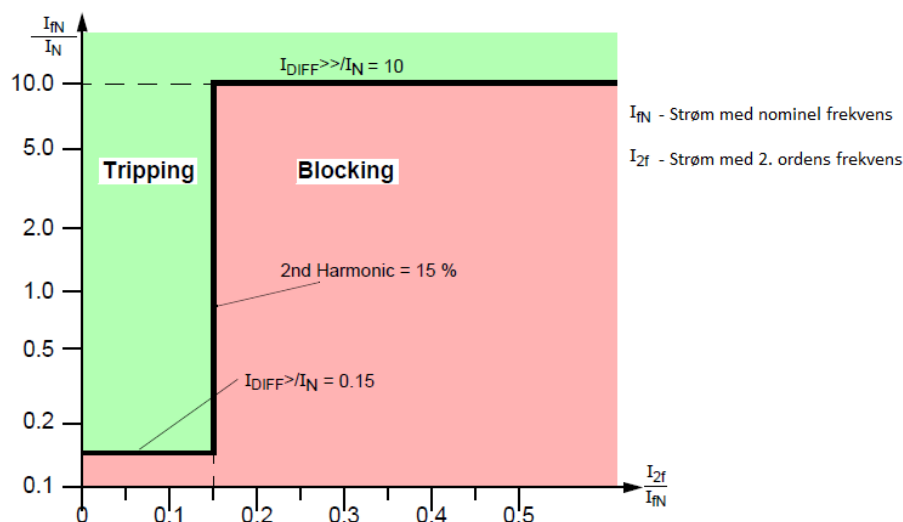
Strømmen i den anden transformer ( $T2$ ) er lidt forskudt i forhold til den første transformers *in rush*-strøm. Dette skyldes, at strømmen tager lidt tid om at stige, pga. den store induktans i transformervindingerne. Derfor er det i differentielrelæet også nødvendigt at tage hensyn til en negativ *in rush*-strøm.

[Ziegler, 2012]

### Indstilling af relæet

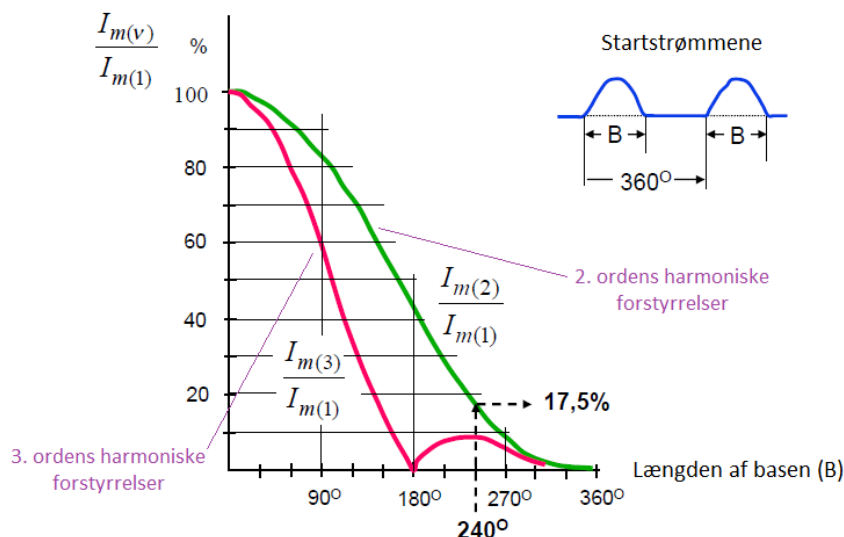
Startstrømmen løber ind i transformeren fra den ene side, og bliver derefter til en intern fejl, som derefter forsvinder. Da startstrømmen vil blive opdaget af differentielrelæet, må dette være i stand til at kunne håndtere denne startstrøm og ikke betragte den som en reel fejl. Startstrømmen indeholder en del harmoniske forstyrrelser af 2. orden (100 Hz), som skal kunne passere gennem relæet. Ved at ændre på differentielrelæets følsomhed, kan disse startstrømme få lov at passere igennem uden, at de bliver opfattet som fejl. Normalt sættes relæets følsomhed ved de 2. ordens harmoniske forstyrrelser til 15 % af den fundamentale frekvens på 50 Hz. Dvs at når relæet opfanger 15 % eller mere af 2.

ordens harmoniske forstyrrelser, vil relæet indtage en anden følsomhed, som tillader disse *in rush*-strømme. Figur 5.14 viser sammenhængen.



**Figur 5.14.** Viser det område hvor relæet ændrer følsomhed i forhold til *in rush*-strømmene på transformeren.  $I_{DIFF} >$  er den lave grænse for operationsstrømmen ( $I_{Op}$ ) mens  $I_{DIFF} >>$  er den høje grænse [SIEMENS].

Intensiteten af den 2. ordens forstyrrelse afhænger af den baselængde ( $B$ ), der er mellem toppene på startstrømmene (se figur 5.15). Ved at øge baselængden kan intensiteten af de 2. ordens harmoniske forstyrrelser reduceres. Hvis baselængden sættes til en værdi der er større end  $240^\circ$ , vil den 2. ordens harmoniske forstyrrelses intensitet ikke være større end omkring 17,5 % af den fundamentale frekvens (50 Hz). Derfor vil en fornuftig indstilling af differentielrelæet være på omkring 15 %, hvor så startstrømmen ikke tripper differentielrelæet under indkoblingen. Måden at ændre baselængden på er ved, at indsætte forskelligt filternetværk foran tranformeren, således at *in rush*-strømmen bliver længere. Figur 5.15 viser sammenhængen mellem de harmoniske forstyrrelser, som funktion af baselængden.



**Figur 5.15.** Viser størrelsen af den 2. og 3. harmoniske forstyrrelse i forhold til den nominelle frekvens, som funktion af base længden [Ziegler, 2012].

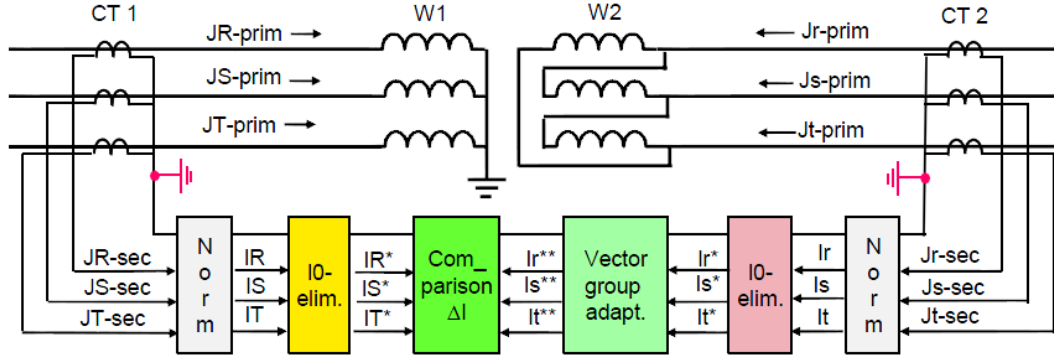
Som det ses i figur 5.15 indeholder startstrømmene også forstyrrelser af 3. orden (150 Hz). Disse er dog mindre repræsenteret ved en baselængde på højere end 180°.

Endvidere er differentielrelæet også udstyret med en funktion således, at hvis der i en af faserne bliver dedekteret en *in rush*-strøm med en harmonisk forstyrrelse på 15 % af den fundamentale frekvens på 50 Hz eller mere, vil blokeringen ikke kun ske i denne fase men i alle tre faser. Denne funktion kaldes *cross-bloking*.

[Ziegler, 2012] og [SIEMENS]

### 5.2.2 Beskyttelse mod kortslutning i transformeren

For at kunne beskytte transformeren mod kortslutning, er det nødvendigt, at kunne sammenligne strømmene fra henholdsvis primær- og sekundærside af transformeren i differentielrelæet. Derfor er det nødvendigt at lade strømmene gennemgå nogle transformationer, således at de kan sammenlignes i relæet. Figur 5.16 viser hvilke transformationer strømmene skal gennemgå, for at relæet kan sammenligne strømmene. Der tages udgangspunkt i en  $Y\Delta$  - koblet transformer.



**Figur 5.16.** Viser de forskellige transformationer, som strømmen skal gennemgå for at kunne blive sammenlignet i differentialrelæet [Ziegler, 2012].

Først skal der findes en fælles base for hver af sekundærstrømmene fra strømtransformatorerne. Dette gøres ud fra den nominelle effekt ( $S_n$ ) og er vist i formel (5.9).

$$[A] \quad I_{n-w1} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{n-w1}} \quad I_{n-w2} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{n-w2}} \quad (5.9)$$

Herefter kan de tre fase strømme fra strømtransformatorerne udregnes på henholdsvis primær- og sekundærside ud fra det omregningsforhold ( $I_{n-prim-CTx}$ ) der er i strømtransformeren. Dette ses i formel (5.10) og (5.11).

$$[A] \quad \begin{array}{l} \text{Primærside} \\ \text{Sekundærside} \end{array} \quad \begin{array}{l} \begin{bmatrix} J_{R-sec} \\ J_{S-sec} \\ J_{T-sec} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} J_{r-sec} \\ J_{s-sec} \\ J_{t-sec} \end{bmatrix} \end{array} = \frac{1}{I_{n-prim-CT1}} \cdot \begin{bmatrix} J_{R-prim} \\ J_{S-prim} \\ J_{T-prim} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

$$[A] \quad \begin{array}{l} \text{Primærside} \\ \text{Sekundærside} \end{array} \quad \begin{array}{l} \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} I_r \\ I_s \\ I_t \end{bmatrix} \end{array} = \frac{I_{n-prim-CT1}}{I_{n-w1}} \cdot \begin{bmatrix} J_{R-sec} \\ J_{S-sec} \\ J_{T-sec} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

Næste skridt er at strømmen skal nul-punkts elimineres. Dvs. at den skal korrigeres, hvis der er tilkoblet en nul-punkts jording i stjernepunktet. I dette tilfælde, hvor der er tale om en  $Y\Delta$ -koblet transformator, vil nul-punkts eliminering være nødvendigt på primærsiden. Formel (5.12) viser sammenhængen.

$$[A] \quad \begin{array}{l} \text{Primærside} \\ \text{Sekundærside} \end{array} \quad \begin{array}{l} \begin{bmatrix} I_R^* \\ I_S^* \\ I_T^* \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} I_r^* \\ I_s^* \\ I_t^* \end{bmatrix} \end{array} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} \quad (5.12)$$



Før at strømmene kan sammenlignes, er de nødt til at blive transporteret over i den samme vektor position. Som udgangspunkt er primærsiden altid reference siden og derved er det sekundærsiden der skal transporteres. Formel (5.13) viser hvordan strømmene bliver transformeret om.

$$[A] \quad \text{Sekundærside} \quad (5.13)$$

$$\begin{bmatrix} I_r^{**} \\ I_s^{**} \\ I_t^{**} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos(k \cdot 30^\circ) & \cos((k+4) \cdot 30^\circ) & \cos((k-4) \cdot 30^\circ) \\ \cos((k-4) \cdot 30^\circ) & \cos(k \cdot 30^\circ) & \cos((k+4) \cdot 30^\circ) \\ \cos((k+4) \cdot 30^\circ) & \cos((k-4) \cdot 30^\circ) & \cos(k \cdot 30^\circ) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_r^* \\ I_s^* \\ I_t^* \end{bmatrix}$$

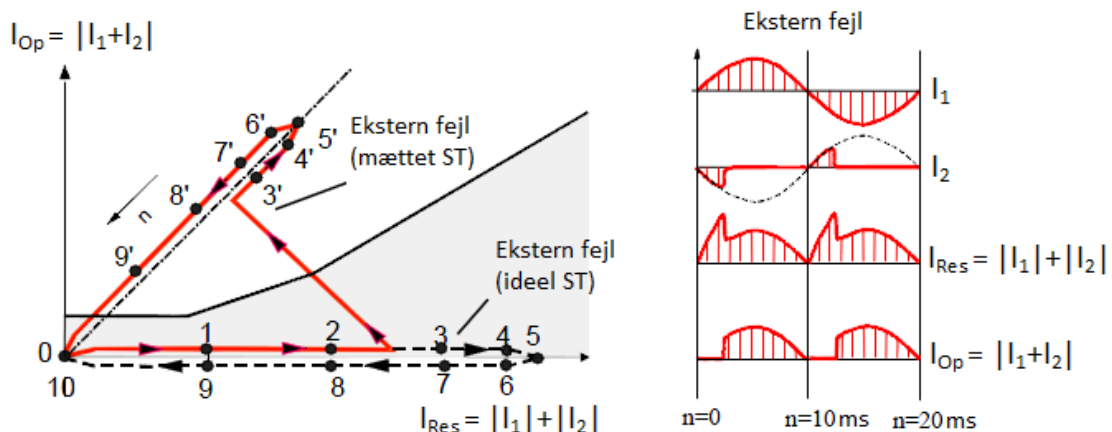
Hvor  $k$  er vektorgruppenummeret, som refererer til den måde transformeren er koblet. Transformerne i Loldrup er, som bekendt, koblet i  $YNd11$ . Derved vil fasestrømmen på sekundærside være forskudt  $30^\circ$  bagud i forhold til fasestrømmen på primærsiden. Derfor er  $k = 11$  ved transformeren i Loldrup.

Nu kan strømmene sammenlignes. Hvis summen af de to strømme ikke giver nul, vil relæet trippe. Formel (5.14) viser sammenhængen.

$$[A] \quad \begin{bmatrix} I_{\Delta-R} \\ I_{\Delta-S} \\ I_{\Delta-T} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_R^* \\ I_S^* \\ I_T^* \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_r^{**} \\ I_s^{**} \\ I_t^{**} \end{bmatrix} \quad \mathbf{I}_{\Delta} \neq 0 \rightarrow \text{trip} \quad (5.14)$$

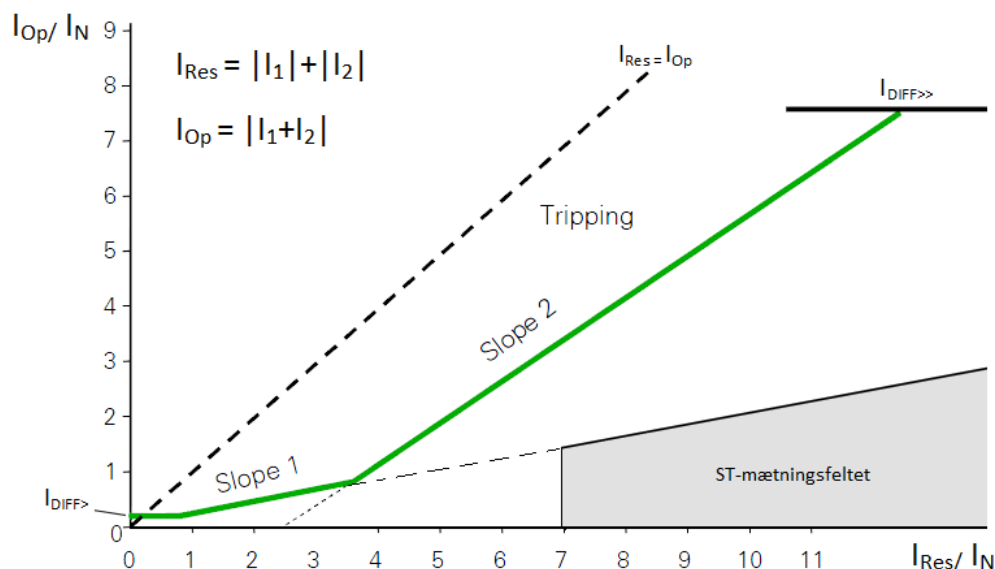
Her er det vigtigt at pointere at alle de strømme der løber ind til transformereren regnes med positivt fortegn.

Hvis der på sekundærside af transformeren opstår en ekstern kortslutning, vil der naturligvis løbe en høj strøm gennem transformeren. Pga. af den høje strøm, vil strømtransformeren (ST) muligvis blive mættet og give anledning til en målefejl, og derved et unødvendigt trip fra differentielrelæet. Derfor er det nødvendigt at indsætte et såkaldt ST-mætningsfelt, når den resterende strøm ( $I_{\text{Res}}$ ) bliver for høj. Figur 5.17 viser udviklingen for en ekstern kortslutning ved henholdsvis en ideel strømtransformer og en mættet strømtransformer.



**Figur 5.17.** Viser hvordan udviklingen er for en ekstern kortslutning for henholdsvis en ideel strømtransformer (ST) (stiplet linje) og for en mættet strømtransformer (ST) (røde linje). Tallene refererer til det aktuelle tidspunkt i ms [Ziegler, 2012].

Som det ses i figur 5.17 vil operationsstrømmen stige, når strømtransformeren bliver mættet. Det vil under normale omstændigheder give et tripsignal fra differentielrelæet. Men ved at indsætte et ST-mætningsfelt, hvor relæet bliver blokeret når den resterende strøm indtræder, vil relæet ikke sende et tripsignal. Figur 5.18 viser hvor i diagrammet ST-mætningsfeltet skal ligge.

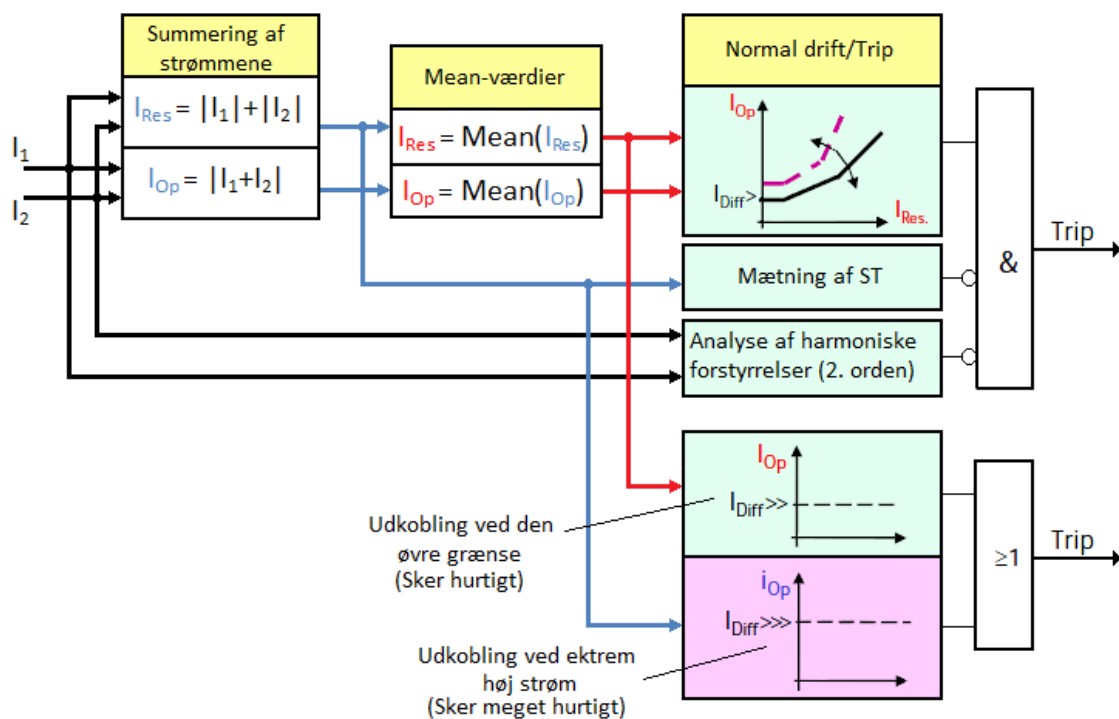


**Figur 5.18.** Viser  $I_{Op}/I_{Res}$ -diagrammet, hvor ST-mætningsfeltet er indtegnet [Ziegler, 2012].

Den lave grænse for operationsstrømmen ( $I_{DIFF >}$ ) indsættes således, at der tages højde for de eventuelle fejlkilder der er i målingerne fra strømtransformerne. Normalt ligger den nedre grænse for transformere uden viklingskoblere på 20 % af den nominelle strøm ( $I_N$ ) og op til 30 % for transformere med viklingskoblere.

Den øvre grænse for operationsstrømmen ( $I_{DIFF >>}$ ) bestemmes ud fra den kortslutnings reaktans ( $w_T$ ) der ligger i transformeren. Derved vil den maksimale strøm der kan løbe gennem transformeren ved en ekstern fejl være lig med følgende udtryk ( $I_N \cdot (\frac{100}{w_T} \%)$ ). Derfor skal den øvre grænse naturligvis ligge under den maksimale værdi af strømmen. Det vil med andre ord sige, at hvis strøm niveauet opnår eller overgår denne grænseværdi, skal relæet trippe uanset, hvilke andre kriterier der er opfyldt med hensyn til mætning og *in rush*-strømme. Som standard står relæet på en indstilling der er  $(7,5 \cdot I_N)$ .

Endvidere er der også en strøm grænse, der ligger endnu højre ( $I_{DIFF >>>}$ ). Den bliver aktiv når der opfanges nogle ekstrem høje strømme og gør at relæet tripper øjeblikkeligt. Udkoblingstiderne for de øvre grænser er uden nogen former for tidsforsinkelse. Figur 5.19 viser den logik differentielrelæet arbejder efter.



**Figur 5.19.** Viser de logiske principper differentielrelæet arbejder efter [Ziegler, 2012].

[Ziegler, 2012] og [SIEMENS]



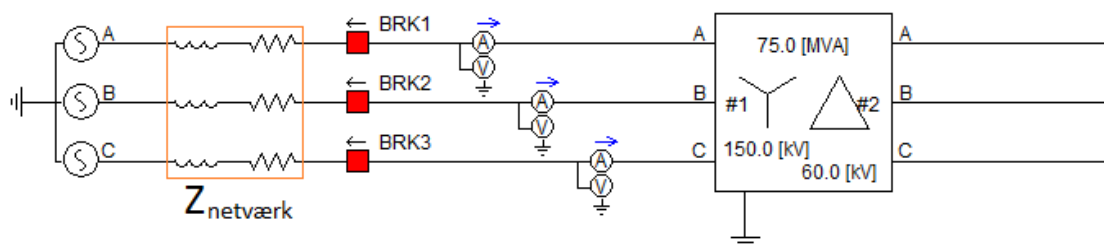
# Modellering af transformerne i Loldrup 6

I dette kapitel vil der blive foretaget nogle simuleringer af nogle modeller over transformerne i Loldrup. Simuleringerne skal vise de *inrush* - strømme der er ved indkobling, samt de strømme der opstår ved en kortslutning.

Der er lavet tre modeller, som til sammen skulle danne et billede af hvordan en transformer opfører sig ved indkobling, samt ved kortslutning. Modellerne er lavet i programmet PSCAD, som senere kan kædes sammen med de praktiske afprøvninger i laboratoriet. Al data fra modellerne findes på CD'en i bilag B.

## 6.1 1. model: Indkobling af en transformer på el-nettet

I denne model afprøves det hvordan *inrush* - strømmene er i en transformer, som bliver tilkoblet til el-nettet. Der ændres i denne simulering på tre parametre, for at se hvilken indflydelse de har på startstrømmene. De ændrede parametre er; impedansen i netværket ( $Z_{\text{netværk}}$ ), indkoblings tiderne i afbryderne, samt mætningen i transformeren. Figur 6.1 viser den skematiske opstilling af modellen.



**Figur 6.1.** Viser den skematiske opstilling af 1. model, hvor en transformer bliver koblet på el-nettet. I simuleringen af modellen ændres der på tre parametre, som er; impedansen i netværket ( $Z_{\text{netværk}}$ ), indkoblingstiderne i afbryderne, samt mætningen i transformeren [PSCAD, 2013].

### 6.1.1 Case 1: Forsyning fra henholdsvis stærkt og svagt netværk

I denne simulering ændres netværks impedansen ( $Z_{\text{netværk}}$ ) for at se hvilken indflydelse den har på *inrush* - strømmene. Når impedansen er lav, vil netværket være stærkt, og omvendt når impedansen er høj, vil netværket være svagt. I simuleringen er valgt en kortslutningseffekt ( $S$ ) på henholdsvis 3000 MVA for det stærke netværk, som er meget typisk for en linje i et dansk el-net. Og en kortslutningseffekt på 1000 MVA for et svagere netværk. Værdierne for henholdsvis resistansen og reaktansen i netværket udregnes ud fra formel (6.1), hvor det betragtes at reaktansen er overvejende induktiv.

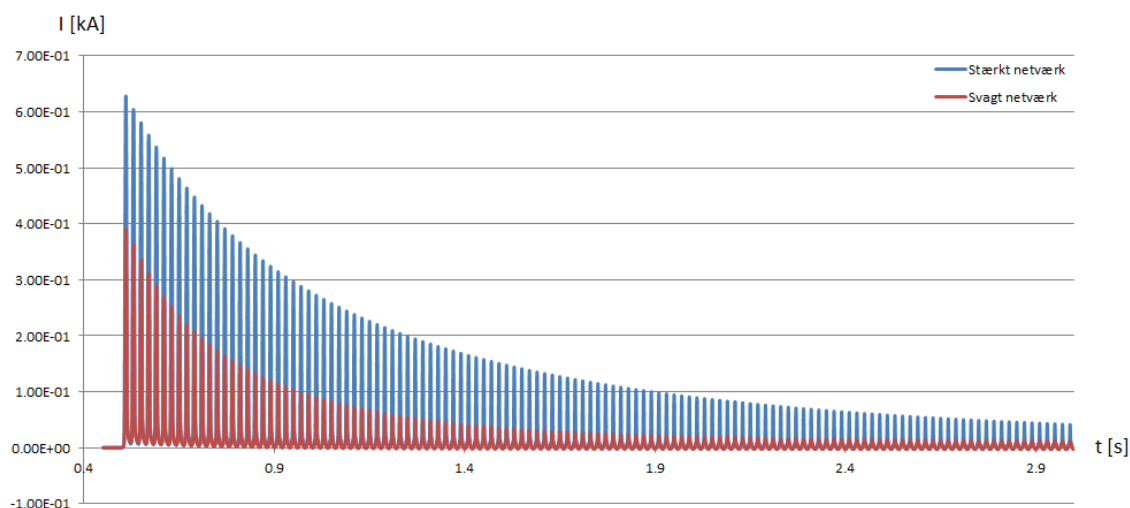
$$S = \frac{V^2}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \quad \text{og} \quad \frac{\omega L}{R} \approx 10 \quad (6.1)$$

Værdierne for denne simulering bliver derved således, som beskrevet i tabel 6.1

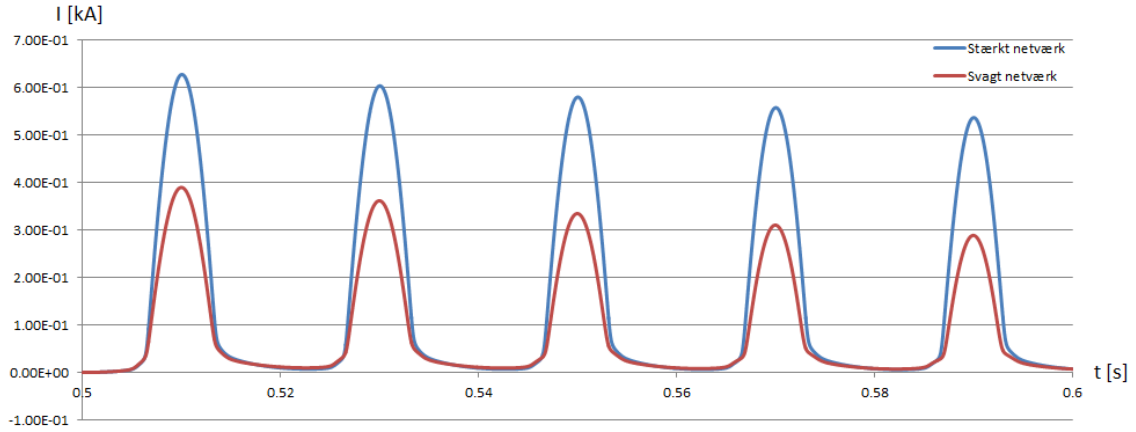
| Netværk | kortslutningseffekt<br>$S$ [MVA] | Resistans<br>$R$ [ $\Omega$ ] | Induktans<br>$L$ [H] | Spænding<br>$V$ [kV] | Frekvensen<br>$f$ [Hz] |
|---------|----------------------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------|------------------------|
| Stærk   | 3000                             | 2,239                         | 0,0713               | 150                  | 50                     |
| Svag    | 1000                             | 6,717                         | 0,214                | 150                  | 50                     |

**Tabel 6.1.** Viser de forskellige værdier for simuleringen ved henholdsvis et stærkt og svagt netværk.

Simuleringen kører i alt i 3 s og har en sampling tid på 10  $\mu\text{s}$ . Efter 0.5 s bliver transformeren indkoblet. Alle tre afbrydere tilkobler på akkurat samme tidspunkt. Ved det tidspunkt er spændingen i nul ved fase A. Figur 6.2 og 6.3 viser graferne for *inrush* - strømmene for fase A på primærside af transformeren for begge simuleringer.



**Figur 6.2.** Viser *inrush* - strømmene for henholdsvis det stærke (blå) og det svage (røde) netværk for fase A.



**Figur 6.3.** Viser et udsnit af *inrush* - strømmene for henholdsvis det stærke (blå) og det svage (røde) netværk for fase A.

Ud fra graferne i figur 6.2 og 6.3 kan det ses at *inrush* - strømmene stemmer ganske godt overens med teorien fra afsnit 5.2. Der sker i begge tilfælde, at der kommer en høj peak-strøm, som fortsætter periodisk. Ved det stærke netværk ses det, at peak-strømmene er større end ved det svage netværk. Dette skyldes, at impedansen ved det stærke netværk er mindre end ved det svage netværk, og derfor kan der trækkes en større strøm fra det stærke netværk, da det ikke er nær så induktiv, som det svage netværk. Samtidig er tidskonstanten ( $\tau$ ) højere ved det stærke netværk end ved det svage netværk, som skyldes at forholdet mellem induktansen og resistansen ændrer sig, idet at der også ligger en induktans i transformeren. Udfra formel (6.2) kan det ses ved et induktivt netværk, at jo højere induktansen er jo højere bliver tidskonstanten.

$$[\text{s}] \quad \tau = \frac{L}{R} \quad (6.2)$$

Ved det stærke netværk er tidskonstanten ( $\tau_{\text{stærk}}=0,77$  s), mens at tidskonstanten ved det svage netværk er ( $\tau_{\text{svagt}}=0,63$  s).

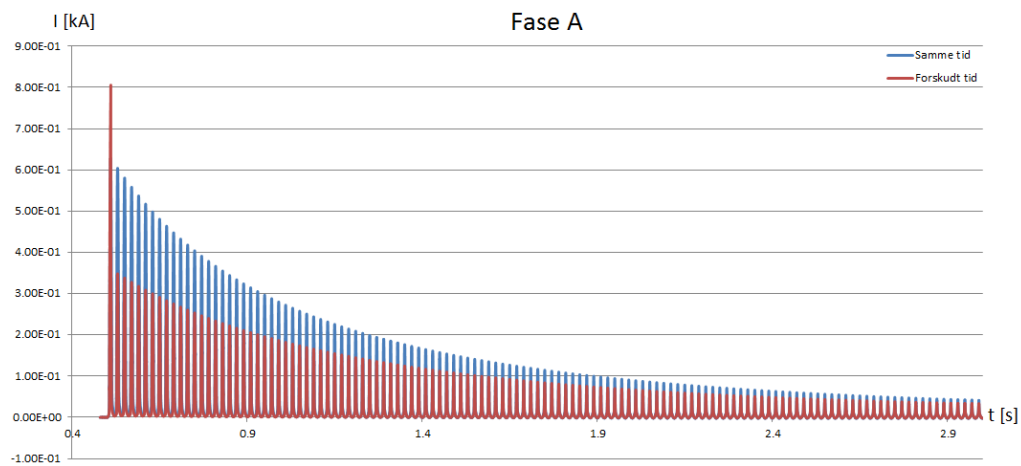
### 6.1.2 Case 2: Indkobling af transformeren

I denne simulering ændres den tid, hvorpå transformeren indkobles for at se hvilken effekt det har på *inrush* - strømmene. Når transformeren bliver indkoblet på fuldstændig samme tid, vil spændingen ikke have samme værdi under indkoblingen. Men hvis indkoblingen med afbryderne sker forskudt, vil spændingen have samme værdi under indkoblingen. I simuleringen er der lavet en indkobling, hvor alle afbryderne kobler samtidig, samt en indkobling, hvor afbryderne kobler forskudt af hinanden, så alle spændingerne er i nul ved indkoblingen. Tabel 6.2 viser de tider, samt de parametre der er anvendt i simuleringen.

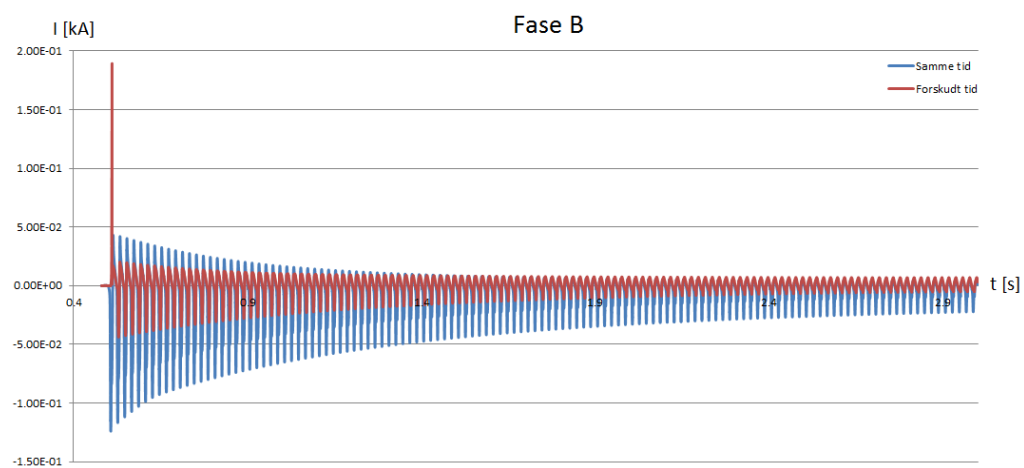
| Indkobling af afbryderen | kortslutningseffekt<br>$S$ [MVA] | Tid - $L_A$<br>$t_1$ [s] | Tid - $L_B$<br>$t_2$ [s] | Tid - $L_C$<br>$t_2$ [s] | Spænding<br>$V$ [kV] |
|--------------------------|----------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------|
| Samme tid                | 3000                             | 0,5                      | 0,5                      | 0,5                      | 150                  |
| Forskudt tid             | 3000                             | 0,5                      | 0,506667                 | 0,513333                 | 150                  |

**Tabel 6.2.** Viser de forskellige værdier for simuleringen for indkobling af transformeren ved henholdsvis den samme tid og ved forskudt tid.

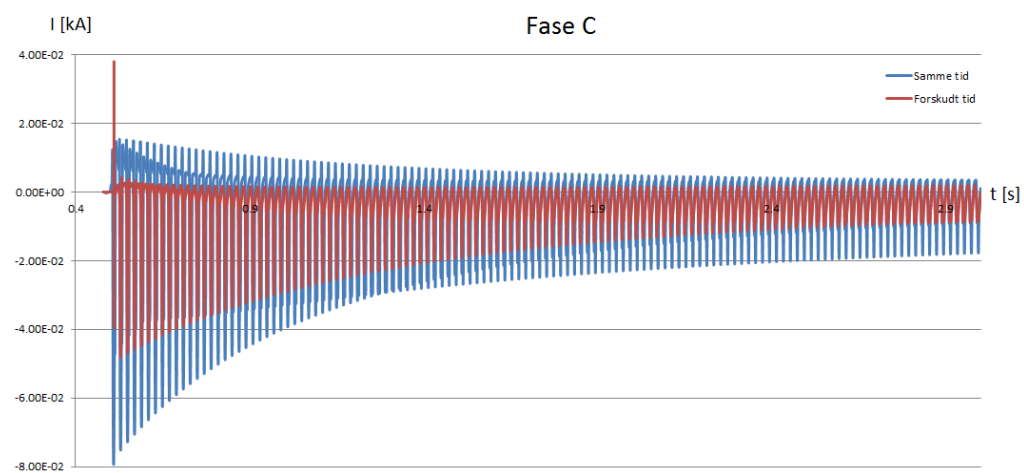
Simuleringen kører i alt i 3 s og har en sampling tid på  $10 \mu\text{s}$ . Figur 6.4 til 6.9 viser graferne for *inrush* - strømmene for faserne på primærside af transformeren for begge simuleringer.



**Figur 6.4.** Viser *inrush* - strømmene i fase A for henholdsvis en indkobling ved samme tid (blå) og ved forskudt tid (røde).

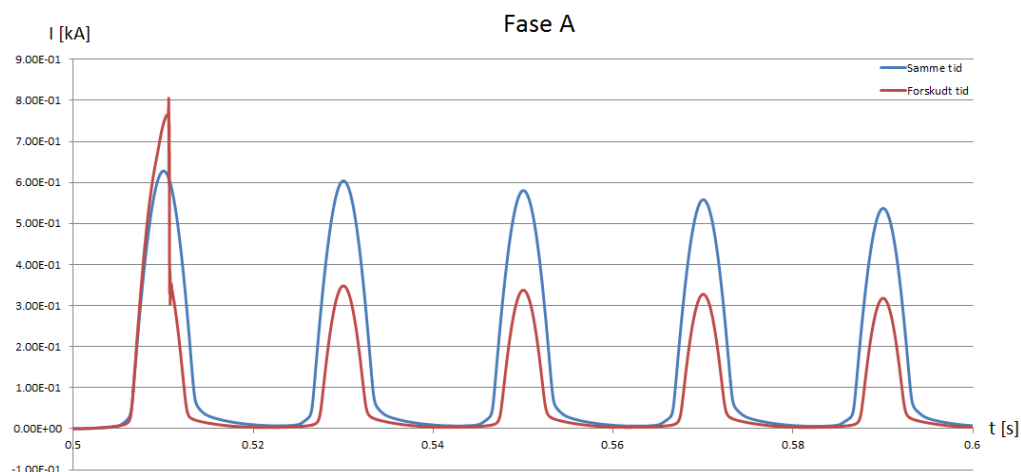


**Figur 6.5.** Viser *inrush* - strømmene i fase B for henholdsvis en indkobling ved samme tid (blå) og ved forskudt tid (røde).

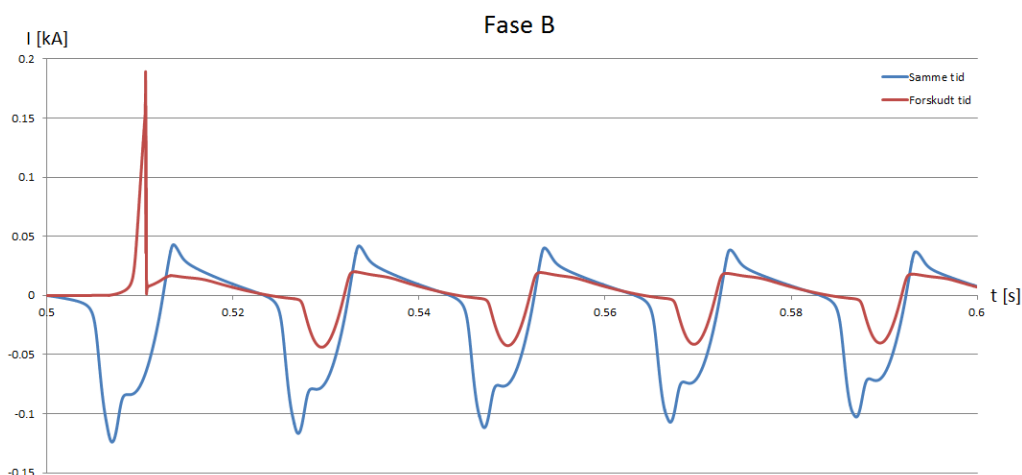


**Figur 6.6.** Viser *inrush* - strømmene i fase C for henholdsvis en indkobling ved samme tid (blå) og ved forskudt tid (røde).

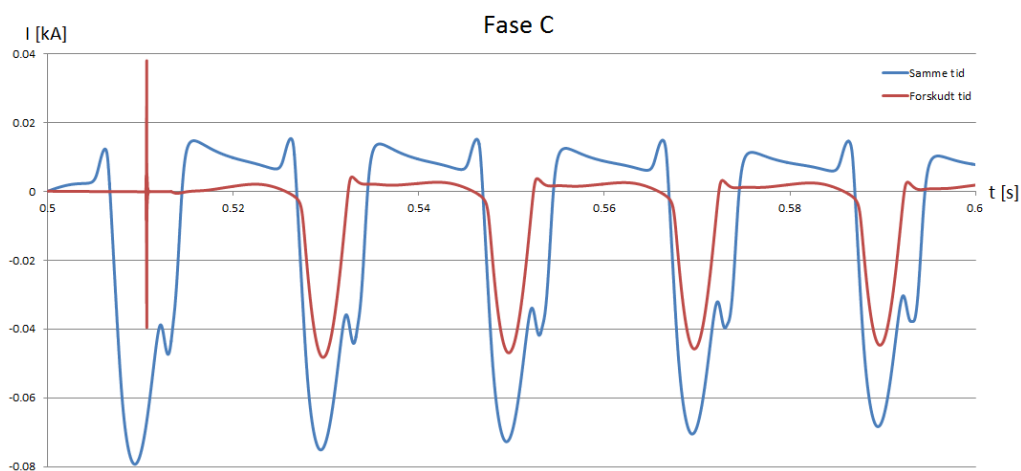




**Figur 6.7.** Viser et udsnit af *inrush* - strømmene i fase A for henholdsvis en indkobling ved samme tid (blå) og ved forskudt tid (røde).

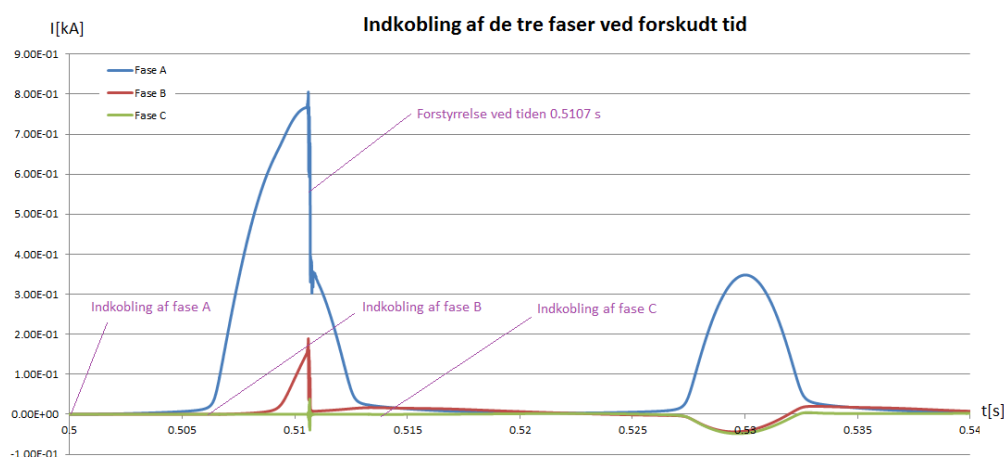


**Figur 6.8.** Viser et udsnit af *inrush* - strømmene i fase B for henholdsvis en indkobling ved samme tid (blå) og ved forskudt tid (røde).



**Figur 6.9.** Viser et udsnit af *inrush* - strømmene i fase C for henholdsvis en indkobling ved samme tid (blå) og ved forskudt tid (røde).

Ud fra graferne i figur 6.4 til 6.9 kan det konkluderes at graferne passer godt overens med teorien i afsnit 5.2. Som det forventes så er *inrush* - strømmene i fase A positive, mens de er overvejende negative i fase C. Derimod i fase B ligger *inrush* - strømmen i den indkobling ved samme tid, overvejende i det negative halvplan, mens *inrush* - strømmen for indkoblingen ved forskudt tid ligger mere centreret omkring nul-aksen. Derved kan det konkluderes, at når indkoblingen sker forskudt, så faserne bliver indkoblet når spændingen er i nul, vil *inrush* - strømmene være mere i overensstemmelse med teorien. Grunden til at det stemmer mere overens med teorien ved forskudt tid er, at faserne her bliver indkoblet når alle spændingerne er i nul, hvilket giver et mere synkront forløb mellem faserne, end hvis faserne var indkoblet hvor ikke alle spændingerne var i nul. Figur 6.10 viser alle tre faser, samt hvornår de bliver indkoblet.



**Figur 6.10.** Viser alle tre faser, hvor de bliver indkoblet med forskudt tid. Ved tiden 0.5107 s sker der en forstyrrelse, som skyldes en numerisk regnefejl i simuleringen. Der kan derfor ses bort fra denne afvigelse.

Som det ses i figur 6.10 bliver alle de tre faser indkoblet ved forskudt tid. Ved tiden 0.5107 s sker der en forstyrrelse i alle tre faser. Dette skyldes en numerisk regnefejl i simuleringen, og der kan derfor ses bort fra denne afvigelse.

Samtidig er *inrush* - strømmens amplitude mindre, når der indkobles med forskudt tid. Dette skyldes det jævnstrømskomposant, der bliver adderet til *inrush* - strømmene, når der indkobles på samme tid. Idet at spændingen og strømmen ikke er i nul ved indkoblingen, bliver strømmen nødt til at hoppe i værdi. Da det ikke er muligt for strømmen at hoppe pga. induktansen, bliver jævnstrømskomposanten nødt til at blive lagt til.

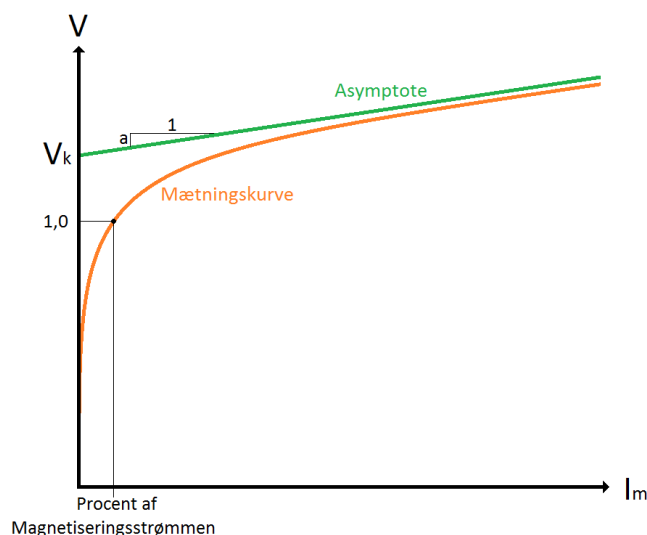
### 6.1.3 Case 3: Mætning af transformeren

I denne simulering bliver der ændret på mætningen i transformeren, for at se hvilken effekt det har på *inrush* - strømmene. Som tidligere beskrevet vil *inrush* - strømmene være afhængig af den mætning der ligger i transformeren. Der er lavet to simuleringer, hvor den ene er med de standard indstillinger, der ligger fast i programmet PSCAD. Den anden er med nogle mere realistiske værdier, som er hentet fra en Ph.d.-afhandling [da Silva, 2011]. Tabel 6.3 viser de anvendte værdier i simuleringen.

| Indstilling af mætningen      | Magnetiseringsstrøm $I_m$ [%] | Knæ-spænding $V_k$ [p.u.] | Mætningshældning $a$ [p.u.] | Spænding $V$ [kV] |
|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------|-----------------------------|-------------------|
| Standard værdier fra PSCAD    | 1                             | 1,17                      | 0,2                         | 150               |
| Værdier fra Ph.d-afhandlingen | 1                             | 1,1                       | 0,145                       | 150               |

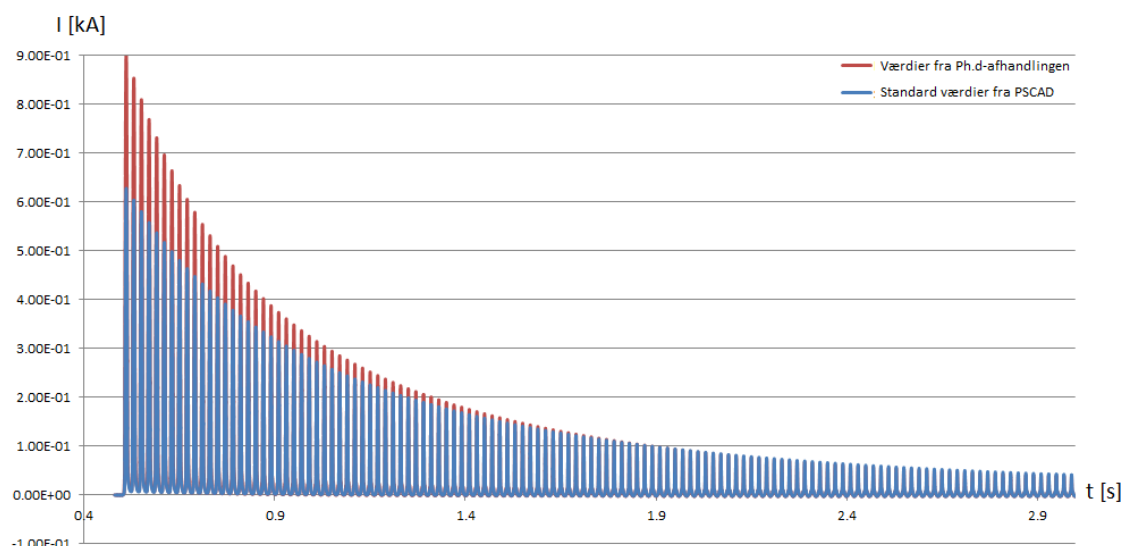
**Tabel 6.3.** Viser de forskellige værdier for simuleringen for mætningen i transformeren.

Magnetiseringsstrømmen ( $I_m$ ) er defineret ved at være den procentdel af den maksimale magnetiseringsstrøm, som er til stede, når spændingen er på 1,0 p.u. Base-spændingen er i det her tilfælde den nominelle spænding på 150 kV. Knæ-spændingen ( $V_k$ ) er den værdi på y-aksen, hvor asymptoten skærer igennem. Mætningshældningen ( $a$ ) er den hældning asymptoten har. Disse parametre er med til at forme den mætningskurve, der gør sig gældende for den enkelte transformer. Figur 6.11 viser sammenhængen for mætningskurven.

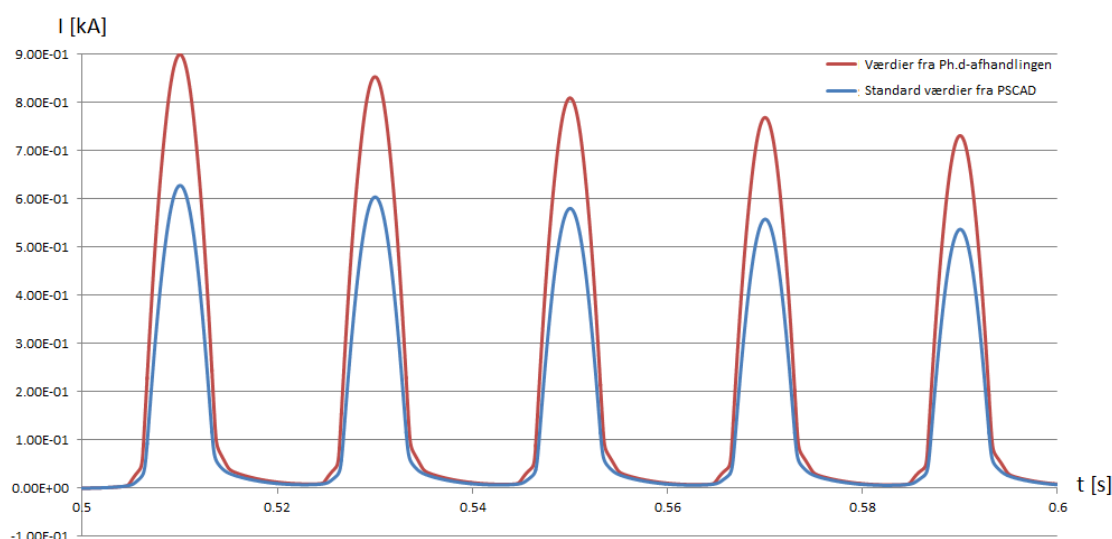


**Figur 6.11.** Viser mætningskurven for en transformer, som er bestemt ud fra følgende parametre; magnetiseringsstrømmen ( $V_m$ ) ved 1,0 p.u. af base-spændingen i procent, knæ-spændingen ( $V_k$ ), samt mætningshældningen ( $a$ ) [PSCAD, 2013].

Simuleringen kører i alt i 3 s og har en sampling tid på  $10 \mu s$ . Kortslutningseffekten er på 3000 MVA. Efter 0.5 s bliver transformeren indkoblet. Alle tre afbrydere tilkobler på akkurat samme tidspunkt. Her er spændingen igen nul ved fase A. Figur 6.12 og 6.13 viser graferne for *inrush* - strømmene for fase A på primærside af transformeren for begge simuleringer.



**Figur 6.12.** Viser *inrush* - strømmene for en transformer med mætningsparametre fra henholdsvis en standard opsætning med parametrene fra PSCAD (blå) og fra Ph.d.-afhandlingen (røde).



**Figur 6.13.** Viser et udsnit af *inrush* - strømmene for en transformer med mætningsparametre fra henholdsvis en standard opsætning med parametrene fra PSCAD (blå) og fra Ph.d.-afhandlingen (røde).

Ud fra graferne i figur 6.12 og 6.13 kan det ses, at ved standard indstillingen fra PSCAD af transformeren, vil *inrush* - strømmene være mindre end ved *inrush* - strømmene fra de realistiske værdier fra Ph.d.-afhandlingen. Dette giver god mening idet, at de realistiske værdier udformer en mætningskurve, som er lavere end den kurve der fremkommer fra standard værdierne. Derfor kan det konkluderes at jo lavere mætning en transformer har, jo højere bliver *inrush* - strømmene, hvilket stemmer ganske overens med teorien i afsnit 5.2.

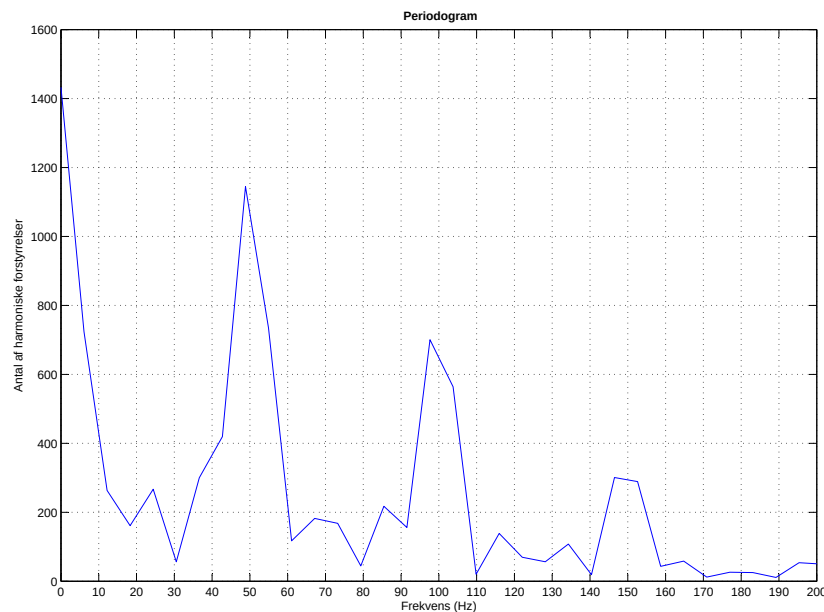
[PSCAD, 2013]

### 6.1.4 Detektering af *in rush*-strømmene i transformeren

For at differentielrelæet ikke opfatter alle *inrush* - strømmene som fejlstrømme, er det nødt til at kunne detektere disse *inrush* - strømme og adskille dem fra andre strømme. Som tidligere beskrevet, gøres dette ved at analysere de harmoniske forstyrrelser der er i *inrush* - strømmene. Det karakteristiske ved *inrush* - strømmene er, at de indeholder store mængder af 2. orden harmoniske forstyrrelser. Ved at anvende Diskret Fourier Transformation (FFT) kan alle de harmoniske elementer adskilles og samles i et periodogram. Metoden til at udregne FFT er vist i formel (6.3).

$$X(k) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) \cdot e^{-j2\pi kn/N}, \quad k = 0, 1, \dots, N-1 \quad (6.3)$$

Hvor  $N$  er antallet af måleværdier og  $n$  er den aktuelle måleværdi, Figur 6.14 viser et periodogram for *inrush* - strømmen ved indkobling af en transformator. Alle parametrene og indstillingerne er de samme, som ved det stærke netværk i Case 1-simuleringen i 1. model (afsnit 6.1.1).



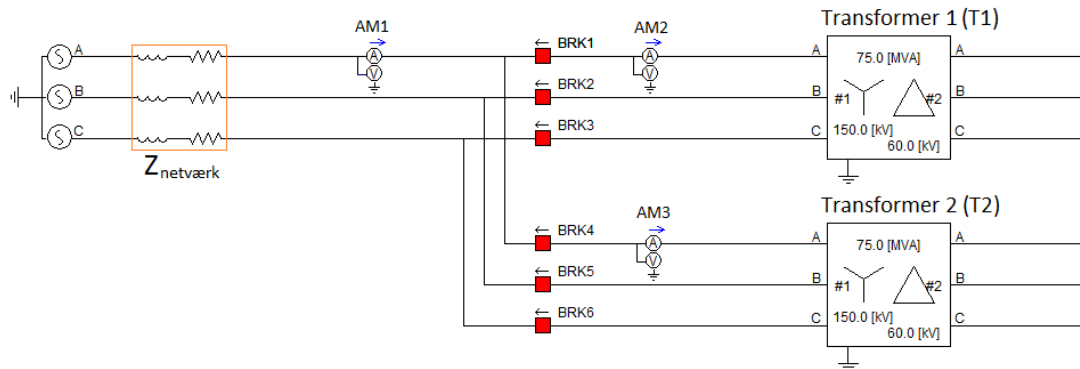
**Figur 6.14.** Viser de harmoniske forstyrrelser der er i *in rush*-strømmene ved indkobling af en transformator. Der er taget udgangspunkt i Case 1-simuleringen ved stærkt netværk.

Ud fra figur 6.14 kan det ses, at der i *in rush*-strømmen findes en stor mængde af 2. ordens harmoniske forstyrrelse (100 Hz). Samtidig findes der også en mindre koncentration af 3. ordens harmoniske forstyrrelse (150 Hz). Dette stemmer ganske godt overens med teorien om at *inrush* - strømme indeholder både 2.- og 3. ordens harmoniske forstyrrelser. Derudover ligger der også et højt DC-element, som skyldes den jævnstrømskomponent, der bliver adderet til ved indkoblingen.

[KREYSZIG, 2006]

## 6.2 2. model: Indkobling af en transformer parallelt med en i forvejen tilkoblet transformer på el-nettet

I denne model afprøves det hvordan *inrush* - strømmene er i en transformer, som bliver indkoblet parallelt med en i forvejen indkoblet transformer. Der laves en simulering, hvor det ændrede parameter er impedansen i netværket ( $Z_{\text{netværk}}$ ). Figur 6.15 viser den skematiske opstilling af modellen.



**Figur 6.15.** Viser den skematiske opstilling af 2. model, hvor en transformer bliver indkoblet parallelt med en i forvejen indkoblet transformer. I simuleringen af modellen ændres der på impedansen i netværket ( $Z_{\text{netværk}}$ ) [PSCAD, 2013].

### 6.2.1 Case 1: Forsyning fra henholdsvis stærkt og svagt netværk

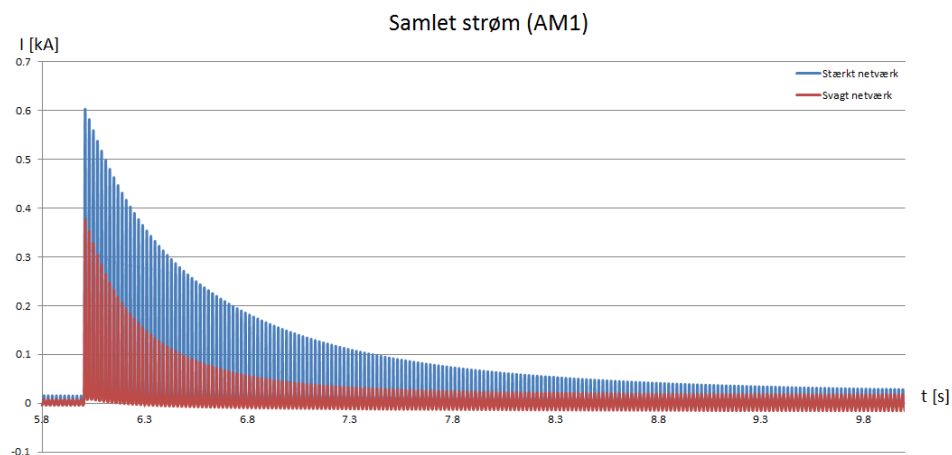
I denne simulering ændres der på netværkets impedans ( $Z_{\text{netværk}}$ ) for at se hvilken indflydelse den har på *inrush* - strømmene i henholdsvis den første og anden transformer. Parametrene for henholdsvis det svage og stærke netværk er de samme, som ved simuleringen i Case 1 i 1. model (afsnit 6.1.1). Tabel 6.4 viser værdierne for simulering.

| Netværk | kortslutningseffekt<br>$S$ [MVA] | Resistans<br>$R$ [ $\Omega$ ] | Induktans<br>$L$ [H] | Spænding<br>$V$ [kV] | Frekvensen<br>$f$ [Hz] |
|---------|----------------------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------|------------------------|
| Stærk   | 3000                             | 2,239                         | 0,0713               | 150                  | 50                     |
| Svag    | 1000                             | 6,717                         | 0,214                | 150                  | 50                     |

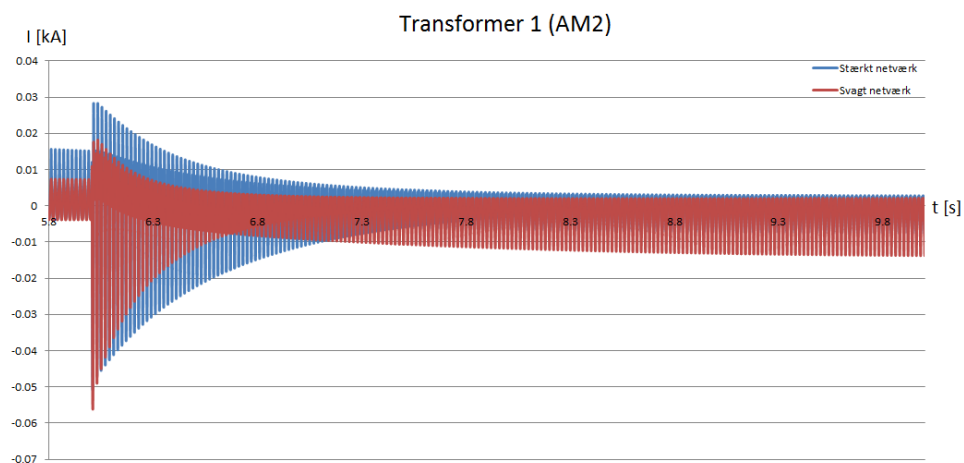
**Tabel 6.4.** Viser de forskellige værdier for simuleringen ved henholdsvis et stærkt og svagt netværk.

Simuleringen kører i alt i 10 s og har en sampling tid på 10  $\mu\text{s}$ . Efter 0,5 s bliver den første transformer (T1) indkoblet, mens den anden transformer (T2) bliver indkoblet efter 6 s. Alle tre afbrydere tilkobler på akkurat samme tidspunkt for begge transformere. Ved indkoblingen er spændingen i fase A i nul. Figur 6.16 til 6.21 viser graferne for *inrush* - strømmene (AM3) og *sympathetic inrush* - strømmene (AM2) for fase A på primærside

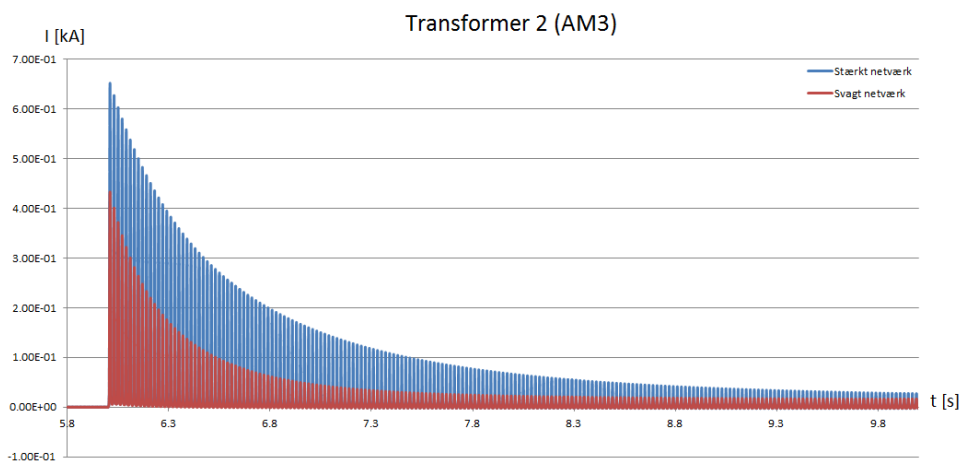
af transformerne for begge simuleringer. Endvidere ses den samlet strøm (AM1) også. Graferne viser den periode, hvor den anden transformer bliver indkoblet.



**Figur 6.16.** Viser *inrush* - strømmene i fase A for den samlede strøm ved henholdsvis et stærkt netværk (blå) og et svagt netværk (røde).

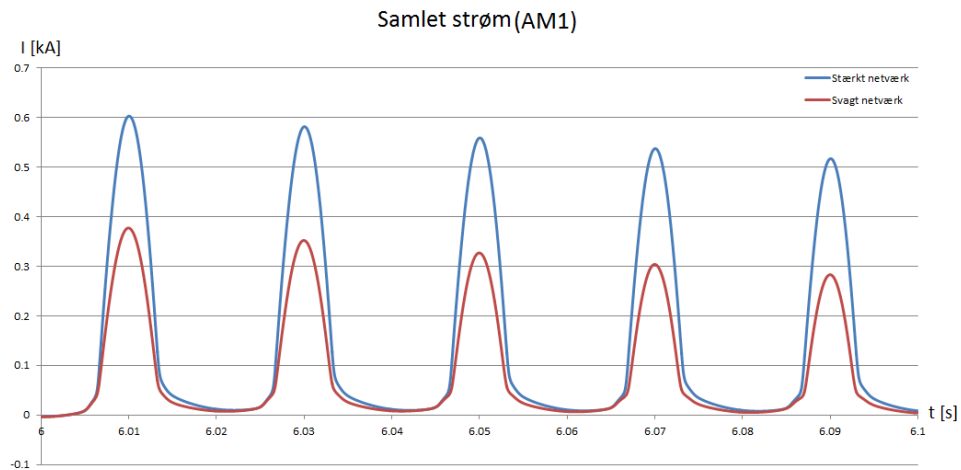


**Figur 6.17.** Viser *sympathetic inrush* - strømmene i fase A for den første transformer ved henholdsvis et stærkt netværk (blå) og et svagt netværk (røde).

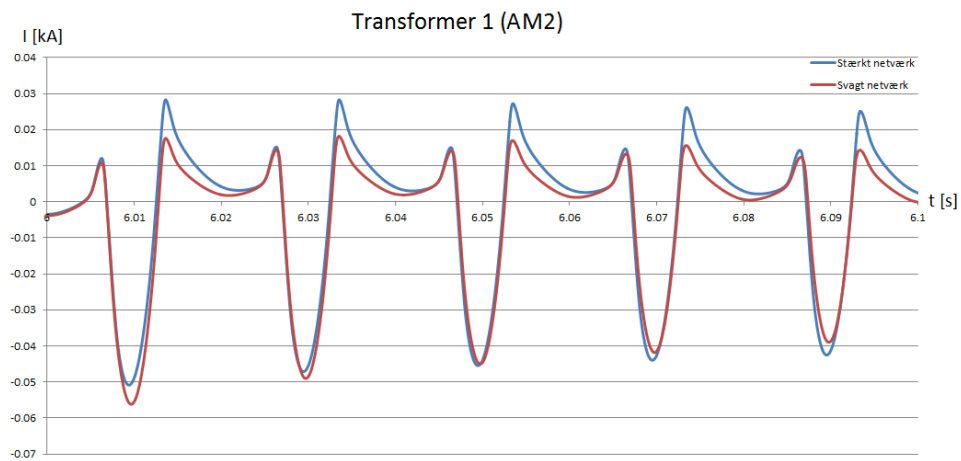


**Figur 6.18.** Viser *inrush* - strømmene i fase A for den anden transformer ved henholdsvis et stærkt netværk (blå) og et svagt netværk (røde).

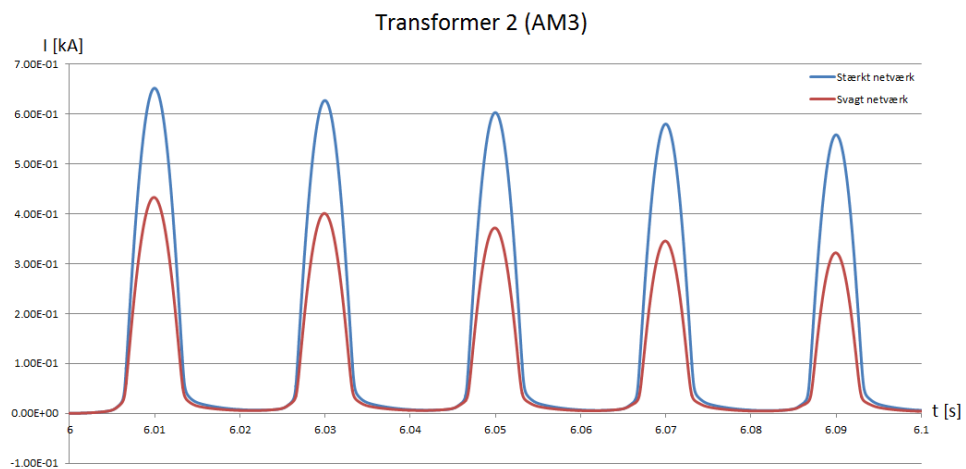




**Figur 6.19.** Viser et udsnit af *inrush* - strømmene for den samlede strøm ved henholdsvis et stærkt netværk (blå) og et svagt netværk (røde).



**Figur 6.20.** Viser et udsnit af *sympathetic inrush* - strømmene for den første transformer ved henholdsvis et stærkt netværk (blå) og et svagt netværk (røde).



**Figur 6.21.** Viser et udsnit af *inrush* - strømmene for den anden transformer ved henholdsvis et stærkt netværk (blå) og et svagt netværk (røde).

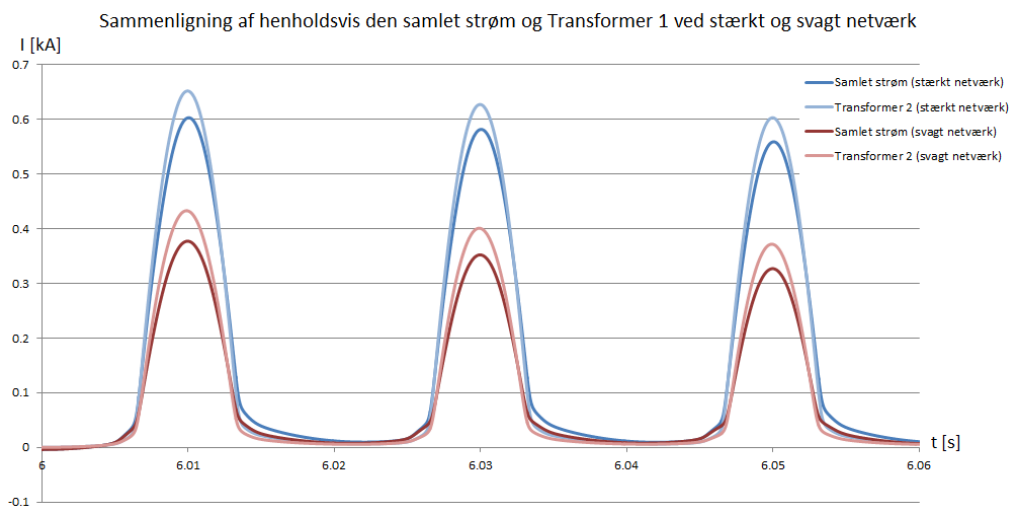
Ud fra graferne i figur 6.16 til 6.21 ses det, at *inrush* - strømmene og *sympathetic inrush* - strømmene passer ganske godt overens med teorien i afsnit 5.2. Det ses at når den anden transformer (T2) bliver indkoblet, vil der løbe en negativ strøm fra den første transformer (T1), hvilket er i overensstemmelse med teorien. Samtidig ses det, at der leveres en større procentdel strøm fra el-nettet til den anden transformer (T2) ved det stærke netværk end ved det svage netværk, hvilket også svare overens med teorien. Ved det svage netværk er impedansen større, og derved bliver den leverede strøm også mindre.

For at finde den procentvise forskel mellem de samlede strømme fra el-nettet og *inrush* - strømmene fra den anden transformer (T2), findes først middelværdien af hver graf i henholdsvis figur 6.19 og 6.21. Herefter trækkes middelværdierne for de samlede strømme ( $I_{s-mid}$ ) fra *inrush* - strømmene i den anden transformer (T2) ( $I_{T2-mid}$ ). Herefter kan den procentvise forskel mellem de samlede strømme fra el-nettet og *inrush* - strømmene i den anden transformer (T2) findes. Værdierne fra udregningen vises i tabel 6.5.

| Netværk | Middelværdi-<br>Transformer 2<br>$I_{T2-mid}$ [kA] | Middelværdi-<br>Samlede strøm<br>$I_{s-mid}$ [kA] | Differencen<br>$I_{T2-mid} - I_{s-mid}$<br>[kA] | Procentvise<br>forskul i forhold til<br>til $I_{T2-mid}$ [%] |
|---------|----------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Stærk   | 0,1446                                             | 0,144                                             | 0,00223                                         | <b>1,54</b>                                                  |
| Svag    | 0,08743                                            | 0,08287                                           | 0,00456                                         | <b>5,22</b>                                                  |

**Tabel 6.5.** Viser middelværdierne for graferne i figur 6.19 og 6.21, samt den procentvise afvigelse mellem middelværdierne for de samlede strømme ( $I_{s-mid}$ ) og middelværdierne for *inrush*-strømmene i transformer 2 ( $I_{T2-mid}$ ).

Ud fra de procentvise afvigelser i tabel 6.5 kan det tydeligt ses, at det stærke netværk leverer mere strøm end det svage netværk. Derved leverer den første transformer (T1) mere strøm til den anden transformer (T2) i det svage netværk end i det stærke netværk. Figur 6.22 understøtter værdierne fra tabel 6.5, hvor henholdsvis den samlede strøm og strømmen fra den første transformer (T1) fra begge simuleringer er vist.



**Figur 6.22.** Viser henholdsvis den samlede strøm og strømmen fra den første transformer (T1) fra henholdsvis det stærk og svage netværk. Det ses at forskellen mellem strømmene er størst ved det svage netværk (røde grafer) end ved det stærke netværk (blå grafer).

Ud fra figur 6.22 ses det at forskellen mellem strømmene er størst ved det svage netværk, end det er ved det stærke netværk.

### 6.3 3. model: Kortslutning lige efter en transformer

I denne model afprøves det hvordan kortslutningsstrømmene er i en transformer, når der laves henholdsvis en kortslutning mellem en fase til jord, og en kortslutning mellem to faser. Begge kortslutninger bliver indkoblet når transformeren er belastet med en effekt på 3x10 MW. Der laves to simuleringer ved hver kortslutning. Der ændres i disse to simuleringer på den tid, hvor kortslutningen bliver indkoblet. Der laves en indkobling når den nominelle strøm er ved henholdsvis 0° grader og ved 90° grader. Værdierne for de to simuleringer ses i tabel 6.6.

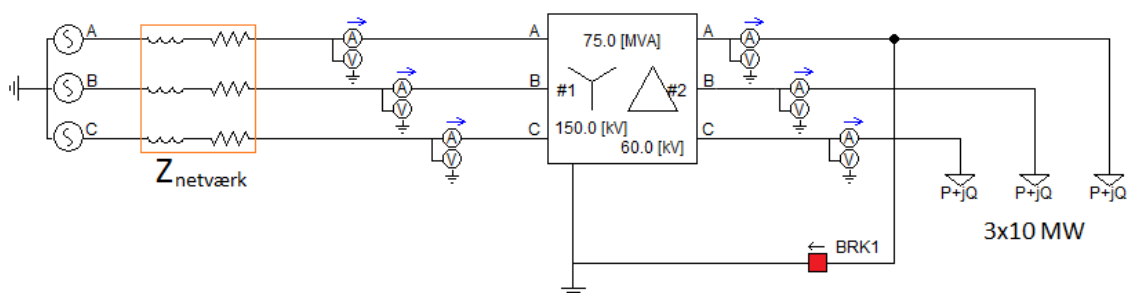
| Indkobling vinkel | kortslutningseffekt $S$ [MVA] | Resistans $R$ [ $\Omega$ ] | Induktans $L$ [H] | Indkoblingstid $t$ [s] |
|-------------------|-------------------------------|----------------------------|-------------------|------------------------|
| 0° grader         | 3000                          | 2,239                      | 0,0713            | 0.42033                |
| 90° grader        | 3000                          | 2,239                      | 0,0713            | 0.42531                |

**Tabel 6.6.** Viser de forskellige værdier for simuleringerne ved henholdsvis en indkobling af kortslutningen ved 0° grader og ved 90° grader.

Begge simuleringer kører i 2 s og har en sampling tid på 10  $\mu$ s. Kortslutningen indkobler efter den respektive tid (se tabel 6.6) og alle afbrydere indkobler på samme tid.

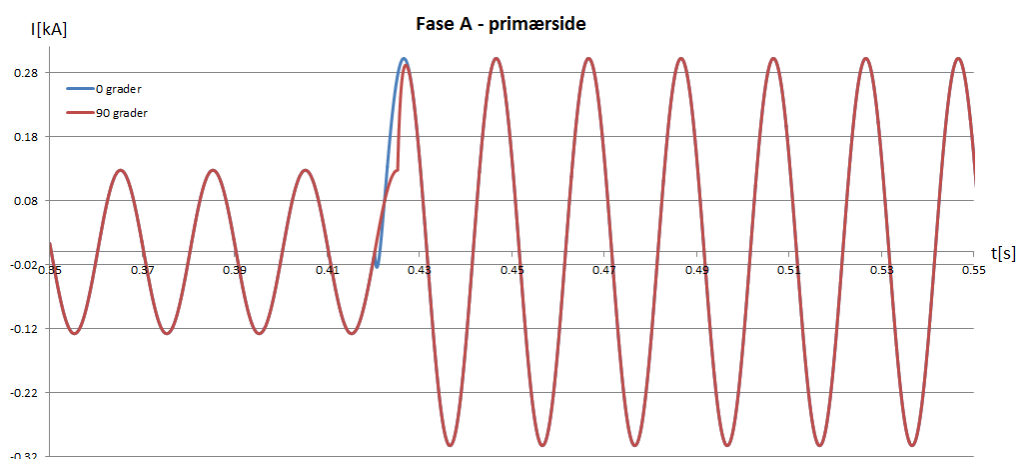
#### 6.3.1 Case 1: Kortslutning mellem en fase og jord (L-G)

I denne simulering laves der en kortslutning efter transformeren mellem fase A og jorden. Figur 6.23 viser den skematiske opstilling af modellen.

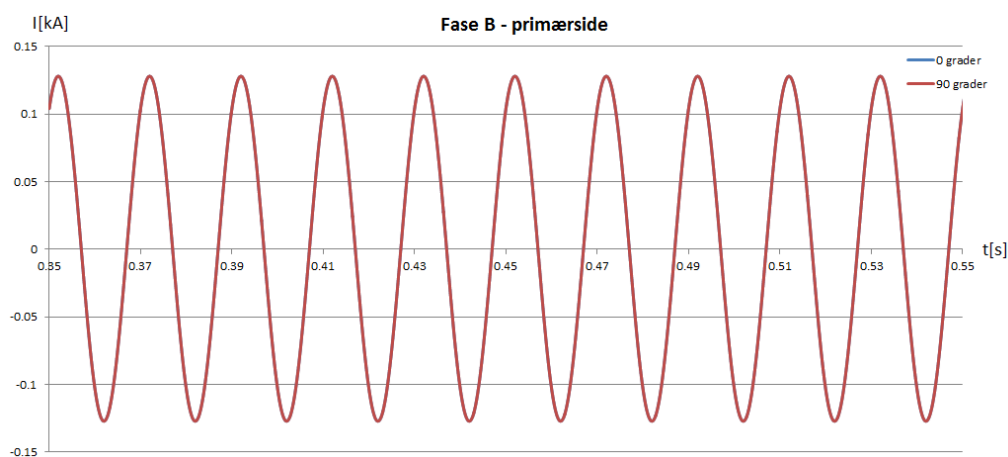


**Figur 6.23.** Viser den skematiske opstilling af 3. model/case 1, hvor der indkobles en kortslutning mellem fase A og jorden. Transformeren er tilkoblet en belastning på 3x10 MW. Kortslutningen bliver både indkoblet når den nominelle strøm er på 0° grader og på 90° grader for fase A [PSCAD, 2013].

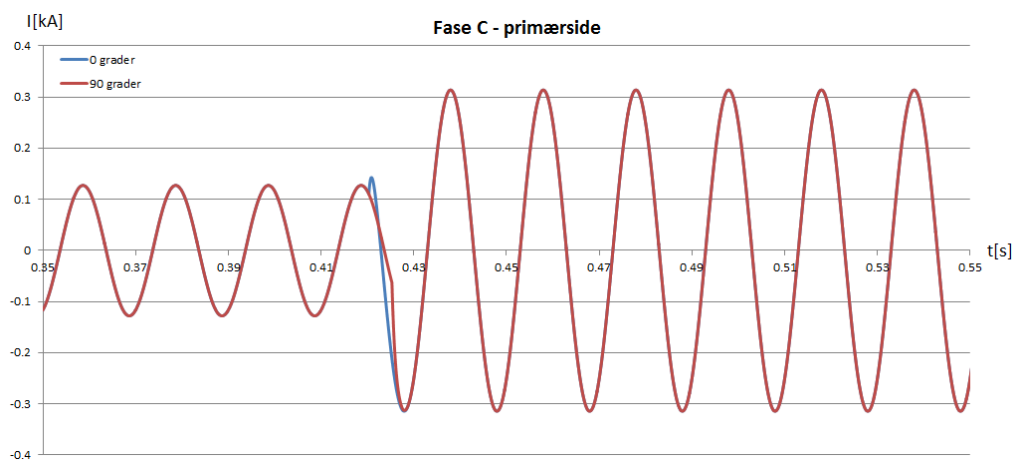
Figur 6.24 til 6.29 viser graferne for kortslutningsstrømmene for både primær- og sekundærsiden af transformeren. Kortslutningen bliver indkoblet når den nominelle strøm er på henholdsvis 0° grader og 90° grader for fase A.



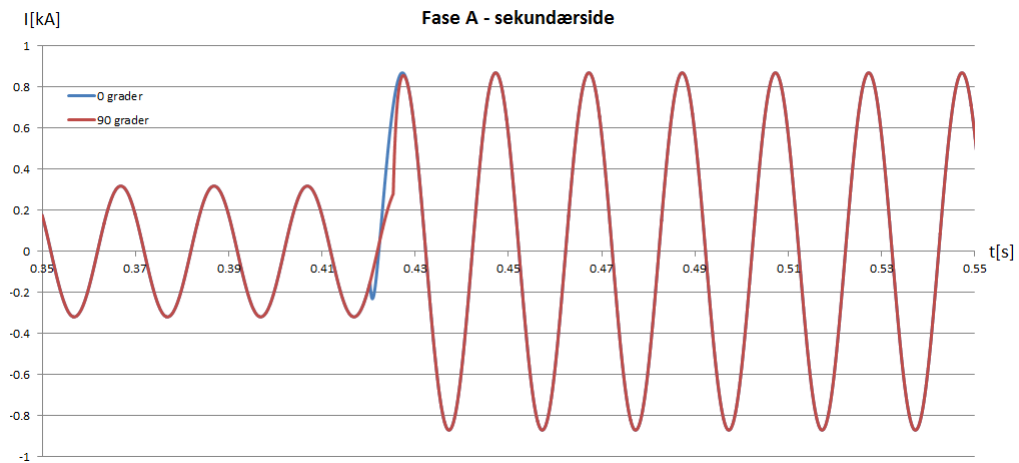
**Figur 6.24.** Viser kortslutningsstrømmen (L-G) for fase A i primærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).



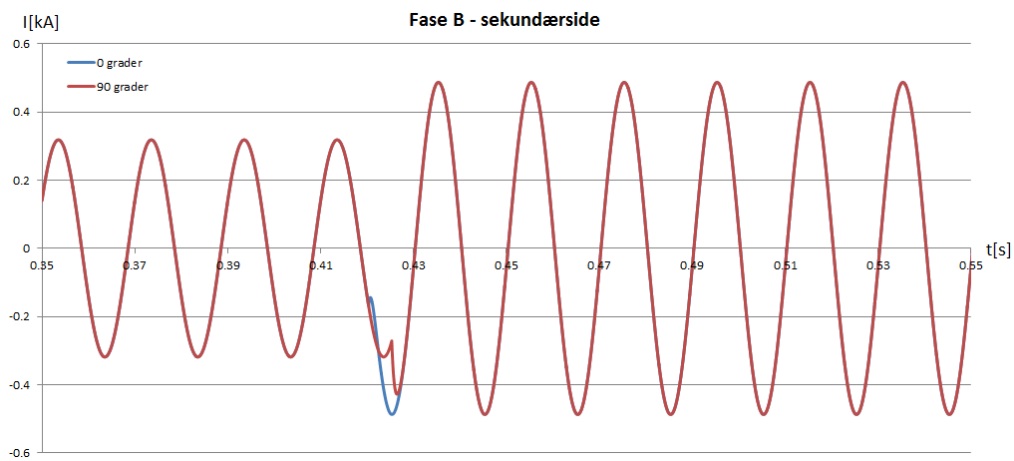
**Figur 6.25.** Viser kortslutningsstrømmen (L-G) for fase B i primærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).



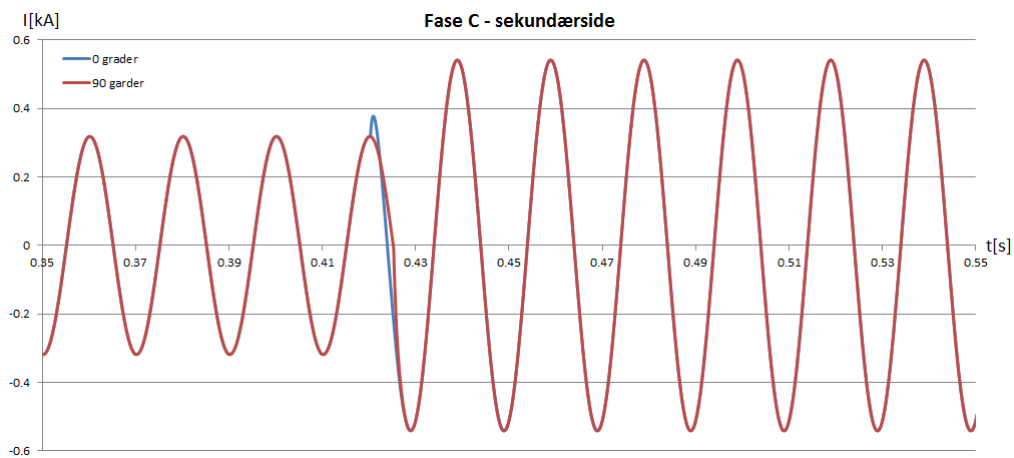
**Figur 6.26.** Viser kortslutningsstrømmen (L-G) for fase C i primærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).



**Figur 6.27.** Viser kortslutningsstrømmen (L-G) for fase A i sekundærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).

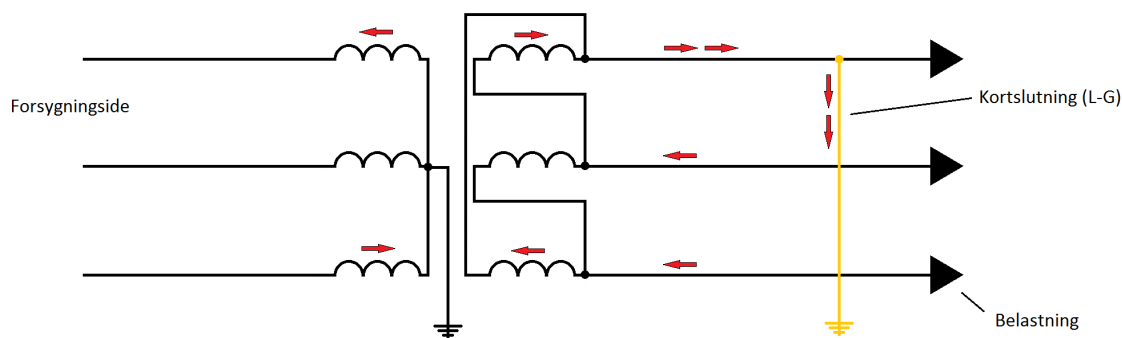


**Figur 6.28.** Viser kortslutningsstrømmen (L-G) for fase B i sekundærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).



**Figur 6.29.** Viser kortslutningsstrømmen (L-G) for fase C i sekundærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).

Ud fra graferne i figur 6.24 til 6.29 ses det at en kortslutning mellem en fase og jorden influerer alle faserne på sekundærside. Fase A på sekundærside bliver ca. dobbelt så stor, mens de andre to faser på sekundærside bliver forøget med ca. 60-70 %. På primærside bliver fase A og C ca. 130-140 % højere modsatrettet af hinanden, mens fase B forbliver uændret. For at forstå denne type kortslutning bedre, kan der med fordel tegnes et pilestrømskredsløb, som ses i figur 6.30.



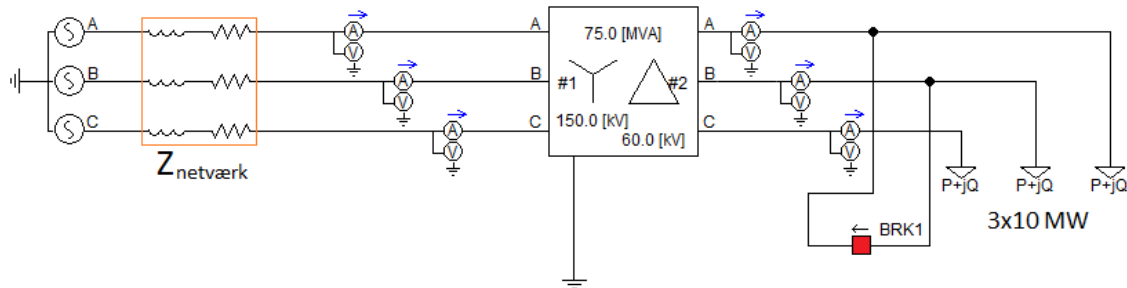
**Figur 6.30.** Viser pilestrømskredsløbet for en kortslutning mellem en fase og jorden.

Ud fra pilestrømskredsløbet kan det ses, hvordan strømmene i de forskellige faser på henholdsvis primær- og sekundærside af transformeren opfører sig. Pilene repræsenterer den forøgelse, som hver fase har fået. Summen af alle pilene på henholdsvis primær- og sekundærside skal give nul. Derved ses det at strømmen er nødt til at stige i fase B og C, for at kortslutningsstrømmen i fase A kan opnå sit niveau.

Ved denne type kortslutning har indkoblingsvinklen ikke den store betydning. Det ses at der ikke opstår nogen jævnstrømskomponent ved indkoblingen ved nogen af vinklerne. Dette er pga. at kortslutningsimpedansen i jorden er meget lille i denne simulering, og kan næsten betegnes som ideel. Hvis jordimpedansen havde været mere induktiv, ville der have været en jævnstrømskomponent, som det står beskrevet i afsnit 4.3.

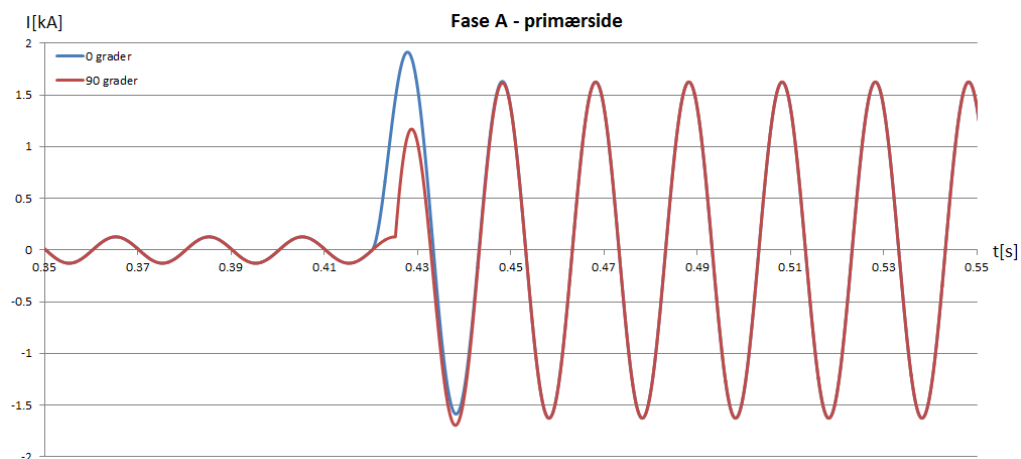
### 6.3.2 Case 2: Kortslutning mellem to faser (L-L)

I denne simulering laves der en kortslutning efter transformeren mellem fase A og fase B. Figur 6.31 viser den skematiske opstilling af modellen.

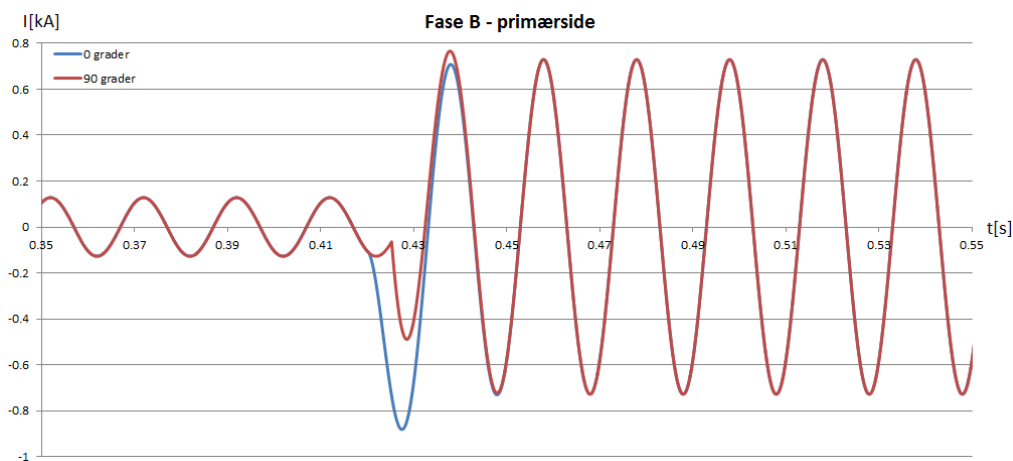


**Figur 6.31.** Viser den skematiske opstilling af 3. model/case 2, hvor der indkobles en kortslutning mellem fase A og fase B. Transformeren er tilkoblet en balastning på 3x10 MW. Kortslutningen bliver både indkoblet når den nominelle strøm er på 0° grader og på 90° grader for fase A [PSCAD, 2013].

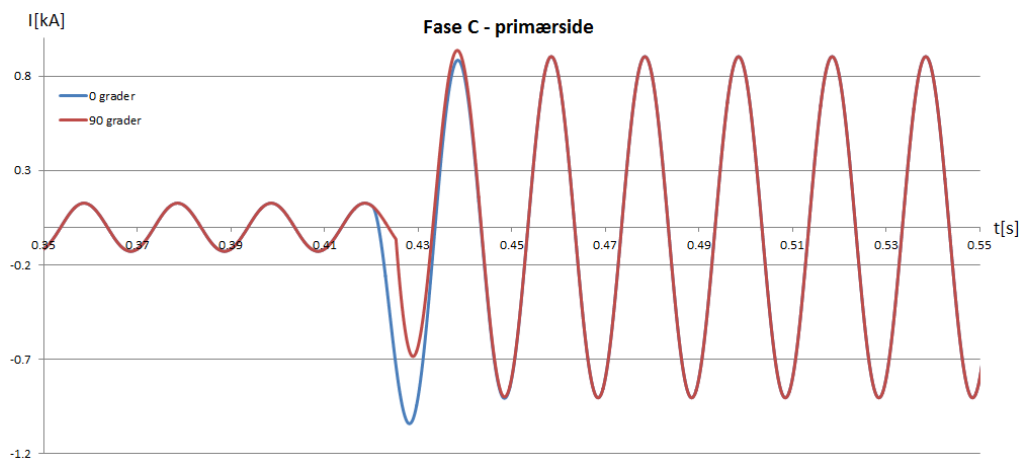
Figur 6.32 til 6.37 viser graferne for kortslutningsstrømmene for både primær- og sekundærsiden af transformeren. Kortslutningen bliver indkoblet når den nominelle strøm er på henholdsvis 0° grader og 90° grader for fase A.



**Figur 6.32.** Viser kortslutningsstrømmen (L-L) for fase A i primærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).

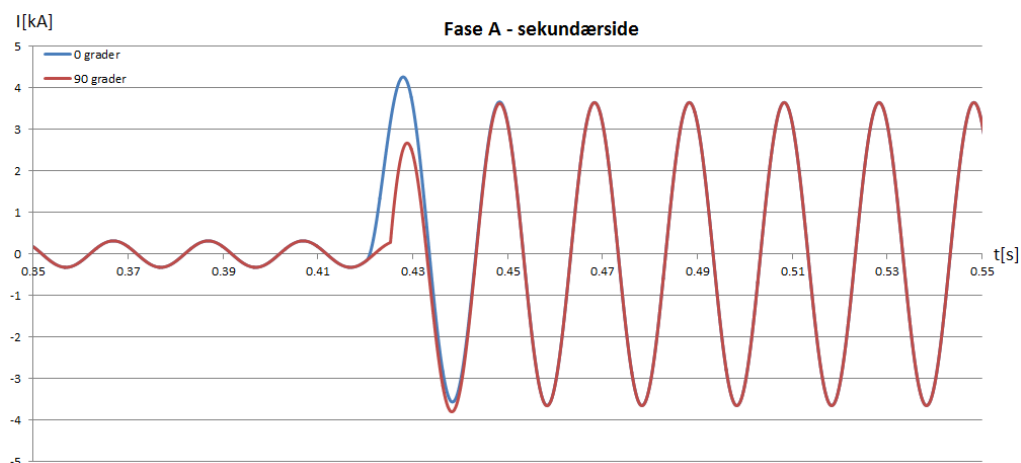


**Figur 6.33.** Viser kortslutningsstrømmen (L-L) for fase B i primærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).

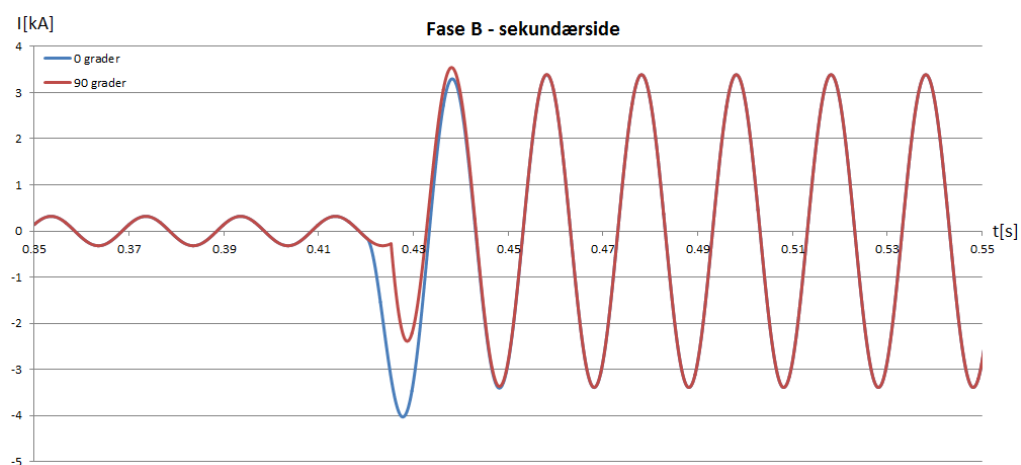


**Figur 6.34.** Viser kortslutningsstrømmen (L-L) for fase C i primærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).

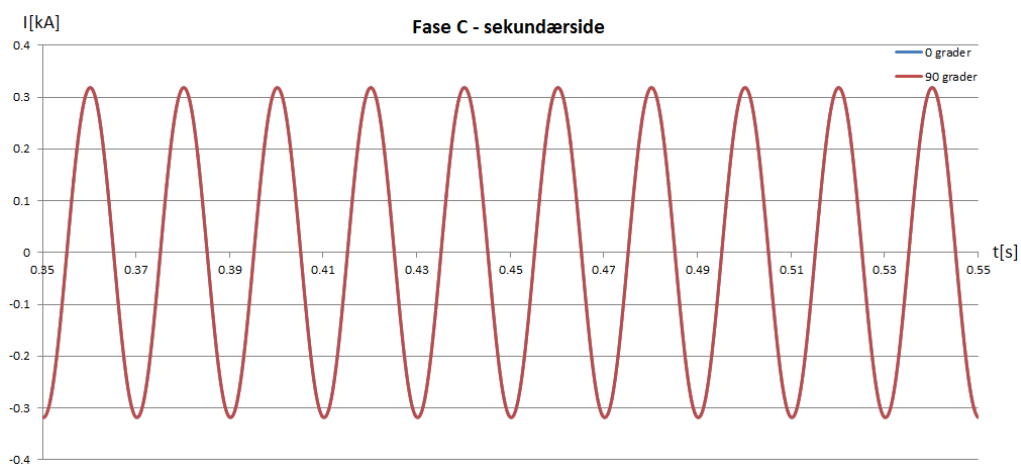




**Figur 6.35.** Viser kortslutningsstrømmen (L-L) for fase A i sekundærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).

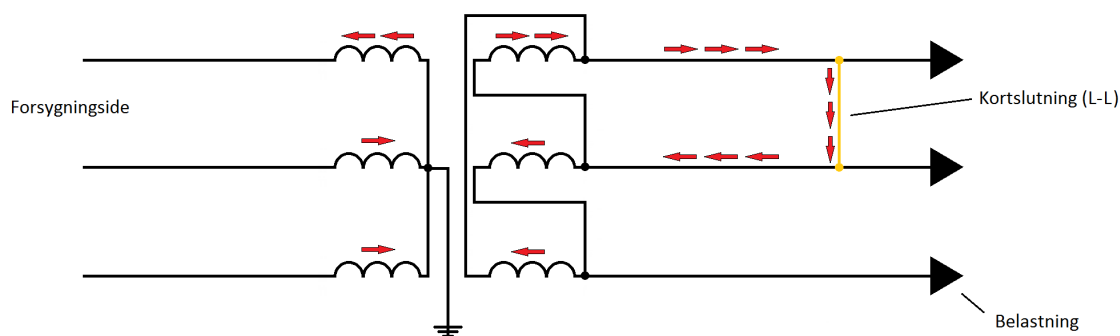


**Figur 6.36.** Viser kortslutningsstrømmen (L-L) for fase B i sekundærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).



**Figur 6.37.** Viser kortslutningsstrømmen (L-L) for fase C i sekundærside for indkobling ved henholdsvis  $0^\circ$  grader (blå) og  $90^\circ$  grader (røde).

Ud fra graferne i figur 6.32 til 6.37 ses det at en kortslutning mellem to faser influerer de to involverede faser (A og B) på sekundærside af transformeren. Samtidig bliver fase C på sekundærside ikke influeret, da den ikke er involveret i selve kortslutningen. Faserne A og B på sekundærside bliver ca. 1000 % højere, bare modsatrettet af hinanden. På primærside bliver fase A ca. 1100 % højere, mens faserne B og C tilsammen bliver ca. 1100 % højere, bare modsatrettet af fase A. På samme måde som i kortslutningen mellem en fase og jorden i afsnit 6.3, kan der tegnes et pilestrømkredsløb, som giver et overblik over hvorledes strømmen opfører sig i denne kortslutning. Dette ses i figur 6.38.



**Figur 6.38.** Viser pilestrømskredsløbet for en kortslutning mellem to faser.

Det ses i denne kortslutning, at strømmen er væsentlig større end ved en fase til jord fejl.

Ved denne type kortslutning har indkoblingsvinklen en mere væsentlig betydning. Det ses, at ved en indkobling ved  $0^\circ$  grader, kommer der en jævnstrømskomponent, mens der ingen kommer ved  $90^\circ$  graders indkobling. Grunden til at der her kommer en jævnstrømskomponent her er, at kortslutningen sker sammen med en anden fase, hvor strømmen er forskudt iforhold til den første fase. Og pga. den induktans, der ligger i transformeren, så kan strømmen ikke pludselig ændre sig. Derfor er der nødt til at komme en jævnstrømskomponent.

# Praktisk afprøvning af differentielrelæet 7

---

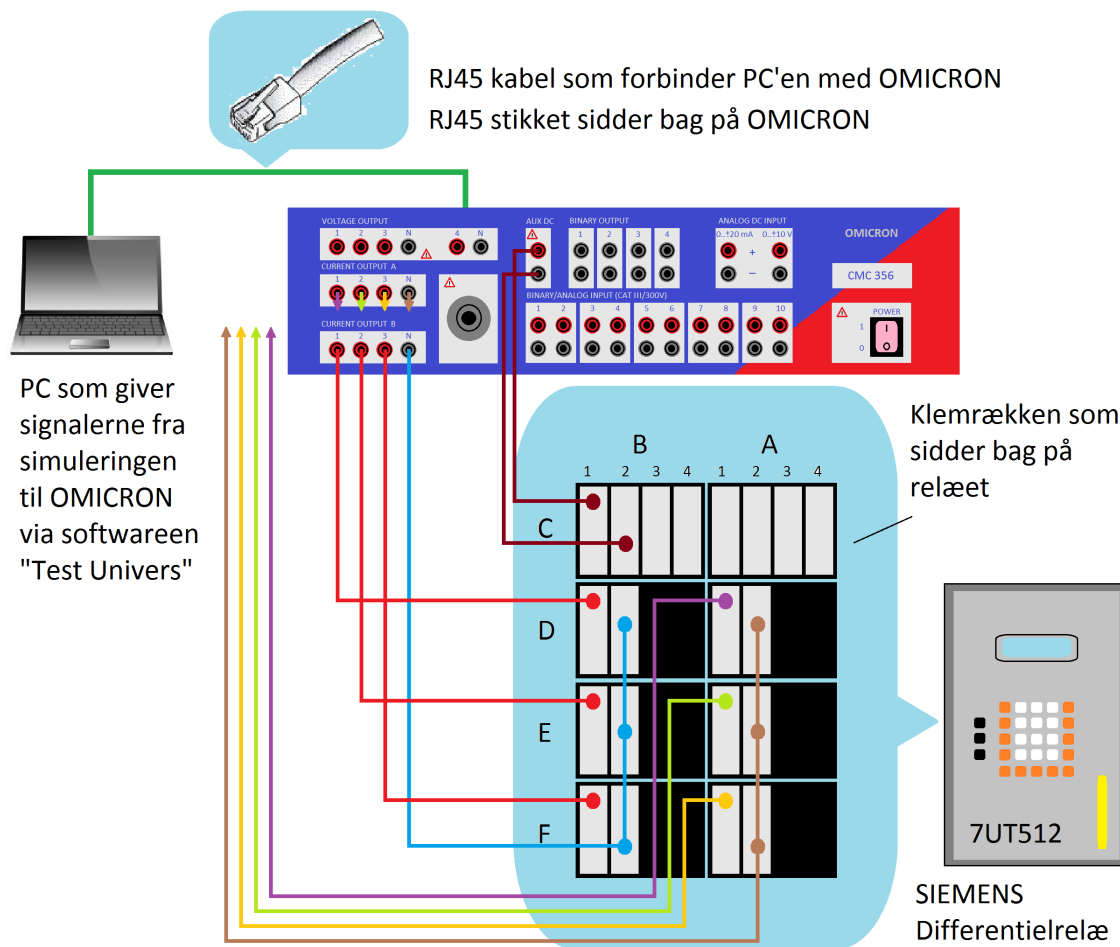
I dette kapitel vil den praktiske afprøvning af differentielrelæet blive beskrevet. Der vil blive udført afprøvning af relæet, hvor det udsættes for *inrush* - strømme og *sympathetic inrush* - strømme, samt høje kortslutningsstrømme. Desværre blev relæet defekt under opstillingen, så dele af den praktiske afprøvning bliver kun beskrevet hypotetisk. Til sidst i kapitlet vil der komme en beskrivelse af, hvordan et differentielrelæ bliver indstillet.

## 7.1 Afprøvning af relæet

Der foretages i alt fire afprøvninger, som tilsvarende de tre simuleringer, der er lavet i kapitel 6. Al data fra afprøvningerne er at finde på CD'en i bilag B. De fire afprøvninger er følgende.

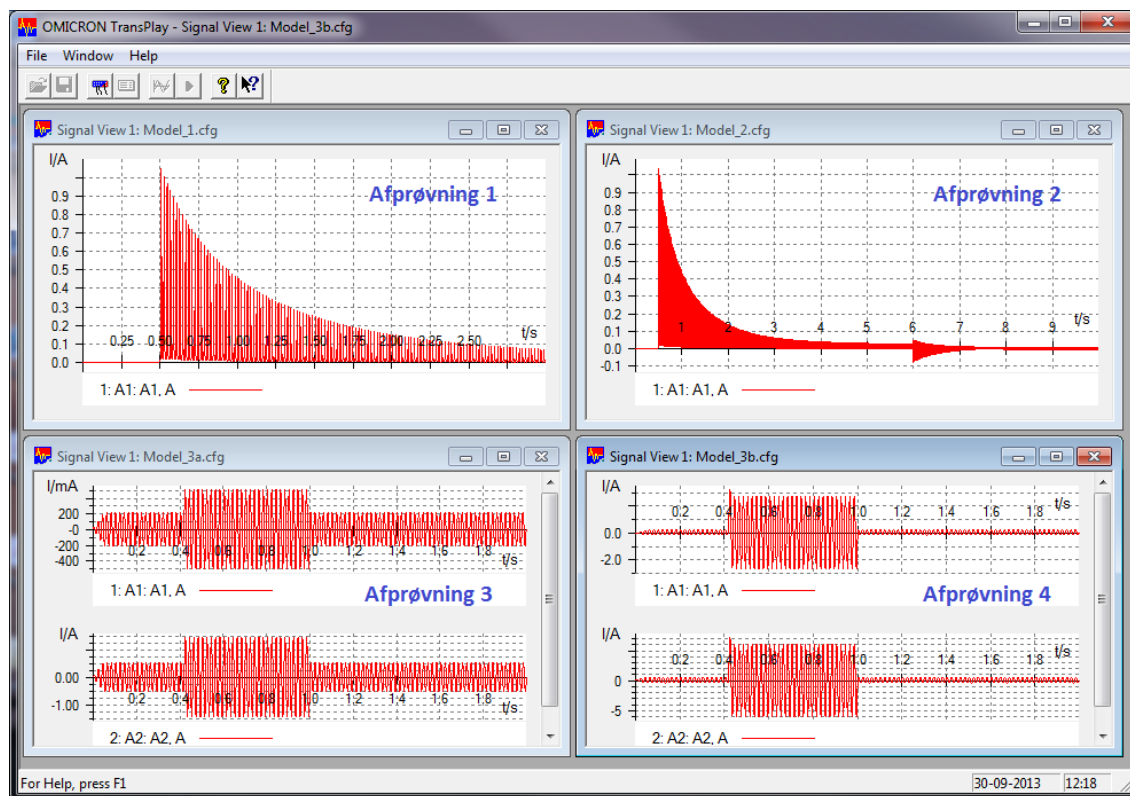
- **Afprøvning 1:** *Inrush* - strøm med data fra stærkt netværk case 1 i model 1 (afsnit 6.1.1).
- **Afprøvning 2:** *Sympathetic inrush* - strøm med data fra stærkt netværk i case 1 i model 2 (afsnit 6.2.1).
- **Afprøvning 3:** kortslutningsstrøm med data fra indkobling ved  $0^\circ$  grader i fase A på primær- og sekundærside i case 1 i model 3 (afsnit 6.3.1).
- **Afprøvning 4:** kortslutningsstrøm med data fra indkobling ved  $0^\circ$  grader i fase A på primær- og sekundærside i case 2 i model 3 (afsnit 6.3.2).

Afprøvningsopstillingen ses i figur 7.1.



**Figur 7.1.** Viser opstillingen af afprøvningerne på relæet.

Al data fra simuleringen bliver konverteret om til en *comtrade*-fil via PSCAD, som så bliver lagt over i softwaren Test Univers, som så sender signalet videre til OMICRON via et RJ45 kabel. Derfra kan OMICRON så genere de samme signaler, som der er i simuleringerne. Disse signaler kommer ud af *CURRENT OUTPUT A* og går over i klemrækkerne AD, AE og AF på relæet, som det er vist i figur 7.1. *CURRENT OUTPUT B* refererer til de strømme der kommer ud af sekundærsiden på transformeren og går til klemrækkerne BD, BE og BF. Selve relæet bliver forsynet med en DC-spænding på enten 60/110/125 VDC, som også kommer fra OMICRON. Dette er ligeledes vist i figur 7.1. Figur 7.2 viser de fire signaler fra simuleringerne, som Test Univers sender til relæet via OMICRON.



**Figur 7.2.** Viser de fire signaler fra simuleringerne, som Test Univers sender til relæet via OMICRON. Øverst til venstre (Afprøvning 1) ses signalet fra model 1/case 1. Øverst til højre (Afprøvning 2) ses signalet fra model 2/case 1. Nederst til venstre (Afprøvning 3) ses signaler fra fase A i model 3/case 1. Nederst til højre (Afprøvning 4) ses signaler fra fase A i model 3/case 2 [Univers, 2013].

Omregningsforholdet i strømtransformerne sættes til at være på 600/1 på henholdsvis primær- og sekundærsideside af transformeren.

Da det ikke var muligt at afprøve signaler i relæet, vil resten af afprøvningen foregå hypotetisk. I bilag A vil en beskrivelse af forberedelserne til afprøvningerne blive foretaget.

### Forventet resultat af afprøvning 1 og 2

Ved disse afprøvninger forventes det, at relæet ikke tripper, idet at relæet vil opfange at både *inrush* - strømmene og *sympathetic inrush* - strømmen har en høj koncentration af 2. ordens harmonisk forstyrrelse. Samtidig er strømmene ikke særlig høje, da indkoblingen sker på et tidspunkt, hvor der ingen belastning er på transformerne.

### Forventet resultat af afprøvning 3 og 4

Ved disse afprøvninger forventes det heller ikke at relæet tripper idet, at kortslutningen sker ekstern efter transformeren. Ved sammenligning af strømmene på henholdsvis primær- og sekundærside af transformeren efter omregningen, som står beskrevet i afsnit 5.2.2, vil de have samme værdi og derved ikke trippe.

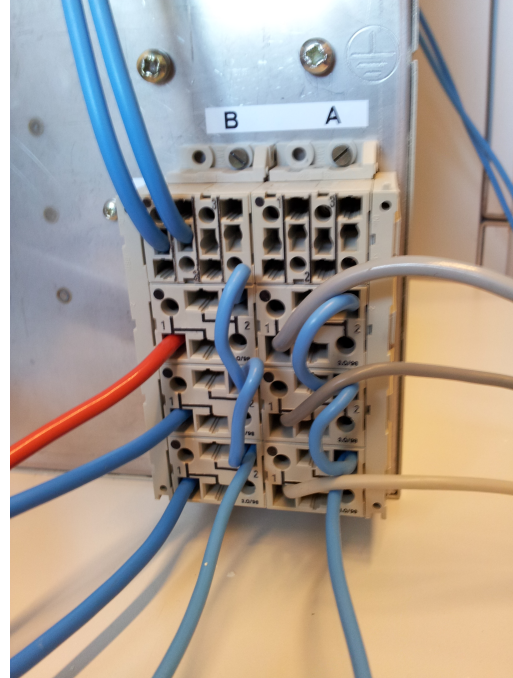
## 7.2 Indstilling af relæet

Det differentielrelæ der er brugt i denne opstilling er følgende og vist i figur 7.3 og 7.4.

### SIEMENS SIPROTEC V3.0 - 7UT5121-4CB01-0AA0/LL



**Figur 7.3.** Viser differentielrelæet: *SIEMENS SIPROTEC V3.0 - 7UT5121-4CB01-0AA0/LL* (forfra).



**Figur 7.4.** Viser differentielrelæet: *SIEMENS SIPROTEC V3.0 - 7UT5121-4CB01-0AA0/LL* (bagfra).

Relæet er specielt designet til at beskytte transformere, generatorer og samleskinner med to vindinger. Relæet har yderlig følgende data, som er vist i tabel 7.1.

| Nominel strøm<br>$I_N$ [A] | Nominel frekvens<br>$f$ [Hz] | Forsyning<br>$U_N$ [Vdc] | Forbrug<br>$P$ [W] |
|----------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------------|
| 1                          | 50/60                        | 60/110/125               | 10/14              |

**Tabel 7.1.** Viser de forskellige parametre for differentielrelæet: *SIEMENS SIPROTEC V3.0 - 7UT5121-4CB01-0AA0/LL* [SIEMENS].

### 7.2.1 Data fra transformeren

For at differentielrelæet kan beskytte transformeren, er det nødvendigt at indstille transformerenes parametre i relæet. De parametre som relæet har behov for at vide for transformeren er følgende.

- Nominelle effekt i transformeren ( $S_N$ ) i [MVA].
- Nominelle spænding ( $S_N$ ) på henholdsvis primær- og sekundærside i [kV].
- Baseværdien af den nominelle strøm ( $I_N$ ), som løber gennem strømtransformeren på begge sider af transformeren i [A].
- Vektorgruppe som transformeren tilhører.
- Forbindelse til jord (nul-sekvens).

Som udgangspunkt er det altid den side af transformeren med det højeste spændingsniveau, som bliver referencepunkt i forhold til den anden vinding. Hvis vindingen er forbundet direkte til jord uden nogen former for spole imellem, skal relæet være sat til at medregne denne funktion.

Tabel 7.2 viser de data som relæet skal vide om henholdsvis primær- og sekundærvinding af transformeren. Der er anført hvilken relæ-kode indstillingen har i differentielrelæet.

| Parametre                                      | Vinding 1 | Vinding 2 | Relæ-kode |
|------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Nominelle effekt ( $S_N$ ) [MVA]               | 75        | 75        | 1103/1123 |
| Nominelle spænding ( $U_N$ ) [kV]              | 150       | 60        | 1102/1122 |
| Baseværdi af den nominelle strøm ( $I_N$ ) [A] | 289*      | 722*      | 1104/1124 |
| Vektorgruppe                                   | -         | 11        | -/1121    |
| Forbindelse til jord (nul-sekvens)             | TIL       | FRA       | 1106/1126 |

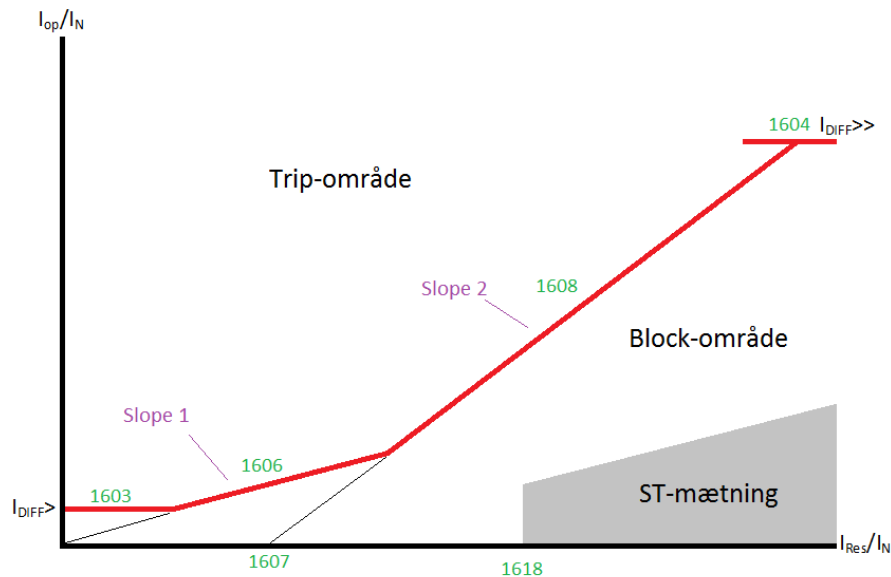
**Tabel 7.2.** Viser de forskellige parametre for transformeren. (\*Se udregning af baseværdien i formel (5.9))

[SIEMENS]

### 7.2.2 Indstilling af beskyttelsen

For at differentielrelæet kommer til at virke på den rigtige måde, er det nødvendigt at indstille det korrekt, så det passer til den enkelte transformer.

Det første der skal indstilles i relæet er de parametre der udformer  $I_{Op}/I_{Res}$ -diagrammet. Figur 7.5 og tabel 7.3 viser hvordan  $I_{Op}/I_{Res}$ -diagrammet bliver defineret.



**Figur 7.5.** Viser hvilke relæ-koder (grønne tal) der er med til at definere  $I_{Op}/I_{Res}$ -diagrammet [SIEMENS].

| Parametre                          | Indstilling             | Relæ-kode |
|------------------------------------|-------------------------|-----------|
| Nedre strømgrænse ( $I_{DIFF} >$ ) | $0,20 \cdot I_{Op}/I_N$ | 1603      |
| Øvre strømgrænse ( $I_{DIFF} >>$ ) | $7,50 \cdot I_{Op}/I_N$ | 1604      |
| Slope 1                            | 0,25                    | 1606      |
| Skæringspunkt på x-aksen (Slope 2) | 2,5                     | 1607      |
| Slope 2                            | 0,50                    | 1608      |

**Tabel 7.3.** Viser de forskellige parametre for indstillingen af differentielrelæet for  $I_{Op}/I_{Res}$ -diagrammet [SIEMENS] og [Ziegler, 2012].

Disse parametre fra tabel 7.3 er som udgangspunkt de værdier SIEMENS anbefaler, men afhænger i virkeligheden meget af transformeren. Som en tommelfingerregel skal Slope 2 være ca. dobbelt så stor som Slope 1. Differentialrelæet *SIEMENS SIPROTEC V3.0 - 7UT5121-4CB01-0AA0/LL* har ikke funktionen med trip ved ekstrem høje strømme ( $I_{DIFF} >>>$ ). Derfor er den ikke med i indstillingen.

Næste skridt i indstillingen er, at indstille *inrush* analysen på relæet, samt ST-mætningen. Tabel 7.4 viser hvordan relæet skal indstilles.

| Parametre                          | Indstilling          | Relæ-kode |
|------------------------------------|----------------------|-----------|
| 2. ordens harmoniske forstyrrelser | 15 %                 | 1611      |
| Cross Blocking                     | 1000 (fuld dækning)  | 1612      |
| ST-mætningsområde                  | 250 (fuld dækning)   | 1617      |
| ST-mætnings begyndelse             | $7 \cdot I_{Op}/I_N$ | 1618      |

**Tabel 7.4.** Viser de forskellige parametre for indstillingen af differentielrelæet for 2. ordens harmoniske forstyrrelser og ST-mætning [SIEMENS] og [Ziegler, 2012].

Som det ses i tabel 7.4 er parametrene igen skrevet ud fra de standarder, som SIEMENS foreskriver. Ved *Cross Blocking* er der valgt den indstilling der giver fuld dækning. Det



vil sige at *Cross Blocking* analysen er meget følsom og hele tiden aktiv. Ligeledes er det med ST-mætningsområdet, som er sat til at forblive aktiv, indtil der kommer en operationsstrøm.

Sidste skridt i indstillingen er tiden for de forskellige stadier. Tabel 7.5 viser hvordan tiden i relæet skal indstilles.

| Parametre                                            | Indstilling | Relæ-kode |
|------------------------------------------------------|-------------|-----------|
| Tidsforsinkelse nedre grænse ( $I_{\text{DIFF}} >$ ) | 3 ms        | 1625      |
| Tidsforsinkelse øvre grænse ( $I_{\text{DIFF}} >>$ ) | 3 ms        | 1626      |
| Tidsforsinkelse - genindkobling                      | 150 ms      | 1627      |

**Tabel 7.5.** Viser de forskellige parametre for indstillingen af differentielrelæet for tiden [SIEMENS] og [Ziegler, 2012].

Genindkoblingstiden er den tid der går fra relæet har registreret en fejl, til at det igen er i stand til at registrere en ny fejl.

[SIEMENS] og [Ziegler, 2012]



# Konklusion 8

---

Der er i rapporten blevet beskrevet hvorledes hele 150/60 kV stationen i Loldrup er opbygget. Det er erfaret at der bliver anlagt en ny kabelstrækning mellem stationen i Loldrup og stationen i Bilstrup. Endvidere bliver den nuværende forbindelse mellem Loldrup og Tjele kabellagt de sidste 2,4 km nær Loldrup stationen. Det er også erfaret, at der kommer et nyt reaktorfelt på stationen, som består af en stor spole, der kan levere op til 40 MVar induktiv. Til sidst er det også erfaret, at stationen indeholder to 150/60 kV transformere, som føder ind på 60 kV nettet. Endvidere er der lavet en overordnet teoretisk beskrivelse af alle komponenterne på stationen i Loldrup, samt en dybere forklaring om transformerteori, således at den tilstrækkelige viden er opnået, for at kunne opstille en problemformulering.

I problemformuleringen blev det opstillet, hvorledes det var muligt at relæbeskytte en 150/60 kV transformer mod høje indkoblings- og kortslutningsstrømme. For at imødekomme dette problem, var det nødvendigt at opnå yderligere generel viden omkring symmetriske komponenter og kortslutninger i el-nettet. Denne viden er blevet beskrevet i kapitel 4, hvor der blev fokuseret på sekvens impedanser i henholdsvis transformere, stjerne- / trekantkoblet netværk og synkron generatorer. Ydermere blev det erfaret, at der findes fem forskellige slags kortslutninger, som er; fase til jord, fase til fase, 2 faser til jord, trefaset fejl og trefaset fejl til jord. Til sidst i kapitel 4 er teorien omkring fejlstrømmene i el-nettet blevet belyst, hvor det blev erfaret at en jævnstrømskomponent i visse tilfælde skal adderes til fejlstrømmen.

Derudover var det også nødvendigt at opnå en tilstrækkelig viden omkring diverse beskyttelsesrelæer, for at kunne vælge det mest optimale relæ til beskyttelse af en transformer. Dette blev belyst i kapitel 5, hvor differentielrelæet blev fundet bedst egnet til at beskytte transformere. Endvidere i kapitel 5 blev teorien omkring et differentielrelæ og dets virke og indstilling grundigt beskrevet. Samtidig blev teorien omkring indkobling af transformere og dens strømme beskrevet, samt hvorledes relæet opfører sig ved henholdsvis en ekstern og intern kortslutning. Ud fra dette kapitel kan det konkluderes, at relæet skal kunne skelne mellem eksterne og interne kortslutninger ud fra en summering af den indgående - og den udgående strøm. Hvis summeringen ikke giver nul, er der tale om en intern fejl og relæet skal trippe. Samtidig skal relæ også være i stand til, at kunne detektere indkoblingsstrømme, således at der ikke kommer et trip pga. en indkobling. Dette gøres ud fra at måle mængden af 2. ordens harmoniske forstyrrelser i indkoblingsstrømmene. Til sidst kan det også konkluderes, at relæet skal kunne blokkeres, hvis strømtransformeren

bliver mættet pga. for høje strømme.

For at afprøve hvordan en transformer opfører sig ved henholdsvis indkoblinger og ved kortslutninger, er der lavet nogle modeller i programmet PSCAD. Der er i alt lavet tre modeller, som hver især viser henholdsvis; indkobling af en 150/60 kV transformer på nettet, indkobling af en 150/60 kV transformer parrallet med en i forvejen indkoblet 150/60 kV transformer, samt en ekstern kortslutning af 150/60 kV transformeren på sekundærside. I den første model er der udført tre simuleringer (case 1, 2, 3), hvor der i hver af dem er ændret på nogle parametre. I case 1 er der ændret på netværks impedansen og derved på om det er et stærkt eller svagt netværk, for at se hvilken indflydelse det har på indkoblingsstrømmene. I case 2 bliver der ændret på den tid, hvor på transformeren bliver indkoblet. I case 3 bliver parametrene for mætningen i transformeren ændret. Endvidere bliver indkoblingsstrømmene i denne model analyseret for, om de indeholder en høj koncentration af 2. ordens harmoniske forstyrrelser. Konklusionen på denne model er, at transformerne opfører sig i henhold til teorien og at indkoblingsstrømmene indeholder en høj mængde af 2. ordens harmoniske forstyrrelser.

I den anden model er der kun en case, hvor indkoblingen af den anden transformer sker ved henholdsvis et stærkt og et svagt netværk. Igen stemmer teorien godt overens med resultaterne fra simuleringen.

I den tredje model er der to case, hvor der først laves en fase til jord fejl på sekundær side af transformeren, og derefter laves en fase til fase fejl ligeledes på sekundærside af transformeren. I disse to case stemmer resultaterne også ganske godt overens med teorien.

Ud fra den opnåede viden fra modellerne, kan der så foretages nogle praktiske afprøvninger af et differentielrelæ, som er tilfældet i kapitel 7. Her var formålet, at sende de signaler der blev genereret i modellerne, over i differentielrelæet for at efterprøve om relæet trippede eller ej. Der bliver lavet i alt fire afprøvninger, som stemmer overens med modellerne. Desværre blev differentielrelæet defekt under opstillingen, så afprøvningerne kunne kun foretages hypotetisk. Derudover er der også lavet en beskrivelse af, hvorledes et differentielrelæ af mærket; SIEMENS SIPROTEC V3.0 - 7UT5121-4CB01-0AA0/LL, skal indstilles.

Den endelige konklusion på rapporten bliver, at det er muligt at relæbeskytte en 150/60 kV transformer med et differentielrelæ, hvor det er i stand til at kunne lade indkoblingsstrømme, samt eksterne kortslutningsstrømme passerer uden at give et tripsignal. Endvidere vil relæet trippe, hvis der sker en intern fejl, eller hvis den passerende strøm gennem transformeren bliver alt for stor.

# Litteratur

---

**A. E. Fitzgerald Charles Kingsley, 2003.** Jr. Stephen D. Umans A. E. Fitzgerald Charles Kingsley. *ELECTRIC MACHINERY*. McGRAW-HILL, 2003.

Filipe Miguel Faria da Silva. Analysis and simulation of electromagnetic transients in HVAC cable transmission grids. PhD thesis, Aalborg Universitet og Energinet.dk, 2011.

**Ebert, 1998.** Hans Ebert. *QUASISTATISKE ELEKTRISKE OG MAGNETISKE FELTER*. Aalborg Universitet, 1998.

**Energinet.dk, september 2007.** Energinet.dk. *Infoblade om eltransmission i Danmark*, 2007.

**Energinet.dk, august 2013a.** Energinet.dk. *Anlægsprojekter Eltransmission - 150 kV kabelforbindelse Bilstrup-Loldrup*, 2013.

**Energinet.dk, august 2013b.** Energinet.dk. *Anlægsprojekter Eltransmission - 150 kV kabelforbindelse Loldrup-Tjele - Etablering*, 2013.

**Energinet.dk, august 2013c.** Energinet.dk. *Kabellægning af 150 kV-forbindelse mellem Bilstrup og Loldrup samt ombygning af station Bilstrup og Loldrup*, 2013.

**Energinet.dk, august 2013d.** Energinet.dk. *Donau bæremast*, 2013.

**Energinet.dk, august 2013e.** Energinet.dk. *2-system bæremast*, 2013.

**Horak, 2006.** Larry Lawhead Randy Hamilton John Horak. *Three Phase Transformer Winding Configurations*. 2006.

*Jens Peter Kjærgaard, 2011.* Jens Peter Kjærgaard. Storebælt HVDC - PP til orientering til AAU. 2011.

**KREYSZIG, 2006.** ERWIN KREYSZIG. *ADVANCED ENGINEERING MATHEMATICS*. John Wiley & Sons. Inc., 2006.

**Mahat, marts 2013.** Pukar Mahat. *Fra kurset: "Advanced course in Electrical Power Systems"*, 2013.

**Maksimovic, 1999.** Robert W.Erickson Dragan Maksimovic. *Fundamentals of Power Electronics*. KAP, 1999.

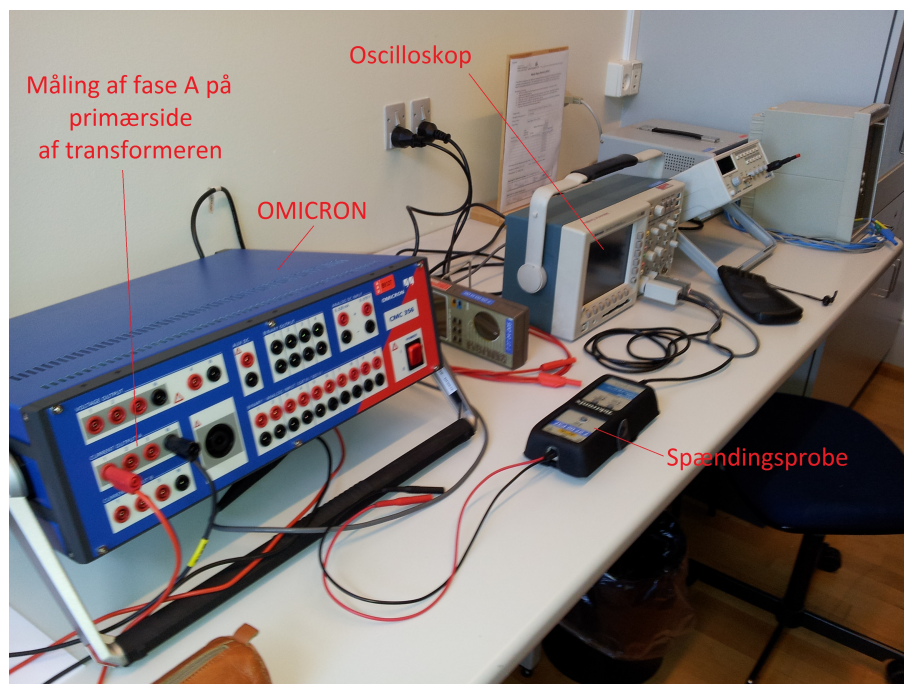
**myElectrical, 2013.** myElectrical. *Fault Calculation - Symmetrical Components*, 2013.

- Nelms, 2008.** J. David Irwin R. Mark Nelms. *Basic Engineering Circuit Analysis*. WILEY, 2008.
- Nielsen, 2013.** Nicolaj Nielsen. *Praktikrapport - En beskrivelse af mit praktikophold ved Energinet.dk i Vester Hassing*, Energinet.dk og Aalborg Universitet, 2013. Denne kilde referer både til min praktirapport og det udbytte, jeg fik af mit praktikophold ved Energinet.dk.
- cables, 2005.** nkt cables. *Teknisk Katalog - NKT Cables*. 2005.
- Overbye, 2012.** J. Duncan Glover Mulukutla S. Sarma Thomas J. Overbye. *POWER SYSTEM - ANALYSIS & DESIGN*. CENGAGE Learning, 2012.
- PSCAD, september 2013.** PSCAD. *Computer program til at lave modeller af elektriske anlæg*, 2013.
- Saadat, 2010.** Hadi Saadat. *POWER SYSTEM ANALYSIS*. PSAP, 2010.
- SIEMENS.** SIEMENS. *Manual for SIEMENS SIPROTEC V3.0 - 7UT51 Differentialrelæ*.
- Tleis, 2008.** Nasser D. Tleis. *Power Systems Modelling and Fault Analysis - Theory and Practice*. Newnes, 2008.
- Univers, september 2013.** Test Univers. *Computer program til at styre OMICRON*, 2013.
- Vørts, 2003.** S. Vørts. *ELEKTRISKE FORDELINGSANLÆG*. Ingeniørhøjskolen Odensen Teknikum, 2003.
- Ziegler, 2011.** Gerhard Ziegler. *Numerical Distance Protection*. SIEMENS, 2011.
- Ziegler, 2012.** Gerhard Ziegler. *Numerical Differential Protection*. SIEMENS, 2012.

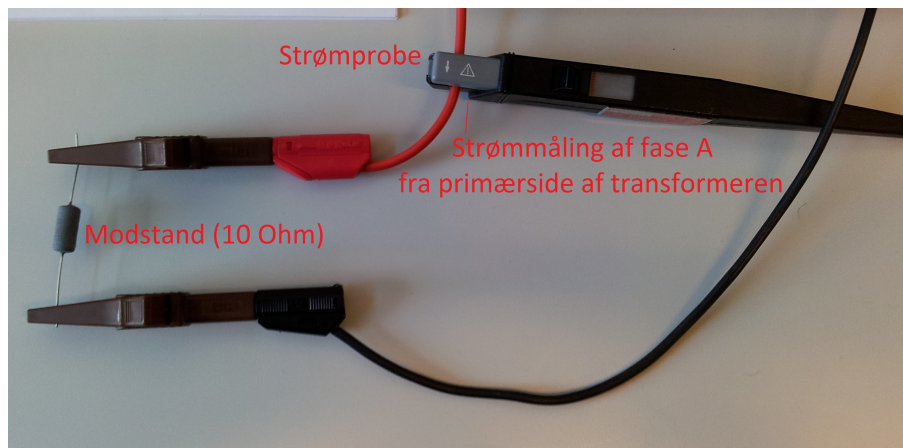
# Beskrivelse af forberedelserne til de praktiske afprøvninger A

---

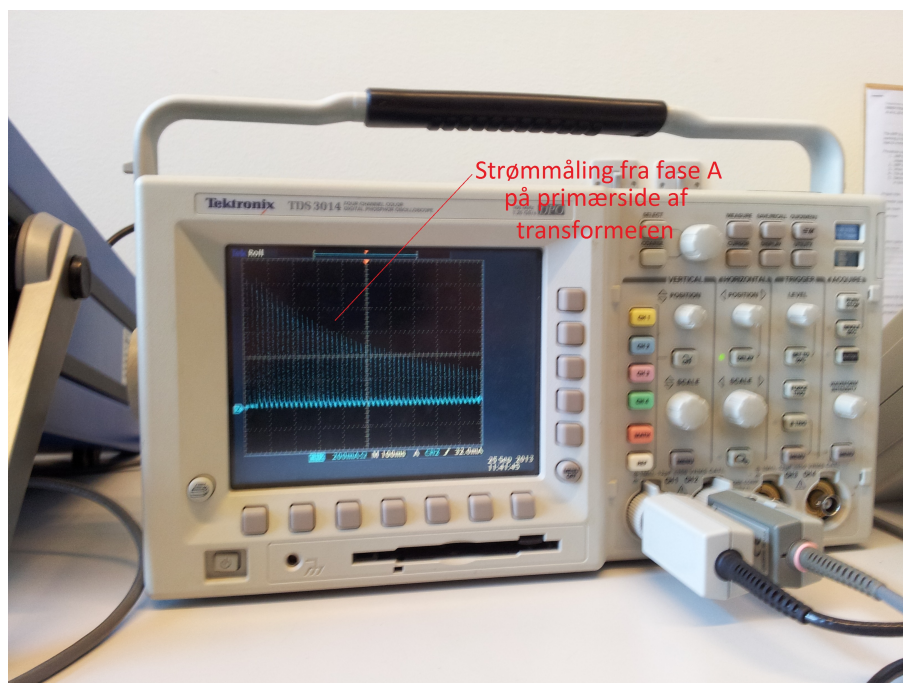
I dette bilag vil nogle af forberedelserne til de praktiske afprøvninger omkring differentielrelæet blive beskrevet. I stedet for at sende signalet fra OMICRON til differentielrelæet, bliver strømmen ledt igennem en modstand. Strømmen gennem modstanden bliver målt og vist på oscilloskopet. Der måles kun på fase A på primærside. Figur A.1 til A.3 viser de opstillinger og udstyr, der har været brugt i forbindelse med afprøvningen af relæet.



*Figur A.1.* Viser hele opstillingen, hvor der måles på fase A på primærside.



**Figur A.2.** Viser kredsløbet som strømmen fra fase A gennemløber. Strømmen gennemløber en  $10\ \Omega$  modstand.



**Figur A.3.** Viser oscilloskopet, hvor strømmen fra fase A på primærside bliver vist. På skærmen ses *inrush* - strømmen, som er helt identisk med signalet fra TestUnivers (se figur 7.2 - Afprøvning 1).

Tabel A.1 viser de involverede apparater der har været anvendt under afprøvningerne.



| Apparat                            | Mærke                                  | AAU-nummer |
|------------------------------------|----------------------------------------|------------|
| Differentielrelæ                   | SIPROTEC V3.0<br>7UT5121-4CB01-0AA0/LL | -          |
| OMICRON                            | CMC 356                                | 89127      |
| Oscilloskop                        | Tektronix TDS 3014                     | 38531      |
| Strømprobe                         | Tektronix (gammel model)               | 38532      |
| Spændingsprobe (differentielprobe) | Tektronix P5205                        | 79050      |
| Multimeter                         | NORIANMETER RM5                        | 29931      |
| Modstand (10 $\Omega$ )            | -                                      | -          |
| Diverse ledninger                  | -                                      | -          |

**Tabel A.1.** Viser alle de involverede apparater fra afprøvningen.



## CD - indhold B

---

Dette bilag indeholder en CD. Indholdet på CD'en er følgende.

- *pdf* - fil af denne rapport.
- Digitale kilder.
- Simuleringerne i PSCAD.
- Data fra simuleringerne i PSCAD.
- Simuleringer fra PSCAD der kan lave *comtrade* - filer.